

行业研究

火电灵活性改造：电力系统灵活性的重要增量

——新型电力系统系列报告（四）

要点

灵活发电是电力系统灵活运行的重要一环。长时间来看，新能源发电可以满足电量平衡需要，但由于出力波动，在短小时内无法满足电力平衡需要。随着我国新能源渗透率的不断提高，对于系统灵活性的要求也不断提高。系统能否在高比例波动可再生能源的情况下灵活运行，是电力系统转型的核心。在短期、中期及更长时间尺度上，灵活发电能力对于电力平衡都至关重要，而提升灵活火电能力的重要手段就是进行火电灵活性改造。

火电灵活性改造：多路径，效果优。为保证成本效益和可靠性，传统发电厂必须具有灵活运行能力，并且可以在波动性可再生能源发电量较低时满足提供电力。提高火电灵活性主要是指增加火电机组的出力变化范围，响应负荷变化或调度指令的能力，多数情况下是指增加火电机组在低负荷时的稳定、清洁、高效运行能力。火电灵活性改造包括运行灵活性改造和燃料灵活性改造。其中，运行灵活性又要分纯凝机组和供热机组。纯凝工况灵活性提升技术路线主要包括深度调峰和快速响应；改变供热地区电力发展现状的关键在于对机组进行热电解耦改造。宽负荷脱硝技术、低负荷稳燃技术等均是火电灵活性改造中的重要技术。**灵活性改造后的机组，在运行范围、爬坡速率、启停时间上均会有明显的提升，可以更好的参与系统的灵活性调节。**

火电灵活性改造：成本较低，空间广阔。根据我们测算，“十四五”期间火电灵活性改造的市场空间在 90~280 亿元。从政策制定者视角看，电源侧灵活性资源中煤电灵活性改造和抽水蓄能电站分别为成本和提升效果的第一梯队，**灵活性改造成本最低**，抽蓄调节效果最佳。从发电运营商视角看，改造后增加的调峰收入，与减小的售电收益相比，得不偿失。这也解释了为什么之前运营商进行火电灵活性改造的动力不足。

容量电价和现货市场都将提升火电灵活性改造的经济性。容量成本回收机制是保证电力可靠性的重要支撑。容量电价机制的持续完善，可以较好的弥补火电灵活性改造之后，利用小时数下行带来的经济上的负面影响，提升运营商进行改造的动力。此外，未来电力现货市场将会是火电灵活性改造的重要收益来源。以山东省为例，在电力现货市场中，在个别日期已经出现过较长时段出现负电价，此时，进行过火电灵活性改造的机组可以将出力压到更低，以减少损失。

投资建议：在目前的消纳压力下，灵活发电的价值日益凸显，而提升灵活火电能力的重要手段就是进行火电灵活性改造，对应的市场空间广阔。未来随着容量电价机制的完善以及电力市场化的推进，运营商进行火电灵活性改造的积极性有望持续提升。建议关注：青达环保、龙源技术、华光环能、盛德鑫泰。

风险分析：电改政策力度低于预期风险、火电灵活性改造进度低于预期风险、市场竞争加剧风险。

电力设备新能源 买入（维持）

作者

分析师：殷中枢

执业证书编号：S0930518040004

010-58452063

yinzs@ebsecn.com

分析师：郝骞

执业证书编号：S0930520050001

021-52523827

haoqian@ebsecn.com

分析师：宋黎超

执业证书编号：S0930523060001

021-52523817

songlichao@ebsecn.com

分析师：和霖

执业证书编号：S0930523070006

021-52523853

helin@ebsecn.com

行业与沪深 300 指数对比图



资料来源：

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

目 录

1、灵活发电是电力系统灵活运行的重要一环	5
1.1、高比例可再生能源加大电网可靠性压力	5
1.2、灵活发电是系统灵活性资源中的重要一环	6
2、火电灵活性改造：多路径、效果优.....	9
2.1、纯凝机组的灵活性改造技术路线	10
2.1.1、宽负荷脱硝技术	11
2.1.2、低负荷稳燃技术	13
2.2、热电联产机组的灵活性改造技术路线.....	13
2.3、过往火电灵活性改造项目复盘.....	15
2.4、火电灵活性改造的效果对比	16
3、火电灵活性改造：成本较低，空间广阔.....	18
3.1、初始投资成本低，市场空间广阔	18
3.2、火电灵活性改造的经济性讨论.....	18
3.3、容量电价：提升火电运营商改造动力.....	20
3.4、电力现货市场的逐步完善将持续提升火电灵活性改造的经济性.....	20
4、投资建议.....	21
4.1、青达环保：全负荷脱硝业务有望快速增长	22
4.2、龙源技术：等离子稳燃业务有望快速增长	22
4.3、华光环能：煤粉预热燃烧技术有望贡献新增量	23
4.4、盛德鑫泰：专注于小口径无缝钢管领域	23
5、风险分析.....	25

图目录

图 1: 2020 年五省区风电对南网的容量可信度.....	5
图 2: 系统可靠容量供给图.....	5
图 3: 波动性可再生能源并网阶段划分 (2017 年)	6
图 4: 系统灵活性运行资源.....	7
图 5: 电力系统灵活性维持供需平衡示意	8
图 6: 德国燃气电厂和燃煤电厂现货市场价格交易示意	8
图 7: 火电灵活性改造的分类	10
图 8: 纯凝机组的灵活性改造技术路线.....	11
图 9: 快速爬坡改造路径	11
图 10: 省煤器给水旁路示意图	11
图 11: 省煤器烟气旁路示意图	11
图 12: 省煤器分级改造示意图	12
图 13: 省煤器热水再循环系统示意图	12
图 14: 抽汽加热给水示意图.....	12
图 15: 切除低压缸进气示意图	14
图 16: 汽轮机旁路供热示意图	14
图 17: 热水/熔盐储热示意图	14
图 18: 电锅炉供热示意图	14
图 19: 火电灵活性改造试点项目技术路线情况.....	15
图 20: 灵活性改造涉及子系统	15
图 21: 低渗透率场景下各情景负荷及电源装机边界条件	19
图 22: 灵活性提升成本与效益 (以同样提供 1000 万千瓦调节能力测算)	19
图 23: 改造前后发电成本变化	20
图 24: 改造前后盈利水平变化	20
图 25: 山东省 2023 年 9 月 28 日实时用电侧价格.....	21
图 26: 灵活性改造涉及子系统	22

表目录

表 1: 并网第 1 至第 4 阶段的相关影响概述.....	6
表 2: 灵活性提升手段比较.....	7
表 3: 电力系统灵活性的不同时间尺度	7
表 4: 火电厂灵活性改造参数比较.....	9
表 5: 纯凝机组、热电联产机组灵活性改造技术特点.....	10
表 6: 宽负荷脱硝技术分析比较.....	12
表 7: 低负荷稳燃技术分析比较.....	13
表 8: 热电解耦改造路径对比	15
表 9: 我国 22 个火电机组灵活性改造试点项目情况	15

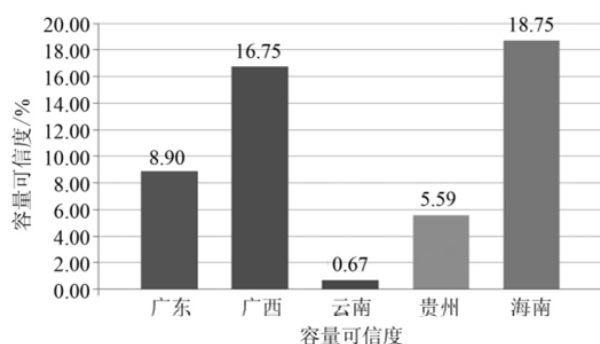
表 10：电力系统部分资源灵活性特性	17
表 11：电力系统部分资源灵活性成本组成	18
表 12：核心假设	19
表 13：改造前后营收及成本变化	20
表 14：相关公司估值情况	21

1、灵活发电是电力系统灵活运行的重要一环

1.1、高比例可再生能源加大电网可靠性压力

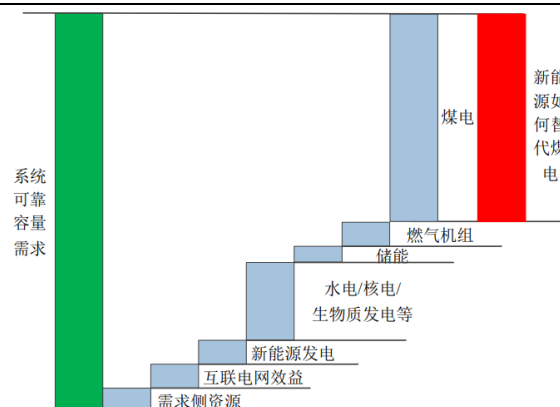
长时间来看，新能源发电可以满足电量平衡需要，但由于出力波动，在短小时内无法满足电力平衡需要。新能源出力具有不确定性、间歇性以及不可控性的特点，为电力系统维持发电及负荷的实时平衡带来挑战。由于新能源机组出力具有间歇性，同样容量的新能源机组与常规火电或水电机组带负荷的能力并不相同，因此电力系统充裕度分析中新能源容量无法与常规机组同等对待。以风电为例，风电可信容量指等可靠性前提下风电机组可以视为的常规机组容量大小，风电容量可信度为其可信容量占其装机容量的比例，根据王彤等对南网的可靠性评估结果，南网 2020 年风电的容量可信度在 0.67%~18.75%之间。而方鑫等人在《并网光伏电站置信容量评估》一文中测算，光伏的容量可信度在 54%~56%之间。

