

公用事业

我国气电行业目前盈利性如何？

我国气电发展现状如何？

全国层面：十四五以来气电核准速度加快。截至 2023 年年末，我国气电装机规模约 1.26 亿千瓦，2010-2023 年年均复合增速为 12.7%。“十二五”和“十四五”期间我国气电装机规模增长较快。2023 年全国气电发电量占总发电量的比例提升至 3.2%，但是与全球天然气发电量占比相比较还是有一定的差距，2023 年全球天然气发电量占比为 23%。

地区层面：我国气电装机集中度较高。我国气电装机主要集中在广东、江浙沪、京津等地区。截至 2023 年年末，我国燃气轮机装机规模排名前三的省份分别为广东（39.4GW）、江苏（21.6GW）和浙江（11.5GW）。据不完全统计，全国约有 13 个省份提出了气电装机“十四五”规划，其中广东省规划“十四五”期间气电新增装机规模约 3600 万千瓦，位居首位。据我们不完全统计，2021-2024 年 4 月，全国核准的气电装机量约 32.9GW，主要集中于 2022 年（2022、2023 年核准量分别为 22.7GW、4.1GW）。我们对提出“十四五”装机规划的部分省市在 2021-2023 年间的实际气电装机增量进行统计，对照各省规划增量测算实际完成度。截至 2023 年年末，完成度排在前三的省市分别为天津，广东和上海，完成度分别为 135.7%，35.4%和 25.8%。

气电机组商业模式拆解

上网电价政策：地区差异较大。长三角和珠三角地区的天然气发电机组电价政策普遍为两部制电价，其中广东和浙江按照燃机机组类型进行划分给到不同的电价；江苏和上海是按照气电项目用途进行电价划分。上述地区基本都有上网电价与气源成本的联动机制。上海地区分别给到气电调峰机组和热电联产机组每年 444.12/千瓦和 438 元/千瓦的容量电价，而广东的气电机组容量电价每年为 100 元/千瓦，低于上海机组能享有的容量电价水平。

发电成本：受到天然气价格影响较大。根据广州发展披露的气电发电成本结构，2022 年和 2023 年，气电发电成本在燃料成本占比分别达到 72.5%和 75.8%。燃料在天然气发电总成本中占据了较大的份额。2021 年开始进口 LNG 价格出现显著上行，除东部电厂之外的天然气发电厂 2022-2023 年的度电成本相较 2020-2021 年均较为明显的抬升。

度电盈利性分析：我们对长三角和珠三角地区典型的天然气发电企业的度电盈利实际情况进行对比分析。较稳定的利用小时数和电价是上海区域机组盈利稳定性较强的保障；天然气采购成本的快速上行导致 2021-2022 年粤电力和浙能长兴热电的机组度电净利润下滑较快。上海地区较高的电价政策支持与较稳定的利用小时数是上海区域气电机组具有较强盈利能力的主要原因。

投资建议

气电产业链的投资价值我们主要聚焦于以下几个方面：①设备制造：国内燃气轮机的建设方建议关注【东方电气】、【哈尔滨电气】和【上海电气】。②天然气采购：2023 年国内天然气对外依存度在 40%以上，随着气电装机规模的提升，天然气进口气量有望进一步提升。由于 LNG 接收站是我国接收进口 LNG 资源的重要中转站，进口需求的提升有望直接利好持有 LNG 接收站资产的企业，建议关注【新奥股份】（与天风能源开采团队联合覆盖）【九丰能源】（与天风能源开采团队联合覆盖）【新天绿色能源】等。③气电厂运营：上海及广东区域的天然气发电厂盈利稳定性较强，建议关注【深圳燃气】（与天风能源开采团队联合覆盖）【上海电力】【申能股份】等。

风险提示：政策变动、各省气电建设推进低预期、天然气价格大幅波动、燃气核心技术发展瓶颈、宏观经济风险等

证券研究报告

2024 年 08 月 13 日

投资评级

行业评级 强于大市(维持评级)

上次评级 强于大市

作者

郭丽丽 分析师
SAC 执业证书编号：S1110520030001
guolili@tfzq.com赵阳 分析师
SAC 执业证书编号：S1110524070005
zhaoyang@tfzq.com

行业走势图



资料来源：聚源数据

相关报告

- 《公用事业-行业研究周报:解密南方区域电力现货市场》2024-08-01
- 《公用事业-行业专题研究:绿电、绿证、碳减排，多市场助力节能降碳》2024-07-30
- 《公用事业-行业深度研究:探索核电盈利奥秘》2024-07-01

内容目录

1. 我国气电发展现状如何?	4
1.1. 全国层面: 十四五气电核准速度加快, 与气电发达国家相比仍有差距	4
1.2. 地区层面: 我国气电装机集中度较高	6
1.3. 气电机组如何分类? 有何优势?	10
2. 气电机组商业模式与经济性分析	11
2.1. 气电上网电价政策梳理	11
2.2. 气电发电成本剖析	13
2.3. 气电度电盈利分析	14
3. 投资建议	17
4. 风险提示	17

图表目录

图 1: 全国气电装机规模 (单位: 万千瓦)	4
图 2: 全国气电当年新增装机规模 (单位: 万千瓦)	4
图 3: 2010-2023 年国内气电发电量与气电电量占比 (单位: 亿千瓦时)	5
图 4: 全球部分国家和地区气电装机规模对比 (单位: 万千瓦)	5
图 5: 全球部分国家和地区气电发电量占比 (单位: %)	6
图 6: 全球部分国家气电利用小时数对比	6
图 7: 截至 2023 年末各省市气电装机规模 (单位: MW)	7
图 8: 2023 年末气电装机规模集中度 (单位: %)	7
图 9: 十四五以来全国部分地区核准气电项目数量统计 (单位: 个)	8
图 10: 十四五以来全国部分地区核准气电项目规模统计 (单位: 万千瓦)	8
图 11: 广州发展气电燃料成本结构	13
图 12: 申能股份气电业务部分成本 (单位: 亿元)	13
图 13: 中国 LNG 进口价格变化 (单位: 元/吨)	14
图 14: 部分燃气机组度电燃料成本对比 (单位: 元/千瓦时)	14
图 15: 各家气电厂利用小时数对比	15
图 16: 粤电力天然气平均采购价格 (单位: 元/方)	15
图 17: 浙江省天然气采购成本变化 (单位: 元/方)	15
图 18: 电价对比 (单位: 元/千瓦时, 除税)	16
图 19: 截至 2023 年末上海市装机结构	16
图 20: 截至 2023 年末广东省装机结构	16
表 1: 部分省市“十四五”气电装机规划 (单位: 万千瓦)	7
表 2: 十四五以来全国部分地区核准气电装机梳理	8
表 3: 部分省市“十四五”装机规划完成度 (单位: 万千瓦)	9
表 4: 各等级燃机对应的温度与出力	10
表 5: 不同地区气电机组类型	10
表 6: 煤电、气电特性对比	10

表 7：主要气电装机区域上网电价政策概览	11
表 8：浙江气电电价政策梳理	11
表 9：广东气电电价政策梳理	11
表 10：江苏气电电价政策梳理（2018 年 11 月）	12
表 11：江苏省 2023 年 7-12 月天然气发电电量电价上调标准（单位：元/千瓦时）	12
表 12：上海气电电价政策梳理	12
表 13：天然气发电企业简介	14
表 14：天然气发电企业度电净利润（元/千瓦时）	14

1. 我国气电发展现状如何?

