

中国产业竞争情报网特别发布

# 2011 年新能源行业研究红月刊

——我国将加快发展天然气发电

(2011-12 期)



# Contents

致读者.....	1
一、天然气发电行业发展概况.....	2
1.1 天然气市场的发展基本规律及特点.....	2
1.2 天然气发电行业特点.....	3
1.3 发展天然气发电的重要意义.....	8
二、天然气发电行业政策分析.....	10
2.1 天然气发电产业政策.....	10
2.2 天然气发电环保政策.....	11
2.3 天然气发电政策的回顾与展望.....	12
三、我国天然气发电现状.....	15
3.1 装机容量.....	15
3.2 产能分布.....	16
3.3 重点企业分析.....	17
3.4 制约因素分析.....	18
四、我国天然气发电政策措施建议.....	20

## 致读者

从世界范围来看，天然气的利用大多用于发电。日本 70%的天然气是用于发电，占其国内发电总量的 28%；美国天然气发电比例超过了 20%，欧洲的天然气发电占比也在 30%以上。而我国的天然气发电，在李俊峰看来几乎为空白。即使国内已经建造了数量不少的燃气机组，但并没有完全发挥应有的功效。

目前，我国的天然气主要用作居民生活用气和发展天然气化工，二者在我国天然气消费中所占比例超过了 50%。但是，这种消费方式大大降低了天然气的利用率，造成了天然气资源的浪费，并且对环境的改善无法达到预期效果。因此，利用天然气发电，将能够改变我国天然气以及能源利用结构，提高天然气利用效率。同时，由于燃气机组的启动和关停都比较方便，响应时间短，因而天然气发电调峰比火电调峰更具有优势，是电力调峰的最佳选择。无论从经济性还是从环保角度出发，天然气发电已然成为世界范围内天然气利用的首要选择。

北京华经纵横咨询有限公司长期从事电力行业研究，我们定期向外界发布最新的研究成果，本期电力新能源行业研究红月刊课题为“我国将加快发展天然气发电”，重点向读者呈现如下内容：

- 天然气发电行业发展概况
- 天然气发电行业相关政策
- 我国天然气发电现状
- 政策措施建议

# 一、天然气发电行业发展概况

## 1.1 天然气市场的发展基本规律及特点

### 1.1.1 基本规律

天然气工业发展经验表明，各国经济发展程度和天然气工业发展水平虽然不尽相同，但天然气市场的发展具有一定的规律性。美国、俄罗斯等天然气市场的发展历程表明，天然气市场的发展可以划分为3个阶段：

#### (1) 启动期

启动期即天然气发展初期，天然气工业刚刚起步，在国民经济和一次能源中处于次要位置。启动期的市场特点：一、天然气基础设施薄弱，无跨区间的管道；二、是市场容量有限、规模小，基本是就地利用，主要用于油田生产和周边用户；三是市场法规不健全，天然气价格低，投资风险较大，市场参与者少。

#### (2) 发展期

发展期即天然气行业成长和天然气工业逐步进入成型期，其显著特点是以发现大气田或建设洲际管道等标志性工程为转折点。如美国进入天然气工业发展期的标志是1931年从德克萨斯州的潘汉德至芝加哥的长输管道的建成。荷兰和英国进入天然气发展期的转折是格罗尼根大气田和北海大油田的发现。发展期的市场特点：一、基础设施建设速度加快，长输管道建成；二、天然气消费迅速增长，市场向周边地区和全国延伸，从以油气田周边市场为主变为以区域性市场为主；三、天然气用途逐渐扩大，城市民用逐渐取代了煤和其他燃料；四、对不同用户采用不同价格，对于可中断及均衡用户实行优惠价，不均衡用户实行较高气价。

#### (3) 成熟期

天然气工业进入成熟期后，其特点包括：一、天然气市场基本饱和，众多市场参与者和多气源之间竞争激烈，利润空间缩小；二、有关天然气法规基本完善，市场有序；三、天然气供应链上各环节独立运营，形成高效市场结构；四、天然气价格机制形成，价格透明。

### 1.1.2 天然气市场发展的基本特点

## （1）长期性

长期性是指天然气用户具有长期性及不可逆性，用户一旦用上天然气，就要长期稳定供应，天然气供应若出现中断，无法继续供应的问题时，则必须寻求其他替代能源，这种情况会导致下游企业、用户效益的大幅下降和企业停产，造成用户资源的浪费，甚至形成严重的社会问题。

## （2）波动性

天然气用户需求具有季节波动性，特别是寒冷地区居民用气更是如此。统计显示，我国北京市的冬夏季峰谷差达到十倍以上。

## （3）连续性

天然气开发利用是一个连续生产过程。气田开发、管输、终端用户三者联为一体，资源、管网、市场必须配套建设和协调运行，才能产生整体效益，协调不好将产生极大浪费。如燃气电厂建好之后无气可用，管道铺设好之后上游气田无气可输等情况在我国都有发生。

## 1.2 天然气发电行业特点

### 1.2.1 天然气发电的优点

天然气发电对环境保护贡献突出，且发电效率高，运行灵活，启停方便，有利于用作调峰电源。此外，天然气发电有利于优化我国能源结构，对我国天然气市场发展初期有重要的支撑作用，对改善我国电力供应结构和提高电网的安全性具有重要意义。

#### 1) 天然气发电对环境保护贡献突出

燃气电厂占地面积小，一般为燃煤电厂的 54%；耗水量小，仅为燃煤电厂的 1 / 3；燃气电厂不需要为环保追加新的投资；不会引发水电建设造成的施工废水、弃渣排放、料厂占地、森林植被受淹及移民等诸多问题。此外，燃气电厂污染物的排放量较低，以 500MW 燃气电厂为例，其二氧化硫排放几乎为零；与同容量的燃煤电厂相比，氮氧化物排放量为后者的 19%；二氧化碳为 42%；可吸入颗粒物仅为 5%。

