



**HAL**  
open science

# Vers une nouvelle forme de gestion de la sécurité énergétique dans les échanges d'hydrocarbures entre la Russie et la Chine ?

Catherine Locatelli

► **To cite this version:**

Catherine Locatelli. Vers une nouvelle forme de gestion de la sécurité énergétique dans les échanges d'hydrocarbures entre la Russie et la Chine ?. 2015. hal-01142101

**HAL Id: hal-01142101**

**<https://hal.univ-grenoble-alpes.fr/hal-01142101v1>**

Preprint submitted on 14 Apr 2015

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



# ÉCONOMIE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE

## Vers une nouvelle forme de gestion de la sécurité énergétique dans les échanges d'hydrocarbures entre la Russie et la Chine ?

**Catherine Locatelli**

**mars 2015**

**Cahier de recherche EDDEN n° 3/2015**



**UMR PACTE - pôle EDDEN**  
BP 47 - 38040 Grenoble CEDEX 9 - France  
1221 rue des Résidences - 38400 Saint Martin d'Hères  
Tél.: + 33 (0)4 76 82 56 92 - Télécopie : + 33 (0)4 56 52 85 71  
<http://edden.upmf-grenoble.fr>





# Vers une nouvelle forme de gestion de la sécurité énergétique dans les échanges d'hydrocarbures entre la Russie et la Chine ?

Catherine Locatelli<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Univ. Grenoble Alpes, PACTE, EDDEN, F-38000 Grenoble, France

<sup>2</sup> CNRS, PACTE, EDDEN, F-38000 Grenoble, France

Mars 2015

L'accord sur le gaz naturel signé entre la compagnie russe Gazprom et la China National Petroleum Corporation (CNPC) en mai 2014, et les nombreux accords pétroliers existant entre Rosneft et la CNPC témoignent d'évolutions profondes dans la politique énergétique de la Russie comme dans celle de la Chine. Signés entre deux pays structurants des marchés mondiaux d'hydrocarbures, leur portée peut s'avérer stratégique. D'un côté, la croissance massive des importations de pétrole et de gaz naturel de la Chine en font un acteur désormais incontournable de ces marchés. Ses politiques énergétiques sont susceptibles de modifier leur configuration non seulement en termes économiques (prix, volume), mais aussi en termes de géopolitique et plus généralement de structure de gouvernance (Hebert 2015). De l'autre côté, la Russie – deuxième producteur mondial de pétrole et de gaz naturel mais aussi premier exportateur mondial de gaz naturel et exportateur conséquent de pétrole – est essentielle au maintien des équilibres offre-demande.

Pour les deux parties, ces échanges pétroliers et gaziers s'inscrivent dans une stratégie de diversification qui vise à répondre à des préoccupations de sécurité énergétique dans ses deux dimensions, offre et demande. Il s'agit pour la Chine d'assurer son approvisionnement gazier par la diversification de ses fournisseurs et de ses routes d'importation (sécurité de l'offre). Il s'agit pour la Russie de diversifier ses marchés d'exportation pour garantir la demande gazière qui lui sera adressée. Il apparaît clairement que la stratégie de diversification des marchés d'exportation menée par Gazprom et soutenue par l'Etat russe s'affirme comme la réponse apportée par l'entreprise aux incertitudes de son principal marché d'exportation, l'Union européenne. Sa stratégie « asiatique » ne peut ainsi s'analyser sans référence aux évolutions du marché gazier européen.

Ces échanges s'appuient sur des mécanismes institutionnels particuliers, des contrats bilatéraux entre compagnies d'Etat adossés à des prêts bancaires et pouvant s'accompagner d'échanges d'actifs et d'investissement et d'une diplomatie énergétique. Ces modalités définissent une gestion de la sécurité énergétique qui tend à s'opposer au modèle concurrentiel et au cadre multilatéral mis en avant par l'UE et les Etats-Unis. Ces approches divergentes sont liées à des modèles d'organisation et de régulation des industries gazières qui se différencient fortement selon les environnements institutionnels considérés. Cette caractéristique se justifie par l'hypothèse d'alignement entre la structure de gouvernance et l'environnement institutionnel développée par la théorie néo-institutionnaliste (Williamson 2005 ; Brousseau *et al.* 2011). Ainsi la réorientation des exportations pétrolières et gazières de la Russie vers la Chine, même si elle n'en est qu'à ses débuts, est fondée sur une « convergence/complémentarité institutionnelle » de son industrie gazière avec celle de la Chine, alors que de profondes divergences institutionnelles marquent les relations entre l'UE et la Russie (Shadrina 2014a ; Romanova 2014 ; Locatelli 2013).

Dans ces conditions, on peut s'interroger sur les implications potentielles d'un tel constat. Certes, à ce jour, les échanges entre la Russie et la Chine répondent avant toute autre chose à des logiques économiques (Jaffe *et al.* 2015). Mais compte tenu de l'importance des pays impliqués, on peut se demander s'ils ne pourraient pas être le prélude à une nouvelle forme de gouvernance énergétique. Celle-ci s'imposerait comme une alternative au modèle concurrentiel et multilatéral promu par les Etats-Unis et l'Europe, et adossé à un certain nombre d'institutions multilatérales comme l'AIE ou la Charte de l'énergie. Les comportements de ces deux types d'acteurs seront sans doute déterminants de la configuration que pourrait prendre une structure de gouvernance énergétique internationale.

### **1. Croissance des échanges d'hydrocarbures entre la Russie et la Chine : les fondamentaux économiques**

Les échanges pétroliers et gaziers entre la Russie et la Chine connaissent depuis le début des années 2000 une croissance importante. Entre 2007 et 2014, les importations pétrolières de la Chine en provenance de la Russie ont augmenté de près de 121 % (cf. tableau 1). En matière de gaz naturel, le premier contrat de long terme signé en 2014, portant sur 38 Gm<sup>3</sup> de livraisons annuelles de gaz russe, devrait permettre de faire croître de manière significative des importations jusque-là négligeables. Un deuxième contrat en négociation pourrait porter ces importations à plus de 68 Gm<sup>3</sup> en 2030 et représenter près de 20 % de la consommation gazière chinoise (Jaffe *et al.* 2015).

Ces échanges reposent sur des fondamentaux économiques qu'on ne peut négliger. D'un côté, sous l'influence de la hausse de sa consommation pétrolière, la Chine est devenue le deuxième importateur mondial de pétrole après les Etats-Unis (6,9 Mb/j de brut et produits pétroliers en 2013). A moyen terme, sa demande pétrolière devrait continuer à croître à un rythme toutefois moindre que sur la période 2000-2013. En 2040, elle pourrait se situer entre 15,7 Mb/j (selon le WEO 2014 de l'AIE) et 18 Mb/j (pour le scénario de référence du Asia/World Energy Outlook 2014 de l'Institute of Energy Economics, IEE). Par conséquent, la Chine pourrait dès 2030 s'affirmer comme le premier importateur mondial de pétrole (IEE 2014). En matière de gaz naturel, les prévisions de croissance sont également importantes et pour partie dépendantes de la politique climatique qu'elle mènera (le gaz naturel pouvant s'imposer comme une « énergie de transition » et se substituer au charbon pour la production d'électricité). Les prévisions de demande gazière à l'horizon 2040 varient entre 603 Gm<sup>3</sup> (selon le WEO 2014 de l'AIE) et 753 Gm<sup>3</sup> (pour le scénario de référence du Asia/WEO 2014 de l'IEE).

