

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

源网荷储看消纳，破局依靠市场化（一）

投资建议

- 展望消纳成本疏导机制完善，结合政策落地顺序及预期空间，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。（完整推荐见文内）
- 展望价差刺激下需求侧资源建设加速，推荐综合能源及工商业储能运营商南网能源、苏文电能。

行业观点

- 利用率&现货价格看，消纳压力显现。(1)利用率视角看：利用率偏低区域主要集中在西北5省。在“源荷分离”规划下，西北新能源装机高增而本地电量富余，在外送通道约束下消纳问题突出。(2)电价视角看：受限于不可调节性（光伏折价原因）和不可预测性（风电折价原因），现行现货省份新能源普遍折价，华能超半数省份内布局的风/光项目平均上网电价下滑10%以上。
- 保消纳核心矛盾：增量系统成本的疏导。(1)长期看：伴随新能源成本下降，对其盈利保护逐步解除，放松利用率目标是大趋势。(2)短期看：保消纳仍是当前政策方向，对应系统成本将增加（调节资源建设运行成本+增量输/配电网成本）。本次第三轮电改一方面理顺电网收益正算机制；另一方面正视调节资源容量补偿的存在地位。
- 源侧消纳：消纳目标倒逼调节性资源建设，预期成本疏导机制落地顺序：抽水蓄能>火电灵活性改造>源侧储能。
- ✓ 火电灵活性改造：政策落地值得期待，或将按调节能力给予火电差异化容量补偿。至25年末，扣减大基地新增火电自带调节能力，仅消纳问题集中的西北地区改造需求达1.9亿千瓦，接近“十四五”总规划的2亿千瓦，对应总投资预计达133.7~307.2亿元。
- ✓ 抽水蓄能：633号文为收益率托底，核价落地、成本已疏导。当前各地拟建项目数量相比前期征求意见稿有所扩大；凭借调节性能优势，未来即使进入市场化交易也无需过度担忧。
- ✓ 源侧储能（大储）：仍需强配政策驱动装机，经济性依赖成本端下降。1Q23新型储能投运量同比+1178%，强配政策下源网侧仍为装机主力，中性假设下23年两侧有望合计新增24GWh。当组件降价带来光伏系统成本降至3.8元/W，储能成本降至1400元/KWh，可维持集中式电站首年1500利用小时水平下全投资IRR 5.6%。
- 网侧消纳：“源荷分离”规划决定“大电网”投资需求增加，电改促进输电成本疏导。“十四五”以800万千瓦线路单条投资200亿元测算，预计老线提效+新增线路+前期阶段线路投资共计5000亿元以上。以单线输电450亿千瓦时/年测算，每少投1条特高压影响12~15GW新能源装机。刚性需求下输电成本增加。
- 荷侧消纳：不同于源网侧，价格信号刺激需求侧资源建设。加州“鸭子曲线”转为“峡谷曲线”，启示新能源电量存量替代后，现货市场峰谷价差或将进一步拉大。基于市场价格信号，需求侧资源大有可为，近期政策端发力，明确推进需求侧资源参与电力市场常态化运行获利。
- ✓ 工商业储能：浙江、广东、湖南、江苏、安徽等地投资已颇具吸引力。工商业储能利用率远高于源网侧，具备两充两放条件、峰谷价差+补贴电价具备优势的省份，跑马圈地有望加速。叠加储能降本，以浙江为例乐观假设下回本周期最短可缩至4.5年。
- ✓ 虚拟电厂：需求侧资源整合环节，关注制约因素的逐项解除。主体地位明确、价格信号完善、软件技术优化将是虚拟电厂落地的重要前提，当前《电力需求侧/负荷侧管理办法》（征求意见稿）发布，助推行业发展。

风险提示

- 调节资源需求不及预期风险；政策制定及落地不及预期风险；调节资源区域性过剩，市场化补偿低于预期风险等。

内容目录

1、消纳压力已现，正视系统成本增加.....	4
1.1 利用率&现货价格看，消纳压力显现.....	4
1.2 保消纳核心矛盾：增量系统成本的疏导.....	8
2、源侧消纳：消纳目标倒逼调节性资源建设.....	10
2.1 灵活性改造：需求确定性高，盼容量补偿落地.....	10
2.2 抽水蓄能：核价落地，已处最优发展阶段.....	12
2.3 大储：强配政策驱动，依赖成本端下降.....	15
3、网侧消纳：外送需求拉动大电网投资.....	17
4、荷侧消纳：价格信号刺激需求侧资源建设.....	19
4.1 工商业储能：部分省份投资已颇具吸引力.....	21
4.2 虚拟电厂：需求侧资源整合环节，制约因素有望逐项解除.....	24
5、投资建议.....	26
6、风险提示.....	27

图表目录

图表 1：近三年风电利用率相对较低省份逐月利用率情况.....	4
图表 2：近三年光伏利用率相对较低省份逐月利用率情况.....	5
图表 3：22 年各省风电、光伏累计装机占比情况.....	5
图表 4：22 年各省风电、光伏新增装机占比情况.....	6
图表 5：22 年各省外送电/外受电情况（亿千瓦时，左轴）及同比情况（右轴）.....	6
图表 6：2022 年各现货省份分电源结算价格相比基准电价折/溢价情况.....	7
图表 7：华能国际分省风电上网电价（元/MWh，左轴）、及同比情况（右轴）.....	7
图表 8：华能国际分省光伏上网电价（元/MWh，左轴）、及同比情况（右轴）.....	8
图表 9：灵活性改造/抽蓄/电化学储能 LCOE 介于 0.1~1.2 元/KWh.....	8
图表 10：灵活性调节资源普遍依赖容量/电量两类补偿.....	9
图表 11：西北地区大基地省份火电利用小时数较高、电量占比靠前.....	10
图表 12：至 25 年末西北地区灵活性改造合计改造需求 2.7 亿千瓦（万千瓦）.....	11
图表 13：考虑新机组自带调节能力，至 25 年末西北地区灵活性改造合计改造需求 1.9 亿千瓦（万千瓦）... ..	11
图表 14：2 亿千瓦改造规模对应 204 亿元改造市场空间.....	11
图表 15：火电容量补偿若落地，将成为灵活性改造强刺激要素.....	11
图表 16：火电容量补偿若落地，大概率将按调节能力差异化补偿.....	12
图表 17：抽水蓄能发挥作用与火电灵活性改造有别.....	12

图表 18:	2020~2030 年各年度预计装机容量 (左轴) 及增速 (右轴)	13
图表 19:	“十四五”应开工项目中近一半已有进展	13
图表 20:	各省市新增拟建项目数量	13
图表 21:	各省市征求意见稿口径项目布局与最新项目布局	14
图表 22:	政策端看抽蓄处于最优发展阶段	15
图表 23:	源网侧为电化学储能装机主力, 23 年合计有望新增 24GWh	16
图表 24:	在运电化学储能运营主体分类 (内圈为累计投运、外圈为 22 年新增投运)	16
图表 25:	22 年三侧储能装机分布情况	16
图表 26:	集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、利用小时数的敏感性分析	16
图表 27:	集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能作为纯成本项)	17
图表 28:	集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能获取电能量补偿)	17
图表 29:	1Q23 共投运新型储能 6GWh	17
图表 30:	1Q23 共招采新型储能 23.8GWh	17
图表 31:	推动存量通道满送合计将提升 4200 万千瓦输电能力	18
图表 32:	“十四五”期间建成及开工“三交十三直”	18
图表 33:	2023~2025 年新能源新增电量对应特高压需求至少“十四直”	19
图表 34:	新能源装机量对风、光利用率和火电灵活性改造的敏感性测算	19
图表 35:	加州“鸭子曲线”转为“峡谷曲线”, 峰谷价差进一步拉大	19
图表 36:	7 省 20~22 年新能源合计增量贡献率超 100%, 表明新能源已做存量替代	20
图表 37:	广东、江苏、山东等沿海省份响应需求较大 (全年峰值负荷见左轴, 同比增速见右轴)	20
图表 38:	未来高峰谷价差刺激需求侧资源参与调整和响应	21
图表 39:	工商业储能峰谷套利模式	21
图表 40:	能源服务企业介入下的工商业储能运营模式	21
图表 41:	用户侧储能利用率较高	22
图表 42:	高峰谷价差区域两充两放经济性优势突出	22
图表 43:	工商业储能装机预测	22
图表 44:	华东/华南省份峰谷价差+发电量补贴总价相对较高	23
图表 45:	二产占比高, 决定蒙西日内负荷波动较小	23
图表 46:	三产占比高, 决定北京日内负荷波动较大	23
图表 47:	浙江省分时电价设置两个高峰期, 同时设有尖峰电价	23
图表 48:	1Q23 储能系统中标均价下探至 1500 元/KWh 以下 (功率/能量规模见左轴, 中标价见右轴)	24
图表 49:	储能降本+高峰谷价差地区 IRR 具备优势	24
图表 50:	虚拟电厂整合发电资源与负荷的示意图	25
图表 51:	虚拟电厂发展的三个阶段	26
图表 52:	建议关注公司归母净利润及 EPS 情况	27

1、消纳压力已现，正视系统成本增加

1.1 利用率&现货价格看，消纳压力显现

- 从新能源利用率视角看：西北外送电省份消纳压力突出。国家电网曾于22年1月发布《新能源消纳运行评估及预警技术规范》，设置了新能源消纳监测预警红/黄/绿色区域，进入红色预警的地区或面临暂停风光电接入的风险，而主要判断指标即为新能源利用率。从21~3M23各省逐月利用率数据来看：
- ✓ 区位上：利用率偏低区域主要集中在西北地区（内蒙古、甘肃、宁夏、青海、新疆等省份）。目前，西北地区第一批大型风光基地装机总容量97GW已全部开工建设，其中约50%电量外送消纳。预计通过提升已建输电通道利用效率共计可提升跨区域输电能力4200万千瓦，基本满足了第一批大基地的外送需求；第二批项目（规划“十四五”投产200GW）正在陆续开工，风光项目建设周期一般为6~12个月，原则上2023年并网，其中约75%电量外送消纳；第三批项目审查抓紧推进。随着第二/三批风光项目投运，消纳问题将进一步突出。
- ✓ 时间上：Q2为弃电高峰期。消纳问题最核心影响因素仍是终端用电需求，在迎峰度冬、迎峰度夏两个时间节点上用电需求旺盛可平抑短时供>求的矛盾；此外，2022来水偏丰，同为“看天吃饭”的可再生能源类型、具有长期不可预测性，水电超发在一定程度上也影响到了风光消纳。

图表1：近三年风电利用率相对较低省份逐月利用率情况

	2021年	2022年												2023年			
	21全年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	22全年	1M23	2M23	3M23
蒙东	98%	99%	97%	96%	86%	88%	86%	93%	95%	88%	91%	91%	91%	90%	89%	94%	90%
青海	89%	96%	90%	96%	96%	93%	89%	89%	97%	91%	93%	90%	92%	93%	95%	97%	95%
蒙西	91%	94%	87%	87%	86%	86%	95%	98%	99%	98%	97%	96%	97%	93%	85%	96%	91%
甘肃	96%	99%	93%	94%	92%	82%	93%	94%	96%	96%	97%	98%	100%	94%	97%	97%	95%
吉林	97%	98%	96%	90%	89%	94%	96%	100%	100%	99%	98%	95%	97%	95%	97%	97%	95%
新疆	93%	99%	95%	93%	92%	93%	95%	97%	96%	98%	97%	98%	99%	95%	99%	99%	99%
河北	95%	98%	96%	96%	93%	95%	98%	99%	99%	98%	97%	92%	94%	96%	91%	97%	92%
陕西	98%	94%	96%	92%	94%	96%	96%	96%	97%	99%	98%	96%	96%	96%	97%	99%	98%
全国	97%	98%	97%	96%	95%	95%	97%	98%	99%	98%	98%	97%	98%	97%	96%	99%	97%
湖南	99%	100%	100%	100%	96%	87%	90%	98%	100%	100%	100%	99%	99%	97%	100%	100%	100%
山东	99%	98%	90%	98%	97%	97%	100%	99%	100%	100%	98%	99%	100%	98%	97%	99%	98%
黑龙江	98%	100%	99%	92%	92%	99%	100%	100%	100%	98%	99%	100%	100%	98%	100%	100%	98%
河南	98%	97%	97%	95%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	98%	98%	97%	98%	94%	99%	96%
山西	98%	96%	95%	97%	98%	98%	100%	100%	100%	99%	100%	99%	99%	98%	96%	99%	99%
辽宁	98%	100%	98%	98%	96%	100%	99%	100%	100%	99%	99%	99%	98%	99%	98%	99%	98%
宁夏	98%	97%	98%	96%	99%	100%	99%	99%	100%	100%	98%	98%	98%	99%	96%	98%	98%