由于燃气电厂在占地面积、用水量、环保等方面均比其他电厂小得多，这就使得在负荷中心建设电厂，实现就地供电成为可能。由此可以减轻电网输电和电网建设的压力，提高电网运行的稳定性。

## 2) 天然气发电机组可用作调峰电源

天然气发电机组运行灵活，启动且启停方便，适合用作调峰电源。适宜在负荷中心附近建厂，可以有效地解决经济发达地区供电峰谷差大的问题。此外，燃气电厂发电效率较高，我国燃煤发电机组发电效率约为 40% 左右，而大容量燃气轮机联合循环效率可达 58%。

## 3) 天然气发电有利于优化和调整电源结构

发展天然气发电可以实现发电能源多元化，有利于改善我国的电力布局和能源结构。目前我国一次能源发电中，煤电约占 70%，水电约占 23%，而燃气发电仅占 2.1%，与全球燃气发电占一次能源发电的比例有很大差距。根据国际能源机构（IEA）的预测，到 2015 年世界天然气发电的比例将提高到 23—24%。

发展天然气发电还有利于我国提高天然气管道投产初期的输量，缩短投资回收期；有利于天然气管网季节调峰；有利于安全供气，因为事故状态下燃气电站为可中断用户。随着我国城市天然气管线、管网的完善，分布式天然气热电联产更具发展潜力，是当前建立节约型社会和实现循环经济的适宜选择。

### 1.2.2 天然气发电对改善中国电力供应结构和提高电网安全性的重要作用

目前中国用于发电的一次能源主要依赖煤炭，水力发电占有一定比例，核能发电尚处于起步阶段，风能、太阳能等可再生能源大规模应用尚不具备实施条件。适量发展天然气发电，有利于优化和调整电源结构，逐步实现发电能源供应多元化。

随着经济的快速发展和人民生活水平的提高，各电网呈现出峰谷差增大、负荷率降低的发展趋势。从提高系统的安全、稳定运行和满足调峰需要来看，电网需要建设一批运行灵活、调峰性能好的电站。燃气机组启动迅速、运行灵活，是电网调峰的较好选择。然而，燃气电厂的建设要因地制宜，避免一味地上联合循环。即使选择上联合循环的地方，也要在设计上避免一刀切地规定同一运行时段，采用同一年运行小时数。

从优化角度看，在目前的天然气价格水平下，在不同的电网中单循环燃气机组都有相应规模的市场空间，在系统中的运行位置为尖峰位置，年利用小时数大约为几百小时。联合循环燃气电站与燃煤电站相比缺乏竞争力，受所在电网的电源结构、负荷特性以及电力供需形势等因素影响，联合循环燃气电站的运行位置具有不确定性。

以火电为主的电网，系统需要调节性能好的电源用于调峰。燃气电厂调节性能优于煤电，但发电成本高于煤电，适宜带尖峰位置。

若电网虽以煤电为主，但电网还有相当比例的水电或具备从网外接纳大量水电的能力，在丰水期水电运行在基荷位置，燃气电厂将主要为系统调峰，运行在尖峰位置；在枯水期燃气电厂的运行位置可向下移动，承担腰荷和峰荷位置。

在水电较多的电网中，燃气电厂运行位置分析比较复杂。一般而言，丰水期水电运行在基荷位置，燃气电厂可替代燃煤电厂，提高电网的调峰能力，减少弃水电量；枯水期燃煤电厂带基荷，水电调峰，燃气电厂承担系统备用或运行在腰荷位置。

不同的电力供需形势对燃气电站的运行位置也会产生很大的影响。在电力供应宽裕情况下，由于天然气价格偏高，燃气电站的竞争力相对较弱，按经济调度原则，燃气电站在电网中可能会处于备用状态或者利用小时数很低。在电力紧张的形势下，天然气电厂由于其具有运行灵活的技术优势，可为电网提供调峰能力，也可运行在腰荷位置。

燃气机组运行灵活，可用率高，是提高电网运行质量的有力手段之一。此外，由于环保及城市用地等方面条件的制约，在中心城市及其周边建设新的常规电源项目受到了限制，燃气电站对厂址外部条件的要求相对宽松，在占地面积、用水量、环境污染等方面均比其他类型电站小得多，可以在负荷中心建设电厂，实现就近供电。这样可减轻电网输电和电网建设的压力，提高电网运行的稳定性。

另外，天然气发电还可以直接或间接地带动中国的燃气轮机技术、船舶制造业技术、清洁煤技术的应用和发展。其中，天然气发电如果规模化，则有利于加快中国燃气轮机技术的自主研发和本地化生产；而随着进口 LNG 的不断增长，也会在一定程度上带动 LNG 船舶制造的本地化；而且间接地也会推动清洁煤技术的发展。

### 1.2.3 天然气发电的特殊性

大型天然气项目与其它大型能源项目的本质区别在于它前期投资巨大，产品不能大规模廉价地储存，而其价值链的终端又没有非用它不可的客户。这就要求在天然气市场的起步阶段，特别是在下游市场不成熟而又拥有充足便宜的替代能源的情况下，需要在天然气价值链的不同环节用严格的照付不议合同来巩固相互之间的承诺，抵御风险，为价值链上的巨额投资提供信心。

从不同能源产业的价值链角度看，燃气电厂是投资规模很大，刚性很强的 LNG 产业链中的一个环节，而这个产业链又是以一环紧扣一环的长期商务协议来连接和作为基本保障的。而其它电厂既不存在燃料供应长期照付不议合同的问题，也不涉及到这么大的投资。

