



# L'industrie du GNL

## The LNG industry

2007

# L'industrie du GNL

## SITUATION ÉNERGÉTIQUE MONDIALE

La croissance annuelle moyenne de la consommation mondiale d'énergie primaire a été de 2,1 % au cours des dix dernières années, la plus forte croissance ayant été observée en 2004 (4,7 %). En 2006, la consommation mondiale d'énergie primaire a enregistré une hausse de 2,4 %, qui représente un ralentissement par rapport aux trois années précédentes, mais reste supérieure à la moyenne sur dix ans. Ce ralentissement de croissance est observé pour toutes les énergies, à l'exception du nucléaire.

Comme les années précédentes, la zone Asie Pacifique présente la croissance la plus forte en 2006 (4,9 %), avec deux tiers de la croissance globale (la Chine représentant à elle seule en 2006 plus de la moitié de cette croissance globale, comme cela était déjà le cas en 2005). Au cours des dix dernières années, la consommation mondiale d'énergie est passée de  $8\ 930\ 10^6$  tep en 1997 à  $10\ 879\ 10^6$  tep en 2006, soit une augmentation de 21,8 %. La répartition entre les différentes formes d'énergie en 2006 par rapport à 2005 était la suivante :

Year	2006	2005	variation
Oil	3 890	3 861	+ 0.8%
Coal	3 090	2 957	+ 4.5%
Natural gas	2 575	2 512	+ 2.5%
Nuclear	636	627	+ 1.4%
Hydroelectric	688	667	+ 3.1%

Pour la sixième année consécutive, la part du charbon a progressé dans l'ensemble du marché énergétique, passant juste au-dessus de 28 %. La croissance de la consommation de gaz naturel en 2006 (+2,5 %) a été plus faible qu'en 2005 (+3,2 %), mais reste proche de la moyenne sur 10 ans. Pour la seconde année consécutive, il y a eu contraction du marché du gaz américain (-1,7 %). La consommation de l'Union Européenne a également diminué (-1,4 %), avec une baisse importante observée au Royaume-Uni (-4,5 %) ainsi que dans certains pays de l'Europe de l'Est. Inversement, la Russie a enregistré une forte croissance (+6,7 %), représentant à elle seule près de 40 % de la croissance globale. Le taux de croissance le plus élevé a été observé en Chine (+21,6 %). La part de marché du gaz naturel est restée stable en 2006 (23,7 %) relativement à 2005 (23,6 %)<sup>1</sup>.

Les estimations pour la production commercialisée de gaz en 2007<sup>2</sup> font apparaître une croissance de l'ordre de 1,6 % par rapport à 2006. La part du GNL dans le commerce international est de près de 24 %. Le graphique ci-dessous représente les taux d'accroissement respectifs depuis 1980 de la production de gaz commercialisée, du commerce international total de gaz et du commerce sous forme de GNL :

# The LNG industry

## WORLD ENERGY SITUATION

The average annual growth of the world primary energy consumption has been 2.1% over the last ten years, with the highest growth rate observed for 2004 (4.7%). In 2006, world primary energy consumption registered a 2.4% increase, still exceeding the 10-year average but less than for the three previous years. This reduction in the growth rate occurred for all fuels except nuclear power.

As for the previous years, the Asia Pacific region shows the most important increase for 2006 (4.9%), accounting for two-third of the global growth (China alone accounts in 2006 for more than half of this global growth, as was already the case in 2005).

Over the last ten years, the world energy consumption rose from  $8,930\ 10^6$  toe in 1997 to  $10,879\ 10^6$  toe in 2006, a 21.8% overall increase.

The breakdown for the major types of energy in 2006, as compared to 2005, is as follows:

Year	2006	2005	variation
Oil	3 890	3 861	+ 0.8%
Coal	3 090	2 957	+ 4.5%
Natural gas	2 575	2 512	+ 2.5%
Nuclear	636	627	+ 1.4%
Hydroelectric	688	667	+ 3.1%

For the sixth year running, coal has increased its share of the overall energy market, up to 28%.

The growth of natural gas consumption in 2006 (+2.5%) was lower than in 2005 (+3.2%), but close to the 10-year average. For the second year in a row, there has been a contraction in the US gas market (-1.7%).

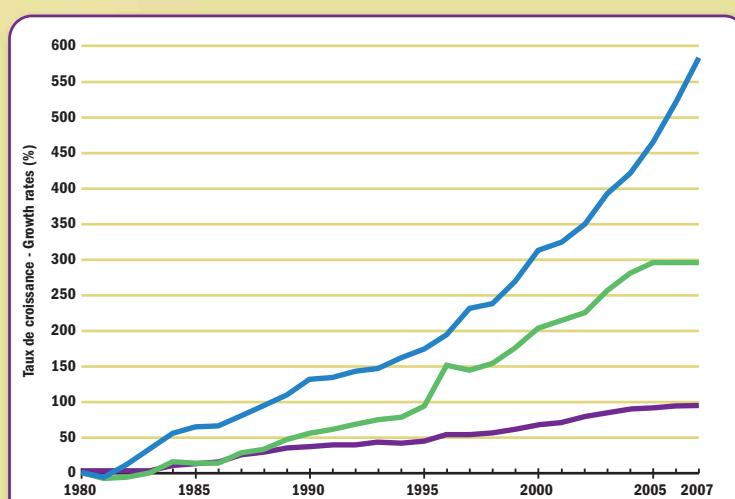
EU consumption decreased as well (-1.4%), with large declines observed in UK (-4.5%) and in some Eastern European countries.

Inversely, strong growth was observed in Russia (+6.7%), accounting for nearly 40% of the global increase. China showed the highest growth rate (+21.6%). The market share for natural gas remained stable in 2006 (23.7%) compared to 2005 (23.6%)<sup>1</sup>.

Estimates for the marketed production of natural gas in 2007<sup>2</sup> show a rise of about 1.6% over 2006.

The share of LNG in the gas trade accounts for almost 24% of the total.

The graph hereunder gives the respective growth rates since 1980 for the marketed gas production, the total cross-border gas trade and the LNG trade:



GNL :  
Commerce international  
LNG:  
International trade

Gaz naturel :  
Commerce international  
Natural gas:  
International trade

Gaz naturel :  
Production commercialisée  
Natural gas:  
Marketed production

<sup>1</sup> Source BP Statistical Review of World Energy (June 2007)

<sup>2</sup> Source Cédigaz (intra CIS trade included since 1996)



# Contrats et trafic de GNL

104 contrats à long terme et à moyen terme étaient en vigueur en 2007, soit 7 de plus par rapport à 2006. Ils ont donné lieu à un commerce international portant sur  $374,3 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  sous forme liquide<sup>1</sup>, soit près de  $171 \text{ } 10^6 \text{ t}$ . Ce commerce augmente de  $26,4 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ , soit une hausse soutenue de 7,6 % malgré l'évolution importante des coûts, les problèmes techniques et les retards pris dans la mise en route des installations.

Côté importations, le Japon garde sa position de plus gros importateur mondial de GNL avec  $145,4 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ , soit 38,8 % des quantités importées, suivi de la Corée avec  $57 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  (15,2 %) et de l'Espagne avec  $41,2 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  (11 %). Les Etats-Unis atteignent un niveau record avec  $35,7 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  (9,5 %).

La part de marché de l'Europe chute de 27,4 % à 23,4 %.

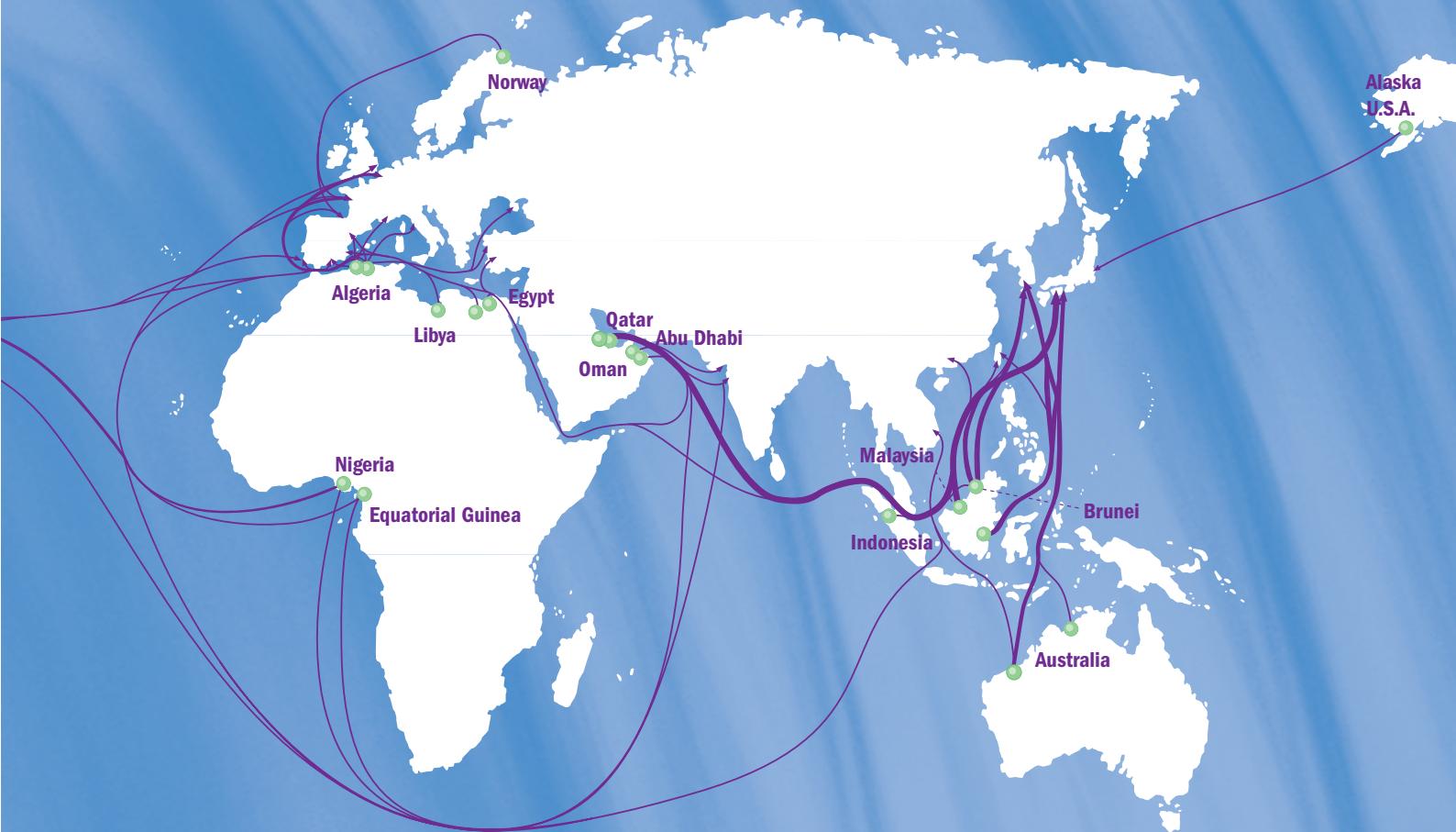
Des conditions climatiques clémentes sont en partie responsables de la baisse enregistrée dans plusieurs pays. De plus, avec des prix du gaz plus élevés aux Etats-Unis (du moins sur une partie de l'année) et en Asie qu'en Europe, les transporteurs ont été peu incités à livrer du gaz "flexible" aux terminaux européens. Parmi les pays les plus affectés, les importations du Royaume-Uni chutent de près de 60 %, de  $5,5 \text{ à } 2,2 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ , la Belgique baisse de  $6,8 \text{ à } 4,5 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ , l'Italie de  $4,9 \text{ à } 3,7 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  et la France de  $23,5 \text{ à } 21 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ . Néanmoins, la France est toujours le second marché le plus important d'Europe, derrière l'Espagne qui maintient sa position dominante. Cependant, la part de marché de l'Espagne reste stable malgré la mise en service de son sixième terminal de réception de GNL à Mugardos. La Turquie poursuit sa croissance, passant à 9,1 %, au-dessus de la tendance du marché de 7,6 %.

Dans les Amériques, les importations de GNL vers les Etats-Unis enregistrent une hausse spectaculaire de  $26,1 \text{ à } 35,7 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ , soit 36,7 % de plus qu'en 2006. Les importations mensuelles les plus élevées sont enregistrées dans la première partie de l'année. Il y a eu très peu d'activité dans les terminaux américains au cours du dernier trimestre, en particulier, en raison des détournements de cargaisons vers les marchés plus profitables en Asie. Avec son terminal de réception mis en service récemment à Altamira, le Mexique connaît une très forte croissance, quoique sur de plus faibles volumes, passant de  $1,2 \text{ à } 4,2 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ . Il en est de même pour la République Dominicaine. Dans l'ensemble, les importations des Amériques ont augmenté de 44,4 % et leur part du marché global grimpe à 11,2 %.

Globalement le marché asiatique continue à croître de façon régulière de 9,3 % avec des importations de la zone passant de  $223,4 \text{ à } 244,2 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ , soit une hausse de  $20,8 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ . L'Inde et la Chine commencent à représenter une part substantielle des importations asiatiques avec respectivement  $17,1$  et  $6,4 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ . La Corée continue à jouir d'une croissance modérée de 3 % mais confortable en valeur absolue, comme indiqué précédemment, tandis que les importations de Taiwan grimpent de 7,3 % à  $18,2 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ .

En ce qui concerne la provenance des importations, le Qatar domine largement le marché avec  $63,6 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ , soit une hausse de 18,5 % par rapport à 2006. La Malaisie est passée au second rang avec  $49 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ , dépassant pour la première fois l'Indonésie qui affiche un déclin de 6,9 %. L'Algérie reste stable avec  $38,9 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ . Les exportations d'Egypte chutent de 4,7 % passant de  $24,4 \text{ à } 23,3 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ , en raison principalement de la croissance de la demande intérieure. Le Nigeria continue à enregistrer

<sup>1</sup> Tous les chiffres liés au commerce du GNL portent sur des quantités déchargées.



une croissance vigoureuse de 25,4 % passant à  $36,3 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  avec la production commerciale d'un nouveau train (Train 6). Il est suivi par l'Australie dont la production croît à 8,2 %, soit un peu plus que le marché global.

Le Bassin Pacifique est toujours le marché le plus important en valeur absolue avec  $143,9 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ , mais l'écart avec le Bassin Atlantique se réduit, passant de  $23,2 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  en 2006 à  $10 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  cette année.

Deux nouveaux pays ont rejoint la communauté des pays producteurs de GNL dans le Bassin Atlantique : la Guinée Equatoriale avec la mise en service de l'usine de Bioko Island en mai et la Norvège avec le démarrage de l'usine d'Hammerfest en octobre.

La croissance du Nigeria (25,4 %) et de Trinité et Tobago (14,1 %), qui produit maintenant à pleine capacité, représente presque la totalité du rattrapage du Bassin Atlantique.

Les exportations du Moyen-Orient progressent de 14,6 % à  $96,4 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ , principalement tirées par les exportations du Qatar (18,5 %), à la suite de la mise en service du Train 3 de l'usine de RasGas II au Qatar en mars, et d'Oman (9,4 %).

Les importations spot et à court terme (basées sur des contrats d'une durée inférieure ou égale à 4 ans) atteignent  $74 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  sous forme liquide (586 cargaisons) contre  $56 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  (438 cargaisons) en 2006, ce qui représente près de 20 % du commerce international du GNL (voir tableau page 21).

Il convient de noter qu'une partie de ce commerce à court terme est fournie par des reventes ou des détournements d'enlèvements en vertu de contrats à long terme.

En 2007, on a enregistré une hausse soutenue des transactions spot et à court terme. Celle-ci est en partie attribuable aux importateurs asiatiques qui ont augmenté leurs achats de cargaisons détournées en provenance du Bassin Atlantique et du Qatar afin de satisfaire leur demande croissante à la suite de la fermeture de certaines des plus grosses centrales nucléaires et de la baisse des disponibilités en provenance d'Indonésie. S'agissant de la source des transactions spot et à court terme, on remarquera que l'Egypte reste toujours en tête avec 21,4 % des ventes.

Le commerce international a engendré 84 courants de trafic (i.e. courants de pays à pays) correspondant à 264 routes maritimes (routes de port à port). Par rapport à 2006, 68 routes étaient nouvelles et 34 non exploitées en 2007. 15 nouveaux courants sont apparus en 2007 : ALGERIE/Chine - EGYpte/Turquie - GUINEE EQUATORIALE/Etats-Unis, Japon, Taiwan - NIGERIA/Chine, Taiwan - NORVEGE/France, Espagne - ABU DHABI/Corée, Taiwan - OMAN/Chine - TRINITE & TOBAGO/Royaume-Uni - QATAR/Royaume-Uni, Etats-Unis.

8 courants ont disparu : EGYpte/Belgique, Italie - NIGERIA/Belgique - MALAISIE/Belgique - QATAR/France, Italie, Mexique - AUSTRALIE/ Inde.

# LNG contracts and trade

104 long-term and medium-term contracts were in force in 2007, or 7 more than in 2006. The international trade in liquid form<sup>1</sup> accounted for  $374.3 \cdot 10^6 m^3$  or almost  $171 \cdot 10^6 t$ . It rose by  $26.4 \cdot 10^6 m^3$ , or a growth of 7.6% despite significant cost increases, technical problems and delays in scheduled start-ups.

On the import side, Japan retained its position as the world's leading LNG importer with  $145.4 \cdot 10^6 m^3$ , or 38.8% of all imports, followed by Korea with  $57 \cdot 10^6 m^3$  (15.2%), Spain with  $41.2 \cdot 10^6 m^3$  (11%) and the U.S.A., which reached a record high with  $35.7 \cdot 10^6 m^3$  (9.5%).

The market share for Europe declined from 27.4% to 23.4%. Very mild weather conditions can be attributed to the drop recorded in several countries. Furthermore, with gas prices higher in the U.S.A (at least for part of the year) and in Asia than in Europe, shippers have had little incentive to deliver "flexible" gas to European terminals. Among the most affected countries, the United-Kingdom's imports fell by almost 60%, from  $5.5 \cdot 10^6 m^3$  to  $2.2 \cdot 10^6 m^3$ , Belgium decreased from  $6.8 \cdot 10^6 m^3$  to  $4.5 \cdot 10^6 m^3$ , Italy from  $4.9 \cdot 10^6 m^3$  and France from  $23.5 \cdot 10^6 m^3$  to  $21 \cdot 10^6 m^3$ . Nevertheless, France was still the second largest market in Europe behind Spain, which maintained its position as the leading player. However, its market share remained stable despite the commissioning of its sixth LNG receiving terminal at Mugardos. Turkey continued to grow by 9.1%, above the market trend of 7.6%.

In the Americas, LNG imports into the U.S.A. registered a dramatic increase from  $26.1 \cdot 10^6 m^3$  to  $35.7 \cdot 10^6 m^3$ , or a 36.7% growth over 2006. The highest monthly LNG imports occurred during the first part of the year. There was very little activity in the U.S. terminals in the last quarter, in particular, as many cargoes were diverted to the more profitable Asian markets. With its newly commissioned LNG terminal at Altamira, Mexico recorded a very strong growth, although with smaller volumes, going from  $1.2 \cdot 10^6 m^3$  to  $4.2 \cdot 10^6 m^3$ . Same for the Dominican Republic. As a whole, imports for the Americas were up by 44.4% and their total market share rose to 11.2%.

Globally, the Asian market continued to grow steadily by 9.3% with imports rising from  $223.4 \cdot 10^6 m^3$  to  $244.2 \cdot 10^6 m^3$  or an increase of  $20.8 \cdot 10^6 m^3$ . India and China are starting to make up a substantial part of the Asian imports with  $17.1 \cdot 10^6 m^3$  and  $6.4 \cdot 10^6 m^3$  respectively. Korea continued to enjoy a moderate growth of 3%, but significant in real terms, as mentioned earlier, while Taiwan's imports grew by 7.3% to  $18.2 \cdot 10^6 m^3$ .

As to the sources of imports, Qatar largely dominated the market with  $63.6 \cdot 10^6 m^3$ , or an 18.5% rise over 2006. Malaysia ranked second with  $49 \cdot 10^6 m^3$ , surpassing for the first time Indonesia, which posted a decline of 6.9%. Algeria remained stable with  $38.9 \cdot 10^6 m^3$ . Egypt's LNG exports fell by 4.7% from  $24.4 \cdot 10^6 m^3$  to  $23.3 \cdot 10^6 m^3$ , partly due to growing domestic gas demand. Nigeria again recorded a very healthy growth of 25.4% to  $36.3 \cdot 10^6 m^3$  with the start up of a new liquefaction train (Train 6). It was followed by Australia, which rose slightly faster than the global market at 8.2%.