1.1. 全国层面：十四五气电核准速度加快，与气电发达国家相比仍有差距

近年来，我国天然气发电机组装机规模呈逐年稳定上升趋势。截至 2023 年年末，总装机规模约 1.26 亿千瓦，2010-2023 年年均复合增速为 12.7%。

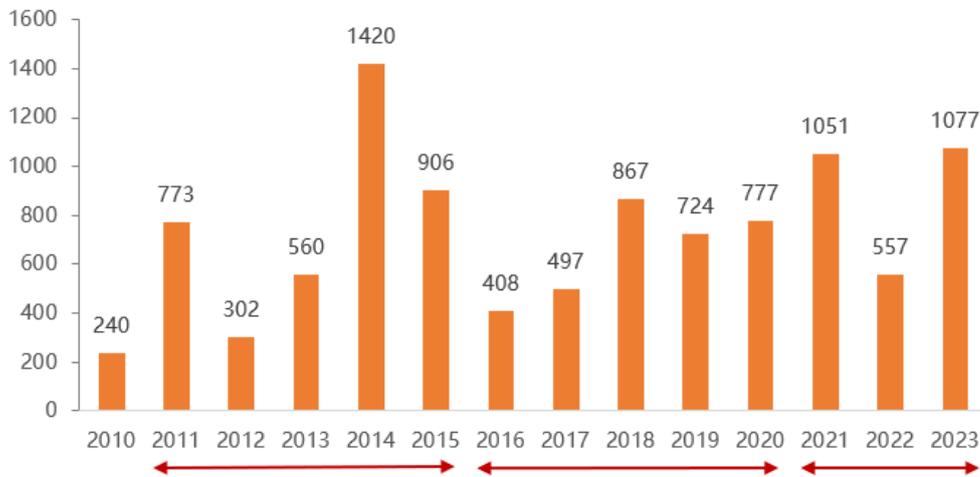
图 1：全国气电装机规模（单位：万千瓦）



资料来源：徐东等《天然气发电与可再生能源融合发展研究综述》、wind、天风证券研究所

从年均装机增量上看，“十二五”和“十四五”期间我国气电装机规模增长较快。“十二五”期间，国内气电总装机增量为 3961 万千瓦，年均新增 792.2 万千瓦；“十四五”前三年（2021-2023 年）气电总装机增量为 2686 万千瓦，年均新增 895 万千瓦。

图 2：全国气电当年新增装机规模（单位：万千瓦）

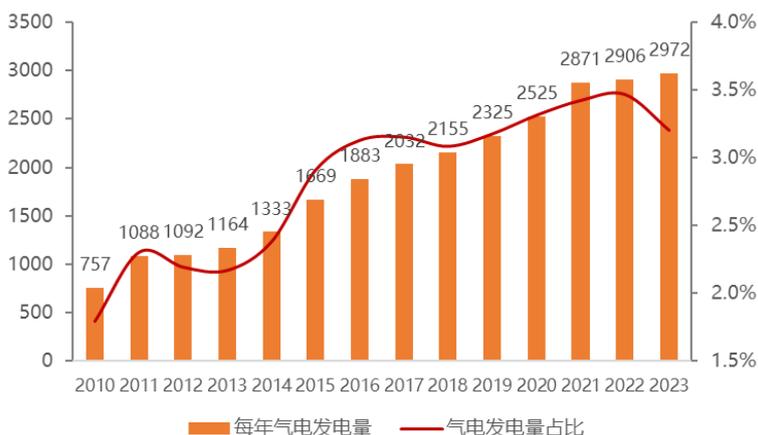


资料来源：徐东等《天然气发电与可再生能源融合发展研究综述》、wind、天风证券研究所

虽然国内气电发电量规模稳步抬升，但是占总发电量比例仍处于较低水平。

2010 年国内气电发电量 757 亿千瓦时，占全国总发电量的 1.8%；随着气电装机规模的不断增长，2023 年全国气电发电量已达到约 2972 亿千瓦时，占全国总发电量的比例提升至 3.2%，相较于 2010 年提升 1.4pct。但是与全球天然气发电量占比相比较还是有一定的差距，根据中国能源报数据，2023 年全球天然气发电量占比为 23%。

图 3：2010-2023 年国内气电发电量与气电电量占比（单位：亿千瓦时）



资料来源：中电联、wind、中国能源报微信公众号、天风证券研究所

把视野放到全球，我们对比分析中国气电与全球气电发达国家之间发展水平的差距。

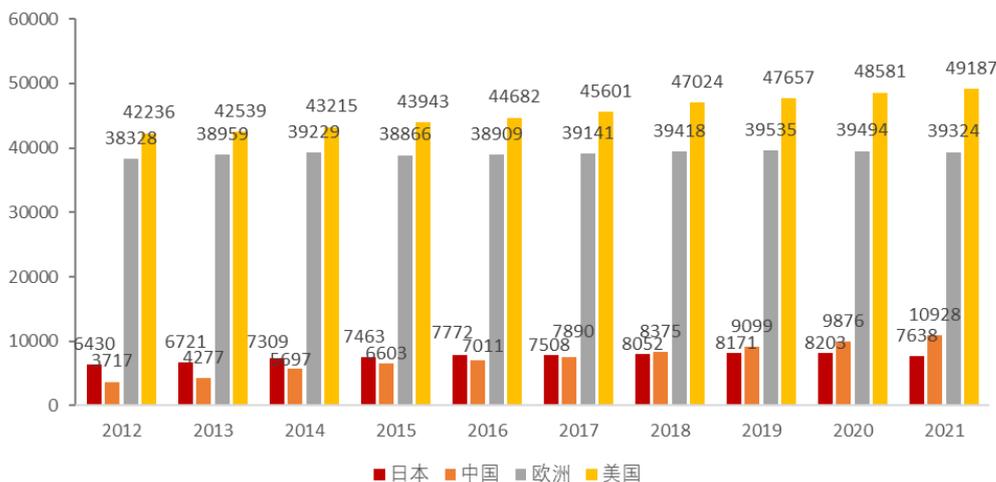
根据《bp 世界能源统计年鉴》(2022 年版)，2021 年全球总计发电量 28466.3 太瓦时，其中天然气发电量 6518.5 太瓦时，占比 22.9%。美国、欧洲、日本等国家和地区的天然气发电量较高，在 2021 年全球气电总发电量中的占比分别达到 6%、2.8%和 1.1%。

① 装机规模对比：近年来中国气电装机同比增速领先。

2012 年美国气电装机规模已经达到 4.2 亿千瓦，同期欧洲和日本的气电装机分别为 3.8 亿千瓦和 6430 万千瓦，而同年中国的气电装机规模仅为 3717 万千瓦，仅为美国气电装机规模的 8.8%。

近年来国内气电装机规模快速增长，2018 年已经反超日本达到 8375 万千瓦，2012-2021 年 CAGR 12.7%，高于美国、日本和欧洲的复合增速（分别为 1.7%、1.9%和 0.3%）。

