

国金证券研究所
分析师：许隽逸（执业
S1130519040001）
xujunyi@gjzq.com.cn

联系人：张君昊
zhangjunhao1@gjzq.com.cn

海外视角看：市场化如何促进新能源消纳？

投资建议

- 展望容量机制推广，为传统保供电源——火电投资与盈利结构改善带来利好。推荐“火转绿”龙头华能国际等。
- 展望调节补偿市场化，为源网侧调节资源建设带来利好。推荐火电灵活性改造脱硝设备龙头青达环保、抽水蓄能运营商南网储能、储能温控设备商申菱环境等。
- 展望需求侧开发“0”到“1”过程。推荐综合能源及工商业储能运营商南网能源、苏文电能。（完整推荐见文内）。

行业观点

- 海外共识：建立平衡机制，发挥电能量/辅助服务市场作用。海外成熟电力市场的调度通过电力市场交易实现，市场成员实际发电量与合约发电量之间的差别一般通过“实时市场”进行结算，其平衡机制通常由电能量+辅助服务组成，表现为：（1）设置较宽的现货市场电能量出清价格；（2）为不同辅助服务品种设置差异化市场模式。
- 海外分歧 1：集中式 VS 分散式市场模式。根本差异：（1）现货全电量竞价 VS 偏差电量竞价。市场模式影响调节资源收入结构，集中式市场更有利于赚取电能量收益；（2）出清模型对网络约束/机组技术约束的考虑。集中式市场牺牲自由度、减少了实际交割时电网/机组运行参数的限制与隐患；而分散式市场平等对待各类主体，更有利于需求侧资源发挥。
- 海外分歧 2：容量补偿存在的必要性。容量补偿是以增量事前成本换取用能安全，对两者平衡点判断差异带来选择差异，用能安全诉求降序依次为美国 PJM、德州 CAISO、德国市场：（1）美国 PJM 市场容量拍卖前置：基于 VRR 曲线的 BRA 市场价为锚，引导传统电源投资决策；（2）德州稀缺定价机制：设置极高出清价格上限给予保供机组事后补偿、筛除高弹性用电需求；（3）德国逐级平衡基团+储备电厂：虚拟电厂调动多类分布式资源实现小尺度平衡，欧洲跨境大电网+电网自储备电厂作为托底保障。
- 国内现状：源网侧补偿政府定价、需求侧管理方兴未艾。目前多数省份已实行政府指导定价模式的调峰/调频/备用等辅助服务补偿机制、个别省份设置了政府指导定价模式下的容量电价机制；各省需求侧管理目标开始提出。
- 适应我国国情的电力市场化道路：
 - ✓ 完成发输配售分离：回溯历次电力体制改革，均围绕电网职能的明确，当前发输配售分离已接近完成。往后看将进一步缩小购售电规模、并使调节资源调度市场化。
 - ✓ 建设可明确电能量/辅助服务价格信号的集中式市场，主因：（1）市场建设初期各类主体仍不成熟，分散式报价能力有限；（2）可给予更明确的价格信号。存在 2 个仍待发展的方向：（1）类比海外市场机会成本定价法，拉大现货价格上下限；（2）电能量与辅助服务联合出清。这将利好赚取峰谷套利收益的储能类调节资源。
 - ✓ 建设可明确调节资源成本回收的容量市场，基于 3 类现实背景：（1）我国当前电量/负荷增速仍较高；（2）由计划向市场化过渡初期极端电价容忍度有限；（3）源荷分离规划下高度互联的电网体系建成尚需时日。这将利好火电及火电灵活性改造（不同于海外气电，考虑多出的灵活性改造成本符合国内情况）。

风险提示

- 电力市场化推进节奏不及预期；电力市场化推进带来市场交易难度增大、量价风险增大；保供电源、调节资源需求不及预期风险等。

内容目录

1、海外电力市场发展的共识与分歧.....	5
1.1 共识：建立平衡机制，发挥电能量/辅助服务市场作用.....	5
1.2 分歧 1：集中式 VS 分散式市场模式.....	7
1.3 分歧 2：调节资源容量补偿之争.....	10
1.3.1 PJM：容量拍卖前置.....	10
1.3.2 得州：稀缺定价机制.....	14
1.3.3 德国：逐级平衡基团+储备电厂.....	14
2、国内现状：源网侧补偿政府定价、需求侧管理方兴未艾.....	17
3、向市场化迈进，探索适应我国国情的选择.....	20
3.1 发输配售分离，基础工作已接近完成.....	20
3.2 建设集中式市场，明确电能量/辅助服务价格信号.....	21
3.3 建设容量市场，明确调节资源成本回收.....	22
4、投资建议.....	27
5、风险提示.....	29

图表目录

图表 1： 电力实时平衡特点决定平衡机制的必要性.....	5
图表 2： 海外电力市场普遍存在平衡市场.....	5
图表 3： 电能量（现货）与辅助服务构成平衡市场上的主要交易标的.....	6
图表 4： 海外电力现货市场普遍设置较宽的价格区间.....	6
图表 5： 两类市场模式差异比较汇总.....	7
图表 6： 两类市场模式根本差异（1）——中长期与现货市场衔接方式.....	7
图表 7： 两类市场模式根本差异（2）——出清模型对网络约束/机组技术约束的考虑.....	8
图表 8： 市场模式差异，导致美/英抽蓄电站收入构成有别.....	8
图表 9： 加州/得州储能建设极具吸引力，至 22 年末存量电化学储能装机占美国总装机 71%.....	9
图表 10： 加州风光电量合计渗透率超 25%.....	9
图表 11： 18~20 年加州储能配比落后于新能源装机.....	9
图表 12： 加州“鸭子曲线”演变为“峡谷曲线”，谷时净负荷需求急剧下降.....	10
图表 13： 当前加州 2 小时及以上能量型储能占比 75%.....	10
图表 14： 加州典型储能电站电能量收益情况.....	10
图表 15： PJM 容量拍卖包括多个市场，最早开始于交付前 3 年.....	11
图表 16： 容量需求曲线 VRR 提供投资决策的价格信号.....	11

图表 17: 气电机组为容量市场卖方主体	11
图表 18: RPM 市场机制下, 容量电价周期性变动	12
图表 19: 容量费用占比近几年呈下行趋势	12
图表 20: 容量电价(下方)与实时市场节点电价(上方)区域分布接近	12
图表 21: 当前 PJM 市场 1 小时及以下电化学储能占比 88.5%	13
图表 22: 两个市场电化学储能功能定位具有显著差异	13
图表 23: 10M12~3M15 期间快速调频服务供大于求, 价格仅常规调频服务的一半	13
图表 24: 快速调频资源占比超过 30% 将无益于系统调频需求	13
图表 25: 稀缺定价机制特点在于引入极高的市场出清价格上限(美元/MWh)	14
图表 26: 2M21 德州寒流期间实时电价触及出清价格上限	14
图表 27: 欧洲多数地区未采用容量电价机制	15
图表 28: 欧洲具有高度完善的跨境耦合电力市场	15
图表 29: 德国 Next Kraftwerke 虚拟电厂资源池总容量达到 1120 万千瓦	16
图表 30: 德国 Next Kraftwerke 虚拟电厂资源池包含资产示意图	16
图表 31: 新能源装机提升(尤其是光伏), 本身可削减午间净负荷	17
图表 32: 电网自有储备电厂资源可调度, 作为系统供需平衡的最后抓手	17
图表 33: 灵活性调节资源理想的各类补偿来源	18
图表 34: 633 号文明确抽水蓄电站在每个监管周期内获取固定容量电价(反映计划性)	18
图表 35: 云南、山东火电容量补偿采用浮动区间/分时系数(部分反映市场化)	19
图表 36: 甘肃、内蒙电化学储能容量补偿计价方式有别, 设置上限(部分反映市场化)	19
图表 37: 需求侧管理文件征求意见稿主要内容	20
图表 38: 发输配售分离的电力产业链结构符合市场化需要	21
图表 39: 国内现货试点省份大多选取集中式市场模式	22
图表 40: 山东/浙江存量分布式光伏占光伏总装机比例远超全国水平	22
图表 41: 山东/浙江增量分布式光伏占光伏总装机比例达 70% 以上	22
图表 42: 美国近 5 年风光新增电量贡献率为 122.8% (亿千瓦时)	23
图表 43: 德国近 5 年电量负增长(亿千瓦时)	23
图表 44: 国内电量增长仍显著、风光新增电量尚未做存量替代	23
图表 45: 19/20/22 年国内用电最高负荷增速高于全年电量增速(负荷于左轴, 亿千瓦; YOY 于右轴)	23
图表 46: 近三年有效容量供给充裕度呈下降趋势	24
图表 47: 23 年最高负荷不同增速假设下, 5M23 装机有效容量对应供需差进一步降低	24
图表 48: 火电投资迎来新周期	24
图表 49: 22 年用电高峰期华东曾出现省间现货高价	25
图表 50: 欧洲国家大多采用分区/系统定价	25
图表 51: 国内现货试点省份大多采取节点定价	25

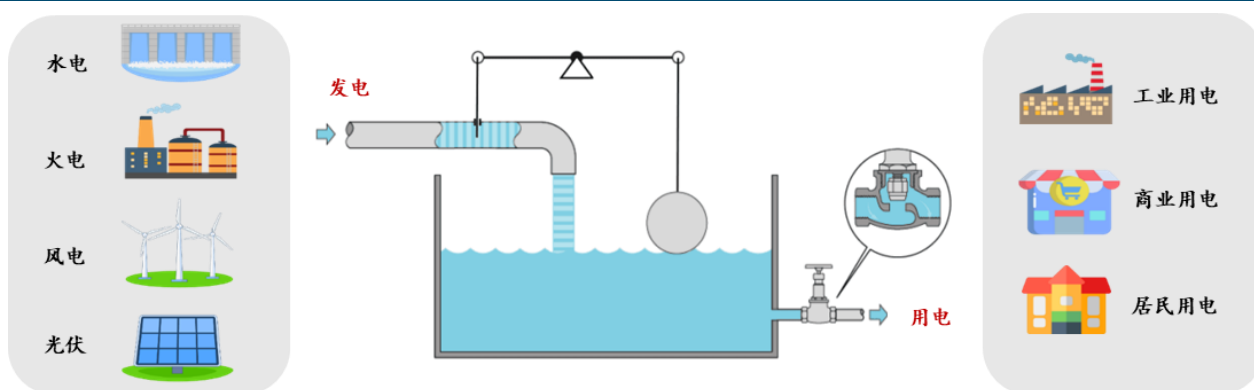
图表 52: 电网投资近几年落后于电源投资	26
图表 53: 我国源荷分离规划要求跨省跨区输电线路及市场建设	26
图表 54: 华东/华南省份峰谷价差+放电量补贴总价相对较高	27
图表 55: 建议关注公司 EPS 及 PE 情况 (更新至 2023/7/10 收盘价)	29

1、海外电力市场发展的共识与分歧

1.1 共识：建立平衡机制，发挥电能量/辅助服务市场作用

- 电力运行特点要求实时平衡。电力系统是全世界最大的人造系统，支撑了电能的生产、传输与消费，包括发电（生产）、输电（输送）、配电（分配）、用电（消费）四个环节。由于电能不能大量存储，电能供需应保持实时平衡，不平衡将引致电力系统失稳、崩溃，乃至大停电。当前发电侧新能源占比提升、用电侧充电桩等新型负荷占比提升，为系统平衡带来挑战。

图表1：电力实时平衡特点决定平衡机制的必要性



来源：国金证券研究所

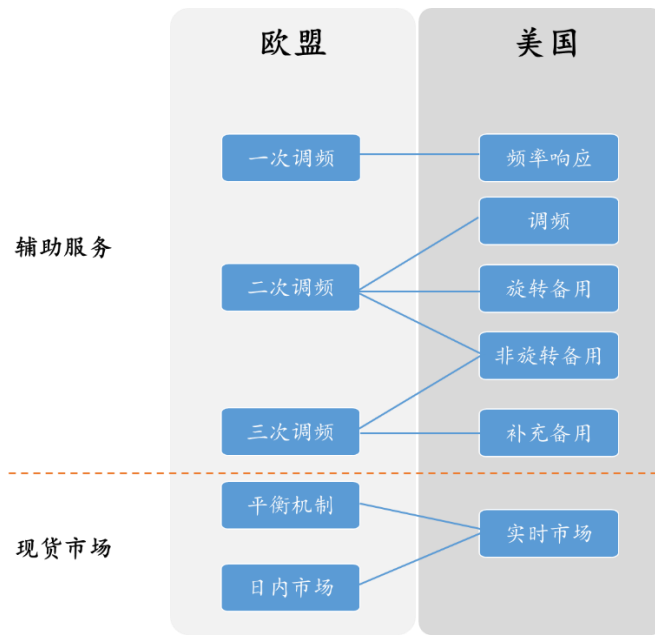
- 海外成熟电力市场普遍设置平衡机制。在我国，电网调度部门负责统筹电力电量平衡，实现发用电平衡，保证供用电安全与经济运行。海外成熟电力市场的调度则通过电力市场交易实现调度过程，市场管理者将市场交易结果转化为对市场发出的调度指令。市场成员实际发电量与合约发电量之间的差别一般通过“实时市场”进行结算，建立市场化平衡机制。实时市场的平衡机制通常由电能+辅助服务两个市场构成，前者即电力现货市场（包含调峰，因调峰本质是通过短时电力调节使发电出力跟踪负荷的变化）、后者是辅助服务市场。

图表2：海外电力市场普遍存在平衡市场

国家和地区	现货市场细分	交易标的
美国 PJM	日前市场	电能+备用
	日内市场	电能+备用
	平衡市场	容量
英国	日前交易	电能
	平衡机制	容量+电能与辅助服务
北欧	日前市场	电能
	日内市场	电能
	平衡市场	电能与辅助服务
澳洲	交易日现货市场	电能
	平衡市场	电能与辅助服务
德国	日前市场	电能
	日内市场	电能
	平衡市场	电能与辅助服务

