

## LNG 计量单位换算与国内期货上市合约设计前瞻

通惠期货研发部

李英杰

从业编号: F3040852

投资咨询: Z0010294

手机: 18516056442

liyingjie@thqh.com.cn

www.thqh.com.cn

随着市场对液化天然气 (LNG) 期货上市预期的升温, 统一和理清不同计量单位之间的换算关系, 对于后续进行价差分析、套利策略制定以及合约设计理解至关重要。LNG 的计量涉及热值 (能量)、质量 (重量) 和体积三个维度, 国际上惯用英制单位, 而国内则多采用公制或体积单位。

### 一、核心计量维度定义

在 LNG 贸易及期货定价中, 主要涉及三类单位:

- 热值单位:** 主要用于国际贸易定价。由于天然气在不同产区组分不同, 单纯比较体积或重量无法反映其真实能量价值, 因此以能量含量计价是最公允的方式。标准单位为 MMBtu (百万英热单位)。
- 质量单位:** 国内现货贸易常用单位, 如吨 (t)、公斤 (kg)。质量计量不受温度压力变化影响, 较为稳定。
- 体积单位:** 涉及储存和运输, 分为液态体积和气态体积。液态体积常用立方米 ( $m^3$ ) 或升 (L); 气态体积通常指在标准状况下的体积 (简称“标方”,  $Nm^3$ )。

### 二、关键物理特性参考

要进行准确换算, 需基于 LNG 的物性常数。LNG 是天然气经净化后, 在常压下冷却至约  $-162^{\circ}C$  形成的低温液体。

- 体积比:** 1 标准立方米 ( $Nm^3$ ) 的 LNG 液态, 气化后约得到 600 标准立方米 ( $Nm^3$ ) 的气态天然气 (气化率通常为 1: 600, 实际范围在 1: 600 至 1: 625 之间波动)。
- 密度:** LNG 液态密度约为 430 至 470  $kg/m^3$ , 即 1 立方米液态 LNG 重量约为 0.43 至 0.47 吨 (平均可取 0.45 吨/立方米)。
- 热值:** 1 公斤 LNG 的热值约为 13000 大卡 (kcal), 1 吨 LNG 的热值约为 51 至 53 MMBtu。

---

### 三、核心换算关系汇总

#### 1. 热值 (MMBtu) 换算

1 MMBtu = 1.055 GJ (吉焦)

1 MMBtu  $\approx$  25.2 Nm<sup>3</sup> 天然气 (按热值折算, 取决于气源)

1 吨 LNG  $\approx$  52 MMBtu (常用范围 51-53 MMBtu)

#### 2. 质量 (吨) 与气态体积 (标方) 换算

1 吨 LNG = 1,370 - 1,400 标准立方米气态天然气 (Nm<sup>3</sup>)

1 公斤 LNG  $\approx$  1.4 - 1.5 Nm<sup>3</sup> 天然气。

反之: 1 Nm<sup>3</sup> 天然气  $\approx$  0.7256 kg LNG

注: 这是根据气化率折算的常用记忆值, 行业通常取 1 吨 LNG 约折 1375 Nm<sup>3</sup>。根据气源不同, 也有采用 1 吨 LNG 折 1300-1500 Nm<sup>3</sup> 的范围值。

#### 3. 质量 (吨) 与液态体积 (立方米) 换算

1 立方米液态 LNG  $\approx$  0.42 - 0.46 吨

1 吨 LNG = 2.17 - 2.38 立方米液态 LNG (基于密度倒数计算)

例如: 按密度 0.45 吨/立方米计算, 1 吨 LNG 体积约为 2.22 立方米

#### 4. 液态体积 (立方米) 与气态体积 (标方) 换算

1 立方米液态 LNG = 600 - 625 标准立方米 (Nm<sup>3</sup>) 气态天然气。

#### 5. 与国际原油/成品油的比价参考

1 吨 LNG  $\approx$  1.2 - 1.3 吨原油 (热值当量)

1 公斤 LNG  $\approx$  1.33 升柴油 (热值当量)

1 公斤 LNG  $\approx$  1.63 升汽油 (热值当量)

### 四、关于“标准状况”(Standard Condition)

在气体计量领域,“标准状况”旨在建立一个统一的基准参考点,以消除因环境温度和压力变化导致的气体体积波动,使得不同时间、不同地点测得的流量数据具有可比性。然而,需要特别指出的是,国内外对于“标准状况”的温度取值存在不同标准,这一点在期货研究及贸易合同中需格外留意。

标准状况通常包含三个核心要素:压力、温度,有时还包括湿度(通常定义为干燥气体):

