

电改系列

容量电价日臻完善，新型储能核心受益

核心观点：

- **历史沿革：抽蓄+煤电引领，气电+新型储能跟进。**全国性层面，抽水蓄能是全国性容量电价政策的最先探索，之后缺电推动全国性容量电价政策扩大覆盖至燃煤发电；地方层面，我国地方层面容量电价机制的实践从针对天然气机组的机制设计起步。针对新型储能，多省积极探索多样化容量机制，部分地区自 2023 年起出台了面向独立储能的容量补偿政策，但具体实施细则各异。
- **发展趋势：统一性定价，市场化演进。**近年来，我国在电力市场化改革过程中持续强化对容量电价机制建设的政策引导。2026 年 1 月 30 日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号），强调：分类完善煤电、天然气发电、抽水蓄能、新型储能容量电价机制，优化电力市场机制，通过“保底工资”的制度性安排，推动相关电源顶峰时发电保供，有力促进新能源消纳利用；容量电价新政亦首次明确可靠容量补偿标准确定原则，有望从“分类补偿”有序扩展至“同工同酬”，推动各类调节性电源的公平竞争。此外，多省区率先发布落地政策：内蒙古与新疆实行储能发电量补偿，较难动态反映容量供需；河北容量补偿未建立容量补偿设定标准，本质为固定式补偿；甘肃、青海与宁夏三地在容量电费的计算方法上统一采用了“有效容量×容量电价×容量供需系数”的公式，但是在关键参数的取值和测算上存在不同。
- **影响分析：新型储能经济性改善，火电盈利稳定性提升，抽蓄稳中提质。新型储能：**全国性容量电价政策框架落地后，预计各省容量电价政策将逐步跟随落地，容量收益作为储能收益的重要组成部分，储能确定性将进一步提升，且经济性有望得到改善。可靠性补偿原则有望提升对长时储能的需求；**煤电：**收益模式向资产型转变，火电度电容量收入有望边际增厚 1.3 分。容量电价的提升将降低煤电的期望电能量电价，带动电能量市场出清价格降低；**抽蓄：**新老划断保证存量机组收益，新机制倒逼新建机组控制投运成本。
- **投资建议。**2026 年我国新型储能需求有望保持高景气增长，有望带动储能产业链各环节盈利的改善，推荐储能电池及材料龙头企业：**宁德时代、富临精工**，建议关注：**鹏辉能源、湖南裕能、多氟多、天际股份、万润新能**；具有选址、运营优势的龙头集成企业有望实现储能电站更高收益率并提高市占率，推荐**海博思创、南网科技、阳光电源、阿特斯**，建议关注：**科陆电子**；电力交易能力有望成为储能电站运营的核心壁垒，推荐**国能日新**，建议关注：**朗新科技**。
- **风险提示。**现货市场价差下降超预期；容量电价变化幅度超预期；储能成本上升超预期。

行业评级

买入

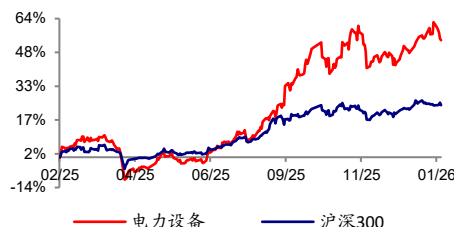
前次评级

买入

报告日期

2026-02-02

相对市场表现



分析师：

陈昕



SAC 执证号：S0260522080008



SFC CE No. BWV823



010-59136699

gfchenxin@gf.com.cn

分析师：

李天帅



SAC 执证号：S0260525020001



021-88778876



litianshuai@gf.com.cn

请注意，李天帅并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人，不可在香港从事受监管活动。

相关研究：

- 电改系列:全国性容量电价机制出台，调节性电源迎发展东风 2026-01-31
- 光伏行业:太空光伏创造光伏行业新需求 2026-01-23
- 新型电力系统系列:两网加大十五五投资，电网设备迎持续增长 2026-01-22

重点公司估值和财务分析表

股票简称	股票代码	货币	最新	最近	评级	合理价值 (元/股)	EPS(元)		PE(x)		EV/EBITDA(x)		ROE(%)	
			收盘价	报告日期			2025E	2026E	2025E	2026E	2025E	2026E	2025E	2026E
宁德时代	300750.SZ	CNY	350.00	2025/10/27	买入	488.14	15.04	19.53	23.27	17.92	15.85	12.45	19.40	20.20
阳光电源	300274.SZ	CNY	151.00	2024/8/26	买入	79.83	16.4	18.5	9.2	8.2	7.36	5.31	25.8	23.4
阿特斯	688472.SH	CNY	15.28	2025/05/14	买入	10.25	0.41	0.73	37.27	20.93	10.75	8.63	6.30	10.20
海博思创	688411.SH	CNY	238.52	2025/06/02	买入	88.90	4.94	6.32	48.28	37.74	36.81	28.73	19.60	21.40
富临精工	300432.SZ	CNY	16.96	2025/05/04	买入	24.11	0.96	1.27	17.67	13.35	16.56	13.00	23.40	25.40
南网科技	688248.SH	CNY	51.96	2025/10/22	买入	63.80	0.90	1.16	57.73	44.79	45.78	36.72	14.60	15.70
国能日新	301162.SZ	CNY	65.77	2024/8/28	买入	65.73	1.37	1.72	48.0	38.2	16.46	12.18	10.1	11.3

数据来源：Wind、广发证券发展研究中心

备注：表中估值指标按照最新收盘价计算

目录索引

一、历史沿革：抽蓄+煤电引领，气电+新型储能跟进	5
（一）抽水蓄能：全国性容量电价政策的最先探索	5
（二）燃煤发电：缺电推动全国性容量电价政策扩大覆盖至主力电源	6
（三）天然气发电：高成本带动地方性容量电价机制实践起步	7
（四）新型储能：高增速驱动地方性容量电价机制积极探索	8
二、发展趋势：统一性定价，市场化演进	11
（一）我国规划了 2035 年前各阶段建设容量市场的主要目标	11
（二）全国性容量电价机制出台，分类完善调节性电源定价模式	12
（三）多省区率先发布落地政策，储能收益确定性增加	16
（四）落地展望：三北+东部省份有望率先积极推进	22
三、影响分析：新型储能经济性改善，火电盈利稳定性提升，抽蓄稳中提质	23
（一）新型储能：现有储能经济性有望改善，容量收入占比有望提升	23
（二）煤电：收益模式向资产型转变，火电度电容量收入有望边际增厚 1.3 分	28
（三）抽蓄：新老划断保证存量机组收益，新机制倒逼新建机组控制投运成本	30
四、投资建议	33
五、风险提示	33
（一）现货市场价差下降超预期	33
（二）容量电价变化幅度超预期	33
（三）储能成本上升超预期	33

图表索引

图 1: 欧盟容量机制五种基本类型	16
图 2: 欧盟容量机制从“基于价格”转向“基于数量”	16
图 3: 甘肃、宁夏、青海峰谷时段分布	20
图 4: 青海、宁夏 2025 年和 2026 年容量供需系数估算	21
图 5: 2024 年储能容量租赁不同年限项目数占比	23
图 6: 2024 年各省储能租赁中标公示规模及均价	24
图 7: 甘肃独立储能资本金 IRR 测算	25
图 8: 甘肃独立储能 IRR 敏感性测算	25
图 9: 甘肃发电侧容量电价机制（征求意见稿）下储能项目的收益结构估算	26
图 10: 甘肃不同时长储能 IRR	26
表 1: 抽水蓄能容量电价核定情况	5
表 2: 国家能源局发布建立煤电容量电价机制	6
表 3: 省级电网煤电容量电价标准（2024-2025 年）	7
表 4: 各地方天然气容量电价（2025 年）	8
表 5: 各省容量电价机制汇总	8
表 6: 《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》中容量市场建设相关内容	11
表 7: 两部门发布建立发电侧容量电价机制	13
表 8: 两部门发电侧可靠容量补偿机制	14
表 9: 内蒙古、新疆、河北容量补偿政策梳理	17
表 10: 甘肃、青海和宁夏发电侧容量电价机制对比	18
表 11: 2027/2028 至 2034/2035 交付年 ELCC 系数初步模拟结果	27
表 12: 各类火电机组基于不同容量电价对电能量电价的期望（标煤价 1200 元/t 的假设）	29
表 13: 测算 2026 年煤电容量补偿接近 1850 亿元、折度电超 3 分	30
表 14: 储能/类储能调峰对标情景	31
表 15: 抽水蓄能调峰成本	31
表 16: 锂电池储能调峰成本	32

一、历史沿革：抽蓄+煤电引领，气电+新型储能跟进

截至2025年底，我国容量电价机制的实践主要分为国家与地方两个层级：国家层面主要覆盖抽水蓄能与煤电机组，而地方层面则侧重于燃气机组与新型储能。

（一）抽水蓄能：全国性容量电价政策的最先探索

2021年4月30日，国家发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号），明确提出对抽水蓄能电站实行两部制电价政策，即电量电价通过市场竞价机制形成，而容量电价则由国家发展改革委统一核定。

2023年5月11日发布的《国家发展改革委关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕533号），进一步明确了在运及计划于2025年底前投运的48座抽水蓄能电站的容量电价标准。该政策已于2023年6月1日起正式实施，相关容量电价纳入省级电网系统运行费用核算，最终由工商业用户分摊承担。此举为抽水蓄能电站提供了稳定的收益预期，有效支持了抽水蓄能产业的可持续发展。从核价情况来看，在运机组加权平均容量电价427元/千瓦·年，计划投运机组加权平均容量电价566元/千瓦·年。

表 1：抽水蓄能容量电价核定情况

电站名称	所在省份	装机容量 (万千瓦)	容量电价 (元/千瓦·年, 含税)	电站名称	所在省份	装机容量 (万千瓦)	容量电价 (元/千瓦·年, 含税)
在运（截至 2023 年 5 月）				计划投运（2025 年底前）			
沙河	江苏	10	699.78	丰宁一期	河北	180	547.07
琼中	海南	60	648.76	丰宁二期	河北	180	510.94
西龙池	山西	120	463.81	沂蒙	山东	120	608.00
天堂	湖北	7	722.43	文登	山东	180	471.18
宝泉	河南	120	417.43	金寨	安徽	120	616.01
张河湾	河北	100	476.13	长龙山	浙江	210	499.96
黑麋峰	湖南	120	376.30	厦门	福建	140	612.65
溧阳	江苏	150	576.04	永泰	福建	120	551.21
响水洞	安徽	100	459.92	周宁	福建	120	548.11
宜兴	江苏	100	491.22	天池	河南	120	556.94
呼和浩特	内蒙古	120	567.83	荒沟	黑龙江	120	478.74
蒲石河	辽宁	120	475.42	敦化	吉林	140	550.80
琅琊山	安徽	60	453.30	清原	辽宁	180	599.66
桐柏	浙江	120	341.76	蟠龙	重庆	120	587.22
潘家口	河北	27	289.73	镇安	陕西	140	625.85
仙居	浙江	150	370.91	阜康	新疆	120	690.36
洪屏	江西	120	454.99	梅州一期	广东	120	595.36
清远	广东	128	409.57	阳江一期	广东	120	643.98
白莲河	湖北	120	321.34				
天荒坪	浙江	180	417.17				
广蓄二期	广东	120	338.34				
仙游	福建	120	405.40				

惠州	广东	240	324.24
泰安	山东	100	347.99
响洪甸	安徽	8	823.34
深圳	广东	120	414.88
十三陵	北京	80	496.15
回龙	河南	12	585.20
白山	吉林	30	456.06
溪口	浙江	8	561.61
绩溪	安徽	180	391.80

数据来源：国家发改委，广发证券发展研究中心

（二）燃煤发电：缺电推动全国性容量电价政策扩大覆盖至主力电源

2023年11月10日，国家发改委、能源局联合印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号），自2024年1月1日起建立煤电容量电价机制，充分认可煤电的调节价值，稳定煤企的盈利预期。从覆盖范围来看，煤电容量电价机制适用于合规在运的公用煤电机组，煤电机组灵活性改造需达到国家要求，覆盖面较广；从机制来看，将煤电单一制电价调整为两部制电价，体现煤电从发电主体到支撑电源的转变；电价水平上，容量电价绑定煤电固定成本，煤电机组固定成本为全国统一的330元/千瓦·年，各省份回收固定成本的比例有所不同，2024~2025年多数地区为30%，煤电转型较快的地区为50%；2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%；电费分摊上，容量电费属于电网系统运行费用，每月由工商业用户按用电量比例分摊，且要求煤电机组保证设备可靠性，才可获取容量费用；电费考核方面，煤电机组需执行电网调度指令，可按照申报最大出力执行，否则将扣除部分或全部容量电费。

