

电力设备

电改步入深水区，运营商、设备商迎新机遇

行业事件：

5月23日，总书记在山东济南主持召开企业和专家座谈会并发表重要讲话。会上，国家电投董事长等9位企业和专家代表先后发言，就深化电力体制改革等提出意见建议。5月24日，国家电投第一时间召开会议，强调要牢记使命，全力以赴扛起核电、重型燃机两个重大专项的“国之重任”，坚决抓好“一流光伏”、氢能、储能等战略性新兴产业的发展任务。

电改背景：基荷电源需求+绿电消纳压力

从用电量来看，2024年1-4月，全社会用电量累计3.1万亿千瓦时，同比+9.0%。中电联预计，2024年全年全社会用电量将达到9.8万亿千瓦时，比2023年增长6%左右。从装机量来看，并网风电和太阳能发电合计装机容量预计将在2024年二季度至三季度首次超过煤电装机，2024年底占总装机比重上升至40%左右。我们认为，即将进入迎峰度夏用电高峰阶段，风光出力高占比或将对电网消纳产生较大压力，电力体制持续改革值得期待。

方向一：电源侧由关注电价转变为关注综合收益

我们认为电改政策核心一方面为推进各主体市场化，从计划电价逐步转变成各主体同台竞价方式，合理配置电源成本，另一方面将过去单一制电价依据各类发电侧电源主体发挥价值不同，拆解成不同收益方式，运营商关注点应由电价转变为不同电源的综合收益。

方向二：关注火电、核电设备新建及改造需求

火电、核电作为重要基荷电源迎来新一轮建设周期，2022年/2023年火电开工量分别为66/124GW，同比分别增长34.1%/87.58%，同时火电机组存在灵活性改造需求，满足容量、辅助服务要求，同时获取容量+调节资源收益。核电作为重要基荷电源，稀缺性较高，2022年、2023均审批10台机组，核电具备长期成长性。经历核准潮-开工潮后，我们认为2024产业链公司受益投资增加，有望迎来业绩兑现期。

方向三：关注电网建设需求和储能价值兑现

电网方面，风光出力高占比或将对电网消纳产生较大压力，主网特高压投资有望在2024年持续加速，配网方向建设重视度有望提升，电网设备商业绩有望持续增长。储能方面，我们认为国内容量租赁+现货市场+辅助服务+容量补偿的独立储能多元收益模式逐渐建立，储能收益模式有望理顺，储能设备有望迎接新需求。

投资建议：关注电改变化带动运营商+设备商机遇

电改步入深水区，不同类型电源运营商收益有望理顺和传导。运营商方面建议关注华能国际、皖能电力、宝新能源、三峡能源、中国核电等。火电、核电新建需求，火电灵活性改造需求有望带动设备商业绩增长，建议关注东方电气、江苏神通等。消纳问题有望带动电网加速建设，建议关注中国西电、许继电气、平高电气、国电南瑞等。储能盈利模式有望理顺，建议关注阳光电源、上能电气等。

风险提示：政策推进节奏不及预期；电源建设进度不及预期；原材料成本变化。

投资建议：强于大市（维持）
上次建议：强于大市

相对大盘走势



作者

分析师：贺朝晖
执业证书编号：S0590521100002
邮箱：hezhang@glsc.com.cn

相关报告

1、《电力设备：美国对东南亚光伏双反启动调查影响或有限》2024.05.27
2、《电力设备：OBB 量产节点延长设备行业景气度》2024.05.20

正文目录

1. 当前电改行业背景	3
2. 关注电源侧由电价收益转变为综合收益	4
3. 关注火电、核电设备新建及改造需求	7
4. 关注电网建设需求和储能价值兑现	9
5. 投资建议：关注电改变化带动运营商+设备商机遇	12
6. 风险提示	12