1. 压力国内外定义高度统一,通常指标准大气压,即 101.325 千帕 (kPa) 或 1.01325 巴 (bar)。



2. 温度是定义分歧的焦点，全球范围内主要存在三种标准：0°C (273.15K) 是国际纯粹与应用化学联合会 (IUPAC) 早期推荐及科技领域广泛采用的标准，也是“标方”这一中文术语最常关联的温度值；15°C (288.15K) 是国际标准化组织 (ISO) 及美国国家标准提倡采用此温度作为计量气体体流量的标态；20°C (293.15K) 是中国在天然气行业特定标准中采用的值。

中国天然气行业中，根据《城镇燃气工程基本术语标准》(GB/T50680-2012)，城镇燃气的标准状态明确采用 101.325 kPa、0°C。然而，对于长输管道及天然气品质测定，依据《天然气》(GB 17820) 和《输气管道工程设计规范》(GB 50251)，我国规定采用 101.325 kPa、20°C 作为标准状态。例如，油气藏工程中普遍采用  $p_{sc}=0.101\text{MPa}$ ， $t_{sc}=20^\circ\text{C}$  作为标准条件。

对于 LNG 研究而言，当我们提及“1 吨 LNG 约气化为 1370-1400 Nm<sup>3</sup> 气态天然气”时，这个“Nm<sup>3</sup>”背后对应的 0°C, 101.325 kPa 的状态。但在具体的合同、设计文件或数据表中，最好确认其明确定义的温度和压力基准。

### 五、常用快捷换算系数表

换算类型	原单位	目标单位	换算系数 (平均)
质量转热值	1 吨 LNG	百万英热 (MMBtu)	52
质量转气态体积	1 吨 LNG	标方 (Nm <sup>3</sup> )	1375
液态转气态	1 m <sup>3</sup> 液态	标方 (Nm <sup>3</sup> )	615
密度转质量	1 m <sup>3</sup> 液态	公斤 (kg)	450
热值转气态	1 MMBtu	标方 (Nm <sup>3</sup> )	26.2
能量单位	1 MMBtu	吉焦 (GJ)	1.055

### 六、中国 LNG 下游工业用户类型及成本占比

在 LNG 期货研究框架中，下游需求结构及成本敏感性分析至关重要。LNG 的下游用户主要可分为工业燃料、城市燃气、交通燃料和发电燃料四大类。其中，工业用户是用气量占比最大、价格敏感度最高的细分领域，其用气成本占生产成本的比重直接影响 LNG 需求弹性。

工业燃料用户是核心消费主体与高敏感群体，工业用户是中国 LNG 最大的下游消费领域，主要涵盖陶瓷、玻璃、冶金、纺织、食品加工、化工等制造业，是套期保值的潜在主力群体。在以天然气为燃料的制造业中，燃料采购通常是最大成本项之一，约占生产总成本的 30%-40%。不同细分行业存在差异：



## 热点聚焦

陶瓷、玻璃行业 LNG 成本占比可达 40%-50%。这类行业窑炉连续运行，燃料成本敏感度极高，气价波动直接影响企业盈亏；冶金及金属加工占比约 20%-30%。作为热加工燃料，LNG 与煤炭、石油焦存在替代关系，价格倒逼时企业可能切换燃料；化工原料用户占比波动较大，约 15%-25%。LNG 作为原料进入生产流程，成本传导机制与燃料用途不同。LNG 价格上涨对工业用户的影响极为显著。历史数据显示，去冬今春 LNG 价格上涨曾导致 70% 的煤改气用户停产。工业用户可承受的溢价区间有限，当气价超出临界点时，企业倾向于减产、停产或切换燃料，这决定了 LNG 需求的价格弹性较大。

城燃公司是 LNG 的重要下游客户，主要用于冬季供暖调峰和管道气补充。在冬季用气高峰、管道气供应紧张或管网检修时，城燃公司采购 LNG 气化后补充管网。对城燃公司而言，LNG 采购成本属于气源采购的一部分，但其成本不直接体现为最终用户的单项成本，而是通过销售气价传导。城燃公司的购气成本结构中，市场化资源（包括 LNG 现货）占比变化对其盈利影响显著。部分城燃公司通过 LNG 长协锁定资源，如新奥股份、中国燃气等均持有大量 LNG 长协。

交通用户燃料成本占比高但存在替代燃料竞争。LNG 作为车用燃料主要用于重卡和船舶。截至 2025 年，LNG 重卡保有量已突破 60 万辆，船舶燃料需求增速达 18%。对于 LNG 重卡运营方，燃料成本占运输总成本的 30%-40%。LNG 相较于柴油的经济性优势是核心驱动因素，替代弹性系数较高。历史数据显示，LNG 价格上涨曾导致 70% 的 LNG 重卡停运，反映出极高的价格敏感性。