燃气电厂对整个 LNG 项目起着举足轻重的作用。但是，燃气电厂并不是整个 LNG 价值链的终点。为了有能力兑现其在燃料供应合同中照付不议的承诺，它必须在与其购气合同相对应的年限里，保证每年有足够的上网发电量。（所谓“照付不议”，是天然气供应的国际惯例和规则，就是指在市场变化情况下，付费不得变更，用户用气未达到此量，仍须按此量付款；供气方供气未达到此量时，

要对用户作相应补偿。)因此,它必须与电网公司签署长期的购售电合同(PPA)。关键是,PPA 必须与燃气电厂所签的天然气销售协议相匹配。电厂所签的天然气销售协议是 25 年,每年都有一个最低的照付不议用气量,并对每个月、周和日的提取气量都有严格规定(这些规定需要在燃气电厂的并网调度协议中得到反映)。电厂将每两周向供气方支付一次,支付的款项包括 LNG 费,LNG 运输费和气化管输费。这三项费用的单价都是按一些指数(如国际市场的石油价格)在一定的范围内波动的。这就要求电厂与电网公司之间的 PPA 也包含以下条款:

- (1)25 年的照付不议购售电承诺;
- (2)每年与电厂所承诺的最低用气量相对应的最低购售电量。

### 1.3.4 天然气发电的技术特点

(1) 优质燃料天然气应主要用于燃气轮机联合循环的高效发电。

天然气是化石能源中最洁净的燃料,在燃烧性能、热值、运输等各方面都是最优质的燃料。燃气轮机和联合循环发电应用热力学上布雷顿循环和朗肯循环相结合,既有利于高品位能量的转换,又能充分利用较低品位的能量,具有能源综合利用和最高效率的优点。当今燃气—蒸汽轮机联合循环发电热效率已达到 60%,远高于常规或超临界火力发电水平,(见下表)。

机组容量	基本参数	运行地点/产地	热效率 (%)
350MW 超临界汽轮发电机组	31MPa 566/566/566	日本川越电厂	41.9
300MW 超临界汽轮发电机组	25.1MPa 560/560	丹麦 Vest Kraft	45.3
348.5MW S109FA 燃气/蒸汽联合循环	压比 14.7 燃气初温 1320	美国 GE	56.3
396MW KA26 燃气/蒸汽联合循环	压比 30 燃气初温 1260 两段燃烧	瑞士 ABB	58.5
420MW S109H 燃气/蒸汽联合循环	压比 23.2 燃气初温 1430	美国 GE	60

应用天然气燃料燃气/蒸汽联合循环发电的另一个优点是最低的环境污染排放。燃气轮机具有优良的燃烧特性,控制低污染排放技术水平不断提高。天然气燃气/蒸汽轮机联合循环机组与常规火力发电机组相比具有最低的污染排放,被称为“绿色能源”,是可持续发展最有希望的发电技术。

(2) 我国燃气轮机发电应是电力结构中的又一重要组成部分

世界能源结构中,煤炭仍是最丰富的资源。预测全球石油储量尚可开发 60 年,天然气有 120 年,煤炭则有 200 年。我国对煤炭的

依赖尤为重要。中国是煤炭大国，现探明的天然气储量有限，应用天然气还要依靠进口，在天然气发电方面也刚起步。我国以燃煤发电为主的状况将会持续一个漫长的岁月。

但是我国应积极发展天然气燃气轮机发电，目的是优化我国电力结构，提升我国电力技术水平。这就要求充分发挥天然气燃气-蒸汽联合循环发电的优点，来加速发展我国天然气发电。

燃气轮机联合循环发电与常规火力发电相比，除具有热效率高、排放污染少外，还具有灵活机动、调峰性能好，以及投资低、建设周期短、占地面积少等一系列优点。

燃气轮机和联合循环发电在电力结构中最适当的位置或用途是：

人口密集地区、经济发达地区；

负荷中心或电网末梢，以及用电极度紧张地区；

主要用于电网的调峰。

随着我国国民经济高速发展和人民生活水平的提高，在相当长的时期内，我国一方面会存在电力紧张的状况，另一方面电力负荷常常是多变、复杂且具有不稳定性，例如：

随着电力总量增长，负荷峰谷差矛盾十分突出；

社会专业化生产规模的提高，促进地区性电力负荷分布不平衡；

农村城市化和偏远地区经济发展，全国大电网建设仍跟不上广大地区发展用电需求；

电力负荷的季节性变化也越来越大。

此外大型水电站和核电站建成后在电网中以基本负荷发电，电网则急需配置充分的调峰机组。

可见，我国必须将火电、水电、核电和各种先进的发电技术相结合，也必须加快发展天然气燃气轮机发电技术。燃气轮机应以其自身特点在电网中发挥重要作用。燃气轮机发电应是电力结构中的又一重要组成部分。

（3）燃用天然气的分布式燃气轮机冷、热、电联供，可望为解决电力负荷峰谷差找到有效途径。

随着经济发展和人民生活水平的提高，用于空调、取暖的电力负荷明显增加，造成日负荷和季节性负荷的峰谷差，这是世界各工业国家普遍存在的问题。我国现今人均用电拥有量远远低于工业发达国家的水平。我国电力的增长，其中一大部分将是满足生活用电

的增长。生活用电包括取暖、空调等各方面的电力消耗，伴随着电力负荷的增长又加剧峰谷差的扩大。

在电力发展中可按满足高峰负荷来扩大装机容量，必须配备一批调峰机组或增加备用容量。这将会带来电网调整的困难，也影响电网建设的经济性。当代电力系统在继续发展以大型机组为核心大电网的同时，又注重中、小型发电的互补作用。以天然气直燃的微型燃气轮机分布式冷、热、电联供，可使用管网或车运天然气，大大减少在电网上的耗电，可化解电网峰谷差矛盾，提高电网的安全性和经济性，这已成为当代电力发展中的又一热点。

