

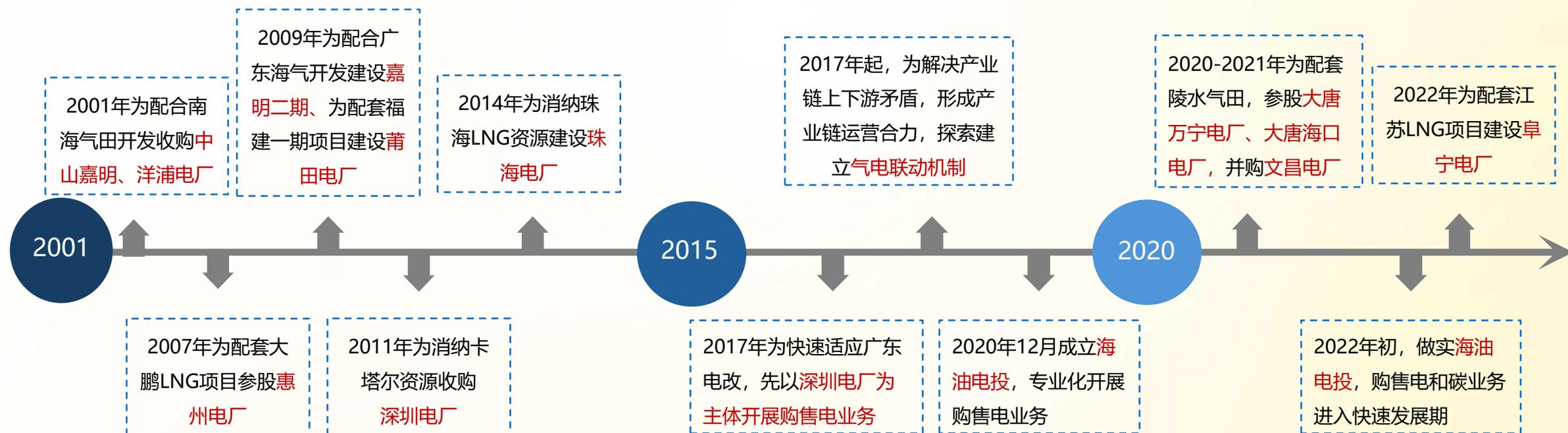


气电集团电力业务 专题汇报



气电集团电力业务发展历程

- 2001年起，为配合上游海气消纳，气电公司电力业务以**燃气电厂起步**，配套上游气田投资、建设、运营燃气发电厂
- “十三五”时期，因燃气发电被列为**“非主业”**，新项目发展基本处于停滞状态
- 2017年起，为适应电力市场改革形势，气电集团开始探索开展购售电业务；2022年起，气电集团做实了海油电投的组织机构，**购售电和碳业务进入快速发展期**；2023年，国资委批复燃气发电列为主业发展



气电集团电力板块现状-燃气发电业务

- 在运项目：**分布于广东、海南、福建、江苏四省，控股燃气电厂7座，装机658万千瓦，年发电约120-170亿千瓦时；参股燃气电厂4座，装机531万千瓦，年发电量约140-170亿千瓦时；2024年7家控股燃气电厂发电量125.7亿千瓦时，利润总额2.7亿元
- 新项目开发：**2022年以来，气电集团以“经济承受能力强、资源供应有优势、调峰需求大/热负荷稳定”为标准开发燃气电厂项目；广州恒运项目已顺利完成并购；浙江诸暨项目、佛山水都项目、广西北海项目计划于2025年完成投资决策

