

N° 2745

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

QUATORZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 6 mai 2015

RAPPORT D'INFORMATION

DÉPOSÉ

PAR LA COMMISSION DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES

en conclusion des travaux d'une mission d'information constituée le 11 décembre 2013 ⁽¹⁾,

sur « les nouvelles données de la géopolitique de l'énergie : pétrole et gaz naturel »

et présenté par

MM. CHRISTIAN BATAILLE ET ANDRÉ SCHNEIDER,

Députés

(1) La composition de la mission figure au dos de cette page

La mission d'information sur les nouvelles données de la géopolitique de l'énergie : pétrole et gaz naturel est composée de : M. Christian Bataille, co-rapporteur et de M. André Schneider, co-rapporteur.

SOMMAIRE

	Pages
INTRODUCTION	15
PREMIÈRE PARTIE.....	21
LA PRODUCTION ET LES ÉCHANGES INTERNATIONAUX D'HYDROCARBURES : ÉLÉMENTS CLEFS DES RELATIONS DE PUISSANCES.....	21
I. LA MONTÉE EN PUISSANCE DES NON-CONVENTIONNELS DEPUIS 2005	21
A. DES HYDROCARBURES NON-CONVENTIONNELS QUI NE DIFFÈRENT -DES GAZ ET PÉTROLES CONVENTIONNELS QUE PAR LA GÉOLOGIE ET LES MODES D'EXTRACTION.....	21
B. UNE PRODUCTION ACTUELLEMENT LIMITÉE AUX ETATS-UNIS ET AU CANADA, MAIS QUI N'EST PAS POUR AUTANT NÉGLIGEABLE AU NIVEAU MONDIAL.....	24
1. Le pétrole : 4 à 5 % de la production mondiale	24
2. Le gaz naturel : un peu plus de 8 % de la production mondiale en 2013	26
C. UNE PRODUCTION À L'ÉCHELLE COMMERCIALE MAIS MARGINALE DANS DEUX AUTRES PAYS : LA CHINE ET L'ARGENTINE.....	27
II. LA CONCENTRATION DES EXPORTATIONS DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL SUR QUELQUES ETATS : LES INCIDENCES POLITIQUES D'INÉGALITÉS GÉOLOGIQUES AU DÉTRIMENT DES GRANDS PAYS CONSOMMATEURS, NOTAMMENT POUR LE GAZ NATUREL.....	29
A. LE PÉTROLE : UN RISQUE ATTÉNUÉ PAR L'EXISTENCE D'UN MARCHÉ MONDIAL.....	29
1. Un petit nombre de très grands exportateurs, dont la Russie, l'Arabie saoudite et les pays du Moyen-Orient	29
a. Trois grands producteurs : l'Arabie Saoudite, la Russie et les Etats-Unis.....	29
b. Deux très grands exportateurs : l'Arabie saoudite et la Russie, suivis par trois Etats clefs du Moyen-Orient, l'Irak, les Emirats arabes unis et le Koweït	29

c. La dépendance de quelques grandes puissances économiques : l'Union européenne et les grands pays d'Asie, Chine, Japon et Corée du Sud.....	30
d. Des réserves conventionnelles très concentrées sur quelques Etats, notamment ceux du Moyen-Orient	31
2. Une cartellisation importante dont le poids reste limité dans la production, mais pas dans les réserves : l'OPEP	33
3. Le poids majeur des compagnies nationales des Etats producteurs face aux supermajors	35
4. Un marché mondial dont le prix est le même, sous réserve des différences de qualité de brut et de particularités locales	38
5. L'ajustement du marché par l'Arabie saoudite, producteur d'appoint	39
B. UNE GÉOPOLITIQUE DU GAZ NATUREL CONTRAINTE PAR LA GÉOGRAPHIE DES TUBES	41
1. Une très forte concentration de la production et des réserves, avec quatre acteurs majeurs : les Etats-Unis, devenus le premier producteur mondial, la Russie, le Qatar et l'Iran.....	41
2. Une consommation elle aussi très concentrée, mais aux Etats-Unis, en Europe et en Extrême-Orient	43
3. Des échanges clefs entre les quelques grands importateurs, dont l'Union européenne et le Japon, et le petit nombre de très gros exportateurs : la Russie, traditionnellement producteur d'appoint, et le Qatar	43
4. La domination des tubes pour l'approvisionnement de l'Europe et du GNL pour l'Asie.....	45
a. Le réseau de desserte européen par gazoduc	45
b. Le rôle des contrats « take or pay » de long terme avec des quantités prévues à l'avance et une clause d'indexation sur le prix du pétrole	46
c. Les échanges de GNL par navires	47
d. L'offre de GNL : le rôle dominant du Qatar	48
e. Le coût du GNL : un supplément dû aux opérations de liquéfaction et de regazéification qui s'ajoutent au fret	49
5. Trois grands compartiments de marché avec des prix différents en l'absence de marché mondial : l'Amérique du Nord, l'Europe et l'Asie	49
C. UNE DÉPENDANCE RÉCIPROQUE ENTRE PAYS EXPORTATEURS ET CLIENTS, MÊME SI MOINS IMMÉDIATE POUR LES PREMIERS	50
1. Les équilibres commercial et budgétaire des pays producteurs.....	50
a. La dépendance vis-à-vis des recettes d'exportation.....	51
b. La part des ressources budgétaires provenant des hydrocarbures	51
c. Le cours du pétrole nécessaire à l'équilibre budgétaire	52
d. Les réserves financières accumulées	53
2. Une dépendance sociale des populations : les subventions pour l'accès des populations à une énergie à bas prix	54

D. UNE GEOPOLITIQUE DE L'ÉNERGIE QUI POURRAIT S'ÉTENDRE, À L'AVENIR, AU-DELÀ DES HYDROCARBURES, AU NUCLÉAIRE ET AUX ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION DES RENOUVELABLES	55
III. DES ENJEUX DIPLOMATIQUES ET DE SÉCURITÉ BIEN IDENTIFIÉS.....	59
A. DEUX SUJETS DE VIGILANCE CONSTANTE DEPUIS 1945 POUR L'APPROVISIONNEMENT DES MARCHÉ INTERNATIONAUX : LA SÉCURITÉ DES RÉGIONS CLEFS DU MOYEN-ORIENT ET LA SÉCURITÉ DU TRANSPORT MARITIME	59
1. L'implication américaine et occidentale au Proche-Orient et dans le Golfe	59
2. Les détroits et points de passage névralgiques : Ormuz, Malacca, Bab el Mandeb, Suez.....	60
a. Sept points clefs par lesquels transitent chaque jour plus de 56 millions de barils de pétrole.....	60
b. Ormuz : véritable « veine jugulaire » avec 30 % du pétrole mondial, 100 milliards de mètres cubes de GNL et des voies de contournement encore très limitées	62
c. Le détroit de Malacca : le lien entre le Golfe persique, l'Afrique et l'Extrême-Orient	65
d. Le détroit de Bab el Mandeb : l'accès à la Mer rouge	65
e. Le Canal de Suez et l'oléoduc SUMED : 8 % du trafic pétrolier mondial	67
f. Le Canal de Panama et l'oléoduc Trans-Panama : un intérêt pour l'accès au Pacifique du GNL américain.....	68
B. UN ENJEU ÉPISODIQUE MAIS RÉCURRENT : L'UTILISATION DES HYDROCARBURES COMME ARME POLITIQUE DANS LE CADRE DES EMBARGOS ET DES SANCTIONS INTERNATIONALES.....	68
1. Des embargos unilatéraux rares mais significatifs.....	68
a. Le Japon en 1941	68
b. Suez en 1956	69
c. Les embargos des pays arabes : 1967 et la Guerre des Six jours ; 1973 et la Guerre du Kippour.....	70
d. La prise en compte d'un risque d'embargo dans les réflexions stratégiques chinoises.....	70
2. Plusieurs exemples de recours à la sanction du pétrole pour les Etats en rupture avec la société internationale	71
a. Les atteintes aux droits de l'Homme des régimes ségrégationnistes : Afrique du Sud et Rhodésie	71
b. L'Irak : le régime « Pétrole contre nourriture »	72
c. Les sanctions contre la dimension militaire du programme nucléaire de l'Iran.....	73
3. Les embargos unilatéraux de certains pays.....	74
C. DEUX ILLUSTRATIONS TRÈS DIFFÉRENTES DE LA CAPACITÉ DES ETATS PÉTROLIERS ET GAZIERS À JOUER UN RÔLE	

INTERNATIONAL MAJEUR SANS COMMUNE MESURE AVEC LEUR POIDS DÉMOGRAPHIQUE OU POLITIQUE	75
1. La Russie : le maintien d'une grande politique de puissance et d'influence grâce au gaz, mais la vulnérabilité face aux sanctions.....	75
a. Une économie dont les ressorts sont très liés aux hydrocarbures et aux richesses naturelles	75
b. Un élément crucial pour le budget et donc pour les dépenses militaires	77
c. Un secteur partiellement sous sanctions depuis l'annexion de la Crimée et la crise ukrainienne de 2014.....	77
d. La proximité des entreprises du secteur des hydrocarbures, notamment de Gazprom, et de l'Etat russe	78
e. La politique de l'accès préférentiel au gaz pour les pays voisins qui adhèrent au projet eurasiatique.....	79
f. Le conflit avec l'Ukraine : les trois crises gazières de 2006, 2009 et 2014-2015....	80
g. Un nouveau « grand jeu » autour des exportations des pays d'Asie centrale et de la Caspienne.....	82
2. Le Qatar : une visibilité politique, économique et même sportive et culturelle grâce aux recettes du GNL	86
DEUXIÈME PARTIE : TROIS EFFETS DE LA RÉVOLUTION AMÉRICAINE DU GAZ ET DU PÉTROLE DE SCHISTE	89
I. UNE OFFRE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE SUFFISANTE QUI A PERMIS D'ALIMENTER LE MARCHÉ ET DE SURMONTER CES DERNIÈRES ANNÉES PLUSIEURS CHOCS GÉOPOLITIQUES ET ÉCONOMIQUES MAJEURS.....	89
A. UNE DEMANDE ÉNERGÉTIQUE CROISSANTE	89
B. UN MARCHÉ PÉTROLIER QUI A SURMONTÉ PLUSIEURS CHOCS	90
1. Une augmentation des prix contenue.....	90
2. Plusieurs événements géopolitiques majeurs, aisément surmontés, dans la zone stratégique du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord.....	91
3. Un marché pétrolier alimenté de manière plus que marginale grâce au pétrole de schiste nord-américain.....	92
a. Le constat	92
b. Le rétablissement d'une marge de capacité de production au niveau mondial	94
c. Un indicateur structurel intéressant : l'évolution, favorable, du rapport entre la production américaine de pétrole et la consommation chinoise.....	95
C. UN MARCHÉ GAZIER LUI AUSSI ASSEZ PEU TENDU, MALGRÉ LA FORTE AUGMENTATION DE LA CONSOMMATION ET LES CONSÉQUENCES DE L'ACCIDENT DE FUKUSHIMA, GRÂCE AU GAZ DE SCHISTE AMÉRICAIN	96
II. UN RETOUR DE LA PUISSANCE ÉCONOMIQUE AMÉRICAINE ET UN DÉMENTI AU PRONOSTIC, D'AILLEURS RÉCURRENT, SUR SON DÉCLIN	98

1. Le résultat d'une politique publique de recherche publique ancienne.....	98
2. Le rétablissement de la parité avec la Russie et l'Arabie saoudite dans la production pétrolière	99
a. Une production abondante notamment grâce à six gisements majeurs : les Etats-Unis premiers producteurs mondial de gaz, voire de pétrole	99
b. Le rétablissement de l'équivalence de la production avec l'Arabie saoudite et la Russie.....	102
3. Un impact essentiel non seulement sectoriel, mais aussi macroéconomique : une véritable révolution économique que ne doit pas occulter le dépassement probable de l'économie américaine par l'économie chinoise en 2014	103
a. Un prix du gaz maintenu bas, grâce à la rentabilisation des puits par le seul pétrole	103
b. Une énergie très compétitive pour les industries américaines	104
c. Des secteurs de la pétrochimie et du raffinage revigorés et faisant notamment concurrence au raffinage européen.....	106
d. L'inutile controverse sur l'ampleur du phénomène, puisqu'il touche l'essentiel du territoire américain, à des degrés divers, et de son économie	108
e. Une réduction du déficit commercial.....	111
f. Un effet, purement économique, de réduction de la production d'électricité d'origine nucléaire aux Etats-Unis	113
g. Un impact indirect sur le renforcement de l'utilisation du charbon dans le reste du monde, notamment en Europe, et plus particulièrement en Allemagne.....	114
4. Une ressource durable et non éphémère	115
5. Une capacité d'exportation de gaz naturel et la perspective d'une large autonomie en pétrole	117
a. Une autosuffisance déjà acquise pour le gaz qui débouche sur des possibilités d'exportation	117
b. Une réduction de la dépendance extérieure en pétrole brut, avec en perspective une très large autonomie	118
c. Le maintien d'un courant d'importation en raison non seulement de l'inertie des contrats, mais aussi des contraintes techniques du raffinage	119
d. Une balance commerciale déjà excédentaire pour les produits pétroliers raffinés..	120
6. Des facteurs de succès propres aux Etats-Unis.....	121
a. Des structures économiques, notamment des petites entreprises, tournées vers l'initiative	121
b. Un droit qui reconnaît la propriété du sous-sol au propriétaire du sol	122
III. DEUX ÉLÉMENTS ESSENTIELS POUR UNE RÉVOLUTION MAJEURE DANS LES ÉCHANGES MONDIAUX D'ÉNERGIE : LA PRODUCTION D'HYDROCARBURES HORS DES ZONES TRADITIONNELLES ; L'UNION EUROPÉENNE ET LES GRANDS ÉMERGENTS D'ASIE, SEULS IMPORTATEURS NETS À LONG TERME.....	123

A. DES PERSPECTIVES, NOUVELLES, DE PRODUCTION D'HYDROCARBURES DANS DE NOMBREUX PAYS HORS DES ZONES D'EXTRACTION TRADITIONNELLES	123
1. Une nouvelle géographie des gisements et des perspectives de production très différentes de celle des gisements conventionnels.....	123
a. Les régions et pays concernés	123
b. Les quantités estimées : une concentration des ressources dans les grandes puissances, les Etats-Unis, mais aussi la Chine et la Russie	124
2. Un intérêt marqué hors de l'Union européenne : cinq exemples significatifs.....	125
a. L'Argentine : l'exploration pour confirmer l'ampleur éventuelle de la ressource ..	125
b. La Chine : une ressource possible, mais d'appoint	127
c. L'Australie : la pérennité de la production d'abord sur le gaz de houille, et ensuite sur le gaz de schiste.....	128
d. Et même la Russie... ..	130
e. Les annonces récentes de l'Arabie saoudite	131
f. La recherche en Algérie.....	131
g. Un délai de dix ans entre le début des forages exploratoires et les retombées industrielles de la production	132
3. Les conséquences de l'absence dans les autres pays des conditions, de succès, spécifiques aux Etats-Unis : un coût de production probablement plus élevé.....	132
B. LA PERSPECTIVE DE LONG TERME D'UN FACE-À-FACE TRÈS DIRECT DE L'EUROPE ET DES GRANDS CONSOMMATEURS DE L'ASIE VIS-À-VIS DES GRANDS EXPORTATEURS DE PÉTROLE ET DE GAZ AUX CAPACITÉS PARFOIS INCERTAINES	132
1. Une consommation d'énergie stabilisée dans l'OCDE mais encore croissante dans le reste du Monde.....	132
a. Une consommation totale d'énergie tirée par la Chine et l'Inde	132
b. La part croissante des renouvelables et du gaz naturel dans le bouquet énergétique mondial.....	133
c. Une augmentation de la demande mondiale de pétrole, en dépit de sa diminution dans la zone OCDE	134
i. Le scénario de référence de l'Agence internationale de l'énergie	134
ii. L'impact éventuel, en définitive assez limité, d'un accord climatique	135
d. Une augmentation de la consommation de gaz naturel poussée par la Chine et le Moyen-Orient	136
2. Trois facteurs d'incertitude sur l'alimentation future du marché par les grands exportateurs d'hydrocarbures : l'importance des investissements nécessaires au maintien de capacités de production ; le poids de la démographie ; les réformes nécessaires à leur mode de consommation énergétique.....	137
3. Une concentration avérée des besoins d'importation d'hydrocarbures sur l'Asie, notamment la Chine et l'Inde, et l'Europe	139

a. Les perspectives du marché global de l'énergie à l'horizon 2040 : déficits européens et asiatiques ; excédents ou équilibres ailleurs	139
b. Les échanges de pétrole : une forte pression de l'Asie émergente dont les besoins excéderont arithmétiquement la capacité exportatrice du Moyen-Orient..	140
c. Une nouvelle géographie des échanges de gaz naturel : l'Europe et la Chine en face de la Russie et du Moyen-Orient.....	141
TROISIÈME PARTIE : TROIS CONSÉQUENCES OU ENSEIGNEMENTS GÉOPOLITIQUES MAJEURS POUR LES PAYS EUROPEENS.....	145
I. UN MAINTIEN, SUR D'AUTRES BASES, DE L'IMPLICATION DES ETATS-UNIS DANS LE RESTE DU MONDE.....	145
A. UNE MODIFICATION DES TERMES DE L'IMPLICATION AMÉRICAINE AU PROCHE-ORIENT, SANS DÉSENGAGEMENT	145
1. Une implication pétrolière originelle maintenant dépassée	145
a. Le rôle historique de la relation avec l'Arabie saoudite établie en 1945	145
b. La substitution des Etats-Unis au Royaume-Uni pendant la Guerre froide	146
2. La faible dépendance des Etats-Unis vis-à-vis du pétrole du Moyen-Orient	147
3. Plusieurs motifs d'ordre politique ou économique pour un maintien de la présence américaine au Moyen-Orient.....	149
a. Le motif économique : le bon fonctionnement du marché international du pétrole	149
b. Les motifs d'ordre politique : le rôle des Etats-Unis comme première puissance mondiale ; la stabilité régionale ; la sécurité d'Israël ; la lutte contre le terrorisme	150
c. Une relation cependant plus compliquée avec l'allié saoudien traditionnel	152
4. Une question encore en suspens malgré l'accord-cadre conclu le 2 avril dernier et pleine de tensions entre le Président Obama et le Congrès : une possibilité de première normalisation des relations avec l'Iran et, dans l'affirmative, ses conséquences pour les relations avec les pays du Golfe	154
B. UNE CAPACITÉ D'INTERVENTION SUR LE MARCHÉ TRÈS POLITIQUE DU GAZ NATUREL GRÂCE AUX EXPORTATIONS DE GAZ DE SCHISTE, AU BÉNÉFICE, LE CAS ÉCHEANT, DU LIEN TRANSATLANTIQUE.....	156
1. La capacité pour les Etats-Unis d'exporter GNL dans quelques années	156
a. Une ressource suffisante pour des volumes de l'ordre de 90 à 100 milliards de mètres cube par an, dans le scénario le plus probable	156
b. La construction, en cours, des infrastructures d'exportation	157
c. Quelques reports en raison de la baisse actuelle des prix du pétrole	158
2. La question juridique : quel régime pour l'exportation ?	159
a. Les régimes actuels de contrôle des exportations d'hydrocarbures issus du premier choc pétrolier	159

i. L'interdiction d'exporter du pétrole brut américain : une mesure maintenue, mais en débat.....	159
ii. Pour le gaz naturel, un double régime d'autorisation et un régime de faveur pour les pays ayant conclu un accord de libre-échange avec les Etats-Unis.....	160
b. Le rôle éventuel du TTIP	161
3. Quelle stratégie américaine d'exportation du GNL ? : le choix en faveur de l'approvisionnement des marchés mondiaux plutôt que de l'utilisation des exportations comme levier politique, à ce stade	161
a. Des optiques possibles : l'alimentation du marché mondial ; un instrument politique	161
b. Le discours de Bruxelles du Président Obama	161
c. L'inscription de la sécurité énergétique dans les priorités de l'OTAN.....	162
d. Les conditions de livraison de GNL à l'Europe : la prévalence de l'approche économique sur l'approche politique, qui présente plusieurs avantages pour les Etats-Unis.....	162
C. UN RISQUE POLITIQUE MAJEUR TRÈS PEU PROBABLE, MAIS À NE PAS MÉCONNAÎTRE POUR AUTANT : LE RETOUR D'UN CERTAIN ISOLATIONNISME.....	163
II. UNE INTERPRÉTATION DÉLICATE DES CONSÉQUENCES DE LA BAISSSE DE PRESQUE 50 % ET DE L'ACTUEL NIVEAU DES COURS DU PÉTROLE	165
A. UNE SURPRISE POUR LES MARCHÉS.....	165
1. Un mouvement de prix rapide et important sur le pétrole avec un effet d'entraînement sur le gaz naturel	165
2. Un excès d'offre et une demande moins dynamique	166
3. Des stocks au plus haut.....	168
B. DES TRANSFERTS AUSSI RAPIDES QU'IMPORTANTES ET BIENVENUS AU PROFIT DES PAYS CONSOMMATEURS, DONT LA FRANCE	168
1. Les effets d'ensemble	168
2. Les effets sectoriels.....	169
a. Un répit pour le raffinage et des secteurs industriels européens	169
b. Des effets contrastés sur les autres secteurs selon leur positionnement dans la chaîne pétrolière	172
C. LA SITUATION INTERMÉDIAIRE DES ETATS-UNIS	173
D. DES DIFFICULTÉS POUR UNE GRANDE PARTIE DES PAYS PRODUCTEURS, AVEC DES RISQUES D'INSTABILITÉ POUR LES PLUS VULNÉRABLES D'ENTRE EUX.....	174
1. Une perte de ressources et des conséquences budgétaires importantes : l'essentiel des pays producteurs sous le seuil de l'équilibre budgétaire	174
2. Un effet amplificateur des sanctions pour la Russie et l'Iran	176
3. Une capacité de résistance dépendante du niveau des réserves financières	177

4. Une augmentation du risque politique dans certains des pays concernés.....	177
E. UNE DURÉE INCERTAINE, MAIS EN TOUT ÉTAT DE CAUSE TEMPORAIRE AVEC UNE REMONTÉE D'ICI LA FIN DE LA DÉCENNIE SOUS RÉSERVE QUE LES CAPACITÉS DE PRODUCTION SOIENT AU RENDEZ-VOUS.....	178
1. Le diagnostic de l'AIE sur la possibilité d'un réajustement de la demande et de l'offre à moyen terme, mais une grande incertitude sur les cours à très court terme, tant que la production et les stocks augmentent.....	178
2. Des capacités de production à moyen terme cependant incertaines en raison des annulations et reports des décisions d'investissement	179
a. Un effet différé pour le conventionnel	180
b. Un impact en principe beaucoup plus rapide pour l'huile de schiste, sous réserve du délai entre la réduction du nombre de forages et son effet sur la production	182
F. LE PRIMAT, EN L'ÉTAT, DE L'HYPOTHÈSE ÉCONOMIQUE, SUR L'HYPOTHÈSE POLITIQUE POUR INTERPRÉTER AVEC CERTITUDE DU REFUS DE L'ARABIE SAOUDITE DE RÉDUIRE SA PRODUCTION LORS DU SOMMET DE L'OPEP LE 27 NOVEMBRE DERNIER	184
G. L'HYPOTHÈSE D'UN ÉVENTUEL CHANGEMENT DU MODE D'AJUSTEMENT DU MARCHÉ MONDIAL : D'UNE RÉGULATION PAR L'OPEP À UN RÉÉQUILIBRAGE SELON LE COÛT MARGINAL ?	186
III. LA NÉCESSITE POUR L'UNION EUROPÉENNE ET SES ETATS MEMBRES D'UNE STRATÉGIE DE SÉCURITÉ D'ACCÈS AUX HYDROCARBURES : DIVERSIFICATION DES FOURNISSEURS ET DES ROUTES ; EXPLORATION, VOIRE EXPLOITATION, DES RESSOURCES PROPRES ET DU SOUS-SOL JUSQU'AU GAZ ET AU PÉTROLE DE SCHISTE.....	189
A. QUATRE ÉLÉMENTS À BIEN PRENDRE EN COMPTE	189
1. La dépendance énergétique de l'Union européenne ira croissant dans les années futures avec, en l'état, la perspective de l'épuisement du pétrole de la Mer du Nord comme des gisements de gaz de Norvège et de Groningue	189
2. La relation de l'Union européenne avec son premier fournisseur de pétrole et de gaz, la Russie, est de plus en plus complexe	190
a. Un héritage de la Détente et de l'ouverture à l'Est, mais fondé sur une complémentarité réelle.....	190
b. La Russie premier fournisseur d'un client européen, incontournable, pour elle, avec l'Allemagne au premier rang.....	191
c. Une relation difficile en raison de la divergence entre l'approche économique de l'Union européenne et l'approche politique de la Russie et de Gazprom : la crainte de la « coupure du robinet » ; le sentiment d'une instrumentalisation possible de l'énergie dans le conflit ukrainien ; la difficulté russe à se plier aux règles du marché intérieur ; la mise en avant récente par la Russie des alternatives chinoise et turque	195
i. La divergence sur la nature des échanges d'hydrocarbures	195

ii. Les livraisons de gaz aux Etats membres de l'Union européenne : la crainte d'une instrumentalisation politique au prisme des crises ukrainiennes	195
iii. La difficulté réitérée et encore récemment confirmée de <i>Gazprom</i> à respecter les règles du marché intérieur.....	197
d. La grande stratégie russe de la bascule entre l'Europe et la Chine : chantage ou réalisme ?	200
e. La tentative de jouer la carte de la Turquie, présentée comme le nouveau point d'accès au gaz russe pour l'Union européenne, contre la position, équilibrée, du Gouvernement turc.....	203
3. L'abondance mondiale des ressources énergétiques reporte toute menace d'un pic pétrolier, mais n'élimine pas pour autant le risque politique croissant d'instabilité et donc d'interruption des approvisionnements, notamment venant d'Afrique, d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient	204
a. Des réserves énergétiques suffisantes pour démentir les tenants du pic de ressources, notamment du pic pétrolier, et les craintes de pénurie exprimées il y a dix ans.....	204
b. Des réserves totales d'hydrocarbures et de matières premières énergétiques pour plus d'un siècle ?	208
c. Un positionnement intermédiaire du gaz et du pétrole de roche mère en ce qui concerne les coûts d'exploitation	209
d. Les risques croissants d'instabilité autour de l'Arc de crise de l'Atlantique à l'Océan indien	210
4. La recherche de ressources alternatives d'hydrocarbures est indépendante des objectifs climatiques : une démarche qui ne concerne pas le niveau de la consommation, mais uniquement l'origine géographique des produits correspondants.....	212
B. L'IMPÉRATIF D'UNE STRATÉGIE DE SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE ET D'UNE UNION DE L'ÉNERGIE FONDÉES TANT SUR LA DIVERSIFICATION DES FOURNISSEURS ET DES VOIES D'ACCÈS AU GAZ NATUREL QUE SUR LA MOBILISATION DE NOUVELLES RESSOURCES INTERNES	214
1. Deux objectifs majeurs : réduire le plus possible à leur dimension commerciale les relations gazières avec la Russie ; disposer du plus grand nombre d'éléments de négociation pour les relations fournisseur client pour une plus grande efficacité des politiques de l'Union	214
a. Un fournisseur russe qui restera incontournable, mais avec lequel la relation doit donc se banaliser le plus possible	214
b. L'intérêt renforcé de la stratégie de sécurité énergétique de l'Union européenne et de l'Union de l'énergie, grâce à une large gamme de solutions alternatives dans la négociation énergétique.....	216
2. Un premier moyen : renforcer la fluidité du marché intérieur.....	218
a. Des prix d'autant plus élevés que le niveau de l'approvisionnement russe est important.....	218
b. L'importance des interconnexions et des flux rebours ou inversés.....	220

c. Faire évoluer encore davantage les clauses d'indexation des contrats à long terme ?.....	220
3. Un deuxième point d'appui : la diversification des pays fournisseurs et des voies d'approvisionnement en gaz	222
a. Suivre l'exemple de la Chine ?.....	222
b. L'accès aux gisements d'Asie centrale et de Méditerranée orientale par le corridor Sud.....	223
c. Accueillir davantage de GNL, notamment américain.....	227
d. Développer davantage le stockage gazier dans le cadre de la future stratégie européenne de stockage de l'énergie	229
4. Un levier essentiel : mettre fin à la frilosité ou au refus paradoxal des Etats en Europe, compte-tenu de sa dépendance, comme de la France, de valoriser leurs ressources propres notamment en gaz et en pétrole non conventionnels.....	231
a. Un moyen de réduire la facture énergétique et de défendre l'industrie européenne menacée par la concurrence américaine et la prochaine concurrence asiatique.....	231
b. Trois voies techniquement possibles : le gaz et l'huile de schiste ; le gaz de houille ; le biogaz	232
i. Une question de choix politique.....	232
ii. Un certain intérêt au niveau européen, et aussi en France, pour le biogaz	232
c. Des réserves jugées substantielles dans le sous-sol européen pour une production de gaz et de pétrole non conventionnels.....	233
d. Des engagements trop frileux des Etats membres de l'Union européenne pour l'instant, vis-à-vis du gaz et du pétrole non conventionnels	234
i. La Pologne : une exploration qui se poursuit avec les compagnies nationales	234
ii. Le Danemark : un moyen de la transition énergétique.....	235
iii. Le Royaume Uni : une pièce essentielle d'une stratégie énergétique d'ensemble, dont la portée vient d'être récemment restreinte.....	236
iv. L'Allemagne : une longue hésitation avant d'opter très récemment pour un encadrement très strict.....	237
v. La recommandation de la Commission européenne	238
e. Un élément qui serait pourtant aussi essentiel que décisif dans les négociations énergétiques avec les grands pays fournisseurs dès le stade de l'exploration.....	239
5. Pour la France, trois raisons supplémentaires d'explorer voire même d'exploiter gaz et pétrole non conventionnels, sans avoir même à insister sur l'impératif géopolitique de conserver à la première puissance militaire du continent ses capacités d'action	239
a. Les interdictions actuelles : des mesures incompréhensibles pour le reste du monde.....	239
b. L'exploration : une mesure de bon sens pour s'assurer au moins de la ressource et négocier en meilleure position.....	240

c. L'exploitation : une mesure probablement indispensable pour le rétablissement économique de notre pays, au-delà de l'intérêt géopolitique évident d'une France sans fragilité	241
i. L'impératif commercial : résorber en partie le déficit extérieur (65 milliards en 2013 de déficit sur les produits énergétiques)	241
ii. L'impératif de compétitivité : sauver l'industrie chimique et le raffinage et assurer le renouveau des activités et des emplois sur le territoire	242
iii. L'impératif budgétaire : garantir la crédibilité et la solvabilité de la France vis-à-vis de ses créanciers internationaux alors que la dette publique pourrait bientôt atteindre 100 % du PIB.....	242
CONCLUSION	245
EXAMEN EN COMMISSION	247
ANNEXES	267
ANNEXE N° 1 : LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES PAR LES RAPPORTEURS	267

INTRODUCTION

Mesdames, Messieurs,

Depuis la Révolution industrielle, l'énergie est au cœur des relations de puissances.

Y avoir accès est le ressort essentiel de la capacité internationale des Etats, et donc de leur influence sur leur environnement géopolitique et sur la maîtrise de leur destin. Dès le début du XIXe siècle, la géographie du charbon commande la diffusion de l'industrie. En étroite association avec la démographie, elle dessine les nouveaux contours de la puissance. Les grands pays en 1914 sont des Etats charbonniers : le Royaume-Uni, la France, les Etats-Unis, l'Allemagne, la Russie, l'Autriche-Hongrie aussi.

Ensuite, même si le charbon domine le bouquet énergétique mondial jusqu'en 1965, l'accès au pétrole devient essentiel.

Les Etats-Unis sont le premier pays d'exploitation massive de la ressource à partir de 1859. Ils deviennent la première puissance économique mondiale dans les années 1870, et le resteront jusqu'en 2014. Ils sont aussi le pays où se développent les grandes compagnies pétrolières qui deviendront l'essentiel des *Majors* ou des Sept Sœurs jusqu'aux grandes fusions de la fin des années 1990 et des années 2000. Ils sont jusqu'à la fin des années 1940 un exportateur net de pétrole. Ils deviennent ensuite importateur net. Le Royaume-Uni accorde au pétrole une grande attention après le passage de l'instrument de sa suprématie, la *Royal Navy*, du charbon au fioul avant la Première guerre mondiale et veille à ce que *Shell* et surtout l'*Anglo-Persian*, nationalisée juste avant la guerre de 1914 et qui détient le monopole sur l'Iran, ne tombent sous la coupe d'intérêts étrangers. Il veille aussi sur ses intérêts au Proche-Orient, à l'Est de Suez.

La Seconde guerre mondiale a montré l'importance de l'énergie, puisque les puissances sans pétrole (Allemagne, Italie, Japon) ont été défaites par les puissances pétrolières (Etats-Unis, Union soviétique) ou ayant un libre accès aux océans (Royaume-Uni, France).

Les années 1950 et 1960 sont donc marquées par une montée en puissance des régions pétrolières dans la politique internationale dans le contexte du développement économique des pays occidentaux, aussi spectaculaire que fondé sur un usage croissant du pétrole, et aussi du gaz naturel, comme sources d'énergie et matières premières.

La sécurité du Moyen-Orient, dont la production devient stratégique pour les Etats-Unis et leurs alliés européens, passe ainsi sous protection américaine, en parallèle au déclin de la puissance et de la présence anglaises, pour freiner l'expansion soviétique.

Néanmoins, les besoins énergétiques des pays occidentaux les rendent dépendants des approvisionnements extérieurs, et les implications de cette vulnérabilité dépassent le seul domaine économique.

Leurs relations avec les pays exportateurs de pétrole sont aussi marquées par des rapports de forces, qui se nouent d'abord pour améliorer le partage des bénéfices en leur faveur : des sociétés nationales sont créées soit *ex nihilo* soit par nationalisation ; les pays exportateurs de pétrole décident de créer leur propre organisation, l'OPEP, en septembre 1960.

De même, la dimension politique des échanges s'affirme.

D'abord, l'URSS joue son propre jeu en exportant du pétrole vers l'Ouest, notamment en Italie, dès les années 1960 et, ensuite, en développant dans le contexte de la Détente et de l'*Ostpolitik* allemande, les exportations de gaz vers l'Europe. Certains à l'Ouest y voient un futur instrument de pression politique, ce qui en définitive ne sera pas le cas.

Ensuite, les précédents de 1956 et de 1967 ayant montré leur efficacité, les pays arabes exportateurs de pétrole placent la question énergétique au plus haut de l'agenda international avec l'embargo sur les exportations et le quadruplement des prix du pétrole décidés à l'automne 1973, en protestation au soutien occidental à Israël lors de la guerre du Kippour. C'est l'élément déclencheur d'une crise économique majeure et même d'une rupture : le chômage devient dans les pays occidentaux un problème constant ; les taux de croissance des années 1950 et 1960 qui ont permis le développement en Europe d'un modèle social performant ne seront plus jamais retrouvées.

La mise en exploitation de l'énergie nucléaire ne débouchant pas sur une nouvelle révolution énergétique, en raison du haut niveau de technicité et de sécurité que requiert son exploitation, ni même par la suite, celle des énergies renouvelables, en raison des limites inhérentes à leur intermittence, le pétrole et le gaz naturel sont restés depuis des préoccupations majeures pour les Etats.

Après le premier choc pétrolier, la prospection et l'exploitation de gisements hors OPEP, notamment au Canada et *offshore*, en Mer du Nord, se développent donc en parallèle aux programmes électro-nucléaires, aux économies d'énergie et aux premières recherches sur les renouvelables, pour modérer le poids et donc l'influence des exportateurs traditionnels.

Plusieurs éléments d'ordre politique maintiennent l'attention sur la vulnérabilité de nos économies vis-à-vis du pétrole et du gaz.

D'abord, la Révolution iranienne de 1979 s'accompagne du second choc pétrolier et la Guerre entre l'Irak et l'Iran, à la fin de l'année 1980, inquiète par sa proximité avec les grandes zones de production du Proche-Orient.

Ensuite, le contre-choc pétrolier de 1985, imputable à la volonté de l'Arabie saoudite, soutenue par les Etats-Unis, de maintenir ses parts de marché et de faire baisser les prix, a des effets politiques majeurs : les recettes d'exportation de l'URSS s'effondrent, ce qui conduit ensuite par étapes à la chute du Mur de Berlin en 1989 et à la fin de la Guerre froide ; celles de l'Irak et de l'Iran aussi, ce qui facilite la conclusion d'une paix blanche.

Enfin, en 1989-1990, la communauté internationale se mobilise, sous la conduite des Etats-Unis, pour rétablir la souveraineté du Koweït, envahi par Saddam Hussein qui cherche à s'assurer une part majeure des réserves pétrolières d'alors pour rembourser ses dettes de guerre dans les conditions les plus favorables.

La fin de la Guerre froide et la généralisation de l'économie de marché, ainsi que la mondialisation, ne conduisent pas à la banalisation des hydrocarbures comme matières premières.

D'abord, la mondialisation repose sur le développement de la production et des échanges internationaux. La consommation d'énergie s'accroît très fortement dans le contexte, qui plus est, d'une forte augmentation de la population mondiale. Les pays de l'ancien Tiers monde deviennent ainsi des pays émergents. Les plus importants d'entre eux changent de statut. La Chine, notamment qui devient cette année la première puissance économique mondiale, déploie progressivement une politique étrangère fondée sur l'accès aux matières premières agricoles et non agricoles, notamment en Afrique et au Moyen-Orient. La Russie se repositionne en grande puissance exportatrice de pétrole et de gaz. L'Inde et le Brésil se positionnent progressivement comme des acteurs majeurs.

Ensuite, les tensions croissantes dans la zone Afrique du Nord-Moyen Orient font que les approvisionnements en pétrole et en gaz doivent faire l'objet d'une grande attention. Contrairement aux ambitions américaines, la guerre en Irak de 2003 ne stabilise pas la région. Le printemps arabe ne répond pas aux attentes des peuples et débouche sur l'instabilité comme en Libye, ou la guerre civile, comme en Syrie. Après son expulsion d'Afghanistan, Al Qaeda s'établit dans le monde arabo-musulman. L'Iran cherche à se doter d'une capacité nucléaire civile dans des conditions d'une telle ambiguïté qu'il est soupçonné d'avoir aussi un programme nucléaire militaire. Cette perspective inquiète l'ensemble de la région, notamment l'Arabie saoudite et la Turquie.

Enfin, au cours des années 2000, l'augmentation de la consommation pétrolière s'accompagne d'une telle augmentation des prix, qui frôlent les 150 dollars le baril, qu'elle nourrit les inquiétudes récurrentes sur la fin du pétrole et celles, plus fondées, sur les risques d'un pétrole hors de prix.

La Révolution du gaz de schiste, et du pétrole ou plus exactement de l'huile de schiste, aux Etats-Unis, et aussi au Canada, a démenti ces pronostics économiques. Elle est même d'une telle ampleur que l'économie des Etats-Unis retrouve un dynamisme d'ensemble et des perspectives qui vont influencer sur les rapports de puissance dans les années qui viennent.

Tel sera d'autant plus le cas que la présence de gaz et de pétrole de roche mère, selon la terminologie appropriée, en-dehors du Moyen-Orient rebat les cartes de la géographie future de l'énergie.

C'est aussi cette exploitation d'une réserve nouvelle d'hydrocarbures qui donne au monde une abondance nouvelle, qui repousse à longue échéance l'éventualité d'un pic pétrolier, maximum absolu de la production mondiale de pétrole, alors même que la question du niveau de la consommation des énergies fossiles est examinée dans le cadre de la lutte contre le changement climatique, et qui explique la surprise de la forte chute du prix du pétrole au second semestre 2014.

Le présent rapport est fondé sur des auditions de personnalités et d'experts, à Paris, dont l'essentiel des procès-verbaux figure en annexe, ainsi que sur un déplacement aux Etats-Unis, où la mission a été fort bien accueillie et s'est vue communiquer des éléments fort intéressants, pour y rencontrer notamment des représentants du Département d'Etat, du Département de l'énergie, et du Département de la Défense, et un autre déplacement à Bruxelles pour y rencontrer les services de la Commission européenne.

Il est également fondé sur les éléments publiés par *Eurostat*, par l'Agence internationale de l'énergie, l'Agence américaine d'information sur l'énergie (*EIA*, *USEIA* ou *US Energy Information Administration*) et les entreprises pétrolières qui ont toutes un service économique. Parfois, leurs chiffres diffèrent pour des raisons de convention qui exigeraient des développements qui n'ont pas lieu d'être ici. C'est pourquoi les sources sont toujours citées et il ne faut pas inférer des différences éventuelles de chiffres des conclusions erronées. D'un point de vue terminologique, les hydrocarbures non conventionnels considérés sont essentiellement le pétrole et le gaz de roche mère, couramment appelés aussi gaz de schiste et huile ou pétrole de schiste. La question technique des conditions de leur extraction n'est pas abordée ici, car elle relève d'autres compétences que celles de la Commission des affaires étrangères.

Initialement prévu pour l'automne 2014, le présent rapport a fait l'objet d'un report, de manière que la chute des prix du pétrole et leurs conséquences puissent faire l'objet d'auditions et d'études complémentaires sur leur origine, leur durée et leurs conséquences.

Dans cette perspective, après avoir rappelé les données de base de la dépendance, d'ailleurs réciproque, des grands pays importateurs de pétrole et de gaz vis-à-vis des principaux exportateurs, le présent rapport montre en quoi la

révolution américaine du gaz et de l'huile de schiste et les perspectives de son extension dans d'autres pays modifient ces rapports de puissance en laissant notamment l'Europe face aux grands émergents d'Asie, dont la Chine, dans l'accès aux ressources des grands exportateurs. Cela implique pour les Etats membres de l'Union européenne de déployer une politique de sécurité énergétique fondée non seulement sur la diversification des approvisionnements gaziers encore trop dépendants de la Russie comme de valorisation des ressources de son sous-sol, mais tenant compte en outre des facteurs d'instabilité intrinsèques et de l'incertitude qu'engendre, au-delà des quelques années qui viennent, la réduction des investissements liée à la chute des cours du pétrole.

Ce constat aurait été le même compte tenu des éléments fondamentaux des marchés mondiaux de l'énergie, mais il est clair que l'actuelle crise ukrainienne et la tension avec la Russie le corroborent.

PREMIÈRE PARTIE

LA PRODUCTION ET LES ÉCHANGES INTERNATIONAUX D'HYDROCARBURES : ÉLÉMENTS CLEFS DES RELATIONS DE PUISSANCES

I. LA MONTÉE EN PUISSANCE DES NON-CONVENTIONNELS DEPUIS 2005

C'est entre 2005 et 2010 que la production mondiale d'hydrocarbures, de gaz et de pétrole, a connu une importante mutation, bien qu'elle n'ait concerné que deux pays, les Etats-Unis essentiellement et, dans une moindre mesure, le Canada.

Bien qu'ils soient connus depuis fort longtemps, les gaz et pétrole de roche mère, appelés aussi gaz et pétrole de schiste, ont fait l'objet d'une mise en exploitation commerciale croissante, car rentable.

Cette deuxième composante représente un élément nouveau du marché pétrolier et du marché gazier, dont le principal effet a été d'offrir des capacités de production supplémentaires, puisque le gaz de schiste est du gaz naturel, du méthane pour l'essentiel, et que le pétrole ou l'huile de schiste est comparable aux autres pétroles.

A. DES HYDROCARBURES NON-CONVENTIONNELS QUI NE DIFFÈRENT - DES GAZ ET PÉTROLES CONVENTIONNELS QUE PAR LA GÉOLOGIE ET LES MODES D'EXTRACTION

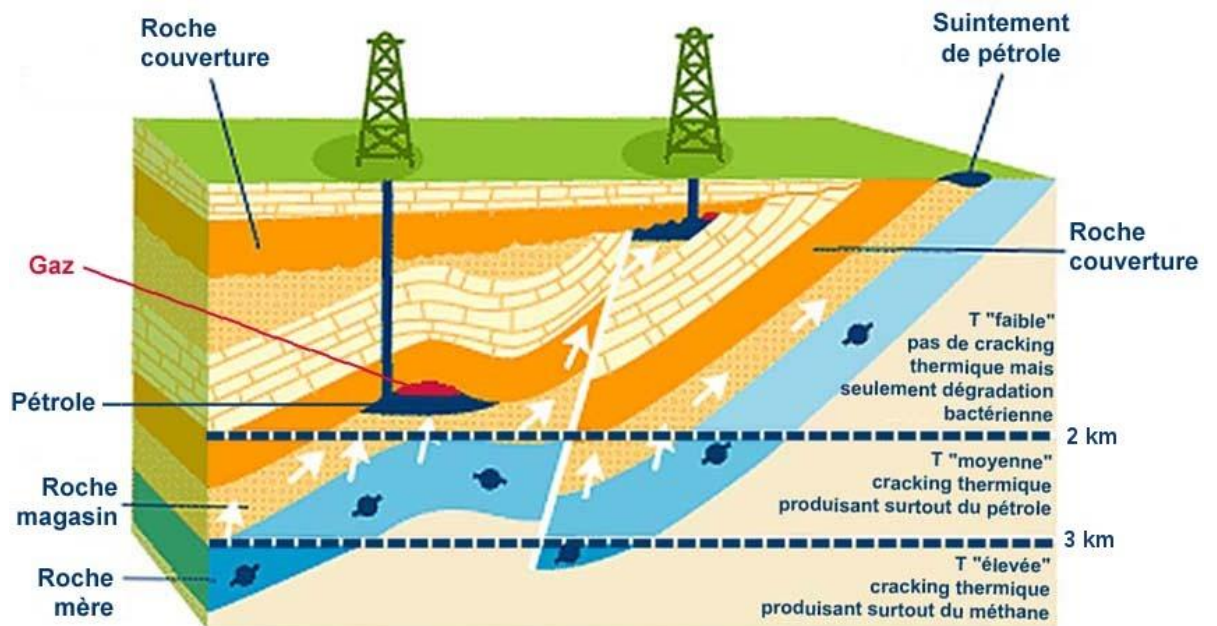
Il n'y a pas de différence de nature entre les hydrocarbures conventionnels et les hydrocarbures de roche mère.

La seule différence tient à leur mode d'extraction qui relève de la géologie.

En effet, alors que les hydrocarbures conventionnels, gaz ou pétrole, sont géologiquement remontés de la roche mère vers des couches géologiques moins profondes au cours du temps et ont été piégés dans des réservoirs naturels étanches qu'il suffit de percer par endroit, par forage, pour les extraire, les hydrocarbures non conventionnels exigent de casser la roche mère profonde par microfracture, pour y avoir accès.

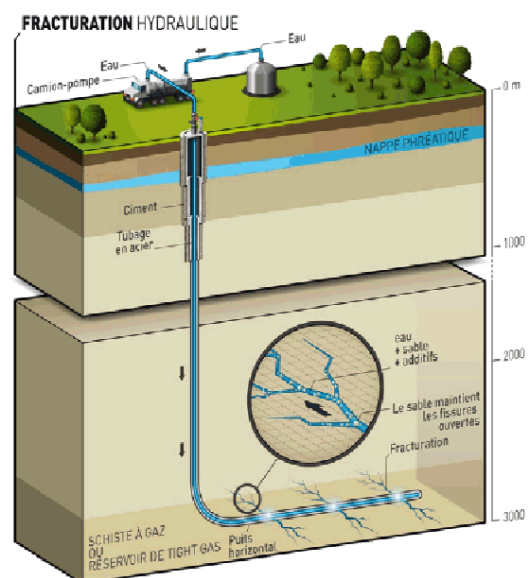
Le schéma suivant illustre ces éléments géologiques.

Différences géologiques des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels



Source : ENS de Lyon

Sur le plan de l'exploitation, il convient de prévoir pour exploiter un champ un plus grand nombre de puits que pour un gisement classique, puisque un puits ne donne accès qu'à une quantité limitée de gaz ou de pétrole. La technique actuelle d'exploitation est celle de la fracturation hydraulique et donne lieu au schéma suivant, lequel resterait pertinent si des techniques alternatives étaient mises en œuvre.

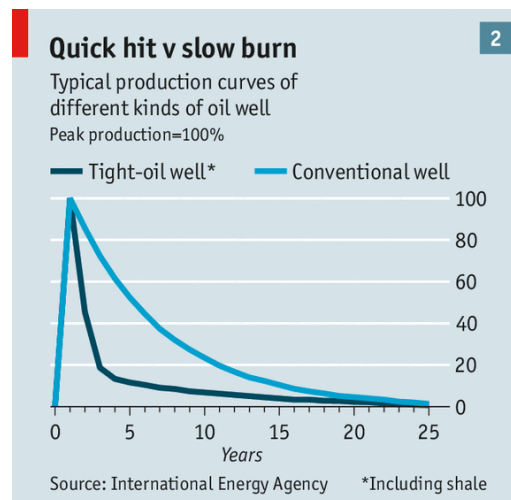


Source : Total

Ainsi, par rapport aux gisements conventionnels, les puits de gaz et de pétrole de schiste ont par puits une moindre production, même si le profil reste le même avec une production plus marquée la première année ou les deux premières années, avec ensuite diminution continue de la production qui n'est cependant pas négligeable.

De manière plus précise, selon les éléments communiqués par le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, la production d'un puits foré dans le bassin d'*Eagle Ford* aux Etats-Unis, par exemple, est divisée par trois entre la première et la deuxième année contre une réduction de 9 % pour un puits classique. L'exploitation d'un champ de pétrole de schiste nécessite donc de mettre constamment en production de nouveaux puits.

Publié par *The Economist*, le schéma suivant illustre ces éléments.



La principale conséquence est d'ordre économique. La production de gaz et de pétrole non conventionnels exige pour se maintenir un investissement continu dans des forages.

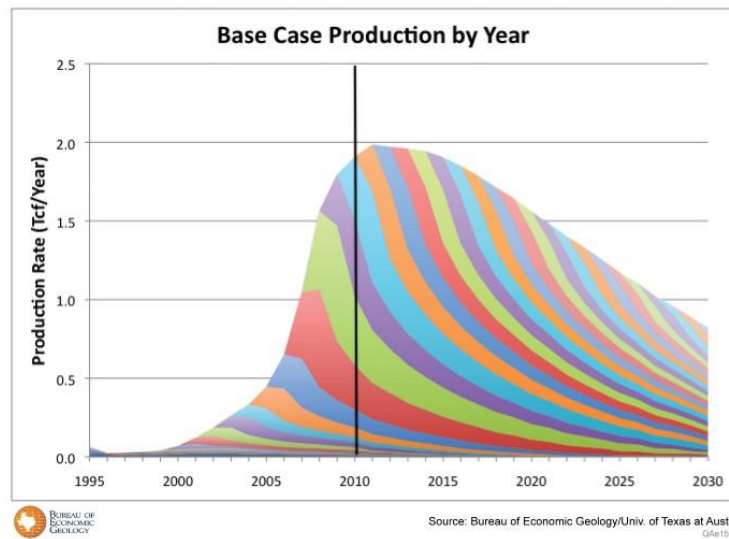
C'est une contrainte, mais c'est aussi une grande souplesse pour l'ajustement de la production à la demande. En cas de chute de la demande ou en cas de surproduction, le simple report des projets de nouveaux investissements conduit à un réajustement des quantités.

Dans l'ensemble, l'exploitation d'un champ est soumise à un processus de renouvellement permanent, comme le montre le schéma suivant pour le champ de *Barnett* au Texas, la production dépend essentiellement du nombre de forages et des conditions économiques d'exploitation.

Chaque zone colorée correspond à une cohorte ou à une « génération » de puits mis en exploitation au même moment.

Schéma d'exploitation d'un gisement de roche mère

Production Outlook for the Barnett Shale through 2030



Les extractions suivent donc beaucoup plus la réalité économique que dans le cadre d'un gisement classique pour lequel l'inertie des opérations de pompage est beaucoup plus importante.

Il n'y a donc pas en l'état de « bulle » sans lendemain sur le pétrole et le gaz de roche mère.

B. UNE PRODUCTION ACTUELLEMENT LIMITÉE AUX ETATS-UNIS ET AU CANADA, MAIS QUI N'EST PAS POUR AUTANT NÉGLIGEABLE AU NIVEAU MONDIAL

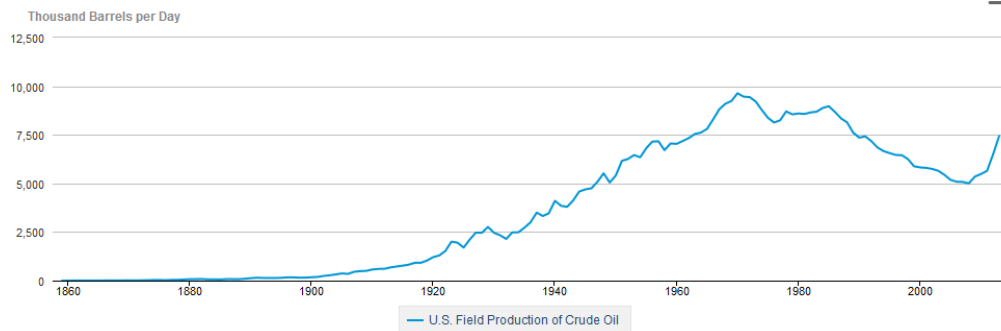
1. Le pétrole : 4 à 5 % de la production mondiale

En 2014, la production de pétrole brut des Etats-Unis s'est établie d'après l'Agence américaine d'information sur l'énergie à 8,65 millions de barils jour contre 7,45 l'année précédente.

C'est la poursuite de la reprise à la hausse de la production américaine de pétrole brut depuis le milieu des années 2000.

La croissance de la production pétrolière américaine a été très forte ces dernières années et a même retrouvé les niveaux de production voisins de ceux des années 1970, comme l'indique le graphique suivant :

Evolution de la production américaine de pétrole brut



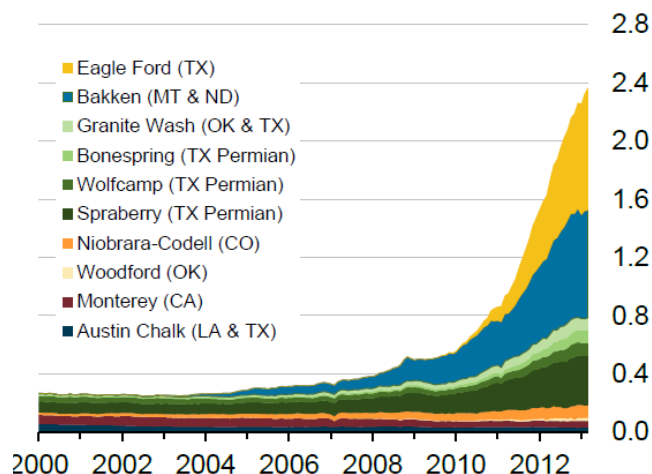
Source : EIA

La croissance de ces dernières années résulte principalement de l'essor de la production de pétrole non conventionnel (pétrole de réservoir compact ou pétrole de schiste), qui a décollé en 2008, à la suite de la mise en œuvre des techniques déployées à grande échelle pour l'exploitation du gaz de schiste. L'accélération de la production pétrolière à partir de 2010 a été favorisée par la hausse des prix du pétrole, notamment en poussant les entreprises à favoriser les gisements gaziers riches en liquides. La production de pétrole de réservoir compact qui représentait 1 million de barils jour en 2010 a atteint 3 millions de barils jour dans la deuxième moitié de l'année 2013. Cette nouvelle production fait croître le volume produit à terre, et a modifié la donne des Etats pétroliers aux Etats-Unis. Le Dakota du Nord, avec la formation de Bakken, est devenu un des principaux producteurs de pétrole de réservoir compact. Il est désormais le deuxième Etat pétrolier des Etats-Unis après le Texas.

Le graphique suivant récapitule ces éléments.

Evolution de la production d'huile de schiste aux Etats-Unis

(en millions de barils jour)



Source : EIA

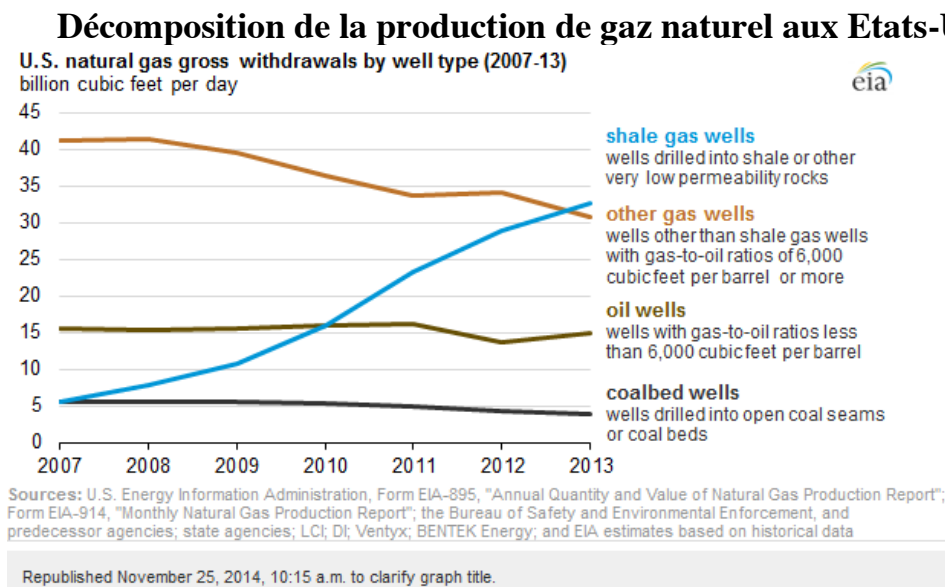
C'est donc en 2013 entre un tiers et 40 % environ de la production américaine de brut qui a été d'origine non conventionnelle, soit environ 3 % à 4 % de la production mondiale, puisque selon l'Agence internationale de l'énergie, les

Etats-Unis ont extrait cette même année 10,7 % du total mondial. Le taux de 40 % est celui qui ressort des données américaines pour la fin de l'année 2013. Pour ce qui concerne le Canada, les volumes ont été nettement plus réduits, de moins de 1 million de barils jour.

Néanmoins, c'est globalement entre 4 à 5 % de la production mondiale de pétrole brut qui a été extraite à la fin de l'année 2013 et probablement sur les premiers mois de l'année 2014 des gisements non conventionnels.

2. Le gaz naturel : un peu plus de 8 % de la production mondiale en 2013

Pour ce qui concerne le gaz naturel, le gaz de schiste est devenu en 2013 la première source de production aux Etats-Unis, comme l'indique le graphique suivant publié par l'Agence américaine d'information sur l'énergie, le 25 novembre dernier.



Source : EIA

En 2013, sur une production totale de 82 milliards de pieds cubiques par jour, soit 2,3 milliards de mètres cubes par jour, le gaz naturel provenant des gisements non conventionnels a atteint 33 milliards, soit 40 % du total.

Sa production a été multipliée par 6,5 depuis 2007.

Les Etats-Unis ont représenté cette même année 2013 19,8 % de la production mondiale, selon l'Agence internationale de l'énergie.

En 2013, la production de gaz de schiste des Etats-Unis a par conséquent représenté presque 8 % de la production mondiale.

Pour ce qui concerne le Canada, en 2012, c'est selon l'étude de la *Bibliothèque du Parlement* n° 2014-08 F, 15 % de la production du pays. Celui-ci ayant produit en 2013 4,5 % du total mondial, on peut estimer à environ 0,7 % de

la production mondiale de gaz naturel la contribution canadienne au titre du gaz de schiste.

Par conséquent, c'est plus de 8 % de la production mondiale de gaz naturel qui provient des gisements non conventionnels.

C. UNE PRODUCTION À L'ÉCHELLE COMMERCIALE MAIS MARGINALE DANS DEUX AUTRES PAYS : LA CHINE ET L'ARGENTINE

Le mois dernier, l'Agence américaine d'information sur l'énergie a indiqué qu'une production à l'échelle commerciale de gaz ou de pétrole non conventionnel avait été enregistrée en Chine et en Argentine.

Pour être plus précis, il s'agit de l'Argentine pour le pétrole, avec une très faible production de 20.000 barils jour et aussi pour le gaz naturel en Chine, avec 250.000 pieds cubiques par jour soit 7.000 mètres cubes par jour.

II. LA CONCENTRATION DES EXPORTATIONS DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL SUR QUELQUES ETATS : LES INCIDENCES POLITIQUES D'INÉGALITÉS GÉOLOGIQUES AU DÉTRIMENT DES GRANDS PAYS CONSOMMATEURS, NOTAMMENT POUR LE GAZ NATUREL

A. LE PÉTROLE : UN RISQUE ATTÉNUÉ PAR L'EXISTENCE D'UN MARCHÉ MONDIAL

1. Un petit nombre de très grands exportateurs, dont la Russie, l'Arabie saoudite et les pays du Moyen-Orient

a. Trois grands producteurs : l'Arabie Saoudite, la Russie et les Etats-Unis

Selon les données du *BP Statistical review* publié en juin 2014, la production pétrolière mondiale s'est établie à 86,7 millions de barils jour en 2013.

Les dix premiers producteurs mondiaux concentrent les deux tiers du total mondial.

Le premier producteur mondial est toujours l'Arabie saoudite avec 13,1 % du total, devant la Russie (12,9 %), les Etats-Unis (10,8 %), la Chine (5 %), le Canada (4,7 %), l'Iran et les Emirats arabes unis (4,0 % chacun), l'Irak et le Koweït (3,7 % chacun) et le Mexique (3,4 %).

Le Vénézuëla (3,3 %), ainsi que le Brésil, le Nigéria et le Sud-Soudan (2,7 % chacun) viennent juste après. Ensuite, ce sont l'Angola, la Norvège et le Kazakhstan avec environ 2 % de la production mondiale.

D'un point de vue géographique, le Moyen-Orient concentre 32 % de la production mondiale de brut, contre 16 % pour les pays de la CEI et 19 % pour l'Amérique du Nord.

Les pays de l'OPEP assurent 42 % de la production mondiale et ceux de l'OCDE 23 %.

b. Deux très grands exportateurs : l'Arabie saoudite et la Russie, suivis par trois Etats clefs du Moyen-Orient, l'Irak, les Emirats arabes unis et le Koweït

Les différences de population, de niveau de développement, de structure des économies, puisque l'industrie consomme davantage d'énergie que les services, expliquent que seuls certains de ces pays sont de grands exportateurs de pétrole.

Exprimées en masse, les exportations totales de pétrole ont représenté en 2013 un total de 1.985 millions de tonnes, selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), pour une production mondiale de 4.117 millions de tonnes.

Les principaux exportateurs nets sont l'Arabie saoudite (18,7 % du total mondial), puis la Russie (12 %), le Nigéria (6,2 %), l'Irak et les Emirats arabes Unis (6 % chacun), le Koweït (5,2 %), le Venezuela (4,7 %), le Canada (4,5 %), l'Angola (4,2 %) et le Mexique (3,3 %). Le reste du monde a assuré 29 % des exportations de brut.

L'Iran qui représentait 6,1 % des exportations en 2011 comme le Nigéria a disparu des dix plus gros exportateurs en raison des sanctions prises en 2012 par les Etats-Unis puis l'Union européenne.

c. La dépendance de quelques grandes puissances économiques : l'Union européenne et les grands pays d'Asie, Chine, Japon et Corée du Sud

Les principaux consommateurs de pétrole sont d'abord les Etats-Unis, avec 19,9 % du total, selon les données publiées cette année par BP, puis l'Union européenne (14,5 %, dont 2,7 % pour l'Allemagne et 1,9 % pour la France), la Chine (12,1 %), le Japon (5 %), l'Inde (4,2 %), la Russie (3,7 %) et l'Arabie saoudite (3,2 %), la Corée du Sud (2,6 %), le Canada (2,5 %) et le Mexique (2,1 %).

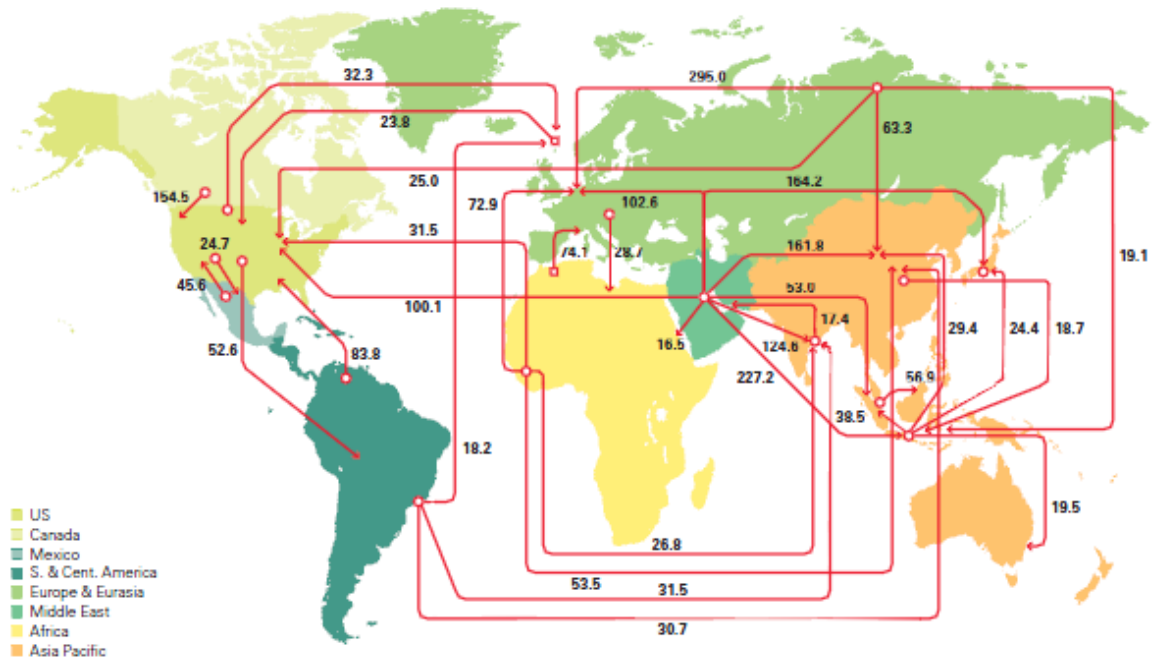
Géographiquement, le tiers du pétrole est consommé par l'Asie, le quart par l'Amérique du Nord (Etats-Unis, Canada et Mexique), le cinquième par l'Europe et la Russie et un dixième par le Moyen-Orient et l'Amérique latine.

L'écart entre la production et la consommation fait qu'en 2012, selon les données de l'AIE, trois pays européens se sont trouvés parmi les dix principaux importateurs nets : l'Allemagne, la France et l'Italie.

En effet, si les Etats-Unis ont été à l'origine du cinquième des importations de pétrole brut en 2012, 21,5 % plus précisément contre 24 % l'année précédente, suivent la Chine (13,1 % en 2012 contre 12 % en 2011), l'Inde (9 % contre 8,5 % l'année précédente), le Japon (8,7 % contre 8,5 %), la Corée du Sud (6,2 %), l'Allemagne (4,5 %), l'Italie (3,6 %), l'Espagne (2,9 %), les Pays-Bas et la France (2,8 % chacun).

Dans le paysage européen, le Royaume-Uni fait exception grâce aux ressources de la Mer du Nord qui représentent 1 % de la production mondiale.

Le graphique suivant récapitule les échanges internationaux de pétrole en 2013.



Source : BP Statistical Review 2014

d. Des réserves conventionnelles très concentrées sur quelques Etats, notamment ceux du Moyen-Orient

Les réserves pétrolières étaient estimées fin 2013 à 1.688 milliards de barils, soit 50 ans environ au rythme de consommation actuel.

La concentration des réserves prouvées est très importante à raison de 17,7 % au Venezuela, 15,5 % en Arabie saoudite, 10,3 % au Canada, 9,3 % en Iran, 8,9 % en Irak, 6 % au Koweït et 5,8 % dans les Emirats arabes unis.

Les trois quarts des réserves sont donc concentrés sur sept Etats seulement, dont cinq autour du Golfe persique.

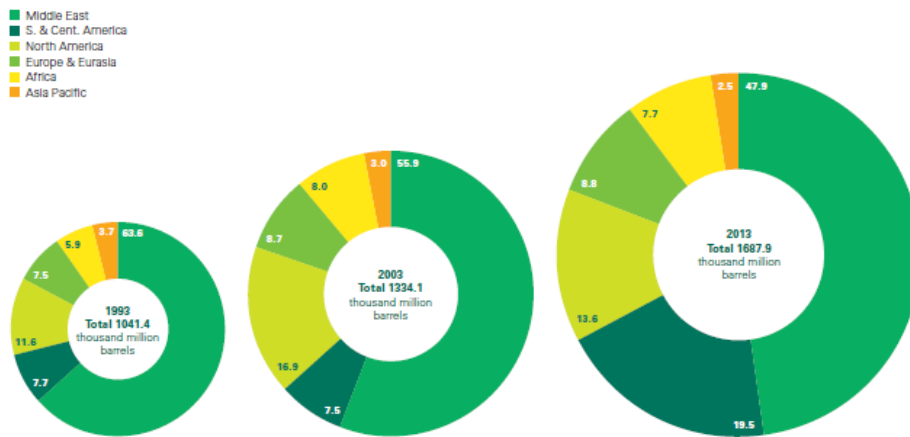
Géographiquement, les pays du Moyen-Orient représentent 48 % des réserves prouvées, contre 28 % pour les pays de l'ancienne Union soviétique, 20 % pour l'Amérique du Sud et 10 % pour l'Amérique du Nord.

Les pays de l'OPEP détiennent 72 % des réserves prouvées de pétrole, contre 14,7 % pour l'OCDE.

Par rapport à 1993 et 2003, on constate que le niveau global des réserves pétrolières s'est accru, passant de 1.014 millions de barils à 1687 millions de barils, mais que sa répartition géographique a changé.

Comme le montre le graphique suivant, la part de l'Amérique latine s'est considérablement accrue sous l'effet de la réévaluation des réserves du Venezuela.

Distribution des réserves prouvées



Source : BP Statistical review 2014

Les réserves de pétrole et de gaz

La notion de réserve repose essentiellement sur la notion de réserves prouvées, c'est-à-dire confirmées par des explorations, mais elle est aussi étroitement dépendante des conditions économiques et techniques, présentées par M. Pierre Terzian, directeur de *géostratégies*.

« Les barils que l'on découvre, ce sont les barils en terre, c'est-à-dire qu'ils sont physiquement présents sous la terre. Avec les techniques et prix actuels, on peut produire en moyenne mondiale 33 barils sur les 100. Sur certains gisements, on en arrive à 55%. Sur d'autres, on ne dépasse pas 10%, c'est le cas des pétroles extra lourds qui sont très difficiles à produire.

« Lorsque j'affirme que nous avons 55 années de réserves devant nous, c'est donc sur la base des 33% de récupération. On a actuellement plus de 1600 milliards de barils de réserves prouvées. Cela veut dire que ces 1600 milliards représentent 1/3 de ce que l'on a découvert. On a donc découvert 4800 milliards de barils de réserves.

« Si la technologie progresse, on peut produire d'avantage sans même découvrir de pétrole, à partir des réserves existantes. D'ici une quinzaine ou une vingtaine d'années, nous serons à un taux de 50% de récupération pour la production.

« L'augmentation des prix est un autre facteur d'augmentation des réserves. Les réserves représentent ce que l'on peut produire avec les techniques actuelles et les prix actuels. Si le prix augmente, davantage d'efforts techniques seront consentis (puits etc.), et les réserves augmenteront sans même effectuer de nouvelles découvertes.

« Or nous réalisons de nouvelles découvertes. Il y a donc une situation d'abondance sans précédent. C'est inédit dans ce secteur, alors que j'y suis depuis 42 ans. C'est le résultat d'avancées techniques essentiellement, et aussi du prix du pétrole.

« Le progrès technique est spectaculaire. Il y a quarante ans, les forages en Mer du Nord étaient entre 50 mètres à 60 mètres de profondeur, et c'était considéré comme une prouesse. Aujourd'hui, les brésiliens forent à 3000 mètres de profondeur d'eau. (...)

« La technologie utilisée coûte cependant très cher, chaque puits peut coûter entre 100 à 150 millions de dollars. Alors qu'ailleurs, au Moyen-Orient, un puits coûte entre 5 à 10 millions de dollars environ. »

2. Une cartellisation importante dont le poids reste limité dans la production, mais pas dans les réserves : l'OPEP

L'Organisation des pays exportateurs de pétrole, l'OPEP, a été créée lors d'une réunion à Bagdad le 14 septembre 1960, pour coordonner les pays exportateurs de pétrole. C'est l'un des exemples de cartellisation d'un secteur économique au niveau mondial.

L'objectif a été d'instaurer davantage d'équité dans le partage des bénéfices pétroliers entre les grandes entreprises pétrolières et les pays de production dans le contexte de la décolonisation.

Les cinq pays fondateurs, l'Arabie saoudite, l'Iran, l'Irak, le Koweït et le Venezuela, ont été rejoints par le Qatar en 1961, l'Indonésie en 1962, qui s'en est retirée en 2008, la Libye en 1962, Abou Dhabi en 1967 - qui avec six de ses voisins formera les Emirats arabes unis en 1971-, l'Algérie en 1969, le Nigeria en 1971, l'Equateur en 1973, qui se retire en 1992 et y revient en 2007, et le Gabon en 1975, qui s'en retire en 1996, puis enfin l'Angola en 2007.

L'OPEP a son siège à Vienne et actuellement 12 Etats en sont membres.

La logique de la maîtrise de la production face aux consommateurs et aux grandes compagnies pétrolières internationales, aux *Majors*, a conduit tant à la nationalisation du secteur pétrolier dans les pays considérés, avec création d'une compagnie nationale, qu'à un mécanisme de maîtrise et de répartition de la production grâce à des quotas.

Chaque pays membre de l'OPEP bénéficie en effet d'un quota de production, exprimé en termes de quantité, lequel n'est pas toujours respecté.

Les pays arabes producteurs de pétrole se sont groupés dans une organisation différente, l'Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole (OPAEP), créée en 1968 après la Guerre des Six jours et qui comprend actuellement l'ensemble des pays arabes, sauf le Maroc, la Jordanie et le Liban.

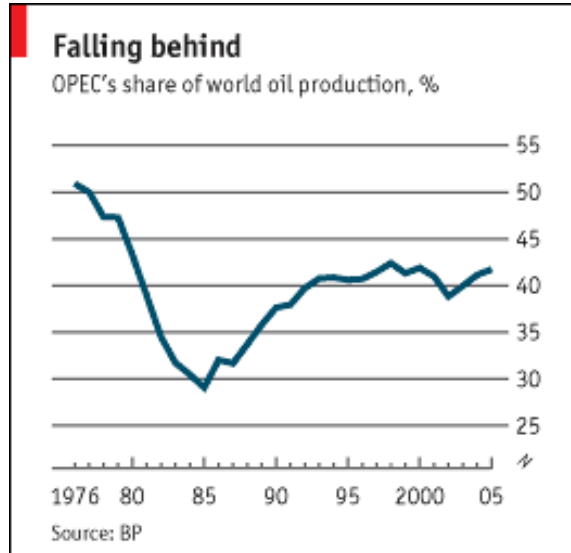
Dans la géographie et l'économie du pétrole, le poids de l'OPEP a toujours été proche de la majorité de la production sans toutefois avoir la place prépondérante qu'auraient souhaitée ses fondateurs.

L'URSS puis la Russie notamment ont dès les années 1960 constitué un élément perturbateur des équilibres souhaités.

Ainsi, la production de l'OPEP ne dépasse pas 50 % de la production mondiale depuis plusieurs décennies.

Comme le montre le graphique suivant, sa part dans la production mondiale de pétrole a même fortement diminué après de le premier choc pétrolier et ne s'est stabilisée qu'en 1984.

La chute de la part de l'OPEP après le premier choc pétrolier

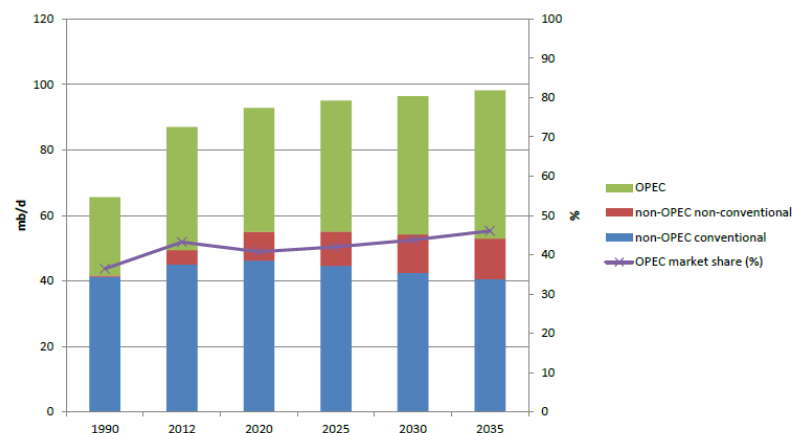


Source : BP Statistical review

Ensuite, à partir du début des années 1990 et jusqu'en 2005, la part de l'OPEP dans la production mondiale de pétrole oscille un peu au-dessus de 40 %.

Puis, à partir de cette période, elle tend à légèrement remonter et ce mouvement devrait se poursuivre dans les années suivantes, comme le montre le graphique suivant, communiqué par l'IDDRI.

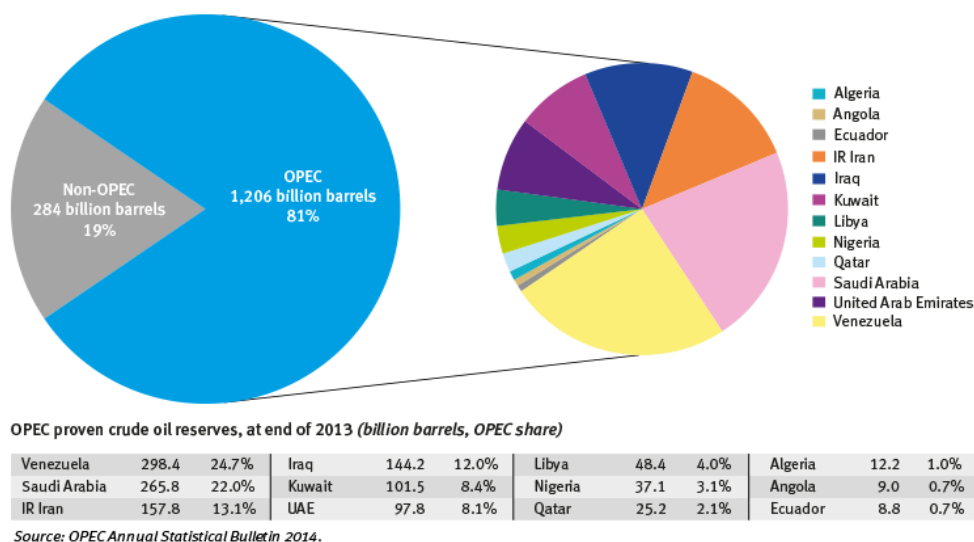
Le poids de l'OPEP dans la production mondiale de pétrole



Source : Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI)

En termes de réserves, l'OPEP reste stratégique et incontournable avec selon ses estimations 81 % des réserves prouvées à la fin de l'année 2013. C'est ce qu'indique le graphique suivant.

Part de l'OPEP dans les réserves prouvées



Sur des bases un peu différentes, le *BP Statistical Review* de 2014 estime à 72 %, comme on l'a vu, les réserves de l'OPEP en 2013, en baisse par rapport à 1993 (74,4 %), mais en hausse par rapport à 2003 (68,36 %).

C'est cette prépondérance des réserves de l'OPEP, notamment dans la région Moyen-Orient et Afrique du Nord, qui lui confère son caractère structurellement stratégique à long terme.

3. Le poids majeur des compagnies nationales des Etats producteurs face aux supermajors

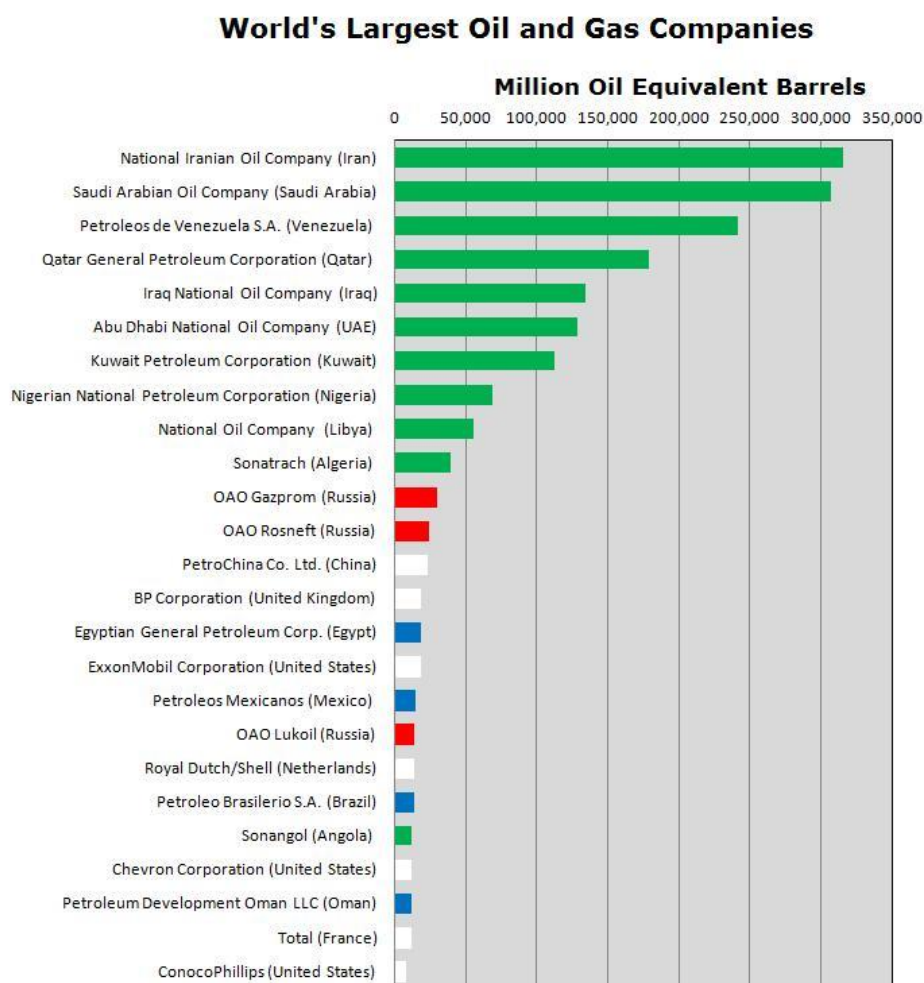
Issues du mouvement progressif de nationalisation de la ressource et de l'exploitation par les pays producteurs, les compagnies nationales des pays pétroliers représentent l'essentiel des réserves d'hydrocarbures dites « 2P » : découvertes, en cours de production ou de développement.

Selon les éléments disponibles, elles en contrôlent, en effet, les quatre cinquièmes (79 % des réserves), dont 58 % pour les pays de l'OPEP et 21 % pour les autres compagnies nationales des pays hors OPEP.

En termes de production, elles sont à l'origine de plus de la moitié du pétrole mondial, à raison de 57 %, dont 27 % pour l'OPEP et 30 % hors OPEP.

Le graphique suivant publié par *Pétrostratégies* en 2013 montre cette prédominance des compagnies nationales.

Répartition des réserves entre les compagnies pétrolières

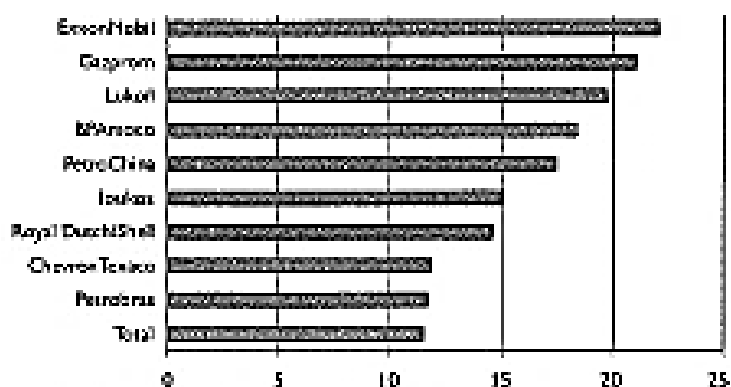


PetroStrategies, Inc. February 2012

En 2002, les réserves prouvées de dix premières compagnies pétrolières ou gazières faisaient apparaître *ExxonMobil*, puis *Gazprom*, puis *Loukoil*, puis *BPA-moco*, *Petrochina*, *Ioukos*, *Shell*, *Chevron Texaco*, *Petrobras* et *Total*.

Le graphique suivant, publié dans l'ouvrage « *Géopolitique du pétrole* » aux Editions *Technip* en 2005 par MM. Cédric de Lestrang, Christophe-Alexandre Paillard et Pierre Zélenko, récapitule ces éléments.

Répartition de ces réserves au début des années 2000



Sources : compagnies pétrolières.

Au-delà de la détention des réserves, le poids des compagnies nationales des pays producteurs de pétrole est avéré dans la production comme dans le chiffre d'affaires.

Comme l'indique le tableau suivant, les principaux producteurs sont des compagnies nationales et la première des *Majors*, *Exxon*, n'arrive qu'en quatrième position.

En revanche, pour le chiffre d'affaires, la présence de deux compagnies chinoises s'explique par la taille du marché du pays.

