

doi:10.3969/j.issn.1671-5152.2026.04.003

天然气掺氢成本效益测算模型与定价机制研究

欧宗现¹, 刘欣¹, 何琳¹, 席丹²

1. 港华能源创科(深圳)有限公司; 2. 港华投资有限公司

摘要: 天然气掺氢项目在实施过程中普遍面临用能成本核算难、燃气价格定价难的经济性问题, 掺氢天然气定价机制的空缺制约了天然气掺氢的大规模推广及商业化应用。本文基于单位用能成本不变原则, 综合考虑能效变化、碳排放以及污染物成本等因素, 构建了掺氢天然气定价模型。基于此本文针对不同类型的燃气设备开展系列掺氢燃烧试验, 获取不同掺氢场景下掺氢效能修正系数, 建立完备的掺氢燃烧试验数据库。在不同天然气掺氢场景下, 基于不同掺氢效能修正系数, 形成掺氢天然气的定价机制, 为未来天然气掺氢项目的推广和商业化应用提供可靠的计价工具。

关键词: 天然气掺氢; 定价机制; 定价模型; 掺氢比例; 能效修正系数

Research on Cost-Benefit Calculation Model and Pricing Mechanism of Hydrogen-Blended Natural Gas

OU Zongxian¹, LIU Xin¹, HE Lin¹, XI Dan²

1. Towngas Energy Technology (Shenzhen) Co., Ltd.; 2. Towngas Investment Co., Ltd.

Abstract: The implementation of hydrogen-blended natural gas projects commonly faces economic challenges, including difficulties in calculating energy costs and pricing the blended gas. The absence of a pricing mechanism for hydrogen-blended natural gas restricts its large-scale promotion and commercial application. Based on the principle of constant unit energy cost, this paper developed a pricing model for hydrogen-blended natural gas by comprehensively considering factors such as energy efficiency variation, carbon emissions, and pollutant costs. Accordingly, a series of hydrogen-blending combustion experiments was conducted on different types of gas equipment to obtain efficiency correction coefficients under various blending scenarios, thereby establishing a comprehensive experimental database. Under different hydrogen-blending scenarios and based on varying efficiency correction coefficients, a pricing mechanism for hydrogen-blended natural gas was developed, providing a reliable pricing tool for the future promotion and commercial application of hydrogen-blended natural gas projects.

Keywords: hydrogen-blended natural gas; pricing mechanism; pricing model; hydrogen-blending ratio; efficiency correction coefficient

1 引言

利用现役天然气管道输送氢气, 可实现氢气的低成本、大规模、长距离输送, 掺氢天然气管道输送技术将解决氢能发展卡脖子问题。目前已有多个

国家地区开展了天然气掺氢项目, 掺氢比大多在5%~30%^[1-3]。这些项目探索了天然气掺氢输送的可行性, 为将来大规模掺氢输送提供可借鉴的经验。具体来看, 欧盟于2004年开展NaturalHy项目证实掺氢比20%的氢气不会显著增加爆炸等安全风险^[4]。

[第一作者简介] 欧宗现, 氢能研发中心主任, 高级工程师, 从事氢能与绿色燃料技术研发工作。

2014年,法国GRHYD项目探索将风电制氢以不高于20%的比例注入天然气管网,供居民及客车使用^[5]。2019年,英国公司将20%氢气注入园区天然气管网,以研究掺氢天然气对居民用户的影响^[6]。2020年,澳大利亚启动了天然气掺氢示范项目,将基于可再生能源的电解水制氢以10%比例掺入到天然气管网并供用户使用^[7]。2023年,国电投朝阳天然气掺氢示范项目验证了20%以下掺氢比风险可控,系统轻微改造可允许最高50%掺氢比^[8]。国内外研究表明,在掺氢比例20%以下时,天然气燃烧特性与管网适应性无需大规模改造。天然气掺氢相容性和安全性研究充分,技术问题基本已经解决。

在经济性和策略研究方面,任渊源^[9]等研究以GE 9HA.02型燃气轮机为对象,发现氢气价格不超过38.5元/kg时,掺氢系统可满足收益率要求,电价和天然气价格对经济性影响显著。魏震波^[10]等提出了一种基于动态掺氢策略的综合能源系统低碳经济调度模型,通过阶梯式交易机制提升系统经济性与环境效益。张玮^[11]等指出掺氢天然气计量方式与天然气购气价格是影响项目经济性的主要因素。现阶段,针对天然气管网及下游用户掺氢之后的相容性和安全性研究比较充分、成果丰硕,技术层面上的问题基本得到解决。但天然气掺氢仍未能实现规模化应用,其关键卡点之一是项目实施过程中普遍面临的用能成本核算难、燃气价格定价难的问题,即高比例掺氢之后的经济性问题。

