

行业评级：看好（维持）
证券研究报告 | 行业专题报告
电力设备
2026年2月8日



国内电改与海外需求共振 风电电网迎来高质量发展

—电力设备行业2026年投资策略

证券分析师

姓名：查浩 SAC: S1350524060004

邮箱：zhahao@huayuanstock.com

姓名：刘晓宁 SAC: S1350523120003

邮箱：liuxiaoning@huayuanstock.com

姓名：戴映焯 SAC: S1350524080002

邮箱：daiyingxin@huayuanstock.com



- **电力全面市场化元年，电力行业有望迎高质量发展。**“双碳”战略提出以来，为适应日益提高的新能源并网比例，我国电力市场化进展加速，并不断进行着电力体制改革。从发改价格[2021]1439号文提出煤电和工商业用户全面进入电力市场开始，我国电改脉络事实上已非常清晰，即在为新能源接入以及电力市场化服务。在“十四五”最后一年，多项被忽视但事实上具有深远影响的政策推出，“十五五”我国电力市场有望有序推进，电力行业有望迎高质量发展。
- **国内电网：电改有望推动特高压和配网加速建设。**（1）**特高压：历史上特高压建设节奏与电力供需变化有关。**“十四五”后期我国电力供需形式趋于缓和，特高压建设也随之放缓。但“十五五”我国电改全面铺开，绿电需求有望上升，特高压作为新能源输送和消纳的核心环节之一，建设有望重新提速，此外新输配电价定价机制允许特高压直流采用容量电价，有望进一步提高建设积极性；（2）**配电网：“十四五”投资占比持续位于低位，有望成为“十五五”建设重点。**“十四五”期间配电网的投资比例持续下降，但最高用电负荷增长较快，导致配网容载比持续下降，供电可靠性受到挑战。但绿电直连项目采用容量电价政策同时利好用户和电网公司，加上最新一批配网招标价格回升，2026年配网设备有望迎量价齐升。**建议关注：许继电气、国电南瑞、平高电气、中国西电等。**
- **电力设备出海：算力投资不断上调，美国电力供需显著不足。**OpenAI已将其截至2033年算力投资规模上调至250GW，2030年美国最高用电负荷有望接近1000GW（目前在820GW上下），需求大幅上调导致美国可能出现缺电问题。主要关注三个方向投资机会：（1）**燃气轮机：气电是美国解决缺电的主要手段，中国企业有望出海，建议关注：东方电气、哈尔滨电气、上海电气；**（2）**电网设备出口：美国电网投资有望增加，我国2025年前9个月变压器对美、对非美国国家和地区出口均大幅增长，建议关注：思源电气、三星医疗、华明装备等；**（3）**SST：800 VDC是演化趋势，SST或将是长期解决方案。建议关注：四方股份、金盘科技等。**
- **风电设备：整机盈利能力有望持续提升，国内企业加速出海。**国内风电招标量维持高位，招标价格呈上升趋势，我们判断2026年整机成本端或仍有改善趋势，风机盈利能力有望恢复。此外我国风机企业成本优势明显，出口加速，国内外共振下风电整机有望迎来投资机遇。**建议关注：金风科技、运达股份、明阳智能、三一重能。**
- **风险提示：电网建设不及预期，数据中心项目建设不及预期风险，竞争格局恶化风险，测算结果可能与实际情况发生偏差风险。**

主要内容

1. 电力全面市场化元年 电力行业有望迎高质量发展
2. 国内电网：电改有望推动特高压和配网加速建设
3. 算力革命与能源革命共振 电力设备出海迎来机遇
4. 风电设备：整机盈利能力有望持续提升 国内企业加速出海
5. 投资建议和风险提示

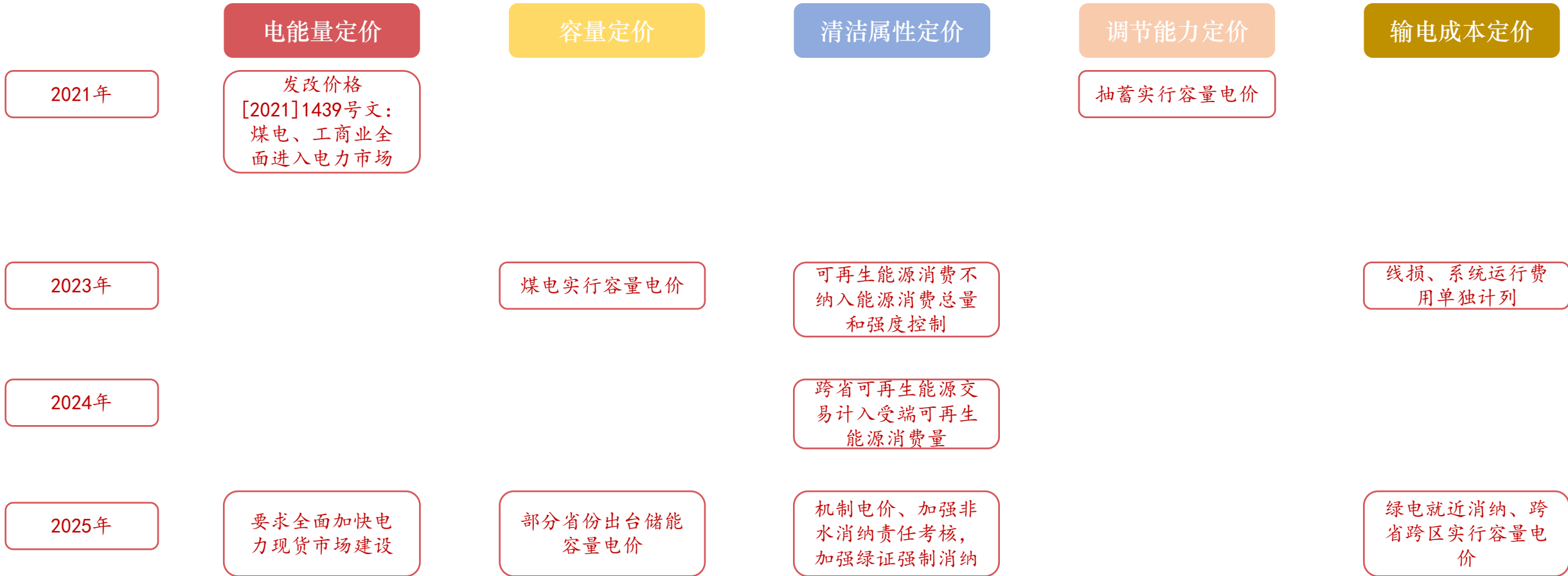
■ 电改各环节互相影响互相掣肘 2026年机制全面理顺

- “双碳”战略提出以来，为适应日益提高的新能源并网比例，我国电力市场化进展加速，并不断进行着电力体制改革。从发改价格〔2021〕1439号文提出煤电和工商业用户全面进入电力市场开始，我国电改脉络非常清晰，即在为新能源接入以及电力市场化服务。在“十四五”最后一年，多项被忽视但事实上有深远影响的政策推出。
- **电改核心思想：**电源的不同功能（电能量价值、容量价值、调节价值、清洁价值）均应得到体现，并由电力市场定价
- 过去我国电力市场尤其突出电能量价值，我们认为核心原因在于煤电提供除清洁属性外的所有价值，因此电能量价值实际上暗含了容量价值和调节价值。但在新能源日益增长的背景下，其它价值与电能量价值开始分离，“十四五”电力行业面临的诸多问题由此产生。具体来说：
 - （1）新能源：在电能量市场相对劣势明显，无法体现清洁属性优势
 - （2）火电：利用小时数预期下滑，电能量价值受损，容量价值或无法得到体现
 - （3）电网：作为电力消费的核心环节，输配电价机制或无法适应新形势需求，反过来影响其它机制展开，进而也影响了电网的投资

■ 电改各环节互相影响互相掣肘 2026年机制全面理顺

- 电改是系统性工程，涉及中长期市场、现货市场、辅助服务市场、容量电价、机制电价、输配电价等多个环节，各环节相互依赖也相互影响，单一政策快速推进很容易被其它政策的滞后所拖累，导致实际效果低于预期，**造成我国电改推进缓慢的假象**
- 2026年电力市场全面铺开：
 - (1) 电力现货市场：2025年4月国家发改委发布发改办体改〔2025〕394号，要求全面加快电力现货市场建设，充分发挥现货市场**发现价格、调节供需**的关键作用
 - (2) 新能源全面入市：2025年2月发改价格〔2025〕136号文要求2026年新能源全面进入电力市场
 - (3) 容量电价加速推行：2026年起火电容量电价提升，部分省份推出储能容量电价政策
 - (4) 输配电价机制理顺：2025年9月绿电直连、跨省跨区输电项目可实行容量电价

1.1 电力市场化元年：“十四五”政策铺路 “十五五”全面展开



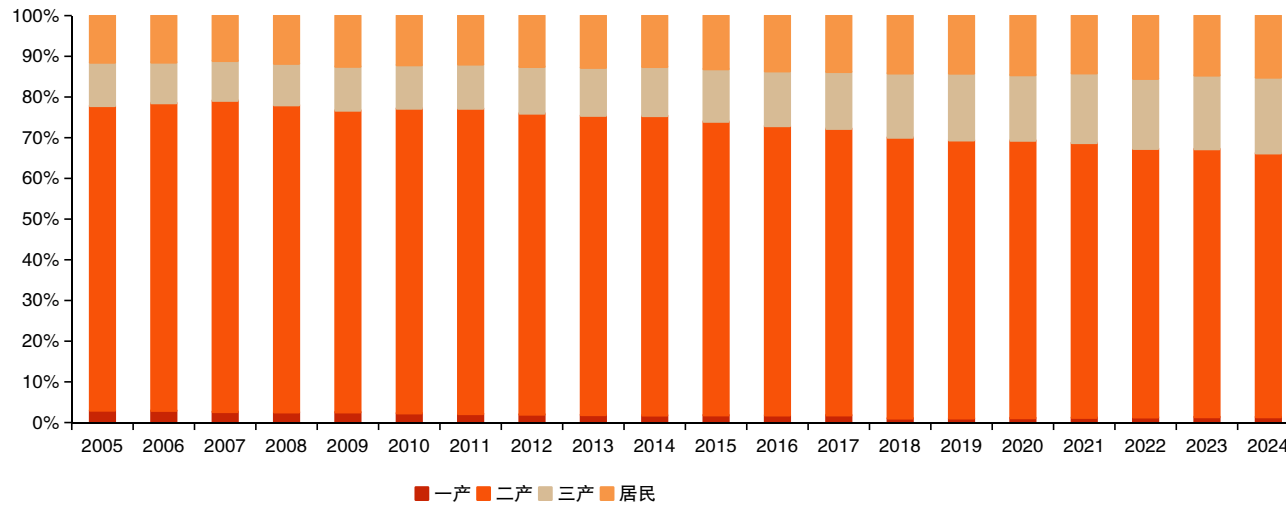
主要内容

1. 电力全面市场化元年 电力行业有望迎高质量发展
2. 国内电网：电改有望推动特高压和配网加速建设
3. 算力革命与能源革命共振 电力设备出海迎来机遇
4. 风电设备：整机盈利能力有望持续提升 国内企业加速出海
5. 投资建议和风险提示

■ 我国经济转型伴随着用电结构转变 用电量增速承压

- 从过去近20年用电结构演化来看，忽略占比较小的一产，我国用电结构整体呈现二产占比逐年下降、三产及城乡居民快速上升的趋势。其中二产占比从2007年高峰期的76.5%降至2024年的64.8%，降幅超过11pct，2007—2024年三产占比提升约9pct、城乡居民提升约4pct左右。后续来看我国经济强调高质量发展，我们预计二产单位用电量或出现下滑，全社会用电增速承压。

图表1：2005—2024我国用电结构

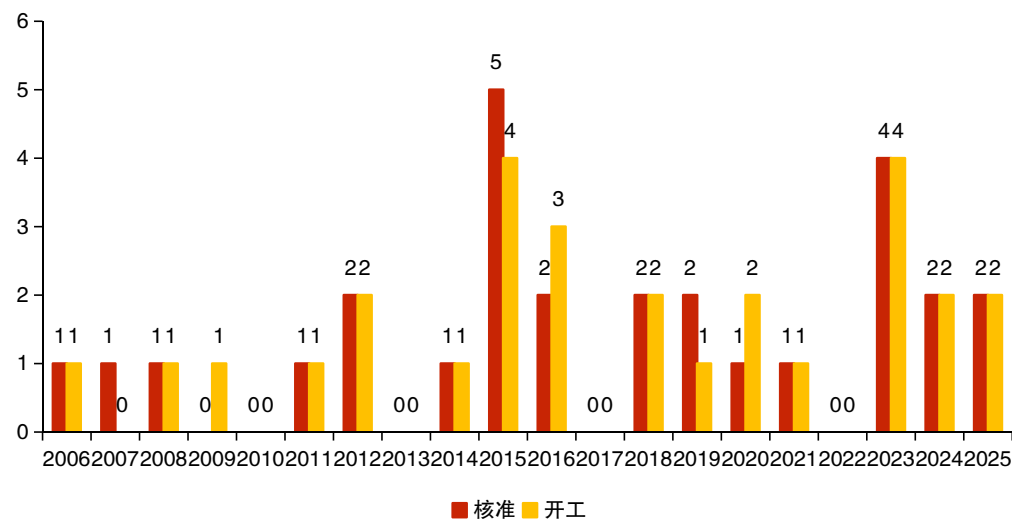


- 我国三北地区风光资源充沛，但用电需求集中在中东部地区，采用直流特高压外送是主要解决方法。特高压的技术逻辑经多年实践已形成行业共识，但实际落地中却存在一定问题，具体来说，特高压建设取决于受端省份的电力供需，紧张时建设进展加快、宽松时进展放缓。从我国过去多年特高压建设节奏也反映出这一现象：“十三五”中后期电力供给宽松时特高压放缓，“十四五”中期供给紧张时特高压加速，“十四五”后期供给宽松又放缓。
- 同时特高压输送电力的形式也有所变化，过去以火电、水电等常规电源为主，利用率较高，但后续以新能源为主，利用率偏低，而过去电量电价的计价方式并不利于特高压利用率的提升。此外我国当前电力市场并不显著体现新能源的清洁属性，推动特高压输送新能源动力不强。