图 1：2020 年五省区风电对南网的容量可信度



资料来源：《风电并网对南方电网可靠性的影响评估》（王彤等）

图 2：系统可靠容量供给图



资料来源：《能源转型下我国新能源替代的关键问题分析》（刘永奇等）

波动性可再生能源并网会对电力系统产生多种影响。这些影响并非突然出现，而是随着波动性可再生能源渗透率的提高而逐步增多。IEA 对系统接入划分了不同阶段，可用于定义随着波动性可再生能源渗透率不断增加时电力系统受到的影响，以及由此导致的并网问题。目前我国整体已进入第 3 阶段，对系统灵活性的要求不断提高。

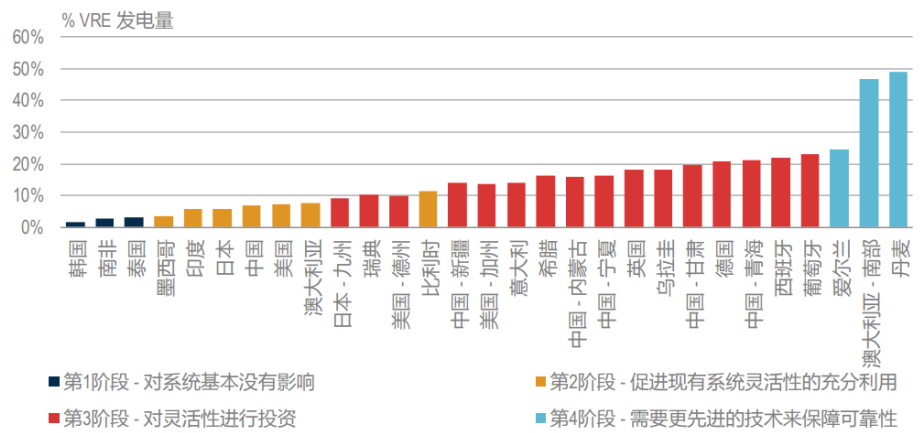
第 1 阶段：已部署第一批波动性可再生能源发电厂，但对系统基本没有影响；只会造成极少的局部影响，例如在发电厂的并网节点。

第 2 阶段：随着波动性可再生能源发电厂数量的增加，负荷与净负荷之间的变化日益明显。改进系统运行方式以更充分地利用现有系统资源，通常足以满足系统并网要求。

第 3 阶段：供需平衡难度更大，需要系统性地提高电力系统灵活性，现有设施和改进运行方式难以满足这一要求。

第 4 阶段：在某些特定时段，波动性可再生能源发电量足以提供系统大部分电力需求，电力系统在系统受到扰动后迅速响应的方式发生变化。可能涉及到规则调整，使波动性可再生能源发电也要提供频率响应服务，如一次调频和二次调频。

图 3：波动性可再生能源并网阶段划分（2017 年）



资料来源：《中国电力系统转型》（IEA）

表 1：并网第 1 至第 4 阶段的相关影响概述

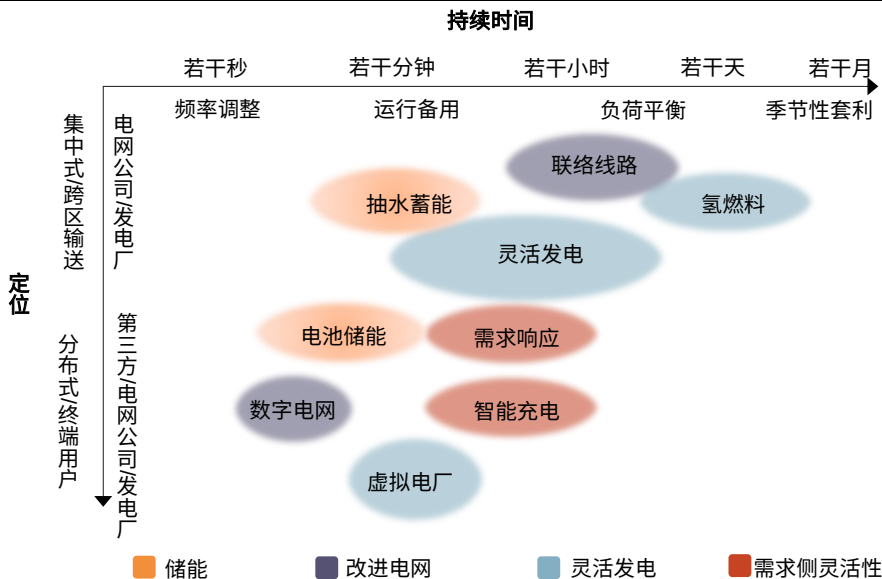
属性(随着各阶段的推进累加)				
	第 1 阶段	第 2 阶段	第 3 阶段	第 4 阶段
从系统角度的特点总结	在整个系统层面，波动性可再生能源发电容量并不重要	系统运营商关注到波动性可再生能源发电容量	随着供需平衡的起伏加大，灵活性变得重要	稳定性变得重要。在个别时间，波动性可再生能源发电容量满足近 100% 的需求
对现有发电企业的影响	负荷与净负荷之间没有显著差异	净负荷的不确定性和波动性没有显著提高，净负荷波动性加大。但为了消纳波动性可再生能源，现有发电企业连续运行的发电厂数量减少，需要运行模式做出小幅调整	运行模式有较大差异；所有发电厂调整发电量，以消纳波动性可再生能源	没有发电厂全时运行；
对电网的影响	靠近并网点的地方电网状况(若有)	极有可能影响地方电网状况；电网内电力潮流转移可能导致输电阻塞	受到不同地点气候状况的影响，电网内电力潮流模式出现显著变化；电网高压和低压部分之间双向电力潮流增加	要求电网强化，改善电网在扰动后恢复的能力
挑战主要取决于	电网中的本地状况	需求和 VRE 发电量的匹配情况	灵活资源的可及性	系统承受扰动的强度

资料来源：《中国电力系统转型》（IEA）

1.2、 灵活发电是系统灵活性资源中的重要一环

系统能否在高比例波动可再生能源的情况下灵活运行，是电力系统转型的核心，且对于确保现代电力系统的安全性至关重要。电力系统灵活运行能力主要是指电力系统能够可靠且经济有效地应对全时间尺度的供需平衡变化和不确定性，从而确保电力系统瞬时稳定性、并支持长期供电安全。系统调节能力不足会降低电力系统的稳定性，或产生大量的弃电。电力系统灵活运行能力既来自电力供给侧，还可以通过电网基础设施，需求侧响应和电力存储来提供系统运行调节能力。在这其中，灵活发电的地位非常重要，提升灵活火电能力的重要手段就是进行火电灵活性改造。

图 4：系统灵活性运行资源



资料来源：《中国电力系统转型》（IEA）

表 2：灵活性提升手段比较

提升手段	优势	不足
火电灵活性改造	- 单位调节容量投资小，调峰能力提升显著 - 配合检修同步进行，周期短见效快 - 改造的技术方案成熟，提升空间大	- 配套政策与机制依赖性较高 - 响应调节速度慢，冷启动需 5 小时
抽水蓄能电站	- 启动速度快 - 不仅提升灵活性，还能作为事故备用和黑启动电源	- 抽发损失 25%，使用成本高 - 地理条件受限
电化学储能站	- 全自动化控制，响应快速 - 控制精度高，可全容量调节	- 缺乏转动惯量，不利于控制电网频率 - 前期投资高，性价比较低 - 目前尚不具备大规模建设条件
需求侧响应	- 潜力大 - 前景好	- 价格信号传导机制形成需要较长时间 - 提升效果存在不确定性 - 需求侧资源可控性相对较差 - 响应效果难以精确计量，有争议

资料来源：《火电机组灵活性改造的激励机制研究》（张晶等），《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》（袁海教授课题组），光大证券研究所

系统灵活性在不同时间尺度下需求各异，长时间以满足电量平衡、短时间以满足电力平衡为主要特点。维持电力稳定供应需要在所有时间尺度内（从瞬时到数年）平衡供应和需求，因此需要考虑不同时间尺度内的系统灵活性。短期灵活性与系统的稳定性有关，包括电压和频率管理等，主要考虑供需不平衡导致的频率偏差；长期灵活性与容量和资源的可用性有关，主要考虑非波动性可再生能源组合，以满足波动性可再生能源偏离预期发电比例时的系统电量平衡需求。在短期、中期及更长时间尺度上，灵活发电能力对于电力平衡都至关重要。

表 3：电力系统灵活性的不同时间尺度

灵活性类型	超短期灵活性/稳定性	极短期灵活性	短期灵活性	中期灵活性	长期灵活性	极长期灵活性
时间尺度	亚秒到数秒	数秒到分钟	数分钟到数小时	数小时到数天	数天到数月	数月到数年
问题	在非同步发电	在波动性发电	应对更频繁、更	提前一小时	解决因特定天	平衡波动性发

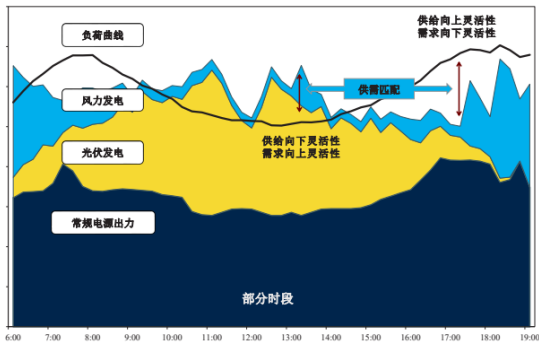
占比较高时， 保证系统稳定 性（电压和频 率稳定）	占比较高时， 保证短期频率 控制	快速和更不可 预测的供需平 衡变化，并进行 系统调节	和一天，确定 可用发电资 源的运行计 划，应对系统 状况	气出现导致波 动性发电的长 期供应过剩或 不足	电的季节性和 年际可用性与 电力需求
与系统运行 和规划的下 列领域有关	动态稳定性 （惯性响应， 电网强度）	一次和二次频 率响应，包括 自动发电控制	经济调度适 用于提前一 小时，机组组 合适用于提 前一天	机组组合，调 度，充裕度	水火电协调， 充裕度，电力系 统规划