Chiffre d'affaires des plus grandes compagnies pétrolières

Rang	Par production Forbes	En millions de bep/jour	Par chiffre d'affaires - Fortune 2014	En millions de US dollars
1	Saudi Aramco	12,7	Royal Dutch Shell	459.599
2	Gazprom	8,1	Sinopec (pétrole+chimie)	457,201.10
3	National Iranian Oil Company	6,1	PetroChina	432,007.70
4	Exxon Mobil	5,3	Exxon Mobil	407,666.00
5	Rosneft	4,6	BP	396,217.00
6	Royal Dutch Shell	4	Total	227,882.70
7	PetroChina	3,9	Chevron	220,356.00
8	Pemex (Mexique)	3,6	Gazprom	165,016.70
9	Chevron	3,5	ENI	154,108.70
10	Kuwait Petroleum Company	3,4	Petrobras	141,462.00
11	BP	3,1	Pemex	125,943.90
12	Total	2,6	PDVSA	120,979.00
13	Petrobras (Brésil)	2,5	Lukoil	119,118.00
14	Qatar Pétroleum	2,4	GDF Suez	118,551.30
15	ADNOC (Abu Dhabi)	2,4	Rosneft	117,079.30
16	Lukoil	2,3	Statoil (Norvège)	108,459.40
17	Iraqi Oil Ministry	2,22		
18	Sonatrach	2,19		
19	PDVSA (Venezuela)	2,1		
20	Statoil (Norvège)	2		

Source : Total

Le poids des très grandes compagnies internationales non issues des pays pétroliers s'explique par leur présence davantage dans l'aval que dans l'amont.

C'est ce qu'a expliqué M. Jean-François Dussoulier, directeur des affaires générales d'Exxonmobil France, en indiquant que « *Le groupe détient 34 raffineries dans le monde, soit environ 6 % seulement de la capacité mondiale de raffinage. Il raffine deux fois plus de pétrole qu'il n'en produit, et commercialise presque deux fois plus de produits qu'il n'en raffine. Il est donc un acheteur net de produits finis et de brut sur les marchés internationaux.* »

4. Un marché mondial dont le prix est le même, sous réserve des différences de qualité de brut et de particularités locales

Contrairement au gaz naturel, aucune température ni condition de pression particulière n'est exigée pour le transport du pétrole. Celui-ci présente donc d'un point de vue économique de très grands avantages. Il est aisément transportable, aisément divisible, et à quelques réserves près sur des différences de qualité, un baril de pétrole est aisément substituable à un autre baril.

Il existe donc un véritable marché international du pétrole avec, dans l'ensemble, un cours mondial, marché articulé autour des transports internationaux par oléoduc ou par navire, sachant que les deux sont souvent combinés.

Pour être plus précis, il existe cependant différents prix fonction des qualités de brut et de particularités locales. Mais ces différents compartiments de marché sont connectés et leurs évolutions sont donc corrélées par les arbitrages des opérateurs de marché.

Les prix de référence des marchés dit « spot » pour les échanges au jour le jour et pour une livraison immédiate sont ceux des bruts de référence : l'*Arabian Light* côté à Dubaï, le *Brent* de la Mer du Nord, le *Nigerian Forcados* pour le pétrole du Nigéria et le WTI (*West Texas Intermediate*) pour le pétrole américain.

Pour l'année 2013, le prix de référence à Dubaï a été de 105,45 dollars le baril, contre 108,66 pour le *Brent*, 111,95 pour le *Forcados* et 97,99 pour le WTI, nettement moins cher en raison de l'abondance des hydrocarbures de schiste aux Etats-Unis.

En raison de ce marché mondial, un exportateur de pétrole a peu de moyens de pression sur un pays importateur. Toute mise unilatérale sous embargo peut être aisément compensée.

5. L'ajustement du marché par l'Arabie saoudite, producteur d'appoint

L'Arabie saoudite est en général considérée comme le producteur d'appoint sur le marché international du pétrole avec 13,1 % de la production mondiale et 18 % des exportations en 2013 selon l'AIE, et une population suffisamment peu nombreuse.

Lorsque les capacités de production sont tendues, comme tel était le cas il y a quelques mois, elle est le pays qui est réputé en avoir encore de disponibles. Le Koweït aussi présente la même caractéristique, mais dans une moindre mesure.

A l'opposé, comme ce fut le cas en 2009 et comme c'est actuellement le cas, lorsque les prix s'effondrent, c'est vers l'Arabie saoudite que l'on se tourne pour une réduction de la production. C'est d'ailleurs ce qu'elle fait ou qu'elle ne fait pas en fonction d'objectifs non seulement commerciaux, en arbitrant entre le maintien de sa part de marché et le niveau des cours, et aussi en évaluant les conséquences économiques et politiques d'une éventuelle chute des cours, toujours temporaire.

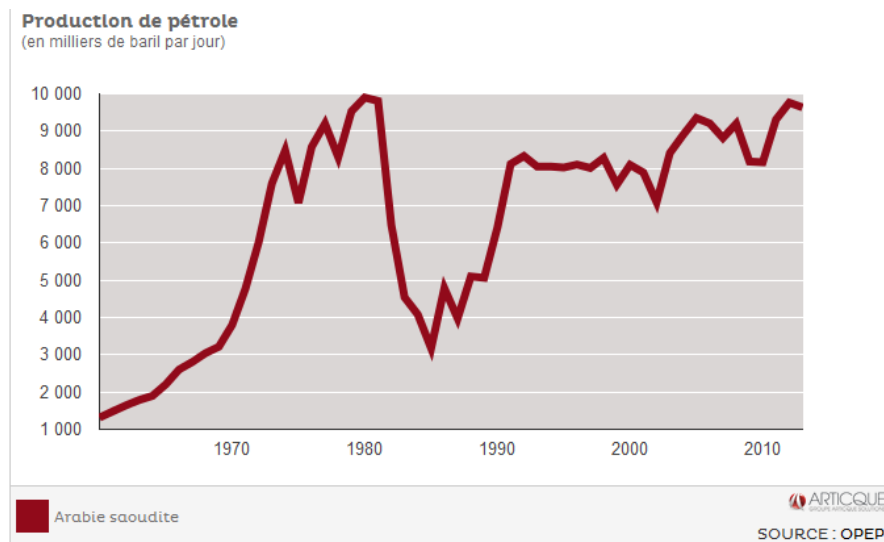
Le refus saoudien d'une réduction de sa production au début du mois de novembre 2014 a été interprété comme la volonté du pays de conserver sa part de marché et de faire sortir du marché les producteurs marginaux aux coûts de production les plus élevés.

Ce rôle de l'Arabie saoudite est aussi inhérent à sa qualité de membre de l'OPEP.

Néanmoins, la capacité de l'Arabie saoudite à assumer ce rôle est parfois mise en doute pour deux raisons.

D'abord, les courbes montrent un certain plafonnement de la production saoudienne, ces dernières années, depuis environ dix ans, avec des pics qui ne dépassent pas en moyenne les 9,5 millions de barils jours. C'est ce qu'indique le graphique suivant.

Production pétrolière de l'Arabie saoudite



Source : *Les Echos data*

Ensuite, selon les statistiques de BP, la consommation intérieure saoudienne est en effet passée de 1,78 million de barils jour en 2003 à 3,07 en 2013, soit une augmentation de 73 %. Le rythme d'augmentation reste élevé à raison de 3 % entre 2012 et 2013.

En conséquence, les exportations saoudiennes semblent de plus en plus contraintes par les besoins du marché intérieur.

A l'opposé, les statistiques de l'OPEP ne font pas apparaître en l'état une telle contrainte sur les exportations de brut saoudien et l'avis général au cours de la mission était que l'Arabie est le seul pays qui dispose de capacités de production excédentaires.

En effet, les exportations saoudiennes se sont élevées à 6,268 millions de barils jour en 2009 et à 7,55 millions de barils jour en 2012 comme en 2013.

B. UNE GÉOPOLITIQUE DU GAZ NATUREL CONTRAINTE PAR LA GÉOGRAPHIE DES TUBES

Le gaz naturel a connu son développement plus tard que le pétrole, car ce n'est que dans les années 1920 que la technologie de la soudure a été suffisamment au point pour permettre la construction des gazoducs. Il doit son expansion aux Etats-Unis non seulement à cette maîtrise de la technique, mais également au *New Deal*, avec la mise en place d'une régulation dans le cadre du *Natural Gas Act* de 1938.

Cet hydrocarbure s'est ensuite développé en Europe à partir des gisements, maintenant épuisés, d'Italie et de Lacq, en France, ainsi que de Groningue aux Pays-Bas, puis de la Mer du Nord et, à partir des années 1970, avec les livraisons de gaz soviétique.

1. Une très forte concentration de la production et des réserves, avec quatre acteurs majeurs : les Etats-Unis, devenus le premier producteur mondial, la Russie, le Qatar et l'Iran

La production mondiale, qui s'est établie à 3.479 milliards de mètres cubes en 2013, selon l'Agence internationale de l'énergie, est essentiellement assurée par quatre pays.

Depuis 2012, le premier producteur est dorénavant les Etats-Unis avec 689 milliards de mètres cubes produits en 2013 grâce à la révolution du gaz de schiste. Cela représente 19,8 % de la production mondiale.

La production de gaz de schiste représente 40 % de ce total, celle de gaz de réservoir compact 20 % et celle de gaz de houille 7 %.

Ensuite, le deuxième producteur mondial est la Russie, avec 671 milliards de mètres cubes en 2013 et 19,3 % de la production mondiale.

Les autres pays producteurs sont de bien moindre importance, mais deux se détachent :

- le Qatar, qui est un très gros exportateurs en raison de la faible taille de sa population, a produit 161 milliards de mètres cubes et 4,6 % du total mondial, ce qui le place autroisième rang ;

- l'Iran a été en 2013 le quatrième producteur avec 159 milliards de mètres cubes et 4,6 % de la production mondiale.

Ensuite, le Canada est le cinquième producteur avec 155 milliards de mètres cubes et 4,5 %, devant la Chine (115 milliards de mètres cubes et 3,3 %), la

Norvège (109 milliards et 3,1 %), puis les Pays-Bas (86 milliards et 2,5 %), l'Arabie saoudite (84 milliards et 2,4 %) et l'Algérie (80 milliards et 2,3 %).

Il faut également observer que plusieurs pays du Proche-Orient et de la CEI ont des productions significatives autour de 1,5 % du total mondial : le Turkménistan (62,3 milliards de mètres cubes), l'Ouzbékistan (55 milliards), ainsi que les Emirats arabes unis et l'Égypte (56 milliards chacun). L'Australie a encore une moindre production, mais en croissance, avec 43 milliards de mètres cubes.

Les réserves mondiales sont estimées à 185.700 milliards de mètres cubes, soit 55 ans de consommation au rythme actuel.

Quatre pays dominent en l'état, celui de l'exploitation des gisements conventionnels : l'Iran, au premier rang avec 18,2 % des réserves mondiales, la Russie avec 16,8 %, le Qatar 13,3 %, ainsi que le Turkménistan, avec 9,8 %.

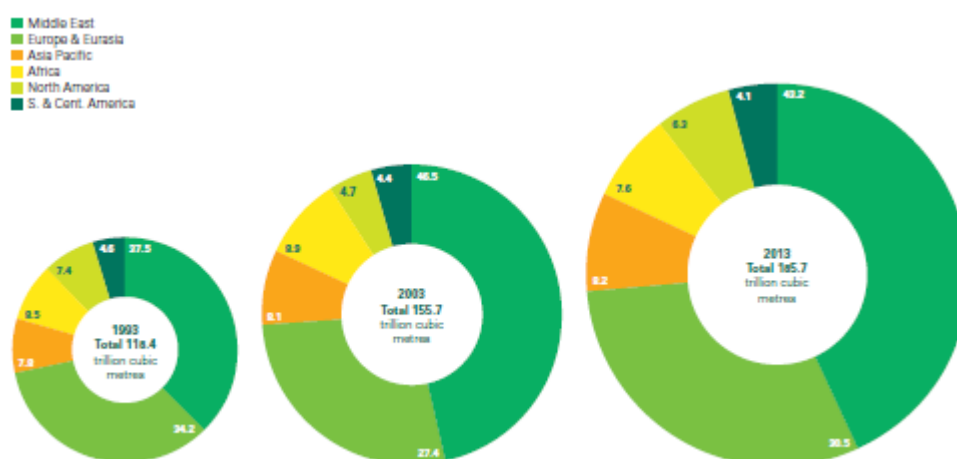
La Russie et les pays de l'ancienne Union soviétique représentent quant à eux près d'un tiers des réserves mondiales (28,5 %).

L'essentiel des réserves actuellement identifiées, hors le non-conventionnel donc, est concentré hors de la zone OCDE à raison de 89,7 %.

Avec 0,8 % des réserves mondiales en raison de l'épuisement de ses actuels gisements de Groningue et de Mer du Nord, l'Union européenne est clairement réduite à la portion congrue.

Sur le long terme, depuis 1999, on constate une stabilité de la ventilation des réserves selon les grandes régions, comme l'indique le graphique suivant.

Evolution des réserves de gaz naturel par grandes régions



Source : BP Statistical Review 2014

Cependant, si l'on décompose la catégorie Europe et Eurasie, qui a le défaut de regrouper l'Union européenne et la Russie, on constate que ce sont en

fait la Russie, les pays de la Caspienne et le Moyen-Orient qui représentent l'essentiel des réserves :

- la Russie à raison de 16,8 % et le Turkménistan, avec 9,4 %, dominent la première zone géographique ;

- pour le Moyen-Orient, ce sont deux pays, l'Iran à raison de 18,2 % des réserves prouvées mondiales et le Qatar, avec 13,3 %, qui dominent aussi la zone géographique, laissant en l'état aux autres pays une part réduite, sauf l'Arabie Saoudite avec 4,4 % des réserves mondiales ;

- hors de ces deux zones, c'est aux Etats-Unis avec 5 % du total mondial que les réserves prouvées de gaz naturel sont les plus importantes, ainsi qu'en Algérie (2,4 %).

2. Une consommation elle aussi très concentrée, mais aux Etats-Unis, en Europe et en Extrême-Orient

Avec 22 % du total mondial et 737 milliards de mètres cubes en 2013, les Etats-Unis sont le premier consommateur mondial de gaz naturel.

Viennent ensuite l'Union européenne (13,1 %), la Russie (12,3 %), la Chine et l'Iran (4,8 % chacun), le Japon (3,5 %), ainsi que le Canada et l'Arabie saoudite (3,1 % chacun).

Au sein de l'Union européenne, ce sont surtout l'Allemagne (84 milliards de mètres cubes et 2,5 % du total mondial), le Royaume-Uni (73 milliards et 2,1 %) et l'Italie (64 milliards et 1,9 %), qui comptent.

La France n'est pas un grand consommateur de gaz naturel (43 milliards de mètres cubes et 1,3 %) car sa production d'électricité, essentiellement fondée sur le nucléaire, n'en dépend pas. Certains caricaturent en indiquant que le gaz naturel sert en France à « faire la cuisine et se chauffer ».

Les pays de forte consommation de gaz naturel par habitant, au-delà de 2 tonnes d'équivalent pétrole, sont la Russie, les Etats-Unis, le Canada, les Pays-Bas, l'Arabie saoudite, l'Iran et le Turkménistan.

3. Des échanges clefs entre les quelques grands importateurs, dont l'Union européenne et le Japon, et le petit nombre de très gros exportateurs : la Russie, traditionnellement producteur d'appoint, et le Qatar

Selon l'Agence internationale de l'énergie, les échanges internationaux de gaz naturel se sont élevés à 836 milliards de mètres cubes en 2013.

Les principaux importateurs de gaz sont le Japon avec 123 milliards de mètres cubes (14,7 % du total des importations mondiales), l'Allemagne

(76 milliards de mètres cubes et 9,1 %), l'Italie (68 milliards et 7,4 %), la Corée du Sud (53 milliards et 6,3 %), la Chine (43 milliards et 5,9 %), la Turquie (45 milliards et 5,3 %), la France (43 milliards et 5,1 %) et le Royaume-Uni (39 milliards et 4,6 %), ainsi que les États-Unis, à titre d'appoint en raison de l'insuffisance en 2013 des interconnexions du réseau intérieur de distribution pendant les périodes de froid (37 milliards) et l'Espagne (30 milliards).

Les exportations d'un niveau équivalent (850 milliards de mètres cubes) ont essentiellement été en provenance de trois pays, à savoir la Russie avec 203 milliards de mètres cubes, soit 24 % du total, le Qatar (121 milliards de mètres cubes et 14,24 % du total) et la Norvège (103 milliards de mètres cubes et 12,1 % du total).

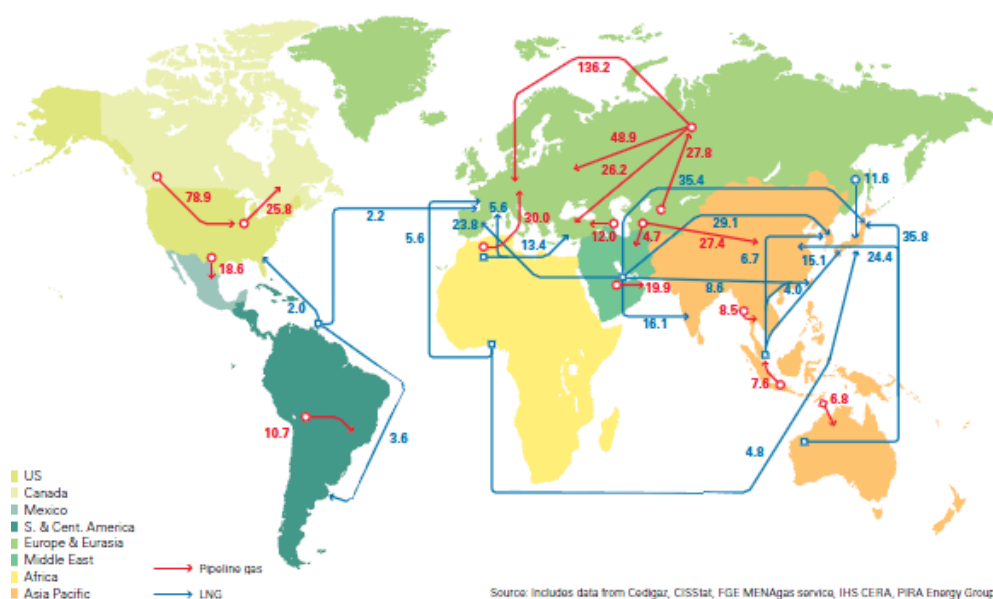
Les autres exportateurs, pour significatifs qu'ils soient, sont de moindre importance : le Canada (54 milliards de mètres cubes), l'Algérie (45 milliards de mètres cubes), le Turkménistan (45 milliards aussi), les Pays-Bas (40 milliards de mètres cubes), l'Indonésie (35 milliards), l'Australie (26 milliards) et le Nigéria (22 milliards).

Le face à face entre grands importateurs et grands exportateurs concerne surtout l'Union européenne et l'Asie, dont le Japon, avec la Russie et le Qatar.

Du point de vue du gaz naturel, c'est la Russie qui assure traditionnellement le rôle de producteur d'appoint, de *swing producer*.

La carte suivante récapitule l'ensemble des échanges de gaz naturel en 2013.

Echanges mondiaux de gaz naturel en 2013



Source : BP Statistical review 2014

4. La domination des tubes pour l'approvisionnement de l'Europe et du GNL pour l'Asie

a. Le réseau de desserte européen par gazoduc

Contrairement au pétrole, le gaz naturel ne peut être transporté et stocké que dans des conditions de pression ou de température spécifiques.

Ses échanges se font nécessairement avec des infrastructures : soit les gazoducs, les tubes, lesquels exigent des contrats de long terme entre le producteur et le consommateur, pour être rentables ; soit sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL), par méthanier, ce qui exige des installations de liquéfaction dans le pays de départ, et de regazéification dans le pays d'importation ou dans un pays voisin qui lui est relié par gazoduc.

Ce sont des installations très coûteuses. Les gazoducs sont plus complexes que leurs homologues pétroliers car il faut des stations de compression tous les 150 kilomètres en moyenne, entre 100 et 200 kilomètres selon les cas de figure.

Pour optimiser les gazoducs pendant les périodes de pointe, le réseau est également assorti de sites de stockage souterrain.

Ce sont essentiellement l'Union européenne et la Turquie qui sont desservies par gazoduc provenant de Russie, d'Afrique du Nord et du Proche-Orient. Les autres gazoducs internationaux sont moins développés.

Pour l'ensemble du Monde, les échanges internationaux de gaz naturel se sont élevés d'après le *BP Statistical Review 2014* à 1 036 milliards de mètres cubes en 2013, dont 711 par gazoduc et 325 par GNL. La répartition est donc de 68,7 % et 32,3 %, soit deux tiers pour les gazoducs.

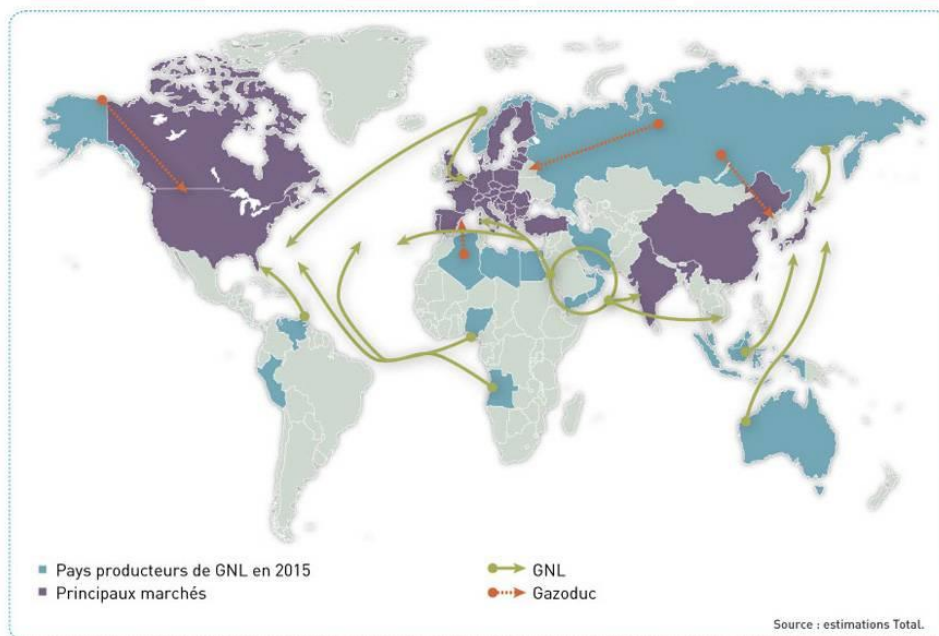
Pour l'Union européenne, 88 % des approvisionnements étrangers se sont faits par gazoduc.

Ces gazoducs viennent de Russie, d'Afrique du Nord et de Mer du Nord, comme l'indique la carte suivante.

c. Les échanges de GNL par navires

Les échanges par GNL sont maritimes. L'Asie est essentiellement desservie par GNL dont elle représente le premier client. La carte suivante illustre ces éléments.

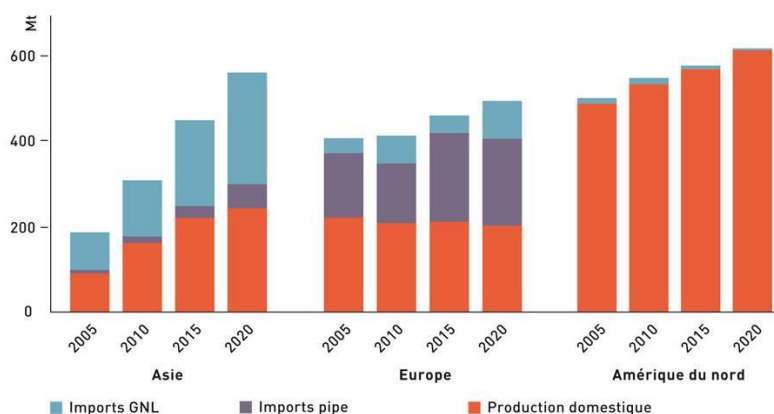
Echanges mondiaux de gaz : gazoducs vs GNL



Source : Total

Le marché du GNL est ainsi dominé par l'Asie. Comme l'indique le graphique suivant, c'est sur ce continent que le GNL couvre non seulement une part essentielle de la consommation, mais aussi l'essentiel des importations en raison des capacités actuelles du réseau des gazoducs.

UN MARCHÉ DU GNL DOMINÉ PAR L'ASIE



Source : Total

Ailleurs, le GNL n'a en 2012 participé que très marginalement à l'équilibre du marché nord-américain à raison de moins de 2 % de la consommation gazière. C'est essentiellement à cause de la montée en puissance du gaz de schiste au Etats-Unis et au Canada.

Tel n'est pas le cas pour l'Europe, Turquie comprise, où le GNL a couvert 12 % des besoins en gaz en 2012 avec un volume importé de 47 millions de tonnes (Mt). L'Espagne a représenté, en 2012, le plus gros débouché européen avec 15,4 Mt, devant le Royaume-Uni (10,3 Mt), la France (7,2 Mt), la Turquie (5,7 Mt) et l'Italie (3,9 Mt), selon les données du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

Comme la croissance des importations de gaz par gazoduc de Russie et du Moyen-Orient ne permet pas de compenser le déclin de la production gazière de la Mer du Nord, indépendamment des circonstances politiques, la part du GNL est considérée comme appelée à progresser dans le mix gazier européen.

En 2020, il devrait couvrir, selon les prévisions de Total, 14 % de la demande, avec un volume d'importation de l'ordre de 60 Mt.

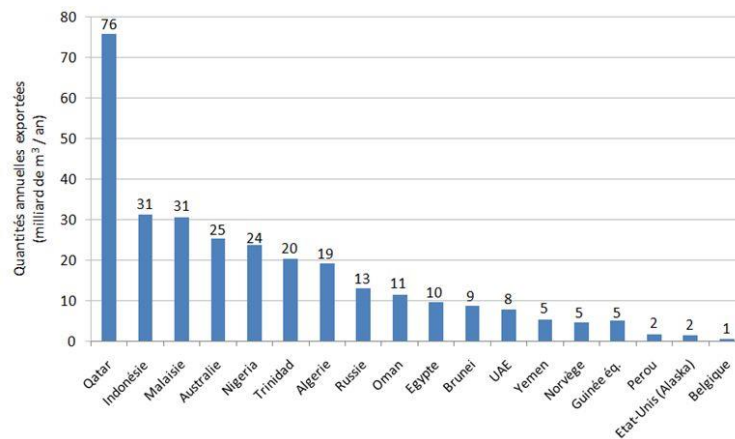
Pour sa part, l'Asie a été destinataire en 2012 de 71 % de la production mondiale de GNL, soit plus de 167 Mt. En l'absence de production domestique et de réseau d'importation par gazoduc, le GNL est l'unique source d'approvisionnement gazier du Japon, premier importateur mondial avec 87,4 Mt en 2012, de la Corée du sud (36,2 Mt) et de Taïwan (12,8 Mt).

A l'horizon 2020, cette région restera de très loin la première consommatrice de GNL, avec des importations estimées, selon Total, à 268 Mt, représentant 43 % des besoins asiatiques en gaz. La Chine et l'Inde devraient fortement contribuer à cette progression. L'augmentation des productions domestiques et des importations par pipeline ne suffiront pas, en effet.

d. L'offre de GNL : le rôle dominant du Qatar

Du côté des producteurs, le marché du GNL est dominé par le Qatar, qui représente un tiers des exportations totales du secteur, loin devant l'Indonésie, la Malaisie et l'Australie, comme l'explique le graphique suivant.

Répartition des exportations de GNL



Source : Total

Comme l'a souligné lors de son audition M. Edouard Sauvage, directeur de la stratégie de GDF Suez, « *Le grand changement sur le marché du gaz a été l'arrivée du Qatar comme principal exportateur de GNL.* »

e. Le coût du GNL : un supplément dû aux opérations de liquéfaction et de regazéification qui s'ajoutent au fret

Le transport par GNL implique un coût particulièrement bien détaillé par les données de l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles.

Le coût de la liquéfaction revient entre 2 et 2,5 dollars par million d'unités thermiques britanniques (Mbtu), ceux de transport environ 1,5 dollar et la regazéification autour de 1 dollar.

L'unité thermique britannique représente environ un peu moins de 252 calories. Il y a un peu moins de six millions de btu (Mbtu) dans un baril de pétrole, dont le volume est de 159 litres. 1 Mbtu représente environ 27 litres de pétrole.

Au total, le surcoût du GNL est donc de l'ordre de 4,5 à 6 dollars le Mbtu.

5. Trois grands compartiments de marché avec des prix différents en l'absence de marché mondial : l'Amérique du Nord, l'Europe et l'Asie

La lourdeur des infrastructures gazières nécessaires aux importations, gazoduc ou terminaux de liquéfaction ou de regazéification pour le GNL, explique qu'il n'y pas de marché mondial du gaz, mais en réalité trois compartiments avec des niveaux de prix très différents.

Jusqu'en 2009, ces marchés ont été clairement corrélés.

Tel n'est plus le cas depuis. Les prix divergent. Le marché européen est resté en situation intermédiaire en 2013 avec un prix moyen de 10,73 dollars par

Mbtu à l'importation en Allemagne (*average german import price*), et de 10,63 dollars sur le marché britannique *NBP*, de 16,7 dollars pour le GNL au Japon et de 3,71 dollars sur marché américain selon l'indice *Henry Hub*. Les facteurs de divergences ont été la chute du prix du gaz aux Etats-Unis en raison de l'exploitation du gaz de schiste, mais ce point sera examiné plus en détail ci-après, et deux éléments propres à l'Asie : la croissance économique très forte du continent, notamment en Chine, et l'arrêt de la production électronucléaire au Japon après l'accident de Fukushima, qui a entraîné un report sur le gaz comme source d'énergie primaire. Le graphique suivant illustre ces éléments.

Evolution des prix du gaz naturel selon les grands indices



Source : BP statistical review 2014

C. UNE DÉPENDANCE RÉCIPROQUE ENTRE PAYS EXPORTATEURS ET CLIENTS, MÊME SI MOINS IMMÉDIATE POUR LES PREMIERS

1. Les équilibres commercial et budgétaire des pays producteurs

La dépendance des pays consommateurs vis-à-vis des producteurs d'hydrocarbures est patente, mais l'inverse est aussi vrai car les pays exportateurs ont besoin des recettes correspondantes tant pour leur commerce extérieur que pour leur budget.

Comme l'essentiel des observateurs l'ont rappelé aux rapporteurs, il s'agit davantage d'une double dépendance, ou d'une interdépendance.

Pour apprécier la situation à sa juste mesure, il faut considérer que la relation est asymétrique dans la mesure où la rupture de l'approvisionnement matériel d'une économie a des effets bien plus catastrophiques à court terme que l'interruption de la perception de recettes financières.

Cette dépendance est double et même triple : c'est une dépendance économique vis-à-vis des recettes d'exportation ; une dépendance budgétaire, car les recettes budgétaires sont assises sur les secteurs gaziers et

pétroliers exportateurs ; une dépendance politique, aussi, d'une certaine manière, en cas de nécessité de trouver un client alternatif.

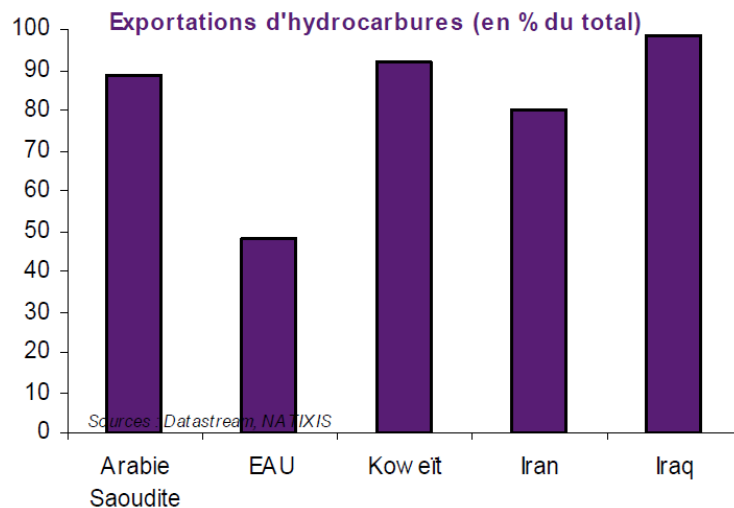
a. La dépendance vis-à-vis des recettes d'exportation

Le niveau de dépendance vis-à-vis des recettes d'exportation des hydrocarbures est mesuré par le niveau des hydrocarbures dans les recettes d'exportations.

Pour l'Algérie et le Nigéria, avec 97 % des exportations, comme pour le Venezuela, avec 90 %, la dépendance est totale.

Pour l'Iran (78 %), comme pour la Russie (68 %), elle est incontournable.

Comme l'indique le graphique suivant, publié par *Natixis* dans le n° 413 de la série *Flash économie Recherche économique*, la dépendance est extrêmement élevée dans les pays du Golfe.



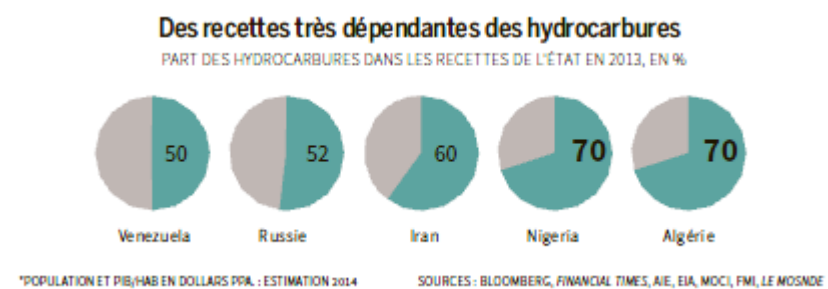
Source : *Natixis*

b. La part des ressources budgétaires provenant des hydrocarbures

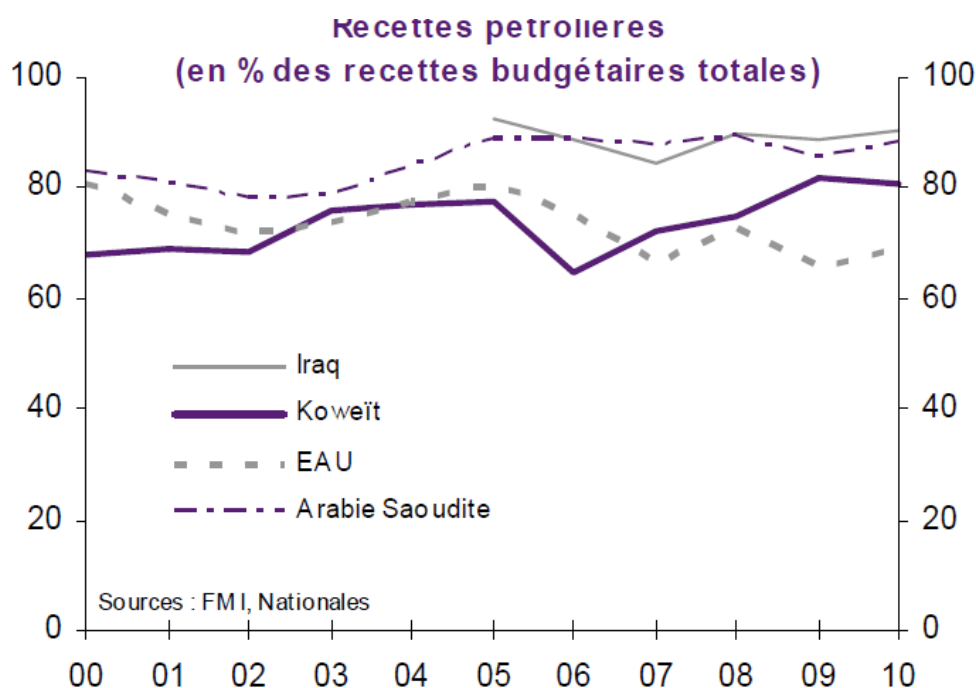
Les pays producteurs d'hydrocarbures financent traditionnellement leurs budgets par les recettes du secteur. Les impôts correspondants sont à la fois plus simples à percevoir et mieux tolérés. En la matière, deux indicateurs sont retenus.

Le premier concerne le niveau de recettes pétrolières.

Selon les éléments diffusés par le quotidien *Le Monde*, les principaux exportateurs de pétrole dépendent fortement des taxes prélevées sur les secteurs du gaz naturel et du pétrole, notamment 52 % pour la Russie et 70 % pour le Nigéria et l'Algérie.



Sur d'autres bases, les données publiées par *Natixis*, montrent que les pays pétroliers du Golfe financent 60 % à 90 % de leur budget par les recettes pétrolières.



Source : *Natixis Flash Economie Recherche économique*

c. Le cours du pétrole nécessaire à l'équilibre budgétaire

Le second indicateur budgétaire des pays producteurs est le niveau du prix du pétrole qui garantit l'équilibre.

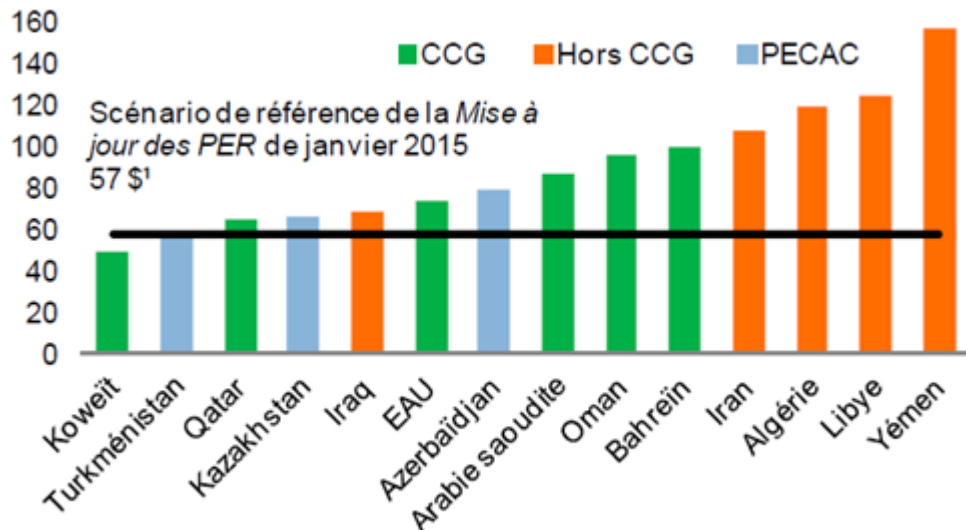
C'est un prix supérieur à 100 dollars le baril pour plusieurs Etats, notamment le Venezuela, l'Algérie, l'Iran et la Russie, ainsi que le Nigéria, la Libye et le Yémen.

Pour la Russie, il a été estimé à 100 à 110 dollars pour 2014.

Il est largement supérieur à 60 dollars pour la plupart d'entre eux à l'exception du Koweït, du Turkménistan, du Qatar et du Kazakhstan.

Le graphique suivant récapitule ces éléments.

Cours du pétrole brut nécessaire pour assurer l'équilibre budgétaire, 2015 (\$/b)

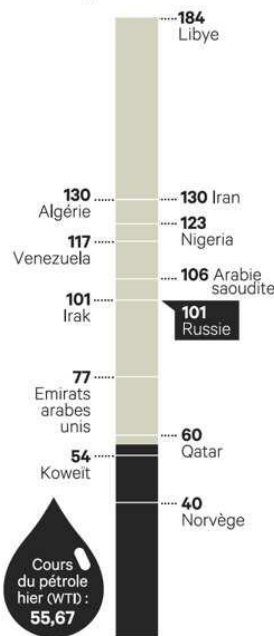


Sources : autorités nationales ; calculs des services du FMI.
¹Prix APSP.

Source : ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

Ces éléments sont globalement cohérents avec ceux publiés par le quotidien *Les Echos* le 17 décembre dernier, même s'ils divergent :

Le prix du pétrole à partir duquel l'équilibre budgétaire est menacé
En dollars par baril



* LES ÉCHOS / SOURCE : FMI

d. Les réserves financières accumulées

Les critères budgétaires annuels sont cependant tempérés par un autre critère qui est celui des recettes passées accumulées et versées dans les fonds souverains, ainsi que celui des réserves de change.

De ce point de vue, les pays tels que l'Arabie saoudite, les Emirats, le Koweït et le Qatar ont un avantage substantiel, comme l'indique le tableau suivant.

Tableau 1: Réserves de change et fonds souverains

Pays	Fonds souverain		Réserves de change
	Nom	Actifs (Mds USD)	2010
Arabie Saoudite	SAMA Foreign Holdings	439,1	443,7
Arabie Saoudite	Public Investment Fund	5,3	
Bahrain	Muntalakat Holding Company	9,1	4,9
EAU (Abu Dhabi)	Abu Dhabi Investment Authority	627,0	32,0
EAU (Dubai)	Investment Corporation of Dubai	19,6	
EAU (Abu Dhabi)	Int. Petroleum Investment Company	48,2	
EAU (Abu Dhabi)	Mubadala Development Company	13,3	
EAU (Ras Al Khaimah)	RAK Investment Authority	1,2	
EAU (Fédéral)	Emirates Investment Authority	-	
EAU (Abu Dhabi)	Abu Dhabi Investment Council	-	
Koweït	Kuwait Investment Authority	260,0	19,9
Mexique	FEP	-	113,6
Oman	State General Reserve Fund	8,2	13,0
Oman	Oman Investment Fund	-	
Qatar	Qatar Investment Authority	85,0	27,2
Venezuela	Fondo para la Estabilización Macroeconómica	0,002	29,5

Source: SWF Institute, FMI, BGV, NATIXIS

Source : Natixis

2. Une dépendance sociale des populations : les subventions pour l'accès des populations à une énergie à bas prix

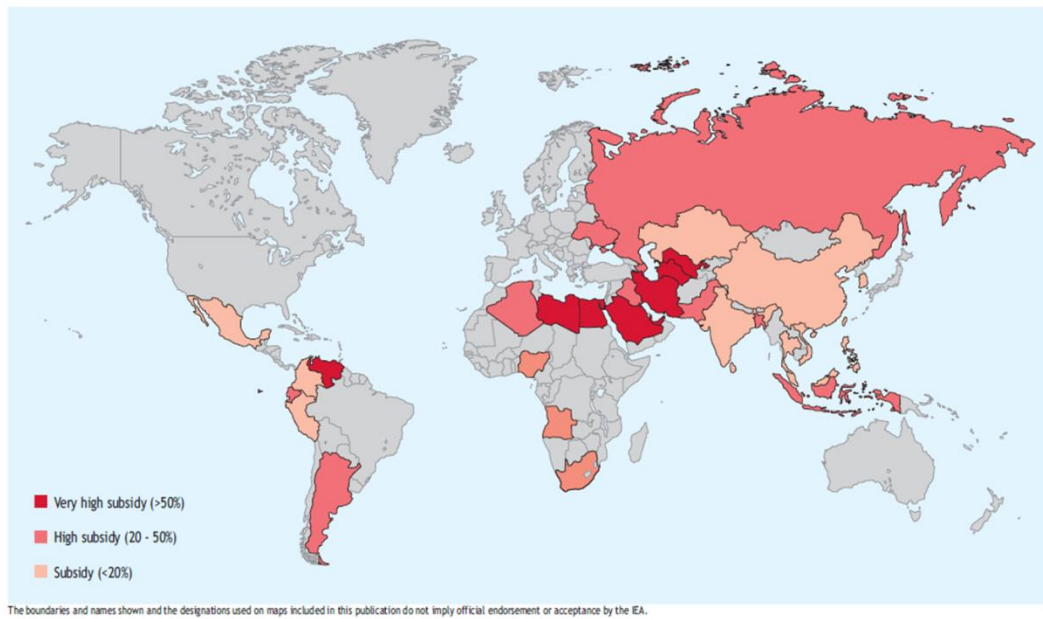
Un autre aspect de la dépendance des pays exportateurs, moins évoqué et rarement sous cet angle, est celui de l'importance des subventions versées dans les pays producteurs pour l'accès des particuliers à la consommation énergétique.

C'est dans un contexte social souvent très inégalitaire, et où l'affectation du produit de la rente pétrolière n'est souvent ni efficace ni transparente, le seul moyen de donner au plus grand nombre un certain accès à la richesse nationale.

D'un montant global estimé à plus de 550 milliards de dollars en 2013, notamment dans le rapport de l'Agence internationale de l'énergie *World Energy Outlook 2014*, ces subventions sont critiquées soit au titre de considérations économiques, car elles sont contraires au principe de la vérité des prix et stérilisent des sommes qui seraient nécessaires aux investissements nécessaires aux capacités de production, soit pour des raisons environnementales, car elles empêchent le développement des énergies renouvelables.

La carte suivante montre qu'elles sont assez répandues dans les pays historiquement producteurs, Venezuela, Mexique et Etats du Proche-Orient, même lorsqu'ils ne le sont plus autant comme l'Argentine.

Subventions à la consommation d'énergies fossiles



Source : transmis par M. Jacques Percebois

D. UNE GEOPOLITIQUE DE L'ÉNERGIE QUI POURRAIT S'ÉTENDRE, À L'AVENIR, AU-DELÀ DES HYDROCARBURES, AU NUCLÉAIRE ET AUX ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION DES RENOUVELABLES

La géopolitique de l'énergie est actuellement essentiellement centrée sur les hydrocarbures, car ce sont eux qui font essentiellement l'objet des échanges internationaux entre grands producteurs et grands consommateurs.

Mais, elle pourrait s'étendre au-delà, même si le cas du charbon montre que les échanges internationaux de matières premières n'ont pas nécessairement la même teneur géopolitique.

Première grande source d'énergie, historiquement, le charbon a repris du poids dans le bouquet énergétique mondial, passant de 24 % en 2000 à 30 % maintenant.

C'est essentiellement sous l'effet de la construction des centrales électriques en Chine.

Globalement, les échanges internationaux de charbon sont assez limités aux exportations des États-Unis, d'Afrique du Sud et d'Australie vers l'Europe, et aux exportations d'Australie et d'Afrique du Sud vers l'Inde et surtout la Chine.

Pour sa part, la Russie et les pays de la CEI exportent vers la Chine et l'Europe.

Lorsque l'on reprend ces éléments, les exportateurs nets en 2012 sont essentiellement l'Indonésie (383 millions de tonnes) et l'Australie (302 millions

de tonnes), à raison de 60 % des exportations totales à eux deux, puis les Etats-Unis (106 millions de tonnes), la Russie (103 millions de tonnes), la Colombie (72 millions de tonnes), l'Afrique du Sud (72 millions de tonnes) et le Kazakhstan (32 millions de tonnes), ainsi que le Canada (25 millions de tonnes).

Les importateurs nets sont quant à eux trois grands producteurs, la Chine, premier importateur, avec 278 millions de tonnes, soit un peu moins de 10 % de sa production, alors qu'elle est déjà le premier producteur mondial, l'Inde, troisième importateur avec 158 millions de tonnes, et 25 % de sa production, qui est aussi le troisième producteur mondial, et l'Allemagne, sixième importateur net, avec 45 millions de tonnes, soit le quart de sa production. L'Allemagne est le huitième producteur mondial de charbon et de lignite.

Les autres importateurs nets de charbon ne sont sinon pas des producteurs : le Japon, deuxième importateur avec 184 millions de tonnes ; la Corée du Sud, quatrième importateur avec 126 millions de tonnes ; Taïwan, cinquième importateur avec 65 millions de tonnes ; le Royaume-Uni, septième importateur à raison de 44 millions de tonnes.

Les réserves de charbon représentent au rythme actuel de consommation plus de 110 ans et sont assez bien réparties sur tous les continents, même si l'on observe que cinq pays représentent à eux seuls 78 % des réserves mondiales : les Etats-Unis (28,9 %), la Russie (19 %), la Chine (13,9 %), l'Australie (9,2 %) et l'Inde (7,1 %). Les quelque 60 autres pays en représentent en tout 22 %, dont l'Europe, 6 %, l'Afrique, 3,9 %, l'Ukraine, le Kazakhstan et l'Afrique du Sud 3,5 à 4 % chacun.

L'ensemble des pays de l'Union Européenne ne concentrent que 29 milliards de tonnes de charbon, soit 3,6 % des réserves mondiales. Les plus importantes réserves se trouvent en Pologne, qui dispose de 7,5 milliards de tonnes (0,9 % des réserves mondiales). En Allemagne, deuxième pays de l'Union en termes de réserves de charbon, les réserves connues sont de 6,7 milliards.

Il n'y a plus en l'état d'enjeu géopolitique majeur sur l'uranium dont les réserves, soit 16,3 millions de tonnes selon l'*IFP Energies nouvelles*, représentent 260 ans de consommation. Cela ne veut naturellement pas dire que les grandes entreprises du secteur n'ont pas à se préoccuper des réserves. La situation pourrait changer à l'avenir avec un développement important du nucléaire.

Les trois quart des réserves sont en effet concentrées sur sept pays dont aucun n'est membre de l'Union européenne : l'Australie, avec 28,9 % total selon les statistiques de la *World Nuclear Association* en 2014 ; le Kazakhstan, 11,5 % ; la Russie, 8,6 % ; le Canada, 8,4 % ; le Niger, 6,9 % ; la Namibie, 6,5 % ; l'Afrique du Sud, 5,7 %.

La production est assurée pour l'instant essentiellement par le Kazakhstan (37,9 %), le Canada (15,6 %), l'Australie (10,6 %), le Niger (7,6 %) et la Namibie (7,2 %).

La consommation concerne essentiellement les Etats-Unis (28,5 %), la France (15,1 %), la Russie (8,3 %) et la Corée du Sud (7,6 %).

En revanche, comme l'on indiqué plusieurs des personnes rencontrées pendant la mission, non seulement en France mais aussi aux Etats-Unis, au *Department of Energy (DoE)*, il peut y avoir très rapidement dans les années qui viennent un enjeu du savoir-faire nucléaire. La Chine de par son actuel programme est le seul pays à disposer d'une capacité pratique avérée, et de masse, de construction des centrales. Ni les Etats-Unis, ni la France ni aucun autre pays n'a la même expérience aussi récente.

Dans ce contexte propice à la coopération internationale, *Areva* a fait de la Chine l'un des axes de son redressement, selon les éléments publiés par *Les Echos* le 5 mars dernier.

Le Japon vient d'amorcer au cours du mois d'avril 2015 un certain retour au nucléaire. D'une part, le 22 avril dernier, un tribunal local a autorisé la relance de relance de deux réacteurs de la centrale de Sendai, alors qu'un autre tribunal local s'était prononcé en sens. Actuellement, les 48 réacteurs japonais sont à l'arrêt.

D'autre part, le 28 avril, le gouvernement japonais a présenté son projet de politique énergétique à l'horizon 2030. Celui-ci prévoit pour limiter les émissions carbone, de porter à 20 à 22% la part du nucléaire dans la production électrique, et de 22% à 24%, contre 10% actuellement, celle des renouvelables.

Pour ce qui concerne les renouvelables, l'enjeu géopolitique n'est pas la production d'énergie, laquelle est localisée dans le pays de consommation ou dans son proche voisinage.

Les renouvelables se développent d'ailleurs partout dans le monde. Pour l'éolien, les capacités installées dans l'Asie pacifique représentent 29 % du total mondial, contre 17 % pour l'Amérique du Nord, 15 % pour l'Afrique, 14 % pour l'Amérique latine et 7 % pour l'Europe.

L'enjeu est sur les matières premières nécessaires à la fabrication des équipements de production, notamment les terres rares de même que les métaux stratégiques et critiques.

C'est un sujet qui dépasse le cadre du présent rapport, mais qu'il faut avoir à l'esprit. D'ailleurs, l'OPECST s'en préoccupe. Il a en effet confié un rapport en ce sens à M. Patrick Hetzel, député, et Mme Delphine Bataille, sénatrice.

Le titre en est, à l'issue de l'examen de l'étude de faisabilité : « Les terres rares et les matières premières stratégiques et critiques ».

A terme, les renouvelables pourraient prendre une seconde dimension d'ordre géopolitique, si des projets majeurs d'implantation de centrales solaires ou éoliennes venaient à se développer dans des pays pour alimenter en énergie d'autres pays.

Ce n'est pas totalement une hypothèse d'école puisque c'était le cas de figure du projet *Desertec* prévoyant l'exploitation du potentiel énergétique des déserts d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient, afin d'approvisionner de manière durable les régions avoisinantes notamment l'Union européenne, en électricité renouvelable. La Fondation *Desertec* a été créée en 2003 sous les auspices du Club de Rome et du Centre national de recherche sur l'énergie en Jordanie (NERC). Les parties prenantes ont été la *Dii GmbH (Desertec Industrial Initiative)* et *MedGrid*, pour promouvoir l'implantation du projet dans les pays de la région Afrique du Nord et Moyen-Orient. Parmi les entreprises associées au projet figurent les groupes énergétiques allemands *E.ON* et *RWE*, le réassureur *Munich Re*, la Deutsche Bank, le groupe algérien *Cevital* et le fabricant espagnol de centrales solaires *Abengoa Solar*.

Le projet est en sommeil tant la situation sécuritaire dans la région, qui du Mali jusqu'en Irak relève de l'arc de crise à nos frontières, est dégradée.

Il faut aussi mentionner *Medgrid*, société de partenaires industriels, lancée en mi-2010 et créée officiellement début 2011 dans le cadre du plan solaire méditerranéen, qui envisage des exportations d'électricité renouvelable vers l'Europe, et a conclu un accord avec *Desertec*.

III. DES ENJEUX DIPLOMATIQUES ET DE SÉCURITÉ BIEN IDENTIFIÉS

A. DEUX SUJETS DE VIGILANCE CONSTANTE DEPUIS 1945 POUR L'APPROVISIONNEMENT DES MARCHÉ INTERNATIONAUX : LA SÉCURITÉ DES RÉGIONS CLEFS DU MOYEN-ORIENT ET LA SÉCURITÉ DU TRANSPORT MARITIME

1. L'implication américaine et occidentale au Proche-Orient et dans le Golfe

Les Etats-Unis se sont impliqués dans la sécurité régionale, traditionnellement assurée par le Royaume-Uni, avec l'accord du Quincy de 1945 en ce qui concerne l'Arabie saoudite.

Pour ce qui concerne le détroit d'Ormuz proprement dit, c'est en 1971 que le Royaume-Uni a cessé d'assurer leur sécurité avec l'indépendance des Emirats arabes unis ainsi que du Qatar et de Bahreïn, et que ce rôle s'est retrouvé dévolu de fait aux Etats-Unis.

La Vème flotte américaine est basée à Manama, à Bahreïn. C'est au Qatar qu'est établi l'*United States Command Central (US Centcom)*, commandement unifié dont la compétence territoriale s'étend au Proche-Orient, y compris l'Egypte, au Moyen Orient et l'Asie centrale, notamment l'Afghanistan.

En outre, les Etats-Unis disposent dans l'Océan indien de la base de Diégo Garcia, qui leur est d'ailleurs louée par le Royaume-Uni.

La carte suivante, publiée par le *Washington Post*, permet de visualiser les établissements militaires dans le golfe, lors de la présence d'un porte-avions.



Le Royaume-Uni assure également pour sa part une présence maritime permanente dans le Golfe dans le cadre de l'opération Kipion, avec notamment des dragueurs de mine.

Pour ce qui la concerne, la France a sa propre base à Abou Dhabi.

En dehors des troupes et établissements permanents dont les moyens sont aussi utilisés pour l'Irak, la lutte contre Daech et l'Afghanistan, la principale manifestation de cette présence est d'ordre maritime et concerne l'ensemble des mers qui bordent la péninsule arabique dans le cadre de la sécurité maritime, avec en première mission la lutte contre la piraterie, qui ne concerne pas que la Corne de l'Afrique, mais l'ensemble de la région.

2. Les détroits et points de passage névralgiques : Ormuz, Malacca, Bab el Mandeb, Suez

a. Sept points clefs par lesquels transitent chaque jour plus de 56 millions de barils de pétrole

Les échanges internationaux d'hydrocarbures empruntent pour une très large part la voie maritime, qui assure d'ailleurs 80 % des échanges de biens.

Les pétroliers et autres transporteurs d'hydrocarbures représentent d'ailleurs le tiers du tonnage de la flotte commerciale mondiale, selon la Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement (CNUCED).

Le commerce international du pétrole brut représente à lui seul environ 20 % du tonnage des biens échangé chaque année par mer (1,785 milliard de tonnes en 2012 sur un total de 9,183 milliards de tonnes) et celui du GNL et des produits pétroliers, notamment des produits raffinés, en représente 11 % (1,05 milliards de tonnes en 2012).

Selon les dernières statistiques de l'Agence américaine d'information sur l'énergie (*Energy Information Administration – EIA*), 56,5 millions de barils jour, soit 63 % de la production mondiale de pétrole, ont emprunté en 2013 la voie maritime.

La circulation des pétroliers et des méthaniers dépend donc étroitement de la libre circulation sur les mers.

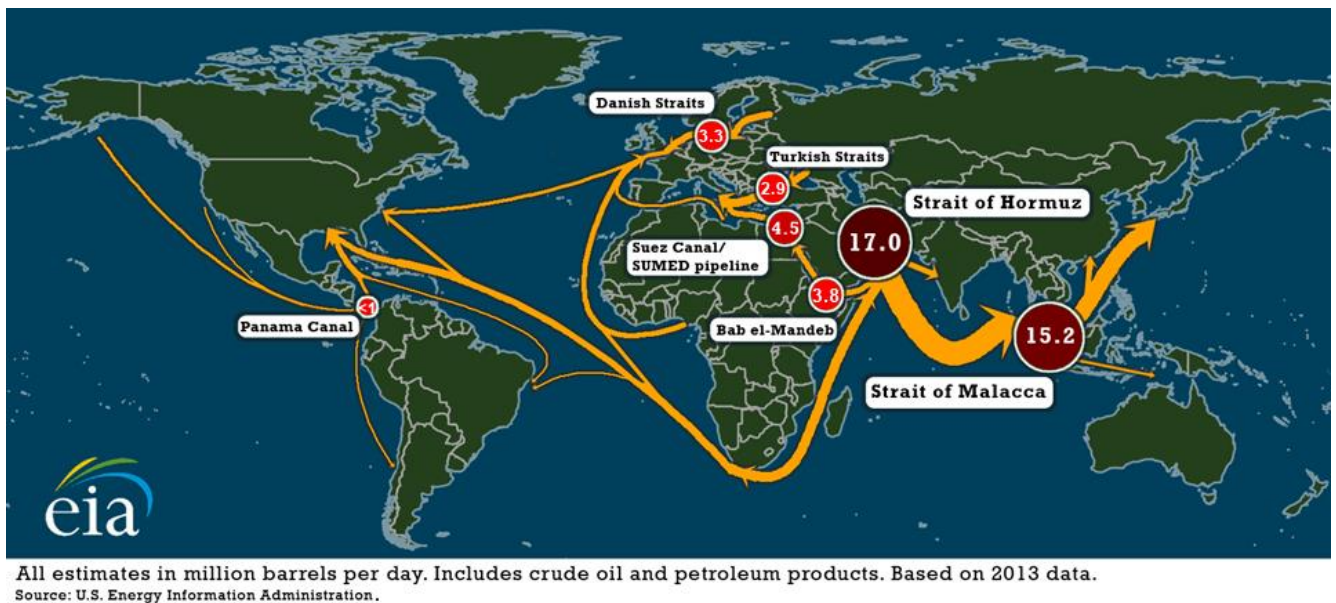
D'une manière générale, la sécurité maritime est assurée par les Etats-Unis. L'*US Navy* est en effet la première flotte mondiale, loin devant les autres flottes de haute mer que sont la flotte russe, la flotte française et la flotte du Royaume-Uni. En dépit de leurs progrès récents, la flotte chinoise, de même que la flotte indienne, restent des flottes d'eaux « jaunes » ou à vocation côtière, selon l'expression usuelle, même si la flotte chinoise devient de plus en plus une flotte d'eaux « bleues ».

C'est à proximité des goulets d'étranglement que constituent les détroits et canaux transocéaniques que les enjeux de sécurité maritime sont les plus importants.

Sept points essentiels de transit sont identifiés pour le bon fonctionnement des circuits d'approvisionnements en hydrocarbures. Il s'agit de cinq détroits ou groupe de détroits, à savoir Ormuz, Malacca, les détroits turcs (le Bosphore et les Dardanelles), Bab el Mandeb et les détroits danois (le Sund, le petit Belt et le grand Belt), et des deux canaux transocéaniques : le canal de Panama et le Canal de Suez, lequel est doublé par un oléoduc, le *Sumed*.

Ils figurent sur la carte ci-joint établie d'après les données de l'Agence américaine d'information sur l'énergie (*Energy Information Administration – EIA*).

Points névralgiques du transport maritime d'hydrocarbures



Source : EIA

Comme l'indique le tableau suivant, le transit augmente chaque année régulièrement, sauf pour le canal de Panama tant que les travaux de développement des capacités n'ont pas abouti.

Trafic pétrolier par les principaux détroits

Location	2009	2010	2011	2012	2013
Strait of Hormuz	15.7	15.9	17.0	16.9	17.0
Strait of Malacca	13.5	14.5	14.6	15.1	15.2
Suez Canal and SUMED Pipeline	3.0	3.1	3.8	4.5	4.6
Bab el-Mandab	2.9	2.7	3.4	3.7	3.8
Danish Straits	3.0	3.2	3.3	3.1	3.3
Turkish Straits	2.8	2.8	3.0	2.9	2.9
Panama Canal	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8
World maritime oil trade	53.9	55.5	55.6	56.7	56.5
World total oil supply	84.9	87.5	87.8	89.7	90.1

Source : EIA

A des degrés divers, l'interruption du trafic sur l'un de ces sept points provoquerait une flambée des cours pétroliers, notamment si cela concernait le principal d'entre eux, le détroit d'Ormuz.

b. Ormuz : véritable « veine jugulaire » avec 30 % du pétrole mondial, 100 milliards de mètres cubes de GNL et des voies de contournement encore très limitées

Le détroit d'Ormuz fait 63 kilomètres de long et 40 kilomètres de large. A son point le plus étroit, il fait 34 milles marins et l'île iranienne de Larak n'est séparée que de 24 milles marins de l'île omanaise d'el Salamah.

C'est par lui que transitent selon les périodes et les années 17 millions de barils jour environ, soit 20 % de la consommation mondiale (90 millions de barils jour en 2013) et 35 % des échanges internationaux de pétrole.

Les quatre cinquièmes sont destinés à l'Asie, principalement la Chine, l'Inde, le Japon et la Corée du Sud. S'y ajoute le transit du GNL provenant du Qatar, estimé à 104 milliards de mètres cubes en 2013.

C'est le débouché naturel de la zone la plus riche en hydrocarbures comme le rappelle la carte suivante, notamment des gisements d'Irak, du Koweït, d'Arabie Saoudite, du Qatar et des Emirats arabes unis.

Réseau des oléoducs et gazoducs autour du détroit d'Ormuz



Source : *EIA*

La sécurité de la navigation y est régie par un accord qui prévoit deux chenaux séparés, l'un entrant et l'autre sortant.

Le détroit d'Ormuz ne peut être contourné que très partiellement par les oléoducs existants et opérationnels. La formule de l'ancien secrétaire d'Etat américain M. Cyrus Vance, qualifiant le détroit de « veine jugulaire » de l'Occident est encore d'actualité.

Les estimations les plus précises des voies de contournement viennent d'être actualisées par une note de l'*EIA* du 10 novembre 2014 (*World Oil Transit Chokepoints*).

La capacité disponible des oléoducs s'établissait à 3,7 millions de barils jour à savoir le cinquième du transit empruntant le détroit, et même à 4,3 millions selon certaines estimations de l'*EIA*.

Celle-ci provient, d'une part, du *Petroline Est Ouest* qui traverse l'Arabie saoudite et débouche en Mer rouge, et d'autre part, de l'Oléoduc des Emirats arabes Unis, ouvert en juillet 2012, et qui part d'Habshan à Abou Dhabi et rejoint le port de Fujairah au-delà du détroit, en eaux libres.

Il faut également mentionner l'oléoduc *IPSA (Iraqi Crude Oil Pipeline Trans Saoudi Arabia)*, dédié pour l'instant au transport du gaz et pour lequel l'Arabie saoudite n'a pas fait d'annonce sur sa reconversion en oléoduc, de même que la liaison Abqaiq Yanbu qui traverse l'Arabie saoudite et transporte les condensats d'extraction de gaz naturel.

Le tableau suivant récapitule ces éléments.

Estimation des capacités de contournement du détroit d'Ormuz

Pipeline name	Country	Status	Capacity	Throughput	Unused capacity
Petroline (East-West Pipeline)	Saudi Arabia	Operating	4.8	2.0	2.8
Abu Dhabi Crude Oil Pipeline	United Arab Emirates	Operating	1.5	0.6	0.9
Abqaiq-Yanbu Natural Gas Liquids Pipeline	Saudi Arabia	Operating	0.3	0.3	0.0
Iraqi Pipeline in Saudi Arabia (IPSA)	Saudi Arabia	Converted to natural gas	1.7	-	-
Total			8.2	2.9	3.7

Source : EIA

La question d'un contournement d'Ormuz par un autre canal continue d'être étudiée et fait régulièrement l'objet de projets et déclarations. En avril 2013, le site d'information *Gulfnews* a indiqué que certains en Arabie saoudite envisageaient la construction d'un canal à travers l'isthme qui ferme le Golfe persique, d'une longueur de 60 à 100 kilomètres selon son tracé, sur le territoire des Emirats arabes unis. Pour sa part, l'Iran a indiqué, en mars dernier, étudier la construction d'un terminal pétrolier en eaux libres.

La principale menace concerne le minage du détroit d'Ormuz. La zone est régulièrement l'objet de tensions depuis la Révolution de 1979 en Iran.

Ainsi, le 1^{er} octobre 1980, le Gouvernement iranien avait publié une déclaration indiquant que « *Le Gouvernement de la République islamique d'Iran, en pleine conscience de ses obligations internationales, assure la communauté internationale que l'Iran n'hésitera devant aucun effort en vue de garder cette voie maritime en pleine activité* ». La Guerre Iran-Irak venait d'éclater le 22 septembre qui précédait.

La dernière grande crise remonte au 27 décembre 2011, à la suite de la menace du Premier Vice-président iranien M. Mohammad Reza Rahimi de fermer le détroit d'Ormuz en cas de sanctions visant les exportations iraniennes de pétrole.

Néanmoins, deux autres risques sont décelés dans la zone, le terrorisme, ainsi que la piraterie et les trafics.

Depuis 2002, une quinzaine de navires, originaires de plusieurs pays, certains membres de l'OTAN, d'autres non, comme le Pakistan, assurent la sécurité du Golfe et dans le cadre Force opérationnelle combinée 150 (*Combined Task Force 150* - CTF-150). Il s'agit d'une coalition multinationale dont le

quartier général se situe au sein du complexe naval américain à Bahreïn. Elle est coordonnée par les Etats-Unis et intègre une partie des navires de la Vème Flotte.

Elle est également chargée de la surveillance des accès du détroit d'Ormuz en mer d'Arabie et ses actions de lutte contre la piraterie sont complémentaires de celles menées à partir de la base de Djibouti pour la protection des accès au détroit de Bab el Mandeb qui assure le passage de l'Océan indien à la Mer rouge.

c. Le détroit de Malacca : le lien entre le Golfe persique, l'Afrique et l'Extrême-Orient

Le détroit de Malacca ou pour être plus exact, ceux de Malacca et de Singapour, sont le point de passage le plus direct de l'Océan indien à la mer de Chine et au Pacifique et ainsi du pétrole et du gaz du Moyen-Orient et aussi d'Afrique orientale vers les économies émergentes et en forte croissance d'Extrême-Orient.

Malacca est l'artère des relations de l'Europe avec la Chine et le Japon et au total 30 % du commerce mondial y transite.

Il s'étend sur 800 kilomètres du sud-est vers le nord-ouest mais ne fait que 2,8 kilomètres de large à son point le plus étroit, dans le détroit de Singapour, pour être très précis, ce qui en fait un goulet d'étranglement.

En 2011, le transit y était de 15,2 millions de barils jour, soit le même ordre de grandeur que celui du détroit d'Ormuz, en forte croissance par rapport à quelques années auparavant (13,8 millions de barils jour en 2007).

Il s'agit pour l'essentiel, à 90 %, de pétrole brut (13,4 millions de barils jour), la part des produits raffinés étant beaucoup plus faible avec 1,8 million.

Il faut cependant y ajouter le GNL avec 118 milliards de mètres cubes par an pour les pays d'Extrême-Orient, essentiellement le Japon, la Corée du Sud et Taïwan.

La principale menace a été la piraterie en forte régression depuis que les pays riverains ont multiplié les patrouilles à partir de 2005.

Les voies de contournement par mer sont le détroit de la Sonde, entre Sumatra et Java, et le détroit de Lombok entre Lombok et Bali.

La Chine a étudié un passage via la Birmanie (le Myanmar), mais cette hypothèse, évoquée ci-après, a été abandonnée en l'état.

d. Le détroit de Bab el Mandeb : l'accès à la Mer rouge

Le détroit de Bab el Mandeb est sur la ligne stratégique qui permet d'atteindre directement la Méditerranée en venant du Golfe persique et plus

généralement de l'Océan indien sans avoir à contourner l'Afrique par le cap de Bonne espérance.

C'est aussi le point de passage du pétrole de la Mer rouge vers l'Asie, notamment du Sud-Soudan et du Soudan vers la Chine.

Entre 2009 et 2013, y ont transité entre 2,9 et 3,8 millions de barils jour à destination non seulement de l'Europe mais aussi des Etats-Unis. Cette croissance ne permet pas d'atteindre le niveau antérieur à 2009 avec un trafic qui avait alors chuté de 30 %.

Le détroit de Bab el Mandeb est divisé en deux à son point le plus étroit par l'île de Perim. Le petit chenal fait 3 kilomètres de large et le grand environ 25 kilomètres.

A partir des bases de Djibouti, il a fait l'objet des deux plus importantes opérations de lutte contre la piraterie maritime, laquelle s'est considérablement développée à la faveur de l'effondrement de la Somalie à partir du début des années 1990.

Il s'agit de l'opération Atalante menée par l'Union européenne à partir de décembre 2008. Plus précisément, EU-NAVFOR ATALANTA (*EuroNavFor Somalia*) a été la première opération maritime de la politique européenne de sécurité et de défense (PESD). Elle s'est appuyée sur les résolutions 1814, 1816, 1838 et 1846 du conseil de sécurité de l'ONU. C'est également la première opération navale européenne.

Elle a été complétée par un volet OTAN, *Ocean Shield*, ce qui a permis une participation des Etats-Unis ainsi que du Danemark, lequel ne participe pas à la politique de défense commune.

Elle a été coordonnée avec les moyens de la CMF 151, la *Combined Task Force 151* (force multinationale lancée par les USA), sous le commandement de l'Amiral thaïlandais Pakorn Wanich, reçoit le soutien direct de frégates pakistanaise et japonaise (le Japon devrait reprendre le commandement de la CTF 151 au premier semestre 2015).

Il faut noter également, la présence de contingents indépendants : plusieurs bâtiments américains et britanniques, le *Chinese Task Group* (trois navires), des bâtiments iraniens, un indien, un sud-coréen, un turc, et un saoudien.

Le Japon a ouvert une base à Djibouti.

Cette cartographie est fidèle à une tendance de long terme observée depuis le lancement d'opérations dans l'océan Indien, en 2008 : Italiens, Danois, Allemands et Néerlandais ont toujours compté parmi les partenaires les plus actifs dans la lutte contre la piraterie au large des côtes somaliennes et du golfe persique.

Les résultats ont été spectaculaires puisque la piraterie a été presque éradiquée avec 15 attaques en 2013 contre 237 incidents en 2011 lors du pic d'insécurité dans la région.

e. Le Canal de Suez et l'oléoduc SUMED : 8 % du trafic pétrolier mondial

Le canal de Suez, propriété de l'Egypte depuis la nationalisation de 1956 par le gouvernement du colonel Nasser, est essentiel au commerce international des hydrocarbures, bien qu'il ne puisse accueillir que 60 % des tankers, ceux de moindre gabarit, selon l'Autorité du Canal de Suez.

Le pétrole, brut et produits raffinés, représente 30 % de son trafic et le GNL 3 %.

En 2013, ce sont dans les deux sens 3,2 millions de barils jour qui ont transité, sous forme de brut (1,5 million) ou de produits raffinés (1,7 million).

Les deux tiers de ce total, soit 1,9 million, sont destinés aux marchés européen, pour 68 % et nord-américain, dont 16 % pour les Etats-Unis, et proviennent pour presque 80 % des pays du Golfe,

Le reste, soit 1,3 million de barils jour, va du Nord au Sud, à destination du marché asiatique, pour l'essentiel (74 %).

Le canal de Suez procure en l'état 5 milliards de dollars à l'Egypte, chaque année.

Pour augmenter la recette à 13 milliards de dollars par an, le gouvernement du président Al Sissi a pris l'initiative en août dernier d'un nouveau canal parallèle à l'actuel et d'une longueur totale de 72 kilomètres, pour un coût de l'ordre de 4 milliards de dollars. L'objectif est d'éviter les deux goulets d'étranglement actuels où les navires ne peuvent se croiser, ce qui implique les lenteurs des convois alternés.

L'oléoduc *SUMED* à proximité du canal a une capacité de 2,34 millions de barils jour. Non seulement il permettrait de contourner le canal, en cas de blocage, mais il est actuellement utilisé pour alléger les plus gros pétroliers et réduire leur tirant d'eau. En 2013, 1,5 million de barils jour ont emprunté le *SUMED*.

En outre, le canal de Suez sert au transit du GNL, pour 34 milliards de mètres cubes en 2013, soit 10 % des échanges mondiaux. L'essentiel, 28 milliards de mètres cubes environ, est du GNL exporté du Qatar vers l'Europe. C'est un flux qui s'est considérablement développé ces dernières années.

Au total, ce sont en équivalent pétrole, 4,6 millions de barils jour qui ont transité par Suez, le Canal et le SUMED, en 2013, selon l'EIA.

f. Le Canal de Panama et l'oléoduc Trans-Panama : un intérêt pour l'accès au Pacifique du GNL américain

Le Canal de Panama est essentiel pour les Etats-Unis, qui sont l'origine ou la destination de 43 % de son trafic.

Il fait l'objet de travaux d'agrandissement qui devraient s'achever en 2015 ou 2016, soit un retard d'un à deux ans sur le programme prévu. L'inauguration devait initialement coïncider avec le centenaire de l'ouverture du Canal en 1914.

Le pétrole est en l'état marginal avec 13 % du fret. Il s'agit essentiellement de produits raffinés pour 759.000 barils jour contre 91.000 pour le pétrole brut, soit un total de 849.000 barils jours en 2013.

Le nouveau gabarit devrait permettre un accroissement car il permettra aux pétroliers intermédiaires de transiter par lui, sans pour autant s'ouvrir aux plus grandes unités de 160.000 tonnes et davantage.

C'est essentiellement pour le transit du GNL que l'accroissement du gabarit du canal présente un intérêt. Les méthaniers pourront en effet l'emprunter, sous réserve cependant d'une modification technique de la plate-forme de pilotage et du système d'amarres.

C'est donc essentiellement pour l'exportation vers l'Asie du GNL américain à partir des terminaux de la côte Est que le canal va présenter un intérêt sur le plan énergétique.

Le Trans-Panama est un oléoduc situé plus au Nord-Est, près de la frontière du Costa Rica, opérationnel depuis 1982 et d'une capacité de 600.000 barils jour.

Avec le soutien de la Chine, le Nicaragua développe le projet d'un autre canal, situé plus au Nord, de 278 kilomètres de long, mais qui met en péril la plus importante réserve naturelle d'eau douce d'Amérique centrale, et qui est fortement contesté à ce titre.

B. UN ENJEU ÉPISODIQUE MAIS RÉCURRENT : L'UTILISATION DES HYDROCARBURES COMME ARME POLITIQUE DANS LE CADRE DES EMBARGOS ET DES SANCTIONS INTERNATIONALES

1. Des embargos unilatéraux rares mais significatifs

a. Le Japon en 1941

La Seconde guerre mondiale a eu un important volet pétrolier. L'enjeu du pétrole comme arme économique ayant des implications militaires a été entrevu pour la première fois en 1935 au sein de la Société des Nations, lorsque des

sanctions pétrolières sont simplement envisagées contre l'Italie lors de l'invasion de l'Éthiopie.

En Europe, en l'absence d'autres gisements alors identifiés que ceux de Galicie et de Roumanie, le pacte germano-soviétique de 1939 est accompagné d'un volet commercial qui prévoit d'importantes livraisons de matières premières industrielles et alimentaires de l'URSS à l'Allemagne nazie, et notamment de pétrole. La garantie pétrolière soviétique permet ainsi à l'armée allemande de mener une guerre éclair mécanisée contre la Pologne puis la Norvège, les Pays-Bas, la Belgique et la France, ainsi que de mener la bataille d'Angleterre. Ensuite, avec la guerre à l'Est à partir du 22 juin 1941, date de l'invasion de l'Union soviétique, l'Allemagne doit avoir un recours croissant aux carburants de synthèse produits à partir du charbon, faute de conquérir les puits de pétrole du Caucase ou ceux du Proche-Orient, en Irak, au-delà de Suez.

Dans le Pacifique, la situation est tout autre car le Japon qui n'a aucune ressource pétrolière dépend des exportations américaines. Les États-Unis ont, en effet, adopté en juillet 1940 le *National Defense Act* qui permet au Gouvernement de réduire jusqu'à supprimer les livraisons pétrolières au Japon. Un embargo est immédiatement décrété sur le carburant d'avion. C'est en rétorsion face à l'occupation de l'Indochine alors française et également pour faire cesser l'occupation japonaise et la guerre en Chine. Ces sanctions sont renforcées au cours de l'été 1941 avec le gel des avoirs japonais et un embargo sur la totalité des exportations de pétrole, et non plus du seul carburant d'avion et d'autres produits raffinés.

Cet embargo place le Japon devant un choix clair : l'abandon de son expansion ou la tentative d'obtenir sa validation par la force. Son gouvernement choisi la deuxième option en décembre 1941. La guerre le conduit à prendre très rapidement le contrôle de l'Indonésie, alors colonie des Pays-Bas où se trouvent alors les seuls champs pétroliers accessibles pour lui, car la Birmanie est alors sous contrôle britannique en tant que partie de l'Empire des Indes.

b. Suez en 1956

En 1956, l'intervention conjointe du Royaume-Uni et de la France, avec Israël, pour reprendre le contrôle du Canal récemment nationalisé par le Gouvernement du Colonel Nasser entraîne l'interruption des approvisionnements en pétrole du Royaume-Uni et de la France.

D'abord, l'Arabie saoudite, qui a conclu un an auparavant un accord de sécurité avec l'Égypte, décide de ne plus livrer les deux pays européens pour la durée du conflit. Le Gouvernement d'Antony Eden et celui de Guy Mollet en sont informés le lendemain des premiers bombardements menés à partir de Chypre.

Parallèlement, des ingénieurs syriens sabotent l'oléoduc qui amène sur la Méditerranée le pétrole d'Irak.

Par ailleurs, de manière indirecte, les opérations conduisent à l'interruption du trafic sur le canal et donc à la coupure de l'artère pétrolière ravitaillant l'Europe de l'Ouest.

Ce sont les Etats-Unis qui organiseront les transports permettant de reprendre le ravitaillement et ainsi d'éviter que la hausse spéculative des prix ne se développe trop longtemps.

c. Les embargos des pays arabes : 1967 et la Guerre des Six jours ; 1973 et la Guerre du Kippour

Les embargos des pays arabes en 1967 et 1973 sont les cas types d'embargos pétroliers depuis la Seconde guerre mondiale.

En 1967, les pays arabes producteurs de pétrole décident d'un embargo contre les Etats-Unis, le Royaume-Uni et l'Allemagne fédérale, soupçonnés d'avoir l'intention de fournir à Israël la couverture aérienne lui permettant de bombarder les aérodromes égyptiens.

Officiellement en vigueur du 4 juin au 29 août 1967, cet embargo n'a pas été efficace. L'Arabie saoudite et le Koweït ont essayé de lui mettre une fin officielle pendant l'été, en invoquant l'absence d'implication prouvée du Royaume-Uni et des Etats-Unis dans l'opération. En outre, il n'a pas été réellement respecté.

En 1973, la situation est tout autre. L'échec de l'embargo de 1967 a conduit les pays arabes membres de l'OPEP à se rapprocher et à créer en 1968 l'OPAEP, l'organisation des pays arabes exportateurs de pétrole.

La Guerre du Kippour tourne après quelques jours difficiles pour lui, à l'avantage d'Israël.

Le 16 octobre 1973, les pays exportateurs de pétrole décident d'augmenter le prix du baril de 70 % en rétorsion au soutien des Etats-Unis à Israël. Ensuite, le lendemain, ils décident d'un embargo contre les pays les plus proches d'Israël, à savoir les Etats-Unis, les Pays-Bas, l'Afrique du Sud, la Rhodésie et le Portugal, ainsi qu'une réduction mensuelle de 5 % de leur production par rapport à celle de septembre 1973, ce qui réduit la disponibilité du pétrole sur le marché mondial.

Levé 5 mois plus tard, l'embargo aura eu pour effet de quadrupler de 3 à 12 dollars le prix du baril de pétrole.

d. La prise en compte d'un risque d'embargo dans les réflexions stratégiques chinoises

La Chine a, comme l'a indiqué lors de son audition Mme Valérie Niquet, une approche stratégique de la question énergétique.

Puissance continentale, elle a certes l'une des façades maritimes les plus importantes au monde, mais en tout état de cause, elle n'a pas accès à la mer libre : la Mer de Chine est, en effet, séparée du Pacifique par une ceinture d'archipels dont le Japon et les Philippines sont les plus importants et entre les deux se trouve, en outre, Taïwan.

En outre, la Chine connaît l'histoire de son principal interlocuteur régional, le Japon, dont l'embargo de 1940 et 1941, ainsi que les difficultés de l'approvisionnement en pétrole tout au long du conflit, ont été l'un des facteurs essentiels de l'entrée en guerre puis de la défaite.

C'est dans cette perspective qu'ont été menés les travaux sur le projet, qui n'a pas été réalisé, d'un oléoduc à travers la Birmanie permettant ainsi l'approvisionnement direct de la Chine du Sud à partir du Golfe du Bengale.

2. Plusieurs exemples de recours à la sanction du pétrole pour les Etats en rupture avec la société internationale

L'embargo pétrolier, à savoir les entraves à l'importation pour les Etats consommateurs, et les interdictions à l'exportation, pour le pays producteurs, est l'un des éléments sur lesquels joue la société internationale pour faire prévaloir ses vues sur les Etats qui soit ne respectent pas ses valeurs universelles, soit représentent par la violation du droit international, une menace pour sa sécurité, notamment en raison du risque de prolifération nucléaire.

a. Les atteintes aux droits de l'Homme des régimes ségrégationnistes : Afrique du Sud et Rhodésie

Plusieurs pays ont fait l'objet de sanctions pétrolières en raison d'atteintes particulièrement graves aux droits de l'Homme.

Les deux premiers sont des embargos interdisant l'exportation de pétrole dans les deux Etats appliquant des mesures internes de ségrégation raciale.

A l'encontre de l'Afrique du Sud de l'*apartheid*, l'ONU décide un embargo partiel en 1962. Une résolution est votée par l'Assemblée générale des Nations Unies.

En novembre 1973, les pays arabes exportateurs de pétrole en décident un complet en raison du soutien apporté par l'Afrique du Sud à Israël et celui-ci est ensuite repris par les autres pays de l'OPEP.

En 1977, l'Assemblée générale des Nations Unies approuve une résolution imposant un embargo complet. Celui-ci n'est progressivement levé qu'après 1990 et le début de la fin de la confiscation du pouvoir par la minorité blanche.

Le pays a évité le désastre économique rapide grâce à l'importance de ses ressources en charbon et au développement d'une filière de liquéfaction du charbon, *Coal to Liquid*.

La Rhodésie fit l'objet de mêmes sanctions pour les mêmes raisons après sa déclaration unilatérale d'indépendance en 1965. L'embargo a été maintenu jusqu'au transfert du pouvoir à la majorité noire en 1980. Les conséquences de l'embargo, largement contourné, ont été très marquées après l'indépendance du Mozambique en 1975.

b. L'Irak : le régime « Pétrole contre nourriture »

Immédiatement après l'invasion du Koweït en août 1990, l'ONU place l'Irak sous un régime de sanctions obligatoires, dans le cadre de la résolution 661 du 6 août 1990, qui fait une exception pour les fournitures médicales ainsi que l'aide humanitaire et alimentaire.

Ensuite en août et septembre 1991, deux résolutions 706 et 712 permettent à l'Irak d'exporter pour 1,6 milliard de dollars de pétrole, pour acquitter les coûts de l'aide humanitaire.

En 1995, les sanctions ne sont toujours pas levées, l'Irak refusant notamment les inspections de l'ONU sur la destruction des armes chimiques et refusant aussi de tirer parti des ventes de pétrole pour acquitter les fournitures humanitaires. Les informations disponibles font état de plusieurs centaines de milliers de morts par défaut d'alimentation ou de soins médicaux.

Par conséquent, la résolution 986 du Conseil de sécurité d'avril 1995 autorise l'Irak à vendre 1 milliard de dollars de produits pétroliers par période de 90 jours, avec un examen du processus à l'issue des deux premières périodes. Les revenus correspondants ne peuvent servir qu'à l'achat de médicaments et autres produits de fourniture de soins, d'aliments et de matériels destinés à répondre aux besoins des populations civiles.

Ce n'est qu'en 1996 que le Gouvernement irakien accepte d'entamer les discussions pour sa mise en œuvre, laquelle commence en décembre 1996. Ce régime dit « pétrole contre nourriture » a duré jusqu'en novembre 2003. Il y a été mis fin après la chute du régime de Saddam Hussein à la suite de l'intervention de février 2003. 46 milliards de dollars ont officiellement été retirés de la vente du pétrole irakien.

Le système a été contourné par les exportations terrestres illégales de pétrole irakien, et sa mise en œuvre a donné lieu à des soupçons de fraude et autres infractions pénales, et à des actions juridictionnelles pénales, qui dépassent le cadre du présent rapport.

c. Les sanctions contre la dimension militaire du programme nucléaire de l'Iran

Depuis plus d'une vingtaine d'années, l'Iran cherche à développer un programme nucléaire. Celui-ci inclut notamment des capacités croissantes d'enrichissement de l'uranium, avec installation de plusieurs milliers de centrifugeuses, sans usage civil crédible, le développement d'un réacteur à plutonium et une usine d'eau lourde. La communauté internationale le suspecte d'être lié à l'acquisition d'une capacité nucléaire militaire.