图 4：全球部分国家和地区气电装机规模对比（单位：万千瓦）

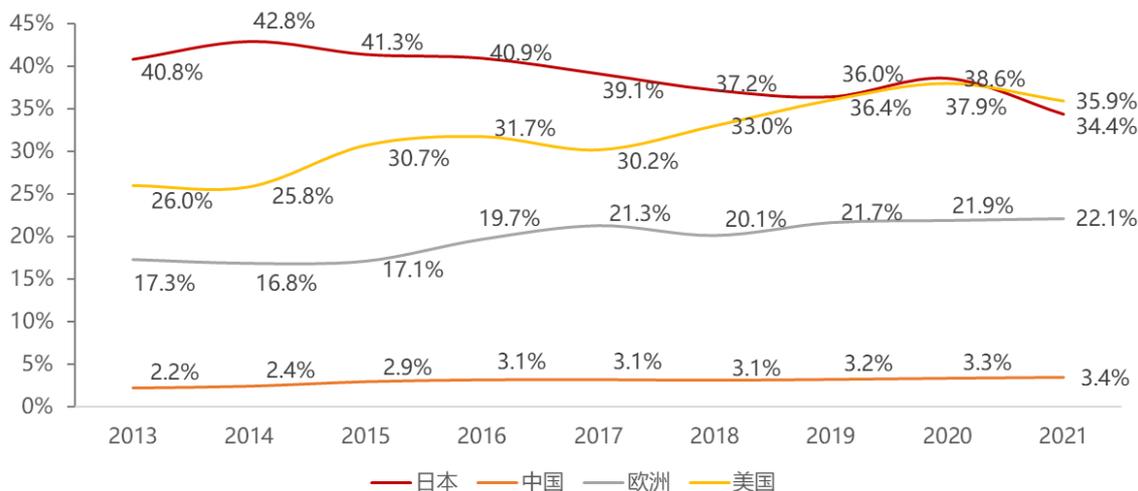


资料来源：EIA、IEA、statista、wind、天风证券研究所

② 气电发电量比例对比：中国气电发电量占比处于较低水平，仍有较大的发展空间。

2013-2021 年，日本和美国的气电发电量占比的均值分别为 39.1%和 31.9%，欧洲地区为 19.8%。而中国天然气发电量占比虽然有所增长，但是截至 2023 年也仅有 3.2%左右的水平，相较于其他气电发展较为成熟的国家和地区，气电的发电量占比仍有较大的提升空间。

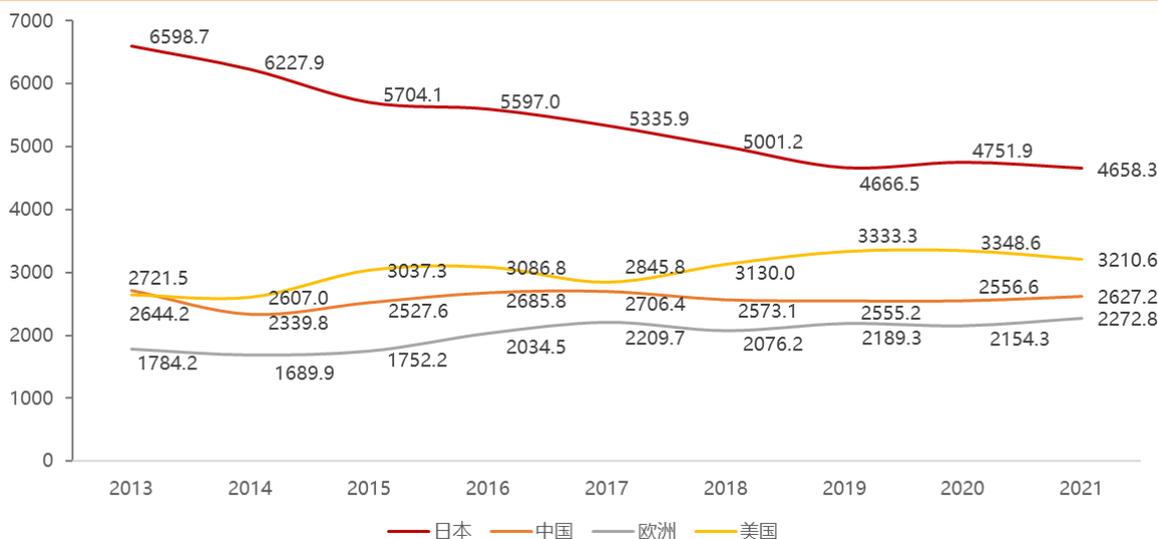
图 5：全球部分国家和地区气电发电量占比（单位：%）



资料来源：wind、EIA、statista、IEA、天风证券研究所

③ **利用小时数对比：**根据装机规模与发电量进行推算，日本和美国的气电机组利用小时数较高，2013-2021 年的利用小时数均值分别在 5394 和 3027 小时。中国气电机组的平均利用小时数平均为 2588 小时，略高于欧洲（2018 小时），但仍然远低于美国和日本利用小时数水平。

图 6：全球部分国家气电利用小时数对比

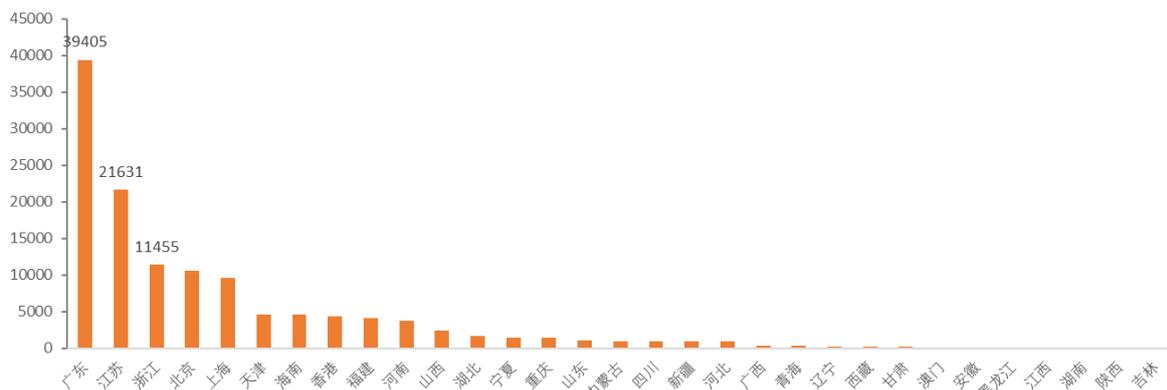


资料来源：wind、EIA、statista、IEA、天风证券研究所

1.2. 地区层面：我国气电装机集中度较高

从存量气电装机看，受气源供应、管网建设、电价承受力等因素影响，我国气电装机主要集中在广东、江浙沪、京津等地区，集中度较高。截至 2023 年年末，根据燃气轮机发电专委会对全国大部分地区的统计（未包括吉林、陕西），我国燃气轮机发电机组总装机约 127.9GW，其中装机规模排名前三的省份分别为广东（39.4GW）、江苏（21.6GW）和浙江（11.5GW）。

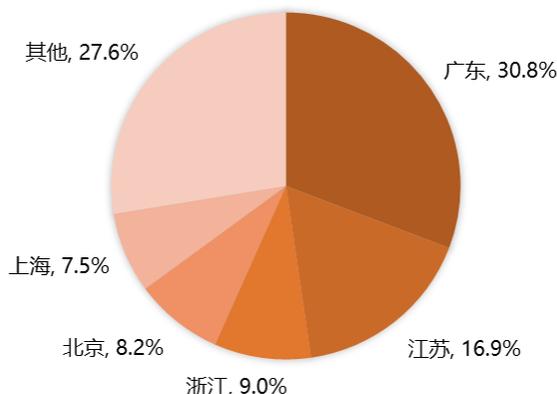
图 7：截至 2023 年末各省市气电装机规模（单位：MW）



资料来源：燃气轮机发电专业委员会公众号、天风证券研究所

气电装机规模排在前五的省市装机总规模约占到全国的 80%。

图 8：2023 年末气电装机规模集中度（单位：%）



资料来源：燃气轮机发电专业委员会公众号、天风证券研究所

注：统计数据暂不包括吉林、陕西

增量气电装机规划：据我们不完全统计，全国约有 13 个省市提出了气电装机“十四五”规划，其中广东省规划“十四五”期间气电新增装机规模约 3600 万千瓦，位居首位。

