



# L'industrie du GNL

---

## *The LNG industry*

2005



# 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, avec les plus fortes hausses pour les trois dernières années 2002, 2003 et 2004 (plus de 3 % pour chacune de ces années). La consommation mondiale d'énergie primaire a enregistré une hausse record de 4,3 % en 2005 due, en partie cette année encore, à l'augmentation de 8,9 % dans la zone Asie Pacifique. Pour la quatrième année consécutive, la part du charbon a progressé dans l'ensemble du marché énergétique, passant à 27 %. La croissance de la consommation de gaz naturel en 2004 a grimpé de plus de 3 % (3,3 %) en dépit de la stagnation de la consommation de gaz sur le marché américain. La part de marché du gaz naturel a légèrement diminué de 23,9 à 23,6 % en 2004<sup>1</sup>.

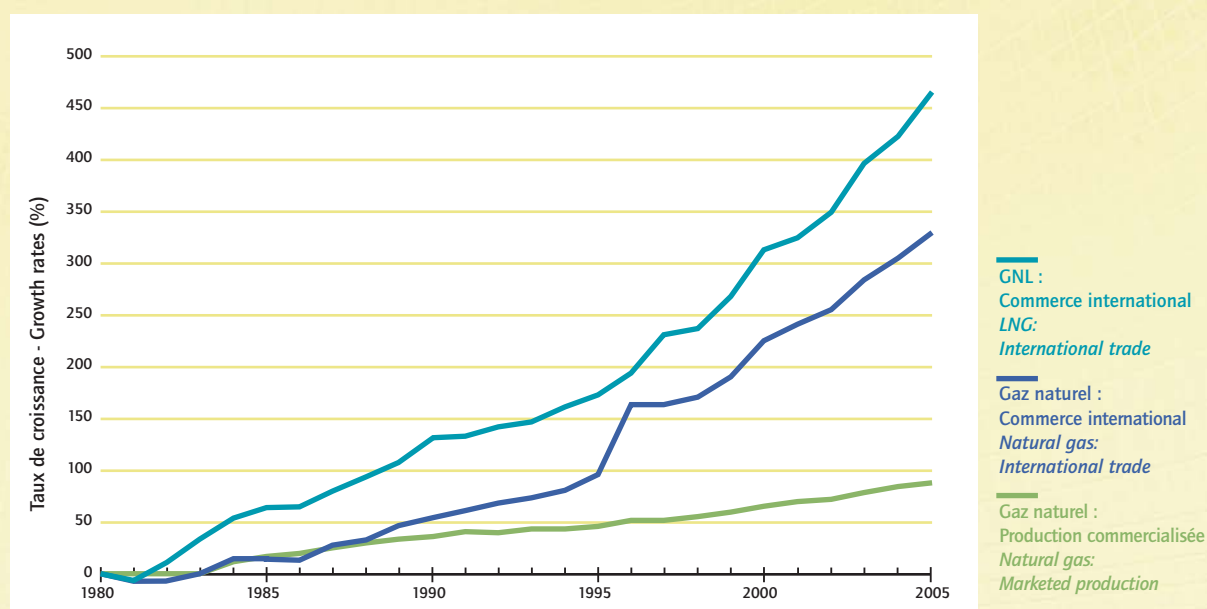
Au cours des dix dernières années, la consommation mondiale d'énergie est passée de 8 543 10<sup>6</sup> tep en 1995 à 10 224 10<sup>6</sup> tep en 2004, soit une augmentation de 19,7 %.

La répartition entre les différentes formes d'énergie en 2004 était la suivante :

Year	2003	2004	or
Oil	3 642	3 767	+ 3.4 %
Coal	2 614	2 778	+ 6.3 %
Natural gas	2 343	2 420	+ 3.3 %
Nuclear energy	598	624	+ 4.4 %
Hydroelectric	604	634	+ 5.0 %

Les premières estimations pour la production commercialisée de gaz en 2005<sup>2</sup> font apparaître une croissance de l'ordre de 1,5 % par rapport à 2004. La part du GNL dans le commerce international est de près de 21 %.

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 rates observed for the last three years 2002, 2003 and 2004 (more than 3 % for each one of them). World primary energy consumption registered a record annual rate over the last decade of 4.3 %, largely due this year again to an increase of 8.9 % in the Asia Pacific region. For the fourth year running, coal has increased its share of the overall energy market, up to 27 %. The growth of natural gas consumption in 2004 was higher than 3 % (3.3 %), despite a stagnation of gas consumption in the US market. The market share for natural gas slightly decreased from 23.9 to 23.6 % in 2004<sup>1</sup>.

Over the last ten years, the world energy consumption rose from 8,543 10<sup>6</sup> toe in 1995 to 10,224 10<sup>6</sup> toe in 2004, a 19.7 % increase.

The breakdown for the various types of energy in 2004 was as follows:

First estimates for the marketed production of natural gas in 2005<sup>2</sup> show a rise of about 1.5 % over 2004. The share of LNG in the gas trade accounts for almost 21 % of the total.

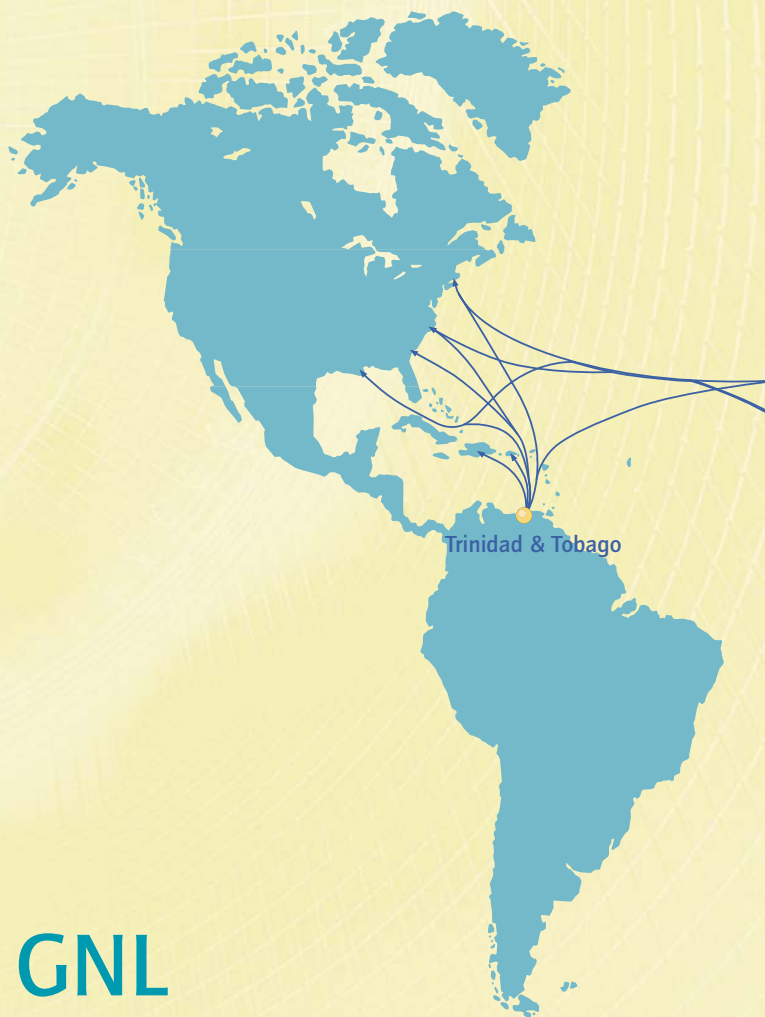
The graph hereunder gives the respective growth rates since 1980 for the marketed gas production, the total international gas trade and the LNG trade:

<sup>1</sup> Source BP Statistical Review of World Energy (2005)

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



▲ Isle of Grain



## Contrats et trafic de GNL

78 contrats à long terme et à moyen terme étaient en vigueur en 2005 (par rapport à 63 en 2004). Ils ont donné lieu à un commerce international portant sur  $310 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  sous forme liquide soit  $142 \cdot 10^6 \text{ t}$ . Ce commerce est en hausse de  $22,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  soit 7,8 %, ce qui représente une croissance supérieure à celle enregistrée l'année dernière.

Côté importations, le plus gros importateur mondial de GNL est toujours de loin le Japon avec  $126 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , soit 40,7 % des quantités importées, suivi de la Corée avec  $48,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (15,7 %), l'Espagne avec  $37,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (12,1 %), puis les Etats-Unis avec  $29 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (9,4 %).

Le Royaume-Uni a repris ses activités d'importation de GNL pour la première fois depuis deux décennies à la mi-2005. Le pays a reçu ses premières importations de GNL en provenance d'Algérie et de Trinité & Tobago à son terminal de "Isle of Grain" qui a été mis en service en juillet 2005.

Suite au déclin observé en 2004, principalement imputable aux conséquences de l'accident de Skikda, les importations européennes ont progressé de manière significative cette année de près de 21 %. A part en Belgique où les importations ont légèrement diminué, on a pu noter une hausse des quantités dans tous les autres pays européens, en particulier en Espagne et en France qui ont enregistré des augmentations de  $7,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  et  $4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  respectivement, due en partie au lancement des deux sites de liquéfaction égyptiens. Trois pays ont enregistré des augmentations mineures – la Turquie ( $1 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ), l'Italie ( $0,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ) et le Portugal ( $0,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ).

Dans un contexte de prix du gaz élevés, les importations des Amériques sont restées stables à  $30,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  en dépit des conséquences des ouragans. Il convient de noter la mise en service du premier terminal de réception de GNL offshore à Gulf Gateway, utilisant la technique Energy Bridge.

Le marché asiatique a continué à croître de façon régulière de 4,6 % avec des importations de cette zone géographique passant de  $191,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  à  $200,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , soit une hausse de  $9,40 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , due en partie à la montée en régime des importations indiennes avec  $5,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  supplémentaires. Les importations japonaises ont légèrement augmenté (+ 1,8 %) à  $126,2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ . Les quantités de GNL importées par la Corée ont légèrement dépassé le niveau de l'année dernière à  $48,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ . La hausse importante enregistrée en 2004 était le fait de conditions exceptionnelles avec un bond de la demande de la production d'électricité principalement imputable à la fermeture imprévue de centrales nucléaires en début d'année. Taiwan a progressé de 4,1 % à  $15,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ .

En ce qui concerne la provenance des importations, l'Indonésie reste le premier exportateur avec 16,6 % du total, mais est très proche de la Malaisie avec 15,3 %, suivie du Qatar avec 14,5 % (avec un nouveau train mis en service en 2005) et de l'Algérie avec 13,1 %.

Les exportations en provenance d'Afrique ont grimpé du fait en partie du lancement des deux sites de liquéfaction égyptiens, avec  $11,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  supplémentaires. Les quantités nigérianes n'ont pas augmenté à cause d'incidents survenus à l'usine de Bonny et du retard de la production commerciale du train 4.



Les exportations du Moyen-Orient ont atteint  $71,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  en hausse de 6,6 %, tirées par les exportations du Qatar avec le départ d'un nouveau train de liquéfaction à Ras Laffan.

Les exportations des Amériques sont restées presque stables à  $25,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  en attendant la production commerciale du train 4 de Trinité & Tobago au début 2006.

Le marché de l'Australasie a continué sa progression modérée (4,2 %) soutenue en grande partie par l'expansion des exportations d'Australie (27 %), de la Malaisie (9%), compensant largement la réduction des exportations d'Indonésie qui n'ont cessé de décliner depuis le milieu des années 90.

Les importations spot et à court terme (durée inférieure ou égale à 4 ans) ont atteint  $40 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  sous forme liquide (348 cargaisons) contre  $33,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (313 cargaisons) en 2004, ce qui représente 13 % du commerce international du GNL (voir tableau page 18).

Il convient de noter qu'une partie de ces importations sont fournies par des reventes de contrats à long terme.

En 2005 la hausse des transactions spot et à court terme peut être en partie attribuée aux exportations égyptiennes vers l'Espagne et les Etats-Unis.

Le commerce international a engendré 59 courants de trafic correspondant à 181 routes maritimes. Par rapport à 2004, on comptait 46 nouvelles routes et 16 non exploitées en 2005, et quinze nouveaux courants sont apparus : ALGERIE/Portugal, Royaume-Uni, Japon - EGYPT/ France, Espagne, Etats-Unis, Corée - OMAN/Inde -

QATAR/Belgique - TRINITE & TOBAGO/Belgique, Espagne, Royaume-Uni - AUSTRALIE/Espagne, Inde, Taiwan. Huit courants ont disparu : ALGERIE/Corée - ABU DHABI/Taiwan - QATAR/Portugal - AUSTRALIE/ Etats-Unis - NIGERIA/Japon, Corée, Taiwan et TRINITE & TOBAGO/Japon.





# LNG contracts and trade



▲ Idku

78 long-term and medium-term contracts were in force in 2005 (compared to 63 in 2004). The international trade accounted for 310  $10^6$  m<sup>3</sup> in liquid form or 142  $10^6$  t. It rose by 22.3  $10^6$  m<sup>3</sup>, or 7.8 %, a higher growth rate compared to last year's figure.

As to imports, Japan remained by far the world's largest LNG importer with 126  $10^6$  m<sup>3</sup>, namely 40.7 % of all imports, followed by Korea with 48.7  $10^6$  m<sup>3</sup> (15.7 %), Spain with 37.4  $10^6$  m<sup>3</sup> (12.1 %), then the U.S.A. with 29  $10^6$  m<sup>3</sup> (9.4 %).

The United Kingdom returned to importing LNG for the first time in two decades in mid-2005. The country received its first LNG cargoes from Algeria and Trinidad & Tobago at its Isle of Grain terminal which was commissioned in July 2005.

Following the decrease observed in 2004, mainly attributed to the impact of the accident at Skikda, the European imports markedly increased this year by almost 21 %. Apart from Belgium, whose imports slightly dropped, significant volume growth was noted by all the other European countries, in particular Spain and France which recorded an increase of 7.2  $10^6$  m<sup>3</sup> and 4  $10^6$  m<sup>3</sup> respectively, mainly due to the start up of the two Egyptian liquefaction plants. Three countries saw minor rises - Turkey (1  $10^6$  m<sup>3</sup>), Italy (0.7  $10^6$  m<sup>3</sup>) and Portugal (0.7  $10^6$  m<sup>3</sup>).

In a context of high gas prices, Americas' imports remained stable at 30.6  $10^6$  m<sup>3</sup> in spite of the Hurricane impact. It should be noted that the world's first offshore LNG receiving terminal came into service at Gulf Gateway, using the Energy Bridge technology.