2 天然气掺氢定价模型

为了准确评估天然气掺氢的成本效益和确定合理的定价机制,本文构建了综合考虑能效变化、碳排放以及污染物成本等多因素的成本效益测算模型和定价模型。在成本效益测算中,详细考虑了氢气制取成本、掺混成本、输送成本、终端应用成本以及因能效变化和环境效益带来的成本变化,通过对这些成本因素的量化分析,能够准确计算出不同掺氢比例下天然气掺氢的总成本和净效益。在定价模型构建中,充分考虑了市场供需关系、能源价值以及政策补贴等因素,通过建立数学模型,为掺氢天然气的定价提供了科学合理的方法。

按照单位用能成本不变原则,综合考虑天然气掺氢之后的能效变化(燃烧效率和换热效率)、温室气体(二氧化碳、甲烷)和大气污染物(二氧化硫/氮氧化物/烟尘)排放成本,天然气用能成本与氢气用能成本有如下换算关系:

$$\frac{(P_{NG} + EC_{NG,1} + EC_{NG,2})}{H_{NG} \cdot \eta_{NG}} = \frac{(P_{H_2} + EC_{H_2,1} + EC_{H_2,2})}{H_{H_2} \cdot \eta_{H_2} \cdot C_{EFF}} \quad (1)$$

由上式推导出氢气使用成本(氢气价格):

$$P_{H_2} = (P_{NG} + EC_{NG,1} + EC_{NG,2}) \frac{H_{H_2} \cdot \eta_{H_2} \cdot C_{EFF}}{H_{NG} \cdot \eta_{NG}} - (EC_{H_2,1} + EC_{H_2,2}) \quad (2)$$

最终求得掺氢天然气使用成本(燃气价格):

$$P_{TG} = P_{NG} \cdot (1-x) + P_{H_2} \cdot x \quad (3)$$

式中: P_{NG} 为天然气价格,元/m³;

H_{NG} 为天然气高位热值, MJ/m³;

H_{H_2} 为氢气高位热值, MJ/m³;

η_{NG} 为天然气燃烧效率, %;

η_{H_2} 为氢气燃烧效率, %;

C_{EFF} 为掺氢能效修正系数,无量纲;

$EC_{NG,1}$ 为使用天然气产生的温室气体排放成本,元/m³;

$EC_{NG,2}$ 为使用天然气产生的污染物排放成本,元/m³;

$EC_{H_2,1}$ 为使用氢气产生的温室气体排放成本,元/m³;

$EC_{H_2,2}$ 为使用氢气产生的污染物排放成本,元/m³;

P_{H_2} 为氢气价格,元/m³;

P_{TG} 为掺氢天然气价格,元/m³;

x 为掺氢比例, %。

天然气掺氢之后能效变化的修正系数计算公式:

$$C_{EFF} = \frac{H_{NG} \cdot (x + \Delta V \cdot x - \Delta V)}{H_{H_2} \cdot (x + \Delta V \cdot x)} \quad (4)$$

式中: ΔV 为天然气掺氢后的实际用气量变化率, %。

使用天然气产生的温室气体排放成本计算公式:

$$EC_{NG,1} = (E_{NG,B} \cdot \eta_{CH_4} + E_{NG,B} \cdot (1 - \eta_{CH_4}) \cdot f) \cdot P_{CEA} \quad (5)$$

式中: $E_{NG,B}$ 为天然气燃烧产生的二氧化碳排放值, kg/m³;

η_{CH_4} 为天然气中甲烷的燃烧效率, %;

f 为非二氧化碳温室气体的折算当量系数,无

量纲;

P_{CEA} 为碳排放配额 (CEA交易价格), 元/kg。

使用天然气产生的污染物排放成本计算公式:

$$EC_{NG,2} = E_{NG,1} \cdot P_{PRT,1} + E_{NG,2} \cdot P_{PRT,2} + E_{NG,3} \cdot P_{PRT,3} \quad (6)$$

式中: $E_{NG,1}$ 为天然气燃烧产生的二氧化硫排放值, kg/m³;