Ce programme, d'abord clandestin, a été mis au jour en 2002 et confirmé par l'Agence internationale à l'énergie atomique (AIEA). Il est contraire aux engagements internationaux de l'Iran envers l'AIEA (avec laquelle l'Iran a conclu un accord de garanties).

Le refus de Téhéran de suspendre ses activités d'enrichissement a conduit la communauté internationale à prendre des sanctions au niveau des Nations Unies, lesquelles ont été complétées par les Etats-Unis et l'Union européenne.

Cette situation a incité le Conseil de Sécurité des Nations unies à adopter plusieurs résolutions (en 2006, 2007, 2008 et 2010) qui sont contraignantes pour tous les membres des Nations unies.

Ces sanctions sont un moyen de pression car, en parallèle, des efforts ont été menés au sein du forum E3+3 (discussions entre l'Iran, d'une part, et la Grande-Bretagne, la France et l'Allemagne ainsi que la Chine, la Russie et les États-Unis d'autre part), un dialogue que l'on a appelé la double approche. Les pays européens sont alors représentés au sein de la concertation E3+3 par Mme Ashton, Haute Représentante de l'Union.

L'Union européenne applique les sanctions décidées par les Nations unies, mais a également adopté des sanctions autonomes complémentaires, de sa propre initiative, de même que les Etats-Unis.

Le Conseil Affaires étrangères du 26 juillet 2010, a ainsi adopté en réaction à la poursuite par l'Iran de son programme nucléaire, des sanctions ciblées touchant à la fois à la non-prolifération et à certains secteurs économiques, dont celui des hydrocarbures.

Ces sanctions autonomes européennes ont été renforcées à plusieurs reprises, notamment lors du Conseil Affaires étrangères du 23 janvier 2012 qui a décidé d'un renforcement supplémentaire sous la forme d'une interdiction d'importation du pétrole brut iranien et d'un gel des avoirs de la Banque centrale d'Iran dans l'Union européenne. L'accès de l'Iran à l'opérateur de transactions internationales *Swift* a également été interrompu.

L'embargo pétrolier européen est intervenu après la décision des Etats-Unis d'en faire autant puisque le Congrès a adopté une législation en ce sens en décembre 2011.

Il est entré en vigueur pleine et entière, le 1^{er} juillet 2012. Ce différé a permis aux trois pays qui achetaient le plus de brut iranien (l'Italie, la Grèce et l'Espagne) de se tourner vers des sources alternatives d'approvisionnement. Par la suite, un dernier train de sanctions est intervenu en octobre 2012. Par effet de contagions, certains pays asiatiques ont réduit leurs importations iraniennes, aussi.

Le principal effet des sanctions a donc été de réduire le nombre des pays importateurs de brut iranien à six contre vingt et un auparavant : la Chine, l'Inde, le Japon, la Corée du Sud, la Turquie et Taïwan.

Selon l'Agence américaine d'information sur l'énergie (*EIA*), l'embargo a réduit en 2012 par rapport à 2011 de 1 million de barils jour les exportations iraniennes. Les recettes d'exportations se sont effondrées de 47 % et les rentrées fiscales de 11 %.

Pour 2013, le niveau moyen a été de 1,1 million de barils par jour avec une accélération en fin d'année.

Pour les premiers mois de l'année 2014, la moyenne est passée à 1,4 million de barils jour, soit une augmentation de 28 %, selon les estimations de l'Agence internationale de l'énergie à partir des données douanières.

Les sanctions pétrolières relèvent d'une catégorie distincte de celles mises en œuvre par l'Union européenne au titre des violations des droits de l'Homme perpétrées en Iran dans la période qui a suivi l'élection présidentielle du 12 juin 2009 : mesures restrictives autonomes (interdiction de visas, gel d'avoirs) contre les personnes responsables de graves violations ; embargo européen sur les exportations de technologies de censure et de contrôle des moyens de communication décidé le 23 mars 2012.

3. Les embargos unilatéraux de certains pays

Les Etats-Unis sont souvent cités parmi les pays ayant mis en œuvre des sanctions pétrolières unilatérales. Dans leur ouvrage précité sur la géopolitique du pétrole, MM. Cédric de Lestrang, Christophe Alexandre Paillard et Pierre Zelenko estiment que c'est « un instrument privilégié » de la politique étrangère américaine.

Les premières sanctions ont été prises contre Cuba en 1960. Un embargo est décidé le 13 octobre de cette même année, plus d'un an et demi après l'arrivée de Fidel Castro à la tête du pays. Les trois quarts du pétrole consommés par l'île sont alors d'origine américaine. C'est en représailles à la nationalisation en juin précédent des trois raffineries et du réseau de distribution détenus par *Texaco*,

Shell et *Exxon*, et à l'accord d'avril prévoyant des importations de pétrole russe en dessous du prix du marché, pour environ 20 % de la consommation du pays.

Cuba a tenu jusqu'en 1990 grâce à l'aide soviétique, mais a dû ensuite s'approvisionner sur les marchés internationaux. Ce n'est qu'au début de l'année 2015 que le président Obama a entrepris les démarches pour renouer les relations entre les deux pays.

La Libye est un deuxième exemple d'embargo américain. Celui-ci est imposé en 1982 par mesure de rétorsion contre le soutien au terrorisme international. Est interdite toute importation aux Etats-Unis de pétrole libyen et toute exportation de marchandise vers la Libye est soumise à un régime de contrôle strict.

A partir de 1992, l'ONU décide d'appliquer à la Libye des sanctions à la suite du refus d'extrader vers les Etats-Unis et l'Allemagne deux agents libyens soupçonnés d'avoir commis l'attentat qui a conduit à l'explosion d'un avion civil au-dessus de la ville de Lockerbie, en Ecosse.

L'ONU ne va cependant pas jusqu'aux sanctions pétrolières.

En 1996, les Etats-Unis adoptent l'*Iran and Libya Sanctions Act*, dite loi d'Amato/Kennedy, qui sanctionne les Etats « voyous » (soutien au terrorisme et volonté d'acquérir des armes de destruction massive).

A partir de 2003, la Lybie accepte de renoncer à son programme d'armes de destruction massive, puis accepte de dédommager les ayants droit des victimes des attentats de Lockerbie et du DC 10 d'UTA. Sa situation s'est donc progressivement normalisée jusqu'au printemps arabe de 2011 qui a conduit à la chute du Colonel Kadhafi.

C. DEUX ILLUSTRATIONS TRÈS DIFFÉRENTES DE LA CAPACITÉ DES ETATS PÉTROLIERS ET GAZIERS À JOUER UN ROLE INTERNATIONAL MAJEUR SANS COMMUNE MESURE AVEC LEUR POIDS DÉMOGRAPHIQUE OU POLITIQUE

1. La Russie : le maintien d'une grande politique de puissance et d'influence grâce au gaz, mais la vulnérabilité face aux sanctions

a. Une économie dont les ressorts sont très liés aux hydrocarbures et aux richesses naturelles

A la suite de l'effondrement de l'URSS, la Russie est restée un acteur international de premier plan grâce au secteur des hydrocarbures et, au-delà, au secteur des matières premières.

Son rôle politique va bien au-delà de ce que son poids comme neuvième économie mondiale semblerait lui permettre de jouer.

La Russie est le troisième producteur mondial d'hydrocarbures liquides, avec 10,4 millions de barils jour en 2012 et de deuxième producteur de gaz naturel.

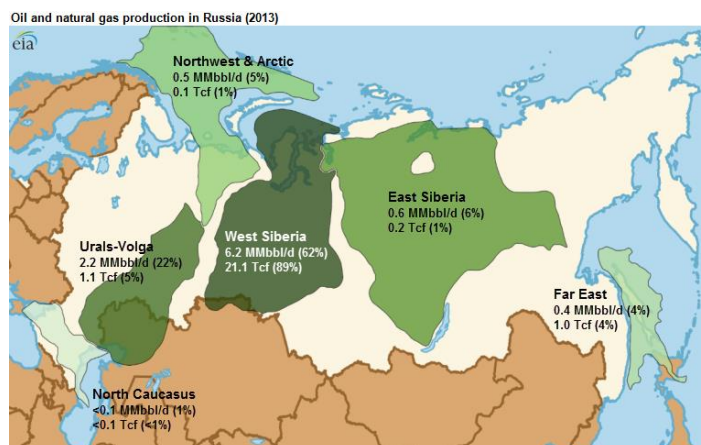
Elle représente en effet 11,5 % de la production pétrolière mondiale et 19 % de celle de gaz naturel. Elle dispose de 17 % des réserves prouvées de gaz, selon *BP*. Certains observateurs avancent parfois le chiffre de 30 %.

La production de pétrole a augmenté de 60 % ces dernières années et celle des produits pétroliers de 40 %.

Les combustibles fossiles représenteraient 20 à 25 % de l'économie russe (10 % selon les statistiques officielles) et 70 % des exportations, et même 62 % pour les seuls hydrocarbures. C'est là l'essentiel des matières premières exportées, lesquelles assurent au total 90 % des exportations russes.

Après la phase de privatisation des années 1990, le secteur des hydrocarbures a été progressivement repris en main par l'Etat. La loi de juin 2003 a ainsi durci les dispositions antérieures sur les accords de partage de production. Les critères d'inscription d'un gisement sur la liste approuvée par la Douma sont plus stricts et ces accords deviennent donc l'exception et non plus le cas général. En 2005, le ministère russe de Sibérie indique que seules les sociétés majoritairement à capitaux russes auront des licences pour exploiter le gaz et le pétrole de Sibérie. Sur le plan géographique, il y a glissement de la production russe des hydrocarbures vers le Nord et l'Est. Pour le gaz en effet, la production a été lancée en 2012 dans la péninsule de Yamal, dont le projet de gaz Yamal GNL de *Novatek* en partenariat avec *Total*, et *CNPC*, et le gisement de Shtokman dans la mer de Barents, réparti entre *Gazprom* et *Total*, après le désengagement de *Statoil*. Pour le pétrole, les gisements de Sibérie occidentale, exploités depuis 1964, sont en voie d'épuisement et les nouveaux gisements sont en Sibérie orientale et en Extrême-Orient. La carte suivante représente les principaux gisements russes.

Gisements pétroliers et gaziers russes



Source : EIA

b. Un élément crucial pour le budget et donc pour les dépenses militaires

L'armée russe dispose actuellement du troisième budget militaire dans le monde, derrière les Etats-Unis et la Chine.

Cet effort s'est accru puisque selon les comparaisons d'*IHS Inc* en février dernier, la Russie, qui a affecté 68,9 milliards de dollars à la défense en 2013 (contre 582 pour les Etats-Unis et 139 pour la Chine), a prévu d'augmenter de 44 % cet effort pour les trois prochaines années, à raison de 98 milliards de dollars en 2016. Cela représente un rehaussement de 15,7 % à 20 % des dépenses militaires dans le budget.

Or, la moitié des recettes budgétaires russes dépend des exportations d'hydrocarbures, et plus précisément du secteur pétrolier. Selon certaines sources, 78 dollars étaient prélevés sur un baril de pétrole qui était alors à 100 dollars. Le prix autour duquel a été construit l'équilibre du budget est comme on l'a vu de l'ordre de 100 dollars le baril selon les éléments publiés par M. Patrick Artus (*Forte dégradation de la situation économique de la Russie : quels effets ?* – Flash Economie – Natixis – 6 novembre 2004). Parfois, des chiffres plus élevés de 105 dollars voire 115 dollars le baril sont cités comme étant nécessaires pour équilibrer le budget russe.

c. Un secteur partiellement sous sanctions depuis l'annexion de la Crimée et la crise ukrainienne de 2014

C'est cette dépendance qui a conduit l'Union européenne, lors de la crise ukrainienne, à viser le secteur russe des hydrocarbures.

Pour ce qui concerne les hydrocarbures, seul le secteur pétrolier a été frappé par les sanctions prises par l'Union européenne à l'encontre de la Russie. Le secteur du gaz n'a pas pour sa part été concerné.

En effet, l'Union européenne a adopté trois types de mesures restrictives à l'encontre de la Russie :

- *La phase I* : décidée en mars, elle vise la suspension des discussions sur les visas (tant sur l'accord de facilitation, qui était en voie de finalisation, que sur le processus de libéralisation), et des négociations en vue d'un nouvel accord global Union européenne-Russie. Elle s'est également traduite par l'annulation du sommet UE-Russie de Sotchi (3 juin 2014) et des sommets bilatéraux périodiques entre Etats membres et Russie, le soutien à l'annulation du sommet du G7 à Sotchi (4-5 juin) et le soutien à la suspension des négociations relatives à l'adhésion de la Russie à l'OCDE et à l'AIE ;

- *La phase II* : intervenant en mars également, le 17, elle a été constituée de mesures ciblées contre des entités et des individus (interdictions de visas et gel d'avoirs) ;

- *La phase III* : décidée le 29 juillet, elle consiste en des mesures économiques sectorielles prises en juillet et élargies en septembre 2014 dans quatre domaines : un embargo non rétroactif sur les armes ; la limitation à l'accès aux marchés et financements européens ; les restrictions aux exportations de biens à double usage ; les restrictions aux exportations de technologies sensibles dans le secteur pétrolier.

Les restrictions relatives aux hydrocarbures concernent précisément l'exploration et la production de pétrole *offshore* en eaux profondes, l'exploration et la production de pétrole dans l'Arctique et les schistes bitumineux. L'interdiction n'est pas rétroactive car elle ne vise pas les contrats ni les contrats cadres antérieurs au 12 septembre 2014, comme le précise le règlement (UE) n° 960/2014 du 8 septembre 2014.

Au niveau européen, la question fait l'objet d'une grande attention au regard de l'accord dit de Minsk 2 de février 2015 sur le cessez-le-feu dans les régions orientales de l'Ukraine.

d. La proximité des entreprises du secteur des hydrocarbures, notamment de Gazprom, et de l'Etat russe

Le secteur énergétique russe est dominé par quatre acteurs. *Gazprom* pour le gaz et *Rosneft* pour le pétrole, et aussi le gaz, qui a repris *TNK BP*, après rachat à 100 %, sont les opérateurs historiques. La privatisation a été davantage poussée pour le pétrole que pour le gaz et a été le point d'entrée d'indépendants dont les plus importants sont *Lukoil* ainsi que *Novatek*.

Gazprom est issue de la transformation de l'ancien ministère soviétique de l'industrie gazière. Elle est dirigée depuis 2001 par M. Alexeï Miller, réputé proche du Président Poutine. L'Etat russe en est actionnaire majoritaire.

C'est le premier producteur et exportateur de gaz dans le monde. Avec un chiffre d'affaires de 116,4 milliards de dollars en 2013 et 25,8 milliards de profit net, c'est également la première entreprise russe. Le groupe est présent sur l'ensemble la chaîne gazière avec pour principales activités l'extraction et le transport de gaz naturel. Il se développe également sur le pétrole et l'électricité.

Gazprom représente 8 % du PIB russe et est à l'origine de 20 % de ses recettes budgétaires. Il emploie 400.000 salariés. Il indique détenir 18 % des réserves mondiales de gaz et 70 % des réserves russes.

En 2013, il a produit 487 milliards de mètres cubes de gaz, contre 62 pour *Novatek*.

La force de *Gazprom* a été fondée sur le monopole sur l'exportation et sur le réseau des gazoducs. Elle a perdu en 2014 une partie de son monopole du gaz avec la libéralisation de la vente de GNL vers de nouveaux marchés en Asie. C'est à la suite de la demande de *Novatek* et *Rosneft*. Cette dernière envisage de

porter, à l'horizon 2000, sa production annuelle de moins de 40 milliards de mètres cubes à 100 milliards. Cette évolution est interprétée comme une prise en compte des difficultés de Gazprom à évoluer et à s'adapter. Comme le rappelle l'article de M. Pavel Baev publié par l'IFRI en mars dernier, « *Rosneft, Gazprom et l'Etat : qui décide de la politique énergétique russe ?* », c'est l'un des éléments de réponse à une certaine insatisfaction du président et du Gouvernement russes vis-à-vis de l'inefficacité de Gazprom, sans aller jusqu'à son démantèlement.

Gazprom reste cependant l'acteur stratégique pour la Russie.

En pleine crise ukrainienne, en effet, *Gazprom* a signé le 21 mai dernier, lors d'une visite à Pékin du président Vladimir Poutine, le contrat de long terme de livraison de gaz à la Chine, prévoyant 38 milliards de mètres cubes par an sur trente ans, à partir des gisements de Sibérie orientale, et un montant de l'ordre de 300 milliards d'euros. La signature de ce « contrat du siècle » était en cours de négociation depuis plusieurs années et était considérée comme bloquée.

Il s'agit avant tout d'un signal politique car en l'état, l'essentiel de la production russe provient des gisements de Sibérie occidentale (70 à 80 %).

Pour ce qui concerne le pétrole, *Rosneft* a assuré 37 % de la production russe en 2013, à raison de 203 millions de tonnes sur 523, devant *Lukoil* (91 millions de tonnes), *Surgutneftegaz* (61 millions) et *Gazpromneft* (51 millions).

e. La politique de l'accès préférentiel au gaz pour les pays voisins qui adhèrent au projet eurasiatique

Pour les pays voisins de la Russie, ceux de l'ancienne Union soviétique et qui n'ont pas de gaz ou n'en ont pas suffisamment, le prix des livraisons de gaz est une arme politique.

En décembre 2013, la Russie a signé avec l'Arménie un accord permettant à cette dernière de bénéficier de livraisons de gaz russe à tarif préférentiel.

Il permet à cet Etat de bénéficier de livraisons de gaz au prix de 189 dollars les 1000 mètres cubes, alors qu'il est habituellement vendu plus de 384 dollars. L'annonce a également été assortie d'une réduction de 35 % des droits d'exportation sur le pétrole.

La Biélorussie est également bénéficiaire d'un tel tarif préférentiel, à raison de 160 dollars les mille mètres cubes de gaz, en tant que membre de l'Union douanière.

Dans les relations entre la Moldavie et la Russie, le prix du gaz a également joué lorsque le pays a rejoint en 2009 la Communauté de l'énergie, créée en 2005 pour intégrer l'Europe de l'Est et les Balkans au marché énergétique européen. Deux paramètres sont intervenus : l'arriéré impayé ; le nouveau tarif de vente des livraisons. En l'absence de nouveau contrat remplaçant l'ancien, venu à

expiration en 2011, les modalités sont renouvelées chaque année ce qui maintient une pression permanente sur le pays.

f. Le conflit avec l'Ukraine : les trois crises gazières de 2006, 2009 et 2014-2015

Les relations entre la Russie et l'Ukraine sont, depuis l'indépendance de la seconde en 1991, très denses pour des raisons géographiques, historiques, linguistiques et culturelles, communautaires (8 millions de « Russes ethniques » en Ukraine) et économiques (premier partenaire commercial). Elles sont encadrées par le Grand traité d'amitié et de coopération, reconduit le 1/10/2008 pour 10 ans, dans lequel s'inscrit un calendrier fourni de rencontres diplomatiques.

Ces relations se sont particulièrement tendues après la « Révolution orange » de 2004 pendant le mandat de Viktor Iouchtchenko (2004-2010) sur l'ensemble des sujets essentiels : stratégiques (Otan, flotte de la mer Noire), commerciaux (gaz), historiques et mémoriels (grande famine de 1932-1933 ; appréciation du rôle de l'OuPA (Armée insurrectionnelle ukrainienne) dans les années 1941-1954). L'évolution de la politique extérieure russe depuis 2008 (intervention en Géorgie et reconnaissance des entités séparatistes, politique de « zone d'influence », loi sur les interventions extérieures) a été ressentie comme une menace.

Deux crises sont ainsi intervenues pendant cette période au sujet du gaz avec trois sources de différents commerciaux : la dette gazière de l'Ukraine ; le tarif acquitté par elle, la Russie souhaitant mettre fin au tarif préférentiel dès lors que l'Ukraine ne menait pas la politique qu'elle souhaitait ; le montant des droits de transit pour le gaz russe destiné à l'Union européenne.

La difficulté tient à ce que l'Ukraine, contrairement aux pays de l'Union européenne, n'est pas liée par des contrats de long terme. Le gaz fait l'objet de négociations annuelles, qui compte tenu des relations entre les deux pays, sont permanentes.

En 2005, *Gazprom* a souhaité aligner le prix du gaz ukrainien, jusque-là nettement en dessous du prix payé en Europe (50 dollars les 1 000 mètre cubes contre 230 sur le marché européen, se fondant sur le fait que l'Ukraine avait obtenu le statut d'économie de marché.

La polémique est vite montée, *Gazprom* accusant *Naftogaz Ukraina* de se surapprovisionner en gaz et de revendre le surplus à l'Europe.

Après la mise à exécution de la menace de couper le gaz à l'Ukraine en ne laissant que passer celui à destination de l'Europe le 1^{er} janvier 2006, et la diminution consécutive du débit à destination de l'Europe, l'Ukraine accepta de mettre fin aux prélèvements illégaux le 3 janvier 2006 et un accord prévoyant une augmentation moins importante du prix du gaz, lequel était en partie d'origine turkmène. Ce gaz a été livré par l'intermédiaire d'une structure *ad hoc*

RosUkEnergo, créée en 2004 en Suisse, et filiale à 50 % de Gazprom, avec une incertitude sur la détention effective de l'autre moitié du capital.

En 2008, la question des arriérés de paiement est revenue au premier plan des relations entre les deux pays. Le désaccord sur les prix du transit et de l'approvisionnement en gaz de l'Ukraine ayant conduit à l'échec de la négociation le 31 décembre 2008, les livraisons à l'Ukraine ont été interrompues le 1^{er} janvier 2009, y compris les livraisons de gaz russe destinées à l'Union européenne. Il a fallu près de trois semaines pour obtenir un accord, finalement conclu le 19 janvier, permettant la reprise du transit et la fin de la crise. Les pays de l'Union européenne, notamment ceux situés à l'Est, ont été gravement affectés.

Les termes de l'accord se sont globalement traduits par un rabais au profit de l'Ukraine et par la disparition de l'intermédiaire de 2006.

On observera que le contenu très politique des négociations alors menées entre le président Vladimir Poutine et Mme Ioulia Timochenko est apparu au grand jour l'année suivante avec les accords de Kharkiv d'avril 2010, portant aux accords de 2010 des clauses complémentaires concernant les prix du gaz, les volumes d'approvisionnement, ainsi que sur le système de sanctions prévu, en échange de la prolongation du bail de la base navale de Sébastopol (où est établie toute la flotte russe de la Mer noire). L'Ukraine a obtenu un rabais de 30 % jusqu'en 2020 contre le maintien de la présence russe en Crimée jusqu'en 2042.

L'élection présidentielle de 2010 a été remportée par M. Viktor Ianoukovitch avec 49 % des voix contre 45,5 % à Mme Ioulia Timochenko. La politique du nouveau président a été dans le sens d'une certaine détente, même si tous les différends n'ont pas été effacés. En arrière-plan se situe la pression de la Russie pour que l'Ukraine adhère à l'Union douanière qu'elle promeut, et à son projet d'Union eurasiatique.

La dernière crise gazière est la conséquence directe de la décision du président Ianoukovitch, fin novembre 2013, à quelques jours du sommet du Partenariat oriental à Vilnius, de ne pas signer l'Accord d'association avec l'Union européenne, laquelle a déclenché des manifestations massives de Maïdan à Kiev et dans tout le pays et ont ensuite conduit à son départ.

En outre, la lassitude de la population vis-à-vis de la mauvaise gestion de l'Ukraine, de la corruption au grand jour et à très grande échelle de ses dirigeants et de l'absence de respect de l'Etat de droit a joué un rôle majeur.

La crise politique entre la Russie et l'Ukraine a alors éclaté avec, d'abord, l'annexion illégale de la Crimée par la Russie en mars et ensuite l'apparition dans l'Est d'un séparatisme armé de la part d'extrémistes de la minorité russophone contrôlant des territoires qui se prétendent indépendants et dont les mouvements armés sont matériellement soutenus par la Russie.

Le contentieux gazier est revenu à l'ordre du jour, mais dans des conditions bien pires.

La crise a été plus grave encore qu'en 2009 avec l'arrêt total des livraisons russes à l'Ukraine en juin quand *Gazprom* a décidé de passer à un système de prépaiement. Le pays a été ravitaillé par la Slovaquie grâce à la mise en place depuis 2009 des mécanismes des flux inversés.

Les négociations ont abouti le 30 octobre, sur les conditions de la reprise des livraisons de gaz russe à Kiev et sur le paiement de la dette gazière de l'Ukraine à la Russie.

L'Ukraine doit acquitter des arriérés de dette pour un total de 3,1 milliards de dollars (2,4 milliards d'euros) en deux tranches : la première, avant fin novembre (1,45 milliard de dollars) ; la seconde (1,65 milliard de dollars) avant fin décembre. Ces sommes sont destinées à *Gazprom*, premier producteur de gaz au monde, dont l'Etat russe est actionnaire majoritaire. La Russie évaluait la dette gazière ukrainienne à un total de 5,3 milliards de dollars, et estime donc avoir fait une concession.

Pour sa part, le tarif consenti à l'Ukraine est de 385 dollars environ les 1.000 mètres cubes, soit 100 dollars de moins que le tarif antérieurement proposé, et l'Ukraine ne s'engage pas sur les quantités. Elle devra acquitter ce qu'elle consomme, mais régler en avance.

Cet arrangement, valable jusqu'en mars 2015, permet aussi aux Européens de sécuriser leurs approvisionnements en gaz sans être l'otage des relations entre les deux pays.

La crise a de nouveau rebondi en février 2015. Le 18 février en effet, la Russie a décidé d'approvisionner directement – sans passer par les gazoducs habituels contrôlés par l'Ukraine – les deux régions rebelles indépendantistes de la région de Donbas (Donetsk et Lugansk), après que *Naftogaz* eut décidé d'interrompre leur approvisionnement, invoquant les dommages aux gazoducs dans la région. *Gazprom* a réduit d'autant le gaz livré à Kiev, tout en facturant le montant total.

Grâce à la médiation européenne du Commissaire chargé de l'énergie, M. Maros Sefcovic, un accord gelant la question a été trouvé le 2 mars, avec la perspective de la relance des négociations à la fin du mois pour un nouvel accord d'approvisionnement.

g. Un nouveau « grand jeu » autour des exportations des pays d'Asie centrale et de la Caspienne

Au XIX^e siècle, l'expression de Rudyard Kipling a désigné la lutte d'influence de la Russie et du Royaume-Uni autour de l'Asie centrale et de l'Afghanistan, la préservation de l'Empire des Indes impliquant pour le second

que la première reste aussi éloignée que possible des passes d'accès à la plaine de l'Indus et du Gange.

L'indépendance des anciennes républiques soviétiques d'Asie centrale, après l'éclatement de l'URSS en 1991, a relancé un tel grand jeu avec deux acteurs de proximité, la Russie et la Chine, le premier exportateur et le second importateur d'hydrocarbures, ainsi que l'Union européenne et un acteur porteur en arrière-plan des mêmes valeurs de démocratie et de libre commerce, les Etats-Unis.

En outre, deux acteurs régionaux majeurs ont aussi des intérêts dans la zone, l'Iran, voisin direct du Turkménistan, et l'Inde.

Enfin, la Turquie a renoué des relations avec les populations qui sont pour l'essentiel des turcophones d'Asie centrale, car même si les langues ne sont pas les mêmes, elles sont étroitement apparentées.

Contrairement à l'Azerbaïdjan, qui a bénéficié de l'ouverture de l'oléoduc BTC en 2001, reliant Bakou à Ceyhan en Turquie via la Géorgie, les Etats d'Asie centrale n'ont pas bénéficié de telles infrastructures de liaison.

Ainsi enclavés, les trois Etats du Kazakhstan, du Turkménistan et de l'Ouzbékistan, lequel est d'ailleurs sur-enclavé car il n'est pas riverain de la Caspienne, contrairement aux deux autres, ont été presque exclusivement dépendants de la Russie pour leurs exportations, en raison de l'orientation et du tracé des gazoducs et oléoducs.

Depuis les années 2000, les trois pays ont nourri des projets d'infrastructures pour se désenclaver vers l'Asie.

C'est vers la Chine que les infrastructures ont été construites. Dès 2005, un oléoduc a relié le port kazakh d'Atasu sur la Caspienne à Urumshi, dans le Xinjiang.

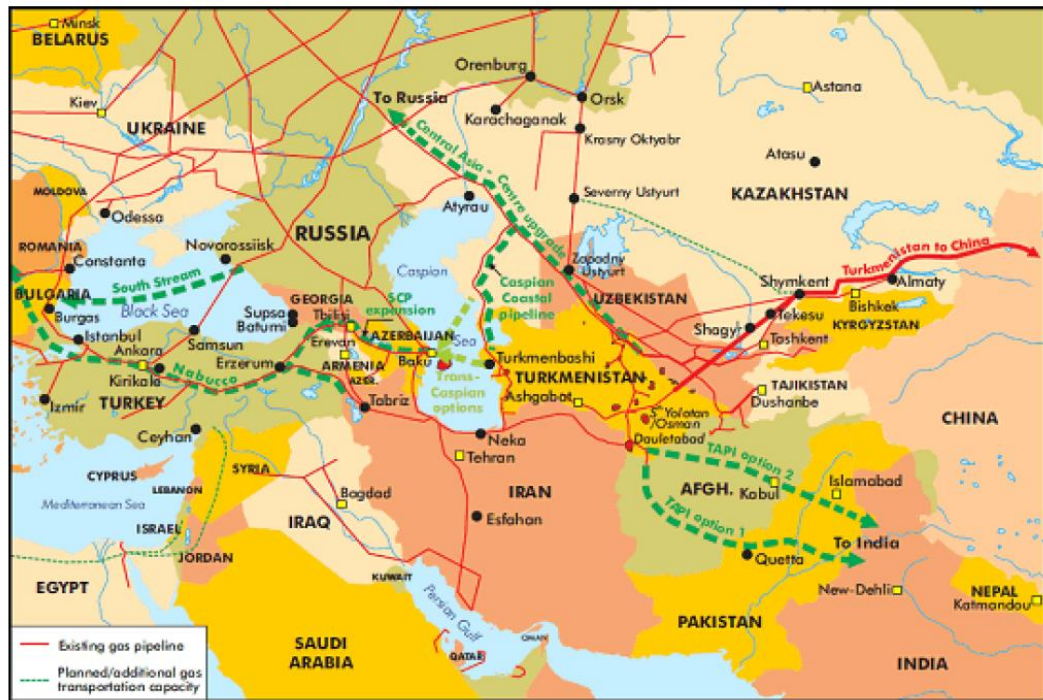
Pour le gaz, c'est en 2009 qu'a été mis en place le premier gazoduc du Turkménistan à la Chine, via l'Ouzbékistan et le Kazakhstan, d'une capacité de 40 milliards de mètres cubes par an.

En 2013, un nouvel accord a été signé pour un autre gazoduc transitant cette fois-ci par le Tadjikistan, et d'une capacité de 25 à 30 milliards de mètres cubes. Il devrait être achevé en 2016.

Il y a aussi des projets notamment de passage à travers l'Afghanistan et aussi de développement des infrastructures de la Caspienne pour exporter vers l'Ouest sans passer par la Russie via les Etats du Caucase.

La carte suivante permet de visualiser ces éléments.

Projets de désenclavement de l'Asie centrale



Source : EIA

Dans l'attente de ces ouvertures, la dépendance vis-à-vis de la Russie est totale. Selon les statistiques de BP, le Kazakhstan a ainsi exporté en 2013 la presque totalité de sa production vers la Russie à raison de 11,5 milliards de mètres cubes. En revanche, grâce au premier gazoduc, le Turkménistan a pu s'affranchir pour plus de la moitié de sa production de la dépendance russe, à raison de 24,4 milliards mètres cubes vers la Chine sur 40,1 milliards de production. En outre, 10 %, soit 4 milliards, ont été exportés vers l'Iran.

Pour sa part, l'Ouzbékistan qui a exporté environ 12 milliards de mètres cube en 2013 comme en 2012 dépend beaucoup de la Russie qui absorbe la moitié de ses exportations, le reste allant aux pays voisins Kazakhstan, Kirghizistan et Tadjikistan.

Un accord stratégique a été conclu entre *Uzbekneftegaz* et *Gazprom* en 2002, mais en 2012, dans le cadre de la diversification, deux nouveaux accords ont été conclus, l'un avec *Gazprom* et l'autre avec l'entreprise chinoise *CNPC* pour des livraisons de gaz à la Chine une fois augmentées le gabarit du gazoduc Asie Centrale-Chine en 2014, avec à la clef un investissement chinois de 74 millions de dollars pour le réseau ouzbek de distribution de gaz, destiné à faciliter les exportations vers la Chine.

L'autre voie de sortie des Etats d'Asie centrale est la Caspienne qui donne notamment accès soit pas bateau, soit par pipeline, à l'Europe via l'Azerbaïdjan. Elle est étroitement dépendante de la question du règlement de son statut.

L'avancée russe au Sud du Caucase et en Asie centrale au XIXème siècle a conduit à restreindre à deux le nombre des Etats riverains de la Caspienne : la Russie, puis l'Union soviétique, et l'Iran. Deux accords ont été conclus en 1921 et en 1940 pour en fixer le statut.

L'éclatement de l'Union soviétique a porté à cinq le nombre des Etats riverains, ajoutant l'Azerbaïdjan à l'Ouest, ainsi que le Turkménistan et le Kazakhstan à l'Est. Inéluctablement s'est posée la question de son statut : mer ou bien lac.

L'Iran et la Russie ont estimé que la Mer Caspienne est un lac et que le son régime juridique restait fixé, en attendant la conclusion de nouveaux accords, par les textes de 1921 et 1940.

A l'opposé, les nouveaux Etats, notamment l'Azerbaïdjan, ont été tentés d'y voir une mer avec par conséquent l'application des règles du droit de la mer, en particulier la Convention des Nations unies sur le droit de la mer de *Montego Bay*, de 1982, notamment pour le partage des fonds marins. A l'arrière-plan, il y avait aussi deux considérations : d'abord, la faculté de joindre l'Azerbaïdjan à l'Ouest par des infrastructures de transport, oléoducs et gazoducs, assurant de désenclavement de l'Asie centrale ; ensuite, la présence maritime de pays tiers.

En outre pour la Russie, l'intérêt d'un contrôle indirect des gisements d'Asie centrale est non seulement politique, mais aussi commercial, car il garantit plus aisément l'exécution des contrats de long terme alors même que les gisements de Sibérie occidentale tendent à s'épuiser.

Finalement, les positions se sont rapprochées et une déclaration politique a été signée par les cinq chefs d'Etats concernés le 29 septembre dernier lors du Sommet d'Astrakhan, en Russie. Les conclusions en sont les suivantes : la Caspienne n'est pas une mer et si une zone nationale de 25 miles marins sera délimitée, un partage est prévu pour l'exploitation du fond, tandis que la navigation restera libre. L'Iran a renoncé au principe d'un partage entre cinq parts égales.

Plusieurs accords de coopération techniques ont été paraphés lors du sommet, notamment l'un sur la prévention et l'élimination des situations d'urgence en mer Caspienne et l'autre, sur la préservation et l'exploitation rationnelle des ressources biologiques marines.

Le principe de l'absence de toute présence militaire étrangère sur les eaux de la Caspienne a également été posé, ce qui vise en pratique les forces américaines ou de l'OTAN.

Aucune publicité n'a cependant été faite sur le détail de l'accord.

2. Le Qatar : une visibilité politique, économique et même sportive et culturelle grâce aux recettes du GNL

Le Qatar est le troisième producteur mondial de gaz, avec une production de 161 milliards de mètres cubes en 2013, et le deuxième exportateur avec 120 milliards de mètres cubes en 2012 et 126 en 2013. Les hydrocarbures sont à l'origine de 58 % de son PIB, soit 111 milliards de dollars sur 192. Ils sont à l'origine de 95 % de ses exportations et 75 % de ses recettes budgétaires. Cette situation lui assure un excédent de balance courante de 32,8 % du PIB, soit plus de 60 milliards de dollars, et un excédent budgétaire de 8,1 % du PIB, selon les données du ministère des affaires étrangères et du développement international.

Les premiers clients du Qatar sont les pays asiatiques. Selon les données du *BP statistical review* pour 2013, le pays a livré aux pays de la zone Asie Pacifique les trois quarts des 105,6 milliards de mètres cubes de méthane de ses exportations totales de GNL.

Ces 75 milliards de mètre cubes correspondent en presque totalité aux livraisons destinées à ses cinq premiers clients dans le monde, qui sont précisément le Japon (21,8 milliards de mètres cubes), la Corée du Sud (18,3 milliards), l'Inde (15,3 milliards), la Chine (9,1 milliards) et Taïwan (8,5 milliards). En regard, les pays européens représentent des livraisons moindres. Le Royaume-Uni est le premier client européen du Qatar avec 8,5 milliards de mètres cubes en 2013, suivi de l'Italie avec 5,2 milliards, puis viennent ensuite l'Espagne (3,5 milliards), de la Belgique (3,2 milliards) et de la France (1,8 milliard).

Avec une superficie de 11.737 kilomètres carrés, similaire à celle de l'Ile-de-France), le Qatar est l'un des plus petits Etats du monde arabe, mais aussi l'un de ceux dont la situation économique et financière est la plus favorable : son PIB/habitant supérieur à 100.000 dollars en 2012. Sa population totale de deux millions d'habitants est constituée à 90 % de travailleurs étrangers (indiens, pakistanais, sri-lankais, philippins) et connaît une forte croissance. Ainsi le Qatar est-il en mesure de jouer un rôle de premier plan en matière diplomatique, économique et même culturelle et sportive.

En matière diplomatique, le Qatar est un acteur régional à part entière dans le monde arabe et même au-delà, comme le rappelle les éléments suivants qui ne sauraient prétendre à l'exhaustivité. Le printemps arabe a marqué une nouvelle étape dans la stratégie d'affirmation régionale du Qatar qui s'est vite rangé du côté des insurgés. Tel est notamment en Syrie avec un appui à l'opposition syrienne depuis mai 2011. Les efforts qataris ont contribué à l'unification et à la structuration de l'opposition politique syrienne, laquelle a ouvert sa première représentation diplomatique au Qatar en mars 2013. Doha est depuis longtemps en faveur d'une action ferme de la communauté internationale et pour l'exclusion de Bachar Al Assad de toute solution politique. S'agissant de la Palestine, l'émirat a parrainé le 6 février 2012 « l'accord de Doha » entre le Fatah et le Hamas. Pour ce

qui concerne l'Iran, le Qatar se distingue de son allié saoudien par une position plus conciliante que ses voisins du Golfe et veille à entretenir des relations de bon voisinage avec Téhéran. L'émirat a reconnu que l'accord de Genève du 24 novembre 2013 représentait une « très bonne nouvelle pour la région, notamment sur le plan économique » et a accueilli le ministre iranien des Affaires étrangères, Mohammad Javad Zarif, lors de sa tournée du Golfe en décembre 2013. Le Qatar se positionne aussi comme médiateur sur certains dossiers régionaux et son soutien à des groupes proches des Frères Musulmans (Tunisie, Egypte, Syrie, Yémen, conflit entre Djibouti et l'Erythrée). Le Qatar est également intervenu en Libye en 2011. Il a été le seul Etat arabe, avec les Emirats arabes unis, à participer à l'intervention militaire au sein de la coalition internationale coordonnée par l'OTAN et à laquelle la France et le Royaume-Uni ont pris une part majeure.

Il s'emploie également à organiser un grand nombre de forums internationaux : sommet des Nations Unies sur le financement du développement, Conférence internationale sur le dialogue inter-religieux, Conférence des Etats parties à la convention des Nations Unies contre la corruption, conférence des Nations Unies sur les changements climatiques (CNUCC). Enfin, le Qatar finance certaines organisations islamiques, mais comme il l'a encore récemment affirmé à propos du prétendu Etat islamique, il indique ne pas financer le terrorisme ou les groupes qui lui sont affiliés. Sur le plan économique, les réserves de la banque centrale du Qatar ont quadruplé entre 2007 et 2012 (37 milliards de dollars) et, pour les générations futures, le pays a constitué une réserve financière gérée depuis 2005 par un fonds d'investissement souverain (le *Qatar Investment Authority*). Celui-ci dispose d'environ 115 milliards de dollars d'avoirs. Il est particulièrement actif. En 2010, il a représenté à lui seul près du quart des investissements totaux directs des fonds souverains dans le monde (*Agricultural Bank of China, Industrial & Commercial Bank of China, Harrods...*).

Sur le plan des médias, le Qatar a lancé en 1996 la chaîne *Al Jazeera*, qui émet en continu depuis 1998 et dispose de sites Internet depuis 2001. Celle-ci a défendu pendant le printemps arabe les révolutions et le droit des peuples à disposer d'eux-mêmes. Le Qatar dispose d'une grande visibilité dans le domaine sportif. Il a été désigné le 2 décembre 2010, comme pays organisateur de la Coupe du monde de football 2022 (premier pays arabe à organiser cette compétition), ce qui a constitué un important succès. Doha accueillera par ailleurs le championnat du monde de natation en 2014 et la Coupe du monde de handball en 2015.

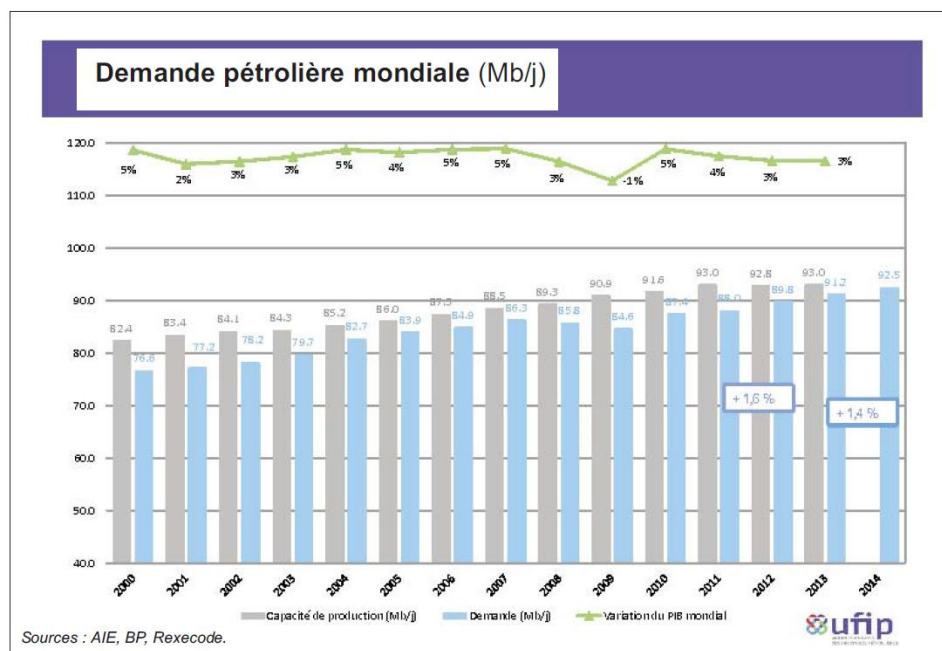
DEUXIÈME PARTIE : TROIS EFFETS DE LA RÉVOLUTION AMÉRICAINE DU GAZ ET DU PÉTROLE DE SCHISTE

I. UNE OFFRE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE SUFFISANTE QUI A PERMIS D’ALIMENTER LE MARCHÉ ET DE SURMONTER CES DERNIÈRES ANNÉES PLUSIEURS CHOCS GÉOPOLITIQUES ET ÉCONOMIQUES MAJEURS

A. UNE DEMANDE ÉNERGÉTIQUE CROISSANTE

La demande pétrolière a été croissante. Elle a cru en effet de 76 millions de barils jour en 2000 à 91 millions de barils jour en 2013. Dans le même temps, la capacité de production mondiale s’est accrue, mais pas dans les mêmes proportions, passée de 82 à 91,4 millions de barils jour.

C’est ce que reflète le graphique suivant, établi par l’UFIP.



En 2014, la production mondiale a encore fortement augmenté, passant de 91,4 millions de barils jour en 2013 à 93,3 millions de barils jour.

Dans le même temps, on a assisté à une réduction de l'écart entre les capacités de production et la demande au cours de la dernière décennie, laquelle ne s'est pas traduite par une envolée des prix.

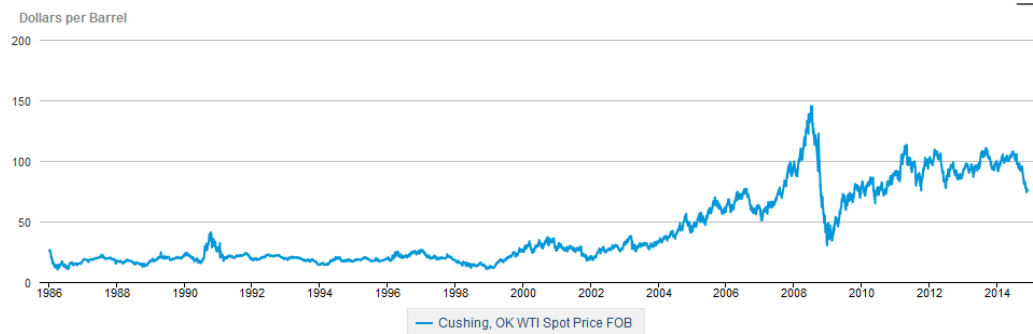
B. UN MARCHÉ PÉTROLIER QUI A SURMONTÉ PLUSIEURS CHOCS

1. Une augmentation des prix contenue

La réduction de l'écart entre demande et capacités de production s'est d'abord traduite par une tension sur les prix qui ont augmenté jusqu'en 2008, et ceux-ci sont ensuite restés élevés, mais ils ont été contenus.

On est en effet passé d'un prix de 24 dollars le baril en 2002 à plus de 140 dollars en juillet 2008 et ensuite à quelque 100 dollars le baril environ.

C'est ce que rappelle le graphique suivant pour le brut américain, le WTI.



Source : EIA

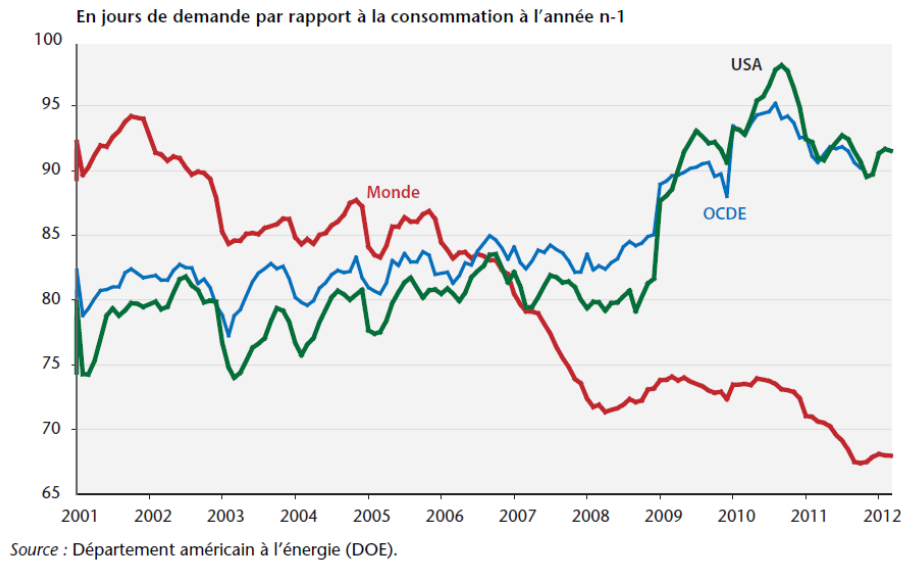
La forte chute des prix au moment de la crise économique de 2008 a, à son tour, été contenue par l'ajustement de l'offre et de la demande, l'OPEP et notamment l'Arabie saoudite jouant le rôle de régulateur d'appoint du marché.

En 2008 et 2009 en effet, l'Arabie saoudite avait lancé le mouvement de réduction de la production dans le cadre de l'OPEP, mais elle s'était retrouvée seule à le faire.

Elle est ainsi temporairement passée au deuxième rang des producteurs mondiaux, mais a préservé le niveau des cours.

Cette capacité à la stabilité des prix au début de la décennie est d'autant plus notable que les stocks mondiaux ont eu tendance à diminuer sauf dans les pays de l'OCDE, qui disposent notamment depuis le premier choc pétrolier d'un mécanisme de stocks stratégiques.

Evolution des stocks pétroliers entre 2001 et 2012



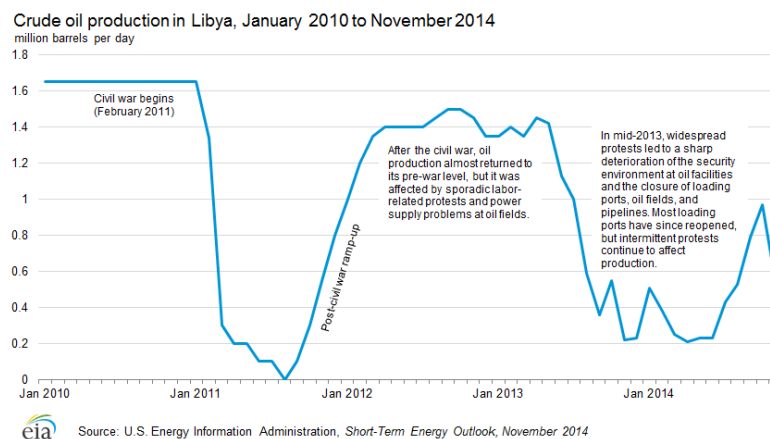
Source : Cité par Mme Céline Antonin, *Pétrole vers un troisième choc pétrolier ? Perspectives économiques de l'OFCE 2012-2013*

2. Plusieurs événements géopolitiques majeurs, aisément surmontés, dans la zone stratégique du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord

Dans un tel contexte du marché pétrolier en pleine croissance et de réduction de stocks, une fois le plus fort de la crise de 2008 surmonté, le niveau des prix aurait dû augmenter en raison des différents chocs politiques intervenus en même temps que le printemps arabe. En avril 2011, au plus fort de l'instabilité en Libye, le prix du baril de *Brent* a ainsi connu un pic à 124 dollars le baril.

Comme le montre le graphique suivant, la production libyenne n'a ensuite pas durablement retrouvé niveau antérieur.

Production de la Libye depuis 2010



Dans la période, de manière générale, les chocs n'ont pas manqué.

Après l'interruption totale des exportations libyennes quelques mois en 2011, le durcissement des sanctions contre l'Iran a conduit à un retrait d'une quantité à peu près équivalente.

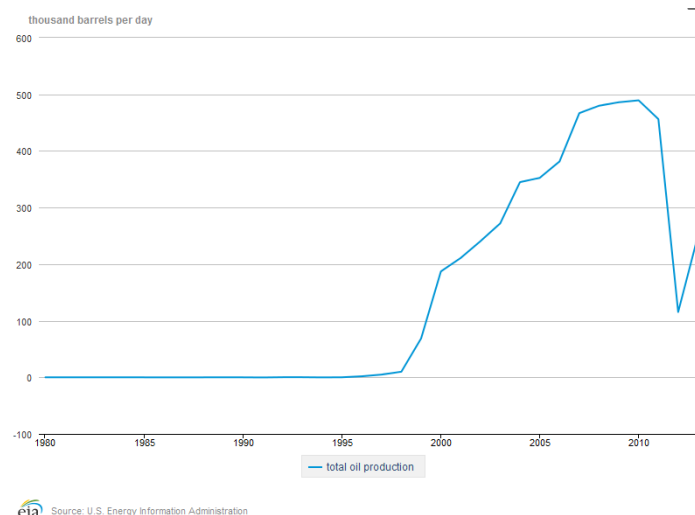
Les exportations iraniennes de brut sont ainsi passées de plus de 2,2 millions de barils jour en 2011 à environ 1,2 actuellement.

Le Nigéria, dont le delta du Niger assure les trois quarts de la production, exporte environ 2,2 à 2,4 millions de barils jour et est lui-même en proie à une forte instabilité.

La situation n'a pas non plus cessé d'être tendue au Soudan, et la sécession en juillet 2011 du Sud-Soudan, ne s'est pas accompagnée de toute la stabilité souhaitée avec les conflits interne au nouvel Etat.

Comme le montre le graphique suivant les exportations n'ont que très faiblement repris.

Exportations de pétrole du Soudan et du Sud-Soudan



Enfin, deux producteurs et exportateurs marginaux, mais néanmoins significatifs en termes géopolitique, le Yémen à proximité du détroit de Bab et Mandeb et la Syrie, voisin de l'Irak, ont eu aussi été particulièrement affectés.

Les quatre années de guerre civile en Syrie, les difficultés de la stabilisation de l'Irak et très récemment l'expansion du prétendu Etat islamique en Irak et au Levant, aussi appelé Daech, complètent la liste de ces événements.

3. Un marché pétrolier alimenté de manière plus que marginale grâce au pétrole de schiste nord-américain

a. Le constat

Deux facteurs principaux ont permis l'absorption des chocs géopolitiques du tournant des années 2010 sans difficulté majeure.

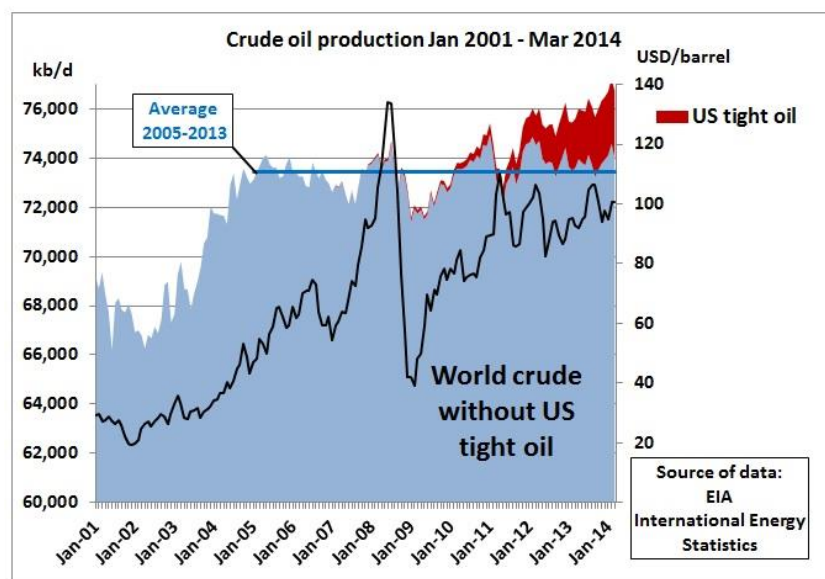
Le premier a été l'augmentation de la production conventionnelle en compensation des interruptions.

Dans une étude publiée dans les Perspectives économiques 2012-2013 de l'OFCE, Mme Céline Antonin, cite ainsi une légère augmentation de la production de l'OPEP, notamment de l'Arabie saoudite et de l'Irak entre mai et novembre 2011, ainsi que de l'Angola. La Russie est également mentionnée.

Le second facteur, qui est devenu un élément majeur, est en fait la mise sur le marché de pétrole non conventionnel essentiellement issu de la roche mère et appelé communément huile ou pétrole de schiste.

En tout état de cause, le graphique publié en juin dernier à partir des données de l'Agence internationale de l'énergie sur le marché pétrolier à moyen terme montre que la production conventionnelle a globalement stagné depuis environ 2005 et que la croissance de la consommation ces dernières années est intervenue grâce à la production non conventionnelle américaine.

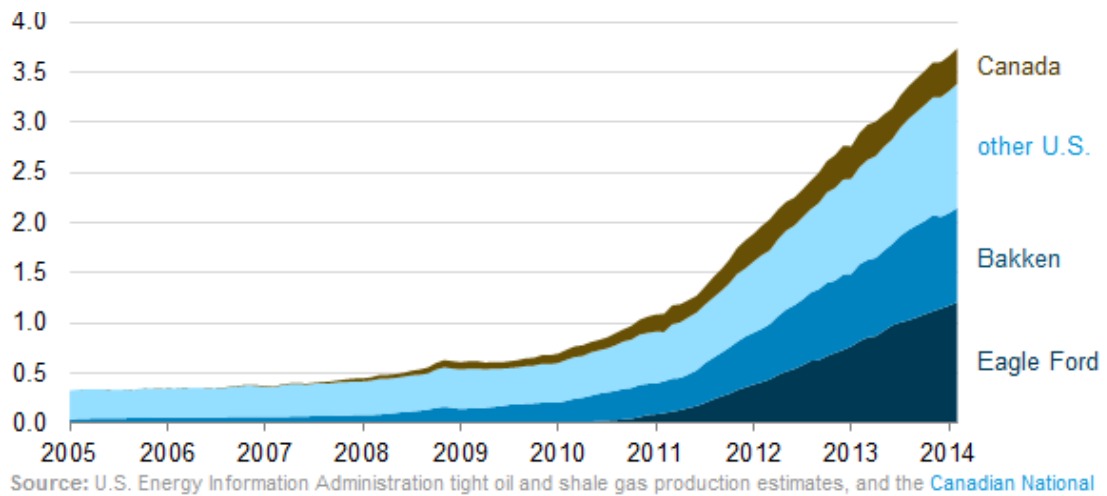
Rôle de la production d'huile de schiste américaine dans la production mondiale de pétrole



De manière plus précise, la production non conventionnelle nord-américaine estimée par l'Agence américaine d'information sur l'énergie à 3,5 millions de barils jour en 2014, comme on l'a vu.

Elle est essentiellement le fait des Etats-Unis et marginalement du Canada. En l'état, deux champs américains ont beaucoup produit : ceux d'*Eagle Ford* et de *Bakken*.

Production d'huile de schiste des principaux gisements américains et du Canada



Plus précisément, la production de pétrole non conventionnel (pétrole de réservoir compact ou pétrole de schiste) a décollé en 2008, à la suite de la mise en œuvre des techniques déployées à grande échelle pour l'exploitation du gaz de schiste. L'accélération de la production pétrolière à partir de 2010 a été favorisée par la hausse des prix du pétrole, notamment en poussant les entreprises à favoriser les gisements riches en liquides au détriment des gisements gaziers.

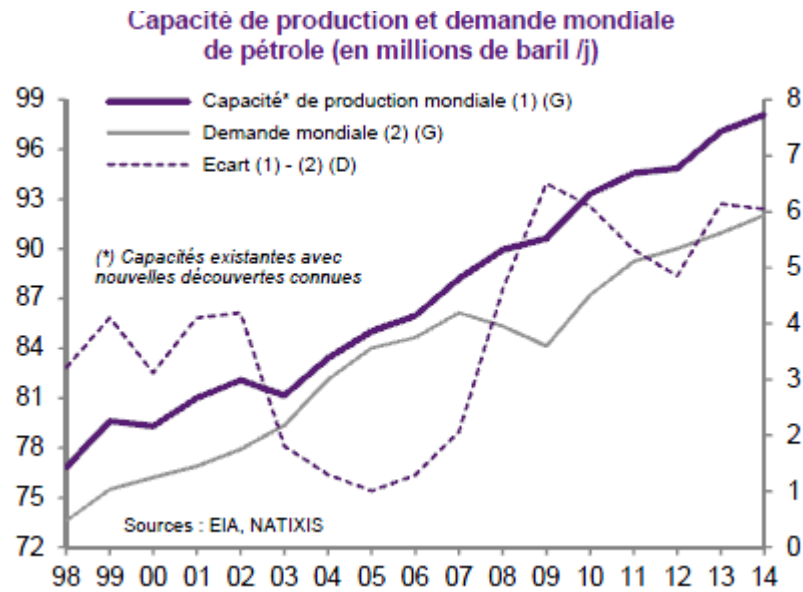
La production de pétrole de réservoir compact qui représentait 1 million de barils jour en 2010 a atteint 3 millions dans la deuxième moitié de l'année 2013. Cette nouvelle production fait croître le volume produit à terre, et a modifié la donne des Etats pétroliers aux Etats-Unis.

b. Le rétablissement d'une marge de capacité de production au niveau mondial

Le marché pétrolier ne fonctionne correctement que s'il existe une capacité de production inutilisée, de manière à absorber tout écart imprévu et donc de court terme entre l'offre et la demande. S'il est en tension, comme tout marché de matière stratégique, il est hautement spéculatif et les prix s'emballent.

A partir de 2010, la montée en puissance de la production d'huile de schiste a permis de rétablir une capacité de production excédentaire au niveau mondial, ce qui a assaini le marché. Avant que n'éclate la crise financière, un tel écart entre production et consommation n'existait plus et les spéculations sur un pétrole à 200 dollars le baril allaient bon train.

C'est ce qu'illustre le graphique suivant.

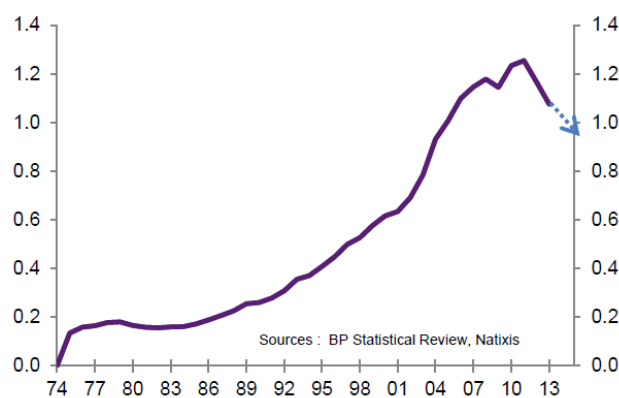


Source : Natixis

c. Un indicateur structurel intéressant : l'évolution, favorable, du rapport entre la production américaine de pétrole et la consommation chinoise

Le 3 décembre dernier, Natixis a publié dans la série *Macro Research* les 15 graphiques essentiels à la compréhension des grandes évolutions économiques pour 2015, parmi lesquels est particulièrement intéressant celui qui retrace le rapport arithmétique entre la consommation pétrolière chinoise et la production américaine. Ce rapport s'est inversé sous l'effet de la production d'huile de schiste dès le début de la décennie et la tendance est à sa diminution. C'est le lien direct entre la capacité des deux principaux consommateurs de pétrole d'assurer par eux même l'équilibre du marché dans le contexte où la consommation de l'un croît très fortement.

Consommation de pétrole de la Chine et production américaine



Source : Natixis

C. UN MARCHÉ GAZIER LUI AUSSI ASSEZ PEU TENDU, MALGRÉ LA FORTE AUGMENTATION DE LA CONSOMMATION ET LES CONSÉQUENCES DE L'ACCIDENT DE FUKUSHIMA, GRÂCE AU GAZ DE SCHISTE AMÉRICAIN

En matière de gaz naturel, la production américaine de gaz de schiste a profondément modifié les données économiques internationales.

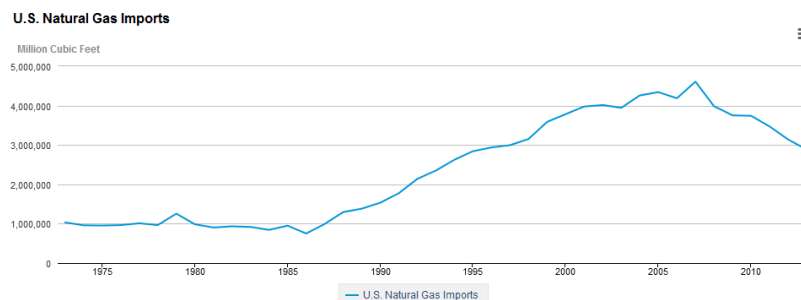
En effet, les Etats-Unis, et ce point sera développé plus tard, sont passés en quelques années du statut d'importateur net à celui de grand pays consommateur autosuffisant et potentiellement exportateur dans quelques années.

S'en est suivi un retrait du marché mondial du gaz naturel qui s'est fait au détriment des grands exportateurs, notamment la Russie.

La production américaine de gaz a augmenté de 26 % entre 2007 et 2013, atteignant 679,9 milliards de mètres cubes, grâce à l'essor de la production de gaz de schiste, qui a représenté 40 % de la production, contre seulement 3 % en 2002. Selon les projections de l'Agence américaine d'information sur l'énergie, la production augmenterait de 56 % entre 2012 et 2040, où la part du gaz de schiste atteindrait 53 %.

En conséquence, les besoins en approvisionnement extérieurs ont diminué et la courbe des importations américaines de gaz naturel fait ainsi apparaître une baisse à partir de 2005.

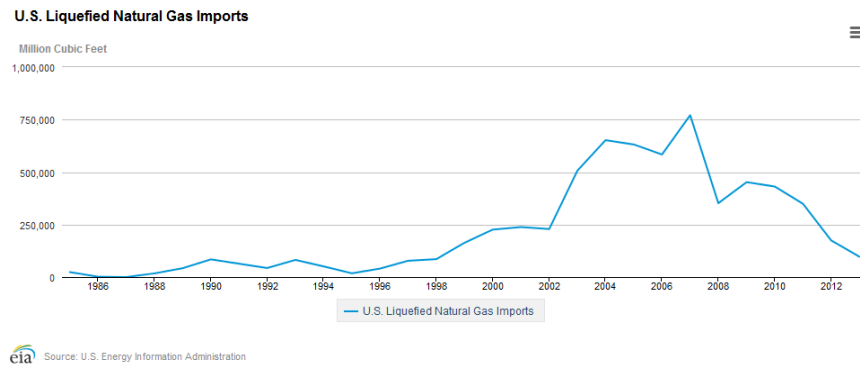
Importations de gaz naturel par les Etats-Unis



Source : EIA

Cette inflexion est encore plus marquée pour les importations de GNL qui ont progressivement cessé.

Importations de GNL par les Etats-Unis



La différence tient à la nature des contrats, les approvisionnements par gazoduc à partir du Canada correspondant à des relations commerciales de plus long terme et donc moins flexibles que celles de GNL.

Les projets d'installations russes de GNL dans le Grand Nord sont devenus sans objet. Le champ de Chtokman, en mer de Barents, qui représente 2 % des réserves mondiales de gaz conventionnel et qui devait drainer 30 milliards de dollars d'investissements, est devenu moins stratégique car il devait servir à approvisionner le marché américain.

La principale conséquence a été de permettre sans difficulté majeure l'absorption des conséquences de l'accident nucléaire de Fukushima, qui ont conduit le Japon à produire son électricité à partir du gaz naturel et non plus à partir du nucléaire du jour au lendemain.

C'est en partie dû à la réorientation des exportations du Qatar, comme l'a indiqué lors de son audition M. Edouard Sauvage, directeur de la stratégie de GDF-Suez : « *Originellement, ses exportations ont été prévues en trois tiers : l'un vers les Etats-Unis, l'autre vers l'Asie, notamment l'Inde, et le dernier vers l'Europe. Les plans initiaux ont été revus. Ainsi les livraisons de GNL du Qatar à l'Europe se sont ajoutées à celles venant d'Algérie et du Nigéria, mais c'est principalement vers l'Asie, notamment l'Inde, la Chine, et le Japon, que le pays s'est réorienté. Les autres fournisseurs de l'Asie sont l'Australie ainsi que la Russie, avec les gisements de Sakhaline. Il y a aussi le projet de gazoduc de la Sibérie vers l'Asie.* »

En définitive, la principale incidence a été de créer au sein du marché gazier un compartiment spécifique à l'Asie, avec comme on l'a vu précédemment, un niveau plus élevé de 50 % environ par rapport au prix européen.

II. UN RETOUR DE LA PUISSANCE ÉCONOMIQUE AMÉRICAINE ET UN DÉMENTI AU PRONOSTIC, D'AILLEURS RÉCURRENT, SUR SON DÉCLIN

Les conséquences économiques de la mise en exploitation du gaz et de l'huile de schiste aux Etats-Unis ont été spectaculaires.

Elles ont déjà été commentées, notamment par M. Frédéric Barbier, dans le rapport n° 1919 (30 avril 2014) sur l'impact économique de l'exploitation du gaz de schiste.

Elles sont surtout un démenti au pronostic récurrent sur le déclin américain.

De même que pour *Internet* et l'économie numérique, les Etats-Unis ont montré avec les hydrocarbures non conventionnels une réelle capacité d'innovation et ils illustrent une nouvelle fois que la croissance économique n'est pas quelque chose d'abstrait, mais un cycle économique fondé sur le développement d'un secteur ou de produits correspondant à des besoins réels, ceux d'une population suffisamment solvable pour y avoir accès.

1. Le résultat d'une politique publique de recherche publique ancienne

Comme le souligne M. Pierre-René Bauquis, l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels est aussi ancienne, voire plus ancienne que celles des gisements conventionnels.

L'exploitation en a rapidement cessé pour des raisons non pas techniques, mais économiques.

La technique actuellement pratiquée aux Etats-Unis de la fracturation hydraulique n'est d'ailleurs pas propre au secteur.

Si elle a été inventée en 1947 pour faciliter l'exploitation des gisements conventionnels de pétrole, elle est appliquée sous le nom « plus doux » de « stimulation hydraulique » à la géothermie profonde.

C'est sous l'effet de programmes de recherche américains lancés dans la perspective de palier l'épuisement des gisements conventionnels que la fracturation hydraulique a été appliquée aux gisements de roche-mère.

Il n'est pas nécessaire ici de revenir sur les aspects techniques parfaitement traités dans le cadre du rapport n° 1587 (27 novembre 2013) présenté au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), par MM. Christian Bataille, député, et Jean-Claude Lenoir, sénateur, sur les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.

Il est significatif d'observer que la technique est le fruit de plusieurs programmes de recherche d'initiative publique dont les premiers ont été lancés dans les années 1970, après le premier choc pétrolier et au début de la décroissance de la production pétrolière américaine.

La chronologie en a été dressée et commentée dans un récent article du *Breakthrough Institute* de 2012, dont le premier auteur est M. Michael Schellenberger, intitulé *Where the shale gas revolution comes from : government's role in the development of hydraulic fracturing in shale*.

Les grandes étapes ainsi recensées sont :

- le projet *Eastern Gas Shale* dans les années 1970, avec des démonstrations de forages en partenariat public privé ;

- des consortiums de recherche bénéficiant des subventions de la commission fédérale de régulation de l'énergie (*Federal Energy Regulatory Committee* ou *FERC*) ;

- les premières expériences de fracturation et de forages directionnels associant notamment ce qui deviendra le *Department of Energy* et le *National Energy Technology Laboratory* ;

- les aides fiscales au développement du secteur non conventionnel, qui ont été en vigueur de 1980 à 2002 ;

- le versement de subventions publiques et le partage des coûts pour les premières expériences réussies, en Virginie occidentale en 1986, et au Texas en 1991, avec la forage du premier puits horizontal par la société *Mitchel* sur le site de *Barnett* ;

- le développement de la technique de l'imagerie microsismique et de la télémétrie électromagnétique ;

- les débuts de la commercialisation du gaz de schiste par *Mitchell Energy* en 1998.

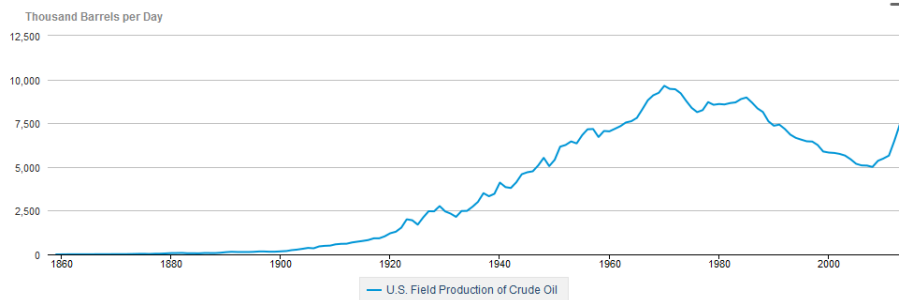
En 2001, 2 % du gaz américain était déjà d'origine non conventionnelle.

2. Le rétablissement de la parité avec la Russie et l'Arabie saoudite dans la production pétrolière

a. Une production abondante notamment grâce à six gisements majeurs : les Etats-Unis premiers producteurs mondial de gaz, voire de pétrole

La croissance de la production pétrolière américaine a été très forte ces dernières années et a même retrouvé les niveaux de production voisins de ceux des années 1970, comme l'indique le graphique suivant :

Evolution de la production américaine de pétrole brut



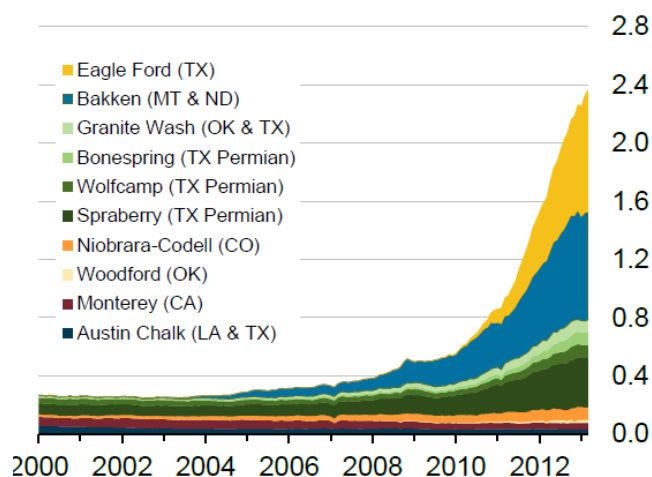
Source : EIA

Les Etats-Unis pourraient même être devenus le premier producteur mondial de pétrole en 2014, mais il faut rester prudent dans l'attente des statistiques annuelles mondiales.

La croissance de ces dernières années résulte principalement de l'essor de la production de pétrole non conventionnel (pétrole de réservoir compact ou pétrole de schiste) qui a décollé en 2008, suite à la mise en œuvre des techniques déployées à grande échelle pour l'exploitation du gaz de schiste. L'accélération de la production pétrolière à partir de 2010 a été favorisée par la hausse des prix du pétrole, notamment en poussant les entreprises à favoriser les gisements gaziers riches en liquides. La production de pétrole de réservoir compact qui représentait 1 million de barils jour en 2010 a atteint plus de 3 millions dans la deuxième moitié de l'année 2013. Cette nouvelle production fait croître le volume produit à terre, et a modifié la donne des Etats pétroliers aux Etats-Unis. Le Dakota du Nord, avec la formation de Bakken, est devenu un des principaux producteurs de pétrole de réservoir compact. Il est désormais le deuxième Etat pétrolier des Etats-Unis après le Texas. Le graphique suivant récapitule ces éléments.

Evolution de la production d'huile de schiste aux Etats-Unis

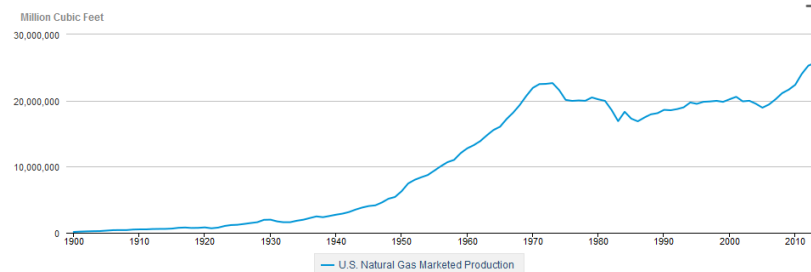
(en millions de barils jours)



Source : EIA

S'agissant du gaz naturel, le phénomène est identique, si ce n'est que l'écart entre le pic historique de production et le niveau d'avant l'exploitation du gaz de schiste est moindre.

Evolution de la production de gaz naturel aux Etats-Unis

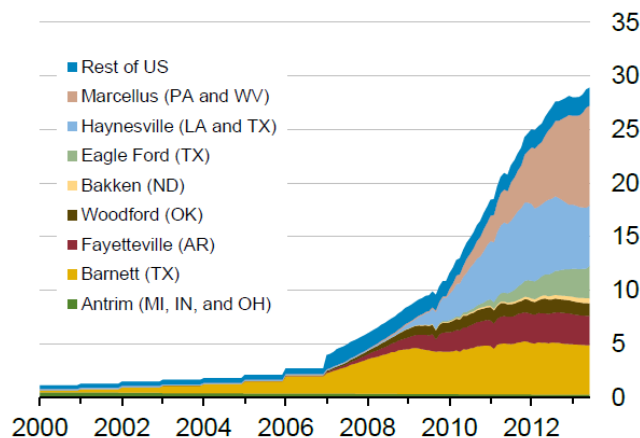


Source : EIA

La croissance de la production de gaz de schiste est encore plus spectaculaire.

Evolution de la production de gaz de schiste aux Etats-Unis

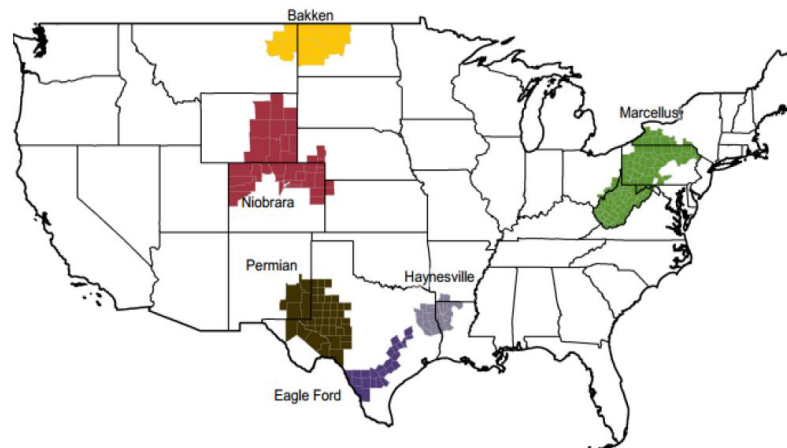
(en pied cubique – 35 pieds cubiques = 1 m³)



Source : EIA

Six gisements majeurs contribuent donc à cette importante production, même si 48 Etats sont concernés par le phénomène. La carte en est la suivante :

Carte des six principaux gisements d'hydrocarbures de roche-mère aux Etats-Unis



Source: EIA, Drilling Productivity Report

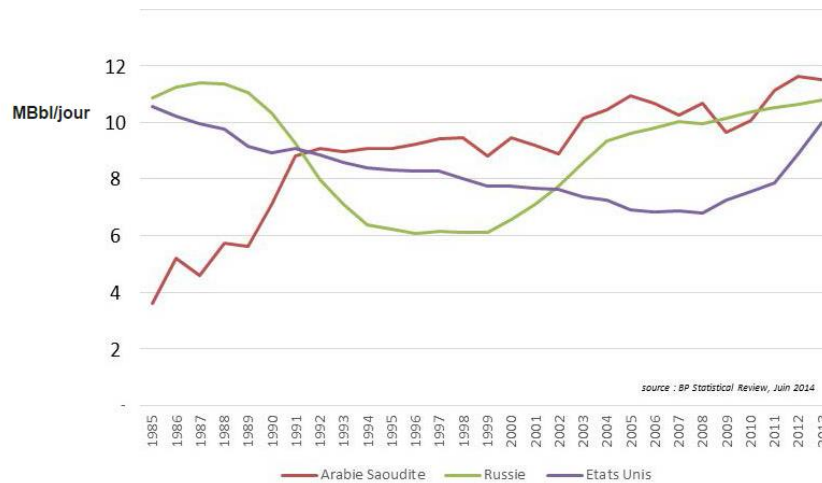
b. Le rétablissement de l'équivalence de la production avec l'Arabie saoudite et la Russie

Dans une perspective de long terme, la puissance économique des Etats-Unis qui s'est fondée sur l'exploitation d'un territoire particulièrement bien doté en matières premières, renoue avec l'un de ses fondamentaux.

En effet, comme l'indique le graphique suivant, après avoir décliné pendant plusieurs décennies et être passée sous la production saoudienne au début des années 1990 puis sous la production russe au début des années 2000, la production pétrolière américaine est progressivement revenue à parité avec elles à partir de 2008.

C'est ce qu'illustre le graphique suivant.

Evolution de la production des trois premiers producteurs de pétrole



Source : Centre des hydrocarbures non conventionnels

3. Un impact essentiel non seulement sectoriel, mais aussi macroéconomique : une véritable révolution économique que ne doit pas occulter le dépassement probable de l'économie américaine par l'économie chinoise en 2014

a. Un prix du gaz maintenu bas, grâce à la rentabilisation des puits par le seul pétrole

Grâce à la forte croissance de la production, les Etats-Unis ont connu une baisse spectaculaire des prix du gaz, qui ont atteint un niveau particulièrement bas en 2012. Le prix Henry Hub est passé de 12 dollars par million d'unité thermique britannique (\$/MBtu) (soit 30 €/MWh environ) fin 2008 à 1,9 \$/MBtu (soit 4,75 €/MWh environ) en avril 2012, pour s'établir en moyenne sur l'année à 2,75 \$/MBtu (soit 7,3 €/MWh).

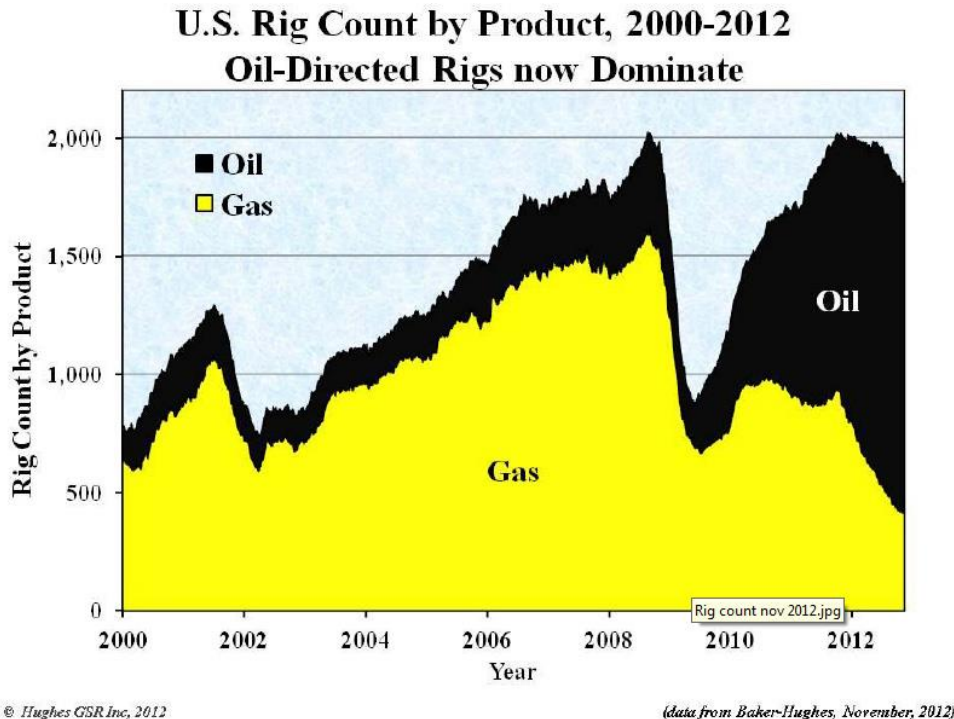
A ce niveau, la rentabilité de la production gazière n'était d'ailleurs plus assurée, ce qui a poussé les industriels à se tourner vers les gisements gaziers riches en liquides de gaz naturel et les gisements pétroliers.

Si l'effort de production a diminué (notamment le nombre de forages), les progrès techniques et la rentabilité accrue des activités de forage ont permis que la production continue d'augmenter, malgré le faible niveau des prix. Le cours a ensuite connu en 2013 une très forte progression à hauteur de 34 %, qui corrige la baisse de 2012.

Le prix *Henry Hub* à 3,7 \$/Mbtu (9,6 €/MWh) en 2013 s'est en fait ajusté à un niveau plus en ligne avec les coûts de production.

Le graphique suivant permet de visualiser la modification de la répartition des forages directionnels en fonction de la dominante gazière ou pétrolière du puits, constatant ainsi la forte chute du nombre des puits secs, sans pétrole.

Evolution du nombre de forages directionnel à dominante gazière et pétrolière



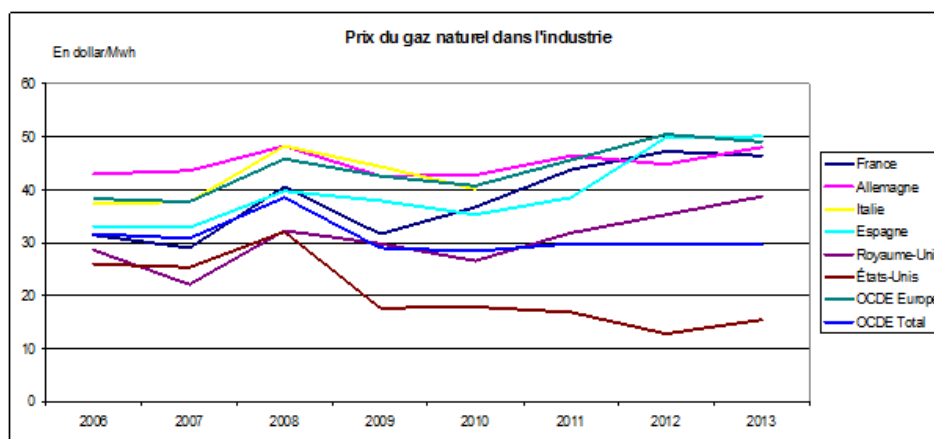
b. Une énergie très compétitive pour les industries américaines

La révolution du gaz de schiste a accru l'avantage de compétitivité de l'industrie américaine.

Elle a non seulement impliqué une baisse du prix du gaz, à la fois comme combustible et comme matière première dans ses utilisations en chimie, mais aussi celle de l'électricité, puisque la part de la production de l'électricité provenant du gaz a presque doublé, passant en quelques années de 16 %, en 2000, à 30 % en 2012.

