

2.1.1 天然ガスと LNG

天然ガスの埋蔵量は約 190 兆 m^3 で、年間消費量は約 3.5 兆 m^3 です。主成分はメタンですが、産地によりエタンやプロパンが異なる割合で含まれています。産出量の約半分が輸出されていますが、そのうちの約 7 割がパイプラインでガスのまま、約 3 割が液化された LNG で輸出されています。日本には 36 ヲ所に LNG 受入基地があり、 $-162^{\circ}C$ の低温に耐えられる専用タンカーで運ばれています。

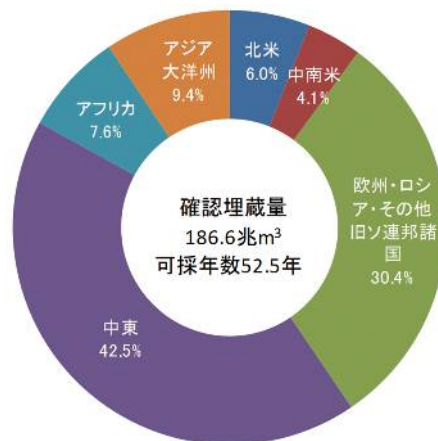


図 1.天然ガスの確認埋蔵量

1. 天然ガスの資源

天然ガスの確認埋蔵量は、2016 年末の時点で 186.6 兆 m^3 です。現在の消費動向が続く場合の可採年数は、52.2 年と推測されています。地域的な分布状況は、図 1 に示すように欧州・ロシア・旧ソ連邦諸国が 30.4%で、中東が 42.5%です。この他に、近年はシェールガスや炭層メタンガス (CBM) といった非在来型天然ガスの開発が進展しており、特にシェールガスは大きな資源量が見込まれています。2013 年 7 月に公表された米国エネルギー情報局 (EIA) の評価レポートによると、シェールガスの技術的回収可能資源量は、評価対象国合計で 206.6 兆 m^3 とされており、在来型天然ガスの確認埋蔵量より多いと推測されています。地域的には北米以外に、中国、アルゼンチン、アルジェリアなどに多くのシェールガス資源が存在すると報告されています。表 1 に示すのは天然ガスの生産地域と生産量で、アメリカは埋蔵量に比べて生産量が多く、中東は埋蔵量に比べて少ない状況です。欧州・ロシア・旧ソ連邦諸国では、パイプラインが広域に整備されていて、天然ガスの輸出入が一般化しています。

2. 天然ガスの組成

表 1. 天然ガスの生産地域と生産量の比率
生産量 : 3.54 兆 m^3 (2016 年)

天然ガスの生産地域	生産比率 (%)
北米	27
中南米	5
欧州・ロシア・旧ソ連邦諸国	28
中東	18
アフリカ	6
アジア大洋州	16

天然ガスには生物起源のガスと、非生物起源のガスがあります。また、ガス田から産出するものと、油田から石油の随伴ガスとして産出するものがあります。いずれも主成分はメタンで、次いでエタンが多く、これよりはるかに量が少ないプロパン・ブタンなどの炭化水素が含まれています。メタン以外の炭化水素の割合は、石油随伴ガスの方がガス田から産出する天然ガスより多い傾向があります。炭化水素以外に窒素、二酸化炭素、硫化水素、ヘリウムなどの無機ガスが含まれていますが、地域的な特性があります。アラスカ、東南アジア、オーストラリアの天然ガスには硫化水素が少なく、中近東の天然ガスには多く含まれています。また、微量の水銀を含むことが多く、液化する場

表 2. 天然ガスの組成 (例) 単位：容積%

産地	キナイ (アラスカ)	アルズー (アルジェリア)	ルミット (ブルネイ)	バダック (インドネシア)	アルン (インドネシア)
メタン : C1	99.4	83.5	88.2	87.4	72.0
エタン : C2	0.1	7.0	4.8	4.5	6.0
プロパン : C3		2.1	3.7	2.8	2.6
ブタン : C4		1.4	1.6	1.3	1.4
ペンタン : C5			0.5	0.4	3.7
C 6 以上			0.5	0.5	
窒素	0.5	5.8		0.1	0.3
二酸化炭素		0.2	0.7	3.0	14.0