De son côté, la Russie possède d'immenses réserves gazières en Sibérie orientale et en Extrême-Orient, qu'elle entend mettre en production d'abord dans la perspective de développer économiquement ces régions (Shadrina & Brashaw 2013). Selon la Stratégie Énergétique de la Russie, la Sibérie orientale et l'Extrême-Orient devraient représenter 18-19 % de la production pétrolière du pays et 15 % de sa production gazière à l'horizon 2030<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> *Energy Strategy of Russia : For the Period up to 2030*. Institute of Energy Strategy, Ministère de l'énergie de la Fédération de Russie, 2010, Moscow.

**Tableau 1 : Les ressources gazières de l'est et de l'extrême-orient russe en 2013  
(trilliards de m<sup>3</sup>)**

	<b>ABC1 (réserves)</b>	<b>Ressources</b>	<b>Total</b>
District fédéral de Sibérie	2,6	31,7	37,9
District Fédéral d'Extrême-Orient	1,35	12,0	14,6
Les mers de Sibérie orientale et de Laptev			5,6
Les mers de Chukchi et de Bering			2,7
Sakhaline	0,9	5,4	6,6

Sources : Henderson & Pirani (2014) ; Présentation de Gazprom (2013). *Gazprom in Eastern Russia, Entry into Asia-Pacific Markets*. (13 June).

Le développement de ces réserves devrait débiter avec la création d'un centre de production en Yakutie à partir du gisement de Chayandinskoye dont les réserves se montent à plus de 1,2 trilliard de m<sup>3</sup> (Gazprom, 2014). Il devrait être mis en production dès 2018 et produire 25 Gm<sup>3</sup>/an de gaz (Henderson & Stern 2014). La mise en production d'autres gisements devrait suivre, avec celui de Kovytko (région d'Irkoutsk), de Talakan (république de Sakha). Ces développements s'inscrivent dans un programme plus vaste, l'*Eastern gas program* adopté en 2007. Ce dernier vise à développer de manière coordonnée et unifiée un système de production et de transport (gazoducs) en Sibérie orientale et en Extrême-Orient. La création de quatre centres de production est prévue. Au centre de Yakutsk s'ajouteraient ceux d'Irkoustk, de Krasnoyarsk et de Sakhaline (Paik 2012).

## **2. Des échanges répondant aux préoccupations de sécurité énergétique**

Ces échanges s'inscrivent de part et d'autre dans des stratégies de diversification qui répondent à des préoccupations de sécurité énergétique telle qu'appréhendée par l'AIE en 2001. Pour l'Agence, « la sécurité énergétique est définie en termes de capacité physique des fournisseurs à satisfaire une demande à un prix donné »<sup>22</sup>. Elle inclut à ce titre une dimension volume se référant à une offre énergétique fiable et disponible en quantité suffisante, et une dimension économique liée aux aspects de volatilité et de niveaux de prix. A la stratégie de diversification des fournisseurs de pétrole et de gaz menée par la Chine répond la volonté de Moscou de s'ouvrir de nouveaux marchés d'exportation afin de réduire sa dépendance par rapport à l'Europe. Par conséquent, à la stratégie chinoise de sécurisation de son approvisionnement (sécurité de l'offre) répond la stratégie russe de sécurisation de sa demande.

- *La croissance de la dépendance énergétique chinoise et l'enjeu de sécurité énergétique*

Le développement des échanges en hydrocarbures entre la Chine et la Russie est un axe important de la stratégie chinoise de diversification de ses approvisionnements. Cette dernière vise à répondre au problème de sécurité énergétique créé par une dépendance croissante aux importations en hydrocarbures. La question de la sécurité énergétique est ainsi devenue un des axes majeurs de la politique énergétique chinoise, caractérisée depuis 1949 par la recherche de l'autosuffisance en matière d'approvisionnement (Andrew-Speed 2014). Dans cette logique il s'agit essentiellement de diminuer la dépendance au Moyen-Orient en matière de

<sup>22</sup> Cette définition de la sécurité énergétique est largement reprise dans la littérature. C. Winzer (2011) considère même qu'elle est la seule définition réellement acceptable.

pétrole. Ce dernier, marginal dans les années 1990, représente depuis les années 2000 entre 45 et 55 % des importations pétrolières chinoises. En 2014, l'Arabie Saoudite à elle seule a fourni plus de 16 % des approvisionnements en brut de la Chine (cf. tableau 2).

**Tableau 2 : Les principaux fournisseurs en pétrole brut de la Chine de 2007 à 2014, Mb/j**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Arabie Saoudite	0,53	0,73	0,84	0,9	1,0	1,08	1,08	0,99
Angola	0,50	0,6	0,64	0,79	0,63	0,80	0,82	0,86
Russie	0,29	0,23	0,31	0,31	0,37	0,49	0,49	0,64
Irak	0,03	0,04	0,14	0,23	0,28	0,31	0,47	0,57
Iran	0,41	0,43	0,46	0,43	0,56	0,44	0,43	0,55
Autres	1,45	1,56	1,66	2,16	2,23	2,30	2,38	2,53
<i>OPEP</i>	<i>1,81</i>	<i>2,26</i>	<i>2,62</i>	<i>3,03</i>	<i>3,17</i>	<i>3,58</i>	<i>3,62</i>	<i>3,72</i>
<i>Non OPEP</i>	<i>1,40</i>	<i>1,32</i>	<i>1,44</i>	<i>1,75</i>	<i>1,90</i>	<i>1,84</i>	<i>2,04</i>	<i>2,38</i>
Total	3,21	3,58	4,06	4,78	5,07	5,42	5,66	6,1

Source : Meidan *et al.* (2015)

La même stratégie de diversification des fournisseurs s'impose en matière de gaz naturel. Au travers de sa fourniture contractuelle, la Chine dispose aujourd'hui de quatre grandes sources d'approvisionnement en gaz naturel, avec des importations par gazoducs et des importations de GNL. En 2013, la Chine a importé 25 Gm<sup>3</sup> de GNL, principalement en provenance du Qatar (38 % de la fourniture de GNL chinois) et prochainement d'Australie. Pour les 20-30 prochaines années, les différents contrats passés (fin 2014) lui assurent une fourniture de l'ordre de 70 Gm<sup>3</sup> de GNL. La fourniture par gazoduc (27,4 Gm<sup>3</sup> en 2013) est assurée par trois grandes sources, les importations en provenance de Myanmar, celles d'Asie centrale (Turkménistan, Kazakhstan et Ouzbékistan) et prochainement celles de Russie. Le gazoduc Asie centrale-Chine dispose d'une capacité de 55 Gm<sup>3</sup>/an, qui en 2020 pourrait être portée à 85 Gm<sup>3</sup>, celui de Myanmar de 12 Gm<sup>3</sup>/an. Enfin, le *Power of Siberia* en provenance de Russie permettra d'ici 2020 d'ajouter 38 Gm<sup>3</sup>/an à la fourniture chinoise<sup>3</sup>. Cette capacité pourrait être portée à 60 Gm<sup>3</sup>/an. A cela pourrait s'ajouter un deuxième gazoduc (le projet Altaï) en provenance de Russie et d'une capacité de 30 Gm<sup>3</sup>.