来源：《电力市场设计中集中模式和分散模式的比较》、国金证券研究所

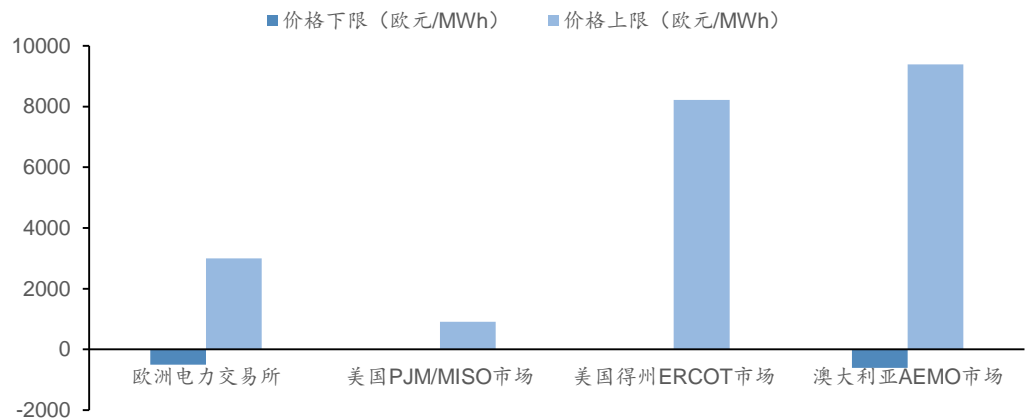
图表3: 电能量(现货)与辅助服务构成平衡市场上的主要交易标的



来源: 全国能源信息平台、国金证券研究所

- 为准确反映价格信号, 海外电力市场通常为电能量市场设置较宽的价格区间:
- ✓ 设置较高的价格上限: 采用机会成本定价法, 即将用户的失负荷价值或停止用电所产生的损失确定为价格上限。因此, 现货市场价格上限达到正常平均批发电价的 20~30 倍, 在两个采用稀缺定价机制的市场得州 ERCOT/澳洲 AEMO 进一步拉高到 30 倍以上。
- ✓ 不设下限或设置极低的“负电价”: 考虑新能源机组零边际成本的事实, 且有利于增加消费者福利。

图表4: 海外电力现货市场普遍设置较宽的价格区间



来源: 全国能源信息平台、AEMO、国金证券研究所

- 为实现效用/经济性最大化, 电力实操也为不同辅助服务品种设置差异化市场模式。
- ✓ 强制提供: 同步发电机组接入同时提供的辅助服务, 如一次调频、一定范围的无功调节等;
- ✓ 长期合约: 针对黑启动、无功调节等对机组有特殊能力要求或具有一定本地化特征的辅助服务品种, 通过双边协商或招标方式确定辅助服务提供商;
- ✓ 有组织的竞争性市场: 二次调频、备用等供应相对充足、需求随时间变化的辅助服务品种(注: 在典型集中式电力市场如美国、澳大利亚, 该市场与电能量现货市场耦合, 联合优化出清)。

1.2 分歧 1：集中式 VS 分散式市场模式

- 囿于各国电网能力条件的不同，海外成熟市场会根据自身情况选择集中式市场或分散式市场。集中式市场考虑电网约束，适用于电网卡口比较严重、电力供需比较紧张的地区；分散式市场要求区域电网布局完善，供需充足。两类市场的差异在多个层面影响市场运行规则，进而影响各类市场主体（包括调节资源）盈利模式。

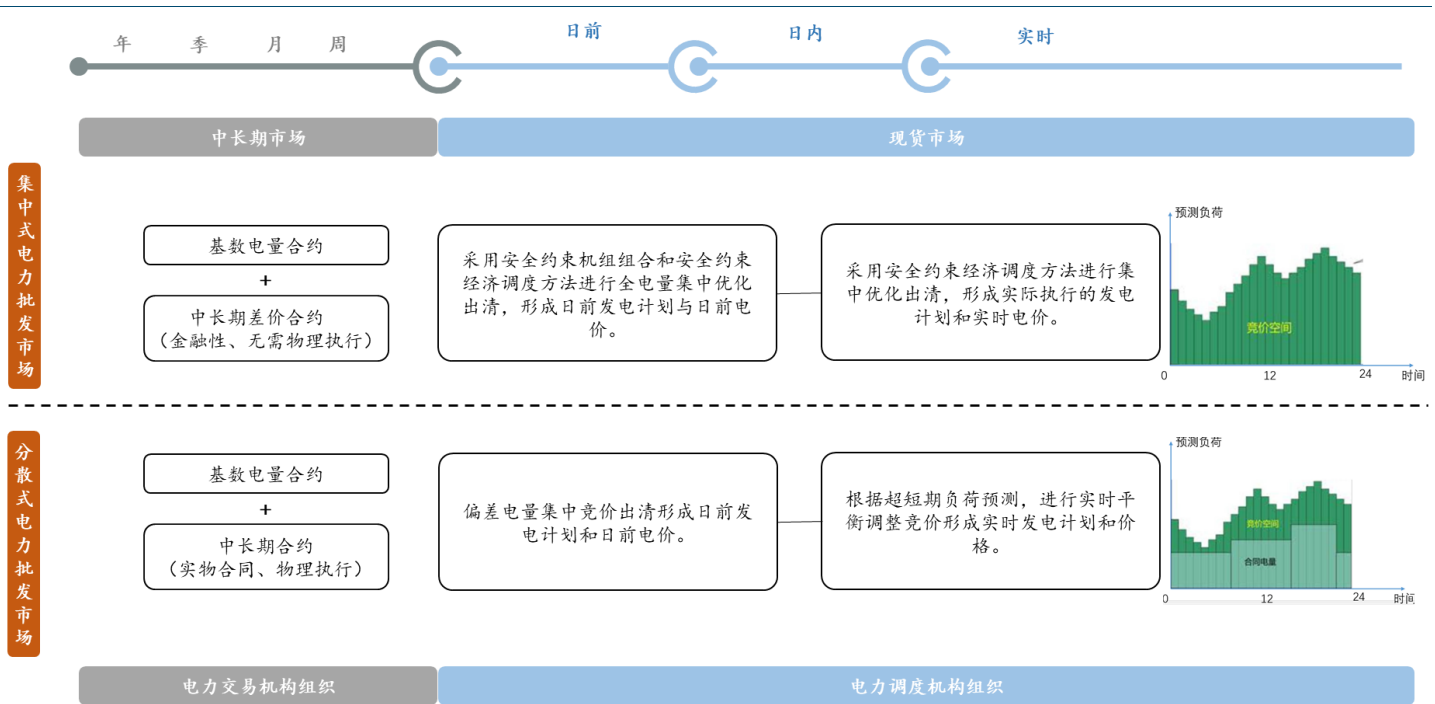
图表5：两类市场模式差异比较汇总

	集中式市场	分散式市场
根本差异 1：中长期与现货衔接方式	中长期金融合约+现货市场中全电量竞价	中长期实物合约+现货市场中偏差电量竞价
根本差异 2：网络约束/机组技术约束考虑时点	日前考虑约束	日前无约束出清
根本差异引出的市场比较	现货价格更能反映供需，电能量收益确定性更高，且具备电能量/辅助服务联合优化出清能力	每日偏差电量规模、电价不确定性更高，电能量收益不确定性更高
	系统经济效率更高	市场自由度更高，需求侧资源发挥空间更大
	市场主体参与难度相对较低	对市场主体参与能力要求更高

来源：《电力市场设计中集中模式和分散模式的比较》、国金证券研究所

- 根本差异（1）：中长期与现货市场衔接方式不同。集中式市场采用金融合同性质的中长期差价合约，并于现货市场上全电量竞价；分散式市场采用实物合同性质的中长期合约，现货市场上仅偏差电量竞价。

图表6：两类市场模式根本差异（1）——中长期与现货市场衔接方式



来源：《电力市场设计中集中模式和分散模式的比较》、国金证券研究所

- 根本差异（2）：出清模型对网络约束/机组技术约束的考虑。分散式市场在日前出清模型中不考虑电力网络模型与机组运行参数，采用无约束出清方式，尽量保证电力商品的流动性（适用于电力供需相对宽松、电网互联程度较高的欧洲）；而集中式市场将可能出现的网络阻塞、机组技术约束提前考虑，牺牲自由度、但也减少了实际交割时来自电网与机组运行参数的限制与隐患（适用于电网由私人建设、互联程度较低的美国）。

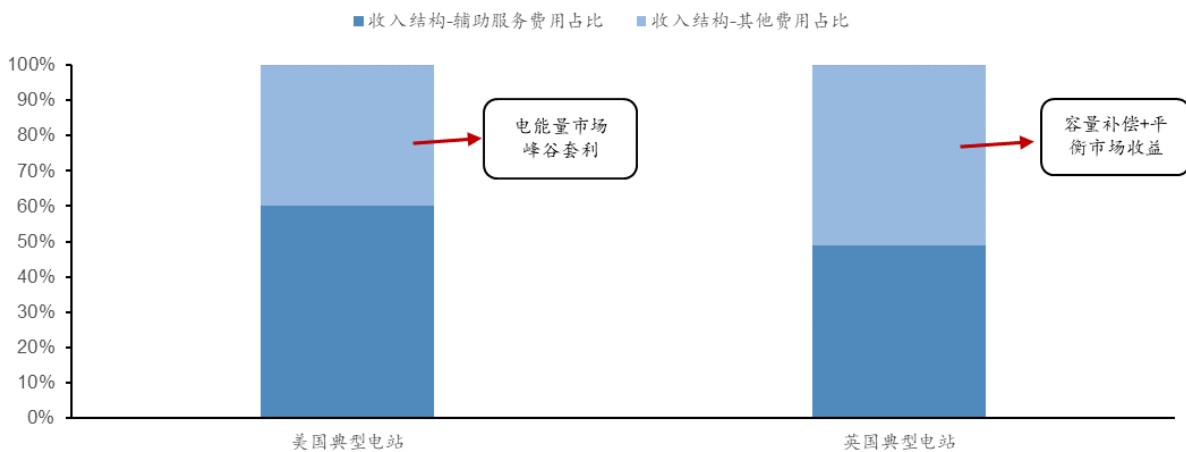
图表7：两类市场模式根本差异（2）——出清模型对网络约束/机组技术约束的考虑

国家和地区	市场体系	出清模型	市场模式
美国 PJM	日前市场	物理网络模型与机组运行参数	集中式市场
	日内市场	物理网络模型与机组运行参数	
	平衡市场	无约束出清	
英国	日前交易	无约束出清	分散式市场
	平衡机制	物理网络模型与机组运行参数	
北欧	日前市场	价区间联络线传输极限	集中式市场
	日内市场	连续竞价撮合交易	分散式市场
	平衡市场	物理网络模型与机组运行参数	
澳洲	交易日现货市场	市场预出清+实时市场出清	集中式市场
	平衡市场	机组运行参数	
德国	日前市场	无约束出清	分散式市场
	日内市场	连续竞价撮合交易	
	平衡市场	无约束出清	

来源：《电力市场设计中集中模式和分散模式的比较》、国金证券研究所

- 由根本差异（1）所引发的调节资源收入结构差异：分散式市场赚取电能量收益难度更大。以抽蓄电站为例，虽然辅助服务市场收益占比均达到了50%以上，但在美国这类集中式市场，抽蓄电站根据其提供的功能，参与电能量市场（体现调峰填谷功能）所获收益的占比更高；而在英国这类分散式市场，抽蓄电站通过签订场外中长期合约实现成本回收（主要和英国国家电网），主因：
 - （1）平衡机制市场规模稳定性较弱：分散式市场上双边交易电量占总电量90%以上，仅有10%偏差电量进入现货阶段，约有3%~5%电量进入平衡市场，每日平衡市场上的交易量波动较大。
 - （2）平衡机制市场价格稳定性较弱：较小市场规模下供需扰动更突出，峰谷价格信号不如集中式全电量竞价市场明晰。尤其在新能源大发时段，富余的均为零边际成本的新能源电量，容易出现长时段的负电价，无法提供套利空间。

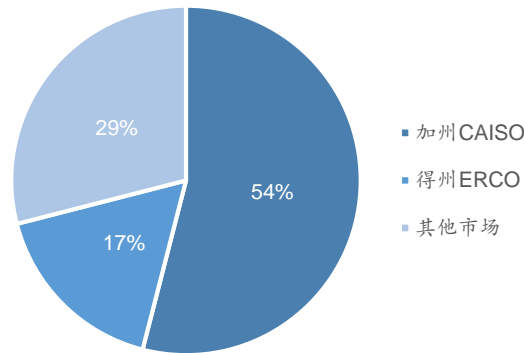
图表8：市场模式差异，导致美/英抽蓄电站收入构成有别



来源：《国外典型电力市场抽水蓄能电价机制及主要启示》、国金证券研究所

- 集中式市场给电化学储能带来更大的电能量收益空间，促进储能装机。从美国/英国抽蓄电站电能量收益占比的差异可知集中式市场的确更有助于储能设施峰谷套利，这同样适用于以电化学储能为代表的新型储能。美国两大储能市场加州与得州均采用集中式市场模式，可较好地参与电能量市场（其中得州是美国目前唯一以电能量收益为主要盈利模式的地区）。因此，至22年末存量电化学储能装机占美国总装机71%。

图表9：加州/得州储能建设极具吸引力，至22年末存量电化学储能装机占美国总装机71%



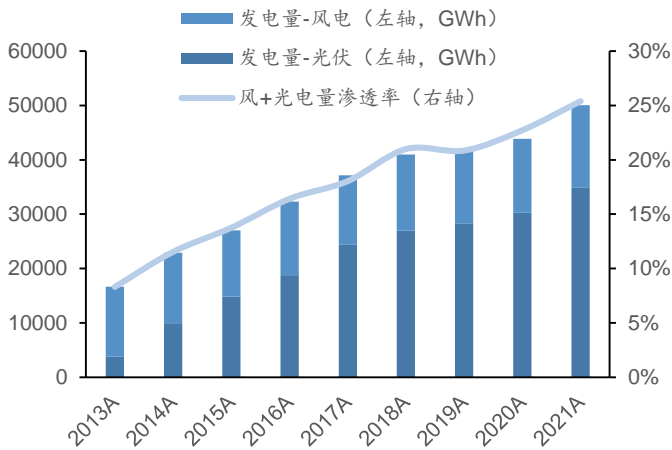
来源：EIA、国金证券研究所

■ 加州“鸭子曲线”转为“峡谷曲线”的启示：分布式高占比地区、光/储建设步调错位地区，电能量收益空间进一步放大、储能需求巨大。

(1) 新能源电量已做“存量替代”，光/储建设步调难以一致。2010~2020年美国加州累计储能装机量占全美约54%，期间采用经济激励手段鼓励储能装机、为达到削峰填谷的目的。但从当前情况看，峰谷波动不降反升，主因较低的用电需求增速叠加高比例新能源装机，加州新能源电量已处于“存量替代”阶段。

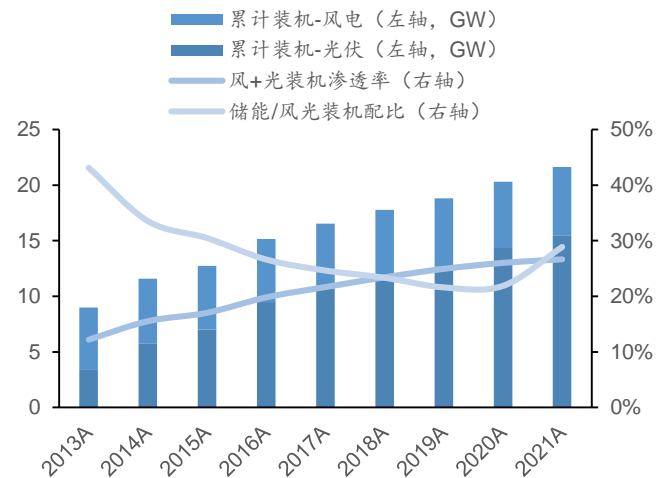
(2) 分布式项目占比高，拉低谷时净负荷曲线。当前加州2小时及以上能量型储能占比75%，在19/20年调频需求快速上升带来相关收益的提升（这是集中式市场上电能量与辅助服务市场联合优化出清带来的结果），进入21年后电能量收益占比重回30%以上。

