

# 9H级燃机电站氢气-天然气掺混集成系统设计研究

任渊源, 光旭, 费雄军, 翟云楚, 吴尔东  
(中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司, 浙江 杭州 310012)

**摘要:** 文章以GE 9HA.02型燃气蒸汽联合循环机组为研究对象, 提出了以气氢长管拖车作为主要输氢方式, 并预留管道来气接口的燃机电站氢气-天然气掺混集成系统设计, 通过氢气压缩机旁路系统的配置, 对长管拖车内储存的残余氢气进行充分利用, 提高了长管拖车储氢利用率。同时, 还对9H级燃机电站加掺氢气进行了经济性分析, 电价和天然气价格对于内部收益率的影响较敏感, 当氢气价格不超过38.5元/kg时, 能够满足收益率要求。随着可再生能源制氢技术发展带动制氢成本的进一步下降, 氢气-天然气掺混集成系统的推广应用将越来越具有竞争力。

**关键词:** 联合循环; 气氢长管拖车; 氢气-天然气掺混; 收益率

**中图分类号:** TK91 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2025)02-0158-07

## 0 引言

目前, 氢能的利用已经成为全球能源革命的主题。氢气是当今最适宜作为可再生能源载体的物质之一, 具有来源广、能量密度大、可储存、可再生、可电可燃、零污染、零碳排放等优点, 被誉为21世纪控制地球温升、解决能源危机的“终极能源”<sup>[1]</sup>。

我国东部沿海地区的海上风电并网和消纳问题已成为制约风电开发的主要因素, 可再生能源发电制氢被认为是解决弃电、消纳问题的一条有效途径。将氢气以一定的比例掺入天然气中, 利用燃机发电, 是实现绿氢高效利用的有效途径, 可解决制约大规模用氢的瓶颈问题, 在环保、调峰调频、维护电网安全运行、缓解天然气供应压力等方面具有显著的优势, 可助推我国尽快实现“碳中和”<sup>[2,3]</sup>。

掺氢天然气是指将一定比例的氢气注入到天然气中, 与天然气混合形成一种混合气体<sup>[4]</sup>。目前, 国内外对于掺氢天然气和氢气-天然气的掺混系统的研究不多, 技术尚不成熟, 国内相关标准体系也仍未完善, 仍处于试验、验证阶段。本文以GE 9HA.02型燃气蒸汽联合循环机组为研究对象, 将气氢长管拖车作为主要输氢方式, 进行燃机

电站氢气-天然气掺混集成系统优化研究, 并在原9H级联合循环机组电站的基础上加掺氢气的经济性进行研究, 以期为国内外各发电企业提供决策参考。

## 1 9HA.02型联合循环机组耗气量

### 1.1 氢气和天然气物性参数对比

氢气与天然气在标态下的物性参数对比如表1所示<sup>[4,5]</sup>。其中, 氢气参数依据GB/T 24499-2009《氢气、氢能与氢能系统术语》<sup>[6]</sup>, 天然气参数参考浙江省某天然气管网有关参数。由表1可以看出, 氢气密度约为天然气的1/8, 而低位热值(体积)约为天然气的1/3, 低位热值(质量)约为天然气的2.4倍。

表1 氢气和天然气物性参数对比

Table 1 Comparison of the physical properties between hydrogen and natural gas

参数	氢气	天然气
密度/kg·m <sup>-3</sup>	0.089	0.693 6
低位热值(质量)/MJ·kg <sup>-1</sup>	120.0	49.73
高位热值(质量)/MJ·kg <sup>-1</sup>	141.86	55.12
低位热值(体积)/kJ·m <sup>-3</sup>	10 680	34 493.4
高位热值(体积)/kJ·m <sup>-3</sup>	12 625.5	38 229.1
燃烧极限/%	5~75	5~15
爆炸极限/%	4~76	5~15
火焰传播速度	快	较慢

收稿日期: 2023-11-08。

基金项目: 中国电力工程顾问集团有限公司科技项目(DG2-J04-2022)。

作者简介: 任渊源(1978-), 男, 硕士, 正高级工程师, 研究方向为氢能、新能源、火力发电机组优化设计。E-mail: 13750839206@163.com