Dans cette logique, l'Eurasie dispose d'un atout incontestable. Sa fourniture pétrolière et gazière est pour l'essentiel assurée par oléoducs et gazoducs. Elle ne transite donc pas par le détroit de Malacca qui reste aux yeux des autorités chinoises un point incontestable d'insécurité. La stratégie de sécurisation des fournisseurs se double en effet d'une deuxième logique tout aussi importante que la première, celle de la sécurisation (et donc de la diversification) des voies d'approvisionnement en hydrocarbures.

- *L'Asie : la réponse stratégique de Gazprom et de la Russie aux incertitudes du marché gazier européen*

<sup>3</sup> Notons que la crédibilité de la politique de GNL russe sera renforcée par la réalisation du *Power of Siberia* dès lors que ce dernier permet d'améliorer la rentabilité de certains projets de GNL. Il permettra en effet d'alimenter en gaz les projets de GNL à partir de Vladivostok où serait construite une usine de liquéfaction permettant d'approvisionner d'autres grands consommateurs, dans la zone notamment du Japon et de la Corée.

Dans le même temps, l'Etat russe et Gazprom sont engagés dans une politique de diversification des marchés d'exportation qui s'inscrit dans une logique de sécurisation des marchés et de la demande. Débutée dans les années 1990, cette politique s'affirme tout au long des années 2000 et 2010 et transparait clairement dans la Stratégie Energétique de long terme de 2020 et 2030. Celle-ci table en effet sur des exportations gazières à destination de cette zone de l'ordre de 75 Gm<sup>3</sup> en 2030, l'Asie devant représenter 22 à 25 % des exportations pétrolières du pays contre 6 % actuellement, et 19-20 % des exportations gazières contre 1% actuellement. La Chine est ainsi devenue un marché d'exportation de pétrole important pour la Russie (0,64 Mb/j en 2014, cf. tableau 2). En matière de gaz naturel, de nombreux projets sont envisagés soit sous forme de GNL soit sous forme de gazoducs (tableau 3), bien qu'aux conditions actuelles leur rentabilité ne soit pas toujours assurée, au moins pour certains d'entre eux. A ce jour, l'accord signé entre la compagnie russe Gazprom et la compagnie chinoise CNPC en mai 2014 est la première concrétisation d'une réorientation significative des exportations gazières de la Russie.

**Tableau 3 : Les principaux projets de GNL et de gazoducs de la Russie à destination de l'Asie**

Projets	Principaux acteurs	Gisements	Capacité	Mise en service	Marchés visés
<b>GNL</b>					
Vladivostok LNG	Gazprom	Sakhaline 3, Kovytkta, Chayanda	3 trains de 5 Mt/an	1 train : 2018 2 train : 2020 3 train : ?	Asie dont Japon
Yamal LNG	Novatek (60%), Total (20%), CNPC	Yuzhno-Tambey (Yamal)	16,5 Mt/an	1 train : 2017 2 train : 2018 3 train : 2019	Europe et Asie
Projet de GNL dans la péninsule de Gydan	Novatek	Salmanovsk et Geofizik			Asie
Sakhaline 1	Rosneft-ExxonMobil	Sakhaline 1 Mer d'Okhotsk	5 Mt/an	1 train : 2018	Asie-Pacifique
Sakhaline 2 (1)	Gazprom-Shell	Sakhaline 2 ou Sakhaline 3	5 Mt/an	1 train : 2018	Chine
<b>Gazoducs</b>					
Power of Siberia	Gazprom-CNPC	Chayandinskoye	38 Gm <sup>3</sup>	2018	Chine
Altai	Gazprom	Gisements de Sibérie occidentale			

Note (1) : Sakhaline produit déjà 10,8 Mt/an de GNL exportés en Asie, en particulier au Japon.

Sources : « Russia pays high price for export prize », *Petroleum Economist*, October 2012 ; « Russia reviews LNG export policy », *International Gas Report*, n° 718, 25 February 2013 ; IEA (2014). *Russia 2014*. OECD/IEA.

L'origine de cette stratégie de diversification des marchés est étroitement liée aux évolutions des relations de la Russie et de ses entreprises énergétiques avec l'UE et le monde occidental (Gabuev 2015). Ceci concerne tout particulièrement le gaz naturel, secteur où les relations d'interdépendance entre la Russie et l'UE sont fortes en particulier en raison de la spécificité des réseaux de transport (actifs non redéployables). Durant les années 1990 et 2000, la stratégie de Gazprom est dominée par un objectif prioritaire, garder sa position de fournisseur fiable et dominant sur le marché de l'UE (Locatelli 2008). Avec 163 Gm<sup>3</sup> exportés par Gazprom vers l'UE en 2013, ce marché a de tout temps été de première importance pour



l'Etat russe et essentiel pour Gazprom qui cherche là à maximiser ses revenus<sup>4</sup> (en termes de prix et de volume). Les exportations vers cette zone répondent à trois principales fonctions : assurer la rentabilité de la compagnie gazière (compte tenu des bas prix du gaz en interne, mais aussi dans les années 1990 des phénomènes de troc et de non-paiement, cf. Locatelli 2014), permettre un approvisionnement stable en gaz à l'économie russe – les ventes de gaz naturel sur le marché européen permettant de subventionner les consommateurs russes sous la forme de prix réglementés relativement faibles<sup>5</sup>. Enfin, elles assurent à l'Etat des rentrées fiscales importantes, les hydrocarbures étant des variables essentielles de la stabilité du budget et de la croissance économique du pays.

