



公用事业

优于大市（维持）

证券分析师

倪正洋

资格编号：S0120521020003

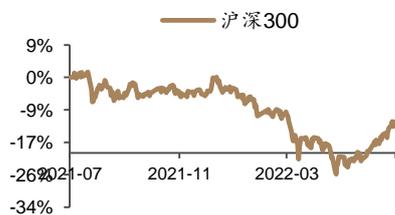
邮箱：nizy@tebon.com.cn

联系人

郭雪

邮箱：guoxue@tebon.com.cn

市场表现



相关研究

# 电力系列报告（一）：火电灵活性改造-破新能消纳困境，筑火电转型之基

## 投资要点：

- **火电灵活性改造是短期推动新能源消纳的重要手段。**随着双碳战略的提出，以风光为代表的新能源发电占比快速提升，新能源大规模并网带来消纳难题。虽然在“十三五”期间全国新能源消纳情况持续向好，但2021年局部地区弃风弃光率仍有所回升，其中青海地区弃风率为10.7%，较2020年增长6个百分点，西藏弃光率为29.3%，较2020年增长3.9个百分点。在此形势下，增大调峰能力已是迫在眉睫。目前，实施调峰的电源包括煤电、气电、水电、核电、抽水蓄能、电化学储能等，其中煤电机组具备灵活性改造效果好、性价比高、周期短的特点，相比之下，抽蓄受建设条件限制，电化学储能前期投入资本高，天然气价格易受国际市场影响，因此可以说火电灵活性改造是“十四五”期间推动新能源消纳最重要的手段之一。
- **火电灵活性改造逐步深入，调峰辅助服务市场是关键。**降低机组最小出力是火电灵活性改造最核心的目标，根据中电联2020年发布的《煤电机组灵活性运行政策研究》，目前煤电机组最小出力为50%-60%，供热机组在冬季供热期最小出力仅为75%-85%，目前国内试点项目经过灵活性改造后最小出力为30%-35%，供热机组在供热时最小出力为40%-45%。而从海外经验来看，丹麦煤电机组改造后最小出力低至15%-20%，德国则为25%-30%，对比海外标准，国内火电机组最小出力仍然有较大优化空间。从改造进程来看，2016年国内火电灵活性改造以东北地区为试点，并逐步向西北、华北、华东等地拓展。据国家电网数据显示，“十三五”期间，“三北”地区实际完成火电灵活性改造8241万千瓦，占全国火电灵活性改造的50.84%，目标完成率仅为38.33%，主要是由于“十三五”期间调峰辅助服务市场发展较缓，市场化不足。从改造经济性来看，调峰辅助服务市场是火电灵活性改造盈利能力重要的影响因素之一，调峰辅助服务补贴是火电灵活性改造主要的收入来源，且不同地区调峰辅助补贴政策有较大差别。从补贴力度来看，国家能源局数据显示，截至2019年6月底，新疆、甘肃、山东、福建等近20个省（区、市、地区）的调峰市场已投入运行，综合来看，东北、山东补偿标准较高，南方地区补偿标准普遍很低。
- **政策叠加辅助服务市场发展，火电灵活性改造迎来发展机遇。**从辅助服务市场机制来看，有效的调峰辅助服务补贴制度是推动火电灵活性发展的核心要素，以东北地区为例，由于“十三五”期间，东北调峰辅助服务补贴较高，带动了区域火电灵活性改造规模的快速提升，并成为全国性标杆。2022年6月，湖北、贵州两地大幅提高深度调峰补偿费用，其中湖北对深调市场每个档位提高0.05-0.1元/千瓦时，贵州则预计将在每档标准上提高172.73%，火电灵活性改造的盈利能力将有望改善。从政策端来看，“十四五”期间，国家大力鼓励火电企业发展灵活性改造，强调存量煤电机组应改尽改，预计“十四五”期间将完成2亿千瓦，对应市场空间约为350亿元。地方政策也在持续加码，内蒙古地区明确具有调峰调频能力的火电企业将优先获得新能源建设指标，利于火电企业抢占新能源发展高地，将进一步刺激企业开展火电灵活性改造的积极性。
- **投资建议：**双碳战略下，新能源消纳问题日趋突出以及国家能源保供和火电企业转型的迫切要求，火电灵活性改造受到广泛关注，国家不断出台政策推动火电灵活性

改造的发展。同时，辅助服务市场日趋成熟，调峰辅助服务机制的逐步完善也将成为火电灵活性市场发展的强大动力。建议关注：拟收购赫普能源，积极布局火电灵活性调峰储能改造解决方案的【西子洁能】；掌握火电灵活性改造核心技术及产品的【青达环保】；火电转型新能源标的【华能国际】；积极布局风电的新能源运营商【龙源电力】

- **风险提示：**政策推进不及预期、辅助服务市场发展不及预期、技术创新不及预期。

## 内容目录

1. 火电灵活性改造是推动新能源消纳的重要手段.....	6
1.1. 新能源发电占比快速上涨，消纳问题日益凸显 .....	6
1.2. 火电灵活性改造是解决新能源消纳的重要方式 .....	8
2. 火电灵活性改造逐步发展，调峰辅助服务市场是关键 .....	10
2.1. 降低最小出力是火电灵活性改造最核心目标 .....	10
2.2. 火电灵活性改造逐步深入，“十三五”期间不及规划 .....	12
2.3. 调峰辅助服务市场发展是火电灵活性改造的核心驱动力 .....	14
2.3.1. 火电机组在深度调峰时成本显著上升，盈利能力不佳 .....	14
2.3.2. 不同地区调峰辅助服务补贴有较大差别，带来盈利能力显著不同 .....	17
3. 政策催化叠加辅助服务市场发展，灵活性改造迎来机遇 .....	22
3.1. 调峰辅助服务市场机制逐步完善，火电灵活性改造盈利能力有望改善 .....	22
3.2. 政策催化下，火电灵活性改造服务迎来广阔发展空间 .....	23
4. 投资建议 .....	25
5. 风险提示 .....	25

## 图表目录

图 1: 2011-2050 年中国各类电源发电量 (10 亿千瓦时)	6
图 2: 湖北工作日典型负荷曲线	6
图 3: 湖北节假日典型负荷曲线	6
图 4: 2014 年湖北五岳山风电场各季日均出力曲线	7
图 5: 2014 年湖北汉川光伏电站各季日均出力曲线	7
图 6: 2012-2021 年中国风电弃风量 (亿千瓦时) 和弃风率	7
图 7: 2015-2021 年中国光伏弃光量 (亿千瓦时) 和弃光率	7
图 8: 2020-2021 年全国分地区弃风率情况	7
图 9: 2020-2021 年全国分地区弃光率情况	7
图 10: 2021 年全国各类发电装机容量及占比	8
图 11: 主要调峰方式的度电成本对比	9
图 12: 火电灵活性改造进程	10
图 13: 灵活性改造涉及子系统示意图	11
图 14: 热电联产机组实现热电解耦的主要策略	11
图 15: 混凝土储热在热电联产机组灵活性改造中的应用	11
图 16: “十三五”期间, 全国火电灵活性改造容量	13
图 17: “十三五”期间, 火电灵活性改造后增加调峰能力	13
图 18: 截至 2018 年底, 各国灵活性电源占比	13
图 19: 2019 年上半年电力辅助服务补偿费用构成 (单位: 亿元)	14
图 20: 东北调峰辅助服务市场分类	14
图 21: 火电机组开展深度调峰的成本分析	15
图 22: 火电机组开展深度调峰的收入分析	15
图 23: 根据火电机组调峰深度的不同, 采用“阶梯式”补偿及分摊机制	15
图 24: 深度调峰服务边际出清价格	16
图 25: 机组深度调峰时盈亏曲线	17
图 26: 2019 年上半年全国调峰服务补偿费用情况	18
图 27: 2019 年上半年调峰市场月均补偿费用	19
图 28: 东北调峰辅助服务费用的历年变化	22
表 1: 西北区域各省 (区) 弃风弃光原因模拟结果对比	8
表 2: 各类电源调峰技术特点的对比	9
表 3: 国内外煤电机组灵活性改造前后最小出力对比	10

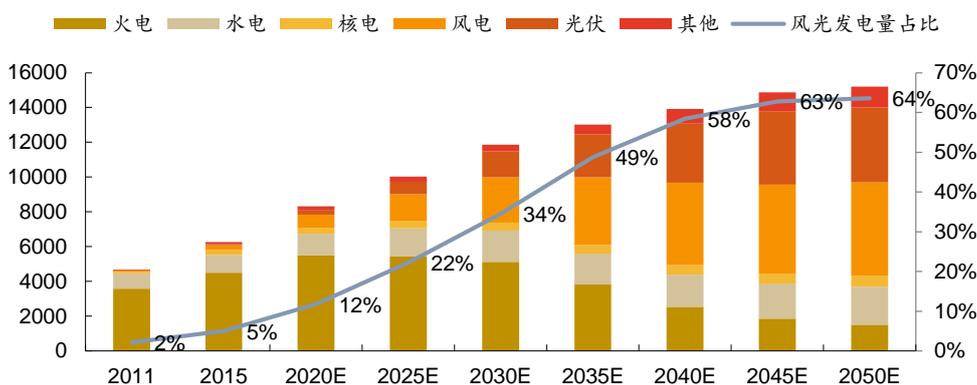
表 4: 火电灵活性改造主要技术路线.....	11
表 5: 2016 年东北地区开展火电灵活性改造的 22 个试点项目.....	12
表 6: 调峰机组盈亏分析.....	16
表 7: 2019 年上半年电力辅助服补偿基本情况统计表 (单位: 家、万千瓦、万元、%) .....	17
表 8: 华北地区火电机组调峰补偿政策 (单位: 元/千瓦时) .....	19
表 9: 西北地区火电机组调峰补偿政策 (单位: 元/千瓦时) .....	20
表 10: 东北及新疆地区火电机组调峰补偿政策 (单位: 元/千瓦时) .....	20
表 11: 华中地区火电机组调峰补偿政策 (单位: 元/千瓦时) .....	20
表 12: 华东地区火电机组调峰补偿政策 (单位: 元/千瓦时) .....	21
表 13: 南方地区火电机组调峰补偿政策 (单位: 元/千瓦时) .....	21
表 14: 武汉、贵州两地大幅调高深度调峰补偿费用.....	22
表 15: 国家鼓励火电灵活性改造的政策.....	23
表 16: 地方鼓励火电灵活性改造的政策.....	23
表 17: 十四五火电灵活性改造市场空间测算.....	24

