



MCR 嘉世咨询

2025

中国火力发电行业现状报告

Report on the Current Situation of China's Thermal Power Generation Industry

报告说明

本报告的全部内容版权归上海嘉世营销咨询有限公司（简称：嘉世咨询）。未经授权，任何单位或个人不得以任何形式复制、传播或用于商业用途。

调研方法

桌面研究：搜集整理政府公开数据、行业协会、权威期刊、券商研报及企业公开披露的行业数据。

专家建议：听取行业资深人士意见和观点，提升分析深度与可靠性。

免责声明

本报告结论基于当前可获得信息，不构成投资或决策的唯一依据。研究团队对因使用本报告引发的直接或间接损失不承担责任。

目录

摘要	7
第一章：中国火力发电行业发展总览	9
1.1 火力发电的定义与分类	9
1.1.1 核心定义与发电原理	9
1.1.2 按燃料划分：燃煤、燃气、燃油及其他	9
1.1.3 按技术划分：超临界、超超临界、循环流化床（CFB）等	10
1.2 中国火力发电行业发展历程回顾	11
1.2.1 起步与规模化扩张阶段（20 世纪-2010 年）	11
1.2.2 结构优化与清洁化转型初期（2011 年-2020 年）	12
1.2.3 “双碳”目标下的深刻变革期（2021 年至今）	13
1.3 宏观环境分析（PEST 分析）	14
1.3.1 政策：“双碳”目标、能源安全战略、电价改革政策	14
1.3.2 经济：宏观经济增长对电力需求的拉动、煤炭价格波动影响	15
1.3.3 社会：环保意识提升、对电力稳定性的社会需求	15
1.3.4 技术：清洁煤技术、CCUS 技术、数字化与智能化发展	16
第二章：中国火力发电市场现状与核心数据	19
2.1 总体装机容量与发电量分析	19
2.1.1 全国总发电装机容量及火电占比	19
2.1.2 全国总发电量及火电发电量分析	20
2.1.3 火电利用小时数变化趋势	20
2.2 火电结构分析	22
2.2.1 燃煤发电主导地位分析	22
2.2.2 燃气发电发展现状与区域分布	22

2.2.3 大容量、高参数机组占比提升趋势	23
2.3 区域市场分析	25
2.3.1 主要火电大省装机与发电量排名	25
2.3.2 区域电力供需不平衡与“西电东送”格局	26
2.3.3 不同区域的环保压力与转型路径差异	26
第三章：产业链深度剖析	28
3.1 上游：燃料供应市场	28
3.1.1 煤炭市场：国内产量、进口依赖度、煤价波动及其对火电企业成本的影响	28
3.1.2 天然气市场：供应来源、价格机制及其对燃气电厂的制约	29
3.1.3 煤炭中长期合同与市场煤的“跷跷板”效应	29
3.2 中游：发电企业运营分析	30
3.2.1 主要发电集团概览（五大发电集团等）	30
3.2.2 火电企业盈利模式与成本构成	31
3.2.3 经营挑战：环保成本、燃料成本与上网电价的三重压力	32
3.3 下游：电力消纳与市场交易	35
3.3.1 电网公司的角色与电量收购	35
3.3.2 电力市场化改革：中长期交易与现货市场试点	35
3.3.3 火电在电力辅助服务市场中的作用与价值	36
第四章：技术进步与清洁化转型	38
4.1 高效超超临界发电技术	38
4.1.1 技术优势与普及现状	38
4.1.2 关键设备与国产化进程	39
4.2 节能与超低排放改造	39
4.2.1 脱硫、脱硝、除尘技术应用	39

4.2.2 节能降耗综合升级改造	40
4.3 灵活性改造	41
4.3.1 深度调峰的必要性与技术路径	42
4.3.2 为消纳大规模新能源提供支撑	43
4.4 碳捕获、利用与封存 (CCUS)	44
4.4.1 技术路线与国内外发展现状	44
4.4.2 示范项目与成本挑战	45
第五章：市场竞争格局分析	47
5.1 市场集中度与主要参与者	47
5.1.1 中央所属国有发电集团（国家能源、华能、大唐、华电、国电投）	47
5.1.2 地方性能源投资公司（如浙能、粤电等）	48
5.1.3 民营及外资企业参与情况	48
5.2 竞争维度分析	50
5.2.1 规模与成本竞争	50
5.2.2 技术与环保水平竞争	51
5.2.3 参与电力市场化交易的能力竞争	51
5.3 并购重组与资本运作	51
5.3.1 行业内的资产整合趋势	52
5.3.2 “煤电一体化”与“新能源+火电”的战略布局	52
第六章：行业挑战与未来机遇	54
6.1 面临的核心挑战	54
6.1.1 政策与环保压力：“双碳”目标下的生存空间挤压	54
6.1.2 新能源的挤出效应：利用小时数持续下降	54
6.1.3 成本高企与盈利困境：煤价高位运行与电价传导不畅	55
6.1.4 技术升级的资本投入巨大：灵活性改造与 CCUS 的资金需求	55

6.2 未来发展机遇.....	56
6.2.1 战略定位转型：从“电量型”电源向“电力型”调节性、保障性电源转变.....	56
6.2.2 多能互补基地建设：“风光火储一体化”项目的核心角色.....	57
6.2.3 容量电价机制的探索与推广：保障火电固定成本回收和合理收益.....	58
6.2.4 生物质耦合发电与综合能源服务：拓展新的业务增长点.....	59
第七章：结论与战略建议.....	61
7.1 核心结论.....	61
7.2 对策与建议.....	62
7.2.1 对政府和监管机构的建议.....	62
7.2.2 对火力发电企业的建议.....	63

摘要

中国火力发电行业正处于一场前所未有的深刻变革中心。作为中国电力系统的长期基石和“压舱石”，火电在保障国家能源安全和驱动经济社会发展中扮演着不可或缺的角色。截至 2024 年，火电装机容量依然占据全国总装机容量的四成以上，发电量贡献更是接近七成，其稳定性和可靠性是维持电力系统平衡的关键。然而，随着“2030 年碳达峰、2060 年碳中和”战略目标的深入推进，以燃煤发电为主的火电行业面临着来自政策、环保、市场和技术的空前压力。本报告旨在全面、深入地剖析中国火力发电行业的现状，揭示其在多重压力下正在发生的结构性转型，并展望其在新型电力系统中的未来定位与发展路径。

报告的核心发现表明，中国火电行业的发展呈现出显著的“双重性”特征。一方面，为应对阶段性的电力需求增长和保障能源安全，火电装机在“十三五”后半期至“十四五”期间仍保持了一定的增长，尤其以高效、清洁的超超临界大容量机组为主，显示出其在存量优化和增量提质上的持续努力。另一方面，其在总电源结构中的占比正被快速崛起的新能源（风电、太阳能）不断稀释，发电利用小时数呈现长期下降趋势。这种“总量增长与相对占比下降”并存的局面，是理解当前火电行业困境与机遇的钥匙。

产业链层面，上游燃料成本的剧烈波动，特别是煤炭价格的“过山车”行情，持续挤压中游发电企业的盈利空间，导致行业普遍面临经营困境，这也催生了“煤电联营”、“煤电一体化”等纵向整合战略的加速实施。在下游，电力市场化改革的深化，尤其是中长期交易、现货市场试点以及容量电

价机制的引入，正在重塑火电的盈利模式。报告分析指出，火电正从传统的“电量型”盈利模式，逐步转向“电量+容量”并重的两部制电价模式，其作为电力系统调节资源和容量支撑的“服务价值”正得到前所未有的重视和量化。

技术转型是本报告关注的另一大焦点。报告详细阐述了火电行业在四大关键技术领域的进展与挑战：一是通过普及超（超）临界技术实现发电效率的持续提升；二是通过全面的超低排放改造，使中国火电的环保水平达到世界领先；三是为适应新能源大规模并网而进行的灵活性改造，提升机组的深度调峰能力；四是作为最终脱碳路径的碳捕获、利用与封存（CCUS）技术的探索与示范。报告认为，灵活性改造是火电当前最具现实意义和经济性的转型方向，而 CCUS 则是决定其长期生命力的关键。

最终，本报告得出结论：中国火力发电行业的未来，并非简单的“退出”，而是一场深刻的“功能转型”。它将逐步从主体性电源，转变为集保障性、调节性、支撑性于一体的战略性基础设施。在新型电力系统中，火电的核心价值将不再仅仅是提供电量，更是为新能源的间歇性和波动性提供可靠的备用和调峰服务。为此，报告建议相关企业必须前瞻性地布局“新能源+火电”一体化项目，积极参与电力辅助服务市场，并加大对灵活性改造和 CCUS 技术的研发投入，从而在能源绿色低碳转型的历史洪流中，找到新的、不可替代的生态位。

第一章：中国火力发电行业发展总览

1.1 火力发电的定义与分类

火力发电，作为人类利用化石燃料获取能源最主要的方式之一，是现代工业文明的基石。其基本原理是利用燃烧化石燃料（如煤、石油、天然气等）所产生的热能，通过热力循环将热能转化为机械能，最后驱动发电机将机械能转化为电能。这一过程构成了电力生产的核心环节，支撑着全球绝大部分国家和地区的电力供应。

1.1.1 核心定义与发电原理

火力发电厂（Thermal Power Plant）的核心工作流程可以概括为“燃料燃烧-水汽循环-汽轮机做功-发电机发电”。具体而言，燃料在锅炉中燃烧，将锅炉中的水加热成高温、高压的蒸汽。这些蒸汽随后被引入汽轮机，推动汽轮机的叶片高速旋转，从而将热能转化为高速旋转的机械能。与汽轮机同轴连接的发电机，在这种机械能的驱动下，利用电磁感应原理对外输出电能。完成做功后的蒸汽（乏汽）会进入凝汽器，被冷却水冷却成液态水，再由水泵送回锅炉，重新开始下一个循环。这个过程被称为朗肯循环（Rankine cycle），是现代大多数火力发电厂遵循的基本热力学循环。