图表10：加州风光电量合计渗透率超25%



来源：EIA、国金证券研究所

图表11：18~20年加州储能配比落后于新能源装机



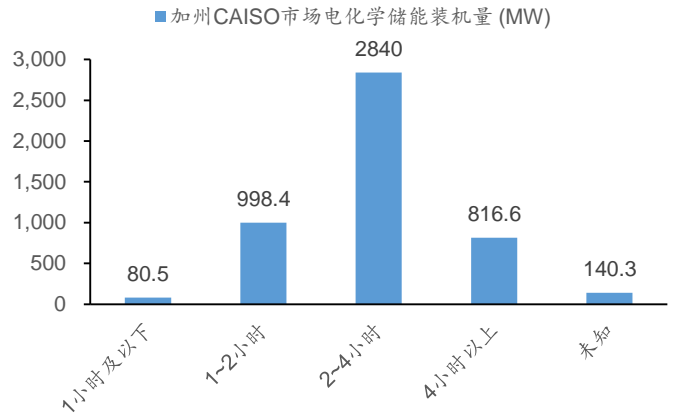
来源：EIA、国金证券研究所

图表12: 加州“鸭子曲线”演变为“峡谷曲线”，谷时净负荷需求急剧下降

图表13: 当前加州2小时及以上能量型储能占比75%

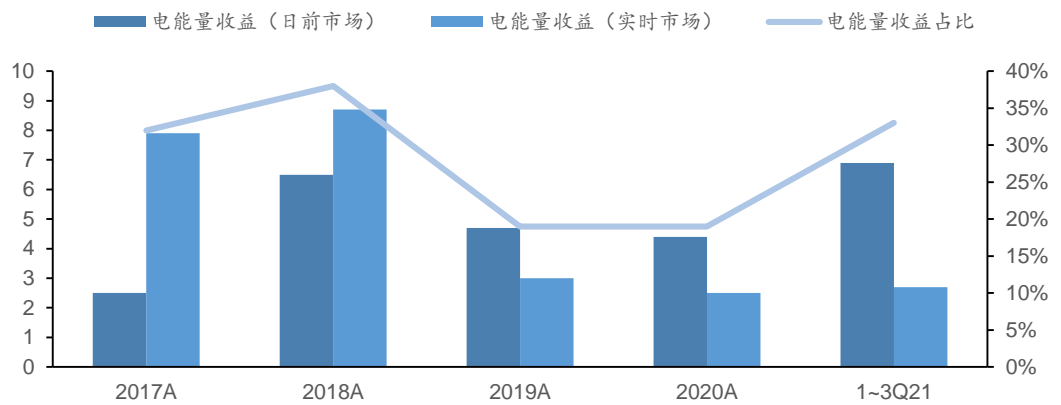


来源：国际电力网、国金证券研究所



来源：EIA、国金证券研究所

图表14: 加州典型储能电站电能量收益情况



来源：BNEF、国金证券研究所

- 由根本差异 (2) 带来的结果是：网络约束更少、交易自由度更高的欧洲市场，更适合在虚拟电厂组织下，分布式资源和负荷资源发挥灵活响应作用。相关内容将于后文对德国市场的分析中进一步说明。

1.3 分歧 2: 调节资源容量补偿之争

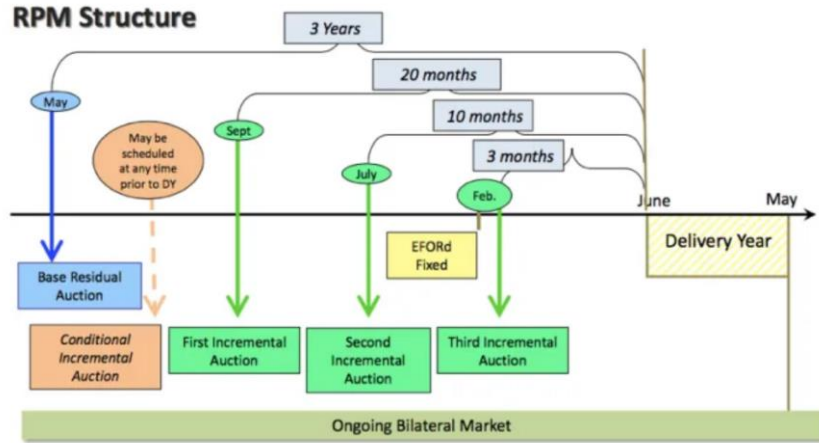
- 仅依靠电能量市场与辅助服务市场能否实现电力平衡？在海外电力市场上也存在对这一问题的不同理解。这两类市场均以实际出力作为补偿依据，而未能反映增量调节资源潜在出力能力的价值。换言之，除设置特殊机制（如稀缺定价机制）外，增量调节资源仅依靠上述两类市场难以获取必要的价值回报，容量补偿机制/市场由此形成。

1.3.1 PJM: 容量拍卖前置

- 为更好实现用能稳定、价格稳定的目标，并反映电能量市场/辅助服务市场未能体现的资源价值，PJM 建立本地化、拍卖前置的容量市场。
- ✓ 本地化：考虑输电约束，容量拍卖细分在 27 个子区域分别进行；
- ✓ 拍卖前置：考虑不同时点对未来实际容量供需的判断修正，容量拍卖细分为交付前 3 年（即基本拍卖市场 BRA，可变资源需求曲线 VRR 由市场运营商 PJM 绘制）、前 20 个月/前 10 个月/前 3 个月（即 3 个追加拍卖市场，市场主体提交报价）以及 1 个持续进行的双边市场。市场化程度逐步递增。
- PJM 容量市场主体同时包括发电侧、需求侧两类资源，电力用户最终为系统冗余买单。
- ✓ 市场卖方：现有+规划发电资源、现有+规划需求侧资源等；

- ✓ 市场买方：市场运营商 PJM 先行支付，并以地区可靠性费用形式向负荷聚合商收取，传导至电力用户（负荷聚合商也同时可作为卖方）；
- ✓ 交易标的：在需要调用时可实际出力的发电容量或可降低的等效用电负荷。

图表15: PJM 容量拍卖包括多个市场, 最早开始于交付前 3 年

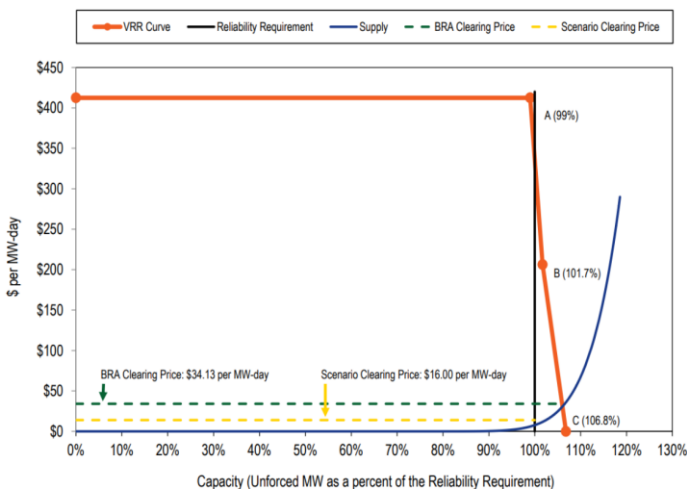


来源：PJM 市场监管文件、国金证券研究所

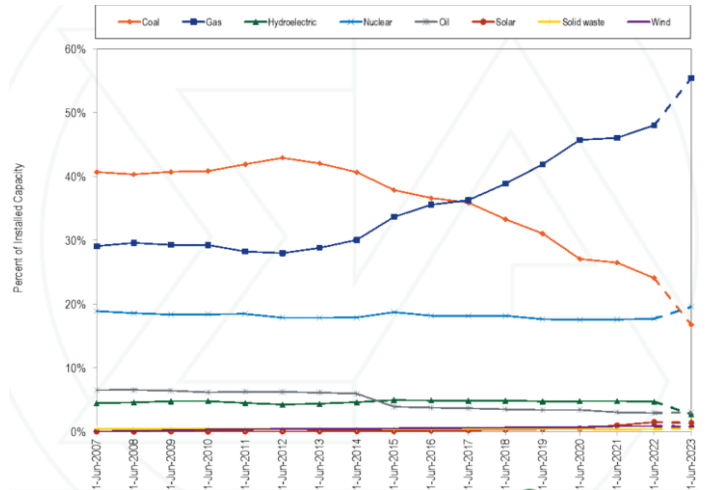
- 基于 VRR 曲线的 BRA 市场价格成为锚，可引导传统电源投资决策。VRR 曲线反映不同冗余度要求下的容量需求，横轴代表预期的系统冗余度情况，纵轴代表 BRA 市场价格（市场价格=新建机组在电能量/辅助服务市场以外未能回收的成本*系数）。A/B/C 三点系统冗余度依次增加，对应 BRA 市场价格依次降低，对拟投建电源的态度从刺激投资到抑制投资。
- ✓ 目前新建气电为 PJM 市场容量提供主体（煤机考虑碳排影响在成本上不具优势，市场化定价下自然淘汰）。

图表16: 容量需求曲线 VRR 提供投资决策的价格信号

图表17: 气电机组为容量市场卖方主体



来源：PJM 市场监管文件、国金证券研究所

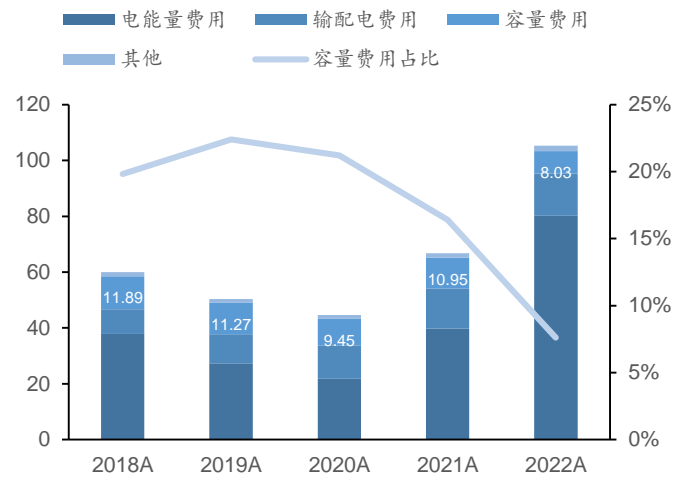
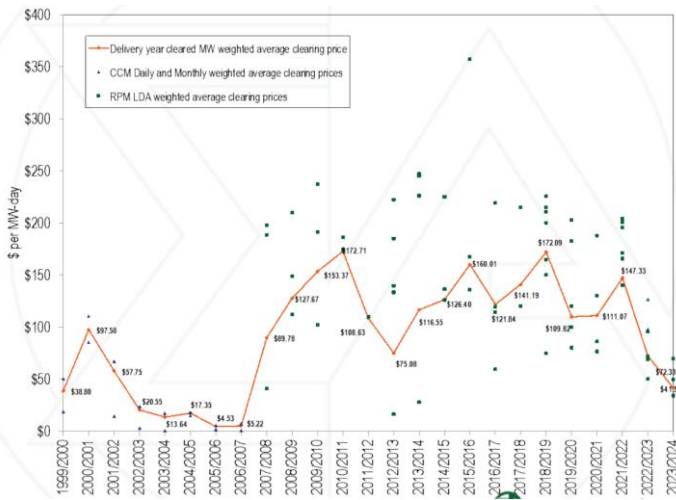


来源：PJM 市场监管文件、国金证券研究所

- ✓ 容量电价随传统电源投资周期变动，容量费用近 5 年占批发电价比例区间为 5%~25%。经历 CCM 向 RPM 容量市场的升级，在 2006~2011 年间容量电价逐年攀升，大量机组投建。而由于拍卖前置接近 3 年，一定程度上平滑了容量过剩与短缺的波动周期，当前处于容量电价下行周期。

图表18: RPM 市场机制下, 容量电价周期性变动

图表19: 容量费用占比近几年呈下行趋势

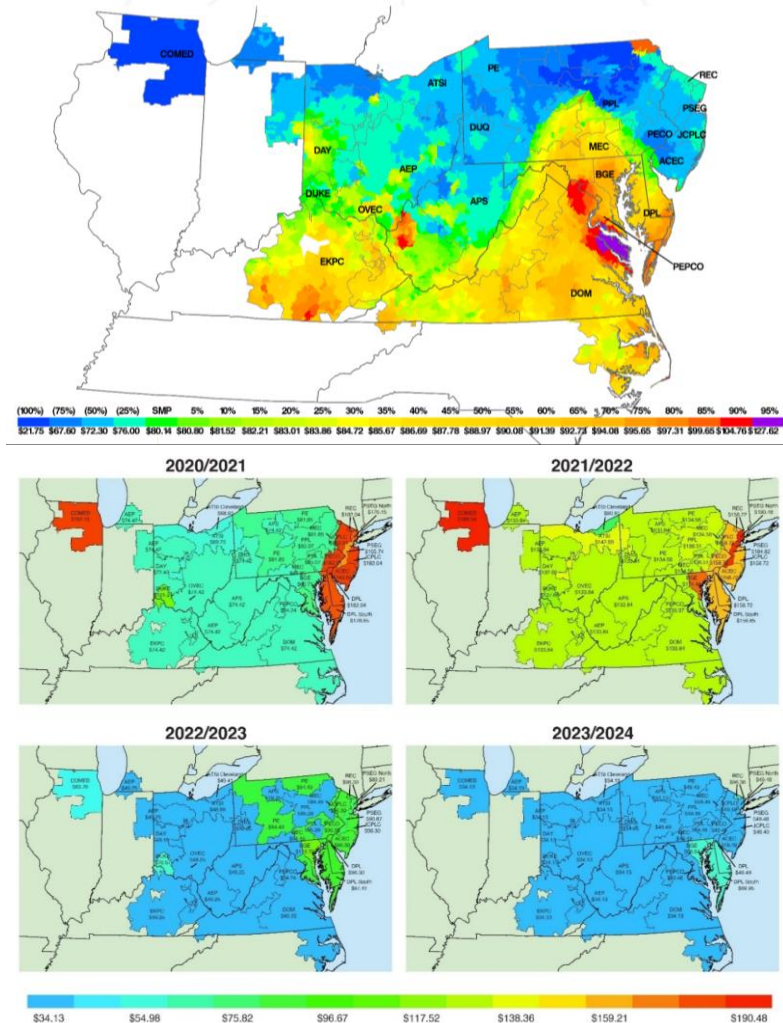


来源: PJM 市场监管文件、国金证券研究所

来源: PJM 市场监管文件、国金证券研究所

- 容量电价与实时市场节点电价区域分布接近, 反映供需。PJM 实时市场上节点定价机制清晰反映了电力供需的区域分布情况, 由于电网跨区传输能力的限制, 导致负荷中心华盛顿特区电价最高。与之对应, 该区域起到保供作用的气电容量电价也更高, 反映出容量市场与电能量市场在供需关系上存在一致性。