## 1. 火电灵活性改造是推动新能源消纳的重要手段

### 1.1. 新能源发电占比快速上涨，消纳问题日益凸显

新能源发电保持快速增长，占比稳步提升。随着双碳战略目标的提出，催生了以风光为代表的新能源发电的快速发展。根据国家发改委能源研究所发布的《中国 2050 高比例可再生能源发展情景暨路径研究》，预计 2050 年新能源发电量为 9.66 万亿千瓦时，占全年发电量的比例为 64%，较 2020 年提升 52 个百分点，因此中国“十四五”、“十五五”期间，新能源发电量的占比均将快速提升。

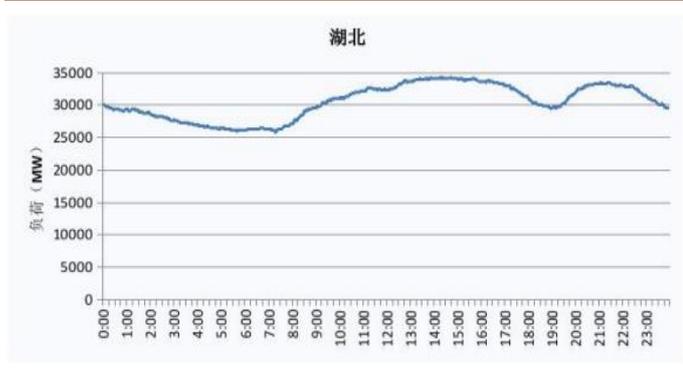
图 1：2011-2050E 年中国各类电源发电量（10 亿千瓦时）



资料来源：国家发改委能源研究所，德邦研究所

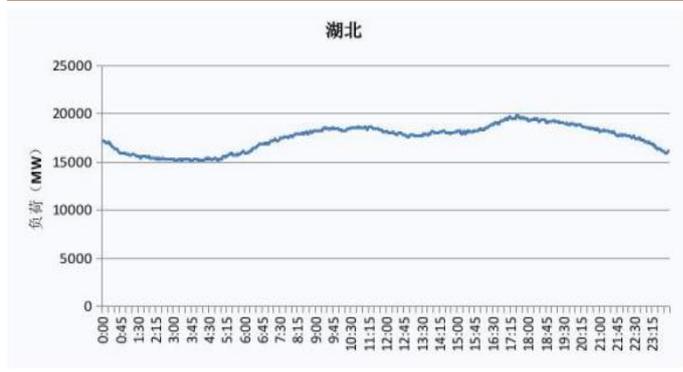
新能源大规模并网带来消纳难题。电力系统由负荷、电网、电源三部分组成，为保持电网的稳定性，需要实现源荷动态平衡。新能源发电大比例接入，对电网系统的稳定带来挑战。在时间上，风光发电受自然环境影响，发电波动性较大，且出力往往同用电负荷不匹配。在空间上，风光装机主要分布在东北、华北北部和西北地区，与用电负荷较高的中东部地区存在空间上的不匹配。以湖北电网为例，如下图所示，从湖北五岳山风电场各季日均出力曲线来看，风电在夜间 22 时至次日 4 时之间出力最大，白天 12 时到 17 时出力较小。从湖北地区工作日典型负荷期限来看，湖北地区负荷在 12 时到 17 时处于峰值，而在 23 时至次日凌晨 7 时之间负荷较小，这种不匹配性会增大调峰压力，进一步增大新能源消纳难度。

图 2：湖北工作日典型负荷曲线



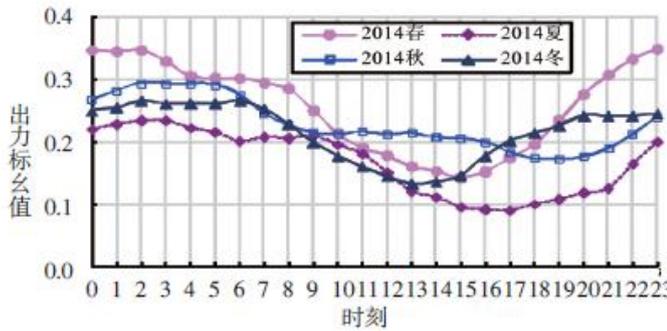
资料来源：发改委，能源局，《各省级电网典型电力负荷曲线》，德邦研究所

图 3：湖北节假日典型负荷曲线



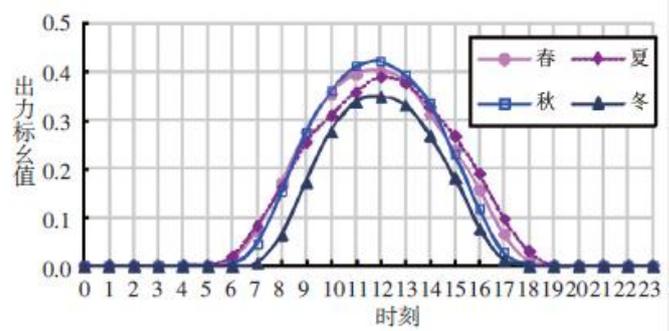
资料来源：发改委，能源局，《各省级电网典型电力负荷曲线》，德邦研究所

图 4：2014 年湖北五岳山风电场各季日均出力曲线



资料来源：侯婷婷等著《湖北省典型地区风电和光伏电站出力特性分析》，德邦研究所

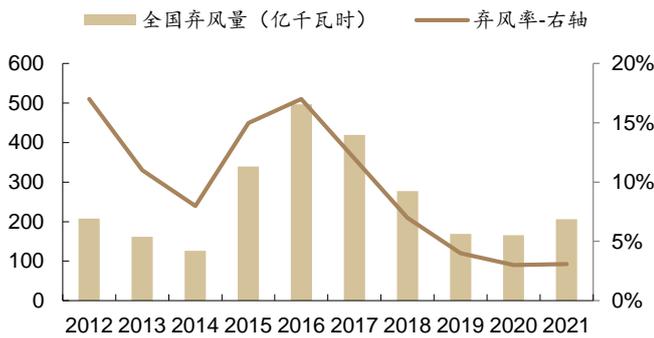
图 5：2014 年湖北汉川光伏电站各季日均出力曲线



资料来源：侯婷婷等著《湖北省典型地区风电和光伏电站出力特性分析》，德邦研究所

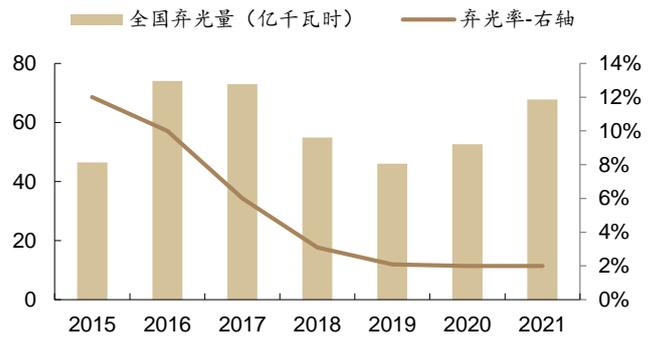
从新能源消纳情况来看，十三五期间，全国新能源消纳情况持续好转。国家能源局数据显示，2016-2020 年，全国弃风率由 17% 下降至 3%，弃光率由 10% 下降至 2%，新能源利用率得到显著提升，主要得益于电网企业持续深挖电网灵活调节潜力，推动跨省跨区输送管道的建设。

图 6：2012-2021 年中国风电弃风量（亿千瓦时）和弃风率



资料来源：贝壳投研，华经产业研究院，华夏能源网，全国新能源消纳监测预警中心，德邦研究所

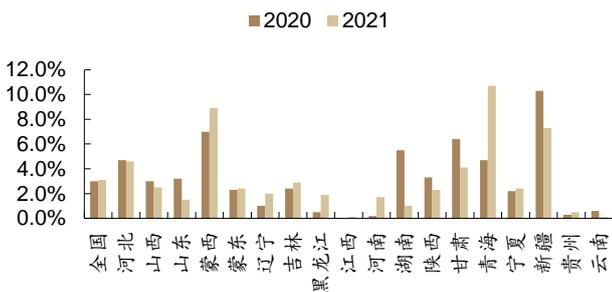
图 7：2015-2021 年中国光伏弃光量（亿千瓦时）和弃光率



资料来源：贝壳投研，华经产业研究院，华夏能源网，全国新能源消纳监测预警中心，德邦研究所

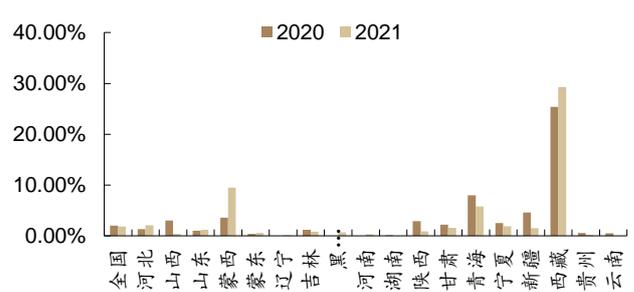
根据全国新能源消纳监测预警中心发布的数据，2021 年局部地区弃风弃光率有所提升，其中青海弃风率为 10.7%，较 2020 年增长 6 个百分点，西藏弃光率为 29.3%，较 2020 年增长 3.9 个百分点，新能源消纳的形势依然严峻，继续通过各种策略提升新能源消纳水平。

图 8：2020-2021 年全国分地区弃风率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，德邦研究所

图 9：2020-2021 年全国分地区弃光率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，德邦研究所

调峰能力不足是影响新能源消纳水平的重要因素。根据西北能源监管局发布的《西北区域新能源发展规划及运行监管报告》，2020年西北区域各省(区)依然存在较为严重的弃风弃光，其主要原因为系统调峰能力不足和传输容量受限。随着西北区域电源电网发展，两大原因对弃风弃光影响发生变化。2015年，调峰能力不足已经是西北电网弃风弃光的主导因素。2020年，对于西北大部分省份来说，传输容量受限导致弃风弃光占比已经很小，调峰能力不足影响将愈加严重，因此为保障新能建设，维持弃风弃光率在合理范围，“十四五”期间，国家亟需通过加大调峰能力建设投入，来持续推动消纳水平的提升。