## 1.2 9HA.02 型联合循环机组

9H 级联合循环机组是目前世界上容量最大、效率最高的燃机联合循环机组。本文以 2 套 GE 公司“大 9H 级”(9HA.02 型)“一拖一”单轴燃气蒸汽联合循环机组作为研究对象,其主要性能参数如表 2 所示。

表 2 9HA.02 型联合循环机组主要参数

Table 2 Main parameters of 9HA.02 combined cycle unit

参数	数值
联合循环出力/MW	842.38
全厂热效率/%	64.24
热耗率/ $\text{kJ}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$	5604.0
高压主蒸汽压力(锅炉出口)/MPa	16.73
高压主蒸汽温度(锅炉出口)/ $^{\circ}\text{C}$	602.0
高压主蒸汽流量/ $\text{t}\cdot\text{h}^{-1}$	523.94
中压蒸汽压力/MPa	4.39
中压蒸汽温度/ $^{\circ}\text{C}$	308.1
中压蒸汽流量/ $\text{t}\cdot\text{h}^{-1}$	43.95
低压主蒸汽压力(锅炉出口)/MPa	0.69
低压主蒸汽温度(锅炉出口)/ $^{\circ}\text{C}$	306.6
低压主蒸汽流量/ $\text{t}\cdot\text{h}^{-1}$	70.78

## 1.3 掺氢天然气耗气量分析

根据热平衡计算,单套 9HA.02 型联合循环机组最大出力工况(冬季 100%负荷工况)的天然气耗气量约为  $139\ 923.4\ \text{m}^3/\text{h}$ (质量流量为  $97.05\ \text{t/h}$ ),则 2 套 9HA.02 级机组的天然气最大耗气量约为  $279\ 846.8\ \text{m}^3/\text{h}$ 。

由于氢气的低位热值(体积)约为天然气的 1/3,在天然气中掺入氢气时,为了维持燃机在最大出力工况运行,替代同样体积流量的天然气,大约需要 3 倍体积流量的氢气。氢气、天然气和混合气耗气量随掺氢比例的变化如图 1 所示。

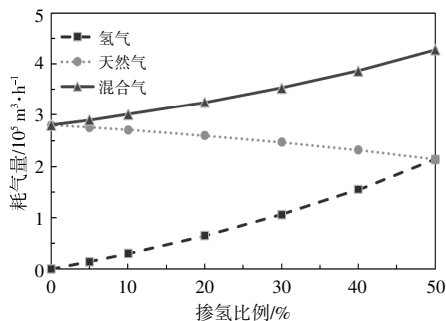


图 1 掺氢天然气耗气量随掺氢比例的变化  
Fig.1 Changes in gas consumption with hydrogen blending ratio

从图 1 可以看出,随着掺氢比例的提升,氢气耗气量增加,所需要的混合气耗气量也随之增加,

当掺氢比例达到 50%时,混合气耗气量约为纯天然气耗气量的 1.5 倍。为了维持燃机的出力,混合气处理系统的容量、低氮燃烧器、燃机通流部件等均须要考虑体积流量的变化。

## 1.4 氢气输运方式及接卸设施规模的现实方案

目前,氢气输运方式主要包括液氢罐车、管道输氢、气氢长管拖车等。管道输氢方式适合大规模、长距离的运氢。由于运氢管材的特殊性,使得氢气管道的造价高于天然气管道,且由于氢气的体积能量密度小,用同一管道输送相同能量的氢气和天然气时,用于压缩氢气的压缩机功率高于压缩天然气的压缩机功率,由此导致氢气的输送成本偏高。液氢罐车运氢密度高,为  $70.8\ \text{kg}/\text{m}^3$ ,是 20 MPa 气氢长管拖车的 4.9 倍,液氢罐车的运输量大,可达  $4\ 000\ \text{kg}/\text{辆}$ ,约为 20 MPa 气氢长管拖车的 11 倍。液氢罐车适合于远距离、大容量运输,但其也存在明显的缺点,如氢气液化过程耗能较大,导致液氢成本仍较高。目前,国内民用液氢的标准缺失,这对其大规模利用形成了较大的阻碍。