微型燃气轮机简单循环效率达 40%，寿命 45000 小时。微型燃气轮机用于能源综合利用的冷、热、电联供热效率可达 80~90%。目前美国、欧洲、日本都已批量生产微型燃气轮机，其性能见下表。

性能	指标
高效率	燃料—电力转换效率至少为 40%，热电联产效率>85%
环境	氮氧化物（NOx）< 7 ppm (燃天然气)
耐久性	大修期之间可靠运行 1 000 小时，运行寿命至少为 45 000 小时
发电费用	系统成本< 500 美元/kW，发电费用能与市场应用替代方案（包括电网）具有竞争力
燃料适应性	可选用多种燃料，包括柴油、乙醇、垃圾掩埋场瓦斯和生化燃料

## 1.3 发展天然气发电的重要意义

### 1.3.1 提高天然气利用效率

从世界范围来看，天然气大多用于发电。日本 70%的天然气用于发电，占其国内发电总量的 28%；美国天然气发电比例超过了 20%；欧洲的天然气发电占比也在 30%以上。而目前，我国的天然气则主要用作居民生活用气和发展天然气化工，二者在我国天然气消费中所占比例超过了 50%。但是，这种消费方式大大降低了天然气的利用率，造成了天然气资源的浪费，并且对环境的改善无法达到预期效果。因此，利用天然气发电，将能够改变我国天然气以及能源利用结构，提高天然气利用效率。

## 1.3.2 最低的环境污染排放

在燃烧天然气时，可以大大地减少二氧化碳的排放量。如果以燃料燃烧释放的单位能量比较，并以燃油排放的二氧化碳量为1，则煤和天然气燃烧排放的二氧化碳大致为 1.22 和 0.67。由于海南的天然气不含硫，相比燃煤电厂，天然气发电没有二氧化硫的排放。

## 1.3.3 可减轻电网输电和电网建设的压力

由于燃气电站对厂址外部条件的要求相对宽松，在占地面积、用水量、环保等方面均比其他电站小得多，这就使得在负荷中心建设电厂，实现就近供电成为可能。这样可减轻电网输电和电网建设的压力，提高电网运行的稳定性。



## 二、天然气发电行业政策分析

### 2.1 天然气发电产业政策

#### 1、现行政策

目前，上涨的天然气成本和不完善的电网定价机制，让天然气发电踌躇不前。相关政策中指出，我国的上网电价仍由国家部分调控，尚未完全放开市场化。同时，天然气发电的成本本来就高于火力发电，再加上日前各省相继上调天然气价格，进一步增加了天然气发电的成本。这就要求天然气发电的上网价格高于火电的上网价格，否则企业将出现亏损。但是目前各个燃气电厂气源不同气价不同，各省的上网电价也不同，没有体现燃气电厂调峰、环保等优势。各级政府都还没有出台天然气上网电价相关的优惠措施，无法获得政策层面的支持。

在天然气价格上涨，天然气发电成本高企的情况下，虽然天然气发电的前景被看好，但是目前的投资积极性并不高，仍需相关部门对天然气发电特别是在上网电价等方面给予更多的支持和优惠措施。

#### 2、存在问题

目前天然气发电容量占总装机的 2.7%，已初具规模。但现在国家基本没有与燃气电厂优势相符的配套政策。各个燃气电厂气源不同气价不同，各省的上网电价也不同。没有体现燃气电厂调峰、环保等优势。

#### 3、政策趋势

天然气作为新的开发能源，它的前景非常广阔。我国将提高天然气的应用，走可持续发展道路。为改变现有的电源结构，减少煤电在我国电源结构中的比重，国家将奉行大力发展水电、积极推进核电和适当发展天然气发电的政策。

国家将结合西气东输和引进国外液化天然气、管道天然气等工程的开发建设，适时建设一定规模的天然气电厂，提高天然气发电比重。天然气发电的发展必将给相关生产企业带来一定的发展机遇。

在目前我国天然气供应还不是十分充裕的情况下，天然气发电项目的首选建设形式还是应当以发展分布式能源的方式为主，这样既利用了天然气发电，又能实现热电冷能联产，能够进一步提高能源利用效率。对于新建的大型 LNG 项目，由于燃气市场还未成熟，

需要配套大型的燃气电厂配合项目开发建设。LNG 项目的实施为发展燃气发电提供了契机，而燃气发电又是成功实施 LNG 项目的关键。

“十二五”期间国家将大规模开发天然气，并增加天然气发电比重，这将对天然气发电给予政策上的大力支持。

国家决定“十二五”期间大幅度开发和购买天然气，为了保障天然气输送安全，将建安全储备和应急储备。

此外，“十二五”期间国家将增加天然气发电的比重。天然气发电具有调峰作用，美国天然气发电占比超过 20%，欧洲超过 30%，而中国天然气发电占比不足 3%，所以天然气发电产业具有相当的发展潜力和深远的战略意义。

## 2.2 天然气发电环保政策

### 1、“十二五”我国环保事业的发展

“十二五”环境保护规划，就环境保护、环保纳入约束性考核的指标以及具体环保投资等重点进行了说明，而环保产业的规划，仅仅限于环保产业发展领域，只是环境保护规划的一部分。

国家将从四方面逐步出台相应的政策，一是实施重点工程带动战略，推动切实的需求带动节能环保产业发展；二是进一步完善财税、金融等政策体系；三是鼓励技术进步，建立国家工程研究中心和国家工程实验室；四是适时实施新的法规标准和新的法规政策，推动一批新的环保产业脱颖而出。最现实的就是要实施重点工程带动战略，到 2020 年单位 GDP 二氧化碳排放量要降低 40%到 45%，这里面需要数万亿投资。