表 1：西北区域各省（区）弃风弃光原因模拟结果对比

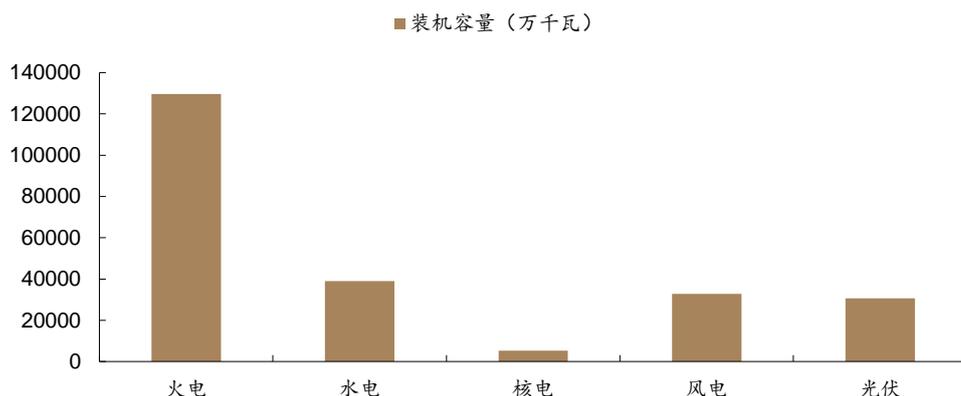
省区	弃风原因				弃光原因			
	调峰能力不足		传输容量受限		调峰能力不足		传输容量受限	
	2015年	2020年	2015年	2020年	2015年	2020年	2015年	2020年
陕西	-	95.70%	-	4.30%	-	89.60%	-	10.40%
甘肃	52.10%	74.20%	47.90%	25.80%	39.60%	69.90%	60.40%	30.10%
宁夏	85.80%	94.20%	14.20%	4.80%	89.50%	96.60%	10.50%	3.40%
青海	-	96.50%	-	3.50%	69.80%	93.20%	30.10%	6.70%
新疆	74.10%	92.30%	25.80%	7.70%	73.00%	90.10%	27.00%	9.80%

资料来源：西北能源监管局，《西北区域新能源发展规划及运行监管报告》，德邦研究所

## 1.2.火电灵活性改造是解决新能源消纳的重要方式

电力装机中火电占比最大，火电是开展深度调峰重要的电源。目前，可以实施调峰的电源包括煤电、气电、水电、核电、抽水蓄能、电化学储能等，截至2021年底，全国火电机组装机容量为129678万千瓦，占2021年末全国发电装机容量的54.56%，火电机组是调峰最重要的电源之一。

图 10：2021年全国各类发电装机容量



资料来源：国家统计局，德邦研究所

煤电机组开展灵活性改造具有改造效果好、性价比高、周期短等优点，可以在充分保障电网安全稳定运行的前提下，缓解可再生能源消纳的问题。相比之下，气电占比较小，天然气价格易受国际市场扰动；抽蓄受建设条件限制大，电化学储能前期投资成本高。

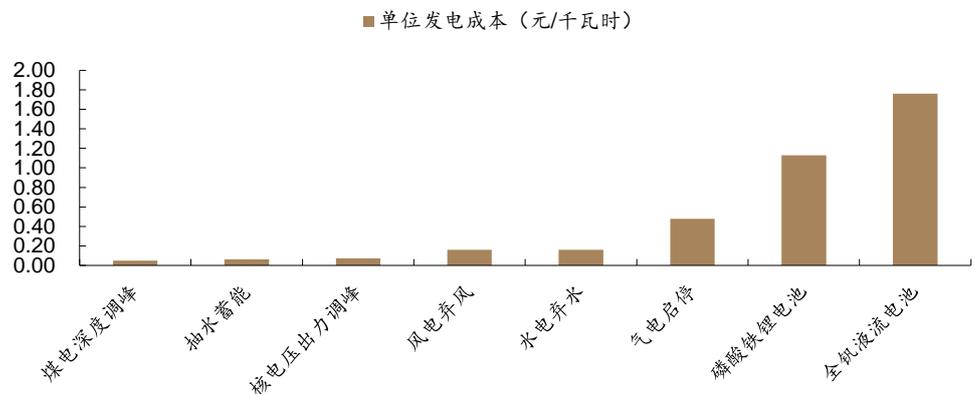
表 2：各类电源调峰技术特点的对比

序号	电源调峰方式	主要特点
1	煤电机组	1) 煤电机组装机容量在我国电源中占比最大，调节能力大。 2) 低负荷调峰、启停调峰和停机调峰模式，调峰能力最高可达 60%。 3) 机组参与调峰后，除发电指标、能耗指标下降外，检修间隔、检修费用、临检次数等指标也会一定程度上升。
2	燃气轮机电厂	1) 启停方便、响应速度快，调峰能力高于火电厂
3	常规水电	1) 最为经济、易于调度，调峰能力可达到 100% 2) 电网常规水力资源不足，建设条件较好的大中型水电站基本已开发。 3) 常规水电中相当一部分是小水电，调节能力十分有限。
4	核电	1) 具有一定的调峰能力，仅在电网调峰极其困难的时期如春节、国庆等才降功率运行。
5	抽水蓄能电站	1) 电力系统重要的调峰电源之一，具有调峰填谷双重功能 2) 反应迅速、运行灵活、启停方便 3) 抽水蓄能电站建设受建设条件的限制较大
6	电化学储能电站	1) 前期投资比较高，性价比较低 2) 全自动化控制，响应快速，控制精度比较高，可全容量调节

资料来源：北极星火力发电网，德邦研究所整理

煤电机组灵活性改造后进行深度调峰具有显著经济性。根据《储能的度电成本和里程成本分析》以及《广东“十三五”电源调峰联合运行策略优化》，采用煤电深度调峰的单位发电成本为 0.05 元/度，抽水蓄能的单位发电成本为 0.06 元/度，采用磷酸铁锂电池的单位发电成本为 1.13 元/度，采用煤电进行深度调峰成本最低。

图 11：各类有偿调峰方式的单位发电成本



资料来源：《天然气发电与电池储能调峰政策及经济性对比》，《广东“十三五”电源调峰联合运行策略优化》，德邦研究所整理

综上，煤电机组具备灵活性改造空间大、效果好、性价比高、周期短的特点，相比之下，抽蓄受建设条件限制，电化学储能前期投入资本高，天然气价格易受国际市场影响，可以说火电灵活性改造将是“十四五”期间推动新能源消纳最重要的手段之一。

## 2. 火电灵活性改造逐步发展，调峰辅助服务市场是关键

### 2.1. 降低最小出力是火电灵活性改造最核心目标

火电灵活性通常指的是火电机组适应出力大幅波动、快速响应各类变化的能力，主要包括调峰幅度、爬坡速率和启停时间等，其中降低最小出力，增加调峰幅度是火电灵活性改造最广泛和最主要的目标。

对比国外领先水平，国内火电机组最小出力仍有很大优化空间。根据中电联2020年发布的《煤电机组灵活性运行政策研究》，目前煤电机组最小出力为50%-60%，供热机组在冬季供热期最小出力仅为75%-85%，目前国内试点项目经过灵活性改造后最小出力为30%-35%，供热机组在供热时最小出力为40%-45%。而从海外经验来看，丹麦煤电机组改造后最小出力低至15%-20%，德国则为25%-30%，因此与国际领先水平相比，我国火电机组最小出力仍然有很大的优化空间。

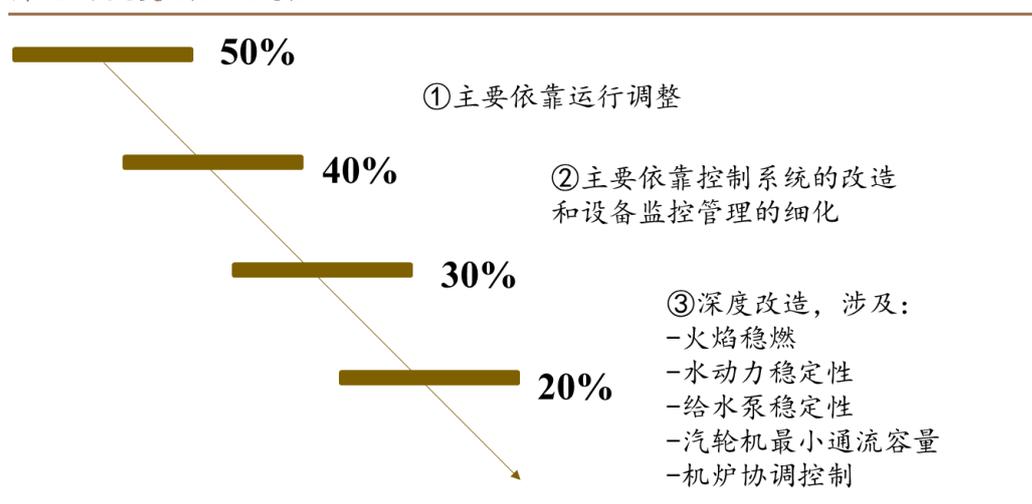
表 3：国内外煤电机组灵活性改造前后最小出力对比

	改造前	改造后
国内纯凝机组	50%-60%	30%-35%
国内热电联产机组	75%-85%	40%-45%
丹麦煤电机组	/	15%-20%
德国煤电机组	/	25%-30%

资料来源：中电联，《煤电机组灵活性运行政策研究》，德邦研究所整理

依据火电灵活性改造深度不同，可将其分为三个阶段：1) 运行管理优化阶段：资产性投入较少，重点从管理和运行上寻找潜力；2) 控制系统优化阶段：加大灵活性改造投入，对于热电联产机组，多种蓄热装置投入使用；3) 深度改造阶段：涉及多个目标，改造包括电厂内部多个子系统。