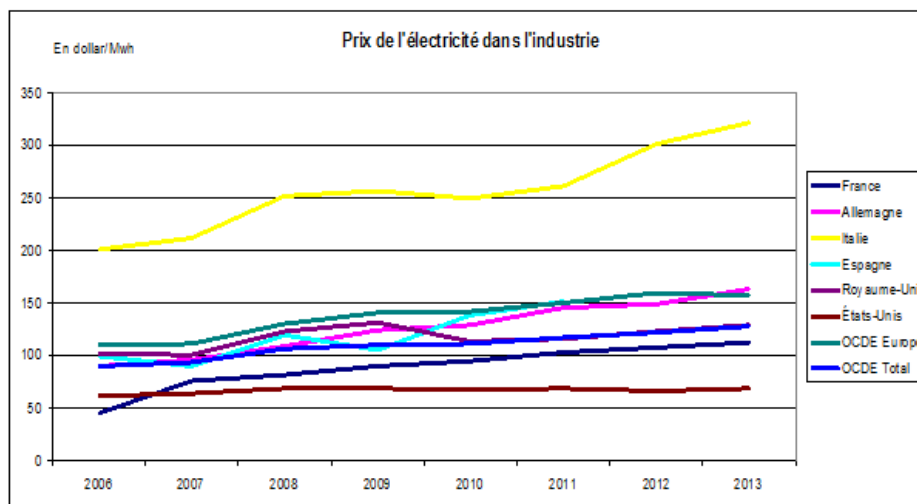
Les deux courbes suivantes montrent que l'avantage compétitif des Etats-Unis s'est beaucoup creusé.

Pour le gaz naturel, les Etats-Unis sont maintenant à un niveau de l'ordre de la moitié de la moyenne de l'OCDE et du tiers de celui de l'Europe.



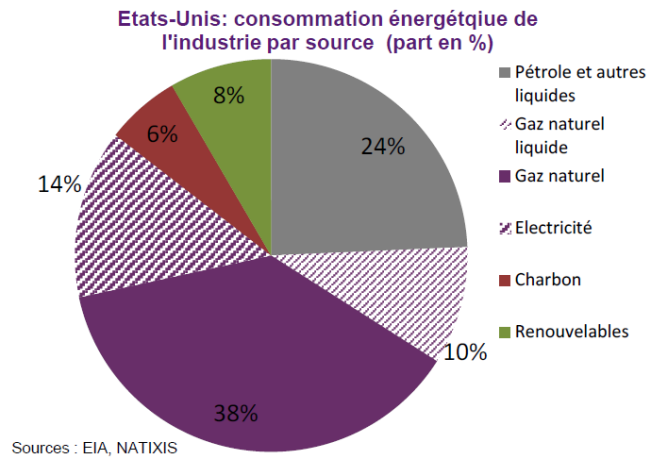
Source : Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

Pour l'électricité, l'avantage comparatif est du même ordre, y compris vis-à-vis de la France pourtant bien placée en Europe grâce à la réussite du programme nucléaire, comme l'illustre le graphique suivant.



Source : Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

Cet effet est renforcé par le fait que le gaz naturel représente 48 % de l'énergie directement consommée, soit sous forme gazeuse, soit sous forme liquide.



Dans un article publié le 10 juin dernier par le *New York Times*, M. Vali R. Nasr, Doyen de la *John Hopkins School of Advanced International Studies*, estime que l'unification des différents facteurs économiques dans le cadre de la mondialisation implique que le coût de l'énergie va devenir l'élément majeur de la compétitivité d'un pays.

Il en résulte pour les Etats-Unis un facteur essentiel d'avantage comparatif de long terme dans le commerce international, que l'on constate déjà de manière sectorielle comme globale.

c. Des secteurs de la pétrochimie et du raffinage revigorés et faisant notamment concurrence au raffinage européen

Le secteur américain du raffinage est très dynamique ces dernières années, et particulièrement en 2013 et 2014 : le secteur a affiché des taux d'activité record en juillet 2014, au plus haut depuis l'été 2005. La rentabilité des raffineries américaines est nettement supérieure à celle des raffineries européennes depuis 2011 (7 \$/b de plus en moyenne en 2013).

Le développement des ressources non conventionnelles a conduit le secteur à bénéficier d'un double avantage compétitif :

- un approvisionnement énergétique à bas coût, qui réduit les frais fixes, grâce au faible coût du gaz sur le marché américain : l'énergie représente ainsi environ 30 % des coûts d'une raffinerie américaine contre 40 % en Europe ;

- un approvisionnement en matière première dont le prix a baissé, avec un important rabais du *WTI* ainsi que des différents pétroles de réservoir compact et des prix du pétrole canadien indexé sur le *WTI*.

Le *Brent*, référence de prix du pétrole pour l'Europe, évolue à un niveau de prix sensiblement plus élevé que le *WTI* depuis février 2011. L'écart de prix a été en moyenne de 9 dollars par baril (\$/b) entre 2011 et 2013. Il a atteint un pic de près de 28 \$/b en octobre 2011 et varié selon les périodes, avant de se réduire progressivement en 2013, jusqu'à une parité ponctuelle le 19 juillet 2013. Depuis, les cours ont recommencé à diverger, maintenant un écart de prix en 2014 compris

entre 5 et 7 \$/b. L'écart de prix pourrait persister dans le futur tout en se réduisant. L'Agence américaine d'information sur l'énergie anticipe un *WTI* inférieur de 2 \$/b au Brent en 2020.

Si initialement seul le raffinage du *Midwest* a pleinement bénéficié du brut américain bon marché, l'extension des capacités de transport a permis à l'ensemble du raffinage américain d'en profiter. C'est particulièrement remarquable sur la côte Est, qui a connu une crise du raffinage ces dernières années sur le modèle de ce qui a touché l'Europe, le parc destiné à raffiner du brut léger importé souffrant des prix élevés du Brent. La reprise du raffinage sur la Côte Est a comme conséquence une diminution du déficit en essence et donc une diminution du débouché pour le raffinage européen, qui traditionnellement exporte de l'essence vers la Côte Est.

Le dynamisme du raffinage s'est traduit par une croissance des exportations de produits. Les Etats-Unis sont devenus exportateurs nets de produits raffinés en 2011 et devraient le rester jusqu'en 2040. Compte tenu de l'interdiction d'exporter du brut, la croissance des exportations de produits, qui ne sont pas réglementées, représente le meilleur débouché de la production pétrolière en hausse. A la recherche de nouveaux marchés, le raffinage américain fait une concurrence croissante au raffinage européen, qui a besoin de l'exportation pour écouler ses produits légers, l'essence en particulier.

La croissance de la production de liquides de gaz naturel offre aux Etats-Unis un approvisionnement croissant en composants légers de type éthane et propane :

- à destination de l'étranger : les Etats-Unis sont devenus exportateur net de propane en 2012 ;

- à destination de leur secteur pétrochimique qui gagne en compétitivité, notamment par rapport à la pétrochimie asiatique qui s'approvisionne en naphta (produit à partir de brut importé). La pétrochimie américaine tend ainsi à favoriser le développement des vapocraqueurs à l'éthane, qui permettent de dégager davantage de marge, à la place des vapocraqueurs de naphta.

Comme l'a fait remarquer notamment Mme Cécile Maisonneuve, de l'IFRI, la pétrochimie américaine est devenue plus compétitive que celle du Moyen-Orient alors qu'elle se trouvait en position intermédiaire auparavant.

Les effets de l'attractivité américaine sur les investissements ont été précisés dans la note de l'IFRI de Mme Sylvie Cornot-Gandolphe, *Impact du développement des gaz de schiste aux Etats-Unis sur la pétrochimie européenne*, d'octobre 2013 : « *L'American Chemistry Council (ACC) a réalisé une étude portant sur une centaine de projets d'investissement recensés à fin mars 2013 dans la chimie américaine (hors produits pharmaceutiques). Ces projets représentent un investissement total de 72 milliards de dollars d'ici à 2020. Ils augmenteraient le chiffre d'affaires de l'industrie chimique de 67 milliards de*

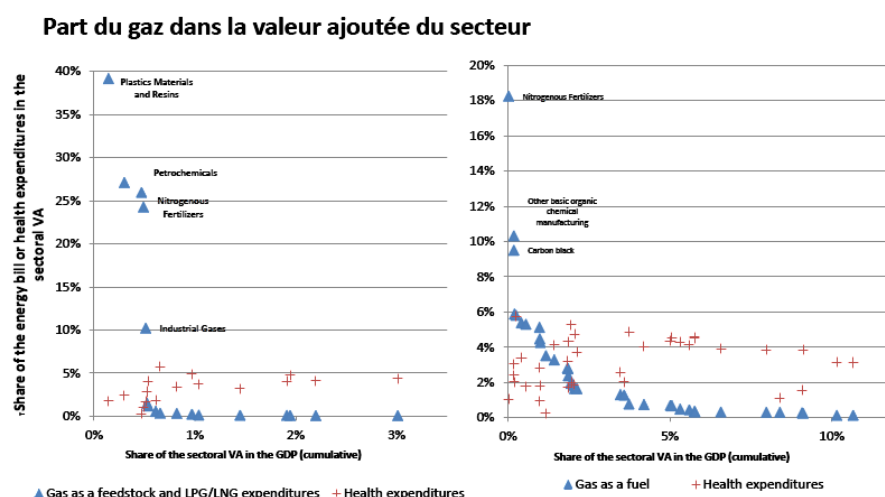
dollars (dollars 2012) en 2020 et créeraient 1,2 million d'emplois pendant la période de construction. En 2020, les recettes supplémentaires pour l'économie américaine s'élèveraient à 201 milliards de dollars, les recettes fiscales atteignant 14 milliards de dollars. L'ACC estime qu'avec ces investissements, les États-Unis vont devenir exportateurs nets de produits chimiques, éliminant le déficit commercial lié à l'importation croissante de produits pharmaceutiques. »

d. L'inutile controverse sur l'ampleur du phénomène, puisqu'il touche l'essentiel du territoire américain, à des degrés divers, et de son économie

L'ampleur économique de la Révolution du gaz de schiste aux États-Unis a été contesté par une étude de l'IDDRI, *Unconventional wisdom : an economic analysis of US shale gas and implications for the EU* réalisée par MM. Thomas Spencer et Oliver Sartor, ainsi que Mme Mathilde Mathieu.

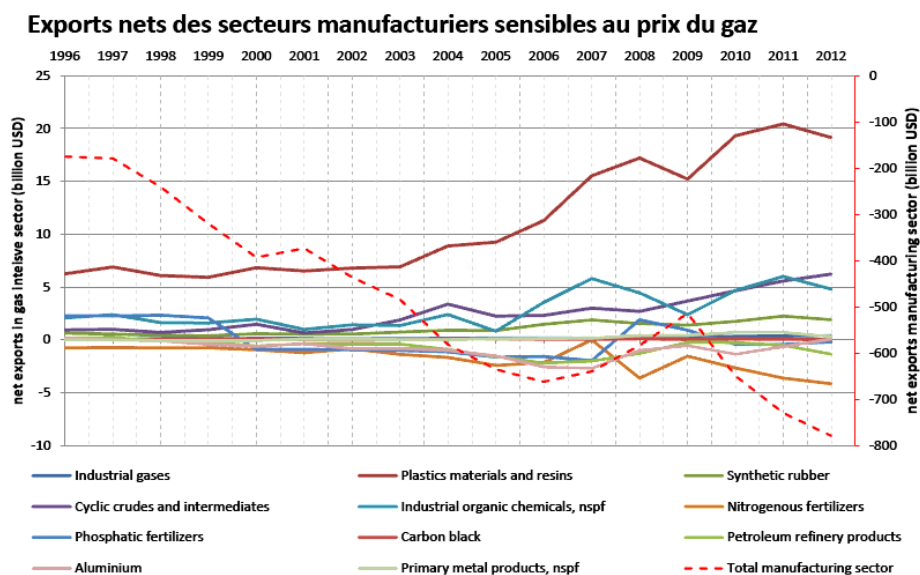
Elle peut être ainsi résumée comme l'a fait M. Spencer lors de son audition : « *L'impact de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels sur la compétitivité de l'économie a pu être mesuré par l'IDDRI. Il est limité à quelques secteurs fortement utilisateurs de gaz naturel, soit comme matière première (matières plastiques, pétrochimie et engrais), soit comme combustible (engrais, chimie organique). Pour le reste, son impact économique sectoriel est inférieur à celui des dépenses de santé à la charge des entreprises américaines. Il n'y a donc pas de réindustrialisation générale aux États-Unis sous l'effet du gaz de schiste. Ce constat est partagé par le FMI.* »

Notamment, M. Spencer invoque la faible part du gaz dans les coûts d'exploitation industriels, sauf pour un nombre limité de secteurs, comme l'indiquent les graphiques suivants :



Source : IDDRI

Il ajoute qu'à l'exception des quelques secteurs, il n'a pas été mis fin à la dégradation de la balance commerciale américaine, ce qu'illustre le graphique suivant :



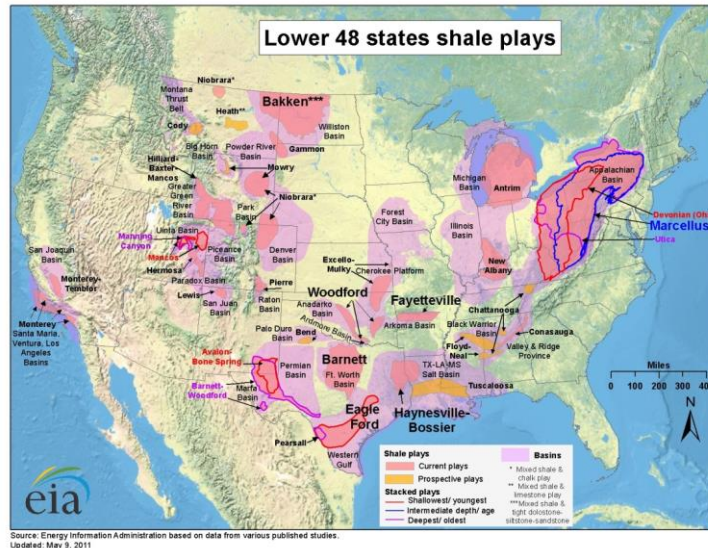
Source : Comtrade.

Source : IDDRI

Les données présentées sont, en effet, incontestables.

En revanche, les rapporteurs n'en tirent pas les mêmes conclusions que les auteurs de l'étude.

D'une part, l'effet macroéconomique global n'est pas mesuré, car il est très difficile de le faire. Or, on constate que sur le plan géographique, les Etats qui ont mis en exploitation le gaz et le pétrole de schiste connaissent un boom économique, notamment le Texas et le Dakota du Nord. Dans l'ensemble, tous les Etats américains sont impactés à des degrés divers, puisque le gaz et le pétrole de schiste peuvent faire l'objet d'une exploitation dans 48 Etats (le Vermont et l'Etat de New York ont interdit la fracturation hydraulique). La carte suivante montre l'ampleur géographique de la ressource à l'échelle des Etats-Unis.



D'autre part, la compétitivité est un élément de long terme et les conclusions de l'étude de l'IDDRI ne tiennent par définition pas compte des investissements très importants en cours aux Etats-Unis, qui ont été décidés et sont mentionnés par l'IFRI dans l'étude précitée.

Par ailleurs, l'effet du gaz de schiste sur la compétitivité industrielle américaine est très important.

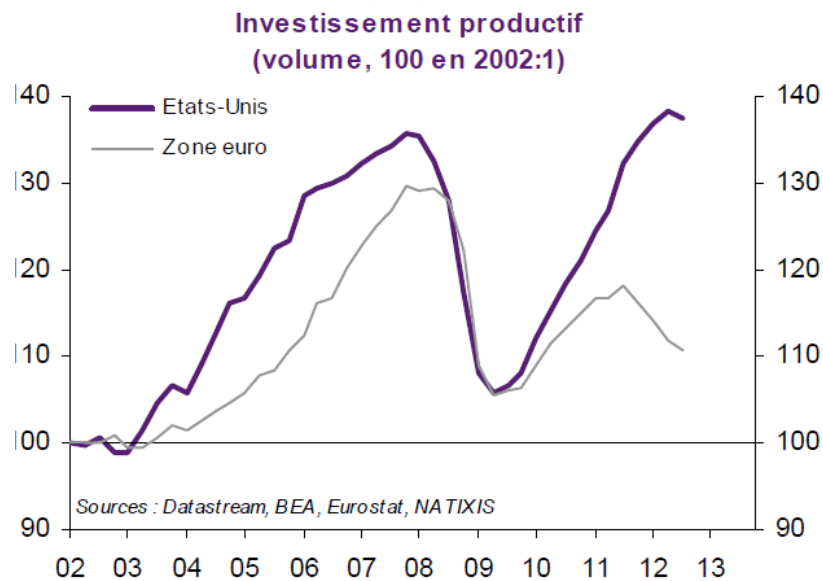
Comme le relève M. Patrick Artus dans une étude de Natixis de la série *Flash Economique- Recherche économique* (26 septembre 2012), « le gaz naturel est progressivement substitué au pétrole dans tous ses usages possibles (électricité, industrie transport, habitation).

L'avantage d'un prix du gaz à 7 dollars par Mbtu a été ainsi chiffré à 126 milliards de dollars pour l'industrie américaine, soit 14 % de la masse salariale et 7 % de la valeur ajoutée.

Ce niveau de 7 dollars n'a maintenant plus lieu d'être avec un prix autour de 3 à 4 dollars le Mbtu.

En février 2012, l'avantage avait été chiffré par le même auteur, en termes de masse salariale comparable à 6 % vis-à-vis de la zone euro, donnée citée par M. Jacques Percebois lors de son audition, et à 12 % vis-à-vis du Japon.

L'effet sur l'investissement productif, par rapport à la zone euro, et donc sur le renouveau économique de long terme est lui aussi mesurable, comme le montre le graphique suivant, publié en janvier 2013, par M. Patrick Artus dans la même série d'études.

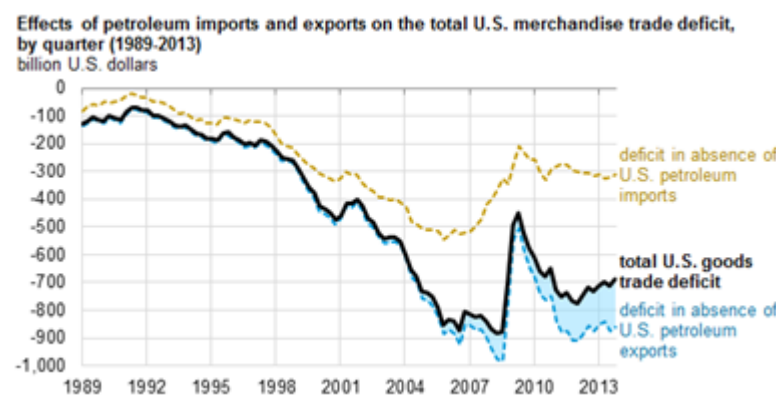


e. Une réduction du déficit commercial

La croissance de la production américaine d'huile de schiste se traduit par une réduction de la dépendance aux importations des Etats-Unis. Cette tendance a été amorcée dès 2005, mais s'est accélérée depuis, car la production américaine augmente tandis que la consommation tend à décliner. En 2005, la dépendance aux importations était de 60 %, elle est tombée à 33 % en 2013. L'EIA prévoit, dans son scénario de référence, que la baisse se poursuit pour atteindre 25 % en 2019, avant de remonter à 32 % en 2040. Les importations nettes de pétrole brut ont baissé de 10,6 % en 2013 et, à 7,6 millions de barils jours, s'établissant à leur plus faible niveau depuis 1996.

En plus de l'effet positif lié à la baisse des volumes de brut importés, malgré un poids financier en hausse à cause de l'augmentation des cours pétroliers internationaux depuis 2010, les Etats-Unis ont bénéficié du dynamisme de leurs exportations de produits pétroliers permettant de réduire le déficit lié à leur facture énergétique. Le graphique suivant illustre ces éléments.

Part du déficit pétrolier dans le déficit de la balance commerciale



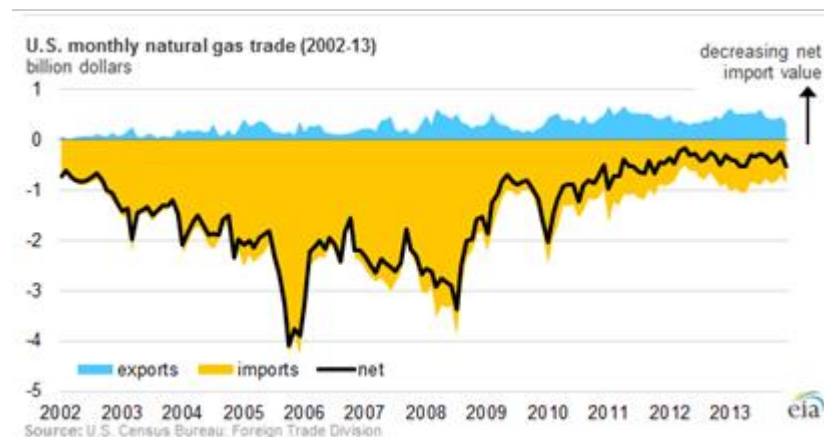
Source : EIA

De même, le déficit de la balance commerciale lié au gaz naturel a fortement diminué au cours des dernières années : les importations correspondantes ont diminué, passant de 26 milliards de dollars en 2008 à 4 milliards en 2013.

Les flux commerciaux gaziers sont bien inférieurs, en termes de valeur monétaire et de contenu énergétique, aux flux commerciaux pétroliers décrits dans la partie précédente. Cependant, la valeur du flux commercial gazier net a fortement diminué au cours des dernières années, à la fois parce que le prix et le volume net des importations gazières ont baissé pendant plusieurs années.

En 2012, la valeur des importations par gazoduc a atteint son plus bas niveau depuis 1995. Les volumes d'importations par gazoduc ont baissé de 7 % en 2013 par rapport à 2012. Cependant, comme les prix du gaz ont augmenté par rapport au point bas de 2012, la valeur des importations nettes de gaz naturel par gazoduc a augmenté en 2013. Le prix total des importations nettes de gaz naturel a diminué de 14 % en 2013 par rapport à 2012.

Evolution de la « balance commerciale gazière »

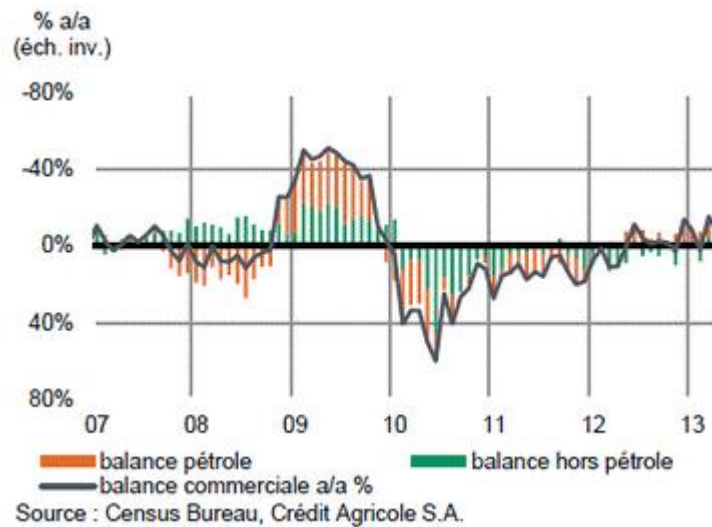


Source : EIA

Sans que ceci soit encore précisément mesuré, il faut également tenir compte de ce que l'amélioration de la compétitivité de l'industrie américaine a amélioré la balance commerciale du pays par rapport à ce qu'elle aurait été.

Dans l'édition du 9 juillet 2013 de la série *Eco Focus*, le Crédit agricole a donné une estimation globale de l'amélioration de la balance commerciale américaine que l'on constate sur le graphique suivant :

Evolution de la balance commerciale américaine



f. Un effet, purement économique, de réduction de la production d'électricité d'origine nucléaire aux Etats-Unis

Les Etats-Unis produisent une partie de leur électricité à partir de centrales nucléaires : 19 % en 2013, contre 7 % pour l'hydraulique, 6 % pour les autres renouvelables et 67 pour les combustibles fossiles, comme on l'a vu.

Selon les éléments actualisés du DoE, 62 sites comprenant 100 réacteurs nucléaires et implantés dans 31 Etats. Ils sont exploités par 30 opérateurs.

Quatre réacteurs ont été fermés en 2013 et le mouvement se poursuit.

Ce n'est pas le résultat d'un choix, mais des données économiques.

Au contraire, comme les autorités du DoE rencontrées lors du déplacement aux Etats-Unis l'ont bien indiqué, le pays souhaite dans l'ensemble, même si chaque Etat membre a ses propres orientations, recourir de manière pragmatique à la diversification des sources d'énergie primaire, dont le nucléaire et les renouvelables, qui relèvent de la même catégorie des sources d'énergie dites décarbonées.

C'est en fait pour des raisons économiques, car le faible prix du gaz de schiste rend non rentable la production de certaines centrales nucléaires, malgré un taux d'utilisation assez élevé, plus élevé qu'en France notamment, comme l'a fait remarquer M. Jacques Besnainou.

Le faible prix du gaz naturel reporte aussi l'ouverture de nouveaux réacteurs, en dépit de l'intérêt que lui marque l'Administration Obama, comme l'a rappelé le sous-secrétaire d'Etat à l'énergie nucléaire, le Dr Peter B. Lyons.

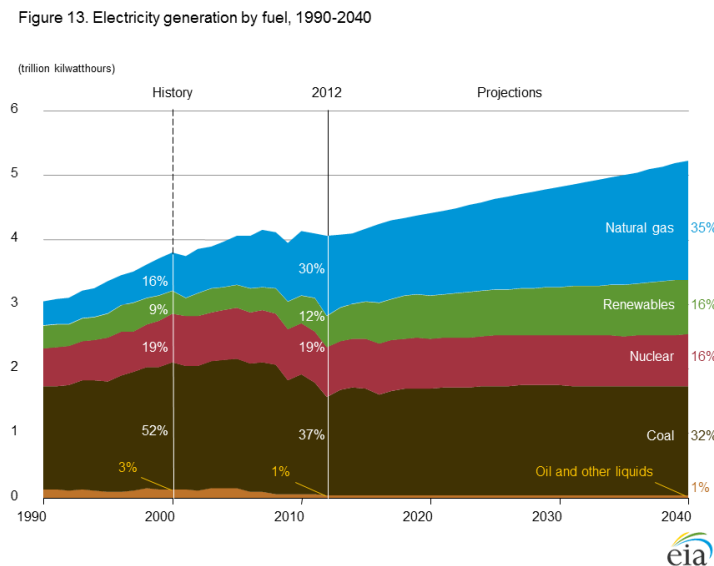
Quatre réacteurs sont prévus pour entrer en service d'ici 2020. En 2012, la Commission de régulation du nucléaire a approuvé « *la construction et la mise en service des réacteurs trois et quatre de Vogtle* ». Il s'agit de deux unités de type AP 1000 de Toshiba.

g. Un impact indirect sur le renforcement de l'utilisation du charbon dans le reste du monde, notamment en Europe, et plus particulièrement en Allemagne

Le faible prix du gaz de schiste fait que pour la production d'électricité, le charbon est évincé du marché américain.

Comme l'indique le graphique suivant, c'est essentiellement à son détriment que s'est fait le passage de 16 % en 2000 à 30 % en 2012 de la production d'électricité.

Sources de la production d'électricité aux Etats-Unis



La conséquence en est que le charbon américain, dont le prix est faible, a tendance à être utilisé en Europe en remplacement du gaz, notamment en Allemagne, mais aussi en remplacement du charbon européen, en Pologne en particulier.

Le prix de l'électricité produite à partir du gaz naturel est donc inférieur aux Etats-Unis à celle produite à partir du charbon, mais c'est le contraire en Europe.

Plus précisément, la diminution de la consommation de charbon aux Etats-Unis a entraîné une augmentation des exportations américaines de charbon (passées de 81,7 millions de tonnes (Mt) en 2010 à 117,7 Mt en 2013), notamment à destination de l'Europe (50,1 Mt en 2012 contre 31,7 Mt en 2008), où le prix du

gaz est resté élevé et où le prix du quota d'émission de CO₂ a fortement baissé, renforçant la compétitivité du charbon.

4. Une ressource durable et non éphémère

Les esprits sceptiques, voire les adversaires du gaz et de l'huile de schiste en Europe au sens large, y compris en Russie, dénoncent le caractère éphémère du gaz et du pétrole de schiste aux Etats-Unis.

Ils sont cependant démentis par l'état actuel de nos connaissances.

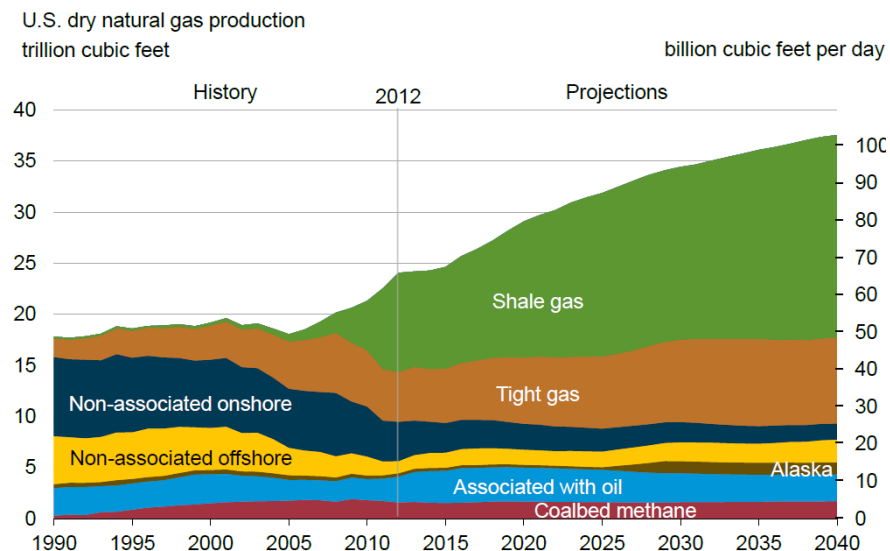
Leur erreur est partiellement compréhensible, car, comme on l'a vu, contrairement aux hydrocarbures conventionnels, le gaz et le pétrole de schiste exigent de nombreux forages assez rapprochés car la portion de couche géologique concernée accessible à partir d'un seul puits est limitée : la production dépend donc directement du nombre de puits ; chaque puits a une durée de vie limitée.

Ce n'est donc pas sur le rendement d'un puits qu'il faut se fonder, mais sur l'ampleur de la couche géologique concernée pour apprécier la durabilité de l'exploitation d'un gisement.

Sur l'exploitation du gaz et de l'huile de schiste aux Etats-Unis, les prévisions de l'Agence américaine d'information sur l'énergie et celle de l'Agence internationale de l'énergie qui peuvent différer concluent de manière convergente à la durabilité de la production de gaz comme de pétrole de schiste.

Pour sa part, l'Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA), estime qu'en matière de gaz naturel, gaz de schiste et gaz de réservoir compact, la production devrait croître de manière continue jusqu'en 2040 assurant ainsi une grande continuité de la production américaine. La production augmenterait de 56 % entre 2012 et 2040.

Le graphique suivant illustre ces éléments.

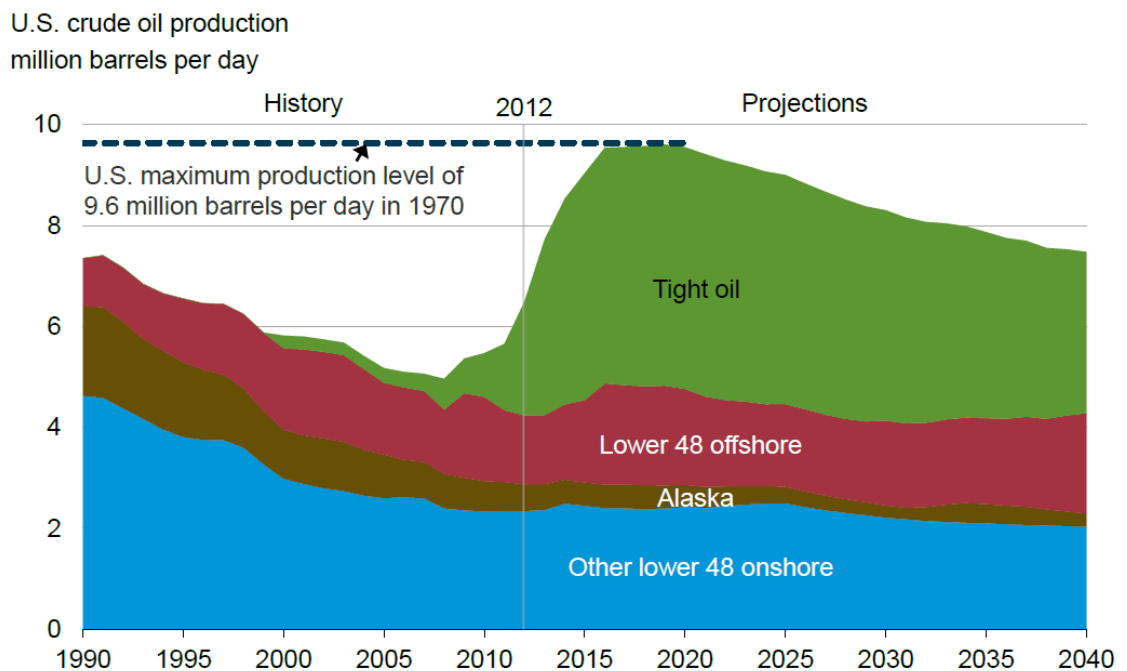


Pour ce qui la concerne, dans son étude *World Economic Outlook 2014*, l'Agence internationale de l'énergie a un diagnostic légèrement différent, mais qui ne remet pas en cause la conclusion : la production croîtrait de 681 milliards de mètres cubes en 2012 à 930 milliards au milieu des années 2030, avant de connaître une légère décroissance jusqu'en 2040.

S'agissant du pétrole, de l'huile de schiste, les projections de l'EIA indiquent que la production de pétrole de réservoir compact atteindrait un pic de 4,8 millions de barils jours en 2021 (scénario de référence) et la production de liquides pétroliers, qui est actuellement de 10 millions de barils jour connaîtrait son pic en 2019 à 14,6 millions.

Cependant, il n'y aurait pas de décroissance forte par la suite. En effet, celle-ci se ferait au contraire selon une pente douce.

Estimations de la production pétrolière américaine



Source: EIA, *Annual Energy Outlook 2014 Early Release*

Pour sa part, l'Agence internationale de l'énergie estime que la production d'huile de schiste aux Etats-Unis est essentiellement une question de prix, compte tenu la nécessité d'amortir sur un plus grand nombre de puits le cas des forages infructueux dont le nombre s'accroît au fur et à mesure que le gisement se rapproche de l'épuisement.

Elle retient donc elle-aussi l'hypothèse d'un pic dans les années 2020 avec ensuite une lente décroissance.

5. Une capacité d'exportation de gaz naturel et la perspective d'une large autonomie en pétrole

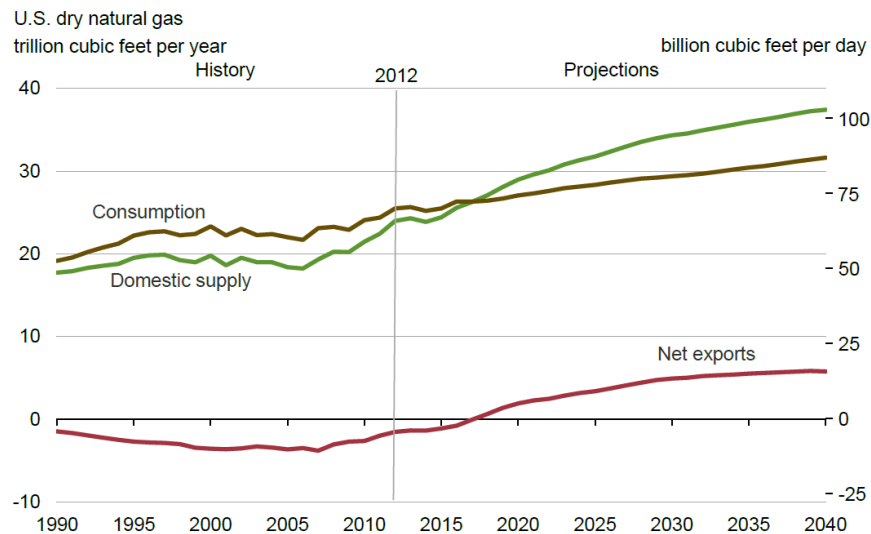
a. Une autosuffisance déjà acquise pour le gaz qui débouche sur des possibilités d'exportation

Pour le gaz naturel, l'actuelle production assure l'autosuffisance et compte tenu de l'isolement du marché, dans des conditions de prix très peu élevées, comme on l'a vu.

Cette autosuffisance est d'ailleurs en partie sous-estimée, car comme l'ont confirmé les entretiens au *DoE* notamment, l'insuffisance actuelle des infrastructures de gaz conduit à brûler les excédents de gaz naturel dans des torchères, au Dakota du Nord.

En l'état, les prévisions sont celles d'une exportation nette de gaz naturel américain, au milieu de la décennie, et d'une capacité d'exportation ensuite croissante, comme l'indique le graphique suivant.

Capacités d'exportation de gaz naturel par les Etats-Unis



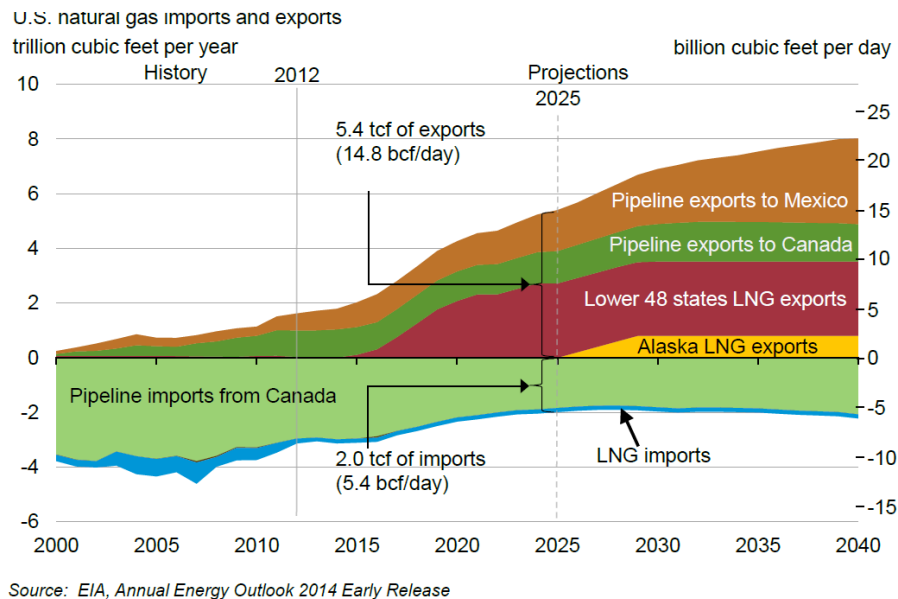
Source : *Department of Energy*

La durée de certains contrats et l'intégration très étroite des marchés des trois pays d'Amérique du Nord, le Canada, les États-Unis et le Mexique, fait que pour des raisons purement commerciales, et non pas de dépendance extérieure, les États-Unis continueront à importer du gaz du Canada, notamment pour pouvoir en exporter davantage par gazoduc au Mexique.

Il y aura une capacité nette croissante des exportations des États-Unis, mais hors du continent nord-américain, sous forme de GNL.

Le graphique suivant permet de visualiser ce phénomène et les quantités concernées.

Origine et mode de transport des échanges extérieurs de gaz naturel par les Etats-Unis



Source : *Department of Energy*

Pour cette exportation sous forme de GNL, les opérations matérielles ne pourront débuter qu'une fois les actuels projets de terminaux d'exportation seront achevés.

A ce jour, seuls six projets ont reçu l'autorisation d'exporter vers des pays n'ayant pas d'accord de libre-échange avec les Etats-Unis sur un total de vingt-neuf demandes. Ces six projets représentent cependant une capacité d'exportation de près de 70 millions de tonnes par an ce qu'il faut mettre en parallèle d'un volume de 237 millions échangées en 2013.

Ce sont des projets lourds d'inversion de terminaux de GNL pour les transformer en terminaux d'exportation, de gazéification, sont en cours.

b. Une réduction de la dépendance extérieure en pétrole brut, avec en perspective une très large autonomie

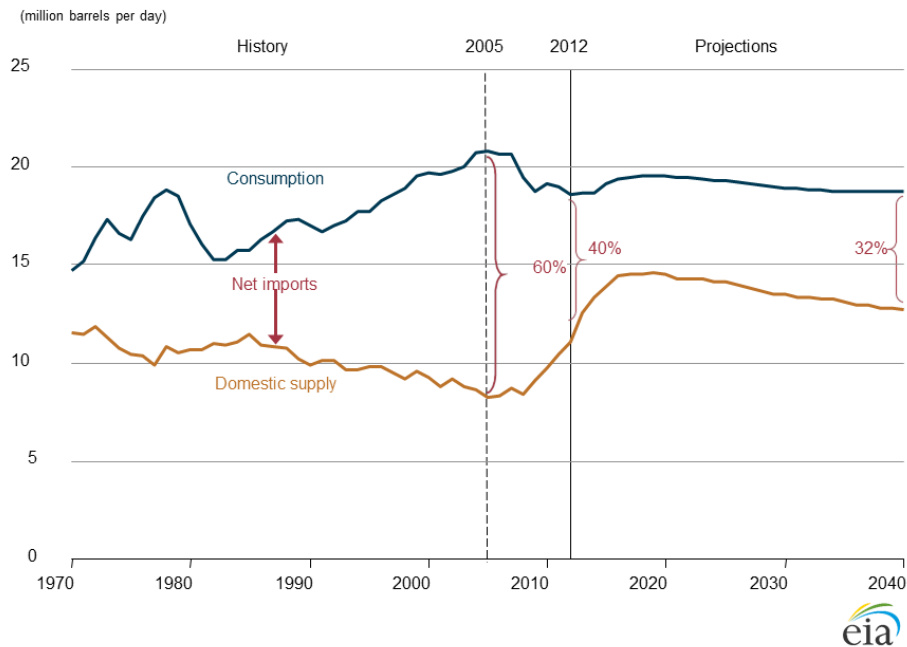
Pour ce qui concerne le pétrole, les estimations de l'EIA sont celles d'une forte réduction de la dépendance vis-à-vis de l'extérieur, sans atteindre cependant l'autosuffisance.

Le niveau de dépendance a déjà été très fortement réduit passant de 60 % au début des années 2000 à 30/33 % actuellement.

En l'état, le niveau se réduirait autour de 25 % au cours des années 2020 et recroîtrait par la suite pour rester en dessous d'un tiers en 2040.

Evolution des importations de pétrole brut par les Etats-Unis

Figure 12. U.S. petroleum and other liquid fuels supply, 1970-2040



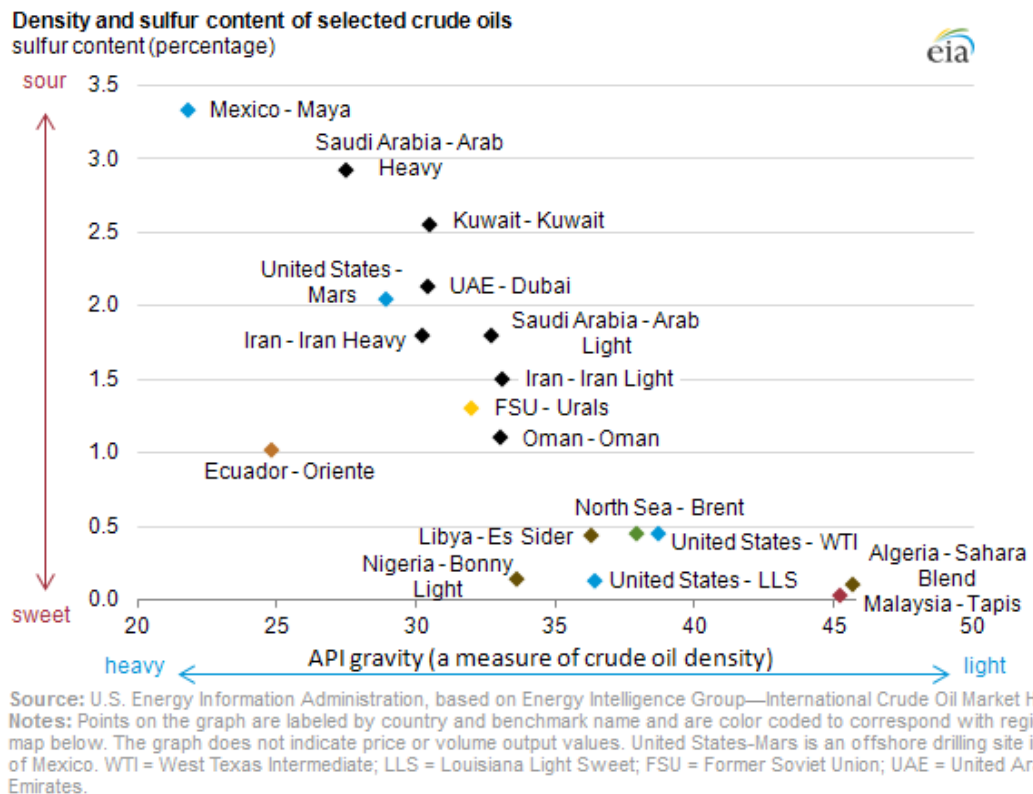
Cette large autonomie implique compte tenu de l'importance de la production du Canada et aussi du Mexique que l'Amérique du Nord serait, dans son ensemble, autosuffisante en pétrole.

c. Le maintien d'un courant d'importation en raison non seulement de l'inertie des contrats, mais aussi des contraintes techniques du raffinage

Tous les pétroles n'ont pas les mêmes caractéristiques.

Comme l'indique le graphique suivant, la densité et la teneur en soufre les distingue, pour l'essentiel.

Classification des différentes qualités de pétrole par gisements d'origine



Ces différences dans les qualités de pétrole empêchent de réaliser sans procéder à de lourds investissements, une substitution rapide de l'huile de schiste au pétrole plus lourd, celui du Proche-Orient notamment.

C'est pourquoi les Etats-Unis vont quand même garder au moins pendant un certain temps des relations commerciales avec les pays de la région, comme l'ont confirmé non seulement Mme Cécile Maisonneuve, de l'IFRI, mais également aux Etats-Unis les interlocuteurs du *DoE* et de la *US Chamber of Commerce*.

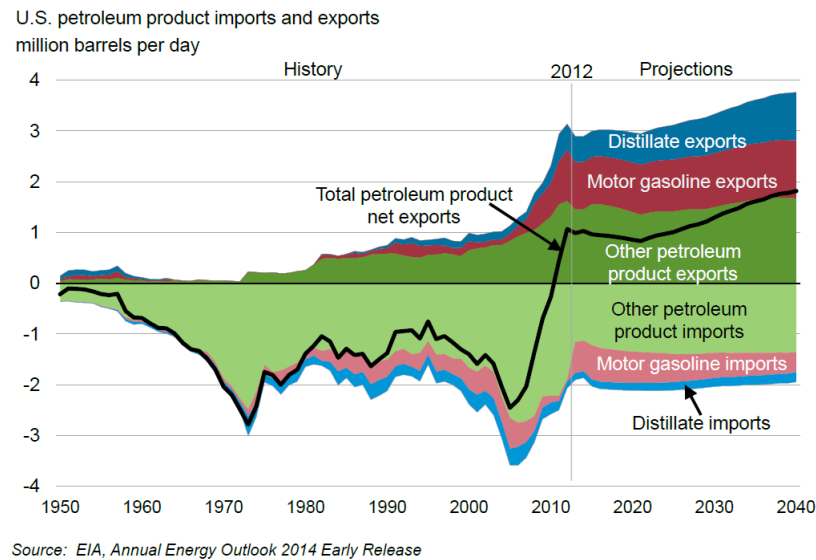
En 2013 ainsi, comme le rappelle le *BP Statistical Review 2014*, les Etats-Unis ont importé 2 millions de barils jour du Moyen-Orient en 2013, contre 0,9 du Mexique, 3,12 du Canada et 1,7 de l'Amérique du Sud.

d. Une balance commerciale déjà excédentaire pour les produits pétroliers raffinés

Les Etats-Unis sont devenus exportateurs de produits pétroliers raffinés grâce à la compétitivité renouvelée du secteur du raffinage.

Les projections de l'Agence d'information concluent à un excédent légèrement croissant, à long terme, jusqu'en 2040.

Echanges extérieurs des Etats-Unis en produits raffinés



6. Des facteurs de succès propres aux Etats-Unis

a. Des structures économiques, notamment des petites entreprises, tournées vers l'initiative

Le développement du gaz de schiste et du pétrole de schiste aux Etats-Unis a été non pas le fait des grandes entreprises pétrolières, des *Majors*, mais au contraire, des petites entreprises du secteur.

C'est donc le fruit de la présence unique au monde d'environ un millier de petites entreprises du secteur des hydrocarbures, avec un savoir-faire particulier, mais aussi d'un secteur financier qui a suivi.

Par ailleurs, la maîtrise des technologies nécessaires à l'exploitation du gaz et du pétrole de schiste (forages horizontaux et fracturation hydraulique) s'est accrue ce qui a entraîné des coûts de moins en moins élevés, au fur et à mesure du développement des techniques.

Un deuxième facteur de réussite a été la bonne desserte du territoire américain en infrastructure de transport. Il est l'un des plus développés au monde. Il est toutefois insuffisant à certains égards. Ainsi, pendant la période de froid très intense l'hiver dernier, on a vu le prix du gaz atteindre le niveau record de 80 dollars le Mbtu à Boston, soit 40 fois le niveau normal, en raison de l'insuffisante capacité des gazoducs desservant le Nord Est et la Nouvelle-Angleterre, laquelle a créé un goulet d'étranglement.

De même, comme cela a été plusieurs fois indiqué pendant le déplacement à Washington, notamment lors des entretiens au *DoE*, le Dakota du Nord connaît une production excédentaire de gaz de schiste et les surplus sont brûlés dans des torchères.

Enfin, trois autres facteurs ont été essentiels, notamment le dernier qui fait l'objet d'un développement séparé : l'ampleur du territoire américain, et la faible densité de la population, ce qui a réduit les réticences environnementales ; l'abondance de l'eau, qui permet le recours à la fracturation hydraulique sans difficulté, alors que tel ne serait pas le cas dans les pays au climat plus sec ; le régime de la propriété du sous-sol, qui suit celle du sol aux Etats-Unis.

b. Un droit qui reconnaît la propriété du sous-sol au propriétaire du sol

Lors de l'entretien avec l'ancien sénateur M. Pete Domenici, la première question relative aux possibilités d'exploitation des hydrocarbures a été : quel est, dans les autres pays, le régime de la propriété du sous-sol ?

Le droit civil américain prévoit en effet que la propriété du sous-sol suit celle du sol, ce qui est unique dans le monde.

Cette spécificité est l'un des facteurs clefs de la réussite américaine, car les populations des territoires prospectés puis mis en exploitation ont été très directement associées à la réussite économique d'ensemble.

Dans les autres pays, l'Etat est propriétaire du sous-sol et c'est le droit minier qui fixe les conditions et modalités d'une indemnité versée au propriétaire du sol.

III. DEUX ÉLÉMENTS ESSENTIELS POUR UNE RÉVOLUTION MAJEURE DANS LES ÉCHANGES MONDIAUX D'ÉNERGIE : LA PRODUCTION D'HYDROCARBURES HORS DES ZONES TRADITIONNELLES ; L'UNION EUROPÉENNE ET LES GRANDS ÉMERGENTS D'ASIE, SEULS IMPORTATEURS NETS À LONG TERME

A. DES PERSPECTIVES, NOUVELLES, DE PRODUCTION D'HYDROCARBURES DANS DE NOMBREUX PAYS HORS DES ZONES D'EXTRACTION TRADITIONNELLES

1. Une nouvelle géographie des gisements et des perspectives de production très différentes de celle des gisements conventionnels

a. Les régions et pays concernés

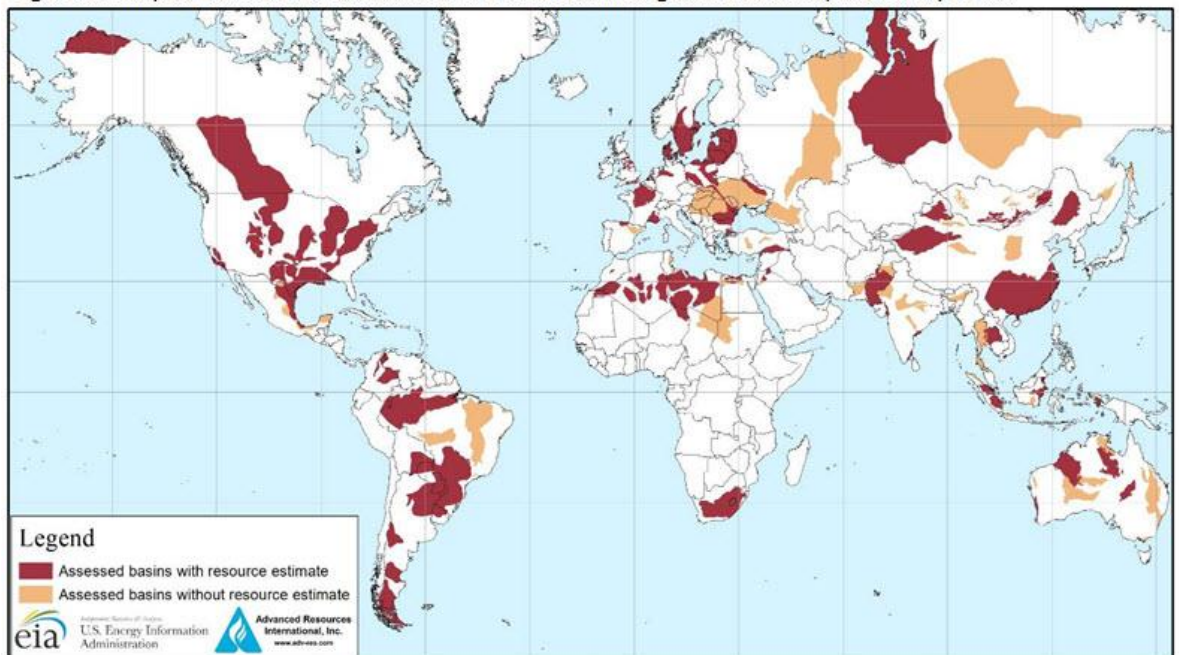
Les hydrocarbures non conventionnels ne sont pas répartis sur la terre comme le sont les gisements conventionnels.

Les roches mères sont en effet réparties de manière bien plus homogène que les gisements conventionnels sur l'ensemble des continents.

C'est ce que montre clairement la carte des gisements éventuels, établie par l'Agence américaine d'information sur l'énergie, l'*EIA*, et actualisée en 2013.

Carte des gisements possibles de gaz et de pétrole de roche mère dans le monde

Figure 1. Map of basins with assessed shale oil and shale gas formations, as of May 2013



Source: United States basins from U.S. Energy Information Administration and United States Geological Survey; other basins from ARI based on data from various published studies

Cette carte montre l'ampleur géographique des territoires concernés : les deux parties du continent américain, l'Afrique du Nord et l'Afrique du Sud, l'Europe, notamment la France et l'isthme de la Mer noire à la Baltique, la Sibérie, la Chine, l'Asie du Sud Est et l'Inde, mais dans une moindre mesure, et l'Australie.

C'est potentiellement un bouleversement majeur de l'économie du pétrole et du gaz, avec trois cas de figure :

- l'opportunité pour les pays sans ressources ou bien dont les ressources conventionnelles sont épuisées ou en voie de l'être, de s'affranchir, partiellement ou en totalité, de la contrainte énergétique. C'est particulièrement le cas de l'Europe, de la Chine, mais aussi de l'Argentine ;

- la faculté pour les pays déjà producteurs de renforcer ou de diversifier leur production, comme c'est le cas pour les Etats-Unis et le Canada ;

- la certitude pour des grands exportateurs actuels, dont la Russie, l'Algérie ou l'Australie, de la pérennité de la ressource en hydrocarbures.

On observe également que la zone pétrolière historique du Moyen-Orient et du bassin caspien n'est pas spécialement favorisée, ce qui explique la réouverture de la géopolitique de l'énergie par le gaz et le pétrole non conventionnels.

b. Les quantités estimées : une concentration des ressources dans les grandes puissances, les Etats-Unis, mais aussi la Chine et la Russie

L'Agence américaine d'information sur l'énergie a procédé aux estimations des quantités exploitables de gaz et de pétrole de roche mère.

Ces évaluations doivent naturellement être prises en compte avec leurs limites, car seuls des forages permettent de vérifier la réalité de la ressource et de la possibilité de l'exploiter. Néanmoins, elles sont établies sur la base des données géologiques connues, et sont révisées.

En matière de pétrole, les réserves mondiales sont estimées en l'état à 345 milliards de barils, et les dix premiers pays qui les détiennent seraient la Russie (75 milliards), les Etats-Unis, 58 milliards, dont 10 déjà extraits, soit 48 milliards de barils encore extractibles, puis la Chine (32 milliards) et l'Argentine (27 milliards).

Le tableau suivant récapitule ces éléments.

Les dix pays ayant les plus grandes ressources en huile de schiste

(en milliards de barils)

1	Russie	75
2	Etats-Unis	58 (48)
3	Chine	32
4	Argentine	27
5	Libye	26
6	Australie	18
7	Venezuela	13
8	Mexique	13
9	Pakistan	9
10	Canada	9
Total	Total mondial	345

Source : EIA

En matière de gaz, les ressources les plus importantes seraient *a priori* en Chine à raison de 31.600 milliards de mètres cubes, puis en Argentine, à raison de 22.710 milliards et, ensuite, en Algérie, à raison de 20.020 milliards, les Etats-Unis ne se trouvant plus qu'en quatrième position.

Les dix pays ayant les plus grandes ressources en gaz de schiste

(en milliards de mètres cubes)

1	Chine	31.573
2	Argentine	22.710
3	Algérie	20.020
4	Etats-Unis	18831 (32876)
5	Canada	16.226
6	Mexique	15.433
7	Australie	12.374
8	Afr. du Sud	11.044
9	Russie	8.070
10	Brésil	6.938
Total	Total mondial	206.686 (220.731)

Source : d'après l'EIA (conversion des pieds cubiques et mètres cubes)

2. Un intérêt marqué hors de l'Union européenne : cinq exemples significatifs

a. L'Argentine : l'exploration pour confirmer l'ampleur éventuelle de la ressource

L'Argentine est un Etat producteur de pétrole et de gaz naturel, mais sa production conventionnelle décline.

Selon l'Agence américaine d'information sur l'énergie, sa production de brut a culminé à 916.000 barils jour en 1996 et a été de 707.000 en 2013.

La production de gaz naturel a pour sa part connu son maximum en 2006 avec 46 milliards de mètres cubes, et elle est maintenant de 35 milliards de mètres cubes. Les réserves conventionnelles prouvées ont diminué par deux dans la même période, ne représentant que 3.390 milliards de mètres cubes fin 2013.

Le pays est importateur net de pétrole et de gaz et souhaite mettre fin à cette situation.

Comme l'a confirmé lors de son audition S. E. Mme Maria del Carmen Squeff, ambassadeur de la République d'Argentine en France, le pays est dans une phase d'exploration et ne s'attend pas à produire en quantité notable avant plusieurs années en raison de l'importance des investissements à effectuer, non seulement pour la production, mais aussi pour les transports des hydrocarbures qui seront extraits.

Ceux-ci sont d'ailleurs difficiles à obtenir, la situation du pays sur la scène internationale étant délicate.

L'Argentine reste considérée comme un pays à risque en raison de l'expropriation de la compagnie *RepSol* en 2012 : celle-ci a en effet perdu ses parts (51 %) dans la compagnie nationale *YPF*, sans dédommagement, le gouvernement estimant qu'elle n'investissait pas suffisamment. Néanmoins, soucieux de réduire sa dépendance énergétique le gouvernement argentin souhaite en parallèle accueillir des investisseurs étrangers pour exploiter ses réserves de pétrole et gaz de schiste.

De plus, la loi argentine rend les coûts d'exploitation élevés, notamment du fait des restrictions sur les importations d'équipements, et des montants minimums d'investissement imposés aux sociétés privées. Conscient de sa mauvaise image à l'international et de l'importance d'attirer des investisseurs sur ses terres, le gouvernement argentin est donc en train de flexibiliser sa législation.

L'Argentine possède des ressources d'hydrocarbures non conventionnels considérables. Selon l'*EIA*, elle pourrait détenir le plus gros potentiel après l'Amérique du Nord. Les premières estimations offrent de réelles perspectives pour le pays puisque 8.700 milliards de mètres cubes de gaz de schiste et 16,2 milliards de barils de pétrole de schiste sont avancés pour le seul bassin de Neuquén, l'un des 4 bassins clefs du pays, d'une surface de 30.000 kilomètres carrés. Parmi les gisements contenant du gaz de schiste et du pétrole, le plus prometteur est celui de *Vaca Muerte* (bassin de Neuquén) pour lequel l'entreprise *Chevron* a beaucoup investi. *Total* est également présent sur ce bassin.

Comme on l'a vu, la production d'huile de schiste a déjà commencé en Argentine, mais pour des quantités modestes.

b. La Chine : une ressource possible, mais d'appoint

La consommation de gaz naturel de la Chine est amenée à croître significativement au cours des prochaines années sous les effets conjugués de la croissance économique et des plans de protection de l'environnement visant à diminuer l'usage du charbon.

Le manque de gaz conventionnel sur le territoire chinois incite donc le gouvernement à promouvoir le développement du gaz de schiste et des autres hydrocarbures non conventionnels. Le plan de développement pour la période 2011-2015 a d'abord fixé pour les gaz de schistes des objectifs : 6,5 milliards de mètres cubes produits par an en 2015 et entre 60 et 100 milliards en 2020.

L'objectif pour 2015, qui reposait largement sur les projets des grands groupes publics, semble cependant hors de portée, la production de gaz de schiste ne dépassant pas 200 millions de mètres cube en 2013. Les autorités chinoises ont ainsi divisé par deux leur objectif de production de gaz de schiste à l'échéance de 2020, établi à 30 milliards de mètres cubes.

En effet, bien que le potentiel de la Chine dans le domaine des gaz de schistes soit réel, leur développement reste sujet à des obstacles de différente nature.

Il y a d'abord les obstacles d'ordre géologique. Si l'Agence américaine d'information sur l'énergie a donné une estimation de 31 200 milliards de mètres cubes techniquement exploitables. Cependant, les résultats des sondages réalisés dans plusieurs régions montrent que de nombreux gisements correspondent à des formations géologiques plus profondes et plus complexes qu'aux Etats-Unis. Le coût de leur exploitation serait donc plus élevé, d'autant qu'en pratique, la rentabilité des projets actuels est dépendante des subventions publiques.

Il faut ensuite mentionner des obstacles d'ordre technique. A la différence des Etats-Unis, où l'on a pourtant vu leurs limites, les infrastructures de transport (gazoducs) sont encore insuffisamment développées en Chine.

Enfin, il faut mentionner les éléments d'ordre administratif. Comme pour l'ensemble du secteur de l'énergie en Chine, les projets liés au gaz de schiste sont difficiles d'accès pour les entreprises privées ou étrangères. Ces dernières ont l'obligation de créer des coentreprises ou d'opérer conjointement avec un partenaire chinois.

Le plan pour le développement des gaz de schistes (2011-2015) améliore toutefois l'environnement juridique de leur exploration et de leur exploitation.

La coopération internationale pourrait en tout état de cause faciliter l'essor de la filière. Afin de la soutenir, le gouvernement chinois a notamment décidé en novembre 2013 d'exempter de droits de douanes les importations d'équipements destinés à la production de gaz de schiste. Les grands groupes chinois ont par

ailleurs conclu de nombreux partenariats en Chine avec des entreprises étrangères, essentiellement dans une logique de prospection pour l'instant. C'est en particulier le cas de *Sinopec* avec *Total*, *Exxon Mobil* ou encore *BP*. Ces partenariats ne sont cependant pas toujours couronnés de succès, en raison notamment des procédures administratives et des oppositions locales. Par ailleurs, les données concernant le sous-sol chinois, conservées par le Ministère des territoires et des ressources, sont peu accessibles.

L'une des principales difficultés techniques auxquelles se heurte en l'état la Chine est l'insuffisance des ressources hydriques.

Dans l'ensemble, pour la Chine, le gaz et l'huile de schiste resteraient donc des ressources d'appoint au regard des besoins. Comme on l'a vu, la production de gaz de schiste a déjà commencé, mais pour des quantités très modestes, en Chine.

Lors de l'entretien qu'il a bien voulu accorder aux rapporteurs, S.E. M. Zhai Jun, Ambassadeur de Chine en France, a confirmé le souhait de la Chine de faire évoluer son bouquet énergétique en recourant à l'innovation technologique et à la coopération internationale, en s'appuyant notamment sur les renouvelables, dont elle est le premier consommateur au monde. Vis-à-vis des hydrocarbures de schiste, l'approche reste favorable et la Chine est bien le troisième pays à s'être lancé dans l'exploitation du gaz après les Etats-Unis et le Canada. L'objectif d'une extraction de 60 à 100 milliards de mètres cubes par an bien été révisé à la baisse, avec une production qui s'établirait plutôt à 30 milliards à l'horizon 2020. Pour le pétrole, les réserves sont estimées à 150 milliards de tonnes, dont seulement 3 à 6 milliards récupérables. L'exploitation n'a pas encore commencé. Gaz et pétrole de schiste sont donc des ressources d'avenir.

c. L'Australie : la pérennité de la production d'abord sur le gaz de houille, et ensuite sur le gaz de schiste

L'Australie est un modeste producteur de pétrole, à raison de 446.000 barils jour en 2013, ce qui ne couvre que 45 % de ses besoins, après un pic de 828.000 barils jour en 2001, selon l'Agence américaine d'information sur l'énergie.

C'est en revanche un producteur majeur de gaz naturel à raison de 60 milliards de mètres cubes en 2013, dont près de la moitié exportée (26 milliards).

Le Gouvernement australien estime que la production totale annuelle de gaz, avec l'apport du gaz non conventionnel, sera en 2035 d'environ 212 milliards de mètres cubes, contre 43 en 2013. Cela devrait permettre à l'Australie de devenir le premier exportateur mondial de GNL (gaz naturel liquéfié) en 2018, devant le Qatar.

En l'état, les perspectives les plus prometteuses sont celles du gaz de houille en raison de son faible coût.

Selon les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie, la production de gaz de houille devrait atteindre 59,5 milliards de mètres cubes en 2020, soit 50 % de la production totale de gaz.

Cette évolution devrait se poursuivre à l'horizon 2035 et le gaz de houille devrait continuer à dominer le plus secteur des gaz non conventionnels.

Ce n'est donc qu'à long terme mais sans aucune réticence, que le pays envisage, ainsi que l'a indiqué S.E. M. Chris Barrett, ambassadeur d'Australie auprès de l'OCDE, l'exploitation du gaz de schiste. Celui-ci en est actuellement à la phase exploratoire.

Le rapport de l'Agence américaine d'information sur l'énergie de juin 2013 estime à 12 200 milliards de mètres cubes les ressources australiennes de gaz de schiste techniquement récupérables, ce qui place le pays à la 7^{ème} position dans le classement mondial. Ses ressources en gaz de houille sont évaluées à 5 750 milliards de mètres cubes, dont environ 935 seraient dès maintenant économiquement exploitables. En comparaison, les ressources en gaz compact seraient relativement faibles, puisqu'elles ne dépasseraient pas 566 milliards de mètres cubes. L'Australie ne produit pas actuellement de gaz de réservoir compact et les perspectives de développement semblent limitées.

Avec des conditions géologiques et industrielles semblables à celles des Etats-Unis et du Canada, l'Australie a le potentiel pour devenir l'un des prochains pays exportateurs de gaz de schiste. Comme aux Etats-Unis, l'exploration des bassins gaziers a été conduite par de petites entreprises indépendantes et les *Majors* ne sont entrées que récemment sur ce marché, en prenant des participations dans ces entreprises indépendantes.

L'exploration du gaz de schiste est encore récente en Australie puisque le premier puits d'exploration du gaz de schiste a été foré début 2011, mais elle a fortement augmenté ces dernières années.

Toutefois, en raison de l'éloignement géographique des différents bassins gaziers et du manque d'infrastructures, le développement du secteur se fera probablement à un rythme plus modéré qu'aux Etats-Unis

Dans un contexte de forte demande de gaz naturel liquéfié (GNL) dans le bassin Asie-Pacifique, l'Australie affiche clairement sa volonté d'en devenir l'un des plus grands exportateurs mondiaux et, comme on l'a vu, de rivaliser avec le Qatar d'ici à la fin de la décennie.

Il existe ainsi actuellement de nombreux projets d'unités de liquéfaction, notamment à partir de gaz non conventionnel, et en particulier de gaz de houille. Ils concernent tous le bassin de Gladstone (Queensland). Les principaux sont :

Gladstone LNG, Arrow project, Australia Pacific project et Queensland Curtis LNG. Ils devraient, d'ici à la fin de la décennie, représenter une capacité d'exportation estimée à environ 50 milliards de mètres cubes.

d. Et même la Russie...

La Russie est le premier exportateur et le second producteur de gaz au monde, comme on l'a vu, de même que le deuxième producteur de pétrole.

L'arrivée du non conventionnel ne lui était pas nécessaire, et une large partie des réserves qui ont pu être exprimées à son égard, notamment de la part de *Gazprom*, sont expliquées par la crainte qu'inspire un nouveau concurrent.

Certains ont même émis, à l'occasion des divers entretiens, sans qu'aucune preuve ne puisse être apportées, que les intérêts gaziers russes n'étaient pas insensibles aux pourfendeurs du gaz de schiste à l'Ouest.

En tout état de cause, le pays est très bien doté en matière d'hydrocarbures non conventionnels, avec le bassin ouest sibérien qui est très prometteur en termes de pétrole de schiste, le plus grand au monde d'après l'Agence américaine d'information sur l'énergie, avec 75 milliards de barils.

La production pétrolière russe, peu dynamique ces dernières années, pourrait donc connaître un nouvel essor avec un nouveau « Bakou ». Le ministre russe de l'énergie estime pour sa part que le pétrole de schiste pourrait représenter 11 % de la production pétrolière russe d'ici 2020, selon les éléments communiqués par le ministère de l'écologie et du développement durable.

Plus précisément, la majorité des réserves se trouve dans le bassin de Bazhenov qui est souvent comparé au bassin américain de *Bakken* (Dakota Nord), mais ses réserves actuelles seraient 10 fois supérieures.

En outre, la Russie posséderait par ailleurs 83.700 milliards de mètres cubes de gaz non conventionnel (gaz de schiste y compris), soit plus du double des réserves actuelles qui s'élèvent à 31,3 milliards de mètres cubes.

Etant donné que la production pétrolière russe tend à stagner, la stratégie du pays vis-à-vis des hydrocarbures non conventionnels devrait porter davantage sur le pétrole de schiste que sur le gaz de schiste. Une des incertitudes porte sur le fait que le pays va avoir besoin des technologies occidentales pour extraire ses hydrocarbures non conventionnels, ce qui peut s'avérer compliqué notamment du fait des sanctions européennes et américaines, prises en rétorsion avec l'implication de la Russie dans la crise ukrainienne. Comme on l'a vu, celles-ci visent justement l'accès à certaines technologies.

Plusieurs joint-ventures sont en cours dont une entre *Gazprom* et *Shell* et trois entre *Rosneft* et des entreprises étrangères (*BP, ExxonMobil et Statoil*). Ces

joint-ventures permettent à la fois le transfert de technologie et les sources de financement.

e. Les annonces récentes de l'Arabie saoudite

Compte tenu de ses réserves conventionnelles, les deuxièmes au monde, après celles du Venezuela, et aisément extractibles, qui plus est, l'Arabie saoudite a surpris lorsque le P-DG de la société nationale, *l'Aramco*, a annoncé que celle-ci allait investir 7 milliards de dollars en plus de 3 milliards déjà engagés, dans la recherche du gaz de schiste.

Les réserves seraient estimées à 17.000 milliards de mètres cubes, soit deux fois les actuelles réserves prouvées, selon le ministre du pétrole.

Cette confirmation d'une intention d'exploiter ces réserves, déjà relevée par M. Francis Perrin, montre la volonté du pays de rester dans la course face à cette nouvelle frontière que représente le non conventionnel.

f. La recherche en Algérie

L'Algérie est créditée par les études réalisées aux Etats-Unis d'être le quatrième pays le mieux doté en gaz de schiste, et même le troisième si l'on tient compte des quantités déjà extraites aux Etats-Unis.

Cette ressource considérable a fait l'objet d'une grande attention de la part du Gouvernement, qui a annoncé fin janvier que les forages pilotes seraient « *achevés à brève échéance* » mais que l'exploitation proprement dite n'était « *pas encore à l'ordre du jour* ».

En effet, le pays affronte la baisse des exportations de gaz conventionnel en raison de l'épuisement progressif de la ressource. Le volume des exportations a diminué de 25 % depuis son maximum de 2005.

La démarche fait l'objet de contestations et de manifestations, d'ordre politique davantage qu'environnemental, dans la région d'In Salah, où ont lieu les forages.

La production ne devrait démarrer qu'assez lentement, même si le recyclage à 30 % de l'eau devrait aider à régler la question essentielle de l'insuffisance de la ressource hydrique pour procéder à la fracturation hydraulique en plein désert. Le président de la *Sonatrach* a en effet indiqué lors de la conférence internationale sur l'industrie du gaz, le 12 octobre dernier, que l'entreprise escomptait produire 10 milliards de mètres cubes de gaz de schiste en 2025, ce qui ne représente qu'un cinquième des exportations actuelles vers l'Union européenne.

g. Un délai de dix ans entre le début des forages exploratoires et les retombées industrielles de la production

L'expérience américaine montre qu'entre le début de l'exploration en nombre de la présence de gaz ou d'huile de schiste et les conséquences industrielles de sa production, s'écoule environ un délai de dix ans.

3. Les conséquences de l'absence dans les autres pays des conditions, de succès, spécifiques aux Etats-Unis : un coût de production probablement plus élevé

Toutes les personnes entendues par les rapporteurs ont insisté sur le caractère unique, « non répliquable » des conditions constatées aux Etats-Unis pour l'exploration et la production de pétrole et de gaz de roche mère.

L'impossibilité de répliquer le modèle ne signifie pas pour autant que l'on ne puisse pas produire, dès lors que la géologie et la technique le permettent.

La principale conséquence est que la production se fera vraisemblablement à un coût supérieur à ce qu'il en est aux Etats-Unis.

Cette différence de coût donne aux Etats-Unis un avantage compétitif appréciable, mais n'interdit nullement la production hors de leur territoire, dès lors que les coûts de transports du GNL sont importants et dès lors que la production nord-américaine ne peut en tout état de cause par alimenter le reste du Monde pour la totalité de sa consommation.

B. LA PERSPECTIVE DE LONG TERME D'UN FACE-À-FACE TRÈS DIRECT DE L'EUROPE ET DES GRANDS CONSOMMATEURS DE L'ASIE VIS-À-VIS DES GRANDS EXPORTATEURS DE PÉTROLE ET DE GAZ AUX CAPACITÉS PARFOIS INCERTAINES

1. Une consommation d'énergie stabilisée dans l'OCDE mais encore croissante dans le reste du Monde

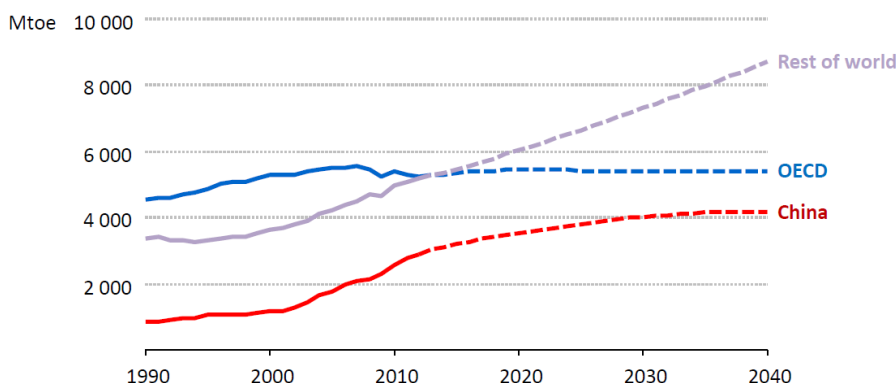
a. Une consommation totale d'énergie tirée par la Chine et l'Inde

L'évolution de la consommation énergétique dans les prochaines décennies conduit à faire la distinction entre les pays de l'OCDE, où la consommation d'énergie va stagner, augmentant de 3 % à l'horizon 2040, soit 1 % par décennie, et celle des pays émergents, qui va au contraire croître.

De manière plus précise, c'est essentiellement en Chine, en Inde, en Afrique et en Asie du Sud Est, et aussi au Moyen-Orient, que la consommation d'énergie va croître.

Le rôle moteur du reste du monde hormis la Chine et les pays de l'OCDE est illustré par le graphique suivant :

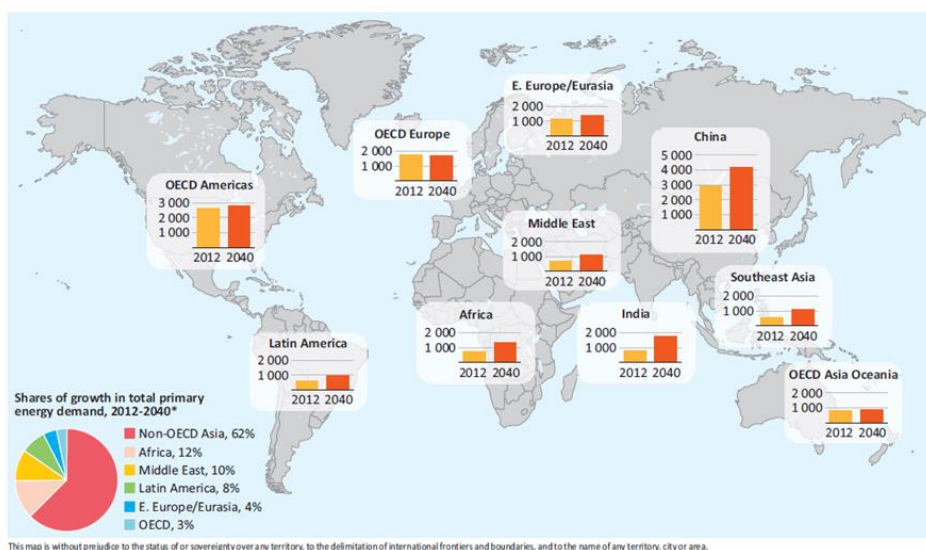
Evolution de la consommation mondiale d'énergie d'ici 2014



Source : World Energy Outlook 2014

De manière plus précise, 62 % de la consommation supplémentaire d'énergie serait due à Asie, hors Japon et Corée, 12 % à l'Afrique, 8 % à l'Amérique latine, comme l'indique le graphique en marge de la carte suivante.

Evolution de la demande totale d'énergie d'ici 2040



Source : World Energy Outlook 2014

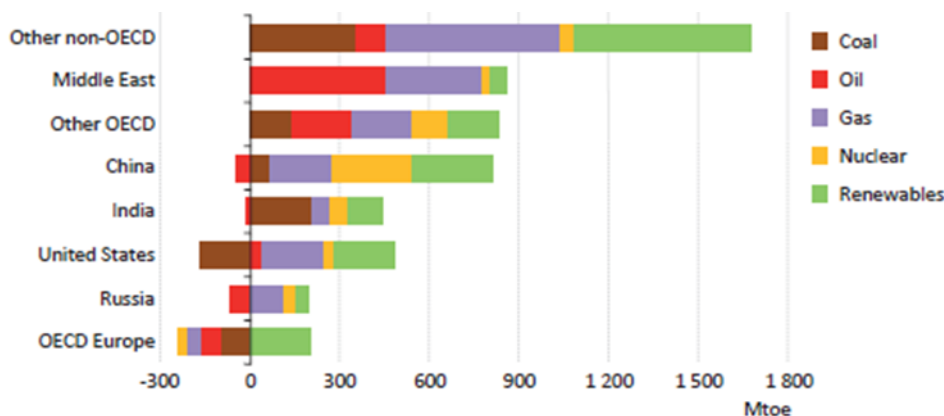
b. La part croissante des renouvelables et du gaz naturel dans le bouquet énergétique mondial

Les évaluations de l'Agence internationale de l'énergie font apparaître une modification du mix énergétique mondial avec en particulier un développement des renouvelables et du nucléaire, dans le cadre de la promotion des énergies décarbonées, et du gaz naturel dans toutes les régions, sauf en Europe.

Pour le pétrole, le développement de sa consommation serait particulièrement significatif au Moyen-Orient, sous l'effet de l'augmentation de la consommation, à modes de consommation inchangés.

Dans la perspective du futur accord climatique, ce devrait être ce dernier qui devrait prioritairement être mis à l'écart en l'absence de développement de modes de consommation différents, notamment de captage et de séquestration du CO₂.

Evolution des modes de production d'énergie d'ici 2040



Source : *World Energy Outlook 2014*

c. Une augmentation de la demande mondiale de pétrole, en dépit de sa diminution dans la zone OCDE

i. Le scénario de référence de l'Agence internationale de l'énergie

En l'absence de changement par rapport aux tendances actuelles, la demande pétrolière devrait passer de 90 millions de baril jours en 2013 à 103,9 millions de barils jours en 2040.

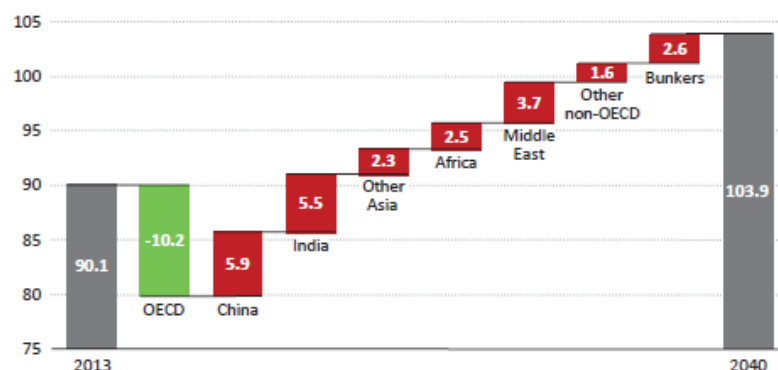
C'est le résultat d'une évolution de deux mouvements contraires :

– une diminution de la demande dans les pays de l'OCDE, de l'ordre de 10 millions de baril jours, notamment avec le développement des renouvelables sous l'effet des efforts déjà engagés de maîtrise des gaz à effet de serre ;

– une augmentation de l'ordre de 20 millions de barils jour de la consommation des pays émergents, dont 11,4 pour la Chine et l'Inde, le reste étant réparti entre le Moyen-Orient (3,7 millions de barils jour), le reste de l'Asie (2,3) et l'Afrique (2,5).

Le graphique suivant récapitule ces éléments.

Evolution de la consommation de pétrole par zones géographique



Source : *World Energy Outlook 2014*

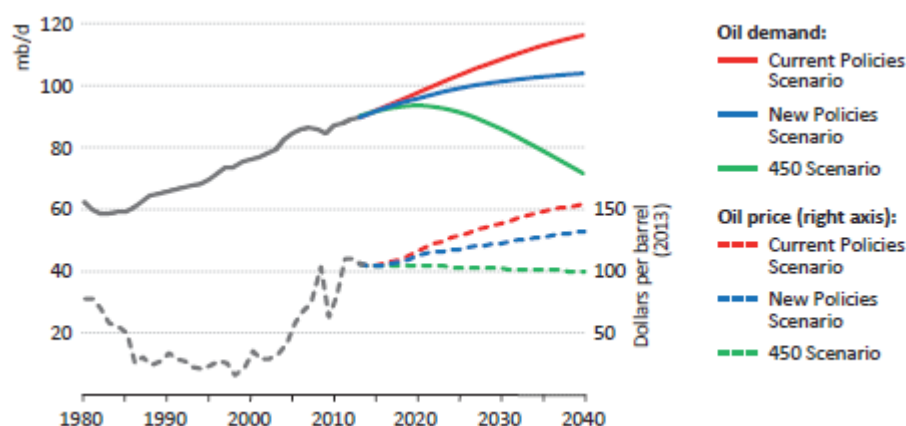
ii. L'impact éventuel, en définitive assez limité, d'un accord climatique

La consommation de pétrole serait impactée par l'accord sur le climat prévu pour 2015.

Dans ce cas, elle diminuerait à partir de 2025 environ, progressivement pour atteindre 65 millions de barils jour en 2040, comme le montrent la courbe correspondant au scénario dit 450 établi par l'Agence internationale de l'énergie. Comme on l'a déjà indiqué, le scénario actuel, dit des nouvelles politiques, conduit lui à une consommation de 103,9 millions de barils jour en 2040. Il est déjà en diminution par rapport aux 120 millions de barils jour antérieurement prévus par les projections.

Le schéma suivant récapitule ces éléments.