不过，最近中央和环境保护部党组已经明确“环保产业是战略性新兴产业”，因此下一步要抓住机遇，大力推进环保产业发展。争取出台环保系统推动环保产业发展的指导意见。

目前国家发改委制定的节能环保产业规划已经确定，到 2015 年，中国节能环保产业总产值将达到 GDP 的 7%—8%，成为新的支柱产业。

根据《中国环境宏观战略研究》，未来中国环保产业将持续高速增长，预计环保产业产值“十二五”末期将达到 2 万亿以上，到 2020 年环保将成为国民经济的支柱产业。

国家环境保护“十二五”规划初步确定，“十二五”期间中国环保投资将达 3.1 万亿，较“十一五”期间 1.54 万亿的投资额上升 121%。

### 2、天然气发电环保政策

当前我国天然气发电还处在起步阶段，其前景主要取决于天然气气价、发电电价、发电设备国产化、环保意识与环保政策等因素。而目前我国关于天然气发电的配套政策体系还不是很健全，因此我国在大力发展天然气发电的同时，应尽快出台天然气发电环保政策框架。

## 2.3 天然气发电政策的回顾与展望

### 2.3.1 政策制定依据

当前我国天然气燃气轮机联合循环发电正处于起步阶段，国家尚无完善的政策法规按燃机电厂在电网中发挥的特殊作用来制定合理的电价。而天然气作为优质燃料，价格偏高，且国内价格比现行国际价格更高。天然气燃气轮机联合循环发电在经济上与常规燃煤火力发电机组相比还缺少竞争力，而这点常常会限制新颖发电技术发挥作用，影响我国电力建设的普遍水平（见下表）。

	天然气燃气 / 蒸汽联合 循环发电	常规燃煤火力发电
燃料单价	2.55/m <sup>3</sup>	750 元 / 标煤吨
燃料热值	8 942 kcal/ m <sup>3</sup>	7 000 kcal/kg
热效率	55.4%	35%
单位燃料消耗量	0.162 kg/kw·h	0. 370 kg/kw·h
燃料成本	0.6437 元 / 度	0.5477 元 / 度

在市场经济发展规律支配下，根据同网、同质、同价和公平竞争的原则，天然气燃气—蒸汽联合循环发电的重要作用，应在经济价值上合理的反映出来。

例如天然气燃气轮机在电网中担当调峰或作备用容量，首先会使机组频繁起停，直接影响经济性和降低设备维修间隔周期，增加运行成本。根据燃气轮机经济性和可靠性的统计规律，机组起停一次相当于 10~20 个当量运行小时。承担电网调峰作用的燃气轮机，年起停次数一般大于 300 次以上，相当于增加了 3000~6000 个运行小时数。如果实际运行 3500 小时，机组当量运行小时数已达 6500~9500

小时。

再考虑到调峰机组在负荷低谷时段不发电，在高峰或平峰时段也常减负荷，机组年运行小时数经折合后约为 3500 小时。若是担当电网备用的机组其年运行小时数更低。年运行小时数低的调峰机组比以基本负荷连续长期运行机组的运行成本将随运行小时数的减少而成比例增加。因电网需要而担当调峰任务的机组，折合年运行小时 3500 小时，但发电的价值却与 7000 小时左右的基本负荷相当。

调峰机组只能依靠合理的峰谷电价差来弥补其调峰带来的经济损失。发改委[2003]14 号文确定峰、谷时段电价差在 2~5 倍之间。实际价格差应取在上限才趋向合理。

此外，对燃气轮机低排放污染的的优点在电价上也应反映。这项电价的补偿应与常规燃煤火力发电因必须采用脱硫工艺而得到的补偿相当。燃气—蒸汽联合循环电厂的环保电价补偿政策可参考这种电价补偿的方法来制定。

合理的电价政策应该使燃气—蒸汽联合循环电厂能承受目前较高的天然气价格及天然气价格波动的风险。当天然气价格降低后，燃气—蒸汽联合循环发电将有条件进一步降低电价，使天然气发电具有更大的竞争力，并促使燃气轮机联合循环发电得到更快、更大的发展。

### 2.3.2 回顾

当前我国天然气燃气发电仍处于发展初期，国家只是从宏观层面制定了一些支持和鼓励天然气发电产业发展的政策。具体到产业发展中的细节问题，仍缺少相应政策支持，比如热电联产。由于跨越行业提供两种不同的能源产品——电力和热能，它既不像大型火电厂那样与电网之间的关系简单，又不像供热厂那样与地方政府的利益清楚，热电联产“天生的优势”变成了“天生的缺陷”。由于规模小，热电厂经常莫名其妙地被混入浪费资源的小火电行列，遭遇“惩罚”，使投资出现萎缩。燃气冷热电联产的分布能源系统也可能遭遇类似命运。

为了加快发展我国天然气发电产业，优化我国电力行业电源结构，更好的实现节能环保，发展天然气发电产业势在必行，国家应尽快出台一系列政策措施来进一步促进天然气发电产业的发展。

### 2.3.3 展望

目前，我国天然气发电市场正处于起步阶段，它的开拓和发展离不开政府的支持。合理的电价政策应该使燃气——蒸汽联合循环电厂能承受目前较高的天然气价格及天然气价格波动的风险。此外，对燃气轮机低排放污染的的优点在电价上也应反映。中国天然气发

电在电力工业部门中所占比例极低，与世界平均水平相比差距很大，国家可以对污染较高的发电厂收取较高的排污费用来限制其发展，引导企业采用天然气发电，不断开发中国天然气市场。

