

计及调峰因素的 F 级和 H 级燃气机组选型研究

邓 婧¹, 卢 赓², 邱晓欢¹, 何发武¹

(1. 广州铁路职业技术学院, 广州 511300; 2. 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广州 510663)

摘要: 发展天然气发电对于推动地区优化能源结构、促进节能减排、实现“双碳”目标具有重要意义。天然气发电机组凭借环保、快速启停等优点,已越来越多地应用于电力系统调峰调频。对于峰谷差明显、长期存在调峰压力、即将大规模接入海上风电等间歇性可再生能源的某东部沿海省份电力系统而言,“十四五”期间及以后建设一批调峰气电意义重大。随着东部地区天然气供应能力的逐步增强,天然气发电已具备良好的建设基础。气电的合理规模与布局、电源与电网的协调发展,共同保障电力安全供应、增强电力系统稳定水平。天然气发电机组其清洁高效、启停迅速、运行灵活、调节性能好的优点,而不同类型的天然气发电机组在技术性能、碳排放、度电成本等方面具有不同的特点,因此为促进天然气发电高质量发展,结合天然气发电机组的发展趋势及电网调峰需求,本研究拟对某东部沿海省份未来天然气发电机组选型进行研究。

关键词: 调峰; 燃气机组; 天然气电厂; 新能源; “双碳”目标

中图分类号: TM611 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2024)02-0282-06

习近平主席提出的“争取 2030 年碳排放达峰, 2060 年实现碳中和”将重新塑造我国能源电力行业的格局^[1]。随着“双碳”目标的进一步推进,以光伏、海上风电等新能源为主体的新型电力系统正在形成,其接入对电网的稳定运行带来挑战^[2-5]。因此在煤电发展规模受限、新能源装机增长的趋势下,天然气电厂由于其环保性强污染物少、投资少、建设快等特点^[6-7]可作为过渡时期的主力电源。

燃机的等级是按照燃烧室的温度不同进行划分的,目前主流的大型燃机为 F 级燃机和 H 级燃机, F 级燃机温度约为 1 500 °C, H 级燃机约为 1 600 °C。F 级燃机出力经过多年发展,联合循环出力最大可达 54 万 kW,目前多为 49 万 kW。

不同的 H 级燃机生产厂家的定型产品的联合循环保证出力各不相同。标准工况下通用电气和西门子的机组出力约 67 万 kW,三菱重工的出力约 73 万 kW,安萨尔多的出力约 76 万 kW(联合循环出力会随着项目所在地的气源条件、气象条件等有差异)。本研究把出力为 67 万 kW 及以下的 H 级燃机称为小 H 燃机,出力在 67 万 kW 以上的 H 级

燃机称为大 H 燃机。

1 燃气机组特点

1.1 发电效率

由于在低氮燃烧技术、空气冷却技术、压气机叶片技术等方面的改进, H 级燃机联合循环的效率相比 F 级联合循环的效率较高。同一家制造厂提供的联合循环的产品, H 级比 F 级效率普遍高 2%~3%, F 级比 E 级效率普遍高 2%~3%, H 级效率优势明显。两者在同样出力条件下, H 级的效率会一直比 F 级要高; H 级机组出力在 60% 及以上时,整体联合循环效率比 F 级在 100% 出力时要高(图 1)。

1.2 调节能力

从总体来看, H 级燃机联合循环的变负荷能力更强。F 级联合循环机组的变负荷速率水平在 1 万~2 万 kW/min, H 级联合循环机组的变负荷速率水平在 2 万~3.5 万 kW/min。

1.3 电源支撑能力

F 级、H 级均可通过加装快速切负荷返回装置(FCB)实现孤网运行,作为电网事故后的快速恢复

收稿日期: 2023-10-26

基金项目: 四川省科技计划资助(2021YFG0026);高水平专业化轨道交通产教融合实训基地建设的研究与实践(2022CXJK563)

作者简介: 邓婧(1985—),女,四川资阳人,高级工程师,硕士,研究方向为电力系统规划、电力系统及其自动化研究;卢赓(1980—),男,广东广州人,高级工程师,研究方向为电力系统规划、可再生能源规划;邱晓欢(1984—),男,江西抚州人,副教授,硕士,研究方向为城市轨道交通车辆;何发武(1972—),男,广东茂名,副教授,硕士,研究方向为高电压绝缘技术、电力系统及其自动化。