Evolution de la consommation de pétrole selon les différents scénarios de l'AIE : ancien scénario (*current*) ; scénario anticipé (*New Policies*) ; accord climatique limitant à 450 ppm la concentration du CO₂ (450 scenario)

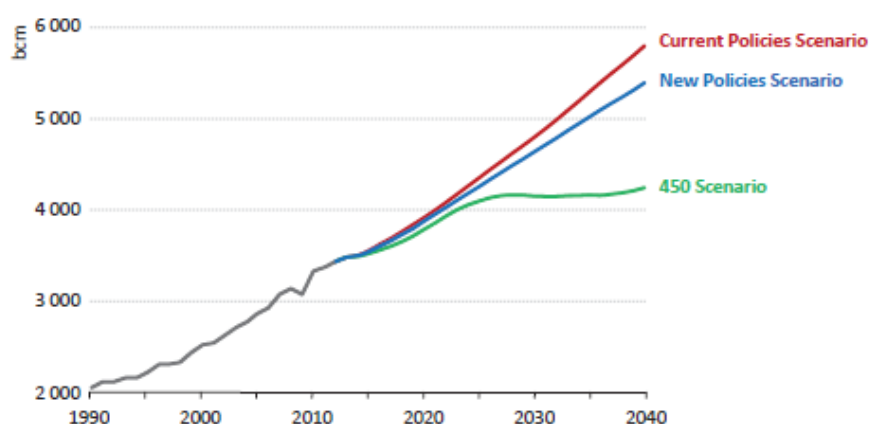


Source : *World Energy Outlook 2014*

d. Une augmentation de la consommation de gaz naturel poussée par la Chine et le Moyen-Orient

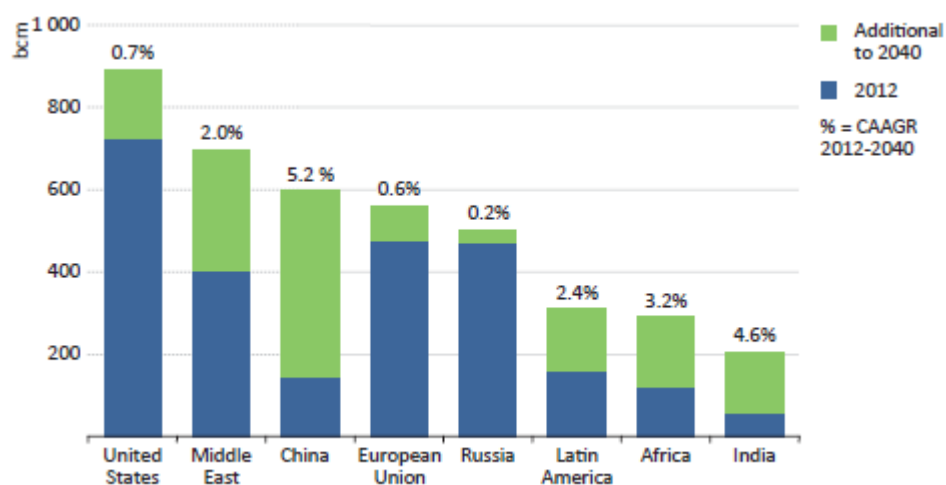
Pour ce qui concerne le gaz naturel, les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie prévoient une augmentation de la consommation dans chacun des trois scénarios retenus. La principale différence tient dans le plafonnement autour de 4.000 milliards de mètres cubes de la consommation mondiale, contre 3.500 milliards actuellement, dans le scénario climatique le plus strict, contre 1.000 à 1.500 milliards de plus dans les autres scénarios, comme l'indique le graphique suivant.

Evolution de la consommation de gaz naturel selon les différents scénarios de l'Agence internationale de l'énergie



L'évolution de la demande montre que celle-ci augmenterait essentiellement en Chine et au Moyen-Orient, et dans une moindre mesure en Inde en Afrique et en Amérique latine, comme le montre le graphique suivant.

Evolution de la demande de gaz par zone géographique



Source : *World Energy Outlook 2014*

2. Trois facteurs d'incertitude sur l'alimentation future du marché par les grands exportateurs d'hydrocarbures : l'importance des investissements nécessaires au maintien de capacités de production ; le poids de la démographie ; les réformes nécessaires à leur mode de consommation énergétique

Les pays exportateurs de pétrole et de gaz ne peuvent durablement le rester que si deux conditions sont remplies : les investissements y ont été suffisants pour continuer à produire ; les besoins de la population laissent un surplus lui-aussi suffisant.

Comme l'a indiqué lors de son audition M. Christophe-Alexandre Paillard : *« un changement complet des politiques d'investissement des grandes compagnies internationales est intervenu. »*

« La première conséquence en a été la limitation du volume des investissements vers l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient. Les pays qui recevaient auparavant d'importants investissements, l'Égypte, la Lybie, l'Algérie, l'Irak et la Syrie, et même les pays du Golfe, ont subi un net ralentissement. L'instabilité et le printemps arabe ont eu leur rôle. L'Iran est sous embargo. Seul le Qatar, qui continue à investir, fait exception. »

« Même l'Arabie Saoudite est réticente pour investir, en raison des incertitudes sur la consommation future des hydrocarbures. Le site Internet de l'OPEP montre que depuis deux décennies, les producteurs se posent la question de la sécurité de l'offre compte tenu des préoccupations des pays consommateurs en matière de diversification des sources d'approvisionnement ou de développement des renouvelables. Le message est que les investissements doivent avoir pour contrepartie une demande certaine. C'est un peu le type discours que tiennent aussi les Russes, même s'il est différent. L'Aramco en Arabie saoudite ou la KPC au Koweït n'investissent donc pas suffisamment pour garantir un approvisionnement des marchés dans les vingt ou trente années qui viennent. Or, le secteur des hydrocarbures fonctionne sur des cycles d'investissement très longs, d'au minimum 20 ans et qui s'étendent aujourd'hui jusqu'à 30 ou 40 ans. Les montants sont en outre très importants. Une décision d'investissement qui n'est pas prise maintenant a donc des conséquences sur la production en 2035. »

« L'ensemble de la région Afrique du Nord-Moyen Orient est en sous-investissement chronique depuis une dizaine d'années. »

La question du niveau des investissements nécessaire au maintien des capacités de production future fait d'ailleurs l'objet d'une grande attention de la part de l'Agence internationale de l'énergie.

Son dernier rapport *World Energy Outlook 2014* rehausse de 1.600 à 2.000 milliards de dollars son estimation du flux d'investissements annuels indispensables sur les 25 prochaines années, soit 50.000 milliards de dollars pour l'ensemble des secteurs de l'énergie.

Pour ce qui concerne l'extraction et le transport des combustibles fossiles, ce sont 30.000 milliards de dollars qui sont estimés nécessaires au maintien des capacités de production à un niveau adapté.

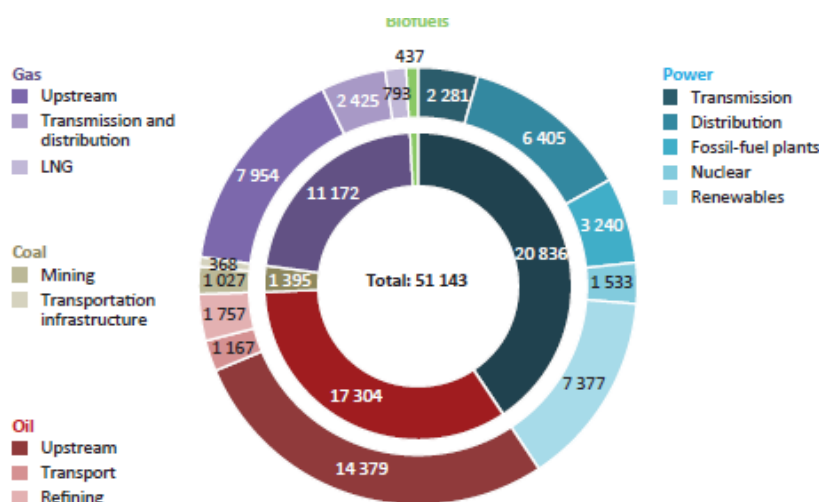
Le reste est destiné à la production d'électricité et notamment au développement des techniques bas-carbone.

Si l'on ajoute les 500 milliards de dollars indispensables à l'amélioration de l'intensité énergétique, l'on obtient la somme de 66.000 milliards de dollars.

Plus de la moitié l'investissement de capacités est jugée nécessaire pour le maintien de la production, notamment celles de pétrole (14 379 milliards de dollars) et de gaz naturel (11.172 milliards).

Plus des deux tiers de ces investissements concernent la zone hors OCDE, notamment la Chine, l'Afrique et l'Amérique latine.

Investissements nécessaires dans les secteurs énergétiques



Source : World Energy Outlook 2014

La seconde question est plus délicate. Elle interfère avec la capacité des Etats et des Gouvernements à orienter les actuelles subventions qui favorisent une consommation d'énergie peu efficace vers de modes de vie et de consommation énergétique qui le sont davantage.

Elle est clairement liée aux objectifs climatiques. Il faut relever que les pays du Golfe sont les principaux émetteurs de gaz carbonique par habitant, loin devant les pays industrialisés.

3. Une concentration avérée des besoins d'importation d'hydrocarbures sur l'Asie, notamment la Chine et l'Inde, et l'Europe

a. Les perspectives du marché global de l'énergie à l'horizon 2040 : déficits européens et asiatiques ; excédents ou équilibres ailleurs

A l'horizon 2040 et pour les prochaines décennies, les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie font apparaître un déficit en pétrole et en gaz de l'Europe, des pays asiatiques membres de l'OCDE et surtout de l'Asie émergente, Chine et Inde naturellement, mais des autres pays d'Asie du Sud-Est aussi.

En revanche, les autres grandes régions du monde, notamment les Amériques et l'Afrique, et naturellement le Moyen-Orient, seraient excédentaires.

Les grands excédents en gaz et en pétrole seront au Moyen-Orient, en Russie et dans la zone caspienne.

Le tableau suivant donne en pourcentage le niveau d'excédent ou de déficit des différentes zones géographiques.

Evolution des échanges énergétiques par grande zone géographique

	Oil		Gas		Coal		Bioenergy		Total	
	2012	2040	2012	2040	2012	2040	2012	2040	2012	2040
OECD	52%	22%	25%	18%	7%	21%	0%	3%	26%	9%
Americas	25%	19%	2%	6%	14%	15%	1%	1%	7%	10%
United States	47%	24%	6%	3%	14%	13%	1%	1%	16%	4%
Europe	71%	74%	47%	66%	46%	56%	1%	5%	42%	43%
Asia Oceania	92%	85%	70%	20%	3%	55%	1%	10%	52%	5%
Japan	99%	98%	97%	99%	100%	100%	6%	22%	94%	69%
Non-OECD	41%	21%	19%	11%	3%	4%	0%	1%	18%	7%
E. Europe/Eurasia	66%	58%	21%	33%	22%	27%	3%	9%	36%	35%
Russia	72%	69%	28%	36%	33%	44%	5%	10%	45%	44%
Asia	58%	82%	2%	32%	2%	11%	0%	0%	13%	26%
China	54%	77%	27%	39%	8%	8%	0%	1%	15%	22%
India	74%	92%	32%	46%	25%	39%	0%	2%	30%	45%
Southeast Asia	41%	76%	28%	1%	69%	30%	1%	4%	22%	7%
Middle East	75%	73%	25%	24%	77%	82%	4%	5%	62%	56%
Africa	64%	38%	44%	38%	30%	28%	0%	0%	37%	23%
Latin America	27%	42%	9%	7%	66%	56%	1%	7%	20%	25%
Brazil	7%	41%	40%	7%	80%	88%	1%	9%	11%	18%
World	50%	52%	21%	22%	18%	23%	0%	2%	25%	24%
European Union	85%	89%	66%	82%	42%	54%	1%	5%	51%	50%

* Net trade between main WEO regions, not including trade within regions. Shaded numbers indicate net imports.

Notes: Import shares for each fuel are calculated as net imports divided by primary demand. Export shares are calculated as net exports divided by production. Column "Total" additionally includes nuclear and other renewables. All values are calculated on an energy-equivalent basis.

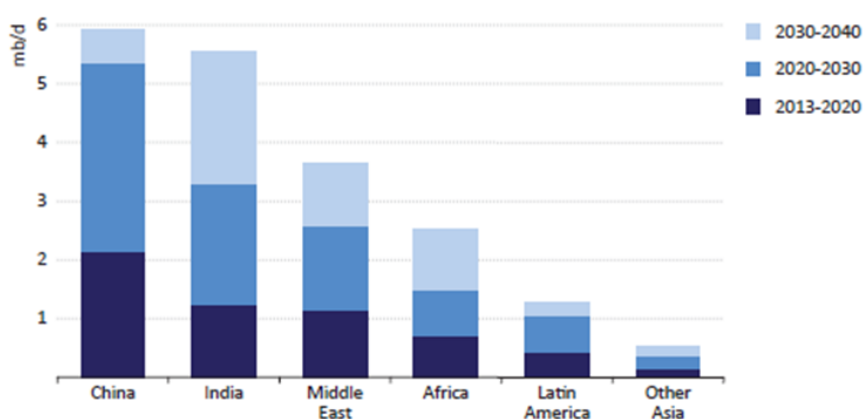
Source : World Energy Outlook 2014

On constate que globalement les régions importatrices en gaz et en pétrole vont se trouver face à face pour l'accès aux ressources des pays exportateurs, notamment du Moyen-Orient et de Russie.

b. Les échanges de pétrole : une forte pression de l'Asie émergente dont les besoins excéderont arithmétiquement la capacité exportatrice du Moyen-Orient

Pour ce qui concerne plus précisément le pétrole, l'évolution par grande région de la consommation fait apparaître la pression de l'Asie notamment de la Chine puis de l'Inde, comme principal facteur de la demande.

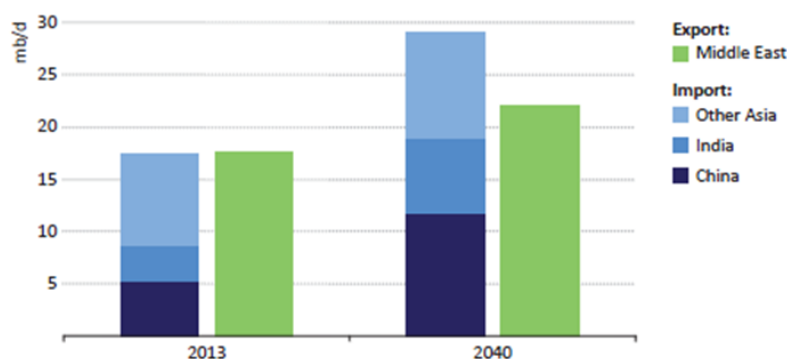
Evolution de la consommation pétrolière hors OCDE



Source : World Energy Outlook 2014

Cette dynamique recèle une évolution géographique significative : il faut en effet observer qu'arithmétiquement, les importations pétrolières actuelles de l'Asie représentent les exportations du Moyen-Orient. A l'avenir, tel ne sera plus le cas : cela implique ainsi que les capacités exportatrices du reste du monde soient accrues ou que ses besoins importations le soient tout autant. Le schéma suivant fait apparaître qu'environ 5 à 6 millions de barils jours seront nécessaires pour couvrir les besoins des émergents d'Asie.

Exportations de pétrole du Moyen-Orient vs importations d'Asie



Source : World Energy Outlook 2014

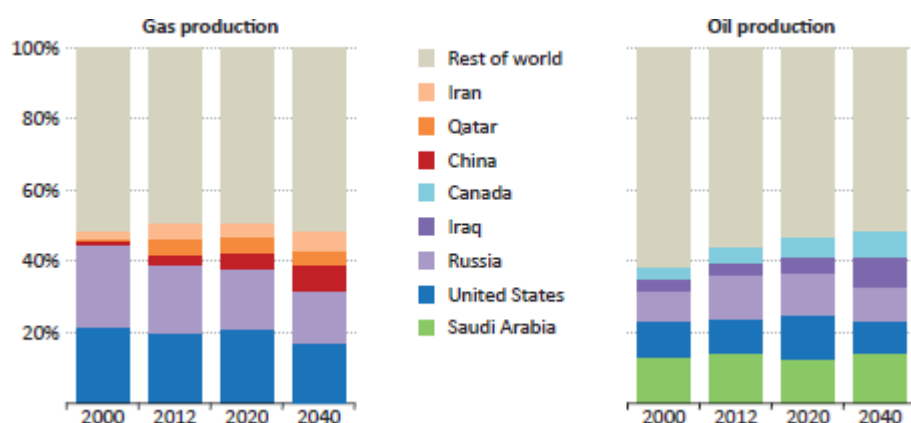
c. Une nouvelle géographie des échanges de gaz naturel : l'Europe et la Chine en face de la Russie et du Moyen-Orient

Le secteur du gaz naturel devrait être caractérisé par deux évolutions.

La première est le maintien de la part des cinq premiers producteurs, ce qui implique que les nouveaux acteurs attendus, notamment l'Australie et le Mozambique en Afrique de l'Est, permettraient d'éviter une aggravation de la concentration de l'offre, contrairement au pétrole.

C'est ce qu'indique le schéma suivant.

Les cinq premiers producteurs de gaz et de pétrole



Source : World Energy Outlook 2014

Néanmoins, les très grands exportateurs de gaz naturel resteraient la Russie et le Moyen-Orient, ainsi que les pays de la Caspienne, avec respectivement en 2040 un total de 285 milliards de mètres cubes, de 208 et de 159. Aussi importantes soient elles, les capacités de l'Australie et de l'Afrique et de l'Amérique du Nord seraient inférieures. C'est ce qu'indique le tableau suivant.

Exportation de gaz naturel à l'horizon 2050

Net exporting regions	Exports (bcm)			Exports as a share of production		
	2012	2025	2040	2012	2025	2040
Russia	187	210	285	28%	31%	36%
Middle East	125	128	208	24%	19%	23%
Caspian	64	104	159	35%	41%	47%
Australia	20	106	114	34%	68%	68%
Sub-Saharan Africa	31	65	95	54%	54%	43%
North Africa	61	45	81	39%	27%	34%
North America	-12	62	77	n.a	6%	6%
Latin America	16	20	24	9%	9%	7%

Source : World Energy Outlook 2014

La seconde évolution est l'augmentation considérable de la demande chinoise et de la demande de l'Europe, qui resteraient les grands importateurs, avec dès 2025, des importations de 386 milliards de mètres cubes pour l'Union européenne, contre 304 en 2012, et de 171 milliards pour la Chine, contre 40 actuellement. Le tableau suivant récapitule ces éléments.

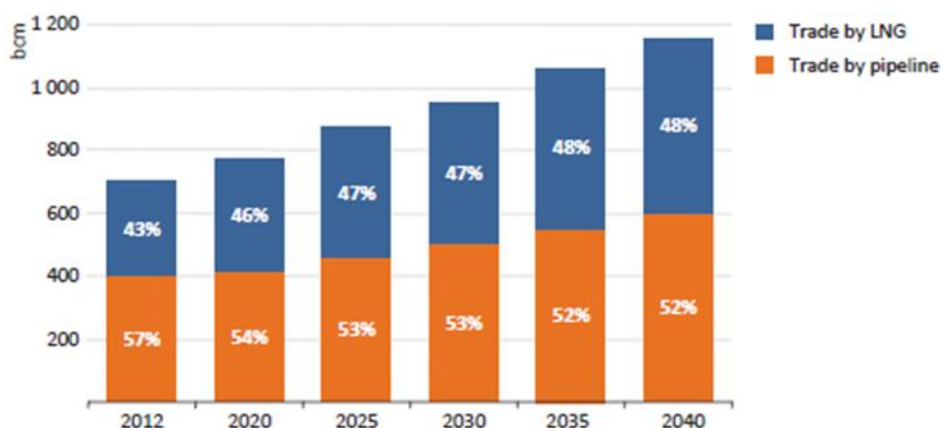
Importations de gaz naturel à l'horizon 2040

Net importing regions	Imports (bcm)			Imports as a share of demand		
	2012	2025	2040	2012	2025	2040
OECD Europe	-229	-324	-400	45%	58%	66%
China	-40	-171	-234	27%	44%	39%
Japan & Korea	-174	-151	-154	98%	99%	99%
India	-18	-44	-91	31%	41%	45%
Other Asia	-10	-20	-65	12%	20%	40%
Other Europe	-70	-57	-52	67%	52%	41%
Southeast Asia ¹⁵	58	42	-8	n.a	n.a	3%
European Union	-304	-386	-453	64%	75%	81%

Source : *World Energy Outlook 2014*

Progressivement, les échanges de gaz naturel devraient davantage passer par le GNL et les méthaniers, plutôt que par les gazoducs, avec dès 2025 une répartition à peu près égale des deux modes de transport.

Répartition des exportations par gazoduc et par GNL



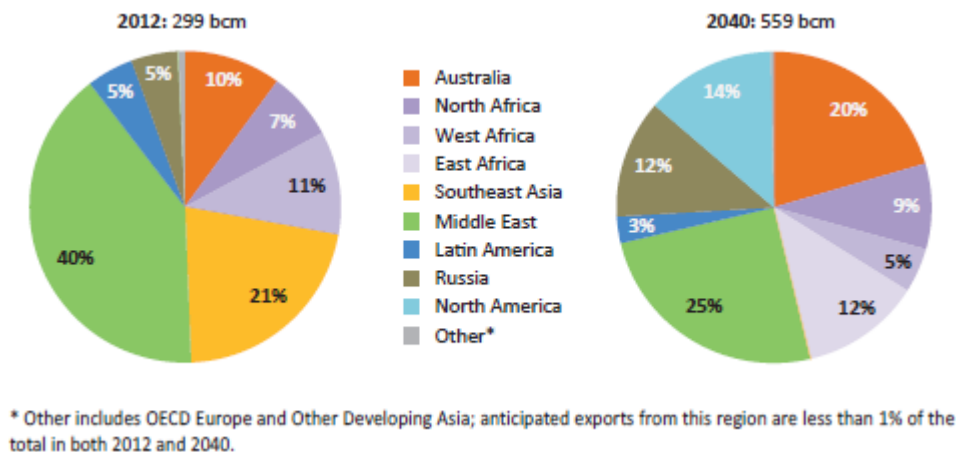
Source : *World Energy Outlook 2014*

Ce développement du GNL sera en principe de nature à faire émerger un marché mondial avec sinon un prix unique, au moins une convergence des prix des grands marchés d'importation : l'Asie et l'Europe.

L'offre devrait en effet considérablement évoluer, avec l'apparition de trois acteurs majeurs membres de l'OCDE : l'Australie, d'une part, qui devrait représenter 20 % des exportations de GNL à l'horizon 2040 contre 10 % actuellement ; l'Amérique du Nord, Etats-Unis et Canada, dont la part de marché

actuellement très réduite devrait s'élever à 14 % en 2040 ; l'Afrique de l'Est, Mozambique et Tanzanie, dont les gisements très prometteurs récemment mis au jour devraient permettre 12 % des exportations de GNL à l'horizon 2040.

Principaux exportateurs de GNL en 2012 et en 2040



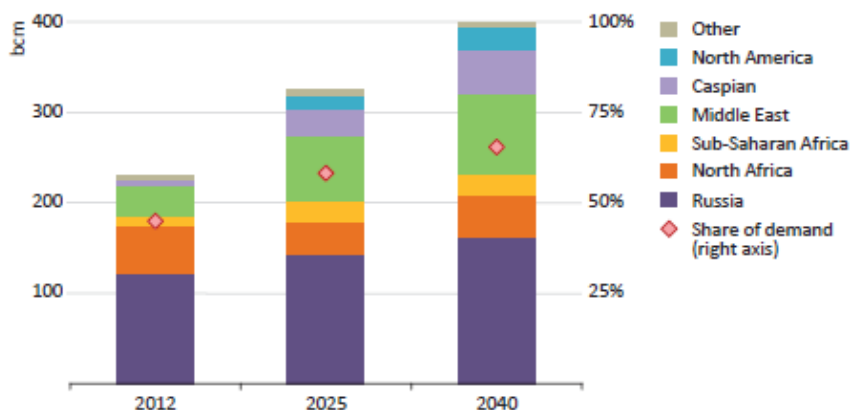
Source : World Energy Outlook 2014

Néanmoins, la moitié des livraisons de gaz naturel devrait continuer à passer par gazoduc, ce qui implique pour les principaux importateurs, l'Asie, notamment la Chine, et l'Europe, de faire appel à la Russie et au Bassin caspien, les nouvelles offres ne servant que d'appoint.

C'est ce que montrent les deux schémas suivants.

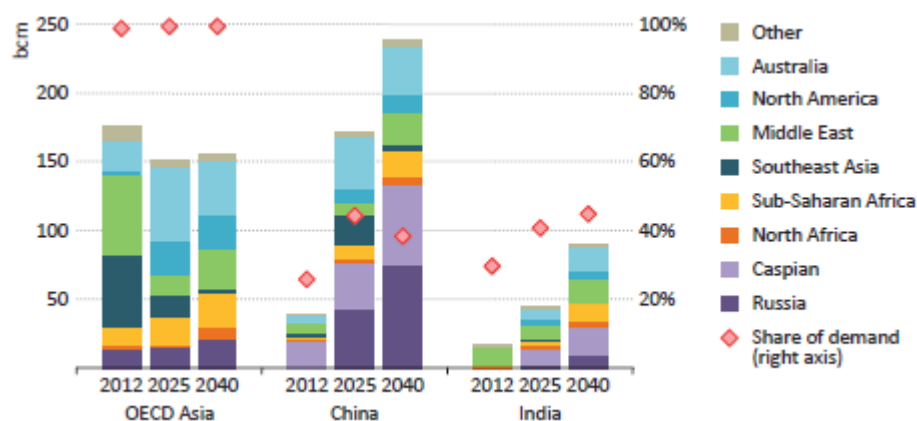
Pour l'Europe, la Russie resterait le premier fournisseur de gaz, mais son rôle pourrait être réduit par l'augmentation des importations du Proche-Orient, ainsi que par l'arrivée du GNL nord-américain et le gaz de la Caspienne.

Origine des importations de gaz naturel de l'Europe



Source : World Energy Outlook 2014

Pour l'Asie, et notamment la Chine, les importations supplémentaires de gaz naturel seraient essentiellement assurées par la Russie et le bassin caspien, ainsi que par l'Australie.



Source : *World Energy Outlook 2014*

On constate ainsi que le futur des échanges énergétiques va dessiner une nouvelle géopolitique autour des besoins de l'Asie et notamment de la Chine, et de l'Europe, et de la capacité du reste du Monde à assurer une diversification permettant d'éviter le monopole des producteurs traditionnels d'hydrocarbures : Russie, Moyen-Orient, pays de la Caspienne.

TROISIÈME PARTIE : TROIS CONSÉQUENCES OU ENSEIGNEMENTS GÉOPOLITIQUES MAJEURS POUR LES PAYS EUROPEENS

I. UN MAINTIEN, SUR D'AUTRES BASES, DE L'IMPLICATION DES ETATS-UNIS DANS LE RESTE DU MONDE

A. UNE MODIFICATION DES TERMES DE L'IMPLICATION AMÉRICAINE AU PROCHE-ORIENT, SANS DÉSENGAGEMENT

1. Une implication pétrolière originelle maintenant dépassée

a. Le rôle historique de la relation avec l'Arabie saoudite établie en 1945

Historiquement, l'implication des Etats-Unis au Moyen-Orient a économiquement débuté dans l'Entre-Deux-Guerres, avec le partage de la Région entre les intérêts des *Majors* américaines et ceux des entreprises britanniques, *Shell* et l'*Anglo-Persian*, la future *BP*, alors détenue par l'Etat depuis 1914.

En 1919, l'Iran reste monopole anglais, l'Irak est partagée entre les intérêts anglais, dominants, les intérêts français puisque les traités de Paix ont attribué à la France les intérêts allemands d'avant 1914 dans la *Turkish petroleum*, et les intérêts américains. Les pays de l'ancien Empire ottoman sont partiellement gelés en raison de l'accord dit de la « Ligne rouge » qui interdit l'un des associés de la *Turkish* d'opérer sans les autres.

La rive Sud du Golfe est ouverte à la concurrence entre les entreprises pétrolières et la situation tourne à l'avantage des intérêts américains, qui ne sont pas accompagnés, contrairement aux anglais qui exercent un protectorat sur les petits pays de la rive Sud du Golfe, d'une composante politique.

Les intérêts anglais et américains parviennent à un *modus vivendi* au Koweït, protectorat britannique hors de la Ligne rouge, où la *Gulf Oil* s'associe à l'*Anglo-Persian* et y découvre en 1938 un gisement géant, celui de Burgan (300 mètres d'épaisseur sur 80 kilomètres carrés), mais Bahreïn et l'Arabie saoudite sont en revanche dévolus aux intérêts américains : le premier faute d'avoir suscité l'intérêt des ingénieurs anglais ; la seconde par choix politique.

Le sultan Ibn Séoud, préférant éviter les Anglais, octroie en effet à la *Standard Oil of California*, la *Socal*, qui y a aussi mis le prix, en 1933, une concession de 60 ans. Les gisements sont découverts à partir de 1938. La production ne débutera qu'après-guerre.

Sur le plan politique, l'alliance est formalisée par l'accord dit du *Quincy* conclu le 14 février 1945 entre les Etats-Unis et l'Arabie saoudite, sur le croiseur *USS Quincy*, par le président Roosevelt, alors de retour de la Conférence de Yalta, et le roi Ibn Séoud. Le volet politique de la protection de la sécurité saoudienne

par les Etats-Unis, est assorti d'une coopération des compagnies américaines et des intérêts saoudiens. Est créée en 1948 l'*Aramco* (*Arabian American Oil Company*), contrôlée principalement par des compagnies américaines à raison de 30 % pour la *Socal* comme pour *Texaco* et pour *Esso* et 10 % pour *Mobil*.

C'est ce que l'on appellera par la suite l'accord pétrole contre sécurité. La stabilité de l'Arabie saoudite fait partie des intérêts vitaux des Etats-Unis.

L'intérêt pétrolier de la région est alors majeur avec un tiers des réserves connues et surtout son sous-sol est considéré comme le plus prometteur. C'est pour les Etats-Unis essentiel, car l'évolution de leur économie et du mode de vie de leur population entraîne un bouleversement majeur. Alors qu'ils représentent 70 % de la production mondiale de pétrole en 1945, ils passent très vite, en trois ans, de 1945 à 1948, du statut d'exportateur net de pétrole (4,5 % de la production de 1945), à celui d'importateur net. Le niveau de leurs importations ne va cesser de croître pour atteindre 30 % de leurs besoins en 1970.

Conclu pour 60 ans, le pacte initial a été renouvelé en 2005 par le président George W. Bush.

b. La substitution des Etats-Unis au Royaume-Uni pendant la Guerre froide

Pendant la Guerre froide, les Etats-Unis se substituent au Royaume-Uni, qui n'en a plus les moyens et permet aux petits Etats du Golfe d'accéder à l'indépendance au début des années 1970, comme puissance garante de la sécurité régionale. Dès 1967 aussi, le Premier ministre britannique, Harold Wilson, annonce ainsi l'évacuation des bases à l'Est de Suez.

Le rôle stratégique de l'ensemble du Proche-Orient a été d'ailleurs pris en compte dans les plans de défense américains dès 1947-1948.

Formellement, le dispositif américain de sécurité, assuré en Europe de l'Ouest, par le traité de l'Atlantique Nord à partir de 1949, est prolongé vers l'Est avec l'adhésion de la Turquie à l'Alliance et à l'OTAN en 1952. Au-delà, un dispositif spécifique, en association étroite avec le Royaume-Uni, encore très présent à l'Est de Suez grâce aux protectorats sur les monarchies du Golfe, est organisé dans le cadre du Pacte de Bagdad, à partir de février 1955. Les signataires sont le Royaume-Uni, la Turquie, l'Iran, le Pakistan, ainsi que l'Irak.

En 1956, après la crise de Suez, qui scelle le rapprochement entre l'Egypte et l'URSS, le président des Etats-Unis définit la « doctrine Eisenhower » : les Etats-Unis s'engagent à accorder une assistance économique et militaire à tout pays du Moyen-Orient qui en fera la demande en vue d'assurer et de protéger son intégrité territoriale et son indépendance économique contre une agression armée ouverte de toute nation contrôlée par le « communisme international ». Celle-ci est appliquée au Liban en 1958.

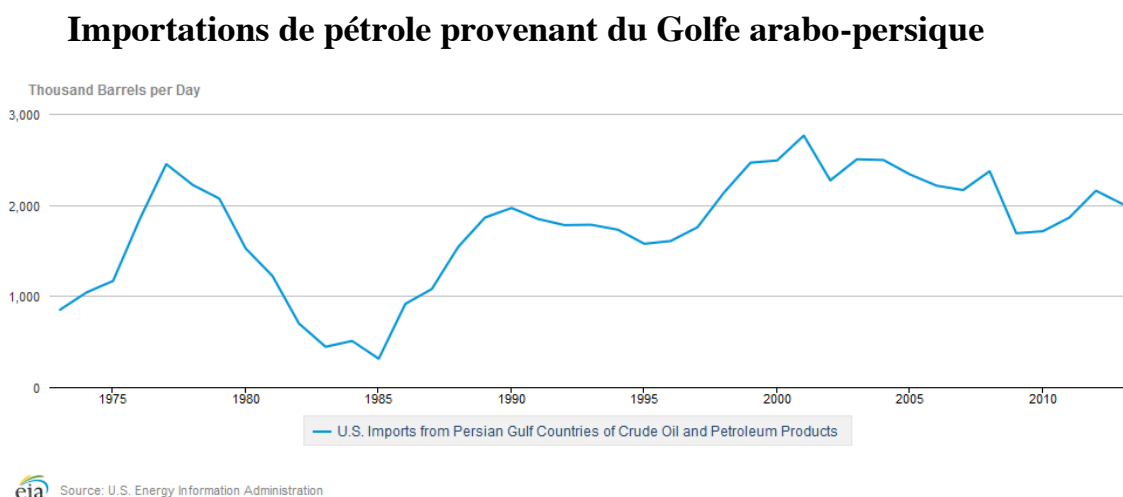
Jusqu'à la Révolution de 1979, l'Iran, dont le Shah a été rétabli après le coup d'Etat contre Mossadegh en 1953, avec l'aide américaine (le rôle de la CIA a été reconnu en 2013), est aussi une pièce maîtresse de l'influence américaine.

Les deux guerres du Golfe, celle de 1990-1991 pour rétablir la souveraineté du Koweït, et celle de 2003, décidée contre l'avis de la France, puis l'implication des Etats-Unis dans le pays jusqu'à maintenant confirment le rôle des Etats-Unis comme garant d'une région difficile.

2. La faible dépendance des Etats-Unis vis-à-vis du pétrole du Moyen-Orient

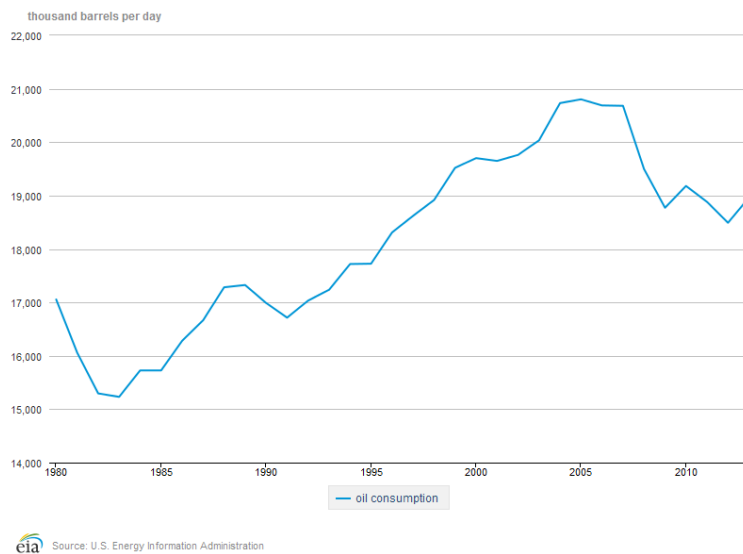
Les importations américaines de pétrole provenant du Proche-Orient ne représentent qu'une faible part de la consommation pétrolière américaine.

En volume, elles n'ont représenté en 2013 que 2 millions de barils jour, ce qui est en retrait par rapport aux maximums tant de 1977, avec 2,4 millions de barils jour, que de 2001, avec 2,76 millions. C'est ce qu'indique le graphique suivant.



En proportion de la consommation totale, c'est une part qui s'est affaiblie puis la consommation des Etats-Unis a globalement augmenté sur l'ensemble de la période, même si elle a diminué ces dernières années pour s'établir à 18,5 millions de barils jour en 2013, comme l'illustre le graphique suivant.

Consommation américaine de pétrole

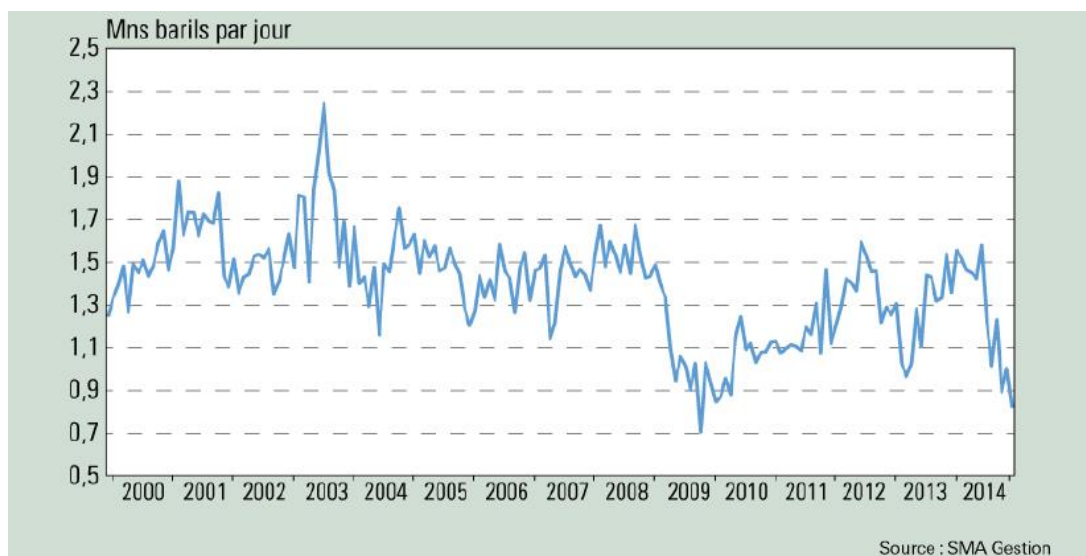


C'est donc actuellement moins d'un baril de pétrole sur 9 consommés aux Etats-Unis qui provient du Golfe.

Sur ce total d'ailleurs, les importations saoudiennes n'en représentent l'essentiel, à raison de 1,3 millions de barils jour en 2013, au total, brut et produits raffinés.

La quantité est assez stable depuis le début de années 1990, légèrement inférieure à 1,5 millions de barils jour, mais elle a connu encore une forte décroissance en 2014.

Importations américaines de pétrole brut saoudien



Source : Centre des hydrocarbures non conventionnels.

La liste des 15 premiers fournisseurs de brut en 2013 établie par l'*EIA* fait d'ailleurs apparaître seulement trois pays du Golfe : l'Arabie saoudite, l'Irak pour 372.000 barils jour et le Koweït pour 316.000.

En fait, l'essentiel des importations proviennent du Canada, qui est, loin devant l'Arabie saoudite, le premier fournisseur des Etats-Unis, avec 2,5 millions de barils jour, ainsi que du Mexique (825.000) et du Venezuela (753.000).

La seule raison du maintien d'un courant d'importation provenant du Proche-Orient est, comme on l'a vu, la différence de qualité des bruts.

Comme l'ont rappelé certains interlocuteurs aux Etats-Unis, mais aussi en France, les raffineurs américains ont beaucoup investi sur les équipements requis par les bruts lourds, notamment ceux du Golfe du Mexique.

Or, l'huile de schiste est un pétrole léger. Ce n'est donc que progressivement que la donne va pouvoir changer, notamment en fonction du maintien ou non de l'interdiction d'importer du pétrole brut.

M. Pierre Sigonney a confirmé cet élément lors de son audition : *« Pour optimiser le fonctionnement de leurs raffineries, les américains ont en outre besoin d'une part non négligeable de brut lourd, soit du brut saoudien, soit du brut vénézuélien, soit du brut mexicain ou bien brésilien. La plupart des bruts d'Amérique du Sud sont des bruts lourds, de même que les bruts du Moyen-Orient, ou encore les bruts extra lourds du Canada. »*

« En revanche, les huiles de schistes sont des bruts légers. Ces derniers peuvent certes être traités dans les raffineries américaines mais, généralement, ils doivent être complétés par des bruts lourds. »

« La logique spontanée des raffineurs de la côte américaine est donc de fonctionner avec une proportion assez importante de bruts lourds. Les raffineurs américains sont en train de développer dans leurs raffineries des unités de distillation supplémentaires pour traiter une proportion plus importante de bruts légers, de manière à s'adapter à l'huile de schiste. »

3. Plusieurs motifs d'ordre politique ou économique pour un maintien de la présence américaine au Moyen-Orient

a. Le motif économique : le bon fonctionnement du marché international du pétrole

Comme l'a indiqué lors de son audition M. Justin Vaïsse, notamment, les Etats-Unis ont un intérêt économique indirect dans la stabilité de la région du Golfe.

C'est en effet la garantie de *« l'approvisionnement du marché mondial du pétrole, de manière que celui-ci ne s'oriente pas vers des prix prohibitifs. La*

Guerre du Golfe en 1991 était motivée par le pétrole d'Irak et du Koweït, non pour son exploitation par les compagnies américaines, mais pour éviter la mainmise sur ces gisements et leur retrait du fonctionnement normal du marché. L'intérêt premier des Etats-Unis est que le système international fonctionne, que leurs Alliés soient prospères et que le Japon qui est entièrement dépendant ne se trouve pas dans une situation trop difficile en raison d'un prix trop élevé des hydrocarbures. »

Au-delà du souci de veiller à la stabilité de leurs Alliés, les Etats-Unis eux-mêmes ne pourraient supporter les conséquences économiques d'une déstabilisation ou même d'un incident tel que le minage du détroit d'Ormuz, qui projetterait le prix du pétrole vers des sommets.

D'abord, dans une économie mondialisée, le choc global serait tel que toutes les économies seraient durement affectées, notamment les deux premières, les Etats-Unis et la Chine.

Ensuite, les marchés des produits énergétiques sont connectés et le marché du pétrole est mondial. Une augmentation en flèche du prix mondial les affecterait donc aussi sur le plan énergétique.

C'est donc un risque que les Etats-Unis ne peuvent se permettre de courir.

b. Les motifs d'ordre politique : le rôle des Etats-Unis comme première puissance mondiale ; la stabilité régionale ; la sécurité d'Israël ; la lutte contre le terrorisme

Que ce soit lors des entretiens aux Etats-Unis ou en France, le diagnostic a été largement partagé : les Etats-Unis resteront impliqués au Moyen-Orient.

Au-delà du seul volet de la disparition des intérêts pétroliers, la question méritait d'être posée en raison des trois éléments récents qui ont changé la perception que l'on pouvait avoir du degré de l'engagement politique américain dans la région : le désengagement en Irak, en parallèle avec la fin de la mission de la FIAS en Afghanistan ; le refus d'intervenir en Syrie ; plus généralement, le rééquilibrage ou pivot vers le Pacifique de la puissance américaine.

Comme l'a relevé M. Hubert Védrine: « Disposant de beaucoup de gaz de schiste et de pétrole de schiste bon marché, les Etats-Unis ont moins besoin d'importer du pétrole du Moyen-Orient et de la péninsule arabique. On se demande par conséquent si leur politique ne va pas changer – ils disposent en outre avec le Canada et le Mexique, à proximité, de sources d'approvisionnement qui renforcent ce raisonnement–, et si le Moyen Orient ne va pas devenir secondaire dans leur stratégie, d'autant que le président Obama a été élu pour mettre fin aux impasses des guerres du président George W. Bush au Moyen Orient. Les Etats-Unis se sont d'ailleurs clairement désengagés, comme on l'a vu en Irak et en Afghanistan, et l'Administration poursuit cette même ligne avec la résistance à tout nouvel engagement dans la région.

« L'interprétation assez générale actuelle d'un repliement isolationniste des Etats-Unis est cependant exagérée et même simpliste. »

D'abord, et c'est un élément qui notamment été indiqué lors de son audition par M. Justin Vaïsse, le rôle des Etats-Unis comme seule puissance capable d'intervenir, seule ou avec ses alliés, notamment ses alliés occidentaux de l'OTAN, fait que ceux-ci ne peuvent se désengager de la région : *« Une puissance est actuellement responsable de l'ordre mondial, les Etats-Unis. Lorsque la communauté internationale doit intervenir, au Moyen-Orient ou ailleurs, ce sont les Etats-Unis qui le font le plus souvent, car ils ont la capacité et l'intérêt d'assurer la stabilité et de jouer le rôle de « gendarme » du monde. Cet élément suffit à lui seul pour les faire rester au Moyen-Orient. On le constate actuellement. Le président Obama a voulu réduire « l'empreinte américaine » au Moyen-Orient, mais il y est de nouveau attiré par les événements ».*

Ce constat correspond à une volonté politique affirmée, qui a pu être constatée lors du déplacement à Washington.

Tel a été notamment le cas au Congrès. M. Jerry McNerney, représentant de la Californie (démocrate), spécialiste des questions énergétiques, a estimé que ce serait une « erreur » pour les Etats-Unis de se désengager du Proche-Orient, opinion largement partagée par ses collègues.

C'est un élément qui a été plusieurs fois rappelé lors des entretiens avec les *Think Tanks* à Washington, notamment par Mme Frances Burwell, vice – présidente et directrice des relations transatlantiques de l'*Atlantic Council of the United States*.

Au Département d'Etat, M. Amos Hochstein notamment a qualifié de « théorie » l'hypothèse de ce désengagement, exprimant clairement son désaccord avec ses tenants.

Au Département de la Défense enfin, il a été clairement répondu que les moyens militaires destinés hors Irak et Afghanistan à la sécurité du Golfe et du détroit d'Ormuz n'étaient pas affectés par les réductions budgétaires.

Cette responsabilité générale dont les Etats-Unis ne peuvent se défaire s'ancre également sur plusieurs constantes de la politique étrangère américaine.

Il y a d'abord l'appui à Israël qui est depuis les années 1960/1970 un appui presque « automatique », selon les termes de M. Hubert Védrine, et dont les entretiens à Washington ont montré l'extrême importance.

Il y a aussi l'impératif de la stabilité de la région, qu'aucune autre puissance ne peut assurer.

L'intervention en Libye a montré la capacité des Alliés occidentaux, le Royaume-Uni, et la France à mener une opération militaire, mais ceux-ci n'ont pu

le faire qu'avec l'assentiment et une assistance matérielle de l'OTAN et des Etats-Unis.

De même, lorsque la question de l'élimination des armes chimiques de la Syrie a été à l'ordre du jour, c'est entre la Russie et les Etats-Unis que la question a été réglée.

Les Etats-Unis ont enfin à gérer l'évolution de la relation avec l'Arabie saoudite et la question iranienne, qui font l'objet de développements séparés.

Il y a enfin les relations avec l'autre grande puissance, la Chine, laquelle est de plus en plus présente sur le continent, notamment mais pas seulement, avec sa stratégie du « collier de perles », même s'il ne faut pas en exagérer la portée, comme l'a souligné lors de son audition Mme Valérie Niquet : *« On a beaucoup commenté la stratégie du « collier de perles », mais il faut la relativiser. La Chine a financé dans l'Océan indien un grand nombre de ports, notamment Chittagong au Bangladesh et Gwadar au Pakistan. Mais ce sont des ports commerciaux. La marine de guerre chinoise a certes fait des progrès, mais elle n'est pas à ce niveau de capacités. En outre, et tel est le cas au Pakistan, ces ports sont dans des zones extrêmement difficiles à contrôler. De même, l'idée d'une ligne commerciale transcontinentale à travers le Xinjiang vers Gwadar a été abandonnée. En l'état et même à moyen terme, cette stratégie du « collier de perles » n'a pas de conséquence très importante. »*

Leur conception de la société internationale, fondée sur la liberté commerciale, ne peut non plus conduire les Etats-Unis à abandonner la sécurité du Moyen-Orient à la Chine, si celle-ci en était capable sur les plans maritime et militaire, ce qui n'est pas le cas.

Le mode de fonctionnement de la Chine dans ses relations internationales est en effet encore considéré comme suffisamment incertain, comme le montrent les tensions territoriales avec d'ailleurs un enjeu pétrolier probable pour certains îlots ou archipels, pour ne pas prendre le risque de laisser le champ libre.

Comme l'a indiqué Mme Valérie Niquet, *« l'analyse stratégique de la Chine est une analyse de rapports de force. C'est une vision très réaliste des relations internationales, au-delà de l'intégration économique. »*

En outre, il est certain que la rivalité entre les deux grandes puissances ne peut conduire à un tel retrait unilatéral.

c. Une relation cependant plus compliquée avec l'allié saoudien traditionnel

Les Etats-Unis ont avec l'Arabie saoudite une relation devenue assez compliquée, notamment après le 11 septembre, et après le printemps arabe, en raison des divergences sur des sujets majeurs comme la Syrie. La lutte contre Daech est en outre venue compliquer la donne.

L'attachement, également, de la diplomatie américaine aux Droits de l'Homme, même si le sujet n'a pas été évoqué lors de la visite du président Obama en mars 2013, et les pressions à l'ouverture sur un régime qui doit faire face à une contestation interne joue aussi.

Néanmoins, les Etats-Unis s'ils ont des incertitudes sur le long terme, devraient chercher à apurer les difficultés, ayant intérêt à des relations maintenues dans une région déjà suffisamment déstabilisée.

Le diagnostic a en effet très clairement été posé par M. Hubert Védrine lors de son audition : *« Il ne s'agit pas pour les américains de favoriser la fin de l'actuel régime, comme cela a été parfois le cas pour d'autres pays (Irak), mais d'ajuster leur politique et de revoir leurs priorités. C'est d'autant probable que c'est en Arabie, par un détournement des dons dans le cadre de circuits non officiels que personne ne contrôle vraiment, que l'islamisme radical trouve une source de financement. Même prudents, certains aux Etats-Unis ne sont pas sûrs non plus de la stabilité saoudienne à long terme. Les Emirats sont aussi artificiels, mais la population y est très peu nombreuse. A long terme, quelle que soit sa richesse, la situation de l'ensemble de la péninsule est incertaine. »*

En arrière-plan de ces relations délicates, il y a les négociations nucléaires avec l'Iran et la crainte non seulement de l'Arabie, mais aussi des autres monarchies du Golfe, sur les conséquences pour elles de la levée de ce qui est considéré comme un obstacle au rapprochement des deux pays, et face au risque d'ingérence de l'Iran dans les autres pays du Golfe, à commencer par Bahreïn.

De ce point de vue, l'association de fait des pays de la coalition internationale dans la lutte contre *Daech*, essentiellement par les frappes aériennes, et l'Iran, impliqué dans les actions au sol de l'armée irakienne et des milices chiïtes, fait craindre une mainmise de l'Iran sur son voisin.

Il y a aussi la question de la concurrence entre les producteurs américains d'huile et de gaz de schiste et la production saoudienne, comme en témoigne certaines interprétations du refus de l'Arabie de jouer en novembre dernier son rôle de producteur d'appoint et de réduire son quota de production dans le cadre de l'OPEP, même si le fait que les deux Etats les plus fragilisés soient la Russie et l'Iran, en raison de l'effet amplificateur de la baisse des prix sur les sanctions, suggère d'autres motifs d'ordre géopolitique.

En arrière-plan de la question régulièrement soulevée d'une relation américano-saoudienne dont les termes seraient revisités, il a été observé lors de la succession au trône, à la suite du décès du roi Abdallah, que le choix du prince héritier qui succèdera au nouveau roi Salman, était celui d'un homme réputé comme un interlocuteur des Etats-Unis.

Lors de sa visite à Riyad le 5 mars dernier, le secrétaire d'Etat, M. John Kerry, a souhaité rassurer ses alliés sur la vigilance américaine quant à d'éventuelles actions déstabilisatrices de l'Iran et a confirmé la disponibilité des

Etats-Unis a apporté un parapluie nucléaire aux pays du Golfe, c'est-à-dire à leur livrer un éventuel bouclier anti-missile.

4. Une question encore en suspens malgré l'accord-cadre conclu le 2 avril dernier et pleine de tensions entre le Président Obama et le Congrès : une possibilité de première normalisation des relations avec l'Iran et, dans l'affirmative, ses conséquences pour les relations avec les pays du Golfe

L'Iran a été jusqu'à la chute du Shah en 1979 l'un des pivots régionaux sur lequel les Etats-Unis pouvaient s'appuyer.

L'éventualité d'un accord nucléaire garantissant un usage uniquement civil du nucléaire en éloignant suffisamment l'Iran, actuellement au « seuil nucléaire » du point de fabrication de la bombe atomique, laissant aux grandes puissances toute capacité de réaction en cas de violation de ses engagements, a très tôt ouvert les spéculations sur un rapprochement, historique, entre les Etats-Unis et l'Iran, grande puissance régionale par son passé, sa population et ses richesses.

L'accord-cadre conclu le 2 avril dernier doit être confirmé et déboucher avant le 30 juin prochain sur l'accord proprement dit, mais il permet déjà d'envisager une modification des relations.

L'Iran est en l'état un « *facteur permanent de maintien de l'engagement américain au Moyen-Orient.* », selon l'expression de M. Hubert Védrine.

Le processus engagé est incertain mais conduira en tout état de cause au maintien d'une influence régionale américaine, même si la question est très complexe : « *Ce que le président Obama tente actuellement, avec les négociations sur le nucléaire, est très incertain. Si c'est un succès, ce sera un événement considérable qui fera de son second mandat une réussite. Si tel n'est pas le cas, ce sera l'inverse. Il n'est pas du tout évident que les négociations aboutissent. Il y a en Iran, en Arabie saoudite, en Israël, aux Etats-Unis et ailleurs... des courants qui jouent l'échec plutôt que la réussite. A l'opposé, beaucoup aux Etats-Unis de ceux qui réfléchissent en termes de stratégie et de puissance (ce qui au passage a disparu en Europe) voient dans l'Iran un grand pays, que la société y est beaucoup plus moderne que dans la péninsule arabique, et qu'un accord ouvrirait un relais stratégique très importante. Une partie des think tanks américains estiment que l'Iran c'est l'avenir. S'il n'aboutit pas maintenant sous la présidence Obama, ce processus aboutira ultérieurement, dans les dix ans. (...)* »

Même dans l'hypothèse de la conclusion d'un accord à la fin du mois de juin prochain, la relation avec les Etats-Unis n'en sera pas pour autant réglée.

Il faudrait en effet, pour que l'Iran cesse d'être une source de préoccupation pour les Etats-Unis, que celui-ci mène une politique qui ne heurte pas leurs conceptions ni leurs intérêts, ce qui est loin d'être le cas.

La convergence sur un intérêt objectif dans la lutte contre Daech a montré que les deux pays peuvent s'entendre sur des éléments précis, mais aucun cadre d'ensemble n'a été tracé pour la solution politique à la crise syrienne, Téhéran continuant de soutenir Bachar el Assad.

En outre, Israël est très réservé sur l'intérêt d'un accord avec l'Iran, son actuel Gouvernement considérant que la question de l'enrichissement est de fait réglée à l'avantage de l'Iran et qu'un accord ne viendrait que valider cet état de fait.

Le discours du Premier ministre, M. Benyamin Netanyahou devant le Congrès le 3 mars dernier, illustre la stratégie déployée qui vise à s'appuyer sur l'opposition entre le Congrès, ou plus exactement certains de ses membres en escomptant qu'ils soient *in fine* majoritaires, et le président Obama.

Cette tension a été levée à la suite d'un compromis conclu le 14 avril, qui donne au Congrès un droit de regard sur le futur accord, mais il ne règle pas la question des éventuelles divergences de fond.

La levée des sanctions contre l'Iran aurait une dimension énergétique, bien que l'objet des négociations soit uniquement politique, mais il est clair que le niveau des investissements requis pour que le pays retrouve une véritable capacité de production et d'exportation est tel qu'il faudrait plusieurs années pour que le pays récupère sa position, comme l'a notamment indiqué M. Hubert Védrine : « *Un retour de l'Iran sur le marché des hydrocarbures, qui ne pourrait intervenir qu'après un certain délai en raison de l'importance des investissements nécessaires, aurait des conséquences sur le marché mondial de l'énergie, mais ce n'est pas l'énergie qui est à l'origine de la démarche du Président Obama, ce sont des considérations stratégiques au sens classique.* »

C'est d'ailleurs tout l'enjeu des négociations en cours au moment de la rédaction du présent rapport, qui portent sur le rythme de levée des sanctions, l'Iran demandant naturellement une levée immédiate. Dans cette hypothèse, l'Agence américaine d'information sur l'énergie estime que 600.000 barils jour pourraient revenir sur le marché d'ici la fin de l'année 2016.

C'est donc sur le long terme que les réserves iraniennes de gaz et de pétrole joueraient en cas de normalisation iranienne.

B. UNE CAPACITÉ D'INTERVENTION SUR LE MARCHÉ TRÈS POLITIQUE DU GAZ NATUREL GRÂCE AUX EXPORTATIONS DE GAZ DE SCHISTE, AU BÉNÉFICE, LE CAS ÉCHEANT, DU LIEN TRANSATLANTIQUE

1. La capacité pour les Etats-Unis d'exporter GNL dans quelques années

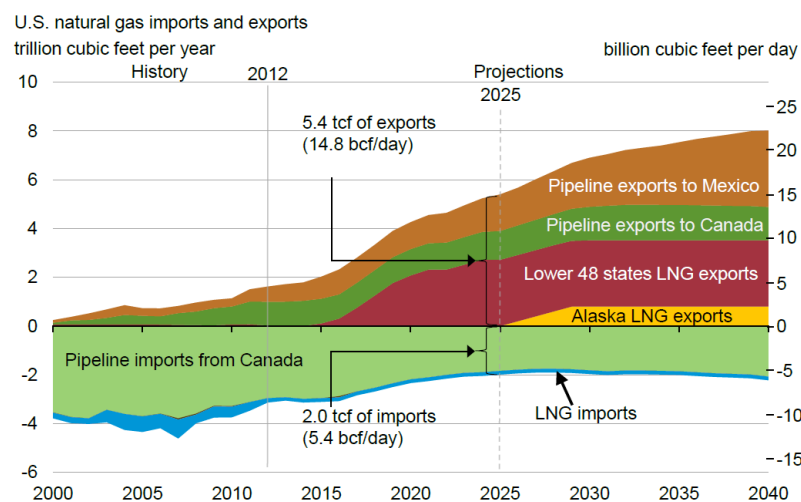
a. Une ressource suffisante pour des volumes de l'ordre de 90 à 100 milliards de mètres cube par an, dans le scénario le plus probable

Comme on l'a vu, les Etats-Unis, qui sont déjà le premier producteur de gaz mondial, ont déjà des excédents et disposent par conséquent d'une capacité exportatrice.

Celle-ci est estimée comme l'indique le graphique suivant, les projections indiquent une capacité d'exportation brute de l'ordre de 5,4 milliards de pieds cubiques par an, soit 150 milliards de mètres cubes au total, compte tenu du maintien d'un flux d'importation provenant du Canada. De ce total, il faut retirer ce qui serait exporté par gazoduc au Mexique et au Canada, ce qui laisse une disponibilité pour le GNL d'environ 3 milliards de pieds cubiques.

Pour sa part, M. Amos Hochstein a indiqué une capacité de 96 milliards de mètres cubes, ce qui est cohérent avec ce résultat. Le graphique suivant confirme ces éléments en montrant notamment le détail des importations et exportations américaines prévues, compte-tenu, notamment, de l'étroitesse des liens commerciaux et des flux croisés entre les Etats-Unis, le Canada et le Mexique.

Exportations américaines de gaz naturel



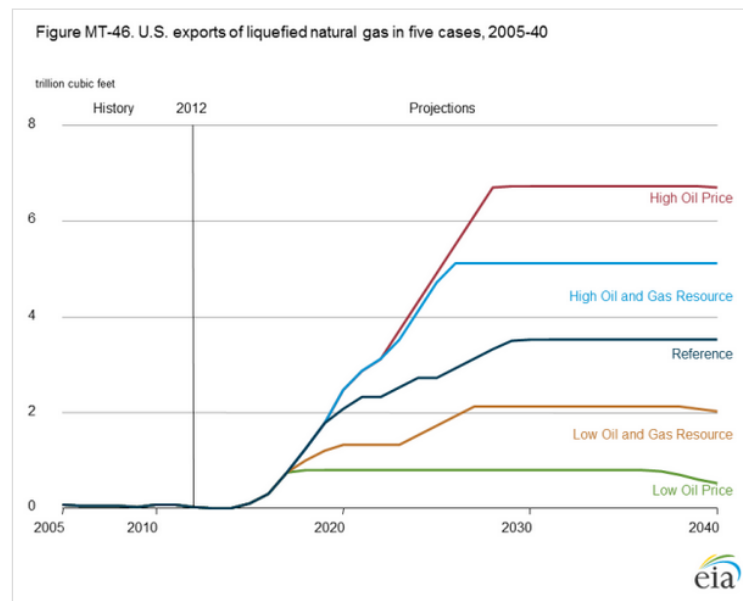
Source : EIA

L'exportation de telles quantités de GNL ferait en l'état, des Etats-Unis le quatrième exportateur mondial, avec ce seul GNL, à raison actuellement de 103 milliards pour la Norvège et de 121 milliards pour le Qatar, après la Russie.

Selon d'autres estimations, les Etats-Unis acquerraient une capacité d'exportation de 84 millions de tonnes par an, supérieure à celle du Qatar, de 77 millions de tonnes.

Pour être plus précis, l'Agence américaine d'information sur l'énergie a établi différentes projections, en fonction des hypothèses sur la ressource et les prix. Le scénario de l'ordre de 90 à 100 milliards de mètres cubes exportés par an est le scénario central. C'est ce que confirme le schéma suivant avec une échelle en pieds cubiques :

Hypothèses sur les exportations américaines de GNL



b. La construction, en cours, des infrastructures d'exportation

Initialement, les Etats-Unis pensaient avoir besoin d'importer du GNL, notamment du GNL russe.

La révolution du gaz de schiste est venue bouleverser ces projets, et les perspectives d'excédents ont conduit à transformer les terminaux d'importation, de gazéification, en terminaux d'exportation, et donc de liquéfaction.

C'est un investissement très lourd de 18 milliards de dollars au total. Lors du déplacement à Washington, les responsables de *Chenière* ont confirmé la lourdeur de l'investissement des quatre trains de liquéfaction de *Sabine Pass*, à *Cameron Parish*, en Louisiane. Les deux premiers trains devraient être opérationnels en 2015/2016. Le projet, commencé en 2012, sera achevé d'ici la fin de la décennie.

A ce jour, seuls six projets de terminaux d'exportation ont reçu l'autorisation d'exporter vers des pays n'ayant pas d'accord de libre échange avec les Etats-Unis sur un total de vingt-neuf demandes.

Ces six projets représentent cependant une capacité d'exportation de près de 70 millions de tonnes.

Terminaux d'exportation de GNL envisagés

	Capacité unité		Autorisation FTA	Autorisation non-FTA	Autorisation FERC
	Bcf/d	Mt/an	Validé	Validé	
12 bcf/d (1)	Sabine Pass	2,2 16,3	Oui	Oui	Oui
	Freeport	1,8 13,3	Oui	Oui	draft report
	Cove Point	1,8 13,1	Oui	Oui	En attente
	Cameron LNG	1,7 12,6	Oui	Oui	Oui
	Jordan Cove	1,2 8,9	Oui	Oui	En attente
	Oregon LNG	1,3 9,3	Oui	En attente	En attente
20 bcf/d (2)	Corpus Christi	2,1 15,6	Oui	En attente	draft report (favorable)
	Excelerate	1,4 10,2	Oui	En attente	En attente
	Carib Energy	0,0 0,3	Oui	En attente	En attente
	Gulf Coast LNG	2,8 20,7	Oui	En attente	En attente
	Southern LNG	0,5 3,7	Oui	En attente	En attente
	Gulf LNG Liquefaction	1,5 11,1	Oui	En attente	En attente
	CE FLNG	1,1 7,9	Oui	En attente	En attente
	Golden Pass Products	2,6 19,3	Oui	En attente	En attente
	Pangea LNG (North America) Holdings,	1,1 8,1	Oui	En attente	En attente
	Lake Charles	2,0 14,8	Oui	Oui	En attente
	Main Pass Energy Hub	3,2 23,9	Oui	En attente	En attente
	Sabine Pass Liquefaction extension	0,3 2,1	Oui	En attente	En attente
	Sabine Pass Liquefaction, extension	0,2 1,8	Oui	En attente	En attente
	Venture Global LNG	0,7 5,0	Oui	En attente	En attente
	Eos LNG	1,6 11,9	Oui	En attente	En attente
	Barca LNG	1,6 11,9	Oui	En attente	En attente
	Sabine Pass Liquefaction extension	0,9 6,4	En attente	En attente	En attente
	Magnolia LNG	1,1 8,0	Oui	En attente	En attente
	Delfin LNG	1,8 13,3	Oui	En attente	En attente
	Waller LNG Services	0,2 1,5	Oui	En attente	En attente
	Gasfin Development USA, LLC	0,2 1,5	oui	en attente	
	Texas LNG LLC	0,3 2,0	oui	en attente	
	Louisiana LNG Energy LLC	0,3 2,1	en attente (favorable)	en attente	
	Cameron Parish	0,5 4,0	en attente (favorable)	Non-inscrit	Non-inscrit
	Annova LNG LLC	0,9 7,0	oui	Non-inscrit	
	Total	36,5 271			
	Total Validé FTA	35,1 260			
	Total Validé Non FTA	9,3 69			
	Total Validé FERC	3,9 29			

(1) Indicatif, correspond à la valeur limite d'intérêt économique pour les États-Unis selon l'étude réalisée par le NERA pour le DOE

(2) Indicatif, correspond à une évolution potentielle de la valeur limite d'intérêt économique

Source : ministère de l'écologie et du développement durable

Les opérations commerciales sont déjà en cours.

Les premiers contrats sont déjà passés. *EDF* a annoncé le 17 juillet avoir contracté avec une filiale de *Chenièrre* pour acquérir du GNL issu du gaz de schiste.

C'est pour la fin de l'année 2015 que le premier chargement test est prévu pour *Sabine Pass*.

c. Quelques reports en raison de la baisse actuelle des prix du pétrole

Selon les informations publiées en début d'année, la baisse actuelle des prix du pétrole, qui a des contrecoups sur le marché du gaz, n'a pas modifié les termes de projets de terminaux pour lesquels des engagements commerciaux de long terme avaient été conclus.

En revanche, tel pourrait n'être pas toujours le cas. Ainsi, le projet de *Lavaca Bay* au Texas, porté par *Excelerate Energy*, a été annoncé comme reporté dès décembre 2014.

2. La question juridique : quel régime pour l'exportation ?

a. Les régimes actuels de contrôle des exportations d'hydrocarbures issus du premier choc pétrolier

Le premier choc pétrolier a entraîné un contrôle des exportations d'hydrocarbures aux Etats-Unis avec un régime d'autorisation édicté en 1975 dans le cadre de l'*Energy Policy and Conservation Act*.

- i. L'interdiction d'exporter du pétrole brut américain : une mesure maintenue, mais en débat

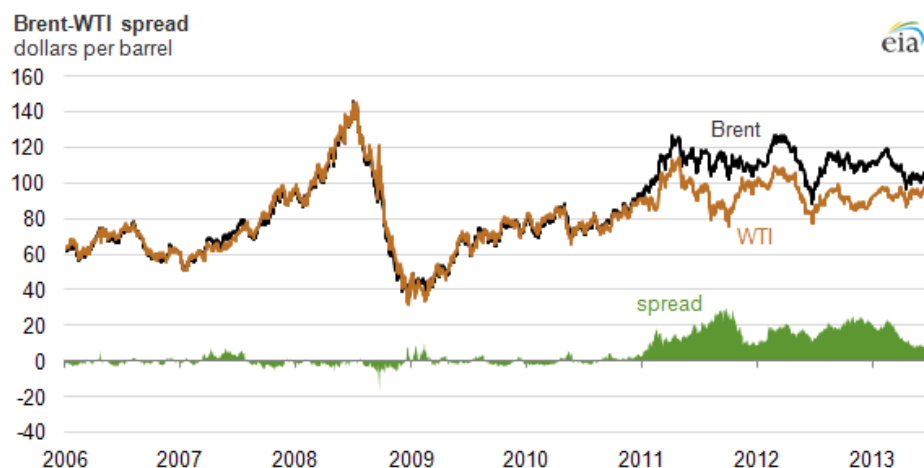
Pour le brut, c'est en pratique une interdiction d'exporter presque absolue qui est en vigueur. Seul le régime de la loi de 1975 s'applique et les exportations ne peuvent être autorisées que si elles répondent à un intérêt national.

L'interdiction n'a pas été remise en cause jusqu'à 2014. Des exportations de bruts très légers ont été autorisées cette année pour la Corée du Sud, mais en quantité très limitées.

L'abondance pétrolière retrouvée a rouvert le dossier cette année d'une réouverture des exportations, mais pas encore au niveau politique.

Les producteurs sont favorables à l'abandon d'une mesure que la pénurie seule justifiait. Ils observent que le brut américain de référence, le WTI, est maintenant moins cher que le *brent* depuis 2011 comme le montre le graphique suivant.

Ecart de prix entre le baril de *Brent* et celui de *WTI*



Source : EIA

En revanche, l'opinion publique, très sensible au prix du gallon d'essence, et les raffineurs, dont c'est l'un des éléments de la compétitivité, y sont hostiles.

- ii. Pour le gaz naturel, un double régime d'autorisation et un régime de faveur pour les pays ayant conclu un accord de libre-échange avec les Etats-Unis

C'est dans le *Natural Gas Act* de 1938 que figurent les dispositions sur le régime d'autorisation d'exportation (et d'ailleurs aussi d'importer) du gaz naturel, sachant que la loi de 1975 mentionne également cette matière première.

Ce texte prévoit une double autorisation avec une autorisation d'exportation délivrée par le *Department of Energy (DoE)*, et une autorisation de l'équipement d'exportation, du terminal de liquéfaction en pratique, délivrée par la commission fédérale de régulation de l'énergie (*FERC*). Les modifications d'installation sont également soumises à décision du *FERC* notamment pour le respect des prescriptions du *National Environment Protection Act*.

Les autorisations d'exportation de gaz hors des Etats-Unis délivrées par le *DoE* sont normalement délivrées au coup par coup. Elles doivent répondre à un objectif d'intérêt public, qui fait l'objet d'une instruction. Toute demande est cependant présumée répondre à cette condition, car c'est uniquement lorsqu'un tel intérêt public n'est pas démontré que l'autorisation est refusée.

Les autorisations d'exportation vers les pays qui ont un accord de libre-échange avec les Etats-Unis sont facilitées car dans ce cas la condition d'intérêt public est supposée acquise. Il y a automaticité.

Toutefois comme le rappelle le CSIS dans l'étude précitée *New Energy, New Geopolitics*, un seul pays gros consommateur de gaz a conclu un accord de libre-échange avec les Etats-Unis, la Corée du Sud. En revanche, deux Etats ont des accords qui ne remplissent pas les critères permettant l'automaticité précitée, le Costa Rica et Israël (note 6, page 10).

En août dernier, le *DoE* a simplifié les conditions de délivrance des autorisations d'exportation, cessant de le faire à titre conditionnel dans l'attente de savoir si les prescriptions du *National Environment Protection Act* étaient remplies.

Comme les éventuelles exportations de pétrole, les exportations de GNL américain donnent lieu à débat : les utilisateurs, particuliers et industriels, craignent les effets de l'augmentation de prix ; en revanche, les producteurs de gaz appuyés d'ailleurs par les producteurs d'autres sources d'énergie, sont favorables à un élargissement du marché qui reconnecterait les prix du gaz naturel américains aux niveaux de ceux des autres continents.

b. Le rôle éventuel du TTIP

L'inclusion, à la demande des Etats européens, de l'énergie dans les négociations sur le partenariat transatlantique en matière de commerce et d'investissement (*TTIP : Transatlantic Trade and Investment Partnership*) s'inscrit dans cette perspective d'un accès facilité au gaz de schiste américain.

3. Quelle stratégie américaine d'exportation du GNL ? : le choix en faveur de l'approvisionnement des marchés mondiaux plutôt que de l'utilisation des exportations comme levier politique, à ce stade

a. Des optiques possibles : l'alimentation du marché mondial ; un instrument politique

Les excédents de gaz de schiste américains peuvent faire l'objet de deux approches pour leur exportation.

La première est économique. Il s'agit d'alimenter le marché mondial pour assurer sa stabilité et réduire ainsi les conséquences des éventuels catastrophes ou événements géopolitiques qui l'affecteraient. L'objectif est aussi de réduire, en offrant une alternative aux pays consommateurs concernés, le poids des pays exportateurs qui utilisent à des fins politiques leurs capacités exportatrices.

La seconde est politique. Elle repose sur le ravitaillement des alliés et des pays partenaires ou en difficulté. Elle présente sur le plan intérieur l'avantage de pouvoir mieux contrôler les quantités exportées, et ainsi de gérer au plus près les intérêts des industriels américains de l'aval.

En pratique, les deux peuvent parvenir à des résultats voisins ce qui explique un certain manque de clarté dans la stratégie américaine d'exportation.

b. Le discours de Bruxelles du Président Obama

Le 26 mars dernier, le président Obama, en visite à Bruxelles, a ouvert les perspectives d'un accès des Etats européens au GNL américain, il est vrai avec prudence.

Selon l'Agence *Europolitics*, le président américain a déclaré : « *Les Etats-Unis comme source d'énergie sont une possibilité (...) mais nous aussi faisons des choix et sommes face à certaines difficultés et défis du développement énergétique, l'Europe devra en partie passer par les mêmes débats* », après avoir indiqué qu'il pensait « *que l'Europe collectivement va devoir examiner, à la lumière de ce qui s'est passé [avec l'Ukraine], ses politiques énergétiques pour voir s'il existe des moyens supplémentaires pour diversifier la dépendance énergétique.* ».

C'était une évolution par rapport au discours aux Nations unies indiquant le 24 septembre 2013 que les Etats-Unis assureraient la libre circulation de l'énergie (*free flow*) de la région (l'Amérique du Nord) vers le Monde.

c. L'inscription de la sécurité énergétique dans les priorités de l'OTAN

L'OTAN a inscrit la sécurité énergétique au plus haut de son Agenda.

Le paragraphe 109 de la déclaration des chefs d'Etat et de Gouvernement qui a clôturé le sommet du Pays de Galles, le 5 septembre dernier, indique que « *la stabilité et la fiabilité des approvisionnements énergétiques, la diversification des itinéraires d'acheminement, des fournisseurs et des ressources énergétiques, et l'interconnexion des réseaux énergétiques demeurent d'une importance critique* », tout en reconnaissant que cela relève d'abord des Etats et des organisations internationales compétentes. La sécurité énergétique est d'ailleurs mentionnée comme l'un des sujets de la coopération OTAN-UE dans la déclaration.

Pour les Alliés européens, c'est donc une double sécurité car l'Union européenne est également en charge de la sécurité énergétique du continent.

d. Les conditions de livraison de GNL à l'Europe : la prévalence de l'approche économique sur l'approche politique, qui présente plusieurs avantages pour les Etats-Unis

Lors du déplacement aux Etats-Unis, les réponses à la question sur la destination du titre de l'un des chapitres de l'étude précitée du CSIS : les contours de la politique d'exportation du gaz de schiste restent flous (*unclear*).

Comme l'a indiqué M. Sami Andoura lors de son audition, c'est en raison de la contradiction entre l'objectif politique et les enjeux économiques : « *Lorsque le président Obama était à Bruxelles, il a présenté les Etats-Unis comme le partenaire de confiance pour se substituer au gaz russe, son discours s'adressait notamment aux pays d'Europe centrale et orientale. Cependant, les pays asiatiques ont tendance à attirer bien plus les exportations américaines que nous européens, parce qu'ils paient le gaz plus cher.* »

Cette absence de clarification a été corrigée car tant au département d'Etat, qu'au département de l'Energie et naturellement dans les *Think Tanks*, les interventions ont été très favorables à ce que dans le futur les énergéticiens européens contractent avec des exportateurs américains, mais dans les conditions du marché naturellement.

Cette approche ne doit cependant pas être mal comprise et ainsi mal perçue, car elle n'est pas que mercantile, mais éminemment politique.

Elle relève en effet d'une stratégie indirecte car l'alimentation du marché mondial par le GNL américain suffira en elle-même en raison des volumes

escomptés à terme, à réduire le pouvoir de pression des grands exportateurs actuels, et naturellement de la Russie.

Sur le plan moral, ce qui est toujours essentiel dans l'approche américaine de la politique étrangère, les Etats-Unis peuvent obtenir un résultat, sans eux-même avoir recours à l'instrument qu'ils reprochent à l'autre partie d'utiliser.

En outre, l'ambiguïté des déclarations est suffisante pour qu'en cas de nécessité le ravitaillement en urgence de l'Europe de l'Est soit assuré.

Par ailleurs, coupler les exportations américaines de gaz et les importations européennes serait doublement inopportun.

D'abord, les volumes ne suffiront pas.

Ensuite, ce serait faire des pays occidentaux une forteresse énergétique qui risquerait tant de les couper inutilement de leurs partenaires asiatiques, qui font face aux besoins énergétiques de la Chine et bientôt de l'Inde, et aussi des grands exportateurs de gaz hors Russie avec lesquels les relations économiques méritent d'être maintenues pour éviter que les relations politiques ne deviennent un cadre vide.

C. UN RISQUE POLITIQUE MAJEUR TRÈS PEU PROBABLE, MAIS À NE PAS MÉCONNAÎTRE POUR AUTANT : LE RETOUR D'UN CERTAIN ISOLATIONNISME

Lors des entretiens à Washington, le risque du retour à une situation de type isolationniste a été écarté sans grand débat.

Cet engagement international d'une élite américaine consciente de ses responsabilités doit être apprécié.

Néanmoins, la question doit rester présente à l'esprit des Européens, car les opinions peuvent changer, et nul ne peut dire ce que sera la future opinion publique américaine.

Le basculement vers l'Asie n'est pas uniquement politique. Il est aussi sociologique avec des relations transpacifiques chaque jour plus importantes.

Trois éléments conduisent en effet à considérer que le risque d'un retour isolationniste aux Etats-Unis, si faible soit-il, n'est pas nul.

D'abord, l'ambition du président George W. Bush d'un Grand Moyen-Orient remodelé selon les principes wilsoniens de l'économie de marché et de la démocratie s'est heurtée aux réalités du terrain. L'échec global depuis plusieurs décennies des Etats-Unis face aux défis du Moyen-Orient, qui s'aggrave, peut conduire à un sentiment d'inutilité. Même si les relations pétrolières avec le Moyen-Orient étaient faibles, la situation structurellement importatrice des Etats-

Unis validait implicitement l'idée d'un engagement à titre d'ultime sécurité dans l'opinion, davantage sensible au prix du gallon d'essence qu'à son origine. Tel ne sera plus le cas dans le futur.

Ensuite, il y a après les engagements en Irak et en Afghanistan, de 10 ans pour un résultat assez peu brillant, une certaine lassitude générale de l'intervention américaine outre-mer.

Enfin, et c'est un élément qui est venu au fil des conversations à Washington, mais qui est très significatif, l'opinion publique pourrait mal percevoir les exportations américaines de GNL vers l'Europe si celle-ci se refuse à explorer et exploiter ses propres réserves.

Cela serait probablement perçu comme la volonté pour l'Europe de bénéficier du gaz et pétrole de schiste sans le moindre effort, ce qui est tout à fait contraire à l'esprit de confiance qui fonde dans l'opinion américaine la pertinence de cette relation spéciale qu'est le lien transatlantique.

II. UNE INTERPRÉTATION DÉLICATE DES CONSÉQUENCES DE LA BAISSÉ DE PRESQUE 50 % ET DE L'ACTUEL NIVEAU DES COURS DU PÉTROLE

A. UNE SURPRISE POUR LES MARCHÉS

1. Un mouvement de prix rapide et important sur le pétrole avec un effet d'entraînement sur le gaz naturel

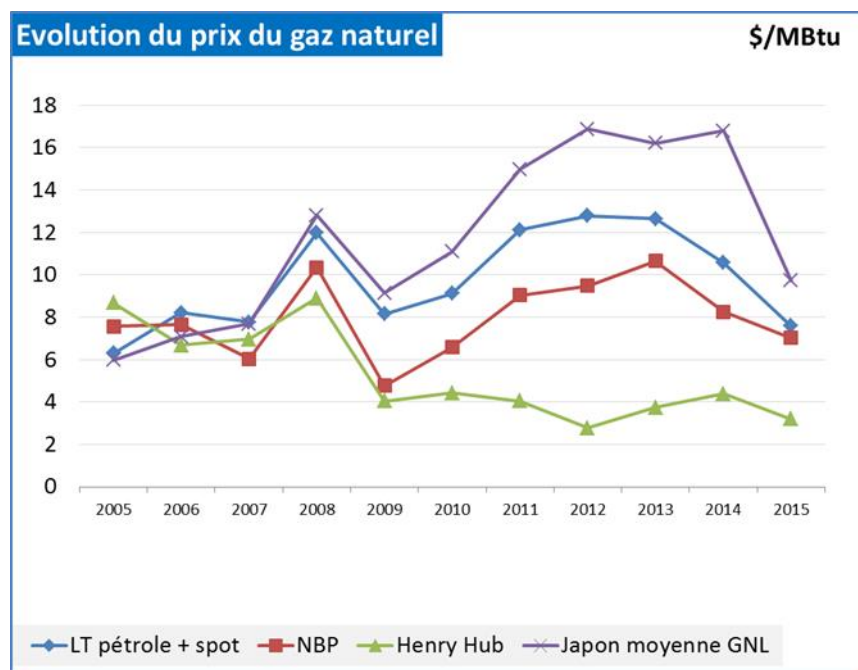
Sortant d'une période de prix durablement élevés débutée fin 2010, les cours du pétrole brut ont connu entre juin 2014 et janvier 2015 une baisse de près de 60 %. Cette baisse a été dans un premier temps progressive, passant en moyenne mensuelle, de 112 dollars le baril en juin à 80 dollars en novembre, avant de s'accélérer en fin d'année 2014 suite à la décision prise par l'OPEP le 27 novembre 2014 de maintenir inchangés les quotas de production de l'organisation. Le cours du Brent a atteint 46,6 dollars le 13 janvier 2015 à la clôture, un niveau qu'il n'avait plus atteint depuis mars 2009.

Un rebond de près de 30 % du cours du Brent est observé depuis fin janvier, celui-ci s'échangeant aux alentours de 60 dollars, avant une rechute du *Brent* à 53 dollars le 18 mars et du *Light Sweet* sud-américain à 43 dollars le 18 mars dernier.

Cette baisse a profondément surpris notamment par son ampleur et aussi par celle de la correction, a priori temporaire, qui s'en est suivi car le passage du cours d'un minimum de 45 dollars le baril à 60 dollars environ représente une correction importante en sens inverse.

La baisse du prix du pétrole a eu un effet d'entraînement sur le prix du gaz naturel, sachant qu'en Europe, plusieurs facteurs ont pesé sur la consommation en 2014, notamment la clémence du climat et aussi le faible prix du prix du charbon.

Comme le montre le graphique suivant, le prix du gaz naturel a baissé de l'ordre de 30 % en Asie, de 4 % sur le marché *spot* et de 19 % pour les contrats de long terme en Europe, et de 27 % aux Etats-Unis.

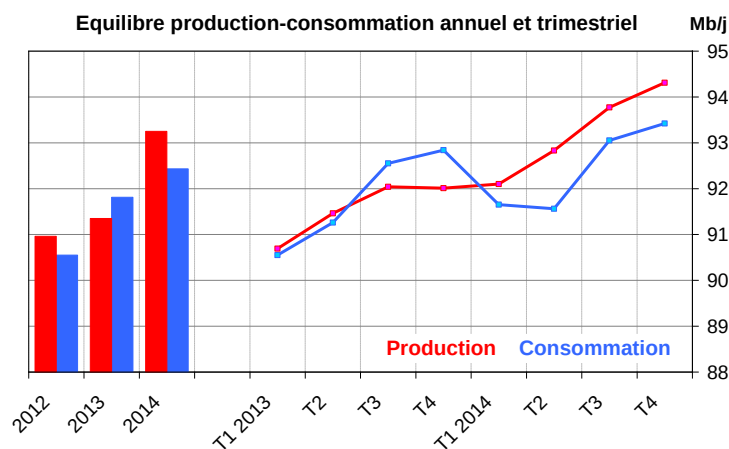


Source : IFP Energies nouvelles

2. Un excès d'offre et une demande moins dynamique

La forte chute des prix est la conséquence d'un écart entre l'offre et la demande, et plus précisément d'un excès d'offre.

En effet, la production mondiale a fortement augmenté en 2014, passant de 91,4 millions de barils jour en 2013 à 93,3 millions. Cette forte augmentation de la production a entraîné une situation de déséquilibre entre l'offre et la demande, l'excédent d'offre s'élevant en moyenne à 0,8 million de barils jour sur l'ensemble de l'année 2014, contre un déficit de 0,5 en 2013.



Source : AIE – Oil market report janvier - 2015

Cette forte croissance de l'offre mondiale s'explique principalement par l'augmentation de la production des Etats-Unis en 2014 (+1,6 million de barils jour), supérieure à la hausse déjà importante enregistrée en 2013 (+1,3). Portée par l'augmentation de la production de pétrole de schiste, le niveau de la production américaine a ainsi été en 2014 supérieur aux prévisions, confirmant une tendance déjà observée en 2012 et 2013.

Au début du mois de mars, la production de l'OPEP est restée stable par rapport à 2013, la baisse de la production libyenne étant compensée par l'augmentation des productions saoudienne, iranienne et tout particulièrement irakienne, l'insurrection islamiste n'ayant eu qu'un impact limité sur la production en Irak. La majeure partie de la production irakienne, située dans le sud du pays, à l'écart de la zone de conflit, a en effet pu être exportée normalement tout au long de l'année 2014, ce constat de l'absence de répercussions de la crise irakienne sur l'offre favorisant la détente du marché mi-2014. Au contraire, la production irakienne a même connu une augmentation importante en fin d'année 2014, notamment suite à l'accord intervenu entre le gouvernement central de Bagdad et le gouvernement régional du Kurdistan.

A l'opposé, la demande a été moins dynamique qu'anticipée. La croissance de la consommation s'est ainsi poursuivie en 2014 à un rythme moins soutenu, dans un contexte économique dégradé, notamment en raison de la réduction de la croissance chinoise. Le Fonds monétaire international (FMI) a ainsi régulièrement revu en cours d'année les perspectives de croissance de l'économie mondiale pour 2014. L'estimation finale de 3,3 % est semblable au niveau de la croissance de l'économie mondiale en 2013.