2020-2024年控股燃气电厂发电量与利润总额



新开发项目概况

项目名称	机组类型与装机容量	当前进展
广州恒运并购项目	白云 (控股51%) : 2*9F, 92万千瓦 东区 (参股40%) : 2*9F, 92万千瓦	<ul style="list-style-type: none"> 白云项目完成工商变更 东区项目即将完成工商变更
佛山水都并购项目	2*6F, 24万千瓦	<ul style="list-style-type: none"> 拟于本月开展可研评审 (第二次)
浙江诸暨自建项目	2*9H, 150万千瓦	<ul style="list-style-type: none"> 已取得气电集团初可研批复, 正在开展可研招标
广西北海自建项目	2*9F, 106万千瓦	<ul style="list-style-type: none"> 已具备项目核准条件, 可研报告待审查

气电集团电力板块现状-购售电业务

- 业务概况：**气电集团以海油电投为业务抓手，开展购售电业务；2024年代理电量规模约**133亿千瓦时**，代理购电客户约400家，其中包括**有限天津分公司渤海岸电项目、中海壳牌、惠州石化、大榭石化**等大型内部客户
- 绿电交易：**2022年3亿千瓦时、2023年10亿千瓦时、2024年15.5亿千瓦时，确保完成有限公司新能源部制定的相关工作计划

购售电签约量

签约电量：亿度



用户规模

签约用户：户



海油电投购售电业务覆盖区域



气电集团电力板块现状-碳业务

- 目前，气电集团以海油电投为业务抓手，已在**碳交易业务（CEA交易、CCER碳汇项目开发与交易）**以及**碳咨询业务（碳盘查、碳中和活动）**方面搭建起基本业务框架，积累了相关业务实践经验

1

碳配额（CEA）

- 2022年-2024年，海油电投CEA交易量（买入+卖出）147万吨，盈利849万元

2

自愿减排量（CCER）

- 2023年，与内蒙古卓资、陕西榆林锁定约70万吨远期林业碳汇
- 2024年1月，完成全国市场重启后首单交易
- 2022年-2024年，海油电投交易量（买入+卖出）209万吨，盈利1407万元