图表目录

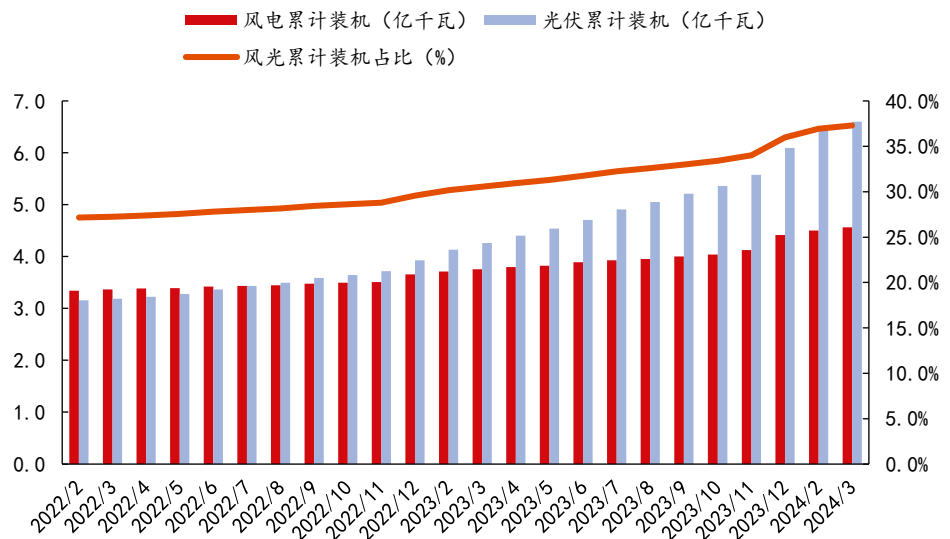
图表 1：风光累计装机占比呈现持续上涨态势	3
图表 2：2023M1-2024M4 全社会用电量累计值（亿千瓦时）	4
图表 3：电改后应当关注电源侧机组综合收益	5
图表 4：各省现货市场时间表	6
图表 5：煤电主体角色变化驱动收益模式变化	6
图表 6：2023 上半年我国辅助服务费用情况	7
图表 7：美国/英国辅助服务市场情况	7
图表 8：2021-2024（M1-M4 中旬）火电核准、开工情况（GW）	7
图表 9：火电核准情况（月度，GW）	8
图表 10：火电开工情况（月度，GW）	8
图表 11：2022 年、2023 年核电审批 10 台机组	9
图表 12：核电累计投资完成额情况（2024M1-M3）	9
图表 13：各类型电源装机规模及风、光装机占比情况（万千瓦，%）	9
图表 14：用电量增长推动电源加速投资（亿元，亿千瓦时）	10
图表 15：我国储能日等效充放电次数仍较低	11
图表 16：储能利用率较低的情况是全国普遍的	11
图表 17：我国独立储能电站收益来源	11

1. 当前电改行业背景

5月23日,总书记在山东省济南市主持召开企业和专家座谈会并发表重要讲话。座谈会上,国家电投董事长、党组书记刘明胜等9位企业和专家代表先后发言,就深化电力体制改革等提出意见建议。

5月24日,国家电投第一时间召开党组(专题)会议,强调要牢记使命,全力以赴扛起核电、重型燃机两个重大专项的“国之重任”,坚决抓好“一流光伏”、氢能、储能等战略性新兴产业的发展任务,以改革深化提升推动高质量发展切实抓好沙戈荒新能源大基地建设、农村能源革命试点县建设、“交通强国”试点建设、绿电转化示范项目建设。截至2024年3月底,国家电投总装机达2.39亿千瓦,清洁能源装机1.67亿千瓦,占比超70%,光伏装机、新能源装机、清洁能源装机规模连续多年位居世界第一。

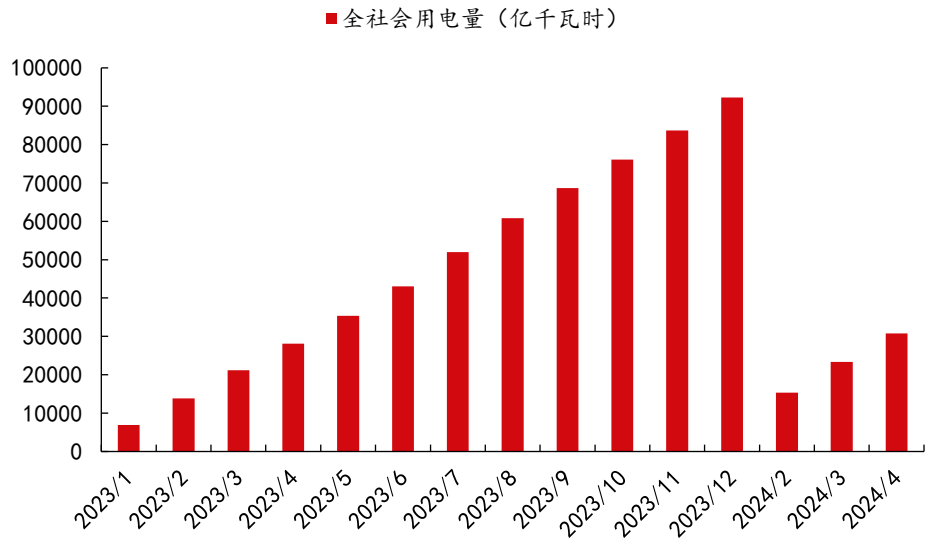
图表1: 风光累计装机占比呈现持续上涨态势



资料来源: Wind, 国联证券研究所

从用电量来看,2024年1-4月,全社会用电量累计3.1万亿千瓦时,同比+9.0%,从分产业用电看,第一产业/第二产业/第三产业用电量分别同比+10.1%/+7.5%/+13.5%。中电联预计,2024年全年全社会用电量将达到9.8万亿千瓦时,比2023年增长6%左右。从装机量来看,并网风电和太阳能发电合计装机容量预计将在2024年二季度至三季度首次超过煤电装机,2024年底达到13亿千瓦左右,占总装机比重上升至40%左右,部分地区新能源消纳压力凸显、利用率将下降。我们认为,接下来即将进入迎峰度夏用电高峰阶段,风光发电量高占比或将对电网消纳产生较大压力,电力体制持续改革值得期待。

图表2：2023M1-2024M4 全社会用电量累计值（亿千瓦时）



资料来源：Wind，国联证券研究所

2. 关注电源侧由电价收益转变为综合收益

我们认为电改政策核心一方面为推进各主体市场化，从计划电价逐步转变成各主体同台竞价方式，合理配置电源成本，另一方面将过去单一制电价依据各类发电侧电源主体发挥价值不同，拆解成不同收益方式，以后关注点应由电价转变为不同电源的综合收益。