The Asian market kept on growing steadily by 4.6 % with imports to this geographical area rising from 191.7  $10^6$  m<sup>3</sup> to 200.6  $10^6$  m<sup>3</sup> or an

increase of 9.40  $10^6$  m<sup>3</sup>, mainly due to the building up of Indian imports, adding some 5.7  $10^6$  m<sup>3</sup>. Japanese imports slightly expanded (+ 1.8 %) up to 126.2  $10^6$  m<sup>3</sup>. Korean LNG imports were just above last year's level at 48.8  $10^6$  m<sup>3</sup>. The significant growth in 2004 was the result of abnormal conditions with a surge in power generation demand mainly attributable to unexpected shutdown of nuclear power plants at the beginning of the year. Taiwan's imports grew by 4.1 % at 15.7  $10^6$  m<sup>3</sup>.

As to sources of imports, Indonesia was still the leading exporter with 16.6 % of all exports but it was very close to Malaysia with 15.3 %, Qatar with 14.5 % (with an additional train commissioned in 2005) and Algeria with 13.1 %.

Exports from Africa increased, mainly due to the launching of the two Egyptian plants, adding some 11.7  $10^6$  m<sup>3</sup>. Nigerian volumes did not rise because of some incidents which occurred at the Bonny plant and the delay in the commercial production of train 4.

Middle-East exports grew by 6.6 %, up to 71.4  $10^6$  m<sup>3</sup>, driven by Qatari exports with the start up of an additional liquefaction train at Ras Laffan. Americas' exports remained almost stable at 25.8  $10^6$  m<sup>3</sup>, awaiting the commercial production of train 4 at Trinidad & Tobago in early 2006. The Australasian market kept on moderately increasing (4.2 %), mostly sustained by the growing Australian (27 %), Malaysian (9 %) exports, largely compensating the reduction of Indonesian exports, which have been consistently declining since the mid-1990s.

The spot and short-term imports (equal or under 4 years' duration) amounted to 40  $10^6$  m<sup>3</sup> in liquid form (348 cargoes) as against 33.5  $10^6$  m<sup>3</sup> (313 cargoes) in 2004, accounting for 13 % of the world LNG trade (see table page 18).

It should be pointed out that a part of these imports are supplied by re-sales from long-term contracts.

In 2005, the rise in the spot and short-term transactions may mainly be attributed to the Egyptian exports to Spain and the United States.

The world trade involved 59 "flows" (i.e. country-to-country trades) over 181 sea transportation routes. Compared to 2004, there were 46 new routes and 16 not in operation in 2005 and fifteen new flows went on stream: ALGERIA/Portugal, the U.K., Japan - EGYPT/France, Spain, the U.S.A, Korea - OMAN/India - QATAR/Belgium - TRINIDAD & TOBAGO/Belgium, Spain, the U.K. - AUSTRALIA/Spain, India, Taiwan. Eight flows disappeared: ALGERIA/Korea - ABU DHABI/Taiwan - QATAR/Portugal - AUSTRALIA/the U.S.A. - NIGERIA /Japan, Korea, Taiwan and TRINIDAD & TOBAGO/Japan.

# Contrats conclus en 2005

## Contracts concluded in 2005

	Export country	Purchaser	Import country	Amount (mtpa)	Duration (yrs)	Start	Extra Years	Delivery Format
Long & medium term Sales & Purchase Agreements (> 4 yrs)	Australia (Darwin)	Tepco	Japan	2.00	17	2006		
	Australia (Darwin)	Tokyo Gas	Japan	1.00	17	2006		
	Egypt	BG International	U.S.A	1.5		2005		
	Iran	GAIL	India	2.00	25	2009		
	Malaysia	Hiroshima Gas	Japan	0.008-0.016	8	2005		
	Malaysia	Kogas	South Korea	2.00	20	2008		DES
	Oman	Iberdrola SA	Spain			2005		FOB
	Oman	Chugoku Electric & Itochu Corp.	Japan	0.7	15	2006	5	
	Qatar (RasGasII)	Distrigas	Belgium	2.05	20	2007		
	Qatar (RasGasII)	C.P.C.	Taiwan	3.00	25	2008		
	Russia (Sakhalin II)	Tokyo Gas	Japan	1.10	24	2007		
	Russia (Sakhalin II)	Toho Gas	Japan	0.50	24	2009		
	Russia (Sakhalin II)	Kogas	South Korea	1.50	20	2008		FOB
	Yemen	Suez LNG Trading	U.S.A.	2.50	20	2009		
	Yemen	Total Gas & Power	U.S.A.	2.00	20	2009		
	Yemen	Kogas	South Korea	2.00	20	2008		FOB
Short term contracts (< 4 yrs)								
Heads of Agreement (H.O.A.)	Algeria	Sempra Energy	U.S.A	2.00	20	2008-09		FOB
	Australia (Gorgon)	Tokyo Gas	Japan	1.20	25	2010		FOB
	Australia (Gorgon)	Chubu Electric Power	Japan	1.50	25	2010		FOB
	Australia (Gorgon)	Osaka Gas	Japan	1.50	25	2010		FOB
	Australia (NWS)	Tokyo Gas	Japan	1.5-1.7	15	2010		
	Russia (Sakhalin II)	Hiroshima Gas	Japan	0.118-0.208	20	2008		
	Russia (Sakhalin II)	Tohoku Electric	Japan	0.42	20	2010		

### Principaux contrats de réservation de capacité de terminaux

- La capacité du terminal de Sabine Pass a été réservée par Total (1 Bcf/j) et Chevron (initialement 700 MMcf/j). Au début décembre 2005, Chevron a exercé son option d'accroître sa capacité de 300 MMcf/j, portant ainsi la capacité de regazéification de la compagnie à 1 Bcf/j.
- Le 1<sup>er</sup> août 2005, Sempra LNG a signé un contrat de réservation de capacité de 20 ans avec ENI S.p.A. pour 40 % de la capacité du terminal méthanier de Cameron LNG (approximativement 600 MMcf/j).
- Suez LNG NA a signé un "Heads of Agreement" avec Sempra LNG pour 1/3 de la capacité de traitement du terminal méthanier de Cameron LNG en Louisiane, Etats-Unis.

### Ventes spot

- Voir tableau page 18.

### Main Terminal Services Agreements

- The Sabine Pass terminal's capacity has been secured by Total (1 Bcf/d) and Chevron (initially 700 MMcf/d). In early December 2005, Chevron exercised its option to increase its capacity by 300 MMcf/d, bringing the company's total regas capacity to 1 Bcf/d.
- On August 1, 2005, Sempra LNG signed a 20-year Capacity Agreement with ENI S.p.A. for 40 % of the capacity of the Cameron LNG terminal (approximately 600 MMcf/d).
- Suez LNG NA signed Heads of Agreement with Sempra LNG for 1/3 of the processing capacity of Cameron LNG terminal in Louisiana, USA.

### Spot Sales

- See table page 18.

## LNG imports

	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> liq.	10 <sup>6</sup> t	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> (n)	Market share %	Var. 2004-05 %
Belgium	4.343	1.991	2.51	1.4	-13.3
France	21.248	9.701	12.19	6.9	23.0
Greece	0.726	0.333	0.42	0.2	-5.1
Italy	3.926	1.803	2.27	1.3	19.9
Portugal	2.885	1.323	1.63	0.9	28.4
Spain	37.405	17.032	21.40	12.1	24.0
Turkey	7.417	3.404	4.26	2.4	15.6
U.K.	0.831	0.379	0.48	0.3	NA
<b>Europe</b>	<b>78.781</b>	<b>35.967</b>	<b>45.16</b>	<b>25.4</b>	<b>20.9</b>
Dominican Rep.	0.444	0.192	0.26	0.1	101.8
Puerto Rico	1.087	0.470	0.63	0.4	1.8
USA	29.120	12.719	16.94	9.4	-1.4
<b>Americas</b>	<b>30.651</b>	<b>13.381</b>	<b>17.83</b>	<b>9.9</b>	<b>-0.6</b>
India	9.983	4.595	5.68	3.2	132.2
Japan	126.169	58.113	71.51	40.7	1.8
Korea	48.770	22.490	27.66	15.7	0.8
Taiwan	15.669	7.194	8.89	5.1	4.1
<b>Asia</b>	<b>200.591</b>	<b>92.392</b>	<b>113.74</b>	<b>64.7</b>	<b>4.6</b>
<b>Total</b>	<b>310.023</b>	<b>141.739</b>	<b>176.722</b>	<b>100.0</b>	<b>7.8</b>

## Sources of imports

	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> liq.	10 <sup>6</sup> t	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> (n)	Market share %	Var. 2004-05 %
Algeria	40.626	18.657	23.44	13.1	2.6
Egypt	11.702	5.014	6.83	3.8	NA
Libya	1.477	0.716	0.83	0.5	44.8
Nigeria	20.186	9.245	11.43	6.5	-3.0
<b>Africa</b>	<b>73.991</b>	<b>33.633</b>	<b>42.526</b>	<b>23.9</b>	<b>20.5</b>
Abu Dhabi	11.921	5.567	6.75	3.8	-4.1
Oman	14.448	6.791	8.13	4.7	-2.3
Qatar	45.052	20.724	25.63	14.5	13.3
<b>Middle East</b>	<b>71.421</b>	<b>33.082</b>	<b>40.52</b>	<b>23.0</b>	<b>6.6</b>
Trinidad&Tobago	22.844	9.869	13.32	7.4	1.1
USA	2.970	1.256	1.75	1.0	1.7
<b>Americas</b>	<b>25.814</b>	<b>11.125</b>	<b>15.07</b>	<b>8.3</b>	<b>1.2</b>
Australia	24.434	11.411	13.73	7.9	27.0
Brunei	15.059	6.942	8.49	4.9	-2.2
Indonesia	51.463	23.493	29.26	16.6	-5.9
Malaysia	47.388	21.846	26.87	15.3	9.0
<b>Australasia</b>	<b>138.344</b>	<b>63.692</b>	<b>78.35</b>	<b>44.6</b>	<b>4.2</b>
<b>Other*</b>	<b>0.453</b>	<b>0.208</b>	<b>0.26</b>	<b>0.1</b>	<b>-52.3</b>
<b>Total</b>	<b>310.023</b>	<b>141.739</b>	<b>176.722</b>	<b>100.0</b>	<b>7.8</b>

The conversion factors from liquid m<sup>3</sup> are calculated from the table page 9. The figures are based on unloaded volumes.

\* Inter-trades

## Quantities (10<sup>6</sup> liquid m<sup>3</sup>) received in 2005 by the importing countries from the exporting countries

	Algeria	Egypt	Libya	Nigeria	Abu Dhabi	Oman	Qatar	Trinidad & Tobago	USA	Australia	Brunei	Indonesia	Malaysia	Others*	Total Import
Belgium	4.104						0.121	0.118							4.343
France	12.388	1.617		7.074		0.131								0.038	21.248
Greece	0.726														0.726
Italy	3.511													0.415	3.926
Portugal	0.054			2.712		0.119									2.885
Spain	8.701	6.169	1.477	8.439	0.504	2.582	8.101	0.856		0.134			0.442		37.405
Turkey	5.839			1.578											7.417
U.K.	0.724							0.107							0.831
<b>Europe</b>	<b>36.047</b>	<b>7.786</b>	<b>1.477</b>	<b>19.803</b>	<b>0.504</b>	<b>2.832</b>	<b>8.222</b>	<b>1.081</b>		<b>0.134</b>			<b>0.442</b>	<b>0.453</b>	<b>78.781</b>
Domin. Rep.								0.444							0.444
Puerto Rico								1.087							1.087
U.S.A.	4.458	3.394		0.383		0.112	0.138	20.232					0.403		29.120
<b>Americas</b>	<b>4.458</b>	<b>3.394</b>		<b>0.383</b>		<b>0.112</b>	<b>0.138</b>	<b>21.763</b>					<b>0.403</b>		<b>30.651</b>
India						0.124	9.589			0.270					9.983
Japan	0.121				11.283	2.101	13.629		2.970	21.604	13.761	31.275	29.425		126.169
Korea		0.522			0.134	9.025	13.474			1.754	1.298	12.149	10.414		48.770
Taiwan						0.254				0.672		8.039	6.704		15.669
<b>Asia</b>	<b>0.121</b>	<b>0.522</b>			<b>11.417</b>	<b>11.504</b>	<b>36.692</b>		<b>2.970</b>	<b>24.300</b>	<b>15.059</b>	<b>51.463</b>	<b>46.543</b>		<b>200.591</b>
<b>Total export</b>	<b>40.626</b>	<b>11.702</b>	<b>1.477</b>	<b>20.186</b>	<b>11.921</b>	<b>14.448</b>	<b>45.052</b>	<b>22.844</b>	<b>2.970</b>	<b>24.434</b>	<b>15.059</b>	<b>51.463</b>	<b>47.388</b>	<b>0.453</b>	<b>310.023</b>

\* Inter-trades



# Les navires - *LNG tankers*



La flotte des méthaniers comportait au total 191 navires à la fin de l'année 2005. Trois d'entre eux, livrés en 2005, le Salalah LNG, le Golar Asia et le Nizwa LNG, n'ont déchargé aucune cargaison au cours de l'année.

En outre, il convient de noter que le Cinderella et l'Isabella n'ont pas été exploités en 2005.

La capacité totale des navires en exploitation était d'environ  $23,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  en 2005 ; la capacité moyenne était d'environ  $126\,000 \text{ m}^3$ .

A la fin décembre 2005, le nombre de méthaniers en construction ou faisant l'objet de commandes fermes était de 124 dont 21 utilisant la technique Moss et 103 utilisant la technique membrane GTT. 26 d'entre eux devraient être livrés en 2006 (17 Membrane et 9 Moss).

Le nombre de miles nautiques parcourus en 2005 a été de  $16,44 \cdot 10^6$  contre  $15,91 \cdot 10^6$  en 2004. En 2005, la flotte des méthaniers a engendré un trafic de  $970$  contre  $937 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \times \text{miles nautiques}$  en 2004, soit une augmentation de 3,6 % ; en moyenne, chaque navire exploité (ayant déchargé au moins une cargaison en 2005) a produit un trafic de  $5,19 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{miles}$ , contre  $5,51 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{miles}$  en 2004.

The world LNG tanker fleet consisted of 191 vessels at the end of 2005. Three of them delivered in 2005, the Salalah LNG, Golar Asia and Nizwa LNG, did not unload any cargo during the year.

Furthermore, it should be mentioned that the Cinderella and the Isabella were not operational in 2005.

Total shipping capacity in operation was around  $23.4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  in 2005; the average capacity was around  $126\,000 \text{ m}^3$ .

At the end of December 2005, the number of LNG tankers under construction or on firm order was 124, of which 21 using the Moss technique and 103 using the membrane technique. 26 of them should be delivered in 2006 (17 Membrane and 9 Moss).

The number of nautical miles sailed in 2005 was  $16.44 \cdot 10^6$ , up from  $15.91 \cdot 10^6$  in 2004. In 2005, the activity in the LNG tanker fleet was about  $970 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$ , as opposed to  $937 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$  in 2004, or a 3.6 % rise; it was  $5.19 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$  per operational ship having delivered at least one cargo in 2005, as against  $5.51 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \times \text{nautical miles}$  in 2004.