Mais, en raison des incertitudes croissantes qui marquent le marché gazier de l'UE depuis le début des années 2000, l'existence d'une dépendance jugée trop forte par rapport à ce marché s'est progressivement imposée aux yeux de Gazprom. Tout d'abord, la recherche de la maximisation des revenus est aujourd'hui mise en cause par les évolutions structurelles du marché européen. La faible augmentation de la demande à moyen terme, un marché plus concurrentiel soumis à de nouvelles règles d'échanges en raison des politiques de libéralisation de l'UE, l'impact des *shale gas*, ont induit un environnement plus incertain pour la compagnie gazière russe. Ces évolutions supposent de la part des fournisseurs traditionnels de l'UE, dont Gazprom, des adaptations contractuelles importantes sous peine de voir leur part de marché diminuer significativement (encadré 1). Ensuite, la stratégie de descente en aval menée par la compagnie gazière depuis la fin des années 1990, en réponse à la libéralisation du marché gazier européen (Locatelli 2008), est menacée par les dispositions du 3<sup>e</sup> paquet Energie-Climat, que ce soit la clause du pays tiers ou les règles d'*unbundling*. Enfin, la relation gazière entre l'UE et la Russie est marquée depuis le début des années 2000 par des incompréhensions et des conflits croissants liés aux différentes crises de transit avec l'Ukraine, mais aussi à des évolutions divergentes des modèles d'organisation et plus largement des structures de gouvernance des industries gazières (Boussena & Locatelli 2013, cf. tableau 5).

#### **Encadré 1 : Gazprom et la libéralisation du marché gazier européen**

Les fournisseurs traditionnels de l'UE se trouvent contraints dans leur stratégie d'exportation à redéfinir l'arbitrage jusque-là effectué entre volume et prix, notamment dans les contrats de long terme de type *Take or Pay* (TOP). Ceux-ci sont la forme contractuelle sous laquelle est organisée la fourniture gazière russe à l'UE. Ces contrats lui garantissent sur le long terme la demande, ce qui aux yeux de la compagnie est la condition du développement de nouvelles zones de production, en raison de l'importance des investissements à réaliser.

Mais le processus de libéralisation des industries gazières de l'UE induit des modifications substantielles de certaines clauses des contrats TOP, souvent mis en cause au nom des principes concurrentiels (Hauteclouque & Glachant 2011; Percebois 2008)<sup>6</sup>. Ensuite, la clause d'indexation des prix du gaz sur ceux du pétrole et des produits pétroliers, à laquelle Gazprom est particulièrement attaché, est mise en question par les évolutions du marché gazier européen. Alors que les prix des contrats TOP ont suivi l'évolution des prix du pétrole, en 2009-2010 les prix du gaz naturel et du GNL vendus sur les marchés spot se sont effondrés du fait de la surabondance de gaz. Il en a résulté des baisses significatives des cours sur les marchés spot et un découplage important entre les prix spot et les prix des contrats de long terme. Cette évolution a conduit la plupart des compagnies gazières

<sup>4</sup> J. Stern (2014) qualifie le comportement de Gazprom de comportement de monopole maximisateur.

<sup>5</sup> Face aux évolutions du marché gazier russe, en particulier la hausse des prix intérieurs, ces deux enjeux perdent de leur importance ; par contre ils demeurent, dès lors que le différentiel de prix entre les deux marchés reste significatif (Locatelli 2014).

<sup>6</sup> Pour une analyse détaillée du débat, on pourra se reporter à Locatelli (2013).

européennes à demander une révision de leur contrat de long terme, notamment ceux signés avec Gazprom<sup>7</sup>. Face à des pertes de marché significatives<sup>8</sup>, la compagnie gazière a choisi à partir de 2012 d'ajuster ses prix à la baisse enfin de préserver une certaine compétitivité. La baisse des prix s'opère selon deux logiques. D'une part, la compagnie diminue le prix dans la formule d'indexation prix de base<sup>9</sup>. D'autre part, Gazprom accorde à un certain nombre de ses clients des rabais estimés dans la littérature consacrée à ce sujet à 10-20 %<sup>10</sup>. En conséquence, en 2013, le prix du gaz russe a été en moyenne de 387 \$/ 1000 m<sup>3</sup> (soit 10\$/ MBTU)<sup>11</sup>. Globalement, la nouvelle architecture du marché gazier telle qu'esquissée dans le *Gas Target Model* avec un système d'Entrée-Sortie est susceptible de déboucher sur des phénomènes de discordance contractuelle (*contractual mismatches*), dès lors que la durée des contrats d'approvisionnement serait de plus long terme que les contrats de réservations de capacité de transport (Talus 2011; Konoplyanik 2005). Cette question est particulièrement épineuse pour Gazprom qui serait alors dans l'obligation, pour fournir ses clients, de procéder par appel d'offre à la réservation de capacités sur différentes zones d'Entrée-Sortie (Yafimava 2013). Le risque de multiple *contractual mismatches* ne peut être exclu, introduisant un risque spécifique sur la fourniture gazière de l'UE en provenance de l'extérieur (Boltz & Konoplyanik 2012 & 2013).

Dans ce contexte très particulier, les exportations vers l'Asie sont censées permettre à Gazprom de compenser les éventuelles pertes de revenus sur le marché européen et à l'Etat russe de compenser des rentrées fiscales. Certes, au regard des volumes impliqués, l'Asie n'assure pas totalement pour l'heure une alternative crédible à l'Europe. Les exportations russes vers cette zone n'en demeurent pas moins significatives et traduisent une réelle rupture dans la politique d'exportation de la Russie.

- *Des échanges en matière de gaz naturel répondant aux enjeux de compétitivité*

Les préoccupations de sécurité énergétique sont essentielles dans le développement des échanges d'hydrocarbures entre la Russie et la Chine. Elles n'oblitérent pas pour autant les questions de compétitivité et de rentabilité de ces échanges. De ce point de vue, la Chine est à la recherche d'un approvisionnement en gaz auprès de fournisseurs à bas coût de production. Il s'agit d'une part de ne pas handicaper sa compétitivité dans l'économie mondiale. D'autre part, la pénétration du gaz naturel dans le bilan énergétique et sa substitution au charbon restent incertaines en raison des bas prix du charbon, mais aussi d'un approvisionnement gazier trop coûteux par rapport aux prix internes du gaz, en dépit des réformes entreprises (Chen 2014). A l'inverse, Gazprom a longtemps considéré les prix européens et l'indexation des prix du gaz naturel sur le pétrole et les produits pétroliers comme le prix de référence pour l'ensemble de ses exportations<sup>12</sup>.

---

<sup>7</sup> Depuis lors, se développe un débat croissant sur le futur et la pertinence de maintenir dans les contrats de long terme l'indexation des prix du gaz sur ceux des produits pétroliers, comme l'illustre la controverse entre d'une part S. Komlev, de la Direction des prix et des contrats de la société d'exportation de Gazprom partisan de l'indexation sur les prix du pétrole, et d'autre part J. Stern et H. Rogers, deux chercheurs de l'Oxford Institute of Energy Studies qui s'y opposent (Komlev 2013 ; Stern & Rogers 2013).

<sup>8</sup> En 2012, ses exportations gazières à destination de l'UE diminuent de 5 %, alors que dans le même temps celles de la Norvège augmentent.

<sup>9</sup> J. Stern (2014). Selon lui, la baisse du prix de base dans la formule d'indexation aurait été de l'ordre de 7-10 %. In Henderson & Pirani (2014).