表 2：国家能源局发布建立煤电容量电价机制

“煤电容量电价机制”政策内容

容量电价机制	（1）将现行煤电单一制电价调整为两部制电价； （2）电量电价通过市场化方式形成，灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况； （3）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；
容量电价水平	（1）煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定，煤电机组固定成本为全国统一的330元/千瓦·年； （2）综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定回收的固定成本比例，2024~2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右； （3）2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%，云南、四川不低于70%。
电费分摊机制	（1）各地煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算； （2）对纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，其中配套煤电机组，执行受电省份容量电价，容量电费由受电省份承担。向多个省份送电的，容量电费可暂按受电省份分电比例分摊，鼓励探索按送电容量比例分摊； （3）其他煤电机组，执行送电省份容量电价，容量电费由送、受方合理分摊；
电费考核机制	（1）煤电机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定，下同）提供申报最大出力的，月内发生两次扣减当月容量电费的10%，发生三次扣减50%，发生四次及以上扣减100%； （2）对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格；

机制适用范围 (1) 煤电容量电价机制**适用于合规在运的公用煤电机组**；
(2) 燃煤自备电厂、不合规的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行容量电价机制；

机制实施时间 自 **2024 年 1 月 1 日** 起实施

数据来源：国家发改委，广发证券发展研究中心

煤电转型较快省份回收比例为**50%**，其余省份为**30%**，**2026 年以后**仍有提升空间。本容量电价政策自2024年1月1日开始实施，电价标准适用于2024-2025年，省级电网中河南、湖南、重庆、四川、青海、云南、广西等七个省份煤电机组固定成本回收比例是**50%**，对应容量电价**165 元/千瓦·年**；其余省份成本回收比例为**30%**，对应容量电价**100 元/千瓦·年**。预计自2026年起，多数地区的成本回收比例将提至**50%**，对应容量电价**165 元/千瓦·年**，四川、云南等领先省份将提升至**70%**以上，对应容量电价**230 元/千瓦·年**。容量电价逐步提升，推动煤电从发电主体到支撑电源的转变。

表 3：省级电网煤电容量电价标准（2024-2025 年）

省级电网	容量电价 (元/千瓦·年，含税)	省级电网	容量电价 (元/千瓦·年，含税)
河南	165	陕西	100
湖南	165	新疆	100
重庆	165	宁夏	100
四川	165	甘肃	100
青海	165	深圳	100
云南	165	广东	100
广西	165	海南	100
湖北	100	贵州	100
黑龙江	100	北京	100
上海	100	天津	100
江苏	100	冀北	100
浙江	100	河北	100
安徽	100	山西	100
福建	100	山东	100
江西	100	蒙西	100
辽宁	100	蒙东	100
吉林	100		

数据来源：国家发改委，广发证券发展研究中心

备注：2026 年起，云南、四川等煤电转型较快的地方通过容量电价回收煤电固定成本的比例原则上提升至不低于 70%，其他地方提升至不低于 50%

(三) 天然气发电：高成本带动地方性容量电价机制实践起步

我国地方层面容量电价机制的实践从针对天然气机组的机制设计起步。我国多地已先后探索并实施了针对天然气发电机组的两部制电价机制。其中，上海于2012年率先建立了适用于天然气机组的两部制电价体系，随后浙江（2015年）和江苏（2018年）等地也相继引入相关机制，为天然气机组持续稳定运行提供了政策支持。

进入2022年，四川与重庆两地亦针对天然气调峰机组推出了两部制电价方案；广东则在执行国家煤电容量电价政策的基础上，同步配套实施了气电容量电价机制。各地在推行过程中，均根据机组的类型、成本结构、社会效益以及电网运行需求等因素，分别核定相应的容量电价和电量电价标准，并视实际情况变化，适时对上网电价进行动态调整。

表 4：各地方天然气容量电价（2025 年）

省份	天然气发电机组的容量电价
广东	（1）使用澳大利亚进口合约天然气的配套气电机组容量电价调整为每年每千瓦 165 元； （2）9E 及以上的其他常规机组调整为每年每千瓦 264 元； （3）6F 及以下的其他常规机组调整为每年每千瓦 330 元； （4）对于纳入国家能源领域首台（套）重大技术装备的气电机组的容量电价调整为每年每千瓦 396 元。
江苏	（1）调峰机组容量电价为 28 元/千瓦·月； （2）热电联产机组按 40 万、20 万、10 万级机组划分，容量电价分别为 28、32、42 元/千瓦·月。
上海	（1）调峰机组：37.01 元/KW·月； （2）热电联产机组：36.5 元/KW·月。
浙江	9F、9E 机组容量电价调整为 302.4 元/千瓦·年； 6F 机组容量电价调整为 571.2 元/千瓦·年；6B 机组容量电价调整为 394.8 元/千瓦·年。
四川	H 级机组容量电价为 24 元/千瓦·月，F 级机组容量电价为 28 元/千瓦·月。
河北	28 元/千瓦·月。

数据来源：广东省发改委、上海市发改委、北极星火力发电网、河北省发改委、电力网、中国能源新闻网，广发证券发展研究中心

（四）新型储能：高增速驱动地方性容量电价机制积极探索

近年来，多省积极探索针对新型储能的多样化容量机制。《“十四五”新型储能发展实施方案》（发改能源〔2022〕209号）明确提出，将“建立电网侧独立储能电站容量电价机制，并逐步推动储能电站参与电力市场”。在该政策指导下，多地已相继出台储能容量租赁或容量补偿相关机制，以鼓励和支持新型储能项目的投资建设与市场化运营。容量租赁是将成本直接传导给新能源电站，容量补偿是政策性补贴，二者以不同方式共同增加新型储能收入，支持项目建设。

部分地区自2023年起出台了面向独立储能的容量补偿政策，但具体实施细则各异。在补偿基础方面，浙江、河北、广东的补偿政策根据新型储能项目的容量来确定，但内蒙古、新疆、江苏按照项目当年的发电量确定补偿金额，其补偿政策本质上并非基于容量价值的补偿，而仍是基于电能量价值的补偿。在补偿标准方面，各地标准不同，但若是一年以上的补偿，各年补偿标准普遍呈递减趋势。在资金来源方面，江苏和广东的资金来源于尖峰电费，新疆和河北的费用由全体工商业用户分摊，浙江的资金来源于电力直接交易结余，内蒙古的费用则由发电机组分摊。

表 5：各省容量电价机制汇总

省份	政策名称	文件类型	补偿标准	补偿对象	成本分摊
宁夏	《建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	征求意见稿	固定容量电价。2025 年 10 月至 12 月按 100 元/千瓦年，2026 年递增至 165 元/千瓦年容量电	电网侧新型储能	容量电费由区内全体工商业用户月度用电量和发电企业月度外送电量（不含直流配套煤电，下同）按比例

			费由区内全体工商业用户月度用电量和发电企业月度外送电量按比例分摊		分摊。其中，区内全体工商业用户对应的容量电费纳入系统运行费用，单设“发电侧容量电费”科目
山西	《深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案（征求意见稿）》	征求意见稿	采用“容量供需系数”调整的容量电价。（参考数据：煤电机组容量电价 2024-2025 年标准为 100 元/千瓦·年（含税））	新型储能	电网企业和工商业用户分摊
甘肃	《关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》《甘肃省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》	征求意见稿/正式稿	固定容量电价，年度暂定 330 元/千瓦·年。试行 2 年	电网侧新型储能	容量电费按照月度外送电量（不含直流配套电源和省内全体工商业用户月度用电量比例分摊；省内工商业用户对应的容量电费由全体工商业用户按当月用电量比例分摊。
山东	《山东省发展和改革委员会关于现货市场容量补偿电价有关事项的通知》 《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》《关于支持长时储能试点应用的若干措施》 《山东电力市场规则（试行）》 《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》	正式文件	参与电力现货市场的发电机组：每千瓦时 0.0991 元（含税）。 示范项目：按煤电容量补偿的 2 倍执行。 其他：补偿标准未明确。	独立储能	工商业用户按月分摊
辽宁	《深化新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》	征求意见稿	固定容量电价，按贡献补偿。暂未明确金额。	电网侧储能	未明确
河北	《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》	正式文件 （有效期 2027 年 12 月 31 日）	固定容量电价。年度容量电价标准为 100 元/千瓦，月度标准按 8.3333 元/千瓦执行。已按退坡执行的追补至 100 元/千瓦；本通知自 2025 年 1 月 1 日起实施。	独立储能	容量电费纳入系统运行费，由全体工商业用户按月分摊。
内蒙古	《关于加快新型储能建设的通知》	正式文件	按放电量补偿。2025 年 0.35 元/千瓦时·年，2026 年起逐年调整。	独立储能	电力用户分摊
广东	《关于我省独立储能电站试用电费补偿机制有关事项的通知（征求意见稿）》	有效期暂定至 2025 年 12 月 31 日	可获得的电费补偿金额根据补偿标准和月度可用最大容量确定，其中年度补偿标准统一为 100 元/千瓦（含税）	独立储能	支付资金由省尖峰加价电费承担
浙江	《新型储能容量补偿资金分配方案》	正式文件	历年电力直接交易结余资金、总额约 7.15 亿，总规模不超过 130 万千瓦。2024-2026 年分别按 200 元/千瓦年，180 元/千瓦年、170 元/千瓦·年的补偿标准发放补偿	电网侧新型储能	工商业用户分摊
新疆	《新型储能容量补偿资金分配	正式文件	固定容量电价。	独立储能	补偿资金由全体工商业用户共同分

方案》	(有效期	按放电量补偿。2025 年底前，	摊
	2025 年 12	补偿标准按放电量计算：2023	
	月 31 日)	年为 0.2 元/千瓦时，2024 年起	
		逐年递增 20%，2024 年 0.16	
		元/千瓦时，2025 年 0.128 元/	
		千瓦时	
		参与调峰辅助服务市场享受电	
		量补偿的，不再享受容量电价	
		补偿。	

数据来源：CESA、广发证券发展研究中心

二、发展趋势：统一性定价，市场化演进

（一）我国规划了 2035 年前各阶段建设容量市场的主要目标

近年来，我国在电力市场化改革过程中持续强化对容量电价机制建设的政策引导。2023年煤电容量电价政策明确将容量市场与电能量市场、辅助服务市场并列为电力市场体系的重要组成部分。《电力现货连续运行地区市场建设指引》进一步提出，在条件成熟时应建设容量市场，将其视为反映各类电源容量价值、保障电力系统长期充裕度的长远方向。

在市场化竞争机制尚不完善的现阶段，政策方向已将“研究建立可靠容量补偿机制”作为当前容量机制建设的工作重点。该机制作为我国容量体系的关键一环，承担着向长期容量市场过渡的桥梁作用。其首要特征在于覆盖各类发电机组，不限于特定电源类型，这符合当前电能量市场与辅助服务市场逐步向多元主体开放的发展趋势。其次，该机制设计的核心理念是基于机组对系统的容量贡献度进行补偿，而非单纯依据其固定成本。为实现这一目标，关键在于构建统一科学的容量价值评估体系，客观衡量不同技术类型机组对系统可靠性的实际支持能力。这项工作不仅有助于现阶段建立公平有效的容量保障机制，也为未来建立成熟容量市场奠定方法论与数据基础。

推进全国统一电力市场建设是服务全国统一大市场战略的重要任务，而容量市场的探索与实践是其中不可或缺的组成部分。《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》系统性提出了至2035年前各阶段容量市场发展的阶段目标，并将近期和中期的着力点置于“深化完善容量电价机制”，推动其逐步过渡到多主体参与的容量市场形态。在这一政策框架下，部分省份已先行开展发电侧容量电价机制试点，这些实践既为全国层面容量机制的落地提供了可借鉴的经验，也为深入分析容量机制对不同市场主体的影响效应提供了重要的研究案例。

表 6：《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》中容量市场建设相关内容

建设阶段	时间范围	容量市场建设相关内容
初步建成期	2024 年-2025 年	“完善容量电价机制”，“研究探索容量市场”
全面建成期	2026 年-2029 年	“深入研究容量市场机制，具备条件的地区试点建立容量市场”
完善提升期	2030 年-2035 年	“基本形成电能量、容量、辅助服务、绿电绿证、输电权、电力期货等完备交易品种体系”

数据来源：《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》（中国电力企业联合会），广发证券发展研究中心