图表2：2019、2020年我国特高压直流输送电量及利用率

序号	线路名称	2019年输送电量 (亿千瓦时)	2019年利用率	2020年输送电量 (亿千瓦时)	2020年利用率
1	向家坝—上海（复奉）直流	302	53.87%	306.9	54.74%
2	锦屏—同里（锦苏）直流	366	58.03%	374.2	59.33%
3	哈密—郑州（天中）直流	415	59.22%	408.6	58.30%
4	溪洛渡—金华（宾金）直流	341	48.66%	329.8	47.06%
5	宁东—浙江（灵绍）直流	415	59.22%	498.3	71.10%
6	酒泉—湖南（祁韶）直流	179	25.54%	224.6	32.05%
7	晋北—江苏（雁淮）直流	253	36.10%	259.1	36.97%
8	锡盟—江苏（锡泰）直流	119	13.58%	171.2	19.54%
9	扎鲁特—山东（鲁固）直流	236	26.94%	330.9	37.77%
10	上海庙—山东（昭沂）直流	166	18.95%	286.2	32.67%
11	准东—皖南（吉泉）直流	147	13.98%	439.6	41.82%
12	海南—驻马店（青豫）直流	—	—	34.1	4.87%
13	云南—广东（楚穗）直流	283	64.61%	259	59.13%
14	滇西北—广东（普侨）直流	217	49.54%	192.7	44.00%
15	糯扎渡—广东（新东）直流	271	61.87%	255.3	58.29%
16	昆柳龙直流	—	—	51.7	7.38%

图表3：2006—2025年历年核准和开工特高压直流数量（条）





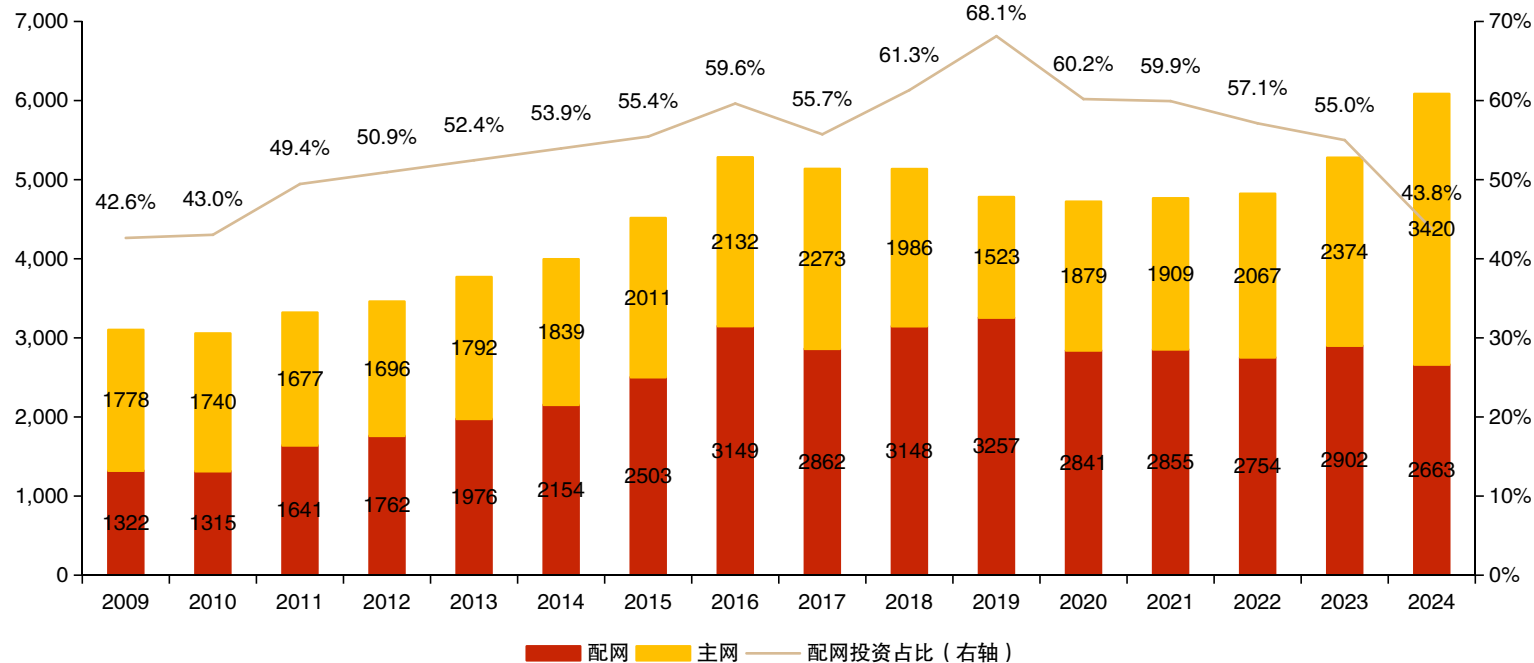
■ 展望“十五五”上述因素预计均会好转

- **绿色消费要求提升，对冲用电增速下滑预期：**2024年2月，国家发改委发布《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费的通知》，指出“参与跨省可再生能源市场化交易或绿色电力交易对应的电量，按物理电量计入受端省份可再生能源消费量”；虽然后续市场对“十五五”用电需求展望一般，但加强绿电消纳考核反而让特高压更加成为刚需（火电可以选择运煤或输电，但新能源只能输电）；
- **直流输电可实行容量电价，项目收益率预期稳定。**新版《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》第二十二条新增内容：对以输送清洁能源电量为主或以联网功能为主的跨省跨区专项工程，可探索两部制或单一容量制电价。以往我国跨省跨区专项输电工程（主要为直流输电工程及部分定向送电的交流工程）均采用单一制电量电价，但在未来专项工程以输送新能源为主的情况下，单一制电量电价面临的问题有：（1）由于新能源资源分配不均匀，未来可能出现大量以功率调剂而非送电为主的联网项目，这类项目对跨区功率互济有很大作用，但如果利用率不高的话会导致输配电价过高，采用两部制或单一制容量电价可以有效保护项目收益率，促进相关项目开展；（2）采用单一制容量电价后，受端省份更多采购新能源可以分摊项目费用，降低成本，也有利于促进新能源消纳。

■ “十四五”配网投资占比持续处于低位，可靠性指标已创十余年新低

- 我国配电网投资持续处于低位。2015年国家能源局发布《配电网建设改造行动计划（2015—2020年）》，“十三五”期间配网投资处于较高水平，但配网投资占比从2019年高位开始持续回落，到2024年占电网总投资规模已低于50%。配网投资比例下滑与双碳战略有一定关系：风光大基地建设成为我国双碳战略的重点，三北地区风光资源丰富而用电需求较低，大量电力外送需求使得电网投资向特高压侧倾斜。

图表4：2009—2024年我国配网、主网投资额及配网投资占比（亿元）



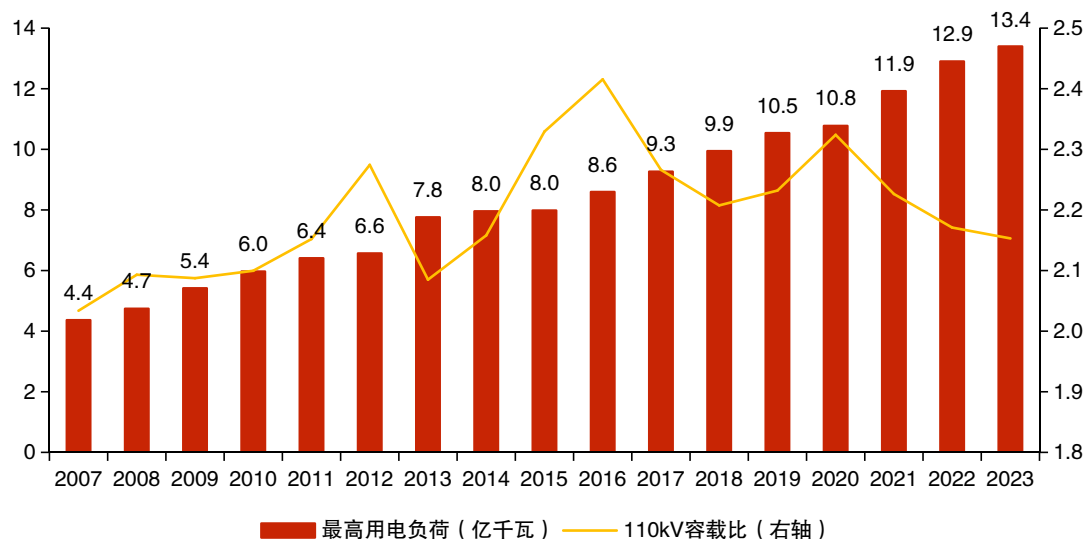
资料来源：国网社会责任报告、南网社会责任报告，中国电力统计年鉴，中电联，华源证券研究所

注：2009、2010、2016—2022年数据均来自中国电力年鉴。2023年数据来自于中电联网站。2011—2015年总的配网投资比例按两网公布的投资额估算，并假设比例按年均均匀增长。2024年数据根据两网社会责任报告数据估算。此处总投资仅考虑电网工程，不考虑其他工程，因此与每年电网基本投资完成额有所差别

■ 用电结构持续转变 但配网容载比持续下滑

- 配网投资不足相对应的是对配电网需求在持续提升。展望未来，我国二产用电量增速或出现下滑，而算力、充电桩等新兴领域增长速度较快，加上居民用电占比或有望持续提升，我国用电负荷增速可能持续高于用电量增速，配电网投资压力变大。
- 配网容载比持续下行。我国“十四五”期间最高用电负荷加速上涨，但由于配网投资不足，容载比呈下降趋势，反映出需求与实际投资错位。2024年配网投资占比仍在下滑，容载比可能已降至“十二五”以来新低。

图表5：2007—2023年我国110kV配网容载比（亿千瓦吋）



图表6：高压配电网容载比选择范围

负荷增长情况	饱和期	较慢增长	中等增长	较快增长
年负荷平均增长率	≤2%	2%~4%	4%~7%	>7%
110~35kV电网容载比 (建议值)	1.5~1.7	1.6~1.8	1.7~1.9	1.8~2.0

■ 配网集采降价效果显现 但部分区域价格已经出现反弹 配网量价有望同时改观

- 2025年初开始国网实行配网集采。我们认为该政策本意可能是为了提高设备招标管理层级，降低营销费用，提高设备集中度以加强管理。该政策长期来看有利于增加企业竞争力，但短期内相关公司业绩均承压。许继、平高、三星等公司25Q3业绩表现不佳。
- 25Q2/Q3重点公司毛利率出现明显下滑。其中三星医疗由于业务以电表、配网为主，毛利率下滑较为显著。平高电气由于高压设备交付比例较高，影响相对较小。
- 部分区域配网价格已经出现反弹。根据华东区域集采2批，柱上断路器综合中标单价环比上涨19.7%，成套环网箱综合中标单价环比上涨23.6%。

图表7：重点公司2025单季度归母净利润（亿元）

公司名称	25Q1	YOY	25Q2	YOY	25Q3	YOY
国电南瑞	6.8	14.2%	22.7	7.5%	19.0	7.9%
许继电气	2.1	-12.5%	4.3	9.1%	2.7	0.3%
平高电气	3.6	55.9%	3.1	0.9%	3.2	-1.8%
中国西电	2.9	45.1%	3.0	21.8%	3.4	1.8%
三星医疗	4.9	34.3%	7.4	-5.8%	3.0	-55.2%

图表8：重点公司2025单季度毛利率

	25Q1	同比增减 (pct)	25Q2	同比增减 (pct)	25Q3	同比增减 (pct)
国电南瑞	24.2%	(0.48)	27.8%	(3.97)	26.5%	(3.12)
许继电气	23.5%	5.20	23.9%	1.17	24.2%	(0.36)
平高电气	28.7%	3.52	21.6%	(0.81)	25.8%	0.27
中国西电	21.0%	3.17	22.1%	2.29	23.2%	(0.56)
三星医疗	28.9%	(2.30)	29.0%	(8.18)	27.1%	(12.33)