资料来源：《中国电力系统转型》（IEA）

在目前的消纳压力下，灵活发电的价值日益凸显。一直以来，基荷发电厂、中载发电厂和调峰发电厂通过提供适当的能源和容量组合，以最低成本满足特定部分的电力需求。从技术的角度，这些发电厂在设计时考虑到了具体的运行条件。从经济的角度，这些发电厂基于对其运行小时数的预期进行投资决策。**发电厂对系统可提供的贡献包括基本电量贡献和调节性电量贡献：**

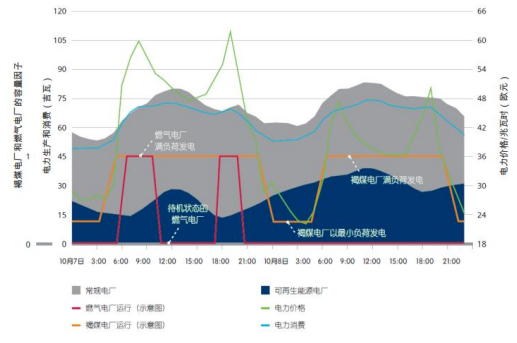
- （1）基本电量贡献用于衡量发电厂在何种程度上能够提供低成本电力，以满足特定时段需求；
- （2）调节性电量贡献用于衡量发电厂在何种程度上能够在特定时段为提供系统电量需求，以及其他关键系统服务。

图 5：电力系统灵活性维持供需平衡示意



资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》（袁家海教授课题组）

图 6：德国燃气电厂和燃煤电厂现货市场价格交易示意



资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》（袁家海教授课题组）

2、火电灵活性改造：多路径、效果优

为保证成本效益和可靠性，传统发电厂必须具有灵活运行能力，并且可以在波动性可再生能源发电量较低时满足提供电力。由于波动性可再生能源发电的运行成本极低，因此对电力系统而言，最经济的方式是接受所有可用的波动性可再生能源发电，关闭运行成本更高的传统发电厂，同时利用电网基础设施、需求响应和储能资源等更为经济的系统灵活性资源。但为了维持系统稳定性，继续运营的其他传统发电厂必须有能力消纳风电和太阳能光伏发电。在这种全新的运行条件下，传统发电厂的运行时间和发电量可能减少，传统火电厂的灵活性改造显得尤为重要。**提高火电灵活性主要是指增加火电机组的出力变化范围，响应负荷变化或调度指令的能力，多数情况下是指增加火电机组在低负荷时的稳定、清洁、高效运行能力。**提升指标包括：

(1) 稳定运行负荷范围：是指在有足够时间进行负荷调整时，发电机组可以稳定运行的工况范围，包括稳定运行发电量下限、稳定运行发电量上限。稳定运行范围越大，发电厂运行的灵活性越高。

(2) 爬坡率：是指在稳定运行范围以内升/降负荷的速度。向上和向下爬坡率取决于发电厂的技术特性和控制系统的技术属性。

(3) 最低运行时间和最低停机时间：是指发电机组必须在与系统同步后保持开机（最低运行时间），或在被停用时保持停机（最低停机时间）的时间限制。

(4) 启动时间：指达到最低稳定发电量水平所需要的时间。根据发电厂的运行状况，启动时间可进一步分为冷启动、暖启动和热启动。

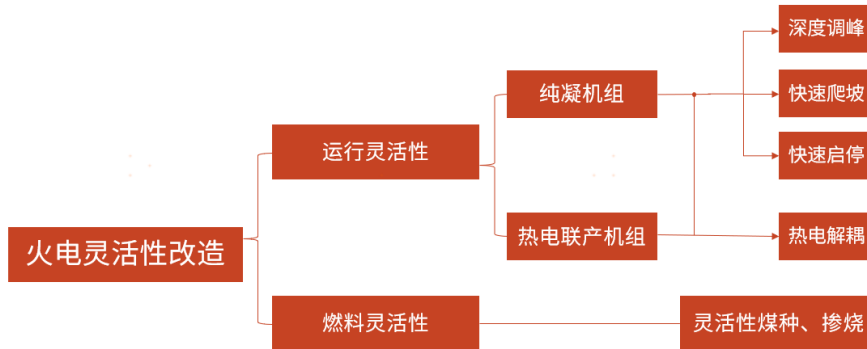
表 4：火电厂灵活性改造参数比较

参数	改造前性能	改造后性能
最低稳定负荷（万千瓦）	44	27
最大向上爬坡率（万千瓦/分钟）	0.5	1.5
最大向下爬坡率（万千瓦/分钟）	0.5	1.5
主要频率控制（30 秒以内，万千瓦）	1.8	4.5
次要频率控制（5 分钟以内，万千瓦）	0	10

资料来源：《中国电力系统转型》（IEA）

具体来看，火电灵活性改造包括运行灵活性改造和燃料灵活性改造。运行灵活性主要是指深度调峰能力、快速爬坡能力和快速启停能力，其中深度调峰能力是指火电机组具有较大的变负荷范围，对于热电机组是指通过热电解耦减少高峰热负荷时机组出力的能力。燃料灵活性是指使用适应力强的煤种，掺烧生物质例如秸秆、木屑等。

图 7：火电灵活性改造的分类



资料来源：《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》（袁家海教授课题组），光大证券研究所

火电运行灵活性改造又可以分为纯凝机组灵活性改造和热电联产机组灵活性改造。纯凝机组，指的是蒸汽进入汽轮发电，通过其中各级叶片做功后，乏汽全部进入凝结器凝结为水的机组；热电联产机组，指的是在叶片中间抽出一部分蒸汽供给热网的机组。两种机组的运行方式不同，灵活性改造路线也有所差异。

表 5：纯凝机组、热电联产机组灵活性改造技术特点

机组类型	技术特点	改造需求	技术方案
纯凝机组	低负荷运行能力强，负荷调节灵活	- 解决制煤、锅炉、汽机、辅机、排放系统的低负荷运行适应性问题 - 重点关注低负荷排放和设备磨损及寿命问题	- 磨煤机改造 - 低负荷稳燃、脱硝技术 - 汽机系统适应性改造
热电联产机组	- 热电耦合 - 供热时调节能力差	- 增加供热能力，降低供热时的强迫出力 - 利用热储能实现热电解耦	- 汽轮机旁路抽汽供热技术 - 低压缸零出力供热技术 - 高背压改造 - 电极锅炉供热技术 - 电锅炉固体储热技术

资料来源：北极星电力网，光大证券研究所

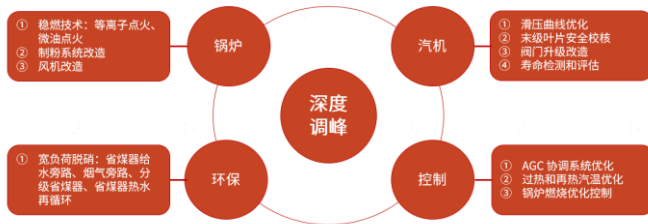
2.1、 纯凝机组的灵活性改造技术路线

纯凝机组具有低负荷运行能力强，负荷调节灵活的优势。纯凝工况灵活性提升技术路线主要包括深度调峰和快速响应。

其中深度调峰包括四方面的改造路径：锅炉侧、汽机侧、环保侧和控制侧。在锅炉侧，主要有稳燃技术机改造、制粉系统改造和风机改造；在汽机侧，主要的改造方式包括滑压曲线优化、末级叶片安全校核、阀门升级改造、寿命检测和评估；在控制侧，主要的改造方式有 AGC 协调系统优化、过热和再热汽温优化、锅炉燃烧优化控制；在环保侧，主要涉及宽负荷脱硝。

快速爬坡改造包括四方面的改造路径：优化制供粉系统、优化运行操作过程、燃烧煤种预处理、新型材料减薄壁厚。

图 8：纯凝机组的灵活性改造技术路线



资料来源：《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》（袁家海教授课题组），光大证券研究所

图 9：快速爬坡改造路径



资料来源：《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》（袁家海教授课题组），光大证券研究所

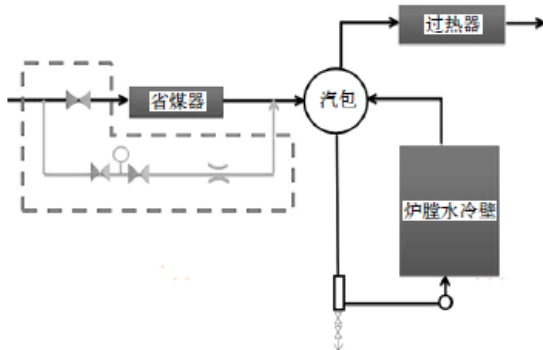
2.1.1、宽负荷脱硝技术

宽负荷脱硝技术主要用于解决火电降低出力负荷时的环保问题。为实现燃煤电厂超低排放的环保要求，大部分燃煤发电机组都使用 SCR（选择性催化还原法）烟气脱硝技术。SCR 系统的高效催化剂最佳运行烟温一般要求在 300℃~420℃ 之间，但在火电深度调峰时，脱硝入口烟温达不到催化剂投运最低温度要求。烟温低于催化剂最佳运行温度时，会导致氨分子逃逸率增大，减少了与 NO_x 的反应机率，脱硝效率下降，最终导致排放不达标。常见的宽负荷脱硝技术包括省煤器给水旁路、省煤器烟气旁路、省煤器分级改造、热水再循环、抽汽加热给水。