气氢长管拖车具有运输灵活性高和短距离运输经济性良好的优势,因而得到了较大规模的应用。在未来较长一段时期内,气氢长管拖车仍将是一种运氢的主要方式。因此,本文将气氢长管拖车作为氢气—天然气掺混集成系统中氢气输运的主体方式。

目前,一辆常规的 20 MPa 气氢长管拖车的氢气储量约为  $4\ 000\ \text{m}^3$ ,每辆车的最大卸气速度约为  $1\ 500\ \text{m}^3/\text{h}$ 。由图 1 可知,满足 2 套 9H 级机组 10%掺氢比例时的氢气最大流量将达  $30\ 059.94\ \text{m}^3/\text{h}$ ,约需要 20 辆气氢长管拖车同时接卸才能满足该比例的掺氢流量需求。考虑到燃机电厂厂内须要设置如此多的气氢长管拖车同时接卸的巨大场地、拖车同时进出厂内和厂外的运输通道,难度较大、可操作性不强。从工程实际角度考虑,本文推荐更为实用的方案,即厂内设置 4 个接卸氢气的气氢长管拖车的车位,瞬时最大氢气流量约为  $6\ 000\ \text{m}^3/\text{h}$ ,可满足 2 套 9H 级机组约 60%负荷下 5%掺氢比的需要。考虑到未来管道来气方式的扩展,系统设计中预留了管道来气接口,则氢气管管设计流量仍考虑  $14\ 492.6\ \text{m}^3/\text{h}$ ,满足 2 套 9H 级机组约 100%负荷下 5%掺氢比的需要。这是氢气管道来气尚无法敷设至电厂的情况下较为现实的过

渡方案。

## 2 氢气-天然气掺混集成系统设计

### 2.1 系统总体设计

氢气-天然气掺混集成系统如图 2 所示。该系统包括高压气氢长管拖车卸气模块、氢气过滤

模块、氢气计量模块、氢气调压模块、氢气增压模块等模块，其作用是将气氢长管拖车中的氢气经过适当处理后送入静态混合器中与常规天然气调压站出口的天然气进行充分掺混，并送至后端燃机前置模块，最终进入燃机。