■ 绿电就近消纳电价机制明确 配网建设有望迎来大发展

- 2025年9月国家发改委、能源局发布《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》，明确：（1）对于电网企业服务于新能源就近消纳等新型主体时，探索实行单一容量制电价；（2）系统运行费用缴纳时，项目视同工商业用户，暂按下网电量缴纳系统运行费用，即自用电部分无需缴纳输配电价。此外新版输配电价定价办法也明确将逐步缩小交叉补贴。
- **容（需）量电费=按现行政策缴纳的容（需）量电费 + 所在电压等级现行电量电价标准 × 平均负荷率 × 730小时 × 接入公共电网容量**
- 政策施行后有望对配网投资起积极作用。（1）对高负荷率用户来说可以有效降低需缴纳的输配电价及系统运行费用，节省成本的同时提升绿电使用比例，利于出口；（2）对电网来说收益与电力用户下网电量无关，收益有保障也更愿意配合企业开展项目。

2.2 配电网：需求与实际投资错位 集采降价压制性因素有望解除

图表9：绿电就近消纳机制下电费节省幅度测算（假设全省平均负荷率50%、自用电比例30%，仅测算节省的输配电费、系统运行费用和线损）

省份	系统运行费用 (25年8月, 元/kWh)	燃煤标杆电价 (元/kWh)	线损率 (%)	35千伏									110千伏		
				现行		不同负荷率下新机制节省度电电费 (元/kWh)			现行		不同负荷率下新机制节省度电电费 (元/kWh)				
				电量电价 (元/kWh)	容量电价 (元/千伏安·月)	60%	70%	80%	电量电价 (元/kWh)	容量电价 (元/千伏安·月)	60%	70%	80%		
北京	-0.002	0.3598	4.10	0.166	30	0.032	0.051	0.066	0.166	30	0.032	0.051	0.066		
天津	0.071	0.3655	4.09	0.1456	24	0.050	0.067	0.080	0.1316	24	0.048	0.063	0.075		
河北	0.033	0.3644	5.40	0.1333	21.9	0.038	0.054	0.066	0.1133	20	0.035	0.048	0.058		
冀北	0.011	0.3720	4.00	0.1132	23.3	0.027	0.040	0.050	0.0972	21.6	0.024	0.035	0.044		
山西	0.013	0.3320	3.52	0.074	22.5	0.020	0.029	0.035	0.049	21	0.016	0.021	0.026		
蒙东	0.035	0.3035	6.41	0.1413	20.5	0.040	0.057	0.069	0.1019	19.5	0.033	0.045	0.054		
蒙西	0.008	0.2829	3.07	0.0645	20.5	0.016	0.023	0.029	0.0525	19.5	0.014	0.020	0.025		
辽宁	0.037	0.3749	4.71			0.055	0.055	0.055	0.0838	22	0.030	0.040	0.048		
吉林	0.037	0.3731	7.03			0.063	0.063	0.063	0.1197	22	0.039	0.053	0.064		
黑龙江	0.046	0.3740	6.67	0.1144	23	0.040	0.054	0.064	0.1016	22	0.038	0.050	0.059		
上海	0.028	0.4155	3.96	0.1144	25.5	0.032	0.046	0.056	0.1016	24	0.030	0.042	0.051		
江苏	0.070	0.3910	3.18	0.1107	30	0.043	0.056	0.066	0.0857	28	0.039	0.049	0.057		
浙江	0.046	0.4153	3.53	0.0955	28	0.034	0.045	0.054	0.0791	26	0.031	0.041	0.048		
安徽	0.085	0.3844	3.99	0.1175	28.5	0.050	0.064	0.074	0.0924	27.5	0.046	0.057	0.065		
福建	0.038	0.3932	3.60	0.1092	24.4	0.034	0.047	0.057	0.0842	23.8	0.030	0.040	0.047		
江西	0.017	0.4143	4.21	0.1355	25.4	0.033	0.049	0.061	0.1205	24.4	0.031	0.045	0.056		
山东	0.028	0.3949	3.31	0.1341	22	0.035	0.051	0.063	0.1191	22	0.032	0.046	0.057		
河南	0.065	0.3779	4.89	0.1456	23	0.049	0.067	0.080	0.121	21	0.045	0.060	0.071		
湖北	0.041	0.4161	4.79	0.1065	26.3	0.036	0.049	0.058	0.0884	24.4	0.033	0.043	0.051		
湖南	0.057	0.4500	5.57	0.1394	21.1	0.048	0.064	0.077	0.1104	19.1	0.043	0.056	0.066		
广东	0.021	0.4530	3.31	0.0734	19.4	0.023	0.032	0.038	0.0734	19.4	0.023	0.032	0.038		
广西	0.021	0.4207	4.76	0.1054	23.3	0.030	0.042	0.052	0.0777	21.4	0.025	0.034	0.041		
海南	0.057	0.4298	5.47	0.0815	22	0.038	0.047	0.055	0.0798	22	0.037	0.047	0.054		
重庆	0.060	0.3964	4.25	0.1271	22	0.044	0.059	0.071	0.1078	20	0.041	0.054	0.063		
四川	-0.007	0.4012	5.79	0.1092	20	0.023	0.036	0.046	0.0669	17	0.016	0.024	0.030		
贵州	0.069	0.3515	4.73	0.1143	21	0.045	0.058	0.069	0.0777	20	0.039	0.048	0.055		
云南	0.003	0.3358	4.90	0.1045	24	0.023	0.036	0.045	0.0749	23	0.018	0.027	0.034		
陕西(榆林)	0.027	0.3545	4.24	0.1031	22	0.030	0.042	0.051	0.0831	20	0.026	0.036	0.044		
陕西(除榆林)	0.027	0.3545	4.24	0.0838	22	0.027	0.037	0.044	0.0638	20	0.023	0.031	0.037		
甘肃	0.043	0.3078	2.31	0.0888	23	0.030	0.040	0.048	0.0764	20.5	0.028	0.037	0.044		
青海	0.003	0.3247	3.64	0.0779	21	0.018	0.027	0.034	0.0677	20	0.016	0.024	0.030		
宁夏	0.010	0.2595	2.59	0.0769	18	0.018	0.027	0.034	0.06	16	0.015	0.022	0.028		
新疆	0.037	0.2500	6.57	0.11	20	0.034	0.048	0.057	0.0815	19	0.030	0.039	0.047		

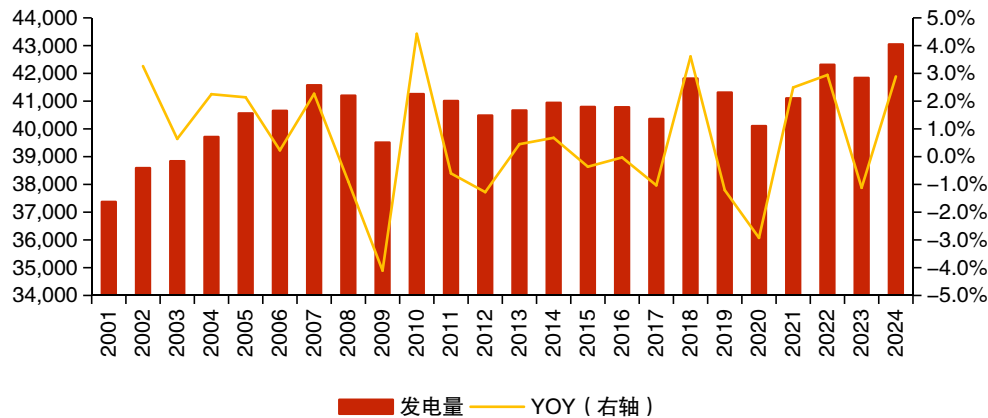
主要内容

1. 电力全面市场化元年 电力行业有望迎高质量发展
2. 国内电网：电改有望推动特高压和配网加速建设
3. 算力革命与能源革命共振 电力设备出海迎来机遇
4. 风电设备：整机盈利能力有望持续提升 国内企业加速出海
5. 投资建议和风险提示

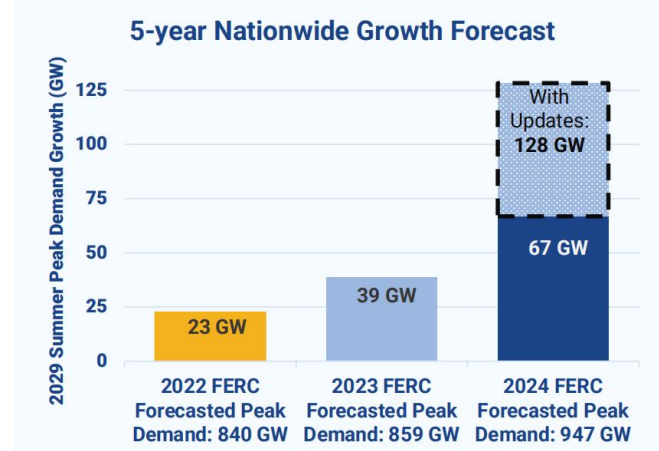
■ 算力投资规模大幅上调可能导致美国用电需求重回较高增速

- 由OpenAI公布250GW算力投资规模，大幅拉动美国电力需求：**据Fortune报道，OpenAI计划到2033年部署超过250GW的算力中心，而到2025年底OpenAI的算力规模大约仅2GW左右，这意味着仅OpenAI一家将在8年内新增大约250GW的算力负荷，这对于美国电力需求将形成剧烈的拉动。
- 美国电力需求增长长期处于停滞状态。**美国由于经济结构特点，发电量从2008年起基本维持在4万亿千瓦时上下的水平，直到近年又重新有所增加，2024年全国发电量首次超过4.3万亿千瓦时，同比增长接近3%。
- 负荷角度：到2030年用电负荷有望接近1000GW。**美国2022—2024年最高用电负荷大约在820GW上下，也就是说，仅OpenAI一家算力中心的新增负荷，就超过美国当前全国最高用电负荷的1/4。根据Grid Strategies的预测，到2029年美国将比2024年新增约128GW最高用电负荷，达到947GW，新增的128GW中，数据中心贡献约90GW，制造业等其他贡献约38GW。

图表10：美国2001—2024年发电量及同比增速（亿千瓦时）



图表11：美国2022—2024当年的5年负荷增长预测



■ 美国规划的可靠性电源装机有限 电力缺口可能逐年扩大

- 我们根据目前EIA的规划电源列表进行美国未来几年的系统备用率测算。可见按照当前的电源新建及退役节奏，美国的系统备用率持续下滑，到2030年将跌至0%以下。我们考虑未来系统备用率与2024年持平（17.2%），则到2030年电源侧缺口为182GW。
- 如果假设未来5年可退役的机组进行延寿，均不退役，则到2030年系统备用率降至8.2%，电源侧缺口为89GW。
- 2030年不同负荷预测下电力缺口测算如下表：

图表13：2030年不同负荷预测下、考虑/不考虑机组退役时电源缺口测算(GW)

最高用电负荷	900	950	1000	1050	1100
不考虑退役	-28	31	89	148	206
考虑退役	65	123	182	241	299

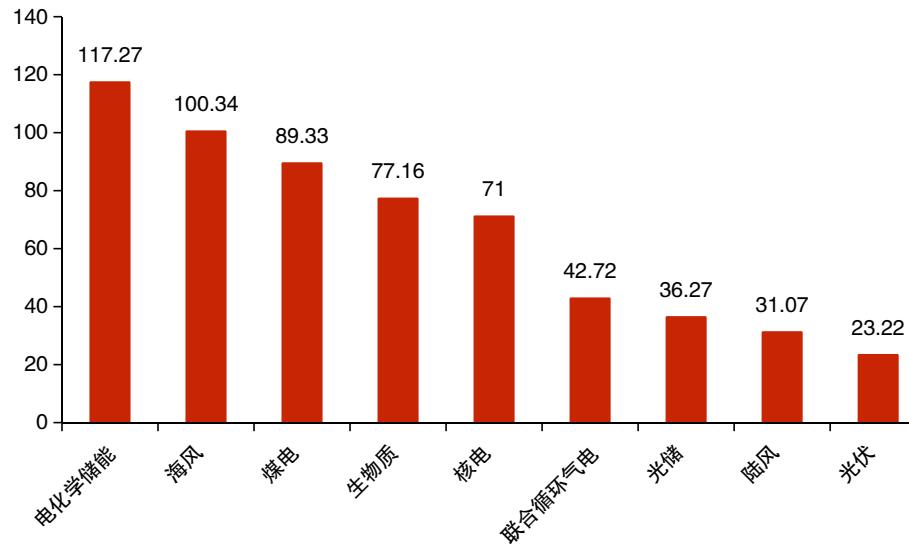
图表12：美国2024—2030年电力缺口测算（GW）

	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	备注
最高用电负荷	819	847	875	905	936	967	1000	CAGR3.4%
装机容量								保证容量系数
煤电	174.2	168.1	161.3	155.4	135.1	118.7	106.3	1
燃油	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	28.6	1
气电	508.0	513.9	522.0	531.0	544.1	561.1	575.3	1
核电	98.4	98.4	98.4	98.4	98.4	97.3	96.2	1
常规水电	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9	1
新能源	279.5	316.4	352.2	358.7	378.9	415.4	458.9	0.1
抽蓄	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	23.2	1
其它	38.5	51.7	57.7	60.4	62.7	65.5	68.4	0.5
新增装机容量								
煤电		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
燃油		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
气电		9.7	13.3	15.3	14.9	18.5	17.9	
核电		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
常规水电		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
新能源		36.8	35.8	6.6	21.1	36.8	44.9	
抽蓄		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
其它		13.2	6.0	2.7	2.3	2.8	2.9	
退役机组容量								
煤电		6.1	6.8	5.8	20.4	16.4	12.4	
燃油		0	0	0	0	0	0	
气电		3.9	5.2	6.3	1.9	1.5	3.8	
核电		0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.1	
常规水电		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
新能源		0.0	0.0	0.1	0.9	0.3	1.4	
抽蓄		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
其它		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
备用率	17.2%	14.5%	11.7%	8.6%	4.6%	1.6%	-1.0%	
电源缺口		22.4	48.1	77.6	117.7	150.2	182.0	