省煤器给水旁路：通过减少给水在省煤器受热面中的吸热量，以达到提高 SCR 烟气脱硝系统入口烟气温度目的，实现宽负荷脱硝投运。

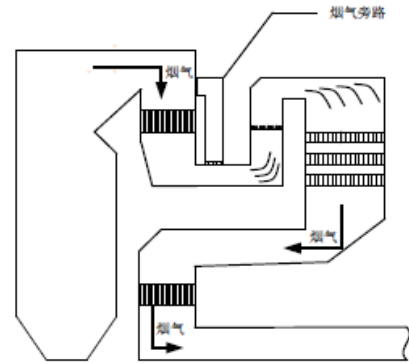
省煤器烟气旁路：通过抽取烟气加热省煤器出口过来的烟气，使低负荷时 SCR 入口处烟气温度达到脱硝最低连续运行烟温以上。

图 10：省煤器给水旁路示意图



资料来源：《燃煤机组宽负荷脱硝技术分析》（张杨等），光大证券研究所

图 11：省煤器烟气旁路示意图

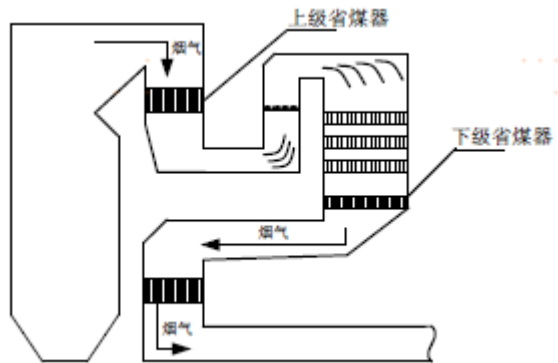


资料来源：《燃煤机组宽负荷脱硝技术分析》（张杨等），光大证券研究所

省煤器分级设置：通过减少 SCR 反应器前省煤器的吸热量，达到提高 SCR 反应器入口温度的目的。

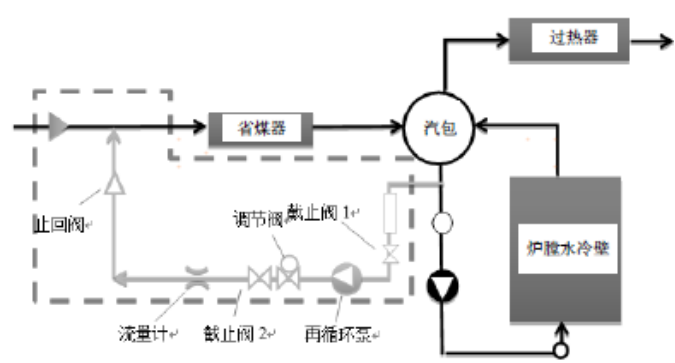
热水再循环：通过热水再循环提高给水温度，减少省煤器的冷端换热温差，以减少省煤器对流换热热量，使省煤器出口烟气温度提高。

图 12：省煤器分级改造示意图



资料来源：《燃煤机组宽负荷脱硝技术分析》（张杨等），光大证券研究所

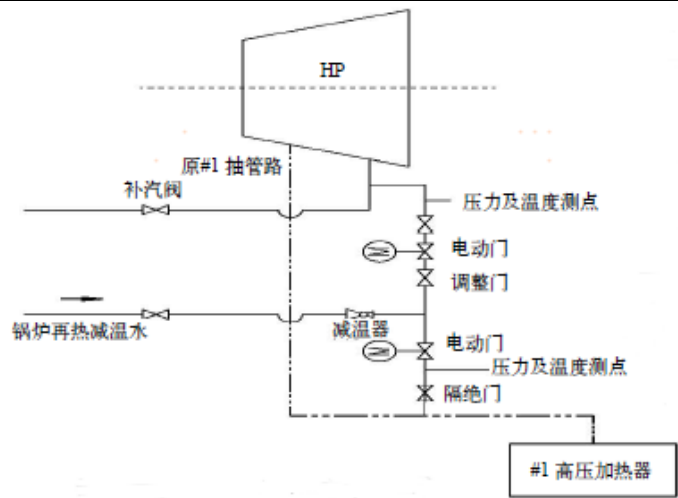
图 13：省煤器热水再循环系统示意图



资料来源：《燃煤机组宽负荷脱硝技术分析》（张杨等），光大证券研究所

抽汽加热给水：通过投运新一路抽汽，关闭原第一级抽汽口，通过调节门控制加热器入口压力，保证低负荷工况下给水温度，减少省煤器在低负荷工况下的吸热量，提高省煤器出口烟气温度，实现宽负荷脱硝功能。

图 14：抽汽加热给水示意图



资料来源：《燃煤机组宽负荷脱硝技术分析》（张杨等），光大证券研究所

各种宽负荷脱硝技术各有优劣。省煤器给水旁路、烟气旁路投资较小，但是会影响锅炉效率；热水再循环方案可以大幅提升烟气温度，但投资费用高；省煤器分级改造不会影响到锅炉经济性，但是成本同样较高。

表 6：宽负荷脱硝技术分析比较

	优点	缺点	工期（天）	投资（元/kW）
省煤器给水旁路	投资少，工程量小	调温幅度有限(10℃以内)；影响锅炉效率。	30	7~10

省煤器烟气旁路	投资少、工程量小	可能影响脱硝流场； 对设备可靠性要求较高； 影响锅炉效率。	30	7~10
省煤器分级改造	不影响锅炉经济性；不增加运维工作量。	投资及工程实施难度较大； 部分项目空间受限； SCR 整体温度窗口提高，可能偏离最佳脱硝温度范围。	50	25~33
热水再循环	烟气提温幅度大；可精确调节。	初投资高，系统复杂； 影响锅炉效率。	50	20~30
抽汽加热给水	可降低机组热耗率	涉及汽机与锅炉热力平衡变化； 运行控制要求相对较高。	30	12~17

资料来源：《燃煤机组宽负荷脱硝技术分析》（张杨等），光大证券研究所；工程投资以单台 600MW 机组为例

2.1.2、低负荷稳燃技术

低负荷稳燃技术主要解决的是火电降低出力情况下锅炉的稳定燃烧问题。锅炉在低负荷下运行时，火焰在炉内的充满程度会比高负荷时差，负荷降低到一定程度时，由于炉内温度下降，导致煤粉气流的着火距离增大，同时火焰对炉壁辐射损失相对增加，所以就容易出现燃烧的不稳定，甚至锅炉熄火。为提高燃烧稳定性，通常采用的技术路径包括两类：

- (1) 等离子燃烧器技术：初始投资较高，但点火时不需要燃油；
- (2) 富氧燃烧器技术：初始投资成本较低，但点火及稳燃时需要的燃油较多。

表 7：低负荷稳燃技术分析比较

	原理及过程	效果	优缺点
等离子燃烧器技术	以大功率电弧直接点燃煤粉。点火装置利用直流电源在介质气压大于 0.01MPa 的条件下通过阴极和阳极拉触引弧，并在强磁场下获得稳定功率的直流空气等离子体，一次风粉送入等离子点火煤粉燃烧器经常淡分离后，使浓相煤粉进入等离子火炬中心区，在约 0.1s 内迅速着火，并为淡相煤粉提高高温热源，使淡相煤粉迅速着火，最终形成稳定的燃烧火炬。	目前已进行等离子燃烧器改造的电厂，以启动过程节约燃油为目的，仅具有点火时不需要燃油的优点，但不改造 1~2 层燃烧器。根据调峰灵活性改造的要求，还需增加 1~2 层等离子燃烧器。	适用于贫煤、无烟煤，且等离子体阴级寿命较短。
富氧燃烧器技术	在富氧低氮燃烧时，一次风粉进入富氧低氮燃烧器，在富氧低氮燃烧器浓淡分离的作用下，使一次风粉达到深度的燃料分级，在富氧环境下点燃富氧低氮燃烧器中的一次风煤粉，确保一次风煤粉在富氧低氮燃烧器的高着火率。	根据国内进行富氧燃烧器改造实践的电厂经验，采用富氧燃烧器后的最低稳燃负荷可达到 25%，满足灵活性改造的深度要求。	富氧燃烧器技术投资较少，但点火及稳燃时需要的燃油较多。

资料来源：《火电机组灵活性改造技术路线研究》（刘刚），光大证券研究所

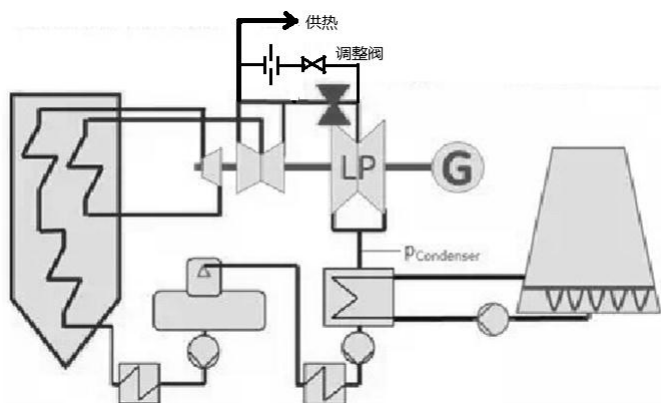
2.2、热电联产机组的灵活性改造技术路线

改变供热地区电力发展现状的关键在于对机组进行热电解耦改造。对于热电联产机组来说，“以热定电”方式导致机组出力难以降低，特别是在弃风弃光严重的三北地区热需求大，热电机组占比高，供热季调峰十分困难。常见的热电联产机组改造技术路线包括热水/熔盐储热、电热泵/电锅炉供热、切除低压缸进气、高背压改造、汽轮机旁路供热、吸收式热泵等。