在容量电价机制逐步向多元化主体拓展的趋势下，新型储能已成为优先考虑纳入的关键主体之一。《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》（发改能源〔2025〕1144号）明确提出，要“推动完善新型储能等调节资源容量电价机制，有序建立可靠容量补偿机制，对电力系统可靠容量给予合理补偿”。这一政策导向一方面反映出新型电力系统建设对储能调节能力日益提升的现实需求，另一方面也暴露出以往针对电源侧及电网侧新型储能的激励方式已难以适应新阶段的发展需要。特别是随着2025年初“136号文”取消新能源强制配置储能的要求，以往依靠行政手段推动电源侧储能建设的路径已不再适用，预计各地储能容量租赁需求也将相应收缩，导致新型储能通过租赁模式获取的收益显著下降。与此同时，现有针

对储能的容量补偿政策多设定在2025或2026年截止，后续政策尚未明朗，难以形成对新型储能投资的长期稳定激励。

在此背景下，我国未来容量电价机制的设计路径，尤其是新型储能被纳入机制的具体模式，将直接影响储能项目的经济回报水平，进而关系到投资主体的信心与产业战略布局。为积极推动新型储能容量电价机制的探索，目前已有部分省份在发布的发电侧容量电价机制设计方案中，开展了将储能设施纳入容量补偿体系的初步尝试。

（二）全国性容量电价机制出台，分类完善调节性电源定价模式

2026年1月30日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号），强调：适应新型电力系统和电力市场体系建设需要，更好统筹电力安全稳定供应、能源绿色低碳转型和资源经济高效配置，分类完善煤电、天然气发电、抽水蓄能、新型储能容量电价机制，优化电力市场机制；电力现货市场连续运行后，有序建立发电侧可靠容量补偿机制，对机组可靠容量根据顶峰能力按统一原则进行补偿，公平反映不同机组对电力系统顶峰贡献。具体内容包括：

（1）完善煤电及天然气发电容量电价机制。各地按照《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）要求，将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于50%，可结合当地市场建设、煤电利用小时数等实际情况进一步提高。省级价格主管部门可对天然气发电建立容量电价机制，容量电价按照回收天然气发电机组一定比例固定成本的方式确定。

（2）完善抽水蓄能容量电价机制。《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号，简称633号文件）出台前开工（取得取水、临时用地、环评批复文件，下同）建设的电站，容量电价继续实行政府定价，具体由省级价格主管部门按照633号文件办法核定或校核。电站经营期满后，按照弥补必要技术改造支出和运行维护成本的原则重新核价。按照633号文件明确的逐步实现主要通过参与市场回收成本、获得收益的精神，该文件出台后开工建设的电站，由省级价格主管部门每3-5年按经营期内弥补平均成本的原则，根据633号文件明确的成本参数规则，制定省级电网同期新开工电站统一的容量电价（满功率发电时长低于6小时的相应折减）。

（3）建立电网侧独立新型储能容量电价机制。对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价。容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算（折算比例为满功率连续放电时长除以全年最长净负荷高峰持续时长，最高不超过1），并考虑电力市场建设进展、电力系统需求等因素确定。电网侧独立新型储能电站实行清单制管理，管理要求由国家能源局根据电力供需形势分析及保供举措等另行明确，项目具体清单由省级能源主管部门会同价格主管部门制定。

表 7：两部门发布建立发电侧容量电价机制

“发电侧容量电价机制”政策内容	
煤电及天然气发电容量电价机制	(1) 各地按照《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）要求，将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于 50%，可结合当地市场建设、煤电利用小时数等实际情况进一步提高。 (2) 省级价格主管部门可对天然气发电建立容量电价机制，容量电价按照回收天然气发电机组一定比例固定成本的方式确定。
抽水蓄能容量电价机制	(1) 关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号，简称633号文件）出台前开工（取得取水、临时用地、环评批复文件，下同）建设的电站，容量电价继续实行政府定价，具体由省级价格主管部门按照 633 号文件办法核定或校核。电站经营期满后，按照弥补必要技术改造支出和运行维护成本的原则重新核价； (2) 按照 633 号文件明确的逐步实现主要通过参与市场回收成本、获得收益的精神，该文件出台后开工建设的电站，由省级价格主管部门每 3—5 年按经营期内弥补平均成本的原则，根据 633 号文件明确的成本参数规则，制定省级电网同期新开工电站统一的容量电价（满功率发电时长低于 6 小时的相应折减）。 (3) 执行年限可统筹考虑电力市场建设发展、电力系统需求、电站可持续发展等情况确定。同时，抽水蓄能电站自主参与电能量、辅助服务等市场，获得的市场收益按比例由电站分享，分享比例由省级价格主管部门确定；其余部分冲减系统运行费用、由用户分享。
电网侧独立新型储能容量电价机制	(1) 服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价。 (2) 容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算（折算比例为满功率连续放电时长除以全年最长净负荷高峰持续时长，最高不超过 1），并考虑电力市场建设进展、电力系统需求等因素确定。

数据来源：国家发改委、国家能源局，广发证券发展研究中心

容量电价新政首次明确可靠容量补偿标准确定原则。根据《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号），可靠容量是指机组在全年系统顶峰时段能够持续稳定供电的容量。电力现货市场连续运行后，省级价格主管部门会同相关部门适时建立可靠容量补偿机制，对机组可靠容量**按统一原则进行补偿**。补偿标准以弥补市场边际机组在电能量和辅助服务市场不能回收的固定成本为基础，统筹考虑电力供需关系、用户承受能力、电力市场建设进展等因素合理确定，并适时调整。新能源装机占比高、可靠容量需求大的地区，应加快建立可靠容量补偿机制。在国家指导下，具备条件的地区可结合电力市场建设情况适时通过容量市场等方式形成容量电价。可靠容量补偿机制建立后，相关煤电、气电、电网侧独立新型储能等机组，不再执行原有容量电价。

容量机制有望从“分类补偿”有序扩展至“同工同酬”，有利于推动各类调节性电源的公平竞争。第一阶段分类完善煤电、气电、抽水蓄能、电网侧新型储能容量电价机制，不同类型电源容量电价标准分别确定。第二阶段有序建立可靠容量补偿机制，对机组可靠提供的顶峰能力按统一原则进行补偿，反映不同机组顶峰贡献。新能源占比高、可靠容量需求大的地区，加快建立可靠容量补偿机制。在国家指导下，具备条件的地区可结合电力市场建设情况适时通过容量市场等方式形成容量电价。建立可靠容量补偿机制，根据可靠容量这一“标尺”公平给予补偿，不再区分机组类型分别制定容量电价。这样，有利于促进不同技术类型公平竞争，推动行业高质量发展，这也是成熟电力市场通行做法。

表 8：两部门发电侧可靠容量补偿机制

“发电侧容量电价机制”政策内容	
可靠容量补偿机制的总体要求	(1) 可靠容量是指机组在全年系统顶峰时段能够持续稳定供电的容量。电力现货市场连续运行后，省级价格主管部门会同相关部门适时建立可靠容量补偿机制，对机组可靠容量按统一原则进行补偿。 (2) 补偿标准以弥补市场边际机组在电量和辅助服务市场不能回收的固定成本为基础，统筹考虑电力供需关系、用户承受能力、电力市场建设进展等因素合理确定，并适时调整。 (3) 新能源装机占比高、可靠容量需求大的地区，应加快建立可靠容量补偿机制。在国家指导下，具备条件的地区可结合电力市场建设情况适时通过容量市场等方式形成容量电价。
	可靠容量补偿机制的补偿范围，可包括自主参与当地市场的煤电、气电和符合条件的电网侧独立新型储能等，并结合电力市场建设和电价市场化改革等情况逐步扩展至抽水蓄能等其他具备可靠容量的机组；对获得其他保障的容量不重复补偿。政府定价的机组，不予补偿。
	(1) 可靠容量补偿机制建立后，相关煤电、气电、电网侧独立新型储能等机组，不再执行原有容量电价。省级价格主管部门可在市场体系较为健全的基础上，对本通知出台后开工建设的抽水蓄能电站，统一执行可靠容量补偿机制并参与电量和辅助服务等市场，市场收益全部由电站获得。 (2) 鼓励 633 号文件出台后开工建设的抽水蓄能电站自主选择执行可靠容量补偿机制并参与电力市场。
配套政策	(1) 完善电力市场交易和价格机制。煤电容量电价机制完善后，各地可根据电力市场供需、参与市场的所有机组变动成本等情况，适当调整省内煤电中长期市场交易价格下限，在确保电力电量平衡的情况下适当放宽煤电中长期合同签订比例要求。鼓励供需双方在中长期合同中签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。省内市场供需双方签订中长期合同时，各地不得强制要求签订固定价，可根据电力供需、市场结构等情况，要求年度中长期合同中约定一定比例电量实行反映实时供需的灵活价格。 (2) 完善电费结算政策。上述调节性电源的容量电费、可靠容量补偿费用，纳入当地系统运行费用。现货市场连续运行地区，抽水蓄能抽发、电网侧独立新型储能充放电电价按市场规则或现货实时价格执行；现货市场未连续运行地区，抽水（充电）价格执行电网代理工商业用户购电价格，发电（放电）价格形成方式由省级价格主管部门统筹考虑各类技术路线充放损耗等确定。抽水蓄能、电网侧独立新型储能抽水（充电）时视作用户，缴纳上网环节线损费用和系统运行费用，暂按单一电量制用户执行输配电价；发电（放电）电量相应退减输配电费。按比例由抽水蓄能电站分享的市场收益，统一按月结算、按年清算。 (3) 明确区域共用抽水蓄能容量电费分摊方式。区域共用抽水蓄能电站的容量电费分摊比例根据容量分配比例确定，鼓励通过市场化方式优化。其中，容量分配比例已经明确的，按已明确比例执行；容量分配比例尚未明确但项目已核准的，由所在地省级能源、价格主管部门组织拟参与分摊省份能源、价格主管部门协商确定并明确；尚未核准的新建项目，按上述原则协商确定后在项目核准文件中予以明确。

数据来源：国家发改委、国家能源局，广发证券发展研究中心

容量电价新政（114号文）通过“保底工资”的制度性安排，推动相关电源顶峰时发电保供，有力促进新能源消纳利用。近年来，我国新能源大规模发展，已成为第一大装机电源类型。但新能源随机性、波动性强，必须配套建设一定规模的调节性电源，在新能源出力不足、电力供应紧张时段保障稳定供电，其他时段不发电、少发电。目前，承担系统调节任务的主要是煤电、气电、抽水蓄能和新型储能。为引导调节性电源合理建设、支持其更好发挥调节作用，“十四五”期间国家陆续建立煤电、抽水蓄能容量电价机制，部分省份探索建立了气电、新型储能容量电价机制。通过发放“保底工资”的制度性安排，推动相关电源顶峰时发电保供、平时为新能源让路，保障电力系统安全平稳运行，有力促进新能源消纳利用。

容量电价新政（114号文）分类完善煤电、气电、抽水蓄能、新型储能容量电

价机制，解决现行机制的新情况新问题。随着新型电力系统建设发展，现行容量电价机制遇到一些新情况新问题：一是部分地区煤电发电小时数快速下降，现行容量电价水平保障力度出现不足苗头；二是现行抽水蓄能容量电价机制对企业成本约束不足，不利于抽水蓄能项目科学合理布局、降本增效、有序发展；三是各地气电、新型储能容量电价机制原则不统一，不利于营造公平竞争的市场环境。《通知》对现行煤电、气电、抽水蓄能容量电价机制进行了完善，并首次在国家层面明确建立电网侧独立新型储能容量电价机制：

（1）煤电、气电。各地将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于50%，即每年每千瓦165元；可参照煤电容量电价的确定方法建立气电容量电价机制。

（2）抽水蓄能。2021年，国家发改委《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号）明确提出，逐步实现抽水蓄能电站主要通过参与市场回收成本、获得收益。根据文件精神，《通知》完善了抽水蓄能容量电价机制：对633号文件出台前开工建设的电站，维持现行价格机制不变，具体由各地制定或校核；对633号文件出台后开工建设的电站，实行“一省一价”，由各地按照弥补平均成本的原则制定当地统一的容量电价，同时电站自主参与电力市场，获得的收益由电站和用户分享。