从实际的核准项目数量以及规模上看，四川省推进较为积极。四川省“十四五”规划提出气电装机规模要新增超过 600 万千瓦。据我们统计，21 年 11 月至 23 年 5 月，其累计核准的气电项目数量达到 8 个，累计核准规模已经达到 955 万千瓦，超出 600 万千瓦规模，这或跟四川天然气资源量和产量居全国第一，具备先天优势有一定关联。

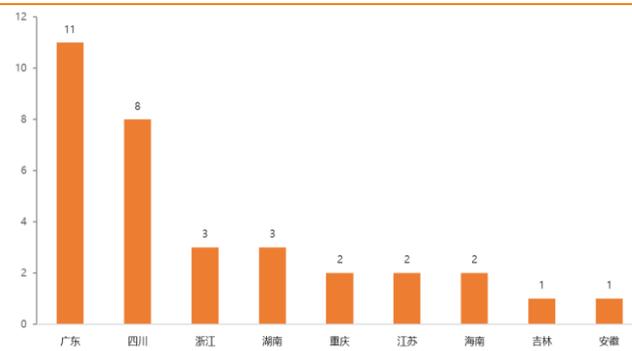
表 1：部分省市“十四五”气电装机规划（单位：万千瓦）

省份	“十四五”气电装机容量规划
广东	新增装机容量约 3600 万千瓦
山东	2025 年末装机达到 800 万千瓦
浙江	新增装机 700 万千瓦以上，到 2025 年气电装机达到 1956 万千瓦
重庆	新增气电装机 500 万千瓦
四川	新增气电装机超过 600 万千瓦
吉林	2025 年全省气电装机达到 413 万千瓦
青海	2025 年全省气电装机达到 300 万千瓦
海南	2025 年末，全省新增气电装机 552 万千瓦
贵州	到 2025 年末，气电装机容量达 100 万千瓦以上
福建	到 2025 年末，新增 200 万千瓦气电装机
上海	2025 年末，全市气电装机达到 1250 万千瓦

天津	2025 年末, 全市气电装机达到 516.6 万千瓦
广西	“十四五”期间新增 80 万千瓦以上气电装机

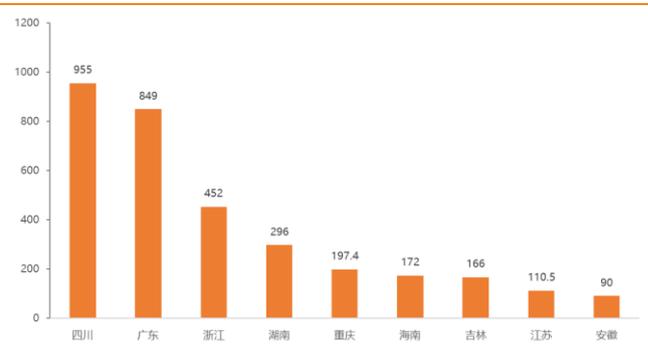
资料来源: 各省市人民政府网站、山东省电力行业协会公众号等、天风证券研究所

图 9: 十四五以来全国部分地区核准气电项目数量统计 (单位: 个)



资料来源: 北极星火力发电网等、天风证券研究所
注: 不完全统计

图 10: 十四五以来全国部分地区核准气电项目规模统计 (单位: 万千瓦)



资料来源: 北极星火力发电网等、天风证券研究所
注: 不完全统计

据我们不完全统计, 2021-2024 年 4 月, 全国核准的气电装机量约 32.9GW, 主要集中于 2022 年 (2022、2023 年核准量分别为 22.7GW、4.1GW)。

表 2: 十四五以来全国部分地区核准气电装机梳理

地区	项目	核准 (公告) 日期	装机规模 (万千瓦)
广东	广东能源揭阳大南海天然气热电联产项目	2021/12/15	96
	广东阳江阳西天然气热冷电联产项目一期工程	2022/10/10	20
	华润电力东莞大朗天然气发电项目	2022/8/25	94
	茂名市天然气热电联产保障电源项目	2022/7/26	58
	广东华电鹤山燃机热电项目	2022/6/22	23
	广州发展增城旺隆气电替代工程项目	2022/6/2	92
	华能东莞燃机二期工程	2022/2/8	94
	深圳东部电厂二期工程项目	2022/1/26	140
	云河发电公司天然气热电联产项目	2022/1/17	92
	粤电广东粤华发电公司气代煤发电项目	2022/1/14	60
国能惠州二期	2021/11/12	80	
四川	四川能投安居燃气发电项目	2023/8/29	140
	四川能投巴中 (通江) 燃气发电工程项目	2023/5/16	80
	四川能投德阳 (中江) 燃气发电工程项目	2022/11/2	140
	川投集团泸州气电项目	2022/10/9	140
	华能彭州燃机项目	2022/9/15	80

	四川华电内江白马燃机示范项目2号机组	2022/2/14	95
	川投集团资阳燃气电站新建工程项目	2022/1/29	140
	四川能投广元燃机项目	2022/1/29	140
	大唐金华天然气发电项目	2022/10/19	147
浙江	国投吉能2×745MW级燃气发电项目	2021/10/9	149
	国能安吉梅溪2×9H级燃机新建工程项目	2022/9/30	156
	无锡西区燃气热电有限公司二期扩建项目	2022/3/22	45
江苏	大唐南电二期燃气轮机创新发展示范补单项目第2台机组	2022/12/30	65.5
	淮河能源集团芜湖天然气调峰电厂项目	2024/4/22	90
	华能南山电厂扩建项目	2023/3/1	92
海南	国家能源集团2×400兆瓦级天然气发电项目	2022/5/16	80
	湘阴2×490MW级燃机调峰发电项目	2023年	98
湖南	湘投国际衡东燃气发电项目	2022/9/16	98
	华电长沙燃机项目	2022年	100
吉林	华能松原燃机项目	2022/2/10	166
	华能重庆两江燃机二期项目	2021年	148.4
重庆	重庆涪陵白涛燃机热电联产项目	2020/5/8	49

资料来源：各省市人民政府网站、北极星火力发电网等、天风证券研究所

注：湘投国际衡东燃气发电项目为开工时间；华能重庆两江燃机二期项目于2021年取得核准批复，2024年装机规模变更为2×74.2万千瓦

各省的实际完成度测算：我们对提出“十四五”装机规划的部分省市在2021-2023年间的实际气电装机增量进行统计，对照各省规划增量测算实际完成度。截至2023年年末，完成度排在前三的省市分别为天津，广东和上海，完成度分别为135.7%，35.4%和25.8%。

表 3：部分省市“十四五”装机规划完成度（单位：万千瓦）

	2020年	2021年	2022年	2023年	增量	完成度
广东	2680	3054.6	3423.3	3955.2	1275.2	35.4%
山东	10.75	12.24	16.71	78.39	67.64	8.5%
浙江	1262.33	1263.22	1328.11	1345.02	82.69	11.8%
重庆	97.96	95.31	94.91	145.07	47.11	9.4%
四川	127.7	119.83	144.77	120.27	-7.43	-
吉林	1.2	1.6	1.6	1.6	0.4	0.1%
青海	0.5	0.75	0.8	0.8	0.3	0.1%
福建	391.4	392.52	392.73	393.13	1.73	0.9%

上海	765.88	814.24	815.04	890.83	124.95	25.8%
天津	381.96	564.49	561.42	564.62	182.66	135.7%

资料来源：国网新能源云、wind、广东省电力行业协会公众号等、天风证券研究所

注：增量为 23 年末装机相较于 20 年末的装机差值

1.3. 气电机组如何分类？有何优势？

➤ 气电机组如何分类？

燃机发电分为简单循环燃气发电和燃气-蒸汽联合循环发电。燃气—蒸汽联合燃机发电是在简单循环的基础上，利用燃气轮机排气余热在余热锅炉中将水加热变成过热蒸汽，再将蒸汽引入汽轮机膨胀做功。