Malgré ces révisions à la baisse des perspectives de croissance, l'Agence internationale de l'énergie estime que la consommation pétrolière mondiale s'est élevée à 92,4 millions de barils jour en 2014, soit un niveau supérieur à la prévision qu'elle avait effectuée un an plus tôt (91,8 millions). La consommation mondiale de produits pétroliers a poursuivi sa croissance, augmentant de +0,6 million de barils jour en 2014, dynamique cependant inférieure à celle observée en 2013 (+1,1 million).

En dépit du déséquilibre entre la production et la consommation mondiale, l'OPEP a décidé fin 2014 de laisser inchangés ses quotas de production. La perspective du maintien à court terme de la situation d'excédent de la production par rapport à la consommation a favorisé l'accélération de la baisse des cours du pétrole brut à la fin de l'année 2014.

On constate que l'écart très faible entre la production est de moins de 1 %, soit à peine trois jours de consommations sur l'ensemble de l'année. Compte-tenu des faibles capacités de stockage, c'est une illustration, à la baisse cette fois-ci, de

la très forte sensibilité des marchés pétroliers aux écarts entre l'offre et la demande.

3. Des stocks au plus haut

Les sites de stockage de pétrole brut extraits sont ainsi au plus haut depuis 1982.

La crainte d'une saturation fait que les anticipations sont fortes d'une baisse supplémentaire des cours. Le 13 mars, *Le Monde* a fait état d'un cours de 40 dollars.

B. DES TRANSFERTS AUSSI RAPIDES QU'IMPORTANTES ET BIENVENUS AU PROFIT DES PAYS CONSOMMATEURS, DONT LA FRANCE

1. Les effets d'ensemble

Les statistiques de l'Agence internationale de l'énergie pour 2013 font apparaître que 48 % de la production mondiale de pétrole a fait l'objet d'échanges internationaux.

Comme l'a fait remarquer aux rapporteurs M. Jean-Louis Schilansky, le transfert financier correspondant est de plusieurs centaines milliards de dollars.

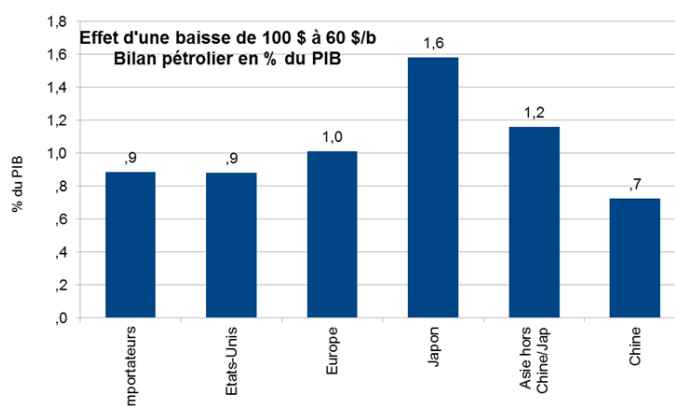
Il a été estimé à 500 milliards par an des pays producteurs aux pays consommateurs, selon les éléments fournis par le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

Pour la France, en se fondant sur l'hypothèse d'une cours du pétrole en 2015 de l'ordre de 60 dollars le baril et d'un prix du gaz de 7 dollars le Mbtu, puisque les prix sont corrélés sur une large part des contrats de long terme, l'IFP énergies nouvelles estime la réduction de la facture pétrolière et gazière de 15 milliards d'euros, soit 0,7 % du PIB. Le chiffre de 20 milliards d'euros un instant annoncé se fondait sur un prix du baril durablement établi sous les 50 dollars.

En 2013, la facture pétrolière française s'est élevée à 47,8 milliards d'euros. Pour de mêmes volumes et en tenant cotations actuels sur les marchés à terme, la facture s'élèverait à 32 milliards en 2015. En ajoutant le gaz naturel, la facture française en hydrocarbures en 2013 s'élevait à 62,5 milliards. Elle s'élèverait à 41 milliards en 2015 en utilisant les mêmes hypothèses.

Pour les autres grands pays consommateurs, le même calcul montre que l'allègement de la facture énergétique est de l'ordre de 1 % du PIB, avec un moindre effet en Chine et un effet plus important au Japon.

Effets de la baisse des prix du pétrole sur les pays consommateurs



Source : IFP Energies nouvelles

2. Les effets sectoriels

a. Un répit pour le raffinage et des secteurs industriels européens

Sur le plan sectoriel, dès le début des travaux, M. Jean-Louis Schilansky, alors président de l'UFIP, a tiré la sonnette d'alarme sur les conséquences industrielle sur l'Europe de la compétitivité retrouvée de l'industrie américaine grâce au gaz de schiste à bas prix : « *Les effets sur la compétitivité sont très nets. Le secteur du raffinage européen va mal, en particulier parce que les Etats-Unis, qui importent certes du brut, exportent des produits raffinés à prix compétitifs. Le secteur des produits de la pétrochimie va lui aussi être atteint. La compétitivité des secteurs industriels européens intensifs en énergie est également menacée.* »

Le raffinage européen connaît une situation difficile qui a alerté l'Agence internationale de l'énergie. Depuis 2008, le secteur subit la pression de ses concurrents. Ses marges sont inférieures à celles de ses concurrents du Moyen-Orient, d'Asie et naturellement des Etats-Unis.

De 2008 à 2013, 15 raffineries en Europe ont fermé ou réduit leurs capacités de production. C'est la France qui a été le plus touchée avec une perte de capacité de 585.000 barils jour, pour un total européen de 1,8 millions de barils jour (8 % du total européen).

Les éléments de ce diagnostic ont été très clairement exposés par M. Frédéric Barbier, député, dans le cadre du rapport d'information n° 1919, sur l'impact économique de l'exploitation des gaz de schiste, présenté le 30 avril 2014, au nom de la commission des affaires économiques, sur la pétrochimie :

« *La pétrochimie européenne cumule plusieurs handicaps :*

– *le marché fait face à des surcapacités, qui ont déjà conduit à des fermetures de vapocraqueurs ; en France, Total a annoncé la fermeture du*

vapocraqueur mosellan de Carling en septembre 2013, malgré une reconversion du site dans le domaine de la résine d'hydrocarbure ;

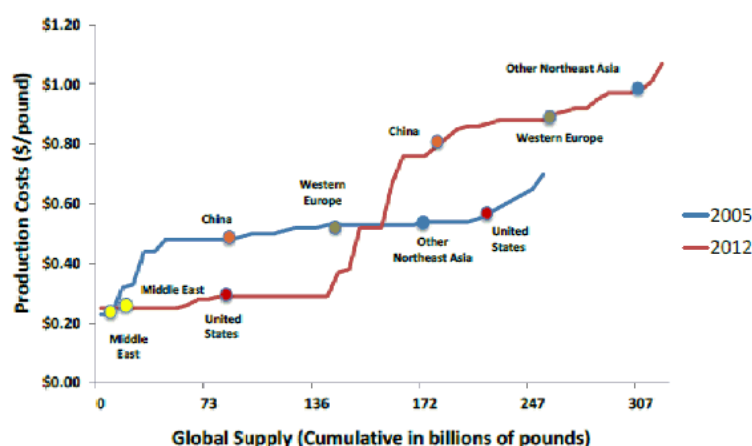
– 90 % des vapocraqueurs européens ont plus de 30 ans et requièrent donc des coûts de maintenance plus élevés ; ils sont aussi plus petits que les unités modernes, et ne bénéficient donc pas d'effets d'échelle ;

– contrairement à la situation américaine, 75 % des capacités européennes produisent leur éthylène à partir du naphta ; comme nous l'avons vu, le différentiel de compétitivité entre ces deux sources de production est très important ; il assure aux unités américaines un taux de marge très élevé leur permettant d'investir pour se renouveler et ainsi améliorer leurs marges futures.

Conséquence de ces handicaps, la pétrochimie européenne est décrochée dans la compétition internationale. Alors qu'en 2005, elle rivalisait avec la Chine et devançait les États-Unis, elle se situe désormais loin derrière.

C'est ce que montre le graphique suivant :

Evolution de la compétitivité coût de l'éthylène dans le monde



Source : American chemistry council, in Frédéric Barbier, rapport précité

M. Barbier a donc anticipé donc à juste titre « une déstabilisation prévisible d'un fleuron de l'industrie française : la chimie organique de base » :

« Les conséquences d'une telle situation sont claires : d'une part, des capacités de production d'éthylène sont menacées en Europe ; d'autre part, les chimistes européens dépendront bientôt du polyéthylène américain ; si l'éthylène est difficilement transportable, le polyéthylène, en revanche, présente un coût de transport très faible.

« Le déficit de compétitivité en amont de la filière, sur l'éthylène et le polyéthylène, se répercutera tout au long de la chaîne, menaçant ainsi l'ensemble de la chimie de base française. Ce secteur, qui représente 78 000 emplois. »

Le risque américain risque en outre d'être renforcé avec la perspective du développement du gaz de schiste en Chine et des exportations américaines de gaz vers l'Asie, lesquelles feraient converger vraisemblablement les prix européen et asiatique du gaz.

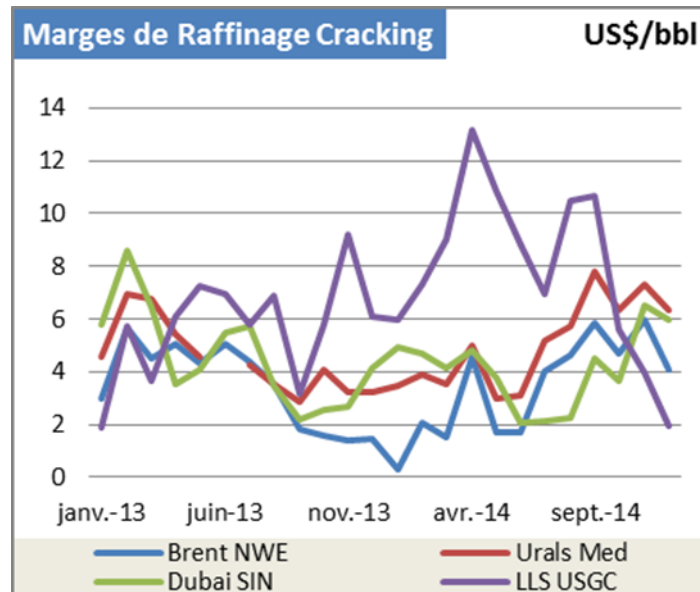
Comme l'a observé M. Barbier *« Le prix du gaz européen, qui oscille entre 10 et 12\$/Mbtu, demeure inférieur au prix du gaz asiatique, de l'ordre de 16\$/Mbtu. Par conséquent, les industriels européens disposent encore d'un avantage par rapport aux Japonais ou Coréens et sont sur un pied d'égalité par rapport aux Chinois.(...) »*

« En raison de cet écart de prix, certains méthaniers sont re-routés vers l'Asie avant d'arriver en Europe. Le déficit de GNL crée des tensions dans la zone sud de l'Europe, qui est coupée des circuits de gazoducs et dépend donc de son approvisionnement par GNL. »

« L'Asie sera la première bénéficiaire des exportations américaines. En effet, le gaz produit aux États-Unis, une fois exporté, ira en priorité en Asie, où les prix sont plus élevés. Il est donc illusoire de penser que ce gaz pourrait permettre à l'Union européenne de diversifier ses approvisionnements et de faire pression à la baisse sur les prix octroyés par ses fournisseurs. »

La situation actuelle a ouvert une période de répit, qui ne serait cependant que temporaire, pour le secteur au point que lors de son entretien complémentaire en février 2015, M. Olivier Appert a pu parler de « l'été indien » du raffinage européen.

Les marges se sont rétablies comme l'indique le graphique suivant.



Source : IFP Energies nouvelles

Les marges européennes, fondées sur le *brent*, se sont plus précisément rétablies en 2014 avant de se réajuster à la baisse en fin d'année, alors que les marges américaines ont, elles, diminué.

b. Des effets contrastés sur les autres secteurs selon leur positionnement dans la chaîne pétrolière

La baisse du prix du brut conduit à identifier des gagnants et des perdants non seulement au niveau des Etats, mais également des secteurs.

Ce point sera évoqué ultérieurement, mais la diminution des recettes des sociétés pétrolières et la modification des perspectives de rentabilité des investissements conduit les entreprises du secteur à décaler leurs projets d'investissements. Récemment, le total des emplois supprimés dans le secteur pétrolier et parapétrolier a été estimé à 100.00 emplois.

Les entreprises du secteur parapétrolier et les fournisseurs d'équipements pour les chantiers correspondants sont particulièrement affectés. Ainsi, les entreprises qui continuent d'investir sont tentées de profiter de la baisse d'activité pour renégocier des coûts qui ont connu une inflation importante au cours de la dernière décennie. Le lancement d'une telle renégociation a été récemment annoncé par *l'Aramco*. *Schlumberger* vient d'annoncer une nouvelle réduction de 11.000 postes à travers le monde, après les 9.000 de début janvier ; les numéros 2 et 3 du secteur, *Halliburton* et *Baker Hughes*, ont annoncé en début d'année des réductions respectives de 6.400 et 7.000 postes et un projet de fusion. *Vallourec* prévoit de supprimer 1.400 postes dans le monde.

Pour les secteurs consommateurs à l’opposé, notamment les entreprises de transport, en particulier de transport aérien, et des secteurs bénéficiant du regain de pouvoir d’achat des ménages en raison de la baisse du prix des carburants.

Dans son étude du 10 mars 2015, intitulée « *Et si le prix du pétrole restait durablement bas ?* », Natixis identifie la distribution, l’agroalimentaire, également gagnant en amont sur le prix des intrants agricoles, le BTP ainsi que le tourisme et les loisirs.

C. LA SITUATION INTERMÉDIAIRE DES ETATS-UNIS

Le cas des Etats-Unis qui a bénéficié au point de devenir peut-être le premier producteur mondial de pétrole en 2014, mais ce point devra être confirmé lorsque les statistiques annuelles seront établies, est intermédiaire.

Son économie bénéficie clairement de la diminution du prix du brut, notamment le consommateur américain, particulièrement sensible au prix de l’essence.

Dans son étude précitée, Natixis juge globalement que l’effet de la baisse actuelle neutre sur les termes de l’échange américain et les finances publiques, est positif sur la consommation.

Aucun effet d’ensemble n’est mentionné pour l’offre.

Sont en revanche considérés comme affectés les secteurs qui se sont développés grâce au gaz et au pétrole de schiste, et pour lesquels l’avantage comparatif avec l’Europe et avec le Japon se réduit.

Vis-à-vis de l’Europe en outre, l’économie américaine voit sa compétitivité reculer en raison de la baisse de l’euro par rapport au dollar.

Pour ce qui concerne le secteur pétrolier et gazier proprement dit, l’effet de la réduction des programmes d’investissements est estimé à 0,3 à 0,4 point de PIB.

Bien que la production pétrolière américaine soit particulièrement touchée par la baisse des cours, l’impact global pour les Etats-Unis reste positif, selon le FMI. Malgré un contexte mondial dégradé, l’économie américaine est ainsi la seule des grandes économies pour laquelle les projections de croissance ont été revues à la hausse par l’institution en janvier 2015 (3,6 % en 2015, 3,3 % en 2016).

D. DES DIFFICULTÉS POUR UNE GRANDE PARTIE DES PAYS PRODUCTEURS, AVEC DES RISQUES D'INSTABILITÉ POUR LES PLUS VULNÉRABLES D'ENTRE EUX

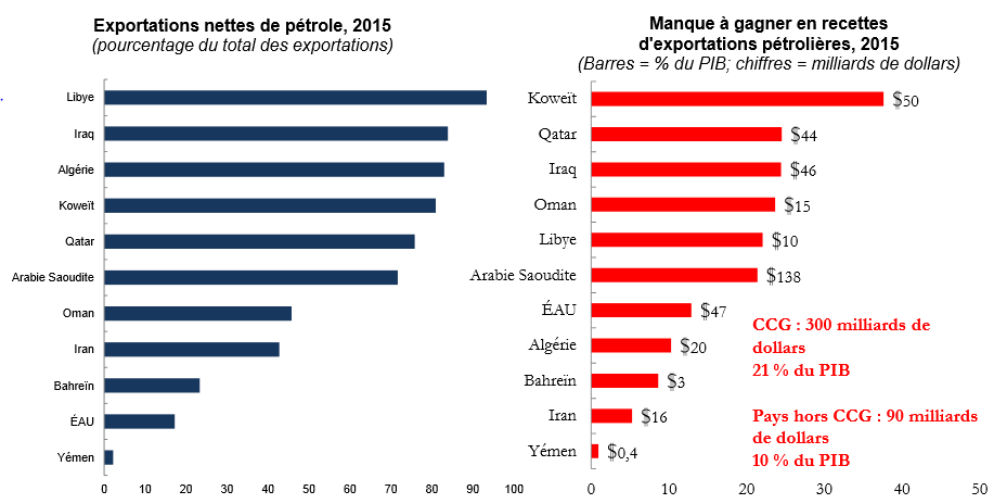
1. Une perte de ressources et des conséquences budgétaires importantes : l'essentiel des pays producteurs sous le seuil de l'équilibre budgétaire

La forte baisse des cours du pétrole induit un transfert financier d'environ 500 milliards de dollars par an des pays producteurs vers les pays consommateurs.

Elle intervient au mauvais moment. De nombreux pays producteurs ont profités du contexte de cours durablement élevés pour revoir à la hausse leurs dépenses, que ce soit pour répondre à l'agitation sociale du Printemps arabe ou aux aspirations de la population.

La situation actuelle est ainsi particulièrement délicate pour ceux ayant à faire face à ces importants engagements budgétaires, sans pour autant disposer de réserves financières permettant d'amortir l'impact économique (Venezuela, Nigeria, Angola, Irak, Iran).

De manière plus précise, Les autres principaux pays producteurs, en tant que producteurs nets, sont fragilisés au regard de la baisse de la valeur de leurs exportations et des recettes budgétaires qu'ils peuvent en retirer. Le pétrole occupe une place prépondérante dans les économies de la majorité de ces pays. Le choc économique lié à la baisse des cours est ainsi majeur, comme l'indique le graphique suivant.



Sources : autorités nationales; et calculs des services du FMI.

Source : ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

Les équilibres budgétaires sont également fragiles, comme le montre le tableau suivant sur l'impact de la baisse des prix du pétrole sur les finances des pays les mieux armés pour y faire face, les pays du Golfe.

Evolution des finances des États du Golfe

Solde budgétaire (% du PIB)			
	Projections		
	Prix moyen du baril de pétrole 105 dollars	Prix moyen du baril de pétrole 65 dollars	Prix moyen du baril de pétrole 78 dollars
Arabie saoudite	8,7	-1,9	-2,8
Koweït	31,7	3,1	5,6
Bahreïn	-1,9	-5,3	-2,7
Oman	1,6	-11,6	-7,1
Qatar	11,1	-7,4	-5,8
Émirats arabes unis	6,5	-3,7	-2,3
Remarque : Les projections concernant un prix moyen du baril de pétrole à 65 dollars tiennent compte des ajustements de politiques.			
Balance des paiements courants (% du PIB)			
	Projections		
	Prix moyen du baril de pétrole 105 dollars	Prix moyen du baril de pétrole 65 dollars	Prix moyen du baril de pétrole 78 dollars
Arabie saoudite	16,2	2,8	6,8
Koweït	40,5	5,4	7,3
Bahreïn	8,0	-1,6	-0,1
Oman	8,9	-8,7	-4,9
Qatar	29,2	2,3	3,9
Émirats arabes unis	16,3	1,2	4,5

Source : Estimations du personnel de la Banque mondiale.

Source : Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

Sur le plan budgétaire, la situation des pays producteurs de pétrole est bien plus vulnérable qu'il y a quelques années.

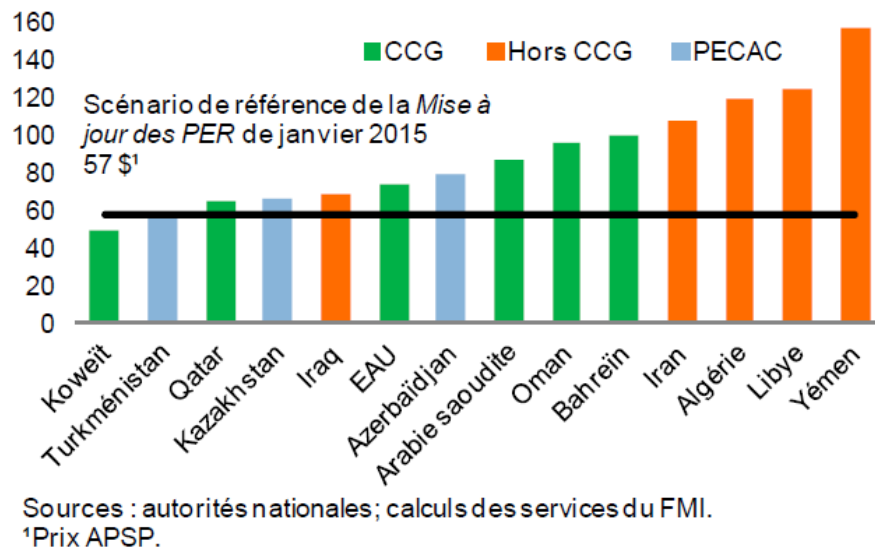
De nombreux pays producteurs ont en effet profité du contexte de cours durablement élevés pour revoir à la hausse leurs dépenses, que ce soit pour répondre à l'agitation sociale du Printemps arabe ou aux aspirations de la population. La situation actuelle est ainsi particulièrement délicate pour ceux ayant à faire face à ces importants engagements budgétaires, sans pour autant disposer de réserves financières.

Ainsi, le royaume saoudien a fortement augmenté ses dépenses budgétaires ces dernières années (+28 % en 2014), profitant pour cela de la manne offerte par les cours élevés. Suite à ce programme de dépenses sociales, un cours du Brent à 95 \$/b est estimé nécessaire pour équilibrer le budget de l'Arabie saoudite. Pour 2015, l'Arabie saoudite prévoit de maintenir ces dépenses, stabilisant leurs montants (+0,5 %), et utilisant les réserves accumulées pour amortir le choc budgétaire. Avec le rythme actuel de dépense et un prix du pétrole à 65 \$/b, la Banque mondiale estime que le surplus budgétaire diminuerait fortement pour le Koweït et se transformerait en déficit pour l'Arabie saoudite (-1,9 %) et les Emirats arabes unis (-3,7 %) en 2015.

La situation de l'Arabie est cependant suffisamment bonne en raison des réserves accumulées, ce point étant évoqué plus bas.

Par conséquent, on observe que sauf le Koweït et aussi le Turkménistan, aucun des pays producteur n'est à l'équilibre budgétaire avec l'actuel cours du brut de 60 dollars le baril.

Cours du brut nécessaire pour assurer l'équilibre budgétaire (2015)



Source : Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

Plusieurs pays sont ainsi régulièrement mentionnés comme en situation très difficile.

Au Venezuela, où le pétrole correspond à environ 47 % des recettes publiques et à 94 % des exportations, la baisse du cours a aggravé une situation budgétaire déjà précaire, augmentant le risque d'un défaut de paiement. L'agence Standard and Poor's a ainsi abaissé le 9 février 2015 la note de solvabilité du Venezuela à CCC, plus basse note avant la situation de défaut.

Le Nigeria est particulièrement fragilisé, les difficultés budgétaires venant s'ajouter aux problématiques sécuritaires liées à l'avancée de Boko Haram, ainsi qu'à un contexte politique agité par les élections présidentielles programmées en mars 2015.

Malgré les problématiques de sécurité, l'Irak a annoncé avoir porté sa production pétrolière à 4 millions de barils jour en décembre 2015, son plus haut niveau depuis 1980. Cependant, compte tenu de ses importants engagements budgétaires, notamment les dépenses militaires associées à la lutte contre l'organisation de l'Etat islamique, la Banque Mondiale estime que le déficit budgétaire passera de 6 % du PIB en 2014 à près de 20 % en 2015.

Il faut aussi mentionner le cas de l'Algérie, où la rente gazière a permis d'assurer la stabilité sociale, et les pays d'Afrique producteurs de pétrole à moindre échelle, mais pour lesquels la ressource est stratégique, comme le Congo.

2. Un effet amplificateur des sanctions pour la Russie et l'Iran

La Russie et l'Iran sont deux pays sous sanctions internationales.

Si l'effet des sanctions a été certain, plus prononcé pour l'Iran que pour la Russie, il est clair que c'est surtout la baisse des prix du pétrole, avec pour la seconde ses effets sur le prix des contrats gaziers, qui met en difficulté les économies et les finances publiques des deux pays.

Bien que disposant elle aussi de réserves non négligeables, la Russie est dans une situation quelque peu différente. Son économie est également fortement dépendante du pétrole, l'énergie représentant 25 % de son PIB, 70 % de ses exportations et 50 % de ses recettes fédérales. L'impact de la baisse des cours est toutefois doublé par celui des sanctions internationales. Le FMI a ainsi revu à la baisse de 3,5 points ses prévisions de croissance pour l'année 2015, tablant désormais sur une contraction de l'économie russe de 3 %.

Avec un cours de 55 dollars le baril pendant un an, l'OPEP estime la perte de la Russie à 135 milliards de dollars par an, soit 10 % du PIB.

Pour ce qui concerne l'Iran, s'il dispose d'une économie plus diversifiée, la chute des prix du pétrole se fera également sentir sur l'équilibre budgétaire et l'équilibre de sa balance commerciale, déjà largement sous pression après les sanctions de 2011, renforçant ainsi la nécessité pour le pays de faire aboutir les discussions sur le nucléaire avec les pays du P5+1, condition comme on l'a vu de la levée des sanctions.

3. Une capacité de résistance dépendante du niveau des réserves financières

La capacité de résistance des pays producteurs à la chute des cours et à leur maintien à un niveau inférieur au seuil nécessaire à leur équilibre budgétaire, dépend du montant des réserves accumulées.

De ce point de vue, la Norvège, l'Arabie saoudite, le Koweït et les Emirats arabes unis disposent de réserves financières importantes, permettant à ces pays d'amortir l'impact budgétaire de la baisse des cours. A titre d'exemple, la Norvège dispose du plus grand fonds souverain au monde (860 milliards de dollars) alimenté par les revenus pétroliers du pays et l'Arabie saoudite a accumulé plus de 700 milliards de dollars de réserves de change, soit près de 20 fois le montant du déficit budgétaire envisagé pour 2015 (39 milliards de dollars).

4. Une augmentation du risque politique dans certains des pays concernés

Sans qu'il soit possible d'être plus précis, les rapporteurs tiennent à observer que la forte baisse des cours augmente le risque d'instabilité sociale dans ces pays producteurs majeurs. Une crise politique dans l'un de ces pays pourrait entraîner un renversement rapide des cours.

E. UNE DURÉE INCERTAINE, MAIS EN TOUT ÉTAT DE CAUSE TEMPORAIRE AVEC UNE REMONTÉE D'ICI LA FIN DE LA DÉCENNIE SOUS RÉSERVE QUE LES CAPACITÉS DE PRODUCTION SOIENT AU RENDEZ-VOUS

1. Le diagnostic de l'AIE sur la possibilité d'un réajustement de la demande et de l'offre à moyen terme, mais une grande incertitude sur les cours à très court terme, tant que la production et les stocks augmentent

La durée du niveau des cours actuels, à raison de 62,61 dollars pour le baril de *Brent* et de 57,05 pour le *WTI*, le 28 avril, qui a surpris tous les observateurs, est très incertaine.

L'Agence internationale de l'énergie a publié son point de vue en février. Elle a envisagé un rééquilibrage du marché dès le second semestre 2015, en raison de la flexibilité du développement des champs de pétrole de schiste, qui accroît l'élasticité de la production aux prix. Un équilibre du marché par la production de pétrole de schiste était alors considéré comme un scénario crédible à court terme.

A très court terme, la rechute des cours en mars rend tout pronostic incertain. On en peut se fonder sur des bases fiables tant que la production et les stocks ne sont pas stabilisés, mais continuent à augmenter.

A moyen terme, compte tenu des perspectives d'augmentation de la consommation, le rôle de l'OPEP reste fondamental. L'AIE considère qu'un relèvement du niveau de production de l'OPEP sera nécessaire dès 2018 pour assurer la satisfaction de la demande.

Les cotations actuelles sur les marchés à terme sont pour le *Brent* aux alentours de 70 dollars le baril pour l'échéance 2016 et d'environ 80 dollars en 2020. Ces cotations ne sont -bien entendu- pas une prévision mais elles montrent les prix que sont prêts à payer les acteurs pour se couvrir ainsi que les anticipations d'évolution des cours.

Pour l'AIE, le rééquilibrage du marché devrait intervenir assez rapidement mais sa portée sera relativement limitée, avec des prix se stabilisant à des niveaux plus élevés que les points bas observés récemment mais nettement inférieurs aux sommets de ces trois dernières années.

Le pétrole de schiste, dont la progression représente une part significative de l'augmentation de la production mondiale de brut nécessite un développement continu des champs par le biais de nouveaux forages, ce qui la rend potentiellement plus élastique aux prix. Aux Etats-Unis, le nombre de forages et les demandes de nouveaux permis sont en baisse depuis le mois de novembre 2014. L'AIE estime que la réduction de ces investissements dans le pétrole de schiste devrait conduire à limiter la croissance de la production et donc à

rééquilibrer le marché à partir du second semestre. Cependant, certains experts font remarquer que les forages sont avant tout suspendus dans les zones les moins productives, l'impact sur le niveau de production pouvant ainsi s'avérer au final plus faible que ne le laisse présager la baisse du nombre de forages.

L'AIE prévoit une baisse de la croissance de la production à moyen terme, entraînée par la réduction des investissements dans le secteur pétrolier. La capacité de production mondiale devrait ainsi atteindre 103,2 millions de barils jour en 2020, soit une croissance annuelle de 860.000 barils jour de 2015 à 2020, ce qui représente une baisse par rapport aux perspectives estimées en 2014 (+1,8 million de barils jour par an).

L'AIE s'attend d'autre part à ce que la consommation mondiale de produits pétroliers poursuive une croissance modérée en 2015 (+1 %), la faible croissance de l'économie limitant l'effet de la baisse des prix. La demande devrait passer de 92,4 millions de barils jour en 2014 à 99,1 millions de barils jour en 2020 (+6,6 millions de barils jour). Elle augmenterait ainsi de 1,2 % par an d'ici 2020, moins fortement qu'entre 2001 et 2007 (+1,9 %).

En supposant inchangé le niveau de production de l'OPEP, l'AIE envisage donc un rééquilibrage du marché dès le second semestre 2015. A moyen terme, l'AIE considère qu'un relèvement du niveau de production de l'OPEP sera nécessaire dès 2018 pour assurer la satisfaction de la demande.

Il est toutefois à noter l'ampleur modérée en définitive de l'excédent de l'offre par rapport à la demande, à l'origine des déséquilibres actuels. Une crise dans un pays producteur pourrait ainsi remettre en cause à tout moment cette situation. Or la baisse des cours du pétrole brut fragilise la situation budgétaire de certains pays et augmente ainsi les risques sur leur stabilité, cette situation étant notamment particulièrement aiguë au Nigéria ou au Venezuela. A l'inverse, un accord avec l'Iran assorti d'une levée rapide des sanctions ou une stabilisation de la situation libyenne augmenterait rapidement l'approvisionnement du marché, et entraînerait possiblement une nouvelle situation de détente des marchés pétroliers.

2. Des capacités de production à moyen terme cependant incertaines en raison des annulations et reports des décisions d'investissement

L'ensemble des entreprises pétrolières connaissent une réduction de leur trésorerie et y répondent par des programmes de réduction de leurs investissements.

Ce décalage des investissements aura un impact sur les capacités disponibles à moyen terme, mais également à court terme dans le cas particulier du pétrole de schiste.

a. Un effet différé pour le conventionnel

L'effet sur les champs actuellement en production devrait être limité. La décision d'arrêt d'une unité de production repose sur la comparaison des coûts opératoires avec les prix, l'ensemble des dépenses réalisées en amont pour développer l'unité étant désormais des coûts échoués qui pèsent sur l'opérateur. Les décisions de fermeture n'interviennent toutefois qu'avec une perspective de prix durablement inférieurs aux coûts opératoires.

Ainsi que l'a expliqué lors de son audition M. Pierre Terzian : « *La théorie du coût marginale dit que si les prix tombent, à un moment donné, toutes les productions qui sont plus coûteuses vont s'arrêter et l'on arrivera à un nouvel équilibre.* »

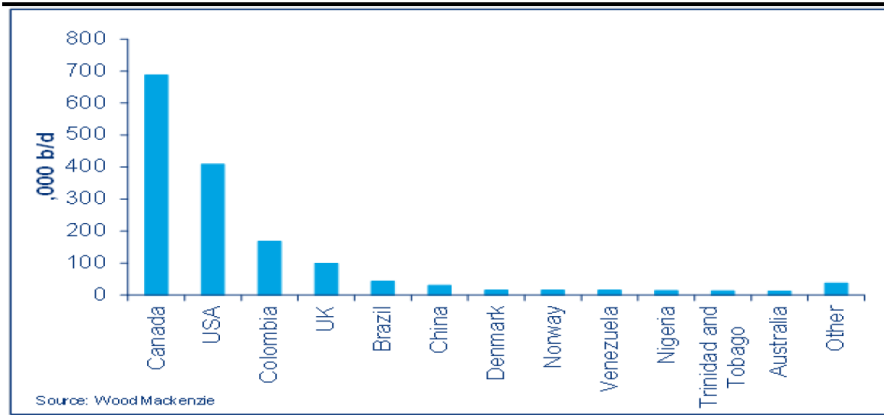
« *Mais tant qu'ils peuvent payer les coûts opératoires, étant donné que le paiement des emprunts est une phase obligée, les producteurs continuent à produire dans l'espoir que les prix augmenteront dans un avenir proche. Les producteurs sont piégés par les emprunts et leurs investissements. Ils produisent même si le prix tombe en dessous de la valeur marginale.* »

« *En 1986, il y a eu la fameuse « guerre des prix ». Les Saoudiens voyaient leur production chuter puisqu'ailleurs, notamment en Mer du Nord, la production a augmenté. Ils ont donc cassé leur prix pour reprendre leur part du marché. Les Saoudiens, en se fiant à la théorie du coût marginale, pensaient qu'en dessous de 16 dollars le baril, une bonne partie de la production s'arrêterait en Mer du Nord. Aucun gisement n'a pourtant fermé, car les banques devaient être remboursées. Seuls les stripper wells (de petits puits qui produisent moins de 10 barils par jour), ont arrêté de produire aux Etats-Unis, mais c'étaient des petits puits car leurs coûts opératoires n'étaient plus couverts. »*

Les champs de production de sable bitumineux les plus onéreux ont typiquement des coûts opératoires compris dans une fourchette de 30-40 dollars. Des coûts opératoires plus élevés peuvent être rencontrés pour l'exploitation d'anciens puits ne produisant plus que quelques barils par jour, l'ensemble de ces puits représentant une production cumulée d'environ 400.000 barils par an aux Etats-Unis. Une nouvelle baisse durable des prix semblent nécessaire pour enclencher l'arrêt de ces unités de production.

Production à des coûts opératoires supérieurs à 40 dollars le baril

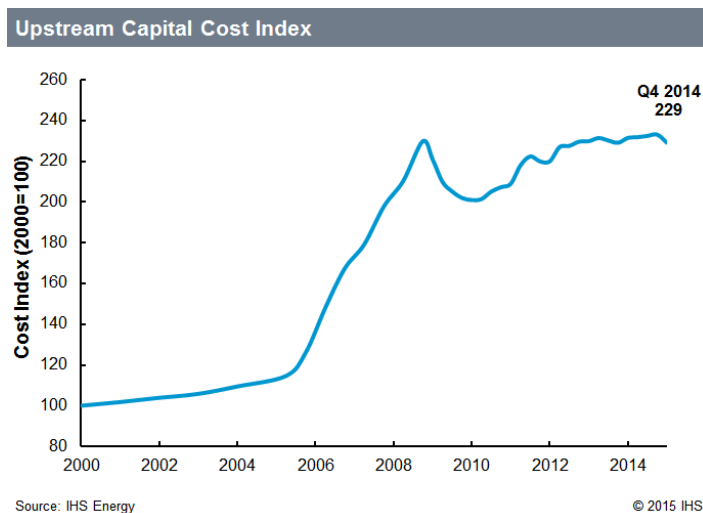
Oil production with operating cash cost >\$40 Brent/\$35 WTI by country: Canada/US most at risk



Source: Wood Mackenzie, SG Cross Asset Research

Les conséquences de la chute des cours impactent donc les investissements dans les projets non encore développés, ainsi que dans l'exploration. La baisse des cours réduit en effet la trésorerie dont disposent les compagnies pétrolières, alors même que nombre d'entre elles s'étaient déjà engagées dans des programmes d'économies pour faire face à l'inflation des coûts (les coûts d'investissement pour une usine de liquéfaction de gaz ont été multipliés par 4 entre 2000 et 2013). Cette inflation des coûts est mesurée par un indice établi par *IHS Energy* et dont l'évolution a été la suivante.

Augmentation des coûts des investissements pétroliers



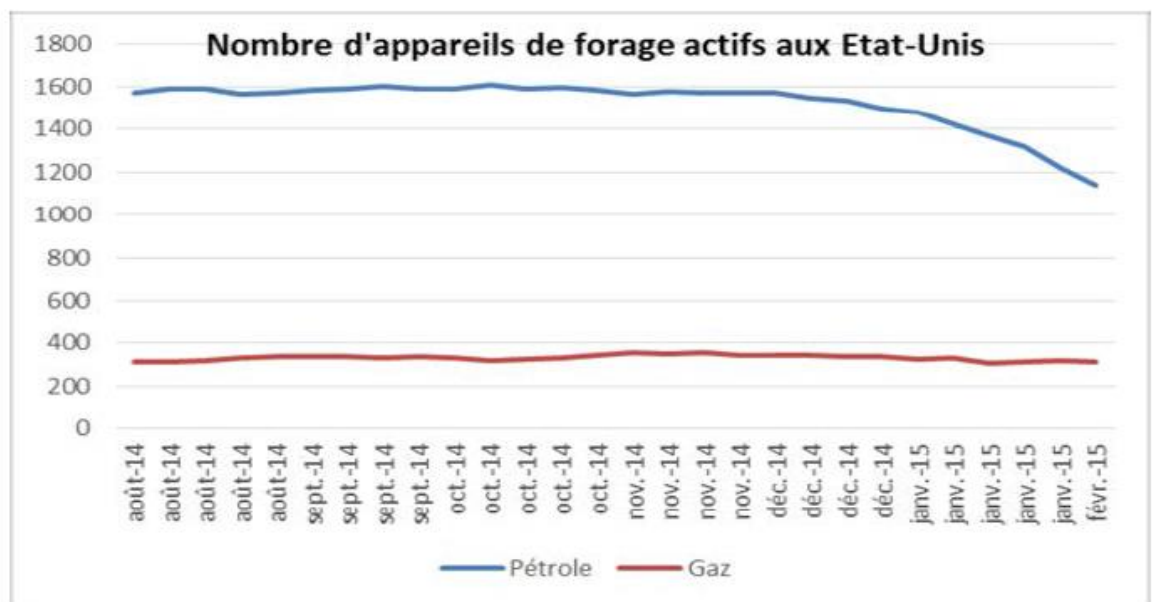
Depuis le début de l'année 2015, *Shell*, *BP*, *Total*, *Chevron* et *ConocoPhillips* ont d'ores et déjà annoncé des programmes de réduction de leurs investissements supérieurs à 10 % pour l'année 2015. Il est probable que les compagnies nationales des pays producteurs lancent également des plans d'économie, celles-ci étant également touchées par les contraintes de trésorerie. L'*Aramco* a ainsi expliqué par le contexte économique la suspension des

opérations d'exploration qu'elle menait en Mer Rouge. A ce jour, les réductions annoncées correspondent à des décalages d'investissement, plutôt qu'à des annulations définitives. La plupart de ces décisions de décalage d'investissements n'auront pas de conséquence avant 2017-2018 sur le niveau de la production, un projet pétrolier classique nécessitant un délai de plusieurs années entre la décision finale d'investissement et le démarrage de la production.

b. Un impact en principe beaucoup plus rapide pour l'huile de schiste, sous réserve du délai entre la réduction du nombre de forages et son effet sur la production

Par rapport à ce schéma, qui est celui des hydrocarbures conventionnels, la production de pétrole de schiste constitue une exception fondamentale.

Le profil de production d'un puits y décroît en effet très rapidement, la production d'un puits foré dans le bassin d'*Eagle Ford* étant par exemple divisée par trois entre la première et la deuxième année contre une réduction de 9 % pour un puits classique. L'exploitation d'un champ de pétrole de schiste nécessite donc de mettre constamment en production de nouveaux puits. Le niveau de production de ce type de champs est ainsi davantage sensible à l'évolution des cours. Les données disponibles sur l'utilisation des appareils de forage mettent en évidence une réduction de plus de 30 % par rapport à novembre 2014 du nombre de puits en cours de forage aux Etats-Unis. Le graphique suivant illustre la réduction au fil des mois du nombre des appareils de forage en activité aux Etats-Unis.



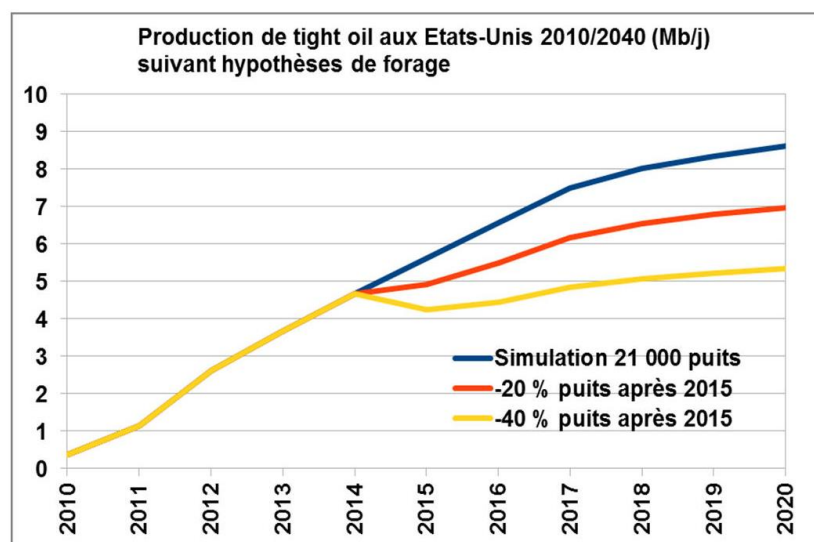
Source : Centre des hydrocarbures non conventionnels

La baisse des forages concerne l'exploration et ce n'est qu'au fur et à mesure de la réduction de la production des puits en activité et de leur moindre remplacement que la production s'ajuste.

Par conséquent, l'impact de la baisse des forages sur le niveau de production n'est pas immédiat et fait actuellement l'objet de nombreuses discussions, la localisation des forages et la réalisation des opérations de fracturation entrant en ligne de compte. Sur la base d'un modèle simplifié, l'IFPEN montre toutefois qu'une réduction de 40 % des forages pourrait aboutir à un arrêt de l'augmentation de la production de pétrole de schiste aux Etats-Unis.

Le maintien de la production américaine, qui a même continué à augmenter, montre une certaine inertie, et l'OPEP, dans son bulletin mensuel de mars, n'envisage d'ailleurs pas de diminution de la production américaine avant la fin de l'année.

La graphique suivant montre la simulation de la production américaine selon le nombre de forages.



Un élément de moindre fluidité doit aussi être noté : l'importance de la vente à terme de la production dans le secteur fait que de nombreux opérateurs continuent de vendre aux Etats-Unis à des prix plus élevés que les actuels prix de marché.

Lors des auditions menées en février 2015, tant M. Jean-Louis Schilansky que M. Olivier Appert ont mentionné ce point.

Compte-tenu de ce contexte de réduction des investissements, l'AIE a revu à la baisse les perspectives de capacité de production, y compris dans les pays de l'OPEP, réduisant tout particulièrement les perspectives de l'Angola, du Nigéria et de la Libye.

Du fait de cette révision à la baisse des perspectives de production dans les pays hors OPEP, l'AIE considère désormais qu'un relèvement du niveau de production de l'OPEP sera nécessaire dès 2018 pour assurer la satisfaction de la demande.

F. LE PRIMAT, EN L'ÉTAT, DE L'HYPOTHÈSE ÉCONOMIQUE, SUR L'HYPOTHÈSE POLITIQUE POUR INTERPRÉTER AVEC CERTITUDE DU REFUS DE L'ARABIE SAOUDITE DE RÉDUIRE SA PRODUCTION LORS DU SOMMET DE L'OPEP LE 27 NOVEMBRE DERNIER

A la suite de la crise financière de 2008, et à la chute des cours du pétrole brut qui l'avait suivie, les pays membres de l'OPEP avaient pris la décision de réduire de 4,8 millions de barils jour les quotas de production de l'organisation.

Tel n'a pas été le cas lors de la réunion des pays membres de l'OPEP du 27 novembre 2014, première depuis le début de la chute des cours du pétrole brut en juin 2014. Celle-ci s'est soldée par la décision de laisser inchangés les quotas de production à 30 millions de barils jour pour les six premiers mois de 2015, soit 1 million de barils jour au-dessus du niveau estimé par l'Organisation pour équilibrer le marché.

Celle-ci s'est ainsi alignée sur la position défendue par l'Arabie Saoudite, les Emirats Arabes Unis et le Koweït.

D'autres pays membres de l'organisation au budget plus fragile, notamment le Venezuela, l'Algérie et l'Iran, défendaient au contraire une baisse des quotas de production afin de faire remonter les cours du brut, comme en 2008.

En dépit des demandes répétées des pays les plus fragiles budgétairement et de l'adoption d'un budget saoudien en déficit pour l'année 2015, l'Arabie Saoudite continue de défendre la position décidée par l'OPEP en novembre 2014, expliquant que la correction du déséquilibre offre-demande doit être réalisée par le marché à travers une réduction des productions présentant les coûts les plus élevés. Ce message de l'Arabie Saoudite est également relayé par les Emirats Arabes Unis et le Koweït.

L'impact de la baisse des prix du pétrole sur les exportations saoudiennes est très important, de l'ordre de 5 à 10 %, mais on estime que le royaume peut tenir avec les prix actuels environ 5 ou 6 ans, c'est également le cas pour le Koweït, le Qatar ou les Emirats.

L'Arabie a pu d'ailleurs verser deux mois supplémentaires, soit 30 milliards de dollars de compléments de salaires et de prestations sociales lors de l'entrée en fonction du nouveau roi.

Cette décision de l'OPEP a été largement commentée avec deux hypothèses notamment éminemment politiques : l'une sur la volonté de mettre en difficulté tant l'Iran que la Russie.

Pour l'Iran, qui ne dispose pas de réserves financières comme l'Arabie saoudite, l'objectif serait d'affaiblir le pays jugé menaçant et d'interférer le plus possible pour éviter l'accord nucléaire permettant une évolution des relations irano-américaines. Pour la seconde, comme pour l'Iran d'ailleurs, ce serait pour punir et affaiblir le soutien à Bachar el Assad.

La décision saoudienne est également un moyen d'affaiblir Daech qui trouve une partie de son financement dans le pétrole.

Ce serait renouveler le « coup politique » du contre choc pétrolier de 1986, où l'assèchement des recettes d'exportation de l'URSS et de l'Iran ont conduit à la fin de la guerre Iran-Irak en 1988 et à la chute du Mur en 1989, l'URSS ne pouvant plus faire face.

Le deuxième objectif serait d'ordre économique et politique : il viserait à mettre en difficulté la production pétrolière américaine non conventionnelle, rétablissant par la même occasion un intérêt direct des Etats-Unis pour la région du Golfe.

En fait, il ressort des différents entretiens que sans que l'on puisse avoir de certitude, la stratégie saoudienne repose sur une approche économique et commerciale, les bénéfices politiques de la décision étant bienvenus, mais secondaire.

Si l'OPEP avait pris le 27 novembre dernier une décision de réduction de sa production, l'effort aurait porté sur l'Arabie saoudite.

Or, l'origine de chute de cours est une surproduction, et non une chute de la consommation. Par conséquent, l'*Aramco* aurait perdu des parts de marché au bénéfice d'autres producteurs sans possibilité pour elle de les récupérer à terme puisqu'il n'y a ni chute brutale de la demande donnant ensuite lieu à un mouvement inverse ni non plus de perspective de croissance du marché pétrolier mondial pour des raisons économiques comme pour des motifs tenant à la transition énergétique engagée pour lutter contre le changement climatique.

De plus, lorsque l'Arabie Saoudite a déjà expérimenté cette problématique au début des années 1980, divisant par près de trois sa production pour compenser la montée en puissance des bassins de Mer du Nord et du Golfe du Mexique, elle n'a pas pour autant réussi à soutenir les cours sur le long terme.

En complément de cette volonté de ne pas assumer seule l'équilibrage du marché, une autre explication à la position de l'Arabie Saoudite tient à la situation de l'OPEP. Cette organisation risque en effet d'être prochainement confrontée à la volonté d'augmentation de la production de certains de ses membres. L'Irak a d'ores et déjà des projets importants de développement de sa production, qui pourrait atteindre, d'après l'AIE, 4,6 millions de barils jour en 2020 et 6,7 en 2030 contre 3,1 en 2013. L'Iran pourrait augmenter sa production de 1 million de barils jour en cas d'accord sur le dossier nucléaire et de levée des sanctions internationales. A plus long terme, la production libyenne pourrait retrouver le niveau qu'elle avait avant les troubles intérieurs survenus en 2011. Par conséquent, une décision de réduction des quotas de production de l'OPEP est ainsi difficilement compatible avec les volontés d'augmentation de certains pays membres.

En conclusion, la motivation géopolitique de la décision de l'Arabie Saoudite est donc plus incertaine. La pression sur les prix a pour effet d'affaiblir les revenus des pays chiites, l'Iraq et l'Iran, mais aussi ceux de la Russie qui a manifesté son soutien au pouvoir en place en Syrie. Ces éléments ont pu certes être bienvenus dans la prise de décision, mais la justification de l'Arabie saoudite sur des bases économiques paraît satisfaisante. Dans l'hypothèse où l'affaiblissement de certains pays serait la motivation principale de l'Arabie Saoudite, celle-ci aurait d'ailleurs pu augmenter sa production en utilisant ses capacités excédentaires et tel n'a pas été le cas, l'Arabie Saoudite se contentant de maintenir son niveau de production autour de 9,5 millions de barils jour.

En tout état de cause, on estime que les réserves font que l'Arabie saoudite peut soutenir pendant plusieurs années des cours déprimés.

Quant à la thèse d'une stratégie concertée entre l'Arabie saoudite et les Etats-Unis, elle est peu crédible, car fragilisant la stratégie de plus grande indépendance énergétique du pays. Il est à noter que les Etats-Unis disposent également du levier de la levée des restrictions d'exportation de pétrole brut pour agir à la baisse sur les cours mondiaux et ne l'ont pas utilisé.

G. L'HYPOTHÈSE D'UN ÉVENTUEL CHANGEMENT DU MODE D'AJUSTEMENT DU MARCHÉ MONDIAL : D'UNE RÉGULATION PAR L'OPEP À UN RÉÉQUILIBRAGE SELON LE COÛT MARGINAL ?

Parmi les différents thèmes évoqués lors des auditions complémentaires menées aux mois de février et de mars, la plus intéressante a été celle d'un éventuel mode d'ajustement du marché mondial du pétrole.

En effet, jusqu'à présent, celui-ci a été un marché de grands opérateurs et de grandes compagnies avec un ajustement de la production cartellisé, l'OPEP prenant régulièrement des décisions politiques sur ses quotas : maintien, réduction ou augmentation.

Les capacités de production saoudiennes sont dans ce schéma l'élément d'appoint qui assure la stabilité de l'ensemble.

Un autre mode de fonctionnement est envisageable, et d'ailleurs c'est celui qui est conforme à la théorie économique, celui des coûts marginaux.

Chaque champ a un coût de production variable dépendant de ses conditions propres, et les coûts sont très différents d'un type de champ à l'autre.

Les dernières données provenant de l'AIE, mentionnées dans l'étude précitée de *Natixis* intitulée « *Et si le prix du pétrole restait durablement bas ?* », sont les suivantes :

Coût marginal de la production de pétrole

	En dollars par baril
Pétrole conventionnel	23
Offshore profond	52
Pétrole de schiste et réservoir compact	70
Brut très lourd	86
Sables et schistes bitumineux	115
Arctique	120

Source : Natixis d'après l'AIE

Tel n'a pas été pour l'instant le cas, pour trois raisons.

D'abord, les investissements pétroliers sont très lourds, et la production d'un puits relève d'un ensemble dont l'inertie est élevée.

Ensuite, le nombre de puits n'est pas très élevé, notamment pour les gisements en *offshore*.

Enfin, ce ne sont pas sur les coûts complets, mais sur les coûts opérationnels qui comptent comme on l'a vu.

La donne est changée avec les gisements non conventionnels : ils sont exploités par un grand nombre d'opérateurs de taille moyenne, aux Etats-Unis ; le nombre de puits est très important ; le maintien de la production exige un investissement permanent, en raison de la chute plus rapide de la production.

Enfin, contrairement aux attentes, les coûts des gisements non conventionnels sont assez divers. Certains seraient à des coûts marginaux de l'ordre de 50 à 60 dollars, et d'autres à plus de 70 dollars.

A l'occasion de la baisse importante du prix mondial du pétrole au cours des mois d'octobre, novembre et décembre dernier, les niveaux de rentabilité des gisements non conventionnels ont ainsi été revues à la baisse et présentés dans le cadre de fourchettes.

Ainsi, un rapport du consultant américain *IHS* a estimé en novembre dernier que 80 % de la production d'huile de schiste prévue pour 2015 avait un prix de revient compris entre 50 et 70 dollars le baril. Par ailleurs, selon les informations publiées dans la presse économique (*Les Echos*, 27 novembre 2014), le seuil de rentabilité des puits les moins coûteux des gisements américains de *Bakken*, *Eagle Ford* ou *Permian* sont à moins de 50 dollars le baril.

Par conséquent, on est face à un profil économique où l'ajustement du marché sur le coût marginal peut parfaitement opérer.

Ce n'est que dans quelques mois cependant que les premiers éléments de réponse à ce qui n'est encore qu'une hypothèse, seront disponibles.

On peut tout juste observe que pour la première fois, l'Agence américaine d'information sur l'énergie, l'*EIA*, a anticipé une baisse en mai de la production de pétrole de schiste, de l'ordre de 570.000 barils jour.

La question est suivie avec la plus grande attention. Dès janvier, l'IFRI a publié une note de Mme Sylvie Cornot-Gandolphe, intitulée : *La révolution des pétroles de schiste aux Etats-Unis : le test du business model est en cours*.

La prochaine réunion de l'OPEP en juin fait également l'objet d'importantes spéculations.

III. LA NÉCESSITE POUR L'UNION EUROPÉENNE ET SES ETATS MEMBRES D'UNE STRATÉGIE DE SÉCURITÉ D'ACCÈS AUX HYDROCARBURES : DIVERSIFICATION DES FOURNISSEURS ET DES ROUTES ; EXPLORATION, VOIRE EXPLOITATION, DES RESSOURCES PROPRES ET DU SOUS-SOL JUSQU'AU GAZ ET AU PÉTROLE DE SCHISTE

A. QUATRE ÉLÉMENTS À BIEN PRENDRE EN COMPTE

1. La dépendance énergétique de l'Union européenne ira croissant dans les années futures avec, en l'état, la perspective de l'épuisement du pétrole de la Mer du Nord comme des gisements de gaz de Norvège et de Groningue

Comparativement à sa population, l'Europe n'a pas été bien dotée en matières premières énergétiques, si ce n'est en charbon, lequel n'est plus utilisé qu'en Allemagne, en Pologne et au Royaume-Uni. Actuellement, la dépendance énergétique de l'Union européenne est caractérisée par deux types d'indicateurs clefs.

L'indicateur global : l'Union européenne dépend à hauteur de 53 % de l'importation de produits énergétiques étrangers.

Les indicateurs sectoriels : elle importe 88 % du pétrole brut qu'elle consomme, 66 % de son gaz naturel, 42 % de ses combustibles solides comme le charbon, ainsi que 95 % de son uranium.

L'Europe est même dépendante en matière de renouvelables, puisqu'une partie majeure des équipements, éoliennes et panneaux solaires, est fabriquée en Chine.

Cette dépendance énergétique soulève d'autant plus de difficultés qu'elle ira croissant en matière d'hydrocarbures pour trois raisons.

La première tient à l'épuisement des gisements traditionnellement exploités, qu'il s'agisse de ceux du Royaume-Uni ou hors de l'Union européenne, de la Norvège, qui est l'une de ses sources d'approvisionnement essentielles.

Pour ce qui concerne le pétrole de la Mer du Nord, l'Agence internationale de l'énergie observe que l'actuelle production de la Norvège et du Royaume-Uni, qui est de 3,3 millions de barils jour actuellement pourrait baisser à 2,2 millions de barils jour à l'horizon 2040.

Récemment, la découverte d'un gisement de pétrole au Sud de Londres, près de *Gatwick*, a relancé les espoirs d'une production conventionnelle britannique très significative. Cependant, l'estimation initiale de plus de 100 milliards de barils de pétrole de réserves doit être considérée avec prudence, car il se pourrait qu'une faible partie ne soit exploitable. *UK Oil and Gas*

Investments (UKOG) a en effet indiqué que la géologie ne permettrait vraisemblablement pas d'extraire plus de 5 à 15 % du pétrole présent sous terre.

Pour la Norvège, dont les exportations vers l'Union européenne se sont élevées à 1,1 million de barils jour en 2013, le pic de production a été franchi en 2000 et, pour le Royaume-Uni en 1999. L'ouverture de nouveaux puits loin des côtes ne devrait pas renverser cette tendance. L'exploitation du Grand Nord, de la Mer de Barents, s'annonce difficile pour la Norvège. La mise en exploitation du premier gisement *Goliath* a été retardée en 2015 et en tout état de cause la production attendue de pétrole est de quelques 170 millions de barils sur une période de quinze ans, soit une production attendue de 93.000 barils jours à son pic, prévu pour la deuxième année.

Le gaz naturel de la Mer du Nord a fait de la Norvège le septième producteur de gaz naturel, avec 109 milliards de mètres cubes et 3,1 % de la production mondiale, et le troisième exportateur, à raison de 103 milliards de mètres cubes en 2013. Celle-ci est le deuxième fournisseur de l'Union européenne après la Russie. Cependant, de manière lente mais sensible, ses gisements tendent aussi à diminuer et elle est prévue pour atteindre 90 % de l'actuelle en 2040, selon l'Agence internationale de l'énergie.

Le gisement de Groningue, découvert en 1959, a permis aux Pays-Bas de produire 86 milliards de mètres cubes de gaz en 2013, ce qui en fait le huitième producteur mondiale, et d'en exporter 40, au septième rang mondial. La production, qui passe par des pics et des creux depuis plusieurs années, est estimée devoir décliner à partir de 2020.

2. La relation de l'Union européenne avec son premier fournisseur de pétrole et de gaz, la Russie, est de plus en plus complexe

a. Un héritage de la Détente et de l'ouverture à l'Est, mais fondé sur une complémentarité réelle

Les relations énergétiques entre la Russie et l'Union européenne sont un héritage de la Guerre froide, mais aussi la conséquence logique de leur complémentarité économique.

La Russie dispose des matières premières ; l'Union européenne fabrique des produits industriels et réalise des prestations de services dont a besoin la Russie, et dispose également de la technologie dont elle a besoin pour la mise en valeur de ses ressources naturelles.

D'abord, ce sont les achats de pétrole soviétique par l'ENI, avec un voyage à Moscou de son président, Enrico Mattei, en 1959.

Ensuite, progressivement les échanges se tournent vers le gaz naturel, avec deux pays privilégiés. Le premier importateur de gaz soviétique au-delà du rideau de fer est l'Autriche, dès 1968, par le gazoduc *Bratsvo*. Le deuxième est

l'Allemagne, dans le cadre de l'*Ostpolitik*, avec l'accord « tuyaux contre gaz » au début des années 1970. C'est le modèle d'échange qui va permettre de développer aussi la desserte des pays satellites de l'Union soviétique, selon un schéma qui ne concernait auparavant que la Pologne, depuis 1949.

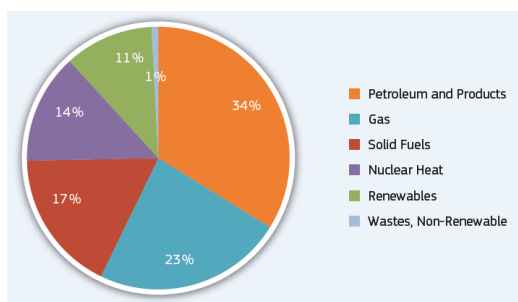
Par la suite, de nouveaux gazoducs atteignent l'Autriche pour alimenter dès 1974 l'Autriche et l'Italie, ainsi d'ailleurs que la Tchécoslovaquie, et ensuite, les deux Allemagnes et la France entre 1974 et 1979.

Les relations se développent ensuite malgré le refroidissement des relations après l'invasion de l'Afghanistan et les événements de Pologne dans les années 1980.

b. La Russie premier fournisseur d'un client européen, incontournable, pour elle, avec l'Allemagne au premier rang

La Russie est le fournisseur privilégié de l'Union européenne en hydrocarbures, gaz et pétrole. Or, ceux-ci représentent respectivement 34 et 23 % du bouquet énergétique européen comme l'indique le graphique suivant.

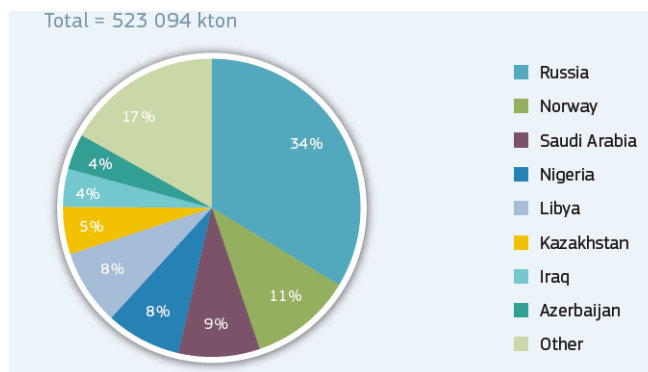
Bouquet énergétique européen en 2012 – énergie primaire



Source : Eurostat

Pour ce qui concerne le pétrole brut, le taux de dépendance européenne s'est accru est passé de 73 % en 1995 à 87,8 % en 2012, selon *Eurostat*. Les importations se sont élevées à 523 millions de tonnes en 2012, dont la plus grande part venant de Russie, à raison d'un tiers (34 % plus exactement). Les autres fournisseurs sont répartis de manière plus homogène : 11 % pour la Norvège ; 9 % pour l'Arabie saoudite ; 8 % pour la Libye et le Nigéria ; 5 % pour le Kazakhstan et 4 % pour l'Irak et l'Azerbaïdjan. C'est ce qu'illustre le diagramme suivant.

Origine du pétrole brut importé par l'Union européenne en 2012

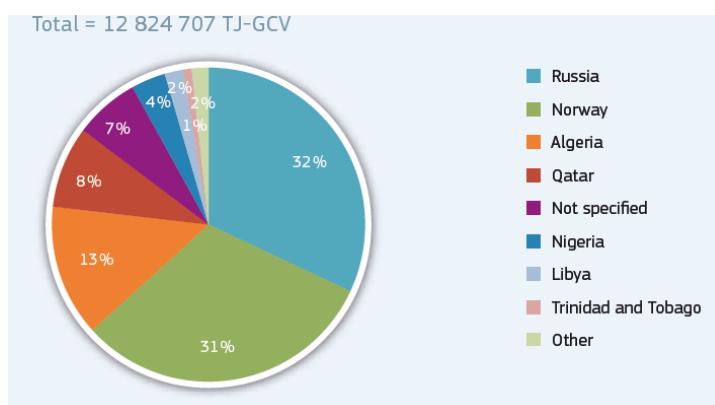


Source : Eurostat

Ce sont donc 178 millions de tonnes de brut qui sont venus de Russie en 2012.

Pour ce qui concerne le gaz naturel, les importations totales de l'Union se sont élevées à 12,824 millions de terajoules, soit 344 millions de tonnes équivalent pétrole ou encore 382 milliards de mètres cubes. Les deux principaux fournisseurs ont été la Russie, à raison de 32 % des importations, et la Norvège, avec 31 %, puis l'Algérie (13 %) et le Qatar (8 %).

Origine du gaz naturel importé par l'Union européenne

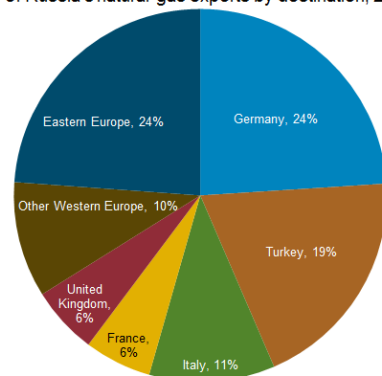


Source : Eurostat

Les volumes ont été plus précisément les suivants : 122 milliards de mètres cubes pour la Russie, 118 pour la Norvège, 50 pour l'Algérie et 30 pour le Qatar. Les livraisons russes sont celles de *Gazprom*. En 2013, les quantités importées de Russie en Europe ont été un peu supérieures, à raison de 134 milliards de mètres cubes environ, hors Turquie, selon *Gazprom*. Dans l'ensemble européen, auquel on peut ajouter la Turquie, les principaux clients de la Russie sont l'Allemagne, à raison d'un quart, et même d'un tiers des exportations russes vers l'Europe, hors Turquie, et l'Italie, comme le montre la graphique suivant.

Ventilation des exportations de gaz naturel russe par pays de destination

Share of Russia's natural gas exports by destination, 2012

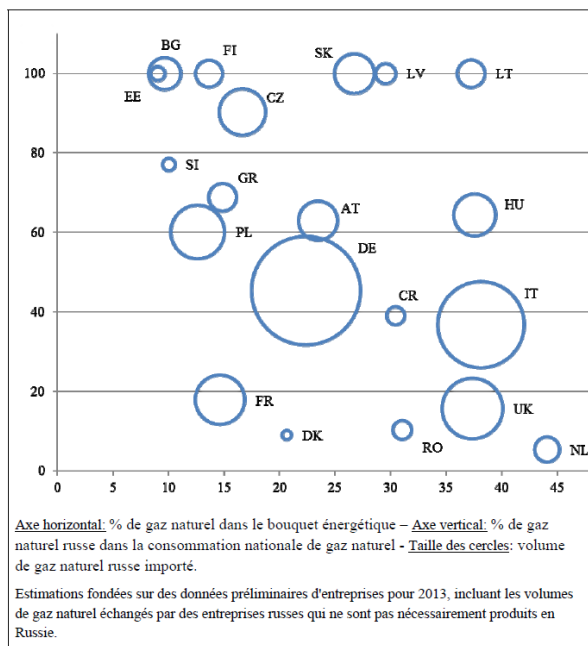


Source: Eastern Block Energy, U.S. Energy Information Administration

Sur le plan politique, la relation avec la Russie est perçue différemment par les différents pays européens : les pays de l'ancien bloc soviétique sont très dépendants du gaz russe, et souhaitent se défaire de cette dépendance ; les pays d'Europe de l'Ouest le sont moins.

Le graphique suivant fait apparaître le niveau de dépendance tant vis-à-vis du gaz russe, que vis-à-vis du gaz naturel, avec sa part dans le bouquet énergétique. Ce sont la Lituanie, la Lettonie et la Slovaquie qui sont les plus dépendantes globalement de la Russie.

Dépendance des Etats membres vis-à-vis de la Russie



Source : Commission européenne

A l'opposé, l'Union européenne est pour la Russie un client incontournable puisqu'elle est son premier client tant pour le pétrole que pour le

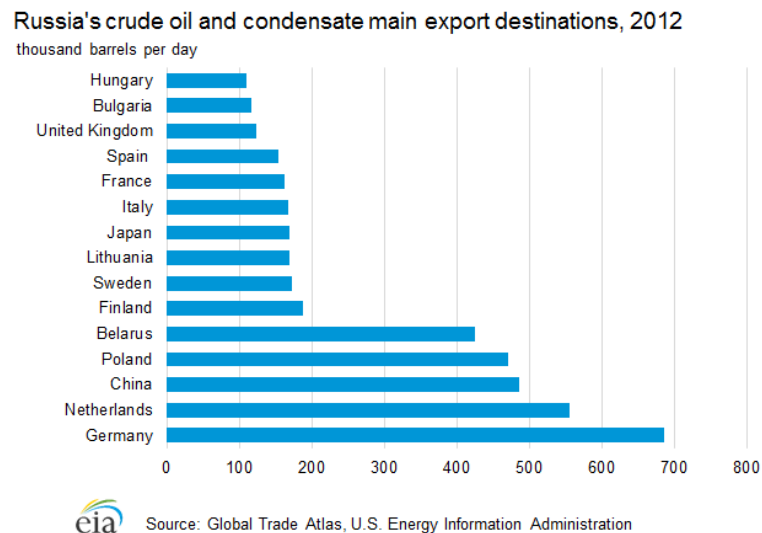
gaz et que ces produits énergétiques représentent les deux tiers de ses exportations. La moitié des exportations énergétiques russes est en effet destinée à l'Union européenne. Cette proportion est supérieure à celle des exportations russes vers l'Union européenne qui est de 44 %.

Pour ce qui concerne le pétrole, les données de l'Agence américaine d'information sur l'énergie montrent que 79 % des exportations de brut russe sont destinées à l'Europe au sens large, car comprenant également les pays frontaliers de l'Union européenne.

Plus précisément, les premiers clients de la Russie ont été en 2012 l'Allemagne et les Pays-Bas, ainsi que la Pologne. La Chine n'a été que le troisième importateur.

Le graphique suivant récapitule ces éléments.

Exportations de brut russe par pays de destination



Source : EIA

Pour ce qui concerne le gaz, l'Union européenne est le premier client de la Russie. Selon le *BP Statistical Review*, la Russie a exporté 185,9 milliards de mètres cubes de gaz naturel par gazoduc et 14,8 sous forme de GNL, soit un total de 200,7 milliards de mètres cubes.

Sur ce total, l'Union européenne représente donc l'essentiel, presque les deux-tiers, sachant que le reste, a été essentiellement destiné à la Turquie (24,5 milliards de mètres cubes), à l'Ukraine (29,8 milliards de mètres cubes) et au Belarus (18,3 milliards).

L'Asie a été marginale avec 11,3 milliards de mètres cubes de GNL vers le Japon, 3 milliards vers la Corée du Sud et un très modique 0,5 milliard vers la Russie.

L'asymétrie perçue par les Européens entre le pétrole, dont on parle peu dans le cadre des relations politiques avec l'Union européenne, et le gaz, qui est au plus haut niveau de l'agenda politique tient comme on l'a vu à ce que le marché du pétrole est mondial, alors que celui du gaz naturel est contraint par les infrastructures et les contrats de long terme.

Elle est cependant aussi existante du côté russe où l'Union européenne est le seul client ou presque.

c. Une relation difficile en raison de la divergence entre l'approche économique de l'Union européenne et l'approche politique de la Russie et de Gazprom : la crainte de la « coupure du robinet » ; le sentiment d'une instrumentalisation possible de l'énergie dans le conflit ukrainien ; la difficulté russe à se plier aux règles du marché intérieur ; la mise en avant récente par la Russie des alternatives chinoise et turque

i. La divergence sur la nature des échanges d'hydrocarbures

Comme l'a fort bien exprimé lors de son audition M. Jean-Sylvestre Mongrenier, chercheur à l'Institut Thomas More, *« les visions qu'ont les Russes et les Européens de l'énergie divergent. Du côté européen, la conception de l'énergie est surtout économique, ce que l'on a cherché à faire prévaloir avec la charte de l'énergie de 1991. Ce sont des principes de liberté, de concurrence, d'approvisionnement sans entrave. C'est une vision dépolitisée de l'énergie. Du côté russe, l'énergie est un moyen et un outil de puissance. Les exportations en matière énergétique sont une matrice de puissance, selon un « triangle » mis en place entre l'énergie, les ressources en devises assurée par les exportations et le financement de la politique extérieure russe. Les exportations financent le budget et par conséquent le militaire et la politique extérieure russe. »*

ii. Les livraisons de gaz aux Etats membres de l'Union européenne : la crainte d'une instrumentalisation politique au prisme des crises ukrainiennes

Le débat des années 1970 sur le risque politique des approvisionnements en gaz russe, qui avait disparu avec la fin de la Guerre froide et la chute du Mur de Berlin, a resurgi dans le contexte très politique des crises ukrainiennes. L'Ukraine est en effet un pays de transit essentiel puisqu'environ la moitié du gaz russe destiné à l'Union européenne y passe. L'un des principaux gazoducs la traverse, comme l'indique la carte suivante.



Source : *Le Monde*

Plus précisément, sur les trois gazoducs desservant l'Europe, la capacité de *Nord Stream* est de 55 milliards de mètres cubes par an, celle de Yamal à travers le Belarus, mais avec une branche vers l'Ukraine, de 33 milliards de mètres cubes, et celle du gazoduc de la fraternité, *Brotherhood*, à travers l'Ukraine, de 145 milliards de mètres cubes.

Quant à *South Stream*, il était prévu que son gabarit permette le transport de 64 milliards de mètres cubes par an.

Lors de la première crise ukrainienne en 2006, aucune interruption d'approvisionnement n'est intervenue. Le débit en direction de l'Union européenne a uniquement été réduit, mais le conflit a été rapidement réglé entre l'Ukraine et la Russie.

En revanche, tel n'a pas été le cas en 2009. Après une réduction des flux à partir du 1^{er} janvier 2009, la Russie a interrompu ses livraisons du 7 au 26 janvier 2009, au cœur de l'hiver.

Les motifs ont été comme on l'a vu les difficultés sur la fixation du prix du gaz livré à l'Ukraine et le paiement de la dette gazière ukrainienne.

En 2014, cette année, la Russie a interrompu ses livraisons de gaz à l'Ukraine dès la mi-juin et ce n'est qu'avec la conclusion d'un accord le 30 octobre, accord qui n'est d'ailleurs valable que jusqu'en mars 2015, ce qui impliquera alors de nouvelles négociations entre la Russie et l'Ukraine, ainsi que l'Union européenne qui y prend part.

L'annexion illégale de la Crimée en mars dernier puis le soutien de la Russie, en dépit des dénégations officielles, aux séparatistes de l'Est du pays, sont en arrière-plan.

En dépit des déclarations russes sur la fiabilité des livraisons, l'Union européenne et ses Etats membres se sentent pris en otage des relations pour le moins complexes entre la Russie et l'Ukraine.

L'aspect énergétique n'est en effet qu'un volet des relations entre les deux pays, avec en arrière-plan le refus de la Russie de laisser l'Ukraine se rapprocher trop fortement de l'Union européenne et encore davantage de l'OTAN.

De même, la logique politique prime sur la logique économique dans relations avec la Russie, comme le montre les nouveaux tracés des nouveaux gazoducs, visant à établir une relation directe entre la Russie et les grands pays consommateurs de l'Ouest.

La construction du gazoduc *Nord Stream* entre la Russie et l'Allemagne via la Baltique a été perçue par les Etats d'Europe centrale et orientale, dont la Pologne, clairement contournée, comme une opération permettant à l'Allemagne de ne pas souffrir des éventuelles dissensions entre la Russie et les pays de transit.

De même, *South Stream*, récemment abandonné par la Russie, visait à contourner l'Ukraine via la Mer Noire en rejoignant directement le Sud de la Russie à la Bulgarie en passant au large de la Crimée.

iii. La difficulté réitérée et encore récemment confirmée de *Gazprom* à respecter les règles du marché intérieur

Comme celui de l'électricité, le marché intérieur du gaz s'est construit autour du principe de la libéralisation et plus précisément de transparence et de concurrence. Trois directives sont intervenues, dans le cadre de chacun des trois « paquets énergie » : la directive 98/30/CE du 22 juin 1998, la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 et la directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009.

Il s'agit de mettre fin à des marchés régis par des accords bilatéraux et des prix qui favorisent tant les pays fournisseurs, notamment la Russie et l'Algérie, préservés de la concurrence, que les opérateurs historiques. Le contexte y invite alors pour deux raisons : d'abord, en 1998, la mise en service de l'interconnecteur gazier de Zeebrugge, entre le Royaume-Uni et la Belgique, a permis de relier le marché insulaire, déjà libéralisé et excédentaire, avec la cotation du gaz et un prix de marché, au marché du continent, réglementé et soumis aux contrats de long terme. Le choix de Zeebrugge, qui dispose d'un terminal de GNL, et qui est le point d'arrivée tant du gazoduc venant des Pays-Bas que celui provenant de Norvège, fait du port belge le premier marché du gaz en Europe.

L'un des principes de base est la séparation patrimoniale, l'*unbundling*, avec la gestion autonome et transparente du réseau de transport, de manière que les tiers y aient accès pour une concurrence effective entre les distributeurs de gaz.

En France, l'application de la réforme conduit non seulement à la fin du monopole de l'opérateur historique Gaz de France, mais aussi à la création des

deux transporteurs sous forme de sociétés séparées : GRTgaz et TIG F. En 2007, c'est la fusion entre l'opérateur historique GDF et Suez, qui donne lieu à l'actuelle entreprise GDF Suez.

Pour sa part, *Gazprom* a éprouvé des difficultés à se plier à ce régime.

D'abord, dès 1993, *Gazprom* établit avec *Wintershall*, filiale énergétique de BASF, qui a entamé en 1990 des négociations pour contourner le monopole de *Ruhrgas* sur le marché allemand, une *joint venture*, *Wingas*, pour distribuer le gaz russe sur le marché allemand.

Cette entreprise partagée permet à *Gazprom* de connaître les coûts de l'aval de la filière, et ainsi de se mettre dans une position très favorable pour les négociations avec ses autres partenaires européens, lesquels sont, eux, totalement ignorant sur les coûts de l'amont. Cette stratégie est continue, comme l'a indiqué lors de son audition M. Jacques Percebois : « *La Russie est présente dans l'ensemble de la chaîne gazière, ce qui permet de bien connaître les différents coûts de la chaîne qui va de l'exploration à la commercialisation du gaz. Gazprom a pris des participations en Europe dans des entreprises de transport et de distribution de gaz et en appréhende ainsi très bien les différents coûts. C'est important du point de vue stratégique dans les négociations avec les acheteurs européens.* »

C'est ainsi que s'explique la présence actuelle de *Gazprom* dans la production, le *trading*, les contrats d'approvisionnement, la commercialisation directe et même le stockage, avec des sites en Allemagne, notamment. La capacité de stockage de *Gazprom* en Europe dépasserait les 10 milliards de mètres cubes.

La liste des différentes filiales de *Gazprom* serait trop longue à récapituler ici, mais il n'est pas exagéré que l'entreprise a une véritable stratégie d'aval.

Elle a eu des difficultés avec la Commission européenne sur trois éléments.

D'abord, la Commission européenne a ouvert une enquête en 2009 à propos du gazoduc OPAL (*Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung*), d'une capacité de 36 milliards de mètres cubes, assurant la liaison entre la Baltique et la République tchèque via l'Allemagne, et permettant ainsi de contourner l'Ukraine par *Nord Stream*. Le régulateur allemand venait en effet d'accorder à l'entreprise exploitante *OPAL Gastransport*, filiale de *Gazprom* et de la compagnie allemande *Wintershall*, a reçu une exemption en 2009 permettant de conserver la capacité du gazoduc pour son seul usage pendant 22 ans. En définitive, l'exemption a été accordée pour la moitié, mais invoquant la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne, *Gazprom* a demandé un meilleur accès puisqu'aucun opérateur ne s'est manifesté pour utiliser la capacité non utilisée.

L'affaire a été close lorsque le 28 janvier dernier, dans le cadre de sa stratégie visant à faire passer la plupart de ses livraisons de gaz à destination de

l'Europe par une nouvelle voie de transit en Turquie, *Gazprom* a retiré sa demande d'appliquer des règles d'accès spéciales à OPAL.

Ensuite, en 2012, la Commission européenne a ouvert une enquête contre *Gazprom* pour infraction aux règles du marché intérieur et plus précisément abus de position de dominante et entrave à la concurrence en Europe centrale et orientale, tant en raison des clauses de destination, qui empêchent la réexportation du gaz vers un autre pays, que des clauses d'indexation sur le pétrole, qui imposent des prix injustifiés, et que des barrières à « *la diversification de l'approvisionnement en gaz* », découlant de clauses obligeant à utiliser les infrastructures de *Gazprom*.

Dès septembre 2011, des enquêtes inopinées étaient intervenues dans certaines entreprises gazières européennes, en raison des soupçons pesant sur *Gazprom*.

En septembre dernier, le Commissaire européen Joaquin Almunia a annoncé la suspension du dossier, dans le contexte déjà tendu de la crise ukrainienne, des sanctions contre la Russie et aussi du gazoduc *South Stream*.

Le 22 avril dernier, la procédure a été relancée. La Commissaire européenne à la Concurrence, Mme Margrethe Vestager, a demandé à *Gazprom* de répondre dans les mois qui viennent aux griefs qu'elle lui a communiqués. Il s'agit d'un abus de position dominante et de pratiques anticoncurrentielles, avec trois éléments en cause : les clauses de destination, qui interdisent la réexportation du gaz vers un autre Etat membre, ou la nécessité d'une autorisation préalable pour une telle opération ; une politique déloyale en Bulgarie, en Estonie, en Lettonie, en Lituanie et en Pologne, avec des tarifs de facturation très élevés aux distributeurs ou « grossistes », notamment en raison de l'indexation pétrole, et l'obligation pour ces mêmes distributeurs ou « grossistes » d'utiliser les infrastructures de *Gazprom*.

Dans l'ensemble, *Gazprom* est mis en cause pour ses activités en Bulagrie, en République tchèque, en Estonie, en Hongrie, en Lettonie, en Lituanie, en Pologne et en Slovaquie, selon l'agence *Europolitics*.

L'amende encourue par *Gazprom* est de 10% de son chiffre d'affaires, soit 9,3 milliards d'euros, selon les éléments publiés.

Enfin, *Gazprom* a été en difficulté avec la Commission européenne à propos du projet *South Stream* de gazoduc reliant directement le Sud de la Russie à la côte bulgare en passant par la Mer noire, et ensuite, en sortant de la Bulgarie par la Serbie pour atteindre ensuite la Hongrie.

Tracé du projet South Stream



D'un montant de 38 milliards de dollars, le projet *South Stream* a contrarié le projet européen *Nabucco* d'accès aux gisements de la Caspienne par la Turquie, dont il a été vite perçu comme un concurrent. Il a été lancé en 2007 par *Gazprom* et par l'ENI. EDF y a ensuite pris une participation de 10 %.

Ce projet a fait l'objet pour son transit à travers l'Europe central d'accords intergouvernementaux, notamment avec la Bulgarie, dès 2008, mais aussi avec l'Autriche, l'Italie, la Grèce, la Hongrie, la Croatie, la Slovénie.

Ces accords ont été jugés contraires au « troisième paquet énergie » et à la séparation patrimoniale par la Commission européenne, qui a déclaré qu'elle n'était pas opposée au projet, mais qu'elle demandait le respect de la législation de l'Union européenne. C'est la position qui a été défendue par le commissaire à l'énergie, M. Gunther Oettinger.

Au début du mois de juin dernier, la Commission européenne a ouvert une procédure d'infraction contre la Bulgarie pour défaut de respect des règles de concurrence et de marchés publics. La Bulgarie a alors annoncé suspendre les travaux dans l'attente de la décision de la Commission, étant considéré que des discussions techniques directes entre la Russie et la Commission était organisée depuis mars. Le 3 décembre dernier, le président Vladimir Poutine a annoncé l'abandon du projet, avec le choix de l'approvisionnement de l'Union européenne *via* la Turquie comme alternative.

d. La grande stratégie russe de la bascule entre l'Europe et la Chine : chantage ou réalisme ?

Sans aller jusqu'à suivre l'opinion de M. Jean-Sylvestre Mongrenier, qui rappelle que le président Poutine semble pratiquer la manœuvre de Gengis Kahn, laquelle consiste à renforcer ses appuis à l'Est pour mieux affronter l'Ouest, il faut constater que la Russie, dont le passé de deuxième plus grande puissance a donné une expérience réelle en matière de grande stratégie, pratique actuellement un mouvement de bascule vers l'Asie et plus précisément vers la Chine.

Certes, les motifs économiques l'y conduisent. Le marché énergétique est atone en Europe pour les hydrocarbures, non seulement en raison de la faible croissance, mais aussi en raison de la stratégie énergie-climat.

Néanmoins, il y a aussi dans les accords conclus avec la Chine une dimension très politique qui consiste à montrer à l'Europe qu'elle n'est pas le seul client.

La stratégie de basculement de la Russie vers l'Asie a commencé en 1994 lorsqu'un accord de partage de production a été signé entre le Gouvernement et *Sakhalin Energy*, société *ad hoc* créée par *Shell* (55 %), *Mitsui* (25 %) et *Mitsubishi* (20 %). Elle s'est concrétisée avec les deux contrats signés en 2003 avec deux entreprises gazières japonaises, *Tokyo Gas* et *Tokyo Electric*, pour l'exportation de GNL à partir de l'île de Sakhaline, vers le Japon d'abord. En 2006, *Gazprom* s'est réintroduite dans le jeu en devenant actionnaire majoritaire, à 50 % plus une action.