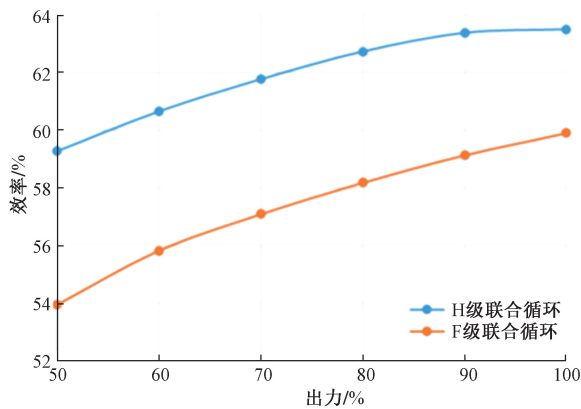


图 1 H 级和 F 级联合循环机组出力与效率曲线

电源。H 级燃机相对于 F 级燃机而言,其机组出力爬坡能力更加强大,对电网功能快速恢复具有强有力支撑作用。

1.4 启动时间

仅考虑燃机的启动,F 级和 H 级的启动时间相当。采用联合循环后,由于汽轮机组启动时间差异,F 级和 H 级燃机启动时间也出现差异,启动时间从整体上均会增加。

燃机启动分为热态启动、温态启动、冷态启动,停机时间小于 8 h 为热态启动,停机时间大于 8 h 但小于 48 h 为温态启动,停机时间大于 48 h 为冷态启动。

以某制造厂的典型 F 级和最大容量的 H 级机组启动曲线做比较,F 级与 H 级的对比如下:

(1)在机组开始启动,至联合循环机组并网带负荷之前,F 级的持续时间约 25 min,H 级的持续时间约 10 min;

(2)F 级联合循环冷态启动、温态启动、热态启动的时间分别约为 215 min、120 min、70 min;

(3)H 级联合循环冷态启动、温态启动、热态启动的时间分别约为 230 min、165 min、110 min;

(4)F 级联合循环机组出力从 100%减为 0%的时间为 18 min,完全停机时间为 30 min;H 级联合循环机组出力从 100%减为 0 的时间为 10 min,完全停机时间为 30 min。

综上所述 F 级、H 级的启动曲线相似(图 2 和图 3),但 H 级需要更长的升温时间。以机组 100%负荷为目标点,F 级联合循环的冷态启动时间比 H 级短约为 15 min,温态启动时间短约为 45 min,热态启动时间短约为 40 min(图 4 和图 5)。