按照燃烧温度可将燃机定义为 B 级、E 级、F 级、H 级。燃烧温度不同，发电机组出力也有所不同。目前“H”级燃气轮机是世界上初温最高、功率最高、效率最高的燃气轮机。

表 4：各等级燃机对应的温度与出力

等级	温度	出力
B 级	1100 摄氏度	小于等于 100 兆瓦
E 级	1100 摄氏度	介于 100 兆瓦~200 兆瓦之间
F 级	1200 摄氏度	介于 200 兆瓦~300 兆瓦之间
H 级	1400 摄氏度	介于 300 兆瓦~600 兆瓦之间

资料来源：西南电力设计院有限公司公众号、天风证券研究所

气电项目可分为纯发电项目、天然气调峰项目、天然气热电联产项目以及天然气热电冷三联供项目。我国气电项目多为调峰和热电联产项目，天然气热电联产是在发电的基础上增加了供热的功能。目前，国内气电主要布局在长三角、珠三角和京津地区，南方以调峰机组为主，北方以热电联产机组为主。广东、浙江、上海等省市调峰气电占比约 70%~80%，北京、天津由于冬季供暖需求大，全部是热电联产机组，江苏工业供热负荷较多，70%以上为热电联产机组。

表 5：不同地区气电机组类型

地区	机组类型及比例
江苏	热电联产机组 70%以上
广东	
浙江	调峰气电占比 70%~80%
上海	
北京	
天津	100%为热电联产机组

资料来源：傅观君等《天然气发电在新型电力系统中的功能定位及发展前景研判》、天风证券研究所

➤ 与煤机相比，气电机组有何优势？

与煤电相比，气电具备调节能力强、排放低、效率高、建设工期短等优势。气电机组启停快，运行灵活，单循环燃气轮机机组调峰能力可达 100%，联合循环机组非供热期可达 70%。发电效率方面，单循环气电发电效率为 35%~45%，联合循环发电由于增加了余热锅炉，利用了排气余热，机组整体发电效率可达 50%以上，最新的 H 级联合循环发电效率达 60%以上，加上供热后整体能源效率可达 75%以上。

表 6：煤电、气电特性对比

项目	燃煤机组	联合循环燃机	简单循环燃机
建设周期	2-2.5 年	16-20 个月	10-12 个月
调峰范围	目前：50%~100%；改造后：一般为 35%~100%	38%~100%	20%~100%；启停调峰：0%~100%
能源综合效率	40%左右	50-75%	40%左右
静止-满载	6-8 小时	2 小时	19 分钟
空载-满载	1.5 小时	1 小时	6-8 分钟

爬坡速率	2%~3% 额定容量/分钟	大于 5%额定容量分钟	10%额定容量/分钟
填谷	×	×	×
调频	√	√	√

资料来源：傅观君等《天然气发电在新型电力系统中的功能定位及发展前景研判》、天风证券研究所

2. 气电机组商业模式与经济分析

2.1. 气电上网电价政策梳理

由于国内超过五成的气电装机集中在广东、浙江、江苏、上海等地，我们重点对这几个地区的气电上网电价政策做梳理。

长三角和珠三角地区的天然气发电机组电价政策普遍为两部制电价，其中广东和浙江是按照燃机机组类型进行划分给到不同的电价；江苏和上海是按照气电项目用途（调峰或者热电联产）进行电价划分。上述地区基本都有上网电价与气源成本的联动机制。

表 7：主要气电装机区域上网电价政策概览

省份	两部制电价	按机组类型分类	按项目类型分类	气电价格联动
广东	√	√	×	√
江苏	√	×	√	√
浙江	√	√	×	√
上海	√	×	√	√

资料来源：浙江省发改委、江苏省能源行业协会、广东省发改委、江苏省发改委、上海市人民政府、天风证券研究所

浙江：浙江省从 2015 年 6 月开始执行两部制电价，电量电价基本每年调整一次，主要是根据天然气价格的变化而调整。气电价格联动方式上，依据气源价格，综合考虑其他物料成本，分机组类型分淡旺季核定天然气发电机组电量电价。在电力市场运行期间，天然气发电机组电量电价执行电力市场交易电价。

表 8：浙江气电电价政策梳理

电价机制	机组类型	电价情况
两部制	9F	容量电价：302.4；电量电价：天然气到厂价（含管输费）÷4.9×（电源增值税÷气源增值税）
	9E	容量电价：302.4；电量电价：天然气到厂价（含管输费）÷4.5×（电源增值税÷气源增值税）
	6F	容量电价：571.2；电量电价：天然气到厂价（含管输费）÷4.9×（电源增值税÷气源增值税）
	6B	容量电价：394.8；电量电价：天然气到厂价（含管输费）÷4.5×（电源增值税÷气源增值税）
单一制	分布式发电	0.65
	9H	市场交易电价

资料来源：浙江省发改委、江苏省能源行业协会、天风证券研究所

注：容量电价单位为元/千瓦·年（含税）

广东：2023 年 12 月，广东省发展改革委等三部委发布《关于我省煤电气电容量电价机制有关事项的通知》，明确气电实施容量电价机制，暂定为每年每千瓦 100 元（含税）。

2024 年 6 月，《广东电力市场气电天然气价格传导机制实施方案(试行)》发布，政策提到要建立广东电力市场天然气采购综合价计算模型，由广东电力交易中心按月计算并发布，应用于市场化燃气机组变动成本补偿标准调整、度电燃料成本计算。

表 9：广东气电电价政策梳理

电价机制	机组类型	电价情况
两部制	9F 型及以上机组	容量电价：每年每千瓦 100 元（含税）； 电量电价：0.655 元/千瓦时

9E 型机组	容量电价：每年每千瓦 100 元（含税）； 电量电价：0.68 元/千瓦时
6F 型及以下机组	容量电价：每年每千瓦 100 元（含税）； 电量电价：0.69 元/千瓦时
使用澳大利亚进口合约天然气的 LNG 电厂	上网电价统一每千瓦时降低 0.049 元（含税）

资料来源：广东省发改委、天风证券研究所

注：① 进入电力市场的天然气发电机组，其年利用小时数根据电量和装机容量确定；② 电价政策为粤发改价格〔2021〕400 号版本；③ 澳大利亚进口合约天然气的 LNG 电厂价格调整为“粤发改价格〔2020〕284 号”文件

江苏：江苏省物价局于 2018 年 11 月 1 日发布《省物价局关于完善天然气发电上网电价管理的通知》（苏价工〔2018〕162 号），全省天然气发电上网电价自 11 月 1 日起执行两部制电价，按照当时的天然气门站价格 2.04 元/立方米核定了基准的电量电价水平。

表 10：江苏气电电价政策梳理（2018 年 11 月）

电价机制	项目类型	电价情况
两部制	调峰机组	容量电价：28 元/千瓦*月；电量电价：0.436 元/千瓦时
	热电联产机组	40 万级：容量电价：28 元/千瓦*月；电量电价：0.449 元/千瓦时
		20 万级：容量电价：32 元/千瓦*月；电量电价：0.484 元/千瓦时
	10 万级：容量电价：42 元/千瓦*月；电量电价：0.469 元/千瓦时	
	区域分布式机组	容量电价：42 元/千瓦*月；电量电价：0.469 元/千瓦时
单一制	楼宇式分布式机组	0.772 元/千瓦时

资料来源：江苏省能源行业协会、天风证券研究所

此后根据天然气发电气电价格联动机制，江苏省发改委依据天然气采购成本的变化对机组的电量电价水平进行调整。最新一次调价为 2024 年 1 月，对 2023 年 7-12 月的电量电价进行了上调。