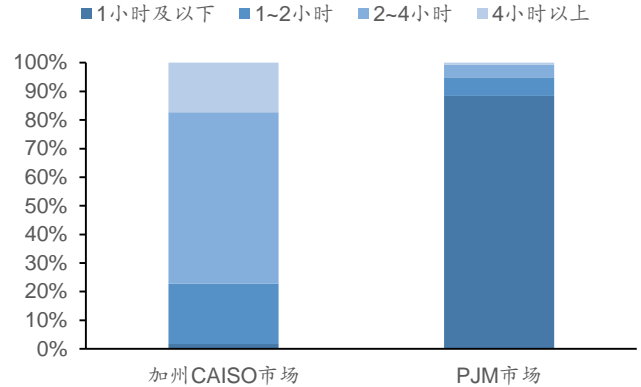
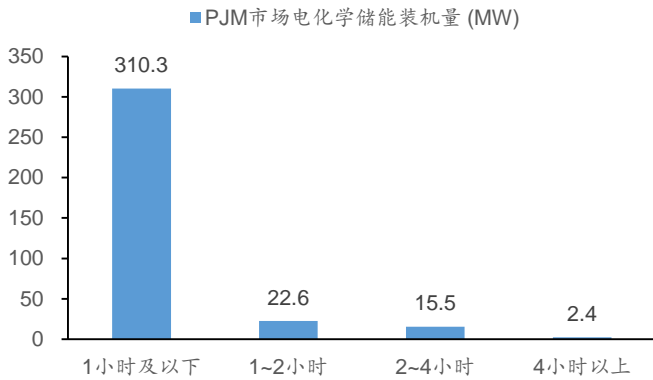
图表20: 容量电价 (下方) 与实时市场节点电价 (上方) 区域分布接近



来源: PJM 市场监管文件、国金证券研究所

- 以确保用能稳定、价格稳定为目标，不同于对传统电源的支持、电化学储能处境尴尬。PJM 市场曾要求储能放电时长达 10 小时方可进入容量市场，即长时储能方可作为传统保供机组的替代，这导致当前 PJM 市场 1 小时及以下电化学储能占比 88.5%，储能主要以功率型而非能量型参与市场。

图表21：当前 PJM 市场 1 小时及以下电化学储能占比 88.5% 图表22：两个市场电化学储能功能定位具有显著差异

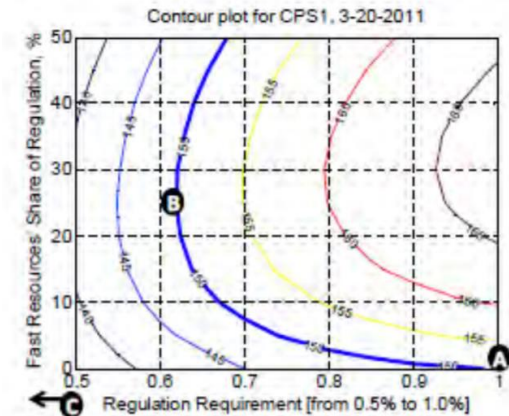
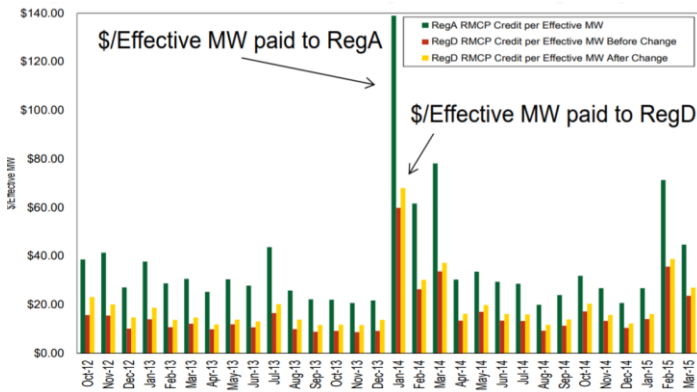


来源：EIA、国金证券研究所

来源：EIA、国金证券研究所

- PJM 市场上电化学储能提供调频辅助服务为主，且早年间已出现市场饱和。电化学储能是优秀的调频资源，但持续提供调频服务的时间有限，在系统需要调节的时候储能可能反向充放电，给系统增加调频负担。这类快速调频资源占总调频资源的 30% 时市场出现饱和，在 2015 年某些月份中快速调频资源占比高达 70%，使其承受价格风险。PJM 于 2015 年末调低快速调频资源效益因子，储能运营商投资积极性受损。

图表23：10M12~3M15 期间快速调频服务供大于求，价格仅常规调频服务的一半 图表24：快速调频资源占比超过 30% 将无益于系统调频需求



来源：PJM 市场监管文件、国金证券研究所

来源：PJM 市场监管文件、国金证券研究所

- 从美国 FERC 841 命令和多个市场比较看，以电化学储能为代表的新型储能获容量补偿需明确资源属性、价值基准。FERC 841 作为鼓励新型储能与其他调节资源平等竞争的支持性文件，要求设计市场参与模式，只要其技术条件达到，就有资格提供容量、能量和辅助服务并获得相应补偿。而实际落地涉及的讨论包括：
 - ✓ 明确资源属性：类发电资产 VS 输电资产。类似国内对抽水蓄电站长期以来“为电网服务”、“公共性资源”的认识，美国中西部电力市场 MISO 将储能设备作为备选输电资产纳入年度输电线路规划，通过输电设备成本回收机制获得稳定收益；而其他市场如加州 CAISO 则致力于同时体现其发电/输电双重角色。
 - ✓ 明确容量价值基准：容量收益=容量价格(元/MW)*容量价值(MW)。目前甘肃容量补偿文件为火电调节容量价值做了明确划分，而电化学储能容量价值暂未明确。美国经验包括：(a) 基于最长放电时长，例如 MISO 和 SPP 市场将最长放电 4 小时的储能价值定为 1，则放电 2 小时对应价值为 0.5；(b) 基于带负荷能力 ELCC 法，即增量储能可提供的负荷增量；(c) 基于边际可靠性影响 MRI 法，即增量储能给系统冗余带来的

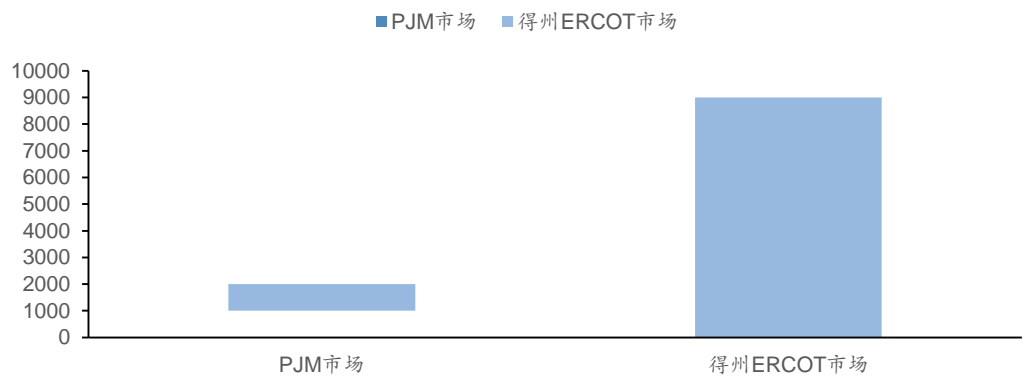
提升。

- 总结来看，以电化学储能为代表的新型储能获取容量补偿还是遵循“按效果付费，调节能力为王”。

1.3.2 得州：稀缺定价机制

- 容量市场的弊端：增量事前成本。从 PJM 经验看，无论是针对传统电源还是新型储能的容量补偿设置，都是为了规避可能出现的电力短缺事件而支付事前成本，这使得用户在非尖峰时段存在超出边际机组成本的费用。
- 稀缺定价机制基于价格发现原理，是理论上最富有经济性的补偿方式，但同样存在两大弊端。
- ✓ 优势：冗余成本降低。得州采用单一电能量市场，但设置 9000 美元/MWh 的极高出清价格上限。(1) 当用电负荷低于系统有效容量：电价由边际机组成本决定；(2) 当用电负荷超过系统有效容量，电力供应方通过提高稀缺电价筛选弹性较高的电力需求。

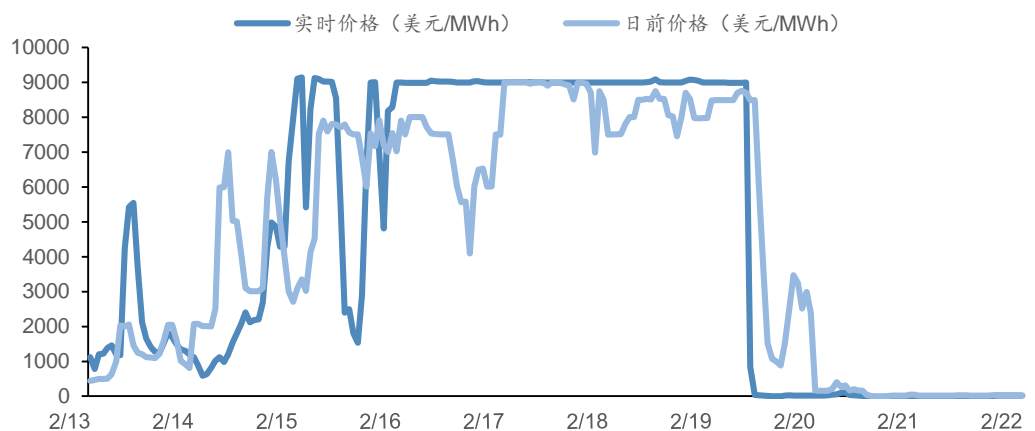
图表25：稀缺定价机制特点在于引入极高的市场出清价格上限（美元/MWh）



来源：RMI 报告《电力市场与电价改革——通向零碳电力增长和新型电力系统的必由之路》、国金证券研究所

- ✓ 弊端之一：价格波动风险较大。2M21 得州寒流期间稀缺定价机制生效，实时电价触及出清价格上限。该事件发生后出现了居民用户收到高额电费账单、售电公司破产等负面影响。
- ✓ 弊端之二：对于保供资源的建设无法起到事前支持的作用。稀缺定价时刻的不确定性影响前期投资决策过程中的盈利测算。

图表26：2M21 得州寒流期间实时电价触及出清价格上限



来源：Energyonline、国金证券研究所

1.3.3 德国：逐级平衡基金+储备电厂

- 2015 年 7 月，德国联邦经济与能源部发布《适应能源转型的电力市场》白皮书，开启德国电力市场 2.0，明确了坚持市场化的原则，明确了不采用容量市场模式。从地

理分布来看，欧洲大陆当前接近一半的地区采用无容量价格机制。

图表27：欧洲多数地区未采用容量电价机制



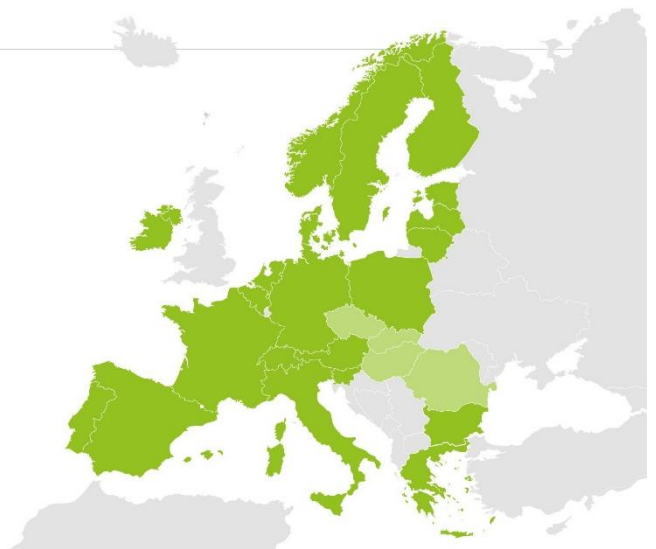
来源：ACER, RMI 报告《电力市场与电价改革——通向零碳电力增长和新型电力系统的必由之路》、国金证券研究所

- 电力市场 2.0 实践路径(1): 更强的市场机制。在单一电能量市场的背景下，继续释放准确的价格信号给市场参与者提供重要信息。
- 电力市场 2.0 实践路径(2): 灵活有效的电力供应(建立在电网高度互联的前提之上)
- “电力平衡基团”是德国电力供需平衡的重要一环。遵循“自下而上”的思路，先依托虚拟电厂在小范围内实现平衡，无法实现时逐级扩大范围——在输电网控制区平衡、在国内跨区域平衡（德国采取分区定价机制）、在欧洲大电网平衡。
- ✓ 欧洲日前电力现货市场跨境耦合已有近 20 年发展历史。最早始于 06 年，经历基础的区域电价耦合（PCR）、到多区域电价耦合（MRC）、跨境耦合的日内市场成立，目前已覆盖欧洲 19+4 个国家，跨境互济提供了电力供需平衡保障，并使得本国对于冗余电力设施的储备要求降低。

图表28：欧洲具有高度完善的跨境耦合电力市场

Market coupling in Europe

- MRC members (operational)
- 4M MC members (operational)



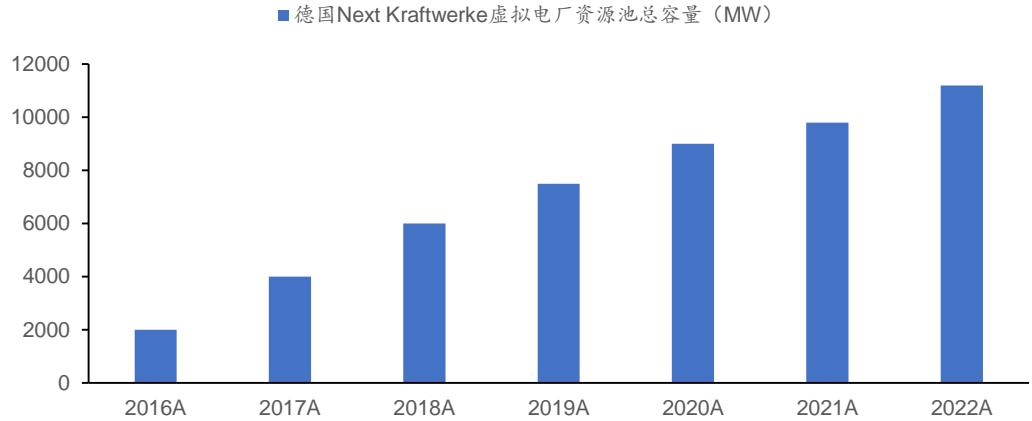
来源：Next Kraftwerke 官网、国金证券研究所

- 逐级保障下，德国虚拟电厂可发挥空间巨大。其中最为出色的代表是 Next Kraftwerke 公司。这是欧洲最大的虚拟电厂运营商，是欧洲电力交易市场 EPEX 认证的能源交易