## Nombre de voyages accomplis par les méthaniers en 2005 *Number of voyages completed in 2005*

**1 177** → Japon/*to Japan* (1 154 en/*in* 2004)

**246** → Etats-Unis, Porto Rico et la Rép. Dominicaine/  
*United States, Puerto Rico and Dominican Rep.*  
(260 en/*in* 2004)

**891** → Europe/*to Europe* (812 en/*in* 2004)

**379** → Corée/*to Korea* (371 en/*in* 2004)

**119** → Taiwan/*to Taiwan* (114 en/*in* 2004)

**75** → Inde/*to India* (32 en/*in* 2004)

**Total** → **2 887 voyages** (2 743 en/*in* 2004)





## Les dix-huit navires suivants ont été livrés en 2005 :

*The eighteen following ships  
were delivered in 2005:*

### Technique Membrane/*Membrane technique*

Ship Name	Capacity (cu.m.)	Shipowner	Shipbuilder	Cargo System	Hull
Salalah LNG	145 000	Oman Shipping / MOL	Samsung H.I.	Mark III	1536
Al Deebel	145 000	K.L / MOL / NYK / Exmar / Qatar Shipping	Samsung H.I.	Mark III	1442
LNG Enugu	145 000	Bergesen	Daewoo S.M.E.	NO 96	2222
Umm Bab	145 000	Maran Gas Maritime	Daewoo S.M.E.	NO 96	2228
Al Thakhira	145 000	K.L / MOL / NYK / Exmar / Qatar Shipping	Samsung H.I.	Mark III	1441
Seri Alam	145 000	M.I.S.C.	Samsung H.I.	Mark III	1502
Maran Gas Asclepius	145 700	Maran Gas Maritime	Daewoo S.M.E.	NO 96	2227
Lusail	145 000	K.L / MOL / NYK / Exmar / Qatar Shipping	Samsung H.I.	Mark III	1440
LNG Pioneer	138 000	MOL	Daewoo S.M.E.	NO 96	2219
Puteri Mutieara Satu	138 000	M.I.S.C.	Mitsui E&S	NO 96	1562
Excellence	138 000	GFKK Ltd.	Daewoo S.M.E.	NO 96	2218
Gracilis (Ex. Golar Viking)	138 000	Golar LNG	Hyundai H.I.	Mark III	1460
Excelsior	138 000	Exmar	Daewoo S.M.E.	NO 96	2208
Golar Asia (ex Golar Mist)	145 700	Golar LNG	Daewoo S.M.E.	NO 96	2226

### Technique Moss/*Moss technique*

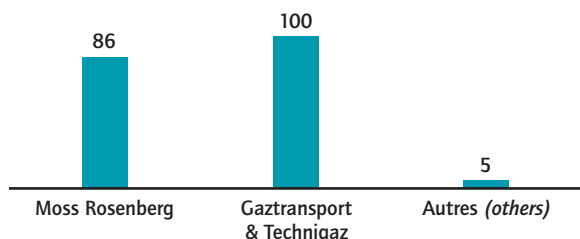
Ship Name	Capacity (cu.m.)	Shipowner	Shipbuilder	Cargo System	Hull
Nizwa LNG	145 000	Oman Shipping / MOL/ Itochu	Kawasaki S.C.	Moss	1562
LNG Cross River	138 000	Bonny Gas Transport	Hyundai H.I.	Moss	1471
Energy Advance	145 000	Tokyo LNG Tanker	Kawasaki S.C.	Moss	1521
LNG Adamawa	138 000	Bonny Gas Transport	Hyundai H.I.	Moss	1470



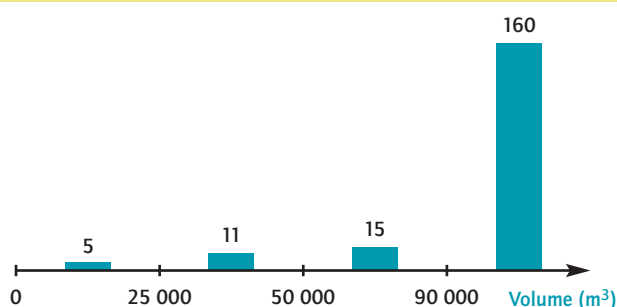
# Répartition des navires (fin 2005)

## Tanker distribution (at the end of 2005)

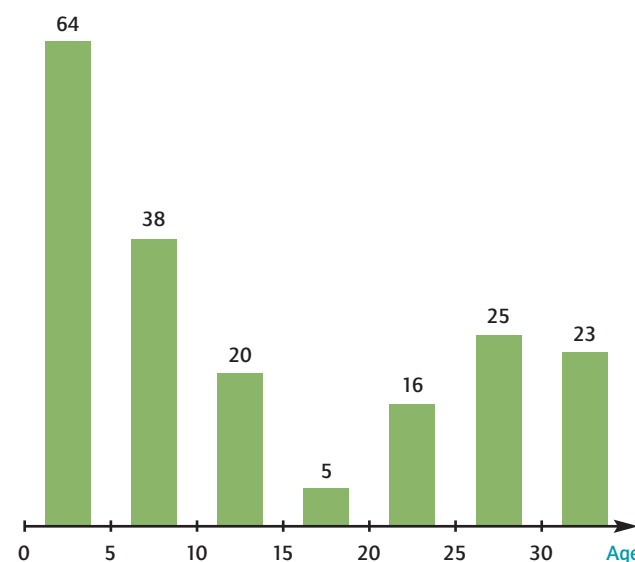
Selon la technique de construction des cuves :  
According to the containment system:



Selon le volume :  
According to the volume:



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

Le tableau ci-dessous donne les caractéristiques moyennes des GNL au port de chargement (valeurs typiques, non contractuelles)  
This table gives the average characteristics of LNG at loading plants (typical, non-contractual values)

Origine/Origin	Azote Nitrogen 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)
Algeria-Arzew	0.6	88.0	9.0	2.0	0.5	464	0.813	570	44.1
Algeria-Bethioua 1	1.2	87.6	8.4	2.1	0.7	469	0.818	574	44.0
Algeria-Bethioua 2	0.9	91.4	7.2	0.5	0.0	451	0.775	582	42.1
Algeria-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
Libya	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
Australia	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
Indonesia-Arun	0.2	90.7	6.2	2.0	1.0	457	0.803	569	43.9
Indonesia-Badak	0.0	91.2	5.5	2.4	0.9	456	0.801	568	43.9
Malaysia	0.3	90.3	5.3	3.1	1.1	461	0.813	567	44.3



# Usines de liquéfaction

## Liquefaction plants

Il existe 17 sites d'usines de liquéfaction en exploitation avec la mise en service des usines de Damietta et d'Idku en Egypte en 2005. La capacité totale de ces usines s'élève à 384 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> de GNL par an, soit 175,3 10<sup>6</sup> t, pour 76 trains de liquéfaction. La comparaison avec la production totale, soit 310 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> de GNL, fait apparaître un taux d'utilisation moyen de 81 %. La capacité totale de stockage s'élève à 5,75 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> de GNL avec 65 réservoirs de stockage, ce qui correspond à plus de six jours de production.

Sept nouveaux trains ont été mis en service en 2005 : un à Damietta et deux à Idku en Egypte, un à Bonny Island au Nigéria, un à Point Fortin à Trinité & Tobago, un à Ras Laffan (RasGas II) au Qatar et un à Qalhat à Oman.

### Les travaux d'extension concernant :

**Algérie :** Un contrat de construction doit être signé pour la construction d'un nouveau train de 4,5 Mt/an à **Skikda** pour remplacer trois autres unités complètement détruites par l'explosion de janvier 2004.

#### Australie :

- Le train 4 du **projet NWS** a fourni des cargaisons spot aux clients asiatiques pendant la période de montée en régime de ses principaux contrats. Les partenaires du projet ont pris la décision finale d'investissement sur un cinquième train qui produira 6,6 Mt/an à compter de 2008.
- Les participations dans le projet **Greater Gorgon** ont été réévaluées, donnant à Shell 25 % d'un projet élargi (avec 50 % pour Chevron et 25 % pour ExxonMobil). Début de production prévu en 2010.
- L'usine de 3,5 Mt/an est presque terminée pour le projet **Bayu-Undan** (ConocoPhillips) à Wickham Point, Darwin. Mise en service prévue en 2006.
- La décision finale d'investissement pour la construction d'une usine de 4 Mt/an pour le projet **Pluto** doit avoir lieu à la mi-2007.

**Brunei :** L'achèvement des travaux de rénovation de l'usine conduit à une augmentation de la production de plus de 0,3 Mt/an. Projet de mise en service d'un nouveau train de 4 Mt/an pour 2008.

#### Egypte :

- Mise en service du 1<sup>er</sup> train de 4,8 Mt/an à **Damietta** en 2005. Le 14 mars 2005, BG Group a pris sa première cargaison de GNL produite à partir du gaz des gisements de Scarab Saffron. Projet d'un second train.
- Le train 1 (3,6 Mt/an) a été mis en service à l'usine d'**Idku** près d'Alexandrie en juin 2005. Le 5 septembre 2005, BG Group (38 %) et ses partenaires ont annoncé la mise en service anticipée du train 2 d'Egyptian LNG. La première cargaison a été enlevée le 15 septembre 2005. BG Group prendra 50 % de toutes les cargaisons jusqu'au second trimestre de 2006, date à laquelle la société prendra l'ensemble de la production du train 2 aux termes de son accord d'achat de GNL. Projet d'un troisième train.

**Guinée équatoriale :** La construction du train de 3,4 Mt/an est en cours à **Bioko Island** et la production de GNL devrait démarrer fin 2007. Un second train est actuellement à l'étude.

**Indonésie :** Le neuvième train de **Bontang**, le train I, aura une capacité de 3,5 Mt/an, ce qui portera la capacité totale de Bontang à 25,4 Mt/an. La production de GNL à partir de ce train devrait commencer en 2007. La construction de l'usine de 7,5 Mt/an du projet **Tangguh LNG** de BP a commencé et la production devrait démarrer en 2008-9.

**Iran :** Shell continue de travailler sur la mise en œuvre de Persian LNG avec NIOC et Repsol, sur la base d'un accord cadre signé l'année dernière selon lequel Shell et Repsol pourront enlever et commercialiser chacun 4 Mt/an de GNL à partir de ce projet. La commercialisation de la production d'un second train a maintenant commencé.

**Libye :** Accord conclu avec le Gouvernement libyen pour rénover et améliorer l'usine de liquéfaction de Brega, et pour éventuellement mettre en place un nouveau projet de GNL, sous réserve de nouvelles découvertes dans le domaine de l'exploration.

*There are 17 sites of liquefaction plants in operation with the commissioning of the Damietta and Idku plants in Egypt in 2005. The ultimate capacity of these liquefaction plants amounts to about 384 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> of LNG per year, or 175.3 10<sup>6</sup> t, for 76 liquefaction trains. The comparison with total production, that is 310 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> of LNG, shows an average utilization of 81 %. The total storage capacity amounts to 5.75 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> of LNG with 65 storage tanks, representing more than six days of production.*

*Seven new trains were commissioned in 2005: one at Damietta and two at Idku in Egypt, one at Bonny Island in Nigeria, one at Point Fortin in Trinidad & Tobago, one at Ras Laffan (RasGas II expansion Project) in Qatar and one at Qalhat in Oman.*

### Extension works concern:

**Algeria:** Construction contract to be awarded of a new 4.5 mtpa LNG train at **Skikda** to replace three other units completely destroyed in the blast which took place in January 2004.

#### Australia:

- NWS Train 4 has supplied spot cargoes to Asian customers during the build-up period of its main contracts. The **NWS project's** partners took FID on a fifth train, which will produce 6.6 mtpa from 2008.
- Equity in the **Greater Gorgon** area was realigned, giving Shell 25 % of an enlarged project (with Chevron 50 % and ExxonMobil 25 %). First production planned for 2010.
- The 3.5 mtpa plant is almost completed for the **Bayu-Undan project** (ConocoPhillips) at Wickham Point in Darwin. Start up scheduled in 2006.
- The Final Investment Decision for the construction of a 4 mtpa LNG plant for the **Pluto project** is due by mid-2007.

**Brunei:** Completion of the plant rejuvenation results in more than 0.3 mtpa. Plan to add a new 4 mtpa train to be commissioned by 2008.

#### Egypt:

- First 4.8 mtpa train at **Damietta** started production in 2005. On 14 March 2005, BG Group took delivery of the first LNG cargo produced from gas from the Scarab Saffron fields. Plans for a second train.
- Train 1 (3.6 mtpa) went on stream at the **Idku** plant near Alexandria in June 2005. On 5 September 2005, BG Group (38 %) and partners announced the early start-up of Egyptian LNG Train 2. The first cargo was lifted on 15 September 2005. BG Group will take 50 % of any early cargoes until the second quarter of 2006 when the company will lift the entire output of Train 2 under its LNG purchase agreement. Plans for a third train.

**Equatorial Guinea:** The construction of the 3.4 mtpa train is underway at **Bioko Island** and LNG production is scheduled to start in late 2007. A second train is currently under consideration.





**Malaisie :** Projet de dégoulottage de l'usine de Malaysia LNG Dua de 7,8 Mt/an et d'extension de la capacité de 1,2 à 1,4 Mt/an pour 2007/8.

#### Nigeria :

- Le train 4 de **NLNG** a été mis en service en 2005 et le train 5 (4 Mt/an) doit être terminé en janvier 2006. Il fera passer la capacité du site à 17,9 Mt/an. La construction d'un train 6 a commencé et devrait être terminée en 2007. La capacité du complexe de Bonny passera alors à 21,9 Mt/an. La commercialisation d'un septième train va commencer.
- Etude de faisabilité à effectuer pour un projet GNL de 20 Mt/an de quatre trains à **Olokola**, à l'ouest du Nigeria.
- Projet de construction d'une usine de liquéfaction près du terminal d'exportation pétrolier de **Brass**. Les livraisons de GNL de BG à Lake Charles et à Elba Island commenceraient en 2010.

**Norvège :** **Projet de Snohvit** : premier train de l'usine de liquéfaction de Melkoya près d'Hammerfest en cours de construction. Capacité prévue de 4,2 Mt/an avec deux réservoirs de stockage de 125 000 m<sup>3</sup>. Mise en service prévue en 2007.

**Oman :** Le train de 3,6 Mt/an (**Qalhat LNG**) construit près des deux trains d'**Oman LNG** (6,6 mtpa) est entré en service en décembre 2005. Le premier chargement est prévu en janvier 2006.

**Pérou :** Après de nombreux retards, Peru LNG commencera la construction au second trimestre 2006 de 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 à la fin 2009.