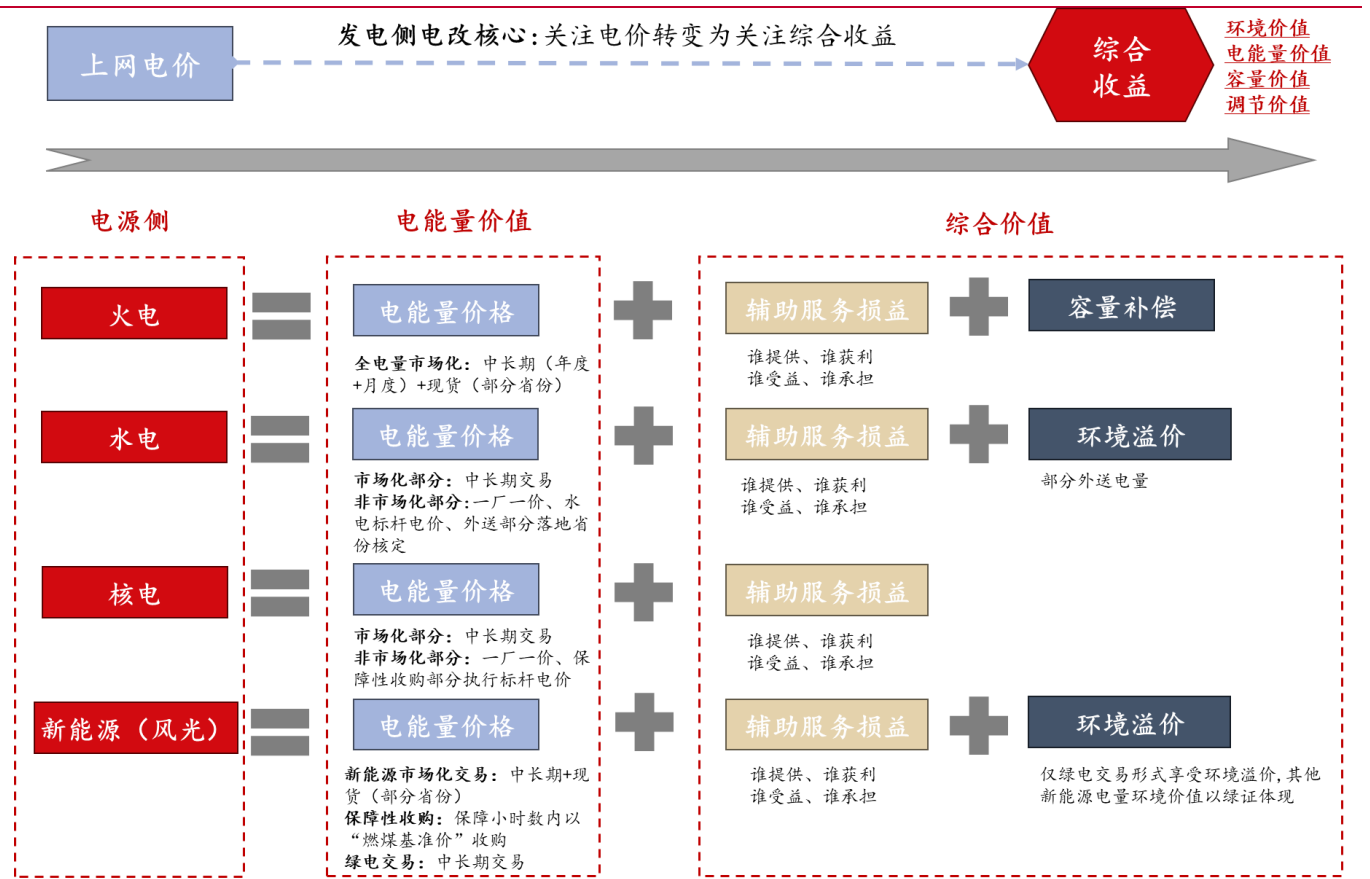
电能量市场：中长期交易电价由发用双方供需决定，以年度、月度、多日交易等市场化交易形式形成，现货市场则在日前和日内市场形成供需关系决定的分时电价体现时间维度稀缺电价价值。

辅助服务市场：目前以省级为单位，各省电源资源不同，补偿价格和种类不同，秉承“谁提供、谁获利、谁受益、谁承担”原则，不同机组获得损益不同。

容量市场：为电网提供冗余度机组获取容量收益，且向下游用户传导。

绿电市场：新能源电量获取环境溢价或者绿证。

图表3：电改后应当关注电源侧机组综合收益



资料来源：ifind，国联证券研究所

现货市场建设加速。2023年11月12日，国家发改委发布《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，通知要求要推动现货市场转正式运行、有序扩大现货市场建设范围、加快区域电力市场建设，并持续优化省间交易机制。2023年12月22日，山西省能源局、山西能监办发布《关于山西电力现货市场由试运行转正式运行的通知》代表着山西省电力现货市场即日起转入正式运行。山西省成为中国电力现货市场第一个正式运行的省份。