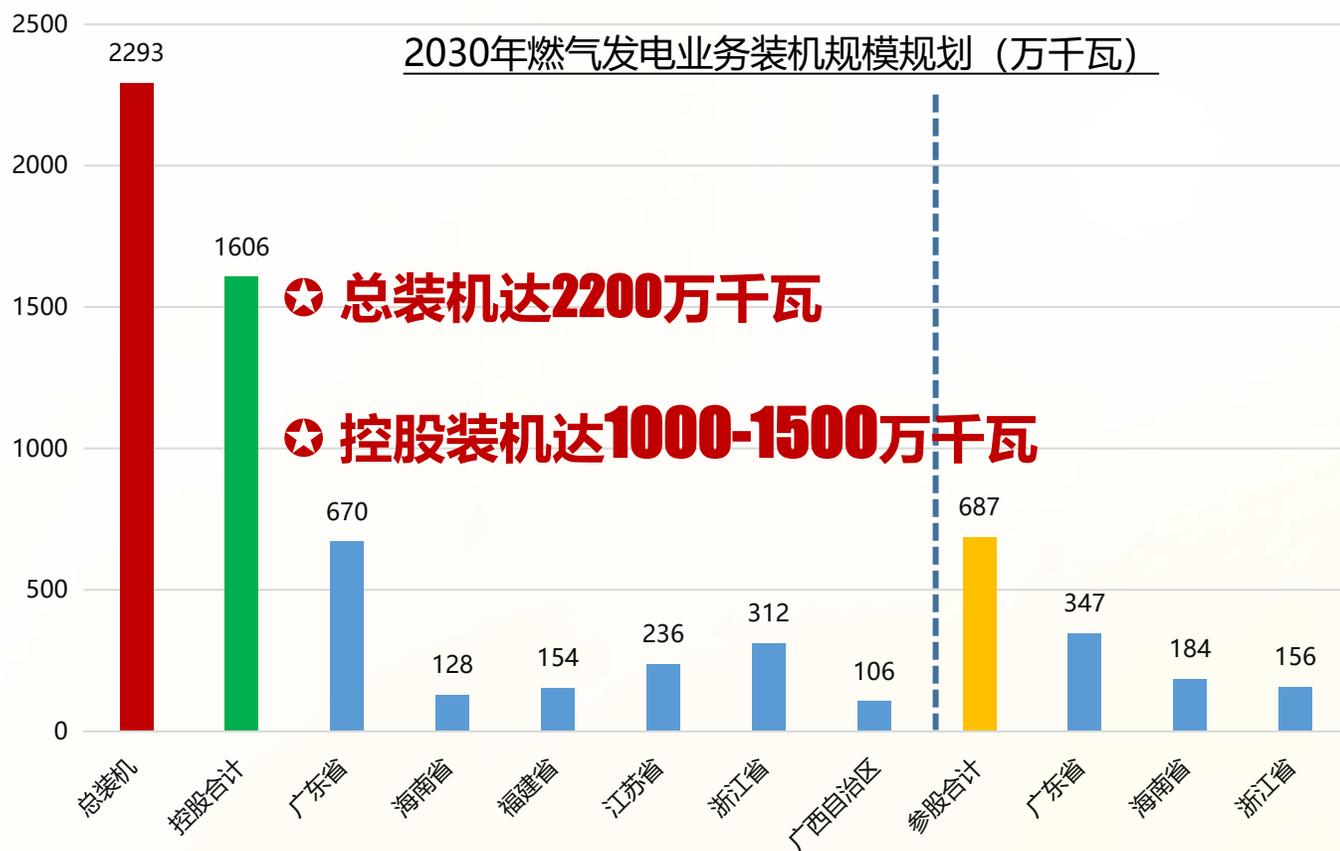
3

碳盘查

- 2022年起，海油电投为气电集团所属燃气电厂开展碳盘查服务
- 2022年-2024年，服务电厂7家、减少碳排放8.67万吨

电力业务“十五五”发展规划目标设想

- 燃气发电总装机（含参股）达到2200万千瓦（从资源消纳角度考虑），其中控股燃气电厂装机1000-1500万千瓦（从购售电资源保障角度考虑）
- 购售电年交易量400亿千瓦时，碳交易年交易量800万吨，燃料电池装机达到约20兆瓦，虚拟电厂装机达到约80兆瓦，储能争取内部单位能建尽建