天然气发电在中国能源结构中主要承担调峰功能，LNG 是沿海燃气电厂的重要气源。燃气电厂的燃料成本占发电总成本的 70%-80%，是典型的成本驱动型运营模式。LNG 价格与上网电价之间的价差决定了电厂启停的经济性。有研究指出，未来 2-3 年内，油价挂钩的长协成本有望下行，将改善燃气电厂的盈利空间。

用户类型	细分领域	LNG 成本占比	价格敏感度
发电燃料	燃气电厂	70%-80%	极高，价差决定启停经济性
工业燃料	陶瓷、玻璃	40%-50%	极高，气价上涨可致停产
工业燃料	冶金、金属加工	20%-30%	较高，存在燃料替代
工业燃料	化工原料	15%-25%	中等，视产品附加值而定
交通燃料	LNG 重卡/船舶	30%-40%	极高，与柴油/燃料油竞争
城市燃气	城燃调峰补充	未直接体现	视管网气与 LNG 价差而定



### 七、中国 LNG 期货合约计量单位选择的前瞻性分析

若 LNG 期货在国内交易所上市，计量单位的选择将是合约设计的关键环节，直接影响市场参与者的交易习惯、套保效率以及与国际市场的联动性。基于当前国内现货市场格局与国际期货市场惯例，对潜在计量单位分析如下：

**吨：**符合国内现货习惯的基准选项。当前国内 LNG 液态分销与零售普遍采用“吨”为计价单位。上游资源方与下游工业用户（如玻璃、陶瓷、交通运输）的现货贸易多以元/吨报价，产业链参与者对该单位最为熟悉。若期货合约采用“吨”为计量单位，将最大程度降低产业客户在期现对接时的换算成本，便于套期保值操作。然而，吨作为质量单位，无法直接反映 LNG 的能量价值——不同气源的 LNG 热值存在差异，可能导致交割品实际能量价值与名义价格不匹配，需配套热值升贴水机制。

**立方米：**管道气市场的计量惯性。国内管道天然气及气态分销零售普遍采用“标准立方米 (Nm<sup>3</sup>)”计量。部分城燃企业和工业用户习惯以元/立方米核算用气成本。但 LNG 期货标的为液化天然气，若以气态体积为计价单位，需在交割环节引入气化率折算，增加了实物交割的技术复杂度。此外，LNG 液态体积与气态体积之间受气化率波动影响（600-625 倍），可能引入额外的不确定性。

**百万英热单位：**国际接轨与能量计价的趋势。从国际期货市场看，亨利港 (Henry Hub)、荷兰 TTF、英国 NBP 三大天然气期货均采用能量计量。新兴的 LNG 期货品种，如 EEX 的 Platts JKM 合约、Abaxx 的西北欧及北太平洋亚洲合约，均以 MMBtu 为计价单位。芝商所亨利港天然气期货合约同样采用 MMBtu。能量计量能够真实反映天然气的商品属性——能量价值，消除气源组分差异带来的定价扭曲。国内已有学术研究明确提出，LNG 期货交易应建立基于标准参比条件的能量计量体系，以 MMBtu 为交割单位。此外，中海油供应部分大工业用户已开始采用吉焦 (GJ) 结算，显示出能量计量在国内的萌芽。采用 MMBtu 可直接对标 JKM、TTF 等国际基准价格，便利跨市场套利与人民币计价国际化。

综合来看，随着天然气市场化改革深化及与国际市场联动增强，采用能量计量（如 MMBtu 或 GJ）是标准化、国际化的必然方向。学术研究也建议采用 MMBtu 作为交割单位，以实现计量的公平性与国际接轨。因此，在设计预案时，建议密切关注交易所对交割品级的热值范围设定——无论最终采用何种单位，热值折算系数都将是期货定价的核心变量。

### 八、国内外典型气源热值含量差异比较

在 LNG 期货研究框架中，气源热值差异是影响定价机制和合约设计的核心要素之一。不同气田的天然气组分不同，导致其单位体积或单位质量的热值存在显著差异。以下基于国内外典型气田及 LNG 来源的公开数据，对热值差异进行比较分析。

天然气热值的高低主要取决于其烃类组分构成。甲烷含量高、重烃（乙烷、丙烷、丁烷）含量低的气源，热值相对较低；反之，重烃组分含量高的湿气，单位体积热值更高。此外，氮气、二氧化碳等惰性气体的存在会稀释热