来源：全国新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所

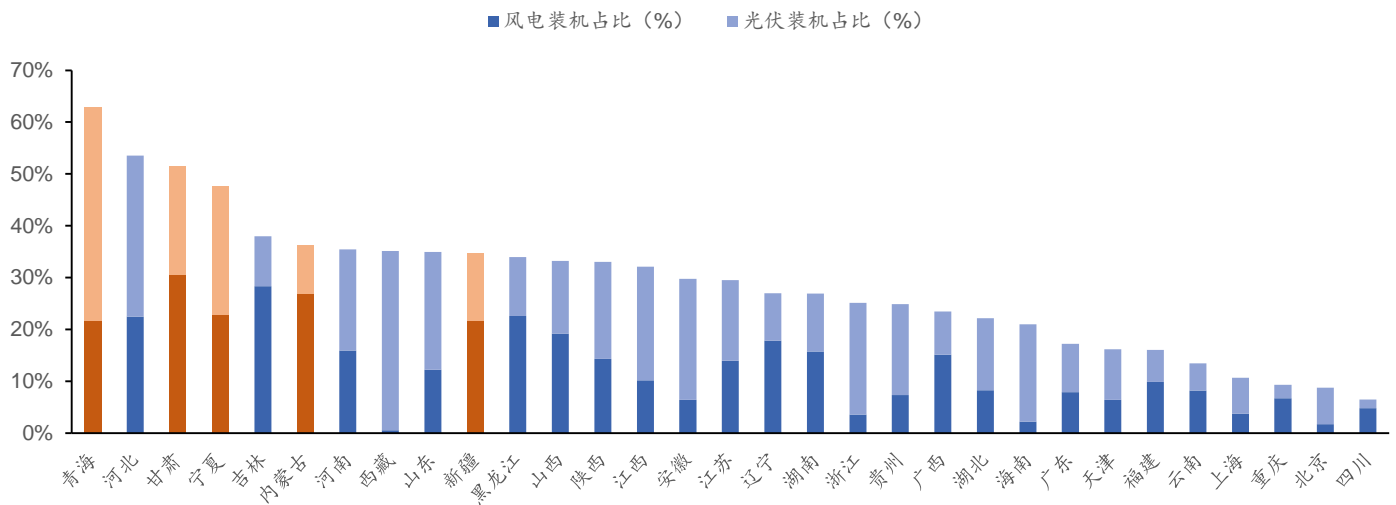
图表2: 近三年光伏利用率相对较低省份逐月利用率情况

	2021年	2022年														2023年		
	21全年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	22全年	1M23	2M23	3M23	
西藏	80%	74%	78%	76%	78%	86%	88%	87%	89%	69%	76%	81%	78%	80%	72%	73%	73%	
青海	86%	96%	91%	90%	90%	84%	85%	87%	95%	93%	95%	94%	96%	91%	97%	98%	95%	
新疆	98%	99%	98%	98%	96%	99%	99%	99%	98%	94%	88%	97%	100%	97%	99%	99%	98%	
蒙西	97%	97%	90%	97%	98%	98%	98%	99%	100%	98%	98%	98%	98%	97%	84%	98%	95%	
宁夏	98%	98%	98%	94%	98%	99%	99%	99%	99%	94%	96%	97%	98%	97%	91%	98%	98%	
陕西	98%	98%	98%	96%	97%	98%	98%	99%	99%	98%	98%	97%	97%	98%	97%	98%	97%	
河北	98%	98%	94%	96%	97%	98%	99%	100%	100%	99%	99%	97%	98%	98%	91%	98%	96%	
吉林	99%	100%	100%	95%	95%	98%	99%	100%	100%	99%	100%	96%	98%	98%	98%	98%	97%	
甘肃	99%	99%	99%	97%	97%	96%	98%	99%	99%	98%	99%	99%	100%	98%	99%	99%	97%	
全国	98%	98%	96%	97%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	98%	98%	99%	98%	97%	99%	98%	

来源: 全国新能源消纳监测预警中心、国金证券研究所

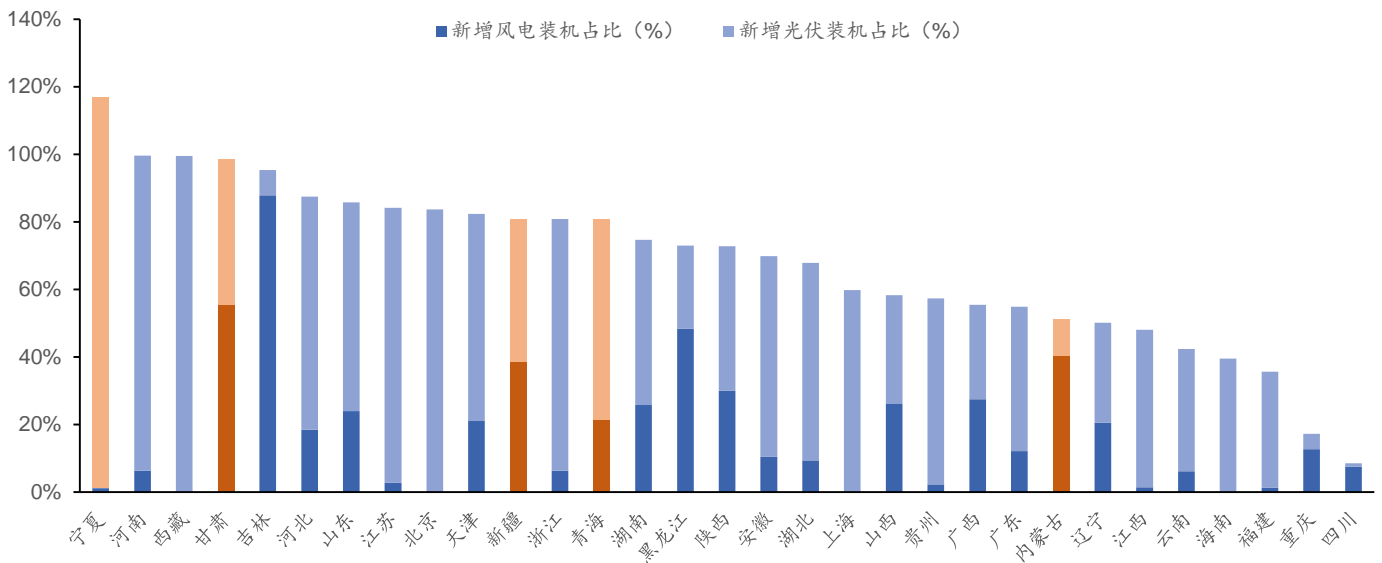
- 西北消纳问题突出主因: 新能源装机高增、本地电量富余。
- ✓ “源荷分离”规划下, 西北新能源装机高增。目前青海、甘肃、宁夏、内蒙、新疆风光装机占电源总装机比例已超过 35%, 且随着大基地建设推进, 未来仍将成为风光装机快速渗透的主战场。我们预计至 2025 年全国风光装机合计达 1363GW (2022 年为 758GW), 其中上述西北五个地区风光装机达 552GW, 占比 40.5%。

图表3: 22年各省风电、光伏累计装机占比情况



来源: 中电联、国金证券研究所

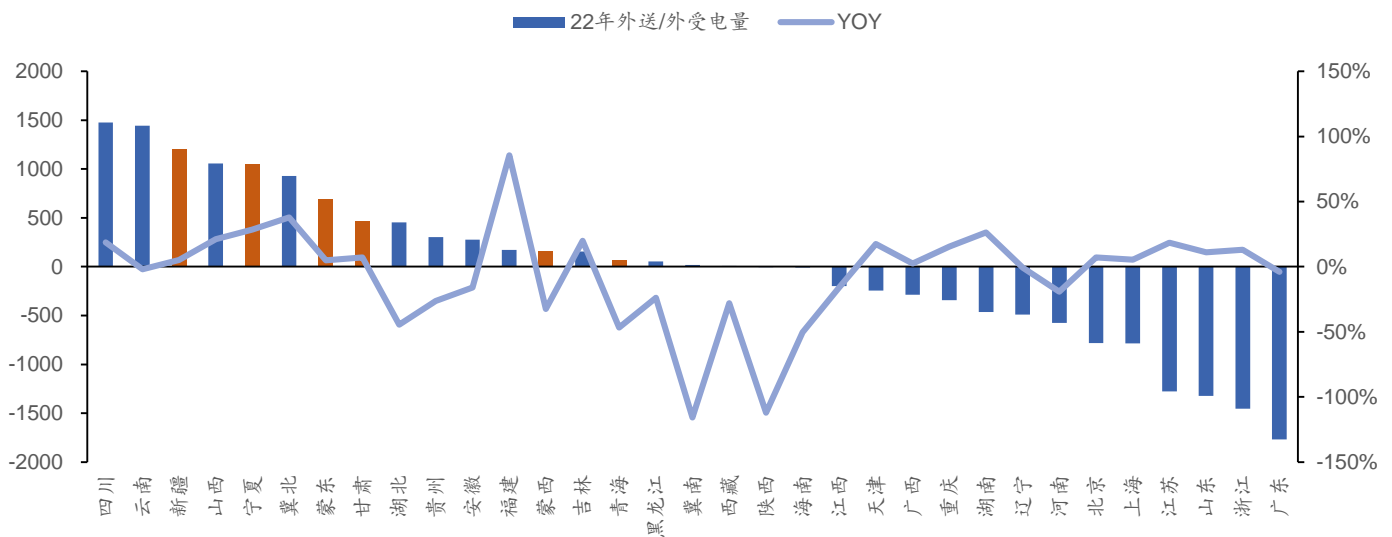
图表4: 22年各省风电、光伏新增装机占比情况



来源: 中电联、国金证券研究所

- ✓ 全年电量维度看, 外送电省份消纳压力更大。消纳问题可进一步细分为全年尺度上的电量消纳和满足实时平衡的电力消纳。从全年电量维度上看, 外受电省份本地供给总体不足, 因此消纳压力相对较弱; 相反外送电省份本地供给富余, 受限于外送通道, 则更有可能出现消纳问题。当前我国外送电前二大省仍为四川、云南这两个水电省份, 由于两地新能源新增装机规模相对靠后且受益于水电优质的调峰性能, 消纳压力不及保供压力之大。而往后看, 主要外送电省份就集中在西北地区, 消纳压力高低外送通道建设情况紧密关联。

图表5: 22年各省外送电/外受电情况 (亿千瓦时, 左轴) 及同比情况 (右轴)



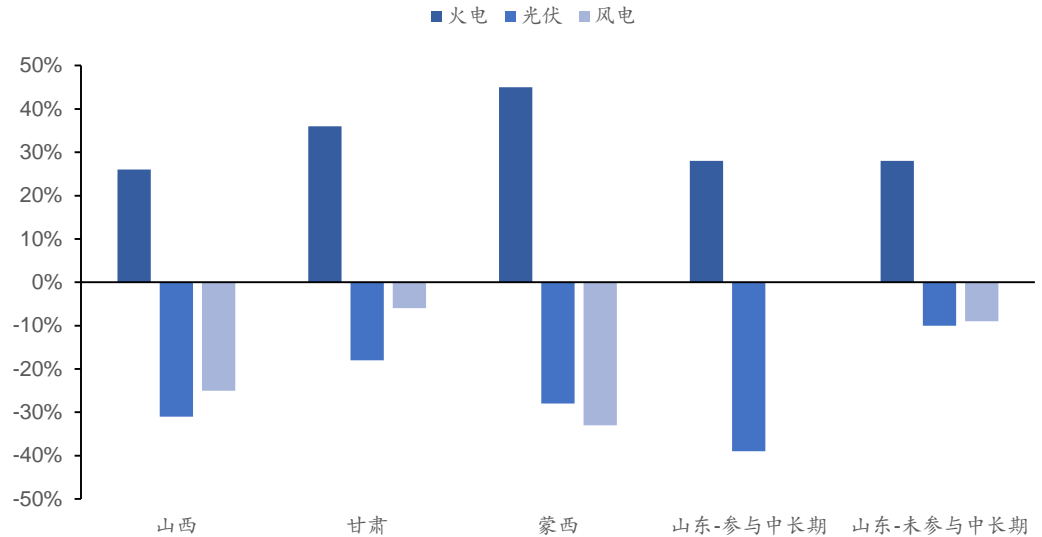
来源: 中电联、国金证券研究所

- 从电价视角看: 现行现货省份新能源普遍折价。新能源利用率定义为“1-弃电量/理论发电量”, 提高利用率需要减少弃电量, 在物理层面可行的前提下, 价格机制同样能帮助新能源消纳, 即在现货市场报零价或负电价以实现优先上网。从目前已运行的山西、甘肃、蒙西、山东现货市场反馈来看——风/光在四个市场平均折价近 20%, 侧面反映出消纳问题的真实存在。
- ✓ 新能源作为价格接受者参与现货市场, 受损于不可调节性和不可预测性。由于新能源在现货市场中目前主要有报量报价和报量不报价两种方式, 其中报量不报价更有利于新能源电量优先出清。在日前市场中发布短期出力预测曲线后, 即为价格接受者: (1) 对光伏而言, 在午间同一时段集体出力则容易发生价格踩踏; 相反火电这类可调电源可根据新能源预测曲线自主决定出力, 占据去除新能源出力后的剩余市场并开展报价。

(2) 对风电而言，功率预测出现偏差几率更高，出力与报量不符带来价格风险。

- ✓ 山东光伏/风电在有/无签订中长期合同情景下折价分化。当新能源出力不足，火电顶峰出力往往拉高现货市场价格，此时新能源企业履约需在市场中高价购电；反之，新能源出力高于合同量，此时现货市场供过于求，新能源需低价卖出多余电量。由履约要求带来的“高买低卖”现象加剧了新能源折价。而风/光折价情况分化反映出高比例光伏装机大幅增加了履约难度；而风电出力虽然不可预测性高于光伏，但总体仍然稳定且未出现装机占比过高现象，在按照差价结算的模式下中长协实现了对冲现货价格风险的作用。