商。16~22年间其资源池内掌握总容量已从200万千瓦扩大至1120万千瓦。

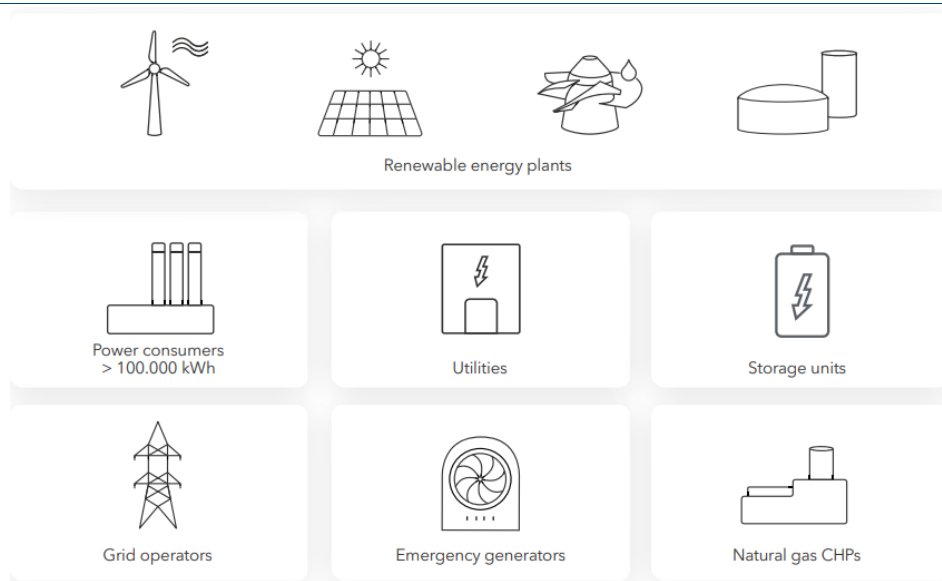
- ✓ 资源池品种繁多，分布式发电资源占主流。与国内目前分布式光伏、生物质等发电资源由专门的运营商运营不同，德国诸多电源侧资源均归由虚拟电厂实现调度。Next Kraftwerke公司共掌握17种可调用资源，包括生物质/沼气发电/水电等高灵活性电源，以及电动汽车电池、热泵、家用储能设施、屋顶光伏等小规模分布式电源，也包括需求响应。

图表29：德国Next Kraftwerke虚拟电厂资源池总容量达到1120万千瓦



来源：Next Kraftwerke 官网、国金证券研究所

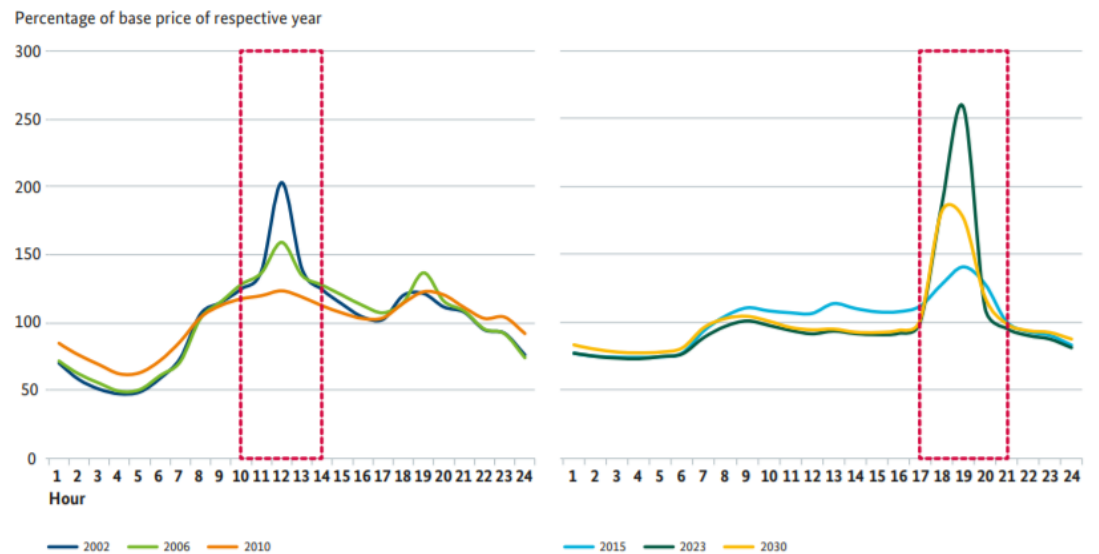
图表30：德国Next Kraftwerke虚拟电厂资源池包含资产示意图



来源：Next Kraftwerke 官网、国金证券研究所

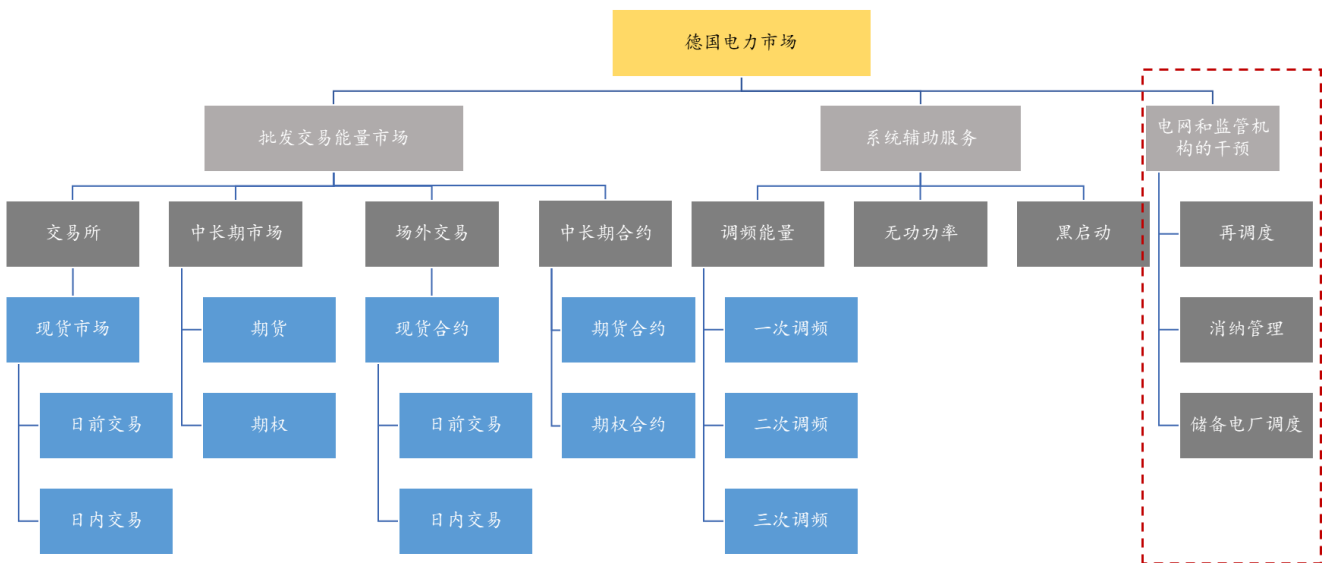
- 电力市场 2.0 实践路径 (3)：备用电厂作为托底保障（建立在需求增速疲弱的前提之上）
- ✓ 一方面，在用电增速总体疲弱的前提下，希望通过新能源装机的提升，尤其是光伏装机的提升，在长期自然削减午间时段的峰值净负荷（类似结果也同样在加州“峡谷曲线”中体现）；
- ✓ 另一方面，希望建立不同于容量市场的容量储备。这些储备电厂不参与电力市场、不会影响市场竞争和价格形成，主要是一些淘汰的煤电机组，本质上将其作为电网输电资产，作为系统供需平衡的最后抓手。

图表31：新能源装机提升（尤其是光伏），本身可削减午间净负荷



来源：《适应能源转型的电力市场》、国金证券研究所

图表32：电网自有储备电厂资源可调度，作为系统供需平衡的最后抓手

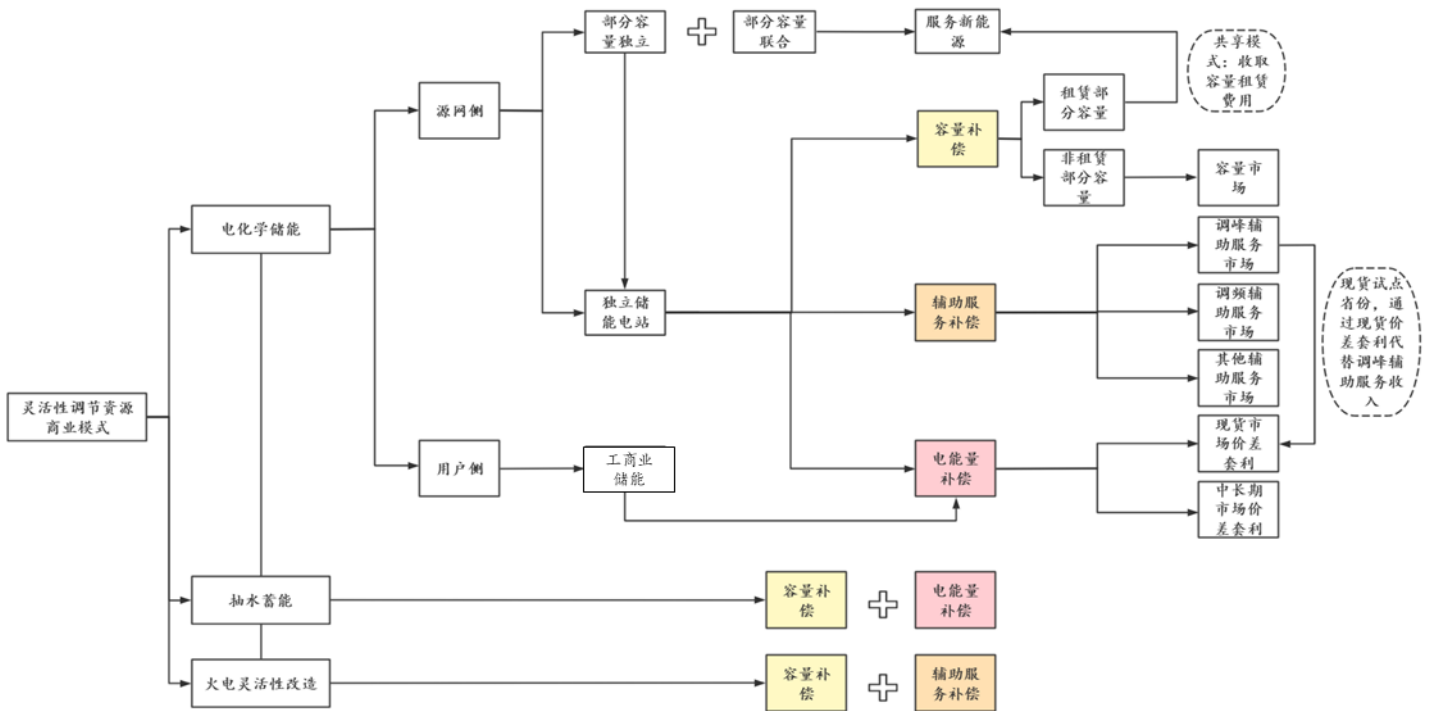


来源：国金证券研究所

2、国内现状：源网侧补偿政府定价、需求侧管理方兴未艾

- 各类补偿盼落地，市场化定价盼推进。经灵活性改造，火电定位由传统基荷电源转向保供/调节电源，与抽水蓄能、电化学储能等新型储能共同组成了新型电力系统中的调节资源。
- ✓ 从补偿的组成来看：分为电能量补偿（体现调峰价值）、辅助服务补偿（调频、备用、黑启动及其他辅助服务）、容量补偿。
- ✓ 从补偿的定价方式来看：将经历政府定价到市场定价的发展过程。

图表33：灵活性调节资源理想的各类补偿来源



来源：国金证券研究所

- 调峰/调频：当前处于多数省份实行、政府指导定价阶段：调峰辅助服务价格区间约为 0.2~0.8 元/KWh，调频辅助服务价格区间约为 5~20 元/MW。
- 容量补偿：当前处于部分省份实行、政府指导定价阶段（类比智利、阿根廷、秘鲁、西班牙等国家）。
- ✓ 抽水蓄能：5M21 发布的 633 号文确定了全国范围内的抽水蓄能均采用优化后两部制电价(容量电价+电量电价)，5M23 各电站核价落地。定价依据经营期内资本金 IRR 6.5%，该价格于输配电价第三监管周期内固定（2023-2025）。

图表34：633 号文明确抽蓄电站在每个监管周期内获取固定容量电价（反映计划性）

年份	发布部门	政策	政策内容
2021	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)	实行优化后两部制电价： 1) 容量电价： ①容量电费纳入输配电价回收（第三轮输配电价改革后于电价组成中单独列示），各省级电网、特定电源分摊；辅助服务收益抽蓄电站可共享 20%； ②容量电价核定办法明确，经营期内资本金内部收益率按 6.5%核定 2) 电量电价： ①现货市场运行前——上网电价按当地燃煤机组标杆上网电价执行、抽水电价按燃煤机组标杆上网电价的 75%执行，鼓励通过竞争性招标采购，确定抽水电价； ②现货市场运行后——抽水电价、上网电价按现货市场价格及规则结算

来源：发改委官网、国金证券研究所

- ✓ 火电：云南“指导价+浮动区间”VS 山东“基准价*分时系数”。当前针对火电参与保供/调节的容量补偿仅在云南、山东等对火电依赖度提升或电力市场建设步伐较快的省份有所实践，且在初期主要采用政府定指导价的模式。为更好地还原电力商品属性，云南省在固定价格基础上设置了 30%的价格浮动区间，山东省引入时间变量。

图表35：云南、山东火电容量补偿采用浮动区间/分时系数（部分反映市场化）

省份	容量补偿机制	容量价格计算			
云南	不分时段，提供浮动空间	试行期先按照烟煤无烟煤额定装机容量的40%参与燃煤发电调节容量市场交易，并根据市场供需变化动态调整			买卖双方 在 220 元/千瓦*年 上下浮动 30% 区间范围内 自主协商形成
山东	分时段差异化补偿。 按不同季节、不同时段使用 不同系数容量补偿= (K1、 K2) x 基准容量电价	冬季 (1、12月)	谷时段 (10: 00-16: 00)	K1=0.3	基准容量电价 0.0991 元/KWh
		春季 (2月-5月)	深谷时段 (12: 00-14: 00)	0.1	
		夏季 (6月-8月)	峰时段 (16: 00-22: 00)	K2=1.7	
		秋季 (9月-11月)	尖峰时段 (16: 00-19: 00)	2.0	

来源：《云南省燃煤发电市场化改革实施方案》、国网山东公司、国金证券研究所 注：山东夏季不执行深谷电价，火电容量补偿=（用户购电量*容量电价）*可用容量占比

- ✓ 电化学储能：补偿主要针对提供调峰功能的独立储能电站，但目前真正以容量（MW）为计价单位的只有少数省份如甘肃，多数省份以锚定发电量来补偿、或按投资额折算一次性补助。