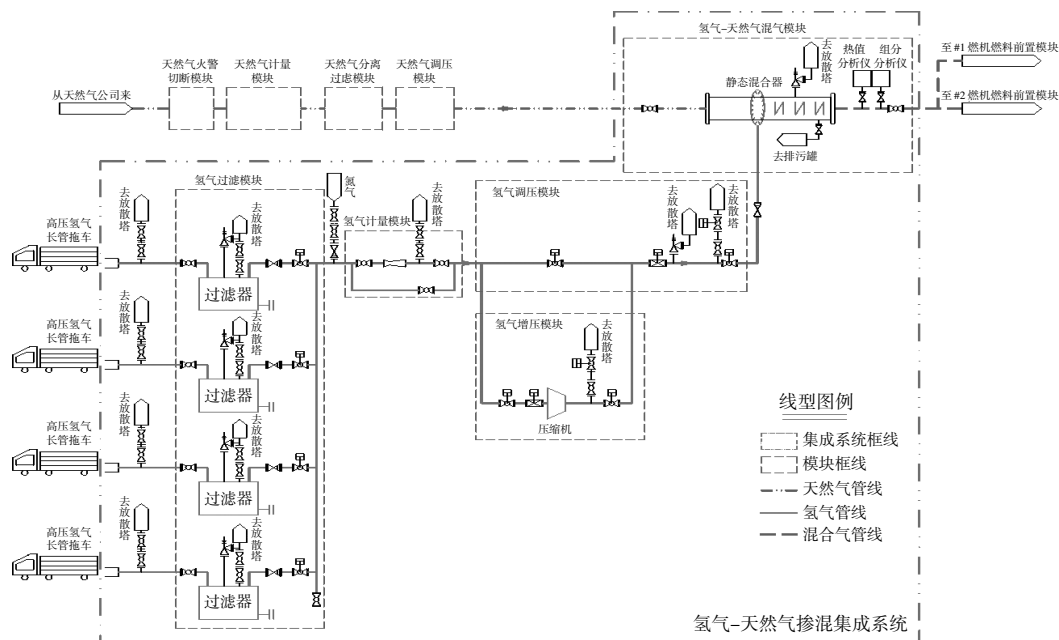


图 2 氢气-天然气掺混集成系统

Fig.2 System flow diagram of hydrogen-natural gas mixing skid

### 2.2 系统模块设计

#### ①卸气模块

氢气通过高压长管拖车运送至燃机电站调压站区域的氢气-天然气掺混集成系统，氢气压力为 20 MPa，氢气量约为 4 000 m<sup>3</sup>/车，氢气从长管拖车中通过卸气柱卸气至过滤器入口管道。该模块的关键设备为卸气柱，其主要技术参数如表 3 所示。

表 3 氢气卸气柱主要技术参数

Table 3 Technical parameters of hydrogen unloading column

参数	数值
设计压力/MPa	22
工作压力/MPa	≤20
允许使用温度/°C	-20~50
过滤精度/μm	10
质量/kg	160
尺寸/m×m×m	0.9×0.6×2.0

#### ②氢气过滤模块

每条卸气支路配置一套氢气过滤模块，由入口手动隔离阀、过滤器、止回阀、气动隔离阀、安全

阀和双放散阀及其管路组成。氢气进入过滤器的滤芯，清除液滴(污液定期清理)，固体颗粒杂质落在过滤器的底部。从过滤器出口引出的氢气，经气动隔离阀进入氢气母管。每个过滤器配置压差变送器，当进、出口压差值大于设定值时，可编程逻辑控制器(PLC)发出报警信号，提示更换过滤器滤芯。氢气母管上还设置有隔离阀预留接口，用于未来想增加气氢长管拖车的车位，或者管输氢气连通时方便连接用。该模块的关键设备为过滤器，过滤器外壳和滤芯材质为 316L 不锈钢，过滤精度为 1 μm。

#### ③氢气计量模块

氢气计量模块由氢气流量计及前后隔离阀、旁路阀及其管路，以及放散管路组成。氢气计量模块配置流量计算机、测温仪、测压仪等仪表。氢气从 4 辆长管拖车经过滤模块后进入氢气母管，再进入氢气计量模块，将测得的氢气母管流量、压力、温度、静态混合器出口混合气的热值分析仪、组分分析仪测得的数值以及燃机负荷的增减信号

等传至流量计算机。流量计算机通过温压补偿,计算出工况瞬时流量、标况瞬时流量、氢气低位热值、氢气比重等参数,并将信号通过硬接线送至 PLC 控制系统,根据氢气流量数据,对调压模块的氢气气动流量调节阀进行控制。该模块的关键设备为氢气流量计,其材质为 316L 不锈钢,量程为 0~16 000 m<sup>3</sup>/h,测量精度为-1%~1%。

#### ④ 氢气调压模块

氢气调压模块由氢气调节阀,前、后气动紧急关断阀和管路,以及安全阀、气动快速放散阀和放散管组成。氢气调节阀可将氢气压力调整至满足静态混合器所需的氢气压力,其主要根据静态混合器出口混合气的热值分析仪、组分分析仪得出的数值以及燃机负荷的增减信号调整氢气的流量。设定连锁保护:当氢气流量/天然气流量比例逐步增大至 1/19 时,应逐步关小流量调节阀,直至氢气流量/天然气流量比例维持在 1/19 或以下;当氢气来气压力在 5.0 MPa 以上时,气动调节阀后压力调至约 4.2 MPa,以使氢气能够进入静态混合器。当调节阀故障,下游压力持续升高至 6.3 MPa 时,安全阀将会开启,以保证系统安全。当氢气调节阀后的压力超过设定值时,安全阀打开,气动快速放散阀所在的放散管路用于紧急状态下的氢气快速泄放以及充氮、检修工况时氢气的放散。该模块的关键设备为氢气调节阀,其主要技术参数如表 4 所示。