“十五五” 电力业务发展策略

(1) 购售电

- 打造电力资源池与市场群，做优电力交易；通过投资运营负荷侧电力项目（分布式、储能、虚拟电厂、源网荷储一体化等），增强对电力终端市场的掌控力

1 区域聚焦策略

- 以广东为最核心市场，根据集团公司产业链总体布局，适当拓展其他地区市场

2 行业聚焦策略

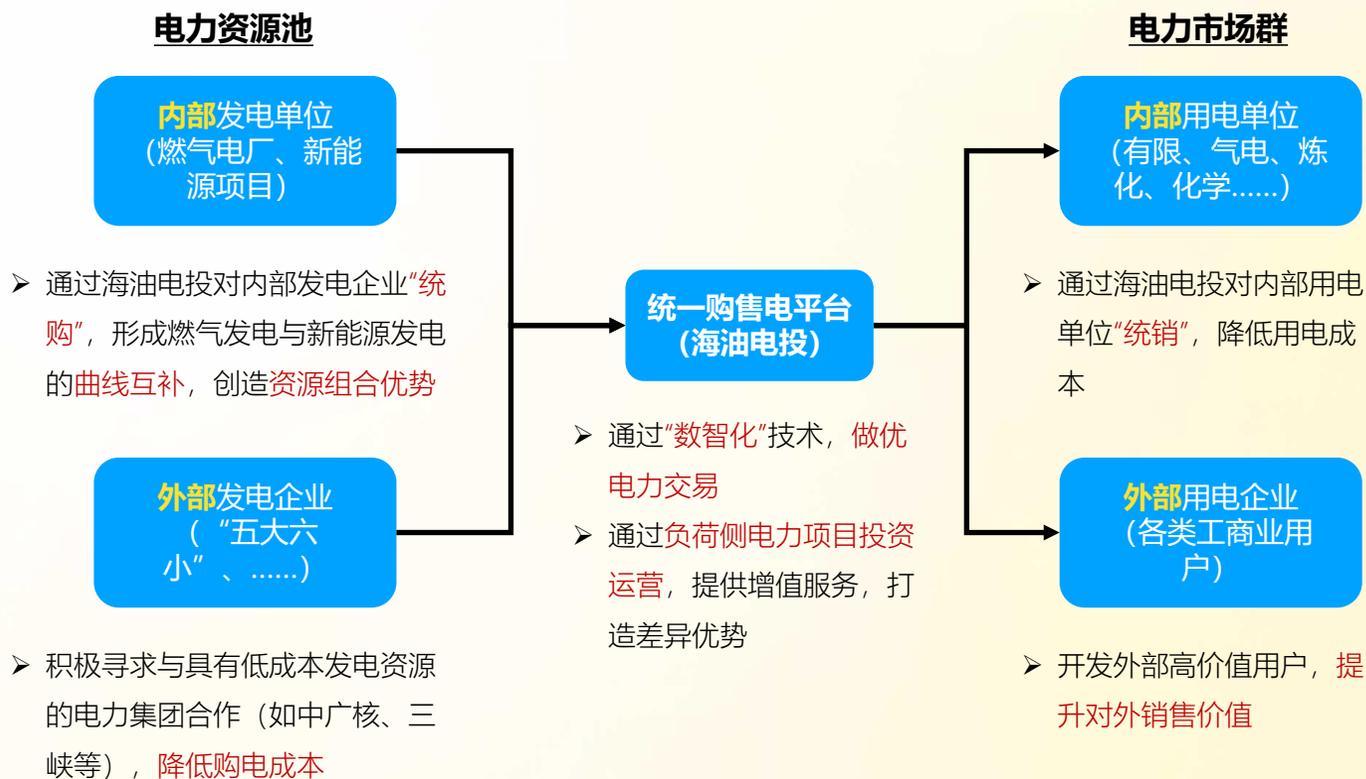
- 以石化行业用户为最主要用户，深化对电力和石化行业运行的理解能力，为电力用户提供一揽子综合用能解决方案

3 掌控终端策略

- 在电力购销的基础上，为电力用户提供负荷侧电力项目的投资、建设、运营服务，提升对用户的服务水平，增加对用户的掌控能力

4 数智化策略

- 通过人工智能算法对电价、发电出力、用电负荷进行精准预测



“十五五” 电力业务发展策略

(2) 燃气发电

- 在具备区位优势的地区，高质量布局燃气发电项目，充分发挥燃气电厂在联通天然气与电力产业链中的关键作用，强化天然气资源购销与基础设施运营的协同效应，提升购售电业务的自有电力资源保障能力；在运电厂全面开展“两降低一提升”专项工作