图表36：甘肃、内蒙电化学储能容量补偿计价方式有别，设置上限（部分反映市场化）

省份	政策文件	容量价格计算	计价方式
甘肃	《甘肃省电力辅助服务市场运营规则（试行）》	独立储能按其额定容量参与调峰容量市场交易，申报和补偿标准上限暂按 300 元/ (MW·日)	以容量计价，符合容量补偿实际定义
内蒙古	《内蒙古自治区支持新型储能发展的若干政策（2022-2025 年）》	建立市场化补偿机制，纳入自治区示范项目的独立新型储能电站享受容量补偿，补偿上限 0.35 元/千瓦时，补偿不超过 10 年	以发电量计价

来源：各省政府官网、国金证券研究所

- 需求侧管理目标提出：电力需求侧管理应贯彻落实节能资源、保护环境的基本国策，加强全社会用电管理，优化配置电力资源，守牢能源电力安全底线。用电环节实施需求响应、节约用电、电能替代、绿色用电、智能用电、有序用电，推动电力系统安全降碳、提效降耗。同时，管理办法提出健全和完善电力需求侧管理法律规范综合保障体系的重要性。
- ✓ 新增需求响应章节。提出通过经济激励为主的措施，引导电力用户资源调整用电行为来提高电力系统灵活性。
- ✓ 有序用电工作强化电力安全底线思维：在各类措施后若仍无法满足电力电量供需平衡，通过行政措施和技术方法依法依规控制淘汰类、限制类、高耗能、高排放、低水平企业的用电负荷，维护供用电秩序平稳运行。
- ✓ 拓宽节约用电、绿色用电的发展内容，增加了电能替代章节。节约用电办法促进用户提高能源利用效率和电力系统的有效节能降碳；电能替代办法通过鼓励市场化、智能化等手段，以市场需求为导向，构建并支持绿色电力消费模式；绿色用电维持绿色电力供需互动，提升可再生能源消纳利用水平；办法还强调信息技术与用电技术的融合应用，推动提升电力需求侧管理智能化水平。

图表37：需求侧管理文件征求意见稿主要内容

电力需求侧管理应贯彻落实节约资源、保护环境的基本国策，坚持统筹发展和安全，守牢能源电力安全底线。	
需求响应	积极拓宽需求响应主体范围、加快构建需求响应资源库。
	提升需求响应能力：2025年，各省需求响应能力达到用电负荷的3%-5%；2023年，形成规模化试试需求响应能力。
	全面推进需求侧资源参与电力市场常态化运行，建立完善需求侧资源与电力运行调节的衔接机制与价格机制，充分发挥服务机构的资源整合能力。
节约用电	实施考核评价制度，实行年度评价，统筹考核。
	加强绿色设计、维运和能源计量审查，提升能源利用效率、降低能耗。
	鼓励发展综合能源服务产业促进节电降碳。
电能替代	提升电能替代项目的灵活互动能力和可再生能源消纳水平。
	实施电能替代新增电力电量节约指标完成情况考核中予以合理扣除。
	呼吁电网企业加强电能替代配套电网建设，鼓励社会资本积极参与相关项目。
绿色用电	绿证作为可再生能源电力消费的凭证。
	促进绿电就近消纳。
	推动配电网增容及线路改造和智能化升级，提升配电网规模化接入分布式电源、柔性负荷的能力，推进电网运行方式向源网荷储互动、分层分区协同控制转变。
智能用电	创新探索智能用电新模式新业态，推进数字经济与电力经济融合，培育电力经济新增长点。
	鼓励建设各级各类能源电力数据中心，整合电网企业、电力用户、电力需求侧管理服务机构等的用电数据资源，逐步实现多源异构用电数据的融合和汇聚。
有序用电	电力运行主管部门应结合实际，按照有保有有限原则，制定有序用电方案。并引导、激励电力用户。
	电网企业依托新型电力负荷管理系统开展负荷精准调控，各地负荷监测能力应逐步达到本地区最大用电负荷70%以上，负荷控制能力应逐步达到本地区最大用电负荷的20%以上。
保障措施	根据需求侧资源参与电力市场等的需要，完善有关市场机制与规则。

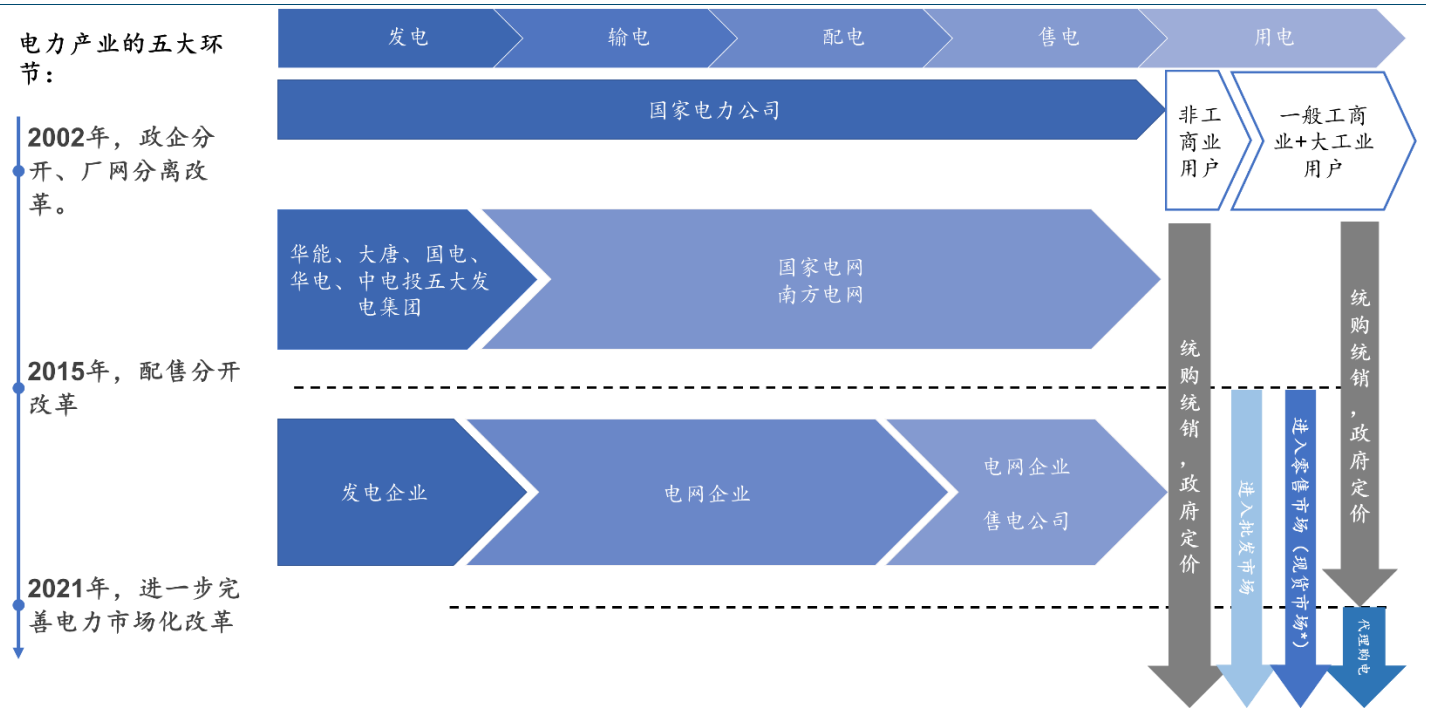
来源：需求侧管理文件征求意见稿、国金证券研究所

3、向市场化迈进，探索适应我国国情的选择

3.1 发输配售分离，基础工作已接近完成

- 电网作为输配电基础设施的建设运营主体、系统运行调度主体，剥离利益相关业务是电力市场化建设的基础，纵观海外市场初期也大多经历类似的过程。回溯改革开放以来的历次电力体制改革，均围绕电网职能的明确：
 - ✓ 2002年厂网分离改革：2002年，国务院出台《电力体制改革方案》（简称“5号文”），明确按照“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”的原则，开始试点建设竞争性电力市场。
 - ✓ 2015年配售分开改革：2015年，国务院出台《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（简称“9号文”），提出了包括发电计划放开、电价放开、配售电放开的“四放开、一独立、一加强”的改革计划，售电主体形成。
 - ✓ 2021年进一步完善电力市场化建设：2021年，国家发改委先后发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（简称“1439号文”）和《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（简称“809号文”），取消工商业目录销售电价，改为“基准价+上下浮动”，且浮动区间扩大为上下不超过20%；推动工商业用户进入市场；鼓励新进入市场电力用户通过直接参与市场形成用电价格，对暂未直接参与市场交易的用户，由电网企业通过市场化方式代理购电。
 - ✓ 2023年第三轮输配电价改革：明确电网“成本加成+合理收益”的收益模式。

图表38：发输配售分离的电力产业链结构符合市场化需要



来源：国金证券研究所

■ 往后看，围绕进一步明确电网职能的改革方向或将包括：

- (1) 鼓励工商业用户进入市场、继续缩小电网代理购电规模（以低成本非市场电如水电、核电来匹配居民、农业用户的用电需求）；
- (2) 对各类调节资源的调度趋于市场化。由前文对我国调节资源补偿现状的整理可知，当前仍处于政府指导定价为主阶段，缺乏市场化定价使得系统运行调度主体（电网）在调节资源过程中也难以实现市场化。未来，调度规则还将进一步明确。

3.2 建设集中式市场，明确电能量/辅助服务价格信号

- 我们认为集中式市场模式在国内推广的可能性更高，目前现货试点省份也基本都采用这一模式。
- ✓ 原因 1：更适合电力市场化早期阶段。集中式/分散式市场的选择本质是“自下而上”的自由度和“自上而下”的效率之间的权衡，我国处于市场化建设初期，各类市场主体参与市场的经验仍欠缺、并不具备自主定价交易的能力。
- ✓ 原因 2：集中式市场在价格发现、电能量/辅助服务联合优化出清降低系统总成本方面有着更高的效率；同时将对网络约束、机组约束的考虑前置，系统运行稳定性更高。
- 我们认为从国内现货试点情况看，集中式市场有望进一步发展。
- 发展方向 1：充分体现集中式市场价格发现能力。
- ✓ 机会成本定价法 VS 会计成本定价法，电能量市场价格上下限有待拉大。不同于海外电力市场数十倍于平均成交价的价格上下限，我国现货试点省份采用会计成本定价法，投标价格上限普遍略高于或等于电网内最大发电成本（蒙西除外），下限普遍为零（山东、浙江除外）。这一规则符合我国电力行业公用事业属性的定位，主要出于限制电厂超额收益、规避电厂恶性竞争的目标，但难以准确还原市场实际供需矛盾。我们认为，随着市场成熟度提升，各类金融性合约建立同样有助于实现上述目标，现货价格区间有望拉大，向山东、蒙西两个示范性市场看齐。

图表39：国内现货试点省份大多选取集中式市场模式

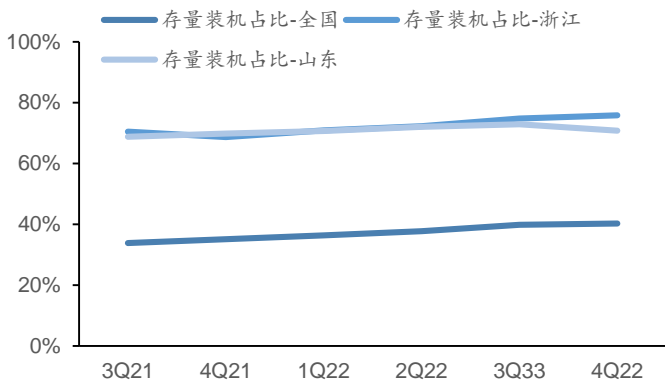
国内省份		市场模式	市场出清限价
山西(2021.04-)		中长期差价合约+全电量集中竞价	0~1500 元/兆瓦时
山东(2021.12-)			-100~1500 元/兆瓦时
浙江(2021.03-05.12)			-200~1200 元/兆瓦时
甘肃 (2021.05-)			40~650 元/兆瓦时
四川	丰水期		75~253.76 元/兆瓦时
	枯水期	385.15~577.73 元/兆瓦时	
福建 (2020.08-)		日前部分电量集中竞价+实时平衡机制	118~511 元/兆瓦时
广东(2021.11-)		中长期差价合约+全电量集中竞价	0~1500 元/兆瓦时
蒙西 (2022.06-)		中长期差价合约+日前预出清+实时市场	0-5000 元/兆瓦时
江苏(2021.07)		中长期差价合约+全电量集中竞价	300~1500 元/兆瓦时
安徽		中长期差价合约+全电量集中竞价	150~900 元/兆瓦时
河南		中长期差价合约+全电量集中竞价	0~1500 元/兆瓦时
江西		中长期差价合约+全电量集中竞价	0-1500 元/兆瓦时

来源：现货市场试运行省份市场规则、国金证券研究所

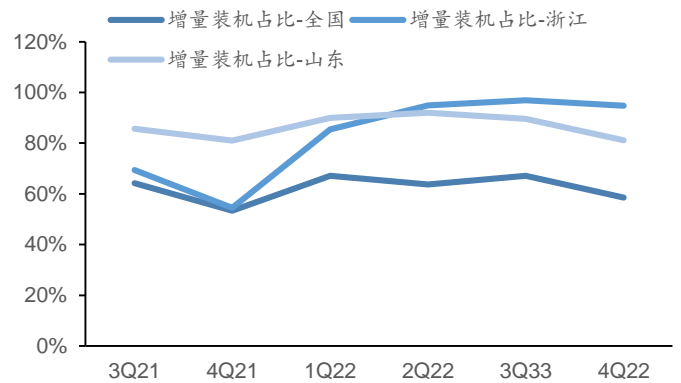
- ✓ 负荷中心分布式发展积极性高，类比加州案例，电能量实际价差有望拉大。近期国家能源局提出“开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作”，试点评估省份分布式项目比例普遍已较高。类比加州案例，峰谷价差或将进一步拉大、提供工商业储能套利空间。当前类似山东以集中式模式组织的现货市场中，发电侧全电量竞价、用户侧由于负荷特性稳定，则每日高峰时段/低谷时段可产生稳定、可预期的高峰/低谷价格信号，本身也是适合于套利的市场模式。

图表40：山东/浙江存量分布式光伏占光伏总装机比例远超全国水平

图表41：山东/浙江增量分布式光伏占光伏总装机比例达70%以上



来源：国家统计局、国金证券研究所



来源：国家统计局、国金证券研究所

- 发展方向 2：充分体现集中式市场电能量/辅助服务联合优化出清优势。随着现货市场铺开，一方面取消“中国特色”的调峰辅助服务类别，使其合并进入电能量市场；另一方面以现货价格作为标杆，将参与辅助服务的成本作为其获得的市场化对价。