#### Qatar :

- Fin des travaux de dégoulottage de l'usine de **Qatargas I** permettant de faire passer la capacité de production à 9,6 Mt/an.
- Les deux nouveaux trains de liquéfaction du projet **Qatargas II** à Ras Laffan (trains 4 et 5) de 7,8 Mt/an chacun entreront en service pour 2008. Toute la production sera exportée vers le Royaume-Uni.
- Contrats EPC adjugés pour un sixième train de liquéfaction de 7,8 Mt/an (**Qatargas III**) pour approvisionner les Etats-Unis et d'un septième train de 7,8 Mt/an (**Qatargas IV**) pour approvisionner les Etats-Unis et l'Europe en 2009.
- Extension de **RasGas II** : lancement du train 4 (4,7 Mt/an) en novembre 2005. Il doit desservir notamment les engagements de ventes de RasGas en Europe. Cela portera la production à quelque 77 Mt/an en 2014.

**Sakhalin II :** Une grande partie de la capacité de production des deux premiers trains est couverte par les ventes au Japon et à la Corée. La production de GNL de l'installation de 9,6 Mt/an à **Prigorosnoye** doit commencer à la fin 2008.

**Trinité & Tobago :** Le 16 décembre 2005, BG Group (28,89 %) et ses partenaires ont annoncé la mise en service du train 4 d'ALNG (5,2 Mt/an) à **Point Fortin**. Les premières livraisons sont prévues au début janvier 2006. La production de GNL de Trinité & Tobago devrait dépasser 15 Mt en 2006.

**Yemen :** Plan de développement approuvé par le Gouvernement pour la construction d'une usine de liquéfaction de 6,9 Mt/an à **Balhaf**. La décision finale d'investissement a été prise par les actionnaires. Le train 1 doit être mis en service pour la fin 2008 et le train 2, cinq mois après.

#### Indonesie :

- **Bontang's** ninth train, Train I, will have a 3.5 mtpa capacity, which will raise the Bontang overall capacity to 25.4 mtpa. LNG production from this train is expected in 2007.
- Construction of the 7.5 mtpa BP-led **Tangguh LNG** plant started and production is scheduled to commence in 2008-9.

**Iran :** Shell continues to work on development of Persian LNG with NIOC and Repsol, based on the Project Framing Agreement signed last year under which Shell and Repsol will each lift and market 4mtpa from the project. Marketing of output from a second train has now commenced.

**Libya :** Agreement reached with the Libyan Government to rejuvenate and upgrade the Brega LNG plant, and potentially to develop a new LNG project, subject to exploration success.

**Malaysia :** Plan to debottleneck the 7.8 mtpa Malaysia LNG Dua plant and expand capacity by 1.2 to 1.4 mtpa by 2007/8.

#### Nigeria :

- **NLNG** train 4 was commissioned in 2005 and train 5 (4 mtpa) is scheduled for completion in January 2006. It will boost export capacity at the site to 17.9 mtpa. A sixth train is under construction and is scheduled to be commissioned in 2007. It will lift the capacity of the Bonny complex to 21.9 mtpa. Marketing of a 7th NLNG train is about to commence.
- Feasibility study to be carried out for a four train 20 mtpa LNG project at **Olokola**, Western Nigeria.
- Plan to build a liquefaction plant near **Brass** oil export terminal. BG's LNG deliveries to Lake Charles and Elba Island would start in 2010.

**Norway :** **Snohvit project**: first train of the liquefaction plant at Melkoya near Hammerfest under construction. 4.2 mtpa planned capacity with two 125,000 m<sup>3</sup> storage tanks. Start up scheduled in 2007.

**Oman :** The 3.6 mtpa train (**Qalhat LNG**) built next to the two trains from **Oman LNG** (6.6 mtpa) entered into service in December 2005. First loading scheduled in January 2006.

**Peru :** After suffering delays and setbacks, Peru LNG will begin construction in the second quarter of 2006 of South America's first liquefaction plant at Pampa Melchorita, located 169 km south of Lima. The plant should be operational by the end of 2009.

#### Qatar :

- Completion of the de-bottlenecking on the **Qatargas I** plant resulting in an increase of the plant capacity to 9.6 mtpa.
- The two additional liquefaction trains of the **Qatargas II** project in Ras Laffan (trains 4 and 5) of 7.8 mtpa each will come on stream by 2008. All the output will be exported to the UK.
- EPC contracts awarded for a sixth 7.8 mtpa liquefaction train (**Qatargas III**) to supply the USA and a seventh 7.8 mtpa train (**Qatargas IV**) to supply the USA and Europe in 2009.
- **RasGas II** expansion project: Train 4 (4.7 mtpa) was inaugurated in November 2005. It is scheduled to serve RasGas' European sales commitments in particular. It would bring the production to some 77 mtpa of LNG in 2014.

**Sakhalin II :** Most of the production capacity of the first two trains is covered with the sales to Japan and Korea. LNG production from the 9.6 mtpa LNG plant at **Prigorosnoye** is scheduled to commence in late 2008.

**Trinidad & Tobago :** On 16 December 2005, BG Group (28.89 %) and partners announced the start-up of ALNG Train 4 (5.2 mtpa) at **Point Fortin**. First deliveries are scheduled at the beginning of January 2006. LNG production from Trinidad and Tobago should exceed 15 mt in 2006.

**Yemen :** Development plan approved by the Government for the construction of a 6.9 mtpa liquefaction plant in **Balhaf**. The Final Investment Decision was taken by the shareholders. Train 1 is expected to start operating by year-end 2008 and Train 2, five months later.



# Usines de regazéification

## Regasification plants

Il existe 51 usines de regazéification dans le monde. Les tests de mise en service ont eu lieu en octobre 2005 au terminal de Sakai au Japon. L'exploitation commerciale est prévue en janvier 2006. Plusieurs cargaisons ont été reçues en 2005 pour les opérations de refroidissement. Quatre terminaux de réception de GNL ont été mis en service en 2005. Il s'agit du terminal de "Isle of Grain" au Royaume-Uni, du terminal offshore de Gulf Gateway dans le Golfe du Mexique, du terminal d'Hazira en Inde et du terminal de Gwangyang en Corée du Sud. La capacité totale d'émission des installations en exploitation s'élève à 477 milliards de m<sup>3</sup> normaux de gaz naturel par an et leur capacité de stockage à 24,37 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> de GNL avec 265 réservoirs de stockage.

### Amérique du Nord :

- L'extension du terminal de **Cove Point** qui doit entrer en service en 2008 ferait passer la capacité d'émission à 1,8 bcf/d et la capacité de stockage à 14,6 bcf. Les installations comprendraient deux nouveaux réservoirs de stockage, des équipements électriques et de regazéification supplémentaires ainsi que de nouvelles canalisations.
- Southern LNG Inc. a réalisé la construction de la phase 2 d'extension du terminal d'**Elba Island** et a placé la capacité en service aux termes d'un contrat ferme à long terme avec Shell NA LNG LLC. La phase 2 repositionne les opérations de déchargement dans une zone protégée avec des postes d'amarrage pour deux méthaniers et prévoit un nouveau réservoir de stockage et une augmentation du taux de regazéification. Afin de mieux optimiser la capacité du terminal, Southern LNG Inc. a conclu des accords avec Shell et BG LNG Services LLC pour une phase 3 d'extension avec deux paliers devant être réalisés en 2010 et 2012 respectivement. La phase 3 prévoit une nouvelle zone pour les méthaniers de la nouvelle génération avec de nouveaux équipements pour améliorer le déchargement ainsi qu'une augmentation du taux de regazéification. Procédure de demande d'autorisation en cours avec la FERC conformément aux nouvelles réglementations d'octobre 2005. Achèvement du dossier prévu en fin d'année.
- Trunkline LNG poursuit ses travaux d'extension de stockage et de regazéification à **Lake Charles**. Les principaux travaux comprennent :
  - la construction d'un réservoir de stockage de 140 000 m<sup>3</sup> qui devrait être mis en service en 2006,
  - la mise en place de regazéificateurs et de pompes pour accroître la capacité d'émission à 18,6 milliards de m<sup>3</sup> normaux de gaz naturel par an,
  - La construction d'un second quai de déchargement.
- La capacité d'émission du terminal d'**Everett** passera à 7 Mt/an en 2006.
- La construction du terminal de Cheniere Energy de 26 milliards de m<sup>3</sup> par an de gaz naturel à **Sabine Pass**, Cameron Parish, Louisiane a commencé à la mi-mars 2005 ; le terminal devrait être opérationnel au deuxième trimestre 2009. Il sera composé de trois réservoirs de stockage de 160 000 m<sup>3</sup> et de deux quais de déchargement pouvant recevoir des méthaniers allant jusqu'à 250 000 m<sup>3</sup>. A la fin 2005, la construction était réalisée à 18,9 %. Projet d'extension de 2,6 à 4 milliards de pieds cubes par jour.
- Freeport LNG Development, L.P. (FLNG) a débuté la construction du terminal de **Freeport** sur Quintana Island (Texas). Lors de sa réalisation à la fin 2007, 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 Bcf/jour.
- **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, avec possibilité d'extension
  - Trois réservoirs de stockage (3 x 160 000 m<sup>3</sup>), 2 postes d'amarrage
  - Tous les permis sont obtenus ; 40 % de la capacité réservée
  - La construction a commencé en août 2005
  - Début de l'exploitation commerciale prévue à la fin 2008.
- **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 3,0 Bcf/jour,

There are 51 regasification plants in the world. Trials started in October 2005 at the Sakai terminal in Japan. Commercial operation is scheduled in January 2006. Several LNG cargoes were received in 2005 for cool-down operations. Four LNG terminals - The Isle of Grain in the United Kingdom, the Gulf Gateway offshore terminal in the Gulf of Mexico, the Hazira terminal in India and the Gwangyang terminal in South Korea started operations in 2005. The total send-out capacity of the facilities in operation amounts to 477 billion Nm<sup>3</sup> of natural gas per year and their storage capacity to 24.37 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> of LNG with 265 storage tanks.

**Belgium:** Fluxys LNG is currently expanding its Zeebrugge LNG terminal to increase the maximum throughput up to 9 billion m<sup>3</sup> of natural gas per year. The send-out capacity will be increased up to 1.7 million m<sup>3</sup> (n)/h and a fourth storage tank of 140,000 m<sup>3</sup> LNG workable capacity is being constructed. The expansion works are currently on schedule.

**Canada:** The initial phase of construction for the Canaport LNG project, Canada's first LNG receiving terminal, began in September. It is scheduled to be in service in 2008.

### China:

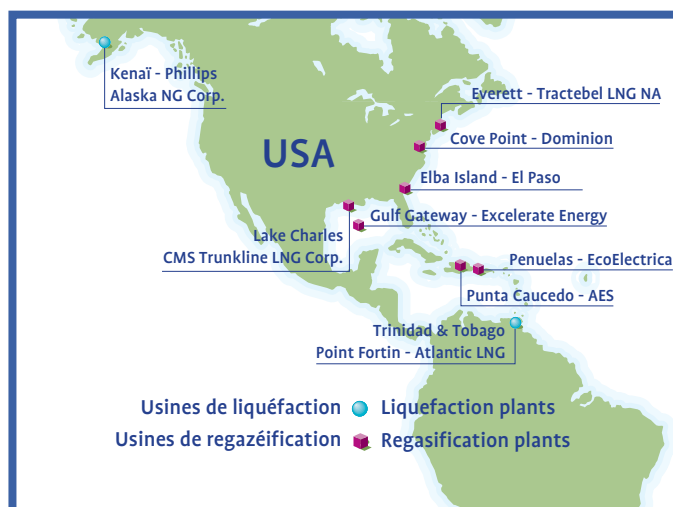
- Final stages of construction of the **Guangdong** plant at Shenzhen. Commissioning planned for mid-2006. Initial capacity of 3.7 mtpa will be increased by at least a further 2.5 mtpa in 2008.
- The commercial operation of the **Fujian** LNG terminal could start in early 2008. The initial capacity of the terminal of 2.6 mtpa should be increased to 5 mtpa by 2012.

**France:** The **Fos Cavaou** LNG receiving terminal near Marseilles is under construction and scheduled for start-up in Q3 2007. The LNG storage tanks piling works have begun during the summer 2005. It will have an initial capacity of 8.25 billion m<sup>3</sup> per year of natural gas.

**Greece:** An EPC contract for the extension-upgrading of the **Revithoussa** terminal is in progress. With the completion of this project, the sustained send-out capacity will be increased from 1.3 to 5.2 billion Nm<sup>3</sup> NG/year, the peak send-out capacity will be increased from 240,000 to 750,000 Nm<sup>3</sup>/h and the ship unloading rate of LNG to the terminal will be increased from 3,500 to 7,250 m<sup>3</sup>/hour.

### Italy:

- Work is continuing on the EPC contracts for the **Brindisi** LNG terminal. Start-up is planned for the second half of 2008. On 21 June 2005, BG Group acquired sole ownership of the terminal.
- The **Isola di Porto Levante** terminal owners have secured all the primary authorizations for construction and operation from the Italian government and European Union Commission. The terminal will be located offshore the coast of Italy in the North Adriatic Sea. It will have a total storage capacity of 250,000 m<sup>3</sup> and a re-gasification capacity of 8 Bcm per year. Start up is scheduled in early 2008. Construction is underway.



- Trois à six réservoirs de stockage (3-6 x 160 000 m<sup>3</sup>), 2 postes d'amarrage
- Décision de la FERC attendue au quatrième trimestre 2005
- La construction doit commencer en 2006
- Début de l'exploitation commerciale prévue en 2009.

**Belgique :** Fluxys LNG est en train d'étendre 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> normaux/h et un quatrième réservoir de stockage de 140 000 m<sup>3</sup> de capacité utile de GNL est en cours de construction. Les travaux de construction se poursuivent actuellement selon le calendrier établi.

**Canada :** La phase initiale de construction du terminal de Canaport LNG, le premier terminal de réception de GNL au Canada, a commencé en septembre. Il doit entrer en service en 2008.

#### Chine :

- Fin de la construction de l'usine de **Guangdong** à Shenzhen. Mise en route prévue à la mi-2006. Elle aura une capacité initiale de 3,7 Mt/an qui sera augmentée d'encore au moins 2,5 Mt/an en 2008.
- L'exploitation commerciale du terminal de **Fujian** pourrait commencer début 2008. La capacité initiale du terminal de 2,6 Mt/an pourrait passer à 5 Mt/an en 2012.

#### Corée :

- Kogas continue d'accroître sa capacité de stockage. La construction de trois nouveaux réservoirs est presque terminée à Tong-Yeong. Ils entreront en service au début mars 2006. 7 réservoirs seront construits à **Pyeong-Taek**, 2 à **Incheon** et 2 à **Tong-Yeong** d'ici à 2010.
- Le terminal de 1,7 Mt/an à **Gwangyang** (Posco) a été mis en service en juillet 2005. Il comprend deux réservoirs de stockage de 150 000 m<sup>3</sup>. La capacité de stockage et de regazéification devrait être augmentée dans un futur proche. Une centrale de 1 074 MW, près de l'installation, doit être mise en service en 2006.