C'est néanmoins vers la Chine que se déploie actuellement la stratégie russe. Passé un peu inaperçu, un accord pétrolier a été conclu en juin 2013 entre Rosneft et CNPC (*China National Petroleum Corp.*) pour un total de 360 millions de tonnes sur 25 ans, et un montant annoncé de 270 milliards de dollars. Il a concrétisé un accord entre les deux gouvernements conclus au mois d'avril précédent. Pour sa part, la partie russe n'a pas manqué d'indiquer que ce pétrole n'irait pas en Europe en raison du marché.

En 2014, un autre contrat, qualifié de « contrat du siècle », a été conclu dans le domaine gazier. A l'issue d'une très longue négociation, de dix ans, la Russie et la Chine ont conclu un contrat gazier sur 25 ans, pour 400 milliards de dollars environ et une livraison de 38 milliards de mètres cube par an.

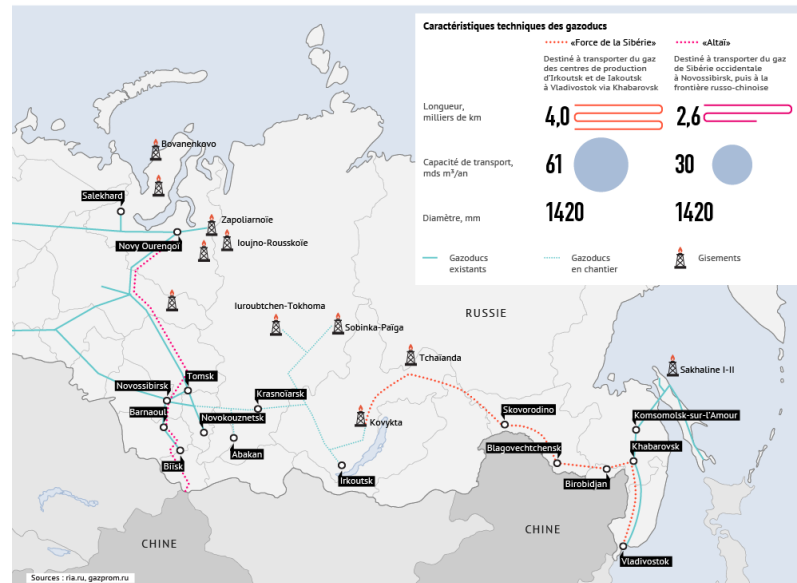
Ce contrat est assorti de la construction d'un gazoduc, *Force de la Sibérie*, d'une longueur de 4.000 kilomètres, et d'une capacité de 61 milliards de mètres cubes, et d'un coût de 60 à 70 milliards de dollars dont 55 pour *Gazprom*.

Son tracé ne met pas en concurrence l'Europe et la Chine, car il ne permet que l'exploitation des champs de Sibérie orientale.

Le 9 novembre dernier, un autre accord a été signé pour un autre projet de gazoduc, Altaï, à destination du *Xinjiang*, pour une capacité de 30 milliards de mètres cubes par an, provenant des gisements de Sibérie occidentale qui alimentent déjà l'Europe. Il devrait encore être confirmé. Le tracé de ces deux gazoducs est représenté par le schéma suivant.

Gazoducs «Force de la Sibérie» et «Altai»

Projets de livraison de gaz naturel russe en Chine



Source : Rianovosti

Du point de vue russe, cette diversification des clients ressemble fort à une mise en concurrence entre l'Union européenne, et son principal consommateur de gaz russe, l'Allemagne, et la Chine.

Du point de vue chinois, c'est une optique de poursuite de la diversification. Comme l'ont relevé tant M. Jean-François Di Méglio et Mme Valérie Niquet lors de leurs auditions, la Chine a le souci d'une diversification de ses approvisionnements énergétiques. D'abord, la Chine reste principalement tournée vers le charbon, et si le gaz naturel doit être développé, notamment pour des raisons de pollution, il restera assez marginal. Ensuite, la Chine évite de se lier avec un fournisseur et préfère la diversification. C'est très clairement dans cette optique qu'elle a dans les années 1990 développé le secteur au Soudan. Enfin, comme l'a précisé Mme Valérie Niquet, la confiance politique n'est pas établie entre les deux pays, au-delà de certaines convergences d'intérêts :

« Les relations avec la Russie, les Chinois sont très embarrassés par la question ukrainienne. Plusieurs opinions se sont exprimées. Certains ont parlé d'ingérence, et la non-ingérence est une thématique importante pour la Chine en matière de politique étrangère. Tel avait déjà été le cas en 2008 au moment du conflit russo-géorgien. En même temps, certains analystes proches des milieux nationalistes considèrent que la Russie ose agir alors que tel n'est pas le cas de la Chine. Il y a débat.

« La Russie souhaite en ce moment mettre en avant le partenariat sino-russe, pour montrer à l'Occident qu'elle a une alternative, mais persiste un fond de peur et méfiance réciproque, notamment sur la Sibérie orientale et le « péril jaune » qui peut resurgir côté russe, et avec une mémoire historique assez chargée vis-à-vis de la Russie et de l'URSS côté chinois. L'intérêt commun est certes de

s'affirmer et d'affirmer une alliance et un partenariat face à l'Occident et aux Etats-Unis, mais les Russes ne souhaitent pas se trouver face aux Chinois comme seul client. Ils ont ainsi intérêt à conserver les Européens comme clients comme à entretenir leurs relations avec le Japon, vers lequel il y a des livraisons de gaz.

« De même, la Russie et la Chine n'ont pas la même vision sur des enjeux essentiels. La Russie fournit ainsi des armes au Viêt-Nam, dont les relations avec son voisin sont tendues. L'Inde est également le premier partenaire stratégique de la Russie. Enfin, le président Poutine refuse de prendre position sur les îles Senkaku. L'accord stratégique entre la Russie et la Chine est donc très limité et même l'accord gazier n'a pas fait pour l'instant l'objet d'annonces très précises. »

C'est ainsi une optique d'équilibre et de négociation en position favorable. On en peut manquer d'observer que la conclusion de ces accords alors même que les relations de la Russie avec l'Ouest en raison de la crise ukrainienne sont au plus bas dans le contexte des sanctions, se fait en situation favorable pour la Chine.

Récemment, le financement des infrastructures nécessaires à l'exploitation du champ de Yamal dans le grand Nord, exploité par *Novatek*, ainsi que *Total* et l'opérateur chinois *CNPC*, a donné une illustration concrète de ce jeu de bascule, bien qu'en dehors du champ des sanctions européennes limitant les transferts de technologies. *Novatek* est visé par les sanctions américaines, ce qui empêche les transferts de capitaux et l'usage du dollar et, en l'absence de financement provenant d'Europe également, c'est de Chine que pourraient provenir les 10 à 15 milliards de financements nouveaux nécessaires, selon les éléments publiés, au développement du projet.

e. La tentative de jouer la carte de la Turquie, présentée comme le nouveau point d'accès au gaz russe pour l'Union européenne, contre la position, équilibrée, du Gouvernement turc

La Russie a clairement cherché à jouer la carte de la Turquie après avoir renoncé à *South Stream*.

D'abord, c'est lors d'un déplacement en Turquie le 1^{er} décembre que le président Poutine a annoncé l'abandon de *South Stream*, évoquant la possibilité de rediriger le gazoduc en cours de construction vers la Turquie

Ensuite, le directeur général de Gazprom, M. Alexeï Miller, a laissé entendre que les pays européens devraient acheter du gaz à la frontière turque. C'est le projet parfois appelé *Turkish Stream*.

C'est aussi à cette occasion que la Turquie a demandé à bénéficier d'un rabais sur le gaz russe, lequel pourrait être de 6 %.

Cette position a été confirmée depuis par la Russie. Le 14 janvier, après une réunion à Moscou avec le Commissaire européen chargé de l'énergie, M. Marcos Sefcovic, M. Miller a indiqué que *Gazprom* dévierait, d'ici quelques années, toutes les voies de transit gazier à destination de l'Europe vers le nouveau projet de gazoduc «*Turkish Stream* », déclaré seule voie pour livrer à l'Europe les 63 milliards de milliards de gaz russe qui transitent actuellement par l'Ukraine.

Pour sa part, le Gouvernement turc a fait part de son option pour une approche plus équilibrée. Le Premier ministre, M. Ahmet Davutoglu a indiqué que « *l'énergie est un grand défi pour l'économie turque, donc si un gazoduc aboutit en Turquie au départ de n'importe où, nous voulons obtenir le plus d'énergie possible. Mais pas comme alternative à l'Ukraine* », lors d'une conférence organisée par *Friends of Europe*, à Bruxelles, le 15 janvier.

Celui-ci a aussi considéré que la politique turque à l'égard de l'Ukraine repose sur le principe de l'intégrité territoriale de l'Ukraine et que celle-ci restera un pays de transit pour le gaz russe à destination de l'Europe.

Très récemment, le 21 avril dernier, cette stratégie a été relancée par la visite à Athènes du directeur général de *Gazprom*, M. Alexeï Miller, pour évoquer notamment le raccordement de la Grèce au *Turkish Stream*. La Grèce, qui dépend à 60% du gaz russe et acquitterait 16% en moyenne de plus que la moyenne des autres pays européens est intéressée par un rabais.

Cette stratégie gazière russe relève aussi d'un autre volet, qui les le rapprochement souhaité entre les deux pays à la suite de la nomination comme Premier ministre de M. Alexis Tsipras.

3. L'abondance mondiale des ressources énergétiques reporte toute menace d'un pic pétrolier, mais n'élimine pas pour autant le risque politique croissant d'instabilité et donc d'interruption des approvisionnements, notamment venant d'Afrique, d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient

a. Des réserves énergétiques suffisantes pour démentir les tenants du pic de ressources, notamment du pic pétrolier, et les craintes de pénurie exprimées il y a dix ans

Depuis les diagnostics pessimistes exprimés il y a dix ans, avec même les discours alarmistes peu crédibles sur la « fin du pétrole » et la « dernière goutte de pétrole », on constate un relèvement considérable du niveau des réserves mondiales de gaz et de pétrole qui reporte encore l'horizon pétrolier et gazier de long terme.

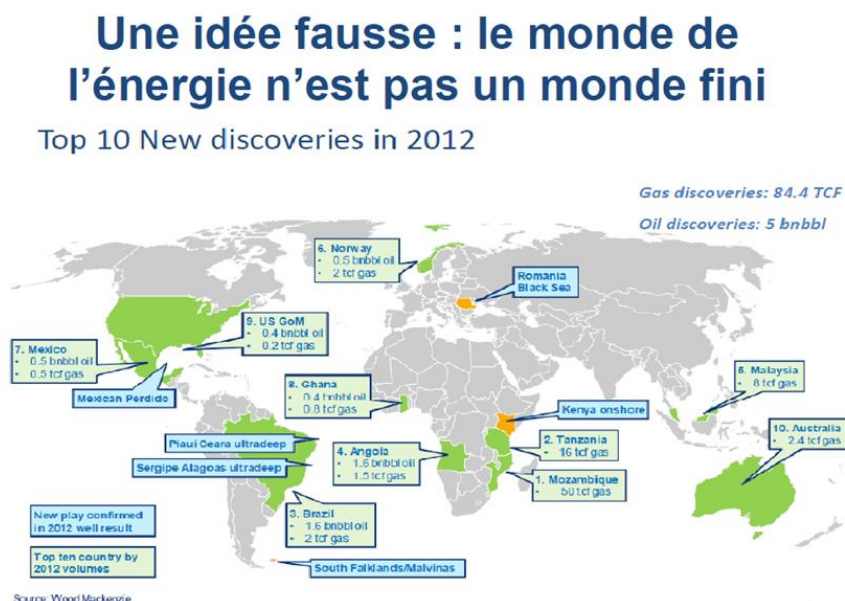
Chaque année les découvertes de nouveaux gisements de pétrole et de gaz assurent le renouvellement des réserves de gaz et de pétrole.

C'est l'origine du paradoxe apparent suivant lequel depuis plus de quarante ans, le monde ne dispose que de quelques décennies de réserves, mais ne se heurte toujours pas à la fin du pétrole que certains annoncent.

Comme l'a rappelé M. Pierre Terzian, directeur de Pétrostratégies lors de son audition, le niveau des réserves a considérablement augmenté : « *Aujourd'hui, nous avons 55 années de pétrole devant nous. Pendant plus de 40 ans, on a produit et consommé, alors que l'on prévoyait seulement 34 ans. Actuellement, nous en sommes pourtant à 55 années de réserves prouvées.* »

C'est en partie l'effet de l'amélioration des techniques avec l'amélioration du taux de récupération des puits : « *Avec les techniques et prix actuels, on peut produire en moyenne mondiale 33 barils sur les 100. Sur certains gisements, on en arrive à 55 %. Sur d'autres, on ne dépasse pas 10 %, c'est le cas des pétroles extra lourds qui sont très difficiles à produire.* »

Le monde du pétrole et du gaz n'est donc pas un monde fini, comme l'illustre la carte suivante des découvertes en 2012.



Source : IFRI

Le monde du gaz a connu ces dernières années deux zones de découvertes importantes, avec, d'une part, l'Afrique et, d'autre part, la Méditerranée orientale.

Les plus importantes sont sur le continent africain, avec notamment les gisements de gaz de Tanzanie et surtout du Mozambique qui sont évaluées à 1.900 milliards de mètres cubes, dont les trois quarts pour ce dernier pays où tout est cependant à construire.

Ainsi que l'a expliqué lors de son audition M. Francis Perrin : « *S'agissant du continent africain, le potentiel est indéniable. Certains pays deviendront sans*

aucun doute importants à l'avenir sur la scène énergétique. Les plus riches en hydrocarbures se concentrent notamment en Afrique du Nord et dans le Golfe de Guinée. De nouveaux pays producteurs/exportateurs sont annoncés, c'est le cas du Mozambique tout d'abord, un pays prometteur pour son gaz liquéfié, qu'il pourra exporter dès 2020. Les groupes italien ENI et américain Anadarko ont découvert en mer, au large du Mozambique, des quantités considérables de gaz. La Tanzanie, également, deviendra dans un avenir proche un exportateur de gaz liquéfié, peut être aussi le Cameroun, mais sur une bien plus petite proportion que la Tanzanie. »

Pour la Méditerranée orientale, le bassin du Levant posséderait sur une superficie de 83.000 kilomètres carrés des réserves estimées à 1,7 milliard de barils de pétrole, et 3 452 milliards de mètres cubes de gaz naturel, soit 1 % des réserves mondiales prouvées en gaz naturel et pétrole.

Pour ce qui concerne uniquement Israël, les champs gaziers sous-marins de *Tamar*, exploité depuis 2013, et *Leviathan* sont estimés contenir respectivement 250 et 535 milliards de mètres cubes. Ils sont détenus par *Nobel Energy* et le groupe *Delek*, pour l'essentiel, mais cette situation fait l'objet d'un examen par l'autorité de la concurrence d'Israël.

L'Arctique a été évoqué en plusieurs occasions lors des différentes auditions, mais à chaque fois les réserves se sont exprimées. La zone cumule les handicaps, comme l'a indiqué M. Francis Perrin : *« L'Arctique est surtout constitué d'hydrocarbures conventionnels, à la fois en zones terrestres et maritimes. Cette région est assez risquée puisqu'il ne s'agit pas là de mers chaudes, les impacts écologiques peuvent alors être d'une assez grande ampleur. C'est là que le Canada puise son pétrole et son gaz. C'est le même cas pour l'Alaska. La Russie exploite aussi pour partie son potentiel en Arctique, de même pour la Norvège. L'exploration est en cours au Groenland qui appartient au Danemark. Le potentiel de l'Arctique est largement à découvrir et à exploiter mais la zone reste fragile et peut nuire à l'équilibre écologique. L'Arctique pourrait également devenir une zone de conflit à l'avenir. La Russie y renforce sa présence maritime, et l'OTAN se prépare d'ailleurs aux pires scénarios dans la région. Cela dit, l'Arctique n'est pas un Eldorado : peu d'explorations ont été faites, et on ne peut donc pas s'aventurer à spéculer sur les quantités présentes dans la zone. Enfin, les conditions d'extraction du pétrole y sont très difficiles, ce qui a un coût évidemment, la rentabilité ne sera donc pas forcément très importante. »*

Dans ce contexte, la possibilité de mettre en exploitation des gisements de roches mères a encore accru la ressource.

Les quantités actuellement estimées viennent en effet renforcer significativement les réserves conventionnelles. Comme l'indique le tableau suivant, les réserves potentielles doublent en pétrole et représentent ainsi quatre fois les actuelles réserves prouvées, au total.

Réserves potentielles totales de pétrole

	Conventional resources		Unconventional resources			Total	
	Crude oil	NGLs	EHOB	Kerogen oil	Tight oil	Resources	Proven reserves
OECD	316	99	810	1 016	114	2 355	250
Americas	247	54	807	1 000	80	2 187	230
Europe	63	34	3	4	17	121	15
Asia Oceania	6	11	-	12	18	47	4
Non-OECD	1 923	377	1 068	57	230	3 655	1 449
E.Europe/Eurasia	342	83	552	20	78	1 074	136
Asia	110	29	3	4	56	202	45
Middle East	968	179	14	30	0	1 190	814
Africa	284	55	2	-	38	379	131
Latin America	219	32	497	3	57	809	323
World	2 239	476	1 879	1 073	344	6 010	1 699

Sources: IEA databases; OGI (2013); BP (2014); BGR (2013); US EIA (2013).

De même, en matière de gaz, on constate l'importance des perspectives ouvertes par le gaz de schiste avec un doublement potentiel des réserves, comme l'indique aussi le tableau suivant :

Réserves potentielles totales de gaz naturel

	Conventional		Unconventional			Total	
		Tight gas	Shale gas	Coalbed methane	Sub-total	Resources	Proven reserves
E. Europe/Eurasia	143	11	15	20	46	189	73
Middle East	124	9	4	-	13	137	81
Asia-Pacific	43	21	53	21	95	138	19
OECD Americas	46	11	48	7	65	111	13
Africa	52	10	39	0	49	101	17
Latin America	31	15	40	-	55	86	8
OECD Europe	25	4	13	2	19	45	5
World	465	81	211	50	342	806	216

Notes: Shale gas resources are taken in large part from the US EIA/ARI study. Though this has broad coverage, it leaves out many regions. The Middle East, in particular, is likely to have significantly larger shale gas resources than indicated, but there is no assessment available. Resources of methane hydrates are not included in the table: they are vast, in all likelihood significantly larger than all other types combined, but are not expected to play a major role during the projection period.

Sources: BGR (2013); BP (2014); Cedigaz (2013); O&GJ (2014); US EIA/ARI (2013); USGS (2000); USGS (2012a, 2012b); IEA databases and analysis.

C'est donc la garantie d'une production sans tension à l'horizon 2040.

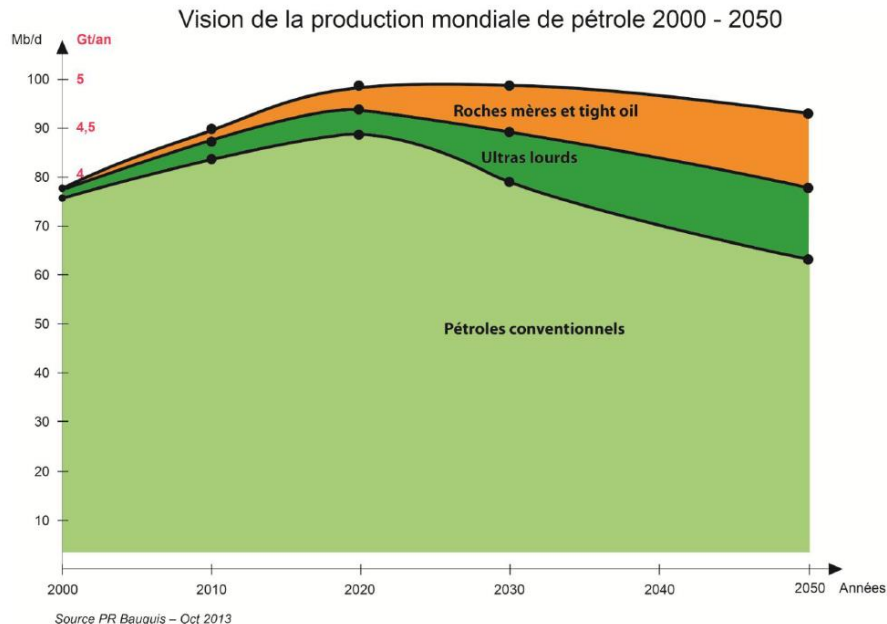
L'Agence internationale de l'énergie estime en effet que la production de conventionnel ne serait que de 68 millions de barils jours à l'horizon 2030 et de 66 millions à l'horizon 2040.

Sans les ressources non conventionnelles, l'écart entre la production et la consommation spontanée serait de 40 millions de barils jour à cet horizon.

L'horizon pétrolier est donc depuis plusieurs décennies semblable à la ligne d'horizon qui s'éloigne lorsque l'on s'en approche.

Même lorsque l'on prend en considération les hypothèses de décroissance de la production pétrolière, à terme, comme le fait M. Pierre-René Bauquis, le maximum ou l'optimum de la production d'hydrocarbure, est pour le moins reporté de plusieurs décennies.

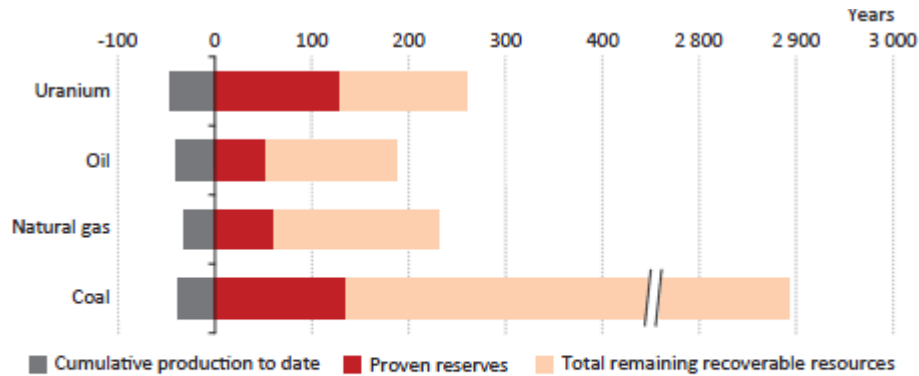
C'est ce qu'indique clairement le schéma suivant.



b. Des réserves totales d'hydrocarbures et de matières premières énergétiques pour plus d'un siècle ?

Dans son rapport 2014 *World Energy Outlook*, l'Agence internationale de l'énergie montre que la simple poursuite des tendances actuelles et les perspectives du non-conventionnel reportent considérablement les dates estimées, si tant est qu'elles aient un sens, pour la fin de l'extraction massive du pétrole et du gaz.

Les réserves prouvées en gaz, qui représentent 60 ans de consommation au rythme actuelles, seraient complétées et l'ensemble des ressources *a priori* exploitables atteindrait 230 ans. Pour ce qui concerne le pétrole, l'horizon serait moindre, mais dépasserait néanmoins le siècle. Le graphique suivant, qui mentionne en outre l'uranium et le charbon, reprend ces éléments.



* Expressed as number of years of produced and remaining resources based on estimated production rates in 2013. For uranium, proven reserves include reasonably assured and inferred resources (see Chapter 11 for more details). Sources: BGR (2013); O&GJ (2013); USGS (2012a); USGS (2012b); BP (2014); NEA/IAEA (2014); IEA estimates and analysis.

c. *Un positionnement intermédiaire du gaz et du pétrole de roche mère en ce qui concerne les coûts d'exploitation*

L'alimentation du marché des hydrocarbures au-delà de la production traditionnelle a reposé depuis 1973 sur la recherche de nouvelles zones de production. Celles-ci ont une caractéristique en commun. Les coûts d'exploitation, et donc les coûts d'extraction y sont plus élevés que dans les gisements conventionnels les plus favorables, ceux du Proche-Orient.

Actuellement, ces nouveaux gisements ont essentiellement cinq origines : les champs conventionnels, découverts dans des zones encore non explorées ou insuffisamment explorées ; l'*offshore* profond et notamment les grandes profondeurs ; l'ultra lourd ; les zones arctiques ; le non conventionnel de roche mère, c'est-à-dire le gaz de schiste et le pétrole de schiste.

Sur le plan technique, certains de ces nouveaux horizons pétroliers ont des désavantages qui se répercutent indéniablement sur les coûts. Le Grand Nord est encore incertain sauf en Norvège et en Russie, car les conditions y sont très difficiles. L'ultra-profond au-delà de 1.500 mètres de profondeur marine a donné des résultats au Brésil, mais son développement n'est pas immédiat même si d'autres pays sur d'autres continents sont intéressés, notamment le Gabon. L'ultra-lourd est d'exploitation assez difficile et fait l'objet de contestation d'ordre environnemental, car il faut utiliser beaucoup d'énergie pour le liquéfier et le rendre exploitable.

Les hydrocarbures de schiste, gaz et huile, se situent en situation intermédiaire, ce qui se reflète dans leurs coûts d'exploitation.

Une étude de M. Patrick Artus publiée par Natixis dans *Flash économique Recherche économique* et intitulée « *Que va-t-il se passer si le prix du pétrole devient encore plus faible ?* » (n° 185 – 17 octobre 2014) montre en effet que l'on se situe dans des zones de prix inférieures à l'arctique notamment, et qui supportent en tout état de cause la comparaison avec les extractions off shore.

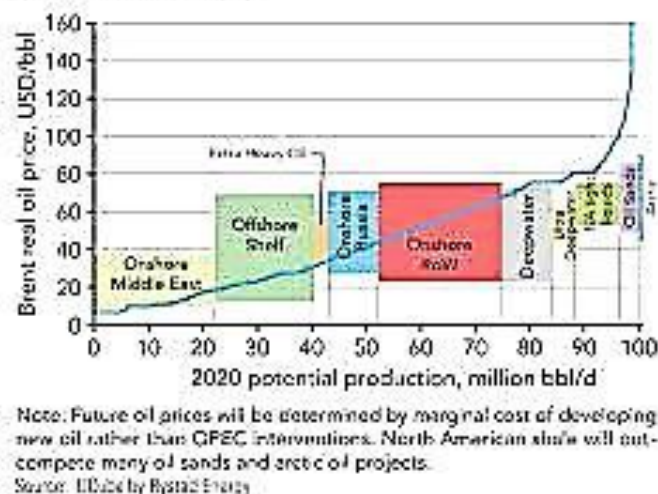
Coût de production des différents types de pétrole (\$/bbl)		
Onshore		
- Moyen-Orient		27
- Russie		50
- Right-Of-Way (RoW)		51
Offshore		
- Offshore shelf (plateau continental)		41
- Deepwater (en profondeur)		52
- Ultradeepwater (très grande profondeur)		56
Sable Bitumineux		70
Heavy Oil (huile lourde)		47
Schistes Nord Américain		65
Arctique		75

Sources : Rystad Energy, Morgan Stanley Commodity Research estimates

Ces données sont tout à fait cohérentes avec les fourchettes communément citées sur les coûts d'extraction du pétrole, notamment illustrées par le graphique suivant, publié par le *Council on Foreign Relations*, *think tank* américain non partisan.

Fourchette des coûts d'exploitation des hydrocarbures

Fig. 6: COST OF SUPPLY CURVE FOR GLOBAL OIL 2020



d. Les risques croissants d'instabilité autour de l'Arc de crise de l'Atlantique à l'Océan indien

Le risque inhérent aux pays qui fournissent l'Union européenne et ses Etats membres de la zone Afrique du Nord-Moyen-Orient, ou d'Afrique, est d'une autre nature que celui que représente la Russie.

C'est un risque lié au développement croissant de l'instabilité de la région en raison du développement du terrorisme.

Qu'il s'agisse de l'Irak avec *Daech*, de la Libye, du Soudan, et même du Nigéria avec *Boko Haram*, l'Arc de crise qui va de l'Atlantique jusqu'au Golfe

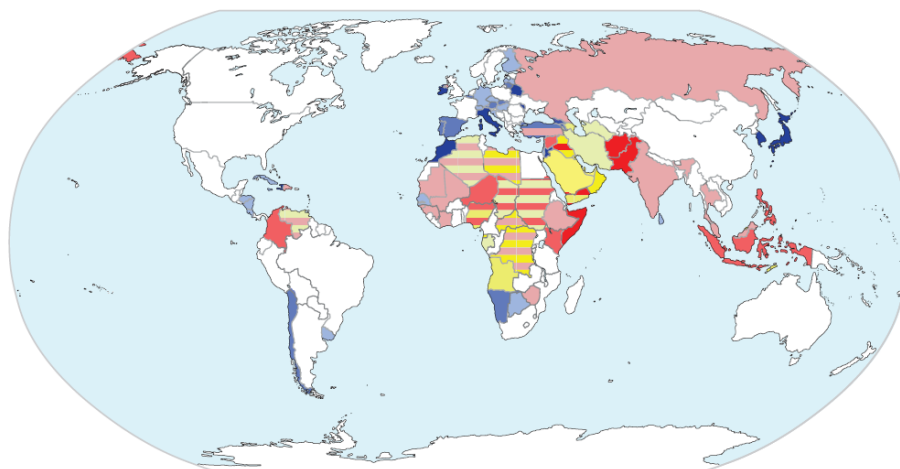
persique en en passant par la Mer rouge, est une menace permanente sur les approvisionnements.

L'enjeu pétrolier est, comme on le voit avec *Daech*, est très présent, car les groupes terroristes voient dans le pétrole une source de financement possible.

L'insuffisance des investissements depuis plusieurs années dans le renouvellement des capacités de production pétrolières, déjà mentionné, est en lui-même un facteur d'une possible instabilité future, ainsi que l'a observé M. Christophe-Alexandre Paillard : *« C'est l'une des sources de ses difficultés, lesquelles ne font d'ailleurs, peut-être, que commencer, car la croissance démographique y est élevée, la main d'œuvre potentielle croissante et, malgré toutes les difficultés passées et présentes, le niveau général de formation augmente. Une classe moyenne émerge donc, insatisfaite et qui court toujours le risque de retomber dans la pauvreté. Il n'y a en effet pas de diversification économique dans la plupart des pays de la région, à l'exception du Qatar et des Emirats arabes unis, et ceux-ci restent donc dépendants d'un secteur des hydrocarbures où les investissements d'avenir sont insuffisants. Le risque est donc d'un plateau puis ensuite d'une chute des revenus correspondants, et d'un appauvrissement général. La rive Sud de la Méditerranée pourrait par conséquent être de plus en plus instable, sauf exception. Il faut donc cerner les exceptions et leurs causes. L'Iran en est, a priori, une. »*

Comme on l'a vu, les conséquences de cette instabilité ont été surmontées ces dernières années au niveau mondial, grâce au renouveau de la production américaine d'hydrocarbures.

La carte suivante établie par le CSIS américain en 2014 (*New Energy, New Geopolitics, Balancing Stability and Leverage*) montre les enjeux de sécurité concernant l'approvisionnement extérieur de l'Europe :



Blue = Net energy imports as percent of energy use (2011)
Yellow = Resource revenue as a percent of total fiscal revenue (2006-10)
Red = one or more negative factors: Top 20 highest incidents of terrorism (2011), Top 18 terrorist havens (2012), and Top 20 highest failed states index (2013)
Darker blue indicates greater foreign energy dependence. Darker yellow indicates greater dependence on energy revenue. Darker red indicates greater numbers of factors.
Note: All data is for most recent available year.

4. La recherche de ressources alternatives d'hydrocarbures est indépendante des objectifs climatiques : une démarche qui ne concerne pas le niveau de la consommation, mais uniquement l'origine géographique des produits correspondants

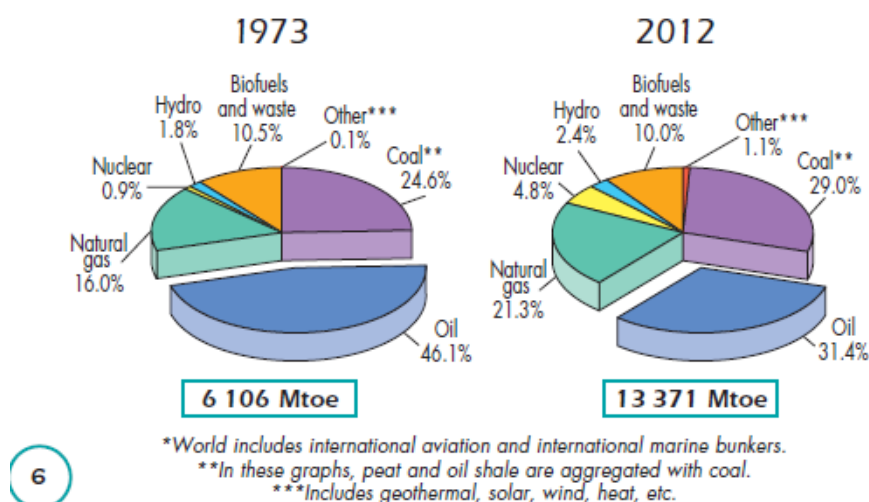
Il faut éviter tout contresens dans l'interprétation la démarche visant à sécuriser les approvisionnements de l'Union européenne et de la France en hydrocarbures.

L'objectif n'est pas de faire échec aux négociations climatiques internationales, mais au contraire, indépendamment d'elles, de se pencher sur l'origine des hydrocarbures qui seront consommés pendant la période de transition énergétique.

Le futur accord climat de 2015 est le principal élément d'influence sur la structure de la consommation d'énergie et d'hydrocarbures, et vise à réorienter l'évolution du bouquet énergétique mondial.

Celui-ci est en effet marqué par une grande inertie. Depuis 1973, comme permettent de le visualiser les deux graphiques suivants, il ne s'est que peu modifié alors que la consommation d'énergie mondiale a doublé, passant de plus de 6 à plus de 13 milliards de tonnes équivalent pétrole par an, et que le prix du pétrole, et celui du gaz, ont été dans l'ensemble beaucoup plus élevés qu'auparavant.

Evolution du mix énergétique mondial de 1973 à 2012



Source : Agence internationale de l'énergie – indicateurs clefs 2014

L'Agence internationale de l'énergie rappelle que dans son rapport *World Energy Outlook 2014* que les politiques actuellement menées en matière d'énergie climat ne suffiront pas à contenir l'élévation probable de la température terrestre dans la limite des 2° Celsius (ou 450 ppm de concentration de CO dans

l'atmosphère), comme décidé lors de la conférence de Copenhague (COP 15), mais 3,6° C.

En l'absence de signal majeur en faveur d'investissements massifs dans les énergies décarbonées, à savoir l'efficacité énergétique, les renouvelables, le captage et la séquestration de CO₂, mais aussi le nucléaire, le monde aura épuisé en 2040, et non en 2100 comme cela serait souhaitable, le « budget carbone » dont il dispose pour respecter avec suffisamment de certitude la limite des 2° Celsius.

Néanmoins, même dans l'hypothèse où les pays s'engageraient à faire les efforts correspondant, les travaux de l'Agence dans le cadre du scénario intitulé 450 et alternatif au scénario central montrent qu'il y aura encore dans les décennies à venir une consommation mondiale d'hydrocarbures.

S'agissant du pétrole et des condensats, la consommation mondiale à l'échéance 2040 s'établirait à 80 millions de barils jour, soit un niveau inférieur à l'actuel d'environ 12 %, comme l'indique le tableau suivant.

Evolution de la consommation mondiale de pétrole selon les différents scénarios

			New Policies		Current Policies		450 Scenario	
	1990	2013	2020	2040	2020	2040	2020	2040
OECD	38.9	41.5	40.2	31.3	40.9	35.7	39.5	21.5
Non-OECD	23.4	41.6	48.2	63.1	49.4	70.4	46.7	43.9
Bunkers*	3.9	7.0	7.6	9.5	7.7	10.4	7.3	6.5
World oil	66.1	90.1	96.0	103.9	98.0	116.6	93.4	71.9
Share of non-OECD	35%	46%	50%	61%	50%	60%	50%	61%
World biofuels**	0.1	1.3	2.2	4.6	1.8	3.6	2.1	8.7
World total liquids	66.3	91.4	98.1	108.5	99.8	120.2	95.5	80.7

* Includes international marine and aviation fuels. ** Expressed in energy-equivalent volumes of gasoline and diesel.

Note: More information on methodology and data issues (including an explanation of differences with the IEA Medium-Term Oil Market Report) is on the WEO website www.worldenergyoutlook.org/weomodel/.

Source : Agence internationale de l'énergie

Pour ce qui concerne le gaz naturel, la consommation serait au contraire en hausse par rapport au scénario de référence, et atteindrait 4.232 milliards de mètres cubes par an, contre 3.438 actuellement.

Evolution de la consommation de gaz naturel selon les différents scénarios

	1990	2012	New Policies		Current Policies		450 Scenario	
			2020	2040	2020	2040	2020	2040
OECD	881	1 228	1 423	1 634	1 421	1 785	1 387	1 242
Non-OECD	1 181	2 210	2 448	3 744	2 492	4 009	2 393	2 990
World	2 063	3 438	3 872	5 378	3 913	5 795	3 779	4 232

Source : Agence internationale de l'énergie

C'est donc dans cette perspective d'une répartition de la consommation indépendamment de son niveau, entre les différentes sources d'approvisionnement que se situe le présent rapport.

B. L'IMPÉRATIF D'UNE STRATÉGIE DE SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE ET D'UNE UNION DE L'ÉNERGIE FONDÉES TANT SUR LA DIVERSIFICATION DES FOURNISSEURS ET DES VOIES D'ACCÈS AU GAZ NATUREL QUE SUR LA MOBILISATION DE NOUVELLES RESSOURCES INTERNES

- 1. Deux objectifs majeurs : réduire le plus possible à leur dimension commerciale les relations gazières avec la Russie ; disposer du plus grand nombre d'éléments de négociation pour les relations fournisseur client pour une plus grande efficacité des politiques de l'Union**

a. Un fournisseur russe qui restera incontournable, mais avec lequel la relation doit donc se banaliser le plus possible

Dans son étude sur l'Union européenne publiée le 1^{er} décembre dernier, 2014 *Review*, l'Agence internationale de l'énergie rappelle à juste titre que l'Union européenne ne pourra se passer du gaz russe : « *L'Union européenne va continuer à dépendre des importations de gaz russe par gazoduc dans un avenir prévisible.* ». Les quantités sont en effet éloquentes.

D'abord, la consommation de gaz par l'Union européenne s'est établie à 477 milliards de mètres cubes par an entre 2008 et 2012, avec un pic de 543 milliards en 2013. Celui-ci ne devrait pas être atteint une nouvelle fois en raison du progrès des renouvelables et de la réduction des besoins en gaz dans l'industrie, mais l'hypothèse d'une substitution du gaz au charbon dans la production électrique sous l'effet de la politique climatique doit conduire à rester prudent.

Ensuite, les alternatives sont en l'état limitées avec comme on l'a vu l'épuisement des réserves conventionnelles des pays de l'Union sont très faibles, avec 1.400 milliards de mètres cubes, soit trois ans de consommation. Avec

380 milliards de mètres cube importés en 2012 et 87 milliards d'euros en 2013, l'Union européenne est le premier importateur mondial de gaz naturel. Ses trois premiers fournisseurs sont comme on l'a vu la Russie (122 milliards de mètres cubes), la Norvège (118 milliards) et l'Algérie (50 milliards).

Dans les années futures, il faut prendre en compte le déclin des importations d'Algérie, qui ont déjà chuté de 25 % depuis leur pic de 2007, l'instabilité des fournisseurs de moindre importance comme la Libye et l'Égypte, et l'impossibilité de disposer de solutions totalement alternatives. On peut, en effet, douter que les exportations américaines, australiennes et africaines suffisent.

Aucun autre pays ne peut donc en l'état se substituer à la Russie comme fournisseur de l'Union européenne.

Cette relation nécessaire ne veut pas dire qu'elle ne puisse pas perdre une partie de son contenu politique, source de tension, pour devenir une relation commerciale plus banale. L'exemple du pétrole est là pour le montrer. Bien qu'elles dépendent davantage de la Russie pour le pétrole que pour le gaz naturel : 35 % contre 32 % en 2012.

L'utilisation de l'arme énergétique dans les relations internationales reposant sur l'asymétrie entre le fournisseur et le client, le chantage explicite ou implicite à la « coupure du robinet d'alimentation » suppose que les conséquences matérielles de l'interruption d'approvisionnement seront insupportables avant que lui-même ne souffre des conséquences de l'absence de revenus correspondants aux livraisons annulées.

La bonne réponse consiste donc à supprimer la menace en inversant l'asymétrie, et en faisant en sorte que le fournisseur subisse des dommages dissuasifs avant que son client n'encoure des conséquences insupportables. Elle passe ainsi par un décloisonnement des marchés. On ne peut cependant être trop optimiste sur l'émergence d'un véritable marché mondial du gaz naturel. Contrairement au pétrole, les coûts de transport du GNL restent en effet élevés : 2 à 2,5 dollars le Mbtu pour la liquéfaction, 1,5 dollar le Mbtu pour le transport, 0,5 à 1 dollar pour la regazéification, soit 6,5 à 8 dollars selon l'IFP Energies nouvelles (*in Atlas mondial des énergies*, Jean-Pierre Favenec et Yves Mathieu, IFP Energies nouvelles, Armand Colin, 2014).

Cependant, comme l'a indiqué lors de son audition M. Justin Vaïsse, l'intérêt bien compris de la Russie et de l'Union européenne est de trouver un terrain d'entente pour des relations normalisées de fournisseur à client : « *Dans l'absolu, la Russie étant un très grand producteur de gaz et l'Union européenne étant un très gros consommateur de gaz russe, leur intérêt est de s'entendre. D'abord, le gaz est un combustible fossile plus propre que le pétrole et le charbon. Il peut être livré à l'Europe dans des conditions de prix intéressantes et permet de soutenir les efforts vers la transition énergétique. En outre, les tubes existent déjà. L'intérêt de la Russie est également de s'entendre avec l'Union*

européenne car 50 % de son budget et 60 % de ses exportations en dépendent. Cette dépendance réciproque est cependant asymétrique : les Russes ont jusqu'à un certain point la capacité de se priver de revenus pendant quelques temps. Cela n'est naturellement pas éternel. A terme, le pouvoir interne de Vladimir Poutine pourrait pâtir de plusieurs années de réduction de recettes. »

b. L'intérêt renforcé de la stratégie de sécurité énergétique de l'Union européenne et de l'Union de l'énergie, grâce à une large gamme de solutions alternatives dans la négociation énergétique

La crise ukrainienne a relancé l'intérêt d'une politique énergétique européenne.

C'est ainsi qu'en avril dernier, le Premier ministre polonais, M. Donald Tusk, a proposé une Union de l'énergie fondée sur six mesures, reprenant une idée notamment émise par M. Jacques Delors, ancien président de la Commission européenne, de la Communauté européenne de l'énergie, en 2010, dans le cadre de son rapport sur l'avenir de la politique énergétique européenne.

Il s'agit des mesures suivantes :

- la création d'une agence européenne unique qui achèterait le gaz pour les vingt-huit membres de l'Union européenne, pour peser face à Gazprom ;

- un « mécanisme de solidarité » dans l'éventualité où un ou plusieurs pays membres seraient confrontés à une rupture d'approvisionnement en gaz ;

- un financement européen, jusqu'à 75 % dans certains cas, des investissements nécessaires (stockages, conduites) dans les pays qui sont actuellement les plus dépendants du gaz russe ;

- une mise en valeur totale des ressources en combustibles fossiles de l'Union européenne, dont le charbon et le gaz de schiste ;

- la diversification des approvisionnements, avec la signature d'un accord prévoyant l'achat de GNL chez un fournisseur extra-européen comme les États-Unis ou l'Australie ;

- la consolidation de la Communauté de l'énergie avec les voisins de l'Est pour élargir le marché du gaz dans cette direction.

Pour sa part, M. Jean-Claude Juncker a repris ces éléments en y ajoutant une dimension relative aux sources d'énergie renouvelables.

Il a en effet considéré que : *« Nous devons mettre en commun nos ressources, combiner nos infrastructures et parler d'une seule voix lors des négociations avec des pays tiers. Nous devons diversifier nos sources d'énergie, et réduire la dépendance énergétique de plusieurs de nos États membres vis-à-vis des autres pays. »*

« Je veux garder notre marché européen de l'énergie ouvert à nos voisins. Toutefois, si le prix de l'énergie importée de l'Est devient trop cher, politiquement ou économiquement, l'Europe doit être capable d'avoir accès très rapidement à d'autres sources d'approvisionnement. Et nous avons besoin de renforcer la part des énergies renouvelables sur notre continent pour mener une politique responsable de lutte contre le réchauffement climatique. C'est également un impératif pour la politique industrielle, si nous voulons toujours avoir accès à une énergie à un prix abordable disponible à moyen terme. Je veux donc que l'Union européenne de l'énergie devienne le numéro un mondial des énergies renouvelables. »

Depuis lors, M. Donald Tusk a été désigné président du Conseil européen et M. Jean-Claude Juncker a été investi comme président de la Commission européenne.

Ces propositions n'ont été en l'état qu'assez peu prises en compte dans les conclusions du Conseil européen du 23 octobre dernier, de même que l'initiative, en parallèle, la Commission européenne a publié le 28 mai dernier sa *Stratégie européenne pour la sécurité énergétique* (document COM (2014) 330 final). Cette stratégie a été articulée autour de trois types d'objectifs séquencés d'une manière chronologique.

D'abord, des mesures immédiates ont été prévues pour s'assurer que l'Union européenne passerait sans difficulté l'hiver 2014-2015.

La principale d'entre elles a été un test de résistance, sur la base des deux scénarios de pénurie les plus probables pour l'automne et l'hiver : l'interruption totale des exportations de gaz russe vers l'Union européenne et les membres de la Communauté de l'énergie (l'Ukraine, la Moldavie et les pays des Balkans occidentaux) ; la fermeture de la seule voie de transit du gaz par l'Ukraine.

Les résultats ont montré que l'Union européenne abordait l'hiver avec un niveau des stocks de gaz particulièrement élevée, de 90 % au début de l'automne, et que grâce à un recours accru au GNL, lequel a il est vrai, un coût, à la solidarité entre les Etats membres, à la réduction de la demande et au recours aux énergies alternatives dans certains cas, il n'y aurait pas de perturbation majeure, sauf en Finlande et en Estonie.

Ensuite, à moyen terme, la stratégie de la Commission européenne recommande le renforcement des mécanismes d'urgence et de solidarité entre Etats membres, la coordination de l'évaluation des risques et des plans d'urgence prévus par le règlement n° 994/2010 après l'interruption des livraisons de gaz russe en 2009, et la protection des infrastructures critiques.

Enfin, de manière structurelle, la stratégie de sécurité énergétique publiée par la Commission européenne a évoqué les trois impératifs d'une amélioration du marché intérieur du gaz et de l'électricité, d'un accroissement de la production des

matières premières énergétiques au sein de l'Union européenne et d'une diversification des approvisionnements extérieurs.

Une telle stratégie est indispensable. Elle n'est cependant qu'une étape.

Au-delà de ces éléments, en effet, les relations entre l'Union européenne et la Russie doivent s'inscrire en contrepartie de la dépolitisation de la relation gazière, dans une véritable stratégie d'ensemble.

Les difficultés actuelles proviennent en effet de ce que l'Union européenne n'a pas de politique vis-à-vis de la Russie, de politique russe, faute d'accord entre ses Etats membres, mais faute aussi de représentation claire de ce pays, de ses intérêts essentiels et de la nature des relations de partenariat à établir.

Le 25 février dernier, la Commission européenne a franchi une nouvelle étape en présentant son plan pour la mise en œuvre de l'Union de l'énergie.

Celle-ci prévoit notamment un renforcement de la transparence sur les contrats gaziers des pays pour l'achat d'énergie ou de gaz en provenance de pays tiers, ainsi qu'une clause de solidarité fondée sur la réduction de la dépendance à l'égard d'un fournisseur unique et la prise en charge par les pays voisins, surtout en cas de rupture d'approvisionnement en énergie. Plusieurs propositions s'inscrivent aussi dans la perspective de la décarbonation de l'économie.

Ces propositions étaient en débat au moment de la rédaction du présent rapport.

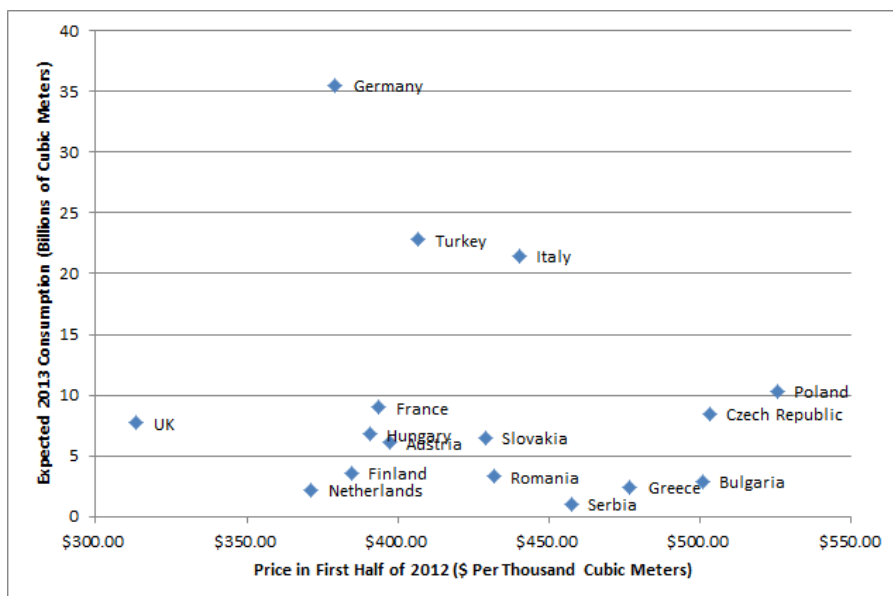
2. Un premier moyen : renforcer la fluidité du marché intérieur

a. Des prix d'autant plus élevés que le niveau de l'approvisionnement russe est important

La stratégie de sécurité énergétique présentée par la Commission européenne le 28 mai dernier observe à juste titre que l'amélioration du fonctionnement du marché intérieur est un élément indispensable de la stratégie énergétique.

En témoigne d'abord la corrélation entre les écarts du prix supposé du gaz délivré par Gazprom dans les Etats membres de l'Union européenne et le niveau de dépendance vis-vis du gaz russe. C'est ce qu'illustre la mise en relation du graphique suivant publié par M. Mark Adomanis sur le site Internet du magazine Forbes, sur les prix et les quantités livrées par *Gazprom* en 2012, et la carte de la dépendance russe :

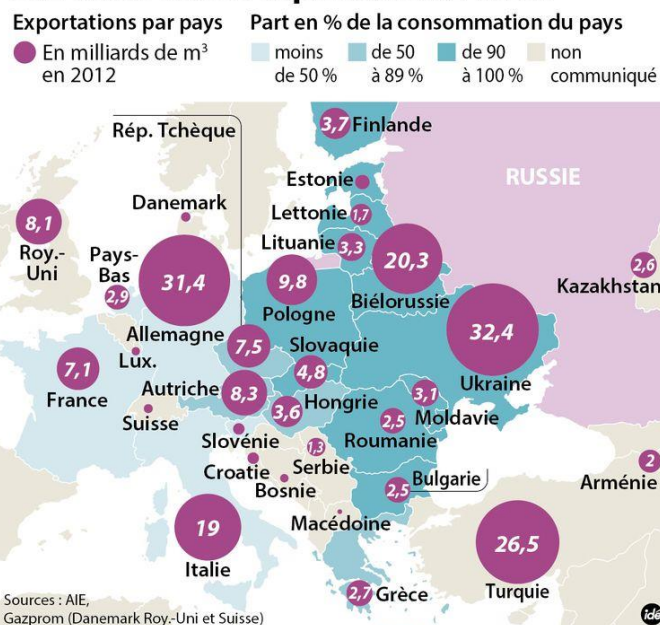
Estimation des prix pratiqués par Gazprom fonction des quantités livrées



Source : *Forbes.com*

Plus on est à l'Est, plus le prix est élevé, d'ailleurs assez indépendamment de la quantité, et plus le taux de dépendance est élevé, comme le confirme la carte suivante :

Gaz naturel : les exportations russes



Source : *Libération*

b. L'importance des interconnexions et des flux rebours ou inversés

Pour la meilleure fluidité du marché intérieur, l'amélioration des infrastructures est essentielle avec le développement notamment des interconnexions et des flux rebours ou inversés.

Le développement des flux rebours a été décidé après la crise ukrainienne de 2009 où les pays d'Europe centrale n'ont pas pu être alimenté par l'Ouest, où le gaz est, lui, resté disponible. C'est une rupture avec le sens historique, et unique, de circulation du gaz d'Est en Ouest.

Ces flux rebours ont été étendus à l'Ukraine, qui a ainsi bénéficié cette année d'approvisionnements provenant de la Slovaquie.

La stratégie européenne pour la sécurité énergétique a ainsi identifié parmi ses 27 projets essentiels, les flux rebours et les interconnexions entre la Pologne et la Lituanie, la Pologne et la Slovaquie, la Pologne et la République tchèque, la Grèce et la Bulgarie, ainsi que la Serbie, laquelle a adhéré comme tous les pays des Balkans au traité instituant la Communauté de l'énergie, entré en vigueur en 2006, la Bulgarie et la Hongrie, la Finlande et l'Estonie, ainsi que la France et l'Espagne.

Compte tenu de leur intérêt, l'Union européenne finance en partie ces investissements futurs, avec le programme « *Connecting Europe Facility* », de financement sur crédits européens des interconnexions d'infrastructures, notamment énergétiques.

Pour résorber le déficit de moyens de la période précédente, un peu moins de 6 milliards d'euros sont prévus pour financer des programmes d'intérêt commun (PICs) de connexion pour l'électricité, le gaz et aussi le pétrole. Cela représente 248 projets dont 107 pour le gaz. La France est concernée par 9 projets gaziers, dont la connexion France/Espagne ainsi que la réversibilité des flux avec la Suisse, la Belgique et le Luxembourg.

L'une des difficultés est apparue est la tarification des services correspondants à l'accès aux flux inversés, pour lesquelles les négociations étaient toujours en cours au moment de la rédaction du présent rapport.

c. Faire évoluer encore davantage les clauses d'indexation des contrats à long terme ?

Historiquement, les prix du gaz ont été indexés comme on l'a vu sur les prix du pétrole ou des produits pétroliers dans le cadre des contrats de long terme d'une durée de 20 à 25 ans.

C'est une curiosité économique dès lors que ce sont en principe l'offre et la demande qui équilibrent un marché, notamment un marché de matière première.

La libéralisation du secteur a conduit à l'apparition d'un marché libre, d'un marché *spot* sur les échanges au jour le jour, qui et aussi à un raccourcissement des contrats à 10/15 ans.

Alors qu'en Amérique du Nord, tous les contrats gaziers sont indexés sur le prix de marché du gaz, et qu'en Asie le prix du pétrole reste la référence, l'Europe se trouve dans une situation intermédiaire avec selon les données transmises par le ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, 60 % de clauses d'indexation sur le marché et donc 40 % de clause d'indexation sur le pétrole.

Faut-il aller plus loin dans le découplage entre le marché du gaz et celui du pétrole ?

L'intérêt des opérateurs gaziers pour se défaire de la clause pétrole et les réticences de *Gazprom* et de la *Sonatrach* ont été soulignés par M. Edouard Sauvage, directeur de la stratégie de *GDF-Suez* : « *Les contrats à long terme couvrent 80 % des approvisionnements. Une clause d'indexation sur le prix de marché du gaz, et non sur le pétrole, est de plus en plus fréquente (environ la moitié, tous contrats confondus). Gazprom et Sonatrach sont réticents à passer sur des indexations sur le marché, car pour eux le marché est en Europe, et ils disent craindre une manipulation possible par les Européens. A l'opposé, les Européens estiment que les russes peuvent davantage orienter le marché en raison de leur poids. Les autres opérateurs, notamment le norvégien Statoil, n'ont pas ces réticences sur l'abandon de la référence pétrole. Ces contrats à long terme prévoient la livraison d'une certaine quantité, avec une fourchette de modulation qui s'est réduite en parallèle de la bascule vers plus de référence marché, et qui est très variable selon les contrats.* »

Néanmoins, tant que la position dominante de la Russie sur le marché du gaz est ce qu'elle est, on peut comme le fait M. Luca Baccarini, chercheur associé à l'Iris, considérer que la prudence est préférable : « *Les marchés gaziers se sont profondément réorganisés ces dernières années. En raison de la crise et du fonctionnement des contrats à long terme conclus non seulement avec Gazprom mais aussi Statoil (l'opérateur norvégien), avec les clauses dites « take or pay », tous les fournisseurs européens de gaz ont des quantités excédentaires par rapport aux volumes prévus. Ils ont donc eu recours aux hubs gaziers pour se défaire de ces quantités sur-contractées. Il en est résulté une augmentation de la liquidité sur les places de marché et donc une baisse des prix de court terme, lesquels sont plus bas que les prix des contrats de long terme.*

« *Ce phénomène a été interprété par les grands consommateurs industriels et par les autorités de régulation, notamment par la CRE, comme l'effet bénéfique imputable au développement d'une place de marché, alors que la véritable raison en est l'excédent de gaz.*

« Tous les pays veulent maintenant abandonner les références pétrolières au sein des contrats de long terme au bénéfice des indices liés aux transactions spot sur les hubs gaziers. C'est cependant un danger.

« Alors que pour le pétrole il existe un indice de référence sur le marché international, tel n'est pas le cas pour le gaz. En outre, pour l'Europe, l'image de l'organisation d'un marché de pleine concurrence où les écarts sont ceux des prix de transport n'est pas exacte. La liquidité actuelle n'est due qu'à des échanges de quantités excédentaires. Rien n'a en effet fondamentalement changé pour l'Europe sur le plan des approvisionnements gaziers.

« Il suffirait d'un incident sur une plate-forme offshore ou d'une pression de la Russie, argumentée par des éléments techniques, pour que la situation change.

« Pour être clair, le basculement des prix des contrats gaziers sur des indices de marché pourrait donner à la Russie, en raison de sa prépondérance dans l'approvisionnement, un pouvoir considérable. Si l'on met à part le cas de la Norvège, seuls trois pays approvisionnent l'Europe en gaz naturel : la Russie, l'Algérie et le Qatar. »

Depuis l'entretien avec M. Baccarini, on peut observer que la clause indexation a permis un ajustement du prix du gaz naturel, à la baisse, ce qui doit renforcer la prudence sur une modification éventuelle de tous les contrats.

3. Un deuxième point d'appui : la diversification des pays fournisseurs et des voies d'approvisionnement en gaz

a. Suivre l'exemple de la Chine ?

Comme l'a rappelé lors de son audition M. Jean-François di Meglio, de même que Mme Valérie Niquet, le bouquet énergétique chinois repose avant tout sur le charbon, mais pour ce qui concerne le pétrole, qui est perçu comme stratégique, le pays veille à diversifier ses sources d'approvisionnement, sans ainsi dépendre d'un seul fournisseur.

« La question clef pour la Chine est donc celle des approvisionnements extérieurs en pétrole, à raison de 300 millions de tonnes de brut par an, lesquelles sont raffinées sur son territoire.

« La volonté a été de recourir à un ensemble diversifié de sources et de routes d'approvisionnement, afin de ne dépendre ni d'un seul pays, ni d'une seule région. L'Arabie saoudite fournit ainsi 10 % des importations chinoises, les Emirats et Oman autour de 5 % et viennent ensuite l'Angola, 10 % aussi, le Venezuela, l'Iran et le Soudan (5 % chacun). »

Etant donné que dans le futur, la Chine et l'Union européenne vont se trouver dans la situation des deux acheteurs dominants potentiels, cet élément doit

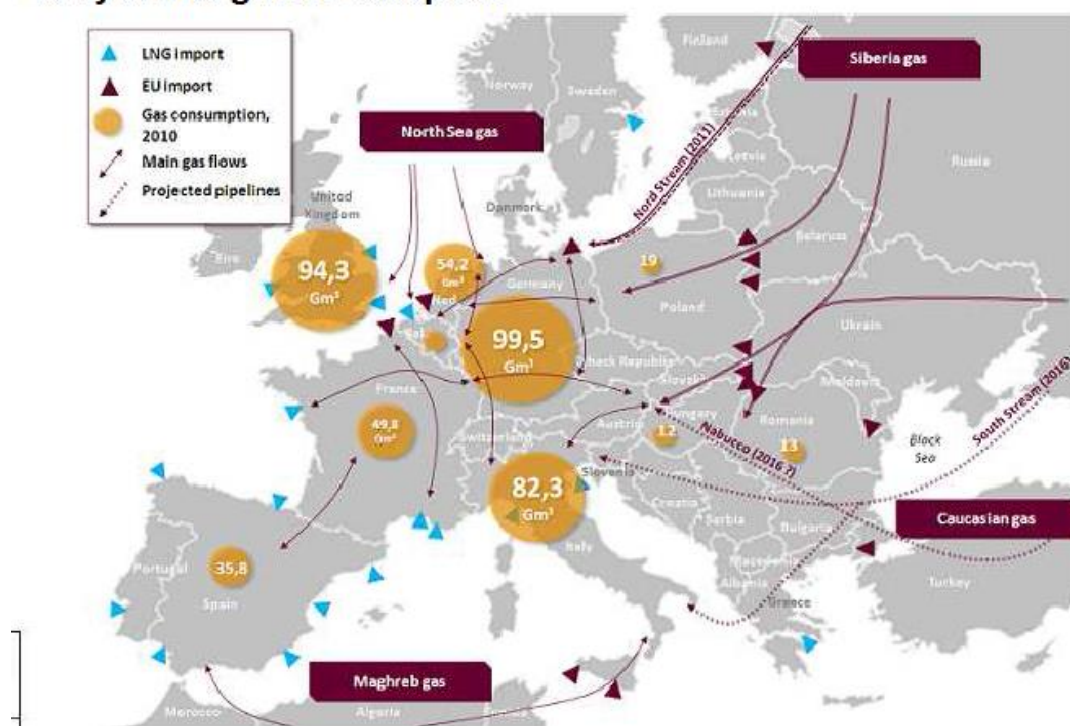
être pris en compte par l'Union européenne qui a tout autant intérêt elle aussi à répartir les risques.

b. L'accès aux gisements d'Asie centrale et de Méditerranée orientale par le corridor Sud

En 2013, les importations nettes européennes de gaz ont été de 313 milliards de mètres cube dont 87 % par gazoducs et 13 % par méthanier (GNL).

Elles ont été en-deçà des capacités d'importation qui s'élèvent à environ 550 milliards de mètres cubes, dont 190 pour le GNL et 360 par gazoduc, selon le tracé figurant sur la carte suivante.

Le système gazier européen



Source : *Le Monde*

D'un point de vue exhaustif, quatre gazoducs relient l'Afrique du Nord à l'Europe, dont trois pour l'Algérie :

– le gazoduc *Maghreb Europe* (GME), relie l'Algérie à l'Espagne en passant par le Maroc, mais à une capacité limitée de 11 milliards de mètres cube par an ;

– le gazoduc *Transmed* reliant l'Algérie à l'Italie en passant par la Tunisie, est plus important, à raison de 29 milliards, mais l'Italie a fait savoir en mai 2013 qu'elle réduisait ses achats de gaz à Sonatrach, ce qui affecte les capacités du gazoduc ;

– le gazoduc *Medgaz*, entré en service au printemps 2011, qui relie l'Algérie et l'Espagne sans passer par le Maroc. D'une capacité initiale de 8 milliards de mètres cube, le gazoduc pourrait permettre l'acheminement de 16 milliards en 2020 ;

– la Libye est également reliée à l'Italie par un gazoduc sous-marin, nommé *Greenstream*, d'une capacité de 8 milliards de mètres cubes par an. Les livraisons gazières ont été totalement interrompues pendant huit mois au début de la décennie, et ont repris à compter d'octobre 2011.

Pour ce qui la concerne, la Norvège dispose également d'un important réseau maillé de gazoducs vers le Royaume-Uni, l'Allemagne, les Pays-Bas, la Belgique et la France, d'une capacité totale de 120 milliards de mètres cube par an.

L'essentiel des livraisons par gazoduc vient donc de Russie, principal fournisseur de l'Union européenne via son réseau de gazoducs transitant par l'Ukraine, d'une capacité totale de 90 milliards de mètres cubes, le reste passant par la Biélorussie (capacité de 40 milliards de mètres cube pour le Yamal) et sous la mer Baltique via le gazoduc *Nord Stream* (capacité de 55 milliards de mètres cube).

Malgré une demande atone en 2013, les importations de gaz par gazoduc ont augmenté de 4 % en 2013 pour atteindre environ 280 Gm3 et ainsi palier la baisse des livraisons de GNL. La majorité des gazoducs a donc été utilisée à plus de 80 % en 2013. Le tableau suivant récapitule ces éléments.

Capacités et taux d'utilisation des principaux gazoducs d'importation

Gazoduc		Capacité Gm3/an	Taux utilisation		Flux observés		
			2012	2013	2012	2013	Evolution
GME	Algérie -> Espagne	11	82%	88%	9,0	9,7	7%
Medgaz	Algérie -> Espagne	29	72%	43%	20,8	12,5	-40%
TransMed	Algérie -> Italie	8	43%	78%	3,5	6,2	81%
Greenstream	Lybie -> Italie	8	81%	71%	6,5	5,7	-12%
Réseau de transit par l'Ukraine	Russie -> UE	90	88%	91%	78,9	82,3	4%
Yamal	Russie -> Pologne	40	80%	93%	32,0	37,3	17%
Nord Stream	Russie -> Allemagne	55	20%	43%	11,3	23,5	109%
Réseau Norvégien	Norvège -> UE	120	89%	85%	106,4	101,5	-5%
		361	74%	77%	268,2	278,7	4%

Source : DGEc à partir des flux AIE et des capacités GSE

La mise en service de la seconde conduite du gazoduc *Nord Stream* permet de disposer d'une capacité d'importation de gaz russe de 55 milliards de mètres cubes comme on l'a vu. Ce gazoduc n'ayant été utilisé qu'à 43 % en 2013, l'Europe dispose ainsi d'une route alternative permettant de compenser partiellement une potentielle rupture du transit de gaz par l'Ukraine.

Néanmoins, en dépit d'une utilisation partielle, ce réseau doit être complété par le développement du corridor Sud, à travers la Turquie.

L'intérêt d'accéder sans passer par la Russie aux gisements de la Caspienne, notamment à celui de *Shah Deniz* en Azerbaïdjan, et au-delà de ceux de l'Asie centrale a été matérialisé dès 2002 par le projet *Nabucco*, soutenu par la

Commission européenne et les Etats-Unis, partant de l'Azerbaïdjan et passant ensuite par la Géorgie et la Turquie, et ensuite rejoignant l'Autriche par la Bulgarie, la Roumanie et la Hongrie.

Nabucco a fait l'objet de plusieurs incertitudes dès l'origine, notamment en raison de l'impossibilité de compter sur le gaz iranien nécessaire à son équilibre, mais le projet russe *South Stream*, entre Gazprom et l'ENI, d'accès direct du gaz russe à la Bulgarie par la Mer Noire, projet auquel EDF a pris part alors que GCF Suez était dans Nabucco, lui a fait perdre une partie, pour ne pas dire l'essentiel, de son intérêt.

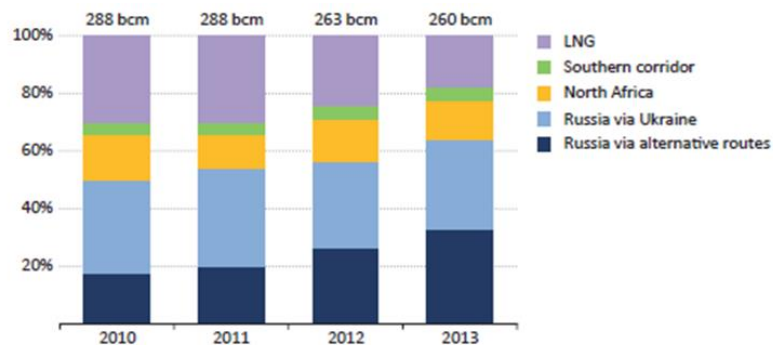
L'ambiguïté russe a été interprétée comme le fait de vouloir continuer à être le point de passage obligé de l'Asie centrale vers l'Europe.

Pourtant, l'idée du corridor Sud a été poursuivie, car elle est intéressante pour deux raisons.

D'abord, les livraisons de gaz par gazoduc hors de la Russie ne sont pas très flexibles, à la hausse. Notamment pour la Norvège, les Pays-Bas et l'Algérie, dont les gisements sont en voie d'épuisement.

C'est la Russie qui équilibre les variations des besoins en gaz européen, comme le montre le graphique suivant.

Evolution des importations européennes de gaz naturel par mode d'approvisionnement



Source : *World Energy Outlook 2014*

Ensuite, parce que le corridor Sud présente l'avantage de donner par la Turquie un accès direct aux gisements d'Asie centrale et du Moyen-Orient.

Il le fait en outre d'une manière très flexible, car il s'agit non seulement du gaz de Shah Denis en Azerbaïdjan, mais au-delà et éventuellement aux gisements d'Asie centrale, et aussi du Moyen-Orient, notamment d'Irak et d'Iran si la situation de ce pays se normalise après la conclusion d'un accord sur le nucléaire mettant fin aux activités iranniennes susceptibles de déboucher sur le nucléaire militaire et aux sanctions actuellement appliquées contre ce pays.

Dans une très grande perspective, c'est lui qui permettrait également d'accéder par gazoduc au gisement du Qatar *North Dome* partagé d'ailleurs avec l'Iran, qui l'appelle *South Pars*, dans sa partie sous-marine.

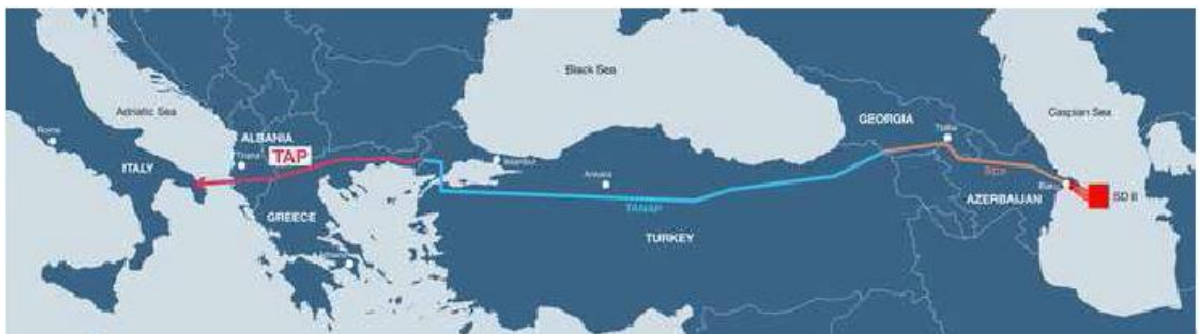
C'est par ailleurs par le corridor Sud que peut venir se raccorder le gazoduc qui permettrait à Israël et à Chypre de vendre aux Etats membres de l'Union européenne leurs excédents futurs. Pour Chypre, la difficulté politique était estimée pouvoir être contournée par l'Egypte lors de la rédaction du présent rapport.

Ainsi, en 2012, la Turquie et l'Azerbaïdjan ont décidé de lancer le transanatolien, TANAP, ce qui a réduit le projet Nabucco à son tronçon Ouest, à travers les Balkans et allant jusqu'en Autriche, d'une capacité de 31 milliards de mètres cubes par an à l'Ouest.

En 2013, le consortium *Shah Deniz* a choisi le projet alternatif transadriatique TAP à travers la Grèce, l'Albanie et l'Italie, pour une première capacité de 10 milliards de mètres cube.

En l'état, le corridor Sud correspond au tracé suivant.

Le corridor Sud : tracé



Source : Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

Il sera constitué de trois tronçons :

- le Bakou-Tbilissi-Erzurum (BTE) ;
- le transanatolien TANAP, qui est d'une capacité de 16 milliards de mètre cubes par an, avec une extension prévue à 26 milliards en 2023 et à 31 milliards en 2026 ;
- le trans-adriatique TAP, d'une capacité de 10 milliards de mètres cubes, extensible à 20 milliards, qui n'est pas réalisé.

Dans une perspective de développement des approvisionnements alternatifs de l'Europe, les capacités du corridor Sud devraient être accrues.

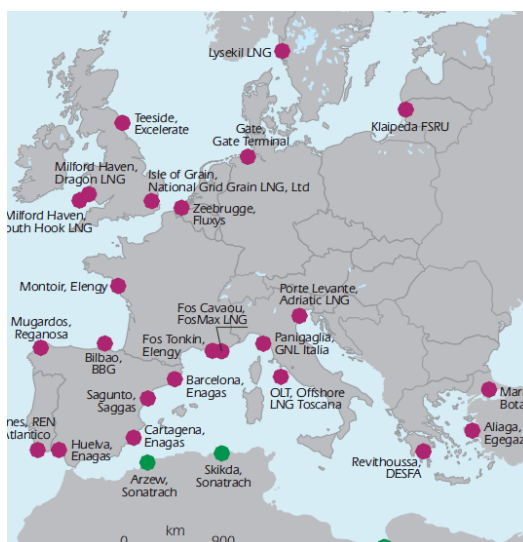
L'intérêt géostratégique du corridor Sud ne s'est pas démenti compte tenu de l'intérêt marqué de la Russie pour la Turquie, et de ses ambiguïtés, comme on l'a vu.

Le corridor Sud se trouve donc de fait au centre d'un « grand jeu » qui montre que sa réalisation, quelle que soit son profil final, il n'est que l'un des éléments de la diversification dont a besoin l'Union européenne.

c. Accueillir davantage de GNL, notamment américain

Les importations de gaz naturel sous forme de GNL se sont établies en 2013 à 40,5 milliards de mètres cube, sachant que 5,43 ont été réexportées. Or, les capacités des 24 terminaux étaient de 187 milliards de mètres cube, dont 111 pour l'Espagne et le Royaume-Uni. Leur implantation est donnée par la carte qui suit.

Terminaux de GNL européen et de liquéfaction pour l'Afrique du Nord



Source : Agence internationale de l'énergie.

Le taux d'utilisation en moyenne a donc été de 23 % en moyenne, avec un niveau plus élevé en France (31,9 %), en Italie (36 %) et au Portugal (36,9 %), comme le montre le tableau suivant.

Niveau d'utilisation des terminaux de GNL en 2013

(en milliards de mètres cube par an)

Country	LNG terminal capacity	Net imports	Utilisation rate	Re-exports loaded
Belgium	9.0	1.62	18.0%	1.50
France	25.3	8.08	31.9%	0.48
Greece	5.2	0.62	11.9%	-
Italy	15.3	5.50	36.0%	-
Netherlands	12.0	0.49	4.1%	0.23
Portugal	5.5	2.03	36.9%	0.33
Spain	60.2	12.42	20.6%	2.89
Sweden	0.3	-	0.0%	-
United Kingdom	50.7	9.40	18.5%	-
Total EU	183.5	40.16	23.5%	5.43

Source : Agence internationale de l'énergie

De nouvelles capacités sont installées ou en cours d'installation, notamment le terminal flottant de Klaipėdos en Lituanie, d'une capacité de 3 milliards de mètres cubes, pour alimenter les Pays baltes, entré en service cette année, et celui de Swinoujscie, en Pologne, de 4,9 milliards de mètres cubes, dont l'entrée en service est prévue pour 2015.

Le 28 février dernier, la *Litgas*, opérateur lituanien, a signé un accord sans engagement d'achat permettant d'acquérir 540.000 mètres cubes par an, le cas échéant, pour le terminal précité.

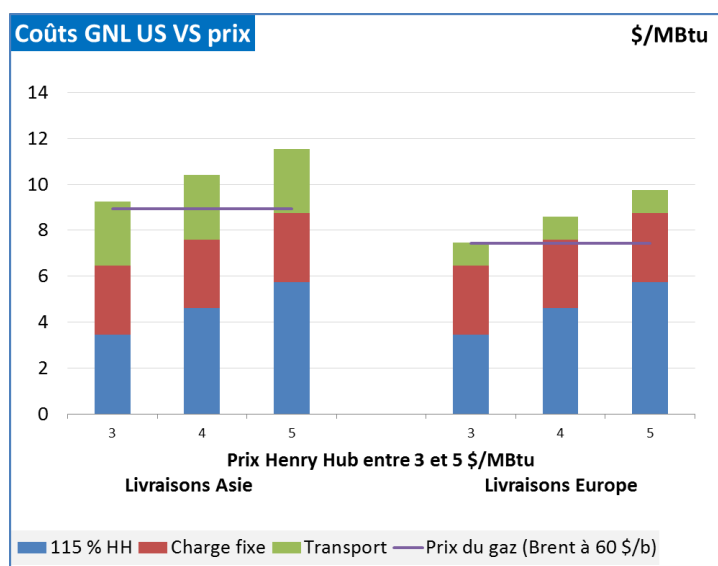
Dans ce contexte, l'Union européenne peut parfaitement par mesure de sécurité sans coût d'infrastructure supplémentaire, si nécessaire.

Elle peut donc importer lorsque les conditions techniques et commerciales en seront réunies du GNL des Etats-Unis.

La seule question est celle du coût de l'arrivée de ce gaz supplémentaire. Les échanges ultimes se faisant au prix asiatique, dont le niveau est comme on l'a vu supérieur au prix européen.

Selon les éléments communiqués par l'*IFP Energies nouvelles* en février dernier, ce ne serait qu'en état avec un prix du gaz américain très bas, de 3 dollars le Mbtu que l'opération serait rentable avec un prix du pétrole à 60 dollars le baril.

Coûts des exportations de GNL américain



Source : IFP Energies nouvelles

Au moment de la rédaction du présent rapport, le prix du *Henry Hub* était inférieur à ce seul, de quelques *cents*, et ce niveau était tenu depuis le mois de janvier 2015.

d. Développer davantage le stockage gazier dans le cadre de la future stratégie européenne de stockage de l'énergie

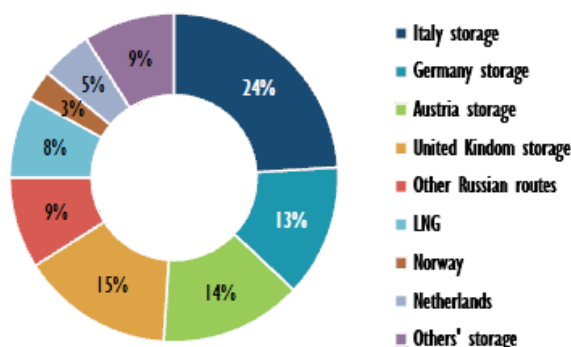
La communication précitée sur l'Union de l'énergie place le stockage de l'énergie dans le domaine des énergies renouvelables.

Il serait dommage de ne pas avoir une approche plus globale concernant aussi le stockage de gaz.

D'une part, celui-ci est indispensable pour optimiser le réseau en permettant de faire face aux pointes de consommation sans nécessairement avoir des gabarits trop importants.

D'autre part, il a montré toute son utilité pendant la crise ukrainienne de 2009. L'Union européenne a pu en effet faire face grâce aux mesures de mobilisation des stocks en Allemagne, Italie, Autriche et Royaume-Uni, à un déficit d'approvisionnement de 5 milliards de mètres cubes. Le développement des flux alternatifs a joué un moindre rôle comme le montre le graphique suivant.

Comment l'Union européenne a fait face en 2009 pour 5 milliards de mètres cubes de gaz naturel



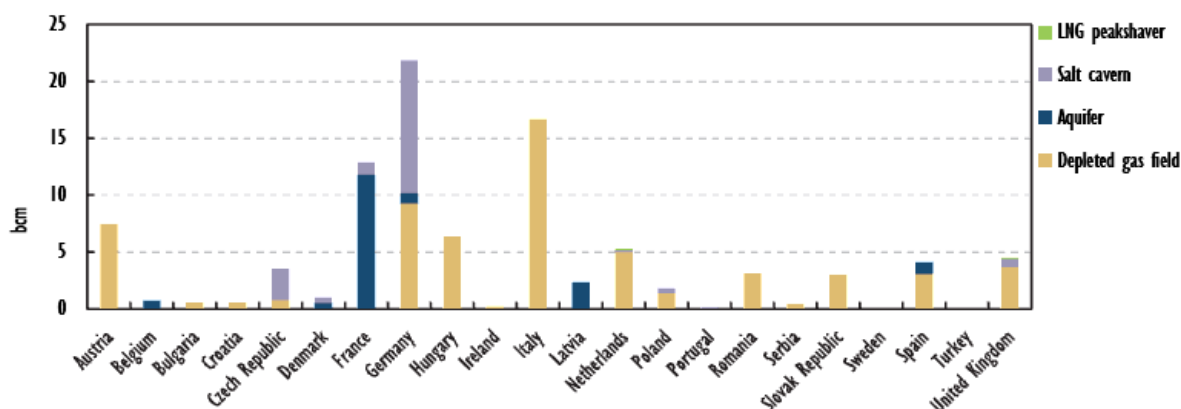
Source: IEA (2014c), *Medium-Term Gas Market Report*, OECD/IEA, Paris.

Source : Agence internationale de l'énergie

En 2013, la capacité de stockage souterrain de gaz naturel a été de 93 milliards de mètres cubes de gaz, soit 20 % de la consommation de l'Union européenne, selon les données de l'Agence internationale de l'énergie.

L'essentiel des capacités se trouvent comme le montre le graphique suivant en Allemagne, en Italie et en France.

Capacités de stockage de gaz



Source : Agence internationale de l'énergie

Au début de l'automne 2014, la capacité utilisée était de 90 %, ce qui représentait ainsi les deux-tiers environ de la livraison de gaz russe.

Le stockage reste une activité stratégique relevant de la réglementation nationale, mais le droit communautaire s'y applique, notamment les règles relatives à la séparation patrimoniale et à l'accès des tiers aux infrastructures s'y appliquent.

Les entreprises de stockage ont en propre le gaz dit coussin, nécessaire au fonctionnement des cavités naturelles ou artificielles de stockage, mais elles stockent le reste pour le compte des entreprises consommatrices ou de distribution, contre rémunération.

Le fonctionnement de ce dispositif a été exposé lors de son audition par M. Jean-Marc Leroy, directeur général de *Storengy*.

Les obligations de stockage des distributeurs de gaz sont définies au niveau national.

C'est à ce niveau-là mais aussi au niveau européen, qu'il convient de les renforcer de manière qu'elles suivent parfaitement le risque de rupture d'approvisionnement.

L'exemple de la France est, en effet, éclairant.

L'ensemble des sites de stockage français sont détenus par *Storengy*, filiale de GDF-Suez (pour 78 %) et par TIGF, fournisseur historique dans le sud-ouest (pour 22 %). Ils permettent au total de stocker un volume utile de 11,7 milliards de mètres cube avec un débit de pointe pouvant atteindre 200 millions de mètres cubes par jour. Ces capacités de stockage de gaz représentent 26 % de la consommation annuelle française. La France peut ainsi faire face à une éventuelle rupture d'approvisionnement, puisque le gaz russe ne représente que 15 % du gaz naturel consommé en France.

Cependant, la réglementation a dû être modifiée cette année, car plusieurs opérateurs s'exonéraient de leur obligation de stockage, coûteuse, ce qui a conduit à des pertes de capacités de stockage sur quelques sites. En outre, tout site qui n'est pas utilisé ne pourra plus l'être et, même sans aller jusqu'à la fermeture, tout site sous-utilisé perd en capacité.

Dans le contexte de risque sur les approvisionnements, ces pertes de capacités sont un non-sens complet. C'est pourquoi il convient de piloter le stockage de manière telle que toute perte soit évitée dans le futur, puisqu'en tout état de cause, l'augmentation de la dépendance gazière de l'Union européenne devrait logiquement conduire à une augmentation corrélative du niveau du stock de sécurité.

4. Un levier essentiel : mettre fin à la frilosité ou au refus paradoxal des Etats en Europe, compte-tenu de sa dépendance, comme de la France, de valoriser leurs ressources propres notamment en gaz et en pétrole non conventionnels

a. Un moyen de réduire la facture énergétique et de défendre l'industrie européenne menacée par la concurrence américaine et la prochaine concurrence asiatique

i. L'enjeu macroéconomique : la croissance et l'emploi

Comme l'observe la Commission européenne dans le cadre de sa stratégie pour la sécurité énergétique, l'Union européenne a importé dans les années

récentes plus d'un milliard d'euro par jour pour ses importations énergétiques (400 milliards d'euros). C'est globalement 800 euros par habitant.

La réduction de cette facture énergétique présente clairement un intérêt essentiel dans le contexte économique atone de l'Union européenne.

Elle concerne en effet des secteurs économiques d'un poids tel qu'ils sont en lien direct avec le niveau du PNB et la croissance.

Il y a en outre comme on l'a vu un enjeu industriel qui consiste à sauver l'industrie européenne dans le raffinage, la pétrochimie et les électro-intensifs.

- ii. Un impératif géopolitique : éviter de compliquer la question énergétique en surajoutant la question de l'accès aux produits finis à celle, déjà suffisamment difficile, de l'accès à la matière première

Le déplacement de l'industrie pétrochimique, du raffinage et à terme des électro-intensifs ailleurs qu'en Europe aurait au-delà de ses conséquences économiques des incidences géopolitiques graves : une part des produits finis en question sont des produits stratégiques, notamment les carburants.

Le risque est donc de voir se développer une géopolitique du produit fini qui compliquerait encore davantage la situation de l'Europe.

b. Trois voies techniquement possibles : le gaz et l'huile de schiste ; le gaz de houille ; le biogaz

- i. Une question de choix politique

Sur le plan technique, deux voies nouvelles sont possibles pour valoriser les ressources énergétiques du sous-sol européen : le pétrole et le gaz de roche mère ; le gaz de houille.

Comme l'ont montré les rapports de MM. Jean-Claude Lenoir, sénateur, et Christian Bataille, député, fait au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, rapport d'étape n° 1115 du 5 juin 2013, puis rapport n° 1581 déposé le 27 novembre 2013 sur *Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels*, la difficulté n'est pas d'ordre technique, mais uniquement politique pour ce qui concerne tant le gaz et le pétrole .

Dans le réseau de GRTgaz, à l'heure actuelle, 50 millions de mètres cube/an de gaz de houille sont injectés par un producteur, *Gazonor*.