切除低压缸进气：通过低压缸导气管蝶阀的开关控制低压缸在“零出力”与“满出力”运行模式间切换。供热机组在用电低谷阶段切除低压缸全部进汽，使低压缸“零出力”并在真空条件下以背压供热方式运行，实现机组深度调峰。

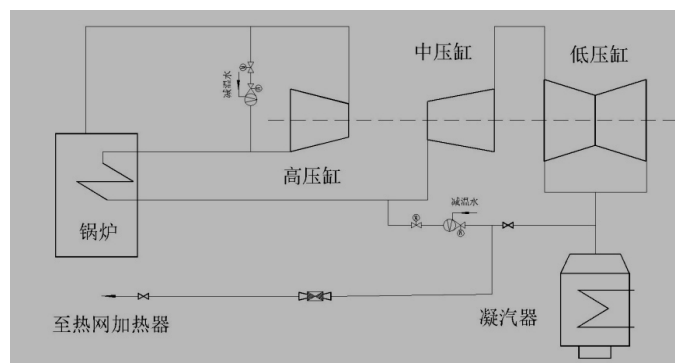
汽轮机旁路供热：汽轮机高、低压旁路联合供热，利用高压旁路将部分主蒸汽减温减压旁路至高压缸排汽，经锅炉再热器加热后，从低压旁路（中压缸进口）抽汽对外供热。

图 15：切除低压缸进气示意图



资料来源：《火电机组灵活性改造技术路线研究》（刘刚），光大证券研究所

图 16：汽轮机旁路供热示意图

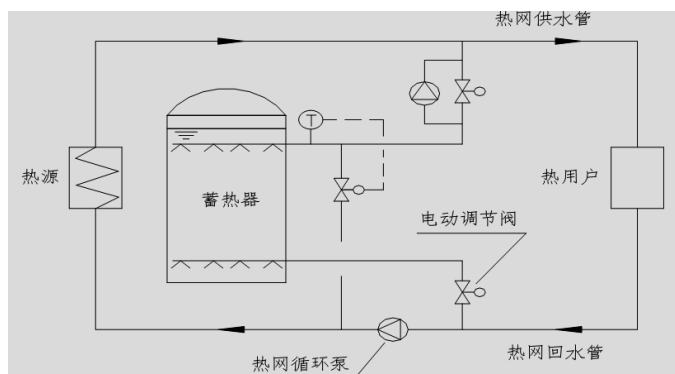


资料来源：《火电机组灵活性改造技术路线研究》（刘刚），光大证券研究所

热水/熔盐储热：通过设置热水罐、熔盐罐等存储热量，作为电网负荷较低时机组供热抽汽的补充或热量的存储，间接实现热电解耦。

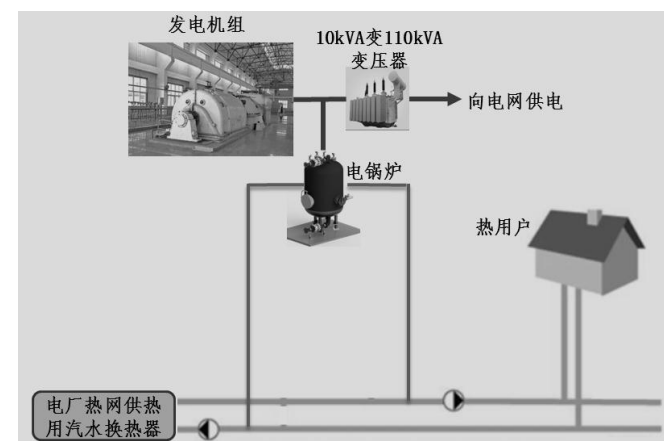
电热泵/电锅炉供热：在电源侧设置电锅炉、电热泵等，在低负荷抽汽供热不足时，通过电热或电蓄热的方式将电能转换为热能，补充供热所需，从而实现热电解耦。

图 17：热水/熔盐储热示意图



资料来源：《火电机组灵活性改造技术路线研究》（刘刚），光大证券研究所

图 18：电锅炉供热示意图



资料来源：《火电机组灵活性改造技术路线研究》（刘刚），光大证券研究所

各种热电解耦改造方式各有优劣。切除低压缸进汽运行方案投资少，但其运行灵活性较差；旁路供热方案投资也较少，但是供热能力有限，且运行控制较为复杂；

蓄热罐方案在投资、经济性和运行安全性方面均较好，但其调峰能力有限，且占地面积较大。增设电锅炉方案运行灵活，但能量有效利用率较差。

表 8：热电解耦改造路径对比

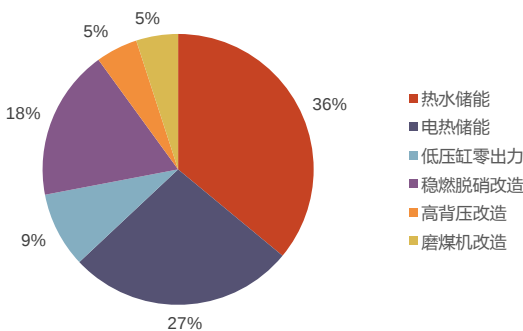
改造路径	原理	优势	不足
热水/熔盐储热	在热网侧设置蓄热罐系统，削弱热-电负荷的时间耦合程度	对原系统改造程度小、供热经济性好	占地面积大、对系统长期低负荷调峰适应能力弱
电热泵/电锅炉供热	在发电侧设置电热锅炉利用电作为供热热源实现热电解耦	对原系统改造程度小、热电解耦能力强	投资高、经济性差
切除低压缸进气	切除低压缸进汽用于供热	投资少、运行方式灵活、供热效益好	需要对机组长期低负荷运行的安全性及机组寿命影响进行评估
高背压改造	在高背压下以排汽进行供热	内部改造工作量小,运行成本较低	低负荷运行时易发生鼓风现象
汽轮机旁路供热	汽轮机旁路将高参数蒸汽减温减压后对外供热	投资少、停机不停炉，热电解耦能力强	供热经济性差、对设备运行可靠要求较高
吸收式热泵	抽取部分蒸汽驱动热泵回收循环水余热,增强机组供热能力。	制热量大	灵活性小

资料来源：《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》（袁家海教授课题组），光大证券研究所

2.3、 过往火电灵活性改造项目复盘

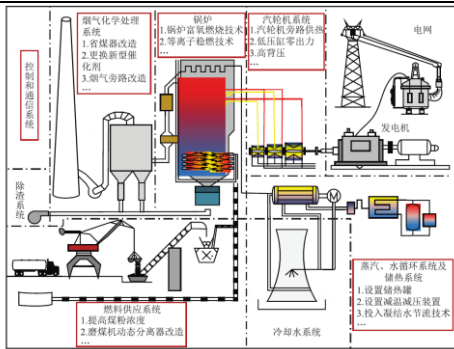
过往火电灵活性改造集中在热电联产机组改造。2016 年，国家能源局下发了第一批和第二批煤电灵活性改造试点项目清单，共计 22 个，规模在 1800 万千瓦左右，其中 15 个项目位于东北三省。在这 22 个火电项目中，仅有 2 个涉及纯凝机组改造，其余均为供热机组灵活性改造。在这 22 个火电厂灵活性改造试点项目中，采用最多的是热储能技术，占比达到 65%，采用低压缸零出力技改的电厂有 2 个，采用汽轮机低压缸高背压改造的电厂有 1 个，涉及制煤和稳燃脱硝系统改造的电厂有 4 个。

图 19：火电灵活性改造试点项目技术路线情况



资料来源：《中国电力系统灵活性的多元提升路径研究》（袁家海教授课题组），光大证券研究所

图 20：灵活性改造涉及子系统



资料来源：《考虑多主体博弈的火电机组灵活性改造规划》（郭通等），光大证券研究所

表 9：我国 22 个火电机组灵活性改造试点项目情况

序号	省份	集团	电厂名称	装机容量/万千瓦	类型	改造技术
1	辽宁	华能	丹东电厂 1、2 号机组	2x35	抽凝	锅炉省煤器旁路系统+燃烧调整优化+汽机主汽门配+热控逻辑进行优化+水蓄热
2	辽宁	华电	丹东金山热电厂 1、2 号	2x30	抽凝	固体蓄热电锅炉