1.1.2 按燃料划分：燃煤、燃气、燃油及其他

根据所使用燃料的不同，火力发电厂可以主要划分为以下几类，其中燃煤和燃气发电是中国火电的主体。

- **燃煤发电（Coal-fired Power）**：这是中国火力发电最主要的形式。煤炭作为一次能源，被磨成煤粉后送入锅炉燃烧。中国的煤炭资源相对丰富，

使得燃煤发电在过去几十年中成为成本最低、规模最大的发电方式，构成了中国电力系统的绝对主力。

- **燃气发电 (Gas-fired Power)**：以天然气为主要燃料。天然气燃烧产生的污染物远少于煤炭，特别是二氧化硫和粉尘排放极低，二氧化碳排放也显著低于燃煤发电，因此被视为重要的清洁化石能源。燃气发电通常采用燃气轮机或燃气-蒸汽联合循环 (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT) 技术，后者将燃气轮机的高温排气余热回收，用于产生蒸汽驱动蒸汽轮机再次发电，能源利用效率更高。燃气电厂启停灵活、调节速度快，在电力系统中常用于调峰和承担备用容量。
- **燃油发电 (Oil-fired Power)**：使用重油或柴油作为燃料。由于燃料成本高昂，燃油发电厂在中国已非常少见，通常仅在特定工业区、偏远地区或作为应急备用电源存在。
- **其他燃料发电**：包括利用工业副产品（如煤矸石、煤泥、焦炉煤气）发电，以及近年来兴起的垃圾焚烧发电、生物质发电等。这些虽也属于热力发电范畴，但通常因其能源来源的特殊性而被单列统计，它们共同构成了火电概念的有效补充，是能源综合利用和循环经济的重要组成部分。

1.1.3 按技术划分：超临界、超超临界、循环流化床 (CFB) 等

技术的进步是推动火电行业效率提升和污染减排的核心驱动力。根据锅炉中蒸汽的压力和温度参数，燃煤机组主要可分为以下几个技术代际：

- **亚临界机组 (Subcritical)**：蒸汽压力低于水的临界压力 (22.1MPa)，蒸汽温度通常在 540℃ 左右。这是早期的主流技术，能源转换效率相对较低，通常在 35%-40% 之间。

- **超临界机组（Supercritical, SC）**：蒸汽压力高于临界压力，温度在 566℃-580℃ 范围。在超临界状态下，水直接从液态转变为类似气体的超临界流体，省去了汽化过程，热效率显著提升，可达到 40%-45%。
- **超超临界机组（Ultra-supercritical, USC）**：蒸汽压力和温度进一步提高，压力通常大于 25MPa，主蒸汽温度达到或超过 600℃。这是当前新建大型燃煤电厂的主流技术，供电煤耗显著降低，发电效率可达 45% 以上，最高可接近 48%。中国在超超临界技术领域已处于世界领先水平。
- **循环流化床（Circulating Fluidized Bed, CFB）**：这是一种特殊的锅炉技术，其特点是燃料在炉内呈“沸腾”状态燃烧。CFB 锅炉对燃料适应性广，可以燃烧劣质煤、煤矸石等低热值燃料，并且可以在炉内直接通过添加石灰石等方式实现低成本脱硫，环保性能较好。但其机组容量相对较小，效率也略低于同等级的煤粉炉。

技术的代际更迭，不仅意味着发电效率的提升和煤耗的降低，也直接关系到污染物的排放强度。推广应用大容量、高参数的超超临界机组，是中国火电行业实现“清洁高效”发展的关键路径。

1.2 中国火力发电行业发展历程回顾

中国火力发电行业的发展史，是与国家工业化、现代化进程紧密相连的一部能源史诗。其发展轨迹清晰地反映了国家从能源短缺到能源大国，再到寻求绿色低碳转型的战略变迁。

1.2.1 起步与规模化扩张阶段（20 世纪-2010 年）

新中国成立初期，电力工业基础极为薄弱。火电作为技术相对成熟、建设周期较短的电源形式，承担起为国家工业化奠基的重任。从 20 世纪 50 年代

起，在苏联的援助下，中国建设了一批中小型火电机组，解决了部分重点城市的用电问题。

改革开放以后，国民经济进入高速增长期，对电力的需求呈爆炸式增长。严重的电力短缺成为制约经济发展的瓶颈，“拉闸限电”是那个时代的普遍记忆。为此，国家出台了“集资办电”等一系列政策，鼓励多方资本进入电力行业。从20世纪90年代到21世纪初的近二十年间，是中国火电装机规模狂飙突进的“黄金时代”。

在这一阶段，火电发展的核心矛盾是解决“有没有”的问题，即满足快速增长的电力需求。大量的30万千瓦、60万千瓦亚临界机组在全国各地拔地而起，迅速扩充了电力供应能力。虽然这一时期的快速扩张有力支撑了中国经济的腾飞，但也带来了严重的环境问题，如酸雨、大气污染等，为后来的环保转型埋下了伏笔。

1.2.2 结构优化与清洁化转型初期（2011年—2020年）

进入“十二五”（2011—2015年）和“十三五”（2016—2020年）时期，中国经济发展模式开始从“高增长”向“高质量”转变，环境问题日益凸显，能源政策的重心也随之调整。火电行业的发展主题从“规模扩张”转向“结构优化和清洁化转型”。

这一时期的主要特征包括：

1. “上大压小”：国家大力推行关停小火电机组的政策，淘汰能耗高、污染重的老旧小机组，代之以大容量、高参数、高效率的超临界、超超临界机组。60万千瓦等级成为主力机型，100万千瓦等级的超超临界机组得到广泛应用。

2. **超低排放改造：**为应对严峻的大气污染形势，中国实施了堪称全球最严格的火电厂大气污染物排放标准。全国火电企业投入巨资，开展了全面的脱硫、脱硝、除尘改造，使烟尘、二氧化硫、氮氧化物的排放浓度达到甚至优于燃气轮机的排放标准，即“超低排放”。到2020年底，中国已建成全球规模最大的清洁煤电供应体系。
3. **增速放缓：**随着经济增速换挡和能源结构调整，火电装机容量的增速明显放缓。风电、光伏等新能源开始大规模发展，对火电的替代效应初步显现。

1.2.3 “双碳”目标下的深刻变革期（2021年至今）

2020年9月，中国正式提出“2030年前实现碳达峰，2060年前实现碳中和”的目标。这一庄严承诺将火电行业推向了历史的十字路口。作为碳排放的主要来源，火电的未来角色和发展路径成为整个能源系统转型的焦点。进入“十四五”（2021-2025年）时期，火电行业进入了深刻变革期，其发展逻辑发生了根本性变化：

1. **功能定位转变：**政策层面明确提出，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。这意味着火电的角色不再仅仅是提供电量的“主角”，更要成为保障电网安全、消纳新能源的“稳定器”和“调节器”。
2. **严格控制新增规模：**国家对新增煤电项目进行严格控制，原则上不再新建单纯以发电为目的的煤电项目，新增项目主要用于满足电力保供和支持新能源消纳的需求。
3. **灵活性改造成为重点：**为应对大规模风光发电的波动性，存量火电机组的灵活性改造被提上重要议程。通过技术改造使火电机组能够实现更低的运行负荷（深度调峰）和更快的启停速度，成为行业技术攻关的重点。

4. **探索长期生存路径：**CCUS（碳捕获、利用与封存）、生物质耦合发电、综合能源服务等成为火电企业探索未来长期可持续发展的战略方向。

从“温饱”时期的规模扩张，到“小康”时期的清洁高效，再到“双碳”目标下的功能转型，中国火电行业的发展历程，是中国现代化道路的一个缩影，充满了挑战，也孕育着新生。

1.3 宏观环境分析（PEST 分析）

PEST 分析是评估行业所处宏观环境的经典框架，通过审视政治（Politics）、经济（Economy）、社会（Society）和技术（Technology）四个维度的关键驱动因素，可以全面理解中国火力发电行业当前面临的外部机遇与威胁。

1.3.1 政策：“双碳”目标、能源安全战略、电价改革政策

政策是影响中国火电行业发展的最核心变量。

- **“双碳”目标：**这是悬在火电行业头顶的“达摩克利斯之剑”，也是推动其转型的最强劲动力。“30·60”目标从根本上限定了化石能源的未来发展空间，要求火电行业必须走上低碳化、去碳化的道路。所有相关的产业政策、环保标准、金融投资导向都将围绕这一核心目标展开。
- **能源安全战略：**与此同时，国家高度强调能源的饭碗必须端在自己手里。中国的能源资源禀赋是“富煤、贫油、少气”。在当前及未来一段时期，新能源尚未能完全担起电力保供的重任时，煤电作为国内最自主可控的能源形式，其保障电力供应安全的“压舱石”作用被反复强调。这种“既要...又要...”的政策导向，使得火电的发展处于一种“控制总量、优化存量、保障功能”的复杂局面。
- **电价改革政策：**电力市场化改革的深化，特别是两部制电价（电量电价+容量电价）的推行，是影响火电企业生存和发展的关键。容量电价机制旨

在为煤电机组的固定成本提供稳定回收渠道，认可其为系统提供备用容量的价值，而不论其是否发电。这一改革，将从经济激励上引导火电从“争发电量”向“提供可靠容量和灵活性服务”转型。

1.3.2 经济：宏观经济增长对电力需求的拉动、煤炭价格波动影响

- **宏观经济增长：**电力消费量是经济活动的“晴雨表”。中国经济的持续增长，特别是新兴产业、数字经济的发展以及居民生活电气化水平的提升，将继续拉动全社会用电量的增长。尽管新能源是满足增量需求的主力，但在用电高峰期和极端天气下，仍需火电提供可靠的顶峰出力。因此，经济增长在一定程度上为火电保留了生存和发展的空间。
- **煤炭价格波动：**煤炭成本占到燃煤电厂总运营成本的 70% 左右。近年来，国内及国际煤炭市场的价格剧烈波动，对火电企业的盈利能力造成了巨大冲击。“市场煤、计划电”的长期矛盾，使得电厂在煤价高企时难以将成本有效传导至下游，导致行业性亏损。虽然煤电价格联动机制和中长期合同制度在一定程度上缓解了此问题，但燃料成本的管控依然是火电企业经营中最核心的经济挑战。

1.3.3 社会：环保意识提升、对电力稳定性的社会需求

- **环保意识提升：**随着民众生活水平的提高，对空气质量、生态环境的要求也越来越高。社会公众对火电厂的污染物和碳排放问题日益关注，形成了强大的社会舆论压力。这种压力不仅推动了政府出台更严格的环保标准，也促使火电企业在形象塑造、环境信息公开等方面投入更多精力，加速其绿色转型。
- **对电力稳定性的社会需求：**现代社会对电力供应的依赖性极高。任何大规模的停电事件都会对社会生产生活造成巨大影响，引发社会稳定问题。公

众对于“可靠用电”的需求是刚性的。在新能源发电尚不稳定可靠的背景下，社会对火电作为电力系统“稳定器”的认知度和接纳度有所提升，尤其是在经历了几次极端天气导致的电力紧张事件后，公众对火电在能源安全中的作用有了更深刻的理解。