值。行业通常采用高位发热量（Gross Calorific Value）作为衡量标准，单位为  $\text{MJ}/\text{m}^3$ ，其物理意义是在规定的温度和压力条件下，每标准立方米气态天然气完全燃烧所释放的热量，它表征的是气体的“体积能量密度”。据行业统计，我国主要气田自产气和各进口气源的高位发热值范围在  $33.23 \text{ MJ}/\text{m}^3$  至  $44.92 \text{ MJ}/\text{m}^3$  之间，最高值比最低值高出约 35%。这一差异在期货交割品级设计中必须予以考虑，通常通过设定热值范围或采用能量计价予以规避。

不同国家和地区的天然气因地质成因不同，热值差异显著。以下选取具有代表性的气源国或贸易基准进行比较：

1. 卡塔尔 LNG（出口亚洲）：作为全球最大的 LNG 出口国之一，卡塔尔气源属于高发热值气田。出口至亚洲的 LNG 高位发热值可达  $44.92 \text{ MJ}/\text{m}^3$ （约  $10,730 \text{ kcal}/\text{m}^3$ ）。这一数值显著高于多数管道气，主要因其烃类组分中重烃含量较高。

2. 土库曼斯坦（中亚管道气）：作为中国西气东输二线的主力气源，土库曼斯坦天然气的热值约为  $36.9 \text{ MJ}/\text{m}^3$ （约  $8,816 \text{ kcal}/\text{m}^3$ ）。其甲烷含量较高，属于典型的干气，热值处于中等水平。

3. 俄罗斯天然气（管道气/LNG）：俄气通常以干气为主。以中俄东线进口天然气为例，根据相关合同条款，热值范围为  $36\sim 38 \text{ MJ}/\text{m}^3$ ，不同时期热值波动可达 5.6%。

4. 美国亨利港基准气：美国联邦能源监管委员会规定的天然气热值标准为  $37.26 \text{ MJ}/\text{m}^3$ （约  $8,900 \text{ kcal}/\text{m}^3$ ），偏向甲烷的热值，因其国内管网以分离重烃后的干气为主。

5. 澳大利亚 LNG：作为中国主要的 LNG 进口来源国之一，澳大利亚气源热值通常处于较高水平。行业数据显示，西北大陆架项目的 LNG 热值可达  $41\text{--}42 \text{ MJ}/\text{m}^3$  区间，介于卡塔尔高热气和中亚管道气之间。

6. 法国管网气源标准：法国根据气源不同将管网分为 H 型和 B 型两类，H 型热值范围为  $38.52\text{--}40.08 \text{ MJ}/\text{m}^3$ （ $9,200\text{--}11,006 \text{ kcal}/\text{m}^3$ ），B 型热值范围为  $34.2\text{--}37.8 \text{ MJ}/\text{m}^3$ （ $8,169\text{--}9,028 \text{ kcal}/\text{m}^3$ ）。这一双轨制设计直观体现了欧洲进口气源的多样性。

7. 日本进口 LNG 标准：日本通产省规定各地天然气公司须遵守  $46.05 \text{ MJ}/\text{m}^3$ （ $11,000 \text{ kcal}/\text{m}^3$ ）的标准热值，该标准偏高是因为日本早期燃气基准偏向 LPG，至今仍通过掺混 LPG 维持高热值。

中国天然气供应呈现“海陆并举、多气源互补”格局，不同气田及进口 LNG 的热值差异同样显著：

1. 长庆气田（鄂尔多斯盆地）：作为国内最大的天然气产区之一，长庆气田天然气以干气为主，甲烷含量高，热值通常处于中等水平。行业数据显示，其高位发热量约在  $35\text{--}37 \text{ MJ}/\text{m}^3$  区间。

2. 塔里木气田（西气东输主力气源）：塔里木盆地的天然气组分相对复杂，部分区块含一定重烃，热值略高于长庆气田，约在  $37\text{--}38 \text{ MJ}/\text{m}^3$  左右。



## 热点聚焦

3. 四川盆地气田（含页岩气）：四川盆地常规天然气及页岩气以甲烷为主，热值相对稳定。常规气热值约在 36-37 MJ/m<sup>3</sup>，长宁-威远区块页岩气热值经检测约在 35.5-36.5 MJ/m<sup>3</sup>。需要说明的是，页岩气资源主要成分为甲烷，热值高、污染少，是非常好的清洁能源。

4. 吉林油田天然气：这是国内公开数据中热值相对较低的代表。据中石油官方统计，吉林油田天然气高位发热量仅为 33.23 MJ/m<sup>3</sup>，显著低于全国多数气源。其原因可能在于气藏中惰性气体（如氮气、二氧化碳）含量较高，稀释了单位体积热值。