表 4 氢气调节阀主要技术参数

Table 4 Technical parameters of hydrogen control valve

参数	数值
设计压力/MPa	22
压力等级/Class	2 500
阀前工作压力/MPa	5~20
阀后工作压力/MPa	4.2
工作流量/m <sup>3</sup> ·h <sup>-1</sup>	1 台拖车卸车:约 1 500; 4 台拖车卸车:约 6 000; (最大 14 492.6)
阀体直径/mm	50

#### ⑤ 氢气增压模块

氢气增压模块由氢气压缩机及前后气动紧急关断阀、压缩机入口稳压器、气动快速放散阀及其隔离阀和放散管组成。随着氢气调压模块的运行,气氢长管拖车中的氢气压力逐步降低,当降低至 0.8~5.0 MPa 时,关闭调压模块入口气动隔离阀,

开启氢气增压模块入口气动隔离阀,利用氢气压缩机提升氢气压力至 5.0 MPa 左右,然后经调节阀送入氢气-天然气混气模块。当氢气压力为 4.2~5.0 MPa 时,处于氢气调压模块和氢气增压模块切换运行的过渡阶段。通过氢气压缩机的切换运行可将气氢长管拖车中的氢气尽可能多地卸气至静态混合器。基于氢气流量、压比、经济性等方面的考虑,本文选用往复式变频压缩机<sup>[7]</sup>,其主要技术参数如表 5 所示。

表 5 氢气压缩机主要技术参数

Table 5 Technical parameters of hydrogen compressor

参数	数值
设计压力/MPa	入口稳压阀:22 压缩机:6.3
入口工作压力/MPa	约 0.6
稳压阀入口工作压力/MPa	0.8~5.0
出口工作压力/MPa	5.0
流量/m <sup>3</sup> ·h <sup>-1</sup>	3 360
过流部件材质	316L 不锈钢
轴功率/kW	480

#### ⑥ 氢气-天然气混气模块

氢气-天然气混气模块由氢气-天然气静态混合器、前后隔离阀、安全阀、混气器排污阀、热值分析仪管路、组分分析仪管路及隔离阀组成。在氢气-天然气混气模块之前的管段上设置有止回阀,将氢气与天然气彻底隔绝,防止氢气-天然气混气模块中的天然气倒流至氢气管路中。静态混合器设置于常规天然气调压站与燃机前置模块之间,带有氢气多点喷注系统、扰流装置,使得氢气-天然气混合尽可能均匀。氢气-天然气混气模块具有流量动态测量和控制能力<sup>[8,9]</sup>。该模块的关键设备为静态混合器,其主要技术参数如表 6 所示。

表 6 氢气-天然气静态混合器主要技术参数

Table 6 Technical parameters of hydrogen-natural gas static mixer

参数	数值
设计压力/MPa	6.3
工作压力/MPa	4.0~4.2
本体直径/mm	600
材质	316L 不锈钢
天然气流量/m <sup>3</sup> ·h <sup>-1</sup>	275 359.5
氢气流量/m <sup>3</sup> ·h <sup>-1</sup>	14 492.6
混合气流量/m <sup>3</sup> ·h <sup>-1</sup>	289 852.1

### 2.3 管道选型计算

本文所述氢气-天然气掺混集成系统布置在燃机电站内,因此,主要管材选择参考 GB 50516《加氢站技术规范》(2021 年版)<sup>[10]</sup>,采用符合 GB/T 14976《流体输送用不锈钢无缝钢管》规范的 316L 不锈钢。

GB 50177-2005《氢气站设计规范》<sup>[11]</sup>规定了设计压力为 0.1~3.0 MPa 的不锈钢管道的最大流速为 25 m/s,并未规定设计压力大于 3.0 MPa 的不锈钢管道的最大流速。DL/T 5204-2016《发电厂油气管道设计规程》<sup>[12]</sup>给出了设计压力大于 3.0 MPa 的不锈钢管道的最大流速为 10 m/s,条文说明中指出,本条参照现行国家标准 GB 50177-2005《氢气站设计规范》<sup>[11]</sup>有关规定制定,并解释了原因:输送氢气的流速高时,会增大与管道内壁的摩擦,当内壁含有铁锈杂质时,可能形成静电火花,引起氢气爆炸。NB/T 20176-2012《压水堆和核电厂供氢、供氮、供氧、供二氧化碳系统的设计要求》<sup>[13]</sup>规定,氢气生产系统的流速应为 8~12 m/s,分配管网的流速为 15 m/s。ASME B31.12-2019<sup>[14]</sup>虽然没有氢气流速的具体数值规定,但规定了压缩机氢气管道流速不得超过高峰条件时的侵蚀速度。