1.3.4 技术：清洁煤技术、CCUS技术、数字化与智能化发展

- **清洁煤技术：**高效超超临界发电技术、循环流化床技术、超低排放技术等构成了清洁煤技术体系。这些技术的不断成熟和应用，使得燃煤发电的效率和清洁度达到了前所未有的高度，是中国火电得以在严苛环保标准下继续生存的技术基础。
- **灵活性改造技术：**为适应电网调峰需求，锅炉、汽轮机和控制系统的灵活性改造技术正成为研发和应用的热点。通过低负荷稳燃、快速升降负荷等技术，火电机组能够更好地与新能源“配合”，是其向“调节性电源”转型的关键技术支撑。
- **CCUS技术（碳捕获、利用与封存）：**这是被视为火电实现近零排放、走向最终脱碳的颠覆性技术。尽管目前CCUS技术还面临成本高昂、商业模式不成熟等巨大挑战，但其技术研发和示范项目已在国家和企业的推动下逐步开展。CCUS的突破与否，将直接决定燃煤发电的长期命运。
- **数字化与智能化：**大数据、人工智能（AI）、物联网（IoT）等数字技术正在与火电厂的生产运营深度融合。智慧电厂通过对设备状态的实时监测、故障预警、燃烧优化和智能巡检，能够显著提升运营效率、降低能耗和排放，提高设备可靠性，是火电行业实现精细化管理和提质增效的重要手段。

表格 1：中国火力发电行业关键政策演进及影响分析表

时间阶段	核心政策/文件	政策核心内容	对火电行业的影响
2007—2015	《关于“上大压小”关停小火电机组的若干意见》	明确关停单机容量小、能耗高、污染重的小火电机组，鼓励建设大容量、高参数机组。	推动了火电行业第一次大规模结构优化，平均单机容量和整体效率显著提升，但总装机规模仍在快速增长。
2014—2020	《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020年)》	要求新建及现役燃煤发电机组全面实施超低排放改造，使其大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值。	促使中国建成全球最大的清洁煤电体系，污染物排放问题得到极大缓解，但显著增加了企业的环保改造成本。
2015—至今	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）	核心是“管住中间、放开两头”，推进电价市场化，建立电力交易市场，发用电计划逐步放开。	火电企业开始直面市场竞争，从计划电量向市场化交易转变，盈利模式开始受到市场供需和竞争格局的影响。
2021—	“碳达峰、碳中和”	将碳排放控制纳入国家	从根本上限制了火电

至今	和”目标提出及相关规划	最高战略，严格合理控制煤炭消费增长，大力发展非化石能源。	的长期发展空间，新增项目审批收紧，行业发展逻辑从“保供”向“保供与转型并重”转变。
2021年	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。	赋予了火电企业更大的价格传导能力，在一定程度上缓解了“市场煤、计划电”的矛盾，改善了高煤价下的经营状况。
2024年	《关于建立煤电容量电价机制的通知》	建立两部制电价，对煤电单独核定容量电价，用于回收部分固定成本，同时电量电价在市场中形成。	重塑火电盈利模式，使其“备而不用”的容量价值得到承认和补偿，引导其向系统调节性和保障性电源转型。

第二章：中国火力发电市场现状与核心数据

本章节将通过一系列核心数据，描绘中国火力发电行业的市场规模、结构特征与区域分布，为深入理解其在国家能源体系中的地位和作用提供量化依据。

2.1 总体装机容量与发电量分析

装机容量和发电量是衡量一个国家电力工业实力的两个最基本指标。尽管新能源发展迅猛，但火电在中国的电力版图中依然占据着举足轻重的地位。

2.1.1 全国总发电装机容量及火电占比

近年来，中国总发电装机容量持续快速增长，以满足经济社会发展的需求，能源结构呈现出明显的绿色转型趋势。根据公开数据和行业报告分析，截至2024年底，全国全口径发电装机容量预计已超过33亿千瓦。

其中，火电装机容量约为14.3亿千瓦。虽然其绝对值仍在缓慢增长，但其在总装机容量中的占比已呈现出不可逆转的下降趋势。这一比例已从十年前的超过65%，逐步下滑至当前的约43%-44%。与此同时，以风电和太阳能发电为代表的非化石能源装机规模实现了历史性跨越，其总和已在2023年首次超过火电装机，标志着中国电源结构的一个重要转折点。

这种结构性变化的背后，是国家能源战略的清晰导向：一方面，通过发展新能源来推动能源系统的长期脱碳；另一方面，在转型过程中保留并优化一个规模适度的火电体量，以确保电力系统的安全稳定。

2.1.2 全国总发电量及火电发电量分析

与装机容量相比，发电量更能真实地反映各类电源在实际电力供应中的贡献度。2023 年，全国全口径发电量达到了约 9.2 万亿千瓦时。其中，火力发电贡献了超过 6.2 万亿千瓦时，占比仍然高达近 70%。

“装机占比四成多，发电量占比近七成”，这一鲜明对比揭示了火电当前的核心价值 and 特性：

1. **高可靠性**：火电不受天气、季节等自然条件限制，能够全年全天候稳定出力，是电力供应的“基本盘”。
2. **高利用率**：相较于风电、光伏年均 2000 小时左右的利用小时数，火电机组的年利用小时数普遍在 4500 小时以上，其发电能力被更充分地利用。

然而，值得注意的是，随着新能源发电量的不断攀升和全社会用电增速的波动，火电的发电量占比也在缓慢下降。未来，随着新能源消纳比例的提高和储能技术的发展，火电发电量的占比将继续被压缩，但其在用电高峰期的顶峰发电作用将更加凸显。

2.1.3 火电利用小时数变化趋势

火电设备平均利用小时数是衡量火电行业景气度和运行效益的关键指标。该指标等于火电总发电量除以火电总装机容量。

回顾过去十年，全国火电设备平均利用小时数总体呈现波动下降的趋势。这一趋势主要由以下几个因素共同作用导致：

1. **电力供应总体宽松**：在多数年份，全国电力装机增速超过了用电量增速，导致设备利用率普遍下降。
2. **新能源的挤压效应**：电网调度优先保障新能源上网，新能源发电量的大幅增加直接挤占了部分原本属于火电的发电空间。

3. **经济结构调整**：第二产业特别是高耗能产业的增速放缓，对火电发电量的需求拉动作用减弱。
 4. **电力需求侧管理**：通过市场化手段和行政指令进行的错峰、避峰生产，也在一定程度上平抑了负荷曲线，减少了对火电持续高负荷运行的需求。
- 尽管在部分电力供应紧张的年份（如 2021 年）或季节性缺电时期，火电利用小时数会出现阶段性反弹，但长期来看，随着其功能定位向调节性和保障性转变，“备而不用”的时间将增多，利用小时数持续下降将是大概率事件。这一趋势也正是推行容量电价机制的根本原因之一。

表格 2：2018-2024 年中国总发电量与火力发电量对比及占比分析表

年份	全国总发电量 (万亿千瓦时)	火力发电量 (万亿千瓦时)	火电发电量占 比	年度同比变化 (火电发电量)
2018	6.99	4.92	70.4%	+6.7%
2019	7.33	5.05	68.9%	+2.6%
2020	7.62	5.28	69.3%	+4.5%
2021	8.38	5.77	68.8%	+9.3%
2022	8.70	5.86	67.4%	+1.5%
2023	9.20	6.23	67.7%	+6.3%
2024 (E)	9.75	6.55	67.2%	+5.1%

注：(E)表示基于2024年前三季度数据及行业趋势的估算值。数据来源综合国家统计局、中电联及各年度行业公报。

2.2 火电结构分析

深入剖析火电内部的构成，可以更清晰地看到其清洁化、高效化的发展脉络。

2.2.1 燃煤发电主导地位分析

在中国的火电大家庭中，燃煤发电占据着绝对的主导地位。基于中国“富煤”的资源禀赋，煤电在过去、现在以及未来相当长一段时间内，都将是火电乃至整个电力系统的基石。

截至2024年，燃煤发电装机容量约占火电总装机容量的90%以上，其发电量占比也类似。尽管近年来为治理大气污染和应对气候变化，国家大力提倡“煤改气”，但由于天然气资源对外依存度高、价格昂贵以及基础设施建设等因素制约，燃气发电的发展规模和速度远不及预期，无法撼动煤电的主体地位。

因此，中国火电的清洁化转型，在很大程度上就是指“燃煤发电的清洁高效利用”。所有关于火电的讨论，核心都落在如何更清洁、更高效、更灵活地使用煤炭这一资源上。

2.2.2 燃气发电发展现状与区域分布

燃气发电作为一种相对清洁、高效、灵活的发电方式，在中国被寄予厚望，主要承担调峰和分布式能源的角色。截至2024年底，全国燃气发电装机容量已突破1.3亿千瓦，在火电总装机中占比约9%-10%。

燃气发电的发展呈现出鲜明的区域特征：

- **高度集中于经济发达地区：**由于天然气价格高昂，燃气电厂的上网电价远高于煤电。因此，燃气发电项目主要集中在经济实力强、电价承受能力高、环保要求严的东部沿海省份，如广东、江苏、浙江、上海等地。这些地区也是国内天然气管网和 LNG 接收站等基础设施最完善的区域。
- **承担城市核心区供电和调峰重任：**“气电”通常建设在城市负荷中心附近，不仅可以提供电力，还可以为城市提供热力，实现热电联产，综合能源利用效率更高。同时，其快速启停的能力使其成为电网应对负荷高峰的宝贵资源。

然而，气源保障和成本问题始终是制约燃气发电大规模发展的两大瓶颈。国际天然气价格的波动直接影响国内燃气电厂的生存，许多燃气电厂在气价高企时甚至面临“发一度亏一度”的窘境。

2.2.3 大容量、高参数机组占比提升趋势

这是中国火电结构优化最显著的成就。通过持续多年的“上大压小”，中国火电的技术水平实现了跨越式发展。

- **单机容量持续增大：**30 万千瓦及以下的小机组已基本被淘汰或作为备用，60 万千瓦等级的超临界机组成为存量主力，而 100 万千瓦等级的超超临界机组则是新建机组的主流。单机容量的增大，带来了规模效应，降低了单位造价和运营成本。
- **技术参数不断提高：**超临界、特别是超超临界机组已成为绝对主流。这些高参数机组的蒸汽温度和压力更高，热功转换效率也更高，直接表现为发电煤耗的显著降低。目前，中国新建超超临界机组的供电煤耗可以低至 260-270 克/千瓦时，处于世界领先水平。

大容量、高参数机组占比的提升，意味着在发出同样电量的情况下，消耗的煤炭更少，产生的污染物和二氧化碳也更少。这是火电行业在“总量控制”背景下实现内涵式发展和绿色转型的核心路径。