在“适当发展天然气发电”的前提下，国家应尽快出台天然气发电政策框架，采取政策性价差补贴方案等措施对天然气发电给予扶持，还可以对燃气电价实行政府授权合约和自主长期合约来支持燃气电站的发展。

应通过国际合作，加大进口液化天然气力度，尽快确定华东、山东进口液化天然气项目，广东、福建要增大进口量，并加快从俄罗斯、中亚各国进口管道天然气的可行性研究工作。

同时，还需要加快天然气基础设施的建设。近期重点建设 LNG（液化天然气）接收站、储气库、联络线，远期重点建设进口天然气管道、LNG 接收站及配套管网。

针对天然气发电缺乏竞争力问题，可以采用给予燃气电厂特殊政策的方式进行解决。国家主管部门根据国家能源发展战略对相关天然气项目核准后，各地方政府负责对其下游市场培育中的相关问题出台措施，进行协调和解决。

如果天然气项目开发对地方的社会经济发展和调整能源结构具有特殊的社会效益或战略意义，可以由地方政府通过采取有效措施降低到厂气价，或对上游天然气供应方提供适当的价差补贴，在电力市场平台之外予以解决。相关措施包括额度和资金来源由各地方政府确定并予以实施。

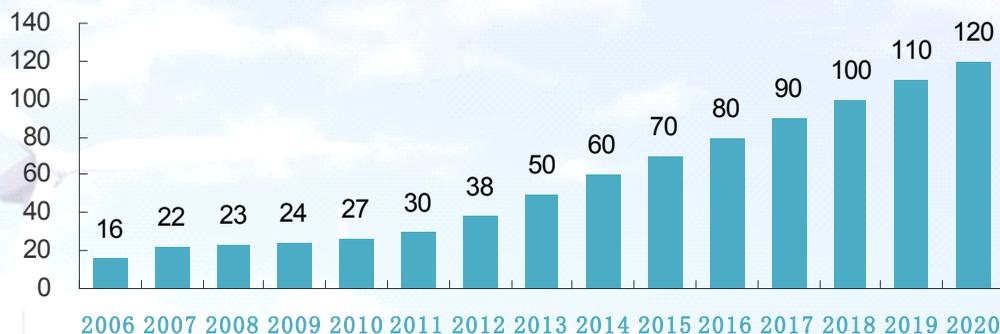
## 三、我国天然气发电现状

### 3.1 装机容量

中国天然气电厂至2010年，天然气电瓦，天然气电厂仅供应1.7%。

我们认为迄今中增加仍受限，因为(a)相对较高的上网电价，须获得合理的回报。

我们预计该增长应（国内以及进口来括增加的非常规天然煤制气）。



数据来源：中国电力企业联合会

@China Economy Network Consultation Co.,Ltd

www.chinacir.com

建设迄今仍受限。截  
厂容量仅为 26.7 吉  
中国全部发电力的

国天然气电厂容量  
天然气供应紧张，(b)  
相比于煤电来说必

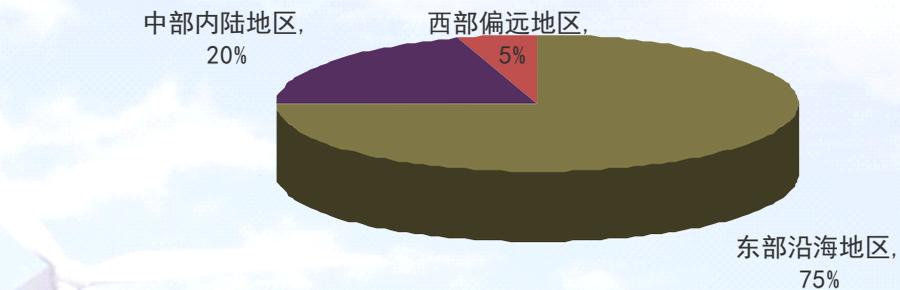
源于中国天然气供  
源的明显上升，包  
气供应（如煤层气，

### 3.2 产能分布

按城市划分，中国大的地区主要是经济实要有：上海、北京、广天津、重庆、杭州、青

按省、市、自治区发电产能较大的地区主天津、浙江、江苏、广福建等沿海地区。

按经济带划分，东中部内陆地区和西部边



数据来源：中国电力企业联合会

@China Economy Network Consultation Co.,Ltd

www.chinacir.com

天然气发电产能较力较强的城市，主州、深圳、苏州、岛、无锡、佛山。

划分，中国天然气要有：上海、北京、东、山东、海南、

部沿海地区远大于远地区。

### 3.3 重点企业分析

企业名称	装机容量（万千瓦时）
江苏华电望亭天然气发电有限公司	2*30
江苏华电戚墅堰发电有限公司	2*30
漕泾化工	2*30
华能石洞口二厂	2*30
南京热电厂	2*30
半山电厂	2*30
张家港电厂	2*30
华能金陵燃机电厂	2*30
广东惠州天然气发电有限公司	3*39
湖北华电武昌热电厂	30
国电沙市热电厂	30
兰州燃气电厂	60
陕西靖边电厂	2*30
新疆和田天然气电站	60
华能上海燃机电厂	3*40
福建莆田燃气电厂	4*39
晋江燃气电厂	4*39

## 3.4 制约因素分析

### 1) 天然气发电缺乏竞争力

发展天然气发电面临的主要问题之一就是其经济性，特别是相对燃煤发电的竞争力。目前中国规划建设的燃气电站所面临的市场环境各有差异，但关于燃气电站经济性分析的结论是一致的：即燃气电站的上网电价高于同地区的脱硫燃煤机组的上网电价。