The Pacific Basin was still the largest market in absolute terms with  $143.9 \cdot 10^6 m^3$  but the gap with the Atlantic Basin is narrowing from  $23.2 \cdot 10^6 m^3$  in 2006 to  $10 \cdot 10^6 m^3$  this year.

Two new countries joined the LNG producing community in the Atlantic Basin: Equatorial Guinea with the start up of the Bioko Island plant in May and Norway with the commissioning of the Hammerfest plant in October.

Growth of Nigeria (25.4%) and Trinidad and Tobago (14.1%), which is now producing LNG at full capacity, accounts for almost all the catching up by the Atlantic Basin.

Middle-East exports grew by 14.6% to  $96.4 \cdot 10^6 m^3$ , mainly driven by Qatar (18.5%), as a result of the commissioning of Train 3 at Qatar's RasGas II plant in March, and Oman (9.4%).

The spot and short-term imports (based on contracts with a duration of 4 years or less) amounted to  $74 \cdot 10^6 m^3$  in liquid form (586 cargoes) as against  $56 \cdot 10^6 m^3$  (438 cargoes) in 2006, accounting for almost 20% of the world LNG trade. (See table page 21)

It should be pointed out that a part of this short term trade is supplied by re-sales or diversions of lifting under long-term contracts.

A sustained rise in spot and short-term transactions has been recorded in 2007. It is mainly attributable to Asian importers increasing their purchases of diverted cargoes from the Atlantic Basin and from Qatar to meet their higher demand following the shutdown of some of the largest nuclear plants and the shortfall in availability from Indonesia. As to the sourcing of spot and short-term transactions, it is noted that Egypt is still having the lead with a 21.4% share.

The world trade involved 84 "flows" (i.e. country-to-country trades) over 264 sea transportation routes (port-to-port routes). Compared to 2006, 68 routes were new and 34 ceased in 2007. In 2007, there were 15 new country-to-country flows compared to 2006: ALGERIA/China - EGYPT/Turkey - EQUATORIAL GUINEA/the United-States, Japan, Taiwan - NIGERIA/China, Taiwan - NORWAY/France, Spain - ABU DHABI/Korea, Taiwan - OMAN/China - TRINIDAD & TOBAGO/the United-Kingdom - QATAR/the United-Kingdom, the United-States.

8 flows disappeared: EGYPT/Belgium, Italy - NIGERIA/Belgium - MALAYSIA/Belgium - QATAR/France, Italy, Mexico - AUSTRALIA/India.

<sup>1</sup> All figures related to LNG trade are based on unloaded volumes.

# Contrats conclus en 2007

## Contracts concluded in 2007

	Export country	Purchaser	Import country	Amount (mtpa)	Duration (Years)	Extra Years	Start	Delivery Format
Long & medium term Sales & Purchase Agreements (> 4 yrs)	Australia - NWS	Chugoku Electric	Japan	1.2-1.4	12		2009	
	Australia - NWS	Kyushu Electric	Japan	0.73	8		2009	
	Australia - Pluto	Kansai Electric Power	Japan	1.75-2.00	15	5	late 2010	F.O.B./D.E.S.
	Australia - Pluto	Tokyo Gas	Japan	1.5-1.75	15		late 2010	F.O.B./D.E.S.
	Malaysia	Shikoku Electric Power Co.	Japan	0.42	15	5	2010	
	Malaysia	Saibu Gas	Japan	0.39	15		2013	
	Malaysia	Osaka Gas	Japan	0.92	15		2009	D.E.S.
	NLNG Train 7	ENI	Italy	1.375			late 2012	
	NLNG Train 7	BG Group	United-States	2.25	20		late 2012	D.E.S.
	NLNG Train 7	Total Gas & Power	Gulf of Mexico	1.375	20			D.E.S.
	Qatar	Korea Gas Corporation	South Korea	2.10	20		2007	S.P.A.
	Russia - Sakhalin 2	Chubu Electric	Japan	0.5	15		2011	D.E.S.
	Norway - Snohvit	Gaz de France	Europe	0.50	Depletion		2007	F.O.B.
Short term contracts (< 4 yrs)	Australia - NWS	Korea Gas	Korea	0.5		7	2009	
	Qatar - RasGas	Petronet LNG	India	1.25			2007	
Memorandum of understanding (M.O.U.)	Nigeria - Brass LNG	BG Group	United-States	1.67	20		TBD	D.E.S.
Heads of Agreement (H.O.A.)	Australia - Gorgon	PetroChina	China	1	20			
	Qatar	Marubeni Corp	Japan	1			2011	
	Russia - Sakhalin 2	Osaka Gas	Japan	0.20	23		2008	F.O.B.
Key Terms Agreement	Australia - Browse	CNPC	China	2	15		2013-2015	
	Australia - Browse	PetroChina	China	2 to 3	15 to 20			



Equatorial Guinea Bridge

Equatorial Guinea Terminal



## ↪ LNG IMPORTS

	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> t	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> (n)	Market share %	Var. 2006-07 %
Belgium	4.526	2.078	2.582	1.21	-33.7
France	21.081	9.610	12.107	5.63	-10.5
Greece	1.497	0.669	0.868	0.40	50.6
Italy	3.762	1.728	2.171	1.01	-23.7
Portugal	4.612	2.112	2.610	1.23	29.5
Spain	41.243	18.630	23.631	11.02	-1.0
Turkey	8.954	4.102	5.144	2.39	9.1
UK	2.266	1.017	1.310	0.61	-59.3
Europe	87.941	39.945	50.423	23.49	-7.7
Dominican Rep.	0.979	0.423	0.571	0.26	81.0
Mexico	4.233	1.848	2.452	1.13	220.0
Puerto Rico	1.162	0.502	0.677	0.31	0.3
USA	35.718	15.650	20.723	9.54	36.7
Americas	42.092	18.423	24.424	11.24	44.4
China	6.406	2.986	3.611	1.71	298.6
India	17.192	7.896	9.789	4.59	27.4
Japan	145.439	66.978	82.461	38.85	6.9
Korea	57.015	26.237	32.377	15.23	3.0
Taiwan	18.237	8.332	10.383	4.87	7.3
Asia	244.289	112.428	138.621	65.26	9.3
Total	374.322	170.797	213.469	100.00	7.6

## ↪ SOURCES OF IMPORTS

	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> t	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> (n)	Market share %	Var. 2006-07 %
Algeria	38.900	17.865	22.445	10.39	2.1
Egypt	23.337	10.000	13.629	6.23	-4.7
Equatorial Guinea	2.51	1.102	1.468	0.67	
Libya	1.222	0.593	0.683	0.33	15.4
Nigeria	36.388	16.666	20.596	9.72	25.4
Norway	0.282	0.127	0.163	0.08	
Trinidad & Tobago	31.275	13.511	18.233	8.36	14.1
Atlantic Basin	133.914	59.863	77.218	35.78	11.5
Abu Dhabi	12.506	5.840	7.078	3.34	5.2
Oman	20.220	9.503	11.384	5.40	9.4
Qatar	63.688	29.296	36.238	17.01	18.5
Middle East	96.414	44.640	54.701	25.76	14.6
Australia	32.512	15.183	18.272	8.69	8.2
Brunei	15.330	7.067	8.646	4.10	-4.5
USA	2.120	0.897	1.249	0.57	-23.6
Indonesia	44.952	20.521	25.555	12.01	-6.9
Malaysia	49.080	22.626	27.828	13.11	6.3
Pacific Basin	143.994	66.293	81.550	38.47	0.4
Total	374.322	170.797	213.469	100.00	7.6

The conversion factors are calculated from the table page 9. The figures are based on unloaded volumes.

## ↪ QUANTITIES (10<sup>6</sup> liquid m<sup>3</sup>) RECEIVED IN 2007 BY THE IMPORTING COUNTRIES FROM THE EXPORTING COUNTRIES

	Algeria	Egypt	Equat. Guin.	Libya	Nigeria	Norway	Trinidad & Tobago	Abu Dhabi	Oman	Qatar	Australia	Brunei	USA	Indonesia	Malaysia	Total Import
Belgium	0.628						0.122			3.776						4.526
France	12.492	1.903				6.425	0.141	0.120								21.081
Greece	0.882	0.615														1.497
Italy	3.762															3.762
Portugal					4.612											4.612
Spain	6.645	7.057		1.222	14.142	0.141	4.180		0.137	7.719						41.243
Turkey	6.505	0.141			2.179		0.129									8.954
UK	1.008	0.268					0.585			0.405						2.266
Europe	31.922	9.984		1.222	27.358	0.282	5.136		0.137	11.9						87.941
Domin. Rep.							0.979									0.979
Mexico		2.107			1.032		1.094									4.233
Puerto Rico							1.162									1.162
USA	3.533	5.269	0.819		4.375		20.905			0.817						35.718
Americas	3.533	7.376	0.819		5.407		24.14			0.817						42.092
China	0.675				0.138			0.130		5.463						6.406
India	0.811	0.137			1.204		0.373	0.133	0.415	13.979						17.192
Japan	1.296	2.759	0.609		1.468		0.994	12.115	7.952	18.194	25.860	14.029	2.120	29.201	28.842	145.439
Korea	0.403	2.524			0.266		0.498	0.123	11.167	17.829	0.926	1.301	8.474	13.504		57.015
Taiwan	0.260	0.557	1.082		0.547		0.134	0.135	0.419	0.969	0.263			7.277	6.594	18.237
Asia	3.445	5.977	1.691		3.623		1.999	12.506	20.083	50.971	32.512	15.330	2.120	44.952	49.080	244.289
Total export	38.900	23.337	2.510	1.222	36.388	0.282	31.275	12.506	20.220	63.688	32.512	15.330	2.120	44.952	49.08	374.322



# Les navires LNG tankers



La flotte des méthaniers comportait au total 254 navires à la fin de l'année 2007. Trois d'entre eux, le Hassi R'Mel, le Laieta et le Hoegh Gandria n'ont déchargé aucune cargaison au cours de l'année. Il en a été de même pour les douze navires suivants livrés en 2007 : le Methane Nile Eagle, le Al Gharrafa, le Al Ghariya, le Duhail, le Al Ruwais, le Al Saifiya, le Sestao Knutsen, le Tembek, le Grace Barleria, le Seri Begawan, le Celestine River et le Grand Elena. En outre, il convient de noter que le Cinderella n'a pas été exploité pour la troisième année consécutive. Il a été utilisé comme navire-école mais est actuellement inutilisé. Le Hoegh Galleon a été en partie impliqué dans un certain nombre d'opérations de transbordement avec un petit méthanier. Le Descartes, rebaptisé "Prince Charming", a été vendu à la société Taiwan Maritime Transportations Co. Ltd. Il est resté en cale sèche en Extrême-Orient. Le Havfru a été vendu à la casse en mai après avoir livré une seule cargaison à Barcelone depuis un autre terminal espagnol.

2007 a vu le début d'une nouvelle ère dans le transport du GNL, avec la livraison des quatre premiers navires de type Q-Flex commandés pour le projet Qatargas II - le Al Ruwais, le Al Saifiy, le Al Gattara et le Tembek d'une capacité allant de 210 000 à 216 000 m<sup>3</sup>.

La capacité totale des navires en exploitation était de 31,2 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> en 2007 ; la capacité moyenne était de près de 132 000 m<sup>3</sup>.

A la fin décembre 2007, le nombre de méthaniers en construction ou faisant l'objet de commandes fermes était de 128 dont 16 utilisant la technique Moss, 3 utilisant la technique SPB et 109 la technique membrane GTT. 54 d'entre eux devraient être livrés en 2008 (7 Moss et 47 Membrane). En 2007, les méthaniers ont accompli 3 325 voyages contre 3 160 en 2006. Le nombre de milles nautiques parcourus en 2007 a été de 21,64 10<sup>6</sup> contre 19,32 10<sup>6</sup> en 2006. En 2007, la flotte des méthaniers a engendré un trafic de 1 334 contre 1 164 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> x mille nautiques en 2006, soit une augmentation d'environ 15 %. Ceci équivaut à plus de 5,6 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> x mille nautiques par navire exploité ayant déchargé au moins une cargaison en 2007, contre 5,5 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> x mille nautiques en 2006.

## Nombre de voyages accomplis par les méthaniers en 2007 Number of voyages completed in 2007

1 305	→ Japon/to Japan (1 246 en/in 2006)
346	→ Etats-Unis, Porto Rico, la Rép. Dominicaine et le Mexique/to United States, Puerto Rico, Dominican Rep. and Mexico (238 en/in 2006)
928	→ Europe/to Europe (1 008 en/in 2006)
433	→ Corée/to Korea (427 en/in 2006)
137	→ Taiwan/to Taiwan (128 en/in 2006)
127	→ Inde/to India (100 en/in 2006)
49	→ Chine/to China (13 en/in 2006)
<b>Total</b>	<b>→ 3 325 voyages (3 160 en/in 2006)</b>

The world LNG tanker fleet consisted of 254 vessels at the end of 2007. The Hassi R'Mel, the Laieta and the Hoegh Gandria did not unload any cargo during the year. Same for the twelve following LNG tankers delivered in 2007: Methane Nile Eagle, Al Gharrafa, Al Ghariya, Duhail, Al Ruwais, Al Saifiya, Sestao Knutsen, Tembek, Grace Barleria, Seri Begawan, Celestine River, Grand Elena. Furthermore, it should be mentioned that the Cinderella was not operational for the third consecutive year. She was used as a training vessel, but is presently unemployed. The Hoegh Galleon was mostly involved in numerous STS operations into a small coastal tanker. The Descartes, renamed "Prince Charming", was sold to Taiwan Maritime Transportations Co. Ltd. She was laid up in the Far East. The Havfru was sold for scrap in May after having delivered just one cargo in Barcelona from another Spanish terminal.

2007 saw the start of a new era in LNG transportation with the delivery of the first four vessels of the Q-Flex type ordered for Qatargas II - Al Ruwais, Al Saifiy, Al Gattara and Tembek with capacity ranging from 210,000 to 216,000 m<sup>3</sup>.

Total shipping capacity in operation was 31.2 million m<sup>3</sup> in 2007; the average capacity per carrier was almost 132,000 m<sup>3</sup>.

At the end of December 2007, the number of LNG carriers under construction or on firm order was 128, of which 16 using the Moss technique, 3 using the SPB technique and 109 the GTT membrane technique. 54 should be delivered in 2008 (7 Moss and 47 membrane).

The number of nautical miles covered in 2007 was 21.64 10<sup>6</sup>, up from 19.32 10<sup>6</sup> in 2006. In 2007, the activity in the LNG tanker fleet was about 1.334 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> x nautical miles, as opposed to 1.164 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> x nautical miles in 2006, or about a 15% rise. This equates to above 5.6 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> x nautical miles per operational ship having delivered at least one cargo in 2007, as against 5.5 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> x nautical miles in 2006.

# 35 navires livrés en 2007

## 35 ships delivered in 2007

### ⇒ TECHNIQUE MEMBRANE/MEMBRANE TECHNIQUE

Delivery Date	Ship Name	Capacity (m³)	Shipowner	Shipbuilder	Cargo System	Hull #
12/2007	Methane Nile Eagle	145 000	British Gas	Samsung H.I.	Mark III	1588
12/2007	Al Gharrafa	216 000	OSG	Hyundai H.I.	Mark III	1792
12/2007	Al Ghariya	209 000	Pronav	Daewoo S.M.E.	NO 96	2248
12/2007	Duhail	209 000	Pronav	Daewoo S.M.E.	NO 96	2247
12/2007	Al Ruwais	209 000	Pronav	Daewoo S.M.E.	NO 96	2245
12/2007	Al Saifiya	209 000	Pronav	Daewoo S.M.E.	NO 96	2246
11/2007	Sestao Knutsen	138 000	Knutsen OAS Shipping	Izar	NO 96	331
11/2007	Tembek	216 000	OSG	Samsung H.I.	Mark III	1605
10/2007	Grace Barleria	150.000	TRIO	Hyundai H.I.	Mark III	1729
10/2007	Al Gattara	216 000	OSG	Hyundai H.I.	Mark III	1791
10/2007	Seri Ayu	145 000	MISC	Samsung H.I.	Mark III	1591
09/2007	Seri Begawan	152 000	MISC	Mitsubishi H.I.	NO 96	2221
09/2007	LNG Borno	149 600	NYK	Samsung H.I.	Mark III	1563
09/2007	LNG Ondo	148 300	Bergesen	Daewoo S.M.E.	NO 96	2231
07/2007	LNG Ogun	149 600	NYK	Samsung H.I.	Mark III	1564
07/2007	Clean Power	150 000	Dynacom	Hyundai H.I.	Mark III	1719
06/2007	Methane Heather Sally	145 000	British Gas	Samsung H.I.	Mark III	1585
06/2007	Maran Gas Coronis	145 700	MaranGas	Daewoo S.M.E.	NO 96	2244
06/2007	Seri Bakti	152 000	MISC	Mitsubishi H.I.	NO 96	2220
05/2007	Methane Alison Victoria	145 000	British Gas	Samsung H.I.	Mark III	1587
05/2007	Cheikh El Mokrani	75 500	Sonatrach	USC	Mark III	55
05/2007	Grace Acacia	150 000	TRIO	Hyundai H.I.	Mark III	1728
05/2007	British Emerald	155 000	BP Shipping	Hyundai H.I.	Mark III	1777
05/2007	Al Jassasiya	145 700	Kristen	Daewoo S.M.E.	NO 96	2243
04/2007	Methane Shirley Elisabeth	145 000	British Gas	Samsung H.I.	Mark III	1586
03/2007	Clean Energy	150 000	Dynacom	Hyundai H.I.	Mark III	1748
03/2007	Gaselys	154 000	GDF / NYK	C. Atlantique	CS1	P32
02/2007	Neo Energy	150 000	Tsakos (TEN)	Hyundai H.I.	Mark III	1754
02/2007	Al Daayen	151 700	Teekay	Daewoo S.M.E.	NO 96	2240
01/2007	LNG Kano	148 300	Bergesen	Daewoo S.M.E.	NO 96	2230
01/2007	Ejnan	145 000	4J	Samsung H.I.	Mark III	1594
01/2007	Al Areesh	151 700	Teekay	Daewoo S.M.E.	NO 96	2239

### ⇒ TECHNIQUE MOSS/MOSS TECHNIQUE

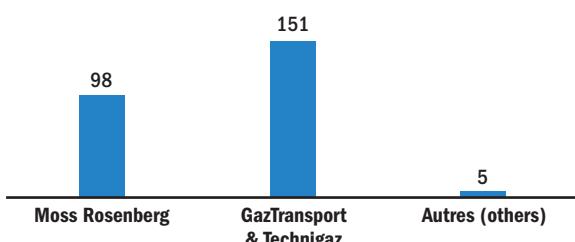
Delivery Date	Ship Name	Capacity (m³)	Shipowner	Shipbuilder	Cargo System	Hull #
11/2007	Sun Arrows	19 100	Marple LNG	Kawasaki H.I.	Moss	1593
11/2007	Celestine River	145 000	K-Line	Kawasaki H.I.	Moss	1587
11/2007	Grand Elena	147 200	Sovcomflot/NYK	Mitsubishi H.I.	Moss	2229

# Répartition des navires (fin 2007)

## Tanker distribution (at the end of 2007)

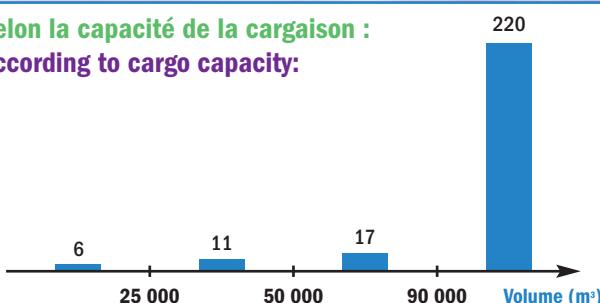
Selon la technique de construction des cuves :

According to containment system:



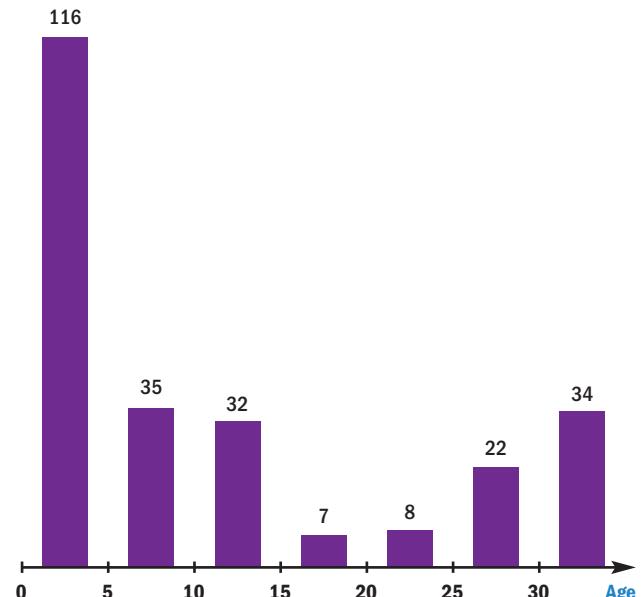
Selon la capacité de la cargaison :

According to cargo capacity:



Selon l'année de livraison ou encore l'âge des navires :

According to the delivery date or the age of the ships:



## CARACTÉRISTIQUES DES GNL/LNG CHARACTERISTICS

La composition moyenne est choisie comme représentative des compositions fournies par les différents terminaux de réception (données 2003 en cours de révision)  
The average composition is chosen as being representative among composition provided by the different receiving terminals (2003 figures being revised)

Origine/Origin	Azote N2 %	Methane C1 %	Ethane C2 %	Propane C3 %	C4+ %	Masse volumique GNL LNG density kg/m³	Masse volumique gaz Gas density kg/m³(n)	Coeff. expansion Expansion ratio m³(n)/m³ liq	PCS Gaz Gas GCV MJ/m³(n)
Algérie-Arzew	0.6	88.0	9.0	2.0	0.5	464	0.813	570	44.1
Algérie-Bethioua 1	1.2	87.6	8.4	2.1	0.7	469	0.818	574	44.0
Algérie-Bethioua 2	0.9	91.4	7.2	0.5	0.0	451	0.775	582	42.1
Algérie-Skikda	1.0	91.2	7.0	0.7	0.1	453	0.778	582	42.2
Egypt-Damietta	0.08	97.7	1.8	0.22	0.2	427	0.730	585	40.8
Egypt-Idku	0.0	97.2	2.3	0.3	0.2	430	0.738	583	41.0
Equatorial Guinea	0.0	93.4	6.5	0.0	0.0	439	0.755	585	42.0
Libye	0.7	81.6	13.4	3.7	0.7	485	0.867	559	46.6
Nigeria	0.1	91.3	4.6	2.6	1.4	458	0.809	566	44.2
Abu Dhabi	0.3	84.8	13.2	1.6	0.1	467	0.826	566	44.9
Oman	0.4	87.9	7.3	2.9	1.6	470	0.834	563	45.3
Qatar	0.4	90.1	6.2	2.3	1.0	460	0.808	569	44.0
Trinidad	0.0	96.8	2.7	0.3	0.1	432	0.741	583	41.0
USA-Alaska	0.2	99.7	0.1	0.0	0.0	423	0.719	589	39.9
Australie	0.1	87.4	8.3	3.4	0.8	467	0.831	562	45.3
Brunei	0.1	90.6	5.0	2.9	1.5	461	0.816	564	44.6
Indonésie-Arun	0.2	90.7	6.2	2.0	1.0	457	0.803	569	43.9
Indonésie-Badak	0.0	91.2	5.5	2.4	0.9	456	0.801	568	43.9
Malaisie	0.3	90.3	5.3	3.1	1.1	461	0.813	567	44.3

For Norway, composition is not ready yet.