出典：成山堂書店、LNG 船運行の ABC

合は熱交換器の腐食原因になります。このため、液化の前工程で 10ng/N m³以下に除去する必要があります。天然ガスを組成中心に分類すると、次の 2 種類があります。

①ドライガス（乾ガス）：

プロパンより沸点の高い炭化水素が少なく、常温・常圧の状態では凝縮しない天然ガス。

（凝縮量：1.3 リットル以下／100 m³）

②ウェットガス（湿ガス）：

プロパンより沸点の高い炭化水素を多く含み、常温・常圧の状態ではそれらが凝縮する天然ガス。（凝縮量：4 リットル以上／100 m³）

硫化水素と二酸化炭素が多い天然ガスをサワーガス(sour gas)と称し、少ないガスはスイートガス(sweet gas)と言われます。産地の異なる数種類の天然ガスについて、組成を示したのが表 2 です。二酸化炭素は熱量として寄与しないだけでなく、除去設備の負担が大きいため、二酸化炭素の少ないガスの方が歓迎されます。

3. LNG の規格と組成 (例)

2016 年の天然ガス消費量は、世界全体で約 3.54 兆 m³ですが、このうち約半分の 1.84 兆 m³が産出国から消費国への輸出です。輸出の形態は、陸続きの場合はガスのままパイプラインで、外洋を隔ている場合は液化して専用のタンカーで送り出します。現在は貿易量のうち、68%がパイプラインで、32%が液化天然ガス(LNG)による輸出です。

ガスのまま輸出する場合は、輸出側が原料天然ガスから窒素、炭酸ガス、硫化水素、および沸点の高い炭化水素を除去しています。窒素と炭酸ガスは燃料としての価値がないからで、硫化水素を除去するのは顧客が燃焼したときに硫酸化物を発生させるからです。プロパンやブタンなどメタンより沸点の高い炭化水素を除去するのは、パイプラインの中で液化するからです。パイプラインで輸出する場合は、仕向け地の用途と顧客がほぼ特定されています。したがって用途に合った仕様を満足すればよく、組成など品質に統一規格はありません。

一方、液化して LNG にする場合は、表 3 に示す不純物ガイドラインと、表 4 に示す LNG 規格が決められています。LNG は広範な地域の多数の

表 3. LNG の不純物ガイドライン

不純物成分	許容濃度
二酸化炭素(CO2)	100ppm 以下
硫化水素(H2S)	5ppm 以下
全硫黄	30mg/N m ³ 以下
窒素(N2)	1.0%以下

顧客を対象とする国際商品です。このため、このような統一された規格が必要なのです。この規格

表 4. LNG の規格

項目	規格
メタン : C1	84 モル%以上
ペンタン : C5+	0.1 モル%以下
不活性ガス : N2 など	1.0 モル%以下
硫化水素 : H2S	4ppm 以下
全硫黄	30mg/N m ³ 以下
総発熱量	1,070~1,170 BTU/ 標準立法フィート

表 5 輸入 LNG の代表組成

単位：モル%（ガス容積%）

産地	キナイ (アラスカ)	西オーストラリア	ルミット (ブルネイ)	バダック (インドネシア)	アルン (インドネシア)
メタン : C1	99.81	88.96	89.97	90.77	89.10
エタン : C2	0.07	7.37	5.06	5.92	8.67
プロパン : C3	0.00	2.58	3.26	2.39	1.69
ブタン : C4	0.00	1.05	1.64	0.88	0.50
ペンタン : C5	0.00	0.01	0.03	0.02	0.01
窒素	0.12	0.04	0.04	0.03	0.03

に適合しても、LNG の組成には原料天然ガスの組成が影響を与えます。表 5 に日本が輸入している LNG の組成を示します。アラスカの LNG はメタン濃度が 99%以上と非常に多く、他の LNG は 90%前後です。炭化水素の組成が違えば発熱量も異なり、エタン、プロパン、ブタンが多い方が高カロリーです。