由于天然气市场形势与定价机制的原因，天然气发电的经济效益还有待深入分析。我国燃气电厂气价偏高，影响了燃气电厂的竞争力。经测算，当燃气价格在 1.1 元/立方米时，燃气发电竞争力较差；燃气价格在 1 元/立方米时，仅比进口 66 万千瓦脱硫煤电机组和 35 万千瓦机组的电价低；在燃气价格为 0.9 元/立方米时，燃气发电与其他机组相比才具有优势。

### 2) 天然气发电面临履行购气照付不议合同的义务和参与电力市场竞争的双重压力

天然气及 LNG 行业是上、下游一体的特殊商业贸易链。按照 LNG 贸易的国际惯例，在新兴的天然气市场，供需双方要签订长期的照付不议型购售气合同，从而形成一条风险共担、风险相互传递的非常严密的商业链。因此，燃气电站必须按国际惯例与供气方签订长期照付不议购售气合同。在西气东输以及广东和福建的 LNG 项目中，燃气电厂都与供气方签署了长期的供气合同。

根据国家电力体制改革精神，要求取消电网与电厂之间签订的包销式长期购电合同，在电力市场中引入竞争机制。目前以及未来几年中国区域电力市场建设处于第一阶段，市场主体中的发电商基本上是一定规模的统调燃煤电厂，购电商是作为单一买方的省电网公司，交易品种为年度和月度电量，交易大多是以差价合约的方式。在未来的电力市场建设第二阶段中，市场主体逐步扩大，交易品种逐步增加，引入辅助服务市场。未来电力市场交易方式分为合约交易和现货交易，预计合约交易分为授权型合约交易和自主型合约交易，授权型合约交易主要是为履行国家政策，针对不同类型电厂（如可再生能源电厂、热电联产电厂、径流式水电厂等），经政府授权，按照核定电价所签订的购售电合同。

由于天然气发电缺乏竞争力，在没有任何政策支持的情况下，在以煤电为竞争主体的国内发电市场上，燃气电厂的上网电量和电价具有很大的不确定性。

中国的天然气工业刚刚起步，需要一定时间的扶持和培育才能得以发展，而电力工业已发展到成熟阶段，市场竞争是大势所趋。这种局面使处于既位于天然气工业下游又位于电力行业上游的燃气电厂面临两难的境地。

### 3) 天然气供气方式对燃气电站运行方式存在制约

从各地区的电力系统实际运行情况看，随着燃煤机组技术性能的提升和系统自动化程度的提高，解决调峰问题不存在技术障碍，关键是调峰的经济性问题。燃气机组具有运行灵活、启停迅速的技术优势，在经济合理的前提下，对电网的调峰和安全稳定运行是十分有利的。但是，如果燃气电站按调峰方式运行，不仅要求气源可靠，供应稳定，而且供气要能适应电站日发电调峰及季节性变化的需要，具备较大的供气灵活性。因此要求供气方要有一定规模的调蓄能力（如建设储气设施等），满足天然气供应量变化的需要。同时天然气发电用气要尽量从门站或输气管干线直接购气，以降低购气成本，并减少民用气与电厂用气的相互干扰。

西气东输工程配套建设的燃气电站“照付不议”合同中将年合同气量按 365 天平均分割到每日供气量，对超过日合同量的气量不作保证，致使电厂仅具备有限的日调峰能力；广东 LNG 一期工程建设了两个储气罐，同样也无法满足电网的月和季调峰需求。由于供气方无法按发电需要供气，燃气电站的发电和调峰能力受到了较大制约。

### 4) 我国与天然气相关的政策法规尚处于缺失的状态

比如热电联产，由于跨越行业提供两种不同的能源产品--电力和热能，它既不像大型火电厂与电网之间的关系那样简单，又不像供热厂与地方政府的利益那样清楚，热电联产"天生的优势"变成了"天生的缺陷"。由于规模小，热电厂经常被列入浪费资源的小火电行列而遭遇"惩罚"，使投资出现萎缩。

## 四、我国天然气发电政策措施建议

### 4.1 要加快天然气市场的开发

这包括加大国内天然气资源的勘探、开发和利用力度，目前，天然气在世界一次能源消费结构中的比例已达到 23.8%。我国也正在加快天然气的开发利用。《国家能源“十二五”发展规划》首次提出到 2015 年全国天然气发电装机达 6000 万千瓦的目标。这意味着未来 5 年国内天然气发电规模将从目前的 2800 万千瓦基础上实现翻倍增长。2010 年 4 月，国家能源局下发《关于对〈发展天然气分布式能源的指导意见〉征求意见的函》，指出到 2011 年我国拟建设 1000 个天然气分布式能源项目；到 2020 年，在全国规模以上城市推广使用分布式能源系统，装机容量达到 5000 万千瓦。

### 4.2 加快开发天然气市场并不等于要大力发展燃气发电

将中国有限的天然气供应用于替代各行各业燃用石油和煤炭，具有比发电在环境保护、经济性、安全稳定等方面更大的战略意义。但考虑到大型燃气项目在起步阶段需要一定规模的燃气电厂来支撑，而电力系统也确实需要并能接纳一定规模的燃气电厂，因此，中国应该适度发展燃气发电。燃气发电的规模，电厂的布局，运行位置，建设时期等要按照项目所在地天然气资源和地方电网的特点，由天然气供应部门和电力部门共同研究提出方案。

### 4.3 明确上网电价和发电气价形成机制

1)按照“天然气电厂发电上网必须完全服从所在地区电力市场的运营规则，按要求参与竞争上网”的原则，在市场竞争情况下，明确燃气电站的上网电价应通过竞争，由市场确定；在电力市场竞争规则完善之前，天然气电厂的上网电价可执行当地电网的加权平均上网电价，或根据当时当地峰谷上网电价水平，执行对应时段的峰谷电价。