■ 美国电力缺口解决路径

- 电源侧：电源侧需考虑成本、建设速度以及和负荷特性的匹配。**
 - (1) 成本：**根据EIA 2023年成本测算，美国光伏、陆风及光储等新能源形式度电成本最低，常规电源中成本从低到高依次为气电、核电、生物质、煤电；
 - (2) 建设速度：**参考国内，煤电建设周期通常为2~3年，气电1~2年，核电5~6年，美国建设周期预计比中国更长；
 - (3) 负荷匹配特性：**光伏和陆风的利用小时数远低于AIDC，而气电、核电、煤电等常规电源理论上可以达到7000小时甚至更高的年利用小时数。
- 从电源特性出发，我们预计解决美国电力缺口的主要方式为气电和核电，但核电部署周期长，2030年前难以贡献增量，因此2030年前将主要以气电为主。但一旦气电产能有限或电力需求进一步超预期，则可能需要SOFC、储能等方式快速补足缺口。新能源虽然度电成本低，但与负荷特性匹配程度不高，适合作为电量补充。

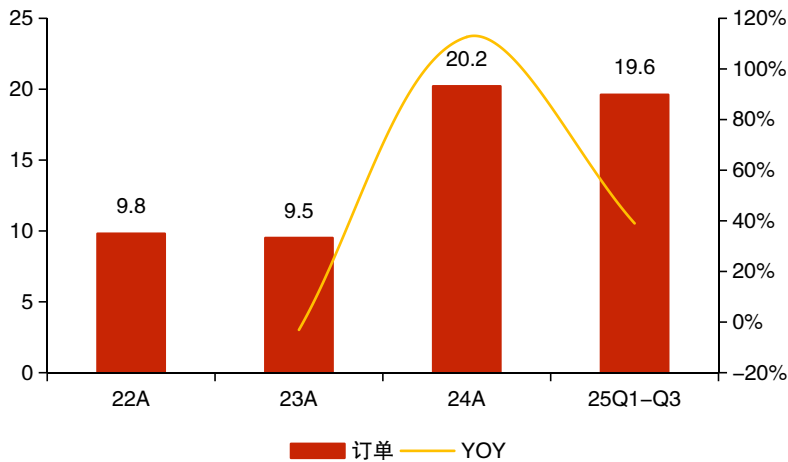
图表14：2023年美国不同电源及储能度电成本（美元/MWh）



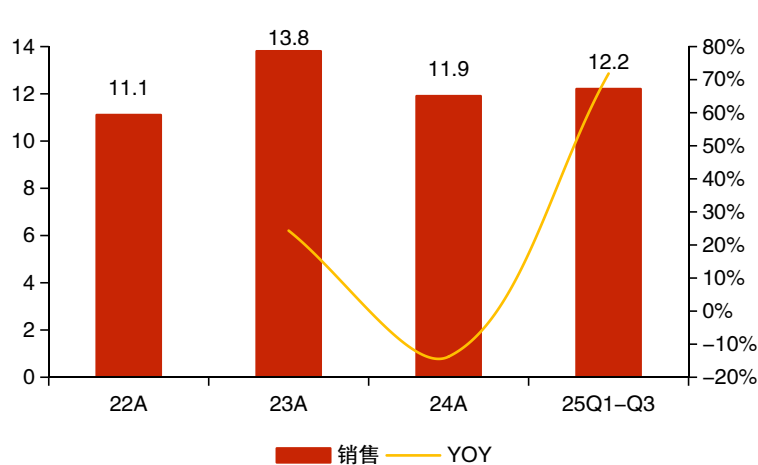
■ 燃气轮机厂家订单快速增加

- GEV 2022、2023年新增燃气轮机订单分别为9.8、9.5GW，但2024年大幅上升至20.2GW（同比翻倍以上增长），2025Q1-Q3新增燃气轮机订单19.6GW（同比+39%）。与此同时，销售量从2025年开始大幅增加，2022-2024年销售容量约11~14GW，但25前三季度销售12.2GW（同比+72%），交付已进入爬坡期。
- 西门子能源25H1燃机服务订单达到120.5亿欧元，同比24H1增长60%，创下近年来新高，同时电网板块订单也呈增长趋势。此外，25H1西门子对美国订单达到76.8亿欧元，同样大幅创下近年来新高。

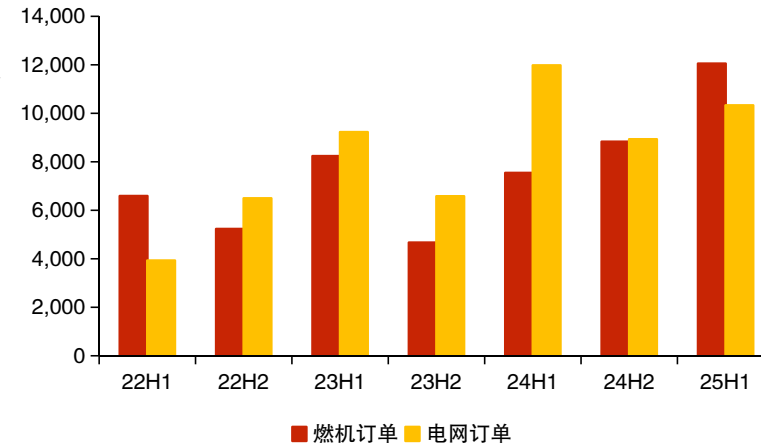
图表15：2022至2025Q1-Q3 GEV燃气轮机订单容量及同比增速（GW）



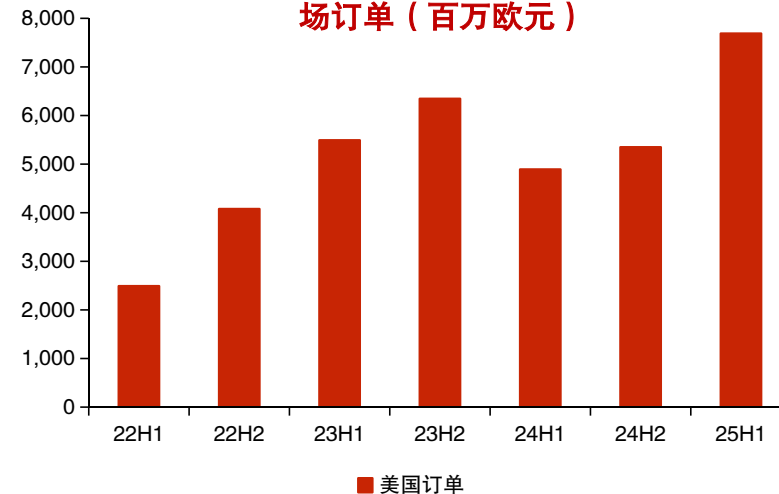
图表16：2022至2025Q1-Q3 GEV燃气轮机销售容量及同比增速（GW）



图表17：西门子能源22H1-25H1燃机和电网订单（百万欧元）



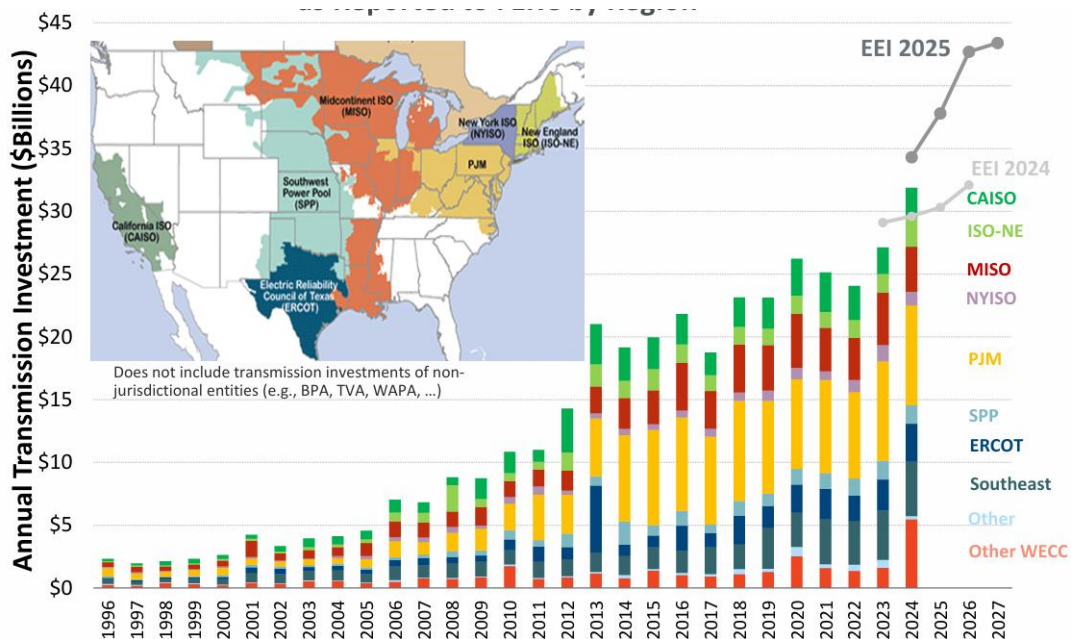
图表18：西门子能源22H1-25H1美国市场订单（百万欧元）



■ 美国电网投资持续增加

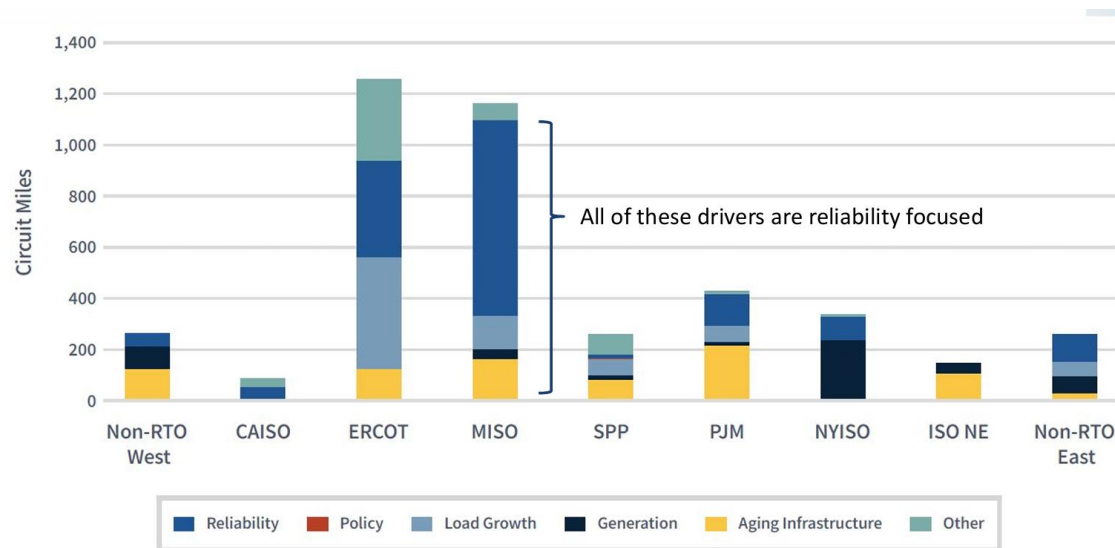
- 美国电网投资持续增加，但近10年投资额较为平稳。2013年美国电网投资呈现飞跃式增长，首次突破200亿美元，但随后多年大约保持在200–250亿美元的区间。2024年起电网投资大规模增加，当年投资额首次突破300亿美元。
- 支出类型来看，维持电网可靠性是当前美国电网投资主要驱动力，而由于负荷增长带来的电网投资占比较低。以2023年数据为例，除ERCOT电网投资主要由负荷增长驱动外，其余地区均以加强可靠性、电网老化等因素驱动。由经济、公共政策驱动的电网投资占比不足10%。