机组

3	辽宁	国电	大连庄河发电厂 1、2 号机组	2x60	纯凝	末级叶片改造；新增锅炉壁温测点；增加辅机调节余量，完成磨煤机动态分离器改造，加装 CO 在线监测装置，增加等离子点火系统；改造协调优化系统；省煤器烟气旁路及省煤器给水旁路改造。
4	辽宁	国电投	本溪发电公司 1、2 号机组新建工程	2x35	抽凝	1 号机组拟进行低压缸零出力改造。 2 号机组拟进行供热公共系统改造；热控系统改造；电气系统改造。
5	辽宁	国电投	东方发电公司 1 号机	1X35	抽凝	低压缸零出力改造
6	辽宁	国电投	燕山湖发电公司 2 号机组	1x60	抽凝	双背压供热改造
7	辽宁	铁法煤业	调兵山煤矸石发电有限责任公司	2x30	抽凝	固体蓄热电锅炉
8	吉林	国电	双辽发电厂 1、2、3、4、5 号机组	2x33 2x34 1x66	1、4 号抽凝；2、3、5 号纯凝	增加微油点火、启停调峰优化、燃烧优化、协调控制优化
9	吉林	国电投	白城发电厂 1、2 号机组	2x60	抽凝	直热式电锅炉
10	黑龙江	大唐	哈尔滨第一热电厂 1、2 号机组	2x30	抽凝	高压电极热水锅炉
11	甘肃	国投	靖远第二发电有限公司 7、8 号机组	2x33	纯凝	等离子点火燃器+分级省煤器改造+控制系统改造+电极锅炉储热罐方案
12	内蒙古	华能	华能北方临河热电厂 1、2 号机组	2x30	抽凝	低压缸零出力供热改造
13	内蒙古	华电	包头东华热电有限公司 1、2 号机组	2x30	抽凝	加装等离子点火装置、采用低温省煤器联合暖风器技术、改造脱硝烟气旁路、新建蓄热调峰装置以及低压缸抽凝背供热改造、升级控制系统等
14	内蒙古	神华	国华内蒙古准格尔电厂	4x33	抽凝	富氧燃烧等技术+热工控制系统优化+增设蓄热罐或电锅炉
15	广西	国投	北海电厂 1、2 号机组	2x32	抽凝	采用凝结水储热罐工程、进行控制系统改造
16	河北	华电	石家庄裕华热电厂 1、2 号机组	2x30	抽凝	等离子稳燃装置和省煤器烟气旁路改造
17	吉林	华能	华能吉林发电有限公司长春热电厂 1、2 号机组	2x35	抽凝	蓄热式电锅炉
18	吉林	大唐	大唐辽源发电厂 3、4 号机组	2x33	抽凝	常压热水蓄热罐
19	吉林	国电	国电吉林江南热电有限公司 1、2 号机组	2x33	抽凝	常压热水储热系统+高低压两级减温减压系统方案
20	黑龙江	华能	华能伊春热电有限公司 1、2 号机组	2x35	抽凝	固体蓄热电锅炉
21	黑龙江	国电	国电哈尔滨热电有限公司 1、2 号机组	2x35	抽凝	旁路烟道、动态分离器、增加壁温测点、燃烧优化、汽轮机旁路优化
22	内蒙古	国电投	国家电投通辽第二发电有限责任公司 5 号机组	1x60	抽凝	常压热水蓄热罐

资料来源：北极星火力发电网、中国储热网，光大证券研究所

2.4、火电灵活性改造的效果对比

灵活性改造后的机组，在运行范围、爬坡速率、启停时间上均会有明显的提升，可以更好的参与系统的灵活性调节。对于常规煤电来说，一般未改造的机组运行范围在 50-100%，爬坡速率在 1-2%Pn/min，启停时间在 6-10 小时；一般改造之后的机组运行范围在 30-100%，爬坡速率在 3-6%Pn/min，启停时间在 4-5 小时。对于燃煤热电联产来说，一般未改造的机组运行范围在 80-100%，爬坡速率在 1-2%Pn/min，启停时间在 6-10 小时；一般改造之后的机组运行范围在 50-100%，爬坡速率在 3-6%Pn/min，启停时间在 4-5 小时。**改造后的煤电机组，可以较好的参与到中时维度的电力系统调节当中。**

表 10：电力系统部分资源灵活性特性

资源类型			运行范围 (%)	爬坡速率 (Pn/min)	启停时间(h)	调节方向				调节时间尺度		
						供/需向上/下	供/需向下/上	供/需向上/下速率	供/需向下/上速率	短时	中时	长时
电源侧	常规煤电	未改造	50-100	1-2%	6-10	—	—	—	—	☆	☆☆	☆☆☆
		已改造	30-100	3-6%	4-5	—	√	√	√	☆	☆☆☆	☆☆☆
	燃煤热电	未改造	80-100	1-2%	6-10	—	—	—	—	☆	☆	☆☆
	联产	已改造	50-100	3-6%	4-5	—	√	√	√	☆	☆☆	☆☆☆
	气电		20-100	8%	2	√	√	√	√	☆☆	☆☆☆	☆☆
	常规可调节水电		0-100	20%	<1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆	☆
	核电		30-100	2.5-5%	—	√	√	√	√	☆	☆	☆
储能	抽水蓄能		0-100	10-50%	<0.1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆☆	☆
	电化学储能		0-100	100%	<0.1	√	√	√	√	☆☆☆	☆☆	—
	绿氢		—	—	—	—	√	—	√	—	☆☆	☆☆☆
需求侧	需求响应	用电负荷的 3-5%	瞬时	0	√	√	√	√	—	—	☆☆☆	☆
	微电网		—	—	—	√	√	√	√	☆	☆☆	—
	电动汽车		—	—	—	√	√	√	√	☆☆	☆☆	—
电网侧	互联互济		实现电力供需再空间的扩展和互补，依靠提前签订的送电协议运行			√	√	—	—	—	☆	☆☆
市场机制	通过更灵活的市场发用电计划申报机制、市场调度机制等优化运行；提出灵活调节产品，适宜的灵活性补偿机制能够释放系统已有灵活性											

资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》（袁家海教授课题组），光大证券研究所

3、火电灵活性改造：成本较低，空间广阔

3.1、 初始投资成本低，市场空间广阔

“十四五”期间火电灵活性改造的市场空间在 90~280 亿元。根据《全国煤电机组改造升级实施方案》，存量煤电机组灵活性改造应改尽改，“十四五”期间完成 2 亿千瓦，增加系统调节能力 3000-4000 万千瓦。根据《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》（袁家海教授课题组）给出的数据，常规煤电灵活性改造投资成本为 600-700 元/千瓦，燃煤热电联产改造投资成本为 300-500 元/千瓦（均以单位调节能力下的单位投资成本计算），假设“十四五”期间新增的 3000-4000 万千瓦系统调节能力均为常规煤电改造提供的，则总投资额在 180-280 亿元；假设“十四五”期间新增的 3000-4000 万千瓦系统调节能力均为热电联产机组改造提供的，则总投资额在 90~200 亿元。

表 11：电力系统部分资源灵活性成本组成

			灵活性成本构成			
			固定成本投入	成本增量		机会成本
电源侧	灵活性改造煤电	常规煤电	灵活性改造投资成本 600-700 元/千瓦（注）	低负载运行产生的可变成本增量 14-20 克/千瓦时	机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量	损失部分发电收益
		燃煤热电联产	灵活性改造投资成本 300-500 元/千瓦（注）	低负载运行产生的可变成本增量	机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量	损失部分发电收益
	燃气电厂		建设投资成本气电置换煤电：7013-9457 元/千瓦	运行维护成本低负载运行时高于 0.56-0.58 元/千瓦时		—
	常规水电		—	频繁变水流量导致水轮机叶片寿命损耗		损失部分发电收益
	核电		无	燃料循环成本增量	设备维护更换成本增量	损失部分发电收益
储能	抽水蓄能		投资建设成本 6300-7200 元/千瓦	运行维护成本		—
	电化学储能		投资建设成本 1.5 元/Wh	运行维护成本	退役处置成本	—
	绿氢		投资建设成本 1.71 元/Nm³	生产成本 20~65 元/千克	运输成本 3.9~13 元/千克	损失部分发电收益
	其余储能		投资建设成本	生产成本	运行维护成本	损失部分发电收益
	需求响应		前期平台建设、设备更换等投入 200~400 元/千瓦	运行维护成本		中断、转移生产的机会成本
需求侧	微电网		主、微网连接的平台建设、设备更换投入	运行维护成本		中断、转移生产的机会成本
	电动汽车		平台建设和设备更换投入充电桩 2000-6000 元其他成本约 70 元/m²	运行维护成本		—
电网侧	互联互通		建设投资成本 1.56 元/千米·瓦	运行维护成本		—
市场机制	优化运行		更短时调度策略、更灵活的运行方式和市场机制有助于降低灵活性成本			

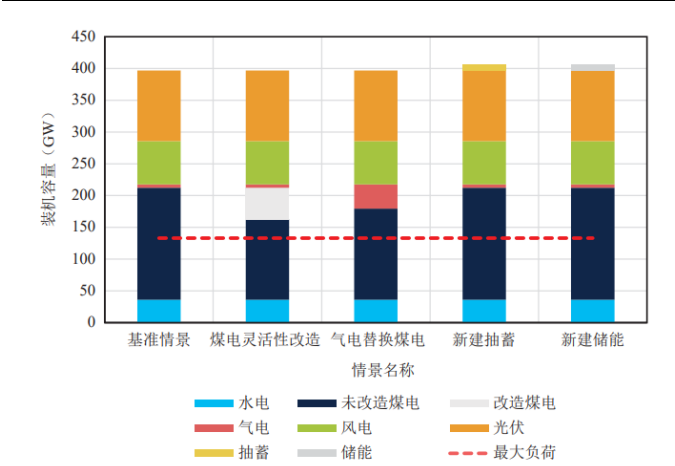
资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》（袁家海教授课题组），光大证券研究所；注：此处为单位千瓦灵活性提升对应固定成本投入

3.2、 火电灵活性改造的经济性讨论

从政策制定者视角看，电源侧灵活性资源中煤电灵活性改造和抽水蓄能电站分别为成本和提升效果的第一梯队，灵活性改造成本最低，抽蓄调节效果最佳。总的来看，煤电灵活性改造提升效果较弱，但成本优势明显；气电置换煤电效果较好，