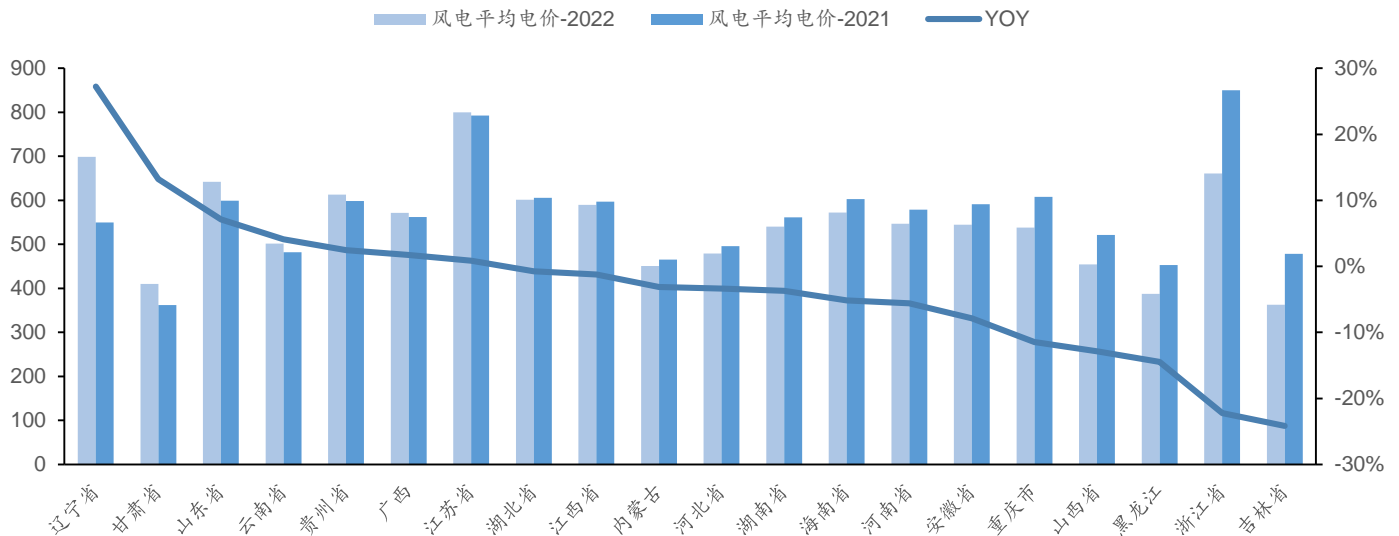
图表6: 2022年各现货省份分电源结算价格相比基准电价折/溢价情况



来源：北极星电力网，国金证券研究所

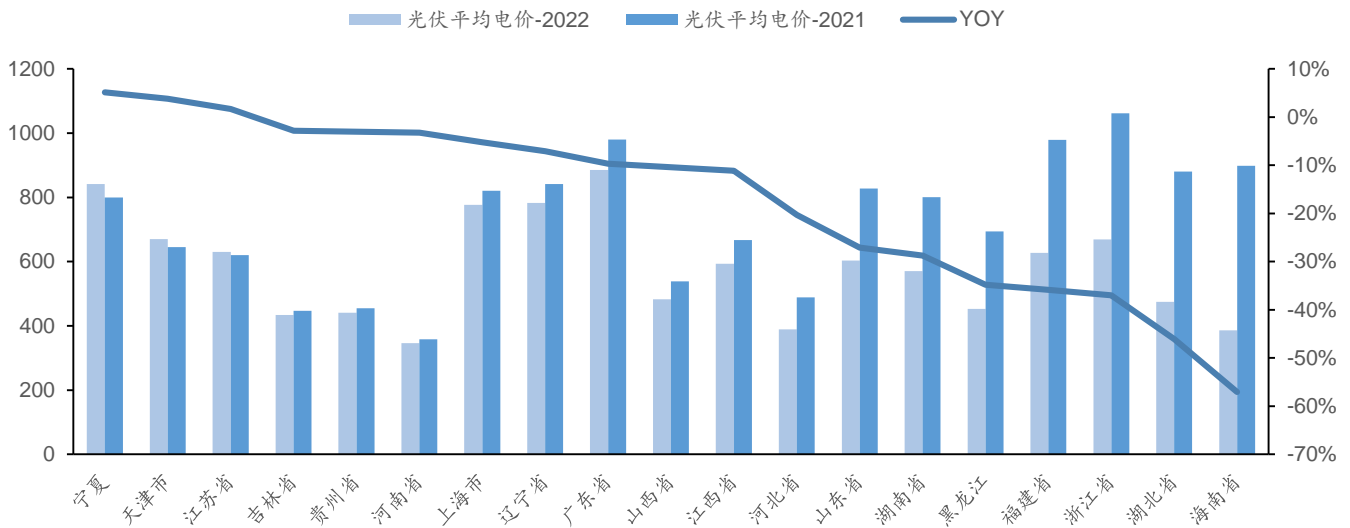
- 伴随新能源盈利受损，发电企业自发配置调节资源意愿度将提升。从火电转型绿电企业华能国际 22 年新能源平均上网电价情况可见超半数省份内布局的风/光项目平均上网电价出现明显下滑。我们认为，在大部分灵活性调节资源的盈利模式尚未清晰的背景下，发电企业出于保障自身新能源盈利的考量，或将更愿意以成本支出的形式配置储能。

图表7: 华能国际分省风电上网电价 (元/MWh, 左轴)、及同比情况 (右轴)



来源：华能国际公司公告、国金证券研究所

图表8：华能国际分省光伏上网电价（元/MWh，左轴）、及同比情况（右轴）

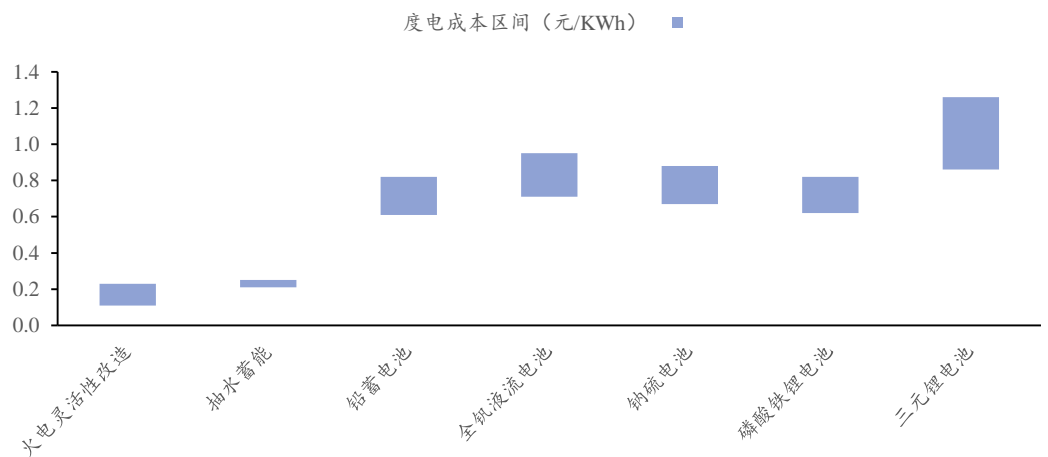


来源：华能国际公司公告、国金证券研究所

1.2 保消纳核心矛盾：增量系统成本的疏导

- 长期看：逐步放松利用率目标是大趋势。新能源发展经历了过去的全电量保障收购，到“1439号文”后电网可保障收购电量减少，以及再往后看全电量进市场、部分电量要求参与现货市场的过程，随着新能源成本下降对其盈利能力的保护将逐步解除。基于经济性测算，部分时段集中发出的富余电量、功率预测偏差带来的富余电量可能优先被弃置。装机资源富集地区的利用率会逐步下降。
- 短期看：保消纳仍是当前政策方向，对应系统成本增加。从近期接连出台的第三轮输配电价改革政策、抽蓄容量电价核价政策、电力需求侧和电力负荷管理办法看均是积极向着“保消纳”目标努力，具体来看由此带来的调节资源/电网成本增加：
- ✓ 调节资源改造/建设带来固定投资，为系统带来增量成本。从度电成本角度看，经济性排序分别为火电灵活性改造/抽水蓄能/以电化学为代表的新型储能。火改与抽蓄更大的调节容量为其分摊了固定投资；而上游能源金属资源价格的波动性，较大程度影响了电化学储能成本。但同时，我们还需注意到由火改带来的电能量收益折损同样应当得到补偿，视为系统增量成本的一部分。

图表9：灵活性改造/抽蓄/电化学储能 LCOE 介于 0.1~1.2 元/KWh

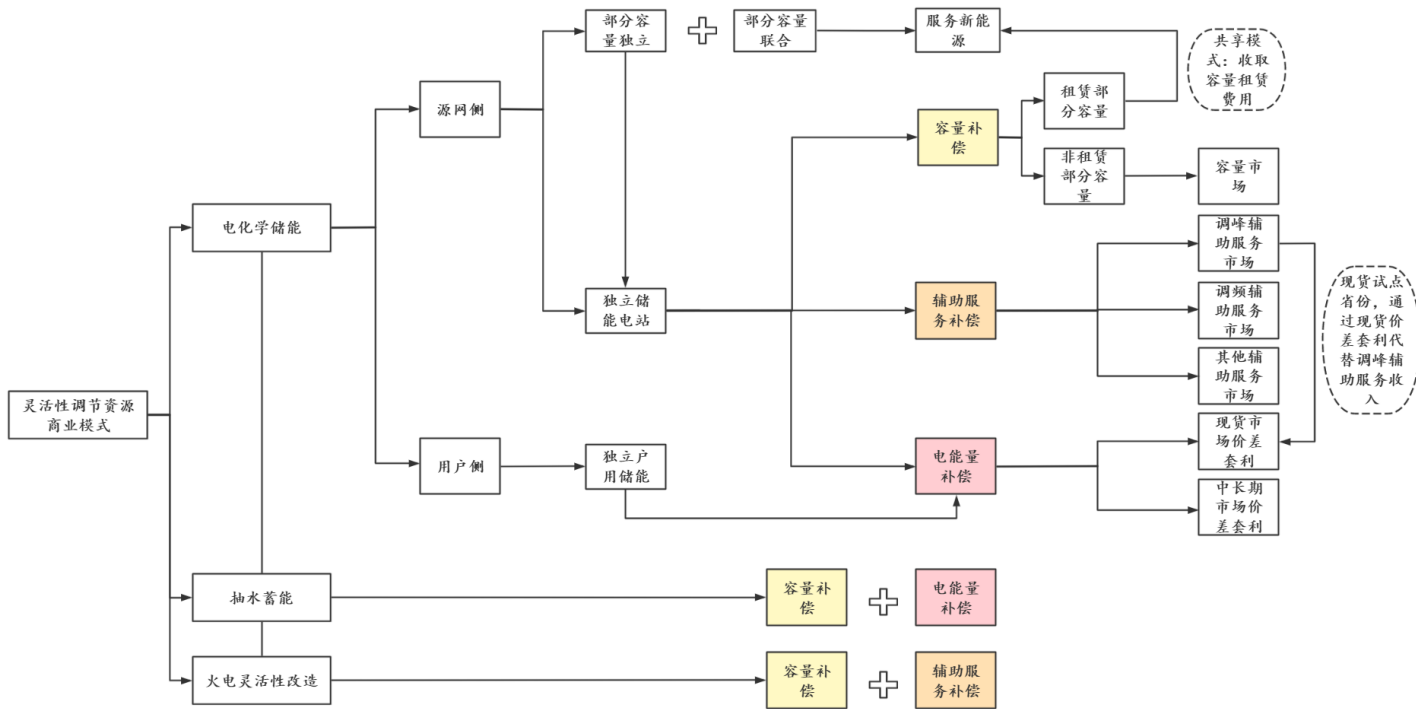


来源：《储能的度电成本和里程成本分析》、国金证券研究所

- ✓ 高比例新能源使电网输、配两端成本提升，为系统带来增量成本。同等电量需求下，新能源相比火电更低的能量密度决定了接入线路量相比过去有所增加，提升了输电网成本；分布式能源发展、适应现货市场高频响应的智能配电网设备增多同样提升了配电网成本。