# Usines de liquéfaction

## Liquefaction plants

Il existe 20 complexes de liquéfaction de GNL en exploitation dans quinze pays à la fin 2007.

Quatre nouveaux trains ont été mis en service en 2007 : le Train 6 à Bonny Island au Nigeria, le Train 3 de RasGas 2 au Qatar et un premier train à Hammerfest en Norvège ainsi qu'à Bioko Island en Guinée équatoriale.

La capacité totale de ces usines s'élève à environ  $433 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de GNL par an, soit  $197 \cdot 10^6 \text{ t}$ , pour 81 trains de liquéfaction. Si l'on considère une production totale de  $374,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de GNL, le taux d'utilisation moyen atteint 86 %.

La capacité totale de stockage s'élève à  $6,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de GNL pour 70 réservoirs de stockage, ce qui correspond à environ six jours de production.

### NOUVEAUX PROJETS/EXTENSIONS D'INSTALLATIONS EXISTANTES :

#### Algérie :

Construction d'un nouveau train de 4,5 mtpa à Skikda pour remplacer trois autres unités complètement détruites par l'explosion de janvier 2004.

#### Angola :

Décision finale d'investissement annoncée par Total en décembre 2007 pour le projet de GNL d'Angola (Sonagas 36,4 % ; Chevron 36,4 % ; BP et Total 13,6 % chacun). L'usine de liquéfaction qui sera construite près de la ville de Soyo, dans la province du Zaïre, produira 5,2 mtpa de GNL. La production de GNL démarrera début 2012. Des navires affrétés dédiés au projet achemineront le GNL jusqu'au terminal de régazéification Gulf LNG Energy qui sera construit près de Pascagoula dans le Mississippi. Le GNL régazéifié sera vendu aux filiales américaines des partenaires.

#### Australie :

- Le train (5<sup>e</sup>) de 4,4 mtpa du **projet NWS** est en cours de construction. Démarrage prévu fin 2008.
- Le projet GNL **Greater Gorgon** de Chevron a reçu le feu vert du gouvernement australien. Début de production prévu après 2010. Le projet d'un troisième train de 5 mtpa est à l'étude.
- Le contrat EPC pour le projet **Pluto** a été adjugé. Le début de la production avec une capacité initiale de 4,3 mtpa doit avoir lieu à la fin 2010.

#### Brunei :

Important programme de travaux de rénovation et de dégoullottage en cours de réalisation.

Mise en service d'un nouveau train de 4 mtpa (6<sup>e</sup>) prévue pour 2008.

#### Egypte :

- Une décision finale d'investissement pour un second train de GNL à l'usine de **Damiette** devrait être prise au premier trimestre 2008.
- RWE DEA et ses partenaires ont signé un MoU pour une étude de faisabilité pour un 3<sup>e</sup> train à l'usine d'**Idku**.

#### Guinée Equatoriale :

En mai 2007, Marathon et ses partenaires ont achevé la construction d'une usine de liquéfaction de 3,7 mtpa, située à **Bioko Island** en Guinée équatoriale.

Marathon détient une participation de 60 % dans le projet de GNL, Sonagas détenant 25 %, Mitsui, 8,5 %, et Marubeni, 6,5 %.

Depuis juin 2007, BG Group a commencé à recevoir des cargaisons aux termes de son contrat avec Equatorial Guinea LNG pour un volume de 3,4 mtpa pendant 17 ans.

There were 20 LNG liquefaction complexes in operation in fifteen countries at the end of 2007. Four new trains were commissioned in 2007: Train 6 at Bonny Island in Nigeria, RasGas 2 Train 3 in Qatar and a first train at Hammerfest in Norway as well as at Bioko Island in Equatorial Guinea.

The aggregate capacity of all liquefaction plants amounts to about  $433 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  of LNG per year, or  $197 \cdot 10^6 \text{ t}$ , for 81 liquefaction trains. Considering a total production of  $374,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  of LNG, the average utilization reached 86%.

The total storage capacity amounts to  $6,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  of LNG for 70 storage tanks, representing about six days of production.

### NEW PROJECTS/EXTENSIONS OF EXISTING PLANTS:

#### Algérie :

Construction of a new 4.5 mtpa LNG train at Skikda to replace three units destroyed in the explosion of January 2004.

#### Angola :

Final Investment Decision announced by Total in December 2007 for the Angola LNG project (Sonagas 36.4%; Chevron 36.4%; BP and Total 13.6% each). The liquefaction plant to be built near the town of Soyo, in the Zaire province, will produce 5.2 mtpa of LNG. First LNG is expected in early 2012. LNG will be shipped by project-chartered vessels to the Gulf LNG Clean Energy regasification terminal which will be developed near Pascagoula, Mississippi and sold to the US gas marketing affiliates of the partners.

#### Australie :

- The **North West Shelf** 4.4 mtpa train (5<sup>th</sup>) is under construction. Start-up is scheduled in the latter part of 2008.
- Chevron's **Greater Gorgon** LNG project cleared its final regulatory hurdle with an environmental green light from the Australian government. First production planned after 2010. Plan to add a third 5 mtpa train.
- The Engineering, Procurement and Construction Management contract for the **Pluto** project has been awarded. First production with an initial capacity of 4.3 mtpa is expected by the end of 2010.





## EUROPE

### ⊕ Indonésie :

- **Tangguh** doit livrer sa première cargaison de GNL en mars 2009. L'usine de Tangguh démarrera avec une capacité de 7,6 mtpa provenant de deux trains de liquéfaction, réservée à Fujian en Chine, Posco et K-Power en Corée, et au nouveau projet Costa Azul de Sempra sur la Côte ouest de Baja California, au Mexique.

### ⊕ Libye :

La rénovation de l'usine de liquéfaction de **Marsa El-Brega** est passée à la phase de mise en œuvre. Elle est effectuée en partenariat avec la Libyan National Oil Company (NOC)/Sirte Oil Company et Shell qui agit en tant que Conseiller technique. L'intention est d'accroître la capacité de l'usine de 0,7 mtpa actuellement à 3,0 mtpa.

### ⊕ Malaisie :

Petronas a entrepris des opérations de dégoulotage de l'usine de **Malaysia LNG Dua** de 7,8 mtpa et espère accroître la capacité de 1,5 mtpa en 2009. Toute la capacité supplémentaire a déjà été vendue. MLNG Dua fournit 2 mtpa à la Corée du Sud, 2,25 mtpa à Taiwan et plus de 3 mtpa à des clients au Japon. Petronas a déjà des projets de construction d'un train supplémentaire au complexe de deux trains de 6,8 mtpa de **MLNG Tiga**, mais attend le moment opportun pour démarrer ce projet.

### ⊕ Nigeria :

- Avec les trains 4 et 5 de **NLNG** complètement opérationnels, la capacité totale de l'usine de Nigeria LNG dépasse maintenant 17 mtpa de GNL et 3,5 mtpa de gaz liquides. La construction du train 6 (4 mtpa) progresse selon le calendrier prévu et doit être mis en service au début 2008. Un projet de septième train est à l'étude conformément aux attentes des actionnaires. Des contrats de Ventes et d'Achats ont été signés en février 2007 avec cinq acheteurs internationaux pour presque la totalité de la capacité.
- Shell, NNPC, Chevron et BG ont signé un Accord d'actionnaires pour la mise en œuvre d'une usine de GNL à **Olokola** (OKLNG) à la pointe sud-ouest du Nigeria, prévoyant un projet de 4 trains pour une capacité de 22 mtpa. La première phase avec 2 trains pour une capacité de 11 mtpa devrait démarrer en 2013 et la seconde phase est prévue pour l'année suivante.
- La décision finale d'investissement pour le projet **Brass LNG** devrait être prise en 2008, avec un démarrage de la production prévu en 2013. Au départ, deux trains seront construits, avec une capacité de 5 mtpa chacun, et la plus grande partie du GNL serait exportée vers l'Europe et les Etats-Unis.

### ⊕ Brunei:

Extensive renovation and debottlenecking programme underway. Addition of a new 4 mtpa train (6<sup>th</sup>) to be commissioned by 2008.

### ⊕ Egypt:

- A final investment decision for a second LNG train at the **Damietta** plant is expected to be taken by Q1 2008.
- RWE DEA and partners have signed a MoU for a feasibility study for a 3rd train at **Idku** LNG facility.

### ⊕ Equatorial Guinea:

In May 2007, Marathon and its partners completed construction of a 3.7 mtpa liquefaction facility located on **Bioko Island** in Equatorial Guinea. Marathon holds 60% interest along with partners: Sonagas 25%, Mitsui 8.5% and Marubeni 6.5%. From June 2007, BG Group started receiving cargoes under its 17 year 3.4 mtpa contract with Equatorial Guinea LNG.

### ⊕ Indonesia:

**Tangguh** is expected to ship its 1st cargo in March 2009. The Tangguh plant will come online with a capacity of 7.6 mtpa from 2 liquefaction trains, contracted to Fujian in China, Posco and K-Power in Korea, and Sempra's new Costa Azul project on the West coast of Baja California, Mexico.

### ⊕ Libya:

The planned rejuvenation of the **Marsa El-Brega** LNG plant is moving forward into implementation phase and undertaken in partnership with Libyan National Oil Company (NOC)/Sirte Oil Company and Shell acting as Technical Advisor. The intention is to increase output from 0.7 to around 3.0 mtpa.

### ⊕ Malaysia:

Petronas is debottlenecking its 7.8 mtpa **Malaysia LNG Dua** plant and expects to expand capacity by 1.5 mtpa in 2009. All of the additional output has already been sold. MLNG Dua supplies 2 mtpa of LNG to South Korea, 2.25 mtpa to Taiwan and over 3 mtpa to customers in Japan. Meanwhile, Petronas already has provisions to build another train at its two-train 6.8 mtpa **MLNG Tiga** plant but is waiting for the right market opportunity to proceed with the plan.

## ⊕ Norvège :

Pour le projet de **Snohvit**, les livraisons du premier train de l'usine de liquéfaction de Melkoya près d'Hammerfest ont commencé en octobre 2007, mais le démarrage de la production a connu de nombreuses interruptions. L'usine a une capacité prévue de 4,25 mtpa avec deux réservoirs de stockage de 125 000 m<sup>3</sup>. Le GNL sera acheminé vers les marchés européens et américains.

## ⊕ Pérou :

La construction progresse normalement à la première usine de liquéfaction d'Amérique du sud à **Pampa Melchorita**, à 169 km au sud de Lima. L'installation devrait être mise en service vers la mi-2010.

## ⊕ Qatar :

- **Qatargas 2**, l'installation de deux trains est conçue pour traiter 15,6 mtpa de GNL et devrait être mise en service avec un premier train en 2008. L'ensemble de la production sera exportée vers le Royaume-Uni. Les autres partenaires sont Qatar Petroleum (67,5 %) et ExxonMobil (24,15 %).
- **Qatargas 3**, composé d'un train de liquéfaction de 7,8 mtpa, est en cours de construction. Les premières cargaisons de Qatargas 3 sont attendues en 2009. Qatargas 3 est un projet intégré, détenu conjointement par Qatar Petroleum (68,5 %), ConocoPhillips (30 %) et Mitsui (1,5 %).
- Avec Qatar Petroleum, Shell a annoncé la signature d'un contrat de Ventes et d'Achats pour **Qatargas 4**. Les volumes de GNL sont principalement destinés au marché nord-américain via la capacité d'importation de Shell au terminal d'Elba Island. La construction bat son plein et le projet est en bonne voie pour une réalisation vers la fin de la décennie.
- En ce qui concerne l'extension de **RasGas II**, le train 5 (4,7 mtpa) a été inauguré en mars 2007. Pour les trains 6 et 7 (7,8 mtpa chacun), les premières livraisons de GNL sont prévues en 2009 et 2010 respectivement.

## ⊕ Russie :

- La capacité de GNL de l'usine de **Sakhalin II** a été entièrement vendue en vertu de contrats à long terme au Japon et à la Corée. En raison de mauvaises conditions climatiques dans la phase finale de la construction, la mise en production de l'usine de liquéfaction de 9,6 mtpa située à **Prigorosnoye** pourrait être retardée à 2009.
- La mise en exploitation du gisement de **Shtokman** en Mer de Barents, comprenant des installations de liquéfaction, est prévue au second trimestre 2008. La livraison par gazoduc devrait débuter au plus tard en juillet 2013 et sous forme liquide au plus tard en janvier 2014. On s'attend à une production de GNL de 7,5 mtpa. Gazprom détient une participation de 51 % dans la Shtokman Development, tandis que Total et StatoilHydro ont respectivement 25 % et 24 %. Cette entreprise conjointe compte exploiter des réserves estimées à 3 700 milliards de mètres cubes de gaz dans la région Arctique. Ce gisement devrait constituer une source d'approvisionnement en gaz par gazoduc vers l'Europe et sous forme de GNL vers l'Amérique du Nord. Un site à terre a été choisi pour la construction des installations près de Teriberka, dans la région de Mourmansk.

## ⊕ Trinité & Tobago :

Une nouvelle étude de faisabilité est en cours afin d'évaluer si un cinquième train devrait être lancé suite à la découverte de gaz par BP et Repsol YPF (environ 2 Tcf) dans le Bassin Columbus. Avec un cinquième train en service, la capacité totale de l'usine de liquéfaction atteindrait alors 22 mtpa.

## ⊕ Yémen :

La construction du premier train de l'usine de liquéfaction de 6,9 mtpa située à **Balhaf** progresse normalement. La mise en servie est prévue pour fin 2008. Le train 2 devrait être prêt au second trimestre 2009.

## ⊕ Nigeria :

- With **NLNG** train 4 and 5 fully operational, Nigeria LNG overall plant capacity is now over 17 mtpa of LNG and 3.5 mtpa of gas liquids. NLNG Train 6 (4 mtpa) construction is on schedule with targeted RFSU at the beginning of 2008. Plans for NLNG Train 7+ are being developed in line with shareholders' expectations. Sales & Purchase Agreements were signed in February 2007 with five international buyers for nearly the entire capacity.
- Shell, NNPC, Chevron and BG signed the Shareholders' Agreement for the development of an LNG plant at **Olokola** (OKLNG) on the south-western tip of Nigeria, providing for a four-train 22 mtpa project. The first phase involving two trains and 11 mtpa is scheduled for start-up in 2013, with the second phase following a year later.
- The Final Investment Decision for the **Brass LNG** project should be signed in 2008. It is planned to start production in 2013. Initially two trains are to be built, with a capacity of 5 mtpa each, intended for export to Europe and the United States.

## ⊕ Norway:

**Snohvit project:** The deliveries from the first train of the liquefaction plant at Melkoya near Hammerfest have started in October 2007, but early production has suffered many interruptions. The plant has a 4.25 mtpa planned capacity with two 125,000 m<sup>3</sup> storage tanks. The LNG will be shipped to European and US markets.

## ⊕ Peru:

Construction is running as scheduled at South America's first liquefaction plant at **Pampa Melchorita**, located 169 km south of Lima. The plant is due to be operational by mid-2010.

## ⊕ Qatar:

- **Qatargas 2**, the two-train facility is designed to process 15.6 mtpa of LNG and is expected to begin operation with a first train in 2008. All the output will be exported to the UK. Major partners are Quatar Petroleum (67.5%) and ExxonMobil (24.15%).
- **Qatargas 3**, consisting of a 7.8 mtpa LNG train, is under construction. The first LNG cargoes from Qatargas 3 are expected to be delivered in 2009. Qatargas 3 is an integrated project, jointly owned by Qatar Petroleum (68.5%), ConocoPhillips (30%) and Mitsui (1.5%).
- Together with Qatar Petroleum, Shell announced the signing of an LNG Sales and Purchase Agreement for **Qatargas 4**. The LNG volumes are primarily targeted for the North American market via Shell's import capacity at the Elba Island terminal. Construction is in full swing and the project is on track for completion around the end of the decade.
- **RasGas II** expansion project: Train 5 (4.7 mtpa) was inaugurated in March 2007, for trains 6 and 7 (7.8 mtpa each) first delivery is planned for 2009 and 2010 respectively.

## ⊕ Russia:

- **Sakhalin II**'s LNG capacity has effectively been fully sold via long-term contracts to Japan and Korea. Due to adverse weather conditions in the final stages of construction, LNG production from the 9.6 mtpa LNG plant at **Prigorosnoye** could be pushed back to 2009.
- The start-up of development of the **Shtokman** gas field in the Barents Sea, including LNG infrastructure, is scheduled for the second quarter of 2008. The first natural gas should be produced by July 2013, and everything should be prepared for the production of LNG by January 2014. 7.5 mtpa of LNG are expected to be produced. Gazprom has a 51% stake in the Shtokman Development Company, while Total and StatoilHydro have 25% and 24% respectively. The venture plans to exploit the Arctic gas field's estimated reserves of 3.7 trillion cubic meters. Under current plans, it will supply pipeline gas to Europe and LNG to North America. A construction site was selected in the village of Teriberka, in the Mourmansk area.

## ⊕ Trinidad & Tobago:

A new feasibility study is pending to evaluate whether a fifth train should be launched pursuant to the gas discoveries in the Columbus Basin revealed by BP and Repsol YPF (around 2 Tcf). With a fifth train in service, the overall capacity of the liquefaction plant would then reach 22 mtpa.

## ⊕ Yemen:

Construction is on schedule for the 1<sup>st</sup> train of the 6.9 mtpa liquefaction plant in **Balhaf** due to be completed towards the end of 2008. The 2<sup>nd</sup> train should be ready during Q2 2009.

# Usines de regazéification Regasification plants

A la fin 2007, il existe 58 usines de regazéification dans le monde. Un terminal est entré en service en 2007 : le terminal de **Reganosa** en Espagne. La capacité totale d'émission des installations en exploitation s'élève à 542 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel par an et leur capacité de stockage à 26,5 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> de GNL avec 288 réservoirs de stockage.