#### Espagne :

##### • Barcelone :

- Mis en service en 2005 - 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m<sup>3</sup>  
 - nouvelle capacité de regazéification de 300 000 m<sup>3</sup>(n)/h
- En cours de construction - 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m<sup>3</sup> en service en 2007.  
 - nouvelle capacité de regazéification de 150 000 m<sup>3</sup>(n)/h mise en service en janvier 2006.  
 - nouvelle capacité de regazéification de 150 000 m<sup>3</sup>(n)/h mise en service en 2008

##### • Huelva :

- Mis en service en 2005 - nouvelle capacité de vaporisation de 150 000 m<sup>3</sup>(n)/h
- En cours de construction - 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m<sup>3</sup> en service en 2006  
 - nouvelle capacité de regazéification de 300 000 m<sup>3</sup>(n)/h qui sera mise en service progressivement entre 2006 et 2007.

##### • Cartagène :

- Mis en service en 2005 - 1 nouveau réservoir de GNL de 127 000 m<sup>3</sup>  
 - nouvelle capacité de regazéification de 300 000 m<sup>3</sup>(n)/h
- En cours de construction - 1 nouveau réservoir de GNL de 150 000 m<sup>3</sup> en service en 2008.  
 - nouvelle capacité de regazéification de 300 000 m<sup>3</sup>(n)/h qui sera mise en service entre 2006 et 2007.

- Travaux de construction conformes aux prévisions du terminal de 2,6 Mt/an de **Mugardos** (Reganosa) dans le port de Ferrol avec deux réservoirs de stockage de 150 000 m<sup>3</sup>. Mise en service prévue en 2006.
- Les travaux de construction du terminal de 3,8 Mt/an de **Sagunto** (Saggas) avec deux réservoirs de stockage de 150 000 m<sup>3</sup> s'effectuent dans les délais prévus. Mise en service prévue en 2006.



- Seeking permits for location of a 5.8 mtpa terminal at **Rosignano** on NW coast with a revised scheme based on a new site and using buried LNG unloading lines. First LNG imports are expected in 2009.

#### India:

- The capacity of the **Dahej** LNG terminal is being enhanced from 5 mtpa to 10 mtpa. Completion date scheduled by November 2008.
- The 2.5 mtpa **Hazira** LNG regasification terminal on India's northwestern coast, with two 160,000 m<sup>3</sup> storage tanks, was commissioned in 2005. The initial capacity could be expanded to 5 mtpa.
- Petronet LNG has initiated the process of setting up another LNG terminal at **Kochi**, Kerala, with a 2.5 mtpa regasification capacity (provision for expansion to 5 mtpa). The terminal will be completed by December 2009.

#### Japan: Continuation of the construction activities in the receiving terminals:

- **Sakai** (Sakai LNG): a 2.7 mtpa LNG terminal with three 140,000 m<sup>3</sup> tanks. Trials started in October 2005. Commercial operation scheduled in January 2006.
- **Mizushima** (Mizushima LNG): construction of a new 0.6 mtpa LNG terminal with one 160,000 m<sup>3</sup> storage tank. Commercial operation scheduled in April 2006.
- **Kagoshima** (Nippon Gas): second 50,000 m<sup>3</sup> storage tank commissioned in October.

#### Korea:

- Kogas continues to expand its LNG storage capacity. The construction of three new tanks is almost completed in Tong-Yeong. They will start operation at the beginning of March 2006. 7 tanks will be constructed in **Pyeong-Taek**, 2 in **Incheon** and 2 in **Tong-Yeong** by 2010.
- The 1.7 mtpa LNG receiving terminal in **Gwangyang** (Posco) started operation in July 2005. It has two 150,000 m<sup>3</sup> storage tanks. The storage capacity and regasification capacity should be expanded in the near future. A 1 074 MW gas-fired power station, adjacent to the plant, is due to commence operations in 2006.

#### Mexico:

- Construction of the 4.5 mtpa **Altamira** plant is on schedule for first deliveries to CFE in Q4 2006.
- **Energía Costa Azul (Sempra)**  
 First U.S. West Coast LNG receipt facility  
 - Located between Rosarito and Ensenada in northwestern Mexico  
 - Upon project completion, 1.0 Bcf/d initial send out capacity, with room for expansion  
 - Two full-containment storage tanks (2 x 160,000 m<sup>3</sup>); 1 ship berth  
 - Fully permitted; Capacity fully contracted  
 - Construction commenced in February 2005  
 - Commercial operations will begin in early 2008.

#### North America:

- The **Cove Point** terminal expansion, scheduled to be in service in 2008, would increase output capacity to 1.8 bcf/d and storage capacity to 14.6 bcf. Facilities would include two additional storage tanks, additional vaporization and electrical equipment, and pipelines.



**France :** Le terminal de **Fos-Cavaou** près de Marseille est en cours de construction et devrait être mis en service au troisième trimestre 2007.

Les travaux sur les réservoirs de stockage ont commencé durant l'été 2005. Sa capacité initiale sera de 8,25 milliards de m<sup>3</sup> par an de gaz naturel.

**Grèce :** Contrat EPC pour les travaux d'extension du terminal de **Revithoussa** en cours. A la réalisation de ce projet, la capacité d'émission passera de 1,3 à 5,2 milliards de m<sup>3</sup> normaux de gaz naturel par an, la capacité d'émission de pointe passera de 240 000 à 750 000 m<sup>3</sup> normaux par heure et le taux de déchargement d'un méthanier passera de 3 500 à 7 250 m<sup>3</sup>/heure.

#### Italie :

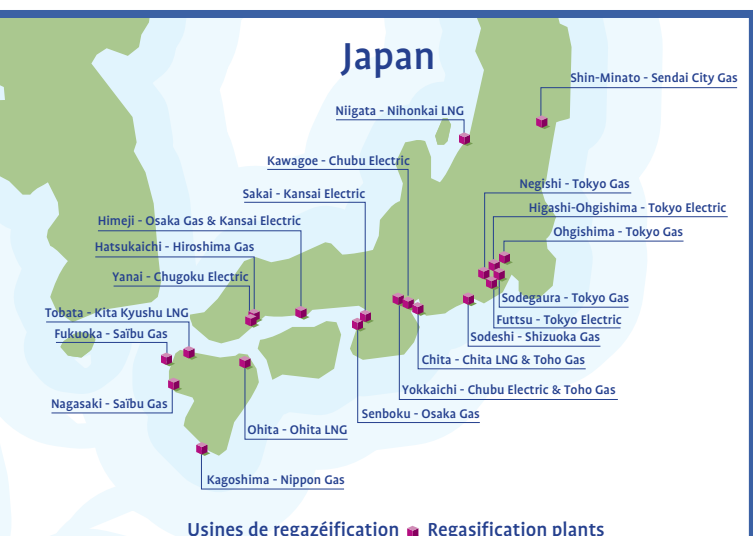
- Les travaux se poursuivent sur les contrats EPC du terminal de **Brindisi**. L'installation devrait être mise en service dans la seconde moitié de 2008. Le 21 juin 2005, BG Group est devenu l'unique propriétaire du terminal.
- Les propriétaires du terminal d'**Isola di Porto Levante** ont obtenu, de la part du gouvernement italien et de la Commission de l'Union Européenne, toutes les autorisations principales de construction et d'exploitation. Le terminal sera situé au large de la côte adriatique. Il aura une capacité de stockage de 250 000 m<sup>3</sup> et une capacité de regazéification de 8 milliards de m<sup>3</sup> par an. La mise en service est prévue début 2008. La construction est en cours.
- Recherche de permis pour l'aménagement d'un terminal de 5,8 Mt/an à **Rosignano** sur la côte nord-ouest avec un projet révisé, sur la base d'un nouveau site et de canalisations de déchargement enterrées. Les premières importations de GNL sont attendues en 2009.

#### Inde :

- La capacité du terminal de **Dahej** est en cours d'extension de 5 à 10 Mt/an. Date de réalisation prévue en novembre 2008.
- Le terminal de 2,5 Mt/an d'**Hazira** LNG sur la côte nord-ouest de l'Inde avec deux réservoirs de stockage de 160 000 m<sup>3</sup> est entré en service en 2005. La capacité initiale pourrait être étendue à 5 Mt/an.
- Petronet LNG a mis en route la procédure de construction d'un autre terminal à **Kochi**, Kerela, avec une capacité de regazéification de 2,5 Mt/an (possibilité d'extension à 5 Mt/an). Le terminal sera achevé en décembre 2009.

**Japon :** Poursuite des travaux de construction des terminaux :

- Sakai** (Sakai LNG) : installation de 2,7 Mt/an avec trois réservoirs de 140 000 m<sup>3</sup>. Les tests de mise en service ont commencé en octobre 2005. Exploitation commerciale prévue en janvier 2006.
- Mizushima** (Mizushima LNG) : construction d'un nouveau terminal méthanier de 0,6 Mt/an avec un réservoir de stockage de 160 000 m<sup>3</sup>. Exploitation commerciale prévue en avril 2006.
- Kagoshima** (Nippon Gas) : un second réservoir de stockage de 50 000 m<sup>3</sup> a été mis en service en octobre.



- Southern LNG Inc.** completed construction of its Phase 2 expansion at **Elba Island** and has placed the capacity in service under a long-term, firm contract with Shell NA LNG LLC. The Phase 2 expansion repositions unloading operations into a protective slip with berths for two LNG carriers, adds a new storage tank, and increases the regas sendout rate.

To further optimize the terminal capacity, Southern LNG Inc. has entered into contracts with Shell and BG LNG Services LLC for a Phase 3 expansion with two increments to be completed respectively in 2010 and the second in 2012. The Phase 3 expansion will equip the new slip for the next generation of LNG carriers, enhance the unloading capabilities, add two new storage tanks, and increase the regas sendout rate. "Prefiling" process initiated with the FERC under new regulations promulgated in October 2005. Complete application scheduled later this year.

- Trunkline LNG** continues the construction of its storage and vaporization expansion projects at **Lake Charles**. Major work includes the addition of:
  - a 140,000 m<sup>3</sup> storage tank, expected 2006 in-service,
  - vaporizers and pumps in order to increase sustained sendout to 18.6 billion Nm<sup>3</sup> NG/year,
  - a second unloading dock
- The send-out capacity of the **Everett** terminal will be increased to 7 mtpa in 2006.
- Construction of the Cheniere Energy's 26 bcm/y **Sabine Pass** LNG terminal commenced in mid-March 2005; the facilities should come into service in Q2 2009. The base project has three 160,000 m<sup>3</sup> storage tanks and two unloading docks capable of handling ships of up to 250,000 m<sup>3</sup>. At year end-2005, construction was 18.9 % complete. Plan to expand the capacity from 2.6 Bcf/d to 4 Bcf/d.
- Freeport LNG Development, L.P. (FLNG)** started construction activities at the **Freeport** LNG terminal on Quintana Island (Texas). When completed in late 2007, 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/day.
- Cameron LNG (Semptra)**
  - Located on Calcasieu Channel, 18 miles from the Gulf of Mexico in Hackberry, Louisiana
  - Upon project completion, 1.5 Bcf/d initial send out capacity, with room for expansion
  - Three full containment storage tanks (3 x 160,000 m<sup>3</sup>); 2 ship berths
  - Fully permitted; Capacity 40 % contracted
  - Construction commenced in August 2005
  - Commercial operations will begin in late 2008.
- Port Arthur LNG (Semptra)**
  - Located 85 miles east of Houston, Texas
  - Upon project completion, 1.5 - 3.0 Bcf/d send out capacity
  - Three - six full containment storage tanks (3-6 x 160,000 m<sup>3</sup>); 2 ship berths
  - FERC decision expected in the fourth quarter of 2005
  - Construction to begin in 2006
  - Commercial operations in 2009.

**Portugal:** Plans to expand the capacity of the **Sines** terminal from 1.8 mtpa to 3.8 mtpa.

#### Spain:

- Barcelona:**

Commissioned in 2005 - 1 new 150,000 m<sup>3</sup> LNG tank.

Under construction

- new vaporisation capacity of 300,000 m<sup>3</sup>(n)/h.
- 1 new 150,000 m<sup>3</sup> LNG tank to be commissioned by 2007.
- new vaporisation capacity of 150,000 m<sup>3</sup>(n)/h to be commissioned by January 2006.
- new vaporisation capacity of 150,000 m<sup>3</sup>(n)/h to be commissioned by 2008.

- Huelva:**

Commissioned in 2005 - new vaporisation capacity of 150,000 m<sup>3</sup>(n)/h.

Under construction

- 1 new 150,000 m<sup>3</sup> LNG tank to be commissioned by 2006.
- new vaporisation capacity of 300,000 m<sup>3</sup>(n)/h to be commissioned progressively between 2006-2007.



▲ Damietta

#### Mexico :

- La construction du terminal de 4,5 Mt/an d'**Altamira** progresse selon le calendrier établi pour des livraisons à CFE au quatrième trimestre 2006.

#### • Energía Costa Azul (Semptra)

- Premier terminal de réception sur la côte ouest des Etats-Unis
- Situé entre Rosarito et Ensenada au nord-ouest du Mexique
- A la réalisation du projet, capacité initiale d'émission de 1,0 Bcf/jour, avec possibilité d'extension
- Deux réservoirs de stockage (2 x 160 000 m<sup>3</sup>), 1 poste d'amarrage
- Tous les permis sont obtenus ; capacité entièrement réservée
- La construction a commencé en février 2005
- Exploitation commerciale prévue au début 2008.

#### Portugal :

Projet d'extension de la capacité du terminal de **Sines** de 1,8 Mt/an à 3,8 Mt/an.

#### Royaume-Uni :

- La phase 1 du terminal de "**Isle of Grain**" a été mise en service en juillet 2005. Droits de réservation de capacité à long terme attribués à la Joint Venture BP/Sonatrach pour 20 ans à hauteur de 3,3 Mt/an. Contrats signés pour la construction et l'utilisation de la capacité de la phase 2. Capacité vendue à Sonatrach, Centrica et Gaz de France pour 20 ans. Construction de trois grands réservoirs en surface supplémentaires (de 190 000 m<sup>3</sup> chacun) de pompes et d'autres équipements de regazéification. La capacité passera de 3,3 à 10,5 Mt/an. La construction a commencé et devrait être réalisée pour l'hiver 2007/8.
- Les travaux progressent sur les contrats EPC du terminal de 4,4 Mt/an de **Milford Haven** (Dragon LNG). Le terminal devrait entrer en service à la fin 2007.
- Le terminal de South Hook LNG (7,5 Mt/an - 15 Mt/an) à **Herbranston** près de Milford Haven est en cours de construction. Mise en service prévue pendant l'hiver 2007/08. Un contrat EPC pour une phase 2 a été signé visant le doublement de la capacité de regazéification et d'émission du terminal.