F 级燃机、H 级燃机技术特点对比如表 1 所示。

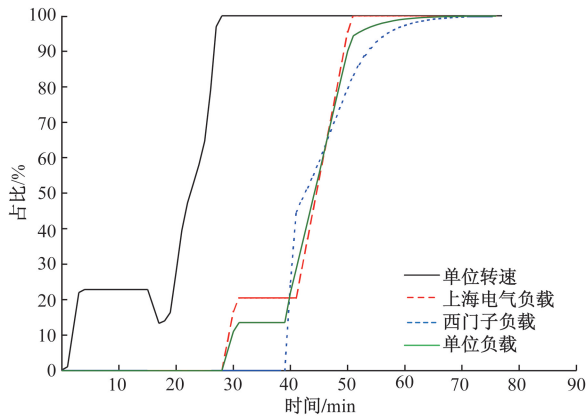


图 2 F 级联合循环热态启动曲线

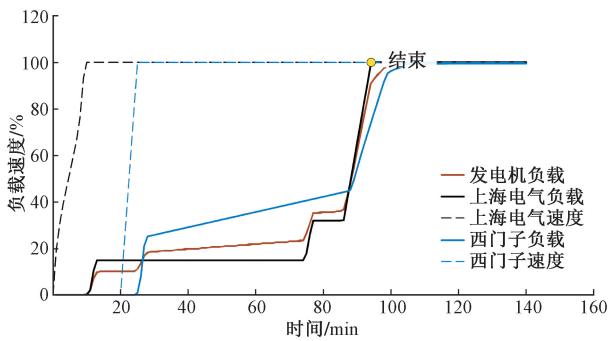


图 3 H 级联合循环热态启动曲线

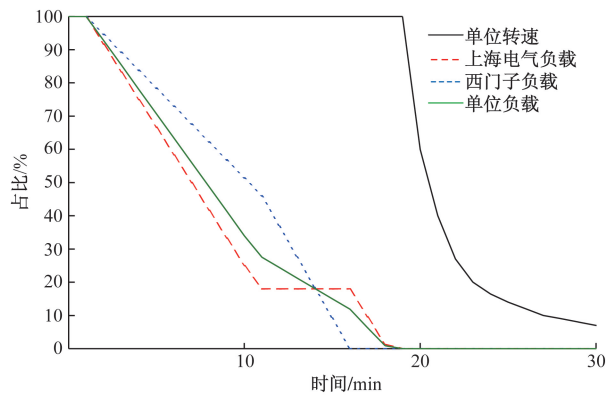


图 4 F 级联合循环停机曲线

表 1 F 级燃机、H 级燃机技术特点对比

项目	F 级	H 级
燃烧室温度/℃	约 1 500	约 1 600
出力范围/万 kW	39.0~54.0	60.0~87.0
联合循环发电效率/%	58~60	62~64
度电耗气/(m ³ ·kWh ⁻¹)	0.191	0.186~0.176
联合循环负荷变化能力/(万 kW·min ⁻¹)	1~2.0	2~3.5
热态启动时间/min	70	110
事故电源支撑能力	可	爬坡能力较强

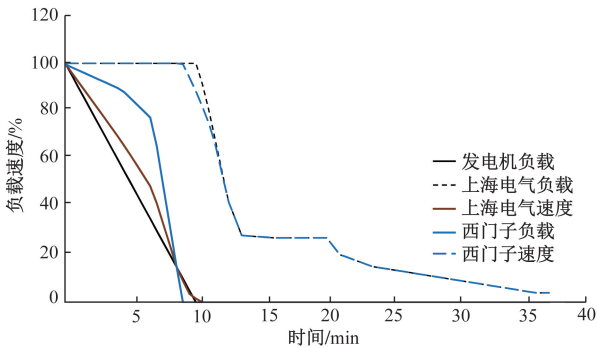


图 5 H 级联合循环停机曲线

2 碳排放及污染物排放

在碳排放方面,H 级燃机度电耗气量低于 F 级燃机,相应度电二氧化碳排放也低于 F 级燃机^[8-10]。大 H 燃机度电耗气量为 0.176 m³/kWh,度电排放二氧化碳为 0.35 g/kWh,小 H 燃机度电耗气量为 0.182 m³/kWh,度电排放二氧化碳为 0.36 g/kWh,F 级(49 万等级)燃机度电耗气量为 0.191 m³/kWh,度电排放二氧化碳为 0.38 g/kWh。大 H 燃机度电碳排放约为 F 级(49 万等级)燃机的 92%,小 H 燃机度电碳排放约为 F 级(49 万等级)燃机的 95%。

在 NO_x 排放方面,H 级与 F 级均能满足当前国标 NO_x 排放标准要求。但不同燃机制造厂提供的满足达标排放机组最低负荷有不同,F 级一般为机组 35% 负荷,H 级一般为机组 30% 负荷。H 级在排放上略有优势。