## ⊕ Amérique du Nord : Mexique

- Construction en cours d'**Energía Costa Azul** (Sempra) qui deviendra le premier terminal de réception sur la côte ouest, capable d'approvisionner les marchés gaziers du sud-ouest des Etats-Unis et du Mexique.
    - Situé entre Rosarito et Ensenada au nord-ouest du Mexique.
    - A la réalisation du projet, capacité initiale d'émission de 7 mtpa avec possibilité d'extension.
    - Deux réservoirs de stockage (2 x 160 000 m<sup>3</sup>), 1 poste d'amarrage.
    - Capacité entièrement réservée.
- Le terminal doit entrer en service au second trimestre 2008.

## ⊕ Amérique du Nord : Etats-Unis

- L'extension du terminal de **Cove Point**, qui doit entrer en service à l'automne 2008, fera passer la capacité d'émission à 1,8 Bcf/jour (environ 12,9 mtpa) et la capacité de stockage à 14,6 Bcf. Les installations comprendront deux nouveaux réservoirs de stockage, des équipements électriques et de regazéification supplémentaires ainsi que de nouvelles canalisations.
- L'autorisation de la FERC a été accordée pour l'extension d'**Elba III** et pour le gazoduc Elba Express. Lorsque l'extension sera réalisée, Shell aura une capacité de regazéification de 7,3 mtpa. BG Group a exercé son option pour participer à Elba III. La phase A, qui est la portion de Shell, devrait être achevée en 2010 et la phase B de BG en 2012.
- L'avancement de la construction du terminal de 2,6 milliards de pieds cubes par jour (environ 19,5 mtpa) à **Sabine Pass**, Cameron Parish, a atteint 95 % à la fin 2007. L'installation, composée de trois réservoirs de stockage de 160 000 m<sup>3</sup> et de deux quais de déchargement sera en service au second trimestre 2008. La phase II d'extension de Sabine Pass, qui permettra d'avoir 1,4 milliard de pieds cubes par jour (environ 10 mtpa) supplémentaires de capacité d'émission et trois autres réservoirs de stockage de 160 000 m<sup>3</sup> était réalisée à 57 % en fin d'année 2007, avec un démarrage prévu au second trimestre 2009.
- Construction en cours de la première phase du terminal de **Freeport LNG** sur Quintana Island (Texas). Lors de sa réalisation au second trimestre 2008, il disposera d'un quai de déchargement, de deux réservoirs de stockage de 160 000 m<sup>3</sup> et d'une capacité d'émission atteignant jusqu'à 1,75 milliard de pieds cubes par jour (environ 12,5 mtpa). La capacité de la Phase 1 est complètement réservée aux termes de trois accords d'utilisation à long terme séparés avec ConocoPhillips (0,9 milliard de pieds cubes par jour - 7 mtpa), Dow Chemical (0,5 milliard de pieds cubes par jour - 3,5 mtpa) et Mitsubishi Corporation (0,15 milliard de pieds cubes par jour - 1 mtpa). Il a été convenu avec ConocoPhillips, que Freeport garderait 0,5 milliard de pieds cubes par jour (3,5 mtpa) du démarrage commercial jusqu'au 30 septembre 2009. En septembre 2006, la FERC a approuvé une extension du terminal qui permettrait d'accroître la capacité d'émission à 4 milliards de pieds cubes par jour (28,6 mtpa), donnant à Freeport la possibilité de satisfaire la demande supplémentaire du marché texan. La commercialisation de l'extension de capacité proposée est en cours.
- Construction en cours du terminal de **Cameron LNG** (Sempra)
  - Situé sur le Calcasieu Channel, à 18 miles du Golfe du Mexique à Hackberry, Louisiane.
  - A la réalisation du projet, capacité initiale d'émission de 1,5 Bcf/jour (10,7 mtpa), avec possibilité d'extension.
  - Trois réservoirs de stockage (3 x 160 000 m<sup>3</sup>), 2 postes d'amarrage.
  - 40 % de la capacité réservée par ENI.
  - Début de l'exploitation commerciale prévue en 2008.

*At the end of 2007, there were 58 regasification plants in the world. One terminal went on stream in 2007: the **Reganosa** terminal in Spain. The total send-out capacity of the facilities in operation amounts to 542 Bcm (gaseous)/year and their storage capacity to 26,5 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> of LNG (liquid) with 288 storage tanks.*

## ⊕ Belgium:

*Fluxys LNG is completing the expansion of its **Zeebrugge** LNG terminal to increase the maximum throughput to 9 Bcm/year. The send-out capacity will be increased up to 1.7 million m<sup>3</sup>/h and a fourth storage tank of 140,000 m<sup>3</sup> LNG storage capacity is expected as of Q2 2008.*

## ⊕ Canada:

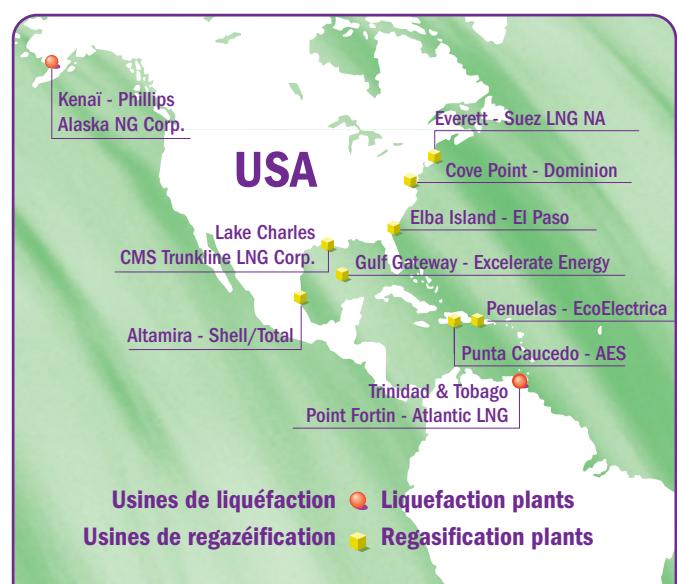
- Ongoing construction for the **Canaport LNG** project (Irving Oil/Repsol), Canada's first LNG receiving terminal. Initial send-out capacity of 1 Bcf/d (approximately 7 mtpa equivalent). Initial storage capacity of approximately 10 Bcf. The terminal is expected to be in operation by the end of 2008.
- Gaz Métro, Enbridge and Gaz de France are promoting the **Rabaska** LNG terminal of 5 Bcm/year on Saint Laurens river near Quebec City. Basic engineering is now completed and the environmental authorisation has been granted by the Province of Quebec.

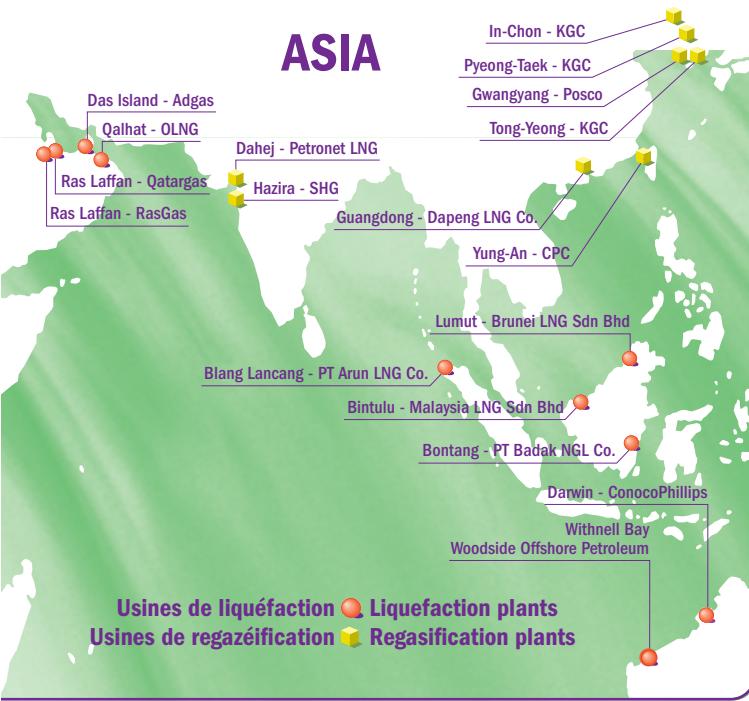
## ⊕ Chile:

*Chile sanctioned the **Quintero** LNG regasification plant. Initial start-up scheduled for the first half of 2009.*

## ⊕ China:

- Completion of a 3<sup>rd</sup> storage tank at the **Guangdong Dapeng LNG** import terminal in September 2007 as well as truck loading facilities in November 2007. Two additional open-rack vaporizers and one additional submerged combustion vaporizer will be added in 2008.
- The commercial operation of the **Fujian** LNG terminal will start in early 2008. The initial capacity of the terminal should be increased from 2.6 mtpa to 5 mtpa by 2012.
- The 6 mtpa LNG terminal in **Shanghai**, that will import LNG from Malaysia, is being built. Divided into two phases, the project is scheduled to start operation in 2009. The designed capacity of the first phase is approximately 3 mtpa.





#### ● Port Arthur LNG (Sempra)

- Situé à 85 miles à l'Est de Houston, Texas.
- A la réalisation du projet, capacité initiale d'émission de 1,5 à 3 milliards de pieds cubes par jour (environ 10,7 à 21,4 mtpa).
- Trois à six réservoirs de stockage (3-6 x 160 000 m<sup>3</sup>), 2 postes d'amarrage.
- Décision de la FERC reçue au second trimestre 2006.
- La construction doit commencer lorsque les négociations commerciales seront terminées.

#### ● Corpus Christi (Cheniere)

Les travaux de préparation du site et les travaux d'ingénierie et de construction préliminaires ont été réalisés en début d'année. Cheniere poursuit le développement commercial du projet (2,6 milliards de pieds cubes par jour - environ 19,5 mtpa - avec trois réservoirs de 160 000 m<sup>3</sup> et deux postes d'amarrage).

#### ● Creole Trail (Cheniere)

La FERC a approuvé la construction du terminal de 3,3 milliards de pieds cubes par jour (environ 24,7 mtpa) avec quatre réservoirs de 160 000 m<sup>3</sup> et deux postes d'amarrage en juin 2006.

#### ● El Paso est en train de prendre une participation de 50 % dans le terminal de **Gulf LNG à Pascagoula**, Mississippi, et prévoit d'exploiter l'installation. La construction a démarré et le terminal doit entrer en service à la fin 2011. Les promoteurs de Gulf LNG - Le Crest Group, un groupe d'investisseurs basés à Houston - continuera à posséder 30 % du projet, tandis que la société d'Etat angolaise Sonangol détiendra 20 %. Le projet comprend un poste d'amarrage et des installations de déchargement capable de recevoir un méthanier, deux réservoirs de 160 000 m<sup>3</sup>, une canalisation d'émission de gaz naturel de 36 pouces de diamètre de 5 miles et des installations auxiliaires.

#### Propositions de terminaux offshore :

##### ● Neptune LNG (Suez) - au large du Massachusetts

Capacité initiale d'émission de 400-750 millions de pieds cubes par jour. La construction a bien progressé et le projet doit être mis en service fin 2009.

##### ● Calypso (Calypso LNG) - au large de Port Everglades à Fort Lauderdale, Floride

Capacité initiale d'émission de 1 milliard de pieds cubes par jour. Date de mise en service de la Phase I prévue en 2010 pour des opérations de pointe en été.

##### ● Northeast Gateway (Excelerate Energy) - au large du Massachusetts

Capacité initiale d'émission de 400 millions de pieds cubes par jour. Mise en service prévue en 2008.

#### ⌚ Belgique :

Fluxys LNG est en train d'achever l'extension de son terminal méthanier de **Zeebrugge** pour augmenter le débit maximum à 9 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel par an. La capacité d'émission va passer à 1,7 million de m<sup>3</sup>/h et un quatrième réservoir de stockage d'une capacité de 140 000 m<sup>3</sup> de GNL devrait être terminé au deuxième trimestre 2008.

#### ⌚ Canada :

- Construction du terminal de **Canaport LNG** (Irving Oil/Repsol), le premier terminal de réception de GNL au Canada. Capacité initiale d'émission d'1 milliard de pieds cubes par jour (environ 7 mtpa). Capacité initiale de stockage d'environ 10 milliards de pieds cubes. Mise en service prévue fin 2008.

#### ⌚ Croatia:

Adria LNG - Total (25.58%), E.ON Ruhrgas (31.15%), OMV (25.58%), RWE (16.69%) and Geoplins (1%) - is studying the construction of a regasification terminal for LNG on the Croatian coast. The terminal would be located on the Croatian island of **Krk** in Northern Adriatic. It would have an initial capacity of some 10 Bcm per annum which could increase to 15 Bcm per annum. It will be designed for LNG tankers carrying up to 265,000 m<sup>3</sup>. Final investment decision for the project is expected end 2008 and first operation of the LNG receiving terminal in 2012.

#### ⌚ France:

I Gaz de France is building a new LNG terminal in Fos-sur-Mer (**Cavaou** peninsula) near Marseilles. The commissioning of the terminal is planned in 2009.

I It will have an initial capacity of 8.25 Bcm/year.

- Shell Energy Europe and the Port of Marseilles Authorities agreed to initiate the development of a LNG regasification terminal in Fos-sur-Mer. The first phase would have a capacity of around 8 Bcm/year.

I Gaz de France has investigated the market interest for an expansion of its terminal in **Montoir-de-Bretagne** through an open season procedure. FEED studies are now under way.

#### ⌚ Greece:

The extension-upgrading of the **Revithoussa** LNG regasification terminal facilities was mechanically completed in October 2007 and is currently in the trial operation period. The upgrading project consists of increasing the sustained maximum send-out capacity of the terminal from 5.6 to 13.8 million m<sup>3</sup>/day, the peak sendout capacity from 7 to 17 million m<sup>3</sup>/day and the ship unloading rate of LNG to the terminal from 3.500 to 7.250 liquid m<sup>3</sup> /hour.

#### ⌚ India:

● The expansion of the **Dahej** Terminal is in progress from existing 5 mtpa (nameplate capacity) to 10 mtpa (nameplate capacity). The construction of two additional 160,000 m<sup>3</sup> LNG storage tanks is also in progress and scheduled to be completed by October 2008 (third tank) and by January 2009 (fourth tank). In addition, the vaporisation facilities are also expected to be completed by around September 2008.

● **Hazira** terminal is fully operational and operates on a merchant basis, procuring LNG in the international market to match the commercial needs of gas customers in North and Northwest India. Shell is to increase the capacity of the terminal to 3.5 mtpa from its present level of 2.5 mtpa. The expansion is expected to be completed by the end of 2008.

● Petronet LNG plans to set up a 5 mtpa capacity LNG receiving and re-gasification terminal at **Kochi**. The terminal would consist of two 155,000 m<sup>3</sup> net capacity storage tanks, a vaporization system, utilities and marine facilities.

The LNG port facilities include the construction of a jetty...

Cochin Port Trust (CPT) has allocated land at Puthuvypean Island, outer Cochin Harbour, for the LNG terminal. The project is scheduled for completion in 2011.

● The **Dabhol** LNG project (5 mtpa) is planned to be operational by mid 2009.

● The **Mangalore** terminal (1.25 mtpa) is expected to be partially commissioned in 2011-12.

#### ⌚ Italy:

● In June 2007, GNL Italia S.P.A. started the authorization process for the upgrading of the **Panigaglia** regasification terminal in order to expand the capacity from 3.5 to 8 Bcm/year. Authorisation requests have been addressed to the Ministry for the Environment, the Ministry of Economic Development, the Ministry for the Arts and local authorities.

The project includes:

- upgrading facilities to unload larger LNG ship sizes (at present 65,000 m<sup>3</sup> LNG);  
 - rewamping of the main equipments of the plant involving the LNG storage tanks, the berthing area and other technical infrastructures;  
 - the realisation of a new cogeneration plant (32 MW) for electricity production. Expected schedule is 3 years for engineering and authorisation process and 3 years for the construction. Start-up is planned for the end of 2013.

● Ongoing construction in Spain of the offshore regasification terminal to be towed and located in **Rovigo** in 2008.

● In July 2007, Enel has taken a 90% share in Nuove Energie, the company developing the LNG terminal project to be built in the port industrial area of **Porto Empedocle** (Sicily). This project consists of a 8 Bcm/year regasification plant and is in an advanced permitting stage. Enel is supposed to receive all the necessary authorizations soon in order to start the construction in the 1<sup>st</sup> half of 2008. The terminal is expected to be in operation in the 2<sup>nd</sup> half of 2011.

● Gaz de France has announced the development of a 5 Bcm/year receiving terminal offshore from the North-Adriatic coast. The administrative procedures are underway.

- Gaz Métro, Enbridge et Gaz de France sont en train de promouvoir le terminal de réception de GNL de **Rabaska** de 5 milliards de m<sup>3</sup> sur le Saint Laurent, près de la ville de Québec. L'ingénierie de base est maintenant terminée et l'autorisation environnementale a été accordée par la Province du Québec.

#### ⊕ Chili :

Le Chili a approuvé le terminal de **Quintero LNG**. Démarrage prévu au premier semestre 2009.

#### ⊕ Chine :

- Réalisation d'un troisième réservoir de stockage au terminal de **Guangdong Dapeng LNG** en septembre 2007, ainsi que des installations de chargement de camions-citernes en novembre 2007. Deux vaporiseurs à ruissellement d'eau et un vaporiseur à combustion submersée seront ajoutés en 2008.
- L'exploitation commerciale du terminal de **Fujian** commencera début 2008. La capacité initiale du terminal de 2,6 mtpa pourrait passer à 5 mtpa en 2012.
- Le terminal de réception de 6 mtpa de **Shanghai**, qui importera du GNL de Malaisie, est en cours de construction. Divisé en deux phases, le projet devrait démarrer en 2009. La capacité de la première phase est d'environ 3 mtpa.

#### ⊕ Corée :

- La construction de deux réservoirs de stockage a été réalisée au terminal de **Pyeong-Taek** et 9 vaporiseurs au total ont été ajoutés aux terminaux de KOGAS.
- Extension en cours du terminal de 1,7 mtpa à **Gwangyang** (Posco) avec un 3<sup>e</sup> réservoir de 165 000 m<sup>3</sup> pour septembre 2010 afin d'accroître la flexibilité d'exploitation. Contrat d'ingénierie signé avec KOGAS et POSCO E&C (filiale de POSCO) sélectionnée comme fournisseur de pompes, compresseurs de gaz d'évaporation et systèmes de contrôle ainsi que pour la construction.

#### ⊕ Croatie :

Adria LNG – Total (25,58 %), E.ON Ruhrgas (31,15 %), OMV (25,58 %), RWE (16,69 %) et Geoplín (1 %) – étudie la construction d'un terminal de réception de GNL sur la côte croate. Le terminal serait situé sur l'île croate de **Krk** au nord de l'Adriatique. Il aurait une capacité initiale de quelque 10 milliards de m<sup>3</sup> par an qui pourrait passer à 15 milliards de m<sup>3</sup> par an. Il serait conçu pour recevoir des méthaniers de 265,000 m<sup>3</sup>. La décision finale d'investissement pour le projet est attendue fin 2008 pour un démarrage du terminal en 2012.

#### ⊕ Espagne :

Extension des terminaux existants

- **Barcelona** :

En cours de construction

- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m<sup>3</sup> en service en 2010.
- 2 nouvelles unités de regazéification de 150 000 m<sup>3</sup>/h mises en service en 2009.

Prévision

- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m<sup>3</sup> en service en 2011.

- **Huelva** :

Mise en service en 2007

- nouvelle unité de regazéification de 150 000 m<sup>3</sup>/h

En cours de construction

- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m<sup>3</sup> en service en 2010.

Prévision

- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m<sup>3</sup> en service en 2015.
- nouvelle unité de regazéification de 150 000 m<sup>3</sup>/h mise en service en 2011.
- 2 nouvelles unités de regazéification de 150 000 m<sup>3</sup>/h mises en service en 2015.

- **Cartagène** :

En cours de construction

- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m<sup>3</sup> en service en 2008.
- 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m<sup>3</sup> en service en 2010.
- nouvelle unité de regazéification de 150 000 m<sup>3</sup>/h mise en service en 2008.

Prévision

- 2 nouvelles unités de regazéification de 150 000 m<sup>3</sup>/h mises en service en 2015.
- Début de l'exploitation commerciale du terminal de 2,6 mtpa de **Reganosa** avec deux réservoirs de stockage de 150 000 m<sup>3</sup>. Projet de doublement de la capacité du terminal en 2013.
- Approbation pour un projet d'extension de la capacité du terminal de réception de Saggas à **Sagunto**, à l'est de Valence, de 750 000 m<sup>3</sup>/h à 1 million m<sup>3</sup>/h et pour la construction d'un troisième réservoir de stockage de GNL de 150 000 m<sup>3</sup>. La capacité d'extension devrait être achevée fin 2008 et le nouveau stockage mis en service en 2009.