电力现货市场反映了短期电力的供求关系，体现电价时间维度价值，代表着电价的稀缺溢价，现货市场的完善将给储能、煤电机组灵活性改造等带来诸多机遇。

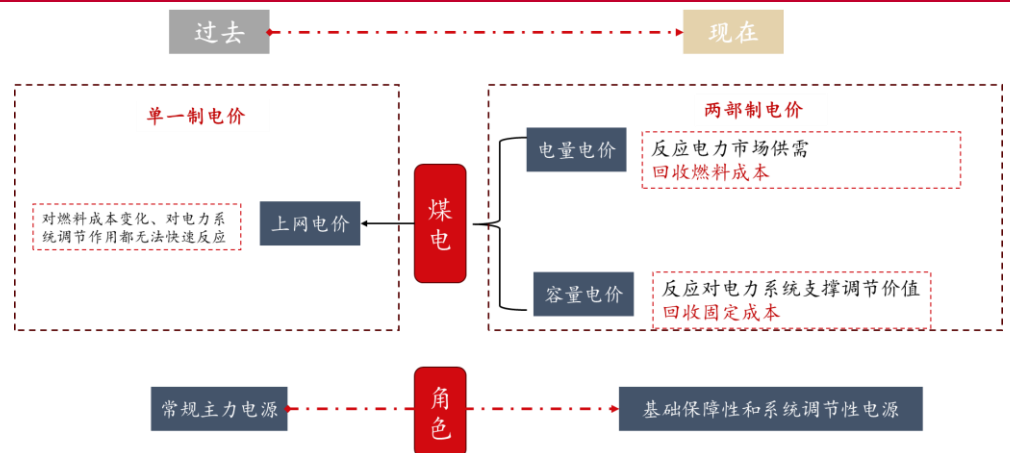
图表4：各省现货市场时间表

要求	地区	时间节点
推动现货市场正式运行	各省/区域、省间现货市场连续运行一年以上，并依据市场出清结果进行调度生产和结算的，可按程序转入正式运行	
有序扩大现货市场建设	山西	2023年12月22日转入正式运行
	广东	2023年12月29日转入正式运行
	福建	2023年底前开展长周期结算试运行
	浙江	2024年6月前启动现货市场连续结算试运行
	四川	持续探索适应高比例水电的丰枯水季相衔接市场模式和机制
加快区域电力市场建设	辽宁、江苏、安徽、河南、湖北、河北南网、江西、陕西	在2023年底前开展长周期结算试运行
	其他地区	力争在2023年底前具备结算试运行条件
	南方区域	2023年底前启动结算试运行
	长三角	2023年底前建立长三角电力市场一体化合作机制
	京津冀	力争2024年6月前启动模拟试运行

资料来源：国家发改委，广东省发改委，山西省人民政府，国联证券研究所

容量电价：煤电电价建立两部制。2023年11月10日，国家发改委、国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号），2024年1月1日起执行。从政策思路来看，当前阶段煤电需要由常规主力电源向基础保障性和系统调节性电源并重转型，因此将现行煤电单一制电价调整为两部制电价，其中电量电价通过市场化方式形成，反应电力市场供需、燃料成本变化等情况；容量电价水平根据转型进度等实际情况合理确定并逐步调整，充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值。

图表5：煤电主体角色变化驱动收益模式变化



资料来源：国家发改委，国联证券研究所

辅助服务：调节性资源有望兑现价值。我国电力辅助服务实现6大区域、33个省区电网的全覆盖，统一辅助服务规则体系基本形成。依据国家能源局2023年第三季

度新闻发布会数据，截至 2023 年 6 月底，全国发电装机容量约 27.1 亿千瓦，其中参与电力辅助服务的装机约 20 亿千瓦。2023 年上半年，全国电力辅助服务费用共 278 亿元，占上网电费 1.9%。

在电力现货市场，市场机组根据报价中标，调峰费用应该并入电能量市场费用，目前我国现货市场处于过渡阶段，调峰市场为过渡阶段特定市场，如果去掉调峰补偿费，目前辅助服务费用占比不到总电量电费的 1%，显著低于成熟市场国家，2015 年美国 PJM 电力市场的辅助服务费用占比电量费比例为 2.5%(可再生能源装机占比为 5%)，英国为 8%(可再生能源装机占比为 27%)。

图表6：2023 上半年我国辅助服务费用情况

电力辅助服务费用 (含调峰)	电力辅助服务费用 (不含调峰)	设想情况 (不含调峰)
可再生能源装机占比：48.8%		
278 亿元	111 亿元	438 亿元
占比上网电费 1.9%	占比上网电费 0.76%	占比上网电费 3%

资料来源：国家能源局，国联证券研究所

图表7：美国/英国辅助服务市场情况

地区	2018H1
中国	0.71%
美国 PJM 市场	2.5% (2015 年)
英国国家电网	8% (2015 年)