1 政策引导策略

- 引导有关部门出台与我国能源转型、新型电力系统建设、电力市场化改革相适应的燃气发电电价政策

2 精益化策略

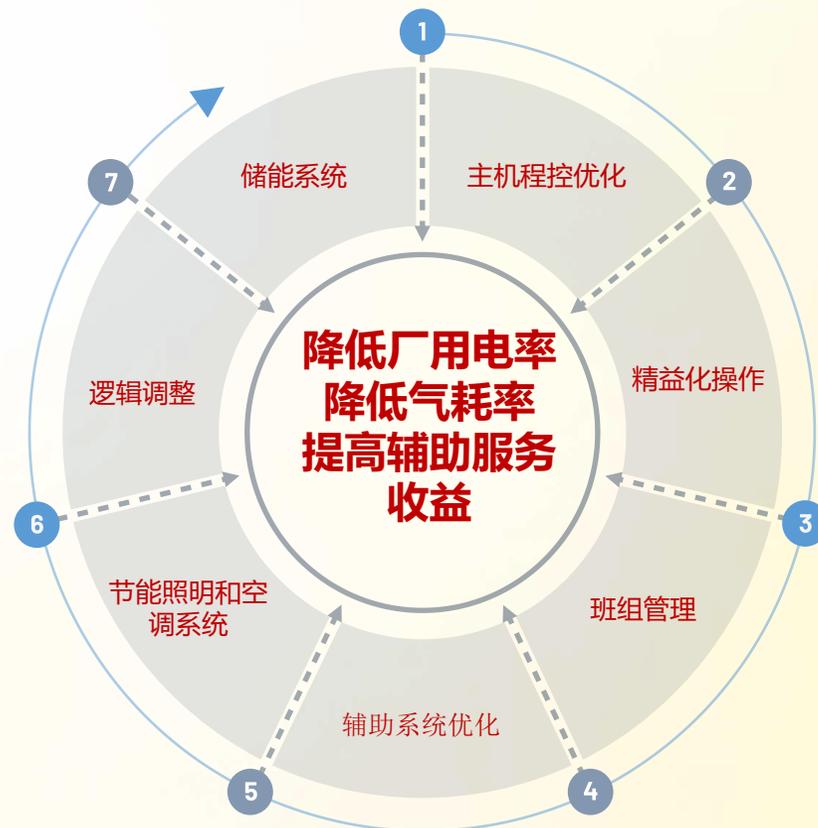
- 通过精益化的燃气电厂工程设计、设备选型、设备检维修、生产运行等工作，以提升发电、供热效率

3 协同联动策略

- 与区域分公司的天然气销售、海油电投的购售电协同联动，实现产业链价值最大化

4 创新发展策略

- 积极支持燃气轮机国产化、燃气轮机掺氢运行、燃气轮机与储能联合运行等前沿技术研发工作



“十五五” 电力业务发展策略

(3) 碳业务

- 打造碳资源池与市场群，做优碳交易，创造业务利润增长点；开展碳盘查等咨询服务，降低控排企业履约成本；探索碳汇项目、节能减排项目、CCS/CCUS项目投资与开发，实现源头降碳

1 资源为王策略

- 从中长期看，碳市场总体处于供不应求状态，碳价总体处于上行通道。以海油电投为主体，构建以国家核证自愿减排量（CCER）为主、以碳排放配额（CEA）为辅、采购价格与相关市场指数挂钩、年产出量稳定均匀、具有一定行业影响力规模的碳资源池

3 协同策应策略

- 将碳业务作为辅助天然气购销、购售电业务的谈判筹码与补充手段，增强客户粘性，提升一揽子业务价值

2 品牌形象策略

- 抢抓“首单交易”等开创性工作机会，挖掘碳资产管理工作的新闻宣传价值，形成企业绿色低碳的品牌形象与优秀口碑

4 抓住本质策略

- 碳政策和碳业务的核心是“降碳”而非“炒碳”，积极研究国家相关碳政策，寻找碳汇项目、节能减排项目、CCS/CCUS项目投资与开发的机会，积极探索尝试

“十五五” 电力项目重点开发区域选择分析

- **我国新型电力系统建设带来的行业形势变化：** 新能源装机和发电量大增，燃气发电调峰定位突显；电力现货市场开启，节点对电价影响大
- **高质量发展燃气发电业务应具备的条件：** ①经济发达，终端电价承受能力高； ②局部电力供不应求，节点电价高； ③ 有容量电价机制，投资收益有保障； ④有气电联动等燃料成本补贴政策； ⑤贴近中国海油天然气资源与市场
- **综合看来，应重点关注广东、浙江、江苏区域的燃气发电项目机会以及产业协同融合区域项目（广西、海南）**