表 11：江苏省 2023 年 7-12 月天然气发电电量电价上调标准（单位：元/千瓦时）

机组类型	电量电价上调标准		
	7-8 月	9-11 月	12 月
调峰机组	0.043	0.145	0.176
热电联产 40 万级机组	0.043	0.145	0.176
热电联产 20 万级机组	0.046	0.156	0.190
热电联产 10 万级机组	0.045	0.152	0.185

资料来源：江苏省发改委、天风证券研究所

上海：2018 年，上海市物价局发布《上海市物价局关于完善本市天然气发电上网电价机制的通知》，提出气电价格联动机制联动调价公式，其中联动后电量电价=现行电量电价天然气平均调价幅度×税收调整因子/发电气耗。

2024 年 4 月，上海市发改委发布《关于我市开展气电价格联动调整有关事项的通知》，对天然气发电机组上网电价进行新一轮联动调整，其中调峰机组和热电联产机组的容量电价每月每千瓦相较于 2018 年 4 月分别调降 7.23 元和 3.04 元。

表 12：上海气电电价政策梳理

电价机制	项目类型	电价情况
两部制	调峰机组	一般机组：容量电价：每月 37.01 元/千瓦；电量电价：0.5549 元/千瓦时； 9E 系列机组：容量电价：每月 37.01 元/千瓦；发电利用小时 300（含）以内，电量电价每千瓦时增加 0.15 元；全年发电利用小时 300（不含）-500（含）小时以内的电量电价，在上述电价基础上每千瓦时增加 0.1 元；全年发电利用小时 500 小时（不含）以上的部分不再加价。
	热电联产机组	容量电价：每千瓦每月 36.50 元 电量电价： ①全年发电利用小时 2500（含）以内：0.5791 元/千瓦时； ②全年发电利用小时 2500（不含）-5000（含）小时以内：0.4987 元/千瓦时

③全年发电利用小时 5000 小时（不含）以上：0.4155 元/千瓦时

单一制 天然气分布式发电机组 上网电价为 0.9230 元/千瓦时

资料来源：上海市人民政府、天风证券研究所

注：2024 年 5 月 1 日起执行版本

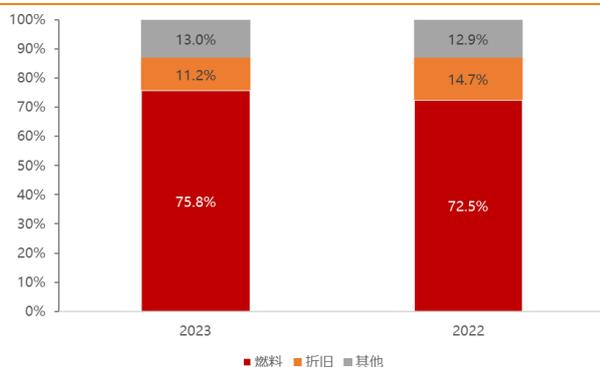
2.2. 气电发电成本剖析

➤ 气电发电成本中，燃料成本占比较大

根据广州发展披露的气电发电成本结构，2022 年和 2023 年，其气电发电成本中燃料成本分别为 6.48 和 9.53 亿元，占天然气发电总成本的比例分别达到 72.5%和 75.8%。

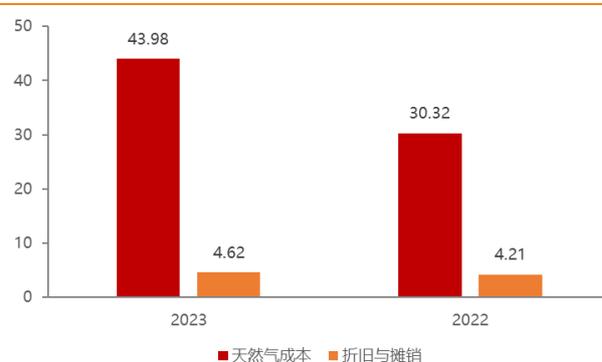
根据申能股份披露的气电业务成本，2022 年和 2023 年气电业务的燃料成本分别为 30.32 和 43.98 亿元，分别是同期折旧摊销成本的 7.2 和 9.5 倍。

图 11：广州发展气电燃料成本结构



资料来源：广州发展年报、天风证券研究所

图 12：申能股份气电业务部分成本（单位：亿元）



资料来源：申能股份年报、天风证券研究所

➤ 气电度电燃料成本存在较大的地区和机组差异

①气源来源：由于不同气电机组的地理位置差异，气源采购来源和度电燃料成本也有显著的差异。

粤电力：公司与广东大鹏液化天然气有限公司签订期限 25 年的《天然气销售合同》，还与广东能源集团天然气有限公司签订了天然气销售与购买协议。

深圳能源-东部电厂（一期）：根据 2004 年 8 月 30 日与大鹏天然气签署的《天然气销售合同》（有效期至 2031 年），东部电厂（一期）项目采用的天然气为澳大利亚进口天然气。若有部分超出合约的天然气采购需求可在市场上购买。

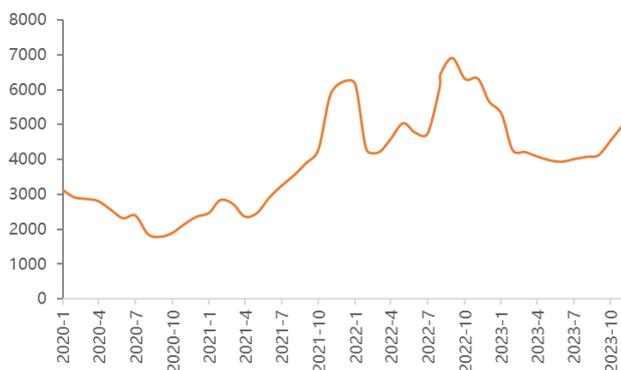
申能股份：公司并表的各天然气发电厂向上海燃气有限公司采购天然气。

②度电燃料成本对比：

2020-2023 年粤电力的度电燃料成本呈逐年上升的趋势，由 2020 年的 0.251 元/千瓦时提升至 2023 年的 0.529 元/千瓦时；深圳能源东部电厂的度电燃料成本相对较平稳，但 2023 年也升至 0.252 元/千瓦时，为 2020 年以来最高水平；申能股份机组位于上海，度电燃料成本显著高于珠三角地区的粤电力和东部电厂。东部电厂的度电燃料成本波动明显小于粤电力和申能股份。

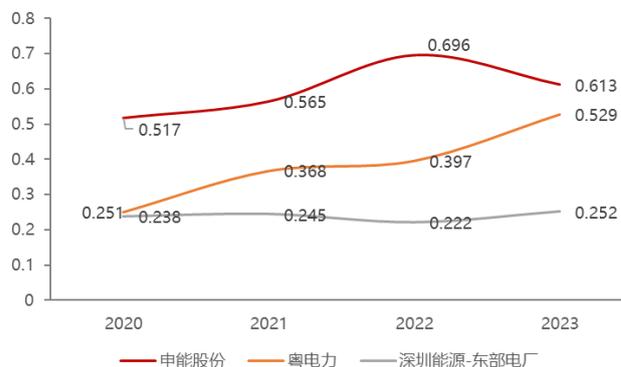
此外，天然气发电成本与进口天然气价格间也存在一定关联，2021 年开始进口 LNG 价格出现显著上行，除东部电厂之外的天然气发电厂 2022-2023 年的度电成本相较 2020-2021 年均有较为明显的抬升。

图 13：中国 LNG 进口价格变化（单位：元/吨）



资料来源：wind、天风证券研究所

图 14：部分燃气机组度电燃料成本对比（单位：元/千瓦时）



资料来源：粤电力公告、鹏华深圳能源清洁能源封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书、申能股份公告、天风证券研究所