- 调节资源成本疏导路径明确，难点在于疏导机制落地。成本疏导主要依靠（调峰）容量、（调峰）电量、（调频等）辅助服务三类补偿，但过去各类资源调节能力及实际调节效果不清晰，加之增加终端用户用电成本有困难，除抽蓄外其余路线在大部分省份疏导机制仍缺失。
- ✓ 电化学储能：随着独立储能市场独立地位的确立，源网侧储能在新能源电厂自建的传统模式之外，出现了部分联合、部分独立的模式（VS 共享储能：仍为电厂自建，对过剩容量参考独立储能模式运营），以及完全独立模式；用户侧均为完全独立模式。独立储能由于获利途径的多样性，是电化学储能在降本以外具备经济性的重要发展方向。以独立储能视角来看：无论是作为共享储能向租赁方收取容量租赁费用，还是根据市场规则获取容量补偿（两者重叠的容量部分只可选其一获益），均是容量价值的变现；无论是根据市场规则获取调峰辅助服务费用，还是于现货试点省份参与市场套利（两者只可选其一获益，现货价差通常更高），均是电量价值的变现。源网侧储能受电网调度可额外获取调频收益，反映的是调频辅助服务价值。目前疏导机制尚未落地。
- ✓ 抽水蓄能：新两部制电价——容量电价+电量电价分别反映抽蓄容量、电量两类主要的应用价值（抽蓄通常不用于参与调频辅助服务）。目前疏导机制已落地。
- ✓ 火电灵活性改造：容量补偿+辅助服务补偿（含调峰、调频在内）。目前疏导机制尚未落地。

图表10：灵活性调节资源普遍依赖容量/电量两类补偿



来源：国金证券研究所

- 本次第三轮电改为成本疏导带来两大利好：（1）理顺电网“成本+合理收益”机制；（2）正视容量电价存在地位。
- ✓ 其一，本轮最大调整在于理顺电网企业收入模式，对于市场电量正式采用“准许成本+合理收益”的形式。与前两轮降输配电价不同，当前在新能源接入增多、输电侧接线成本上升的形势下输配电价将随之上涨，且当前模式下未来输配电价仍留有上涨空间。
- ✓ 其二，单列容量电价，使调节成本直观可视，后续为调节能力付费增多。从容量补偿优先级看，火电转型为调节机组对收益率的负面影响最大，最有可能依可调节能力给予相应补偿。
- ✓ 其三，无关项从输配电价剥离。主要涉及（1）809号文中提到的每月由全体工商业用户共同分摊或分享的新增损益；（2）抽蓄容量电价。
- ✓ 其四，输配电价分配更加合理。主要体现为（1）网损需用户购买分摊；（2）取消以用户类型作为区分（非居民用户间交叉补贴减少）。

2、源侧消纳：消纳目标倒逼调节性资源建设

2.1 灵活性改造：需求确定性高，盼容量补偿落地

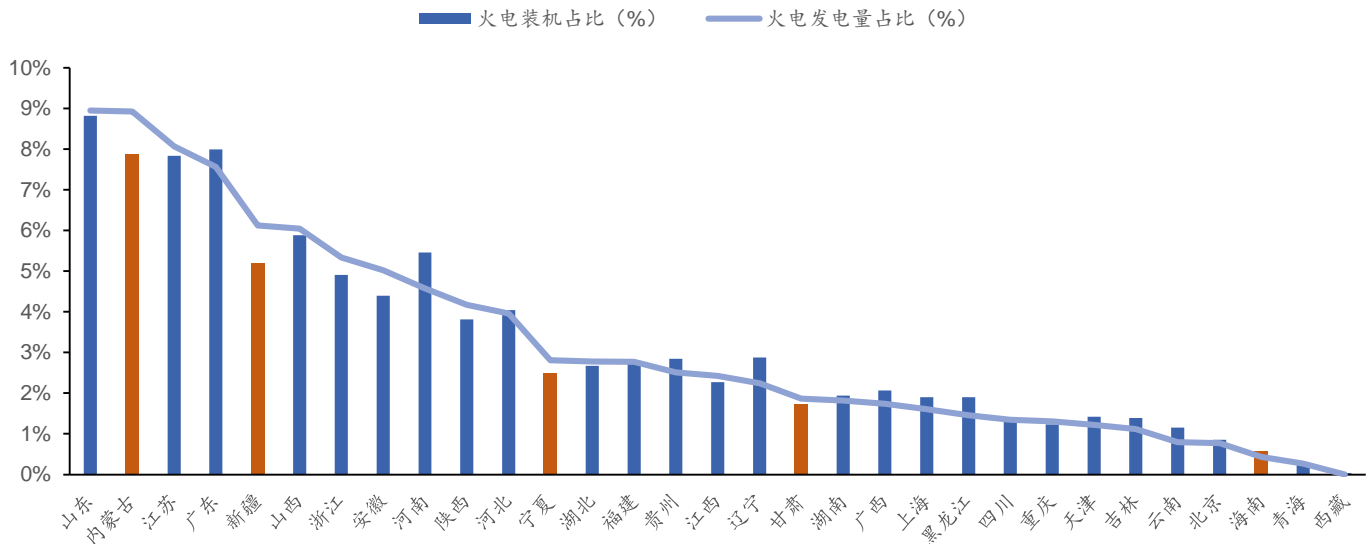
- 解决消纳问题依赖终端用电需求扩大、外送能力扩大、灵活性调节能力扩大。西北省份是承载国家能源战略的重要地区，我们认为因利用率问题实际停建的可能性较小，但近期调整利用率目标的可能性同样不大，因此着眼当下，以最有效途径缓解消纳问题的方向最为明确，对应成本疏导的可能性越高。
- ✓ 用电需求扩大：我们预计“十四五”期间电力消费5年CAGR为6.2%，对应“十四五”GDP年均增速5.0%-5.5%的目标。电力弹性系数大于1，主因二产投资将拉动疫后经济复苏，同时电气化水平提升。
- ✓ 外送能力扩大：基于800kv直流特高压平均输电能力450亿千瓦时/年、新增特高压线路均满送的假设，预计2023~2025年风、光装机增量分别对应需要至少投产2、5、7条特高压。
- ✓ 灵活性调节能力扩大：火电灵活性改造需求确定性提升。

(1) 功能适用、技术成熟、改造周期短。弃风弃光现象出现是由于瞬时发电量高于用电需求，火电灵活性改造后压低出力负荷、向下调峰的特点在功能上适用；火电机组“三改”自“十三五”起已陆续开展，技术成熟；平均改造周期30~50天，利用春/秋季大修期间完成。

(2) 可释放容量空间大。单台百万机组出力负荷由50%调至30%可释放容量空间20万千瓦，截至22年西北五个省份火电存量合计2.3亿千瓦，假设改造一半或全部机组，对应可新增风光装机分别合计约73.4GW、146.9GW（假设未来大基地火电利用小时数平均约4700小时，风光利用小时数平均约1500小时）。

(3) 唯一可释放现存机组容量空间的方案。不同于抽水蓄能、电化学储能等其他灵活性调节资源可消纳新建机组带来的电量，但无法用于释放存量机组的容量；火电机组经过灵活性改造后释放的是存量容量。当前西北地区火电利用小时数普遍较高，发电量占比高于装机占比，具备可调节空间。

图表11：西北地区大基地省份火电利用小时数较高、电量占比靠前



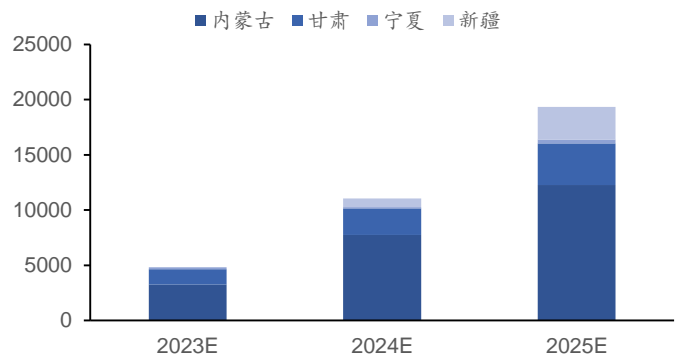
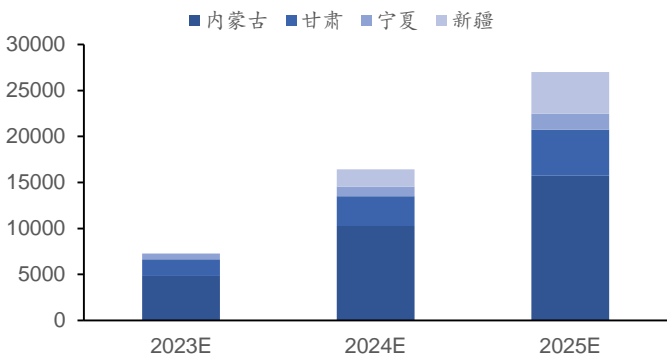
来源：中电联、国金证券研究所

- 模型测算西北新能源消纳所需的火电灵活性改造需求：
- ✓ 模型假设：(1) 西北5省以外地区视为整体、则总体上属于受电地区（本地缺电）；西北5省为外送电地区（本地电量富余）。(2) 火电灵活性改造腾出容量空间。火改机组总容量=(火电规划装机容量-风光火合理利用小时数(E)下火电实际所需容量)/20%。备注：火电实际所需容量=【(本地用电量+外送电量)-合理利用小时数下风光电量/水电量】/火电合理利用小时数(3) 当前源侧电化学储能利用率仍较低，提供瞬时平衡，不直接进入消纳平衡模型；西北抽蓄资源有限，当前暂未进入模型。

- ✓ 参数假设：(1) 西北 5 省 25 年目标外送电量参考各省“十四五”能源规划，23~25 年用电增速参考 3 年移动平均值；(2) 除青海无新增火电规划外，其余省份装机假设参考各省“十四五”能源规划、参考第一/二批大基地规划；(3) 除青海火电当前年利用小时数不足 4000 小时，其余 4 省利用小时数均有下降空间，假设分别年降 100 小时，至 25 年末 5 省平均利用小时数降至 4476.5 小时；假设新能源利用小时数维持 21/22 年均值。(4) 灵活性改造后火电最低出力负荷压至 30%，改造后腾出最大装机容量容量的 20% 作为消纳空间。
- ✓ 测算结论：至 25 年末，消纳问题集中的西北地区灵活性改造合计需求约 2.7 亿千瓦，考虑到大基地新增火电均自带灵活性调节能力，扣除这部分容量后对应改造需求 1.9 亿千瓦，仅西北地区所需改造量就接近“十四五”规划的 2 亿千瓦。由此可得早期改造规划目标可靠性高。“十四五”期间灵活性改造总投资预计达 133.7~307.2 亿元。

图表12：至 25 年末西北地区灵活性改造合计改造需求 2.7 亿千瓦 (万千瓦)

图表13：考虑新机组自带调节能力，至 25 年末西北地区灵活性改造合计改造需求 1.9 亿千瓦 (万千瓦)



来源：中电联、国金证券研究所

来源：中电联、国金证券研究所

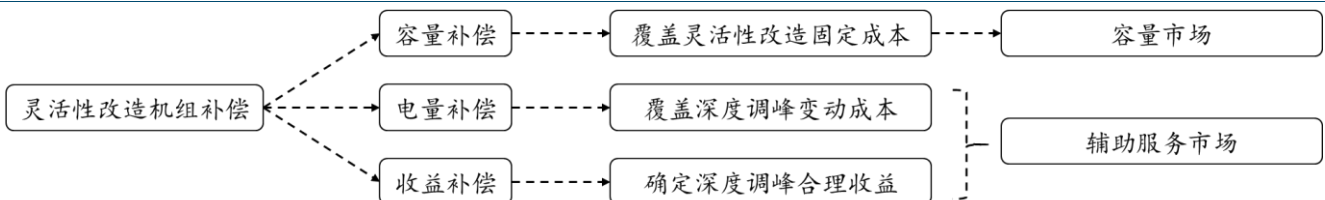
图表14：2 亿千瓦改造规模对应 204 亿元改造市场空间

	低值假设	中值假设	高值假设
“十四五”期间灵活性改造规模 (亿千瓦)	1.8	2	2.3
平均改造成本 (元/KW)	74.3	102.0	133.6
“十四五”期间灵活性改造总投资 (亿元)	133.7	204.0	307.2

来源：Wind、国金证券研究所

- 新一轮电价改革单列抽蓄容量电价，再次引发对火电容量补偿全国推广的预期，届时大概率将按调节能力差异化补偿。从补偿原因出发：削减出力、承担备用意味着火电利用小时数下降、电能量收益下降，抬高单位电量的折旧成本。而经过灵活性改造的机组调节能力更强，考虑改造后的折旧成本也越高，因此更具备调节潜力的机组理应获得更高的容量补偿收益。从先前甘肃征求意见稿中已清晰地划分出了不同补偿档位。

图表15：火电容量补偿若落地，将成为灵活性改造强刺激要素



来源：国金证券研究所

图表16: 火电容量补偿若落地, 大概率将按调节能力差异化补偿

档位	机组出力区间	非供热季补偿标准上限 (元/MW/日)	供热季补偿标准上限 (元/MW/日)
1	额定功率 40%≤实际出力<额定功率 50%	10	300
2	额定功率 35%≤实际出力<额定功率 40%	200	500
3	额定功率 30%≤实际出力<额定功率 35%	350	700
4	额定功率 25%≤实际出力<额定功率 30%	600	1200
5	额定功率 20%≤实际出力<额定功率 25%	800	1600
6	额定功率 15%≤实际出力<额定功率 20%	1000	2000
7	额定功率 10%≤实际出力<额定功率 15%	1200	2400
8	额定功率 5%≤实际出力<额定功率 10%	1500	3000
9	额定功率 0%≤实际出力<额定功率 5%	1800	3600