#### ⊕ Japan:

- Construction of the **Sakaide** terminal (Shikoku Electric, Cosmo Oil and Shikoku Gas) scheduled for completion in 2010 within the Cosmo Oil's refinery boundaries. Heads of Agreement signed in 2006 to buy 0.42 mtpa of LNG from Malaysia from 2010 onwards.
- **Mizushima** LNG terminal started construction of a second 160,000 m<sup>3</sup> tank in November 2007. It will be operational from 2011.
- Toho Gas Co., Ltd. is to build a second and third in-ground storage tanks (200,000 m<sup>3</sup> capacity each) in **Chita-Midorihama** Works. The second tank is under construction. Start up scheduled in 2009 and 2013, respectively.
- Shizuoka Gas and its subsidiary, Shimizu LNG Company, which owns and operates an LNG receiving terminal, began the construction of the third-phase expansion of facilities in April 2006 including a third in-ground LNG storage tank (160,000 m<sup>3</sup> capacity) and 3 additional vaporisers. The expanded facilities will be ready for commercial operation at the beginning of 2010.

#### ⊕ Korea:

- The construction of two storage tanks was completed at the **Pyeong-Taek** terminal and a total of 9 vaporizers were added to KOGAS' terminals.
- Ongoing expansion of the 1.7 mtpa LNG receiving terminal in **Gwangyang** (Posco), adding a third above-ground storage tank (165,000 m<sup>3</sup>) by September 2010 to increase operational flexibility. Engineering contract executed with KOGAS and POSCO E&C (POSCO's subsidiary) selected as the procurement & construction contractor also for LNG pump, BOG compressor, and control system.

#### ⊕ Netherlands:

The EPC contract for the **Gate** LNG receiving terminal in the Rotterdam Harbour was signed on July 19, 2007. It was followed by the Final Investment Decision on December 17, 2007.

Essent, Dong and Econgas signed a Heads of Agreement with Gate Terminal B.V. for capacity rights for a total of 9 Bcm of annual throughput in the terminal (each 3 Bcm/year). The three capacity holders (or their shareholders) will further take a 5% equity each, the remainder 85% shared equally by Gasunie and Vopak. The terminal will consist of 3 tanks of 180,000 m<sup>3</sup> each. Start-up is planned for the second half of 2011.

#### ⊕ North America - Mexico:

- Ongoing construction of the **Energía Costa Azul** (Sempra) which will become the first West coast LNG reception facility, capable of supplying gas markets in the South-Western US and Mexico
  - Located between Rosarito and Ensenada in North-Western Mexico
  - Upon project completion, 7 mtpa receiving capacity, with room for expansion
  - Two full-containment storage tanks (2 x 160,000 m<sup>3</sup>); 1 ship berth
  - Capacity fully contracted.

The terminal is scheduled to start-up during the second quarter of 2008.



Usines de regazéification Regassification plants

#### ⊕ France :

- Gaz de France construit actuellement un nouveau terminal de réception de GNL à **Fos Cavaou** près de Marseille. La mise en service du terminal est prévue en 2009. Sa capacité initiale sera de 8,25 milliards de m<sup>3</sup> par an.
- Shell Energy Europe et les Autorités du Port de Marseille se sont mis d'accord pour commencer le développement d'un terminal de réception de GNL à Fos-sur-Mer. La première phase aurait une capacité d'environ 8 milliards de m<sup>3</sup> par an.
- Gaz de France a étudié l'intérêt du marché pour développer la capacité du terminal de **Montoir de Bretagne** par le biais d'un appel à souscriptions. Les études de FEED sont maintenant en cours.

#### ⊕ Grèce :

Les travaux d'extension du terminal de **Revithoussa** ont été réalisés en octobre 2007 et sont actuellement en phase d'essais. Le projet d'extension consiste à accroître la capacité d'émission de 5,6 à 13,8 millions de m<sup>3</sup> par jour, la capacité d'émission de pointe de 7 à 17 millions de m<sup>3</sup> de gaz naturel par jour et le taux de décharge d'un méthanier de 3 500 à 7 250 m<sup>3</sup>/heure.

#### ⊕ Inde :

- L'extension du terminal de **Dahej LNG** est en cours, en vue de développer la capacité de 5 à 10 mtpa. Poursuite de la construction de deux réservoirs de stockage supplémentaires de 160 000 m<sup>3</sup>. La réalisation du troisième réservoir est prévue pour octobre 2008 et celle du quatrième pour janvier 2009. En outre, des installations de vaporisation devraient être également réalisées aux alentours de septembre 2008.
- Le terminal d'**Hazira** est complètement opérationnel et fonctionne sur une base marchande, fournissant du GNL sur le marché international pour faire face aux besoins commerciaux des consommateurs de gaz au nord et au nord-ouest de l'Inde. Shell doit accroître la capacité de 2,5 mtpa actuellement à 3,5 mtpa. L'extension devrait être terminée fin 2008.
- Petronet LNG prévoit la construction d'un terminal de réception et de regazéification de GNL de 5 mtpa à **Kochi**. Le terminal serait composé de deux réservoirs de stockage de 155 000 m<sup>3</sup>, d'un système de regazéification et des installations maritimes. Les installations portuaires comprendront la construction d'une jetée... Cochin Port Trust (CPT) a mis à disposition un terrain à Puthuvypean Island, à l'extérieur du Port de Cochin, pour la construction du terminal méthanier. Celui-ci devrait être terminé en 2011.
- Le projet de terminal de **Dabhol** (5 mtpa) devrait être mis en service vers la mi-2009.
- Le terminal de **Mangalore** (1,25 mtpa) doit être partiellement en service en 2011-12.

#### ⊕ Italie :

- En juin 2007, GNL Italia S.P.A. a lancé la procédure d'autorisation pour l'extension du terminal de **Panigaglia** de 3,5 à 8 milliards de m<sup>3</sup> par an. Les demandes d'autorisation ont été adressées au Ministère de l'Environnement, au Ministère du Développement Economique, au Ministère des Arts et aux autorités locales.

#### Le projet comprend :

- L'amélioration des installations pour permettre de décharger des navires de plus grandes capacités (actuellement 65 000 m<sup>3</sup>) ;
- La rénovation des principaux équipements de l'usine comprenant : les réservoirs de stockage de GNL, les appontements et les autres infrastructures techniques ;
- La réalisation d'une nouvelle installation de cogénération (32 MW) pour la production d'électricité.

Le programme prévoit 3 ans pour l'ingénierie et la procédure d'autorisation et 3 ans pour la construction. Le démarrage est prévu fin 2013.

#### ⊕ North America - The U.S.A.:

- The **Cove Point** terminal expansion, scheduled to be in service in autumn 2008, will increase send-out capacity to 1.8 Bcf/d (approximately 12.9 mtpa equivalent) and storage capacity to 14.6 Bcf. Facilities will include two additional storage tanks, additional vaporization and electrical equipment, and pipelines.
- **FERC approval received for Elba III expansion and Elba Express pipeline.** Upon completion of the expansion, Shell will have 7.3 mtpa of regas capacity. BG Group exercised its option to participate in Elba III. Scheduled completion dates are 2010 for phase A which is Shell's portion and 2012 for phase B which is BG's portion.
- Overall completion percentage of the base 2.6 Bcf/d capacity (approximately 19.5 mtpa equivalent) **Sabine Pass** regas terminal reached 95% at year end 2007. The facility with three 160,000 m<sup>3</sup> tanks and two berths will be in service in Q2 2008. The Phase II expansion at Sabine Pass, which will add 1.4 Bcf/d (10 mtpa equivalent) of sendout and three additional 160,000 m<sup>3</sup> tanks, was 57% complete at year end, with scheduled startup in Q2 2009.
- Ongoing construction activities of the first phase of the **Freeport LNG** terminal on Quintana Island (Texas). When completed in the second quarter of 2008, it will have a single-berth unloading dock, two 160,000 m<sup>3</sup> storage tanks and a send-out capacity of up to 1.75 Bcf/d (approximately 12.5 mtpa equivalent). Phase 1 capacity is fully contracted under three separate long-term terminal use agreements (TUAs) with ConocoPhillips Company (0.9 Bcf per day - 7 mtpa), The Dow Chemical Company (0.5 Bcf per day - 3.5 mtpa) and Mitsubishi Corporation (0.15 Bcf per day - 1 mtpa). As part of its arrangements with ConocoPhillips, Freeport has retained 0.5 Bcf/d (3.5 mtpa) of capacity from commercial start-up to September 30, 2009. In September 2006, FERC authorized an expansion of the terminal which would increase the send-out capacity to up to 4.0 Bcf/d (28.6 mtpa), enabling Freeport to meet additional demand in the Texas intrastate market. Commercialization of the proposed expansion capacity is ongoing.
- Ongoing construction of the **Cameron LNG** terminal (Sempra)
  - Located on Calcasieu Channel, 18 miles from the Gulf of Mexico in Hackberry, Louisiana,
  - Upon project completion, 1.5 Bcf/d (10.7 mtpa) initial send out capacity, with room for expansion,
  - Three full containment storage tanks (3 x 160,000 m<sup>3</sup>), 2 ship berths,
  - Capacity 40% contracted to ENI,
  - The terminal is scheduled to start-up in 2008.
- **Port Arthur LNG** (Sempra)
  - Located 85 miles east of Houston, Texas
  - Upon project completion, 1.5 to 3.0 Bcf/d (10.7 to 21.4 mtpa) send out capacity
  - Three to six full containment storage tanks (3-6 x 160,000 m<sup>3</sup>); 2 ship berths
  - FERC approval received during the second quarter of 2006
  - Construction to begin once commercial arrangements are finalized.
- **Corpus Christi** (Cheniere)
  - Site preparation work and preliminary engineering and construction were completed earlier this year and Cheniere is continuing the commercial development of the project (2.6 Bcf/d -19.5 mtpa equivalent- terminal, with three 160,000 m<sup>3</sup> tanks and two docks).
- **Creole Trail** (Cheniere)
  - FERC permitted the 3.3 Bcf/d (24.7 mtpa equivalent) terminal, with four 160,000 m<sup>3</sup> tanks and two docks, in June 2006.
- **El Paso** is in the process of buying a 50% stake in the 1.5 Bcf/d **Gulf LNG** terminal in **Pascagoula**, Mississippi, and plans to operate the facility. Construction has started and the terminal is expected to be operating in late 2011. The developers of Gulf LNG - the Crest Group, a group of Houston-based



- Poursuite des travaux de construction en Espagne du terminal de regazéification offshore qui doit être remorqué et installé à **Rovigo** en 2008.
- En juillet 2007, Enel a pris une participation de 90 % dans Nuove Energie, la compagnie qui développe le projet de terminal qui doit être construit dans le port industriel de **Porto Empedocle** (Sicile). Ce projet consiste en une usine de regazéification de 8 milliards de m<sup>3</sup> par an et se trouve à un stade avancé dans le processus d'obtention des autorisations. Enel devrait recevoir toutes les autorisations nécessaires prochainement afin de commencer la construction au premier semestre 2008. Le terminal devrait être mis en service au second semestre 2011.
- Gaz de France a annoncé le développement d'un terminal de réception de 5 milliards de m<sup>3</sup> par an , au large de la Côte Nord de l'Adriatique. Les procédures administratives sont en cours.

#### ⌚ Japon :

- La construction du terminal de **Sakaide** (Shikoku Electric, Cosmo Oil and Shikoku Gas) devrait être terminée en 2010 dans l'enceinte de la raffinerie de Cosmo Oil. Des "Heads of Agreement" ont été signés en 2006 pour l'achat d'un maximum de 0,42 mtpa de GNL provenant de projets en Malaisie à partir de 2010.
- La construction d'un second réservoir de stockage de 160 000 m<sup>3</sup> a commencé en novembre 2007 au terminal de **Mizushima**. Il sera opérationnel à partir de 2011.
- Toho Gas Co. Ltd. doit construire un second et un troisième réservoir de stockage enterré (200 000 m<sup>3</sup> chacun) au terminal de **Chita-Midorihama**. Le second réservoir est en cours de construction. Démarrage prévu en 2009 et 2013 respectivement.
- Shizuoka Gas et sa filiale, Shimizu LNG Company, qui possède et exploite un terminal de réception de GNL, ont commencé la construction de la troisième phase d'extension des installations en avril 2006, comprenant un troisième réservoir de stockage enterré (160 000 m<sup>3</sup>) et 3 regazéificateurs supplémentaires. Les nouvelles installations seront mises en exploitation commerciale au début 2010.

#### ⌚ Pays-Bas :

Le contrat EPC pour le terminal de réception de **Gate** dans le port de Rotterdam a été signé le 19 juillet 2007. Il a été suivi de la décision finale d'investissement le 17 décembre 2007. Essent, Dong et Econgas ont signé des « Heads of Agreements » avec Gate Terminal B.V. pour des droits de capacité, pour un total de 9 milliards de m<sup>3</sup> de capacité annuelle d'émission du terminal (chacun, 3 milliards de m<sup>3</sup> par an). Les trois détenteurs de capacité (ou leurs actionnaires) prendront en plus une part de 5 % chacun, les 85 % restants seront répartis de manière égale entre Gasunie et Vopak. Le terminal comprendra 3 réservoirs de stockage de 180 000 m<sup>3</sup> chacun. Démarrage prévu au second semestre 2011.

#### ⌚ Royaume-Uni :

- En mai 2007, Grain LNG a annoncé une extension du terminal de l'**Isle of Grain** (à environ 15 mtpa) et a signé des contrats à long terme pour la capacité de la phase 3 avec Centrica, E.ON Ruhrgas et Iberdrola. Simultanément, la société a signé un contrat avec CB&I pour la construction des installations de la phase 3. En mars 2007, Grain LNG a signé un accord avec la société E.ON pour utiliser la chaleur excédentaire d'une nouvelle centrale électrique de 1 275 MW pour regazéifier le GNL. La construction de la phase 2 (3 réservoirs de 190 000 m<sup>3</sup>, plus les équipements de traitement associés) s'est poursuivie en 2007 et devrait être achevée en 2008, tandis que la construction de la phase 3 a commencé (un réservoir de 190 000 m<sup>3</sup>, équipements de traitement, plus un second appontement capable de recevoir des navires de plus de 265 000 m<sup>3</sup>).
- La construction du terminal de **Dragon LNG** touche à sa fin. Le terminal devrait entrer en service en 2008.
- Poursuite de la construction du terminal de **South Hook LNG** (7,5 mtpa - 15 mtpa) à Herbranston près de Milford Haven. Le démarrage de la phase 1 est prévu en 2008.

#### ⌚ Taiwan :

- La construction du terminal de **Taichung Harbor**, au centre de Taiwan a été retardée à cause de mauvaises conditions climatiques. La réalisation est prévue à la mi-2008. Le projet prévoit trois réservoirs de stockage en surface de 160 000 m<sup>3</sup>, des installations de réception associées, une canalisation sous-marine de 36 pouces ...

investors – will continue to own 30% of the project, while Angolan state Sonangol will hold 20%. The project includes a ship berth and marine unloading facilities capable of accommodating one LNG tanker, two 160,000 m<sup>3</sup> LNG storage tanks, a 5 mile - 36-inch-diameter natural gas send-out pipeline and associated support facilities.

#### ⌚ Offshore LNG proposals:

- **Neptune LNG** (Suez) - offshore Massachusetts.  
Initial send-out capacity of 400-750 million cubic feet per day. Progress to date has been significant and the project is scheduled to be operational in late 2009.
- **Calypso** (Calypso LNG) - offshore from Port Everglades in Fort Lauderdale, Florida.  
Initial send-out capacity of 1 Bcf/d. Calypso has a Phase I in-service date of 2010 for summer peaking service.
- **Northeast Gateway** (Excelerate Energy) - offshore Massachusetts  
Initial send-out capacity of 400 million cubic feet per day. Scheduled to be operational in 2008.

#### ⌚ Spain:

##### *Expansion of existing terminals*

###### • **Barcelona:**

###### *Under construction*

- 1 new 150,000 m<sup>3</sup> LNG tank to be commissioned by 2010
- 2 new vaporisation units of 150,000 m<sup>3</sup>/h to be commissioned by 2009.

###### *In planning stage:*

- 1 new 150,000 m<sup>3</sup> LNG tank to be commissioned by 2011.

###### • **Huelva:**

###### *Commissioned in 2007*

- 1 new vaporisation capacity of 150,000 m<sup>3</sup>/h.

###### *Under construction*

- 1 new 150,000 m<sup>3</sup> LNG tank to be commissioned by 2010.

###### *Planned:*

- 1 new 150,000 m<sup>3</sup> LNG tank to be commissioned by 2015.
- 1 new vaporisation capacity of 150,000 m<sup>3</sup>/h to be commissioned by 2011.
- 2 new vaporisation units of 150,000 m<sup>3</sup>/h to be commissioned by 2015.

###### • **Cartagena:**

###### *Under construction*

- 1 new 150,000 m<sup>3</sup> LNG tank to be commissioned by 2008.
- 1 new 150,000 m<sup>3</sup> LNG tank to be commissioned by 2010.
- 1 new vaporisation capacity of 150,000 m<sup>3</sup>/h to be commissioned by 2008.

###### *Planned:*

- 2 new vaporisation units of 150,000 m<sup>3</sup>/h to be commissioned by 2015.
- Beginning of the commercial operation of the 2.6 mtpa **Reganosa** regasification plant with two 150,000 m<sup>3</sup> LNG storage tanks. Plan to double the capacity of the terminal by 2013.
- Approval of the plan to expand the capacity of the Saggas LNG import terminal at **Sagunto**, eastern Valencia, from 750,000 m<sup>3</sup>/h to 1.0 million m<sup>3</sup>/h and to add a third 150,000 m<sup>3</sup> LNG storage tank. The capacity expansion is expected to be completed by year-end 2008 and the new storage tank is due in operation in 2009.

#### ⌚ United Kingdom:

- In May 2007, Grain LNG announced an expansion of the **Isle of Grain** facility (to c 15 mtpa) and signed long term contracts for phase 3 capacity with Centrica, E.ON Ruhrgas and Iberdrola. It simultaneously signed a contract with CB&I for the construction of the phase 3 facilities. In March 2007, Grain LNG signed an agreement with neighbouring utility E.ON to use excess heat from the new 1,275 MW power station to regasify LNG. Construction of phase 2 (3x190,000 m<sup>3</sup> tanks plus associated processing equipment) continued through 2007 and is due for completion in 2008, while construction of phase 3 (1x190,000 m<sup>3</sup> tank, process equipment plus second jetty capable of accommodating ships up to 265,000 m<sup>3</sup> capacity) commenced.
- **Dragon LNG** terminal in Wales approaching completion - expected onstream during 2008.
- Ongoing construction of the **South Hook LNG** terminal (7.5 mtpa-15 mtpa) at Herbranston near Milford Haven. Start up of phase 1 is expected in 2008.

#### ⌚ Taiwan:

- Construction of the new terminal at **Taichung Harbor** located in central Taiwan was delayed because of weather condition. The expected completion date will be in the middle of 2008. The project includes three 160,000 m<sup>3</sup> above-ground storage tanks, relevant receiving facilities, a 36-inch sub-sea pipeline...