表格 3：中国各类型火电机组（燃煤、燃气）装机容量结构表（估算）

机组类型	装机容量 (亿千瓦)	占火电总装机比重	主要技术特征	主要功能定位
燃煤发电	~13.0	~90.9%	—	—
其中：超超临界机组	~4.5	~31.5%	100 万千瓦级为主，效率>45%，清洁高效	基础负荷、区域主力电源
其中：超临界机组	~5.0	~35.0%	60 万千瓦级为主，效率 40%–45%	基础负荷、腰荷支撑
其中：亚临界及其他	~3.5	~24.4%	30 万千瓦级及以下，部分为 CFB 锅炉	逐步淘汰、热电联产、部分承担调峰
燃气发电	~1.3	~9.1%	联合循环 (CCGT) 为	调峰电源、城市中心供

			主，效率高，启停快	电供热
火电总计	~14.3	100%	—	—

注：数据为截至 2024 年底的大致估算，旨在说明结构。各类型机组的具体容量划分在不同统计口径中可能存在差异。

2.3 区域市场分析

中国的能源资源与电力负荷中心呈逆向分布，这决定了火电行业在不同区域扮演着不同的角色，也面临着迥异的发展环境。

2.3.1 主要火电大省装机与发电量排名

中国的火电产能主要集中在煤炭资源丰富或电力需求旺盛的省份。

- **煤炭资源型省份：**内蒙古、山西、陕西、新疆等省份，依托丰富的煤炭资源，建设了大量的坑口电站，成为国家重要的火电基地。这些省份的火电装机容量和发电量均位居全国前列。
- **沿海经济大省：**山东、江苏、广东、浙江等省份，是中国的用电负荷中心，本地电力需求巨大。尽管这些省份的煤炭资源相对匮乏，需要大量外调，但为了保障本地电力供应，依然建设了大规模的火电集群，主要以沿海、沿江的港口电厂为主，便于煤炭运输。

这两个区域的火电大省共同构成了中国火电版图的核心。

2.3.2 区域电力供需不平衡与“西电东送”格局

“西电东送”是中国为解决资源与负荷逆向分布问题而实施的国家级能源战略工程。它通过建设大规模的特高压输电线路，将西部地区富余的电力（包括火电和水电、新能源）输送到东部负荷中心。

在这个格局中，西部地区的火电（特别是内蒙古、山西等地的煤电）扮演了重要角色。它们与当地的风电、光伏发电打捆，形成稳定的电力流，通过特高压线路远距离输送。这不仅将西部的资源优势转化为了经济优势，也为东部地区的经济发展提供了能源保障。

然而，“西电东送”也面临挑战，如长距离输电的损耗、通道建设的成本、以及不同区域间的利益协调等。

2.3.3 不同区域的环保压力与转型路径差异

不同区域面临的环保约束和转型压力存在显著差异，导致其火电发展路径也不尽相同。

- **京津冀及周边、长三角、珠三角等重点区域：**这些地区人口密集、经济发达，但大气环境容量小，面临着最严格的环保和碳排放约束。因此，这些区域的火电发展受到严格控制，新增煤电项目基本被禁止，存量机组的节能、节水、超低排放和灵活性改造是主要任务。发展燃气发电、接收外来电是满足其电力需求增长的主要方式。
- **西部能源基地：**这些地区环境容量相对较大，但生态环境也相对脆弱。其火电发展的重点是提高就地转化效率，推动煤电与新能源的联营和一体化发展，建设“风光火储一体化”的大型能源基地。在满足“西电东送”需求的同时，也要确保本地生态环境不被破坏。

总体来看，东部火电的主题是“优化存量、提升服务”，而西部火电的主题则是“基地化、规模化、一体化”发展，共同支撑国家能源转型大局。

第三章：产业链深度剖析

中国火力发电行业作为一个庞大而复杂的系统，其健康运行深度依赖于上下游产业链的协同与平衡。本章将从上游燃料供应、中游发电运营和下游电力消纳三个环节，对火电产业链进行深度剖析，揭示其内在的经济逻辑与运行挑战。

3.1 上游：燃料供应市场

上游燃料，特别是煤炭，是火电厂的“口粮”，其供应的稳定性与价格水平直接决定了整个火电行业的生存状态。

3.1.1 煤炭市场：国内产量、进口依赖度、煤价波动及其对火电企业成本的影响

- **国内产量与供应格局：**中国是全球最大的煤炭生产国和消费国。国内煤炭生产高度集中于山西、陕西、内蒙古和新疆四个省区，四省区的原煤产量合计占全国总产量的80%以上。这种高度集中的生产格局，意味着全国的煤炭供应状况和价格水平，在很大程度上受到这几个主产区生产、运输及政策调控的影响。
- **进口依赖度：**尽管国内产量巨大，但为了满足东部沿海地区的巨大需求以及平抑国内煤价，中国每年仍需进口相当数量的煤炭，主要来自印尼、澳大利亚、俄罗斯等国。进口煤主要补充东南沿海电厂的需求，其价格（如印尼加里曼丹指数、澳洲纽卡斯尔指数）是国内市场价格的重要风向标。总体来看，中国的煤炭进口依赖度在10%左右波动，进口煤是市场调节的重要补充，但国内供应仍是绝对主体。

- **煤价波动与成本冲击：**煤炭成本通常占燃煤电厂发电成本的 60%–70%。因此，煤价的波动对火电企业的盈利能力具有致命性的影响。近年来，受国内外多种因素（如宏观经济周期、供需关系、安全环保检查、国际能源危机等）的叠加影响，中国动力煤市场价格经历了剧烈的“过山车”行情。在煤价飙升的时期，火电企业由于上网电价受到管制，无法及时疏导成本压力，导致全行业陷入严重亏损，经营举步维艰。这种“市场煤”与“计划电”之间的矛盾，是长期困扰火电行业健康发展的核心症结。

3.1.2 天然气市场：供应来源、价格机制及其对燃气电厂的制约

对于燃气发电而言，其上游天然气市场的特征与煤炭市场截然不同。

- **供应来源：**中国的天然气供应主要由三部分构成：国产气、管道进口气（主要来自中亚、俄罗斯、缅甸）和液化天然气（LNG）进口（主要来自澳大利亚、卡塔尔、美国等）。其中，天然气的对外依存度高达 40% 以上，特别是用于发电的天然气，很大一部分依赖于国际 LNG 现货市场。
- **价格机制与制约：**高昂且不稳定的气价是制约中国燃气发电发展的最大障碍。管道气的价格相对稳定，但供应量有限且优先保障民用。而 LNG 现货价格则与国际油价和全球供需关系高度挂钩，波动极为剧烈。在国际地缘政治动荡或极端天气导致全球天然气需求紧张时，LNG 价格会飙升至国内燃气电厂完全无法承受的水平。这使得燃气电厂的发电利用小时数普遍偏低，盈利能力极不稳定，严重影响了投资积极性。

3.1.3 煤炭中长期合同与市场煤的“跷跷板”效应

为了平抑煤价波动对电力行业的冲击，国家近年来大力推行煤炭中长期合同（简称“长协煤”）制度。该制度要求煤炭生产企业和发电企业签订有量有价的年度或多年期供货合同。

- **长协煤定价机制：**“基准价+浮动价”是长协煤的核心定价模式。基准价由国家确定，浮动价则根据指定的煤炭价格指数在一定范围内浮动。这种机制旨在将煤价锁定在一个相对合理的绿色区间内，避免大起大落。
- **“跷跷板”效应：**市场上形成了“长协煤”和“市场煤”并存的双轨制价格体系。当市场煤价远高于长协价时，长协合同的履约率就成为关键，能够拿到足额长协煤的电厂成本优势明显，反之则亏损严重。反之，当市场煤价低于长协价时，电厂则有动力去市场上采购更便宜的煤炭。
- **政策要求与影响：**政府强制要求发电用煤的长协覆盖率必须达到较高水平（例如 100%），以确保电煤供应的稳定。这在很大程度上起到了“压舱石”的作用，稳定了火电企业的成本预期，尤其是在煤价高位运行时，保障了绝大部分燃料的平价供应，是火电行业能够维持运行、履行保供责任的关键政策工具。

3.2 中游：发电企业运营分析

中游的发电企业是产业链的核心环节，它们将上游的燃料转化为电能，直接面对运营效率、成本控制和市场竞争的多重考验。

3.2.1 主要发电集团概览（五大发电集团等）

中国的火电市场呈现出高度集中的寡头垄断格局。市场主体主要由中央所属的国有发电集团构成，俗称“五大四小”。

- **五大发电集团：**国家能源投资集团、中国华能集团、中国大唐集团、中国华电集团、国家电力投资集团。这五大集团的火电装机容量合计占全国的半壁江山。它们资产规模庞大，业务遍布全国，并且近年来都在积极向“煤电一体化”和“新能源”领域转型。

- **国家能源集团**：由原神华集团和国电集团合并而成，是全球最大的煤炭生产公司、火力发电公司、风力发电公司和煤制油煤化工公司，其“煤电化路港航”一体化运营模式具有独特的产业链协同优势。
- **其他四大集团**：也均以发电为主业，在全国范围内拥有大量火电资产，同时在水电、风电、核电（国家电投）等领域也各有侧重。
- **地方性能源投资公司**：如广东能源集团（粤电）、浙江省能源集团（浙能）、申能集团等。这些企业深耕本省电力市场，通常与地方政府关系密切，在区域内具有强大的市场影响力，是电力市场中不可忽视的重要力量。

3.2.2 火电企业盈利模式与成本构成

- **传统盈利模式**：在电力市场化改革深化之前，火电企业的盈利模式非常简单： $\text{利润} \approx (\text{计划上网电价} \times \text{计划发电量}) - (\text{燃料成本} + \text{折旧} + \text{人工} + \text{环保等运营成本})$ 。在这种模式下，企业的核心任务是争取更多的发电小时数和计划指标。
- **转型中的盈利模式**：随着市场化改革和两部制电价的推行，盈利模式正在变得复杂和多元化： $\text{利润} \approx (\text{市场化交易电价} \times \text{市场化电量}) + (\text{容量电价收入}) + (\text{辅助服务补偿收入}) - \text{运营成本}$ 。
 - **电量收入**：需要通过参与中长期、现货等市场交易来获取，价格由市场竞争形成，考验的是企业的报价策略和市场研判能力。
 - **容量收入**：根据国家核定的容量电价和机组容量获得，相对稳定，成为企业回收固定成本、保障基本生存的“压舱石”。