#### Taiwan :

- Suite à la réalisation de tests sur trois réservoirs de stockage (130 000 m<sup>3</sup> chacun) au terminal de **Yung-An** fin octobre 2005, un permis d'exploitation est attendu de la part des Autorités dans un futur proche. Des travaux d'extension du terminal sont en cours de réalisation. On prévoit la construction d'un nouveau poste d'amarrage nord et de canalisations et équipements associés. Les travaux d'ingénierie comprennent également la délocalisation de bras de déchargement du poste d'amarrage ouest vers le poste nord du terminal.
- Afin de fournir du gaz naturel à la centrale de TaTan de Taiwan Power Company et pour faire face à l'accroissement de la demande au nord de Taiwan, un nouveau terminal est en cours de construction à Taichung Harbor, au centre de Taiwan. 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 etc. L'exploitation commerciale du terminal est prévue en janvier 2008.

#### • Cartagena:

Commissioned in 2005 - 1 new 127,000 m<sup>3</sup> LNG tank.

- new vaporisation capacity of 300,000 m<sup>3</sup>(n)/h

Under construction

- 1 new 150,000 m<sup>3</sup> LNG tank to be commissioned by 2008.
- new vaporisation capacity of 300,000 m<sup>3</sup>(n)/h to be commissioned between 2006-2007.

- The construction works of the 2.6 mtpa **Mugardos** terminal (Reganosa) in the port of El Ferrol with two 150,000 m<sup>3</sup> LNG storage tanks are on schedule. Commissioning planned in 2006.

- The construction works of the 3.8 mtpa **Sagunto** terminal (Saggas) with two 150,000 m<sup>3</sup> LNG storage tanks are on schedule. Start up expected by 2006.

#### United Kingdom:

- Phase 1 of the **Isle of Grain** terminal commissioned in July 2005. Long term capacity rights awarded to the BP / Sonatrach joint venture for 20 years at 3.3 mtpa.

Contracts signed for the construction and use of capacity for phase 2. Capacity sold to Sonatrach, Centrica and Gaz de France for 20 year terms. Construction of three new large above ground tanks (190,000 m<sup>3</sup> each) and associated pumps and vaporization. Capacity to be expanded from 3.3 to 10.5 mtpa. Construction commenced and is due to completion by the winter of 2007/8.

- Work is continuing on the EPC contracts for the 4.4 mtpa **Milford Haven** terminal (Dragon LNG) and the terminal is expected to be fully operational in late 2007.
- The South Hook LNG terminal (7.5 mtpa-15 mtpa) at **Herbranston** near Milford Haven is under construction. Start up is expected during the winter 2007/8. A phase 2 EPC contract has been signed for the doubling of the regasification and send out capacity of the LNG terminal.

#### Taiwan:

- Following the completion of the test run on three storage tanks (130,000 m<sup>3</sup> each) at the **Yung-An** terminal at the end of October 2005, permit of operation expected to be awarded by the Authority in the near future.

Expansion of the Yung-An LNG Terminal under way. A new north berth, related pipeline and facilities are to be constructed. The engineering also includes relocating the spare unloading arms from the west berth to the new north berth of the terminal.

- To supply natural gas to TaTan Power plant of Taiwan Power Company and to face the increased demand of northern Taiwan, a new terminal at **Taichung Harbor** located in central Taiwan is under construction. The project includes three 160,000 m<sup>3</sup> above- ground storage tanks, relevant receiving facilities and a 36-inch sub-sea pipeline, etc. Commercial operation date of the terminal scheduled in January 2008.



## Long-term and medium-term contracts in force in 2005\*

Ref.	Trade	Export	Seller	Import	Buyer	Quantity 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	F.O.B.	
DZ-F 3	"	Bethioua	"	Fos, Montoir	"	3.7	1976/2013	F.O.B.	
DZ-GR	Algeria-Greece	Arzew-Skikda	"	Revithoussa	DEPA S.A.	0.5	2000/2021	F.O.B.	
DZ-I 1	Algeria-Italy	Skikda-Bethioua	"	Panigaglia	ENI Gas&Power	1.40	1997/2014	F.O.B.	
DZ-I 2	"	"	"	"	Enel	1.15	1999/2022		Swap agreement Gaz de France/Enel linked with the Nig-F 2 contract
DZ-SP 2	Algeria-Spain	"	"	"	Endesa	0.75	2002/2017		
DZ-SP 3	Algeria-Spain	"	"	"	Cepsa	0.45	2002/-		
DZ-SP 4	Algeria-Spain	"	"	"	Iberdrola SA	0.73	2002/2021		
DZ-B	Algeria-Belgium	Arzew-Bethioua	"	Zeebrugge	Distrigaz	3.60	1982/2002	F.O.B.	Extension 2006
DZ-TR	Algeria-Turkey	Arzew-Bethioua	"	Marmara Ereglisi	Botas	3	1994/2014	D.E.S.	
DZ-US	Algeria-USA	"	"	Lake Charles	Duke Energy	up to 3.20	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	Barcelona, Huelva Cartagena, Bilbao	BPGM	1.2	2005/2025	F.O.B.	
EG-SP	Egypt-Spain	Damietta	EGAS	Barcelona, Huelva Cartagena	Union Fenosa	3.2	2005/2029		
EG-US	Egypt-U.S.A.	Idku	Egypt LNG T2	Lake Charles, LA	BGGM	3.6	2006/2023	F.O.B.	First cargo September 2005
EG-US	Egypt-U.S.A.	Damietta	Egyptian General Petroleum Corporation Egypt Natural Gas Holding Co. (EGAS) PETRONAS	Lake Charles, LA	BGGM	1.7	2005/2010	F.O.B.	First cargo March 2005
LY-SP	Libya-Spain	Marsa-el-Brega	NOC	Ba. H.Cart.	Gas Natural sdg	1.15	1981/2004	F.O.B.	Annual extension
NIG-F 1	Nigeria-France	Bonny Island	Nigeria LNG	Montoir	Gaz de France	0.33	1999/2021	D.E.S.	
NIG-F 2	"	"	"	"	Enel	2.5	"	D.E.S.	Swap agreement Gaz de France /Enel
NIG I-SP	Nigeria/Spain or USA	"	"	H. Cart.	Gas Natural Aprov.	1.17	1999/2021	"	
NIG II-SP	Nigeria/Spain or USA	"	"	Ba. H.Cart.	Gas Natural sdg	1.99	2002/2024	"	
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	2.5	2004/2023	"	
NIG-US/EU	Nigeria/USA or EU	"	"	US Gulf Coast/ Europe	Total	0.2	2005/2026	"	
AE-JP	Abu Dhabi-Japan	Das Island	Adgas	Higashi-Ohgishima Futtsu	Tokyo Electric	4.30	1994/2019	D.E.S.	
US-JP	USA-Japan	Kenai	Phillips Marathon	Negishi, Futtsu Sodegaura	Tokyo Gas Tokyo Electric	0.31   1.23 0.92	1989/2009	D.E.S.	
TT I-SP	T&T/Spain o USA	Point Fortin	Atlantic LNG	Cart.Bar. H. Bil. Sines	Gas Natural Aprov.	1.06	1999/2018	F.O.B.	
TT II-SP	T&T/Spain o USA	"	Atlantic 2/3	Cart.Bar. H. Bil. Sines	Gas Natural sdg	0.65	2002/2023	"	
TT-SP	T&T-Spain	"	Repsol	Cartagena	"	1.19		D.E.S.	
TT-US 1	T&T-U.S.A.	"	Atlantic LNG of T&T	Everett/Penuelas	Suez LNG NA	1.63	1999/2018		
TT-US 2	"	"	Atlantic LNG 2/3	Everett/Penuelas	"	0.34	2000/2020		
TT-US 3	"	"	"	Lake Charles, Cove Point, DR	BP Gas Marketing	0.8	2002/2021	F.O.B.	
TT-US 4	"	"	PFLE, Trinling	Elba Island, GA Lake Charles, LA	BGLS	2.2	2004/2020	"	
TT-US 5	"	"	BP	Elba Island, GA	Marathon LNG Marketing	1.2	2005/2010	D.E.S.	
BR-JP	Brunei-Japan	Lumut	Brunei LNG	Sodegaura, Negishi Senboku, Futtsu Higashi-Ohgishima	Tokyo Gas Osaka Gas Tokyo Electric	1.24   6.01 0.74   4.03	1993/2013	D.E.S.	
BR-KR	Brunei-Korea	"	"	Pyeong-Taek or In-Chon	Kogas	0.7	1997/2013	D.E.S.	
MY-JP 1	Malaysia-Japan	Bintulu	Malaysia LNG	Sodegaura Higashi-Ohgishima Futtsu, Negishi	Tokyo Gas Tokyo Electric	2.60   7.40 4.80	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	D.E.S.	
MY-JP 6	"	"	"	Fukuoka, Nagasaki	Saibu Gas	0.36	1993/2013	D.E.S.	
MY-JP 8	"	"	"	Sodegaura, Negishi Senboku, Hirameji Chita, Ohgishima	Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Toho Gas	0.80   2.10 0.60   0.42   0.28	1995/2015	D.E.S.	
MY-JP 9	"	"	"	Shin-Minato	Gas Bureau, City of Sendai	0.15	1997/2016	D.E.S.	
MY-JP 12	"	"	"	Hatsukaichi	Hiroshima Gas	0.008-0.016	2005/2012	D.E.S.	

\* Duration above 4 years

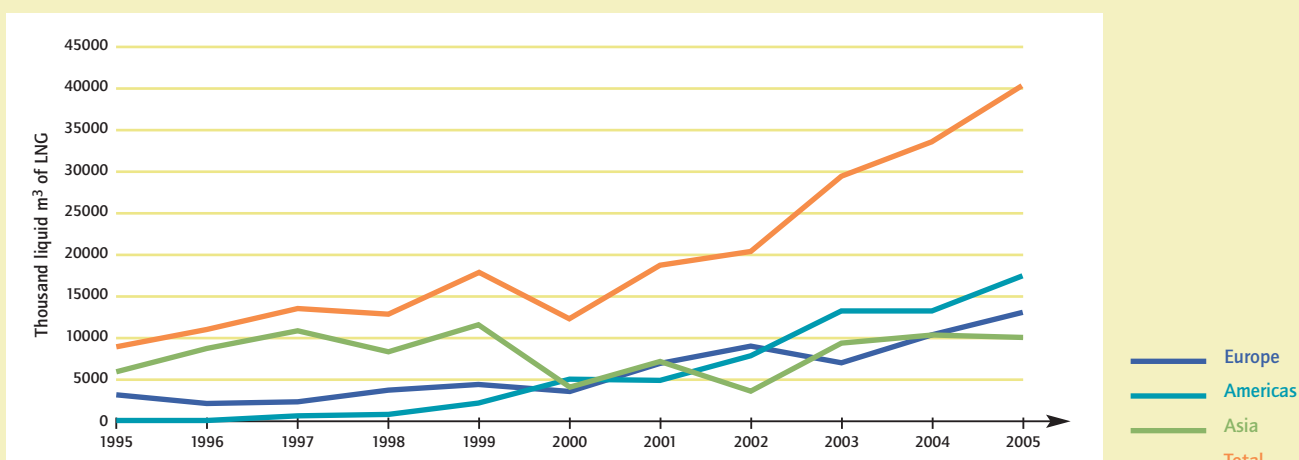
Ref.	Trade	Export	Seller	Import	Buyer	Quantity 10 <sup>6</sup> t/year		Duration	Type of contract	Comments
MY-JP 10	"	"	Malaysia LNG TIGA	Niigata	Japan Petroleum Explorat <sup>o</sup> Co Ltd	0.48		2002/2021	D.E.S.	
MY-JP 11	"	"	"	Sodegaura, Negishi Ohgishima, Chita, Senboku, Himeji	Tokyo Gas Toho Gas Osaka Gas	0.34 0.22 0.12	0.68	2004/2024	D.E.S. F.O.B.	
MY-JP 13	"	"	"	Niigata	Tohoku Electric	0.5		2005/2025	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	"	"	2-2.5		2005/2010	D.E.S.	
MY-TW	Malaysia-Taiwan	Bintulu	Malaysia LNG Dua	Yung-An	C.P.C.	2.25		1995/2015	D.E.S.	
ID-JP 1	Indonesia-Japan	Bontang	Pertamina	Senboku Himeji, Chita Tobata, Ohita Kawagoe Yokkaichi	Kansai Electric Chubu Electric Kyushu Electric Osaka Gas Toho Gas Nippon Steel	2.57 2.15 1.56 1.3 0.25 0.62	8.45	1977/2000	D.E.S.	Extension 2010
ID-JP 2	"	Blang Lancang	"	Higashi-Ohgishima Futtsu, Niigata	Tokyo Electric Tohoku Electric	0.13 0.83	0.96	2005/2009	F.O.B.	
ID-JP 3	"	Bontang	"	Chita-Senboku Himeji Yokkaichi Kawagoe	Chubu Electric Kansai Electric Osaka Gas Toho Gas	1.65 0.88 0.44 0.55	3.52	1983/2003	F.O.B.	Extension 2011
ID-JP 8	"	Bontang	"	Senboku, Himeji Sodegaura, Chita, Ohgishima	Osaka Gas Tokyo Gas Toho Gas	1.27 0.92 0.12	2.31	1994/2013	F.O.B.	
ID-JP 9	"	Bontang	"	Hatsukaichi Kagoshima Senboku	Hiroshima Gas Nippon Gas Osaka Gas	0.21 0.08 0.10	0.39	1996/2015	D.E.S.	
ID-KR 1	Indonesia-Korea	Blang Lancang	"	Pyeong-Taek In Chon, Tong-Yeong	Kogas	2.3		1986/2007	D.E.S.	
ID-KR 2	"	B L - Bontang	"	"	"	2		1994/2014	F.O.B.	
ID-KR 3	"	Bontang	"	"	"	1		1998/2017	F.O.B.	
ID-KR 4	Indonesia-Korea	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	D.E.S.	
ID-TW 2	Indonesia-Taiwan	Bontang	Pertamina	Yung-An	C.P.C.	1.84		1998/2017	D.E.S.	
Q-IN	Qatar -India	Ras Laffan	RasGas	Dahej	Petronet LNG	7.5		2004/2028		
Q-JP 1	Qatar -Japan	"	Qatargas	Chita/Kawagoe Yokkaichi	Chubu Electric	4		1997/2021	D.E.S.	
Q-JP 2	"	"	"	Niigata Ohgishima Sodegaura Senboku, Himeji Futtsu-Chita Yanai	Tohoku Electric Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Tokyo Electric Toho Gas Chugoku Electric	0.52 0.35 0.35 0.29 0.20 0.17 0.12	2	1998/2021	D.E.S.	
Q-KR1	Qatar-Korea	"	RasGas	Pyeong-Taek In-Chon, Tong-Yeong	Kogas	4.92		1999/2024	F.O.B.	
Q-SP	Qatar-Spain	"	Qatargas	Bar.H.Cart.	Gas Natural sdg	0.66		2001/2009	F.O.B.	Extension 2012
Q-SP	Qatar-Spain	"	Qatargas	Bar.H.Cart.	Gas Natural sdg	0.66		2002/2007	D.E.S.	Extension 2012
Q-SP	Qatar-Spain	"	Qatargas	Cartagena, Bilbao	Iberdrola	0.88		2003/2022		
OM-JP 1	Oman-Japan	Qalhat	Oman LNG	Senboku, Himeji	Osaka Gas	0.66		2000/2024	F.O.B.	
OM-KR 1	Oman-Korea	"	"	Pyeong-Taek In-Chon, Tong-Yeong	Kogas	4.06		2000/2024	F.O.B.	
OM-SP	Oman-Spain	"	Oman LNG	Cartagena-Bilbao Barcelona	BPGM	0.77		2004/2009	D.E.S.	
AU-JP1	Australia-Japan	Withnell Bay	Woodside Japan Australia LNG Shell Dev. Australia BHP Billiton Petroleum BP International Chevron Oil Trading	Sodegaura, Futtsu Higashi-Ohgishima Chita, Senboku Yanai, Ohita Negishi, Ohgishima Tobata, Yokkaichi Kawagoe	Tokyo Electric Chubu Electric Kansai Electric Chugoku Electric Kyushu Electric Tokyo Gas Osaka Gas Toho Gas	1.18 1.05 1.13 1.11 1.05 0.79 0.79 0.23	7.33	1989/2009	D.E.S.	
AU-JP2	Australia-Japan	Withnell Bay	Woodside Japan Australia LNG Shell Dev. Australia BHP Billiton Petroleum BP Dev. Australia Chevron Australia	Sodegaura Negishi Ohgishima, Chita	Tokyo Gas Toho Gas	1.07 0.30	1.37	2004/2029	F.O.B.	
AU-JP3	Australia-Japan	Withnell Bay	"	Himeji Senboku	Osaka Gas	1.00		2004/2033	F.O.B.	
AU-JP4	Australia-Japan	Withnell Bay	"	Sodeshi	Shizuoka Gas	0.13		2004/2029	F.O.B.	
AU-JP5	Australia-Japan	Withnell Bay	Woodside Japan Australia LNG Shell Dev. Australia BHP Billiton Petroleum BP International Chevron Oil Trading	Niigata	Tohoku Electric	0.40		2005/2020	F.O.B.	
AU -KR	Australia-Korea	"	"	In-chon	Kogas	0.5		2003/2010	D.E.S.	