理论上氢气管道、掺氢管道中氧气含量极低,未达爆炸极限,发生爆炸的氧气条件并不具备,不会发生爆炸。石化行业、钢铁行业实际使用的氢气管道流速均突破了 10 m/s 的最大流速限制。文献[15]提出,氢气管道内的流速选择以考虑经济流速和冲蚀流速更为适宜,提高氢气流速,有利于减小管径、降低建设投资。本文认为,结合目前实际应用情况,氢气最大流速按 15 m/s 是安全、经济的。

氢气管道壁厚计算参考规范 ASME B31.12-2019<sup>[14]</sup>中工业管道公式进行计算(对于  $t < D/6$ )。

$$t = \frac{PD}{2(SEM_t + PY)} \quad (1)$$

$$t_m = t + c \quad (2)$$

式中: $t$ 为直管计算壁厚,mm; $P$ 为设计压力(内压、表压),MPa; $D$ 为管道外径,mm; $S$ 为管材许用应力,MPa; $E$ 为质量系数; $M_t$ 为材料性能系数; $Y$ 为温度修正系数; $t_m$ 为直管需要的壁厚,mm; $c$ 为壁厚裕量,mm。

各系数具体取值详见 ASME B31.12-2019<sup>[14]</sup>。按上述公式计算出主要氢气管道(管材为 316L 不锈钢)管径如表 7 所示。

表 7 主要氢气管道管径

Table 7 Diameter table of main hydrogen piping

氢气管道位置	设计压力/MPa	外径×壁厚/mm×mm
长管拖车卸气支管	22	60×6.5
计量模块氢气管母管	22	140×15
氢气调节阀后管道	6.3	140×4.5
氢气压缩机后管道	6.3	89×4

### 3 氢气-天然气掺混集成系统优势

大唐海口电厂安萨尔多 AE94.3A 型重型燃机(9F 级)掺氢测试项目(简称海口项目)是国内首个大型燃机掺氢试验项目,与之相比,本文中的氢气-天然气掺混集成系统具有如下优势。

①海口项目采用 2 个长管拖车车位,本文系统采用 4 个长管拖车车位,瞬时最大流量约为 6 000 m<sup>3</sup>/h,可实现更高的掺氢比。

②海口项目采用天然气管道上直接用三通与氢气来气管道连通,本文系统采用专用的氢气-天然气静态混合器,两种气体能够更好地混合,混合均匀度达 98%以上。

③本文系统为未来氢气管道接入预留了接口,未来若须要扩展增加长管拖车车位,也同样可连接预留接口,为扩展创造了良好条件。

④本文系统还设置有氢气压缩机的旁路系统,能够充分利用长管拖车内储存的残余氢气,提高了利用率,减少了长管拖车来回运氢的次数,减轻了氢气输送和装卸的压力,可更好地满足燃机的用氢需求。

### 4 经济性分析

采用纯天然气作为燃料的 2 套 9H 级联合循环机组电厂,静态总投资约为 358 492 万元。而采用掺氢天然气燃料的电厂除了考虑氢气-天然气掺混集成的装备投资外,另须考虑部分其他管路系统由于掺氢后通流量需求加大带来的影响,须在纯天然气电厂基础上增加 1 000 万元投资,即静态总投资为 359 492 万元。当年利用小时数为 4 500 h,天然气价格为 2.24 元/m<sup>3</sup>(含税),氢气价格为 3.125 元/m<sup>3</sup>(含税),上网电价为 518 元/(MW·h)(含税)时,采用纯天然气和掺氢天然气燃料的电厂的各评价指标如表 8 所示。