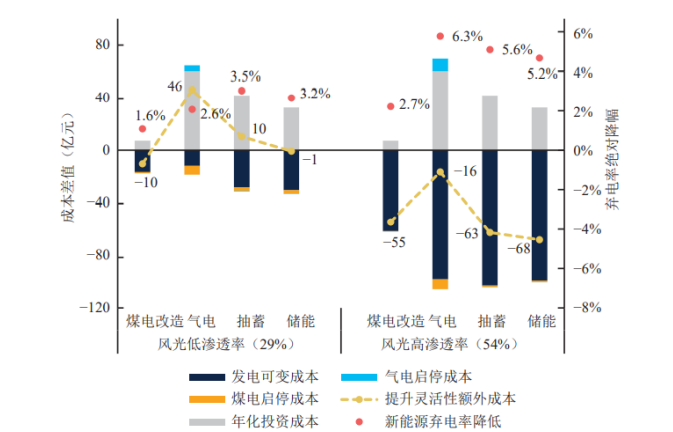
但成本较高；新建抽水蓄能电站效果最好，成本稍高；新建储能电站的灵活性提升效果略弱于抽蓄，投资运行成本也稍低，但储能当前收益不明确。

图 21：低渗透率场景下各情景负荷及电源装机边界条件



资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》（袁家海教授课题组），光大证券研究所

图 22：灵活性提升成本与效益（以同样提供 1000 万千瓦调节能力测算）



资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》（袁家海教授课题组），光大证券研究所
备注：年化投资成本按照单位千瓦灵活性提升规模的资源建设成本计算，依照运行寿命折算为年化成本；提升系统灵活性后系统发电成本的减少量超过新建或改造的投资成本，因此系统整体提升成本为负。

从火电运营商视角看，改造后增加的调峰收入，与减小的售电收益相比，得不偿失。这也解释了为什么之前运营商进行火电灵活性改造的动力不足。通过改造煤电来提供灵活性的成本主要包括：灵活性改造投资成本，实际运行中产生的可变成本增量，机组的加速折旧和部件磨损、更换成本增量以及由于损失部分发电收益产生的机会成本。

我们假设灵活性改造之后，最小出力负荷从 50%下降到 30%，每天有 4h 深度调峰（即这 4 小时出力从原来的 50%下降到 30%），测算得：灵活性改造之后，发电运营商营收下降 7%，毛利率下降 1.7pct。

表 12：核心假设

项目	假设	项目	假设
装机容量 (万千瓦)	100	供电煤耗 (克/千瓦时)	300
利用小时数 (小时)	4200	基准电价 (含税, 元/千瓦时)	0.35
单位造价 (元/千瓦)	3500	厂用电率	5%
*折旧年限 (年)	20	*火电灵活性改造成本 (元/千瓦)	120
入炉煤价 (元/吨)	650	*供电煤耗增加 (克/千瓦时)	34

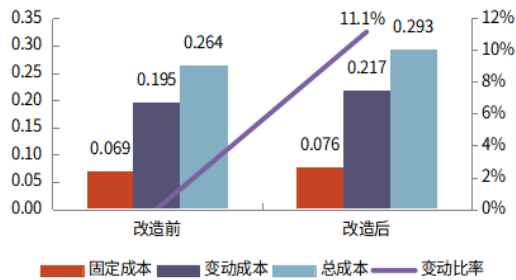
资料来源：光大证券研究所；备注：火电改造折旧取 15 年；改造成本按原装机容量测算，改造后提供调节能力 20%；供电煤耗增加为出力 50%降至 30%的变化。

表 13：改造前后营收及成本变化

	发电小时数 (个)	售电收入 (亿元)	*调峰补偿(亿 元)	煤耗成本变 化(亿元)	燃料成本变 化(亿元)	燃料成本 (亿元)
改造前	4200	13.965				7.78
改造后	3908	12.99	0.1764	0.092	-0.54	7.33

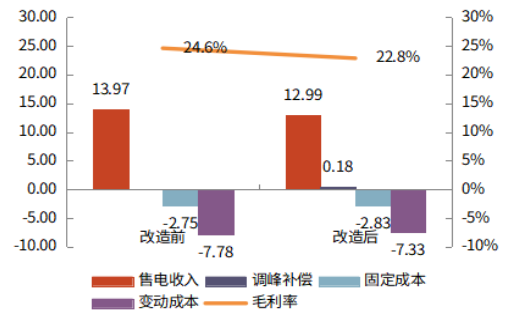
资料来源：光大证券研究所；备注：调峰补偿收入参考甘肃电力市场标准执行；改造后燃料成本减少对应发电量减少

图 23：改造前后发电成本变化



资料来源：光大证券研究所，单位：元/千瓦时（左）
备注：固定成本含折旧、人工及其他，变动成本主要为燃料

图 24：改造前后盈利水平变化



资料来源：光大证券研究所，单位：亿元（左）

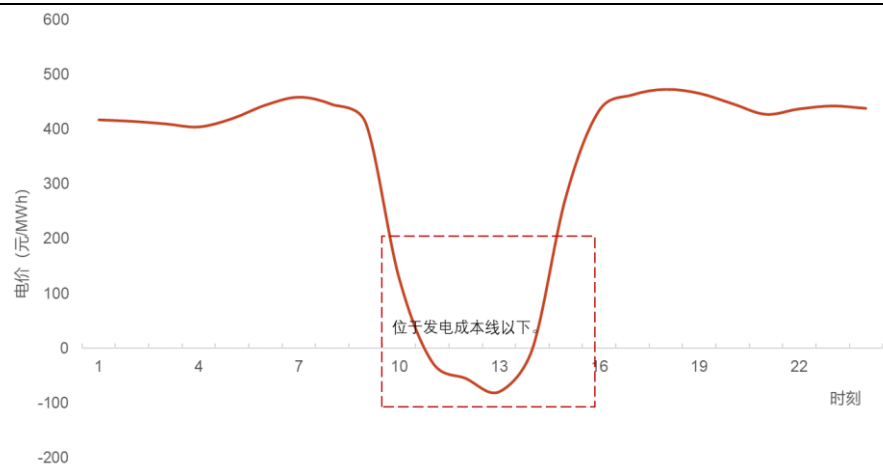
3.3、容量电价：提升火电运营商改造动力

容量成本回收机制是保证电力可靠性的重要支撑。容量电价机制的持续完善，可以较好的弥补火电灵活性改造之后，利用小时数下行带来的经济上的负面影响，提升运营商进行改造的动力。随着系统电源结构中新能源占比逐步提升，煤电、气电等常规化石能源发电角色定位将发生改变，装机利用小时数将逐步下降，煤电将从提供电力电量保障的主力电源逐步转为以提供电力为主、电量为辅的调节及备用保障电源。容量电价本质上体现了煤电容量支撑调节价值，可以更好地保障电力系统的稳定安全。

3.4、电力现货市场的逐步完善将持续提升火电灵活性改造的经济性

未来电力现货市场将会是火电灵活性改造的重要收益来源。以山东省为例，在电力现货市场中，在个别日期已经出现过较长时段出现负电价，此时，进行过火电灵活性改造的机组可以将出力压到更低，以减少损失。

图 25：山东省 2023 年 9 月 28 日实时用电侧价格



资料来源：山东省电力交易中心；数据日期为 2023 年 9 月 28 日；横轴代表一天的 24 个小时。

4、投资建议

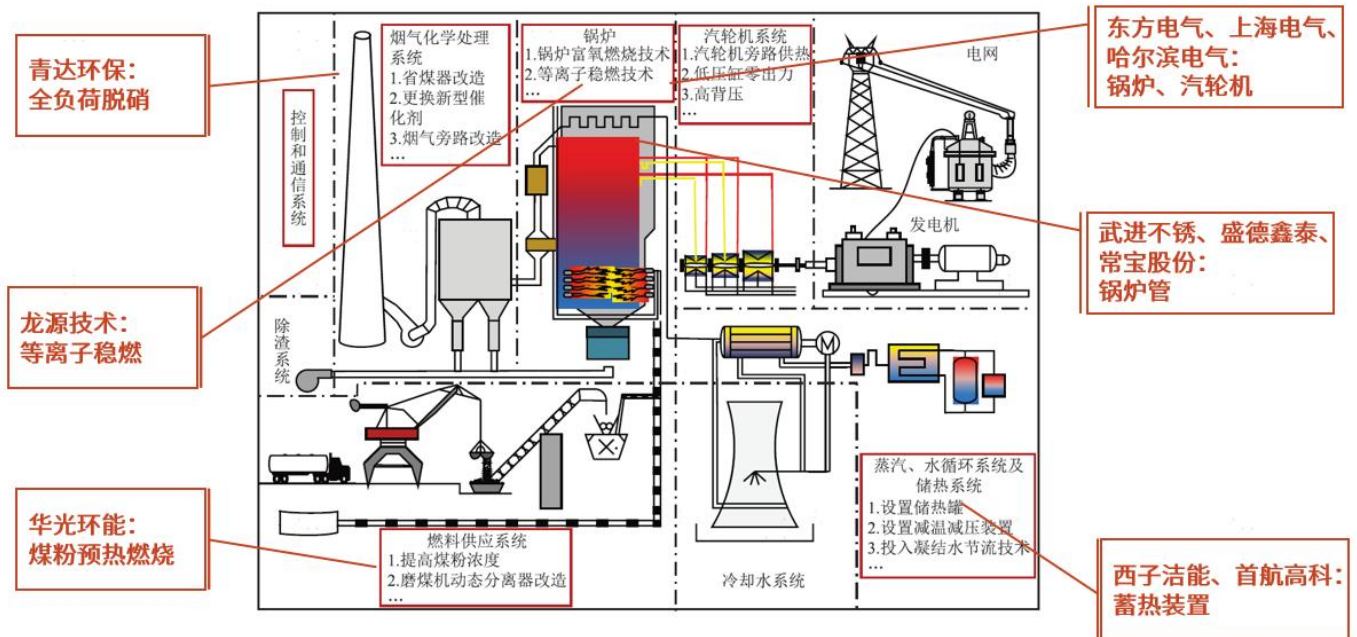
在目前的消纳压力下，灵活发电的价值日益凸显，而提升灵活火电能力的重要手段就是进行火电灵活性改造，对应的市场空间广阔。未来随着容量电价机制的完善以及电力市场化的推进，运营商进行火电灵活性改造的积极性有望持续提升。建议关注：青达环保、龙源技术、华光环能、盛德鑫泰。