来源:《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则(征求意见稿)》、国金证券研究所

2.2 抽水蓄能: 核价落地, 已处最优发展阶段

- 抽水蓄能性能优秀, 长建设周期特点、高度依赖自然资源特点使其将于解决“十五五”期间、江河流域省份的消纳问题。与火电灵活性改造相比, 抽水蓄能可通过抽放过程实现电量的双向调节, 同时可承担峰荷调节。考虑到抽水蓄能平均 7~8 年的投产周期, “十三五”期间开建不及预期使其难以在“十四五”期间成为消纳主力; 而在 633 号文 IRR 托底政策出台以来, 我们追踪到抽水蓄能建设积极性大幅提升, 由此判断进入“十五五”后抽水蓄能有望成为消纳主力, 于来水较好地区、电网侧发挥消纳作用。

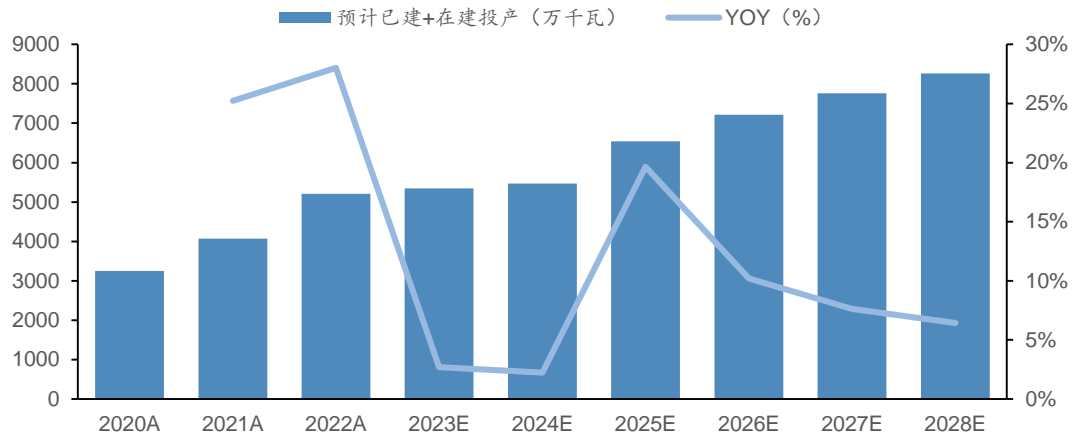
图表17: 抽水蓄能发挥作用与火电灵活性改造有别

项目		抽水蓄能	火电灵活性改造
所承担负荷位置		峰荷	基荷、腰荷
调峰能力		200%	30%~50%
启动速率	静止~满载	120~150 秒	6~8 小时
	空载~满载	30~35 秒	2~3%额定容量/分钟
爬坡速率		50~100%额定容量/分钟	2~3%额定容量/分钟
深度调峰		√	√
填谷		√	√
快速负荷调整		√	√
惯量支撑和频率调节		√	√
电压支撑和调节		√	√
黑启动		√	√

来源: 主要光伏运营商公司公告、国金证券研究所

- 抽水蓄能建设加速, 锁定“十五五”规划目标。基于最新统计情况显示至“十四五”末可实现装机容量约 6804 万千瓦, 能够超额完成“十四五”规划目标。“十五五”末 1.2 亿千瓦目标对应“十四五”期间应开建规模约 3738 万千瓦。近两年随着盈利机制的确定, 项目开工规模扩大, 保守估计 8 年完工, 则“十四五”仍需开工量降至 1938 万千瓦。

图表18：2020~2030年各年度预计装机容量（左轴）及增速（右轴）



来源：《“十二五”水利发展规划》、《“十三五”水利发展规划》、《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035年）》（征求意见稿），黑鹰光伏，国金证券研究所

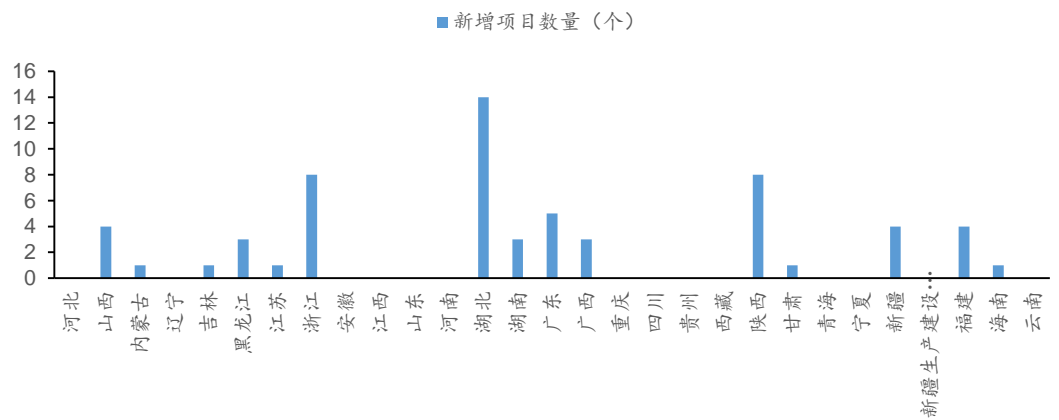
图表19：“十四五”应开工项目中近一半已有进展

	“十五五”				
	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
已建+原在建投产 (万千瓦)	7212	7762	8262	8262	8262
与规划目标差距 (“十四五”应开工量)					-3738
新增在建投产 (万千瓦)	0	170	250	240	880
与规划目标差距 (“十四五”剩余开工量)					-1938

来源：《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035年）》（征求意见稿），黑鹰光伏，国金证券研究所

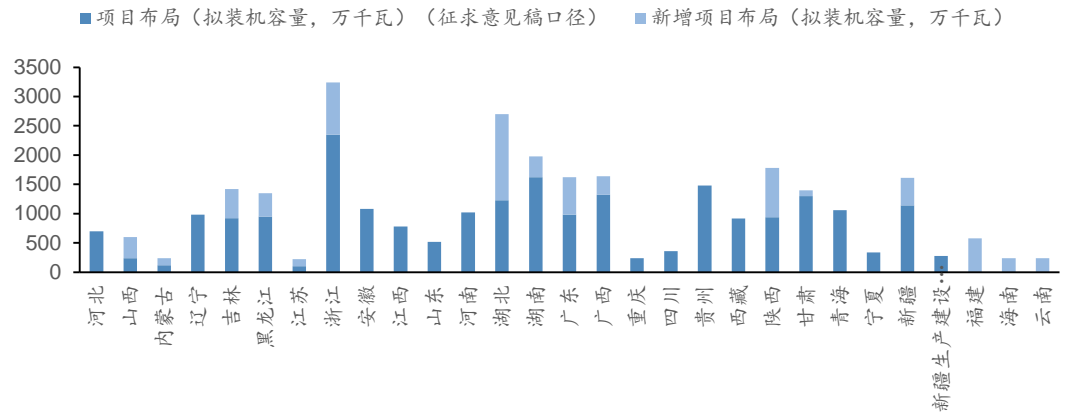
- 各地区拟建项目数量相比征求意见稿有所扩大。根据黑鹰光伏对已披露项目的统计，湖北、浙江、陕西等地在《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035年）》征求意见稿之外新增部分项目（新增项目均在近两年已通过可研、或完成项目签约，原规划中也存在部分项目尚无进展）。值得注意的是，原本没有建设计划的福建、海南、云南等地也开始参与抽蓄电站项目建设。

图表20：各省市新增拟建项目数量



来源：《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035年）》（征求意见稿），黑鹰光伏，国金证券研究所

图表21：各省市自治区征求意见稿口径项目布局与最新项目布局



来源：《“十二五”水利发展规划》、《“十三五”水利发展规划》、《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035年）》（征求意见稿），黑鹰光伏，国金证券研究所

- 抽蓄投资意愿取决于成本疏导/定价机制完善，当前处最优发展阶段。抽蓄电站成本费用曾一度经历“允许纳入电网运行费用”-“不得计入输配电成本”-“单列为容量电价科目”三个阶段。当前成本疏导通畅主因前两轮输配电价改革中均以降价作为主基调，抽蓄成本糅杂于输配电价中也难以向下传导；此轮改革首次采用“正算”方式正视了输配电成本逐步上升的事实，同时单列容量电价，正视了为系统调节能力付费的需要。
- 长期看，为更好发挥调节资源稳定价格波动的作用，抽蓄进入现货市场是大势所趋。根据 633 号文对电量收益部分的界定，辅助服务与抽发电价差形成的收益，20%由抽水蓄能电站分享，80%在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减。抽蓄大容量、快速响应、可参与全部辅助服务品种的性能优势使其同样可获得稳定较高的电能量收益，未来逐步替代对容量电价的依赖。

图表22：政策端看抽蓄处于最优发展阶段

年份	发布部门	政策	政策内容
2004	发改委	《关于抽水蓄能电站建设管理有关问题的通知》(发改能源「2004」71号)	抽蓄电站主要服务于电网，建设和运行成本纳入电网运行费用统一核定
2007	发改委	《关于桐柏、泰安抽水蓄能电站电价问题的通知》(发改价格「2007」1517号)	1) 71号文下发前：算作电网企业租赁经营，租赁费由电网企业消化50%，发电企业和用户各承担25%； 2) 71号文下发后：电网企业全资建设，成本纳入电网运行费用统一核定
2011	国家能源局	《关于进一步做好抽水蓄能电站建设的通知》(国能新能「2011」242号)	再次明确电网企业作为投建主体，提高建设门槛
2014	发改委	《关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》(发改价格「2014」1763号)	实行两部制电价： 1) 容量电价：按照弥补抽蓄电站固定成本及准许收益的原则核定，逐步对新投产的抽蓄电站实行标杆容量电价；容量电费和抽发损耗纳入省级电网运行费用统一核算，并作为销售电价调整因素统筹考虑； 2) 电量电价：主要弥补抽蓄电站抽发电损耗等变动成本，电价水平按当地燃煤机组标杆上网电价(含脱硫、脱硝、除尘等环保电价)执行
2019	发改委、国家能源局	《输配电定价成本监审办法》(发改价格规「2019」897号)	抽水蓄能电站、电储能设施、电网所属且已单独核定上网电价的电厂的成本费用不得计入输配电成本
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：经营期内资本金内部收益率按6.5%核定；辅助服务与抽发电价差形成的收益，20%由抽水蓄能电站分享，80%在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减 1) 容量电价： ①容量电费纳入输配电价回收，各省级电网、特定电源分摊； 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
2023	发改委	《关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》	633号文后首次明确核定了25年前拟投运48座抽蓄电站的容量电价；第三轮输配电价改革将容量电价与输配电价剥离、单列

来源：发改委官网、国金证券研究所

2.3 大储：强配政策驱动，依赖成本端下降

- 不同于上述两类调节性资源，性能局限性和安全性顾虑决定电化学储能成本疏导压力仍大。在当前消纳目标倒逼调节性资源建设的背景下，大储装机量取决于强配政策，运营经济性则取决于成本端下降（自身降本&新能源降本腾出成本空间）。
- 装机量测算：源网侧为电化学储能装机主力，23年合计有望新增24GWh。
- ✓ 电源侧：强配要求下，电源侧是增量装机的主要来源。目前多数省份要求配套比例在10%~15%。考虑初期电厂配套其他灵活性调节资源（如火电灵活性改造）对储能的替代，23年中值分别设为8%，对应储能装机9.2GW（19.3GWh）。
- ✓ 电网侧：电网调度对体量、安全性要求较高，电化学储能渗透仍不高。考虑后续各省份通过出台容量租赁/补偿相关政策，以及在运行现货市场后峰谷价差拉大，并伴随储能成本的降低，共享储能模式经济性或逐步凸显，能够刺激电网侧的装机量提升。

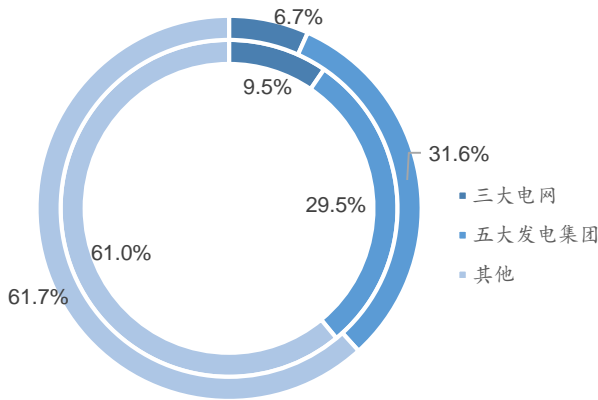
图表23: 源网侧为电化学储能装机主力, 23年合计有望新增24GWh

	2020A	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
电源侧增量-悲观 (GWh)	1.17	1.76	3.87	14.49	21.47	34.50
电源侧增量-中性 (GWh)	1.17	1.76	3.87	19.32	26.84	51.75
电源侧增量-乐观 (GWh)	1.17	1.76	3.87	36.23	48.31	69.00
电网侧增量 (GWh)	1.01	1.05	3.39	4.75	6.73	9.41
合计新增-中性 (GWh)	2.18	2.81	7.27	24.07	33.57	61.16
电化学储能累计装机-中性 (GWh)	3.28	6.09	13.35	37.42	71.00	132.16