<sup>10</sup> Ces rabais sont fonction des différences de prix entre les contrats de long terme et les marchés spot. En 2012, la compagnie aurait versé plus de 3 milliards de dollars à différentes compagnies européennes.

<sup>11</sup> « Uncomfortable bedfellows », *Petroleum Economist*, June 2014.

<sup>12</sup> Pour une analyse de ces négociations, on pourra se reporter à J. Henderson (2011) et K. Paik (2012).

Même si nous ne disposons que de données fragmentaires, les termes du contrat en gaz naturel signé entre Gazprom et la CNPC étant confidentiels, selon les experts sa valeur donne une première indication de ce que pourrait être le prix du gaz exporté vers la Chine. Il pourrait ainsi se situer autour des 10\$/MBTU (Cornot-Gandolphe 2014, Henderson & Stern 2014). On peut considérer que ce niveau de prix est susceptible de répondre à la fois aux intérêts chinois et russes (Henderson & Stern, op. cit.). Il assure un taux de rentabilité suffisant pour Gazprom. Par ailleurs, ce niveau de prix est du même ordre de grandeur que celui du prix à la frontière allemande des contrats de long terme de Gazprom. Compte tenu des révisions de prix de ces contrats, il s'est établi à 9,15\$/MBTU début 2015. Pour la CNPC il est du même ordre de grandeur que les prix de ses importations en provenance d'Asie centrale. A ce titre, un équilibre concurrentiel entre ses différentes sources d'approvisionnement est maintenu (Henderson 2014). Dès lors, le prix du contrat russe est susceptible de servir de *benchmarking* pour les autres sources d'approvisionnement futures, en particulier celles de GNL. Toutefois, une remarque d'ordre général s'impose. La baisse des prix du pétrole est susceptible d'impacter fortement l'ensemble de ces prix, compte tenu des formules d'indexation sur les prix du pétrole des contrats de long terme.

**Encadré 2 : Estimation du prix des livraisons gazières à la Chine (au point d'entrée à la frontière), premier semestre 2014**

- Prix moyen des importations de gaz turkmène : 10,4 \$/MBTU. Mais selon J. Henderson (2014) il faut rajouter 4,48 \$/MBTU de coût de transport jusqu'à Shanghai contre seulement 2,50 \$/MBTU pour le gaz russe en provenance du *Power of Siberia*.
- Prix moyen des importations de gaz Myanmar (par gazoduc) : 11,6 \$/MBTU
- Prix estimé du gaz russe : 10 \$/MBTU
- Prix moyen des importations de GNL : 12,6 \$/MBTU mais certains GNL en provenance du Moyen-Orient ou d'Afrique peuvent atteindre 17 à 19 \$/MBTU. Ainsi, le prix du gaz qatari, dont l'approvisionnement en volume est important pour la Chine, aurait été en moyenne de 17,30\$/MBTU en 2013.

Sources : « Russia, China sign historic agreement », *International Gas Report*, n° 250, 2 June 2014 ; « Gas for China », *Energy Economist*, n° 392, June 2014 ; « China Deal Makes Waves for LNG Shippers », *Petroleum Intelligence Weekly*, 2 June 2014 ; Henderson (2014) ; Cornot-Gandolphe (2014).

### **3. Les structures de gouvernance des échanges énergétiques Russie-Chine et UE (trouver un autre titre)**

#### *La spécificité des échanges Russie-Chine dans le domaine des hydrocarbures*

Les échanges entre la Russie et la Chine s'inscrivent dans un schéma institutionnel particulier, porteur de fortes relations bilatérales entre les compagnies énergétiques mais aussi entre les Etats. Pour l'essentiel, ils se réalisent au travers de contrats de long terme entre compagnies d'Etat, principalement Rosneft et Gazprom pour la Russie, et la CNPC pour la Chine. Ces contrats sont de plus et pour la plupart adossés à des prêts bancaires chinois (*oil-backed loans*). Ce modèle particulier (développé pour la première fois en Angola) consiste en des prêts de la part des banques chinoises (en particulier la banque de développement) aux pays producteurs de pétrole. Ils sont liés à des participations chinoises dans la construction d'infrastructures, de projets industriels. Ils peuvent également s'accompagner d'un accès des

compagnies pétrolières aux ressources en hydrocarbures des pays producteurs sous la forme d'échanges d'actifs entre compagnies pétrolières et gazières ou de prises de participation dans le développement de gisements (exemple du développement du gisement de Vankor dont la licence est détenue par Rosneft). Leur remboursement s'opère au travers d'un contrat d'approvisionnement en pétrole avec une compagnie pétrolière chinoise (Encadré 3). Ces contrats peuvent donc s'accompagner Ce schéma a largement été utilisé dans l'approvisionnement pétrolier en provenance de Russie et pourrait être reproduit dans le cas du gaz naturel (en particulier pour la construction du gazoduc).

### **Encadré 3 : La politique chinoise de prêts contre livraison de pétrole en Russie**

#### **Un exemple : l'accord de 2009 entre Rosneft, la banque de développement chinoise et la CNPC**

En février 2007, la banque de développement chinoise signe avec deux compagnies d'Etat russes, Rosneft (compagnie pétrolière) et Transneft (monopole des pipelines), un accord de prêts adossés à des exportations pétrolières. Les termes de l'accord sont les suivants. La banque chinoise s'engage à fournir un prêt de 25 milliards de dollars aux deux firmes russes, 15 milliards à Rosneft et 10 milliards à Transneft. En échange, celles-ci livreront à la CNPC 300 000 b/j de pétrole pendant 20 ans (janvier 2001-décembre 2030, 60 % (180 000 b/j) étant fournis par Rosneft et 40 % par Transneft (120 000 b/j achetés à Rosneft) et ce via l'oléoduc ESPO (*East Siberia Pacific Ocean*). Le taux d'intérêt du prêt est le LIBOR (*London Interbank Offered Rate*), plus une marge.

Le prix du brut est établi chaque mois sur la base du prix du blend au port de Kozomino. La CNPC dépose le paiement du brut livré par Transneft et Rosneft sur un compte ouvert à la banque de développement chinoise, compte qui peut être débité par la banque pour le remboursement du prêt accordé. Ce type d'accords implique une diversité d'acteurs : banques, compagnies pétrolières, gouvernement, aux intérêts et objectifs multiples. Il s'inscrit toutefois dans la stratégie de sécurisation des sources d'approvisionnement recherchée par l'Etat chinois. En particulier, l'accord de 2007 passé avec la Chine a permis à Transneft de financer en partie la construction de l'oléoduc ESPO, considéré par la Chine comme une voie de diversification tant de son approvisionnement que des routes d'approvisionnement. A ce titre, il a été considéré par les autorités chinoises comme un facteur important de sécurisation de son approvisionnement pétrolier.

#### **Estimation des livraisons pétrolières russes à la Chine adossées à des prêts accordés par la *China Development Bank***

	2010	2011	2012	2013	201
Russie (2013)	Deux contrats signés par Rosneft, l'un avec Sinopec et l'autre avec la CNPC				
Russie (2005)	180				
Russie (2009)		300	300	300	300

Source : Downs (2011) ; Skalamera, (2014).