2.3. 气电度电盈利分析

我们对长三角和珠三角地区典型的天然气发电企业的度电盈利实际情况进行对比分析。

长三角地区主要包括上海电力和申能股份的部分天然气发电机组；珠三角地区主要包括粤电力、深圳能源东部电厂和福能股份部气电发电机组。

表 13：天然气发电企业简介

地区	控股上市公司/项目	装机容量
上海电力		
上海	上海漕泾热电有限责任公司	780MW
浙江	浙江浙能长兴天然气热电有限公司	870MW
申能股份		
上海	上海申能临港燃机发电有限公司	1652MW
粤电力		
广东	广前电力	1170MW
广东	惠州天然气发电	2550MW
深圳能源		
广东	东部电厂	1170MW
福能股份		
福建	晋江气电	1528MW

资料来源：北极星火力发电网、浙能长燃运行公众号、申能股份公告、广东电力发展股份有限公司官网、福能集团公众号、《鹏华深圳能源清洁能源封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书》、天风证券研究所

各家天然气发电厂在 2019-2023 年的度电净利润情况见下表：

表 14：天然气发电企业度电净利润（元/千瓦时）

地区	公司	2019	2020	2021	2022	2023
上海电力						
上海	上海漕泾热电有限责任公司	0.078	0.094	0.097	0.129	0.128
浙江	浙江浙能长兴天然气热电有限公司	0.075	0.099	0.037	0.014	-
申能股份						
上海	上海申能临港燃机发电有限公司	0.079	0.066	0.054	0.060	0.064
粤电力						
广东	广前电力	0.065	0.085	-	0.125	-
广东	惠州天然气发电	0.040	0.094	0.011	0.033	-

福能股份

福建	晋江气电	0.004	-0.056	0.159	0.048	0.039
----	------	-------	--------	-------	-------	-------

资料来源：各家上市公司公告、天风证券研究所

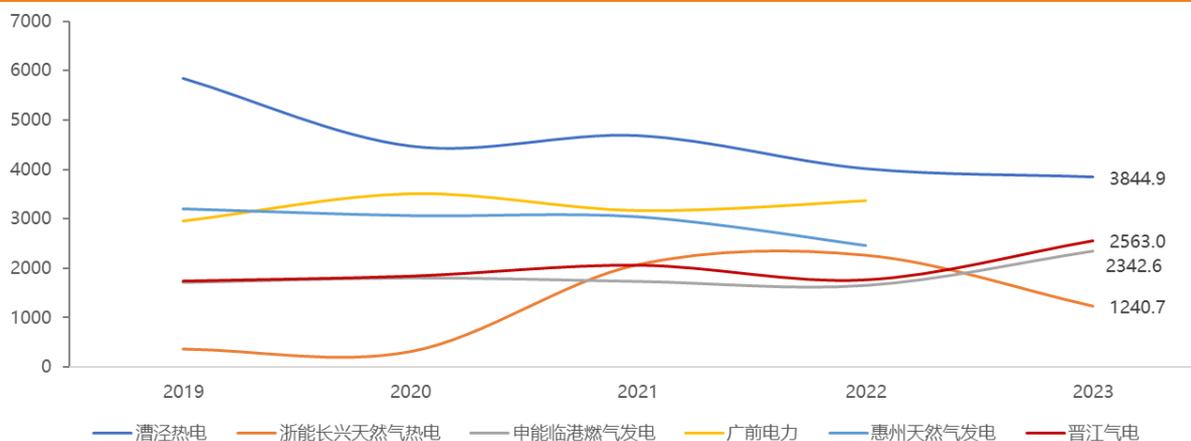
影响收入的主要因素为上网电价和利用小时数，影响成本的主要因素是天然气采购成本。我们从横向和纵向两个维度，分别分析上述因素如何影响单一公司历史盈利水平以及同一时间点不同公司机组盈利差异。

1.单一公司历史盈利变化：

①为何上海漕泾热电和上海申能临港燃气发电公司盈利稳定性较高？

上海漕泾热电机组 2019-2023 年利用小时数分别为 5838、4469、4680、4012 和 3845 小时，年均利用小时数达到 4569 小时；申能临港利用小时数近年来稳中有升，2019-2023 年利用小时数分别为 1705、1797、1727、1645 和 2343 小时，年均利用小时数达到 1843 小时。另外，漕泾热电和申能临港机组的上网电价均稳中有升。较稳定的利用小时数和电价是上海区域机组盈利稳定性较强的保障。

图 15：各家气电厂利用小时数对比



资料来源：上海电力公告、申能股份公告、粤电力公告、福能股份公告、天风证券研究所

②为何 2021-2022 年粤电力和浙能长兴热电的机组度电净利润下滑较快？

粤电力：由于地缘政治冲突、航道堵塞以及极端天气等因素的影响，天然气价格处于较高的区间，同时由于公司市场气采购比例有所扩大，导致天然气采购均价呈上涨趋势，由 2020 年的不足 1.27 元/方上涨至 2023 年末的 2.32 元/方，涨幅达到 82.7%。

浙能长兴热电：根据浙江省发改委，2021 年采暖季开始（2021 年 11 月 1 日-2022 年 3 月 31 日），浙江浙能天然气管网有限公司向天然气发电企业销售天然气的门站价格从每立方米 2.38 元调整为 4.11 元，涨幅高达 72.7%。随后一年时间内，气源成本均保持在 3.9 元/方以上的高价，大大提高了浙江省内天然气发电企业的发电成本。