- **辅助服务收入**：通过提供调峰、调频、备用等服务获得补偿，这部分收入的占比将随着新能源渗透率的提高而日益重要，激励火电机组进行灵活性改造。
- **成本构成**：燃料成本是最大的变动成本（占比 60-70%）。固定成本则主要包括设备折旧、员工薪酬、财务费用（贷款利息）以及维修和环保设施运行费用等。在利用小时数下降的趋势下，如何摊薄高昂的固定成本，是所有火电企业面临的共同难题。

3.2.3 经营挑战：环保成本、燃料成本与上网电价的三重压力

火电企业长期在“三座大山”的夹缝中求生存：

1. **高昂的环保成本**：为达到超低排放标准，火电企业投入了巨额资金进行改造，并且在日常运行中需要持续投入脱硫剂、脱硝催化剂等耗材，环保运行费用已成为一项显著的刚性成本。未来，若要征收碳税或强制要求进行 CCUS 改造，其成本压力将进一步加剧。
2. **剧烈波动的燃料成本**：如前所述，煤价的高位运行和剧烈波动是导致行业性亏损的罪魁祸首。
3. **传导不畅的上网电价**：尽管电价市场化改革赋予了电价一定的浮动空间，但在关系国计民生的背景下，电价的上涨往往受到政策的隐形或显性调控，成本向用户侧的传导依然不完全顺畅。

这三重压力共同挤压了火电企业的利润空间，使其长期处于微利甚至亏损的边缘，盈利能力非常脆弱。

表格 4：典型火电上市公司核心财务指标对比分析表（2023 财年）

公司名称	总营业收	归母净利	毛利率	资产负债	核心看点
------	------	------	-----	------	------

	入 (亿元人 民币)	润 (亿元人 民币)		率	
国电电力	1,850	45.3	12.5%	68.2%	国家能源集团核心电力子公司，受益于集团煤电一体化优势。
华能国际	2,456	95.8	13.1%	72.5%	装机规模领先的纯发电龙头，新能源转型迅速，但火电体量较大，对煤价敏感。
大唐发电	1,168	12.1	10.8%	75.1%	盈利能力相对较弱，资产

					负债率偏高，正积极进行资产优化和结构调整。
华电国际	1,280	48.5	14.2%	65.5%	盈利能力改善明显，区域布局和电源结构较为均衡。
浙能电力	805	40.7	15.5%	45.3%	区域性龙头，受益于浙江省强劲的电力需求和较高的电价水平，财务状况稳健。

注：此表格数据为示例性，基于已公布的2023年年度报告或相关财务摘要，旨在对比分析，实际精确数据以各公司最终审计报告为准。

3.3 下游：电力消纳与市场交易

下游环节决定了火电所发出的电能如何被消费，以及其价值如何实现。电网公司和新兴的电力市场是这一环节的两个关键角色。

3.3.1 电网公司的角色与电量收购

在中国的电力系统中，国家电网（State Grid）和南方电网（China Southern Power Grid）两大电网公司，长期以来扮演着电力“统购统销”的角色。它们负责建设和运营输配电网络，并作为单一买家，从包括火电厂在内的所有发电企业收购电量，再将其销售给终端用户。

电网公司的调度中心负责保持电网的实时平衡（发电=用电+网损），决定哪些电厂在何时发多少电。在传统体制下，这种调度很大程度上基于年度发电计划。如今，随着市场化改革，电网公司的角色正在向“平台运营商”和“系统运营商”转变，其核心职能是保障电网安全运行和提供无歧视的输配电服务，而电量的买卖则越来越多地通过市场来完成。

3.3.2 电力市场化改革：中长期交易与现货市场试点

电力市场化改革是重塑火电企业生存环境的最深刻变革。

- **中长期交易：**这是当前电力市场化交易的主体形式。发电企业与大用户或售电公司通过双边协商、集中撮合等方式，签订未来一个月、一季度甚至一年的电量购售合同，提前锁定大部分电量和价格。这为交易双方提供了一定的价格确定性，有助于规避现货市场价格的剧烈波动。
- **现货市场试点：**电力现货市场是电力市场体系的高级形态。它要求发电企业提前一天（日前市场）甚至实时（实时市场）报出自己未来的发电量价

曲线，由交易中心进行市场出清，形成每 15 分钟或 1 小时的分时电价。这使得电价能够精确反映实时的供需关系和系统运行成本。目前，中国已在多个省份开展现货市场试点。

- **对火电的影响：**现货市场对火电企业提出了极高的要求。它们需要精准预测自己的发电成本和市场供需，制定复杂的报价策略。在用电高峰期，电价可能飙升，带来超额利润；但在用电低谷或新能源大发时，电价可能极低甚至为负，迫使成本高的机组停机。这种机制能够通过价格信号，真正发现火电的调峰价值和容量价值。

3.3.3 火电在电力辅助服务市场中的作用与价值

电力辅助服务是指为维护电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网经营企业和电力用户提供的服务。

随着风光等间歇性新能源的大规模并网，电网的频率、电压稳定性受到巨大冲击，对辅助服务的需求急剧增加。火电机组凭借其可控、可调的优良性能，成为提供辅助服务的主力军。

主要的辅助服务包括：

- **调峰：**根据系统负荷的变化调整出力，在高峰时顶上去，在低谷时压下来。深度调峰（机组在低于常规负荷率下运行）是当前的核心需求。
- **调频：**在系统频率发生偏移时，通过快速、微小地调整出力，将频率稳定在额定值（50Hz）附近。
- **备用：**保持一定的可调用容量，以应对突发的发电机组故障或负荷激增。

发电企业提供这些服务可以获得相应的经济补偿。辅助服务市场的发展，为火电企业开辟了新的收入来源，使其“服务价值”得以变现，这也是引导火电进行灵活性改造、向调节性电源转型的重要经济激励。

第四章：技术进步与清洁化转型

面对日益严峻的环保和碳减排压力，技术进步是火力发电行业实现自我革新、寻求可持续发展的唯一出路。本章将聚焦于推动中国火电清洁化转型的四大关键技术领域：高效发电技术、超低排放技术、灵活性改造技术以及前沿的 CCUS 技术。

4.1 高效超超临界发电技术

提高发电效率是火电节能降碳最直接、最根本的手段。效率每提高一个百分点，就意味着在发出相同电量的同时，可以节省大量的煤炭消耗，并从源头上减少污染和碳的排放。超（超）临界技术正是实现这一目标的核心。

4.1.1 技术优势与普及现状

- **技术优势：**如前文所述，超临界（SC）和超超临界（USC）技术通过大幅提升锅炉内蒸汽的压力和温度参数，突破了水的临界点，从而获得了更高的热力循环效率。相较于传统的亚临界机组，超超临界机组的发电效率可从 38% 左右提升至 47% 以上，供电煤耗可从 330 克/千瓦时以上降低至 270 克/千瓦时以下。这意味着，同样发一度电，超超临界机组可以节省约 20% 的煤炭。
- **普及现状：**中国是全球超超临界技术应用最广泛、最成功的国家。得益于过去二十年电力建设的巨大市场需求和国家“上大压小”的产业政策，中国已建成全球规模最大、参数最高、数量最多的超超临界机组集群。目前，60 万千瓦及以上的大容量高参数机组已成为中国煤电的绝对主力，特别是新建的百万千瓦等级机组，几乎全部采用先进的超超临界技术。这

一成就，为中国煤电的整体能效水平达到世界领先地位奠定了坚实的基础。

4.1.2 关键设备与国产化进程

超超临界机组的三大核心部件——锅炉、汽轮机、发电机——技术壁垒极高，长期被国际巨头（如西门子、GE、三菱重工）垄断。中国通过“引进-消化-吸收-再创新”的路径，成功实现了关键设备的全面国产化。

以上海电气、东方电气、哈尔滨电气三大动力设备制造集团为代表的中国企业，已经完全掌握了百万千瓦等级超超临界机组的自主设计和制造能力。不仅如此，在更高参数的材料研发（如耐 700°C 高温的合金材料）和二次再热等更先进技术的探索上，中国也走在了世界前列。关键设备的国产化，不仅打破了国外技术垄断，大幅降低了电厂建设成本，更为中国火电技术的持续升级和“走出去”参与国际竞争提供了保障。

4.2 节能与超低排放改造

如果说高效发电技术是从“源头”节能，那么超低排放改造就是从“末端”治理污染。中国在火电污染物控制方面取得了举世瞩目的成就。

4.2.1 脱硫、脱硝、除尘技术应用

为控制燃煤产生的三大主要大气污染物——二氧化硫（ SO_2 ）、氮氧化物（ NO_x ）和烟尘，中国的火电厂几乎全部加装了相应的环保设施：

- **脱硫（FGD - Flue Gas Desulfurization）**：主流技术是石灰石-石膏湿法脱硫。通过将含有石灰石浆液的吸收剂喷入吸收塔，与烟气中的 SO_2 发生化学反应，生成石膏，从而去除烟气中的 SO_2 ，脱硫效率可达 98% 以上。

- **脱硝 (De-NO_x)**：主流技术是选择性催化还原法 (SCR)。在催化剂的作用下，向烟气中喷入氨或尿素等还原剂，将 NO_x 还原成无害的氮气和水，脱硝效率可达 90% 以上。
- **除尘**：主要采用静电除尘器 (ESP) 和布袋除尘器 (或二者结合的电袋复合除尘器)。通过高压静电吸附或纤维滤袋过滤的方式，高效捕集烟气中的粉尘颗粒，除尘效率可达 99.9% 以上。

4.2.2 节能降耗综合升级改造

“超低排放”是中国火电环保改造的终极目标，其排放限值要求烟尘、SO₂、NO_x 的排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米，这一标准比大部分发达国家更为严格，甚至优于燃气发电的排放标准。

从 2014 年起，中国在全国范围内发起了声势浩大的“煤电节能减排升级与改造行动计划”。在短短数年内，绝大部分现役煤电机组都完成了超低排放改造，投入资金达数千亿元。这一行动，从根本上扭转了燃煤发电是“污染大户”的传统印象，极大地改善了中国的空气质量，创造了世界工业史上规模空前的环保治理奇迹。

表格 5：中国火电厂大气污染物排放标准演进表

标准/政策名称	实施年份	烟尘 (mg/m ³) 限值	SO ₂ (mg/m ³) 限值	NO _x (mg/m ³) 限值	备注
《火电厂大气污染物排放标准》(GB	2004	50 (重点地区)	400 (重点地区)	450 (新建)	开始对火电厂排放进行严格约束。

13223-2003)					
《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2011)	2012 (新建) / 2014 (现役)	30 (重点 地区 20)	100 (重点 地区 50)	100	被称为“史上最严”标准，大幅收严了排放限值。
《煤电节能减排升级与改造行动计划》	2014	10	35	50	提出“超低排放”概念，要求排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值。
对比：燃气轮机排放标准	—	5	35	50	可以看出，中国的超低排放煤电在部分指标上已与气电相当甚至更优。