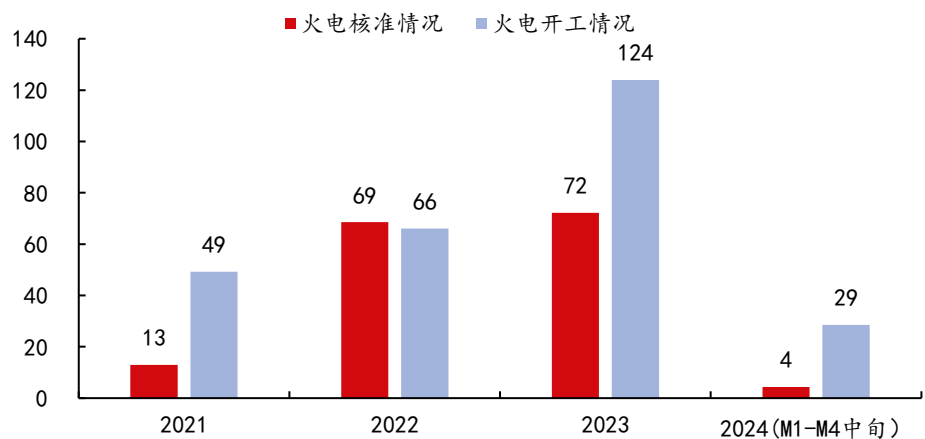
资料来源：《新一轮电改下电力辅助服务市场机制及储能参与辅助服务的经济性研究》李明等，国联证券研究所

3. 关注火电、核电设备新建及改造需求

➤ 火电：新一轮核准开工潮

2022 年开启新一轮核准潮，2023 年开工潮。2022 年火电基荷电源属性重视度提升后，火电迎来核准开工新周期，依据我们不完全统计，以核准项目来讲，2022 年/2023 年火电核准量分别为 68.5/72.2 GW，同比分别增长 428.54%/5.37%，项目核准维持高值。以开工角度来讲，2022 年/2023 年火电开工量分别为 66/124GW，同比分别增长 34.1%/87.58%，火电项目核准到开工需要经过可研、申请路条、土建招标、主辅机招标等流程，开工时间或有延迟。

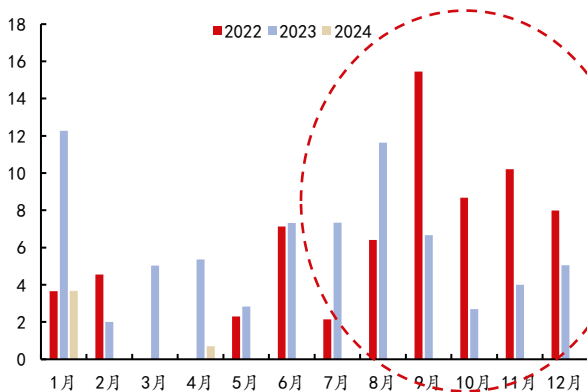
图表8：2021-2024 (M1-M4 中旬) 火电核准、开工情况 (GW)



资料来源：北极星火电网，国联证券研究所

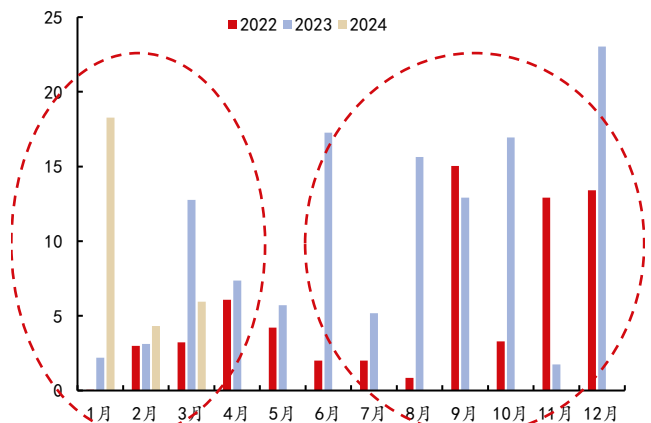
月度角度：2022 年 9 月份后核准、开工高增。从核准角度来看，2022M1-M6 火电核准 17.63GW，而 2022M7-M12 火电核准 50.9GW，2022 年下半年开启核准高峰，2023 年 1 月、8 月分别核准 12.3/11.6GW，其余月份核准相对较为平均，核准 2GW-7.3 GW 左右。从开工角度来看，2022H1 火电开工 18.6GW，2022H2 火电开工 47.5GW，2023 年开工加速，2023H1 火电开工 48.4GW，2023H2 火电开工 75.46GW，从 2024 年角度来看，2024M1-M4 中旬火电开工 28.5GW，同比增长 36.63%，运营商开工意愿增加。