电厂运行方式、年发电利用小时数、发电上网的相关运行安排，以及需要与上游“照付不议”合同条款要求相衔接的其它技术要求和商务安排等问题，由合约双方通过商务谈判解决，并在购售电合同中加以明确。

2)天然气电厂与天然气供应方之间的购售气合约，由双方通过商务谈判确定，包括供气方式、到厂气价和合同期限等。

3)以天然气电厂的上网电价反推的天然气价格（即发电气价）与合同确定的到厂气价的价差解决方案：

①由省级地方政府主管部门、天然气发电方和供气方三方根据上年度平均上网电价水平来确定当年的发电气价；

②当年合同气价与发电气价的差价部分由当地政府根据与供气方商定的补贴方式，向供气方提供补贴；

③地方政府补贴差额资金来源：经国家主管部门批准后，对本省电网企业的直接销售电量（不含发、用双边直接交易的合同电量）

实行加价，收取差价补贴资金；有支付能力的地区可从地方财政支出部分差价补贴。

(4)降低发电用天然气气价，提高天然气发电的竞争力

1)对天然气开发利用实行更加优惠的税收政策

①对天然气勘探开采企业，允许勘探投资以大于规定投资额的一定比例，在计算应税所得额时抵扣；

②对天然气管道运输企业，从管道投入运营到全部投资回收、还清贷款之前，免征所得税和营业税；投资回收后，减半征收营业税；

③对进口 LNG 项目减免进口关税、进口增值税即征即退；

④对天然气发电企业增值税即征即退，免征所得税。

2)实行合理的分类气价

制定合理的分类气价，对不同类型用户、不同规模用户和不同时段（高峰、低谷）采取差别价格，建立有利于公平负担、体现用户和负荷特性的定价机制，引导天然气消费，优化用气结构。民用和商业用气市场开拓慢且峰谷差大，对供气安全性要求高，应该承受较高的气价。在工业用户中，用气规模越大，气价越低，用气越稳定均衡，气价越低，可中断用户气价最低。按照季节变化灵活调节气价，用气高峰时价格上浮，低峰时价格下调。

3)合理确定管输费

要坚持“保本微利”的原则，通过降低项目收益率（内部收益率控制在 10%）、延长管道折旧年限（从现行 10~15 年延长到 30~40 年）等措施，合理确定并严格监管管输费（包括长输管道和城市管网），降低天然气用户（特别是天然气发电用户）的价格压力。

4)综合优化利用天然气资源

天然气以甲烷为主，甲烷含量占 95%以上，称为“干气，”含有 10%（mol）左右的 C2 和 C3 以及极少量的 C4，称为“湿气。”据

分析，利用 LNG（湿气）的冷能，将 C2 高效率、低成本分离出来，用作裂解原料替代石脑油生产乙烯，投资可节省 30%，能耗降低 30%~40%，综合成本降低 10%。由此可使天然气成本降低 0.3 元/立方米左右，提高 LNG 的竞争力。

## 5)引入竞争和技术创新

在燃气电厂建设阶段，通过招标竞争来减少投资成本，降低电价。鼓励采用多种燃气发电技术，避免所有燃气电厂采用同一型号的大型联合循环燃气机组。鼓励采用双燃料、调峰性能好、价格应对能力强的单循环机组和总体能源利用效率高的中小规模分布式热电联产和热，电，冷多联产的燃气电厂。加快燃气发电设备研发和制造的本地化进程，以降低燃气电厂的设备投资成本。

## 4.4 天然气发电上网电价应计入环保折价

为了体现天然气发电的环保价值，天然气发电的上网电价应将环保成本（效益）货币化计入。近期可先计入 SO<sub>2</sub> 的环保折价。

## 4.5 明确燃气电厂参与电力市场的方式

燃气电厂应参与电力市场竞争，服从电力市场运营规则。在电力市场化机制完全建立起来之前，作为过渡，燃气电厂上网电价以当地电网的加权平均上网电价为基准。随着天然气市场的不断成熟、区域电力市场竞争机制的不断完善以及电力市场交易品种的丰富，在电力市场化机制完全建立起来之后，应全面参与市场竞争。燃气电厂可以参与电力市场中的合约市场和现货市场，可以与购电商签订适合各自特点的长期购售电合约；可以通过金融合同等电力交易品种规避风险。同时，燃气电厂具有启停迅速、运行灵活的特点，可以参与辅助服务市场获得收益，从而提高竞争力。

## 关于作者

行业红月刊作者为北京华经纵横咨询有限公司，由公司独家授权中国产业竞争情报网发布。

**北京华经纵横咨询有限公司** 成立于 2003 年，其前身是“北京华经纵横经济信息研究中心”，依托《中国经济报告》课题组（课题组核心成员）成立，是国内最早的市场研究咨询机构之一。

华经纵横主营业务覆盖细分产业研究、市场专项调研、项目投资咨询、企业竞争监测、企业 IPO 咨询、企业形象推广、权威数据发布、产业规划、政府课题研究等领域，是国内具有影响力的咨询服务公司之一。

作为中国权威的第三方市场研究和投融资咨询服务机构，我们的研究成果得到政府有关部门、企业界和投资界的高度评价，被视为反映中国产业发展动向的最具权威性的成果之一。

## 联系我们

公司地址：北京市西城区裕民路 18 号北环中心 110 室

联系电话：010—82252636

## 特别声明

行业研究红月刊由北京华经纵横咨询有限公司产业研究部撰写，红月刊中的信息或所表达的建议不构成对任何投资人的投资建议，红月刊版权北京华经纵横咨询有限公司所有。