## ⌚ LONG-TERM AND MEDIUM-TERM CONTRACTS IN FORCE IN 2007\*

Ref.	Trade	Export	Seller	Import	Buyer	Nominal quantity ACQ 10 <sup>6</sup> t/year	Duration	Type of contract	Comments
DZ-F 1	Algeria-France	Arzew-Bethioua	Sonatrach	Fos - Montoir	Gaz de France	1.3	1992/2013	F.O.B.	
DZ-F 2	"	Skikda	"	Fos	"	2.5	1972/2013	"	
DZ-F 3	"	Bethioua	"	Fos - Montoir	"	3.7	1976/2013	"	
DZ-GR	Algeria-Greece	Arzew-Skikda	"	Revithoussa	DEPA S.A.	0.5	2000/2021	"	
DZ-I 1	Algeria-Italy	Skikda-Bethioua	"	Panigaglia	ENI Gas&Power	1.40	1997/2014	"	
DZ-I 2	"	"	"	"	Enel	0.93	1999/2022	D.E.S.	Swap GDF/Enel linked with the Nig-F 2 contract
DZ-SP 2	Algeria-Spain	"	"	Ba. H.,Cart.. Bil.	Endesa	0.75	2002/2017	"	
DZ- SP 3	"	"	"	"	Cepsa	0.45	2002/ -		
DZ -SP 4	"	"	"	"	Iberdrola SA	0.73	2002/2021		
DZ-B	Algeria-Belgium	Arzew-Bethioua	"	Zeebrugge	Distrigaz	3.60	1982/2002	F.O.B.	Extension April 2007
DZ-TR	Algeria-Turkey	Arzew-Bethioua	"	Marmara Ereglisi	Botas	3	1994/2014	D.E.S.	
DZ-US	Algeria-USA	"	"	Lake Charles	Duke Energy	3.2	1989/2009		
EG-EU	Egypt-Europe	Idku	ELNG	Montoir, Fos	Gaz de France	3.6	2005/2025	F.O.B.	
EG-SP	Egypt-Spain	Damietta	EGAS	Spain, other	BPGM	1.2	2005/2025	"	
EG-SP	"	"	EGAS	Spanish terminals	Union Fenosa gas	3.3	2005/2029		
EG-USA/UK	Egypt-USA/UK				Petronas	0.72	2005/2010		
EG-US	Egypt-USA	Idku	Egypt LNG T2	Lake Charles, LA	BGGM	3.6	2006/2026	"	
EG-US	"	Damietta	Egyptian General Petroleum Corp. Egypt Natural Gas Holding Co. (EGAS) Petronas	Lake Charles, LA	BGGM	0.7	2005/2010	"	
EqG-US	Equatorial Guinea-USA	Equatorial Guinea	Equatorial Guinea LNG Holdings Ltd	Lake Charles, LA	BGGM	3.4	2007/2023	"	New contract which started in 2007
LY-SP	Libya-Spain	Marsa-el-Brega	NOC	Barcelona, Huelva Cartagena, Sagunto	Gas Natural sdg	1.15	1981/2004	"	Extension 2008
NIG-F 1	Nigeria-France	Bonny Island	Nigeria LNG	Montoir	Gaz de France	0.33	1999/2022	D.E.S.	
NIG-F 2	"	"	"	"	Enel	2.5	"	"	Swap GDF/Enel
NIG I-SP	Nigeria-Spain or USA	"	"	Ba. H.Cart. Bil.	Gas Natural Aprovisionamientos	1.17	1999/2021	"	
NIG II-SP	"	"	"	Ba. H.Cart.	Gas Natural sdg	1.99	2002/2024	"	
NIG III-SP	Nigeria-Spain	"	"	Ba. H.Cart. Bil.Sag.	Endesa	0.75	2005/2025	"	
NIG IV-SP	"	"	"	Ba. H.Cart. Bil.Sag.	Iberdrola	0.36	2005/2025	"	
NIG V-SP	"	"	"	Ba. H.Cart. Bil.Sag.	ENI Gas&Power	1.15	2006/2028	"	
NIG VI-SP	"	"	"	Ba. H.Cart.Sag.	Shell Western LNG		2006/2026	"	
NIG-TR	Nigeria-Turkey	"	"	Marmara Ereglisi	Botas	0.9	1999/2021	"	
NIG-P	Nigeria-Portugal	"	"	Sines	Transgas S.A.	1.42	2002/2023	"	
NIG-US	Nigeria-USA	"	"	Lake Charles, LA	BGLS	2.3	2006/2026	"	
NIG-US	"	"	"		Shell West	1.54	2005/2025		
NIG-US/EU	Nigeria-USA or EU	"	"	US Gulf Coast/Europe	Total	1.1	2005/2026	"	
NIG-MEX	Nigeria-Mexico	"	"	Altamira	Shell Western LNG		2006/2026	"	
NO-GoM/EU	Norway-GoM/EU	Hammerfest	Total E&P Norge	Gulf of Mexico/Europe	Total	0.7	2007/2027	"	
NO - EU	Norway-Europe	Hammerfest	Gaz de France	Hammerfest	European terminals	0.5	2007/depletion	F.O.B.	
NO-US	Norway-USA	Hammerfest	StatoilHydro	Cove Point	Statoil Natural Gas	1.8	2006/2023	D.E.S.	
NO-SP	Norway-Spain	Hammerfest	StatoilHydro	Bilbao	Iberdrola	1.1	2006/2026	"	
AE-JP	Abu Dhabi-Japan	Das Island	Adgas	Higashi-Ohgishima Futtsu	Tokyo Electric	4.30	1994/2019	"	
US-JP	USA-Japan	Kenai	Phillips Marathon	Negishi. Futtsu Sodegaura	Tokyo Gas Tokyo Electric	1.22	1989/2009	"	
TT I-SP	T&T-Spain or USA	Point Fortin	Atlantic LNG	Cart.Ba. H. Bil.	Gas Natural Aprovisionamientos	1.06	1999/2018	F.O.B.	
TT II-SP	"	Point Fortin	Atlantic 2/3	Cart.Ba. H. Bil.	Gas Natural sdg	0.65	2002/2023	"	
TT-SP	T&T-Spain	Point Fortin	Repsol	Cartagena	Gas Natural sdg	1.19	2006/2023	D.E.S.	

Ref.	Trade	Export	Seller	Import	Buyer	Nominal quantity ACQ 10 <sup>6</sup> t/year	Duration	Type of contract	Comments
TT-US 1	T&T-USA	"	Atlantic LNG of T&T	Everett/Puelas	Suez LNG NA	1.63	1999/2018		
TT-US 2	"	"	Atlantic LNG 2/3	Everett/Puelas	"	0.34	2000/2020		
TT-US 3	"	"	"	USA, Other	BP Gas Marketing	0.8	2002/2021	F.O.B.	
TT-US 4	"	"	PFLE, Triniling	Elba Island, GA Lake Charles, LA	BGLS	2.1	2003/2023	"	
TT-US 5	"	"	BP	Elba Island, GA	Marathon LNG Marketing	1.2	2005/2010	D.E.S.	
TT-US	"	"		USA, Other	BP	2.5	2006/2025	"	
TT-US	"	"	Atlantic LNG 4		BG	1.50	2006/2026	"	
TT-US	"	"			NGC	0.58	2006/2026	"	
BR-JP	Brunei-Japan	Lumut	Brunei LNG	Sodegaura, Negishi Senboku, Futtsu Higashi-Ohgishima	Tokyo Gas Osaka Gas Tokyo Electric	6.01	1993/2013	"	
BR-KR	Brunei-Korea	"	"	Pyeong-Taek, In-Chon or Tong-Yeong	Kogas	0.7	1997/2013	"	
MY-JP 1	Malaysia-Japan	Bintulu	Malaysia LNG	Sodegaura Higashi-Ohgishima Futtsu, Negishi	Tokyo Gas Tokyo Electric	7.4	1983/2003	F.O.B./D.E.S.	Extension 2018
MY-JP 2	"	"	"	Niigata	Tohoku Electric	0.50	1996/2016	D.E.S.	
MY-JP 3	"	"	"	Sodeshi	Shizuoka Gas	0.45	1996/2016	"	
MY-JP 6	"	"	"	Fukuoka, Nagasaki	Saibu Gas	0.36	1993/2013	"	
MY-JP 8	"	"	"	Sodegaura Negishi Senboku, Himeji Sakai Chita, Ohgishima	Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Toho Gas	2.1	1995/2015	"	
MY-JP 9	"	"	"	Shin-Minato	Gas Bureau, City of Sendai	0.15	1997/2016	"	
MY-JP 10	"	"	Malaysia LNG Tiga	Niigata	Japan Petroleum Explorat° Co Ltd	0.48	2002/2021	"	
MY-JP 11	"	"	"	Sodegaura Negishi Ohgishima Chita, Senboku Himeji	Tokyo Gas Toho Gas Osaka Gas	0.68	2004/2024	D.E.S. F.O.B.	
MY-JP 12	"	"	"	Hatsukaichi	Hiroshima Gas	0.012	2005/2012	D.E.S.	
MY-JP 13	"	"	"	Niigata	Tohoku Electric	0.5	2005/2025	"	
MY-JP	"	"	Malaysia LNG	Hatsukaichi	Hiroshima Gas	0.016	2005/2012	F.O.B	
MY-JP				Chita	Toho Gas	0.52	2007/2027	D.E.S	
MY-KR 1	Malaysia-Korea	"	Malaysia LNG Dua	Pyeong-Taek In-Chon Tong-Yeong	Kogas	2	1995/2015	F.O.B.	
MY-KR 2	"	"	Malaysia LNG Tiga	"	"	1.5	2003/2010	D.E.S.	
MY-TW	Malaysia-Taiwan	Bintulu	Malaysia LNG Dua	Yung-An	C.P.C.	2.25	1995/2015	"	
ID-JP 1	Indonesia-Japan	Bontang	Pertamina	Senboku	Kansai Electric	8.45	1977/2000	"	Extension 2010
ID-JP 2	"	Blang Lancang		Himeji, Chita Tobata, Ohita Sakai Kawagoe Yokkaichi	Chubu Electric Kyushu Electric Osaka Gas Toho Gas Nippon Steel				
ID-JP 3	"	Bontang		Higashi-Ohgishima Futtsu, Niigata	Tokyo Electric Tohoku Electric	0.96	2005/2009	F.O.B. "	
ID-JP 8	"	"		Chita-Senboku Himeji Sakai Yokkaichi Kawagoe	Chubu Electric Kansai Electric Osaka Gas Toho Gas	3.52	1983/2003	"	Extension 2011
ID-JP 9	"	"		Senboku Himeji Sodegaura Chita, Ohgishima	Osaka Gas Tokyo Gas Toho Gas	2.31	1994/2013	"	
				Hatsukaichi Kagoshima Senboku	Hiroshima Gas Nippon Gas Osaka Gas	0.39	1996/2015	D.E.S.	

## ⌚ LONG-TERM AND MEDIUM-TERM CONTRACTS IN FORCE IN 2007\* (CONT'D)

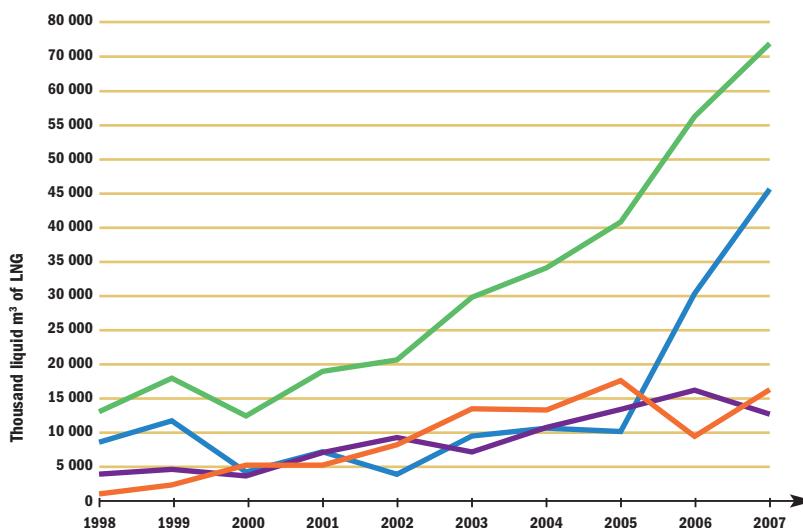
Ref.	Trade	Export	Seller	Import	Buyer	Nominal quantity ACQ 10 <sup>6</sup> t/year	Duration	Type of contract	Comments
ID-KR 1	Indonesia-Korea	Blang Lancang	"	Pyeong-Taek In Chon, Tong-Yeong	Kogas	2.3	1986/2007	"	
ID-KR 2	"	B L - Bontang	"	"	"	2	1994/2014	F.O.B.	
ID-KR 3	"	Bontang	"	"	"	1	1998/2017	"	
ID-KR 4	"	Tanah Merah	Tangguh PSC Contractor Parties	GwangYang	Posco	0.55	2005/2024	D.E.S.	
ID-TW 1	Indonesia-Taiwan	Bontang	Pertamina	Yung-An	C.P.C.	1.57	1990/2009	"	
ID-TW 2	"	"	"	Yung-An	C.P.C.	1.84	1998/2017	"	
Q-B	Qatar-Belgium	"	RasGas	Zeebrugge	Distrigaz	2.05	2007/2027	"	
Q-IN	Qatar-India	Ras Laffan	"	Dahej	Petronet LNG	7.5	2004/2028		
Q-JP 1	Qatar-Japan	"	Qatargas	Chita/Kawagoe Yokkaichi	Chubu Electric	4	1997/2021	"	
Q-JP 2	"	"	"	Niigata Ohgishima Senboku, Himeji Sakai Sodegaura Futtsu-Chita Yanai Higashi-Ohgishima Mizushima	Tohoku Electric Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Tokyo Electric Toho Gas Chugoku Electric	2	1998/2021	"	
Q-KR1	Qatar-Korea	"	RasGas	Pyeong-Taek In-Chon, Tong-Yeong	Kogas	4.92	1999/2024	F.O.B.	
Q-SP	Qatar-Spain	"	Qatargas	Ba.H.Cart.	Gas Natural sdg	0.66	2001/2009	"	Extension 2012
Q-SP	"	"	"	Ba.H.Cart.	Gas Natural sdg	0.66	2002/2007	D.E.S.	Extension 2012
Q-SP	"	"	"	Ba.H.Cart.Sag.	Gas Natural sdg	0.75	2005/2025	"	
Q-SP	"	"	"	Cartagena, Bilbao	Iberdrola	0.88	2003/2022	"	
Q-SP	"	"	RasGas	Barcelona	ENI	0.75	2004/2023	"	
Q-SP	"	"	RasGas II		Endesa	0.74	2005/2025	"	
Q-UE	Qatar-EU	"	Qatargas	EU	Gas Natural sdg	0.75	2006/2025	F.O.B.	
OM-JP 1	Oman-Japan	Qalhat	Oman LNG	Senboku, Himeji	Osaka Gas	0.66	2000/2024	"	
OM-JP2	"	"	"	Yanai, Mizushima	Itochu Corp./ Chugoku Electric	0.7	2006/2020	D.E.S.	
OM-JP3	Oman-Japan/USA	"	"	USA/Futtsu	Mitsubishi Corp./ Tokyo Electric	0.8	2006/2020	F.O.B/D.E.S	
OM-KR 1	Oman-Korea	"	"	Pyeong-Taek In-Chon, Tong-Yeong	Kogas	4.06	2000/2024	F.O.B.	
OM-SP	Oman-Spain	"	"	Spain, Other	BPGM	0.77	2004/2009	D.E.S.	
OM-SP	Oman-Spain		Qalhat LNG	Spanish terminals	Union Fenosa Gas	1.65	2006/2025		
AU-Ch	Australia-China	Withnell Bay	Woodside Japan Australia LNG Shell Dev.Australia BHP Billiton Petro, BP International Chevron Oil Trading CNOOC	Guangdong Dapeng	DPLNG**	3.7	2006/2030	F.O.B.	
AU-JP1	Australia-Japan	"	Woodside Japan Australia LNG Shell Dev.Australia BHP Billiton Petro, BP International Chevron Oil Trading	Sodegaura, Futtsu Higashi-Ohgishima Chita, Senboku Yanai, Ohita Negishi, Ohgishima Tobata, Yokkaichi Kawage Sakai, Mizushima	Tokyo Electric Chubu Electric Kansai Electric Chugoku Electric Kyushu Electric Tokyo Gas Osaka Gas Toho Gas	7.33	1989/2009	D.E.S.	
AU-JP2	"	"	"	Sodegaura Negishi Ohgishima, Chita	Tokyo Gas Toho Gas	1.37	2004/2029	F.O.B.	
AU-JP3	"	"	"	Himeji Senboku	Osaka Gas	1.00	2004/2033	"	
AU-JP4	"	"	"	Sodeshi	Shizuoka Gas	0.13	2004/2029	"	
AU-JP5	"	"	"	Niigata	Tohoku Electric	0.40	2005/2020	"	
AU -KR	Australia-Korea	"	"	In-Chon, Tong-Yeong	Kogas	0.5	2003/2010	D.E.S.	
AU-JP	Australia-Japan	Darwin	Conocophillips, ENI Santos, Inpex, TTSR	Futtsu, Sodegaura Negishi, Ohgishima Higashi-Ohgishima	Tokyo Electric Tokyo Gas	2 1	2006/2022	F.O.B	

\*Duration above four years \*\*Guangdong Dapeng LNG Company Ltd.

## ④ SPOT & SHORT TERM QUANTITIES ( $10^3$ m<sup>3</sup> liq) RECEIVED IN 2007 BY THE IMPORTING COUNTRIES FROM THE EXPORTING COUNTRIES

	Algeria	Egypt	Equator. Guinea	Nigeria	Abu Dhabi	Oman	Qatar	Trinidad & Tobago	Australia	Brunei	Malaysia	Other	Total Import
Belgium								122					122
France											139		139
Greece		615											615
Italy	326		271										326
Norway													271
Portugal													
Spain *	1 462	2 826		2 834			60	1 038				145	8 365
Turkey		129						129					258
UK	1 012	267					409	722					2 410
Europe	2 800	4 108		2 834			469	2 011			139	145	12 506
Domin Rep								979					979
Mexico	134	3 190		536				1 068					4 928
Puerto Rico													
USA	1 470	2 428		265				6 492					10 655
Americas	1 604	5 618		801				8 539					16 562
China	540			138		130							808
India	1 336	137		1 740	268	569	3 512	387	263		422		8 634
Japan	1 297	2 758	609	1 468	985	3 724	3 783	994	754	520	266		17 158
Korea	398	2 607		531	132	1 815	3 366	514	368		3 762		13 493
Taiwan	260	557	1 082	547	135	418	970	263	263		513		5 008
Asia	3 831	6 059	1 691	4 424	1 520	6 656	11 631	2 158	1 648	520	4 963		45 101
Total export	8 235	15 785	1 691	8 059	1 520	6 656	12 100	12 708	1 648	520	5 102	145	74 169