图表19：美国历年电网投资金额（十亿美元）



资料来源：Brattle，华源证券研究所

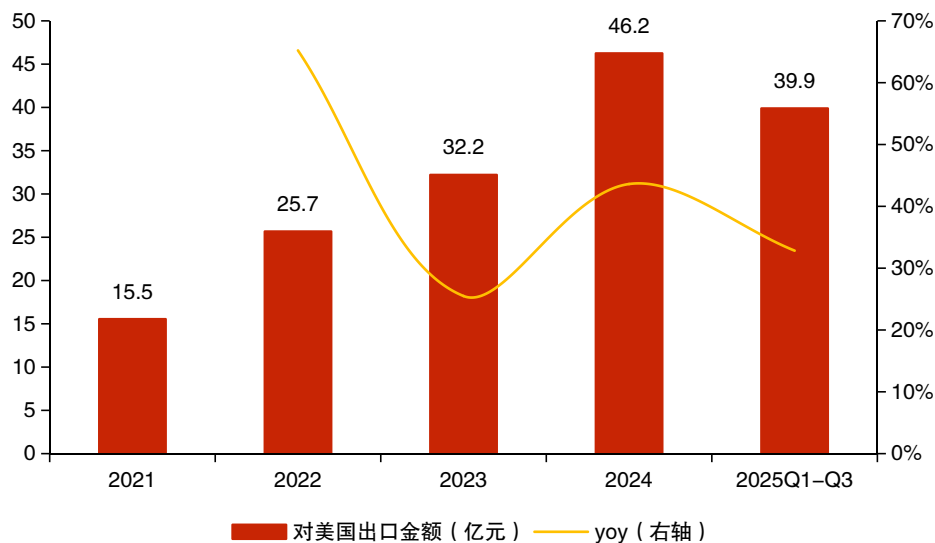
图表20：2023年各RTO/ISO电网投资主要驱动力



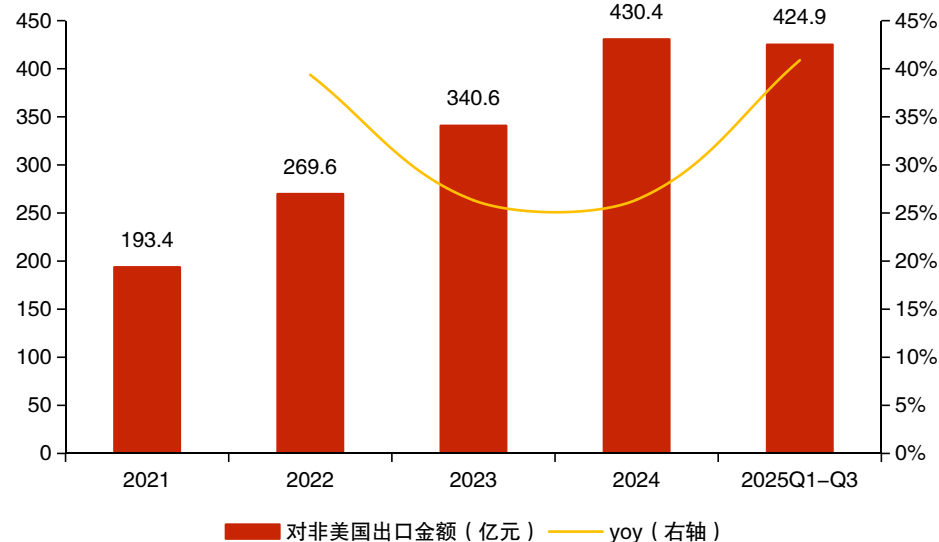
■ 中国对美国变压器出口加速的同时 对非美国区域出口机遇值得重视

- 中国是全球变压器生产大国，但中国变压器对美国出口占比较低。从2021年至今，我国对美国变压器出口金额逐年增加，2021年出口金额仅15.5亿元，2022—2024年同比增长分别高达65%、25%、44%，2025年前三季度出口金额39.9亿元（同比增长33%）。
- 中国对非美国国家和地区出口金额也同时大幅增长。2022—2024年中国对非美国国家和地区变压器出口增速为39%、26%、26%，增速低于对美国出口。但2025年前三季度对非美国国家和地区出口金额达到425亿元（同比增长41%），增速高于对美国出口。我们认为这可以说明美国电力投资增长对全球产能产生虹吸效应，中国对非美国国家和地区出口有望迎来机遇。

图表21：2021—2025Q3中国对美国变压器出口金额（亿元）



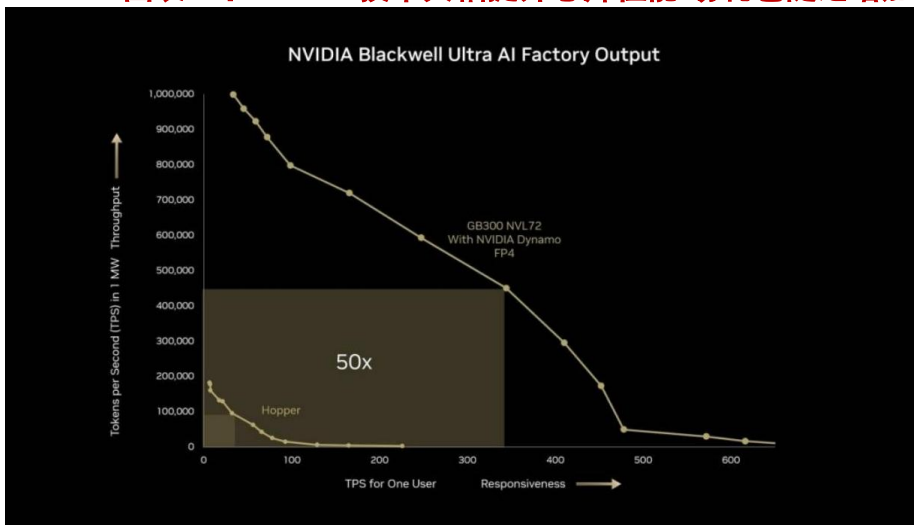
图表22：2021—2025Q3中国对非美国国家和地区变压器出口金额（亿元）



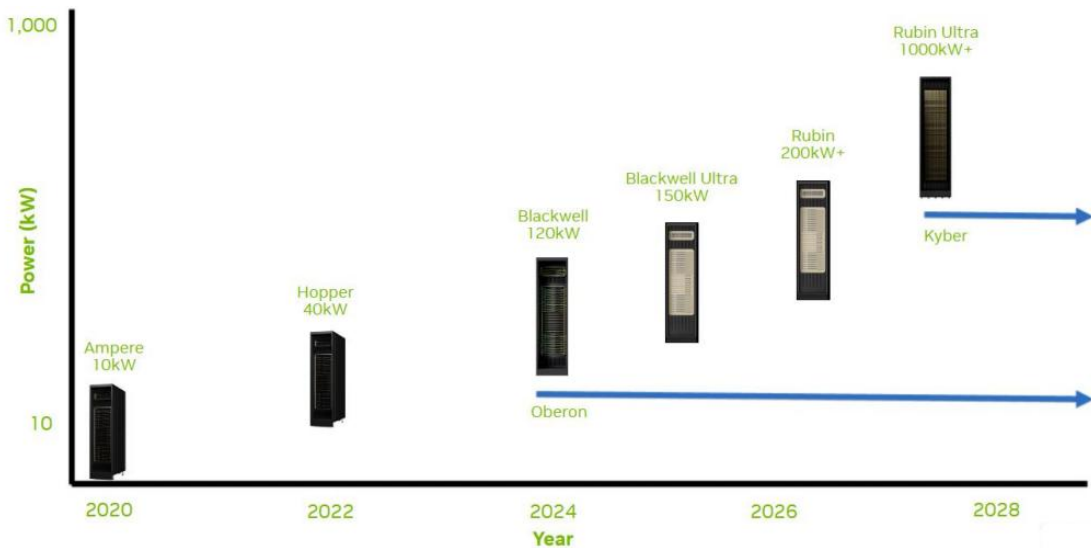
■ 隨着GPU性能提升 其功耗及功率密度要求也隨之提升

- 隨着GPU性能不斷提升，其功耗問題也愈發突出，帶來的主要問題有：（1）機櫃功率大幅增加：通常每一代GPU的功耗會實現20%的提升，但英偉達的NVLink技術將多塊GPU聯網實現更高性能的同時，也讓機櫃的功率成倍增長；（2）機櫃空間愈發寶貴：由於銅纜覆蓋範圍的限制，NVLink區域面積有限且寶貴，需要將供電組件盡量移出NVLink區域的覆蓋範圍；（3）工作負載波動增加：在大語言模型（LLM）工作時，其工作功率波動較大，而隨着機櫃功率增加，其波動可能對電網帶來更大的衝擊。
- 美國傳統的數據中心電源架構主要是常規的415V交流系統。中壓交流電（13.8~35kVAC）從電網引入數據中心後，降壓至415V交流後，通過低壓配電系統分配至各個機櫃。同時採用低壓交流UPS+備用發電機作為後備電源保證供電可靠性。這種供電方式與常規的工業或民用負荷供電方式類似，其優點是技術成熟、結構簡單且有成熟標準，易於實現。

圖表23：NVLink技術大幅提升芯片性能 功耗也隨之增加



圖表24：算力中心機櫃容量大幅增加





■ 采用800 VDC方案可以有效提高功率密度

- **为解决上述问题，英伟达提出了800V直流架构。**首先是将供电电压从415V提升至800V，相同功率下更高的电压可以降低工作电流，从而减少铜缆的截面，降低铜缆的用量以及体积，节省成本和机柜空间。此外由于相同电压下，直流电的输送容量大于交流电，因此相比于415V交流，相同线径下800V直流可以提升约157%的功率。因此英伟达方案也将直接采用直流方式。
- 理论上来说，进一步提高电压可以继续降低铜缆用量和占用的机柜空间，但出于安全性、产品和方案成熟度（充电桩已经开始大规模采用800V直流）等因素，英伟达方案还是以800V为主，但后续不排除进一步提升至1500V。
- **为什么当前没有大规模向800 VDC演进：**（1）机柜容量尚未达到足够高的水平，用800 VDC性价比未显现；（2）电气设备降本与标准化程度直接相关。800 VDC尚未形成统一标准且未大规模使用。

图表25：不同供电方案线缆传输能力比较

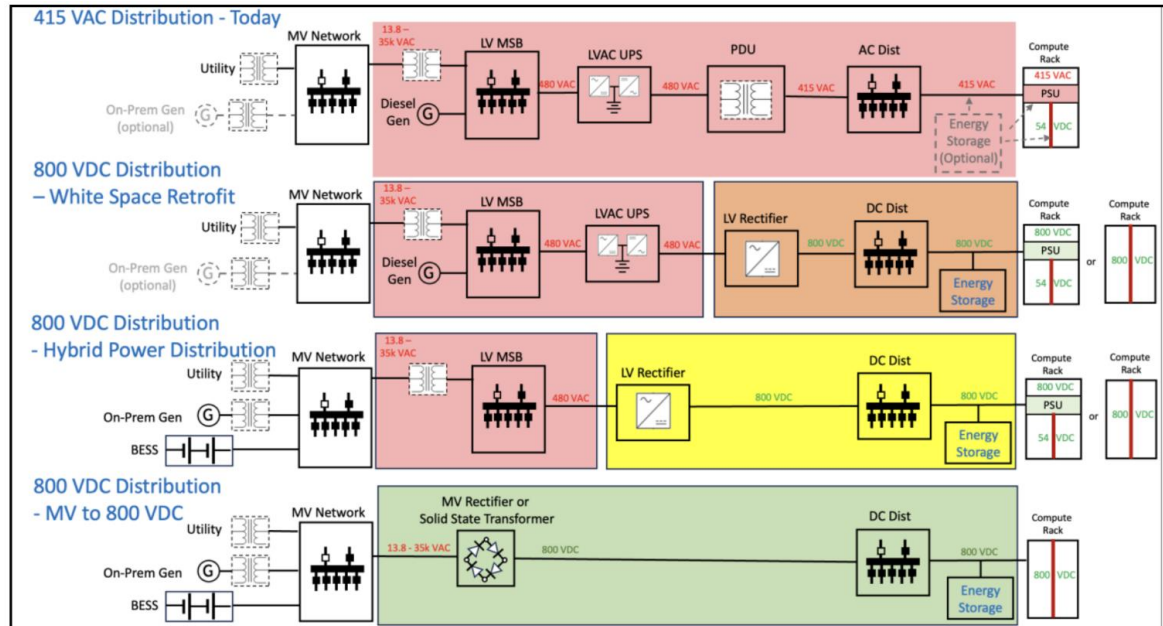
电压等级	线缆数量	单位截面功率 (kW/mm ²)	相比415VAC功率 提升
415 VAC	4 (P1,P2,P3,PE)	0.6	-
480 VAC	4 (P1,P2,P3,PE)	0.8	+16%
800 VDC	3 (POS,RTN,PE)	1.7	+157%
1500 VDC	3 (POS,RTN,PE)	3.1	+382%



■ 800 VDC路线图表：HVDC过渡、SST成长期解决方案

- 由于公用电网仍采用交流供电，因此800V直流架构将彻底改变算力中心供电的架构。根据英伟达给出的路线图，利用固态变压器（SST）直接将中压交流电转换为800V直流或将是终极解决方案。该方案结构最为简单，但需要SST技术进一步成熟。
- 在此之前，供电方案将会有2种过渡方案：（1）方案一：在415V交流的基础上，在UPS后加装低压整流器将480V交流电整流为800V直流电，并采用直流配电系统向机柜供电；（2）方案二：在方案一的基础上，取消UPS，采用电化学储能作为备用电源。
- 长期解决方案或为中压交流直接用SST转换为800 VDC。相比过渡方案，省去了UPS、中压配电设备、整流器、变压器等设备，可以有效降低电路复杂度、降低供电设备的体积。