4.3 灵活性改造

随着风电、光伏等新能源在电力系统中的占比迅速提高，其“看天吃饭”的间歇性和波动性给电网的稳定运行带来了巨大挑战。当风光大发时，电力供

过于求；当无风无光时，电力又可能出现缺口。这就要求传统电源，特别是火电，必须具备强大的调节能力，即“灵活性”。

4.3.1 深度调峰的必要性与技术路径

- **必要性：**深度调峰是指火电机组能够在远低于其额定出力的负荷下稳定运行的能力。常规煤电机组的最低技术出力一般在 40%–50% 额定负荷，负荷再低就可能出现燃烧不稳、甚至熄火的风险。但在新能源大发的时段（如午间光伏高峰），电网可能需要火电机组降至 20%–30% 甚至更低的负荷，为新能源“让路”。因此，提升深度调峰能力成为火电适应新角色的“必修课”。
- **技术路径：**实现深度调峰的改造涉及锅炉、汽轮机和控制系统等多个方面。
 - **锅炉侧：**采用等离子点火、微油点火等稳燃技术，确保在低负荷下煤粉能持续稳定燃烧。
 - **汽轮机侧：**通过改造，使其在低压、低流量的蒸汽条件下也能安全运行，例如加装高压缸零出力或旁路系统。
 - **热工控制系统：**优化控制逻辑（SCS），实现机组在宽负荷范围内的协调、稳定、经济运行。
 - **快速升降负荷：**除了“调得下”，还要“顶得快”。灵活性改造也致力于提高机组的负荷爬坡速率，使其能在新能源出力下降时迅速填补电力缺口。

4.3.2 为消纳大规模新能源提供支撑

火电机组的灵活性改造，是解决中国新能源消纳问题的关键一环。一个灵活的火电系统，能够像一块巨大的“海绵”，吸收和释放由新能源波动带来的电力余缺，从而：

1. **减少弃风弃光：**在新能源出力高峰期，火电深度调峰，为新能源腾出上网空间，避免因电网无法消纳而造成的浪费。
2. **保障系统安全：**在新能源出力骤降时，火电快速响应，提升出力，防止系统频率崩溃，保障电力供应的可靠性。

可以说，火电的灵活性水平，直接决定了电网能够接纳的新能源规模的上限。因此，推动火电灵活性改造，不仅仅是火电企业自身生存的需要，更是支撑国家整体能源转型的战略要求。相关投资的市场规模也相当可观，据测算可达数百亿甚至千亿级别。

表格 6：不同清洁煤技术的成本与效率对比分析

技术类型	发电效率 (净效率)	单位千瓦投 资成本 (元 /kW)	主要优势	主要挑战
亚临界机组 (300MW)	36% – 39%	约 3000	技术成熟， 造价相对低	效率低，能耗 高，已基本不新 建
超临界机组 (600MW)	42% – 45%	约 3500	主流技术， 效率较高，	新建项目受限， 存量机组面临灵

			经济性好	活性改造需求
超超临界机组 (1000MW)	45% - 48%	约 3800 - 4200	效率最高，煤耗最低，清洁性能好	投资成本高，对材料和制造工艺要求苛刻
灵活性改造 (存量机组)	效率略有下降	100 - 300 (每千瓦)	提升调峰能力，适应新能源并网	增加改造投资，可能影响机组寿命和经济性
CCUS (捕集部分)	效率降低 8-12 个百分点	额外增加 2000 - 4000 (每千瓦)	可实现近零碳排放	成本极高，能耗巨大，商业模式不成熟

4.4 碳捕获、利用与封存 (CCUS)

在“双碳”目标的终极约束下，即使是最高效的超超临界机组，只要燃烧化石燃料，就必然产生二氧化碳。CCUS 技术提供了一条在继续使用化石能源的同时，解决其碳排放问题的潜在路径，被认为是火电行业实现长期生存的“终极技术”。

4.4.1 技术路线与国内外发展现状

CCUS 是一个技术集群，包含三个主要环节：

1. **碳捕获 (Capture)**：将发电厂烟气中（或其他工业过程中）的 CO_2 分离出来。主要技术路线有燃烧后捕获、燃烧前捕获和富氧燃烧。对于现有火电厂改造，燃烧后捕获（如化学吸收法）是应用最广泛的技术。

2. **碳利用 (Utilization)**：将捕获的 CO_2 作为资源，用于工业生产，如生产化学品、燃料、碳酸饮料，或用于强化采油 (EOR)、强化采气等。这是目前最具经济前景的路径，但市场消纳规模有限。
3. **碳封存 (Storage)**：将 CO_2 通过管道或船舶运输到指定地点，注入到地下深层的咸水层、枯竭的油气藏或无法开采的煤层中，进行长期与大气隔绝的封存。

目前，全球 CCUS 技术仍处于商业化应用的早期阶段。中国已经建成了多个小到中等规模的 CCUS 示范项目，覆盖电力、化工、水泥等多个行业，技术经验和项目储备居于世界前列。例如，国家能源集团、华能集团等都已投运了百万吨级的 CCUS 示范项目。

4.4.2 示范项目与成本挑战

尽管技术上可行，但 CCUS 的商业化推广面临着巨大的挑战，核心就是成本。

- **高昂的投资和运行成本**：加装一套 CCUS 设备，将使火电厂的建设投资增加 50% 以上，同时，捕集过程本身需要消耗大量能量（主要是蒸汽），会导致发电效率降低 8-12 个百分点，从而大幅推高发电成本。据测算，目前 CCUS 的度电成本增加量远高于当前的碳价所能提供的补偿。
- **商业模式不成熟**：除了少数能通过强化采油获得可观收益的项目外，大部分 CCUS 项目缺乏清晰的盈利模式。谁来为高昂的减碳成本买单？是政府补贴，还是电力用户，抑或是碳市场？这一问题没有解决，企业就缺乏大规模投资的动力。

- **基础设施和法律法规缺失：**大规模 CCUS 的实施，需要建立共享的 CO₂ 运输管网和封存地，并需要完善的法律法规体系来规范选址、监测、责任认定等问题。

尽管挑战重重，但 CCUS 作为一项战略性技术，其研发和示范得到了国家政策的大力支持。随着技术进步带来的成本下降，以及未来碳价的逐步走高，CCUS 有望在 2040 年后成为火电行业实现深度脱碳的关键选项。

第五章：市场竞争格局分析

中国火力发电行业的市场竞争，是在国家宏观调控和能源战略指导下，由少数大型国有企业主主导的、具有鲜明中国特色的竞争格局。本章将从市场集中度、竞争维度以及资本运作三个层面，解析当前火电市场的竞争态势。

5.1 市场集中度与主要参与者

中国的发电侧市场，特别是火电领域，呈现出高市场集中度的特征，形成了典型的“寡头竞争”格局。主要的市场力量由中央和地方的国有资本构成。

5.1.1 中央所属国有发电集团（国家能源、华能、大唐、华电、国电投）

这五大发电集团是国家电力工业的中坚力量，其火电资产遍布全国，合计装机容量占据了火电总量的半壁江山，是市场的绝对主导者。

- **国家能源投资集团 (CHN Energy):** 作为神华与国电合并的产物，其独特的“煤、电、路、港、航、化”一体化产业链优势无人能及。在煤价高企时，其自有煤炭资源可以有效对冲燃料成本压力，盈利能力相对稳定，是行业中的“巨无霸”。
- **中国华能集团 (China Huaneng Group):** 长期以来在装机规模上与国家能源集团不相上下，是传统的电力龙头。其火电资产质量优良，技术水平先进，近年来在新能源领域的投资力度也极大，致力于打造“三色公司”（红色、绿色、蓝色）。
- **中国大唐集团 (China Datang Corporation):** 在五大集团中，大唐的资产结构和区域布局面临一定挑战，资产负债率相对偏高，近年来正聚焦于提质增效和结构调整，努力摆脱经营困境。

- **中国华电集团 (China Huadian Corporation):** 经营风格稳健，火电、水电、风电等多元化布局较为均衡。近年来盈利能力改善显著，注重清洁能源发展和存量资产的优化。
- **国家电力投资集团 (SPIC):** 前身为中电投集团，是五大集团中清洁能源装机占比最高的企业，尤其是在光伏和核电领域具有领先优势。其火电资产相对较少，但作为中国三大核电开发建设运营商之一，其战略定位独特。

这五大集团不仅在规模上占据优势，在技术、人才、资金以及获取政策资源方面也具有无可比拟的实力。

5.1.2 地方性能源投资公司（如浙能、粤电等）

除了中央军，一股强大的地方力量也不容忽视。以浙江省能源集团、广东省能源集团（原粤电集团）、北京能源集团、申能集团等为代表的地方国资能源平台，是各省电力市场的重要参与者。

这些地方能源国企通常深耕本省，与地方政府关系紧密，对区域电力市场的理解更为深刻。它们在本省内拥有大量优质的火电资产，并且是地方能源安全供应的“子弟兵”。在电力市场化交易中，它们凭借对本地负荷和电网结构的熟悉，往往能获得一定的竞争优势。例如，浙能电力和粤电力 A 等上市公司，因其地处经济发达、电价承受能力强的省份，其盈利能力长期优于全国平均水平。

5.1.3 民营及外资企业参与情况

与五大集团和地方国企相比，民营资本和外资在中国火电领域的参与度相对较低，尤其是在大型公用电厂的投资建设方面。其参与形式更多体现在以下几个方面：

- **自备电厂：**一些大型的工业企业（如钢铁、化工、电解铝）为了保障自身用电和降低用能成本，会建设自备电厂，以热电联产或资源综合利用（如利用工业余热、余气）的形式为主。
- **部分参股：**在一些火电项目中，民营资本可能会以财务投资者的身份少量参股。
- **特定领域：**在垃圾焚烧发电、生物质发电等领域，由于项目规模相对较小，运营模式独特，民营资本的参与度相对更高。

外资则主要在改革开放初期通过部分合资项目进入中国火电市场，但近年来随着国内资本的崛起和产业政策的变化，其影响力已逐渐减弱。

表格 7：中国五大发电集团火力发电装机容量市场份额(估算)

发电集团	火电装机容量 (亿千瓦, 约)	占五大集团火电合计比重 (约)	占全国火电总装机比重 (约)	竞争优势
国家能源集团	1.8	25%	12.6%	煤电一体化，成本优势显著
中国华能集团	1.7	23%	11.9%	规模领先，技术先进，管理经验丰富
中国大唐集团	1.3	18%	9.1%	业务分布广泛，正积极优化资产
中国华	1.2	17%	8.4%	结构均衡，经营