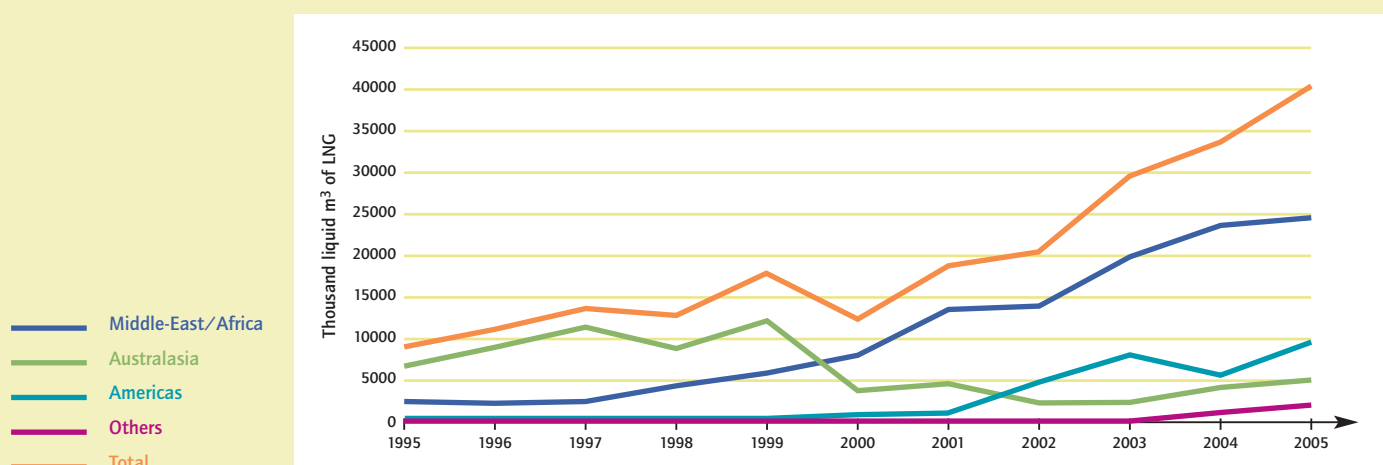
**Spot Quantities ( $10^3 \text{ m}^3 \text{ liq}$ ) received in 2005  
by the importing countries from the exporting countries**

	Abu Dhabi	Algeria	Egypt	Nigeria	Oman	Qatar	Trinidad & Tobago	Australia	Brunei	Malaysia	Other	Total Import
Belgium							118					118
France		120	389		131						38	678
Greece		28										28
Italy		477										477
Portugal		54			119							173
Spain	304	2593	1652	119	1 371	2 150	761	133		135	1 825	11 043
Turkey												0
UK		267					106					373
<b>Europe</b>	<b>304</b>	<b>3539</b>	<b>2041</b>	<b>119</b>	<b>1621</b>	<b>2150</b>	<b>985</b>	<b>133</b>		<b>135</b>	<b>1 863</b>	<b>12 890</b>
Domin Rep												0
Puerto Rico												0
USA		4417	3837	372	106	131	8143			404		17 410
<b>Americas</b>		<b>4417</b>	<b>3837</b>	<b>372</b>	<b>106</b>	<b>131</b>	<b>8143</b>			<b>404</b>		<b>17 410</b>
India					124							124
Japan	819	121			380	468		772	230			2 790
Korea	134				399	3 011		689		1 016		5 249
Taiwan					254			672		807		1 733
<b>Asia</b>	<b>953</b>	<b>121</b>			<b>1 157</b>	<b>3 479</b>		<b>2 133</b>	<b>230</b>	<b>1 823</b>		<b>9 896</b>
<b>Total export</b>	<b>1257</b>	<b>8077</b>	<b>5878</b>	<b>491</b>	<b>2 884</b>	<b>5 760</b>	<b>9 128</b>	<b>2 266</b>	<b>230</b>	<b>2 362</b>	<b>1 863</b>	<b>40 196</b>

**Spot & Short term LNG imports over the last ten years ( $10^3 \text{ m}^3 \text{ liq}$ )**



**Spot & Short term LNG exports over the last ten years ( $10^3 \text{ m}^3 \text{ liq}$ )**



# 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-Hv	DZ-SP	Arzew	Huelva	691
Az-Rv	DZ-GR	Arzew	Revithoussa	1 270
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	8 502
Ba-CP	DZ-US	Bethioua	Cove Point	3 671
Ba-F	DZ-F 3	Bethioua	Fos-sur-Mer	530
Ba-H	DZ-SP 1/2/3	Bethioua	Huelva	373
Ba-IG	DZ-UK	Bethioua	Isle of Grain	1 676
Ba-LC	DZ-US 3	Bethioua	Lake Charles	5 020
Ba-ME	DZ-TR 1	Bethioua	Marmara Ereqlisi	1 500
Ba-M	DZ-F 3	Bethioua	Montoir-de-Bretagne	1 260
Ba-P	DZ-1 1/2/3	Bethioua	Panigaglia	690
Ba-Si	DZ-P	Bethioua	Sines	504
Ba-Z	DZ-B	Bethioua	Zeebrugge	1 550
Sk-Bn	DZ-SP	Skikda	Barcelona	349
Sk-Ca	DZ-SP	Skikda	Cartagena	388
Sk-F	DZ-F 2	Skikda	Fos-sur-Mer	400
Sk-H	DZ-SP	Skikda	Huelva	716
Sk-P	DZ-1 2/3	Skikda	Panigaglia	456
Sk-RV	DZ-GR	Skikda	Revithoussa	920
Da-Bn	EG-SP	Damietta	Barcelona	1 554
Da-Ca	EG-SP	Damietta	Cartagena	1 662
Da-CP	EG-US	Damietta	Cove Point	5 291
Da-EI	EG-US	Damietta	Elba Island	5 559
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-M	EG-F	Damietta	Montoir-de-Bretagne	2 835
Ik-Bn	EG-SP	Idku	Barcelona	1 491
Ik-Ca	EG-SP	Idku	Cartagena	1 595
Ik-CP	EG-US	Idku	Cove Point	5 227
Ik-EI	EG-US	Idku	Elba Island	5 495
Ik-F	EG-F	Idku	Fos-sur-Mer	1 435
Ik-LC	EG-US	Idku	Lake Charles	6 514
Ik-M	EG-F	Idku	Montoir-de-Bretagne	2 771
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-EI	NIG-US	Bonny Island	Elba Island	5 341
Bl-GG	NIG-US	Bonny Island	Gulf Gateway	6 111
Bl-H	NIG-SP	Bonny Island	Huelva	3 359
Bl-LC	NIG-US	Bonny Island	Lake Charles	6 111
Bl-ME	NIG-TR	Bonny Island	Marmara Ereqlisi	5 059
Bl-M	NIG-F	Bonny Island	Montoir-de-Bretagne	3 980
Bl-Si	NIG-P	Bonny Island	Sines	3 417
MB-Bn	LY-SP	Marsa-el-Brega	Barcelona	1 068
MB-Ca	LY-SP	Marsa-el-Brega	Cartagena	1 175
MB-H	LY-SP	Marsa-el-Brega	Huelva	1 496
DI-Bn	AE-SP	Das Island	Barcelona	4 620
DI-Ca	AE-SP	Das Island	Cartagena	4 698
DI-Fu	AE-JP	Das Island	Futtsu	6 290
DI-HO	AE-JP	Das Island	Higashi-Ohgishima	6 310
DI-H	AE-SP	Das Island	Huelva	5 081
DI-PT	AE-KR	Das Island	Pyeong-Taek	6 108
K-Ni	US-JP	Kenai	Negishi	3 290
K-Sd	US-JP	Kenai	Sodegaura	3 300
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-F	TT-US	Point Fortin	Everett	2 032
PF-H	TT-SP	Point Fortin	Huelva	3 417
PF-IG	TT-UK	Point Fortin	Isle of Grain	3 974
PF-LC	TT-US	Point Fortin	Lake Charles	2 100
PF-Pn	TT-PR	Point Fortin	Penueles	560
PF- PC	TT- DR	Point Fortin	Punta Caucedo	679
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-IC	BR-KR	Lumut	In-Chon	2 854
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-Bn	My-SP	Bintulu	Barcelona	7 195
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-GG	MY-US	Bintulu	Gulf Gateway	12 900
Bu-HO	MY-JP 1	Bintulu	Higashi-Ohgishima	2 530
Bu-Hj	MY-JP	Bintulu	Himeji	2 400
Bu-H	My-SP	Bintulu	Huelva	7 655
Bu-IC	MY-KR	Bintulu	In-Chon	2 124
Bu-LC	MY-US	Bintulu	Lake Charles	12 900

Ref.	Contracts	Export	Import	Miles
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-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	Bontang (Badak)	Negishi	2 453
Bt-O	ID-JP 1	Bontang (Badak)	Oita	2 413
Bt-Og	ID-JP 8	Bontang (Badak)	Ohgishima	2 560
Bt-PT	ID-KR 1/2/7	Bontang (Badak)	Pyeong-Taek	2 493
Bt-Sa	ID-JP	Bontang (Badak)	Sakai	2 385
Bt-T	ID-JP 1	Bontang (Badak)	Tobata	2 370
Bt-Sb	ID-JP 1/3/8	Bontang (Badak)	Senboku 2	2 385
Bt-Sd	ID-JP 8	Bontang (Badak)	Sodegaura	2 566
Bt-TY	ID-KR 1/2/7	Bontang (Badak)	Tong-Yeong	2 043
Bt-Yg	ID-TW	Bontang (Badak)	Yung-An	1 455
Bt-Yk	ID-JP 1/3	Bontang (Badak)	Yokkaichi	2 510
Bl-Fu	ID-JP 2	Blang Lancang (Arun)	Futtsu	3 453
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-Nt	ID-JP 2	Blang Lancang (Arun)	Niigata	3 529
Bl-PT	ID-KR 1/2/7	Blang Lancang (Arun)	Pyeong-Taek	3 149
Bl- TY	ID-KR 1/2/7	Blang Lancang (Arun)	Tong-Yeong	2 699
RL-Bn	Q-SP	Ras Laffan	Barcelona	4 710
RL-Bo	Q-SP	Ras Laffan	Bilbao	5 891
RL-Ca	Q-SP	Ras Laffan	Cartagena	4 817
RL-Ch	Q-JP 1	Ras Laffan	Chita	6 446
RL-Dj	Q- IN	Ras Laffan	Dahej	1 290
RL-HO	Q-JP 2	Ras Laffan	Higashi-Ohgishima	6 590
RL-Hj	Q-JP 2	Ras Laffan	Himeji	6 350
RL-H	Q-SP	Ras Laffan	Huelva	5 150
RL-IC	Q-KR	Ras Laffan	In-Chon	6 156
RL-Kw	Q-JP 1	Ras Laffan	Kawagoe	6 448
RL-LC	Q-US	Ras Laffan	Lake Charles	9 672
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-Sb	Q-JP 2	Ras Laffan	Senboku	6 347
RL-Sd	Q-JP 2	Ras Laffan	Sodegaura	6 576
RL-TY	Q-KR	Ras Laffan	Tong-Yeong	5 706
RL-Ya	Q-JP 2	Ras Laffan	Yanai	6 170
RL-Yk	Q-JP 1	Ras Laffan	Yokkaichi	6 448
RL-Z	Q-B	Ras Laffan	Zeebrugge	6 277
Qt-Bn	Om-Sp	Qalhat	Barcelona	3 234
Qt-Bo	Om-Sp	Qalhat	Bilbao	4 443
Qt-Ca	Om-SP	Qalhat	Cartagena	3 343
Qt-Gy	Om-KR	Qalhat	Gwangyang	5 595
Qt-Ha	Om- IN	Qalhat	Hazira	760
Qt-Hj	Om-JP 1	Qalhat	Himeji	5 838
Qt-H	Om-Sp	Qalhat	Huelva	3 695
Qt-IC	Om-KR	Qalhat	In-Chon	5 750
Qt-LC	Om-US	Qalhat	Lake Charles	9 246
Qt-M	Om-F	Qalhat	Montoir-de-Bretagne	4 546
Qt-PT	Om-KR	Qalhat	Pyeong-Taek	5 750
Qt-Sb	Om-JP 1	Qalhat	Senboku	5 812
Qt-Si	Om-P	Qalhat	Sines	3 835
Qt-TY	Om-KR	Qalhat	Tong-Yeong	5 300
Qt-Yg	Om-TW	Qalhat	Yung-An	4 719
WB-Bn	AU-SP	Withnell Bay	Barcelona	7 699
WB-Ch	AU-JP	Withnell Bay	Chita	3 612
WB-Fu	AU-JP	Withnell Bay	Futtsu	3 683
WB-Ha	AU-IN	Withnell Bay	Hazira	3 770
WB-HO	AU-JP	Withnell Bay	Higashi-Ohgishima	3 703
WB-Hj	AU-JP	Withnell Bay	Himeji	3 596
WB-IC	AU-KR	Withnell Bay	In-Chon	3 633
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-Yg	AU-TW	Withnell Bay	Yung-An	2 689
WB-Yk	AU-JP	Withnell Bay	Yokkaichi	3 622