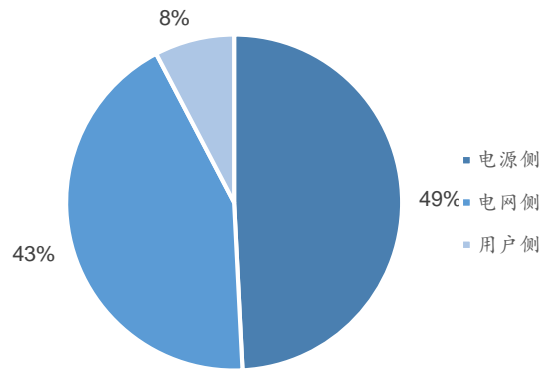
来源: CNESA、国金证券研究所

- 配合大基地消纳, 五大发电集团为开发主体之一。如前所述, 当前电源侧出于配建的原因, 储能装机规模高于电网侧。其中由五大发电集团在运装机占累计在运装机61%, 表明以大基地为代表的集中式电站开发模式对储能装机的刺激最大。在这一模式下, 新能源与储能接近打捆售电, 共同影响整体盈利水平。

图表24: 在运电化学储能运营主体分类 (内圈为累计投运, 外圈为22年新增投运) 图表25: 22年三侧储能装机分布情况



来源: 中电联、国金证券研究所



来源: 中电联、国金证券研究所

- 组件价格下降、储能系统成本下降腾出配储成本空间。组件价格下降 0.4 元/W, 对应光伏系统成本从 4.2 元/W 下降至 3.8 元/W。在首年接近 1500 小时利用小时数的假设下, 全投资 IRR 从 5.6% 升至 6.6%, 配储后对项目整体的经济性影响将有所减弱。同时, 碳酸锂价格每下降 10 万元可对应降低储能系统成本 70 元/KWh。
- ✓ 若将储能作为纯成本项测算, 当储能成本为 2000/1700/1400 元/KWh, 对应项目整体 IRR 分别为 5.3%/5.5%/5.6%;
- ✓ 若考虑储能在放电过程中获取调峰辅助服务费用/现货价差, 上述储能成本假设下, 对应项目整体 IRR 分别为 5.8%/5.9%/6.1%。

图表26: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、利用小时数的敏感性分析

IRR		光伏投资价格(元/W)						
		3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2
首年发电利	1291	5.39%	5.14%	4.90%	4.68%	4.46%	4.25%	4.04%
	1391	6.27%	6.00%	5.75%	5.50%	5.27%	5.05%	4.84%
用小时数 (h)	1491	7.14%	6.85%	6.58%	6.32%	6.07%	5.83%	5.60%

来源: 主要光伏运营商公司公告、国金证券研究所

图表27: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能作为纯成本项)

IRR		光伏投资价格(元/W)						
		3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2
储能投资价格 (元/KWh)	2000	5.86%	5.59%	5.32%	5.06%	4.82%	4.58%	4.35%
	1700	6.04%	5.75%	5.48%	5.22%	4.96%	4.72%	4.48%
	1400	6.21%	5.92%	5.64%	5.37%	5.11%	4.86%	4.62%

来源: 主要光伏运营商公司公告、国金证券研究所

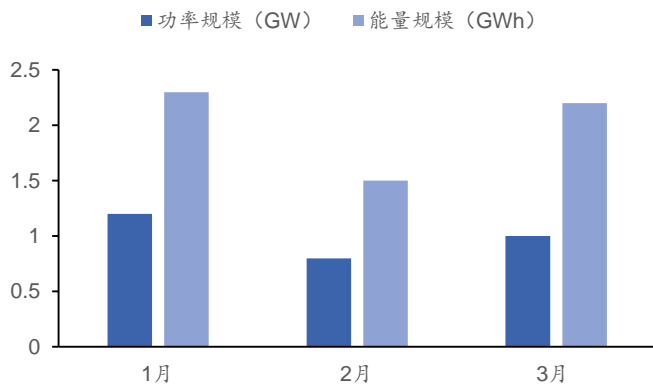
图表28: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能获取电能量补偿)

IRR		光伏投资价格(元/W)						
		3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2
储能投资价 格(元/KWh)	2000	6.32%	6.04%	5.76%	5.50%	5.24%	5.00%	4.76%
	1700	6.50%	6.21%	5.93%	5.66%	5.40%	5.14%	4.90%
	1400	6.68%	6.38%	6.09%	5.82%	5.55%	5.29%	5.05%

来源: 主要光伏运营商公司公告、国金证券研究所

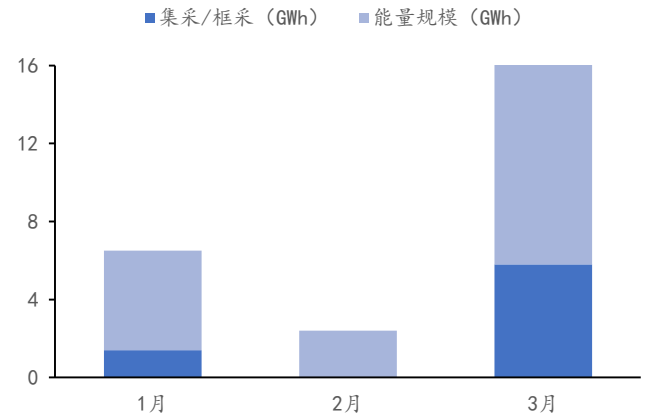
- 1Q23 储能装机/招采高增, 验证大储需求旺盛。根据 CNESA 统计, 2023Q1 国内新投运新型储能项目 2.9GW/6.0GWh, 同比+1178%, 淡季表现超预期。同时, 3月招采规模显著扩大, 集采/框采规模近 6GWh。

图表29: 1Q23 共投运新型储能 6GWh



来源: CNESA、国金证券研究所

图表30: 1Q23 共招采新型储能 23.8GWh



来源: CNESA、国金证券研究所

3、网侧消纳: 外送需求拉动大电网投资

- “源荷分离”决定了“大电网”投资需求增加, 从外送需求测算“十四五”期间特高压投资应远超 5000 亿元。第一批风光大基地规划风、光装机总容量 97GW 已全部开工建设, 其中约 50%电量外送消纳。预计通过提升已建输电通道利用效率共计可提升跨区域输电能力 4200 万千瓦, 基本满足了第一批大基地的外送需求。第二批大基地规划“十四五”投产 200GW, 原则上 2023 年并网, 其中约 75%电量外送消纳, 需新建特高压直流送出, 且新增通道输送可再生资源电量比重需超过 50%。
- 按 800 万千瓦输电能力的线路单条投资 200 亿元, 预计提效+新增分别涉及投资 1050 亿元和 1675 亿元, 合计 2725 亿元; 其余仍有五条线路在前期工作中, 按照每条线路 200 亿计算, 仍需投资 1000 亿; 另有包括闽粤联网等多条交流特高压线路需要建设, 特高压合计投资额超 5000 亿, 规模较第一轮特高压建设周期翻倍。

图表31：推动存量通道满送合计将提升 4200 万千瓦输电能力

跨省区输电通道	设计送电能力	目前送电能力	目前利用率	加快配套电源建设释放能力	网架加强释放能力
青豫直流	800	400	50%	400	
准东直流	1200	800	67%	400	
上海庙-山东直流	1000	530	40%	470	
酒湖直流	800	550	69%		250
晋北-江苏直流	800	600	75%	200	
锡泰直流	1000	300	30%	700	
扎鲁特直流	1000	640	64%		360
哈郑直流	800	540	68%		260
锡盟至山东交流	862	598	69%	264	
蒙西-天津南交流	1090	300	28%	790	
榆横-潍坊交流	734	532	72%	202	
合计	10086	5790	57%	3426	870

来源：国家能源局，中电联，北极星电力网，国金证券研究所

图表32：“十四五”期间建成及开工“三交十三直”

区域	输电工程	送端	受端	当前进度	送电能力(万千瓦)	
					2022	2025
华北	陇东-山东	甘肃	山东			800
	蒙西-京津冀	蒙西	京津冀			800
	陕西-河南	陕西	河南			600
华东	白鹤滩-江苏	四川	江苏	已投产	400	800
	白鹤滩-浙江	四川	浙江	已全线贯通		800
	陕西-安徽	陕西	安徽			
	外电入浙	n/a	浙江			800
华中	陕北-武汉	陕西	湖北	已投产	670	800
	雅中-江西	四川	江西	已投产	670	800
	金上-湖北	四川	湖北	已开工		500
	宁夏-湖南	宁夏	湖南			
西南	哈密北-重庆	新疆	重庆			800
华南	藏东南-粤港澳大湾区	西藏	广东			1000

来源：《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，国家能源局，中电联，北极星电力网，国金证券研究所

■ 经测算：每少投 1 条特高压、影响 12~15GW 新能源装机。

- ✓ 基于 800kv 直流特高压输电能力一般为 450 亿千瓦时/年、新增特高压线路均满送的假设，预计 2023~2025 年的风、光装机增量分别对应需要至少投产 2、5、7 条特高压。假设减少 1 条特高压直流仅会影响全发电量外送消纳的增量新能源装机，则未来三年每少投产 1 条特高压将影响 12~15GW 新能源装机并网。
- ✓ 受疫情背景下的多重因素影响，特高压进度严重滞后，截至目前未有 1 条直流完成核准。2021 年 4 月国家能源局提出要加快推进特高压建设节奏，各环节明显提速，特高压从前期到建成周期从 4 年压缩至 2.5 年。考虑到第二批大基地原则上 2023 年并

网, 国网提出 4 条直流要在今年核准、明年年初即刻开工的目标; 加之防疫政策优化, 执行侧限制性因素影响减退, 2023 年特高压建设提速兼具紧迫性和实现的客观条件。

图表33: 2023-2025 年新能源新增电量对应特高压需求至少“十四直”

假设值	2023E	2024E	2025E
大基地项目占比-光伏	45%	50%	55%
大基地项目占比-风电	60%	75%	80%
大基地项目中第二批占比	90%	100%	100%
外送消纳占比	45%	55%	65%
外送电中新能源占比	50%	55%	60%
依托新建特高压满足外送需求的占比	80%	90%	100%
特高压直流需求(条)	2	5	7

图表34: 新能源装机量对风、光利用率和火电灵活性改造的敏感性测算

单条特高压直流对应的新能源装机量 (GW)			
风电	6.65	6.95	7.83
光伏	5.59	6.38	6.80
合计	12.24	13.33	14.63

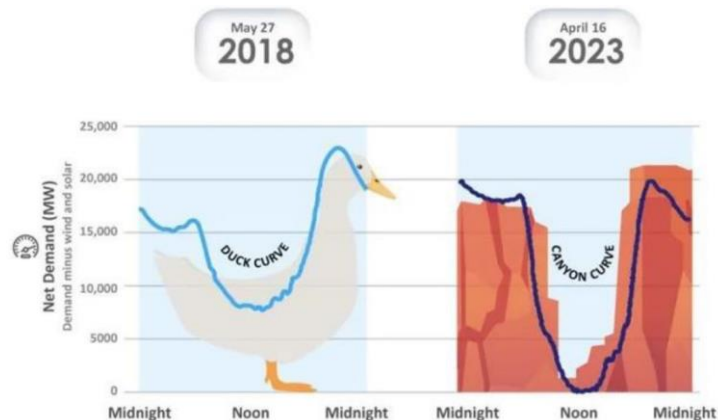
来源: 中电联, 北极星电力网, 国金证券研究所

来源: 中电联, 北极星电力网, 国金证券研究所

4、荷侧消纳: 价格信号刺激需求侧资源建设

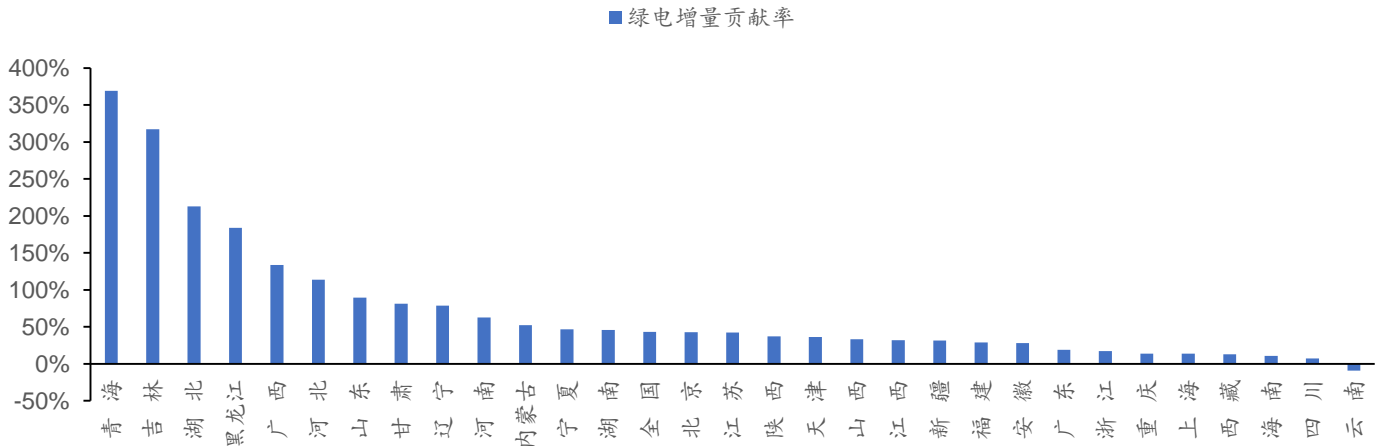
- 在当前网侧规划基础上, 解决消纳问题的重要性排序依次为: 终端用电需求增长>源侧调节资源建设>荷侧自发调节。荷侧调节意味着在消纳问题出现时, 源侧富余电量仍需首先通过外送线路到达荷侧, 这进一步增加了网侧投资成本, 这是自上而下我们更看好源侧调节资源建设来解决消纳问题的核心。但同时, 由于负荷中心省份负荷波动更大, 在价格机制下也有望刺激自发配置调节资源, 而峰谷价差是重要决定因素。
- 加州“鸭子曲线”转为“峡谷曲线”的启示: 未来国内现货市场峰谷价差或将进一步拉大。
- ✓ 伴随新能源电量“存量替代”, 峰谷波动加大。2010~2020 年美国加州累计储能装机量占全美约 54%, 期间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 (22 年全美发电增速 3.3%, 光伏电量增速 25%, 而加州占全美光伏电量的 26%)。
- ✓ 我国用电增速预计仍将保持 5% 以上, 但部分省份新能源电量已做存量替代。全国层面看, 22 年同比 21 年全国新能源增量贡献率达 65%, 相比 20~21 年间 34% 大幅提升; 分地区看, 已有 7 省新能源增量贡献率超 100%, 意味着有对存量电量的替代。尤其值得注意的是新能源增量贡献率分别为 133.5% 和 89.5% 的广西省、山东省均为外受电省份, 表明消纳压力将直接在本地体现, 峰谷价差或进一步拉大, 当前“山东”现货市场已长时运行、负电价现象已引起广泛关注。