En 2013, un nouvel accord est signé avec Rosneft, qui s'engage à plus que doubler ses livraisons pétrolières à la Chine pendant 25 ans. En 2018, le volume échangé devrait atteindre 620 000 b/j. En échange, la Russie a bénéficié d'un paiement immédiat de 70 milliards de dollars (Skalamera 2014). En octobre, Rosneft a signé un nouveau memorandum avec Sinopec, relatif à des livraisons de pétrole sur la base d'un pré-paiement partiel (Société Générale 23 juillet 2014).

Ce schéma institutionnel témoigne d'une approche particulière de la sécurité énergétique de la part de la Chine. Il permet d'abord de répondre au moins en partie à une stratégie prioritaire de sa politique de sécurisation des approvisionnements, à savoir l'accès aux ressources en hydrocarbures des pays producteurs (Herberg 2011 ; Boussena *et al.* 2006). Il induit ensuite le développement d'un réseau complexe de liens (Hebert 2015) pour la plupart bilatéraux, ainsi qu'une implication croissante dans des institutions essentiellement régionales, telles la *Shanghai Cooperation Organization* (SCO), l'*Asia-Pacific Cooperation* (APEC) ou l'*Association of Southeast Asian Countries* (ASEAN), pour ne citer que quelques exemples. Cette logique conduit à une internationalisation croissante des compagnies d'Etat.

Ces modalités d'échange ne s'opposent pas aux trois objectifs incontournables de la politique énergétique russe : la souveraineté sur ses ressources naturelles, la sécurisation à moyen terme de la demande en pétrole et en gaz compte tenu de l'importance des hydrocarbures pour son développement économique mais aussi d'un point de vue stratégique selon T. Romanova (2012), l'égalité entre les grandes puissances. La Russie entend ainsi s'insérer dans l'économie mondiale selon ses propres logiques. L'une passe par la définition de partenariats économiques privilégiés, ce qui se décline au niveau de ses échanges gaziers avec des pays tiers par le développement de contrats de long terme à des relations bilatérales d'Etat à Etat. L'autre vise à l'internationalisation de ses compagnies au travers notamment de stratégies de descente en aval poussées sur les marchés consommateurs, comme en témoigne la politique menée par Gazprom sur le marché européen durant les années 2000 et 2010 (Locatelli 2008). De ce point de vue, les compagnies énergétiques russes sont en mesure de mener une stratégie de descente en aval sur le marché chinois (Shadrina & Bradshaw 2013). Par ailleurs, elle offre aux compagnies russes un financement supplémentaire leur permettant de développer un certain nombre de projets. Pour ces deux pays, la gestion de la sécurité énergétique ne peut se concevoir en dehors de l'Etat, de la mise en œuvre d'une diplomatie énergétique et de relations bilatérales d'Etat à Etat et de compagnie à compagnie (Shadrina 2014b ; Vivoda 2014).

#### *UE et Russie-Chine : deux conceptions et modalités de gestion de la sécurité énergétique*

Cette conception de la sécurité énergétique et les modalités d'échange qui la sous-tendent s'opposent fondamentalement au paradigme développé par les Etats-Unis et l'Union européenne. Ce dernier est centré sur l'approfondissement de la libéralisation des marchés énergétiques et la définition d'un modèle que l'on peut qualifier de « gestion concurrentielle » de la sécurité énergétique. Dès lors, un modèle d'organisation s'impose, basé sur une dé-intégration verticale des industries de réseau, la privatisation des compagnies énergétiques et la création de marchés concurrentiels dans lesquels les prix résultent d'une confrontation de l'offre et de la demande. Un certain nombre d'institutions multilatérales (OMC, Charte de l'énergie...) participent de cette logique, notamment dans la mesure où elles permettent de définir un régime d'investissements non discriminatoire. La question de l'accès aux ressources en hydrocarbures des pays producteurs est bien sûr un enjeu clé de ce paradigme. Même si le principe de souveraineté des Etats sur leurs ressources n'est pas mis en cause, ces régimes induisent un mode d'ouverture aux investisseurs étrangers et donc de modalités d'accès aux ressources en hydrocarbures.

Dans ce cadre, l'UE conçoit la gestion de sa sécurité énergétique – notamment avec ses fournisseurs gaziers extérieurs dont elle dépend à 60 % pour son approvisionnement – au travers de l'exportation des acquis communautaires, c'est-à-dire des normes, règles et modèles d'organisation européens. Plus précisément, selon M. Keating (2012), la transformation de la gouvernance énergétique de ses fournisseurs est l'objectif essentiel de la stratégie de sécurité énergétique de l'UE. Les conséquences en matière d'échanges, notamment de gaz naturel, sont importantes, comme le montrent les conflits entre l'UE et la Russie depuis le début des années 2000 (cf. point 2). La non-ratification du Traité de la Charte de l'énergie par la Russie est l'expression du refus de l'Etat de considérer les normes et les règles de la structure de gouvernance concurrentielle de l'UE comme cadre de régulation des échanges en matière de gaz naturel (Cameron 2010), et plus largement comme outil de gestion de la sécurité énergétique. Comme l'indique T. Romanova (2012), la volonté de l'UE « d'imposer » son paradigme concurrentiel remet en question un principe fondamental de la politique étrangère russe, celui de l'égalité entre les puissances. La question de

l'internationalisation de règles/normes définies sur un espace et des points de convergence entre les normes/règles nationales et les normes/règles internationales, notamment quand les préférences des acteurs (Etats) divergent, est ainsi clairement posée (Alter & Meunier 2009). Ce paradigme est aussi porteur d'incertitudes quant au rôle de l'Etat concernant l'accès aux ressources en hydrocarbures (Boussena & Locatelli 2013).

**Tableau 4 : Les enjeux de sécurité énergétique : une comparaison UE, Russie, Chine**

<b>UE</b>	<b>Russie</b>	<b>Chine</b>
<u>Objectif de la politique énergétique</u>	<u>Objectif de la politique énergétique</u>	<u>Objectif de la politique énergétique</u>
Sécuriser l'approvisionnement par la diversification des fournisseurs	Sécuriser la demande par la diversification des marchés d'exportations	Sécuriser l'approvisionnement par la diversification des fournisseurs
<u>Moyens</u>	<u>Moyens</u>	<u>Moyens</u>
La concurrence : transaction de court terme	Contrat de long terme de type TOP et concurrence entre les acheteurs	Contrat de long terme de type TOP et concurrence entre les fournisseurs
Accès aux ressources au travers d'un cadre d'investissement multilatéral	Intégration dans l'aval des pays consommateurs	Accès aux ressources dans les pays fournisseurs au travers des companies d'Etat
Création d'un marché unique avec les producteurs par l'exportation d'une structure de gouvernance concurrentielle	Relations bilatérales d'Etat à Etat : diplomatie énergétique	Relations bilatérales d'Etat à Etat : diplomatie énergétique
Compagnies privées internationalisées	Compagnies d'Etat internationalisées	Compagnies d'Etat internationalisées