（3）电网侧独立新型储能。各地可根据当地煤电容量电价标准，结合放电时长和顶峰时贡献等因素，建立电网侧独立新型储能容量电价机制。

容量电价新政（114号文）对居民、农业用户电价水平没有影响，仍执行现行目录销售电价政策。对于工商业用户，发电侧容量电价机制完善后，调节性电源需要通过电能量市场回收的成本下降、通过容量电价回收的成本上升，“一升一降”形成对冲，对工商业用户的购电成本影响不大。同时，完善发电侧容量电价机制，有利于加快构建新型电力系统，对更好地保障用户用电需求是有好处的。

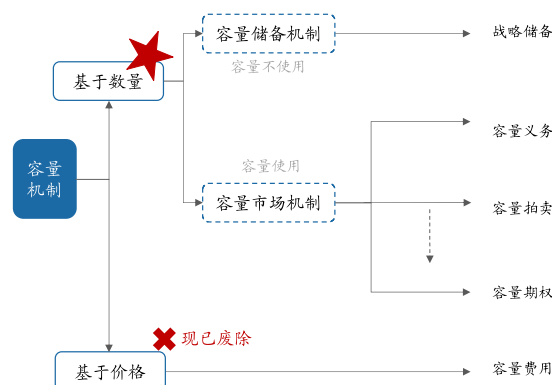
为避免过度建设，政策从严控制新增调节性资源项目。根据容量电价新政（114号文），电网侧独立新型储能电站实行清单制管理，管理要求由国家能源局根据电力供需形势分析及保供举措等另行明确，项目具体清单由省级能源主管部门会同价格主管部门制定。此外，电力系统可靠容量充裕或用户经济承受能力较弱的地区，要从严控制新增调节性电源项目；未开展用户经济承受能力评估的相关项目，不得纳入规划及核准，不得给予容量电费或可靠容量补偿。

权责同步下沉至省级政府，省级部门对容量电价制定与项目核准具有较大决策权。与以往由国家核定抽水蓄能容量电价不同，本次政策在制度设计上进一步强化省级政府的统筹责任。省级政府拥有项目核准权和容量电价制定权，但同时也需承受项目容量电价分摊带来的工商业用户上涨，要统筹考虑扩大有效投资与控制用电成本之间的关系。通过权责对等的制度安排，鼓励各地结合自身资源禀赋、电力供需形势和发展阶段，在扩大固定资产投资和保持用电成本竞争力之间保持平衡，探索符合本地区实际的发展路径。

参考欧盟的辅助服务经历从“固定补偿”向“市场化交易”演绎的过程，预计我国未来亦有望向市场化交易形态过度。从欧盟的容量机制发展的趋势及特点来看，

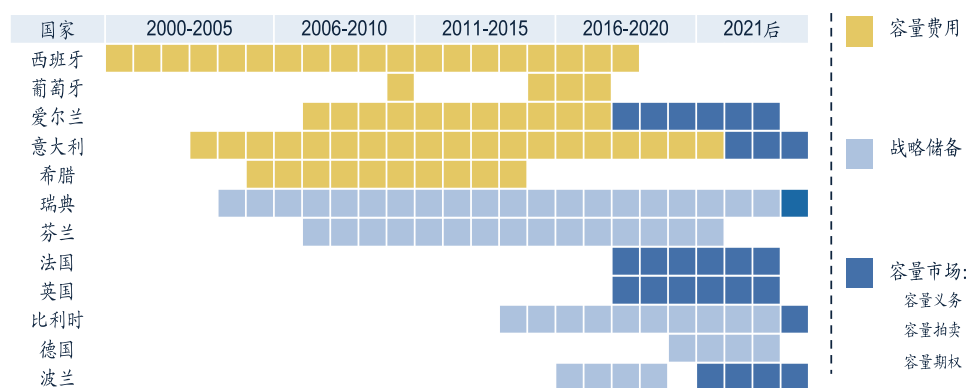
价格市场化有助于发现辅助服务的合理定价；容量使用提高能源使用效率；容量市场持续扩大，火电贡献主要增量。该机制从“基于价格”转向“基于数量”。在基于价格的机制中，决策者设定价格，然后让投资者决定在给定价格下愿意投资多少；在基于数量的机制中，决策者确定所需的容量数量，然后让市场来决定价格(拍卖)。但由于欧盟认为容量机制不应扭曲电力市场的价格，而是由市场对其进行合理定价，因此欧盟通过法律2019/943，规定容量市场“酬金是通过竞争性程序确定的”，确定了欧盟全域容量机制转向基于数量机制。梳理来看，补贴机制更适用于早期无法形成有效价格的阶段，如我国当前落地的固定形式的容量补偿。

图 1：欧盟容量机制五种基本类型



数据来源：广发证券发展研究中心

图 2：欧盟容量机制从“基于价格”转向“基于数量”



数据来源：ACER，广发证券发展研究中心

（三）多省区率先发布落地政策，储能收益确定性增加

目前在各省落地的新型储能容量相关的政策分为三种：一是与国家容量电价机制一致的甘肃、青海、宁夏等省区。第二类是以内蒙、新疆为代表的按发电量补偿。第三类是以河北为代表的按容量补偿。

内蒙古与新疆实行储能发电量补偿，较难动态反映容量供需。内蒙古25年3月发布的《关于加快新型储能建设的通知》，明确对纳入自治区独立新型储能电站规划的独立新型储能电站向公用电网的发电量执行补偿，补偿标准0.35元/kWh，补偿

期限10年，为全国补偿标准最高、补偿时间最长的区域。2025年11月10日，内蒙古能源局发布《内蒙古自治区能源局关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》（以下简称《通知》），明确：2026年度独立新型储能电站向公用电网放电量的补偿标准为0.28元/kWh。2023年3月，新疆发布《关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知》，对建成并网的独立储能电站实施容量补偿。2025年底前，补偿标准按发电量计算，2023年暂定0.2元/千瓦时，2024年起逐年递减20%（即2024年补偿标准0.16元/千瓦时、2025年补偿标准0.128元/千瓦时）。补偿所需资金暂由全体工商业用户共同分摊，电网企业按月根据补偿资金规模和工商业用电量测算分摊标准。内蒙与新疆的发电量补偿政策，本质上是对系统高峰需求的补贴，但难以动态反映系统的容量供需与容量充裕度。在全国性容量电价新政（114号文）框架下，后续政策方向是否需要调整仍需观察。

河北容量补偿未建立容量补偿设定标准，本质为固定式补偿。2024年1月，河北发改委发布《关于制定支持独立储能发展先行先试电价政策有关事项的通知》，提出：独立储能电站可获得的容量电费根据容量电价标准和月度平均可用容量确定。容量电价上限为100元/千瓦·年。2024年5月31日前并网发电的，年度容量电价按100元/千瓦（含税、下同）执行；2024年6月1日至9月30日并网发电的，容量电价逐月退坡，年度容量电价标准分别为90元/千瓦、80元/千瓦、70元/千瓦、60元/千瓦；2024年10月1日至12月31日并网发电的，年度容量电价按50元/千瓦执行。2025年3月，河北发改委发布《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》，2025年独立储能电站可获得的容量电费根据容量电价标准和月度平均可用容量确定。2025年年度容量电价为100元/千瓦(含税，下同)，月度标准按8.3333元/千瓦执行。2024年已按容量电价激励政策退坡机制执行的独立储能电站，年度容量电价不足100元/千瓦的追补至100元/千瓦。河北容量补偿政策未设定容量补偿标准，仅提出100元/kW的储能容量补偿，本质为固定式补偿，较难促进多种调节电源竞争性发展，后续或按照全国性容量电价新政（114号文）框架进行调整。

表 9：内蒙古、新疆、河北容量补偿政策梳理

省份	时间	政策名	主要内容
内蒙古	2025.03&2025.11	《关于加快新型储能建设的通知》 《内蒙古自治区能源局关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》	- 独立储能作为市场主体，可自主选择是否参与电力中长期交易，可自主申报充放电曲线。 - 对纳入自治区独立新型储能电站规划的独立新型储能电站向公用电网的发电量执行补偿，补偿标准一年一定，每年9月底前公布次年补偿标准，补偿标准明确后执行时间为10年，执行实际投产年度的补偿标准。 2025年补偿标准为0.35元/kWh，要求630前开工、1231前并网独立储能可享受当年补偿标准。 2026年度独立新型储能电站向公用电网放电量的补偿标准为0.28元/kWh。
新疆	2023.05	《关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知》	2025年底前，补偿标准按发电量计算，2023年暂定0.2元/千瓦时，2024年起逐年递减20%（即2024年补偿标准0.16元/kWh，2025年补偿标准0.128元/kWh）。 - 鼓励独立储能自主报量参与调峰辅助服务市场，现阶段执行特殊调用支持政策，在全网弃风弃光时段根据调度机构指令进入充电状态

			的，对其充电电量进行补偿，具体补偿标准为0.55元/kWh，其放电量按照0.25元/kWh结算，不再享受容量电价补偿。
河北	2024.01&2025.03	《关于制定支持独立储能发展先行先试电价政策有关事项的通知》 《关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》	• 2024年度容量电价为100元/kW，月度标准8.3元/kW。2024年独立储能电站不足100元/kW的追补至100元/kW。容量电费纳入系统运行费，由全体工商业用户按月分摊。 • 2025年年度容量电价为100元/千瓦(含税，下同)，月度标准按8.3333元/千瓦执行。2024年已按容量电价激励政策退坡机制执行的独立储能电站，年度容量电价不足100元/千瓦的追补至100元/千瓦。

数据来源：各省发改委网站，各省能源局网站，广发证券发展研究中心

当前，甘肃、青海与宁夏三地已相继发布了发电侧容量电价机制实施方案。三地在容量电费的计算方法上统一采用了“有效容量×容量电价×容量供需系数”的公式，其中容量供需系数定义为容量需求与总有效容量的比值（最大值不超过1）。在当前各地就发电侧容量电价机制制定的实施方案中，将容量供需系数纳入机制设计，是目前主要采纳的方向。尽管在核心计算框架上保持一致，但在具体机制设计上存在如下差异：

（1）实施范围：甘肃与宁夏明确将煤电机组及电网侧新型储能纳入容量补偿机制；青海则暂未正式将除煤电、气电外的其他电源类型纳入范围。

（2）有效容量计算：三地均提出除了考虑纳入实施范围的机组有效容量之外，还要考虑其他资源的有效容量，并给出了有效容量的计算方法。三地对于火电有效容量的计算方法一致，但对其他类型机组的有效容量计算略有不同。

（3）容量补偿标准：三地均参考煤电容量电价标准，但不同的是，甘肃参考的是煤电机组固定成本，而宁夏参考的是《关于建立煤电容量电价机制的通知》中一定比例的煤电机组固定成本。

（4）容量电费考核：甘肃提出的容量考核只与机组是否非计划停运有关，与机组实际出力无关。青海考核机组在净负荷高峰时期按照调度出力的实际情况，并扣减未达到有效容量部分的电费。宁夏针对煤电和新型储能的考核方式不同，针对煤电机组考核按照调度指令实际出力情况，但并未限定在净负荷高峰时期；针对新型储能则只考虑非计划停运

表 10：甘肃、青海和宁夏发电侧容量电价机制对比

维度	甘肃	青海	宁夏
文件名称	《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案（公开征求意见稿）》附件4《青海省电源侧容量补偿机制暂行办法》	《关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》
实施范围	合规在运的公用火电（燃煤、燃气）机组，不包含直流配套电源（不含新能源）外送容量。	合规在运的公用煤电机组、电网侧新型储能，均不含直流配套电源。	合规在运的公用煤电机组、电网侧新型储能，均不含直流配套电源。
	按当年系统净负荷曲线（省内用电负荷加外送容量需求（不含祁韶配套电源的送电容量）、备用容量之和	参考往年及当年历史系统净负荷曲线（省内用电负荷加外送电力-外购电功率-不可调节水电出力）峰值时点对应的省内用电负荷、备用容	按上年系统净负荷曲线的最大值所在时刻对应的区内统调用电负荷、外送容量需求（不含直流配套电源送电容量）、备用容量之和减去