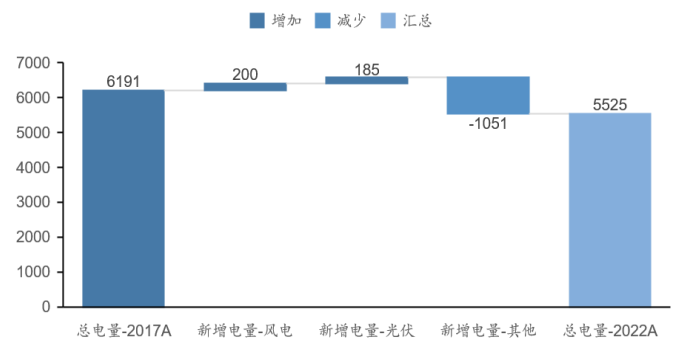
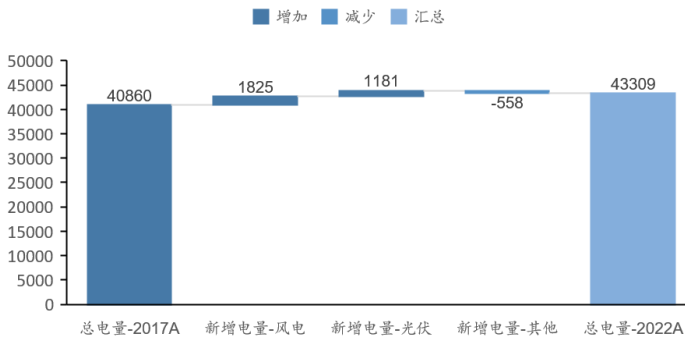
3.3 建设容量市场，明确调节资源成本回收

- 我们认为从初期政府定价到逐步市场化，走容量补偿的道路更符合当下国情，主因：
 - (1) 电量/负荷增速较高，仍需刺激传统电源投资阶段；
 - (2) 由计划逐步向市场化过渡，我国短期对极端电价容忍度仍有限；
 - (3) 源荷分离规划下，高度互联的电网体系建成尚需时日，需求管理仍有待发展。
- 原因 1：电量/负荷需求视角看，与欧美不同，我国增速仍可观。上文所分析的美国/德国传统电源电量贡献近 5 年总体呈下行趋势，这是由于电量需求增速趋于平缓。而反观国内，除 21 年外，近年来国内均呈现最高负荷增速>总电量增速>GDP 增速，且

传统电源电量仍处于正增长阶段。

图表42: 美国近5年风光新增电量贡献率为122.8%(亿千瓦时)

图表43: 德国近5年电量负增长(亿千瓦时)

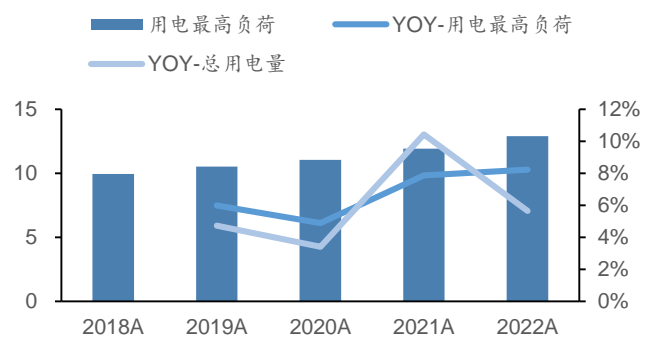
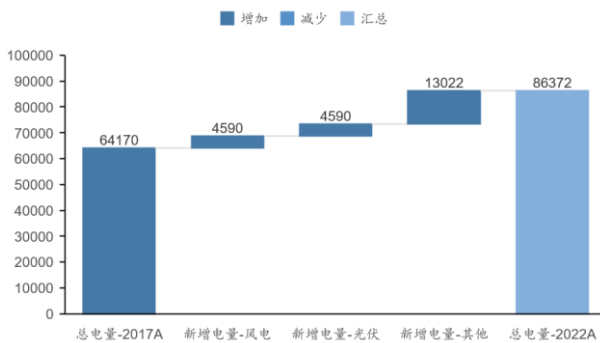


来源: IEA、国金证券研究所

来源: IEA、国金证券研究所

图表44: 国内电量增长仍显著, 风光新增电量尚未做存量替代

图表45: 19/20/22年国内用电最高负荷增速高于全年电量增速(负荷于左轴, 亿千瓦; YOY于右轴)

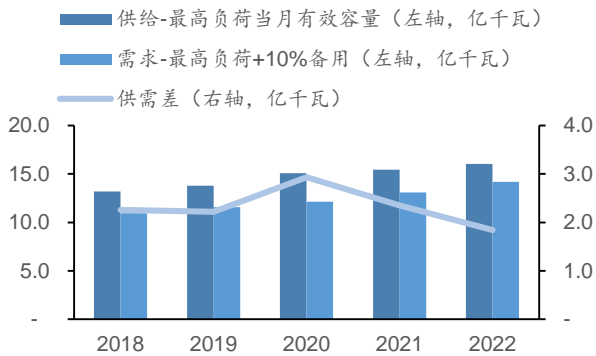


来源: Wind、国金证券研究所

来源: Wind、国金证券研究所

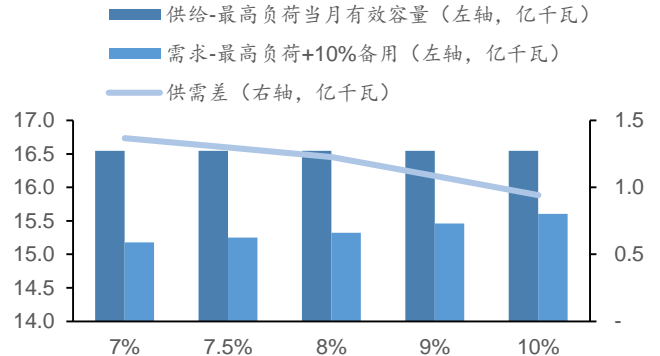
- 国内保供形势测算结果印证“十四五”总体电力紧平衡。
- ✓ 结论: 近三年有效发电容量与最高负荷之间的供需差正在缩小。迎峰度夏降至, 高温预期下最高负荷或将进一步攀升且可能提前到来, 对用能安全提出挑战。
- ✓ 假设: (1) 供给侧: 假设各类电源有效容量系数分别为: 火电/核电 100%、水电 50%、风电 10%、光伏 0%, 装机容量的时间切面选取当年最高负荷所在月份; (2) 需求侧: 最高负荷+10%备用空间。

图表46: 近三年有效容量供给充裕度呈下降趋势



来源: Wind、国金证券研究所

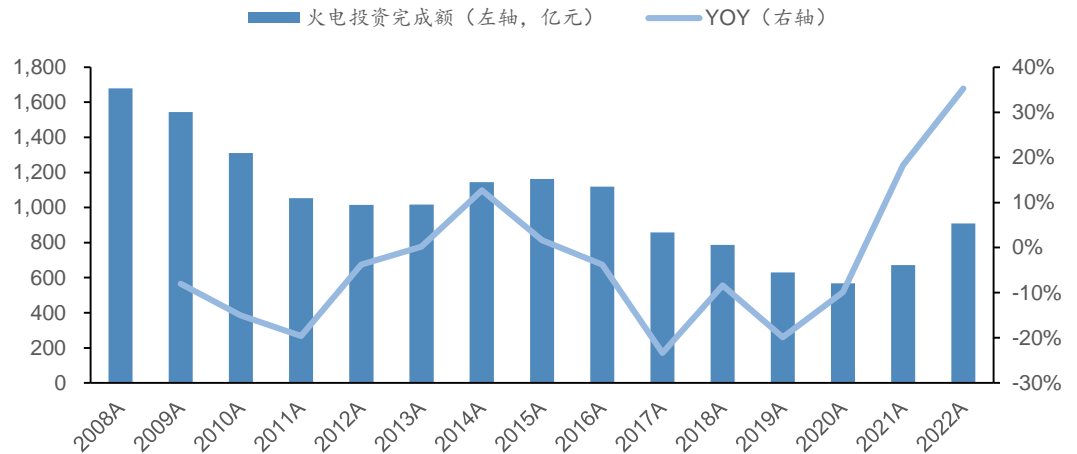
图表47: 23年最高负荷不同增速假设下, 5M23装机有效容量对应供需差进一步降低



来源: Wind、国金证券研究所

- 用能安全是新型电力系统建设的基础, 保供要求不会放松。因此, 明确固定投资回收方式是确保建设进度的关键要素。从 PJM 经验来看, 成熟市场上电力供需紧张地区的机组应获得更高的容量补偿。国内此轮火电扩建由“自下而上”的规划主导, 目前仅在电力紧张度高、对火电依赖显著提升的云南等地明确了容量补偿机制, 其余地区补偿机制有待落地。
- 关注中美主力电源煤电与气电存在差异, 还需考虑存量煤机灵活性改造成本。气电自身调节速率更快、调节深度更深, 而煤机需经过额外改造方可实现相同效果。考虑不可承受的频繁启停成本, 完成改造以增强出力可控性是竞逐容量市场煤机的必由之路, 而改造行为本身只会降低其在电能量/辅助服务市场上的收益, 增加未回收成本, 从而会抬高容量补偿价格。

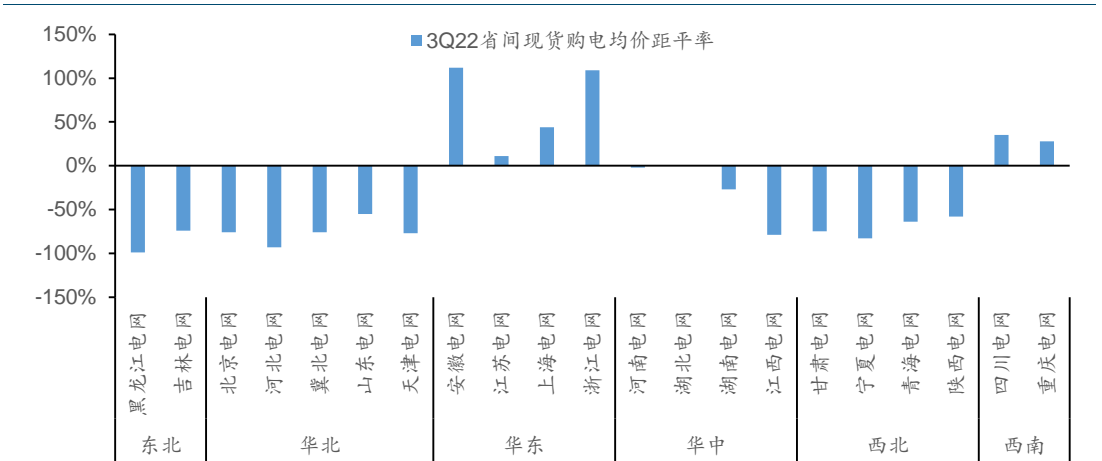
图表48: 火电投资迎来新周期



来源: Wind、国金证券研究所

- 原因 2: 不同于得州市场, 我国对极端电价容忍度有限。国家电力调度控制中心数据显示 22 年省间现货市场交易总量约 278 亿千瓦时, 江浙沪三地为主要外受电地区, 合计占比 46.7%。在高峰期 3Q22 安徽、浙江购电均价距平率超 100%, 出现了相对极端的电价。这一事件后续引发了关于追溯调整省内发电企业电价的讨论, 也推动了今年对该市场价格帽的设置。由此, 我们判断稀缺定价机制造成电价剧烈波动的后果是较难接受的。

图49：22年用电高峰期华东曾出现省间现货高价



来源：北极星售电网、国金证券研究所 注：距平率=（某区或省某季度购电均价-该季度全部省份购电均价）/该季度全部省份购电均价

- 原因3：不同于德国市场，我国网络阻塞客观存在。市场定价机制可部分反映电网阻塞情况，目前积极发挥需求侧灵活性调节能力的主要是欧洲市场，大多采取系统定价机制或分区定价机制，同一区域内电价相同，本质反映该地区电网互联程度较高。而反观美国PJM与国内现货试点省份主要采用节点定价机制，表明系统阻塞真实存在。

图50：欧洲国家大多采用分区/系统定价

国家和地区	市场体系	价格机制
美国 PJM	日前市场	节点边际价格
	日内市场	节点边际价格
	平衡市场	全网边际价格
英国	日前交易	系统边际价格
	平衡机制	上调部分:按日前市场报价支付 下调部分: 报价和市场统一出清价格的价差
北欧	日前市场	分区边际价格
	日内市场	挂牌
	平衡市场	系统边际价格
澳洲	交易日现货市场	分区边际价格+发电侧单边竞价
	平衡市场	招标
德国	日前市场	区域边际价格
	日内市场	挂牌
	平衡市场	招标

来源：国家统计局、国金证券研究所

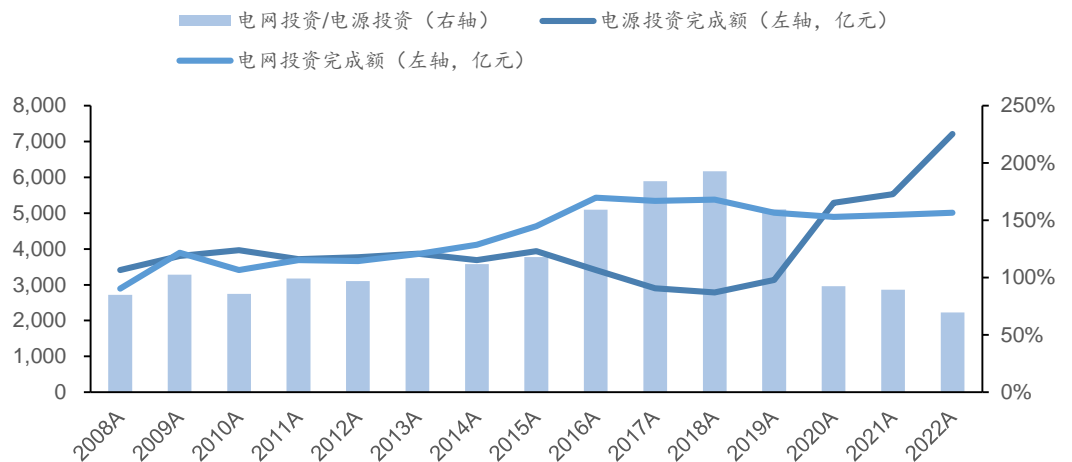
图51：国内现货试点省份大多采取节点定价

国内省份	价格机制	
山西 (2021.04-)	节点电价	
山东(2021.12-)	节点电价	
浙江(2021.03-05.12)	节点边际电价	
甘肃 (2021.05-)	分区电价	
四川	丰水期	系统边际电价
	枯水期	系统边际电价
福建 (2020.08-)	系统边际电价	
广东(2021.11-)	节点电价	
蒙西 (2022.06-)	节点电价	
江苏(2021.07)	节点电价	
安徽	节点电价	
河南	节点电价或分区电价	
江西	节点电价	