$E_{NG,2}$ 为天然气燃烧产生的氮氧化物排放值, kg/m³;

$E_{NG,3}$ 为天然气燃烧产生的烟尘排放值, kg/m³;

$P_{PRT,1}$ 为二氧化硫排污权交易基准价, 元/kg;

$P_{PRT,2}$ 为氮氧化物排污权交易基准价, 元/kg;

$P_{PRT,3}$ 为烟尘排污权交易基准价, 元/kg。

使用氢气产生的温室气体排放成本计算公式:

$$EC_{H_2,1} = (E_{H_2,B} + E_{H_2,U}) \cdot P_{CEA} \quad (7)$$

式中: $E_{H_2,B}$ 为氢气制取过程的温室气体排放值, kg/m³;

$E_{H_2,U}$ 为氢气使用过程的温室气体排放值, kg/m³。

使用氢气产生的污染物排放成本计算公式:

$$EC_{H_2,2} = E_{H_2,1} \cdot P_{PRT,1} + E_{H_2,2} \cdot P_{PRT,2} + E_{H_2,3} \cdot P_{PRT,3} \quad (8)$$

式中: $E_{H_2,1}$ 为氢气燃烧产生的二氧化硫排放值, kg/m³;

$E_{H_2,2}$ 为氢气燃烧产生的氮氧化物排放值, kg/m³;

$E_{H_2,3}$ 为氢气燃烧产生的烟尘排放值, kg/m³。

3 天然气掺氢定价案例分析

基于以上天然气掺氢价格计算模型, 分别对工业窑炉、工业锅炉和加热炉3个应用场景的天然气掺氢成本和效益进行测算, 结果表明, 各场景的主要差异在于实际用气量变化率, 如图1所示。

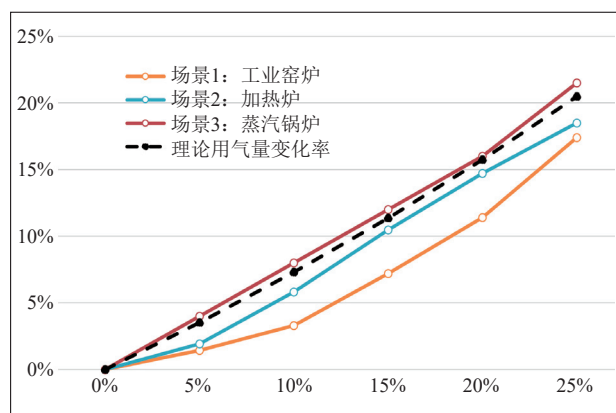


图1 实际用气量变化率ΔV

根据天然气掺氢之后能效变化的修正系数计算公式:

$$C_{EFF} = \frac{H_{NG} \cdot (x + \Delta V \cdot x - \Delta V)}{H_{H_2} \cdot (x + \Delta V \cdot x)} \quad (9)$$

表1 计算参数取值汇总表

名称		单位	数值					
掺氢比例		%	0	5	10	15	20	25
天然气高位热值 H_{NG}		MJ/m ³	37.78	37.78	37.78	37.78	37.78	37.78
氢气高位热值 H_{H_2}		MJ/m ³	12.09	12.09	12.09	12.09	12.09	12.09
实际用气量变化率ΔV	国内工业窑炉项目	%	0.00	1.44	3.30	7.20	11.40	17.40
	国内工业锅炉项目	%	0.00	1.92	5.82	10.47	14.72	18.50
	欧洲Nortegas项目	%	0.00	4.00	8.00	12.00	16.00	21.50
天然气燃烧效率 η_{NG}		%	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00
氢气燃烧效率 η_{H_2}		%	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00
天然气燃烧产生的二氧化碳排放值 $E_{NG,B}$		kg/m ³	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
非二氧化碳温室气体的折算当量系数 f			21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00
氢气制取过程的温室气体排放值 $E_{H_2,B}$		kg/m ³	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
氢气使用过程的温室气体排放值 $E_{H_2,U}$		kg/m ³	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
碳排放配额 (CEA) 交易价格 P_{CEA}		元/kg	0.103	0.103	0.103	0.103	0.103	0.103
天然气燃烧后二氧化硫排放值 $E_{NG,1}$		kg/m ³	0.000 10	0.000 10	0.000 10	0.000 10	0.000 10	0.000 10
天然气燃烧后氮氧化物排放值 $E_{NG,2}$		kg/m ³	0.000 63	0.000 63	0.000 63	0.000 63	0.000 63	0.000 63