容量需求	减去可中断负荷容量计算确定。	量、外送电功率确定。采取“点对点”“点对点”送电的，其电力电量纳入受端电网平衡，不计入省内容量需求；采取“网对网”送电的，其容量需求按送受电协议明确的曲线确定。	可中断负荷容量计算确定。
有效容量	煤电机组：铭牌容量扣除厂用电后确定； 电网侧新型储能：满功率放电时长/6×额定功率并扣除厂用电后确定； 不可调节性电源（风电、光伏、不可调节水电）：装机容量与该类型电源的有效容量系数乘积。	持续调节性电源（火电、可调节水电）：机组额定容量扣除厂用电后确定； 不可持续调节性电源（抽水蓄能、新型储能、光热发电）：最大可储存电能除以系统净负荷高峰持续时间长，与最大放电功率的较小值； 不可调节性电源（风电、光伏、不可调节水电）：装机容量与该类型电源的有效容量系数乘积。	煤电机组：铭牌容量扣除厂用电后确定； 电网侧新型储能：满功率放电时长/6×额定功率并扣除厂用电后确定； 水电及其他电源：另行明确。
容量补偿标准	市场初期，煤电机组、电网侧新型储能容量电价标准暂按每年每千瓦330元执行，执行期限2年。	初期参考《关于建立煤电容量补偿机制的通知》（发改价格[2023]1501号）确定。	2025年10月至12月按照100元/千瓦·年执行，2026年1月起按照165元/千瓦·年执行。
容量电费计算	由申报容量、容量电价、容量供需系数三者乘积确定。煤电机组、电网侧新型储能按月向国网甘肃省电力公司申报，申报容量不得超过其有效容量。	由申报容量、容量补偿标准、容量供需系数三者乘积确定。发电机组按月向电网申报容量，申报容量不得超过其有效容量。	由有效容量、容量电价标准和容量供需系数三者乘积确定。
容量电费分摊	按照月度外送电量（不含直流配套电源）和省内全体工商业用户月度用电量比例分摊，由国网甘肃省电力公司按月发布、滚动清算。	按照月度外送电量（不含直流配套电源）和省内全体工商业用户月度用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算。	由区内全体工商业用户月度用电量和发电企业月度外送电量（不含直流配套煤电）按比例分摊。
容量电费考核	煤电机组、电网侧新型储能运行期间，月内发生三次非停，扣减当月容量电费；全年有三个月发生，扣减全年容量电费。	在系统全年净负荷高峰时段，机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定）提供有效容量的，扣减机组实际出力不足有效容量部分的全年容量补偿电费。出力未达标情况由电网企业按月统计、公布、滚动清算。	煤电机组正常运行情况下，无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定，下同）提供出力且其提供的最大出力小于有效容量的95%，月内发生两次扣减当月容量电费10%，发生三次扣减50%，发生四次及以上扣减100%（含迫停、停备无法恢复等因自身原因无法按照调令提供最大出力的情形）。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的，取消其未来一年获取容量电费的资格。 新型储能运行期间，月内发生三次非停，扣减当月容量电费；全年有三个月发生，取消其未来一年获取容量电费的资格。

数据来源：甘肃、宁夏、青海发改委，广发证券发展研究中心

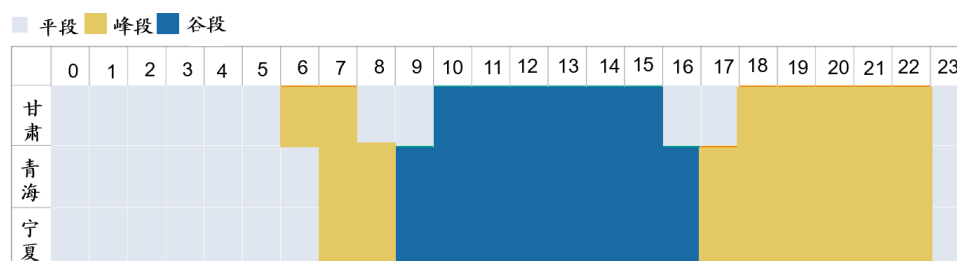
通过比较分析发现，各地容量电费虽然采用统一公式，但是在关键参数的取值和测算上存在不同，这将导致各地机组实获的容量电费产生差别。

首先，各省现有容量电价方案中关于容量补偿标准差异较大。考虑到煤电依然是各地有效容量的主要提供者，并且煤电容量电价机制已经建立，各地在将煤电容量电价机制扩充到整个发电侧容量电价机制的建设过程中都以煤电容量电价机制中设定的煤电机组固定成本为基础设定容量补偿标准。由于国家现有文件中关于2026

年起的煤电容量电价机制提出的要求是“将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%”，且《关于完善发电侧容量电价机制的通知》(发改价格〔2026〕114号)亦要求将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于50%，各地在此要求下设定的容量补偿标准可以在50%–100%的煤电固定成本的范围内波动。

其次，各地关于机组有效容量的公式也不相同。甘肃和青海允许机组在有效容量的范围内申报容量，而宁夏直接将有效容量作为机组的容量。此外，各省在有效容量的计算方式上也并未统一，尤其是对于新型储能有效容量的计算。甘肃和宁夏直接采取用满功率放电时长除以6的方式来计算新型储能的有效容量，而青海则将系统净负荷高峰持续时长纳入计算考虑。从这三省现阶段的分时电价政策时段划分情况来看，青海和宁夏的高峰时段最长持续时段为17点至23点，共6个小时，而甘肃省最长持续时段为5个小时。目前设置的满功率放电时长除以6的方式与考虑高峰持续时段的方式基本一致。

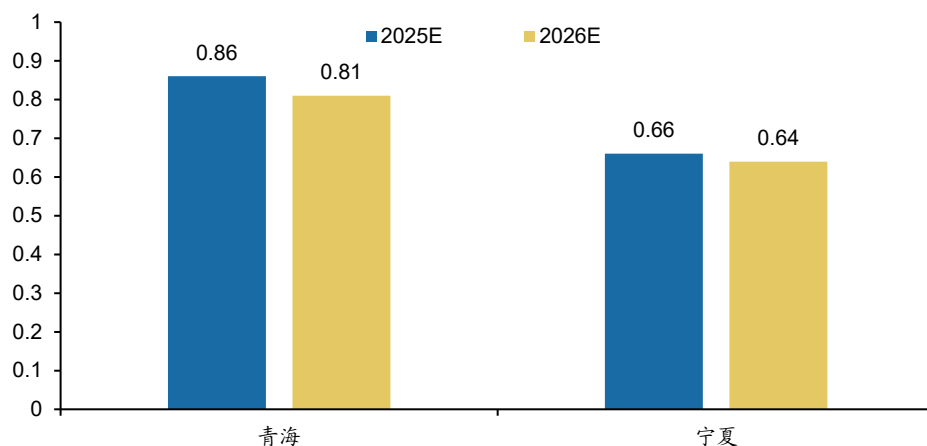
图3：甘肃、宁夏、青海峰谷时段分布



数据来源：甘肃、宁夏、青海发改委，广发证券发展研究中心

电力系统整体的容量供需关系也影响了机组最终获得的容量电费。在甘肃、青海、宁夏三地实施的发电侧容量电价机制中，容量需求均基于全年净负荷最高时点的系统容量需求进行测算，而总有效容量则涵盖系统中各类机组的有效贡献能力。根据储能与电力市场网数据，2025年甘肃容量供需系数89.53%。根据落基山研究所对2025年及2026年青海、宁夏容量供需系数的初步估算，不同地区之间呈现较明显的差异：其中青海的容量供需系数处于相对较高水平，均超过0.8；而宁夏的系数则相对较低。进一步对比青海与宁夏2025年与2026年的测算结果可见，随着系统中新能源及新型储能等装机规模的持续扩大，两地的容量供需系数均呈现下降趋势。这一变化反映出在电力系统调节资源不断增加、结构持续优化的背景下，整体容量充裕度逐步提升。由此，在容量电价机制中，容量电费水平可能随供需系数的降低而相应下降，体现出机制设计与系统实际供需态势的动态衔接。

图 4：青海、宁夏2025年和2026年容量供需系数估算



数据来源：落基山研究所，广发证券发展研究中心

不同的容量电费考核方式会对机组运行带来不同的约束。当前，甘肃、青海与宁夏三地均在相关政策文件中明确了针对参与容量电价机制机组的考核机制，主要包括对非计划停运情况以及机组执行调度指令实际出力情况的评估。其中，已普遍实施的煤电容量电价考核机制，通常依据机组月内未能按调度指令达到申报最大出力的次数，按比例相应核减其当月容量电费。

宁夏在此方面基本延续了上述模式，而青海则在机制设计中引入了具有前瞻性的优化举措，主要体现在以下两方面：其一，将考核时段明确限定于系统净负荷高峰期间，从而更加精准地呼应容量电价机制保障关键时段系统容量充裕度的政策初衷；其二，在考核方法上，不仅依据违规次数进行惩处，更进一步依据实际出力与申报容量之间的偏差程度实施差异化扣减，增强了考核的针对性与公平性。

由此可见，青海的考核机制设计，促使机组必须高度重视其在净负荷高峰时段的运行可靠性，并着力提升该时段内实际出力与申报容量的一致性。该机制不仅强化了机组在系统关键时段的责任落实，也有助于提升容量补偿机制在保障电力系统安全稳定运行中的实际效能。

在新的全国性容量电价新政（114号文）框架下，以甘肃为代表的前期满足容量电价框架思路的省份迎来两个变化：

（1）明确储能充电所要缴纳的多种费用。根据容量电价新政（114号文），抽水蓄能、电网侧独立新型储能抽水（充电）时视作用户，缴纳上网环节线损费用和系统运行费用，暂按单一电量制用户执行输配电价；发电（放电）电量相应退减输配电费（即充放电损耗需要缴纳输配电价，全国统一）。

（2）容量电价新政（114号文）并未对容量供需系数进行明确设定。根据容量电价新政（114号文），对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价。容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算（折算比例为满功率连续放电时长除以全年最长净负荷高峰持续时长，最高不超过1），并考虑电力市场建设进展、电力系统需求等因素确定。不同于三地“有效容量×容量电价×容量供需系数”的容量电价计算方法，114号文计算公式为“有效容量×容量电价×折算比例”，折算比例为调节电源贡献

度，因此隐去了容量供需系数的变量。我们认为，前期已出台类似框架的省份计算公式或保持不变，后期落地政策的省份或按照114号文设定容量电价，假设煤电容量补偿标准相同的情况下，114号文的容量电价整体水平要高于前期落地的省份。但随着我国容量市场的建立，市场竞争逐渐充分，容量供需仍将对未来容量电价水平产生影响。

（四）落地展望：三北+东部省份有望率先积极推进

在储能需求较高的区域，其推行纳入储能的发电侧容量电价机制的紧迫性更强，有望成为政策先行先试的重点地区。

（1）三北新能源发电大省：青海、甘肃、宁夏已率先发布发电侧容量电价实施细则的征求意见稿，内蒙古、新疆有望后续跟进，但需考虑与现行储能容量补偿机制的衔接。

（2）东部用电大省：广东、江苏、浙江、福建等省的新能源装机低于年平均负荷，其装机结构中常规电源和外来电提供了有效容量支撑，对储能的需求有限，但近年来电能量电价水平出现明显下降，在终端电价不变的条件下，有望给予容量电价较高定价水平。

（3）中部相对均衡省份：湖北湖南江西等中部省份，新能源发展规模相对于负荷较高，但整体用电负荷水平较东部低，外来电源依赖度有限，因此对储能需求维持适中的水平，对容量电价机制建设的必要性介于前二者之间。

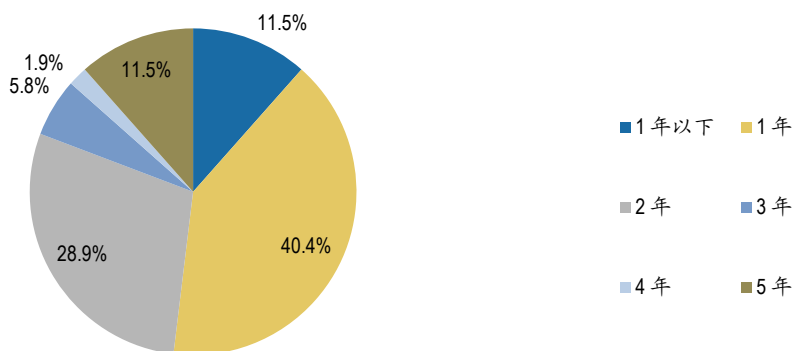
三、影响分析：新型储能经济性改善，火电盈利稳定性提升，抽蓄稳中提质

（一）新型储能：现有储能经济性有望改善，容量收入占比有望提升

过去几年，许多省份通过容量租赁、容量补偿机制等方式提高储能收益率，促进其发展。但由于前述两种方式难以长期持续，因而导致近年来我国储能逐步显现出收益率压力。容量租赁将新型储能与新能源电站绑定，将新能源电站的部分收入转化为储能电站收入，但近年来新能源消纳率逐步下滑，叠加入市导致平均上网电价降低，其收入已明显下滑，无力支持储能发展。容量补偿机制大多将储能电站的补偿费用分摊至发电电源/发电量，实为发电侧“零和博弈”，故也难以长期持续。