4. 日本の LNG 受入基地

現在、日本の LNG 受入基地は表 6 に示す 36 ヶ所です。需要地域が LNG の受入基地と離れている場合は、受入基地でガス化せずに LNG のまま転送します。転送には内航 LNG タンカーや LNG タンクローリーを使用し、需要地域の二次受入基地でガス化します。二次受入基地は、一次受入基地の周辺にサテライト（衛星）のように分散するので、LNG サテライト基地と呼ばれていま

す。日本における LNG の用途は、2016 年で発電用が 64%、都市ガス用が 32%でした。天然ガスの用途は、日本と欧米とでは大きな差異があります。日本は発電用の比率が高く、民生用が低いのですが、米国や OECD 欧州では発電用が 30~40%と日本よりも低く、民生用や産業用の比率が高くなっています。このような利用形態の違いは、日本が LNG 輸入という形態でしか天然ガスを導入できなかったからです。このため、需要が集中している発電所と、一定規模以上の大手都市ガス会社による利用が先行し、パイプラインも LNG 受入基地から需要に応じて徐々に延伸する形態になりました。一方、欧米では再ガス化が不要だったので、民生用と産業用への天然ガス利用が先行し、パイプラインも民生用を中心に発達しています。

（おわり）

参考：エネルギー白書 2018

日本ガス協会資料

表 6. 日本の LNG 受入基地

(出典：日本ガス協会 HP)

LNG 受入基地	社名	貯蔵容量 (タンク基数)
石狩 LNG 基地	北海道ガス	380,000kl (2 基)
八戸 LNG ターミナル	JXTG エネルギー	280,000kl (2 基)
新仙台火力発電所	東北電力	320,000kl (2 基)
港工場	仙台市ガス局	80,000kl (1 基)
相馬 LNG 受入基地	石油資源開発	平成 29 年完工予定
新潟基地	日本海エル・エヌ・ジー	720,000kl (8 基)
直江津 LNG 基地	国際石油開発帝石	360,000kl (2 基)
富山新港火力発電所	北陸電力	平成 30 年完工予定
日立 LNG 基地	東京ガス	230,000kl (1 基)
東扇島基地	東京電力	540,000kl (9 基)
袖ヶ浦工場	東京ガス・東京電力	2,660,000kl (35 基)
扇島工場	東京ガス	850,000kl (4 基)
富津基地	東京電力	1,100,000kl (10 基)
根岸工場	東京ガス・東京電力	1,180,000kl (14 基)
清水 LNG 袖師基地	清水エル・エヌ・ジー	337,200kl (3 基)
知多 LNG 共同基地	東邦ガス・中部電力	300,000kl (4 基)
知多緑浜工場	東邦ガス	620,000kl (3 基)
知多 LNG 事業所	知多エル・エヌ・ジー	640,000kl (7 基)
四日市 LNG センター	中部電力	320,000kl (4 基)
四日市工場	東邦ガス	160,000kl (2 基)
泉北造船所第 1 工場	大阪ガス	275,000kl (2 基)
泉北造船所第 2 工場	大阪ガス	1,585,000kl (18 基)
堺 LNG センター	堺 LNG	560,000kl (4 基)
坂出 LNG 基地	坂出 LNG	180,000kl (1 基)
川越火力発電所 LNG 設備	中部電力	840,000kl (4 基)
姫路造船所	大阪ガス	740,000kl (8 基)
姫路 LNG 基地	関西電力	520,000kl (7 基)
水島 LNG 基地	水島エル・エヌ・ジー	320,000kl (2 基)
廿日市工場	広島ガス	170,000kl (2 基)
柳井基地	中国電力	480,000 kl (6 基)
戸畑基地	北九州エル・エヌ・ジー	480,000 kl (8 基)
ひびき LNG 基地	ひびきエル・エヌ・ジー	360,000 kl (2 基)
大分 LNG 基地	大分エル・エヌ・ジー	460,000 kl (5 基)
長崎工場	西部ガス	35,000 kl (1 基)
鹿児島工場	日本ガス	86,000 (2 基)
吉の浦火力発電所	沖縄電力	280,000 (2 基)