由表 8 可以看出,由于掺入了 5% 的氢气,项

表 8 财务评价指标一览表

Table 8 Table of financial evaluation indicators

指标	纯天然气	掺氢天然气
	燃料电厂	燃料电厂
项目投资内部收益率(税前)/%	6.81	6.27
融资前 投资回收期(税前)/a	13.11	13.61
分析 项目投资内部收益率(税后)/%	5.39	4.98
投资回收期(税后)/a	14.45	14.88
项目资本金内部收益率/%	8.0	7.13
融资后 投资回收期/a	16.42	17.12
分析 投资方内部收益率/%	5.25	4.77
投资回收期/a	21.50	21.89

目资本金内部收益率由原纯天然气燃料的 8% 降低为 7.13%，下降比例达到约 10.9%，因此，掺氢对电厂收益率影响较大。本文设定条件下的收益率达 7% 以上，经济性可满足工程实施的要求，是可接受的。

考虑到项目建设、生产过程中的一些不确定因素，对总投资、发电量、天然气价格、上网电价和氢气价格对内部收益率的影响进行敏感性分析，结果如图 3 所示。

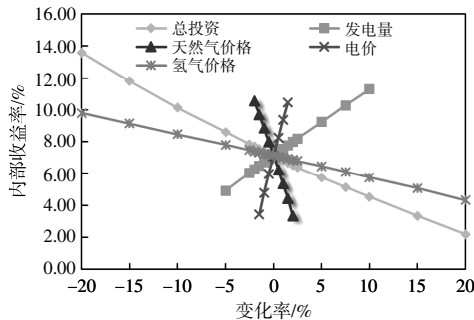


图 3 敏感性分析示意图

Fig.3 Sketchmap of sensitivity analysis

由图 3 可以看出，在基准价基础上，电价下浮超过约 0.5%，或天然气价格上浮超过约 0.75%，收益率都将低于 6%，电价对内部收益率的影响最为敏感，天然气价格次之。由于氢气耗量较小，氢气价格对内部收益率的影响相对不敏感，但是，若氢气价格上涨超过 10%（即 3.438 元/m<sup>3</sup>，约为 38.5 元/kg）时，收益率将低于 6%，不满足工程实施的要求，因此，允许的氢气最高价格为 38.5 元/kg。

文献[16]对浙江沿海地区可再生能源制氢的成本进行了分析测算，其中，光伏制氢的最低成本为 34.18~36.56 元/kg，可基本满足允许氢气最高价格的要求，风电制氢的最低成本为 41.07~42.82

元/kg，高于允许氢气最高价格。为了维持联合循环发电项目掺氢后的收益率在可接受的水平，制氢、输氢成本仍有待进一步下降，短期内，掺氢燃料联合循环机组的发电成本将明显高于纯天然气燃料联合循环机组。

随着技术的持续进步和装机规模的不断扩大，可再生能源发电成本将持续下降，到 2050 年，新增光伏和风电发电成本将分别降低至 0.13 元/(kW·h)和 0.25 元/(kW·h)<sup>[17]</sup>，成为最廉价和最丰富的电力来源，此时可再生能源电解水制氢成本将降低至 11.63 元/kg。随着可再生能源制氢技术发展带动制氢成本的进一步下降，氢气—天然气掺混集成系统的推广应用将越来越具有竞争力。

## 5 结论

本文以 GE 9HA.02 型燃气蒸汽联合循环机组为研究对象，提出了以气氢长管拖车作为主要输氢方式，并预留管道来气接口的燃机电站氢气—天然气掺混集成系统设计方案，通过氢气压缩机旁路系统的配置，对长管拖车内储存的残余氢气进行充分利用，提高了长管拖车储氢利用率。对 9H 级燃机电站加掺氢气的经济性分析表明，掺氢比例达 5% 时，将使电站内部收益率降低约 10.9%，但收益率仍在 7% 以上，经济性可满足工程实施的要求。敏感性分析测算表明，电价和天然气价格对于收益率影响较为敏感。允许的氢气最高价格约为 38.5 元/kg，若超过该价格，项目将无法维持合适的收益水平。