2024年容量租赁采招项目租赁年限主要为1-2年，持续性弱。根据CESA储能应用分会产业数据库，租赁年限为1年的项目数量占比40.38%，租赁年限为2年的项目数量占比28.85%，租赁年限为3年、4年的项目数量仅占比5.77%、1.92%。

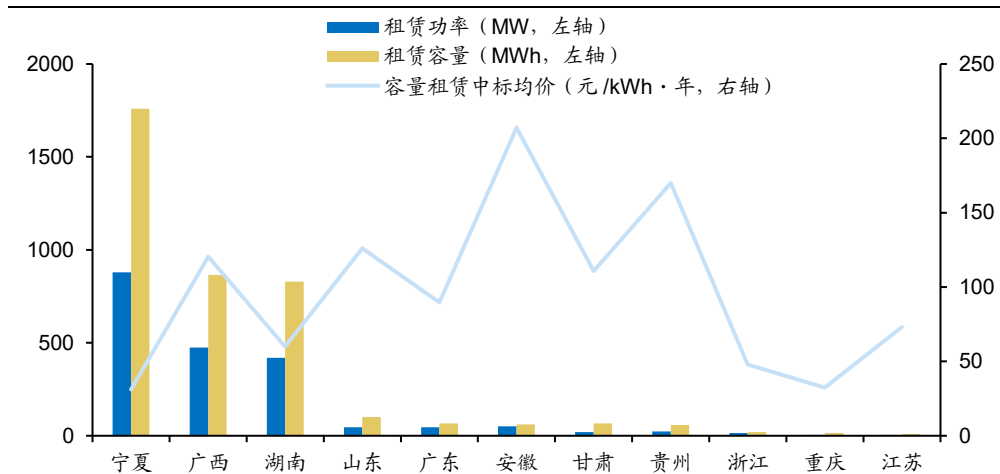
图 5：2024年储能容量租赁不同年限项目数占比



数据来源：CESA 储能应用分会产业数据库不完全统计，广发证券发展研究中心

容量租赁价格竞争白热化，容量租赁实际价格的大幅走低降低了独立储能投资的回报预期。据CESA储能应用分会产业数据库不完全统计，2024年以来，容量租赁服务的市场化竞标主要发生在宁夏、广西、湖南、山东等省份，随着储能投运规模的不断增多，容量租赁市场竞争也越来越白热化。其中，宁夏共22个项目寻求租赁，总规模达880.67兆瓦/1761.34兆瓦时，占总租赁容量的45.69%，是容量租赁招标需求最大的省份。此外，广西、湖南容量租赁招标规模也均超过800兆瓦时。就容量租赁市场中标价格来看，按功率分析，2024年容量租赁中标价格在40-442.63元/千瓦·年，加权均价在132.03元/千瓦·年。按容量分析，2024年容量租赁中标价格在20-212.16元/千瓦时·年，加权均价67.8元/千瓦时·年，较之2023年下降了37.8%。可以看出，实际租赁价格与各地容量租赁指导价格相差甚远。容量租赁实际价格的大幅走低，进一步压缩了独立储能项目的收益空间，降低了独立储能投资的回报预期。

图 6：2024年各省储能租赁中标公示规模及均价



数据来源：CESA 储能应用分会产业数据库，广发证券发展研究中心

明确储能充放电费用，增加投资主体收益确定性，利好充放电效率高的储能电站。长期以来，各地对储能充放电价格及相关费用执行标准不一。部分地区在充电环节把储能当普通工商业用户，执行两部制输配电价。容量电价新政在国家层面作出统一规范：储能在充电时按单一制用户缴纳输配电价，缴纳线损和系统运行费；在放电环节按发电量退还输配电费。除了上述附加费用，充放电价格按现货市场实时价格执行，现货价差大的北方省份独立储能充放电套利空间更大。新政策的充放电价要求与当前山东省现行政策非常相似，充放电效率高的储能电站缴纳损耗部分输配电价和基金附加较少，经济性好。

现有储能经济性与收益确定性有望得到改善。全国性容量电价政策框架落地后，预计各省容量电价政策将逐步跟随落地，容量收益作为储能收益的重要组成部分，其确定性将进一步提升，且经济性有望得到改善。

测算甘肃独立储能IRR资本金有望达8.7%。以项目规模100兆瓦 / 200兆瓦时甘肃储能电站为例，储能EPC价格取0.715元/Wh，假设：年运维成本为总投资的1%，放电深度（DOD）90%，年充放电次数360次，充放电效率85%。根据落基山研究所数据，以甘肃2025年现货市场实时价格为例，2小时储能单次充放电的价差为0.24元/千瓦时。100兆瓦电站年调频辅助服务收入为170万元。测算甘肃电网侧储能资本金IRR为8.7%。

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
城市	MW	98.5	97.5	96.5	95.6	94.6	93.7	92.7	91.8	90.9	90	89.1	88.2	87.3	86.5	85.5	84.5	83.6	82.7	81.8	80.9	80	79.1	78.2	77.3	76.4	75.5
城市	MW	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195.0	193.1	191.1	189.2	187.3	185.5	183.6	181.8	180.0	178.2	176.4	174.6	172.8	171.0	169.2	167.4	165.6	163.8	162.0	160.2	158.4	156.6	154.8	153.0	151.2
城市	万千瓦时	197.0	195																								

容量电价对储能IRR影响较大。以现货市场收益为主的储能电站对现货价差与现货电价较为敏感，因此我们对这两个变量进行敏感性测算：假设当前储能成本与收入不变，如未来容量电价保持在330元/千瓦不变，则现货市场电价差下降到0.25元/千瓦时，独立储能IRR仍大于6%；如未来现货市场电价差保持在0.24元/千瓦时，则容量电价下降到270元/千瓦，独立储能资本金IRR仍大于6%。

		容量电价（元/kW）									
		330	320	310	300	290	280	270	260	250	240
现货市场价 差（元 /kWh）	0.240	8.66%	8.24%	7.82%	7.39%	6.97%	6.55%	6.13%	5.71%	5.28%	4.84%
	0.235	8.27%	7.85%	7.42%	7.00%	6.58%	6.16%	5.74%	5.31%	4.87%	4.41%
	0.230	7.49%	7.06%	6.64%	6.22%	5.80%	5.38%	4.94%	4.48%	4.02%	3.54%
	0.225	6.31%	5.89%	5.47%	5.03%	4.58%	4.12%	3.64%	3.16%	2.68%	2.19%
	0.224	5.05%	4.59%	4.13%	3.66%	3.18%	2.69%	2.21%	1.72%	1.24%	0.75%
	0.223	3.58%	3.10%	2.62%	2.13%	1.65%	1.16%	0.68%	0.15%	-0.38%	-0.92%

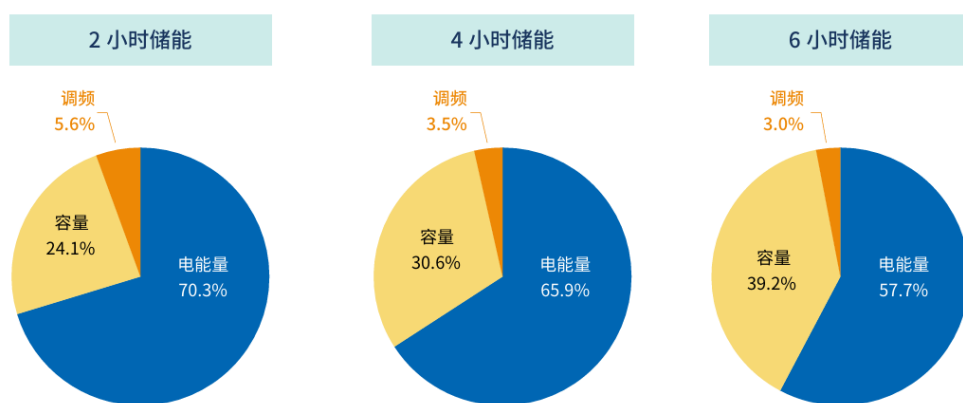
在现行发电侧容量电价机制框架下，新型储能的容量收入与其连续放电时长呈现显著的正相关性。当前机制对储能有效容量的折算采用与放电时长线性挂钩的方式，因此在相同放电功率条件下，连续放电时间更长的储能项目可获得更高的容量电费收益。然而，该机制也设置了收益上限：对于甘肃和宁夏，超过6小时的放电时

请务必阅读末页的免责声明

长不再带来额外收益；而在青海，收益上限则取决于系统净负荷高峰的实际持续时间，超出部分亦无法转化为增量容量收入。

随着储能时长提升，容量收入占比有望提升。据落基山研究所测算，以甘肃为例，容量收益在2小时、4小时及6小时储能项目的总收入中预计分别占比约24%、31%和39%。该差异主要源于长时储能项目在电力市场中充放电频次相对较低，且其通过日内价差套利所获收益也相应减少。根据落基山研究所数据，以甘肃2025年现货市场实时价格为例，2小时、4小时、6小时储能储能单次充放电的价差收益呈递减趋势，分别为0.24元/千瓦时、0.23元/千瓦时和0.22元/千瓦时。此外，在不同放电时长的储能项目中，通过参与辅助服务市场（甘肃以调频辅助服务为主）所获收益差异并不显著。

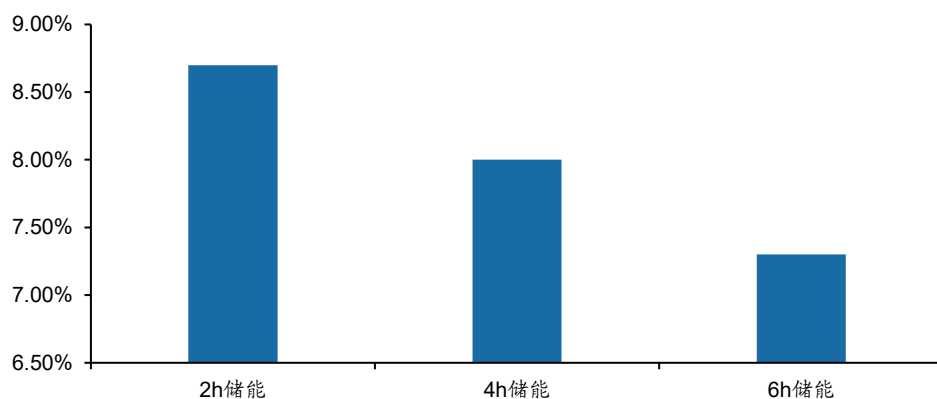
图 9：甘肃发电侧容量电价机制（征求意见稿）下储能项目的收益结构估算



数据来源：落基山研究所，广发证券发展研究中心

储能时长与储能经济性并非线性相关，2h储能经济性目前显著占优。由于调频市场收入并不随储能时长提升而线性提升，假设每提升2h储能时长，调频收入增加20%，以甘肃为例，测算2h/4h/6h独立储能资本金IRR分别为8.7%、8.0%、7.3%。

图 10：甘肃不同时长储能IRR



数据来源：广发证券发展研究中心

可靠性补偿原则有望提升对长时储能的需求。容量电价新政（114号文）中首次对可靠容量定义进行了明确，即机组在全年系统顶峰时段能够持续稳定供电的容量。无论是煤电、气电等调节性电源，还是风电、光伏等不可调节性电源，亦或是新型储能等具有一定调节能力、但发电时长受限的发电资源，都按照其所能在系统

最需要的时候提供的容量进行补偿，而并非其铭牌装机容量。从国外经验来看，一般采用基于概率的可靠性模型来测算不可调节性电源的可靠容量。这种方式可以测算单位新增资源对系统可靠性的边际贡献，同时兼顾风电、光伏等出力的不可预测性。随着电力系统中新能源的增多，美国PJM电力市场也开始将这种测算方式应用于全部发电资源，以应对电力系统的不确定性增高的风险。统一对各类型电源的可靠容量进行补偿，将推动“容量同标补偿”匹配“电量同台竞价”。根据《国内外独立储能参与电力市场交易机制研究》（靳慧龙等），在PJM时长，有效承载能力(ELCC)为ELCC资源建立了可信容量值，ELCC分析与ELCC资源每小时发电相关的历史天气和负载情况，以量化这些ELCC资源满足可靠性标准的能力。从2025/2026交付年起，PJM将采用边际ELCC方法取代目前的平均ELCC容量认证方法，这能让市场更好地评估单个资源的充裕性以应对多种充裕性的挑战以及系统的紧急事故。随着发电组合中可靠性较低的风电、光伏资源占比不断提升，4~6小时独立储能ELCC系数下降明显，8~10小时长时储能ELCC系数变化较小，长期来看有望提升储能配比时长，进一步提升储能需求。