图表35: 加州“鸭子曲线”转为“峡谷曲线”, 峰谷价差进一步拉大



来源: 中和储能、国金证券研究所

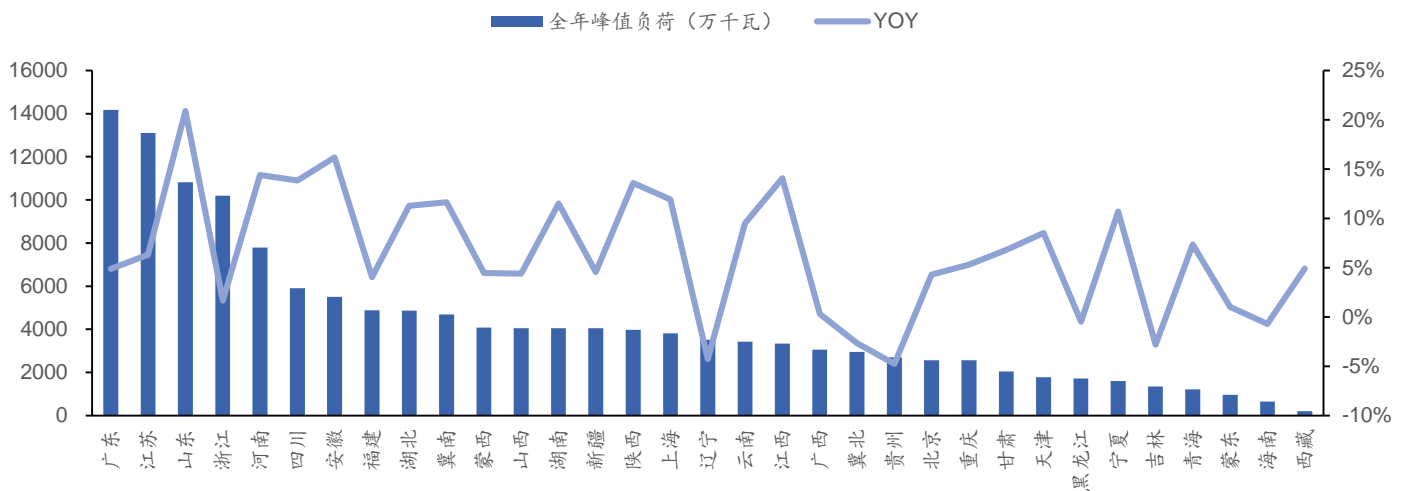
图表36：7省20~22年新能源合计增量贡献率超100%，表明新能源已做存量替代



来源：中电联、国金证券研究所 注：贵州省新能源增量贡献率超1000%，本图中未纳入

- 基于市场价格信号，需求侧资源大有可为，政策端开始发力。5月19日，国家发改委对《电力需求侧管理办法（征求意见稿）》《电力负荷管理办法（征求意见稿）》向社会公开征求意见（下称《管理办法》（征求意见稿）），即释放出了政策端的积极信号。
- ✓ 积极拓宽需求响应主体范围。各类经营性电力用户均可参与需求响应，有序引导具备响应能力的非经营性电力用户参与需求响应。鼓励推广新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等主体参与需求响应。
- ✓ 提升需求响应能力。到2025年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的3%—5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的省份达到5%或以上。以22年各省峰值负荷情况测算，对应全国累计响应能力应达到42.5~70.8GW，广东、江苏、山东等沿海省份响应需求较大。

图表37：广东、江苏、山东等沿海省份响应需求较大（全年峰值负荷见左轴，同比增速见右轴）



来源：中电联、国金证券研究所 注：贵州省新能源增量贡献率超1000%，本图中未纳入

- ✓ 推进需求侧资源参与电力市场常态化运行。如前所述，不同于源侧迫于考核压力而配置调节资源，价格信号是支持需求侧资源参与调整 and 响应的根本前提，而价格信号产生于可反映供需的电力市场，因此政策驱动、加大市场建设力度顺理成章。我们关注由此带来的工商业储能、虚拟电厂投资机会。

图表38：未来高峰谷价差刺激需求侧资源参与调整和响应

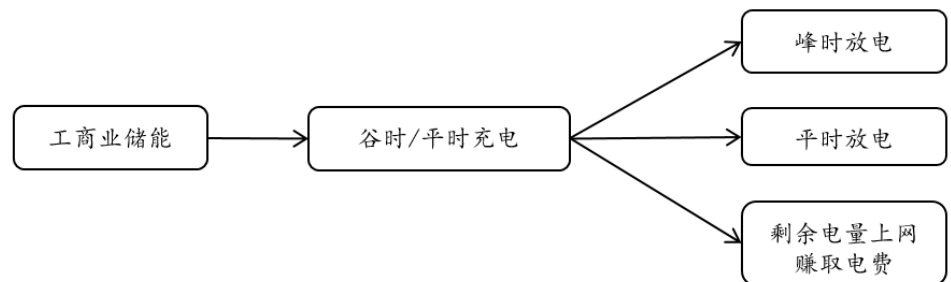


来源：《电力现货实战型交易策略分析》、国金证券研究所

4.1 工商业储能：部分省份投资已颇具吸引力

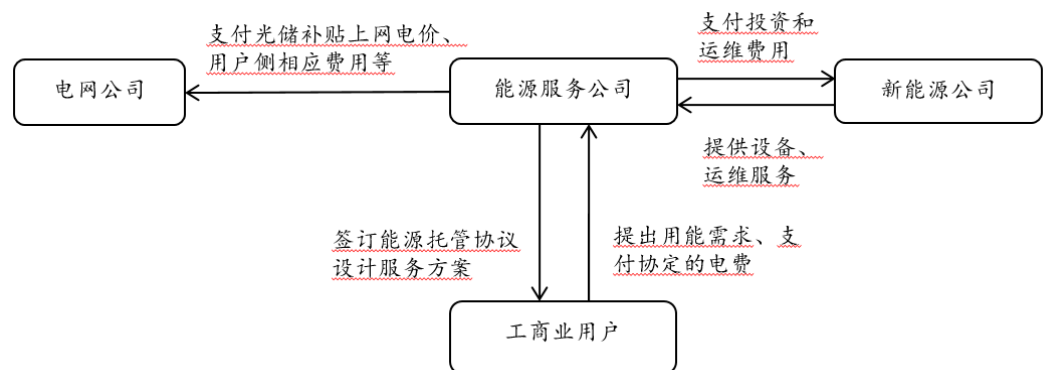
- 工商业储能作为需求侧资源的一部分，承担负荷调整功能。目前两大盈利模式：
 - ✓ 作为分布式光伏的配套设施、提高光伏自用比例。
 - ✓ 利用峰谷价差套利。这一模式下，由于工商业用户自行安装储能设备需自行承担初始投资及设备维护成本，承担风险较高，故出现能源服务企业这类主体。在前期阶段，能源服务企业负责投资建设储能、运维，工商业用户向能源服务企业支付费用；在运营阶段，工商业用户以提前签订的价格支付电费（由于储能设施对峰谷价差的平抑，总体上电废会降低），而能源服务企业实际在赚取峰谷价差的大头。

图表39：工商业储能峰谷套利模式



来源：国金证券研究所

图表40：能源服务企业介入下的工商业储能运营模式

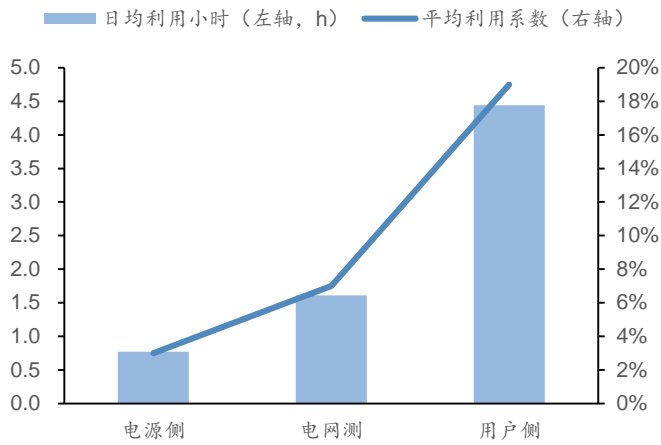


来源：国金证券研究所

- 工商业储能利用率较高，两充两放可提升经济性。从盈利模式来看，不同于源网侧储能设施预期通过赚取容量补偿+电量补偿获得收益，工商业储能主要依靠峰谷价差套利+补贴，因此充放电情况对经济性影响较大，尤其在适宜两充两放的地区，我们测

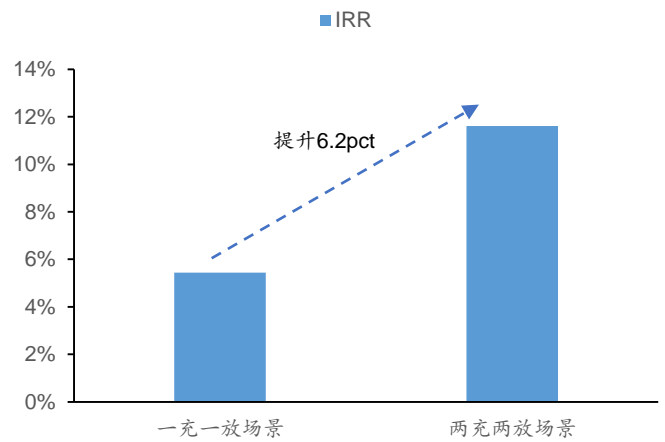
算相比一充一放情景可提升 IRR 6.2pct。当前用户侧储能平均利用系数远高于源网侧，表明储能设施利用效率较高。

图表41：用户侧储能利用率较高



来源：中电联、国金证券研究所

图表42：高峰谷价差区域两充两放经济性优势突出



来源：CNESA、国金证券研究所

- 负荷增长+渗透率提升预计 23 年工商业储能新增装机较 22 年提升 66.7%。我们预计 23~25 年全社会用电增速分别为 6.2%/5.8%/4.9%，相对应工商业用户总功率上升。随着现货市场铺开、峰谷价差拉大，叠加考虑部分地区的经济激励政策，预计渗透率也有望逐年提升。