Mais de manière plus large, on peut s'interroger sur la crédibilité et la faisabilité institutionnelles et économiques de réformes qui viseraient à mettre en œuvre dans le secteur des hydrocarbures russe et chinois le paradigme concurrentiel de l'UE et des Etats-Unis. De ce point de vue, si l'on s'en réfère à l'industrie gazière, les modèles chinois et russe d'organisation des industries et des structures de gouvernance présentent des caractéristiques qui répondent aux spécificités institutionnelles de leur environnement (cf. tableau 3). L'hypothèse d'alignement entre la structure de gouvernance et l'environnement institutionnel développée par la théorie néo-institutionnaliste (Williamson 2005 ; Brousseau *et al.* 2011) justifie des modes d'organisation et des structures de gouvernance des industries gazières relativement différenciés selon les environnements institutionnels considérés. Il importe en effet de définir une cohérence entre structure de gouvernance, modèle organisationnel et environnement institutionnel dans les industries des hydrocarbures. Une double cohérence est à définir : entre la matrice institutionnelle et la structure de gouvernance, d'une part ; entre la structure de gouvernance et les attributs de la transaction, d'autre part. De ce point de vue, les industries gazières, industrie de rente et de ressources non renouvelables mais aussi industrie de réseau, sont marquées par une spécificité élevée des actifs, non redéployables en matière de transport et une incomplétude en matière de droits de propriété dès lors que des droits de propriété publics sur les ressources en terre sont maintenus.

Les marchés gaziers en Chine comme en Russie sont des marchés que l'on peut qualifier de « duaux » au sens où ils sont dominés par une gouvernance de type hiérarchique adossée à des franges concurrentielles sur des segments définis du marché. Cette structure de gouvernance

s'appuie d'abord sur des compagnies majoritairement détenues par l'Etat, Gazprom, Rosneft du côté russe, la CNPC, Sinopec du côté chinois, compagnies par ailleurs verticalement intégrées. Ces compagnies d'Etat répondent aux spécificités des environnements institutionnels russes et chinois, à savoir de bas prix de l'énergie, des incertitudes sur les droits de propriété, la faiblesse du contrat et de certaines institutions de marché comme la fiscalité. En ce sens, elles se positionnent comme un complément/substitut à une régulation contractuelle (Locatelli & Rossiaud 2011). Les marchés gaziers sont ensuite marqués par une double logique des prix, celle des prix administrés maintenus à un bas niveau (notamment pour le secteur résidentiel ou certaines industries jugées prioritaires comme les engrais en Chine) et des prix libres, fonction d'un certain degré de concurrence sur d'autres segments. Les réformes de prix menées en Russie (Locatelli 2014) et en Chine (Chen 2014) visent progressivement à faire converger ces deux types de formations de prix, avec pour conséquence de faire sensiblement augmenter les prix du gaz en interne. Mais ces deux logiques subsistent encore pour une partie importante des marchés gaziers russes et chinois. La différenciation des marchés avec l'émergence de segments plus concurrentiels s'affirme de part et d'autre comme la voie de réforme choisie pour accroître l'efficacité des industries gazières (cf. tableau 5). Mais celle-ci s'oppose clairement au modèle concurrentiel développé par l'UE à la place de mécanismes de coordination hiérarchiques et administratifs (Glachant & Perez 2007).

**Tableau 5 : Modèles organisationnels et structure de gouvernance des industries gazières : une comparaison UE, Russie, Chine**

<b>UE</b>	<b>Russie</b>	<b>Chine</b>
<u>Marché concurrentiel</u>	<u>Marché dual</u>	<u>Marché dual</u>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dé-intégration verticale (<i>unbundling</i>)</li> <li>- Accès aux tiers pour les gazoducs</li> <li>- Marchés spot, hubs</li> <li>- Compagnies privées internationalisées</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Intégration verticale</li> <li>- Accès aux tiers mais partiellement mis en œuvre</li> <li>- Prix réglementés et prix libres sur certains segments du marché</li> <li>- Compagnie d'Etat et quelques acteurs privés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Intégration verticale</li> <li>- Pas d'accès aux tiers</li> <li>- Prix réglementés et prix libres sur certains segments du marché</li> <li>- Compagnie d'Etat</li> </ul>
<u>Système de gouvernance</u>	<u>Système de gouvernance</u>	<u>Système de gouvernance</u>
<ul style="list-style-type: none"> <li>-Vers une gouvernance concurrentielle</li> <li>- <i>Rule of Law</i> et Multilatéralisme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Gouvernance hiérarchique avec des franges concurrentielles</li> <li>-Bilatéralisme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Gouvernance hiérarchique avec des franges concurrentielles</li> <li>-Bilatéralisme</li> </ul>

Sources : Locatelli (2013) ; Shadrina (2014b)

\*\*\*

Le développement des échanges d'hydrocarbures entre la Russie et l'Asie est une stratégie de long terme. Elle a toutefois des implications de court terme. Pour l'heure, ces échanges répondent à une logique économique dans le cadre d'une politique de diversification des marchés d'exportation pour la Russie, et des fournisseurs pour la Chine. Mais à plus long terme, ils pourraient dessiner les contours d'une future structure de gouvernance de l'énergie et à ce titre imposer une alternative à la gestion concurrentielle de la sécurité énergétique.