电集团				稳健
国家电力投资集团	1.2	17%	8.4%	清洁能源协同发展，核电优势
五大集团合计	7.2	100%	~50.4%	行业绝对主导力量

注：数据为基于公开信息的大致估算，各集团装机容量动态变化，此表旨在说明市场集中度。

5.2 竞争维度分析

在新的市场环境下，火电企业的竞争已不再是单一维度的规模比拼，而是多维度、综合能力的较量。

5.2.1 规模与成本竞争

规模依然是竞争的基础。更大的装机规模意味着更高的市场份额和更强的话语权。然而，在当前行业整体利用小时数下降的背景下，单纯的规模扩张已非最优选择。成本控制能力成为决定企业生死的关键。这种竞争体现在：

- **燃料成本控制**：能否最大化获取和执行长协煤合同，以及在市场煤采购中的议价能力。
- **运营成本控制**：通过精细化管理、技术改造、数字化升级等手段，降低单位发电的维修、人工、材料等费用。
- **财务成本控制**：拥有更高信用评级企业能够以更低的利率获得融资，从而降低财务费用。

5.2.2 技术与环保水平竞争

技术水平直接关系到企业的效率和合规性。

- **效率竞争：**拥有更多高参数、大容量、低煤耗机组的企业，在同等电价水平下，其盈利空间自然更大。
- **环保竞争：**能否稳定达到甚至优于超低排放标准，是企业合法运营的底线。未来，碳排放将成为新的、更重要的竞争维度。能够率先应用 CCUS 或通过其他方式实现低碳发展的企业，将获得长期的竞争优势。
- **灵活性竞争：**机组的调峰能力、爬坡速率等灵活性指标，直接决定了其在辅助服务市场的竞争力和获取补偿的能力。

5.2.3 参与电力市场化交易的能力竞争

随着电力现货市场和中长期交易的普及，企业的“市场营销”能力变得前所未有的重要。这包括：

- **报价策略能力：**需要组建专业的电力交易团队，基于对自身成本、电网约束、对手行为和市场供需的精准预测，制定最优的报价策略，以实现在市场中的收益最大化。
- **风险管理能力：**如何通过中长期合同、金融衍生品等工具，对冲现货市场价格波动的风险。
- **政策解读能力：**快速、准确地理解和利用复杂的市场规则和政策（如容量电价、辅助服务补偿机制），将其转化为实实在在的收益。

5.3 并购重组与资本运作

在行业转型期，通过并购重组和资本运作进行战略布局，是各大发电集团提升竞争力、优化资产结构的重要手段。

5.3.1 行业内的资产整合趋势

为解决同质化竞争、提升协同效应，行业内的资产整合时有发生。这主要表现为：

- **集团内部整合**：发电集团将其下属的上市公司作为平台，将体系内的其他火电资产逐步注入，以解决同业竞争问题，实现统一管理。
- **区域性整合**：在特定区域内，不同集团之间可能会进行资产置换或合并，以优化区域布局，减少无序竞争。
- **淘汰落后产能**：优势企业可能会收购一些经营困难但地理位置或指标资源尚可的企业，通过技术改造和管理提升使其焕发新生。

5.3.2 “煤电一体化”与“新能源+火电”的战略布局

这是当前资本运作最核心的两大战略方向。

- **煤电一体化/联营**：发电企业向上游延伸，通过控股或参股煤矿的方式，来平抑燃料成本波动，实现产业链协同。国家能源集团是这一模式的典范。其他发电集团也在积极通过签订股权合作、合资建矿等方式，加强与煤炭企业的绑定。
- **新能源+火电**：这是“双碳”目标下最重要的战略布局。发电集团不再将火电和新能源视为相互替代的竞争关系，而是作为互补的组合。通过建设“风光火储一体化”的大型能源基地，利用火电的调节能力，为大规模、不稳定的新能源提供支撑，实现打捆上网，形成 $1+1>2$ 的效应。这种模式不仅能提高新能源的消纳率，也能为火电资产找到新的价值实现路径，是未来能源开发的主流模式。

表格 8：近年来中国火电行业重大并购重组与战略布局事件

时间	主体企业	事件描述	战略意图与市场影响
2017年	神华集团 & 国电集团	两大央企合并重组，成立国家能源投资集团。	打造具有全球竞争力的世界一流综合能源集团，创建了煤电路港航+发电的一体化共赢模式，极大提升了抵御市场风险的能力。
2020年起	华能集团、大唐集团等	公告将集团内多个火电资产注入旗下上市公司（华能国际、大唐发电）。	解决集团内部同业竞争问题，提升上市公司的资产质量和规模，优化治理结构，便于统一资本运作。
2021年起	国家能源、华电、国电投等	在内蒙古、新疆、甘肃等西部地区规划并开工建设多个大型“风光火储一体化”基地项目。	抢占新能源发展高地，将火电从独立电源转变为支撑新能源大基地开发的调节性资源，探索多能互补的新发展模式。
2022年	中国华能	收购协鑫集团在江苏的部分燃机电厂股权。	优化在经济发达地区的电源结构，增加清洁高效的燃气调峰机组，提升区域市场竞争力。
持续	各大发电集团	与大型煤炭集团（如中煤集团）签订战略合作协议或股权合作。	加强煤电联营，锁定长期稳定的燃料供应，对冲煤价波动风险，是应对“市场煤、计划电”矛盾的重要手段。

第六章：行业挑战与未来机遇

在“双碳”目标引领的能源革命浪潮中，中国火力发电行业正站在一个历史性的十字路口。它既面临着前所未有的生存挑战，也孕育着深刻变革带来的战略机遇。本章将系统梳理火电行业的核心挑战，并展望其在新型电力系统中的未来机遇。

6.1 面临的核心挑战

火电行业当前面临的困境是多维度的，是政策、市场、成本和技术等多重压力交织的结果。

6.1.1 政策与环保压力：“双碳”目标下的生存空间挤压

这是火电行业面临的最根本、最长期的挑战。“30·60”双碳目标为化石能源的消费总量和占比设定了明确的“天花板”。

- **碳排放的“原罪”**：作为碳排放的第一大户，火电自然成为能源领域减碳的首要对象。所有旨在实现碳中和的路径规划，都以压减煤电规模、降低其发电量为前提。
- **政策性抑制**：国家层面严格控制新增煤电项目，使得行业的外延式增长基本停滞。未来的碳市场、碳税等政策工具，将进一步把碳排放成本内部化，直接增加火电的运营成本，削弱其经济竞争力。
- **环保标准持续加严**：除了碳排放，对常规污染物、水耗、固废处理等方面的环保要求也在不断提高，持续增加企业的环保投入和运营成本。

6.1.2 新能源的挤出效应：利用小时数持续下降

风电和光伏等新能源的爆发式增长，正从根本上改变电力市场的供需格局。

- **发电空间的挤占：**电网调度“优先上网”新能源的原则，意味着在新能源大发的时段，火电必须为其让路，导致其发电利用小时数被动下降。
- **从基荷到腰荷甚至调峰：**在传统电力系统中，火电承担着稳定的基荷发电任务。而在高比例新能源的系统中，基荷将被部分新能源和水电、核电所取代，火电的角色越来越多地向承担日内负荷变化的腰荷和峰荷角色转变。
- **经济效益下滑：**利用小时数是决定火电企业盈利能力的关键变量。小时数的下降，意味着单位发电成本中需要摊销的固定资产折旧、人工等费用上升，直接导致企业盈利能力恶化。

6.1.3 成本高企与盈利困境：煤价高位运行与电价传导不畅

这是火电行业最直接、最现实的经营挑战。

- **“煤强电弱”的格局：**上游煤炭市场由于资源集中、供应弹性不足等原因，价格易涨难跌，长期处于强势地位。而下游电力市场关系国计民生，电价的上涨受到严格的社会和政策约束。
- **成本传导机制不完善：**尽管煤电价格联动机制和市场化电价浮动范围的扩大在一定程度上缓解了矛盾，但传导链条依然存在时滞和折扣。在煤价极端高企时，火电企业仍难免陷入全行业亏损的困境。
- **盈利预期不稳：**剧烈波动的燃料成本和相对刚性的上网电价，使得火电企业的盈利预期极不稳定，严重影响了行业的投资信心和健康发展。

6.1.4 技术升级的资本投入巨大：灵活性改造与 CCUS 的资金需求

行业的转型升级需要持续、巨大的资本投入，而这与企业当下的盈利困境形成了尖锐矛盾。

- **灵活性改造投资：**对存量机组进行深度调峰等灵活性改造，单台机组的投资额可达数千万甚至上亿元。虽然能通过辅助服务市场获得一定补偿，但投资回收期仍存在不确定性。
- **CCUS的“天价”成本：**如前所述，CCUS技术的投资和运行成本极为高昂。在没有成熟商业模式和强力政策支持的情况下，企业完全依靠自身力量难以承担如此巨大的投资。
- **融资困难：**在“双碳”背景下，绿色金融成为主流。火电作为“非绿色”资产，其在资本市场的融资正变得越来越困难，融资成本也可能更高，这无疑是在雪上加霜。

6.2 未来发展机遇

挑战的背面即是机遇。在压力之下，火电行业的传统发展路径虽然被阻断，但也催生了新的战略定位和价值实现路径。

6.2.1 战略定位转型：从“电量型”电源向“电力型”调节性、保障性电源转变

这是火电行业最核心的机遇所在，即实现功能的重新定义。

- **“电量型” vs “电力型”：**“电量”（kWh）关注的是发出多少电；而“电力”（kW）关注的是在特定时刻能提供多大的出力。未来火电的价值，将更多地体现在其提供可靠容量（kW）和调节能力上，而非仅仅是电量（kWh）的多少。
- **调节性价值：**为新能源的波动性提供实时平衡，是火电不可替代的核心功能。通过深度调峰、快速启停等灵活性服务，火电成为新型电力系统的“稳定器”和“减震器”。

- **保障性价值：**在极端天气、燃料供应中断或新能源出力严重不足等情况下，火电是保障电力供应安全的最后一道防线，其“压舱石”的作用在关键时刻无可替代。

表格 9：火电在新型电力系统中的功能定位与价值体现

功能定位	核心作用	价值体现方式	对火电企业的要求
基础保障性电源	提供长期、可靠的电力容量，作为能源安全的战略基石。	通过容量电价机制，回收固定成本，获得稳定收入。	维持机组的良好备用状态，确保高可靠性和可用率。
系统调节性电源	平抑新能源发电的波动性，跟踪系统负荷变化，维持电网实时平衡。	通过参与调峰、调频等辅助服务市场，获得额外补偿。	实施灵活性改造，具备深度调峰和快速响应能力。
顶峰出力电源	在夏季、冬季等用电高峰期，提供关键的顶峰电力支撑。	通过参与电力现货市场，在高峰时段获得较高的电价收益。	具备快速启动和高负荷运行能力，精准的市场报价策略。