3 度电成本

随着市场的充分竞争,目前 H 级与 F 级的单位千瓦造价已基本趋于稳定,F 级和小 H 在

2 300~2 400 元,大 H 燃机通常在 2 200 元以内。

在送出工程投资方面,在同一厂址建设的 F 级和小 H 燃机的送出工程投资相当较小,大 H 投资相对较大。

本节对 F 级、小 H、大 H 的度电成本进行分析。

3.1 测算边界条件

(1)分别对建设 2 台 9F、3 台 9F、2 台小 H、2 台大 H 五种电厂建设模式进行研究。

(2)度电成本综合考虑电厂固定成本、可变成本以及并网成本。

(3)参考同等规模新建项目的估算价格对 2 台 9F、3 台 9F、2 台小 H、2 台大 H 四种电厂建设模式的投资额进行估算。

(4)本次研究调峰气电年利用小时数按 3 500 h 考虑。

(5)测算电厂燃料成本时,考虑调峰气电运行特性,对不同负荷水平下的气耗,按运行时间加权计算。

(6)根据某东部沿海省份(以下简称“该地区”)目前调峰气电的实际运行情况,常规状态下 F 级和 H 级燃机从温态启动到满出力一般在 2~3 h,F 级燃机较 H 级燃机快约为 40 min,达到满负荷的 F 级燃机效率高于低负荷的 H 级燃机。本研究以用气量增加系数简化估算 F 级和 H 级燃机启动期间成本差异。

(7)为在同一安全稳定水平下进行经济测算,并网工程本研究统一按单机单线的方式接入,即一台机组出 1 回线路。

(8)分别考虑架空线和电缆出线两种情景,F 级和小 H 燃机采用导线截面为 2×630 mm²^[11-12],电缆截面采用 2 500 mm²,大 H 燃机采用导线截面为 4×300 mm²,电缆采用两根 2 500 mm² 并联形式。

(9)本次研究送出工程暂按线路长约 10 km 考虑,计及电网间隔投资。并网成本需结合项目实际情况确定,本次研究为假定条件。

(10)发电项目投资收益率按 8% 考虑,电网项目投资收益率按 6.5% 考虑。

测算内容及边界如表 2 所示。

表 2 F 级、H 级天然气电厂度电成本测算边界条件

项目	2×9F	3×9F	2×9H 小	2×9H 大
单台机组容量/万 kW	49	49	61.5	87
总容量/万 kW	98	147	123	174
单位投资/万元	2 376	2 329	2 371	2 184
总投资/万元	232 848	342 363	291 633	380 016
送出架空线	3 730	4 030	3 730	6 675
送出电缆	16 350	16 350	38 645	76 325

3.2 测算结果

在不考虑发电厂收益要求的条件下,对 2 台 9F、3 台 9F、2 台小 H、2 台大 H 四种电厂建设模式发电主要成本组成进行分析,结果如表 3 所示。

各型燃机的发电成本每千瓦时在 0.458~0.497 元/kWh,其中燃料成本占比最大,占总成本的 80% 左右。同级燃机容量越大,成本越低。不同级燃机,2 台小 9H 容量为 123 万 kW 和 3 台 9F 容量为 147 万 kW 相比,2 台小 9H 方案发电成本较低,这是由于 H 级机组效率较高,度电耗气量少导致的。

表 3 燃机发电成本测算结果

项目名称	装机构成			
	2×9F	3×9F	2×9H 小	2×9H 大
装 机 总 容 量/ 万 kW	98	147	123	174
供 电 单 位 成 本/ (元·kWh ⁻¹)	0.497	0.494	0.477	0.458
1 固定成本	0.084	0.082	0.083	0.078
1.1 折旧摊销	0.051	0.05	0.051	0.047
1.2 财务成本	0.014	0.014	0.014	0.013
1.3 其他	0.019	0.018	0.018	0.018
2 变动成本	0.413	0.411	0.394	0.381
2.1 燃料成本	0.403	0.402	0.383	0.370
2.2 其他	0.010	0.010	0.011	0.010

在满足资本金内部收益率达到 8%的情况下,按照上述参数对四种装机方案的期望电价进行测算,结果如表 3 所示。各型燃机的上网电价每千瓦时在 0.537~0.583 元,现行调峰天然气电价机制可以满足收益要求。

在考虑并网工程的加价后,按照上述参数对四种装机方案的期望电价进行测算,结果如表 5 所示。由于架空线路送出工程投资额与电厂投资额相差较大,输电加价在 0.1 分左右。电缆出线投资相对较大,2 台大 H 装机方案每度电综合上网电价增加约 1.6 分,为其综合上网电价的 2.8%。即使考虑采用电缆线路送出,容量最大、参数最高的 2 台大 H 装机度电综合上网电价最低,为 0.553 元。2 台小 H 燃机装机方案综合上网电价低于 3 台 9F 燃机。