(续表)

名称	单位	数值					
天然气燃烧后烟尘排放值 $E_{NG,3}$	kg/m ³	0.000 24	0.000 24	0.000 24	0.000 24	0.000 24	0.000 24
氢气燃烧后二氧化硫排放值 $E_{H_2,2}$	kg/m ³	0.000 00	0.000 00	0.000 00	0.000 00	0.000 00	0.000 00
氢气燃烧后氮氧化物排放值 $E_{H_2,3}$	kg/m ³	0.000 59	0.000 59	0.000 59	0.000 59	0.000 59	0.000 59
氢气燃烧后烟尘排放值 $E_{H_2,4}$	kg/m ³	0.000 00	0.000 00	0.000 00	0.000 00	0.000 00	0.000 00
二氧化硫排污权交易基准价 $P_{PRT,1}$	元/kg	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00
氮氧化物排污权交易基准价 $P_{PRT,2}$	元/kg	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00	19.00
烟尘排污权交易基准价 $P_{PRT,3}$	元/kg	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00

表2 计算过程数据汇总表

名称	单位	数值						
掺氢比例	%	0	5	10	15	20	25	
天然气高位热值 H_{NG}	MJ/m ³	37.78	37.78	37.78	37.78	37.78	37.78	
氢气高位热值 H_{H_2}	MJ/m ³	12.09	12.09	12.09	12.09	12.09	12.09	
实际用气量变化率 ΔV	国内工业窑炉项目	%	0.00	1.44	3.30	7.20	11.40	17.40
	国内工业锅炉项目	%	0.00	1.92	5.82	10.47	14.72	18.50
	欧洲Nortegas项目	%	0.00	4.00	8.00	12.00	16.00	21.50
掺氢能效修正系数	国内工业窑炉项目	%	—	2.24	2.13	1.73	1.53	1.27
	国内工业锅炉项目	%	—	1.95	1.41	1.15	1.12	1.17
	欧洲Nortegas项目	%	—	0.72	0.81	0.89	0.97	0.91
使用天然气产生的温室气体排放成本 $EC_{NG,1}$	元/m ³	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	
使用天然气产生的污染物排放成本 $EC_{NG,2}$	元/m ³	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	
使用氢气产生的温室气体排放成本 $EC_{H_2,1}$	元/m ³	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	
使用氢气产生的污染物排放成本 $EC_{H_2,2}$	元/m ³	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	

选取相应的天然气热值、氢气热值、温室气体排放值和大气污染物排放值，并引入实际用气量变化率计算得到掺氢能效修正系数，计算得到3个场景下的用户侧可接受的“掺氢天然气价格 P_{TG} ”“氢气使用成本 P_{H_2} ”，如图2、图3所示。计算参数取值及计算过程数据汇总表见表1、表2。