6.2.2 多能互补基地建设：“风光火储一体化”项目的核心角色

火电不再是孤立的电源，而是大型综合能源基地的有机组成部分。

- **捆绑开发模式：**在西部新能源资源富集区，将火电与风电、光伏、储能等协同规划、一体化开发。火电的灵活性可以平滑新能源的输出曲线，形成稳定、可靠的电力外送，从而提高新能源的整体利用率和项目的经济性。
- **共享基础设施：**一体化基地可以共享升压站、送出线路等基础设施，降低整体投资成本。
- **政策支持：**国家明确鼓励和支持“风光火储一体化”项目，并通常会给予配套的火电项目指标。这为火电企业参与新能源开发、实现绿色转型提供了绝佳的切入点和发展平台。

6.2.3 容量电价机制的探索与推广：保障火电固定成本回收和合理收益

两部制电价的全面推行，是火电行业商业模式的根本性变革，也是其走出困境的关键政策工具。

- **价值的重新发现：**容量电价机制，从制度上承认并量化了火电机组“备而不不用”的容量价值。这使得火电的收入不再完全依赖于发电量，即使在利用小时数下降的情况下，也能通过容量电价回收大部分固定成本，获得一个基础的、稳定的收益。
- **稳定行业预期：**清晰、可预期的容量电价收入，将极大改善火电企业的现金流和财务状况，稳定投资者的信心，为企业进行必要的灵活性改造和长期维护提供资金保障。
- **引导功能转型：**容量电价的引入，将从经济上激励火电企业将运营重心从“多发电”转向“保容量、提服务”，从而自觉地向调节性和保障性电源的功能定位转型。

6.2.4 生物质耦合发电与综合能源服务：拓展新的业务增长点

除了在电力系统内部的角色转变，火电企业还可以利用自身优势，向更广阔的能源服务领域拓展。

- **生物质耦合发电**：在现有燃煤锅炉中掺烧农林废弃物等生物质燃料。这不仅处理废弃物，还能降低煤耗和碳排放（生物质被视为碳中性），为企业带来一定的环保收益和政策补贴。
- **综合能源服务**：依托电厂的能源枢纽地位和专业技术能力，向周边的工业园区、城市社区等提供电、热、冷、汽、工业气体等多种能源产品和一体化的能源解决方案。这能提高能源的梯级利用效率，开辟新的利润增长点，实现从“单一发电”向“综合能源供应商”的转变。
- **CCUS 的远期机遇**：尽管当前成本高昂，但长期来看，随着技术进步和碳价上升，CCUS 可能成为火电企业的“碳中和”通行证。能够率先掌握并商业化应用 CCUS 技术的企业，将在未来的能源格局中占据不可替代的战略地位。

表格 10：中国 CCUS 项目发展潜力与成本下降曲线预测

发展阶段	时间区间	吨 CO ₂ 捕集成本 (元/吨)	主要驱动因素	市场规模
示范阶段	2021-2025	400 - 600+	政府补贴、科研项目、企业战略投入	每年 300-500 万吨捕集能力
商业化初	2026-2035	250 - 400	第二代技术应用、规模效应显现、碳市场价格	每年千万吨级捕集能力

期			初步支持、形成产业集群	
规模化发展	2036-2050	150 - 250	技术迭代成熟、关键设备国产化、共享基础设施（管道）建设、高碳价形成强力激励	每年数亿吨级捕集能力
长期展望	2050以后	< 150	颠覆性技术突破、与新能源深度融合（如利用绿氢制甲醇）	成为支撑部分难减排行业实现碳中和的关键技术

注：成本下降曲线为基于行业研究报告的趋势性预测，受技术发展、政策力度等多种因素影响，存在较大不确定性。

第七章：结论与战略建议

经过对中国火力发电行业宏观环境、市场现状、产业链、技术路径及竞争格局的系统性分析，本报告旨在总结核心结论，并为行业内的主要参与者——政府监管机构与发电企业——提供前瞻性的战略建议。

7.1 核心结论

1. **火电行业正经历一场深刻的、不可逆转的功能性转型。**在“双碳”目标和新能源大发展的双重驱动下，中国火电行业已告别规模化扩张时代，其核心使命正在从提供持续电量的“主体电源”，向为电力系统提供稳定性和灵活性的“调节性、保障性电源”转变。这一转型是理解当前所有行业现象和未来趋势的根本逻辑。
2. **“压舱石”地位在转型期内愈发凸显，但其价值实现方式亟待重塑。**报告数据显示，“装机占比四成，发电量占比近七成”的现状，清晰地表明了火电在当前及未来一段时期内，对于保障中国能源安全和电力可靠供应的极端重要性。然而，传统的、单一依赖发电量（kWh）的盈利模式已难以为继。利用小时数的持续下降与燃料成本的高位波动，使得行业普遍陷入经营困境。如何通过市场化机制，特别是容量电价，来合理补偿其提供的容量支撑（kW）和辅助服务价值，是行业能否健康生存的关键。
3. **技术进步是火电实现清洁化、低碳化和灵活化的核心驱动力。**中国在高效超超临界发电技术和超低排放改造方面已取得世界领先成就，为火电的“绿色生存”奠定了基础。当前，为适应新能源并网而进行的灵活性改造，是行业最具现实意义和经济性的技术升级方向。而从长远看，CCUS

（碳捕获、利用与封存）技术是燃煤发电实现最终脱碳、走向碳中和的终极技术路径，尽管其目前面临巨大的成本和商业模式挑战。

4. **市场竞争正从“规模为王”转向“综合能力”的比拼。**在新的竞争格局下，企业的成功不再仅仅取决于装机规模，而更多地取决于成本控制能力（特别是燃料成本）、技术领先性（效率、灵活性）、参与电力市场化交易的能力（报价策略、风险管理）以及战略布局的前瞻性（如“风光火储一体化”、综合能源服务）。
5. **行业的未来并非“消亡”，而是“换道”重生。**火电不会在中国的能源版图中简单消失，而是将通过功能转型，在新型电力系统中找到新的、不可或缺或替代的生态位。它将成为大规模新能源消纳的“护航者”，极端条件下能源安全的“守护者”，以及区域综合能源服务的“赋能者”。抓住这一转型机遇，主动进行战略和技术调整，是所有火电企业未来生存和发展的必由之路。

7.2 对策与建议

基于以上结论，本报告提出以下针对性建议：

7.2.1 对政府和监管机构的建议

1. **坚定不移地完善并落实两部制电价机制。**加快容量电价在全国范围的推广和实施，并建立科学、透明、动态的核定与调整机制。确保容量电价水平能够合理覆盖火电机组的固定成本并提供稳定回报预期，从而真正引导企业从“争电量”向“保容量、提服务”转型。
2. **深化电力市场体系建设，特别是辅助服务市场。**进一步完善调峰、调频等辅助服务市场的补偿机制，丰富交易品种，让火电的灵活性价值得到更

充分的市场化体现。同时，稳妥推进电力现货市场建设，通过分时电价信号，真实反映火电在不同时段的供需价值。

3. **出台精准、稳定的转型期支持政策。** 针对火电企业的灵活性改造、供热改造、生物质耦合发电等转型项目，给予明确的投资补贴、税收优惠或绿色信贷支持。对于 CCUS 等前沿战略性技术，应持续加大国家科研投入和对大型示范项目的扶持力度，探索建立 CCUS 的碳信用或价值实现机制，以推动其成本下降和商业化进程。
4. **优化煤电项目规划与审批。** 严格控制新增煤电的总量，但保持必要的灵活性。审批新增项目时，应不再以单纯的电力缺口为唯一依据，而应更多地考量其是否服务于新能源大基地外送、是否用于替代散煤和满足区域热电联产需求等系统性功能，实现“按需建设、精准布局”。

7.2.2 对火力发电企业的建议

1. **彻底转变经营理念，主动拥抱新角色。** 企业决策层必须深刻认识到，依靠“多发电”来盈利的时代已经结束。必须将战略重心全面转向提升机组的灵活性、可靠性和经济性，将自身定位为电力系统服务的提供商。积极调整内部考核机制，从考核发电量转向考核市场交易利润、辅助服务收益和资产运营效率。
2. **加大对灵活性改造的投资，抢占辅助服务市场先机。** 将存量机组的灵活性改造作为当前技术升级的重中之重。通过精细化的成本效益分析，系统性地对旗下机组实施深度调峰改造，提升快速响应能力，从而在日益增长的电力辅助服务市场中占据有利地位，开辟新的收入来源。
3. **积极投身“新能源+”一体化项目开发。** 摒弃与新能源的对立思维，主动寻求与风电、光伏项目的协同发展。发挥自身在项目开发、电站运营和

电力市场交易方面的经验优势，大力投资建设“风光火储一体化”项目。这不仅是响应国家政策、获取新增发电指标的重要途径，更是实现企业资产结构绿色转型、分散经营风险的必然选择。

4. **极致化成本控制与精细化运营。** 在存量竞争时代，成本是生命线。一方面，要千方百计巩固和扩大煤炭中长期合同的履约率，探索与煤炭企业建立更深度的股权或战略合作关系，以对冲燃料价格风险。另一方面，要全面拥抱数字化、智能化技术，建设智慧电厂，通过大数据分析和 AI 优化，实现设备状态预警、燃烧效率提升和运维成本降低。
5. **前瞻性布局长期脱碳技术和新业务模式。** 保持对 CCUS、氢能、储能等前沿技术的战略关注和适度研发投入，积极参与国家示范项目，积累技术和运营经验，为企业的长期生存做好准备。同时，依托现有厂址资源和技术优势，积极探索向综合能源服务、固废协同处置、生物质耦合发电等新业务领域延伸，打造多元化的利润增长极。

上海嘉世营销咨询有限公司

作为中国专业市场研究与战略咨询机构之一，自 1998 年创立以来，已深耕行业近 30 年。公司一直致力于为企业提供精确的竞品调研、行业分析以及战略规划服务。作为竞品调研领域的标杆，嘉世咨询运用其模块化研究模型，深入分析行业领先企业的市场策略、销售体系和运营动态。同时，通过动态监控模块，实时追踪竞争对手的扩张计划、重大决策和新品发布，为客户提供具有前瞻性的洞察。

业务范围

行业研究、企业研究、竞品研究、消费者研究

业务邮箱

mcr@chinamcr.com



公众号



抖音



小红书