图 12：火电灵活性改造进程



资料来源：《火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景》潘尔生等著，德邦研究所

在深度改造阶段，对不同类型的煤电机组，依据技术特点的不同，可以采用不同的改造手段：

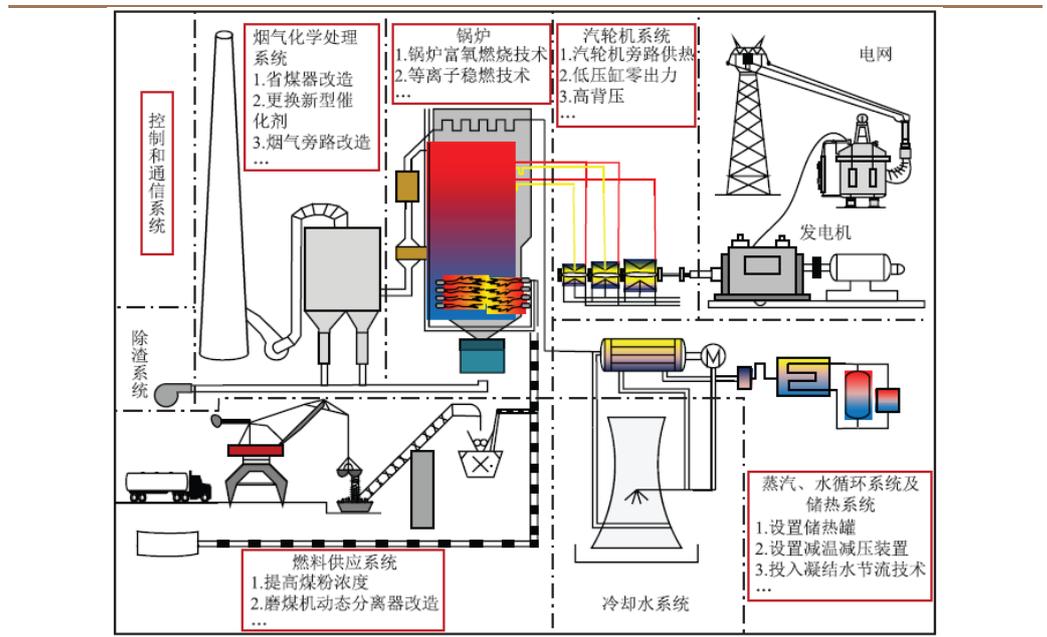
表 4：火电灵活性改造主要技术路线

机组类型	技术特点	灵活性改造需求	技术方案
纯凝机组	低负荷运行能力强，负荷调节灵活	需解决制煤、锅炉、汽轮机、辅机、排放系统的负荷运行适应性问题	(1) 磨煤机改造；(2) 低负荷稳燃；(3) 汽机系统适应性改造
供热机组	热电耦合，供热时负荷调节能力差	增加供热能力，降低供热时的强迫出力，或利用热储能实现热电解耦	(1) 汽轮机旁路供热；(2) 低压缸零出力；(3) 电极锅炉；(4) 固体储热

资料来源：北极星电力网，德邦研究所

热电联产机组火电灵活性改造成本更高。由于不同类型的煤电机组采用的改造技术不同，在深度改造阶段投入的成本也不同，1) 纯凝机组：包括锅炉、汽轮机等主体设备改造，也包括对控制和通信系统、燃料供应系统等辅助设备改造。2) 供热机组改造：在常规火电机组改造基础上，进一步通过低压缸旁路、蓄热罐、电锅炉等方式，实现热电解耦，成本更高。

图 13：灵活性改造涉及子系统示意图



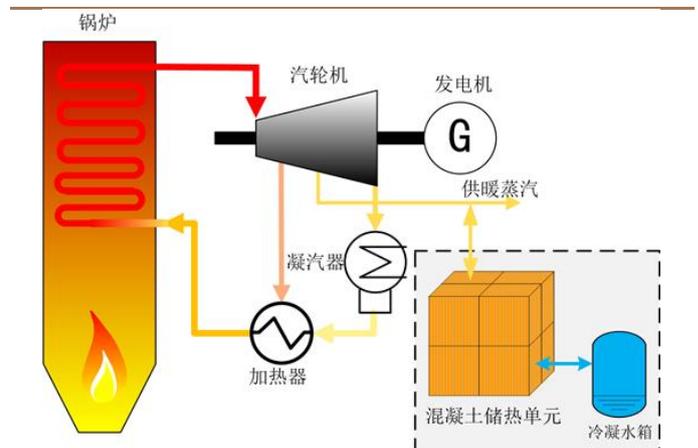
资料来源：郭通等所著的《考虑多主体博弈的火电机组灵活性改造规划》，德邦研究所

图 14：热电联产机组实现热电解耦的主要策略



资料来源：《基于“以电定热”的热电厂灵活性改造鲁棒性方案选择》，大连理工大学，德邦研究所整理

图 15：混凝土储热在热电联产机组灵活性改造中的应用



资料来源：《热储能在火电厂灵活性改造中的应用》，火力发电网，德邦研究所

## 2.2.火电灵活性改造逐步深入，“十三五”期间不及规划

国内火电灵活性改造最早以东北地区为试点。东北地区是中国风能资源最丰富的区域之一，“十二五”期间，东北地区电力装机快速提升，电源结构不合理问题逐年加重，调峰资源严重不足。此外东北地区热电机组比重过高，导致在供热期，调峰问题进一步加剧，弃风限电的频率和时间大幅增加。2016年，国家能源局下达两批灵活性改造试点项目通知，在东北地区遴选了22个燃煤发电项目开展灵活性改造试点推广。

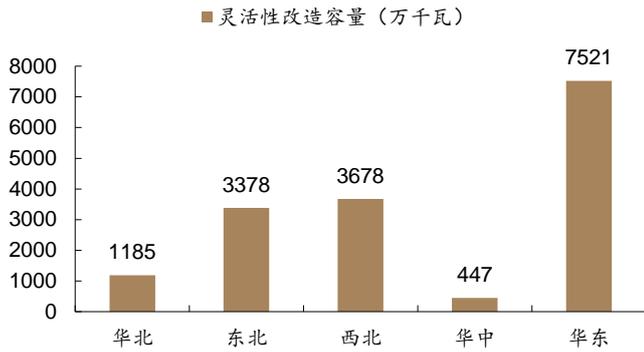
表 5：2016 年东北地区开展火电灵活性改造的 22 个试点项目

编号	省份	集团	电厂名称	装机容量 (万千瓦)	投产年份	类型	参数	冷却方式
1	辽宁	华能	丹东电厂 1、2 号机组	2×35	1998	抽凝	亚临界	湿冷
2	辽宁	华电	丹东金山热电厂 1、2 号机组	2×30	2012	抽凝	亚临界	湿冷
3	辽宁	国电	大连庄河发电厂 1、2 号机组	2×60	2007	纯凝	超临界	湿冷
4	辽宁	国电投	本溪发电公司 1、2 号机组新建工程	2×35	2015 开工	抽凝	超临界	湿冷
5	辽宁	国电投	东方发电公司 1 号机	1×35	2005	抽凝	亚临界	湿冷
6	辽宁	国电投	燕山湖发电公司 2 号机组	1×60	2011	抽凝	超临界	空冷
7	辽宁	铁法煤业	调兵山煤矸石发电有限责任公司	2×30	2009/2010	抽凝	亚临界	空冷
8	吉林	国电	双辽发电厂 1、2、3、4、5 号机组	2×33 (1、2 号) 2×34 (3、4 号) 1×66 (5 号)	1994/1995 2000/2000 2015	1、4 号抽凝, 1、2、3、4 号亚 2、3、5 号纯凝, 5 号超临 凝 界	湿冷	
9	吉林	国电投	白城发电厂 1、2 号机组	2×60	2010	抽凝	超临界	空冷
10	黑龙江	大唐	哈尔滨第一热电厂 1、2 号机组	2×30	2010	抽凝	亚临界	湿冷
11	甘肃	国投	靖远第二发电有限公司 7、8 号机组	2×33	2006/2007	纯凝	亚临界	湿冷
12	内蒙古	华能	华能北方临河热电厂 1、2 号机组	2×30	2006/2007	抽凝	亚临界	湿冷
13	内蒙古	华电	包头东华热电有限公司 1、2 号机组	2×30	2005	抽凝	亚临界	湿冷
14	内蒙古	神华	国华内蒙古准格尔电厂	4×33	2002/2007	抽凝	亚临界	湿冷
15	广西	国投	北海电厂 1、2 号机组	2×32	2004/2005	抽凝	亚临界	湿冷
16	河北	华电	石家庄裕华热电厂 1、2 号机组	2×30	2009	抽凝	亚临界	湿冷
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	2×35	2009/2010	抽凝	超临界	湿冷
18	吉林	大唐	大唐辽源发电厂 3、4 号机组	2×33	2008/2009	抽凝	亚临界	湿冷
19	吉林	国电	国电吉林江南热电厂有限公司 1、2 号机组	2×33	2010/2011	抽凝	亚临界	湿冷
20	黑龙江	华能	华能伊春热电有限公司 1、2 号机组	2×35	2015	抽凝	超临界	湿冷
21	黑龙江	国电	国电哈尔滨热电有限公司 1、2 号机组	2×35	2013/2014	抽凝	超临界	湿冷
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	1×60	2008	抽凝	亚临界	空冷

资料来源：国家能源局，德邦研究所

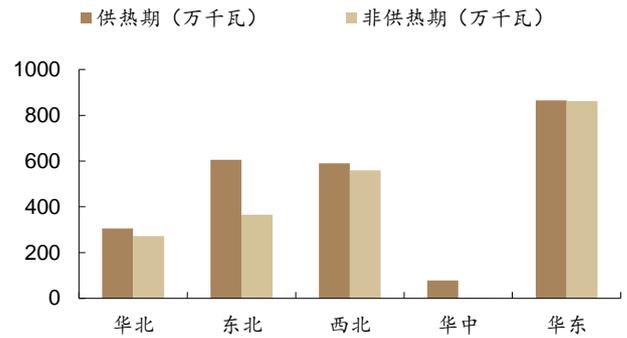
国内煤电灵活性改造进程缓慢，“十三五”期间改造未达目标。根据国家发改委、国家能源局联合发布的《电力发电“十三五”规划（2016-2020年）》，提出在“十三五”期间，“三北地区”火电机组灵活性改造约 2.15 亿千瓦，改造完成后，“三北”地区增加调峰能力 4500 万千瓦。而根据国家电网 2021 年发布的《国家电网有限公司服务新能源发展报告》，“十三五”期间，“三北”地区实际完成灵活性改造 8241 万千瓦，对比“十三五”提出的火电灵活性改造目标来看，完成率仅为 38.33%。