3.3 调峰气电电价与运行模式

沿海地区天然气发电上网电价主要按照气源和价格的差异分为两大类,第一类是本地 LNG 接收站项目配套天然气发电机组;第二类是使用其他气源的天然气发电机组,按年利用小时数执行规定的上网电价。

调峰气电年运行小时数主要取决于该地区电力系统调峰需求^[13-15],同时也需考虑调峰气电厂的合理投资回报率^[16-18],以实现可持续发展。

表 4 燃机上网电价测算结果

项目名称	装机构成			
	2×9F	3×9F	2×9H 小	2×9H 大
装机总容量/kW	98	147	123	174
平均售电价格 (不含税)/(元·kWh ⁻¹)	0.516	0.511	0.495	0.475
平均售电价格 (含税)/(元·kWh ⁻¹)	0.583	0.578	0.560	0.537

表 5 燃机综合上网电价测算结果

项目名称	装机构成			
	2×9F	3×9F	2×9H 小	2×9H 大
装机总容量	98	147	123	174
1 平均售电价格 (含税)	0.583	0.578	0.560	0.537
2 并网成本架空 方案	0.001	0.001	0.001	0.001
3 并网成本电缆 方案	0.007	0.004	0.012	0.016
4 综合成本架空 方案	0.584	0.579	0.561	0.538
5 综合成本电缆 方案	0.589	0.582	0.571	0.553

若考虑该地区目前天然气价格 2.26 元/m³,按照新增调峰气电 9F、9H 机组上网电价为 0.605 元/kWh、年利用小时数取 3 000~3 500 h 考虑,经初步测算,目前条件下具备一定盈利空间。

3.4 敏感性分析

假设调峰气电年利用小时数逐步下降,考虑年利用小时数下降至 2 500 h 左右^[19-21]。各类调峰气电上网电价普遍上升,各机型间发电价差缩小。2 台 9F 机组的上网电价高于该地地区制定的 0.605 元/kWh 的调峰气电价格(表 6)。

如该地区调峰气电年利用小时数下降至 2 500 h 左右,燃料天然气的价格需下降 10%,至 2.03 元/标准立方米左右,各类型的调峰气电上网电价才能基本与 3 500 h 的年利用小时上网电价持平(表 7)。

天然气价格与原油价格挂钩,价格有较大的不确定性,如考虑燃料气价上升 10%,至 2.49 元/标准立方米,调峰气电上网电价普遍上升,仅有 2 台大 H 的燃机的上网电价低于该地区制定的 0.605 元/kWh 的调峰气电价格(表 8)。

表 6 调峰气电年利用小时数下降敏感性分析

利用 小时	项目名称	装机构成			
		2×9F	3×9F	2×9H 小	2×9H 大
	装机总容量	98	147	123	174
3 500	平均售电价格 (含税)	0.516	0.511	0.495	0.475
	平均售电价格 (不含税)	0.583	0.578	0.56	0.537
2 500	平均售电价格 (含税)	0.544	0.539	0.525	0.508
	平均售电价格 (不含税)	0.615	0.609	0.594	0.575

表7 调峰气电年利用小时数、气价下降敏感性分析

T 测算 条件	项目名称	装机构成			
		2×9F	3×9F	2×9H 小	2×9H 大
	装机总容量	98	147	123	174
3 500 h 2.26 元/ 标准立 方米	平均售电价格 (含税)	0.516	0.511	0.495	0.475
	平均售电价格 (不含税)	0.583	0.578	0.56	0.537
2 500 h 2.03 元/ 标准立 方米	平均售电价格 (含税)	0.512	0.507	0.494	0.472
	平均售电价格 (不含税)	0.578	0.573	0.558	0.533

表8 调峰气电气价上升敏感性分析

气价	项目名称	装机构成			
		2×9F	3×9F	2×9H 小	2×9H 大
	装机总容量	98	147	123	174
2.26 元/ 标准立 方米	平均售电价格 (含税)	0.516	0.511	0.495	0.475
	平均售电价格 (不含税)	0.583	0.578	0.56	0.537
2.49 元/ 标准立 方米	平均售电价格 (含税)	0.557	0.554	0.535	0.514
	平均售电价格 (不含税)	0.629	0.626	0.605	0.58