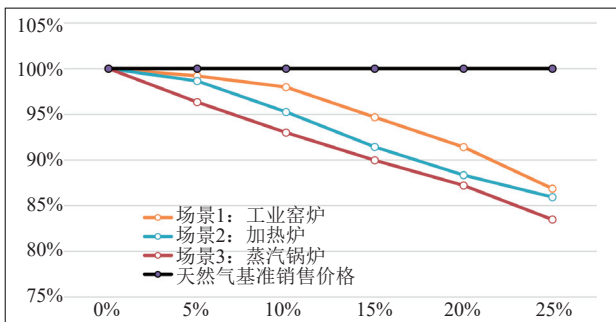


图2 用户可接受的掺氢天然气价格

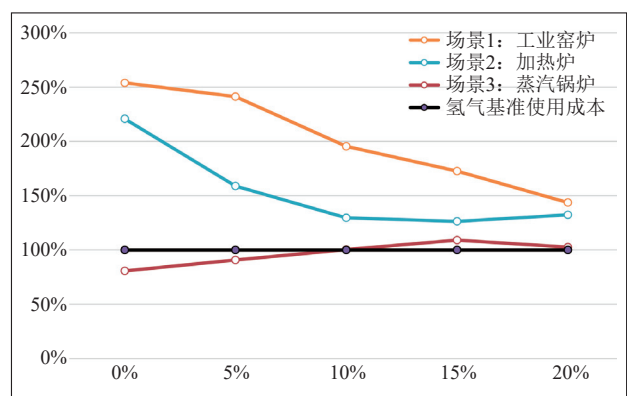


图3 计入能效和碳减排的氢气使用成本

4 结论

按照单位用能成本不变原则，综合考虑天然气掺氢之后的能效变化、温室气体排放成本和大气

污染物排放成本,本文搭建了掺氢天然气价格计算模型,分别对工业窑炉、工业锅炉和加热炉3个场景的天然气掺氢成本和效益进行测算,通过选取掺氢能效修正系数、温室气体排放值和大气污染物排放值等,计算得到“用户侧可接受的掺氢天然气价格”“氢气使用成本”。测算结果表明,“综合考虑能效变化和碳排放收益”与“单纯考虑热值变化”的掺氢天然气价格及氢气使用成本相差较大,其中能效变化即掺氢能效修正系数对掺氢天然气价格和氢气价格影响最大,取得公认的掺氢能效修正系数有助于构建推动掺氢天然气定价,解决高比例掺氢之后的经济性问题。

参考文献

- [1]王玮,王秋岩,邓海全,等.天然气管道输送混氢天然气的可行性[J].天然气工业,2020,40(03):130-136.
- [2]JONES D R,AL-MASRY W A,DUNNILL C W.Hydrogen-enriched natural gas as a domestic fuel:An analysis based on flash-back and blow-off limits for domestic natural gas appliances within the UK[J].Sustainable Energy & Fuels, 2018,2:710-723.
- [3]ZHAO Yan,MCDONELL V,SAMUELSEN S. Experimental

assessment of the combustion performance of an oven burner operated on pipeline natural gas mixed with hydrogen[J]. International Journal of Hydrogen Energy,2019,44(47): 26049-26062

[4]International Energy Agency. The future of hydrogen: Seizing today's opportunities[EB/OL].(2019-06-14)[2020-05-24]

[5]SAM M. French gas networks could mix in green hydrogen in future,say operators[EB/OL].(2019-11-15)[2020-05-24]

[6]ITM Power. HyDeploy:UK gas grid injection of hydrogen in full operation[EB/OL]. (2020-01-01)[2020-05-24]

[7]KENNING T.Australia pilots using renewables to produce hydrogen for long-term energy storage[EB/OL].(2018-10-22)

[8]王子龙,张立业,宁晨等. 天然气掺氢管道运输及终端应用[J]. 力学与实践. 2022,44(03):499-500.

[9]任渊源,光旭,费雄军,翟云楚,吴尔东.9H级燃机电站氢气-天然气掺混集成系统设计研究[J].可再生能源,2025, 43(02):158-164.

[10]魏震波,李杰,杨超,张芷琪,袁坤,潘睿.基于动态掺氢策略的综合能源系统低碳经济调度[J].电网技术,2024, 48(08): 3155-3164.

[11]张玮,郑伟,孙晨,张玥,吕亮亮,崔崇.基于生命周期模型的天然气掺氢项目经济性分析[J].石油与天然气化工. 2024,53(06):62-67.

其它消息

市场监管总局发布两项燃气报警器强制性国家标准

2026年3月26日,市场监管总局(国家标准委)批准发布了《可燃气体探测器 第1部分:工业及商业用途点型可燃气体探测器》与《可燃气体探测器 第2部分:家用可燃气体探测器》两项强制性国家标准。

《可燃气体探测器 第1部分:工业及商业用途点型可燃气体探测器》规定了工业与商业场所使用的点型可燃气体探测器产品的设计、制造和检验要求,重点强化了工业及商业用探测器的极端环境耐受能力,通过新增盐雾、环境腐蚀等严苛试验项目,显著提升产品在化工、沿海、餐饮

酒店等高湿、高腐蚀环境下的可靠性与寿命。

《可燃气体探测器 第2部分:家用可燃气体探测器》规定了探测天然气、液化石油气、人工煤气等可燃气体及其不完全燃烧产物的家用可燃气体探测器产品的设计、制造和检验要求,针对家用探测器面临的厨房高低温变化、油烟干扰、产品质量不一等痛点,全面提升了探测器的抗干扰性能,特别增加了耐温度冲击、交变湿热、抗油烟干扰等试验项目,并要求探测器发出警报信息所需的时间不低于15s且不超过60s,提升了产品的预警精准度、稳定性和使用寿命。(本刊通讯员供稿)