来源：国家统计局、国金证券研究所

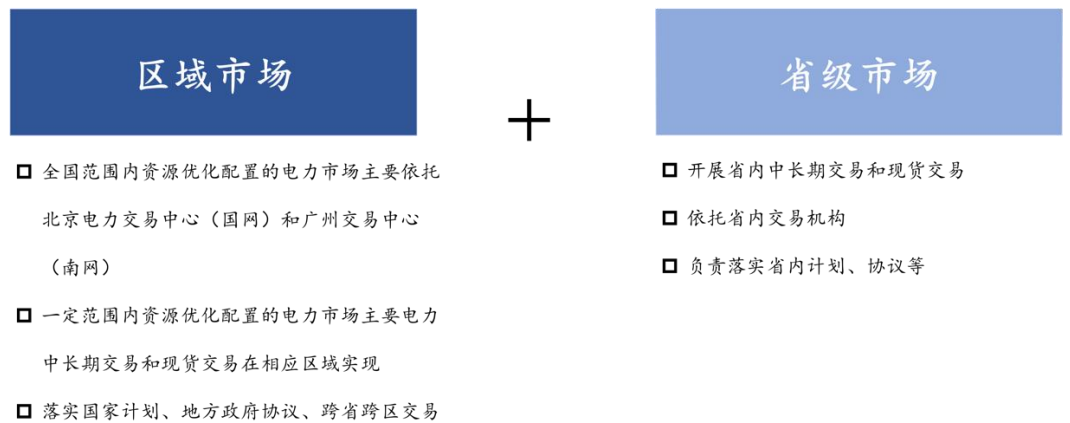
- 电网投资落后于电源投资，需求侧发挥调节作用需基础设施支持。电网建设从规划到落地周期相比电源建设更长，导致当前电网投资/电源投资比例失衡。
- 一方面，相比于源网侧调节资源而言，需求侧发挥调节作用并不能降低外送电网的建设需求，无法缓解长线外输的阻塞问题或利用率不足问题。类比欧洲跨境耦合电力系统，这要求我们进一步加大各个电压等级的省间互济能力。
- 另一方面，类比德国配电网占比高达98%（数据来源于电联新媒《德国电力市场设计的得失与启示》），增量配电网、智能电表等基础设施铺开也是需求侧发挥调节作用的前提。

图表52：电网投资近几年落后于电源投资



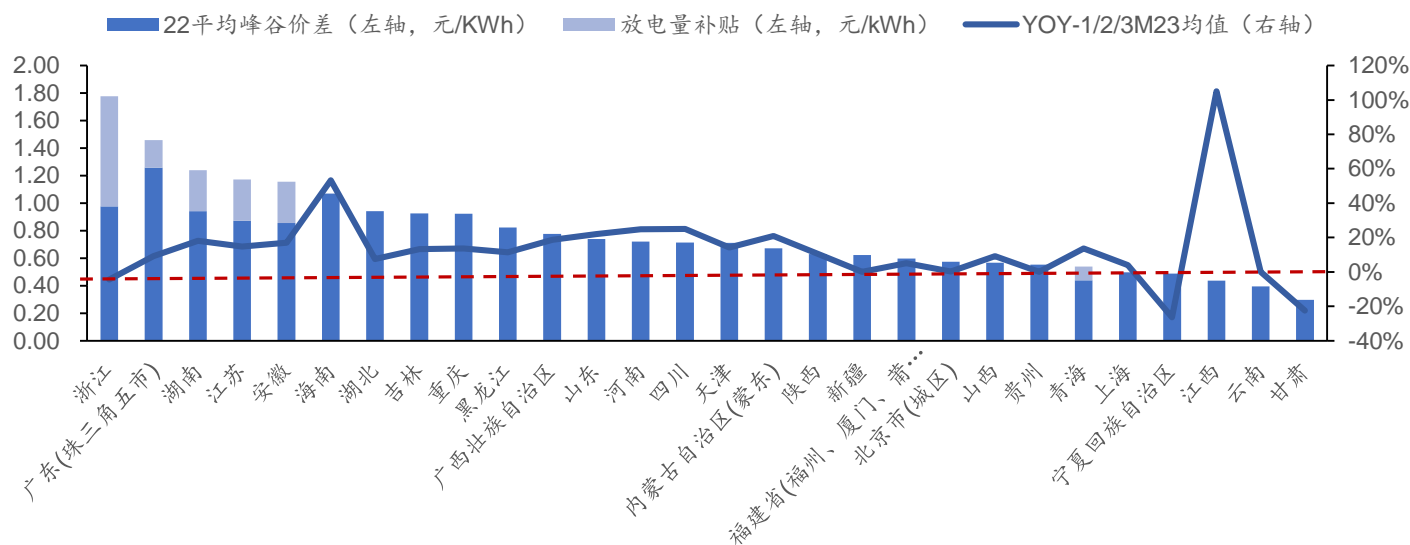
来源：Wind、国金证券研究所

图表53：我国源荷分离规划要求跨省跨区输电线路及市场建设



来源：国金证券研究所

- 综上所述，我们认为更大范围推广容量补偿更符合当下国情，增量成本作为最核心阻碍有望消除，时机已成熟。
- ✓ 短期看：燃煤成本下降腾出消化冗余成本的空间。年初以来受国内产能扩张+进口煤到岸增多，在水电出力不足、火电需求旺盛的背景下煤价依然相比去年有较明显下滑，带来燃料成本的下降，进而逐步传导至价格端（23年价格下行风险有限，主要影响反映在24年）。此时推广容量补偿，终端用户价格感知相对弱一些。
- ✓ 长期看：新能源装机占比提升，由于其零边际成本特点，长期带低平均电价，腾出消化冗余成本的空间。欧美批发市场平均电价10年前后对比普遍下降约20%，新能源这类低成本电源的大量接入，本身也带来了终端用能成本下降的福祉，对冗余成本接受度逐步提升。
- 需求侧“0到1”的投资机会仍值得关注。
- 如前所述，集中式市场建设推进。需求侧首推工商业储能。
- ✓ 峰谷价差普遍拉大反映平抑波动的调节性资源有存在必要。当前部分省份通过基于放电价补贴的形式推动工商业储能的装机，例如浙江省部分市考虑补贴后的价差高达1.8元/KWh，广东、湖南、江苏、安徽等省份考虑补贴后的价差也具有优势。此外，这些省份多为华东/华南外受电省份，从经济性角度出发，工商业储能起到平抑波动作用，将有助于减少高峰时段省间高价购电量，因此本身也具有广泛推广的动力。

图表54：华东/华南省份峰谷价差+放电量补贴总价相对较高


来源：CNESA、各地政府官网、国金证券研究所

- 从国外的实践来看，虚拟电厂技术已经发展了三代：
 - ✓ VPP1.0：以分布式电源的集中式汇聚与协调为核心，主要面向电网内部服务。
 - ✓ VPP2.0：以源荷聚集协调为核心，增加了负荷侧资源汇聚功能，除了为电网运营商服务，也参与现货市场和辅助服务市场等市场化交易。
 - ✓ VPP3.0：多元资源的聚集，只要有调节能力的负荷侧资源都可接入，探索形成新的商业模式和协作生态，甚至增加区块链、DAO 等新的技术要素。
- 虚拟电厂获政策/技术支持，制约因素有望逐项解除。
 - ✓ 主体地位有望明确。虚拟电厂作为新一级调度系统，本质上与电网调度功能有所重合。在我国统一大电网的国情之下，虚拟电厂作为单独主体在市场运行需处理好与地方电网之间的调度权问题。此次《管理办法》（征求意见稿）提出建立和完善需求侧资源与电力运行调节的衔接机制，逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡，再次确立了虚拟电厂的主体地位。
 - ✓ 现货市场铺开、价格信号有望完善。虚拟电厂可发挥的作用之一是需求侧管理。但目前我国电力现货市场仍未全面铺开，峰谷价差尚不足以刺激用户产生需求侧响应。此次《管理办法》（征求意见稿）提出推进需求侧资源参与电力市场常态化运行，也预示着电力市场改革节奏将进一步加快。
 - ✓ 功率预测/负荷预测算法、控制算法有望完善。虚拟电厂对可再生能源预测和负荷需求预测的准确性有很高的要求。由于天气条件、设备性能等因素的不确定性，提高预测准确性仍然是难点。预测技术的改进将有助于更精确地调度和优化分布式能源资源，提高虚拟电厂的运行效率。当前，行业需求逐渐刚性，由现货价格风险倒逼新能源企业为更准确的功率预测买单，将带动技术的发展（如华为云盘古气象大模型），虚拟电厂运营商同样受益。

4、投资建议

- 推荐逻辑（1）：展望容量机制推广，为传统保供电源——火电投资带来利好。从 PJM 市场经验看：容量补偿是对电能量/辅助服务市场未能覆盖成本的体现、同时反映当地保供压力。
- 建议关注火电存量规模较大，且同时在西北大基地省份（火电利用小时数先行下降、成本回收压力增大）与沿海负荷中心（保供压力较大地区）布局的龙头企业：华能国际；以及区域性火电龙头江苏国信。
- ✓ 华能国际是“火电转型绿电”龙头企业。截至 22 年底，公司中国境内火电可控发电装机容量达到 1.07 亿千瓦。随着容量机制的推广，盈利结构有望向更稳定的方向转变。同时，公司电厂具备区域布局优势，在中国境内分布在二十六个省、自治区和直辖市，其中包括沿海沿江经济发达的负荷中心、也包括西北大基地省份；电厂分布有

利于多渠道采购煤炭，稳定供给。

- ✓ 江苏国信是江苏省地方火电龙头企业。截至 22 年底，公司控股火电装机容量 1443.7 万千瓦。煤机分布在江苏、山西两省，接近沿海负荷中心和动力煤主产地，资产质量较高。
- 推荐逻辑 (2)：展望调节补偿市场化，为源网侧调节资源建设带来利好。
- 建议关注新增火电+火电灵活性改造设备标的：青达环保。
- ✓ 公司是火电灵活性改造脱硝设备的龙头企业，同时拓展蓄热设备业务（热电厂在改造过程中涉及热电解耦，需配套储热方案）。公司传统业务产品包括除渣设备、低温烟气余热深度回收系统，用于火电煤耗降低及达标排放。随着火电投资迎来新的高峰，传统业务增速再次扩大；同时，预期灵活性改造行业需求仍将扩大，对应公司灵活性改造业绩持续释放。
- 建议关注抽水蓄能运营标的：南网储能。
- ✓ 进入运营期后抽水蓄能电站具有类水电的商业模式，在长周期内获取稳定的现金流回报。此轮核价落地，自 633 号文后首次明确了 IRR 6.5%托底收益的保障。在完成重大资产置换及发行股份购买资产后，南网旗下文山电力公司置出了原购售电、电力设计及配售电主业的相关资产，并置入了抽水蓄能和新型储能运营的新业务，并正式更名为“南网储能”。重组后公司成为市场上储能运营最纯标的之一。根据公司计划，将在“十四五”期间新增投产抽蓄 600 万千瓦（约占“十四五”总规划量 20%）、电网侧独储 200 万千瓦（约占“十四五”预测总装机量 30%）。
- 建议关注抽水蓄能设备标的：浙富控股。
- ✓ 抽水蓄能电站建设涉及的中游设备与水电站相同，包含水轮机、发电机、水泵、主变压器、压缩空气系统等环节。浙富水电具有 50 余年水电研发与制造经验，是中国最大的民营水电设备制造商及水电开发一体化服务供应商，也是中国三大水电设备制造企业之一。抽蓄设备招标时点一般为开工后 3~4 年，21 年 633 号文发布刺激抽蓄建设加速，我们预计公司水电设备订单有望迎来高增。
- 建议关注电化学储能温控设备标的：申菱环境。
- ✓ 公司是国内专用空调龙头企业，历史证明公司对时代风口的判断敏锐，当前定增加码储能温控高景气赛道，定增扩产方案于 1M23 获批，产能预计 24/25 年释放。公司具有较强的新场景定制能力及能耗控制能力，有望在长期竞争中脱颖而出。
- 推荐逻辑 (3)：展望需求侧管理“0 到 1”过程，为需求侧资源开发带来利好。
- 建议关注综合能源运营、工商业储能运营标的：南网能源。
- ✓ 公司深耕节能服务，构建了覆盖节能设计、改造、服务等环节的综合节能服务体系；近年来开拓新能源及建筑节能业务，成为综合能源运营（含工商业储能运营）龙头。电力需求侧管理获政策支持后，公司节约用电、负荷侧用电管理、工商业储能运营等方向均受益。
- 建议关注配电网设备、工商业储能运营标的：苏文电能。
- ✓ 公司拓展 EPC+O（运营）+S（软件），布局变电站、光伏/风电、储能、充电桩、数字能源、电网 6 类业务板块，持续建设一站式电能服务商。增量配电网成本可疏导+电力需求侧管理获政策支持，利好公司主业发展。

图表55：建议关注公司EPS及PE情况（更新至2023/7/10收盘价）

	EPS (元/股)				市盈率 PE			
	22A	23E	24E	25E	22A	23E	24E	25E
华能国际	-0.47	0.60	1.02	1.25	N.A.	16.07	9.39	7.68
江苏国信	-0.09	0.61	0.81	1.01	N.A.	12.39	9.37	7.50
青达环保	0.69	0.94	1.39	1.91	32.38	23.65	16.05	11.70
南网储能	0.03	0.54	0.60	0.75	381.33	21.11	19.17	15.21
浙富控股	0.43	0.35	0.38	0.44	9.88	12.30	11.06	9.72
申菱环境	0.67	1.13	1.62	2.06	52.31	30.93	21.63	17.04
南网能源	0.13	0.22	0.33	0.45	53.77	31.50	20.93	15.63
苏文电能	2.34	2.29	3.05	3.97	24.42	24.98	18.76	14.40

来源：Wind、国金证券研究所 注：除华能国际、青达环保、申菱环境外，其余公司数据均采用wind一致预期

5、风险提示

- 电力市场化推进节奏不及预期风险。电力市场化是发现电力商品供需矛盾、发现各类保供电源和调节资源价值的关键制度演变，电力市场是投资运营成本疏导和合理收益获得的来源。若国内电力市场化政策释放不及预期，或将影响相关保供/调节资源投资发展的积极性。
- 电力市场化推进带来的市场交易难度增大、量价风险增大。无论是分散式还是集中式的市场组织模式，相比于政府定价模式，均对市场参与主体的交易策略提出更高要求，且价格波动性增大。若相关保供/调节资源不具备成熟的交易策略和经验或将对经营业绩产生不利影响。
- 保供电源、调节资源需求不及预期风险。源网荷侧调节资源均对整个电力系统提供消纳能力，调节资源的需求一方面来源于发电侧新能源装机带来的出力高波动性，另一方面来源于负荷侧三产及城乡居民用电占比提升、用电设备多样化带来的用电波动性升高。若电力需求不及预期，则新能源装机可能不达预期，由此对系统整体调节资源的需求也将不达预期；同时，对火电等尖峰保供电源的需求也将不达预期。

行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；
增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；
中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；
减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级（含C3级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-60753903	电话：010-85950438	电话：0755-83831378
传真：021-61038200	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	传真：0755-83830558
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮编：100005	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	地址：北京市东城区建内大街26号	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路1088号	新闻大厦8层南侧	地址：深圳市福田区金田路2028号皇岗商务中心
紫竹国际大厦7楼		18楼1806