图表9：火电核准情况（月度，GW）



资料来源：北极星火电网，国联证券研究所

图表10：火电开工情况（月度，GW）



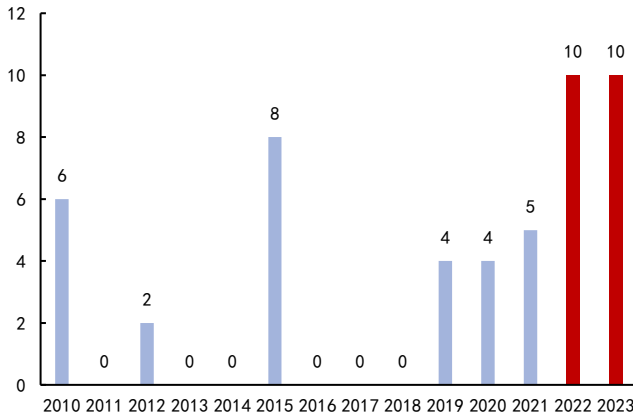
资料来源：北极星火电网，国联证券研究所

➤ 核电：2022 年-2023 年审批 10 台机组，高成长性

2022 年、2023 年审批 10 台机组，成长性足。2022 年核电审批 10 台机组，2023 年 7 月份国常会核准 6 台机组，2023 年 12 月 29 日，国常会上核准 4 台机组，2023 全年核准 10 台，我们预计当前基荷电源地位提升，2024 年我们预计审批 10 台机组及以上，核电行业成长性高。

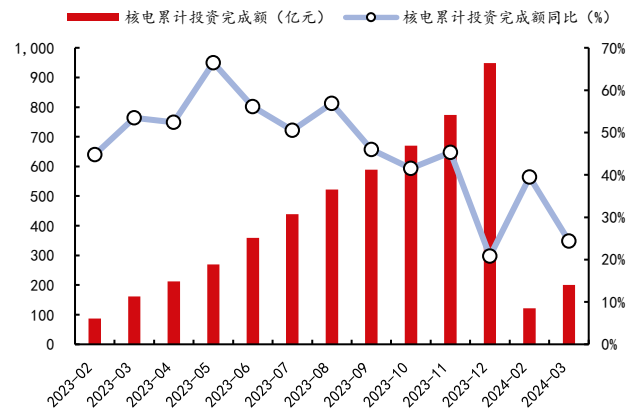
以电源建设基本投资完成额计算，核电投资额明显增长，2023 年核电实现累计投资完成额 949 亿元，核电累计投资完成额同比增长 20.8%，2024 年 1-3 月，核电投资额为 200 亿元，同比增长 24.4%。

图表11：2022年、2023年核电审批10台机组



资料来源：北极星电力网，国联证券研究所

图表12：核电累计投资完成额情况（2024M1-M3）



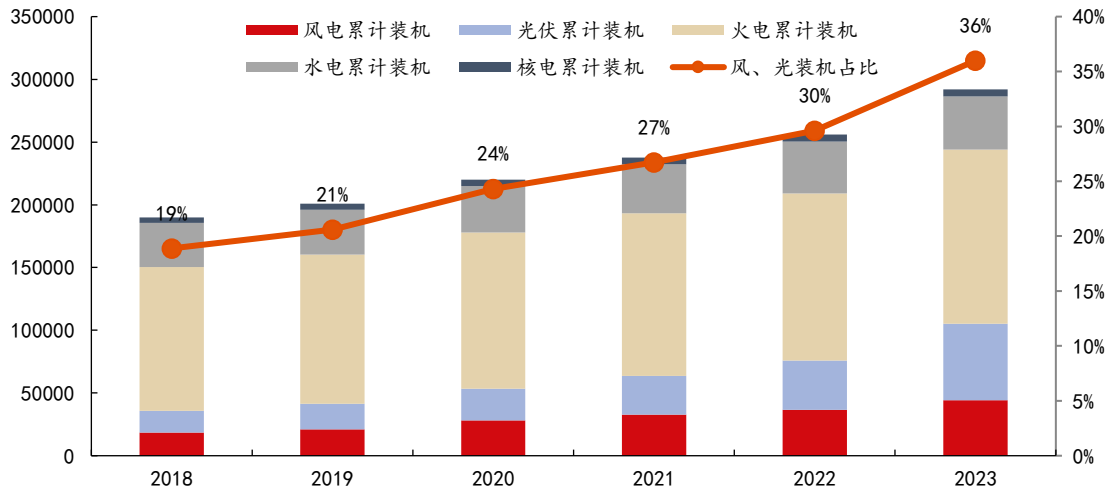
资料来源：WIND，国联证券研究所

4. 关注电网建设需求和储能价值兑现

➤ 电网建设：消纳问题有望促进电网加速投资

风、光装机占比逐年提升，核心矛盾逐渐向消纳能力转移。截至2023年末，风、光累计装机占比已达到总装机的36%，从增量来看，2023年风、光新增装机292.8GW，同比+138%。随着国内风、光装机占比逐年提升，电网投资增速始终小于电源投资，发电高峰期的消纳问题或将成为核心矛盾。