## Références

- Agence Internationale de l'Energie (2014) *World Energy Outlook, 2014* (Paris, OCDE-AIE) 726 p.
- Alter, J. & Meunier, S. (2009) 'The Politics of International Regime', *Perspectives on Politics*, 70, 1, 13–22.
- Andrew-Speed, P. (2014) 'China's energy policymaking processes and their consequences', in Andrew-Speed, P., Herberg, M., Zhidong, L. & Shobert, B. (eds) *China's Energy Crossroads : Forging a New Energy and Environmental Balance*. (special report n° 47, National Bureau of Asian Research), 1–17.
- Boltz, W. & Konoplyanik, A. (2013) *7<sup>th</sup> EU-Russia Gas Advisory Council Meeting : Internal Market: Progress report*. Brussel, 14 juin.
- Boltz, W. & Konoplyanik, A. (2012) *EU-Russia Energy Dialogue, Gas Advisory Council, Third Meeting: Workstream on Internal Market*. Brussel, 25 avril
- Boussena, S. & Locatelli, C. (2013) 'Energy institutional and organisational changes in EU and Russia: Revisiting gas relations', *Energy Policy*, 55, 180–189.
- Boussena, S., Pauwels, J-P., Locatelli, C. & Swartenbroekx, C. (2006) *Le défi pétrolier : questions actuelles du pétrole et du gaz* (Paris, Vuibert).
- Brousseau, E., Garrouste, P. & Raynaud, E. (2011) 'Institutional changes: Alternative theories and consequences for institutional design', *Journal of Economic Behavior & Organization*, 79.
- Cameron, F. (2010) 'The politics of EU-Russia energy relations', in Talus, K. & Fratini, P., (eds) *EU-Russia Energy Relations* (Brussels, Euroconfidential), 25–38.
- Chen, M. (2014) *The Development of Chinese Gas Pricing*, OIES Paper, NG 89 (Oxford Institute For Energy Studies).
- Cornot-Gandolphe, S. (2014) *Stratégie gazière de la Chine : développer la concurrence entre production nationale et importations* (Ifri, centre Energie).
- Downs, E. (2011) *Inside China, INC : China Development Bank's Cross-Border Energy Deal* (John L. Thornton China Center at Brookings).
- Gabuev, A. (2015) *A « Soft Alliance » ? Russia-China Relations After the Ukraine Crisis*, Brief Policy, n° 126 (European Council on Foreign Relations).
- Glachant, J. & Perez, Y. (2007) *Institutional Economics and Network, Industry Deregulation Policy* (Groupe Réseaux Jean Monnet, Université de Paris-Sud 11).
- Hauteclouque de, A. & Glachant, J.M. (2011) 'Long-term contracts and competition policy in European energy markets', in Glachant, J.M., Finon, D. & de Hauteclouque, A. (eds) *Competition, Contracts and Electricity Markets: A new perspective* (Edward Elgar), 201–232.
- Henderson, J. (2014) *The Commercial and Political Logic for the Altai Pipeline*. Oxford Energy Comment (Oxford Institute For Energy Studies).
- Henderson, J. & Stern, J. (2014) *The potential impact on Asia Gas Markets of Russia's Eastern Gas Strategy* (Oxford Institute For Energy Studies).
- Henderson, J. & Pirani, S. ed. (2014) *The Russian Gas Matrix: How Markets Are Driving Change* (Oxford Institute For Energy Studies).
- Henderson, J. (2011) *The Pricing Debate over Russian Gas Exports to China*, NG 56 (Oxford Energy Institute).
- Herbert, M. (2015) 'China's Search for Oil and Gas security : Prospects and Implications', in Andrew-Speed, P., Herberg, M., Zhidong, L. & Shobert, B. (eds) *China's Energy Crossroads : Forging a New Energy and Environmental Balance*, Special report, n° 47 (National Bureau of Asian Research), 19–27.
- Herbert, M. (2011) *China's Energy rise and the Future of US-China Energy Relations* (New America Foundation).
- IEE (2014). *Asia/World Energy Outlook. The Institute of Energy Economics (Japan)*.
- Jaffe, M., Medlock III. & O'Sullivan, M. (2015) *China's Energy Hedging Strategy : Less Than Meets The Eye For Russian Gas Pipelines*. (National Bureau of Asian Research, Energy Security Program).
- Keating, M. (2012) 'Re-thinking EU Energy Security : The Utility of Global Best practices for Successful Transnational Energy Governance', in Kuzemko, C., Belyi, A., Goldthau, A. & Keating, M. (eds) *Dynamics of Energy Governance in Europe and Russia* (Palgrave MacMillan), 86–105.
- Komlev, S. (2013) *Pricing the "Invisible" Commodity*, Discussion Paper (Moscow, Gazprom Export. Contract Structuring and Pricing Directorate).
- Konoplyanik, A. (2005) 'Russian Gas to Europe: From long term contracts, on border trade and destination clauses to...?', *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 23, 3, 282–307.
- Locatelli, C. (2014) 'The Russian gas industry : challenges to the 'Gazprom model' ?', *Post Communist Economies*, 26, 1, 53–66.
- Locatelli, C. (2013) 'EU-Russia trading relations: the challenges of a new gas architecture', *European Journal of Law and Energy*, online November 2013.
- Locatelli, C. (2008) 'Gazprom's export strategies under the institutional constraint of the Russian gas



market', *Opec Energy Review*, XXXII, 3, 246–264.

Locatelli, C. & Rossiaud, S. (2011) 'A neo institutionalist interpretation of the changes in the Russian oil model', *Energy Policy*, 39, 9, 5588–5597.

Meidan, M., Sen, A. & Campbell, R. (2015) *China : the « new normal »*, Oxford Energy Comment (Oxford Institute For Energy Studies).

Paik, K. (2012) *Sino-Russian Oil and Gas Cooperation: the reality and implications* (Oxford University Press).

Percebois, J., (2008) 'The supply of natural gas in the European Union - Strategic issues', *OPEC Energy review*, XXXII, 1, 33–53.

Romanova, T. (2012) 'Legal Approximation in Energy: A new Approach for the European Union and Russia', in Kuzemko, C., Belyi, A., Goldthau, A. & Keating, M. (eds) *Dynamics of Energy Governance in Europe and Russia* (Palgrave MacMillan), 23–43.

Romanova, T. (2014) 'Russian energy in the EU market: Bolstered institutions and their effects', *Energy Policy*, 74, 44–53.

Shadrina, E. (2014a) 'Russia's Gas Policy in Asia: The Driving Forces and the Nature of Institutional Changes', *International Journal of Business and Management*, II, 4, 60–78.

Shadrina, E. (2014b). 'Russia's natural gas policy toward Northeast Asia: Rationales, objectives and institutions', *Energy Policy*, 74, 54–67.

Shadrina, E. & Bradshaw, M. (2013) 'Russia's energy governance transitions and implications for enhanced cooperation with China, Japan, and South Korea', *Post Soviet Affairs*, 29, 6, 461–499.

Skalamera, M. (2014) *Booming Synergies In Sino-Russian Natural Gas Partnership* (Harvard Kennedy School, Belfer Center for Science and International Affairs).

Stern, J. (2014) 'The impact of European Regulation and Policy on Russian Gas Exports and Pipelines', in Henderson, J. & Pirani, S. (eds) *The Russian Gas Matrix: How Markets are Driving Change* (Oxford Institute For Energy Studies).

Stern, J. & Rogers, H. (2013) *The transition to hub based pricing in Continental Europe: A response to Sergei Komlev of Gazprom Export* (Oxford Energy Comment, Oxford Institute for Energy Studies).

Talus, K. (2011) 'Long-term natural gas contract and antitrust law in the European Union and the United States', *Journal of World Energy Law and Business*, 4, 3, 260–315.

Yafimava, K. (2013) *The EU Third Package for Gas and the Gas Target Model: major contentious issues inside and outside the EU*, NG 75 (Oxford Institute for Energy Studies).

Vivoda, V. (2014) 'Natural gas in Asia : Trade, Markets and regional institutions', *Energy Policy*, 74, 80–90.

Williamson, O. (2005) 'The Economics of Governance', *American Economic Review*, 95, 2, 1–18.

Winzer, C. (2011) *Conceptualizing Energy Security*, EPRG Working paper, n°1123 (Cambridge, Energy Policy Research Group).