5. 进口 LNG（综合）：国内进口 LNG 来源多元，包括卡塔尔、澳大利亚、马来西亚、印尼、美国等。统计显示，进口 LNG 热值整体偏高，可达 44.92 MJ/m<sup>3</sup>，显著高于国内自产气平均值。但不同来源国差异较大：卡塔尔、尼日利亚等地的 LNG 热值偏高，而印尼、马来西亚等东南亚气源热值相对温和，约在 38-40 MJ/m<sup>3</sup>。

6. 陕甘宁气田（靖边气田）：作为早期西气东输的源头之一，陕甘宁天然气热值约 34.4 MJ/m<sup>3</sup>（约 8,232 kcal/m<sup>3</sup>），属于国内中等偏低水平。

气源类型	气田/来源	高位发热量 (MJ/m <sup>3</sup> )	备注
国外高值	卡塔尔（出口亚洲）	44.92	重烃含量高
国外高值	日本进口 LNG 标准	46.05	掺混 LPG 调质
国外中值	美国亨利港标准	37.26	干气为主
国外中值	土库曼斯坦管道气	36.9	西二线主气源
国外中值	俄罗斯管道气	36-38	中俄东线
国外低值	法国 B 型管网标准	34.2-37.8	低热值气源
国内高值	进口 LNG（综合）	44.92	卡塔尔等高热气
国内中值	塔里木气田	37-38	估算值
国内中值	四川盆地常规气	36-37	估算值
国内中值	长庆气田	35-37	估算值
国内低值	陕甘宁气田	34.4	靖边气田
国内低值	吉林油田	33.23	国内较低水平



上述热值差异对 LNG 期货合约设计具有多重含义：

1. 交割品级设定：若采用体积计量，必须设定热值上下限范围，或通过升贴水机制调节不同热值气源的交割价差。参考国内天然气标准《GB 17820》，一类气要求高位发热量不低于 36.0 MJ/m<sup>3</sup>，这一阈值可作为交割基准的参考。
2. 能量计价的必要性：热值差异高达 35% 的事实进一步印证了前文所述——能量计量（MMBtu 或 GJ）是解决气源差异、实现公平交易的长期方向。
3. 进口 LNG 的溢价基础：卡塔尔等高热值 LNG 在能量计价体系下具有天然优势，但在体积计价体系中可能导致买方支付相同体积价格获得更多能量，需在贸易合同中明确热值条款。
4. 替代关系分析：下游工业用户（如陶瓷、玻璃）对热值稳定性要求极高，热值波动可能影响产品质量。期货市场参与者需关注交割气源的热值波动对终端用户的实际价值。

## 九、总结

LNG 期货的推出将在中国能源市场化改革中扮演关键角色，其意义体现在定价权、风险管理、和市场结构优化三个层面：

当前亚洲 LNG 贸易主要挂钩 JCC（日本清关原油价格）或 Platts JKM 等指数，缺乏反映中国本土供需的基准价格。LNG 期货上市有助于形成“中国价格”，提升中国在东北亚天然气贸易中的定价话语权，逐步改变亚洲溢价的不利局面。

如前文所述，下游工业用户（陶瓷、玻璃）燃料成本占比高达 40%-50%，LNG 价格波动对其经营稳定性构成显著威胁。期货工具的推出将为产业链上下游企业提供有效的套期保值手段，实现价格风险的平滑与转移。

期货市场的价格发现功能将引导资源配置，促进不同气源、不同热值的天然气实现合理价差，推动国内天然气市场从区域分割、多轨定价向统一开放、竞争有序的方向演进。

总而言之，LNG 期货的推出既是中国能源市场化改革的重要里程碑，也为产业研究和风险管理开辟了新的领域。建议在后续工作中，持续完善热值数据库、下游成本模型及跨市场比价体系，为把握市场机遇做好充分准备。

## 分析师承诺

本人(或研究团队)以勤勉的职业态度,独立、客观地出具本报告。本报告清晰地反映了本人(或研究团队)的研究观点。本人(或研究团队)不曾因,不因,也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接接收到任何形式的报酬。

## 免责声明

客户不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户,不构成客户私人咨询建议。本公司不确保本报告充分考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况,以及(若有必要)咨询独立投资顾问。

在任何情况下,本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下,本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负责。

若本报告的接收人非本公司的客户,应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

**咨询热线: 021-68864915**

地址: 上海市浦东新区陆家嘴西路 99 号万向大厦 10 楼

邮编: 200120

电话: 021-68866986 传真: 021-68866985