图表26：算力中心供电架构演进示意图





■ 本次英伟达白皮书的核心点：牵头实现行业标准化降本

- 800 VDC架构并非英伟达白皮书首次提出，在此之前市场就已经形成了AC→HVDC→SST的路径图预期，为什么本次SST会更加受到关注。主要原因在于，此前认为HVDC短期内相比SST更加成熟且成本低，短期内更容易看到订单，且SST是否最终能实现以及时间点存在不确定性。
- **电气设备降本的最核心的方式：**标准化以及增加需求，非标准化产品在研发、生产成本摊薄等方面劣势较大，成本很难快速降下来。而由于全球用电设备都是以交流电为主，直流设备标准化程度非常低。
- 本次英伟达白皮书呼吁实现800 VDC产品标准化，有望让SST等设备标准化及降本提前，更早实现终极解决方案。

图表27：英伟达呼吁推进800 VDC产品标准化

The path forward: a call for collaboration

This transformation can't be accomplished in a vacuum. It requires urgent, focused, and industry-wide collaboration. Organizations like the Open Compute Project (OCP) provide a vital forum for developing the open standards to ensure interoperability, accelerate innovation, and reduce costs for the entire ecosystem. **The industry must align on common voltage ranges, connector interfaces, and safety practices for 800 VDC environments.**

To accelerate adoption, NVIDIA is collaborating with key industry partners across the data center electrical ecosystem, including:

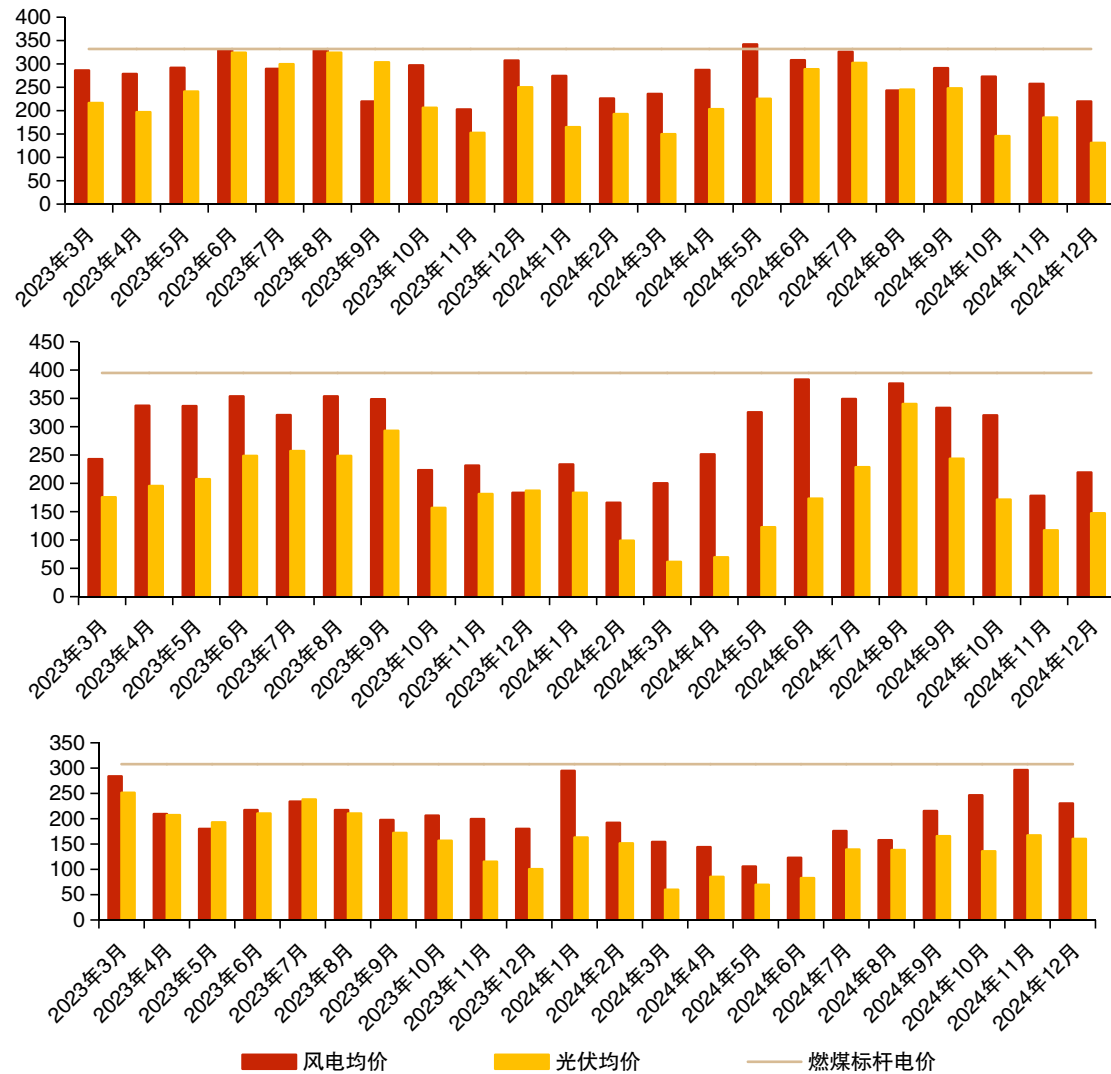
主要内容

1. 电力全面市场化元年 电力行业有望迎高质量发展
2. 国内电网：电改有望推动特高压和配网加速建设
3. 算力革命与能源革命共振 电力设备出海迎来机遇
4. 风电设备：整机盈利能力有望持续提升 国内企业加速出海
5. 投资建议和风险提示

■ 电力现货市场光伏均价低于风电

- 从2024年以来典型月份各地现货市场的价格来看，几乎所有月份、所有试点省份，风电均价都高于光伏。以甘肃、蒙西为例，电网代购电分时价格曲线与理论上的“鸭形曲线”接近，中午价格较低，而傍晚和夜间价格较高，与光伏出力刚好相反
- 直接原因是风电出力曲线更平滑，有更多的出力落在高电价时段，而更根本的原因，是风电的全社会综合成本低
- 市场化条件下，理论上终端消费者会为同质化商品（稳定电源）支付相同的价格，风电的调峰压力小，因此付出的成本低。只不过由于产业链分工，新能源的调峰成本并没有体现在风电光伏的利润表中，而是直接扣减了电价

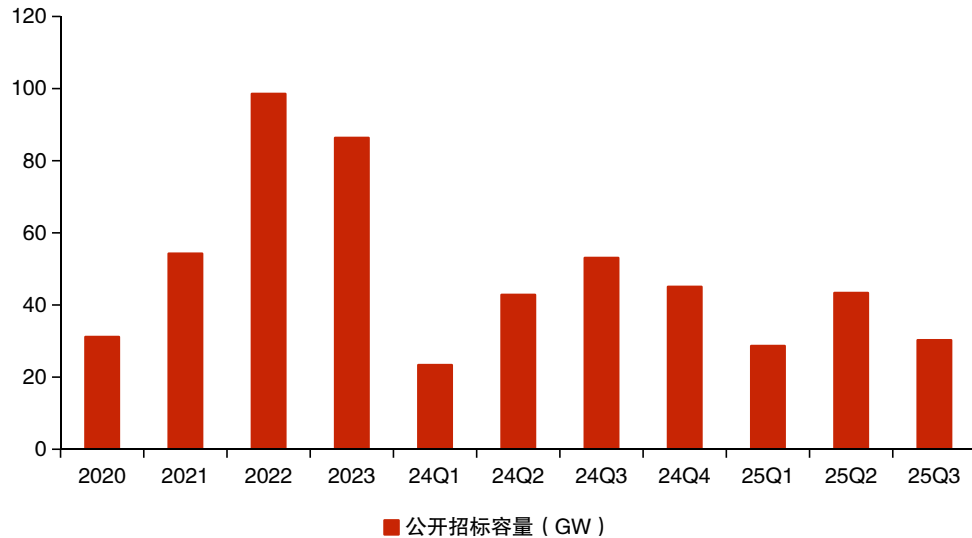
图表28：三省2023年3月—2024年12月电力现货价格（元/MWh，自上而下为山西、山东、甘肃）



■ 风电招标量持续处于高位 招标价格从2024年9月至2025年9月震荡回升

- 由于新能源投资中风电比重增加，因此风电招标量近年来持续处于高位。2023年全国招标量86.3GW，相比2022年的98.5GW略有下滑，但从24年起有明显上升，2024年全国招标容量达到164.1GW（同比+90%），2025年前三季度招标量也达到102GW，虽然同比有所下滑，但也已经大幅超过2024年全国风电新增装机，我们预计未来2~3年风电装机或将处于较高水平。
- 风机价格从低位震荡回升。根据金风科技统计，2025年9月风机投标均价达到1610元/kW，相比2024年9月的1475元/kW上涨超9%。

图表29：2020—2025Q3我国风电公开招标容量



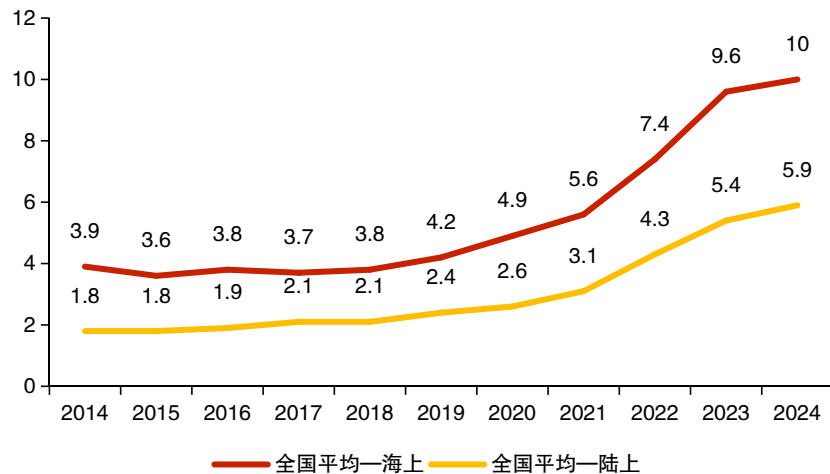
图表30：2024M9—2025M9我国风电整机公开投标价格（元/kW）



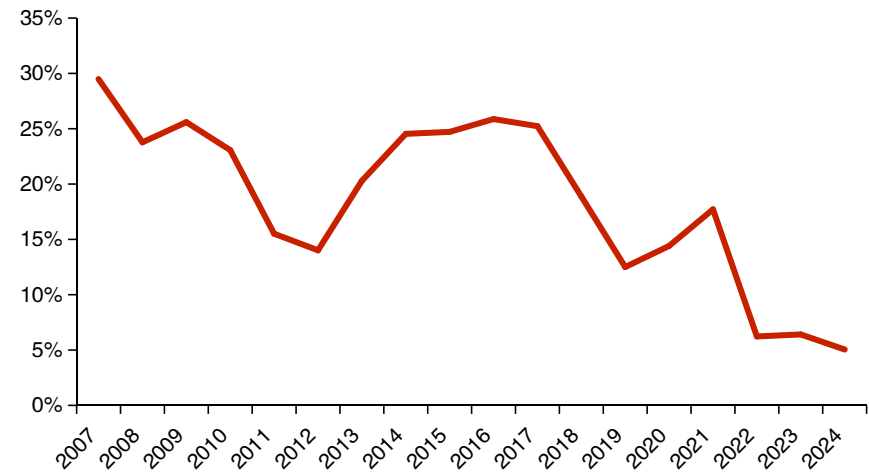
■ 近年来整机利润下滑的主要原因：快速大型化

- 一种观点认为，风电整机价格反弹，主要由于央企响应国家号召“反内卷”以及整机厂签署行业自律协议，导致招标价格企稳回升。这些因素固然重要，但我们认为风电快速大型化是整机环节盈利能力承压的核心因素。2014—2020年，我国陆上风机平均单机容量从1.8MW提升至2.6MW，6年提升0.8MW。而到2023年提升至5.4MW，3年提升2.8MW，速度明显高于此前。而从2024年以来，风电大型化速度呈现出明显的放缓趋势，故整机环节盈利能力或有触底反弹的可能。

图表31：2014—2024年我国陆上和海上风机平均单机容量（MW）



图表32：2007—2024年金风科技整机业务毛利率



■ 为什么快速大型化会导致利润率走低

- **风机快速大型化导致新产品的推出周期大幅变短。**2017年新增风机容量区间位于2-2.9MW之间，占比高达85%，而到2020年这一区间占比仍有61%，仍然是最主要的机型，但到2024年这一区间设备已经基本被淘汰。
- **“首单不赚钱”是电力设备行业的一大规律，这主要由2个原因导致：**（1）此类设备的中标和运行业绩非常重要，这决定了厂家在后续投标和产品改进中是否有优势，因此在此阶段会更加注重份额而不是短期盈利；（2）新产品通常由于小批量交货、设计成熟度不够，成本往往会高于成熟产品。**我们从许继电气直流输电板块的毛利率走势也可以看出这一趋势：**许继电气直流输电系统毛利率出现过2个明显的低点：（1）2012、2013年毛利率分别为10.5%、16.6%，主要由于交付了国网首个国产化±800千伏换流阀；（2）2018、2019、2020年毛利率分别为30%、30%、28%，主要由于这3年交付了我国第一个±1100千伏换流阀、第一个±800千伏柔直换流阀。