表11：2027/2028至2034/2035交付年ELCC系数初步模拟结果

技术类型	2027/ 2028	2028/ 2029	2029/ 2030	2030/ 2031	2031/ 2032	2032/ 2033	2033/ 2034	2034/ 2035
陆上风电	33%	28%	25%	23%	21%	19%	17%	15%
海上风电	56%	47%	44%	38%	37%	33%	27%	20%
固定式光伏	6%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	3%
跟踪式光伏	8%	7%	7%	6%	5%	5%	5%	4%
间歇式水电	40%	37%	37%	37%	37%	39%	38%	38%
4 小时储能	52%	55%	51%	49%	42%	42%	40%	38%
6 小时储能	61%	65%	61%	61%	54%	54%	53%	52%
8 小时储能	64%	67%	64%	65%	60%	60%	60%	60%
10 小时储能	73%	75%	72%	73%	68%	69%	70%	70%
需求侧资源	66%	65%	63%	60%	56%	55%	53%	51%
核电	95%	95%	96%	95%	96%	96%	94%	93%
煤电	84%	84%	85%	85%	86%	86%	83%	79%
联合循环燃气轮机	80%	81%	83%	83%	85%	85%	84%	82%
燃气轮机	63%	66%	68%	70%	71%	74%	76%	78%
双燃料燃气轮机	79%	80%	80%	81%	82%	83%	83%	83%
公共事业柴油发电	92%	92%	92%	92%	93%	93%	93%	92%
蒸汽轮机	73%	74%	75%	74%	75%	76%	74%	73%

数据来源：《国内外独立储能参与电力市场交易机制研究》（靳慧龙等）、广发证券发展研究中心

在现有容量电价机制设计中，电力系统负荷与装机的增长态势或影响容量供需系数的变化，并进一步影响新型储能的容量收益。现有机制设计中容量供需系数的计算与电力系统中负荷和装机的变化速度有关。对于甘肃、青海、宁夏等电力外送省份，预计未来其本地负荷增速将普遍低于新增电力装机的增长速度。因此，三地

2026年的容量供需系数或将低于2025年水平，这意味着同等条件下的储能项目在2026年获得的容量收益将相应减少。

短期政策未设定容量供需系数，长期来看在容量市场下，容量供需亦会对容量电价水平产生影响。根据前文，短期内114号文新政未对容量供需系数进行设定，前期已出台类似框架的省份计算公式或保持不变，后期落地政策的省份或按照114号文设定容量电价，假设煤电容量补偿标准相同的情况下，114号文的容量电价整体水平要高于前期落地的省份。但随着我国容量市场的建立，市场竞争逐渐充分，容量供需或影响未来容量电价水平。

（二）煤电：收益模式向资产型转变，火电度电容量收入有望边际增厚1.3分

煤电收益模式将由“生产型”向“资产型”转变。随着新能源的快速发展，其凭借更低的边际成本优势，势必会促进煤电让渡出更多的电量空间。根据电联新媒数据，2025年，全国煤电利用小时低于4000的省份已达13个，其中既有传统新能源富集地区，例如云南、青海，也有河南、山东等新能源发展迅速的地区，特别是广西、青海、辽宁三省（区）煤电利用小时已不足3000，下降明显。可以预见，在迈向“双碳”目标过程中，煤电利用小时将进一步下降，容量成本补偿机制日益成为煤电机组回收成本的主要途径；另一方面，根据电联新媒数据，随着新能源全面进入市场，甘肃、辽宁等新能源占比高的地区，现货市场价格全年触及下限时长超过2000小时，占全年总时长30%左右，黑龙江甚至达到55%以上。虽然目前仍存在现货价格与中长期价格显著分离的情况，但随着各地现货市场进入连续运行，辽宁、浙江、黑龙江、甘肃、山东等地已出现2026年年度交易价格向现货市场价格靠拢的趋势。在此背景下，煤电将从过去重边际生产收入的生产型资产向重容量电价等资产型收入的资产型资产转变。

容量电价的提升将降低煤电的期望电能量电价，带动电能量市场出清价格降低。考虑到容量电价提高后，煤电需通过电能量市场回收的成本下降，现货市场电能量价格有望降低。以“十五五”投产的百万千瓦机组、“十四五”投产的六十万千瓦机组及“十二五”投产的三十万千瓦机组为例，当容量电价占比由30%提升至50%时，百万千瓦机组、六十万千瓦机组和三十万千瓦机组的期望电能量电价有所下降。受机组单位造价、煤耗及厂用电率影响，六十万千瓦机组和三十万千瓦机组电能量价格下降幅度较百万千瓦机组小。电能量市场中，容量电价的引入将降低煤电的期望电能量电价，提高煤电的电价竞争力，带动电能量市场出清价格降低，推动全社会电能量交易价格下降。

容量电价提升为煤电利用小时数进一步下调提供支撑，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。根据落基山研究所数据，在不考虑电能量价格、电煤价格和机组利用水平等波动的情况下，按照预期的容量电价调整规则，煤电经营主体的容量收入占比预计平均提升约3个百分点，达到8.3%左右。若以煤电经营主体视角在总收入水平恒定假设下进行测算，可以发现，容量电价的新一轮调整，可支撑各地煤电利用小时数普遍下浮150小时左右，个别地区或可下浮200~250小时或更多。

表12：各类火电机组基于不同容量电价对电能量电价的期望（标煤价1200元/t的假设）

机组类型	容量电价比例	容量电价 (元/kWh)	期望电能量电价 (元/kWh)	总电价(元/kWh)
百万千瓦机组	0	0.000	0.555	0.55
	30%	0.036	0.516	
	50%	0.060	0.491	
	100%	0.120	0.432	
六十万千瓦机组	0	0.000	0.570	0.57
	30%	0.030	0.546	
	50%	0.049	0.531	
	100%	0.098	0.497	
三十万千瓦机组	0	0.000	1.000	0.53
	30%	0.023	0.526	
	50%	0.039	0.523	
	100%	0.078	0.515	

数据来源：《新型电力系统火电容量成本回收机制研究》（陈雷等）、广发证券发展研究中心

政策亦放开煤电中长期价格下限。《关于完善发电侧容量电价机制的通知》明确，各地可适当调整省内煤电中长期市场交易价格下限，不再统一执行基准价下浮20%的下限，而是由各地根据电力市场供需、参与市场的所有机组变动成本等情况合理确定下限，促进各类机组公平竞争。

从用电侧看，煤电容量电价调整短期内将提升系统运行费用支出。根据落基山研究所测算，煤电容量电价调整后，传导至用电侧的煤电容量电费折价平均水平预计短期内将由目前的约0.02元/千瓦时调整为约0.03元/千瓦时，在用电价格中的相对占比可能提升至4%以上，因此系运行费用水平预计有所提升。但是，考虑到短期内燃料价格的低位波动趋势，预计电能量价格可能驱动用电价格保持平稳或略有下降，因此容量电价调整对用电价格的影响相对有限。

测算2026年煤电容量电价的整体空间可达1848亿元，对应火电度电收入增厚3分。根据前期发布的《公用事业行业2026年投资策略：公用事业化加速推进，红利价值日益凸显》中电联披露数据，预计2025-2026年煤电装机分别为1230GW和1260GW。假设燃煤自备电厂基本保持140GW规模不变，则公用煤电机组基本保持在1100GW左右；根据政策指引，补偿固定成本比例由2024~2025的30%逐步提升至2026年的不低于50%，则**2024~2026年煤电容量补偿空间分别达1044、1179、1848亿元，折火电发电量度电增收分别为0.016、0.017、0.030元。**

表 13：测算 2026 年煤电容量补偿接近 1850 亿元、折度电超 3 分

	2022	2023	2024	2025E	2026E
我国燃煤装机容量/GW	1,124	1,165	1,195	1,230	1,260
燃煤自备电厂/GW	140	140	140	140	140
公用煤电机组/GW	984	1,025	1,055	1,090	1,120
煤电机组固定成本 元/千瓦/年	330	330	330	330	330
补偿固定成本比例下限			30%	30%	50%
容量补偿 元/千瓦/年			99	99	165
煤电容量补偿/亿元			1044	1079	1848
火电发电量/亿千瓦时	58531	62318	63438	62867	61691
折度电补偿/元			0.016	0.017	0.030

数据来源：中电联，Wind，广发证券发展研究中心

（三）抽蓄：新老划断保证存量机组收益，新机制倒逼新建机组控制投运成本

容量电价新政实行新老划断，保证存量抽水蓄能机组收益率。根据《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号），《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号，简称633号文件）出台前开工（取得取水、临时用地、环评批复文件，下同）建设的电站，容量电价继续实行政府定价，具体由省级价格主管部门按照633号文件办法核定或校核。电站经营期满后，按照弥补必要技术改造支出和运行维护成本的原则重新核价。鉴于抽水蓄能电站建设周期较长、前期移民安置及工程建设投入较大，而新型储能技术成本下降较快，若在容量电价政策上对二者采取“一刀切”的统一标准，将可能使已进入建设阶段的抽水蓄能项目面临严重的经营风险。当前新型储能所需容量电价仅为抽水蓄能的三分之一左右，若按相同标准执行，抽水蓄能电站在投运后即可能陷入亏损。为此，新政策明确延续抽水蓄能单独的容量电价机制，实行新老划断，不仅有利于保障在建项目的连续性，也有效稳定了行业主体的长期政策预期，避免因定价机制突变而导致项目推进受阻，从而为抽水蓄能产业的持续健康发展提供了制度保障。根据中国电力报数据，633号文核准的抽水蓄能容量电价需求多在600元/千瓦·年左右，现货市场运行后抽水蓄能也能获得一部分现货和辅助服务收益。若市场收益大部分给予抽蓄，按全国平均价差计算，预估633号文之后开工的新建抽蓄能够实际获得的容量电价完全可以达到600元/千瓦·年以上。

新开工机组实行新的容量电价，有望倒逼新建机组控制投运成本，实现集群化发展。根据《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号），按照633号文件明确的逐步实现主要通过参与市场回收成本、获得收益的精神，该文件出台后开工建设的电站，由省级价格主管部门每3-5年按经营期内弥补平均成本的原则，根据633号文件明确的成本参数规则，制定省级电网同期新开工电站统一的容量电价（满功率发电时长低于6小时的相应折减）。633号文之后开工的项目，新政创新推出“以省为单位、3-5年为周期”的标杆容量电价机制，有望倒逼新建机组控制成本，实现集群化发展。

容量电价新政明确区域共用抽水蓄能容量费用分摊规则。部分跨省、跨区共用抽水蓄能项目，其容量电费需要在各省（区）之间分摊，如接入西北750kV的抽蓄，

容量电费需要在陕西、宁夏等西北五省分摊，各省（区）分摊比例确定长期存在困难。针对该问题，政策从制度层面予以回应，明确区域共用抽蓄的容量费用按照容量分配比例进行分摊，已明确比例的按既有比例执行，尚未明确的由相关省级能源和价格主管部门协商确定，并在项目核准文件中予以明确，为跨区域协同建设调节能力提供了可操作、可落地的制度安排。

以锂电池储能调峰为基础，测算其调峰成本。按照达到相同调峰效果（考虑典型的“一峰一谷”，中午下调峰5小时，傍晚上调峰2小时，每日完全充放电1次，年调峰300天）的原则，构建对标情景，测算所需抽水蓄能规模及调峰成本，并进行对比分析：