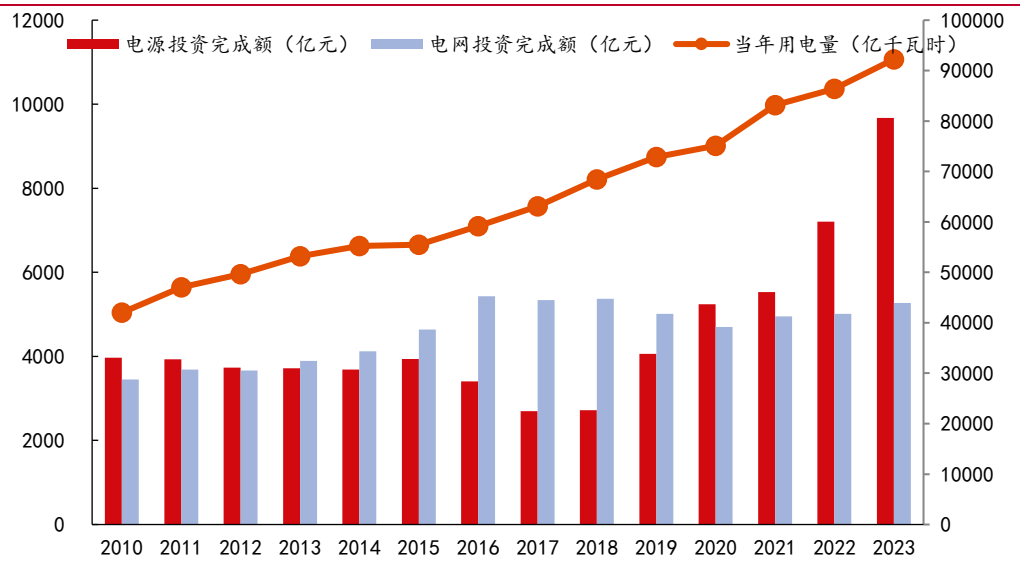
图表13：各类型电源装机规模及风、光装机占比情况（万千瓦，%）



资料来源：Wind，国联证券研究所

2024年电网侧投资或将开启高增速。2023年电源投资完成额9675亿元，同比+34.2%；电网侧投资完成额5275亿元，同比+5.2%。我们认为电源侧大力投资带来的风、光出力波动以及消纳问题或将对电网带来较大运行压力，促进电网侧投资在2024年加速增长。

图表14：用电量增长推动电源加速投资（亿元，亿千瓦时）



资料来源：Wind，国联证券研究所

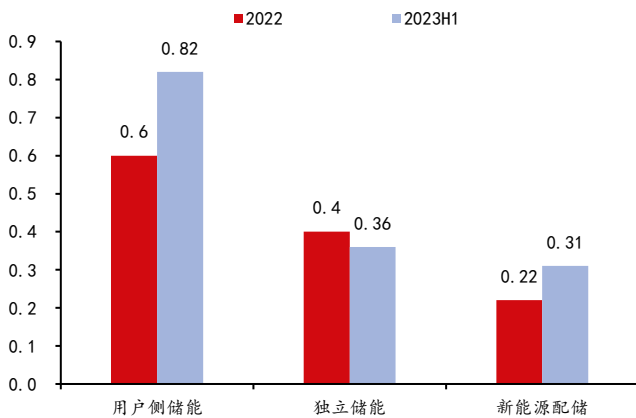
注：左轴为当年用电量，右轴为电源投资完成额、电网投资完成额

➤ 储能：电改加速推进，储能多元收益雏形已形成

2023年9月以来，国家发改委、能源局持续推动电力现货市场加速建设；2023年11月国家出台煤电容量电价政策，我们认为后续容量政策有望覆盖更多发电侧主体和包括新型储能在内的灵活性资源提供者；2023年8-9月，山东省和广东省接连发布政策推动独立储能同时参与电力现货和辅助服务市场；量变积聚质变，国内容量租赁+现货市场+辅助服务+容量补偿的独立储能多元收益模式逐渐建立。

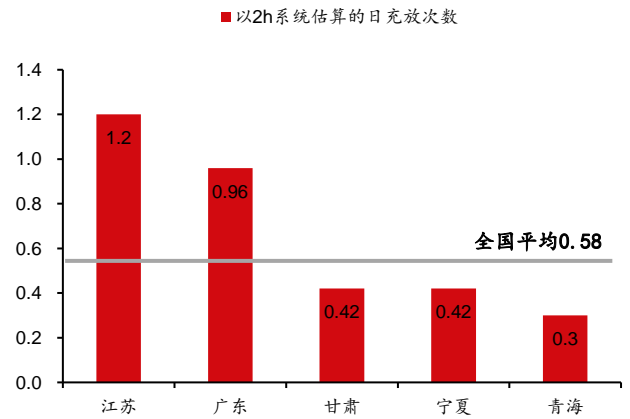
低储能利用率是我国储能项目经济性弱的主要原因。根据中电联披露的《电化学储能电站行业统计数据》，2023年上半年我国电化学储能电站平均日等效充放电次数仅为0.58次，相当于每年仅能完成约212次满功率充放电循环；独立储能和新能源配储电站日等效充放电次数仅为0.3-0.4次左右，并且除江苏和广东储能项目利用率较高以外，绝大多数省份的储能项目日充放次数均在全国平均水平以下。我国储能项目“建而不用”的现象依然普遍且较严重，项目价值较难体现。