	广东	浙江	江苏	广西	海南	福建	安徽	湖南	山东
经济发达程度 电价承受力	高	高	高	一般	一般	一般	一般	一般	一般
电力供需关系	珠三角供需相对紧张	杭州湾供需相对紧张	苏南供需相对紧张	可再生能源占比大，调节性电源稀缺	相对宽松	相对宽松	相对宽松	相对宽松	相对宽松
容量电价机制	100元/千瓦·年	约300元/千瓦·年	约400-500元/千瓦·年	330元/千瓦·年	无	无	358.2元/千瓦·年	360元/千瓦·年	336元/千瓦·年
电量电价及补贴政策	标杆电价0.463元/度 9F机组固定补贴0.192元/度； 具备气电联动触发机制，约0.01-0.07元/度	2024年9F电价0.57元/度 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）	9F机组0.513元/度 具有气电联动补偿机制，补贴金额主要取决于财政情况，每年不固定	2024年0.4219元/度 无补贴政策	2024年约0.5061/度 部分时段有少量补贴	0.63元/度 省内燃气机组约一半电量由省内其它电厂替代发电，2024年约21.6亿度、0.24元/度，约合5亿元	0.6272元/千瓦时，试行	1800小时内（含）：0.65元/度 1800小时以上：市场交易	通过市场化交易方式确定
贴近中国海油天然气资源与市场	第1大省级市场 2030年规划346亿方	第2大省级市场 2030年规划153亿方	第3大省级市场 2030年规划107亿方	2030年规划41亿方	2030年规划40亿方	2030年规划73亿方	2030年规划暂无	2030年规划19亿方	2030年规划19亿方

感谢聆听



电力板块现状

东方1-1气田群 (2003) + 洋浦电厂(2004)



洋浦电厂 气电占比95%

2001年并购, 2004年2×220MW燃机油改气

大鹏LNG (2006) + 惠州一期(2007)



惠州一期 气电占比33%

参股惠州电厂 (33%), 新建3×390MW 9F燃气机组, 2007年投产

番禺30-1气田 (2009) + 嘉明二期(2009)



嘉明二期 气电占比52.7%

中山嘉明在一期油改气后, 扩建2×390MW 9F级机组, 2009年投产

福建LNG (2008) + 莆田电厂(2009)



莆田电厂 气电占比55%

新建4×390MW机组, 2009-2010, 四台机组相继投产

大鹏LNG增量+深圳电厂(2011)



深圳电厂 气电占比100%

2007年油改气, 气电集团2011年收购, 2套9E机组在运, 装机360MW

荔湾3-1气田 (2014) + 嘉明三期(2014)+珠海电厂 (2014) + 恒运白云 (在建)



气电占比75%

嘉明三期 + 珠海电厂 + 恒运白云 气电占比51%

嘉明三期扩建3×460MW 9F级热电联产机组, 2014年投产; 珠海电厂新建2×460MW 9F级热电联产机组, 2014年投产; 恒运白云项目2×460MW 9F级燃气调峰机组 (2024年并购, 在建)

大鹏LNG增量+惠州二期(2018)



惠州二期(2018)气电占比33%

扩建3×460MW 9F级热电联产机组, 2018年投产

陵水17-2气田 (2021) + 文昌电厂(2020)+大唐万宁 (2021) + 大唐海口 (2022)



气电占比42%

气电占比100% 文昌电厂 + 大唐万宁 + 大唐海口 气电占比35%

文昌电厂建设2套9F级机组, 2020年投产, 2021年气电收购; 大唐万宁, 气电参股42%, 建设2套9F级机组, 2021年投产; 大唐海口, 气电参股30%, 建设2套9F级机组, 2022年投产

江苏LNG (2023) + 阜宁电厂(2022)



阜宁电厂(2022) 气电占比51%

新建2×120MW 6F级热电联产机组, 2022年投产

大鹏LNG增量+恒运东区(2023)