4 机组选型

燃机的等级是按照燃烧室的温度不同进行划分的,目前国内主流燃机机型为F级燃机和H级燃机。

在发电效率方面,H级燃机相对于F级燃料,同厂家机组联合循环发电效率从58%~60%提升至62%~64%,度电耗气量下降5%~8%,相应度电碳排放下降5%~8%。

在调节能力方面,H级燃机的热态启动时间为110 min,调节能力为2万~3.5万kW/min;F级燃机的温态启动时间为70 min,调节能力为1万~2万kW/min。F级燃机的启动时间较短,H级燃机的调节速度较快,作为调峰机组两者各优势。

在国产化方面,目前完全自主知识产权的燃机最大容量为5万kW,大容量燃机F级、H级的核心技术我国尚未掌握。F级燃机非核心部件国产化率较高,运维经验也较丰富,80%~90%的备品、部件已可实现国产化。H级燃机目前为整机原装进口,在项目运行初期预计维修零件需从国外进口。

在综合上网成本方面(基于综合考虑固定成本、可变成本、并网成本),H级燃机较低。固定成本,F级、H级燃机单位造价在2 100~2 400元,由于规模效应,H级燃机单位千瓦造价相对较低,装机容量越大单位千瓦造价越低;可变成本,燃料成本

是天然气发电机组的最主要成本,占比在80%以上,2台9F级燃机燃料成本为0.403元/kWh,2台小H级燃机为0.383元/kWh,2台大H级燃机为0.371元/kWh;并网成本,大H级燃机的送出工程投资增加虽然会导致上网成本的增加但对综合成本没有颠覆性影响,2台大H级燃机即使采用电缆送出综合成本为0.553元/kWh,而2台9F级燃机采用架空线送出为0.584元/kWh。同容量下,2台小H级燃机装机方案综合上网电价低于3台9F级燃机。容量最大、参数最高的2台大H级燃机度电综合上网电价最低。

在气电可持续发展方面,H级燃机应对年利用小时数下降、气价上涨的风险时,相对于F级等低参数机组有更强的生存能力,采用大容量H级燃机有利于该地区天然气调峰机组的健康发展。

5 结语

目前国内主流的H级和F级燃机相比,H级燃机发电效率较高,度电耗气量较少、排放较少;综合考虑电厂发电成本和并网成本后,装机容量越大单位成本越低,即H级燃机整体低于F级燃机;综合技术、经济比较,小H级机组具有一定的优势,宜优先考虑。

出于技术进步和积累经验的考虑,在充分借鉴国内已投运F级及H级机组经验教训的基础上,可积极探索大H级燃机在该地区的应用,在具备条件的厂址试点大H级燃机,进一步降低该地区能源消耗强度,并为我国探索高参数燃机国产化创造条件。

F级燃机已在我国广泛应用,运行经验丰富,可靠性较高,燃机部件整体国产化率已达80%以上,在设备维修、备件更换上有较大的自主权。H级燃机诞生时间不长,在世界范围内应用不多,在维护检修、备品备件等方面可能存在风险。因此,在实际工程建设项目进行机组选型时,应统筹考虑建设时序、机组可靠性、接入系统方案、备件及运维成本等因素。

参考文献

- [1] 王增棚,张佳鑫,李金惠.“双碳”目标下广东低碳发展的技术路径[J].科技和产业,2022,22(12):57-62.
- [2] 康重庆,杜尔顺,郭鸿业等.新型电力系统的六要素分析[J].电网技术,2023,47(5):1741-1750.
- [3] 杜洋,杨心刚,郭灵瑜,等.双碳背景下配电网绿色发展与安全高效耦合评价[J].科学技术与工程,2021,21(30):12973-12981.
- [4] 舒印彪,陈国平,贺静波,等.构建以新能源为主体的新