图表15：我国储能日等效充放电次数仍较低



资料来源：中电联，国联证券研究所

图表16：储能利用率较低的情况是全国普遍的



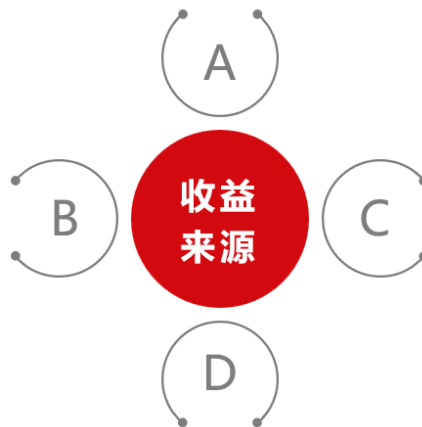
资料来源：中电联，国联证券研究所

目前国内储能项目实际参与的收益模式仍较单调。我国独立储能电站在获取容量租赁以及部分地区可获得的容量补偿收益后，对于电力现货和辅助服务市场往往只能选择其中一种参加；根据此前山东省电力现货市场规则，独立储能项目虽然可参与调频辅助市场，但是提供调频辅助服务的独立储能设施不参与电能量市场出清。

图表17：我国独立储能电站收益来源

容量租赁：将容量租赁给新能源场站，获取租金。租赁比例取决于新能源建设节奏，以及各地方配储比例和执行力度。

电力现货市场：参与现货市场，获取峰谷价差套利收益。市场试运行阶段各地设置价格上下限，收益取决于新能源渗透率提升等扩大价差，以及参与方自身的电价预测能力，参与主体自负盈亏。



辅助服务：提供调峰调频等服务，获取辅助服务收益。各地方设定补偿机制，由发电机组和用户侧共同分摊。

容量补偿：山东等地已建立针对储能电站的容量电价机制。补偿标准由地方发改委、能监办制定，传导至终端用户电价。

资料来源：国联证券研究所整理

量变积聚质变，独立储能多元收益模式逐渐建立。2023年8月，山东省发布的《山东电力爬坡辅助服务市场交易规则(征求意见稿)》指出，独立储能可提供爬坡辅助服务，并且爬坡辅助服务市场交易组织时间和出清流程与现货市场实时电能量市场相同，与实时电能量市场联合出清。2023年9月，广东省发布的《广东省独立储能参与电能量市场交易细则(试行)》指出，在起步阶段独立储能分时参与现货电能

量市场和辅助服务市场，具备条件后推动独立储能同时参与现货电能量市场和辅助服务市场。

5. 投资建议：关注电改变化带动运营商+设备商机遇

重点关注电力运营商，火电、核电设备，电网，储能方向。2015 年至今，新一轮电改逐步深化，各类电力运营商在电力系统中角色不同，电能量价值、容量价值、调节性资源价值均有望价值兑现。基荷电源重要性提升，火电、核电作为重要基荷电源，迎来新一轮建设周期，设备商有望受益。当前新能源消纳问题突出，主网、配网建设有望加速，特高压等外送通道投资有望持续增长，电网设备商有望受益。储能收益模式有望逐步理顺，利用率提升，储能设备有望迎来新需求。

电力运营商方向：2024 年各省电力现货市场步入快车道，大部分省份有望进行结算试运行，电力价格将体现供需情况，疏导发电成本。碳市场和绿证市场融合加速将打开绿电第二增长曲线。煤电成本稳定，风电、光伏建设成本也处于下降通道，运营商成本端改善明显。建议关注华能国际、皖能电力、宝新能源、三峡能源、中国核电等。

火电、核电设备方向：火电厂开工提速，2024 年有望迎来设备收入兑现期，建议关注火电产业链设备商，如东方电气等。核电设备交付期一般为 FCD 两年后，2022 年核准 10 台机组有望迎来设备订单兑现期，建议关注核电产业链设备商，如江苏神通等。

电网、储能方向：电网方面，风光出力高占比或将对电网消纳产生较大压力，主网特高压投资有望在 2024 年持续加速。建议关注中国西电、许继电气、平高电气、国电南瑞。储能方面，国内容量租赁+现货市场+辅助服务+容量补偿的独立储能多元收益模式逐渐建立，建议关注阳光电源、上能电气等。

6. 风险提示

政策推进节奏不及预期：容量电价政策、辅助服务政策推进不及预期则影响电源侧建设积极性。

电源建设进度不及预期：火电核电设备需求与开工进度密切相关，如果电源建设进度不及预期则影响下游市场获利能力。

原材料成本变化：一方面煤炭价格影响火电运营商利润情况，另一方面大宗商品、硅料、锂电材料等影响新能源、储能、火电、核电、电网等建设成本，原材料成本变化或将影响建设积极性。

分析师声明

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

评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的6到12个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A股市场以沪深300指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准；韩国市场以柯斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表指数涨幅20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上
	行业评级	强于大市	相对同期相关证券市场代表指数涨幅10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表指数跌幅10%以上

一般声明

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

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

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

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

特别声明

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

版权声明

未经国联证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、转载、刊登和引用。否则由此造成的一切不良后果及法律责任有私自翻版、复制、转载、刊登和引用者承担。

联系我们

北京：北京市东城区安定门外大街208号中粮置地广场A塔4楼

无锡：江苏省无锡市金融一街8号国联金融大厦12楼

电话：0510-85187583

上海：上海浦东新区世纪大道1198号世纪汇一座37楼

深圳：广东省深圳市福田区益田路4068号卓越时代广场1期13楼