图 16：“十三五”期间，全国火电灵活性改造容量



资料来源：国家电网，《国家电网有限公司服务新能源发展报告》，德邦研究所

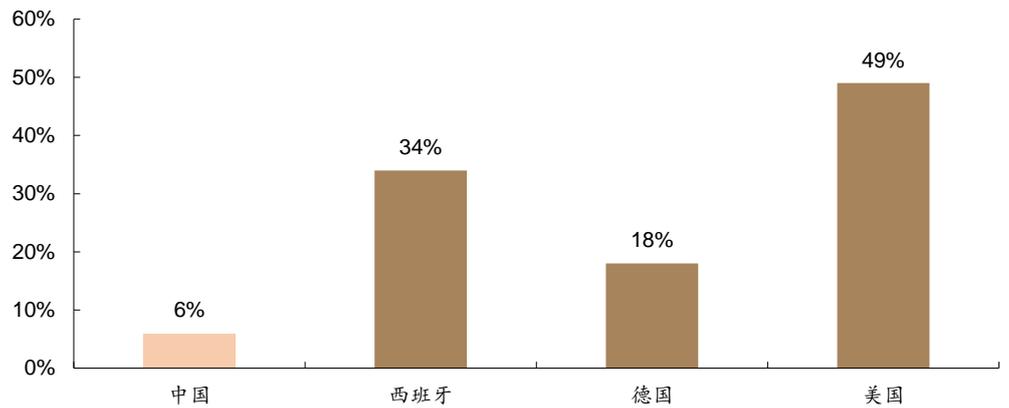
图 17：“十三五”期间，火电灵活性改造后增加调峰能力



资料来源：国家电网，《国家电网有限公司服务新能源发展报告》，德邦研究所

对比海外，火电灵活性改造仍有很大提升空间。中电联数据显示，我国煤电、抽蓄、气电等灵活性调节资源占比不到 6%，相比而言，欧美等国灵活性调节资源占比较高，其中西班牙、德国、美国分别为 34%、18%、49%。因此，对比欧美国家，国内灵活性资源占比仍有待提升。

图 18：截至 2018 年底，各国灵活性电源占比



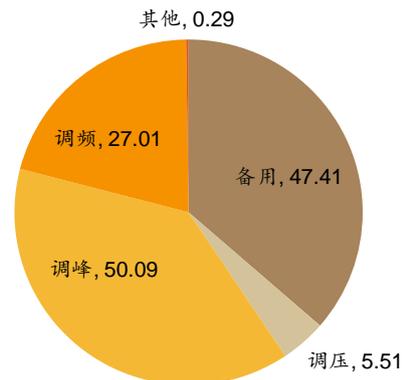
资料来源：中电联，德邦研究所

## 2.3.调峰辅助服务市场发展是火电灵活性改造的核心驱动力

### 2.3.1. 火电机组在深度调峰时成本显著上升，盈利能力不佳

电力辅助服务市场是针对保证电力系统安全稳定运行所需的辅助服务进行交易的市场，包括调峰、调频、有功备用等。根据国家能源局发布的《国家能源局综合司关于2019年上半年电力辅助服务有关情况的通报》，在电力辅助服务补偿费用结构中，调峰补偿费用总额50.09亿元，占总补偿费用的38.44%，调峰补偿费用占比最大。

图 19：2019 年上半年电力辅助服务补偿费用构成（单位：亿元）



资料来源：国家能源局，德邦研究所

从调峰辅助服务的类别来看，分为基本调峰服务与有偿调峰服务，有偿调峰辅助服务则包括实施深度调峰、应急启停、跨省调峰，其中深度调峰因为更频繁普遍而广受市场关注。目前可参与深度调峰的电源包括火电、核电、抽水蓄能、电化学储能等。

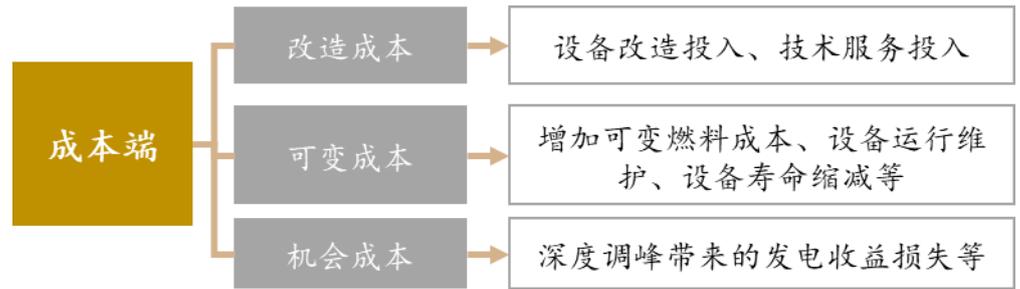
图 20：东北调峰辅助服务市场分类



资料来源：北极星电力网，德邦研究所整理

火电机组开展深度调峰时，成本显著提升。从成本端来看，主要包括改造成本、可变成本、机会成本三类。改造成本方面，不同机组特性、改造目标等条件差异带来的改造投资不同；可变成本方面，低负荷率运行带来供电煤耗增加，同时机组频繁参与深度调峰，相关主辅机、阀门等设备磨损增多、折旧加快；机会成本方面，机组长期参加深度调峰并在低负荷率下运行带来一定发电收益损失。

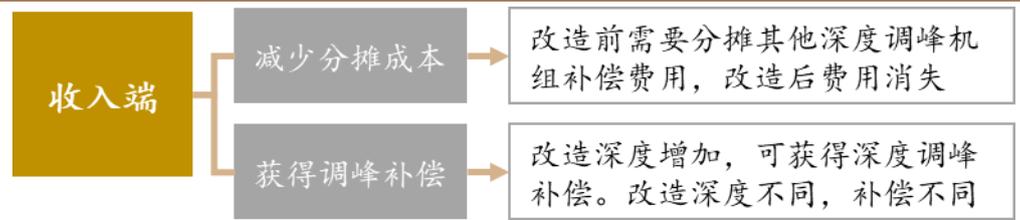
图 21：火电机组开展深度调峰的成本分析



资料来源：《火电灵活性改造的现状、关键问题及发展前景》潘尔生等著，德邦研究所整理

调峰辅助服务市场是火电灵活性改造盈利能力最重要的影响因素之一。从收入端来看，包括减少分摊成本以及获得调峰补偿。减少分摊费用方面，改造前，火电机组往往运行在深度调峰标准之上，需分摊其他深度调峰机组的补偿费用，改造后，该部分费用将消失。获得调峰补偿方面，根据调峰深度的不同，分阶段获得调峰补偿。

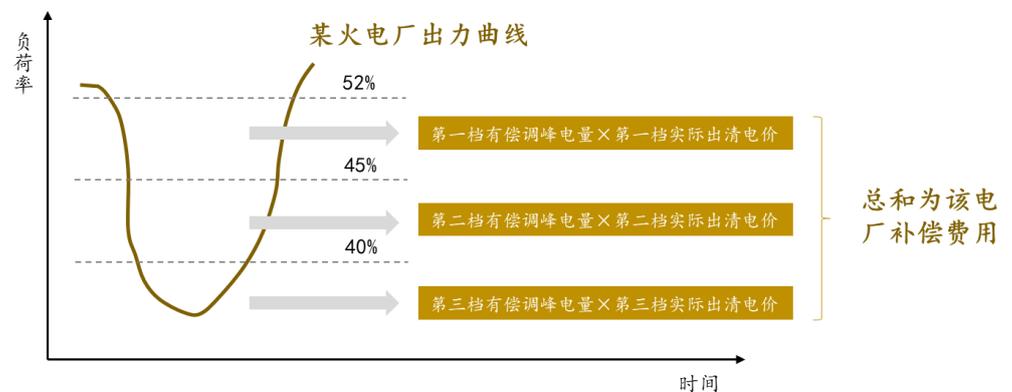
图 22：火电机组开展深度调峰的收入分析



资料来源：《火电灵活性改造的现状、关键问题及发展前景》潘尔生等著，德邦研究所整理

以东北地区为例，根据《东北电力调峰市场化补偿管理办法》对火电来说需要降低到 52% 以下即可得到补偿，并根据火电机组调峰深度的不同，采用阶梯式补偿及分摊机制，按照非线性比例“多减多得，少减多罚”的原则加大奖罚力度，以激励发电企业加大提供调峰服务的意愿。

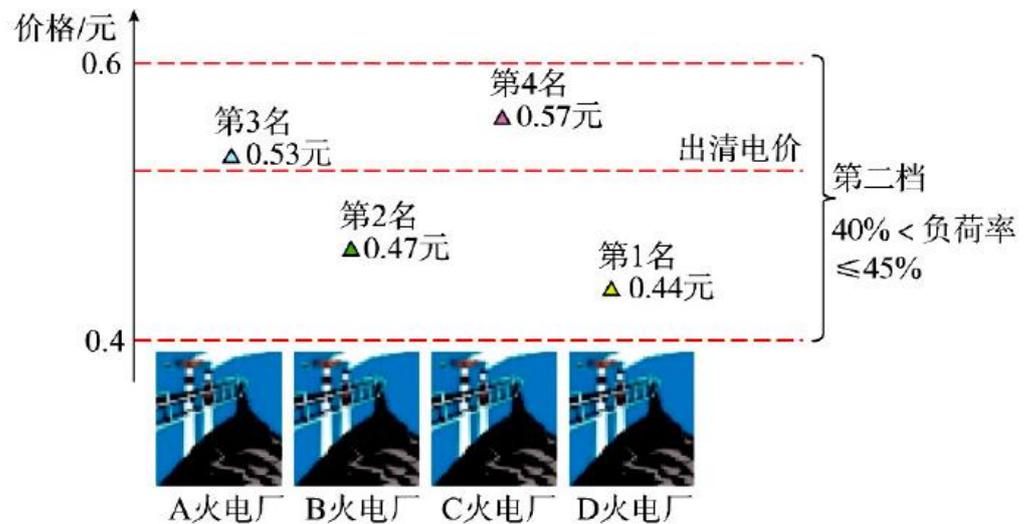
图 23：根据火电机组调峰深度的不同，采用“阶梯式”补偿及分摊机制



资料来源：《东北电力调峰辅助服务市场监管办法》编制说明，德邦研究所

其中，上图中，深调峰服务的产品实际结算价格为各档边际出清价格，即该档内当日各电厂按报价顺序实际调用到的最后一台机组深调峰服务报价。

图 24：深度调峰服务边际出清价格



资料来源：刘永奇等所著的《东北电网电力调峰辅助服务市场设计与实践》，德邦研究所

火电机组参与深度调峰后运行成本增加较大，调峰激励不足导致盈利性较弱。参考郭庆丰所著的《火电机组深度调峰经济性分析》，以湖南省某电厂一台 300MW 亚临界参数机组和一台 600MW 超临界参数机组为例，300MW 亚临界机组 50%、40%、30% 工况下供电煤耗分别较额定工况升高 25.28g/kWh、43.66 g/kWh、70.12g/kWh，600MW 超临界机组 50%、40%、30% 工况下供电煤耗分别较额定工况升高 29.25g/kWh、46.04 g/kWh、73.32g/kWh。此外，机组频繁参与深度调峰，也带来相关运维成本、耗油均上升。结合调峰补贴收入，计算火电机组调峰盈亏情况如下表所示。