表 14：储能/类储能调峰对标情景

类型	调峰能力	对标情景的构建（5小时下调峰+2小时上调峰）
锂电池 储能	下调峰+ 上调峰	假设有 1kWh 锂电池储能。锂电池储能的充放电功率取决于 PCS，能够灵活调整。在 5 小时下调峰+2 小时上调峰情境下，2 小时上调峰要求对功率要求更高，因此以其作为关键指标，确定储能配置模式为 0.5kW/1kWh。此时能够同时满足上调峰（放电功率 0.5kW，放电 2h）和下调峰（假设充放电效率 90%，充电功率 0.22kW，充电 5h）需求。
抽水蓄能	下调峰+ 上调峰	抽水蓄能与锂电池储能同为储能，但是由于充放电效率、功率/能量比例关系不同，难以直接对标，因而需要进行折算： 从充放电效率来看，锂电池储能充放电效率约 90%、抽水蓄能约 75%。假设充电 1kWh，锂电池储能能够放出 0.9kWh，抽水蓄能能够放出 0.75kWh。因此严格意义上无法构建完全相同的充放电情景，充电能量相同和放电能量相同只能选择其一。考虑到充电时刻电力供需宽松，抽水蓄能耗能更多对电力系统影响不大，而放电时刻电力供需紧张，若抽水蓄能放电能量低则可能产生缺电问题，因此对标情景选择高峰放电能量相同。 从功率/能量比例关系来看，锂电池储能的功率/能量比一般设置为 1:2，抽水蓄能为 1:6（库容一般在 6 小时以上）。1kWh 锂电池储能高峰放电时按照 0.5kW 功率放出 1.0kWh，抽水蓄能要达到相同效果，需要建设 0.5kW 装机，下调峰时充电功率 0.267kW、充电 5h，耗电 1.33kWh，上调峰放电功率 0.5kW、放电 2h，发电 1.0kWh。 0.5kW（6 小时库容）的抽水蓄能电站最大可每日充电 $0.5 \times 6 \div 75\% = 4\text{kWh}$，放电 $0.5 \times 6 = 3\text{kWh}$，故上述对标锂电池情景，抽水蓄能产能利用率仅 $1 \div 3 = 33\%$。由于抽水蓄能的功率/能量之比较低，故在上/下调峰时长较短的情景下，利用率将明显偏低，调峰成本明显增大；而在新能源出力持续不足、用电高峰持续时间较长时，抽水蓄能等长时储能利用率将明显提升，调峰成本也将明显降低。

数据来源：广发证券发展研究中心

抽水蓄能：1kWh 锂电池储能高峰放电时按照 0.5kW 功率放出 1kWh，抽水蓄能要达到相同效果，需要建设 0.5kW 装机，下调峰时充电功率 0.24kW、充电 5h，耗电 1.2kWh，上调峰放电功率 0.5kW、放电 2h，发电 1kWh。抽蓄 EPC 单价约 7000 元/kW，假设税前全投资收益率 6%，中午低谷时段平均充电电价 0.2 元/kWh，测算调峰成本 242.06 元/年。

表 15：抽水蓄能调峰成本

	单位	数据	备注
锂电池储能对应抽蓄规模	kW	0.5	高峰放电功率与锂电池储能保持一致
储能时长	h	6	抽蓄储能时长一般在 6 小时以上
EPC 单价	元/kW	7000	
初始投资	元	3500	
全投资收益率要求		6%	考虑税前全投资收益率 6%
储能使用年限	年	50	大坝等建筑物实际可使用百年，机组可使用 30 年，平均按 50 年保守估计
年固定成本	元/年	222.06	涵盖每年折旧及资金要求的合理回报
充放电效率		75%	抽蓄充放电效率一般能达到 75%，目前新机组甚至能超过 80%

假设充电电价	元/kWh	0.2	假设中午光伏大发，电价年平均电价为 0.2 元/kWh
日放电电量	kWh	1	对标锂电池储能调峰情景，日内高峰放电 1kWh
日充电电量	kWh	1.333	根据抽蓄效率测算日供电电量
年调峰天数	天	300	夏季 7、8 月中午用电负荷高，一般无需深度调峰
年可变成本	元/年	20.00	涵盖充放电损耗对应成本
年调峰成本	元/年	242.06	

数据来源：广发证券发展研究中心

由于抽水蓄能的功率/能量之比较低，故在上/下调峰时长较短的情景下，利用率将明显偏低，调峰成本明显增大；而在新能源出力、用电负荷长周期波动时，抽水蓄能等长时储能产能利用率将明显提升，调峰成本也将明显降低：测算调峰情景由5小时下调峰+2小时上调峰变化为5小时下调峰+3 / 4 / 5小时上调峰时，抽水蓄能调峰成本将由242.06元/年下降至168.04 / 131.03 / 108.82元/年。

锂电池储能：规模1kWh，EPC单价0.8元/Wh，假设税前全投资收益率6%，中午低谷时段平均充电电价0.2元/kWh，测算调峰成本**69.25元/年**。

表 16：锂电池储能调峰成本

	单位	数据	备注
储能装机容量	kW	0.5	0.5kW 为最大充放电功率。
储能时长	h	2	储能功率/能量按 1:2 配置，能够在高峰时段 2 小时放空，最大程度满足高峰
储能规模	kWh	1	用电需求。
EPC 单价	元/Wh	0.8	
初始投资	元	800	
全投资收益率要求		6%	考虑税前全投资收益率 6%
完全充放电次数	次	8000	
年调峰天数	天	300	夏季 7、8 月中午用电负荷高，一般无需深度调峰
日完全充放电次数		1	
储能使用年限	年	25	使用年限=完全充放电次数/年调峰天数/日完全充放电次数，为理论可达的最
年固定成本	元/年	62.58	大使用年限。实际工程中能否达到尚缺乏有效证据
充放电效率		90%	涵盖每年折旧及资金要求的合理回报
日放电电量	kWh	1	
日充电电量	kWh	1.111	
年调峰天数	天	300	
假设充电电价	元/kWh	0.2	假设中午光伏大发，电价年平均电价为 0.2 元/kWh
年可变成本	元/年	6.67	涵盖充放电损耗对应成本
年调峰成本	元/年	69.25	

数据来源：广发证券发展研究中心

总体来看，在典型调峰情景（5小时下调峰+2小时上调峰）下，锂电池储能调峰成本远小于抽水蓄能。抽水蓄能调峰成本较高主要因为上调峰时长仅2h，而抽水蓄能一般库容在6h以上，导致其利用率较低所致。因此，长期来看，锂电池储能相对于抽水蓄能经济性明显。

四、投资建议

全国性容量电价政策框架落地后，预计各省容量电价政策将逐步跟随落地，容量收益作为储能收益的重要组成部分，储能收益的确定性将进一步提升，且经济性有望得到改善。在现行发电侧容量电价机制框架下，新型储能的容量收益与其连续放电时长呈现显著的正相关性，且未来可靠性补偿原则亦有望提升对长时储能的需求。综上，我们认为：2026年我国新型储能需求有望保持高景气增长，有望带动储能产业链各环节盈利的改善，推荐（1）储能电池及材料龙头企业：宁德时代、富临精工，建议关注：鹏辉能源、湖南裕能、多氟多、天际股份、万润新能；（2）具有选址、运营优势的龙头集成企业有望实现储能电站更高收益率并提高市占率，推荐海博思创、南网科技、阳光电源、阿特斯，建议关注：科陆电子；（3）电力交易能力日益成为储能电站运营的核心技术壁垒，推荐国能日新，建议关注：朗新科技。

五、风险提示

（一）现货市场价差下降超预期

现货市场价差是储能收益的重要来源之一，如现货市场价格下降或谷段价格上升，或导致现货市场电价差下降幅度超预期，进而影响独立储能需求。

（二）容量电价变化幅度超预期

容量电价是储能收益的重要来源之一，如未来容量电价下调幅度超预期，将会影响独立储能收益进而影响需求。

（三）储能成本上升超预期

当前储能成本较低，但未来如果需求带动储能电池成本大幅上升，或导致独立储能收益率下降，进而影响储能需求。

广发新能源和电力设备研究小组

陈子坤：首席分析师，5年产业经验，10年证券从业经验。2013年加入广发证券发展研究中心。目前担任电力设备与新能源行业首席分析师，历任有色行业资深分析师、环保行业联席首席分析师。

陈昕：联席首席分析师，毕业于清华大学、北京大学，曾就职于国家电网公司、信达证券，2022年加入广发证券发展研究中心。

李天帅：资深分析师，硕士，毕业于哈尔滨工业大学、香港大学，曾任职于中银国际证券、德邦证券，3年证券行业研究经验。

曹瑞元：资深分析师，毕业于复旦大学，2021年加入广发证券发展研究中心。

黄思悦：高级分析师，毕业于北京大学、中山大学，2023年加入广发证券发展研究中心。

广发证券—行业投资评级说明

买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘10%以上。

持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-10%~+10%。

卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘10%以上。

广发证券—公司投资评级说明

买入：预期未来12个月内，股价表现强于大盘15%以上。

增持：预期未来12个月内，股价表现强于大盘5%-15%。

持有：预期未来12个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-5%~+5%。

卖出：预期未来12个月内，股价表现弱于大盘5%以上。

联系我们

	广州市	深圳市	北京市	上海市	香港
地址	广州市天河区马场路26号广发证券大厦47楼	深圳市福田区益田路6001号太平金融大厦31层	北京市西城区月坛北街2号月坛大厦18层	上海市浦东新区南泉北路429号泰康保险大厦37楼	香港湾仔骆克道81号广发大厦27楼
邮政编码	510627	518026	100045	200120	-
客服邮箱	gfzqyf@gf.com.cn				

法律主体声明

本报告由广发证券股份有限公司或其关联机构制作，广发证券股份有限公司及其关联机构以下统称为“广发证券”。本报告的分销依据不同国家、地区的法律、法规和监管要求由广发证券于该国家或地区的具有相关合法合规经营资质的子公司/经营机构完成。

广发证券股份有限公司具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，接受中国证监会监管，负责本报告于中国（港澳台地区除外）的分销。

广发证券（香港）经纪有限公司具备香港证监会批复的就证券提供意见（4号牌照）的牌照，接受香港证监会监管，负责本报告于中国香港地区的分销。

本报告署名研究人员所持中国证券业协会注册分析师资质信息和香港证监会批复的牌照信息已于署名研究人员姓名处披露。

重要声明

广发证券股份有限公司及其关联机构可能与本报告中提及的公司寻求或正在建立业务关系，因此，投资者应当考虑广发证券股份有限公司及其关联机构因可能存在的潜在利益冲突而对本报告的独立性产生影响。投资者不应仅依据本报告内容作出任何投资决策。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，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者口头承诺均为无效。

本报告署名研究人员、联系人（以下均简称“研究人员”）针对本报告中相关公司或证券的研究分析内容，在此声明：（1）本报告的全部分析结论、研究观点均精确反映研究人员于本报告发出当日的关于相关公司或证券的所有个人观点，并不代表广发证券的立场；（2）研究人员的部分或全部的报酬无论在过去、现在还是将来均不会与本报告所述特定分析结论、研究观点具有直接或间接的联系。

研究人员制作本报告的报酬标准依据研究质量、客户评价、工作量等多种因素确定，其影响因素亦包括广发证券的整体经营收入，该等经营收

入部分来源于广发证券的投资银行类业务。

本报告仅面向经广发证券授权使用的客户/特定合作机构发送，不对外公开发布，只有接收人才可以使用，且对于接收人而言具有保密义务。广发证券并不因相关人员通过其他途径收到或阅读本报告而视其为广发证券的客户。在特定国家或地区传播或者发布本报告可能违反当地法律，广发证券并未采取任何行动以允许于该等国家或地区传播或者分销本报告。

本报告所提及证券可能不被允许在某些国家或地区内出售。请注意，投资涉及风险，证券价格可能会波动，因此投资回报可能会有所变化，过去的业绩并不保证未来的表现。本报告的内容、观点或建议并未考虑任何个别客户的具体投资目标、财务状况和特殊需求，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的投资建议。本报告发送给某客户是基于该客户被认为有能力独立评估投资风险、独立行使投资决策并独立承担相应风险。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被广发证券认为可靠，但广发证券不对其准确性、完整性做出任何保证。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价。广发证券不对因使用本报告的内容而引致的损失承担任何责任，除非法律法规有明确规定。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策，如有需要，应先咨询专业意见。

广发证券可发出其它与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告。本报告反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表广发证券的立场。广发证券的销售人员、交易员或其他专业人士可能以书面或口头形式，向其客户或自营交易部门提供与本报告观点相反的市场评论或交易策略，广发证券的自营交易部门亦可能会有与本报告观点不一致，甚至相反的投资策略。报告所载资料、意见及推测仅反映研究人员于发出本报告当日的判断，可随时更改且无需另行通告。广发证券或其证券研究报告业务的相关董事、高级职员、分析师和员工可能拥有本报告所提及证券的权益。在阅读本报告时，收件人应了解相关的权益披露（若有）。

本研究报告可能包括和/或描述/呈列期货合约价格的事实历史信息（“信息”）。请注意此信息仅供用作组成我们的研究方法/分析中的部分论点/依据/证据，以支持我们对所述相关行业/公司的观点的结论。在任何情况下，它并不（明示或暗示）与香港证监会第5类受规管活动（就期货合约提供意见）有关联或构成此活动。

权益披露

(1) 广发证券（香港）跟本研究报告所述公司在过去12个月内并没有任何投资银行业务的关系。

版权声明

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