\* In part based on GII/GNL estimates

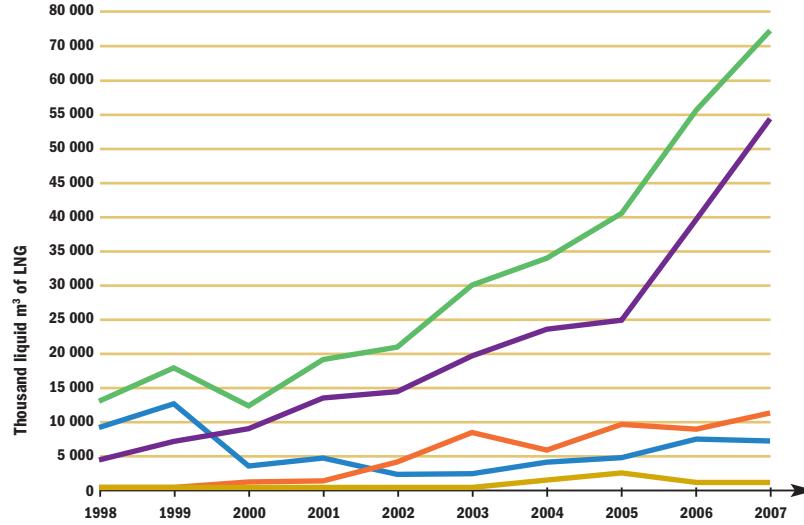


## ④ SPOT & SHORT TERM LNG IMPORTS OVER THE LAST TEN YEARS (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> liq)

Europe  
Americas  
Asia  
Total

## ④ SPOT & SHORT TERM LNG EXPORTS OVER THE LAST TEN YEARS (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> liq)

Middle-East/Africa  
Australasia  
Americas  
Others  
Total



## ④ ROUTES MARITIMES/SEA TRANSPORTATION ROUTES

Ref.	Contracts	Export	Import	Miles
Az-Bn	DZ-SP	Arzew	Barcelona	343
Az-Ca	DZ-SP	Arzew	Cartagena	113
Az-F	DZ-F1	Arzew	Fos-sur-Mer	530
Az-H	DZ-SP	Arzew	Huelva	691
Az-Rv	DZ-GR	Arzew	Revithoussa	1 270
Ba-Al	DZ-TR2	Bethioua	Aliaga	1 404
Ba-Bn	DZ-SP 1/2/3	Bethioua	Barcelona	343
Ba-Bo	DZ-SP 1	Bethioua	Bilbao	1 118
Ba-Ca	DZ-SP 1/2/3	Bethioua	Cartagena	113
Ba-Ch	DZ-JP	Bethioua	Chita	9 483
Ba-CP	DZ-US	Bethioua	Cove Point	3 671
Ba-Dj	DZ-IN	Bethioua	Dahej	4 775
Ba-F	DZ-F 3	Bethioua	Fos-sur-Mer	530
Ba-Fu	DZ-JP	Bethioua	Futtsu	9 604
Ba-GD	DZ-CH	Bethioua	Guangdong Dapeng	8 152
Ba-Ha	DZ-IN	Bethioua	Hazira	4 791
Ba-H	DZ-SP 1/2/3	Bethioua	Huelva	373
Ba-IC	DZ-KR	Bethioua	In-Chon	9 272
Ba-IG	DZ-UK	Bethioua	Isle of Grain	1 675
Ba-LC	DZ-US	Bethioua	Lake Charles	4 958
Ba-ME	DZ-TR 1	Bethioua	Marmara Ereglisi	1 500
Ba-Mz	DZ-JP	Bethioua	Mizushima	9 400
Ba-M	DZ-F 3	Bethioua	Montoir	1 260
Ba-Ni	DZ-JP	Bethioua	Negishi	9 606
Ba-Nt	DZ-JP	Bethioua	Niigata	9 374
Ba-P	DZ-I 1/2/3	Bethioua	Panigaglia	690
Ba-Rg	DZ-SP	Bethioua	Reganosa	945
Ba-Rv	DZ-GR	Bethioua	Revithoussa	1 270
Ba-Sa	DZ-JP	Bethioua	Sakai	9 062
Ba-So	DZ-SP	Bethioua	Sagunto	243
Ba-Yg	DZ-TW	Bethioua	Yung-An	8 328
Ba-Z	DZ-B	Bethioua	Zeebrugge	1 550
Sk-Bn	DZ-SP	Skikda	Barcelona	349
Sk-F	DZ-F 2	Skikda	Fos-sur-Mer	400
Sk-H	DZ-SP	Skikda	Huelva	716
Sk-P	DZ-I 2/3	Skikda	Panigaglia	456
Sk-RV	DZ-GR	Skikda	Revithoussa	920
Da-Al	EG-TR	Damietta	Aliaga	604
Da-At	EG-MEX	Damietta	Altamira	6 733
Da-Bn	EG-SP	Damietta	Barcelona	1 554
Da-Bo	EG-SP	Damietta	Bilbao	2 732
Da-Ca	EG-SP	Damietta	Cartagena	1 662
Da-Ch	EG-JP	Damietta	Chita	7 879
Da-CP	EG-US	Damietta	Cove Point	5 291
Da-El	EG-US	Damietta	Elba Island	5 559
Da-Fu	EG-JP	Damietta	Futtsu	7 973
Da-Gy	EG-KR	Damietta	Gwangyang	7 566
Da-H	EG-SP	Damietta	Huelva	1 984
Da-LC	EG-US	Damietta	Lake Charles	6 578
Da-Og	EG-JP	Damietta	Ohgishima	7 973
Da-Rg	EG-SP	Damietta	Reganosa	2 581
Da-So	EG-SP	Damietta	Sagunto	1 645
Ik-At	EG-MEX	Idku	Altamira	6 612
Ik-Bn	EG-SP	Idku	Barcelona	1 491
Ik-Bo	EG-SP	Idku	Bilbao	2 668
Ik-Ca	EG-SP	Idku	Cartagena	1 595
Ik-Ch	EG-JP	Idku	Chita	7 900
Ik-CP	EG-US	Idku	Cove Point	5 227
Ik-Dj	EG-IN	Idku	Dahej	3 273
Ik-El	EG-US	Idku	Elba Island	5 495
Ik-F	EG-F	Idku	Fos-sur-Mer	1 435
Ik-Fu	EG-JP	Idku	Futtsu	8 076
Ik-Hj	EG-JP	Idku	Himeji	7 911
Ik-H	EG- SP	Idku	Huelva	1 920
Ik-IC	EG-KR	Idku	In-Chon	7 768
Ik-IG	EG-UK	Idku	Isle of Grain	3 232

Ref.	Contracts	Export	Import	Miles
Ik-LC	EG-US	Idku	Lake Charles	6 514
Ik-M	EG-F	Idku	Montoir	2 771
Ik-Ni	EG-JP	Idku	Negishi	8 103
Ik-Og	EG-JP	Idku	Ohgishima	8 107
Ik-PT	EG-KR	Idku	Pyeong-Taek	7 764
Ik-RV	EG-GR	Idku	Revithoussa	540
Ik-So	EG-SP	Idku	Sagunto	1 571
Ik-Sa	EG-JP	Idku	Sakai	7 907
Ik-TY	EG-KR	Idku	Tong-Yeong	7 745
Ik-Yg	EG-TW	Idku	Yung-An	6 824
Bk-Ch	EqG-JP	Bioko Island	Chita	10 789
Bk-El	EqG-US	Bioko Island	Elba Island	5 428
Bk-Fu	EqG-JP	Bioko Island	Futtsu	10 883
Bk-LC	EqG-US	Bioko Island	Lake Charles	6 244
Bk-Og	EqG-JP	Bioko Island	Ohgishima	10 897
Bk-Yg	EqG-TW	Bioko Island	Yung-An	9 657
Bl-At	NIG-MEX	Bonny Island	Altamira	6 214
Bl-Bn	NIG-SP	Bonny Island	Barcelona	3 824
Bl-Bo	NIG-SP	Bonny Island	Bilbao	3 914
Bl-Ca	NIG-SP	Bonny Island	Cartagena	3 574
Bl-Ch	NIG-JP	Bonny Island	Chita	10 602
Bl-CP	NIG-US	Bonny Island	Cove Point	5 220
Bl-Fu	NIG-JP	Bonny Island	Futtsu	10 914
Bl-GG	NIG-US	Bonny Island	Gulf Gateway	5 997
Bl-GD	NIG-CH	Bonny Island	Guangdong Dapeng	9 328
Bl-Ha	NIG-IN	Bonny Island	Hazira	7 053
Bl-H	NIG-SP	Bonny Island	Huelva	3 359
Bl-IC	NIG- KR	Bonny Island	In-Chon	10 390
Bl-Kw	NIG-JP	Bonny Island	Kawagoe	10 817
Bl-LC	NIG-US	Bonny Island	Lake Charles	6 111
Bl-ME	NIG-TR	Bonny Island	Marmara Ereglisi	5 059
Bl-M	NIG-F	Bonny Island	Montoir	3 980
Bl-Ni	NIG-JP	Bonny Island	Niigata	11 014
Bl-Rg	NIG-SP	Bonny Island	Reganosa	3 746
Bl-SO	NIG-SP	Bonny Island	Sagunto	3 686
Bl-Si	NIG-P	Bonny Island	Sines	3 417
Bl-TY	NIG- KR	Bonny Island	Tong-Yeong	10 354
Bl-Yg	NIG-TW	Bonny Island	Yung-An	9 440
Hm-M	NO-F	Hammerfest	Montoir	1 889
Hm-Bo	NO-SP	Hammerfest	Bilbao	2 045
MB-Bn	LY-SP	Marsa-el-Brega	Barcelona	1 068
MB-Ca	LY-SP	Marsa-el-Brega	Cartagena	1 175
MB-So	LY-SP	Marsa-el-Brega	Sagunto	1139
MB-H	LY-SP	Marsa-el-Brega	Huelva	1 496
DI-Fu	AE-JP	Das Island	Futtsu	6 290
Di-Gy	AE-KR	Das Island	Gwangyang	6 089
DI-Ha	AE-IN	Das Island	Hazira	1 188
DI-HO	AE-JP	Das Island	Higashi-Ohgishima	6 310
DI-Sb	AE-JP	Das Island	Senboku	6 302
DI-Yg	AE-TW	Das Island	Yung-An	5 168
K-Ni	US-JP	Kenai	Negishi	3 290
K-Sd	US-JP	Kenai	Sodegaura	3 300
PF-Al	TT-TR2	Point Fortin	Aliaga	5 100
PF-At	TT-MEX	Point Fortin	Altamira	2 220
PF-Bn	TT-SP	Point Fortin	Barcelona	3 976
PF-Bo	TT-SP	Point Fortin	Bilbao	3 669
PF-Ca	TT-SP	Point Fortin	Cartagena	3 701
PF-CP	TT-US	Point Fortin	Cove Point	1 879
PF-EI	TT-US	Point Fortin	Elba Island	1 690
PF-E	TT-US	Point Fortin	Everett	2 032
PF-Fu	TT-JP	Point Fortin	Futtsu	8 910
PF-Gy	TT-KR	Point Fortin	Gwangyang	9 452
PF-GG	TT-US	Point Fortin	Gulf Gateway	1 988
PF-Ha	TT-IN	Point Fortin	Hazira	8 428
PF-H	TT-SP	Point Fortin	Huelva	3 417
PF-IG	TT-UK	Point Fortin	Isle of Grain	4 064

Ref.	Contracts	Export	Import	Miles
PF-LC	TT-US	Point Fortin	Lake Charles	2 100
PF-M	TT-F	Point Fortin	Montoir	3 750
PF-Ni	TT-JP	Point Fortin	Negishi	8 910
PF-Pn	TT-PR	Point Fortin	Penuelas	560
PF- PC	TT- DR	Point Fortin	Punta Caucedo	679
PF-PT	TT- KR	Point Fortin	Pyeong-Taek	9 685
PF-So	TT-SP	Point Fortin	Sagunto	3 858
PF-Sa	TT-JP	Point Fortin	Sakai	9 215
PF-Sb	TT-JP	Point Fortin	Senboku	9 266
PF-Yg	TT-TW	Point Fortin	Yung-An	10 174
PF-Z	TT-B	Point Fortin	Zeebrugge	3 985
Lu-Fu	BR-JP	Lumut	Futtsu	2 390
Lu-HO	BR-JP	Lumut	Higashi-Ohgishima	2 423
Lu-Hj	BR-JP	Lumut	Himeji	2 999
Lu-Ni	BR-JP	Lumut	Negishi	2 416
Lu-PT	BR-KR	Lumut	Pyeong-Taek	2 850
Lu-Sb	BR-JP	Lumut	Senboku	2 405
Lu-Sd	BR-JP	Lumut	Sodegaura	2 430
Lu-TY	BR-KR	Lumut	Tong-Yeong	2 014
Bu-Ch	MY-JP 8	Bintulu	Chita	2 395
Bu-Fk	MY-JP 6	Bintulu	Fukuoka	2 160
Bu-Fu	MY-JP 1	Bintulu	Futtsu	2 505
Bu-Hk	MY-JP 1	Bintulu	Hatsukaichi	2 208
Bu-Ha	MY-IN	Bintulu	Hazira	3 325
Bu-HO	MY-JP 1	Bintulu	Higashi-Ohgishima	2 530
Bu-Hj	MY-JP	Bintulu	Himeji	2 400
Bu-IC	MY-KR	Bintulu	In-Chon	2 124
Bu-Nk	MY-JP 6	Bintulu	Nagasaki	2 151
Bu-Ni	MY-JP 1/8	Bintulu	Negishi	2 513
Bu-Nt	MY-JP 2	Bintulu	Niigata	2 511
Bu-Og	MY-JP 1/8	Bintulu	Ohgishima	2 530
Bu-PT	MY-KR	Bintulu	Pyeong-Taek	2 124
Bu-Sa	MY-JP 8	Bintulu	Sakai	2 376
Bu-Sb	MY-JP 8	Bintulu	Senboku	2 376
Bu-Sd	MY-JP 1/8	Bintulu	Sodegaura	2 515
Bu-Sh	MY-JP 3	Bintulu	Sodeshi	2 378
Bu-SM	MY-JP 9	Bintulu	Shin-Minato	2 603
Bu-TY	MY-KR	Bintulu	Tong-Yeong	1 674
Bu-Yg	MY-TW	Bintulu	Yung-An	1 350
Bt-Ch	ID-JP1/3/8/12	Bontang (Badak)	Chita	2 500
Bt-Hk	ID-JP 9	Bontang (Badak)	Hatsukaichi	2 412
Bt-Hj	ID-JP 1/3/8	Bontang (Badak)	Himeji	2 400
Bt-IC	ID-KR 1/2/7	Bontang (Badak)	In-Chon	2 493
Bt-Kg	ID-JP 9	Bontang (Badak)	Kagoshima	2 211
Bt-Kw	ID-JP 1/3/11	Bontang (Badak)	Kawagoe	2 510
Bt-Ni	ID-JP 1/3/8	Bontang (Badak)	Negishi	2 573
Bt-Nt	ID-JP 1/3/8	Bontang (Badak)	Niigata	2 511
Bt-Og	ID-JP 8	Bontang (Badak)	Ohgishima	2 560
Bt-O	ID-JP 1	Bontang (Badak)	Oita	2 413
Bt-PT	ID-KR 1/2/7	Bontang (Badak)	Pyeong-Taek	2 493
Bt-Sa	ID-JP	Bontang (Badak)	Sakai	2 385
Bt-Sb	ID-JP 1/3/8	Bontang (Badak)	Senboku 2	2 385
Bt-Sd	ID-JP 8	Bontang (Badak)	Sodegaura	2 566
Bt-T	ID-JP 1	Bontang (Badak)	Tobata	2 370
Bt-TY	ID-KR 1/2/7	Bontang (Badak)	Tong-Yeong	2 043
Bt-Yk	ID-JP 1/3	Bontang (Badak)	Yokkaichi	2 510
Bt-Yg	ID-TW	Bontang (Badak)	Yung-An	1 455
BL-HO	ID-JP 2	Blang Lancang (Arun)	Higashi-Ohgishima	3 456
BL-IC	ID-KR 1/2/7	Blang Lancang (Arun)	In-Chon	3 149
BL-PT	ID-KR 1/2/7	Blang Lancang (Arun)	Pyeong-Taek	3 149
RL-Bn	Q-SP	Ras Laffan	Barcelona	4 710
RL-Ca	Q-SP	Ras Laffan	Cartagena	4 817
RL-Ch	Q- IN	Ras Laffan	Chita	6 446
RL-Dj	Q- IN	Ras Laffan	Dahej	1 290
RL-Fu	Q-JP 1	Ras Laffan	Futtsu	6 508
RL-GG	Q-US	Ras Laffan	Gulf Gateway	9570

Ref.	Contracts	Export	Import	Miles
RL-Ha	Q-IN	Ras Laffan	Hazira	1 236
RL-HO	Q-JP 2	Ras Laffan	Higashi-Ohgishima	6 590
RL-Hj	Q-JP 2	Ras Laffan	Himeji	6 350
RL-IC	Q-KR	Ras Laffan	In-Chon	6 156
RL-IG	Q-UK	Ras Laffan	Isle of Grain	6 428
RL-Kw	Q-JP 1	Ras Laffan	Kawagoe	6 448
RL-LC	Q-US	Ras Laffan	Lake Charles	9 738
RL-Mz	Q-JP 1	Ras Laffan	Mizushima	6 428
RL-Ni	Q-JP 2	Ras Laffan	Negishi	6 550
RL-Nt	Q-JP 2	Ras Laffan	Niigata	6 640
RL-Og	Q-JP 2	Ras Laffan	Ohgishima	6 513
RL-PT	Q-KR	Ras Laffan	Pyeong-Taek	6 156
RL-So	Q-SP	Ras Laffan	Sagunto	4 719
RL-Sa	Q-JP	Ras Laffan	Sakai	6 347
RL-Sb	Q-JP 2	Ras Laffan	Senboku	6 347
RL-Sd	Q-JP 2	Ras Laffan	Sodegaura	6 576
RL-Sh	Q-JP 1	Ras Laffan	Sodeshi	6 508
RL-TY	Q-KR	Ras Laffan	Tong-Yeong	5 706
RL-Ya	Q-JP 2	Ras Laffan	Yanai	6 170
RL-Yg	Q-TW	Ras Laffan	Yung-An	5 230
RL-Yk	Q-JP 1	Ras Laffan	Yokkaichi	6 448
RL-Z	Q-B	Ras Laffan	Zeebrugge	6 277
Qt-Ch	Om-JP	Qalhat	Chita	5 882
Qt-Dj	Om- IN	Qalhat	Dahej	777
Qt-Fu	Om-JP3	Qalhat	Futtsu	5 985
Qt-GD	Om-CH	Qalhat	Guangdong Dapeng	4 515
Qt-Gy	Om-KR	Qalhat	Gwangyang	5 595
Qt-Ha	Om- IN	Qalhat	Hazira	760
Qt-HO	Om-JP	Qalhat	Higashi-Ohgishima	5 981
Qt-Hj	Om-JP 1	Qalhat	Himeji	5 838
Qt-IC	Om-KR	Qalhat	In-Chon	5 750
Qt-Kw	Om-JP	Qalhat	Kawagoe	5 882
Qt-Mz	Om-JP2	Qalhat	Mizushima	5 873
Qt-Nt	Om-JP	Qalhat	Niigata	6 071
Qt-PT	Om-KR	Qalhat	Pyeong-Taek	5 750
Qt-So	Om-SP	Qalhat	Sagunto	4 259
Qt-Sa	Om-JP	Qalhat	Sakai	5 812
Qt-Sb	Om-JP 1	Qalhat	Senboku	5 812
Qt-TY	Om-KR	Qalhat	Tong-Yeong	5 300
Qt-Ya	Om-JP	Qalhat	Yanai	5 700
Qt-Yg	Om-TW	Qalhat	Yung-An	4 719
WB-Ch	AU-JP	Withnell Bay	Chita	3 612
WB-GD	AU-CH	Withnell Bay	Guangdong Dapeng	2 770
WB-Fu	AU-JP	Withnell Bay	Futtsu	3 683
WB-Gy	AU-KR	Withnell Bay	Gwangyang	3 525
WB-HO	AU-JP	Withnell Bay	Higashi-Ohgishima	3 703
WB-Hj	AU-JP	Withnell Bay	Himeji	3 596
WB-Kg	AU-JP	Withnell Bay	Kagoshima	3 334
WB-Kw	AU-JP	Withnell Bay	Kawagoe	3 622
WB-Ni	AU-JP	Withnell Bay	Negishi	3 664
WB-Nt	AU-JP	Withnell Bay	Niigata	3 995
WB-Og	AU-JP	Withnell Bay	Ohgishima	3 683
WB-O	AU-JP	Withnell Bay	Oita	3 460
WB- PT	AU-KR	Withnell Bay	Pyeong-Taek	3 613
WB-Sa	AU-JP	Withnell Bay	Sakai	3 570
WB-Sb	AU-JP	Withnell Bay	Senboku	3 570
WB-Sd	AU-JP	Withnell Bay	Sodegaura	3 692
WB-Sh	AU-JP	Withnell Bay	Sodeshi	3 632
WB-Ya	AU-JP	Withnell Bay	Yanai	3 491
WB-Yk	AU-JP	Withnell Bay	Yokkaichi	3 622
WB-Yg	AU-TW	Withnell Bay	Yung-An	2 689
Dw-Ho	AU-JP	Darwin	Higashi-Ohgishima	3 056
Dw-Ni	AU-JP	Darwin	Negishi	3 017
Dw-Og	AU-JP	Darwin	Ohgishima	3 036
Dw-Sd	AU-JP	Darwin	Sodegaura	3 045
Dw-Fu	AU-JP	Darwin	Futtsu	3 036

## ④ USINES DE LIQUÉFACTION/LIQUEFACTION PLANTS

Country	Site	Liquefaction		Storage		Owner	Operator	Buyer	Start-up date
		Number of trains	Nominal capacity 10 <sup>6</sup> t per year	Number of tanks	Total capacity m <sup>3</sup>				
Atlantic Basin									
Algeria	Arzew GL 4Z	3	0.93	3	33 000	Sonatrach	Sonatrach	DEPA Gaz de France	1964
	Arzew (Bethioua) GL 1Z	6	8.19	3	300 000	"	"	Distrigaz Gaz de France Botas Eni Gas & Power Edison Gas Shell Statoil Endesa DEPA CEPSA NA...	1978
	GL 2Z	6	7.98	3	300 000	"	"		1981
	Skikda GL 1K	3	3.13	5	308 000	"	"	Gaz de France DEPA Eni Gas & Power	1972
Egypt	Damietta	1	5.00	2	300 000	SEGAS	SEGAS SERVICES	Union Fenosa Gas EGAS (BP, BG & Petronas)	2005
	Idku (Egyptian LNG)	2	7.20	2	280 000	EGPC, EGAS, BG Gaz de France, Petronas	EGPC, EGAS, BG Gaz de France, Petronas	Gaz de France BGGM -BGLT	2005
Equatorial Guinea	Bioko Island	1	3.70	2	272 000	Marathon, Sonagas, Mitsui, Marubeni	Marathon	BG Gas Marketing	2007
Libya	Marsa-el-Brega	3	0.60	2	96 000	Sirte Oil Co.	Sirte Oil Co.	Gas Natural	1970
Nigeria	Bonny Island	3	9.60	3	252 600	Nigeria LNG (NNPC, Shell, Total, ENI)	Nigeria LNG Ltd	Enel Gas Natural Botas Gaz de France Ren Atlantico	1999
		2	8.10			"	"	BGLT -BGGM Shell Iberdrola Endesa Ren Atlantico Total Eni Gas & Power	2006
		1	4.05	1	84 200	"	"	Shell, Total	2007
Norway	Hammerfest	1	4.30	2	250 000	StatoilHydro, Peto, Total, Gaz de France, RWE-DEA, Hess	StatoilHydro	Total, StatoilHydro, Gaz de France, Iberdrola	2007
Trinidad & Tobago	Point Fortin	4	14.80	4	520 000	BP, BG, Repsol, Suez	Atlantic LNG	DOMAC Marathon LNG Marketing EcoElectrica BP Energy AES Shell North America LNG Statoil Gas Natural Distrigas Excelerate Energy	1999
Middle-East									
Abu Dhabi	Das Island	3	5.60	3	240 000	Adgas (ADNOC, BP, Total, Mitsui)	Adgas	Tokyo Electric Power	1977
Oman	Qalhat	2	7.10	2	240 000	Oman LNG (Oman Govt, Shell, Total, Korea LNG, Mitsubishi Mitsui, Partex, Itochu)	Oman LNG	Kogas Itochu Osaka Gas BP	2000
		1	3.30			Qalhat LNG (Omani Government, Oman LNG, Itochu, Mitsubishi, Union Fenosa Gas, Osaka Gas)	Oman LNG	Mitsubishi Osaka Gas Union Fenosa Gas	2005
Qatar	Ras Laffan Train 1-2 Train 3	2 1	9.90	4	340 000	Qatargas (QP, ExxonMobil, Total, Marubeni, Mitsui)	Qatargas	Chubu Electric Osaka Gas Tokyo Gas Toho Gas Tohoku Electric Tokyo Electric Kansai Electric Chugoku Electric Gas Natural	1997-1998 1999
		2	6.60	2	280 000	RasGas (QP, ExxonMobil, Koras, Itochu, Nissho Iwai)	RasGas	Kogas Others (non-members) Distrigas	1999-2000
		1 1 1	4.70 4.70 4.70				RasGas II	Petronet LNG	2004 2005 March 2007