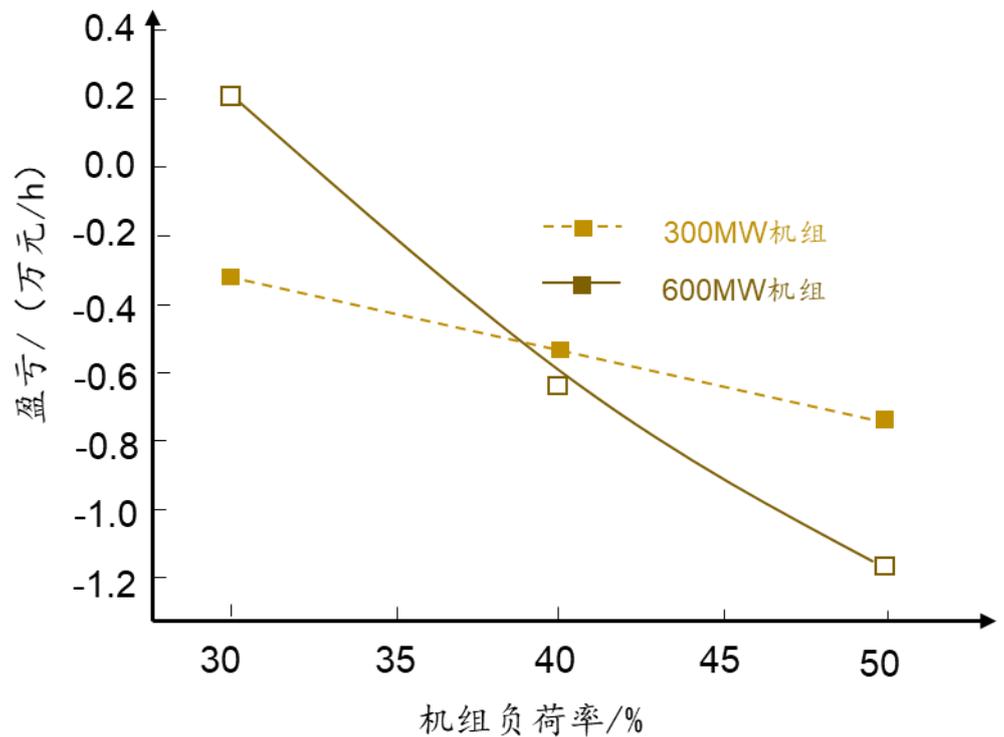
表 6：调峰机组盈亏分析

项目	300 MW 亚临界机组			600 MW 超临界机组		
	50	40	30	50	40	30
负荷率/%	50	40	30	50	40	30
基准负荷率/%	50	50	50	50	50	50
补贴标准/(元/kWh)	0	0.2	0.3	0	0.2	0.3
总成本增加/(元/h)	7274	11379	18 310	11499	18265	28014
总补贴收入(元/h)	0	6 000	15000	0	12000	30000
盈亏/(元/h)	-7 274	-5 379	-3310	-11 499	-6265	1986

资料来源：郭庆丰所著《火电机组深度调峰经济性分析》，德邦研究所

由于火电机组在深度调峰运行时成本显著上升，300MW 机组基本处于亏损状态，600MW 机组在解决 30% 负荷率时有可能实现盈亏平衡，表明在当前调峰补贴下，火电灵活性改造后参与深度调峰的盈利能力较弱。

图 25: 机组深度调峰时盈亏曲线



资料来源: 郭庆丰所著《火电机组深度调峰经济性分析》, 德邦研究所

### 2.3.2. 不同地区调峰辅助服务补贴有较大差别, 带来盈利能力显著不同

华北、东北、西北、华东、华中、南方等地区已建立区域和省级两级调峰辅助服务市场。2019 年上半年, 全国除西藏外 31 个省(区、市、地区)参与电力辅助服务补偿的发电企业共 4566 家, 装机容量共 13.70 亿千瓦。截至 2019 年 6 月底, 新疆、甘肃、山东、福建等近 20 个省(区、市、地区)的调峰市场已投入运行(含模拟运行、试运行)。

表 7: 2019 年上半年电力辅助服补偿基本情况统计表 (单位: 家、万千瓦、万元、%)

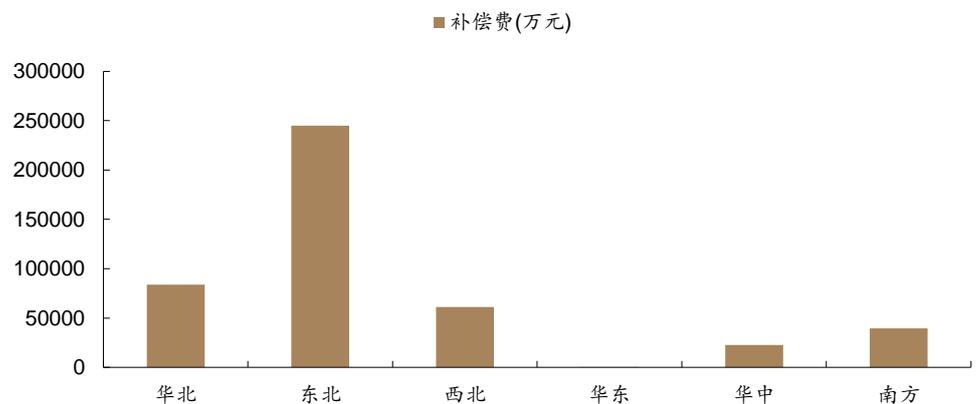
区域	省份	发电企业数量	装机容量	总补偿费用	补偿费用占比					总补偿费用占上网电费比重
					调频	调峰	备用	调压	其他	
华北区域	河北南网	43	2667	12619	78.67	15.12	0	5.16	1.05	0.55
	京津唐	324	9785	41780	51.27	46.82	0.75	0.9	0.26	0.66
	蒙西	47	3336	40588	99.28	0	0	0.72	0	1.91
	山东	196	6723	49087	16.72	80.86	0	2.41	0	0.88
	山西	313	7157	40580	40.54	56.14	0	3.24	0.08	1.08
	合计	923	29668	184653	52.15	45.46	0.17	2.07	0.15	0.92
东北区域	黑龙江	109	2472	59025	0	100	0	0	0	3.7
	吉林	130	2249	33435	0.76	99.24	0	0	0	0.95
	辽宁	129	3854	116402	0.15	96.58	3.27	0	0	4.7
	蒙东	103	2985	40421	0	100	0	0	0	2.5
	合计	471	11561	249283	0.17	98.3	1.53	0	0	2.71
西北区域	甘肃	329	4195	43192	26.22	55.5	8.24	10.04	0	2.1

	宁夏	255	3901	54353	36.1	20.84	28.53	14.51	0.02	4.25
	青海	300	2819	17717	25.52	14.42	24.69	35.37	0	2.53
	陕西	175	3692	60169	36.82	8.69	43.73	10.47	0.29	3.13
	新疆	521	5277	66588	25.66	27.2	33.37	13.61	0.16	4.63
	合计	1580	19883	242019	30.87	25.29	29.74	13.99	0.12	3.27
华东区域	安徽	49	3204	8594	47.52	1.74	35.91	13.15	1.68	0.29
	福建	120	4975	43350	13.37	70.16	12.52	3.82	0.12	1.17
	华东电网	22	2943	4720	54.13	1.47	27.95	11.25	5.21	0.19
	江苏	178	10609	24188	43.06	41.29	6.98	8.53	0.15	0.29
	上海	54	2372	4673	45.06	42.61	3.48	6.79	2.05	0.28
	浙江	54	5730	29820	47.08	19.65	7.69	24.98	0.6	0.68
	合计	477	29833	115345	33.81	42.02	12.12	11.4	0.66	0.49
华中区域	河南	63	5447	15638	0	50.36	44.7	4.94	0	0.49
	湖北	48	3576	3878	48.5	0.96	48.71	1.21	0.62	0.14
	湖南	38	2333	18817	24.61	62.9	10.87	1.62	0	1.16
	江西	30	2039	3849	78.2	8.05	2.5	11.25	0	0.22
	四川	386	5956	1374	76.43	0	1.66	12.31	9.61	0.05
	重庆	51	1834	4687	15.53	58.28	7.14	18.28	0.77	0.46
	广东	162	9521	361086	9.17	9.56	81.18	0.03	0.06	4.58
南方区域	广西	83	3429	41742	3.95	8.13	87.2	0.3	0.42	1.99
	贵州	80	4348	28209	28.57	1.72	67.94	1.58	0.19	1.19
	海南	16	576	5398	8.07	16.28	75.55	0.1	0	0.92
	云南	158	7032	27107	18.97	0.44	73.24	3.89	3.45	1.07
	合计	499	24906	463542	35.24	10.44	8.5	80.39	0.37	3.37
全国合计		4566	137035	1303085	20.73	38.44	36.38	4.23	0.22	1.47