图 16：粤电力天然气平均采购价格（单位：元/方）

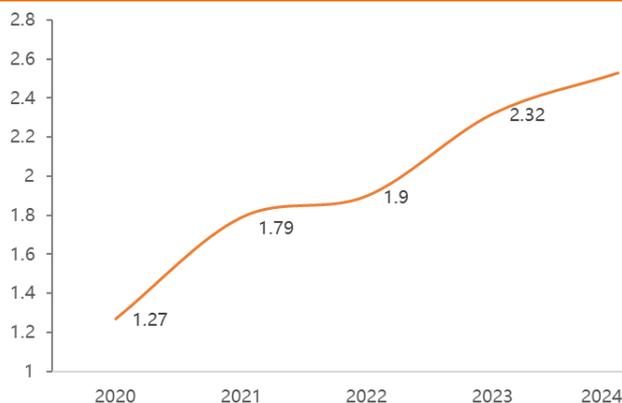


图 17：浙江省天然气采购成本变化（单位：元/方）



资料来源: wind、天风证券研究所

资料来源: 浙江省发改委官网、天风证券研究所

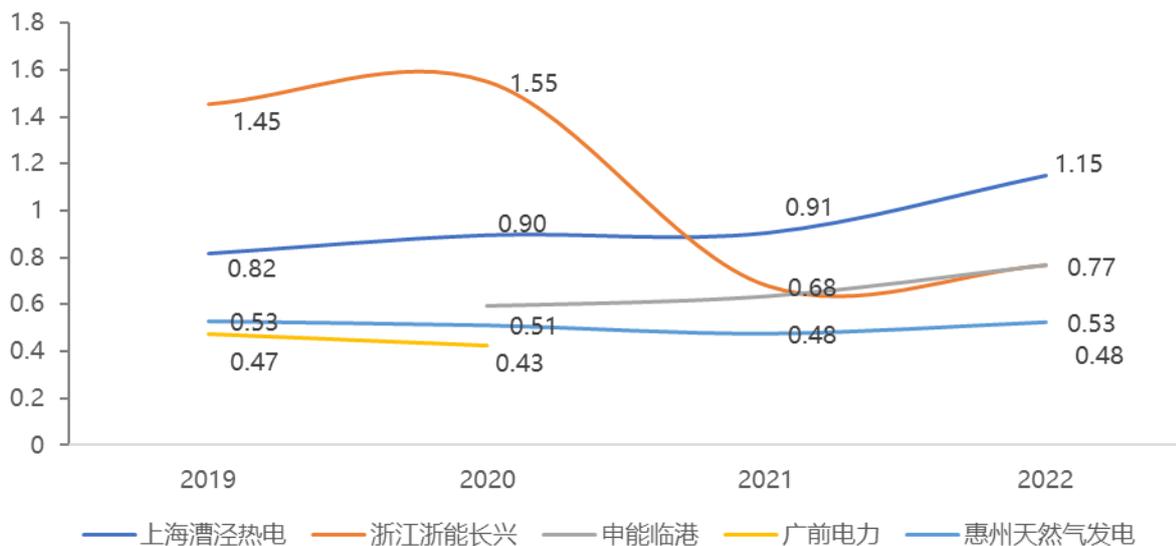
④为何 2020-2021 年福能股份晋江气电度电净利润出现较大波动?

根据福能股份年报, 2021 年公司燃气发电机组替代电量收益同比增加。

2.同一时间点, 不同区域气电机组盈利性差异比较: 为何上海区域机组盈利能力普遍高于浙江和广东区域机组?

从实际拿到的综合上网电价上看(我们通过营业收入和上网电量倒推的方法对气电机组的上网电价进行预估), 上海漕泾热电 2019-2023 年平均上网电价为 1 元/千瓦时, 申能临港机组 2020-2023 年平均上网电价为 0.69 元/千瓦时, 同期位于广东的广前电力和惠州天然气发电机组的平均上网电价为 0.46 元/千瓦时和 0.51 元/千瓦时。与其他地区比, 较高且稳定的气电电价给予上海区域气电机组更强的盈利性。

图 18: 电价对比(单位: 元/千瓦时, 除税)

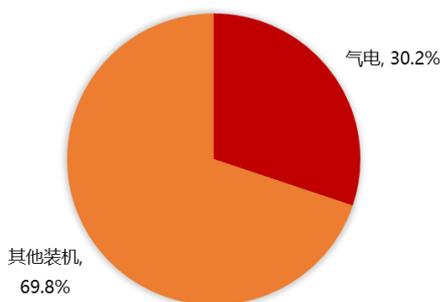


资料来源: 上海电力公告、申能股份公告、粤电力公告、天风证券研究所
注: 上网电价为营业收入和上网电量倒推计算结果, 与实际情况或有一定出入

从装机结构上看, 虽然广东的气电装机规模大于上海(截至 2023 年末, 广东和上海的气电装机规模分别为 3955 万千瓦和 891 万千瓦), 但是气电在上海的装机结构中占有更大的比重, 对气电的依赖度高于广东;

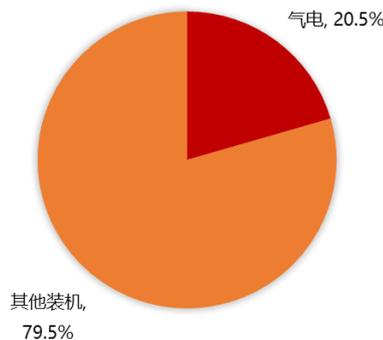
从气电电价政策上看, 上海地区分别给到气电调峰机组和热电联产机组每年 444.12/千瓦和 438 元/千瓦的容量电价, 而广东的气电机组容量电价每年为 100 元/千瓦, 低于上海机组能享有的容量电价水平。

图 19: 截至 2023 年末上海市装机结构



资料来源: 国网新能源云、天风证券研究所

图 20: 截至 2023 年末广东省装机结构



资料来源: 广东省电力行业协会公众号、天风证券研究所

前文提到, 行业层面看, 我国气电利用小时数与美国、日本等气电发达国家相比较低; 单个电厂层面比较, 不同的气电厂利用小时数的波动和差异也较大。下面我们通过梳理

浙江浙能长兴天然气发电厂 2020 年 9 月的实际运营数据，分析影响气电厂利用小时数和气耗的原因。

气电机组的常态负荷率并不高，2020 年 9 月 2-4 日，浙江浙能长兴机组的常态负荷率分别在 57.65%、57.19%和 56.56%。此外，机组日均实际负荷率与常态运行时间有关，当常态运行时间越长的时候，日均负荷率与常态负荷率越接近。

气耗是影响气电机组发电效率和成本的一大重要因素，会受到包括机组负荷、健康程度、启动及停机耗时、机组启动前状态、启动次数、机组停启间隔时间等多种因素的影响，其中常态运行时间越长，气耗率越低。故天然气调峰机组的气耗率会较大程度受到启停机次数的影响。

3. 投资建议

本文我们对我国气电的发展现状，“十四五”各省的气电规划进行梳理，同时对气电机组在国内不同地区的盈利状况进行分析。气电的上网电价政策、利用小时数以及天然气采购成本等因素都会对气电整体的盈利能力造成影响。

气电产业链的投资价值我们主要聚焦于以下几个方面：

- ①设备制造：国内燃气轮机的建设方建议关注【东方电气】、【哈尔滨电气】和【上海电气】。
- ②天然气采购：2023 年国内天然气对外依存度在 40%以上，随着气电装机规模的提升，天然气进口气量有望进一步提升。由于 LNG 接收站是我国接收进口 LNG 资源的重要中转站，进口需求的提升有望直接利好持有 LNG 接收站资产的企业，建议关注【新奥股份】（与天风能源开采团队联合覆盖）【九丰能源】（与天风能源开采团队联合覆盖）【新天绿色能源】等。
- ③气电运营：上海及广东区域的天然气发电厂盈利稳定性较强，建议关注【深圳燃气】（与天风能源开采团队联合覆盖）【上海电力】【申能股份】等。

4. 风险提示

政策变动风险：在新型电力系统建设过程中，若各省对于气电的上网电价等相关政策支持力度不及预期，上网电价不能及时与采购成本联动，则会对气电机组盈利的稳定性产生负面影响。

各省气电建设推进低预期：各省对于气电机组项目的审批和建设推进存在一定的不确定性，若审批和建设进度低于市场预期、电力投资减弱，则不利于整个天然气发电行业的发展。

天然气价格大幅波动：若天然气价格因为国内外各种因素发生大幅波动，将极大影响天然气机组发电的成本和盈利性。

燃机核心技术发展瓶颈：目前我国燃气轮机工程应用和国产化制造已经达到较高水平，逐步具备燃气轮机本地制造、工程建设和冷端部件的维护能力，但是高温部件的制造及维修、控制系统等核心技术仍然受制于人。

宏观经济风险：用电量是经济运行的重要指标，若宏观经济出现风险，全国用电量增速将受到影响，或将对气电行业利用小时数产生负面影响。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益 -10%-10%
		卖出	预期股价相对收益 -10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅 -5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅 -5%以下

天风证券研究

北京	海口	上海	深圳
北京市西城区德胜国际中心 B 座 11 层	海南省海口市美兰区国兴大道 3 号互联网金融大厦	上海市虹口区北外滩国际客运中心 6 号楼 4 层	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼
邮编：100088	A 栋 23 层 2301 房	邮编：200086	邮编：518000
邮箱：research@tfzq.com	邮编：570102	电话：(8621)-65055515	电话：(86755)-23915663
	电话：(0898)-65365390	传真：(8621)-61069806	传真：(86755)-82571995
	邮箱：research@tfzq.com	邮箱：research@tfzq.com	邮箱：research@tfzq.com