对于掺氢天然气燃料联合循环机组发电，除非有石化尾气、可再生能源弃电制氢等极低成本的氢气作为氢源，否则，由于可再生能源发电—制氢过程的转化效率低、能量损失大，氢源成本依然较高。只有加大绿电制氢环节的降本提效的研发力度，切实大幅度降低制氢成本，才能使掺氢天然气燃料联合循环电站形成大规模应用，助力早日实现“双碳”目标。

## 参考文献：

- [1] 李建林,李光辉,马速良,等.碳中和目标下制氢关键技术进展及发展前景综述[J].热力发电,2021,50(6): 1-8.
- [2] 孙菲.“双碳”目标下掺氢燃气发电的现状与思考[J].当代石油石化,2023,31(2):40-44.

- [3] 周军,管恩勇,梁光川,等.考虑输气功率的掺氢天然气管道运行优化研究[J].可再生能源,2023,41(5):569-577.
- [4] 沈丹丹,姚才华,刘京京.碳中和背景下天然气掺氢应用与关键技术研究[J].上海节能,2022(3):277-282.
- [5] 蒋敏华,肖平,刘入维,等.氢能在我国未来能源系统中的角色定位及“再电气化”路径初探[J].热力发电,2020,49(1):1-9.
- [6] GB/T 24499-2009 氢气、氢能与氢能系统术语[S].
- [7] 王晓峰,蒲明,宋磊,等.氢气与天然气长输管道设计对比探讨[J].油气与新能源,2022,34(5):21-26.
- [8] 张立业,邓海涛,孙桂军,等.天然气随动掺氢技术研究进展[J].力学与实践,2022,44(5):755-766.
- [9] Kong M, Feng S, Xia Q, et al. Investigation of mixing behavior of hydrogen blended to natural gas in gas network[J]. Sustainability, 2021, 13(8): 13084255.
- [10] GB 50516-2010, 加氢站技术规范(2021年版)[S].
- [11] GB 50177-2005, 氢气站设计规范[S].
- [12] DL/T 5204-2016, 发电厂油气管道设计规程[S].
- [13] NB/T 20176-2012, 压水堆和核电厂供氢、供氮、供氧、供二氧化碳系统的设计要求[S].
- [14] ASME B31.12-2019, Hydrogen Piping and Pipelines[S].
- [15] 戴文松. 炼油企业氢气管道的流速选择兼谈国标 GB 50177-2005《氢气站设计规范》对氢气管道流速的要求[J].标准科学,2020(1):65-69,86.
- [16] 高阳,郭凯凯,李琪,等.浙江沿海地区可再生能源制氢的成本研究[J].能源工程,2022,42(3):45-49.
- [17] 刘玮,万燕鸣,熊亚林,等.碳中和目标下电解水制氢关键技术及价格平准化分析[J].电工技术学报,2022,37(11):2888-2896.

## Research on the hydrogen-natural gas mixing skid system in 9H class combined cycle units

Ren Yuanyuan, Guang Xu, Fei Xiongjun, Zhai Yunchu, Wu Erdong

(Zhejiang Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Energy Engineering Group, Hangzhou 310012, China)

**Abstract:** This paper takes GE 9HA.02 combined cycle unit as the research object, and innovatively proposes the design scheme of a hydrogen - natural gas mixing integrated system in gas turbine power plant, with gas hydrogen long tube trailers as the main hydrogen transmission method and reserved pipeline gas inlet interface. Through the configuration of a hydrogen compressor bypass system, the residual hydrogen stored in the long tube trailer was fully utilized, improving the utilization rate of trailer hydrogen storage. At the same time, a comparative analysis was conducted on the economic feasibility of adding hydrogen to the 9H class gas turbine power plant. Electricity price and natural gas price are more sensitive to the impact on the internal earning rate of return. And in order to meet the requirements, hydrogen price cannot exceed 38.5 yuan/kg. With the development of renewable energy hydrogen production technology, and driving the further reduction of hydrogen production costs, the promotion and application of hydrogen-natural gas mixing integrated system will become increasingly competitive.

**Keywords:** combined cycle; hydrogen long tube trailer; hydrogen-natural gas mixing; earning rate of return