资料来源：国家能源局，德邦研究所

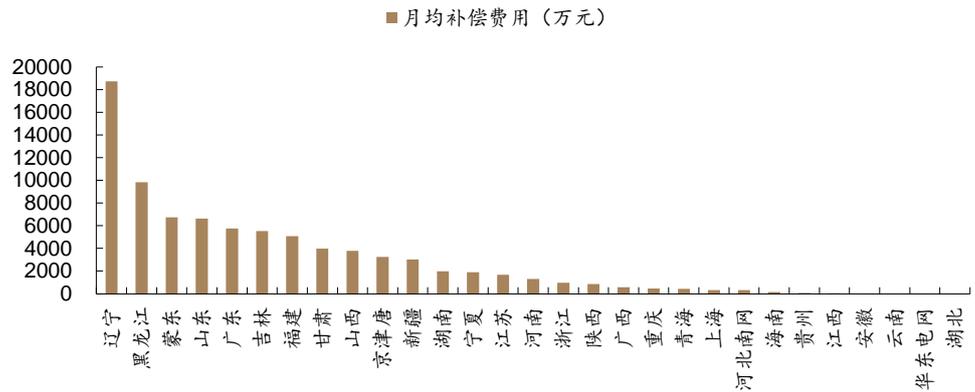
东北区域调峰补偿力度最大。根据国家能源局统计，2019年上半年，补偿费用为24.50亿元，占全国调峰补偿费用的54.16%，东北地区调峰辅助服务市场规模明显大于其他地区。分省份来看，调峰市场中辽宁月均费用最高。

图 26：2019 年上半年全国调峰服务补偿费用情况



资料来源：国家能源局，德邦研究所

图 27：2019 年上半年调峰市场月均补偿费用



资料来源：国家能源局，德邦研究所

对不同地区调峰补偿政策进行梳理，从补偿方式来看，大部分地区按照负荷率进行分阶梯式补偿，东北三省与新疆除按阶梯式补偿以外，还额外考虑是否处于供热期。从报价方式来看，南方区域还设定了固定补偿标准，其余地区采用区间补偿标准。综合来看，东北、山东补偿标准较高，南方地区补偿标准普遍很低。

表 8：华北地区火电机组调峰补偿政策（单位：元/千瓦时）

政策名称	发布时间	所在区域	档位	负荷率	补偿下限	补偿上限
《华北电力调峰辅助服务市场运营规则》(2019 年修订版) 发布	2019/9/27	河北电网、京津唐、山西	第一档	70%-100%	0	0
			第二档	60%-70%	0	0.3
			第三档	50%-60%	0	0.3
			第四档	40%-50%	0	0.4
			第五档	30%-40%	0	0.5
			第六档	20%-30%	0	0.5
			第七档	10%-20%	0	0.5
			第八档	0%-10%	0	0.5
《山东电力辅助服务市场运营规则(试行)(2021 年修订版)(征求意见稿)》	2021/9/3	山东	第一档	60%-70%	0	0.1
			第二档	50%-60%	0	0.1
			第三档	40%-50%	0	0.6
			第四档	30%-40%	0	0.6
			第五档	20%-30%	0	0.8
			第六档	10%-20%	0	0.8
			第七档	0%-10%	0	0.8
《华北能源监管局关于修订蒙西电网辅助服务市场规则部分条款的通知》	2021/5/25	蒙西	第一档	70%-100%	0	0
			第二档	60%-70%	0	0.4
			第三档	50%-60%	0	0.4
			第四档	40%-50%	0	0.4
			第五档	30%-40%	0	0.4
			第六档	20%-30%	0	0.4
			第七档	10%-20%	0	0.4
			第八档	0%-10%	0	0.4

资料来源：北极星电力网，华北能源监管局，国家能源局山东监管办公室，德邦研究所整理

**表 9：西北地区火电机组调峰补偿政策（单位：元/千瓦时）**

政策名称	发布时间	所在区域	档位	负荷率	补偿下限	补偿上限
《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》	2021/5/6	甘肃	第一档	40%-50%	0	0.2
			第二档	35%-40%	0	0.3
			第三档	30%-35%	0	0.4
			第四档	20%-30%	0	0.6
			第五档	0-20%	0	0.8
《宁夏电力辅助服务市场运营规则（征求意见稿）》	2021/5/6	宁夏	第一档	40%-50%	0	0.3
			第二档	0-40%	0.3	0.7
《青海省电力辅助服务市场运营规则》	2020/12/1	青海	第一档	40%-50%	0	0.3
			第二档	0-40%	0.3	0.7

资料来源：国家能源局甘肃监管办公室，国家能源局西北监管局，德邦研究所整理

**表 10：东北及新疆地区火电机组调峰补偿政策（单位：元/千瓦时）**

政策名称	发布时间	所在区域	时期	档位	火电厂类型	负荷率	报价下限	报价上限
《东北电力辅助服务市场运营规则》	2020/12/23	黑龙江、吉林、辽宁	非供热期	第一档	纯凝机组	40%-50%	0	0.4
					热电机组	40%-48%	0	0.4
				第二档	所有火电机组	0-40%	0.4	1
			供热期	第一档	纯凝机组	40%-48%	0	0.4
					热电机组	40%-50%	0	0.4
				第二档	所有火电机组	0-40%	0.4	1
《新疆电力辅助服务市场运营规则》	2020/1/16	新疆	非供热期	第一档	纯凝机组	40%-50%	0	0.22
					热电机组	40%-45%	0	0.22
				第二档	所有火电机组	0-40%	0.22	0.7
			供热期	第一档	纯凝机组	40%-50%	0	0.22
					热电机组	40%-45%	0	0.22
				第二档	所有火电机组	0-40%	0.22	0.7

资料来源：国家能源局东北监管局，新疆能监办，德邦研究所整理

**表 11：华中地区火电机组调峰补偿政策（单位：元/千瓦时）**

政策名称	发布时间	所在区域	档位	负荷率	补偿下限	补偿上限
江西省电力辅助服务市场运营规则（试行）	2020/11/5	江西	第一档	45%-50%	0	0.2
			第二档	40%-45%	0	0.3
			第三档	35%-40%	0	0.4
			第四档	30%-35%	0	0.5
			第五档	0%-30%	0	0.6
《河南电力调峰辅助服务交易规则（试行）》	2019/8/17	河南	第一档	40%-50%	0	0.3
			第二档	30%-40%	0.3	0.5
			第三档	0-30%	0.5	0.7
《湖北电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》	2020/6/9	湖北	第一档	45%-50%	0	0.2
			第二档	40%-45%	0	0.3

政策名称	发布时间	所在区域	档位	负荷率	补偿下限	补偿上限
《重庆电网电力辅助服务(调峰)交易规则》	2019/4/28	重庆	第三档	35%-40%	0	0.4
			第四档	30%-35%	0	0.5
			第五档	0-30%	0	0.6
			第一档	45%-50%	0	0.2
			第二档	40%-45%	0	0.3
			第三档	35%-40%	0	0.4
			第四档	30%-35%	0	0.5
			第五档	0-30%	0	0.6

资料来源：国家能源局华中监管局，江西能源局，河南能源监管办，德邦研究所整理

表 12：华东地区火电机组调峰补偿政策（单位：元/千瓦时）

政策名称	发布时间	所在区域	档位	负荷率	补偿下限	补偿上限
《福建省电力调峰辅助服务市场交易规则（试行）（2022年修订版）》	2022年4月19日	福建	第一档	55%-60%	0	0.1
			第二档	50%-55%	0	0.2
			第三档	45%-50%	0	0.4
			第四档	40%-45%	0	0.5
			第五档	35%-40%	0	0.6
			第六档	20%-35%	0	1
《安徽电力调峰辅助服务市场运营规则（试行）》	2020年11月27日	安徽	第一档	45%-50%	0	0.3
			第二档	40%-45%	0	0.4
			第三档	35%-40%	0	0.6
			第四档	0%-35%	0	0.8

资料来源：福建能源监管办，北极星电力网，国家能源局华东监管局，德邦研究所整理

表 13：南方地区火电机组调峰补偿政策（单位：元/千瓦时）

政策名称	发布时间	所在区域	档位	负荷率	补偿下限	补偿上限
《南方区域电力辅助服务管理实施细则》	2022年6月24日	广东	第一档	40%-50%	0.099	0.099
			第二档	30%-40%	0.792	0.792
			第三档	0-30%	1.188	1.188
		广西	第一档	40%-50%	0.0495	0.0495
			第二档	30%-40%	0.396	0.396
			第三档	0-30%	0.594	0.594
		贵州	第一档	40%-50%	0.0297	0.0297
			第二档	30%-40%	0.2376	0.2376
			第三档	0-30%	0.3564	0.3564
		云南	第一档	40%-50%	0.0828	0.0828
			第二档	30%-40%	0.6624	0.6624
			第三档	0-30%	0.9936	0.9936
		海南	第一档	40%-50%	0.0744	0.0744
			第二档	30%-40%	0.5952	0.5952
			第三档	0-30%	0.8928	0.8928

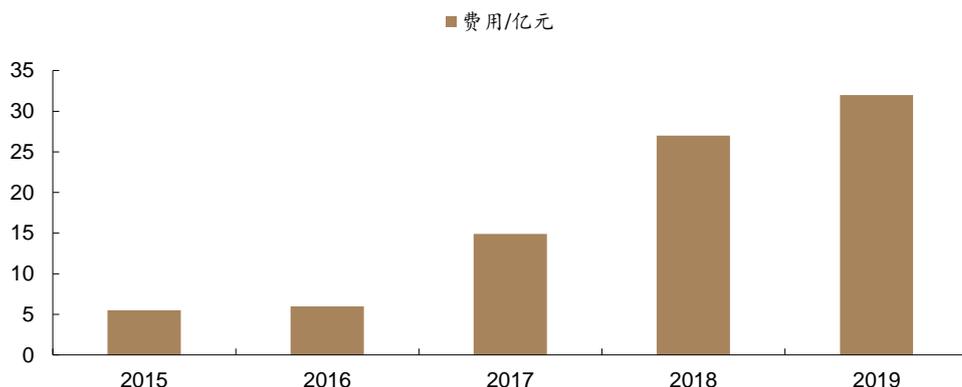
资料来源：国家能源局南方监管局，德邦研究所整理

### 3.政策催化叠加辅助服务市场发展，灵活性改造迎来机遇

#### 3.1.调峰辅助服务市场机制逐步完善，火电灵活性改造盈利能力有望改善

国内火电灵活性改造的核心驱动力在于调峰辅助服务费用设置的合理性。目前，各地调峰辅助服务标准差异明显，以东北地区来看，东北地区调峰服务标准较高，带动了东北地区火电灵活性改造的快速发展，调峰辅助服务费用从2015年5亿元左右上升至2019年30多亿元规模，火电灵活性改造后参与调峰获得的收入也逐步为东北地区的电厂贡献了较多效益。