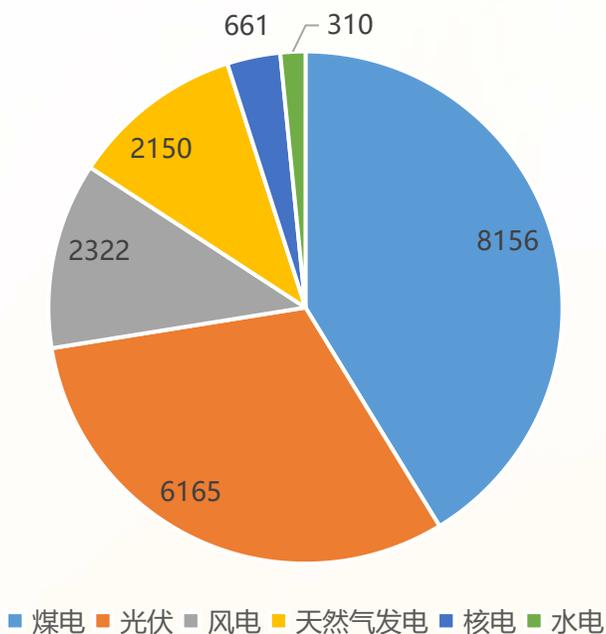
恒运东区 (2023) 气电占比40%

2024年并购, 并购2×460MW燃气蒸汽热电联产机组

天然气发电终端建设计划-江苏省基本情况

- 截至2024年底，江苏省电网统调装机容量 1.98亿千瓦。其中：天然气发电2150万千瓦，煤电装机容量 8156万千瓦；水电装机容量310万千瓦；核电装机容量 661 万千瓦；光伏装机容量 6165万千瓦；风电装机容量 2322万千瓦
- 气电集团计划2030年较2025年增加销售气量55亿方

2024年江苏省电力装机结构 单位：万千瓦



苏发改价格发[2024]1432号

机组类型	容量电价 (元/千瓦·月)	电量电价 (元/千瓦时)
调峰机组		
9F机组	30	0.513
9H机组	24	0.513
热电联产机组		
40万级机组	24.5	0.457
20万级机组	37	0.518
10万级机组	39	0.493
10万级以下机组	45	0.532

天然气发电终端建设计划-江苏省发展建议

□ 发展优势

- 江苏省拥有7座LNG接收站，年接卸能力达5190万吨（约720亿立方米），占全国总量的近三分之一
- 2024年12月，江苏省发改委对两部制电价和气电联动政策进行调整。一是对燃气发电机组类型进一步细分，制定不同的容量电价与电量电价以适应市场要求。二是为提高气电企业发电积极性，全面上调两部制电价中的电量电价。三是对于经济效益较好的部分电联产机组（气价上涨可通过热价进行一定疏导），适当降低容量电价补贴