## 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>				
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 Gas Natural Gaz de France Botas Eni Gas & Power Enel Edison Gas BPGE - BPGM BGLT Shell Statoil Endesa ALTCO DEPA CEPSA NA Toho Gas Transgas	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 Enel, Edison	1972
Egypt	Damietta	1	4.80	2	300 000	SEGAS	SEGAS SERVICES	Union Fenosa Gas EGAS (BP, BG & Petronas) Posco Statoil	2005
	Idku (Egyptian LNG)	2	7.20	2	280 000	BG Group, Petronas, EGPC, EGAS, Gaz de France	Egyptian Operating Company for Natural Gas Liquefaction Projects (JV of BG, Petronas, EGPC, EGAS, Gaz de France)	Gaz de France BGGM - BGLT Shell	2005
Libya	Marsa-el-Brega	3	0.60	2	96 000	Sirte Oil Co.	Sirte Oil Co.	Gas Natural	1970
Nigeria	Bonny Island	4	13.90	3	253 800	Nigeria LNG (NNPC, Shell, Total, Agip)	Nigeria LNG Ltd	Botas Gaz de France Enel Gas Natural Transgas BPGE - BPGM BGLT - BGGM Excellerate Energy	1999
Abu Dhabi	Das Island	3	5.60	3	240 000	Adgas (ADNOC, BP, Total, Mitsui)	Adgas	Tokyo Electric, Tokyo Gas BP Gas Espana Kogas Gas Natural	1977
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 BGLT Gas Natural BP Gas Espana Eni Gas & Power Shell	1997-1998 1999
		2	6.60	2	280 000	RasGas (QP, ExxonMobil, Koras, Itochu, Nissho Iwai)	RasGas	Kogas Others (non-members)	1999
		1	4.70					Petronet LNG	2004
		1	4.70						2005
Oman	Qalhat	2	7.20	2	240 000	Oman LNG (Oman Govt, Shell, Total, Korea LNG, Mitsubishi Mitsui, Partex, Itochu)	Oman LNG	Osaka Gas Kansai Electric Shell Espana Gas Natural Gaz de France BGLT C.P.C. BP Gas Espana Kogas	2000



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>				
Oman (con't)		1	3.60				Qalhat LNG	Transgas Posco	2005
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	1999
U.S.A.	Kenai	2	1.40	3	108 000	ConocoPhillips Marathon	ConocoPhillips Marathon	Tokyo Gas Tokyo Electric	1969
Brunei	Lumut	5	7.20	3	180 000	Brunei LNG (Brunei Govt, Shell, Mitsubishi)	Brunei LNG Sdn Bhd	Tokyo Gas Tokyo Electric Osaka Gas Kogas	1973 1997
Malaysia	Bintulu MLNG 1	3	7.60			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)	Malaysia LNG Dua	Tokyo Gas Osaka Gas Kansai Electric Toho Gas Shizuoka Gas Tohoku Electric Kogas C.P.C. Gas Bureau, City of Sendai Saibu Gas	1995
	Bintulu MLNG 3	2	6.80			Malaysia LNG Tiga (Petronas, Shell, Nippon Oil, Mitsubishi, Sarawak)	Malaysia LNG Tiga	Tokyo Gas Osaka Gas Toho Gas Tohoku Electric Japex Kogas BGGM Gas Natural Excelerate Energy	2003
Indonesia	Blang Lancang Arun	4	6.80	5	637 500	Pertamina	PT Arun NGL Co. (Pertamina, ExxonMobil JILCO)	Tohoku Electric 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
Australia	Withnell Bay	4	11.70	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 Kogas Gas Natural Shell Hazira Gas C.P.C.	1989
TOTAL		76	175.33	65	5 751 300				

## 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 m <sup>3</sup>	Number of vaporizers	Nominal capacity billion Nm <sup>3</sup> 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 Oman	1980
Spain	Barcelona	5	390 000	13	13.14	Enagas S.A.	Enagas S.A.	"	Algeria Abu Dhabi Libya Qatar Nigeria Oman T&T Egypt Australia Malaysia France	1969
	Huelva	3	310 000	8	9.20	"	"	"	Algeria Abu Dhabi Libya Malaysia Qatar Nigeria France T&T Egypt	1988
	Cartagena	3	287 000	6	7.88	"	"	"	Algeria Abu Dhabi Libya Qatar Nigeria Oman T&T Egypt	1989
	Bilbao	2	300 000	4	7.00	BP, Repsol, Iberdrola, EVE	Bahia de Bizkaia Gas, SL (BBG)	"	Algeria Nigeria Qatar T&T	2003
	Panigaqlia	2	100 000	4	3.32	GNL Italia*	GNL Italia*	"	Algeria	1969/rev. 1996
Italy	Zeebrugge	3	261 000	6	5.26	Fluxys LNG	Fluxys LNG	"	Algeria Qatar T&T	1987
Turkey	Marmara Ereglisi	3	255 000	7	6.20	Botas	Botas	No	Algeria Nigeria	1994
Greece	Revithoussa	2	130 000	4	1.30	DEPA S.A.	DEPA S.A.	"	Algeria	2000
Portugal	Sines	2	240 000	5	5.20	Transgas Atlantico	Transgas Atlantico	"	Nigeria Qatar Oman Algeria	2004
United Kingdom	Isle of Grain	4	200 000	4	4.60	National Grid	Grain LNG	No	Algeria Egypt Trinidad & Tobago	2005
U.S.A.	Everett	2	155 000	4	7.90	Distrigas of Mass. Co.	Suez LNG North America	"	Trinidad & Tobago	1971
	Lake Charles	3	285 000	10	12.40	Trunkline LNG	Trunkline LNG	Yes	Algeria Qatar Oman Nigeria Malaysia Trinidad & Tobago Egypt	1982
	Elba Island	4	338 720	8	14.71	Southern LNG	El Paso	"	Trinidad & Tobago Egypt Nigeria	1978 restarted 2001 expanded 2006
	Cove Point	5	485 000	10	9.80	Dominion	Dominion	"	Trinidad & Tobago Algeria Egypt	1978 restarted 2003
	Gulf Gateway				4.60	Excelerate Energy			Malaysia Nigeria	2005
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	No	Trinidad & Tobago	2003
India	Dahej	2	320 000		7.00	Petronet LNG	Petronet LNG	No	Qatar	
	Hazira	2	320 000		3.50	Shell-Total	SHG		Australia Oman	2005
Japan	Niigata	8	720 000	14	11.60	Nihonkai LNG	Nihonkai LNG	"	Indonesia Malaysia Qatar Australia	1984
	Higashi-Ohgishima	9	540 000	11	20.00	Tokyo Electric	Tokyo Electric	Yes	Indonesia Malaysia Australia Abu Dhabi Brunei Qatar	1984
	Futtsu	10	1 110 000	14	26.00	"	"	"	Indonesia Malaysia Australia Abu Dhabi Brunei	1985
	Chita Kyodo	4	300 000	14	10.40	Toho Gas Chubu Elec	Toho Gas	"	Indonesia Australia Malaysia Qatar	1978

Country	Site	Storage		Send out		Owner	Operator	T.P.A.	Source of import	Start-up date
		Number of tanks	Total capacity m <sup>3</sup>	Number of vaporizers	Nominal capacity billion Nm <sup>3</sup> NG/year					
	Chita-Midorihamam Works	1	200 000	5	6.90	Toho Gas	Toho Gas	"	Indonesia Australia Malaysia Qatar	2001
	Chita	7	640 000	11	15.70	Chita LNG	Chita LNG	"	Indonesia Australia Qatar Malaysia Algeria	1983
	Himeji	8	740 000	6	6.40	Osaka Gas	Osaka Gas	"	Indonesia Australia Malaysia Qatar Oman	1984
	Himeji LNG	7	520 000	8	11.00	Kansai Electric	Kansai Electric	"	Indonesia Australia Malaysia Qatar	1979
	Yanai	6	480 000	5	3.10	Chugoku Elec	Chugoku Electric	"	Australia Qatar	1990
	Oita	5	460 000	6	6.27	Oita LNG	Oita LNG	"	Indonesia Australia	1990
	Senboku I Senboku II	4 18	180 000 1 585 000	5 15	3.20 16.60	Osaka Gas "	Osaka Gas "	" "	Brunei Indonesia Australia Malaysia Qatar Oman	1972 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 Australia Qatar	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	"	USA Brunei Malaysia Australia Qatar Indonesia	1969
	Sodegaura	35	2 660 000	35	37.80	"	"	"	USA Brunei Malaysia Australia Indonesia Qatar	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	5	0.74	Hiroshima Gas	Hiroshima Gas	"	Indonesia	1996
	Kagoshima	2	86 000	3	0.30	Nippon Gas	Nippon Gas	"	"	1996
	Kawagoe	4	480 000	4	7.10	Chubu Electric	Chubu Electric	Yes	Qatar Indonesia Australia	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	Malaysia	2003
	Sakai	3	140 000	6	2.70	Sakai LNG	Sakai LNG	Yes	Indonesia Australia Malaysia Qatar	2006
Korea	Pyeong-Taek	10	1 000 000	21	24.70	Kogas	Kogas	No	Indonesia Malaysia Brunei Qatar Oman Australia Abu Dhabi	1986
	In-Chon	18	2 480 000	29	35.90	"	"	"	Indonesia Malaysia Brunei Qatar Oman Australia	1996
	Tong-Yeong	7	980 000	9	14.50	"	"	"	Indonesia Malaysia Qatar Oman Brunei	2002
	Gwangyang	2	300 000	2	2.30	POSCO	POSCO	No	Egypt Oman	2005
Taiwan	Yung-An **	3	300 000	18	23.00	C.P.C.	C.P.C.	No	Indonesia Malaysia Oman Australia	1990
TOTAL		265	24 379 920	426	477.27					

\* GNL Italia is a wholly-owned subsidiary of Snam Rete Gas

\*\* 3 repaired tanks completed test run. Permit to be granted by Authorities.



# Date de livraison des méthaniers

## Delivery date of the LNG tankers

<b>1965</b> Cinderella ( <i>ex Jules Verne</i> )	<b>1979</b> Bachir Chihani LNG Libra LNG Taurus LNG Virgo Matthew ( <i>ex Gamma</i> )	Puteri Intan Shahamah YK Sovereign	Galea Gallina LNG Rivers LNG Sokoto Puteri Delima Satu Puteri Intan Satu
<b>1969</b> LNG Palmaria Methane Arctic Methane Polar ( <i>ex Polar Alaska</i> )	<b>1980</b> LNG Abuja ( <i>ex Louisiana</i> ) LNG Edo ( <i>ex Lake Charles</i> ) Mourad Didouche	<b>1995</b> Gasha Hanjin Pyeong-Taek Ish Puteri Delima Puteri Nilam	<b>2003</b> Berge Boston Berge Everett British Innovator British Merchant Castillo de Villalba Energy Frontier Excel Granatina Inigo Tapias LNG Bayelsa Methane Princess Pacific Notus Puteri Nilam Satu SK Sunrise
<b>1970</b> Laieta LNG Elba	<b>1981</b> Golar Spirit LNG Bonny Ramdane Abane Tenaga Dua Tenaga Empat Tenaga Lima	<b>1996</b> Al Zubarah Hyundai Greenpia Mraweh Mubarak Puteri Zamrud Surya Aki	<b>2004</b> Berge Arzew Bilbao Knutsen Cadiz Knutsen Disha Dukhan Fuwairit Galicia Spirit Gemmata Golar Frost Golar Winter Lala Fatma N'Soumer LNG Akwa Ibom LNG River Orashi Madrid Spirit Maersk Ras Laffan Methane Kari Elin Muscat LNG Northwest Swan Puteri Firus Satu Puteri Zamrud Satu Raahi
<b>1971</b> Descartes Hassi R'Mel	<b>1982</b> Tenaga Satu Tenaga Tiga	<b>1997</b> Al Hamra Al Khor Al Rayyan Al Wajbah Aman Sendai LNG Portovenere Puteri Firus Umm Al Ashtan	<b>2005</b> Al Deebel Al Thakhira Energy Advance Excellence Excelsior Golar Asia ( <i>ex Golar Mist</i> ) Gracilis ( <i>ex Golar Viking</i> ) LNG Adamawa LNG Cross River LNG Enugu LNG Pioneer Lusail Maran Gas Asclepius Nizwa LNG Puteri Mutieara Satu Salalah LNG Seri Alam Umm Bab
<b>1972</b> Bebatik	<b>1983</b> Banshu Maru Bishu Maru Echigo Maru	<b>1998</b> Al Wakrah Aman Hakata Broog LNG Lerici Zekreet	
<b>1973</b> Bekalang Bekulan Havfru Norman Lady	<b>1984</b> Dewa Maru Kotowaka Maru LNG Finima Senshu Maru	<b>1999</b> Al Bidda Doha Hanjin Muscat Hyundai Technopia SK Summit	
<b>1974</b> Belais Century Hoegh Galleon ( <i>ex Mystic Lady</i> <i>and ex Asake Maru</i> ) Tellier	<b>1985</b> Wakaba Maru	<b>2000</b> Al Jasra Golar Mazo Hanjin Ras Laffan Hanjin Sur Hyundai AquapiaHyundai Cosmopia Hyundai Oceanpia K Acacia K Freesia LNG Jamal SK Splendor SK Stellar SK Supreme Surya Satsuma	
<b>1975</b> Annabella Belanak Bilis Bubuk Hilli Isabella	<b>1989</b> Ekaputra NW Sanderling NW Swallow NW Swift		
<b>1976</b> Gimi Mostefa Ben Boulaid	<b>1990</b> NW Snipe		
<b>1977</b> Edouard L.D. Golar Freeze Hoegh Gandria Khannur Larbi Ben M'Hidi LNG Aquarius LNG Aries LNG Lagos ( <i>ex Gastor</i> ) LNG Port Harcourt	<b>1991</b> NW Shearwater		
<b>1978</b> Galeomma ( <i>ex Arzew</i> ) LNG Capricorn LNG Delta ( <i>ex Southern</i> ) LNG Gemini LNG Leo Methania	<b>1992</b> NW Seaeagle		
	<b>1993</b> Aman Bintulu Arctic Sun LNG Flora NW Sandpiper Polar Eagle		
	<b>1994</b> Al Khaznah Dwiputra Hyundai Utopia LNG Vesta NW Stormpetrel	<b>2001</b> Sohar LNG ( <i>ex Lakshmi</i> )	
		<b>2002</b> Abadi British Trader Excalibur Fernando Tapias	



Prix / Price: 100 €

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

22, rue Marius Auphan - 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)