图 28：东北调峰辅助服务费用的历年变化



资料来源：潘尔生等所著的《火电灵活性改造的现状、关键问题与发展前景》，德邦研究所。注释：以上数据原始论文未披露，为我们根据作图情况预估而来。

完善辅助服务机制，武汉、贵州两地大幅提高深度调峰补偿费用。2022年6月21日，华中能源局发布《华中能源管理局进一步完善湖北调峰辅助服务市场报价机制》，对深调市场每个档位提高0.05-0.1元/千瓦时，对比2020年发布的《湖北电力调峰辅助服务市场运营规则(试行)》的档位标准(第一档为0.2元/千瓦时，共设5档，每档提高0.1元/千瓦时)，最大提高幅度为50%。此外，贵州能源监管办也在推进电力调峰辅助市场交易规则修订，预计将增大对煤电机组参与深度调峰的补偿力度，第一档、第二档、第三档补偿标准较《南方区域电力辅助服务管理实施细则》中的标准提高了172.73%。

表 14：武汉、贵州两地大幅调高深度调峰补偿费用

政策名称	发布时间	发布机构	主要内容
《华中能源监管局进一步完善湖北调峰辅助服务市场报价机制》	2022年6月21日	华中能源监管局	6月16日起，华中能源监管局对湖北燃煤机组参与调峰辅助服务市场报价进行调整，对深调市场各档位分别提高50-100元/兆瓦时
《贵州能源监管办推进贵州电力辅助服务市场交易规则修订》	2022年6月21日	贵州能源监管办	增大对煤电机组参与深度调峰的补偿力度，将第一档、第二档、第三档补偿标准分别提高至0.081元/千瓦时，0.648元/千瓦时，0.972元/千瓦时

资料来源：国家能源局，贵州能监办，德邦研究所整理

### 3.2.政策催化下，火电灵活性改造服务迎来广阔发展空间

国家鼓励火电灵活性改造，为火电企业转型带来契机。2016年，国家能源局下达两批火电灵活性改造试点项目的通知，正式开启了火电灵活性改造示范工程建设。2018年，国家发改委、国家能源局发布《关于提升电力系统调节能力的指导意见》，提出优先提升30万千瓦级别燃煤机组的深度调峰能力。2021年，国家发改委发布《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》，强调煤电机组灵活性改造应改尽改，促进清洁能源消纳，火电灵活性改造为火电企业的发展带来了转型契机。

表 15：国家鼓励火电灵活性改造的政策

颁布时间	颁布单位	相关政策	相关内容
2016年	国家能源局综合司	国家能源局综合司关于下达两批火电灵活性改造试点项目的通知	挖掘燃煤机组调峰潜力，提升我国火电运行灵活性，全面提高系统调峰和新能源消纳能力，确定丹东电厂等22个项目为提升火电灵活性改造试点项目。
2016年7月22日	国家发改委、国家能源局	关于印发《可再生能源调峰机组优先发电试行办法》的通知	鼓励发电企业对煤电机组稳燃、汽轮机、汽路以及制粉等进行技术改造，争取提升机组调峰能力10%-20%，对热电机组安装在线监测系统，争取提升热电机组调峰能力10%-20%。
2016年11月7日	国家发改委、国家能源局	电力发电“十三五”规划（2016-2020年）	加强系统调峰能力建设，“十三五”期间，充分挖掘现有系统调峰能力，加大调峰电源规划建设力度，优化电力调度运行，常规煤电灵活性改造规模达到8600万千瓦左右。
2018年3月23日	国家发改委、国家能源局	《关于提升电力系统调节能力的指导意见》	“十三五”期间，力争完成2.2亿千瓦火电机组灵活性改造（含燃料灵活性改造），提升电力系统调节能力4600万千瓦。优先提升30万千瓦级煤电机组的深度调峰能力。改造后的纯凝机组最小技术出力达到30%~40%额定容量，热电联产机组最小技术出力达到40%~50%额定容量；部分电厂达到国际先进水平，机组不投油稳燃时纯凝工况最小技术出力达到20%~30%。
2021年7月	国家发改委	《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	在自建或购买调峰与储能能力的数量标准与动态调整中对煤电灵活性制造改造调峰能力进行认定。规定灵活性改造的煤电机组，按照制造改造可处理范围与改造前可调出力或者平均可调出力范围的差值认定调峰能力。
2021年10月	国家发改委、国家能源局	《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》	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，促进清洁能源消纳。“十四五”期间，实现煤电机组灵活制造规模1.5亿千瓦

资料来源：国家发改委，国家能源局，德邦研究所

地方政策不断加码，火电灵活性改造助力企业抢滩新能源业务。在国家政策驱动下，煤电机组灵活性改造显著加快，内蒙古、山东、贵州等地均陆续发布火电灵活性改造政策，根据2021年4月内蒙古自治区能源局下发的《关于实施火电灵活性改造促进新能源消纳工作的通知》，火电灵活性改造后新增的新能源消纳规模按照不低于改造后增加的调峰空间50%的比例配置给开展灵活性改造的企业。在此形势下，具有调峰调频能力的电源企业将优先获得新能源建设指标，对火电企业拓展新能源发电业务或具有显著增益。

表 16：地方鼓励火电灵活性改造的政策

颁布时间	颁布单位	相关政策	相关内容
2021年4月	内蒙古自治区能源局	《关于实施火电灵活性改造促进新能源消纳工作的通知》	火电灵活性改造后新增的新能源消纳规模按照不低于改造后增加的调峰空间50%的比例配置给开展灵活性改造的企业。

2021年6月	内蒙古自治区能源局	《内蒙古自治区煤电节能降耗及灵活性改造行动计划(2021-2023年)》	到2023年,力争全区燃煤发电机组完成灵活性改造2000万千瓦,增加系统调节能力400-500万千瓦。
2021年8月	内蒙古自治区能源局	《内蒙古自治区推进火电灵活性改造促进市场化消纳新能源实施细则(试行)》	推进煤电适度调峰技术应用,实施燃煤电厂火电灵活性改造。燃煤电厂火电灵活性改造新增调节能力配套建设市场化并网新能源
2021年8月	山东省人民政府	《山东省能源发展“十四五”规划》	强化煤电托底保障,积极推进煤电由主体性电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础性电源转变,加强应急备用和调峰能力建设,全面实施存量煤电机组灵活性改造,鼓励服役到期机组经延寿改造后转为应急备用电源
2021年6月	贵州省人民政府办公厅	《贵州省煤电机组改造升级高质量发展行动方案》	有序推进灵活性改造。深挖煤电机组调节潜力,提升系统调节运行效率。煤电企业应根据机组自身特点及在电网系统调峰中的地位与作用,制定灵活性改造技术方案,实现煤电机组具备在30%—100%负荷区间线性调节和快速响应能力。

资料来源:国家发改委,山东省人民政府官网,贵州省人民政府官网,国家能源局,德邦研究所

火电灵活性改造具备广阔发展空间。根据国家发改委、能源局发布《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》,“十四五”期间完成2亿千瓦,增加系统调节能力3000-4000万千瓦,促进清洁能源消纳。假设悲观、中性、乐观情形下,“十四五”期间增加系统调峰能力分别为3000万千瓦、3500万千瓦、4000万千瓦。结合中电联发布的《煤电机组灵活性运行政策研究》,煤电灵活性改造单位千瓦调峰容量成本约为500元-1500元之间,则悲观情形下火电灵活性改造的市场空间为150-450亿元,中性情形下火电灵活性改造的市场空间为175-525亿元,乐观情形下火电灵活性改造的市场空间为200-600亿元。综上所述,在中性情形下,按照煤电灵活性改造单位千瓦调峰容量平均成本1000元来计算,预计“十四五”期间火电灵活性改造市场空间约为350亿元。

表 17: 十四五火电灵活性改造市场空间测算

		悲观			中性			乐观	
增加系统调峰能力(万千瓦)		3000			3500			4000	
灵活性改造单位千瓦调峰容量成本(元/千瓦)	500	1000	1500	500	1000	1500	500	1000	1500
火电灵活性改造市场空间(亿元)	150	300	450	175	350	525	200	400	600

资料来源:国家发改委,中电联,德邦研究所

## 4. 投资建议

双碳战略下，新能源消纳问题日趋突出以及国家能源保供和火电企业转型的迫切要求，火电灵活性改造受到广泛关注，国家不断出台政策推动火电灵活性改造的发展。同时，辅助服务市场日趋成熟，调峰辅助服务机制的逐步完善也将成为火电灵活性市场发展的强大动力。建议关注：拟收购赫普能源，积极布局火电灵活性调峰储能改造解决方案的【西子洁能】；掌握火电灵活性改造核心技术及产品的【青达环保】；火电转型新能源标的【华能国际】；积极布局风电的新能源运营商【龙源电力】。

## 5. 风险提示

### 1) 政策推进不及预期

火电灵活性改造产业受政策扶持，若政策发生变化，可能会对行业产生影响。

### 2) 辅助服务市场发展不及预期

火电灵活性改造收益受辅助服务市场发展影响，若补贴力度不够，相关公司盈利水平将受到影响。

### 3) 技术创新不及预期

火电灵活性改造技术发展，火电灵活性改造投入的设备成本，都对火电灵活性改造的进程产生一定影响。若投入设备成本增加，将导致灵活性改造项目投资回收周期变化，影响火电灵活性市场发展。

# 信息披露

## 分析师与研究助理简介

倪正洋，2021年加入德邦证券，任研究所大制造组组长、机械行业首席分析师，拥有5年机械研究经验，1年高端装备产业经验，南京大学材料学学士、上海交通大学材料学硕士。2020年获得iFinD机械行业最具人气分析师，所在团队曾获机械行业2019年新财富第三名，2017年新财富第二名，2017年金牛奖第二名，2016年新财富第四名。

## 分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

## 投资评级说明

	类别	评级	说明
<b>1. 投资评级的比较和评级标准：</b> 以报告发布后的6个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后6个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅； <b>2. 市场基准指数的比较标准：</b> A股市场以上证综指或深证成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普500或纳斯达克综合指数为基准。	股票投资评级	买入	相对强于市场表现 20%以上；
		增持	相对强于市场表现 5%~20%；
		中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
		减持	相对弱于市场表现 5%以下。
	行业投资评级	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平 10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与 10%之间；
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平 10%以下。

## 法律声明

本报告仅供德邦证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。在法律许可的情况下，德邦证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。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。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营范围包括证券投资咨询业务。