Country	Site	Liquefaction		Storage		Owner	Operator	Buyer	Start-up date
		Number of trains	Nominal capacity 10 <sup>6</sup> t per year	Number of tanks	Total capacity m <sup>3</sup>				
Pacific Basin									
Australia	Withnell Bay	4	11.50	4	260 000	NWS LNG JV (Woodside, Shell, BHP BP Australia, Chevron Mitsubishi/Mitsui)	Woodside	Tokyo Electric Chubu Electric Kansai Electric Chugoku Electric Kyushu Electric Tokyo Gas Osaka Gas Shizuoka Gas Tohoku Electric Nippon Gas Kogas Shell Hazira Gas DPLNG	1989
	Darwin	1	3.00	1	188 000	Darwin LNG (ConocoPhillips, Eni, Santos, Inpex TEPCO, TG)	ConocoPhillips	Tokyo Electric Tokyo Gas	2006
Brunei	Lumut	5	7.20	3	195 000	Brunei LNG (Brunei Govt, Shell, Mitsubishi)	Brunei LNG Sdn Bhd	Tokyo Gas Tokyo Electric Osaka Gas Kogas	1973
USA	Kenai	2	1.40	3	108 000	ConocoPhillips Marathon	ConocoPhillips Marathon	Tokyo Gas Tokyo Electric	1969
Indonesia	Blang Lancang Arun	3	4.75	4	508 800	Pertamina	PT Arun NGL Co. (Pertamina, ExxonMobil JILCO)	Tokyo Electric Kogas	1978-1979 1984 1986
	Bontang Badak Badak A B	8	22.20	6	630 000	Pertamina	PT Badak NGL Co. (Pertamina, VICO, Total, JILCO)	Kansai Electric Chubu Electric Kyushu Electric Osaka Gas Toho Gas Nippon Steel Co.	1977
	Badak C D							Kansai Electric Chubu Electric Osaka Gas Toho Gas	1983
	Badak E							C.P.C.	1990
	Badak F							Tokyo Gas Osaka Gas Toho Gas Hiroshima Gas Nippon Gas	1994
	Badak G							Kogas	1998
	Badak H							C.P.C.	1998
Malaysia	Bintulu MLNG 1	3	8.10			Malaysia LNG Sdn Bhd: (Petronas, Shell, Mitsubishi)	Malaysia LNG Sdn Bhd	Tokyo Gas Tokyo Electric Saibu Gas	1983
	Bintulu MLNG 2	3	7.80	Satu+Dua+Tiga 6	Satu+Dua+Tiga 445 000	Malaysia LNG Dua (Petronas, Shell, Mitsubishi, Sarawak State Gov.)	Malaysia LNG Dua	Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Toho Gas Shizuoka Gas Tohoku Electric Gas Bureau, City of Sendai Saibu Gas Kogas C.P.C.	1995
	Bintulu MLNG 3	2	6.80			Malaysia LNG Tiga (Petronas, Shell, Nippon oil, Diamond Gas, Sarawak State Gov.)	Malaysia LNG Tiga	Tokyo Gas Osaka Gas Toho Gas Tohoku Electric Japex Hiroshima Gas Kogas C.P.C.	2003
TOTAL		81	196.93	70	6 430 600				

## ④ USINES DE REGAZÉIFICATION/REGASIFICATION PLANTS

Country	Site	Storage		Send out		Owner	Operator	T.P.A.	Source of import	Start-up date
		Number of tanks	Total capacity m³	Number of vaporizers	Nominal capacity billion Nm³ NG/year					
France	Fos-sur-Mer	3	150 000	15	7.00	Gaz de France	Gaz de France-DGI	Yes	Algeria, Egypt	1972
	Montoir-de-Bretagne	3	360 000	11	10.00	"	"	"	Algeria, Nigeria, Egypt, T&T, Norway	1980
Spain	Barcelona	6	540 000	11	14.5	Enagas S.A.	Enagas S.A.	Regulated T.P.A.	Algeria, Libya, Qatar, Nigeria, T&T, Egypt	1969
	Huelva	4	460 000	9	11.8	Enagas S.A.	Enagas S.A.	Regulated T.P.A.	Algeria, Libya, Nigeria, T&T, Egypt	1988
	Cartagena	3	287 000	8	10.5	Enagas S.A.	Enagas S.A.	Regulated T.P.A.	Algeria, Libya, Qatar, Nigeria, T&T, Egypt	1989
	Bilbao	2	300 000	4	7.00	BP, Repsol, Iberdrola, EVE	Bahia de Bizkaia Gas, SL (BBG)	Yes	Algeria, Egypt, Nigeria, Norway, T&T	2003
	Reganosa	2	300 000	3	3.60	Union Fenosa Gas, Union Fenosa Endesa, Xunta Galicia, Sonatrach, Tojeiro Group Galician Government Caixa Galicia, Banco Pastor, Caixanova	Reganosa	"	Algeria, Nigeria, Egypt	2007
	Sagunto	2	300 000	4	7.00	Union Fenosa gas Iberdrola Endesa Oman oil holding Spain	Saggas	"	Algeria, Libya, Qatar, Nigeria, Oman, Egypt	2006
Italy	Panigaglia	2	100 000	4	3.32	GNL Italia*	GNL Italia*	"	Algeria	1969
Belgium	Zeebrugge	3	240 000	6	5.26	Fluxys LNG	Fluxys LNG	"	Algeria, Qatar	1987
Turkey	Marmara Ereglisi	3	255 000	7	6.20	Botas	Botas	No	Algeria, Nigeria	1994
	Aliaga/Izmir	2	280 000	5	6.00	Egegaz	Egegaz	"	Algeria	2006
Greece	Revithoussa	2	130 000	4	1.30	Depa S.A.	Depa S.A.	"	Algeria, Egypt	2000
Portugal	Sines	2	240 000	5	5.20	Ren Atlantico	Ren Atlantico	Yes	Nigeria	2004
United-Kingdom	Isle of Grain	4	200 000	4	4.60	National Grid	Grain LNG	Yes (but not RTPA)	Algeria, Egypt, Qatar, Trinidad & Tobago	2005
USA	Everett	2	155 000	4	6.90	Distrigas of Mass. Co.	Suez LNG North America	Yes	Trinidad & Tobago	1971
	Lake Charles	4	425 000	14	18.60	Trunkline LNG	Trunkline LNG	Yes	Algeria, Nigeria, Egypt, T&T, Qatar, Equatorial Guinea	1982
	Elba Island	4	335 000	8	9.64	Southern LNG	El Paso	"	T&T, Egypt, Equatorial Guinea	1978 restarted 2001 expanded 2006
	Cove Point	5	380 000	10	10.74	Dominion Cove Point LNG	Dominion Cove Point LNG and Statoil	Shell, BP 1/3 each	Trinidad & Tobago, Algeria, Egypt	1978 restarted 2003
	Gulf Gateway				4.60	Excelerate Energy			Trinidad & Tobago	2005
Mexico	Altamira	2	300 000	5	6.70	Terminal de LNG de Altamira (50% Shell, 25% Total, 25% Mitsui)	Terminal de LNG de Altamira	No	Nigeria, Egypt, Qatar, T&T	August 2006
Puerto Rico	Penuelas	1	160 000	2	3.75	EcoElectrica	EcoElectrica		Trinidad & Tobago	2000
Dominican Rep.	Punta Caucedo	1	160 000	2	2.32	AES Andres	AES Andres	"	Trinidad & Tobago	2003
China	Guangdong Dapeng	3	480 000	6	4.90	GDLNG**	GDLNG**	"	Australia	2006
India	Dahej	2	320 000		7.00	Petronet LNG	Petronet LNG	"	Qatar, Algeria, Egypt, Malaisia	2004
	Hazira	2	320 000	4	3.40	Hazira LNG Private Ltd (74% Shell, 26% Total)	Hazira LNG Private Ltd	"	Nigeria, Egypt, Oman, Qatar, Australia, T&T, UEA, Abu Dhabi	April 2005
Japan	Niigata	8	720 000	14	11.60	Nihonkai LNG	Nihonkai LNG	Yes	Indonesia, Malaysia, Qatar, Australia	1984
	Higashi-Ohgishima	9	540 000	12	20.00	Tokyo Electric	Tokyo Electric	"	Indonesia, Malaysia, Qatar, Australia, Oman, Abu Dhabi, Brunei	1984

Country	Site	Storage		Send out		Owner	Operator	T.P.A.	Source of import	Start-up date
		Number of tanks	Total capacity m³	Number of vaporizers	Nominal capacity billion Nm³ NG/year					
Japan	Futtsu	10	1 110 000	14	26.00	Tokyo Electric	Tokyo Electric	Yes	Indonesia, Malaysia Qatar, Australia, Oman, Abu Dhabi, Brunei	1985
	Chita Kyodo	4	300 000	14	10.40	Toho Gas Chubu Elec	Toho Gas	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar	1978
	Chita-Midorihama Works	1	200 000	7	9.70	Toho Gas	Toho Gas	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar	2001
	Chita	7	640 000	11	15.70	Chita LNG	Chita LNG	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar, Algeria	1983
	Himeji	8	740 000	6	6.40	Osaka Gas	Osaka Gas	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar Oman, Brunei	1984
	Himeji LNG	7	520 000	8	11.00	Kansai Electric	Kansai Electric	"	Indonesia, Malaysia Qatar, Australia	1979
	Yanai	6	480 000	5	3.10	Chugoku Elec	Chugoku Electric	"	Australia, Qatar, Oman	1990
	Mizushima	1	160 000	3	1.30	Mizushima LNG	Mizushima LNG	No	Qatar, Oman	2006
	Oita	5	460 000	6	6.27	Oita LNG	Oita LNG	"	Indonesia, Australia	1990
	Sakai	3	420 000	6	8.70	Kansai Electric	Kansai Electric	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar	2006
	Senboku I	4	180 000	5	3.20	Osaka Gas	Osaka Gas	"	Brunei	1972
	Senboku II	18	1 585 000	15	16.60	"	"	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar Oman, Brunei	1977
	Tobata	8	480 000	7	8.80	Kita Kyushu	Kita Kyushu LNG	No	Indonesia	1977
	Yokkaichi LNG Centre	4	320 000	8	9.20	Chubu Electric	Chubu Electric	Yes	Indonesia, Qatar, Australia	1988
	Yokkaichi Works	2	160 000	3	0.90	Toho Gas	Toho Gas	"	Indonesia	1991
	Negishi	14	1 180 000	17	15.60	Tokyo Gas Tokyo Electric	Tokyo Gas Tokyo Electric	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar USA, Brunei	1969
	Sodegaura	35	2 660 000	35	37.80	"	"	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar USA, Brunei	1973
	Ohgishima	3	600 000	4	7.70	Tokyo Gas	Tokyo Gas	"	Indonesia, Malaysia Australia, Qatar	1998
	Fukuoka	2	70 000	7	1.10	Saibu Gas	Saibu Gas	"	Malaysia	1993
	Sodeshi	2	177 200	5	1.10	Shimizu LNG	Shimizu LNG	No	Malaysia, Australia	1996
	Hatsukaichi	2	170 000	4	1.15	Hiroshima Gas	Hiroshima Gas	"	Indonesia, Malaysia	1996
	Kagoshima	2	86 000	3	0.30	Nippon Gas	Nippon Gas	"	Indonesia, Australia	1996
	Kawagoe	4	480 000	4	7.10	Chubu Electric	Chubu Electric	Yes	Indonesia, Australia, Qatar	1997
	Shin-Minato	1	80 000	3	0.38	Gas Bureau	Gas Bureau, City of Sendai	No	Malaysia	1997
	Nagasaki	1	35 000	3	0.20	Saibu Gas	Saibu Gas	Yes	"	2003
Korea	Pyeong-Taek	12	1 280 000	29	36.73	Kogas	Kogas	No	Indonesia, Malaysia, T&T Brunei, Qatar, Oman, Egypt, Australia	1986
	Incheon	18	2 480 000	32	40.15	"	"	"	Indonesia, Malaysia Qatar, Oman Algeria, Nigeria, Egypt	1996
	Tong-Yeong	10	1 400 000	10	16.65	"	"	"	Indonesia, Malaysia, Egypt, Brunei, Qatar, Oman, Australia	2002
	Gwangyang	2	300 000	2	2.30	Posco	Posco	"	Egypt, Oman, Abu Dhabi Australia, T&T	2005
Taiwan	Yung-An	6	690 000	18	23.00	C.P.C.	C.P.C.	No	Indonesia, Malaysia	1990
TOTAL		288	26 480 200	475	541.96					

\* GNL Italia is a wholly-owned subsidiary of Snam Rete Gas    \*\* Guangdong Dapeng LNG Company Ltd.

# Date de livraison des méthaniers

# Delivery date of the LNG tankers

<b>1965</b>	Bachir Chihani	Shahamah	Hispania Spirit (ex <i>Fernando Tapias</i> )	<b>2006</b>
Cinderella (ex <i>Jules Verne</i> )	LNG Libra	YK Sovereign	LNG Rivers	Al Marrouna
<b>1969</b>	LNG Taurus		LNG Sokoto	Arctic Discoverer
LNG Palmaria	LNG Virgo	Gasha	Puteri Delima Satu	Arctic Lady
SCF Arctic (ex <i>Methane Arctic</i> )	Matthew (ex <i>Gamma</i> )	Hanjin Pyeong-Taek	Puteri Intan Satu	Arctic Princess
SCF Polar		Ish		Arctic Voyager
(ex <i>Methane Polar</i> )		Puteri Delima		Bluesky
<b>1970</b>	LNG Abuja (ex <i>Louisiana</i> )	Puteri Nilam		Energy Progress
Laieta	LNG Edo (ex <i>Lake Charles</i> )		Berge Boston	Excelerate
LNG Elba	Mourad Didouche	<b>1995</b>	Berge Everett	Gaz de France Energy
<b>1971</b>		Gasha	British Innovator	Granosa
Prince Charming		Hanjin Pyeong-Taek	British Merchant	Iberica Knutsen
(ex <i>Descartes</i> )		Ish	Castillo de Villalba	Ibra
Hassi R'Mel		Puteri Delima	Catalunya Spirit	Ibri LNG
<b>1972</b>		Puteri Nilam	(ex <i>Inigo Tapias</i> )	LNG Benue
Bebatik	<b>1980</b>	Al Zubarah	Energy Frontier	LNG Berge Oyo
<b>1973</b>	Golar Spirit	Hyundai Greenpia	Excel	LNG Dream
Bekalang	LNG Bonny	Mraweh	Granatina	LNG Lokoja
Bekulan	Ramdane Abane	Mubaraz	LNG Bayelsa	LNG River Niger
Havfru	Tenaga Dua	Puteri Zamrud	Methane Princess	Maersk Qatar
Norman Lady	Tenaga Empat	Surya Aki	Pacific Notus	Methane Jane Elizabeth
<b>1974</b>	Tenaga Lima	<b>1996</b>	Puteri Nilam Satu	Methane Lydon Volney
Belais		Al Hamra	SK Sunrise	Methane Rita Andrea
Century		Al Khor	<b>2003</b>	Pacific Eurus
Hoegh Galleon (ex <i>Mystic Lady</i>		Al Rayan	Berge Arzew	Provalys
and ex <i>Asake Maru</i> )		Al Wajbah	Bilbao Knutsen	Seri Amanah
Tellier		Aman Sendai	Cadiz Knutsen	Seri Anggun
<b>1975</b>		LNG Portovenere	Disha	Seri Angkasa
Annabella	Banshu Maru	Puteri Firus	Dukhan	Simaisma
Belanak	Bishu Maru	Umm Al Ashtan	Fuairit	<b>2007</b>
Bilis	Echigo Maru	<b>1998</b>	Galicia Spirit	Al Areesh
Bubuk		Al Wakrah	Gemmata	Al Daayen
Hilli		Aman Hakata	Golar Frost	Al Gattara
Isabella		Broog	Golar Winter	Al Gharrfa
<b>1976</b>		LNG Finima	Lala Fatma N'Soumer	Al Ghariya
Gimi	Senshu Maru	Puteri Firus	LNG Akwa Ibom	Al Jassasiya
Mostefa Ben Boulaïd		Zekreet	LNG River Orashi	Al Ruwais
<b>1977</b>	<b>1985</b>	<b>1999</b>	Madrid Spirit	Al Saflia
Edouard L.D.	Wakaba Maru	Al Bidda	Maersk Ras Laffan	British Emerald
Golar Freeze		Doha	Methane Kari Elin	Celestine River
Hoegh Gandria		Hanjin Muscat	Muscat LNG	Cheikh El Mokrani
Khannur		Hyundai Technopia	NW Swan	Clean Energy
Larbi Ben M'Hidi		SK Summit	Puteri Firus Satu	Clean Power
LNG Aquarius	<b>1989</b>	<b>2000</b>	Puteri Zamrud Satu	Duhail
LNG Aries	Ekaputra	Al Jasra	Raahi	Ejnan
LNG Lagos (ex <i>Gastor</i> )	NW Sanderling	Golar Mazo	<b>2005</b>	Gaselys
LNG Port Harcourt	NW Swallow	Hanjin Ras Laffan	Grace Acacia	Grace Barleria
<b>1978</b>	NW Swift	Hanjin Sur	Grand Elena	Grand LNG
Galeomma (ex <i>Arzew</i> )		Hyundai Aquapia	LNG Borno	LNG Kano
LNG Capricorn	<b>1991</b>	Hyundai Cosmopia	LNG Ogun	LNG Ondo
LNG Delta (ex <i>Southern</i> )	NW Shearwater	Hyundai Oceanpia	Maran Gas Coronis	Maran Gas Coronis
LNG Gemini		K Acacia	Methane Alison Victoria	Methane Heather Sally
LNG Leo	<b>1992</b>	K Freesia	Methane Nile Eagle	Methane Shirley Elisabeth
Methania	NW Seaeagle	LNG Jamal	Neo Energy	Seri Ayu
<b>1979</b>		SK Splendor	Seri Bakti	Seri Begawan
		SK Stellar	Salalah LNG	Sestao Knutsen
		SK Supreme	Seri Alam	Sun Arrows
		Surya Satsuma	Umm Bab	Tembek
	<b>1993</b>	<b>2001</b>		
	Aman Bintulu	Sohar LNG (ex <i>Lakshimi</i> )		
	Arctic Spirit (ex <i>Arctic Sun</i> )			
	LNG Flora			
	NW Sandpiper			
	Polar Spirit (ex <i>Polar Eagle</i> )			
	<b>1994</b>	<b>2002</b>		
	Al Khaznah	Abadi		
	Dwiputra	British Trader		
	Hyundai Utopia	Excalibur		
	LNG Vesta	Galea		
	NW Stormpetrel	Gallina		
	Puteri Intan			



Prix / Price: 100 €

**Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié**  
**International Group of Liquefied Natural Gas Importers**

22 rue Marius Aufan - 92300 Levallois  
Tél : 33 (0) 1 41 05 07 13 - Fax : 33 (0) 1 47 54 81 80  
E-mail : [giignl@gazdefrance.com](mailto:giignl@gazdefrance.com) - Site internet /web site : [www.giignl.org](http://www.giignl.org)