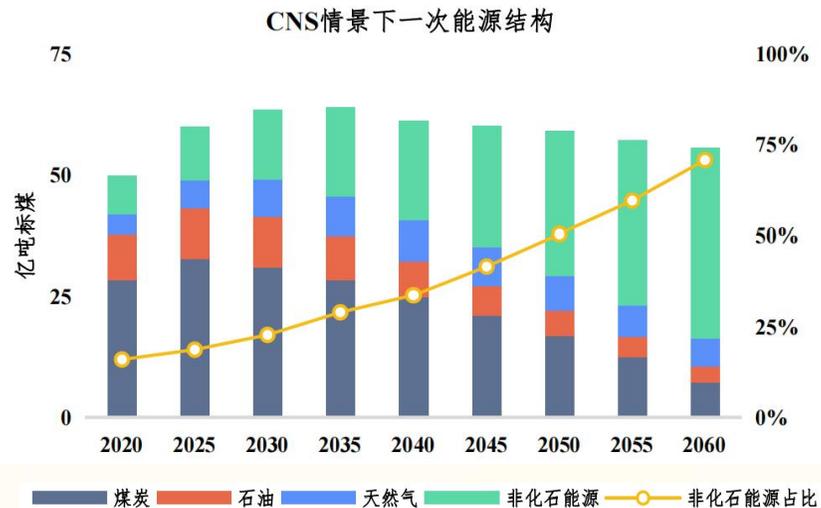
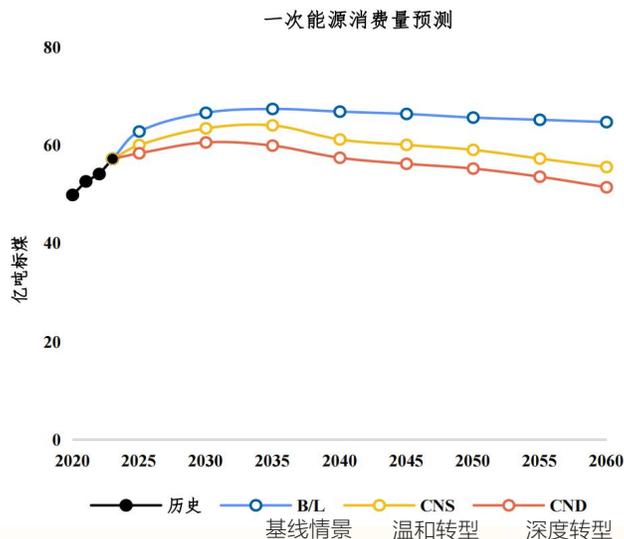
□ 发展策略

- 新建1-2座控股电厂
- 为江苏滨海LNG接收站及未来新增气源提供稳定用户
- 与新能源形成融合发展示范项目

✓ **推荐项目：** 争取“十五五”指标，通过气价让利方式在苏南地区（南京、苏州、无锡）布局天然气发电项目

行业形势-我国能源行业正在向低碳化、电气化方向转型

- **我国一次能源消费总量预计2035年前后达峰**：温和转型碳中和情景下（Carbon Neutrality Smooth, CNS），2035年前后进入峰值平台期，总量约为**64亿吨标煤**，随后缓慢下降，2060年降至约**56亿吨标煤**
- **化石能源短中期内仍将是主体能源，远期将是能源安全保障的“压舱石”，其消费占比在2045年后逐步被非化石能源超过**：CNS情景下，煤炭、石油在“十四五”末达峰，天然气在2040年左右达峰；非化石能源消费快速提升，2060年消费量占比达到**71%**
- **终端能源消费将于2030年前达峰，终端部门全面推进电能替代**：CNS情景下，电力在终端能源中的占比快速提升，2060年终端电气化率将提升至**49%**；工业用能电力独大，交通部门将电、氢作为脱碳的重要选择，建筑部门用能高度电气化



注：数据来源于能经院《2060能源展望》预测，与IEA、BP、SHELL、国能、中石化等机构预测趋势一致

行业形势-新形势下油气企业发展燃气发电与传统发电集团也存在一定差异

- 传统发电集团通过引入容量电价机制，能够有效降低天然气资源价格过高所带来的经营风险。在市场条件有利时，可以利用“高价电”与“低价气”组合以获取更大收益；而当上述两个条件均不具备时，则可依靠容量电价作为兜底保障
- 在容量电价机制下，其他电厂在面对“低价电”和“高价气”的情况下，往往选择不发电以避免亏损。**这种情况下，油气企业为了消纳自身的天然气资源，更多依靠自有终端逆市场态势发电来承担资源消纳任务**

传统发电集团



气电集团

产业定位	以发电为核心	更注重上下游资源整合
投资策略与商务模式	偏重纯电力投资	更多关注上下游一体化布局
市场响应	寻求高价电	寻求气、电两端的平衡
容量电价的影响	具备只发高价电、只用低价气的底气	在低电价时间段保持发电，以维持上游气田平稳生产