图表33：许继电气2006—2024年直流输电系统毛利率（%）



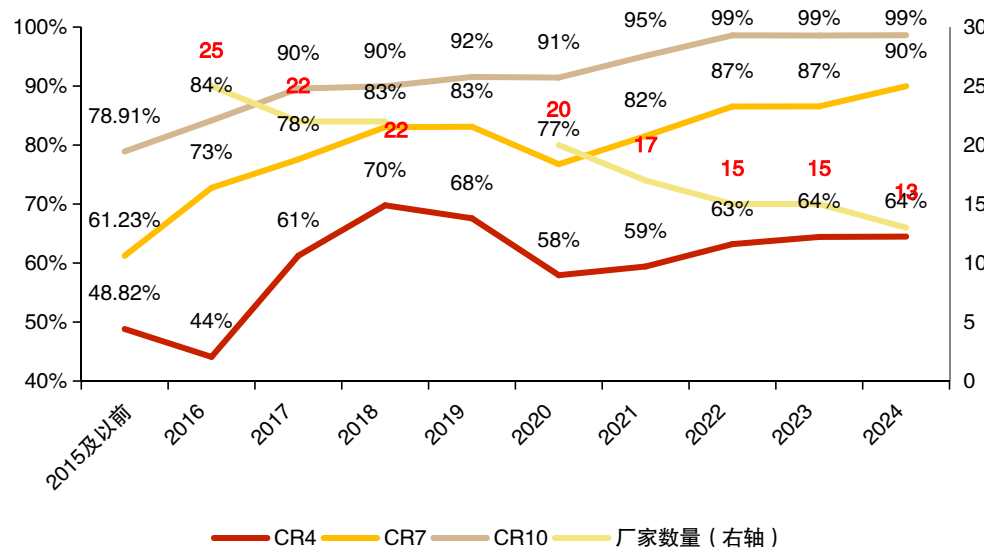
图表34：2017、2020、2023、2024年我国新增风电机组装机容量比例

2017		2020		2023		2024	
机型 (MW)	占比	机型 (MW)	占比	机型 (MW)	占比	机型 (MW)	占比
1.5-1.9	7.30%	1.5-1.9	1%	3以下	0.60%	3以下	0.20%
2-2.9	85.10%	2-2.9	61.10%	3-3.9	3.20%	3-3.9	0.90%
3-3.9	3%	3-3.9	27.80%	4-4.9	14.00%	4-4.9	3.80%
4及以上	4.70%	4-4.9	6.20%	5-5.9	29.90%	5-5.9	34.90%
		5-5.9%	2.40%	6-6.9	38.00%	6-6.9	37.40%
		6以上	1.50%	7-7.9	5.5	7-7.9	7.10%
				8-9.1	4.5	8-9.1	7%
				10及以上	4.2	10及以上	8.70%

■ 怎么看整机环节的技术壁垒

- 我们认为整机环节不低的技术壁垒决定了其盈利能力具备改善可能。有一种市场观点认为，整机厂为组装环节、技术含量低，因而壁垒不高、盈利能力难以改善。我们认为从资本市场角度，从“组装是否有技术含量”去考虑问题，既不准确也没必要，只需要看到3个事实：（1）整机环节集中度在持续走高：CR4从2016年的44%提升至2024年的64%，且从2020年至2024年持续走高，CR7也是类似走势；（2）供货厂家数量持续减少：2016年有25个整机厂有实际供货，这一数字持续走低，到2024年仅剩13家；（3）没有新厂家进入该市场：这条我们认为更加重要，2024年我国仅剩13个整机厂，而这13个整机厂在2016年就都已经存在。近10年有少量厂家曾短暂进入市场，但无一例外都在小批量交付后快速被淘汰。这3个事实足以证明整机环节有较高的技术壁垒。

图表35：2015—2024年国内风电整机集中度及厂家数量（个）





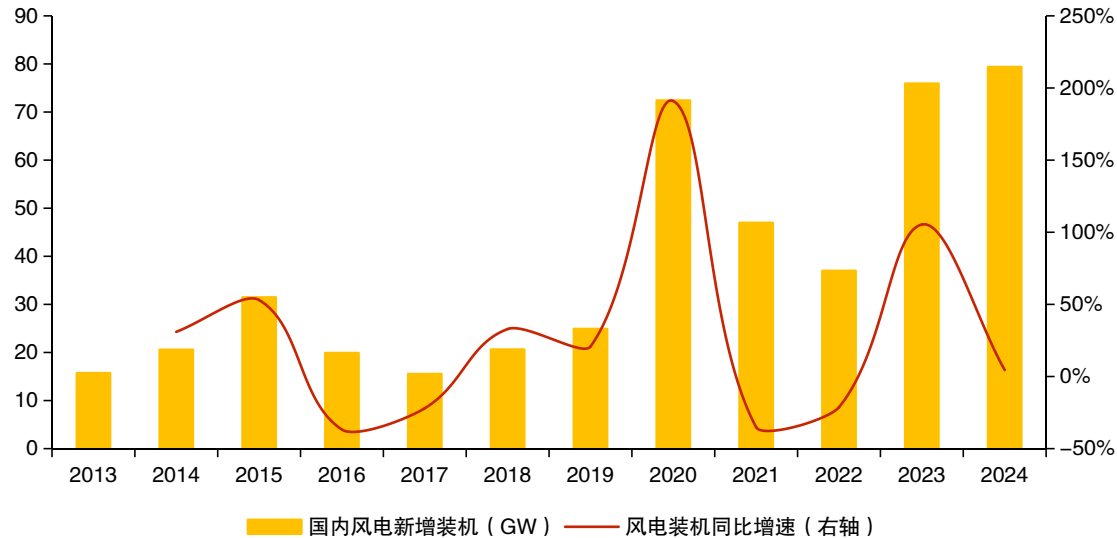
■ 影响零部件价格的主要因素——装机量及大型化趋势

- **每年年底到次年年初为风电上下游谈价关键时期。**零部件作为重资产行业，供需对价格的影响和弹性较大，所以两个因素对供需影响较大：（1）行业装机量；（2）整机大型化的趋势，当整机大型化加速时，新风机配套新的产能，也会导致供需发生变化
- **大型化对于整机厂利润的主要影响在于：（1）价格端：**由于整机面临比较大的中标和运行业绩的压力，拿下大风机订单对于整机厂来说或是“生死存亡”，因此在投标时报价往往会趋于激进；**（2）成本端：**大风机尚未成为主流机型时，出于对未来需求持续性的担忧，零部件厂商对价格或利润的诉求会更强，导致整机厂的成本变高。同样处于风电行业，整机厂和零部件厂下游客户不同以及发展战略的不同，会导致两者的报价策略有明显区别。

■ 对于2026年风电零部件价格的判断——装机和大型化或放缓，或利于供应链降价

- 装机层面：**我国风电2020年陆风抢装，但随后主要受制于新能源市场化，市场对于风电的预期偏悲观，2022年新增装机大幅下滑。但随后由于风机成本下降超预期，加上风电电价较为乐观、光伏投资趋于悲观，2024年下半年起行业对风电的装机预期大幅上调。
- 大型化层面：**我国陆风大型化从2021年起加速（我们推断反映到装机是22年、招标层面是21年），因此招标层面大型化较快的年份主要是2021年和2022年，2023年招标层面的大型化是在明显降速的。

图表36：2013—2024年我国风电新增装机容量（GW）

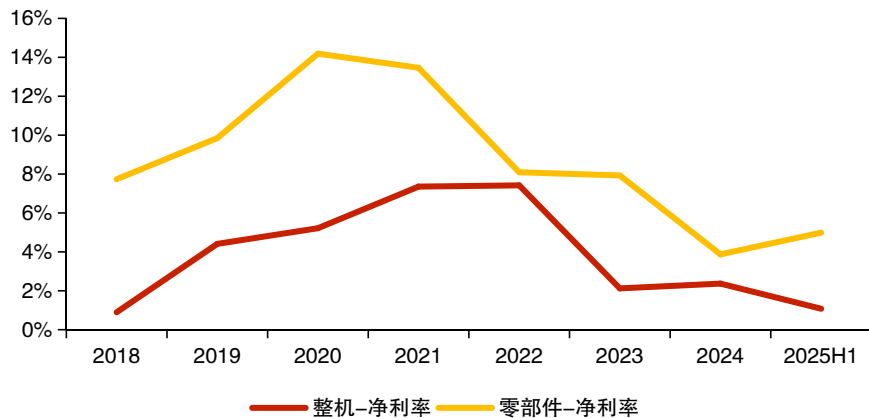


4.2 整机盈利能力进入历史低点 后续有望触底反弹

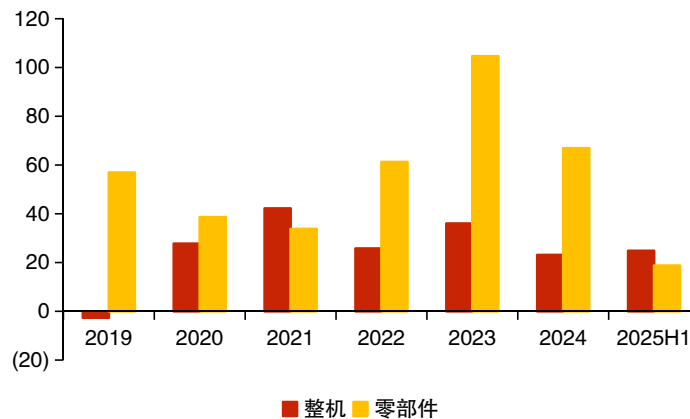
■ 对于2026年风电零部件价格的判断——装机和大型化或放缓，或利于供应链降价

- **2022—2024年零部件行业的资本开支大幅增加。**22、23、24年零部件板块新增固定资产分别达到了61、105、67亿元，甚至明显超过了抢装前的2019年。大型化导致的整机价格和盈利能力下降，叠加零部件资本开支大幅增加，同时导致两者净利率持续下降
- **但到2025年两者盈利能力出现了分化，**零部件行业资本开支下降以及大幅增长的营收（25H1营收与24年基本持平）摊薄了折旧和费用，导致零部件的净利率明显反弹。而整机则面临2024年低价订单交付的压力，净利率水平仍在下降
- 由于招标价格回升，2026年整机交付价格有望上升，而随着风机交付量维持高位、大型化降速，零部件成本压力有望减小，整机成本上升风险或较小，因此2026年整机利润有望出现明显恢复

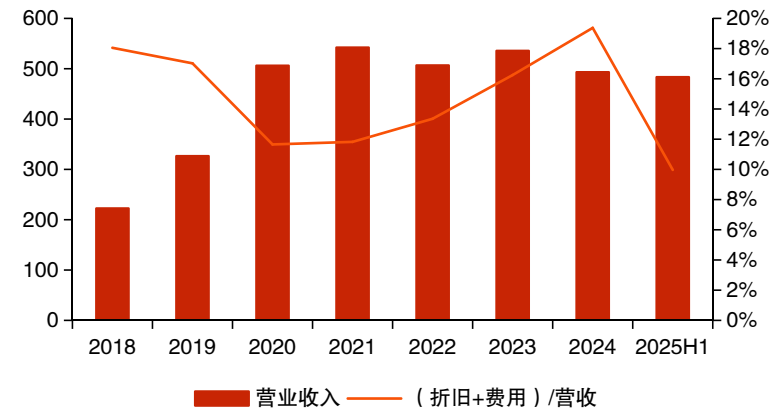
图表37：2018—2025H1年整机和零部件行业净利率



图表38：2019—2025H1整机和零部件新增固定资产 (亿元)



图表39：2018—2025H1零部件营收 (亿元)