- 型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 61-69.
- [5] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171-191.
- [6] 马晋辉, 张振, 李炬添. 9F 级燃气-蒸汽联合循环分轴机组燃机发电机型[J]. 电工技术, 2022(17): 207-211.
- [7] 李红伟, 李婷玉, 陈军华, 等. 计及碳交易的某天然气处理厂含光伏光热的综合能源系统优化运行[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(27): 11966-11974.
- [8] 魏泓屹, 卓振宇, 张宁, 等. 中国电力系统碳达峰·碳中和转型路径优化与影响因素分析[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(19): 1-12.
- [9] 张佳鑫, 王增棚, 田中华. 碳达峰碳中和背景下广东省电力行业降碳路径研究[J]. 科技和产业, 2022, 22(8): 61-67.
- [10] 饶庆平, 郝建刚, 白云山. 碳排放目标背景下我国天然气发电发展路径分析[J]. 发电技术, 2022, 43(3): 468-475.
- [11] 姚远, 赵文彬, 卢武, 等. 多风速段下低风阻导线抗风能力实验分析及导线截面结构参数优化[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(21): 97-106.
- [12] 汪峰, 曾超, 薛春林, 等. 大跨越架空输电导线铝部应力分布试验[J/OL]. 重庆大学学报: 1-9[2023-11-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/50.1044.N.20220111.1930.002.html>.
- [13] 王永亮, 曹满胜, 高雅婕. “双碳”背景下中国天然气调峰措施及建议[J]. 国际石油经济, 2022, 30(5): 53-59.
- [14] 林俐, 唐传伟, 丁文敏, 等. 基于动态日碳排放配额模型的抽蓄辅助燃煤机组深度调峰低碳经济调度[J/OL]. 华北电力大学学报(自然科学版): 1-13[2023-11-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20231025.1618.002.html>.
- [15] 和萍, 宫智杰, 靳浩然, 等. 高比例可再生能源电力系统调峰问题综述[J]. 电力建设, 2022, 43(11): 108-121.
- [16] 武超. 新能源电力系统电源配置及系统优化运行方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2022.
- [17] 张俊久. 基于价格激励的多能源系统调峰优化策略研究[D]. 沈阳: 沈阳工业大学, 2021.
- [18] 缪蔡然, 朱姚培, 王琦. 考虑气热惯性的综合能源系统优化配置研究[J/OL]. 综合智慧能源: 1-9[2023-07-06]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/41.1461.TK.20230704.1050.002.html>.
- [19] 李晖, 刘栋, 姚丹阳. 面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(18): 6245-6259.
- [20] 张佳鑫, 王增棚, 田中华. 碳达峰碳中和背景下广东省电力行业降碳路径研究[J]. 科技和产业, 2022, 22(8): 61-67.
- [21] 王文飞, 刘志坦. 我国两部制电价制度对天然气发电企业盈利能力的影响[J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 138-145.

Investigation on Selection of F-class and H-class Gas Units Considering Factors of Peak Regulation

DENG Jing¹, LU Geng², QIU Xiaohuan¹, HE Fawu¹

(1. Guangzhou Railway Polytechnic, Guangzhou, 511300, China;

2. China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co. Ltd., Guangzhou 510663, China)

Abstract: The development of natural gas power generation holds significant importance in promoting regional optimization of energy structure, facilitating energy conservation and emission reduction, and achieving the “carbon peaking and carbon neutrality” goal. Natural gas power generation units, with their environmental friendliness and fast start-stop capabilities, have increasingly been employed in peak load regulation and frequency control in the power system. For an eastern coastal province in China, characterized by significant peak-to-valley differences, long-term peak load pressures, and the upcoming large-scale integration of intermittent renewable energy sources such as offshore wind power, the construction of a batch of peak load gas-fired power plants during the 14th Five-Year Plan period and beyond carries great significance. With the gradual enhancement of natural gas supply capacity in the eastern region, natural gas power generation has established a solid foundation for development. The rational scale and layout of gas-fired power plants, as well as the coordinated development between power sources and grids, jointly ensure secure power supply and enhance the stability of the power system. Natural gas power generation units possess advantages such as cleanliness, high efficiency, rapid start-stop capabilities, operational flexibility, and good regulation performance. However, different types of natural gas power generation units exhibit distinct characteristics in terms of technical performance, carbon emissions, and electricity cost. Therefore, in order to promote the high-quality development of natural gas power generation, this study aims to investigate the selection of future natural gas power generation units in a certain eastern coastal province, taking into account the trends in natural gas power generation unit development and the demand for grid peak load regulation.

Keywords: peak regulation; gas unit; natural gas power plants; new energy; carbon peaking and carbon neutrality goal