- ii. Un certain intérêt au niveau européen, et aussi en France, pour le biogaz

Le 11 mars dernier, le rapport final sur le projet *Sustaingas* d'évaluation du potentiel de biogaz a été publié et a jugé le potentiel insuffisamment exploité.

L'une des questions de fond est cependant celle des surfaces agricoles dédiées à cette production, comme c'est le cas en Allemagne.

En France, le biogaz fait l'objet d'un intérêt marqué. Lors de son audition, M. Olivier Aubert, directeur de l'Offre, direction générale de *GRTgaz*, a présenté l'intérêt de la production de biométhane à partir de déchets agricoles, comme par exemple des pulpes de betterave, ce qui évite de créer une concurrence sur l'usage des terres agricole, entre la destination alimentaire et la destination énergétique.

GRTgaz a fait réaliser une étude qui montre qu'en France, le potentiel va jusqu'à 220 térawatt/heure, c'est-à-dire 220 milliards de kilowatt/heure de gaz naturel qui pourraient être injectés dans les réseaux, uniquement à partir des déchets agricoles, y compris le biométhane dit de deuxième génération, avec l'utilisation d'une filière bois.

Il y a actuellement quelques unités pilotes. Le biométhane est aujourd'hui acheté par un tarif de rachat qui s'échelonne entre 45 et 120 euros le mégawatt/heure, suivant la taille de l'usine, l'endroit où il se situe et le type de déchets, qui va donc jusqu'à trois fois le coût de production à partir du GNL.

c. Des réserves jugées substantielles dans le sous-sol européen pour une production de gaz et de pétrole non conventionnels

Faute d'avoir été explorées, les réserves européennes de gaz et de pétrole non conventionnelles ne sont encore que supposées.

Les estimations de l'Agence américaine d'information sur l'énergie, dans le cadre de son deuxième rapport d'évaluation des ressources mondiales en gaz et en pétrole non conventionnels (*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States* - juin 2013) sont de l'ordre de 13.500 milliards de mètres cubes pour le gaz de schiste, dont 4.290 pour la Pologne et 3.780 pour la France, ainsi que 3.700 pour l'Ukraine, 1.470 pour la Roumanie, 900 pour le Danemark et 750 pour le Royaume-Uni.

En matière d'huile de schiste, les quantités sont de 13.000 millions de barils dont l'essentiel se trouverait en France (4.700 millions) et en Pologne (3.300 millions), ainsi qu'aux Pays-Bas (2.900 millions).

Ce rapport, actualisé en juin 2013 est très exhaustif et se fonde sur les données géologiques disponibles, notamment les résultats des forages faits lorsque la France cherchait du pétrole conventionnel après la Seconde Guerre mondiale. Elles sont considérées par le *DoE* comme le plus fiable possible.

Pour sa part, l'Agence internationale de l'énergie rappelle dans son étude précitée spécifique sur l'Europe (*Energie Policies of IEA Countries : European Union 2014 Review*) que son sous-sol contiendrait 13.000 milliards de mètres

cubes de gaz, alors que la Commission européenne estime à 16.000 milliards le total récupérable, soit plus de trente ans de consommation.

L'AIE a estimé dans son étude générale de 2012 (*World Energy Outlook*) que la production pourrait atteindre 80 milliards de barils jour. Elle estime maintenant que les réticences des pays pourraient faire que ce niveau ne soit pas atteignable. Elle rappelle cependant dans l'étude 2014 *World Energy Outlook* que dans les conditions les moins favorables, 17 milliards de mètres cubes de gaz pourraient être produits d'ici 2040, chaque année. Pour la production d'huile de schiste, le dernier rapport de l'AIE n'avance aucun chiffre pour l'Europe.

On constate donc que l'Europe n'est pas parmi les continents les mieux dotés, mais qu'elle pourrait disposer cependant de ressources qui pourraient s'avérer appréciables.

d. Des engagements trop frileux des Etats membres de l'Union européenne pour l'instant, vis-à-vis du gaz et du pétrole non conventionnels

i. La Pologne : une exploration qui se poursuit avec les compagnies nationales

La Pologne est dans une phase compliquée à la suite du retrait de certains de ses plus gros investisseurs et des difficultés à adapter sa législation aux normes environnementales européennes. Elle est encore en phase d'exploration.

En 2011, un rapport de l'Agence américaine d'information sur l'énergie l'avait classée comme l'un des pays ayant les plus importantes réserves de gaz de schiste en Europe avec près de 3 milliards de mètres cubes de gaz. Plusieurs sociétés, dont Total, ont alors participé à des appels d'offres pour l'obtention de licences d'exploration du gaz de schiste polonais. Depuis, un autre rapport, publié par l'Institut Polonais de Géologie, a réévalué les réserves polonaises au dixième de ce qui avait été communiqué.

Dernièrement, les compagnies principalement américaines et canadiennes qui avaient investi en Pologne et dont les contrats arrivent ou sont arrivés à expiration, ont décidé de ne pas les renouveler puisque sur près de 40 puits, un seul s'est avéré économiquement viable, selon la BBC. Il y a peu, *Total* a annoncé le non-renouvellement de son unique permis dans le pays. En effet la géologie du sous-sol polonais ne permet pas d'utiliser les mêmes technologies qu'aux États Unis, car elle est jugée trop complexe pour en rendre l'exploitation rentable. En l'état, la roche ne répond pas à la fracturation et le flux de gaz n'est pas suffisant.

Chevron a annoncé en février l'arrêt des opérations.

Restent actives outre une entreprise irlandaise, *San Leon*, deux opérateurs polonais : *PGNiC* et *PKN Orlen*.

L'exploitation du gaz de schiste en Pologne doit faire face à la profondeur des réserves, entre 1000 mètres et 4500 mètres. Afin d'en permettre l'accès, le gouvernement a en effet délivré des permis d'exploration allant jusqu'à 5000 mètres de profondeur.

Selon les éléments communiqués par l'Ambassade de Pologne, les entreprises utilisent presque toujours une méthode d'exploration par vibrations, qui est autorisée par la loi polonaise. Les entreprises qui souhaitent utiliser la méthode par détonation doivent se conformer à des règles supplémentaires prévues par la loi géologique et minière, y compris élaborer et soumettre à l'approbation « des plans de circulation » (les documents qui présentent les règles encadrant l'activité prévue).

Pour la fracturation hydraulique, la loi polonaise impose des dispositions spécifiques, d'ailleurs applicables à toutes les activités minières menées par forage, assorties de certaines restrictions supplémentaires, telles que l'exécution de l'étude d'impact sur l'environnement complète, laquelle est obligatoire pour les travaux réalisés dans les terrains avec des valeurs environnementales fortes.

Conformément aux règles européennes, la Cour de justice de l'Union Européenne a jugé que la Pologne violait les lois européennes en octroyant des permis d'exploration et d'extraction d'hydrocarbures sans présenter d'étude d'impact environnementale préalable. La Cour est actuellement en train d'examiner la nouvelle législation polonaise adaptée à la suite de la plainte.

Dans l'ensemble, les perspectives sont jugées plus prometteuses aux abords de la Baltique.

ii. Le Danemark : un moyen de la transition énergétique

Le Danemark est sur le point de commencer la phase d'exploration qui sera réalisée par *Total* en partenariat avec une compagnie locale.

Depuis 2011, le nouveau gouvernement a une politique très attentive à l'environnement, avec l'objectif de développer les renouvelables, mais il ne bannit pas pour autant les renouvelables.

Le gaz de schiste est vu comme une énergie de transition. Le pays étant très préoccupé par le taux d'émission de carbone, il est essentiel pour lui de limiter dans un premier temps la consommation de charbon.

Le recours au gaz de schiste permet non seulement de palier l'épuisement progressif des gisements de la Mer du Nord, mais aussi d'utiliser les infrastructures gazières existantes.

C'est dans cette perspective que des permis d'exploration permettant d'aller à une profondeur de 4000 mètres ont été donnés à *Total* en partenariat avec

le *Danish North Sea Fund*. Les premières productions ne verront pas le jour avant 2020, vraisemblablement.

iii. Le Royaume Uni : une pièce essentielle d'une stratégie énergétique d'ensemble, dont la portée vient d'être récemment restreinte

Bien que l'EIA ait estimé ses réserves moins importantes que celles de la France, avec 750 milliards de mètres cubes, le Royaume-Uni mène désormais une politique favorable à l'exploitation du gaz de schiste, censé compenser le déclin de la production de la Mer du Nord et assurer la transition vers un recours plus massif aux « énergies vertes », le gaz étant considéré comme l'énergie fossile la plus propre. Le Premier ministre britannique a estimé, pour sa part, que la fracturation hydraulique sera « bonne pour le pays », le développement de la production de gaz de schiste pouvant de son point de vue aider l'Union Européenne à réduire sa dépendance au gaz russe. Un rapport d'*Ernst and Young* fait par ailleurs valoir que plusieurs dizaines de milliers d'emplois pourraient être créés grâce au développement du gaz de schiste, ce qui permettrait par ailleurs d'injecter plus de 55 milliards d'euros dans l'économie britannique.

L'objectif d'ensemble du Royaume-Uni est une stratégie énergétique de long terme jouant sur un bouquet diversifié recourant également au nucléaire, de manière pragmatique.

Le développement du gaz de schiste au Royaume-Uni n'en est encore qu'à un stade précoce, aucun puits de test de production ni même de forage horizontal n'ayant été réalisé, même si des mesures fiscales ont été prévues pour favoriser le secteur.

En effet, la politique gouvernementale en faveur du gaz de schiste s'est heurtée à des difficultés.

C'est ainsi qu'après un séisme début 2011, causé par la mise en œuvre de la fracturation hydraulique, le gouvernement britannique a imposé un moratoire entre mai 2011 et décembre 2012 afin de déterminer les causes de ce séisme et plus généralement d'élaborer les règles de mise en œuvre du développement des ressources d'hydrocarbures de schiste. Ce moratoire a été levé fin 2012 sur la base d'un rapport d'experts indépendants, qui ont recommandé un certain nombre de mesures pour atténuer les risques de secousses sismiques.

Plus récemment, des mesures ont été prises ces dernières semaines pour interdire la fracturation hydraulique dans les parcs nationaux et autres sites protégés, et le Pays de Galles comme l'Ecosse ont adopté un moratoire pour leur territoire. Enfin, un projet est menacé en raison de la contestation des populations locales.

- iv. L'Allemagne : une longue hésitation avant d'opter très récemment pour un encadrement très strict

La fracturation hydraulique a rencontré en Allemagne des oppositions, notamment celle des producteurs de bière et des *Länder*.

La législation allemande a donc été prévue pour être révisée dans un sens plus strict afin d'interdire jusqu'en 2021 le recours à la fracturation hydraulique pour l'extraction du gaz de schiste ou du gaz de houille à des profondeurs au-dessus de 3000 mètres.

Ainsi, le ministère de l'environnement et le ministère de l'économie et de l'énergie ont conjointement annoncé le 4 juillet 2014 les principes directeurs du futur paquet législatif sur le gaz de schiste et le gaz de houille :

- la protection de la santé et de l'eau, priorité absolue ;
- l'interdiction *a priori* des procédés fracturation hydraulique pour l'extraction de gaz de schiste ou de gaz de houille au-dessus de 3000 mètres de profondeur ;
- la possibilité de mesures d'expérimentation à titre scientifique pour l'étude des conséquences sur l'environnement et le sous-sol, dès lors que les liquides introduits pour la fracturation hydraulique ne sont pas dangereux pour la qualité de l'eau. Sera évaluée en 2021 la proportionnalité de la règle d'interdiction sur la base d'un rapport du gouvernement allemand, compte tenu de l'état de la science et de la technique ;
- les procédés de fracturation pour le gaz de réservoir compact (« tight gas ») demeurent possibles par principe. Des règles complémentaires seront introduites : les liquides utilisés pour la fracturation devront présenter un degré de dangerosité pour la qualité de l'eau le plus faible possible ;
- les prescriptions applicables aux procédés autorisés seront renforcées ;
- les *Länder* peuvent prendre des mesures complémentaires.

Dans les faits, tous les projets de fracturation ont été au point mort en Allemagne, aucune nouvelle autorisation n'ayant été accordée ces dernières années, du fait de la polémique.

Le dossier a connu les étapes suivantes.

Une première étude de l'administration fédérale en charge de l'environnement avait été publiée dès 2012, les experts y recommandant déjà de ne pas appliquer cette technique de façon étendue. En janvier 2014, cette administration a présenté les résultats préliminaires de la seconde étude, à partir de laquelle le paquet législatif a été élaboré.

Au-delà des aspects environnementaux, cette même administration a d'abord évalué de façon critique le boom du gaz de schiste aux Etats-Unis, notamment pour des raisons climatiques : *« la technique du fracking n'est pas le sauveur du changement climatique, qui nous faciliterait le passage aux énergies renouvelables. Il serait mieux que notre pays se concentre sur des sources énergétiques dont le caractère durable est avéré, comme les énergies renouvelables. De plus, nous devrions augmenter l'efficacité énergétique des bâtiments, dans lesquels le gaz issu du fracking pourrait être utilisé pour le chauffage, afin d'en diminuer la consommation gazière. »*

Ensuite, un nouveau rapport publié le 12 décembre dernier par cette même administration a été moins critique.

En définitive, au début du mois d'avril 2012, un équilibre politique a été trouvé. Il est fondé des interdictions dans certaines régions précises uniquement, pour la protection de l'eau potable, de la santé et de la nature, ainsi qu'à moins de 3 000 mètres de profondeur et dans certaines couches géologiques comme les couches de charbon ou les marnes.

Il ne donne cependant pas satisfaction aux exploitants, comme l'a exprimé M. Markus Kerber, directeur général de la fédération de l'industrie *BDI* : *« C'est un signal positif que l'exploitation du gaz de schiste en Allemagne ne soit pas totalement exclue, mais les obligations pour l'extraction de gaz naturel dans leur ensemble sont totalement exagérées »*.

v. La recommandation de la Commission européenne

La Commission européenne n'a pas proposé de législation européenne en matière de gaz et pétrole non conventionnels.

Elle a adopté le 21 janvier 2014 une recommandation visant à garantir la mise en place de mesures appropriées en matière de protection de l'environnement et du climat en ce qui concerne la technique de fracturation hydraulique à grand volume utilisée notamment dans l'exploitation du gaz de schiste.

L'objectif est de favoriser les bonnes pratiques et d'aider les Etats membres désireux de recourir à cette technique à gérer les risques environnementaux et sanitaires et à accroître la transparence à l'égard des citoyens. Elle introduit également des règles du jeu pour le secteur et offre un cadre plus clair aux investisseurs. Elle s'accompagne d'une communication qui examine les possibilités et les problèmes associés à la fracturation hydraulique à grand volume appliquée à l'extraction des hydrocarbures.

e. Un élément qui serait pourtant aussi essentiel que décisif dans les négociations énergétiques avec les grands pays fournisseurs dès le stade de l'exploration

Qu'elle soit menée par des Etats ou par de grandes entreprises privées, sans d'ailleurs que les Etats concernés ne puissent en aucune manière s'en désintéresser, une négociation de fourniture d'un produit énergétique aussi essentiel que le gaz est toujours difficile.

En l'absence de solution alternative développée sur son propre sol, tout Etat ou tout opérateur de l'Union européenne est en effet position peu favorable, d'entrée de jeu, avant même la négociation, face à un pays ou à une entreprise nationale qui se sait en position diamétralement opposée.

La simple perspective d'une exploration permettrait de rétablir le bon équilibre.

Il est très regrettable que ce paradoxe d'une Union européenne qui craint de manière tout à fait justifiée son extrême dépendance gazière, soit bloquée par une crainte non justifiée quant à elle, vis-à-vis de l'un des instruments majeurs permettant d'en sortir.

5. Pour la France, trois raisons supplémentaires d'explorer voire même d'exploiter gaz et pétrole non conventionnels, sans avoir même à insister sur l'impératif géopolitique de conserver à la première puissance militaire du continent ses capacités d'action

a. Les interdictions actuelles : des mesures incompréhensibles pour le reste du monde

En Europe, la France partage avec la Bulgarie la particularité d'avoir interdit la fracturation hydraulique.

Pour la Bulgarie, cette interdiction est interprétée comme le résultat d'une proximité traditionnelle avec la Russie.

Pour notre pays, c'est totalement incompréhensible. Son image, associée à Descartes, aux Lumières et à la pensée rationnelle, en pâtit largement.

La loi visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique (n° 2011-835 du 13 juillet 2011) est issue d'une proposition de loi présentée par M. Christian Jacob, UMP, adoptée par l'ancienne majorité, mais qui n'a pas été remise en cause lors de l'actuelle législature, en l'état.

De manière inexplicable, la circulaire du 21 septembre 2012, de la ministre de l'environnement, du développement durable et de l'énergie, relative

aux permises de recherche d'hydrocarbures et aux travaux d'exploration, a été au-delà de la loi en interdisant tous les travaux de recherche susceptibles de porter sur les roches mères.

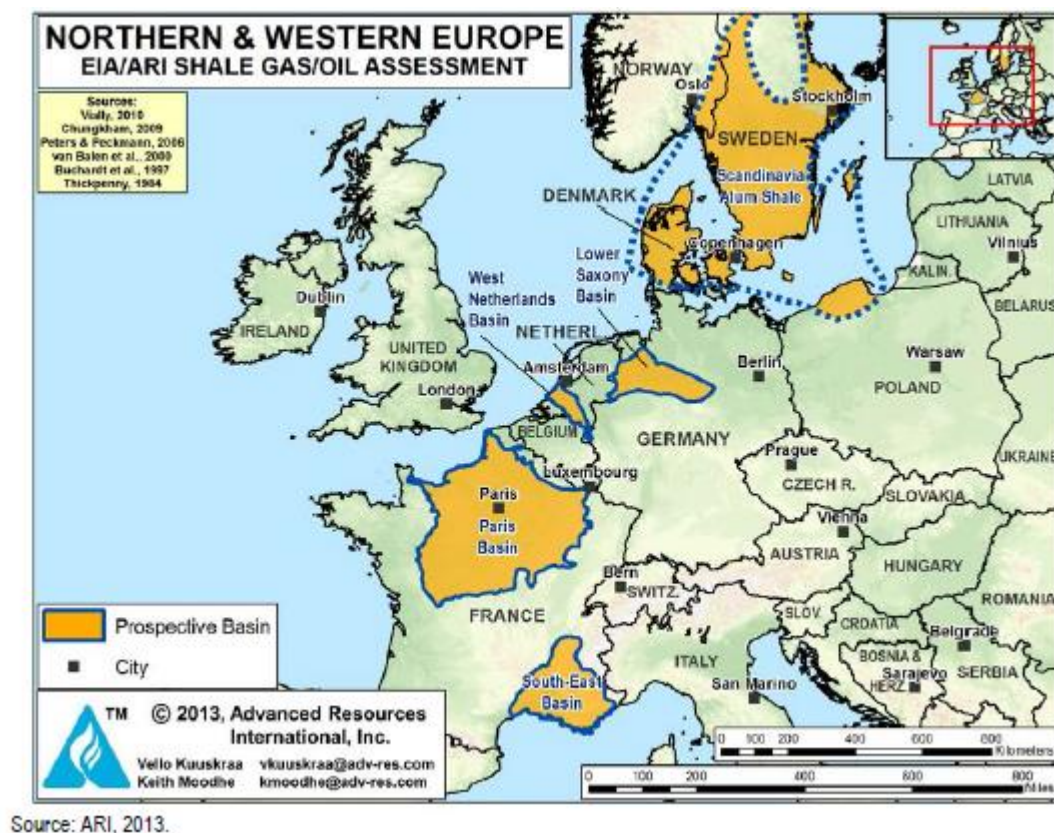
Elle repose sur une présomption de recours à la fracturation hydraulique qui n'a pas de sens.

En outre, sans qu'il soit besoin ici d'entrer dans le détail, l'impossibilité d'utiliser les permis antérieurement attribués a porté atteinte à la crédibilité de la France vis-à-vis des investisseurs de dimension internationale.

b. L'exploration : une mesure de bon sens pour s'assurer au moins de la ressource et négocier en meilleure position

Comme l'a rappelé dans son rapport précité M. Frédéric Barbier, les premières estimations des ressources non conventionnelles en France représenteraient 85 ans de consommation domestique, ou encore 15 gisements de Lacq.

Comme l'ont confirmé plusieurs intervenants, le bassin Sud-Est contiendrait des gaz de schiste tandis que l'Île-de-France serait riche en huiles de schiste, selon la carte suivante.



En réalité, ces estimations théoriques n'auront une valeur que lorsqu'un nombre suffisant de forages exploratoires aura été effectué pour connaître notamment les données techniques et ainsi économiques, de coût, de la ressource.

Il conviendrait notamment de confirmer les estimations actuelles qui sont de l'ordre de 10 dollars le Mbtu pour l'extraction du gaz en région parisienne, selon une première approche de M. Pierre René Bauquis.

Par rapport aux Etats-Unis, le surcoût couvre notamment des précautions environnementales que les Etats-Unis n'ont pas prises d'emblée.

La confirmation de ces éléments serait certainement de nature à permettre de fixer d'entrée de jeu, pour les négociations gazières, une indication du niveau de prix auquel la France peut toujours au moins partiellement se fournir elle-même.

c. L'exploitation : une mesure probablement indispensable pour le rétablissement économique de notre pays, au-delà de l'intérêt géopolitique évident d'une France sans fragilité

- i. L'impératif commercial : résorber en partie le déficit extérieur (65 milliards en 2013 de déficit sur les produits énergétiques)

En 2013, la France a importé 56 millions de tonnes de pétrole brut. La carte des pays fournisseurs a été redistribuée : les importations de pétrole en provenance des pays de l'ex-URSS ont encore reculé alors que la part des pays du Moyen-Orient augmente. L'Arabie Saoudite devient le premier fournisseur de la France devant le Kazakhstan et la Russie.

Sa production stagne à moins d'un million de tonne (0,8 million selon Eurostat) pour 2012. L'INSEE l'estime à 1 % de la consommation totale de pétrole.

Pour ce qui concerne le gaz naturel, le rapport a été le même, avec selon Eurostat, 0,5 million de tonnes équivalent pétrole contre 36,9 pour les importations.

En conséquence, la facture énergétique de la France a été en 2013 de 66 milliards d'euros.

Elle représente l'essentiel du déficit commercial qui s'est établi à 61,3 milliards d'euros.

En 2015, avec l'hypothèse d'un prix du baril à 60 dollars, la facture énergétique serait de l'ordre de 40 milliards d'euros, ce qui reste substantiel.

Toute production de pétrole et de gaz issue de notre sous-sol serait donc appréciable.

- ii. L'impératif de compétitivité : sauver l'industrie chimique et le raffinage et assurer le renouveau des activités et des emplois sur le territoire

L'exploitation du gaz de schiste et de l'huile de schiste sur notre territoire serait sans aucun doute un facteur de rétablissement de notre compétitivité.

La présence de l'industrie chimique et du raffinage serait en effet la garantie du maintien d'une activité industrielle sur notre territoire. Dans son rapport précité, M. Frédéric Barbier rappelle que les études disponibles font état de plusieurs dizaines de milliers d'emplois créés, pour une production allant sur trente ans de 500 à 4.400 milliards de mètres cubes.

IMPACT D'UNE EXPLOITATION DES HYDROCARBURES DE SCHISTE EN EUROPE ET EN FRANCE

	Nombre de puits	Production totale	Emplois créés	Effet sur la balance commerciale
Pöyry	Estimation des effets macroéconomiques d'une production de gaz de schiste à l'échelle européenne en 2035 (année de pic de production)			
« Some shale gas »	Entre 1 800 et 3 500 puits par an en 2035	2 500 Gm ³ sur 30 ans	400 000 emplois	+ 25 Mds€/an
« Shale gas boom »		4 400 Gm ³ sur 30 ans	800 000 emplois	+ 59 Mds€/an
IFP Énergies nouvelles	Estimation sommaire de l'impact macroéconomique d'une exploitation des hydrocarbures de schiste en France			
Gaz	Total de 4 000 drains sur 200 plateformes	504 Gm ³ sur 30 ans (*)	75 000 emplois	+ 5 Mds€/an
Pétrole		1 à 2 Gb sur 30 ans (**)	75 000 emplois	+ 3 à 5 Mds€/an

(*) Soit 50 % de la consommation actuelle (**) Soit 5-10 % de la consommation actuelle

- iii. L'impératif budgétaire : garantir la crédibilité et la solvabilité de la France vis-à-vis de ses créanciers internationaux alors que la dette publique pourrait bientôt atteindre 100 % du PIB

La dette française s'est considérablement accrue depuis 2008 et le début de la crise financière.

Elle est passée de 63,9 % du PIB fin 2007 à 95,1 % à la fin du deuxième trimestre 2014, soit 32 points d'augmentation en sept ans. Elle pourrait atteindre les 100 % du PIB dès 2016.

A partir d'un certain seuil qui relève de l'appréciation des investisseurs, de leurs conseils et des opérateurs de marché, la perception du risque souverain de notre pays pourrait changer.

Dans ce cas, la prime de risque demandée pour l'achat des titres souverains français s'élèverait, ce qui se traduirait par un relèvement des taux d'intérêt et une aggravation du déficit.

Une telle situation n'est pas envisageable pour notre pays et il est clair qu'un tel scénario aurait d'autant moins de risque de se produire en présence avérée d'hydrocarbures non conventionnels : les financiers ne dégradent ni ne négligent un Etat qui dispose de matières premières aussi essentielles que le gaz et le pétrole.

CONCLUSION

A l'issue de plus d'un an de travaux, plusieurs éléments s'imposent clairement comme des fondamentaux de la géopolitique de l'énergie.

D'une part, le sujet est très évolutif et mouvant, et il peut varier de façon spectaculaire et rapide.

Il est aussi clair que l'on ne pouvait traiter la question du gaz et des huiles de schiste sans aborder globalement le sujet du gaz et du pétrole.

L'exploitation de cette ressource non conventionnelle, abordée aux Etats-Unis dans des délais très courts et avec une grande virtuosité technique, a remis ce pays au premier rang des pays producteurs d'hydrocarbures.

Les idées des pics de production et de fin du pétrole s'éloignent en banalisant un peu plus les hydrocarbures.

Les ressources non conventionnelles ont contribué au fort recul actuel des cours. Ce recul représente une chance pour certains pays développés, en premier lieu pour l'Europe et le Japon. Par contre, il met en difficulté des producteurs de premier rang, comme la Russie et l'Iran.

Le rôle de l'Arabie saoudite et du Moyen-Orient reste pourtant majeur. Les rapporteurs n'ont pas perçu la volonté de désengagement des Etats-Unis de cette région du monde. Il serait prématuré de tirer des conclusions trop affirmatives, mais il est clair que l'apport des énergies non conventionnelles a permis de surmonter sans à-coup des accidents politiques graves autour de la Méditerranée ou des séismes géologiques ou techniques comme au Japon. Cette nouvelle donnée contribue par ailleurs à fluidifier et à améliorer les échanges mondiaux.

EXAMEN EN COMMISSION

La commission des affaires étrangères a examiné le présent rapport d'information au cours de sa séance du mercredi 6 mai 2015.

M. Christian Bataille, co-rapporteur. Fondée sur le charbon, la Révolution industrielle a montré que la maîtrise de l'énergie commande les rapports entre les puissances. Cet élément s'est renforcé avec le pétrole, l'un des éléments du passage au premier rang des Etats-Unis dès la fin du XIXe siècle, et ensuite avec le gaz naturel.

Ce constat ne s'est pas démenti depuis. Les hydrocarbures ont conservé leur prééminence dans le bouquet énergétique mondial, acquise dès les années 1960. Ils en représentent actuellement 53%, dont un peu plus de 31% pour le pétrole et de 21% pour le gaz naturel, alors que, pour mémoire, l'autre grande source d'énergie, le charbon, est à 29%.

La France est une exception dans le monde pour avoir substitué l'énergie nucléaire à son déficit en ressources propres en matière d'hydrocarbures.

Le pétrole est peut-être une arme de combat, d'une efficacité d'ailleurs supérieure à la force militaire. La Russie, puissance impériale, l'a compris.

Les Etats-Unis voudront peut-être de la même façon et par les mêmes méthodes affirmer une suprématie en Asie et en Amérique du Sud. La Révolution du gaz et du pétrole de schiste les propulse au premier rang pour le gaz et peut-être même pour le pétrole. Elle leur en donne la faculté.

D'autres puissances émergentes, si leur sous-sol révèle des richesses, seront dans l'avenir tentées d'agir de la même façon. Il leur faudra cependant la durée.

Bien peu de pays, notamment les pays européens, auront la capacité de desserrer le nœud coulant du pétrole comme viennent de le faire magistralement les Etats-Unis.

Pour ce qui concerne les échanges de produits énergétiques, il faut d'abord remarquer que l'on assiste, depuis 2005, à la montée en puissance des hydrocarbures non conventionnels, gaz et pétrole de schiste. Leur exploitation est pour l'instant cantonnée aux Etats-Unis, et concerne un peu le Canada, mais les volumes sont cependant déjà significatifs au regard de la production mondiale : de

l'ordre de 4 à 5% pour le pétrole, et plus de 8% pour le gaz naturel. Ils sont appelés à se développer. Une petite production est déjà constatée pour le pétrole en Argentine et pour le gaz en Chine.

Ensuite, il faut observer que non seulement la production, mais aussi et surtout les exportations et les réserves actuellement prouvées de pétrole et de gaz naturel sont concentrées sur un assez petit nombre de pays. Les grands pays importateurs, notamment des pays européens, sont ainsi en situation de dépendance potentielle vis-à-vis de ces Etats.

La situation n'est cependant pas la même pour le pétrole et pour le gaz naturel.

Pour le pétrole, les grands exportateurs sont, d'après les chiffres de l'Agence internationale de l'énergie, l'Arabie saoudite, 18,7% du total, la Russie, 12% et ensuite autour de 5 à 6% chacun, d'autres pays du Moyen-Orient : Irak, Koweït et Emirats arabes unis.

Les réserves prouvées sont tout aussi concentrées avec 48% du total mondial pour le Moyen-Orient, dont 15,5% en Arabie, 28% pour la Russie et les pays d'Asie centrale de l'ex-Union soviétique, et un peu plus de 17% pour le Venezuela.

A l'opposé, si l'on excepte les Etats-Unis, très grand producteur de pétrole avec une production comparable à celle de l'Arabie saoudite et de la Russie, mais qui restent un grand importateur de pétrole, avec plus de 20% encore du total mondial en 2012, les grands importateurs pétroliers nets sont les grandes puissances économiques, la Chine, avec 13% du total, l'Inde, avec 9%, le Japon, la Corée du Sud et ensuite les pays européens.

Pour compléter ce panorama, il faut rappeler qu'une large partie de la production de pétrole, environ 40%, est contrôlée par les pays de l'OPEP. L'OPEP fixe à ses membres des quotas de production. Ceux-ci détiennent, selon les estimations, entre 75% et 80% des réserves prouvées. En outre, le paysage pétrolier n'est pas tant dominé par les grandes compagnies multinationales issues des mégafusions des années 1990 et 2000, les *Supermajors*, dont *Total*, que par les compagnies nationales des pays producteurs, dont celles des membres de l'OPEP naturellement.

La situation de dépendance politique qui pourrait en résulter est cependant tempérée par le fait que, sous réserve de quelques contraintes dues aux différences de qualité, les barils de pétrole sont interchangeables les uns les autres. Il y a donc un véritable marché mondial du pétrole avec des prix qui évoluent de manière coordonnée pour les différents bruts de référence, parmi lesquels le *Brent* de la Mer du Nord.

Mais, le rôle très politique du pétrole est quand même rappelé par le fait que c'est l'Arabie saoudite, grâce à ses capacités de production aisément

mobilisables, principal pays de l'OPEP, qui peut jouer le rôle le producteur d'appoint permettant la régulation du marché, ce qu'elle a en général fait jusqu'à ces derniers mois.

S'agissant du gaz naturel, la situation n'est comparable à celle du pétrole que pour ce qui concerne la concentration de la production, des exportations et aussi des importations.

Grâce à la révolution du gaz de schiste, les Etats-Unis sont maintenant le premier producteur mondial, à raison de 20% du total, mais ils ne sont pas encore exportateurs. L'Iran, qui est le quatrième producteur mondial, n'est pas non plus exportateur, en raison, pour l'essentiel, du volume de sa consommation intérieure.

Les échanges internationaux sont donc dominés par trois grands exportateurs : la Russie, avec 24% du total mondial, le Qatar, 14%, et la Norvège, 12%. Les autres exportateurs sont de moindre importance : Canada, Algérie, Turkménistan et Pays-Bas.

Pour l'avenir, et c'est un élément important, l'essentiel des réserves mondiales actuelles se trouvent, en l'état, en Iran (18,2%), en Russie (16,8%), au Qatar (12,3%) et au Turkménistan (9,4%).

Face à ces pays, les grands importateurs de gaz naturel sont le Japon (14,7% du total), puis l'Allemagne (9,1%), l'Italie (7,4%), la Corée du Sud (6,3%) et la Chine (5,9%).

Contrairement au pétrole, les échanges internationaux de gaz naturel manquent de souplesse, car le méthane ne se transporte que dans des conditions très particulières de pression ou de température. Ces échanges sont donc très contraints par les infrastructures, gazoducs ou bien terminaux de liquéfaction et de regazéification du GNL transporté par navire méthanier.

Pour l'Europe, les deux tiers de l'approvisionnement se font par gazoduc, et dans le cadre de contrats de long terme, lesquels restent d'ailleurs pour plus de la moitié d'entre eux indexés sur le prix du pétrole, et pour un tiers par GNL. Pour l'Asie, c'est en quasi-totalité par méthanier. En 2012, 71% du GNL mondial a été destiné à l'Asie.

Si la Russie domine les exportations par gazoduc, et reste le producteur d'appoint du gaz naturel, le Qatar domine l'offre de GNL au niveau mondial.

Il en résulte qu'il n'y a pas de marché mondial du gaz naturel, mais trois grands compartiments de marché avec des prix différents : l'Amérique du Nord, avec un prix très bas, actuellement de 3 dollars par million d'unités thermiques britanniques, le Mbtu, qui est la référence ; l'Europe, avec un prix qui était encore autour de 10 dollars il y a quelques semaines ; et l'Asie qui était autour de 15 à 16 dollars, depuis que le Japon a arrêté toutes ses centrales nucléaires.

Pour être tout à fait exhaustif, les pays importateurs sont dépendants, mais dans le cadre d'une interdépendance ou d'une dépendance réciproque avec les pays exportateurs. La plupart des pays exportateurs sont dépendants des importateurs pour leur balance commerciale, ainsi que pour leur budget, et aussi pour le niveau de vie de leurs populations, qui bénéficient d'une énergie largement subventionnée. Dans l'ensemble du monde, l'Agence internationale de l'énergie recense ainsi environ 550 milliards de dollars d'aides à la consommation d'énergie principalement d'ailleurs au Moyen-Orient et en Asie centrale, en Amérique latine (Venezuela et Argentine) et en Russie.

En l'état, il n'y a pas de géopolitique des autres sources d'énergies semblable à celle des hydrocarbures. Ni les échanges de charbon, ni ceux d'uranium, ni naturellement les renouvelables n'en ont la teneur. Il faut cependant être vigilant sur les équipements de production des renouvelables, notamment sur les terres rares qui sont utilisées pour certains de leurs composants, et sur lesquelles travaille d'ailleurs en ce moment l'Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques : la Chine a un quasi-monopole de fait.

Dans un tel contexte, plusieurs enjeux diplomatiques ou de sécurité sont clairement perceptibles, à différents niveaux.

D'abord, la région du Moyen-Orient a été identifiée comme stratégique depuis l'accord du *Quincy* dit pétrole contre sécurité, entre les Etats-Unis et l'Arabie saoudite, en 1945.

Ensuite, les échanges de pétrole, mais aussi de gaz naturel par méthanier, reposant sur la liberté des mers, la sécurité de quelques points de passage très difficiles à contourner, en l'état, est essentielle aux marchés mondiaux et à la stabilité. Le premier d'entre eux est naturellement le détroit d'Ormuz, où passent chaque jour 17 millions de barils, ce qui représente 20% de la consommation et 35% des échanges internationaux de pétrole. Cette « veine jugulaire », selon la formule de Cyrus Vance, a pu faire l'objet de menaces de minage par l'Iran, à certains moments, depuis 1979. L'utilité des différentes bases américaines dans le Golfe a donc été démontrée. La France aussi a une base dans le Golfe, à Abou Dhabi.

Les autres points de passage névralgiques sont Suez, Bab el Mandeb, au sortir de la Mer rouge, dont l'accès a dû être libéré à partir de 2008 de la piraterie maritime, ainsi que Malacca et Panama, de même que, dans une moindre mesure le Bosphore et les Dardanelles, et les détroits danois.

Le deuxième enjeu diplomatique est aussi bien connu, c'est celui de l'utilisation des hydrocarbures et du pétrole comme arme politique. Il y a les exemples d'embargo unilatéral, comme celui des Etats-Unis vis-à-vis du Japon en 1940 et 1941, ou celui de l'Arabie saoudite contre le Royaume-Uni et la France au moment de Suez, et naturellement celui des pays arabes contre certains pays

occidentaux au moment de la guerre du Kippour, à l'origine du premier choc pétrolier en 1973.

Il y a aussi l'utilisation de l'instrument qu'est le pétrole par la communauté internationale ou certains pays, au titre des sanctions. Que ce soit pour empêcher le ravitaillement de la Rhodésie ou de l'Afrique du Sud en raison de leur politique de discrimination raciale alors en cours, ou pour empêcher l'Irak de Saddam Hussein de mener une politique contraire à la stabilité régionale grâce aux recettes pétrolières, la communauté internationale a eu recours aux hydrocarbures.

Enfin, selon un point de vue plus large, il faut considérer que l'exploitation des hydrocarbures donne aux pays qui en tirent profit un poids politique accru. Le rapport retient deux exemples de pays forts différents.

Le premier est naturellement la Russie, pour laquelle, par l'intermédiaire de *Gazprom*, le gaz naturel est un instrument de politique extérieure. Son accès à prix favorable est l'une des contreparties d'une proximité avec la Russie et un élément clef de l'adhésion au projet eurasiatique. A l'opposé, comme le montre le cas de l'Ukraine, tout éloignement vis-à-vis de la Russie, ou en l'espèce, tout rapprochement avec l'Union européenne et l'OTAN, entraîne de ce fait des difficultés gazières. Le gaz a aussi été l'un des éléments de la crise ukrainienne qui a débuté l'an dernier avec l'annexion de la Crimée et s'est poursuivie par le volet non encore clos du séparatisme armé dans l'Est de l'Ukraine.

Un élément particulièrement significatif du rôle des hydrocarbures dans la grande stratégie russe est la politique déployée vis-à-vis des pays de l'Asie centrale. L'objectif est de conserver le bénéfice du transit de leur gaz et de leur pétrole par la Russie. C'est une partie complexe, un nouveau « grand jeu », dont l'accord de l'automne dernier sur le statut de la Mer Caspienne est l'un des éléments.

Le deuxième exemple de pays dont le rôle international doit beaucoup aux hydrocarbures, et dans son cas au GNL, est le Qatar. Ce pays de 2 millions d'habitants, dont 200.000 nationaux, dispose, à la fois sur le plan diplomatique, sur le plan militaire, depuis sa participation aux opérations en Libye, mais aussi sur le plan économique et culturel, d'un rôle, d'une influence et d'une visibilité internationales sans commune mesure avec sa très faible population.

Ces fondamentaux étant rappelés, l'exploitation aussi surprenante que spectaculaire d'une quantité aussi importante de gaz et de pétrole de schiste aux Etats-Unis a eu trois effets majeurs.

Le premier, particulièrement appréciable, est que les marchés pétroliers et gaziers ont été correctement alimentés depuis le milieu des années 2000, malgré plusieurs événements majeurs qui ont pesé sur la production, alors même que la demande énergétique allait croissant au niveau mondial, notamment en gaz et en pétrole.

Pour le pétrole, plusieurs événements politiques majeurs ont perturbé la production, notamment dans la zone stratégique de l'Afrique du Nord et du Moyen-Orient, en Libye, en Irak, au Yémen, mais aussi au Nigéria et au Soudan. De même, il faut rappeler que le renforcement des sanctions contre l'Iran en 2012, a entraîné le retrait d'environ un million de barils jour du marché mondial. Pourtant, aucune crise mondiale consécutive à ces ruptures d'approvisionnement n'est intervenue.

La production d'huile de schiste américaine est donc venue à point nommé pour renforcer les capacités de production mondiales, qui sont passées de 82 à plus 91 millions de barils jour de 2000 à 2013.

Pourtant, on a assisté à une augmentation des prix spectaculaire, passant de 24 dollars le baril en 2002 à un maximum de plus de 140 dollars en juillet 2008. Ensuite, après un effondrement temporaire au moment de la crise financière, le niveau des prix a été contenu autour de 100 dollars le baril jusqu'à l'effondrement imprévu de ces derniers mois, lequel fait l'objet de développements ultérieurs.

Globalement, une marge de capacité de production a été restaurée grâce aux nouveaux puits américains et on note aussi qu'à partir de 2007, l'indicateur qu'est la consommation chinoise de pétrole par rapport à la production américaine de pétrole, qui n'avait cessé d'augmenter, s'est mis à diminuer, réduisant ainsi la tension éventuelle sur la ressource entre les deux plus grandes puissances mondiales.

Pour ce qui concerne le gaz naturel, la production américaine de gaz de schiste a permis aussi de surmonter sans autre difficulté qu'un prix plus élevé du GNL sur le marché asiatique, les conséquences de Fukushima et de l'appel du Japon aux ressources du marché mondial. Sans cette production, les Etats-Unis seraient restés des importateurs majeurs de gaz naturel, et notamment du GNL russe qu'ils avaient prévu d'importer au début des années 2000 à partir des terminaux du Grand Nord.

La deuxième conséquence majeure de l'exploitation du pétrole et du gaz de schiste concerne les Etats-Unis.

Il ne faut pas hésiter à parler de révolution, notamment pour le gaz, car on assiste à un retour de la puissance américaine, ce qui dément d'ailleurs au passage le pronostic ou le diagnostic récurrent sur son déclin.

Il faut aussi remarquer que la mise au point de la technique d'extraction, fracturation de la roche et forage horizontal, est le résultat d'une politique de recherche publique de long terme, qui a son origine dès les années 1970.

Les résultats sont en tout état de cause là.

D'abord, les Etats-Unis sont le premier producteur mondial de gaz naturel, mais ils ont aussi retrouvé en matière pétrolière une production comparable à celle de l'Arabie saoudite et de la Russie. La question de savoir s'ils sont ou non le premier producteur mondial de pétrole reste encore en suspens tant que les statistiques annuelles 2014 et les premières statistiques pour 2015 ne sont pas publiées.

Ensuite, sur le plan économique, le boom du gaz de schiste a eu un impact très impressionnant. Il a permis une abondance à faible coût. Les puits non conventionnels sont de plus en plus rentabilisés par le seul pétrole, ce qui fait du gaz un produit joint dont le bénéfice est très proche du prix de vente. Par conséquent, l'industrie américaine a bénéficié d'une production croissante d'électricité à partir du gaz à bas prix, et d'une énergie et de matières premières très avantageuses pour son raffinage et son industrie chimique. Ces deux branches ont atteint une compétitivité telle qu'elles ont menacé non seulement le raffinage et la chimie européenne, mais aussi ces mêmes branches en Asie. Par conséquent, de nombreux projets industriels ont été prévus pour être créés ou délocalisés aux Etats-Unis.

Il faut aussi constater de manière globale que le déficit commercial américain s'est réduit, en raison non seulement de la très forte baisse des importations gazières et pétrolières, mais aussi par exemple de l'accroissement des exportations de charbon, pour le plus grand bénéfice des Etats-Unis qui réduisent ainsi leurs émissions de gaz à effet de serre, pendant que celles de l'Allemagne ont recommencé à augmenter, puisque produire de l'électricité à partir du charbon est devenu en Europe plus intéressant qu'à partir du gaz naturel. Le gaz naturel émet en effet beaucoup moins de CO² que le charbon.

Contrairement à ce qui a pu être dit, la ressource est durable, et non éphémère, et son exploitation va se maintenir dès lors que les conditions de prix assureront la rentabilité des nouveaux puits qui remplaceront les plus anciens. A la différence des gisements traditionnels qui exigent un investissement initial très important, mais sont ensuite exploités sur le simple engagement des coûts opérationnels, les gisements non conventionnels sont fondés sur un grand nombre de puits dont le renouvellement est plus fréquent.

Enfin, les Etats-Unis sont autosuffisants en gaz naturel et vont être en mesure d'exporter du GNL dès l'année prochaine puisque les premiers terminaux d'exportation de GNL, en Louisiane, vont être opérationnels, et d'autres le seront dans les mois et les années qui suivront. Les Etats-Unis ont aussi la perspective de s'approcher de l'autosuffisance en pétrole. Le taux de dépendance actuel qui est d'un tiers, contre 60% au début des années 2000, devrait se réduire autour de 25%, voire moins, vers 2020. D'ailleurs, les Etats-Unis sont déjà excédentaires en produits raffinés : une partie du brut qu'ils importent est donc, de fait, destinée aux exportations de produits raffinés.

Plusieurs éléments sont à l'origine de ce succès, notamment des entreprises souvent moyennes, nombreuses et très dynamiques dans la finance et l'ingénierie, et, aussi, le droit civil américain qui reconnaît à celui qui possède le sol, la propriété du sous-sol.

Sur un plan plus international, le gaz et le pétrole de schiste pourraient avoir plusieurs conséquences majeures.

En effet, la carte des gisements possibles établie par l'US EIA, l'Agence américaine d'information sur l'énergie, et les évaluations qui en résultent, mettent en évidence des facultés nouvelles de production de gaz et de pétrole en dehors des zones de production traditionnelles, et aussi des possibilités de prolongation ou de renouvellement de la production dans les zones traditionnelles.

C'est donc une nouvelle donne de la géographie des hydrocarbures au niveau mondial. Pour le pétrole, l'huile de schiste, les principaux pays sont la Russie, les Etats-Unis, la Chine, l'Argentine, et la Lybie, mais l'Europe n'est pas absente notamment la France.

Pour le gaz, ce sont la Chine, l'Argentine, l'Algérie, les Etats-Unis, le Canada, le Mexique, l'Australie et l'Afrique du Sud qui sont *a priori* les pays les mieux dotés, mais l'Europe n'est pas non plus absente.

Hors de l'Union européenne, l'intérêt manifesté pour cette nouvelle ressource est d'ailleurs significatif, notamment en Argentine, en Chine, en Australie, pour l'après-gaz de houille, et même en Russie, en Arabie saoudite et en Algérie. Pour les pays qui entament les recherches ou qui débudent l'exploitation, il faut bien mesurer qu'un délai de dix ans, considéré comme incompressible, s'écoule entre le début de l'exploration et les premières conséquences industrielles. En outre, les conditions américaines sont jugées par les professionnels comme spécifiques, et l'impossibilité de les répliquer pourrait se traduire par des coûts plus élevés.

Le deuxième enseignement global de la révolution du gaz de schiste, lequel est largement illustré par les projections à long terme de l'Agence internationale de l'énergie, est que les grands équilibres énergétiques mondiaux sont en train de se reconfigurer et qu'ils vont en l'état se traduire par un face-à-face entre l'Europe et les très grandes puissances asiatiques pour l'accès aux ressources des pays tiers exportateurs, tant en pétrole qu'en gaz naturel. Et cela va intervenir dans un contexte incertain où les capacités des grands exportateurs actuels du Moyen-Orient dépendront tant du niveau des investissements qui seront faits pour maintenir la production, que de l'évolution de la démographie et de leur capacité concernés à mener les réformes pour changer leur mode de consommation énergétique actuel, qui est très peu économe, et obère donc les facultés d'exportation.

M. André Schneider. La troisième partie du rapport concerne donc les enseignements à tirer de cette nouvelle géographie de l'énergie sur le plan des relations internationales.

Le premier d'entre eux concerne les Etats-Unis, avec deux éléments essentiels.

D'abord, la nouvelle perspective de leur indépendance énergétique modifie les termes de leur implication dans le monde, notamment au Proche et au Moyen-Orient, dont ils assurent la sécurité. Leur premier engagement a été celui pris dans le cadre du Pacte dit pétrole contre sécurité, du *Quincy*, conclu en 1945 entre le président Roosevelt au retour de Yalta et le Roi Ibn Séoud, accord renouvelé en 2005 sous la présidence de George W. Bush. Cet engagement régional américain a été renforcé au fur et à mesure que le Royaume-Uni s'est retiré du Golfe, notamment à partir de 1967, et avec l'indépendance ensuite des pays du Golfe.

Néanmoins, et cela a été observé non seulement lors des entretiens aux Etats-Unis, notamment au département d'Etat (*DoS*) et au département de la Défense (*DoD*), mais aussi à Paris, quatre éléments font que l'on ne devrait pas assister à un désengagement américain du Proche et Moyen-Orient.

Le premier est d'ordre économique. La région est trop importante pour l'équilibre du marché mondial du pétrole. Sa brusque déstabilisation aurait des conséquences qui affecteraient également les Etats-Unis, car le marché du pétrole est mondial, mais aussi leurs Alliés, notamment leurs alliés européens et asiatiques, d'une manière trop périlleuse.

Les trois autres éléments sont d'ordre politique. D'abord, les Etats-Unis ne peuvent s'abstraire de toute implication dans la stabilité régionale. Leur désengagement d'Irak n'a que peu duré, car les événements les y sont rappelés avec Daech. Ensuite, la sécurité d'Israël leur impose d'être présents. Enfin, il y a la lutte contre le terrorisme qui est une menace beaucoup trop importante pour la sécurité non seulement régionale mais aussi globale pour qu'elle puisse être ignorée.

Evidemment, les termes de cette implication de nature davantage politique qu'économique des Etats-Unis au Proche-Orient sont d'autant plus complexes que les relations avec l'allié traditionnel qu'est l'Arabie saoudite se sont compliquées ces dernières années, notamment en raison de la possibilité d'un éventuel accord nucléaire avec l'Iran, même si certains signes récents montrent une certaine évolution.

Cet accord avec l'Iran, dont le principe a fait l'objet d'un compromis difficile entre le Congrès et le président Obama, à la suite de l'accord cadre du 2 avril, pourrait permettre une première normalisation des relations avec l'Iran, mais il est clair qu'il faudrait beaucoup d'autres conditions que cet accord et la

convergence d'intérêts dans la lutte contre Daech, pour que l'Iran cesse d'être une source de préoccupations pour les Etats-Unis.

Le deuxième élément politique majeur qu'apportent aux Etats-Unis la révolution du gaz de schiste sur le plan international concerne les exportations. A terme, une fois les projets en cours de terminaux de GNL autorisés et achevés, les Etats-Unis devraient disposer d'une capacité d'exportation du même ordre que celle du Qatar, ce qui leur permettrait de jouer un rôle majeur sur le marché très politique des échanges internationaux de gaz naturel, surtout en Asie.

Tous les aspects de la question ne sont pas tranchés, notamment la question juridique qui soumet à autorisation les exportations, sauf en présence d'un accord de libre-échange, auquel cas la procédure est automatique. Le débat interne est entre les partisans des exportations, notamment pour des motifs de politique étrangère, et ceux qui souhaitent conserver les avantages d'un marché intérieur très abondant, garant de la compétitivité économique de l'industrie comme par ailleurs du confort du consommateur américain, très sensible au prix de l'énergie.

La question de la doctrine d'exportation fait aussi l'objet d'un examen. Actuellement, elle est celle d'une alimentation du marché mondial, donc d'une livraison vers l'Asie, où les prix sont les plus élevés. Elle est moins strictement commerciale qu'il n'apparaît. En effet, la simple détente du marché mondial libère des capacités d'exportation venant d'autres pays producteurs, au profit de l'Europe, et, d'ailleurs, les contrats conclus avec des opérateurs français et lituaniens montrent que les exportations de gaz américains peuvent déjà intervenir au bénéfice du lien transatlantique.

Le deuxième enseignement majeur des nouvelles données de la géopolitique de l'énergie est que la baisse de l'ordre de 50% des cours du pétrole depuis juillet 2014 et l'actuel niveau des cours, de l'ordre de 60 dollars pour le *Brent*, doivent continuer à être interprétés avec prudence.

Une telle évolution a en effet surpris, et même pris de cours, les marchés, c'est-à-dire les professionnels, et elle s'explique non pas par une baisse de la demande, mais par un excès d'offre au demeurant assez léger, dans un contexte de moindre croissance de la demande.

Elle s'accompagne de transferts de l'ordre de 500 milliards de dollars des pays producteurs vers les pays consommateurs. Cette situation est très favorable à la France, dont la facture pétrolière serait allégée de 17 milliards d'euros pour un baril au cours actuel. La facture pétrolière et gazière passerait ainsi avec ce cours de 62,5 milliards d'euros en 2013 à 41 milliards en 2015.

Sur le plan sectoriel, c'est un effet favorable, même s'il est fragile, un « été indien », pour le raffinage, et c'est aussi favorable aux secteurs économiques autres que ceux liés au pétrole.

A la fois producteur et consommateur, les Etats-Unis sont dans une situation intermédiaire.

En revanche, les pays producteurs sont en grande difficulté, notamment ceux sous sanctions, la Russie et l'Iran, mais aussi les très nombreux pays dont l'équilibre budgétaire est fondé sur un prix du pétrole élevé, parmi lesquels l'Algérie, le Venezuela, et le Nigéria. Les pays disposant d'importantes réserves financières accumulées grâce aux exportations passées, notamment ceux du Golfe, ont en revanche d'importantes capacités de résistance et peuvent attendre.

Les pays producteurs sont d'autant plus préoccupés qu'il n'y pas de certitude sur la durée des cours actuels. L'Agence internationale de l'énergie estime que le réajustement de l'offre et de la demande se fera d'ici la fin de la décennie, mais pense même à un certain rééquilibrage du marché dès la fin du second semestre. Il est très difficile de faire des prévisions car la première conséquence de la baisse des cours a été d'affecter la trésorerie des entreprises pétrolières, ce qui a conduit à un report des investissements qui sont la clef des capacités de production futures. Tout élément nouveau est examiné et évalué soigneusement. Après l'accord cadre du 2 avril avec l'Iran, l'Agence américaine d'information sur l'énergie a évalué à 600.000 barils jour le supplément de production sur le marché d'ici fin 2015, mais cela dépend du calendrier de la levée des sanctions.

L'incertitude est d'autant plus importante que l'on a des interrogations sur deux éléments essentiels de l'ajustement du marché.

Le premier concerne l'Arabie saoudite. Contrairement à ce qu'elle avait fait au moment de l'effondrement des cours consécutifs à la crise financière de 2008, celle-ci n'a pas réduit sa production et n'a pas non plus souhaité que l'OPEP prenne une décision de réduction des quotas, le 27 novembre dernier.

Il y a deux explications à cela. L'une est d'ordre économique et commercial, et semble devoir être privilégiée. Comme il n'y pas baisse de la demande, mais excédent de production, toute diminution de sa propre production entraînerait celle des parts de marché de l'Arabie, sans aucune perspective de les reprendre en l'absence d'une demande ultérieure suffisamment dynamique. L'autre explication, d'ordre politique, est fondée sur le constat que les pays les plus en difficulté, l'Iran d'abord, et la Russie ensuite, sont pour le premier le concurrent régional de l'Arabie, et perçu par elle comme une menace, et par ailleurs les deux principaux soutiens de Bachar el Assad. En outre, ce serait aussi un moyen d'affirmer, par rapport aux producteurs américains, la capacité de l'Arabie, qui dispose de réserves financières très larges lui permettant de surmonter pendant plusieurs années des cours déprimés, à conserver la maîtrise du marché.

Il y a, en effet, une interrogation majeure qui concerne le mode d'ajustement du marché mondial du pétrole. Celui-ci fonctionne-t-il encore avec

l'Arabie saoudite comme producteur d'appoint ou est-il en train de changer en s'ajustant dorénavant sur le coût d'exploitation du producteur marginal, comme la théorie économique le voudrait ? En d'autres termes, le rôle de régulateur n'est-il pas en train d'être repris par le pétrole américain ?

C'est une question à laquelle il est encore trop tôt pour apporter une réponse, mais qui mérite d'être posée. L'exploitation des gisements de gaz et de pétrole de schiste repose sur un très grand nombre de puits dont la durée de production optimale en début de cycle, est moins longue que celle des puits classiques. Par conséquent, le maintien de la production exige des investissements fréquents pour ouvrir de nouveaux puits. Ainsi, toute augmentation des cours relance l'investissement et la production, ou bien, à l'opposé toute baisse des cours diminue l'investissement et la production, non pas de manière instantanée certes, mais avec des délais beaucoup plus brefs que dans le cas de figure du champ conventionnel.

C'est dans quelques mois que nous aurons les premiers éléments de réponse à cette question essentielle. On peut tout juste observer que pour la première fois, l'Agence américaine d'information sur l'énergie, l'*EIA*, a anticipé une baisse en mai de la production de pétrole de schiste, de l'ordre de 570.000 barils jour.

Dans un tel contexte d'ensemble, il est possible de tirer un certain nombre de conséquences pour l'Europe, étant au préalable rappelé quatre éléments.

Le premier est la dépendance énergétique de l'Union européenne. Celle-ci est actuellement très élevée à raison de 88% pour le pétrole et brut et de 66% pour le gaz naturel, et elle est, en l'état, destinée à augmenter, en raison de l'épuisement des gisements pétroliers de la Mer du Nord, et des gisements gazier de cette même Mer du Nord et de Groningue.

Le deuxième élément, sur lequel l'actualité complète presque chaque jour notre information, est la relation de l'Union européenne avec son principal fournisseur non seulement de gaz naturel, à raison de 32%, mais aussi de pétrole, à raison de 34%, qu'est la Russie. Cette relation est de plus en plus difficile.

On constate que *Gazprom* se plie difficilement aux règles du marché intérieur, notamment du troisième paquet « énergie » sur la séparation patrimoniale, et que la Russie cherche clairement à mettre l'Union européenne en concurrence ouverte non seulement avec la Chine, mais aussi avec la Turquie, ce que d'ailleurs le Premier ministre turc a décliné lorsqu'après l'annonce de l'abandon de *South Stream*, *Gazprom* a proposé de livrer le gaz qui transite actuellement par l'Ukraine par la Turquie uniquement.

La Commissaire européenne à la concurrence, Mme Margrethe Vestager, vient d'ailleurs d'adresser trois griefs à *Gazprom*, au titre des pratiques anticoncurrentielles et abus de position dominante soupçonnés.

Le troisième constat est de long terme. Les perspectives d'abondance de la ressource en gaz et en pétrole que l'on constate au niveau mondial, grâce au non conventionnel, repoussent à très loin tout scénario de type « pic pétrolier », ou « dernière goutte de pétrole », mais elles ne garantissent pas pour autant l'approvisionnement de l'Europe, compte tenu des facteurs d'instabilité croissante dans l'Arc de crise qui va de l'Atlantique à l'Océan indien, et où se trouve une majeure partie de la production et des réserves.

Le quatrième élément de réflexion concerne la recherche de nouvelles sources d'approvisionnements en hydrocarbures, différentes des sources actuelles. Cette recherche est indépendante de la question climatique et des négociations en cours : elle ne concerne pas le niveau de la ressource, mais son origine. En outre, il faut relever que dans le cadre de son scénario dit 450 compatible avec l'hypothèse d'une modification du mix énergétique mondial permettant de contenir à 2° le niveau de la température terrestre, l'Agence internationale de l'énergie prévoit le maintien d'un certain niveau de consommation d'hydrocarbures dans les prochaines décennies, à l'horizon 2040.

Dans cette perspective et comme le propose la Commission européenne dans le cadre de sa stratégie, il appartient à l'Europe de fonder sa sécurité énergétique, tant sur le renforcement du marché intérieur, que sur la diversification des fournisseurs et des voies d'accès au gaz naturel et sur la valorisation de ses propres ressources, en allant jusqu'à l'exploration voire l'exploitation du gaz et du pétrole non conventionnels qu'apparaît contenir son sous-sol.

Lorsque l'on évoque la diversification des fournisseurs, il ne s'agit pas de cesser toute relation avec la Russie, qui reste incontournable en raison de l'importance des volumes, avec selon les années de 120 à 150 milliards de mètres cubes, mais de banaliser d'une certaine manière la relation en la réduisant à un aspect commercial, tout en ayant naturellement, par ailleurs, une politique russe, celle que les circonstances permettront, sur le plan politique.

Le renforcement du marché intérieur est déjà en cours, avec notamment les flux inversés ou flux rebours, progressivement installés, et qui permettent de ravitailler en gaz les pays d'Europe orientale, d'Ouest en Est. L'objectif est de décroïsonner l'Europe de l'Est où les négociations avec Gazprom sont moins avantageuses qu'avec les opérateurs gaziers des grands pays consommateurs de l'Ouest.

Pour sa part, la diversification des fournisseurs passe en partie par l'accès au GNL, notamment américain, car il faut tenir compte des perspectives limitées qu'offrent les alternatives du gaz norvégien et aussi du gaz algérien, tant que le gaz de schiste n'y est pas exploité. De ce point de vue, l'Europe est bien équipée en terminaux, notamment sur la façade atlantique, et là où l'on en manquait, à l'Est, deux projets sont venus combler ce manque dans la Baltique : l'un en Lituanie pour les Pays Baltes ; l'autre en Pologne.

Mais cette diversification passe aussi par les tubes, par les gazoducs du Corridor Sud, pour avoir accès via la Turquie, aux gisements d'Azerbaïdjan, et au-delà de la Caspienne et d'Asie centrale. C'est aussi une voie d'accès aux gisements sous-marins de Méditerranée orientale, situés entre Chypre, la Syrie, le Liban, Israël et l'Égypte. Il convient donc que les infrastructures montent en puissance pour que les capacités, actuellement réduites, soient à terme au rendez-vous.

Au passage, on observe que pour le gaz comme pour le pétrole, la diversification est la stratégie suivie par la Chine, qui évite toujours de trop se lier avec un fournisseur.

Il convient enfin de développer, pour qu'elles soient toujours adaptées aux besoins, les installations de stockage de gaz naturel. L'Agence internationale de l'énergie prévoit l'augmentation du recours au gaz, qui émet beaucoup moins de CO₂ que le charbon pour la même quantité d'énergie.

Enfin, le dernier volet d'une stratégie européenne de sécurité énergétique qui serait complète, concerne la valorisation des ressources propres.

Il faut mentionner le gaz de houille et le biogaz, qui suivent leurs cours, même si le premier pourrait d'ores et déjà être davantage développé.

Le rapport évoque aussi sur le gaz et le pétrole de schiste pour lesquels les pays européens sont encore frileux, sauf la Pologne, où les résultats ne sont pas au rendez-vous pour l'instant, le Royaume-Uni et le Danemark, lequel veut en faire l'un des instruments de sa transition énergétique.

Cette frilosité donne l'impression que l'Europe manque une étape essentielle du progrès, ce qui est regrettable.

D'abord, ses ressources en hydrocarbures non conventionnels ne sont pas négligeables, selon l'EIA, l'Agence américaine d'information sur l'énergie.

Ensuite, c'est d'un intérêt économique et industriel majeur pour assurer le maintien sur nos territoires d'une industrie chimique et du raffinage, comme l'a remarqué notre collègue Frédéric Barbier dans le cadre d'un rapport d'information de la commission des affaires économiques en avril 2014.

L'enjeu est naturellement essentiel en termes d'emplois et en termes économiques. Il l'est aussi d'un point de vue géopolitique, car en l'absence de filière d'aval des hydrocarbures en Europe, l'actuelle géopolitique des matières premières, déjà suffisamment complexe, ne manquera pas de se doubler d'une géopolitique des produits finis.

Enfin, il est clair, dès lors que la simple présence d'hydrocarbures de schiste sera avérée, que les pays correspondants de l'Union européenne, et les

entreprises qui les fournissent, auront dans les négociations avec les fournisseurs une carte supplémentaire à jouer. Ce n'est pas à négliger.

Pour la France, cette question de l'exploration d'abord, avant même d'envisager l'exploitation, est très sensible puisque notre pays a interdit jusqu'à la recherche, et il est avec la Bulgarie le seul Etat membre de l'Union à avoir pris une mesure de prohibition.

Néanmoins, nous jugeons indispensable de la poser.

D'abord, ce serait inutilement tronquer les conclusions auxquelles conduit logiquement l'examen objectif des données de la géopolitique de l'énergie. Ensuite, trois impératifs recommandent à notre pays d'exploiter les importantes ressources que les données publiées et confirmées par la géologie, selon les experts américains du département de l'énergie, invitent à prendre en considération : d'abord, le rétablissement de sa balance commerciale, en substituant des produits nationaux à des produits importés ; ensuite, la compétitivité et l'emploi dans un secteur pétrochimique et du raffinage qui a été particulièrement mis à mal, sans même évoquer l'activité directe issue de l'extraction ; enfin, la solvabilité de notre pays dans les relations avec les détenteurs internationaux de dette publique, dès lors que l'évolution actuelle du déficit n'exclut pas que celle-ci atteigne de l'ordre de 100% du PIB. Les producteurs de matières premières sont toujours considérés comme des pays financièrement plus sûrs.

M. Bataille. A l'issue de plus d'un an de travaux, plusieurs éléments s'imposent clairement comme des fondamentaux de la géopolitique de l'énergie.

D'une part, le sujet est très évolutif et mouvant, et il peut varier de façon spectaculaire et rapide.

Il est aussi clair que l'on ne pouvait traiter la question du gaz et des huiles de schiste sans aborder globalement le sujet du gaz et du pétrole.

L'exploitation de cette ressource non conventionnelle, abordée aux Etats-Unis dans des délais très courts et avec une grande virtuosité technique, a remis ce pays au premier rang des pays producteurs d'hydrocarbures.

Les idées des pics de production et de fin du pétrole s'éloignent en banalisant un peu plus les hydrocarbures.

Les ressources non conventionnelles ont contribué au fort recul actuel des cours. Ce recul représente une chance pour certains pays développés, en premier lieu pour l'Europe et le Japon. Par contre, il met en difficulté des producteurs de premier rang, comme la Russie et l'Iran.

Le rôle de l'Arabie saoudite et du Moyen-Orient reste pourtant majeur. Nous n'avons pas perçu une volonté de désengagement des Etats-Unis de cette

région du monde. Il serait prématuré de tirer des conclusions trop affirmatives, mais il est clair que l'apport des énergies non conventionnelles a permis de surmonter sans à-coup des accidents politiques graves autour de la Méditerranée ou des séismes géologiques ou techniques comme au Japon. Cette nouvelle donnée contribue par ailleurs à fluidifier et à améliorer les échanges mondiaux.

Mme la présidente Élisabeth Guigou. Je vous remercie pour ce très bon rapport, précieux pour notre réflexion, qui montre bien les enjeux diplomatiques, militaires, fiscaux ou économiques. Vous insistez à juste titre sur le bouleversement induit par l'exploitation du gaz et du pétrole de schiste depuis une dizaine d'années et la nouvelle donne que cela introduit au niveau mondial. Votre analyse permet aussi d'évacuer quelques lieux communs.

Vous avez aussi raison d'insister sur la situation de l'Europe, dont les ressources sont insuffisantes et en voie d'épuisement, ainsi que sur les grands pays émergents d'Asie. Vous invitez à prendre en considération des questions comme la modification de l'implication des Etats-Unis au Proche-Orient et votre vision est nuancée sur cet aspect. La deuxième observation est que l'Europe doit avoir une stratégie de sécurité énergétique, pour éviter une dépendance vis-à-vis de la Russie ou d'autres pays producteurs.

Nous aurons sans doute un débat sur votre proposition de recourir au gaz et au pétrole de schiste, présents dans notre sous-sol, question sur laquelle le gouvernement et la majorité sont d'un avis opposé au vôtre, tant pour la recherche que pour l'exploitation. On peut se demander si le gaz et le pétrole de schiste n'arrivent pas trop tard, dès lors que nous sommes, désormais, résolument engagés dans une politique de transition énergétique. Je rappelle aussi que c'est la loi de 2011, proposée par l'ancienne majorité, qui a interdit la fracturation hydraulique.

Enfin, il faut garder en tête l'exemple de la Pologne dont les pétroliers étrangers se sont retirés, déçus par rapport aux perspectives initialement annoncées. Il reste une dimension aléatoire. Je dois m'absenter mais vous indique d'ores et déjà que je suis favorable à la publication de votre rapport.

M. Jean-Jacques Guillet. Ce rapport est très intéressant et de très grande qualité, et j'en partage les conclusions. J'avais présenté un rapport sur le même sujet en 2006, et je constate des constantes, même si, à l'époque, on ne parlait pas de gaz et de pétrole de schiste. Je voudrais insister sur un point essentiel, à savoir le fait que les pays producteurs sont aussi des plus en plus des pays consommateurs.

C'est le cas de la Russie, qui consomme les deux-tiers du gaz qu'elle produit. L'un des problèmes auxquels elle fait face est celui de réduire sa consommation interne pour pouvoir exporter plus. Sauf à améliorer son efficacité énergétique, ses capacités d'exportation rencontreront de grands problèmes à l'avenir. Cela suppose des investissements extrêmement lourds, et dans le contexte actuel de sanctions, notamment, cela pose de grandes difficultés au pays. L'Arabie

saoudite a une population aujourd'hui de presque 30 millions d'habitants, dont beaucoup d'immigrés, et sa consommation intérieure croît fortement. Elle a des capacités de production très importantes, mais elle envisage néanmoins déjà de se doter d'une industrie nucléaire pour sa production d'électricité. C'est la même chose en Iran : son choix, il y a longtemps, d'une industrie nucléaire civile, s'explique par sa consommation intérieure. L'Iran est importateur net de gaz. Il n'est pas en capacité aujourd'hui de développer sa production, même s'il sera peut-être à terme le deuxième producteur mondial, et sa consommation va continuer à lui poser des problèmes. Enfin, il y a le cas de l'Indonésie, dont la production de gaz est de plus en plus destinée au marché intérieur et qui diminue ses exportations vers l'Asie, notamment la Chine et le Japon. Je crois qu'il est nécessaire de prendre en compte ces aspects.

M. Noël Mamère. Nous ne serons pas d'accord sur les orientations de ce rapport quant à la question du gaz et du pétrole de schiste. Nous sommes à la veille de la très importante conférence Paris Climat 2015 dont on espère qu'elle se traduira par un engagement international permettant de limiter le réchauffement climatique à 2°C dans le futur. Nous sommes loin de cette perspective, qui appelle des mesures contraignantes. Les experts du GIEC sont unanimes et s'accordent à dire qu'il est indispensable de définir des politiques énergétiques décarbonées. Il y a donc une certaine contradiction à persister à vouloir exploiter le gaz de schiste, producteur d'effet de serre et de CO₂. Je regrette donc que la question de la géopolitique de l'énergie soit abordée uniquement sous l'angle du pétrole et du gaz, car il y a d'autres voies à explorer. Comme dans ce rapport, au sein de l'Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques, notre collègue Bataille insiste sur cette question. C'est une erreur. Il nous faut changer de logiciel. Lorsque l'Homme est passé de l'âge de pierre à l'âge de fer, ce n'est pas parce qu'il a manqué de pierres, mais parce qu'il a changé de rapport à la nature et aux ressources naturelles. Aujourd'hui, dans certains pays, comme le Canada, la Pologne, les Etats-Unis, l'exploitation du gaz de schiste montre les problèmes qu'elle soulève et qu'il s'agit d'une illusion à court terme.

Quant aux aspects géopolitiques, les Etats-Unis ne se désintéressent pas du Proche-Orient, tout au contraire, en témoigne l'accord qu'ils sont en train de négocier avec l'Iran, qui exerce un contrôle sur le détroit d'Ormuz, en compétition avec l'Arabie saoudite. C'est la même chose en ce qui nous concerne, le déplacement du Président de la République dans les pays du Golfe ces jours-ci le confirme. Notre pays est le seul en Europe à vendre des armes et du matériel aux pétromonarchies sunnites qui combattent l'Iran chiite. Nous nous mettons dans la dépendance de ces pays qui ne brillent pas par leur démocratie. Plutôt que de travailler en direction des énergies renouvelables, malgré les rapports comme celui de l'ADEME, plutôt que d'inciter les autres pays à une révolution énergétique, nous restons dans cette dépendance qui peut avoir des conséquences graves en termes géopolitiques. Je ne peux donc pas être d'accord avec ce rapport et je voterai contre. L'idée récurrente selon laquelle l'avenir de la planète passe par les gaz de schiste est dangereuse et doit être combattue.

M. Jean-Pierre Dufau. Je veux féliciter les rapporteurs pour la qualité de leurs travaux, en particulier pour les précisions qu'ils apportent sur ce que l'on croît confusément connaître. Ils répondent à des idées fausses, dressent un état objectif des lieux et de la situation et permettent de mieux comprendre aussi la politique actuelle. Le rapport a le mérite de ne pas aboutir à des conclusions définitives, mais de poser les bonnes questions me semble-t-il.

Il pose bien le problème auquel l'Europe sera confrontée et le défi actuel pour la France. Il faut commencer par faire les bonnes analyses, poser les bonnes questions et ensuite chacun réfléchira aux réponses qui lui paraissent les plus appropriées.

M. Paul Giacobbi, président. Il s'agit d'un rapport exhaustif, lucide et courageux. J'aurais seulement une petite remarque concernant, ce qui me semble manquer, l'incidence de la spéculation financière sur le prix du pétrole. De nombreuses études, souvent américaines, ont été publiées et presque toutes concluent que l'irruption de la spéculation, surtout au *New York Mercantile Exchange* (NYMEX), joue à court terme. Cela peut se traduire par un différentiel de 30 à 40 dollars le baril, ce qui est énorme, mais au bout de deux ans le prix finit par s'ajuster à la réalité du rapport entre l'offre et la demande. La baisse brutale des prix que l'on a récemment observée ne traduisait d'ailleurs pas un changement brutal de ce rapport, mais sa prise de conscience. La spéculation n'a pas d'incidence géopolitique car elle n'influe pas à long terme.

Je vous remercie d'avoir dénoncé la fable du pic du pétrole que l'on nous ressort tous les cinq ans et que la réalité dément à chaque fois. Noel Mamère a cité le Cheikh Ahmed Zaki Yamani, dont je rappelle qu'il fut fondateur de l'OPEP, qui a dit exactement : « L'âge de pierre ne s'est pas terminé par manque de pierres. L'âge du pétrole ne s'achèvera pas avec le manque de pétrole », le pétrole n'étant pas appelé à disparaître rapidement.

M. Jean-Paul Bacquet. Les rapporteurs ont réalisé un excellent travail qui me laisse pantois. Il nous engage à un effort de modestie et de scepticisme à l'égard des affirmations des économistes et des politiques. En 1973, à la suite du choc pétrolier, on affirmait la fin du pétrole et comme nous n'en avions pas, on mit au point la formule « nous n'avons pas de pétrole mais nous avons des idées ». Dominique Strauss-Kahn, ministre de l'économie et des finances, expliquait en 1997 sur un ton assez définitif, alors que le baril du pétrole était coté autour de 55 dollars, qu'il était de l'intérêt des Etats-Unis que le prix du pétrole excède 40 dollars.

La question du commerce extérieur est intéressante. Si l'euro et le prix du pétrole baissent, l'enjeu du commerce extérieur est très différent. Vous parlez de 20 milliards d'économies annuelles, mais je ne vois pas une amélioration de notre commerce extérieur de cette ampleur.

Enfin, les développements sur le gaz de schiste sont intéressants. D'un point de vue géopolitique, on a longtemps considéré que les Etats-Unis deviendraient dépendants sur le plan énergétique et que cela provoquerait leur abaissement. C'est le contraire que l'on observe.

M. Christian Bataille, co-rapporteur. Je suis souvent sceptique, vous le savez, à l'égard des Etats-Unis, mais j'ai été très admiratif de leur vitalité et de leur énergie pour se sortir du nœud coulant du pétrole avec rapidité et efficacité. Beaucoup ont souri au début, mais les Etats-Unis sont revenus au niveau de l'Arabie Saoudite et de la Russie en termes de production, quasiment au premier rang et cela leur donne autant de puissance que les tanks. Les Etats-Unis ont fait ce que l'Europe ne fait pas. Nous avançons timidement l'idée dans ce rapport que l'on pourrait au moins faire des recherches. Le département de l'Energie américain, manifestement très bien documenté sur les gisements européens, a été très affirmatif sur les gisements français dans le sud-est et le pétrole de schiste sous le bassin parisien. Il existe des techniques permettant l'extraction à des milliers de mètres en sous-sol.

Nous évaluons effectivement les économies à 20 milliards d'euros. Même si des paramètres financiers nous échappent, le prix du pétrole aujourd'hui, autour de 60 dollars le baril, devrait se stabiliser. J'ajoute que cela peut avoir aussi des effets induits redoutables. Dans ma circonscription, Vallourec est affecté, comme d'ailleurs aussi Schlumberger, par les baisses de commandes de tubes car la recherche en profondeur devient moins rentable avec la baisse des prix. Ces entreprises vont licencier des milliers de personnes. Emmanuel Macron participait ce matin à une table-ronde pour aborder l'avenir du site Saint-Saulvien de Vallourec.

M. André Schneider, co-rapporteur. Je veux souligner le vrai bonheur qu'aura été ce travail commun. En 2002 l'incertitude sur la fin du pétrole régnait. Certains de nos partenaires juraient la main sur le cœur qu'ils ne se tourneraient pas vers les énergies non conventionnelles puis ont fait tout le contraire, car ils ont senti l'opportunité. Il est important de poser cette question en France, sinon il ne faudra pas avoir des regrets lorsque nous serons distancés. Dans ce rapport, nous avons essayé de traiter les questions en profondeur, c'était passionnant et j'en finirai par une remarque : nous aurions intérêt à partager certaines idées avec d'autres pays plutôt que de les sous-estimer.

La commission autorise la publication du rapport d'information.

ANNEXES

ANNEXE N° 1 : LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES PAR LES RAPPORTEURS

1) à Paris

- M. Olivier Appert, président d'IFP Energies nouvelles, accompagné de M. Daniel Champlon, directeur des relations internationales
- M. Pierre-René Bauquis, géologue et économiste, IFP-School
- M. Jean-Louis Schilansky, président de l'UFIP, accompagné de Mme Isabelle Muller, déléguée générale, et de M. Bruno Ageorge, directeur des relations institutionnelles et des affaires juridiques
- M. Bastien Alex, IRIS France
- Mme Cécile Maisonneuve, Conseillère auprès du Centre énergie de l'IFRI, et Mme Marie-Claire Aoun, directeur du Centre énergie de l'IFRI
- M. Patrick Romeo, président de Shell en France, accompagné de M. Olivier Gantois, directeur des affaires publiques de Shell France, et de M. Guillaume Labbez, directeur de Boury Tallon & associés
- Mme Céline Bayou, analyste-rédactrice à la Documentation française
- MM. Jean-Marie Chevalier, professeur émérite, et Patrice Geoffron, directeur du Centre de la géopolitique de l'énergie et des matières premières de l'Université de Paris-Dauphine
- M. Thomas Spencer, directeur du programme Climat de l'IDDRI, et Mme Mathilde Mathieu
- M. Nicolas Mazzuchi, IRIS
- M. Jean-François Di Meglio, président d'Asia Center
- M. Francis Perrin, président de Stratégies et Politiques énergétiques
- M. Sami Andoura, Institut Jacques Delors, Notre Europe
- Dr Peter B. Lyons, sous-secrétaire d'Etat pour l'énergie nucléaire des Etats-Unis, accompagné de Mme Florence Radovic, ainsi que Mme Maureen Clapper, attachée pour l'énergie à l'Ambassade des Etats-Unis à Paris
- M. Edouard Sauvage, directeur de la stratégie, GDF-Suez, accompagné de Mme Adeline Duterque, directrice du service économie et marchés, et Mme Valérie Alain, directeur des relations institutionnelles
- M. Jean-Marc Leroy, directeur général de Storengy, accompagné Mme Valérie Alain, ainsi que de M. Philippe Meynard, directeur de la stratégie de Storengy
- M. Jean-Sylvestre Mongrenier, Institut Thomas More

- M. Jean-François Dussoulier, directeur des affaires générales d'ExxonMobil France, accompagné de M. Benoît de Saint-Sernin, directeur des relations institutionnelles
- M. Pierre Sigonney, Economiste en chef de Total, accompagné de M. François Tribot-Laspierre, adjoint au directeur des affaires publiques
- M. Remy Delphin, Président-Directeur général de BP France
- M. Pierre Terzian, directeur de Pétrostratégies
- M. Claude Mandil, ancien directeur de l'Agence internationale de l'énergie
- M. Christophe Alexandre Paillard, adjoint au directeur, délégation aux affaires stratégiques du ministère de la défense
- M. Olivier Aubert, directeur de l'offre, direction générale de GRT Gaz, accompagné de Mme Agnès Boulard, responsable des relations institutionnelles
- M. Pierre-Marie Abadie, directeur de l'énergie, ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie
- M. Fatih Birol, économiste en chef de l'Agence internationale de l'énergie
- M. Hubert Védrine, ancien ministre des affaires étrangères
- Mme Anne Lauvergeon, ingénieure en chef des mines, présidente de société
- Mme Valérie Niquet, Fondation pour la recherche stratégique
- M. Justin Vaïsse, directeur du Centre d'Analyse, de Prévision et de Stratégie, ministère des affaires étrangères et du développement international
- M. Jacques Percebois, Professeur à l'Université Montpellier I, Directeur du Creden
- Mme Anne-Marie Descôtes, directrice générale de la mondialisation, ministère des affaires étrangères et du développement international
- Son Exc. Mme María del Carmen Squeff, ambassadrice de la République d'Argentine, accompagnée de M. Leonardo Costantino, conseiller
- Son Exc. M. Chris Barrett, ambassadeur d'Australie auprès de l'OCDE
- Mme Karina Kostrzewa-Dowgielewicz, chef du service économique de l'Ambassade de Pologne
- Son Exc. M. Zhai Jun, ambassadeur de Chine en France
- M. Olivier Appert, président d'IFP Energies nouvelles, et Mme Armelle Sanière, responsable des relations institutionnelles
- M. Jean-Louis Schilansky, président du Centre hydrocarbures non conventionnels (CHNC) et Mme France Thiesselin, chargée de communication
- M. Didier Chabert, sous-directeur, sous-direction du Moyen-Orient, ministère des affaires étrangères et du développement international
- Mme Virginie Schwarz, directeur de l'énergie, au ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, accompagnée de Mme Sophie Rémont, sous-directrice sécurité d'approvisionnement et nouveaux produits énergétiques.

2) à Bruxelles (le 23 septembre 2014)

- M. Brendan Devlin, conseiller auprès de la direction en charge du marché intérieur de l'énergie, Commission européenne
- Mme Caroline Vinot, conseillère Europe orientale, Asie centrale ? et M. Antonin Ferri, conseiller pour la politique de l'énergie auprès de la Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne
- M. Gunnar Wiegand, directeur chargé de la Russie, du partenariat oriental et de la coopération régionale, Service européen d'action extérieure
- M. Dominique Ristori, directeur général, direction générale de l'énergie, Commission européenne

3) à Washington (du 13 au 18 juillet 2014)

- M. Jacques Besnainou, consultant
- Mme Rachel Halpern, *Industrial Analyst*, et M. Nicholas Sherman, *International relations specialist, Office of Fossil Fuels, Department of Energy*
- Dr Peter B. Lyons, *assistant secretary, Office of Nuclear Energy Department of Energy*, ainsi que M. Edward McGinnis, *Deputy Assistant Secretary, International Nuclear Energy Policy*, et Mme Colette Brown, *Department of Energy*
- M. Jonathan Elkind, *Assistant Secretary, Office of International Affairs, Department of Energy*, et Mme Phyllis Yoshida, *Deputy Assistant Secretary for Asia and the Americas*
- Mme Frances Burwell, *Vice-president and Director, Transatlantic Relations à l'Atlantic Council*
- M. Gene Green, Membre de la Chambre des Représentants (*Dem.- Texas*)
- M. Paul Bledsoe, *senior fellow, Climate & Energy Program, German Marshall Fund of the US (GMFUS)*
- M. Guy Caruso, *Senior Advisor, Energy and National Security Program ; Center for Strategy & International Studies (CSIS)*
- M. Robert Latta, Membre de la Chambre des Représentants (*Rep.-Ohio*)
- M. Ed Whitfield, Membre de la Chambre des Représentants (*Rep.-Kentucky*), président de la sous-commission de l'énergie et de l'électricité
- M. Jerry McNerney, Membre de la Chambre des Représentants (*Dem.-Californie*)
- M. Greg Dotson, *Vice President for Energy Policy, Center for American Progress*
- M. Amos Hochstein, *Deputy Assistant Secretary for Energy Diplomacy, Department of State*
- Mr Don Cravins Jr, *Chief of Staff*, du Sénateur Mary Landrieu (*Dem.-Louisiane*), et Ms Liz Craddock, *Staff Director, Senate Energy and Natural Resources Committee*
- M. Thomas Edward Morehouse, *Assistant Secretary of Defense, Operational Energy Plans and Programs, Department of Defense*
- M. Pete Domenici, ancien sénateur (*Rep.-Arizona*), *Bipartisan Policy Center (BPC)*, et M. David Rosner, *Associate Director for Energy Security*

- M. Christopher Guith, *Senior Vice-President for Policy, U.S. Chamber of Commerce's Institute for 21st Century Energy (Energy Institute)*
- Mme Majida Mourad, *Vice-President, Government Relations*, et M. Albert Nahas, *Vice President, International Government Affairs, Cheniere Energy*
- M. Philippe Castenet, *président & CEO, EDF Inc.*
- M. Bob McNally, *président du Rapidan Group*
- M. Adam Sieminski, *Administrator of the U.S. Energy Information Administration (EIA) Department of Energy.*
- Dr Monica Regalbuto, *Deputy Assistant Secretary for Fuel Cycle Technologies.*