资料来源：Wind，华源证券研究所。注：整机企业不包括金风科技和东方电气

4.2 整机盈利能力进入历史低点 后续有望触底反弹

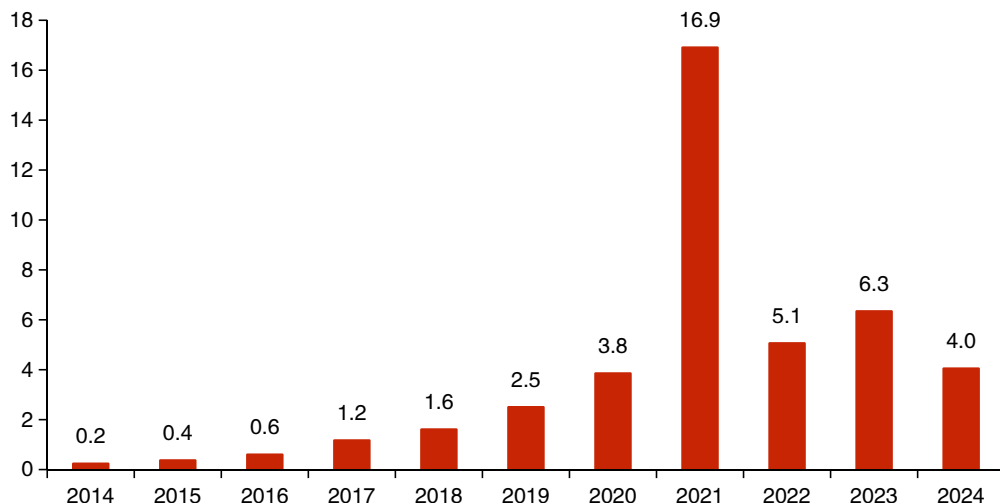
图表40：2016—2024我国风电整机供货商及出货量（万千瓦）

排名	2016及以前	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	金风科技 634.3	金风科技 523	金风科技 670.72	金风科技 801	金风科技 1228	金风科技 1138	金风科技 1136	金风科技 1567	金风科技 1867
2	远景能源 200.3	远景能源 304	远景能源 418.05	远景能源 542	远景能源 913	远景能源 815	远景能源 782	远景能源 1488	远景能源 1363
3	明阳智能 195.9	明阳智能 246	明阳智能 262.36	明阳智能 450	明阳智能 551	明阳智能 693	明阳智能 621	运达股份 1041	明阳智能 1229
4	联合动力 190.8	联合动力 131	联合动力 124.35	运达股份 206	电气风电 461	运达股份 677	运达股份 610	明阳智能 1018	运达股份 1151
5	中国海装 182.7	中国海装 116	电气风电 114.13	电气风电 171	运达股份 365	电气风电 555	三一重能 452	三一重能 741	三一重能 915
6	电气风电 172.7	电气风电 112	运达股份 84.69	中国海装 146	中国中车 349	中国海装 353	中国中车 374	东方电气 556	东方电气 866
7	湘电风能 123.6	湘电风能 93	中国海装 81.30	东方电气 142	东方电气 310	中国中车 329	中国海装 336	电气风电 460	中国中车 436
8	东方电气 122.7	运达股份 83	湘电风能 55.1	联合动力 108	三一重能 303	三一重能 321	电气风电 325	中国中车 407	电气风电 350
9	运达股份 72.4	东方电气 80	维斯塔斯 54	湘电风能 77	中国海装 295	东方电气 313	东方电气 184	中国海装 371	中国海装 275
10	华创风能 71.5	华创风能 73	东方电气 37.5	中国中车 65	联合动力 201	联合动力 126	联合动力 92	联合动力 175	联合动力 128
11	三一重能 55.9	三一重能 42	中国中车 29.95	其他 250	维斯塔斯 112	哈电风能 68	华锐风电 30	华锐风电 82	华锐风电 112
12	维斯塔斯 51	中国中车 41	南京风电 29.7		GE 103	维斯塔斯 67	哈电风能 23	哈电风能 18	太原重工 5
13	西门子歌美飒 49.8	维斯塔斯 39	西门子歌美飒 27.69		哈电风能 68	西门子歌美飒 57	许继风电 10	维斯塔斯 8	维斯塔斯 3
14	中国中车 46.4	许继风电 18	三一重能 25.4		许继风电 41	许继风电 35	维斯塔斯 5	太原重工 4	
15	京城新能源 30.7	GE 16	华仪风能 22.78		西门子歌美飒 39	华锐风电 32	GE 2	华仪风能 2	
16	久和能源 30.1	西门子歌美飒 11	GE 15.83		太原重工 30	GE 9			
17	华锐风电 23.4	中人能源 11	航天万源 14.6		华仪风能 23	华仪风能 5			
19	许继风电 22	华仪风能 10	华创风能 14.2		华锐风电 23				
19	GE 20.5	太原重工 7	许继风电 12		南京风电 22				
20	华仪风能 17.7	航天万源 5	中人能源 10		瑞其能 5				
21	天地风能 6.6	京城新能源 5	太原重工 5						
22	瑞其能 5.2	久和能源 2	华锐风电 4.95						
23	航天万源 5								
24	太原重工 5								
25	宁夏银星 1								
	总计 2337.2	总计 1966	总计 2114.3	总计 2958	总计 5442	总计 5593	总计 4982	总计 7938	总计 8700

国内海风建设持续处于低谷 部分地区项目进展加速

- 多种因素影响下海风从2022年起处于低谷期。**2021年因国补退出我国海风迎来最后一次抢装潮（新增16.9GW），2022/2023/2024年新增装机5.1/6.3/4.0GW，大幅低于2021年。海风新增装机下滑主要受国补退出以及其他外部因素影响导致工程开工低于预期。
- 海风待开工项目储备充足，有望进入密集开工期。**（1）广东：青洲五七主要设备已经完成招标，帆石一已经进入全面施工阶段，三山岛海上风电直流外送项目已经开工。（2）江苏：2025年3个海风项目共2.65GW均已顺利开工。2025年初江苏21个项目共约8GW海风已经确定投资主体，预计2026年有望开工。（3）上海：深远海海上风电示范项目共4.3GW已经开始环评等前期工作招标。

图表41：2014—2024我国海上风电新增装机容量（GW）



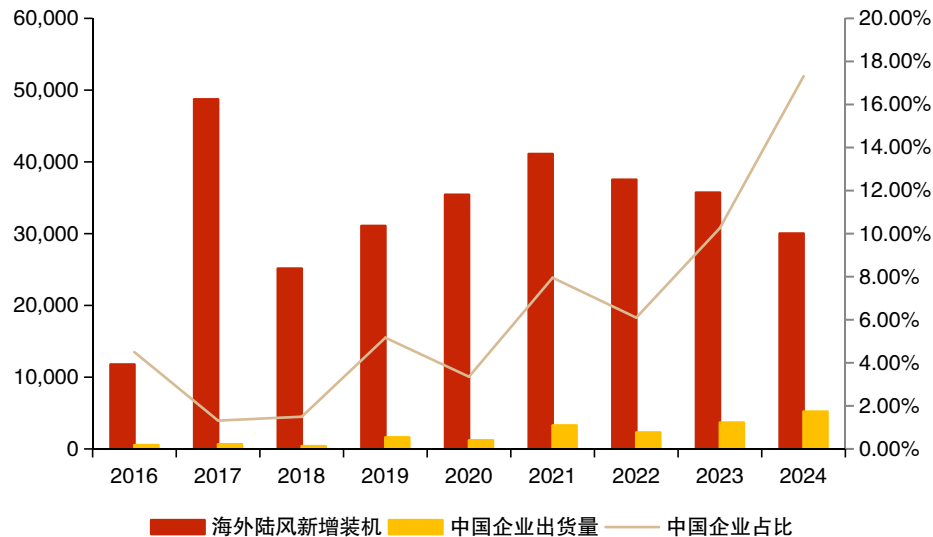
图表42：江苏省近年海风竞配项目清单

启动年份	项目名称	项目容量 (万千瓦)	中标主体
2022启动竞配 2.65GW	射阳100万千瓦海上风电项目	100	国家能源集团
	大丰85万千瓦海上风电项目	85	江苏国信
	大丰80万千瓦项目群	80	三峡
2024年启动竞配	盐城射阳南区H7#	75	龙源电力
	盐城大丰H20#	40	
	盐城东台H3-2#	30	
	南通如东H16#	15	江苏国信
	盐城射阳北区H1#	75	
	盐城大丰H19#	50	
	盐城东台H4#	20	华电集团
	盐城东台H6#	10	
	连云港灌云H6#	60	
	南通如东H17#	45	华能江苏
	盐城射阳南区H6#	55	
	盐城东台H3-1#	15	
	南通启东H4#	30	华润电力
	盐城响水H3-2#	30	
	盐城射阳北区H2#	40	
	盐城滨海南区H5#	40	国电投
	盐城东台H7#	20	
	盐城滨海南区H4-1#	20	
盐城东台H5#	40	大唐国际	
南通如东H18#	55		
			三峡能源

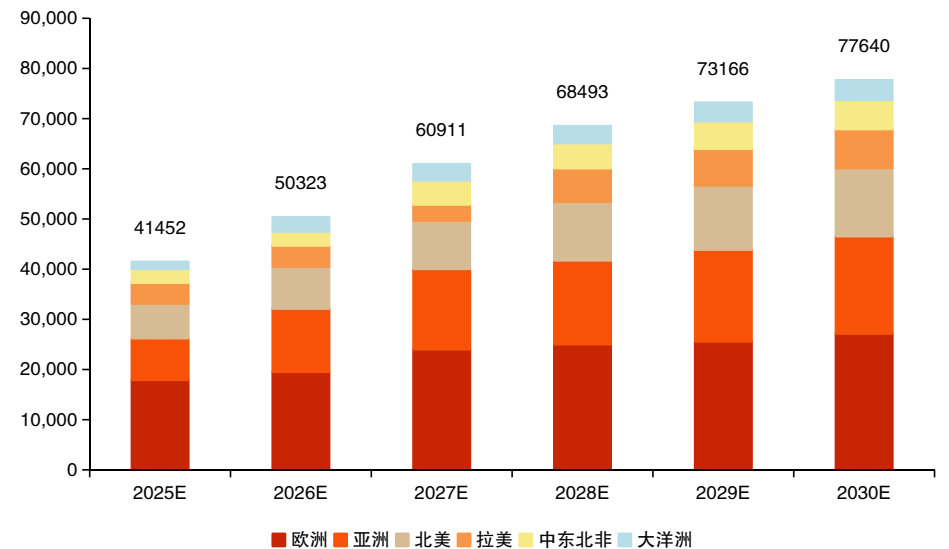
■ 整机在海外市场占比持续上升 后续有望成为整机企业重要利润来源

- 中国企业在陆风的出口占比在持续增加，2020—2024年海外陆风每年新增装机大约在30–40GW之间，中国企业占比从2023年起快速爬升，到2024年出货5.2GW，占比已经达到了17%，随着中国企业成本优势继续显现，中国企业占比有望进一步增加
- 根据GWEC的预测，2025年海外陆风有望新增装机41GW（北美洲7GW、欧洲18GW、中国大陆以外的亚洲8GW、中东和北非3GW、大洋洲1GW）

图表43：2016—2024中国企业出海装机及占比（MW）



图表44：2025—2030海外陆上风电新增容量（MW）



主要内容

1. 电力全面市场化元年 电力行业有望迎高质量发展
2. 国内电网：电改有望推动特高压和配网加速建设
3. 算力革命与能源革命共振 电力设备出海迎来机遇
4. 风电设备：整机盈利能力有望持续提升 国内企业加速出海
5. 投资建议和风险提示



■ 投资分析意见

- **国内电网：**国内电网设备板块的投资逻辑受电力体制改革不同方向进展快慢不同以及国内电力和绿电需求因素影响。展望“十五五”，我们认为在电改机制逐渐理顺、国家进一步促进绿电需求、配网设备涨价的预期下，特高压及配网板块有望迎来反转。建议关注：许继电气、国电南瑞、平高电气、中国西电等。
- **电力设备出海：**随着美国AIDC投资超预期，美国用电需求有望重回较高增速，带动美国电源和电网投资加速，并随之带动全球电力设备供应链重构。此外随着AIDC单体容量上升，800 VDC架构有望成为供电系统主流。建议关注：（1）海外燃气轮机板块：东方电气、哈尔滨电气、上海电气等；（2）电网设备出口：思源电气、三星医疗、华明装备等；（3）SST：四方股份、金盘科技等。
- **风电设备：**随着风电装机量继续处于高位以及大型化速度放缓，整机成本压力释放，加上交付价格提升，2026年风电整机有望迎来全行业利润改善。此外我国风电整机加速出海，海外高价市场也有望带动风机制造板块盈利能力上升，建议关注：金风科技、运达股份、明阳智能、三一重能等。
- **电力交易：**展望后续，新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量原则上全部进入电力市场，此外大部分省份电力现货市场也或将至少进入结算运行，电力交易市场有望迎来大规模增长，建议关注：国能日新、朗新集团、特锐德等。



- **电网建设不及预期：** 电网设备招标和交付取决于电网投资计划及招标节奏，一旦不及预期可能影响相关公司业绩表现
- **数据中心项目建设不及预期风险：** 数据中心项目投资规模较大，若数据中心建设不及预期，将影响上游设备需求释放节奏
- **竞争格局恶化风险：** 若因供给端快速扩产导致格局进一步恶化，或影响相关企业利润水平
- **测算结果可能与实际情况发生偏差风险：** 文中相关测算结论可能由于输入变量与实际发生偏差而发生改变



证券分析师声明

本报告署名分析师在此声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，本报告表述的所有观点均准确反映了本人对标的证券和发行人的个人看法。本人以勤勉的职业态度，专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观的出具此报告，本人所得报酬的任何部分不曾与、不与，也不将会与本报告中的具体投资意见或观点有直接或间接联系。

一般声明

华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告是机密文件，仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司客户。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测等只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。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、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告所载的意见、评估及推测仅反映本公司于发布本报告当日的观点和判断，在不同时期，本公司可发出与本报告所载意见、评估及推测不一致的报告。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。除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。本公司不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式修改、复制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。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华源证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。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。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，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或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、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。

信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司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。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。因此，投资者应当考虑到本公司及/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。

投资评级说明

证券的投资评级：以报告日后的6个月内，证券相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入：相对同期市场基准指数涨跌幅在20%以上；

增持：相对同期市场基准指数涨跌幅在5%~20%之间；

中性：相对同期市场基准指数涨跌幅在-5%~+5%之间；

减持：相对同期市场基准指数涨跌幅低于-5%及以下。

无：由于我们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，致使我们无法给出明确的投资评级。

行业的投资评级：以报告日后的6个月内，行业股票指数相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好：行业股票指数超越同期市场基准指数；

中性：行业股票指数与同期市场基准指数基本持平；

看淡：行业股票指数弱于同期市场基准指数。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；

投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

本报告采用的基准指数：A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生中国企业指数（HSCEI），美国市场基准为标普 500 指数或者纳斯达克指数。



華源証券

HUAYUAN SECURITIES