表 14：相关公司估值情况

业务类别	2024/4/3		市值(亿元)	归母净利润（亿元）				PE		
	公司代码	公司名称		2022A	2023E	2024E	2025E	2023E	2024E	2025E
锅炉、汽轮机、发电机	600875.SH	东方电气	451	28.5	35.5	41.7	49.7	13	11	9
	1133.HK	哈尔滨电气	44	1.0	5.7	9.3	12.9	8	5	3
	601727.SH	上海电气	593	(35.7)	2.9	6.7	16.3	208	88	36
等离子稳燃	300105.SZ	龙源技术	32	0.9	-	-	-	-	-	-
全负荷脱硝	688501.SH	青达环保	20	0.6	0.9	1.6	2.1	23	12	9
煤粉预热燃烧	600475.SH	华光环能	105	7.3	8.0	9.2	10.5	13	11	10
蓄热装置	002534.SZ	西子洁能	78	2.0	0.5	4.5	6.7	142	17	12
	002665.SZ	首航高科	55	(2.6)	-	-	-	-	-	-
锅炉管	603878.SH	武进不锈	52	2.2	3.8	5.4	6.3	14	10	8
	300881.SZ	盛德鑫泰	29	0.7	1.1	2.7	3.1	25	11	9
	002478.SZ	常宝股份	60	4.7	7.8	8.0	8.7	8	8	7

资料来源：归母净利润数据均为 wind 一致预期；注：股价时间为 2024 年 4 月 3 日；汇率取 1 人民币=1.1035 港币

图 26：灵活性改造涉及子系统



资料来源：《考虑多主体博弈的火电机组灵活性改造规划》（郭通等），光大证券研究所

4.1、青达环保：全负荷脱硝业务有望快速增长

青达环保深耕火电环保业务。公司主要产品为炉渣节能环保处理系统、烟气节能环保处理系统、清洁能源消纳系统、脱硫废水环保处理系统及零配件。根据公司业务快报，2023 年公司实现营业收入 10.36 亿元，同比增长 35.88%，实现归母净利润 8678 万元，同比增长 48%，实现扣非归母净利润 7750 万元，同比增长 50%。

全负荷脱硝及清洁能源消纳产品已成为公司重要的业务增长点。2018 年，公司进入全负荷脱硝及清洁能源消纳领域。在全负荷脱硝领域：公司研发了全负荷脱硝系统，通过锅炉省煤器水侧调节技术，减少锅炉省煤器内工质从烟气侧的吸热量。2023 年 H1，公司全负荷脱硝业务实现营收 0.72 亿元，同比+20%。在清洁能源消纳领域，公司推出了电极锅炉系统和蓄热器系统，二者既可单独使用，又可联合配置使用，将电能转换成热能存储和供给，以实现火力发电机组灵活性调峰、清洁供热、清洁能源消纳等用途。

火电灵活性改造加速，公司深度受益。根据《燃煤机组宽负荷脱硝技术分析》数据，宽负荷脱硝技术的投资额在 7-33 元/kW，根据《全国煤电机组改造升级实施方案》，“十四五”期间完成 2 亿千瓦火电改造，对应市场规模在 14-66 亿元。公司作为宽负荷脱硝领域的龙头，将充分受益于市场的快速增长。

风险提示：火电灵活性改造进度不及预期、原材料价格波动风险

4.2、龙源技术：等离子稳燃业务有望快速增长

龙源技术为燃煤电站行业节能环保技术领域高科技企业。公司将燃煤锅炉燃烧控制技术与火电行业深耕积累相结合，借助丰富的工程经验，形成了一系列专业成

熟的解决方案。2023Q1-3，公司实现收入 6.1 亿元，同比+82%，实现归母净利润 1699 万元，同比-76%，实现扣非归母净利润 1311 万元，扭亏为盈。

公司在等离子稳燃技术上处于领先地位。公司研发的等离子体无油点火及稳燃技术能在节约燃油的同时实现燃煤机组深度调峰工况下的稳定燃烧，具备良好的经济性并能提高机组运行灵活性，自 2000 年获得工业应用以来，已成为燃煤电站节能技术首选。公司为国家级企业技术中心、山东省煤粉燃烧工程技术研究中心、拥有“国家能源等离子体煤粉燃烧技术重点实验室”。2023H1，公司等离子点火业务实现收入 1.1 亿元，同比+40%。

火电灵活性改造加速，公司深度受益。公司的等离子体无燃油点火技术结束了燃煤锅炉必须依赖燃油进行点火和助燃的历史。自 2000 年以来，应用该技术产品的电站锅炉已有 780 余台，容量超过 3.2 亿千瓦，占国内火电装机总容量的 1/3 以上，市场占有率达到 90%以上。随着存量煤电机组灵活性改造应改尽改，其余的火电机组也有望更新为等离子稳燃技术。

风险提示：火电灵活性改造进度不及预期、火电新增装机不及预期

4.3、 华光环能：煤粉预热燃烧技术有望贡献新增量

华光环能为能源+环保双轮驱动的设备制造运营商。华光环能成立于 1958 年，通过多年时间的发展和业务扩张，利用公司在锅炉生产制造的领先优势，通过装备制造+工程服务+运营管理的一体化服务体系实现能源和环保两大领域的全产业链覆盖，在新兴业务领域布局火电灵活性改造和绿电制氢两大板块。2023 Q1-3，公司实现收入 77 亿元，同比+27%，实现归母净利润 5.2 亿元，同比+4%，实现扣非归母净利润 4.8 亿元，同比增长 9%。

火电灵活性改造市场起量蓄势待发，公司技术领先客户资源丰富规模放量可期。公司与中国科学院工程热物理研究所签订了《技术开发合同书》，共同开发“灵活性低氮高效燃煤锅炉技术”和“灵活性低氮高效燃煤锅炉技术产品”。**公司煤粉预热燃烧技术行业领先**，凭借存量发电企业客户的规模优势、全产业链覆盖的交钥匙工程能力、以及新技术在自身存量电站应用的及时优化和示范效应等优势，公司煤粉预热技术应用规模有望在“十四五”期间快速提升。

绿电制氢空间广阔，携手大连理工下线碱性电解槽实现突破。公司在传统锅炉装备制造中具备丰富经验，在此技术上携手大连理工正式下线彼时国内首创最大单体电解水制氢设备；该设备的产氢量、产氢压力、单位能耗等参数指标行业领先，有望在行业高速发展之际获得市场认可并实现规模化出货。

风险提示：火电灵活性改造进度不及预期、碱性电解槽订单签订及销售不及预期

4.4、 盛德鑫泰：专注于小口径无缝钢管领域

公司主要从事各类工业用能源设备类无缝钢管的生产、研发和销售。产品主要应用于电站锅炉设备制造、石油炼化等行业，客户包括上海锅炉厂、哈尔滨锅炉厂、东方锅炉等国内大型电站锅炉制造企业以及中石化等大型石油炼化企业。根据公司业绩快报，2023 年，公司实现收入 18.35 亿元，同比+52%，实现归母净利润 1.14 亿元，同比+56%，实现扣非归母净利润 1.11 亿元，同比增长 55%。

技术升级助推盈利增长。公司自成立以来一直专注于各类高性能高附加值无缝钢管的研发和制造，打破了国际上日本住友、法国瓦卢瑞克等公司的垄断，为国内绿色大型电站锅炉制造企业提供高性能低成本的原材料配件，为进一步实现高性能、高附加值配件国有化提供保障。公司合作开发的锰氮系奥氏体合金材料已进

入小批量生产阶段，后续有望批量供应，成为其产品结构的有力补充；公司正在合作研发 700°C 先进超临界（A-USC）机组末级过热器用新型镍铁基 HT700 高温合金，成功后将垄断供应，市场空间广阔。

在火电重启的背景下，下游订单快速释放。公司下游行业主要为电站锅炉行业。随着环保要求的趋严，高能耗低功率电站锅炉将逐渐被淘汰，大功率的超临界、超超临界电站锅炉将逐步占据市场主流；且随着南亚东南亚印度、越南、巴基斯坦等国缺电问题日益凸显，境外电站锅炉市场亦将保持较高增速，因此公司下游行业预计未来将保持稳中有升。

风险提示：项目进度不及预期；原材料价格上涨风险；下游需求不及预期等。

5、风险分析

（1）电改政策力度低于预期风险：

若电改政策力度不及预期，会影响到电力运营商进行火电灵活性改造的积极性。

（2）火电灵活性改造进度低于预期风险：

若火电灵活性改造的项目实际推行进度低于预期，会影响到相关公司的收入确认。

（3）市场竞争加剧风险：

若未来更多公司参与到火电灵活性改造行业，可能会导致竞争加剧。

行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
基准指数说明：A 股市场基准为沪深 300 指数；香港市场基准为恒生指数；美国市场基准为纳斯达克综合指数或标普 500 指数。	

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不曾与、不与、也将不会与本报告中的具体推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

中国光大证券国际有限公司和 Everbright Securities(UK) Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）成立于 1996 年，是中国证监会批准的首批三家创新试点证券公司之一，也是世界 500 强企业——中国光大集团股份公司的核心金融服务平台之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中所载观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海

静安区新闻路 1508 号
静安国际广场 3 楼

北京

西城区武定侯街 2 号
泰康国际大厦 7 层

深圳

福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港

中国光大证券国际有限公司
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

英国

Everbright Securities(UK) Company Limited
6th Floor, 9 Appold Street, London, United Kingdom, EC2A 2AP