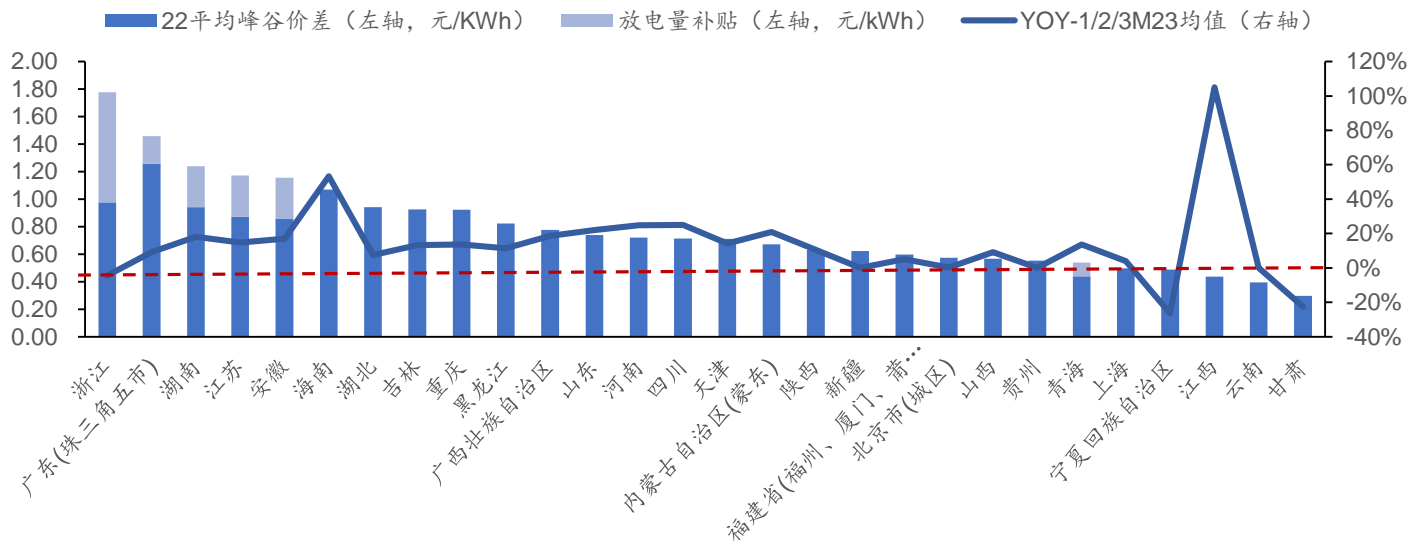
图表43：工商业储能装机预测

		2022	2023E	2024E	2025E
A	工商业用户用电功率 (GW)	1006.05	1068.21	1129.74	1185.64
B	工商业储能渗透率	0.06%	0.08%	0.10%	0.12%
C=A*B	累计储能功率 (GW)	0.60	0.85	1.13	1.42
D=deltaC	新增储能功率 (GW)	0.15	0.25	0.28	0.29
E	配储时长	4.00	4.00	4.00	4.00
F=D*E	新增储能容量 (GWh)	0.60	1.00	1.10	1.17

来源：CNESA、国金证券研究所

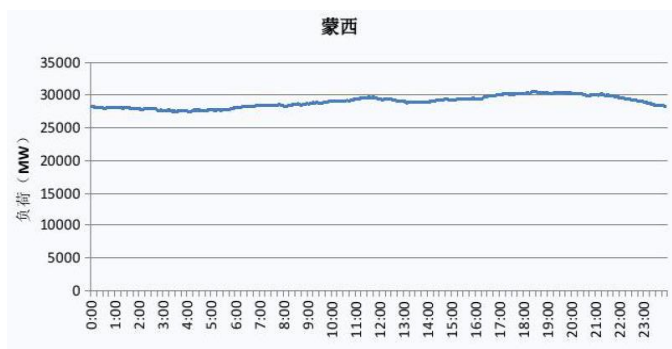
- 各地峰谷价差及激励政策不同，关注装机积极性在地方面差异，重点关注浙江、广东、湖南、江苏、安徽等地拓展工商业储能业务的能源服务企业。
- ✓ 峰谷价差省间存在省间差异。受电源结构影响，也受到负荷结构影响——通常二产占比较高省份由于生产连续性较好，负荷波动较小；相反三产占比较高省份，晚高峰时段负荷曲线呈陡峭上升态势。
- ✓ 峰谷价差普遍拉大反映平抑波动的调节性资源有存在必要。当前部分省份通过基于放电价补贴的形式推动工商业储能的装机，例如浙江省部分市考虑补贴后的价差高达 1.8 元/KWh，广东、湖南、江苏、安徽等省份考虑补贴后的价差也具有优势。此外，这些省份多为华东/华南外受电省份，从经济性角度出发，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44：华东/华南省份峰谷价差+放电量补贴总价相对较高



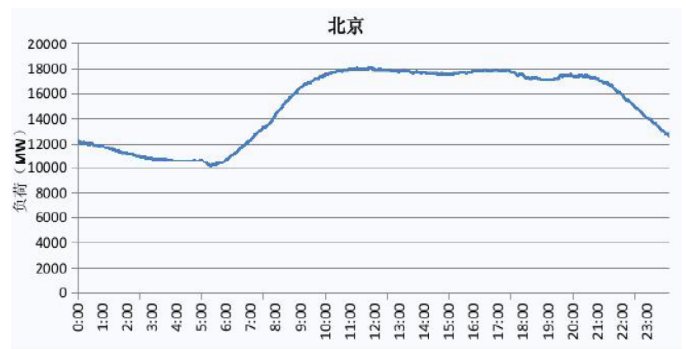
来源：CNESA、各地政府官网、国金证券研究所

图表45：二产占比高，决定蒙西日内负荷波动较小



来源：国家能源局、国金证券研究所

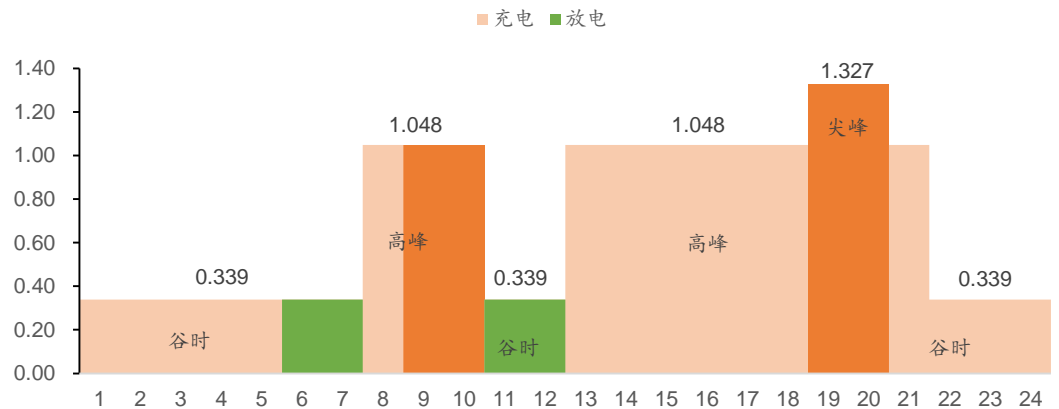
图表46：三产占比高，决定北京日内负荷波动较大



来源：国家能源局、国金证券研究所

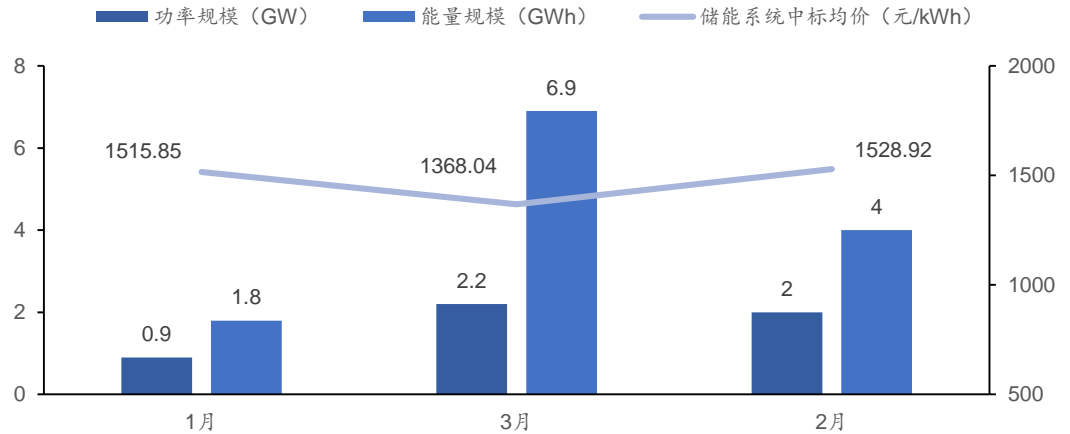
- ✓ 乐观假设下回本周期最短可缩至 4.5 年，储能降本使高价差地区普遍经济性提升。以浙江省为例，假设电价条件长期支持两充两放的高利用率、峰谷价差+补贴使平均电价差在 1.1 元/KWh、储能系统成本降至 1500 元/KWh，对应回本周期 PP 约 4.5 年，全投资内部收益率 IRR 约 19.4%。

图表47：浙江省分时电价设置两个高峰期，同时设有尖峰电价



来源：CNESA、国金证券研究所

图表48: 1Q23 储能系统中标均价下探至 1500 元/KWh 以下 (功率/能量规模见左轴, 中标价见右轴)



来源: CNESA、国金证券研究所

图表49: 储能降本+高峰谷价差地区 IRR 具备优势

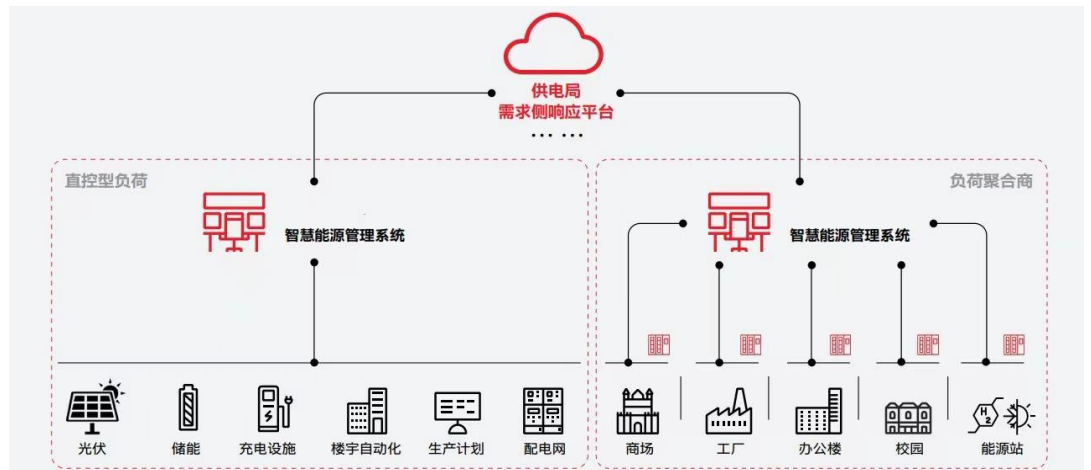
储能系统成本 (元/KWh)		1503	1653	1818	2000
峰谷价差 (元/KWh)	0.5	-0.53%	-2.27%	-3.94%	-5.54%
	0.7	6.93%	4.84%	2.85%	0.96%
	0.9	13.42%	10.98%	8.67%	6.49%
	1.1	19.36%	16.56%	13.94%	11.46%
	1.2	22.19%	19.22%	16.43%	13.81%
	1.3	24.96%	21.80%	18.85%	16.08%

来源: CNESA、国金证券研究所 注: 此测算基于每日两充两放场景

4.2 虚拟电厂: 需求侧资源整合环节, 制约因素有望逐项解除

- 虚拟电厂类电网运作, 整合分布式发电资源、工商业储能资源, 并实现电力用户需求侧响应。具体分为如下环节:
 - ✓ 资源聚合: 虚拟电厂运营商通过物联网, 将分布式电源、储能系统、可控负荷等各类资源聚合起来, 形成一个规模化、高灵活的虚拟发电单元。运营商对各类资源进行数据采集, 包括其输出功率、状态、位置、价格等信息。
 - ✓ 市场分析与优化: 运营商根据市场价格信号或系统运行状态, 对各类资源进行优化调度, 制定最优化的发用电计划, 并通过管理平台层向各类资源下发控制指令。
 - ✓ 市场交易: 虚拟电厂运营商根据优化调度的结果, 以虚拟电厂为一个整体, 参与到电力市场中并获取收益。
 - ✓ 信息反馈: 虚拟电厂运营商根据市场交易的结果, 对各类资源进行信息反馈, 进一步优化算法。

图表50: 虚拟电厂整合发电资源与负荷的示意图



来源: ABB 电网行业解决方案、国金证券研究所

- 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。
- 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。
- 国内大多数虚拟电厂还是 VPP1.0, 少数项目部分具备 VPP2.0 的特征。目前国内多个地方已经开展虚拟电厂示范应用。2022 年 5 月 20 日, 国电投深圳能源发展有限公司的虚拟电厂平台参与电力现货市场, 获得平均度电 0.274 元的收益。

图表51：虚拟电厂发展的三个阶段

属性	VPP1.0	VPP2.0	VPP3.0
设备数量	<100	<1000	50000-100000
资产类别	分布式电源	分布式电源+负荷资源	分布式电源+负荷资源
商业模式	产品增值功能	经典商业模式（交易、能量平衡、需求侧管理）	经典商业模式/创新商业模式（负荷聚合商、V2G、区域智能电网、F2G、B2G、电热耦合）
资源池模式	小集群	固定/动态的能源集群	逻辑与物理资源池、分布式资源池、动态网络拓扑
资产连接性	基于 SCADA 技术的少量的设备连接	SCADA&远程终端大量的非受控终端	能源互联网 IPv6、过程控制系统 PCS、网关、边缘控制器
过程集成	内部业务	市场接口、用户门户、电网运营业务	多角色参与的复杂生态系统 B2B 交互的大量增加，包含售电商、配网公司、聚合商等
核心竞争力	基础的预测	预测与优化	复杂预测优化模型、商业与技术的优化、实时监测、大数据

来源：北极星电力网、国金证券研究所

5、投资建议

- 推荐逻辑（1）：展望消纳成本疏导机制完善，为源侧灵活性调节资源建设带来利好。
- 建议关注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，需配套蓄热方案）。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（2）：展望价差刺激下需求侧资源建设加速。

- 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52：建议关注公司归母净利润及 EPS 情况

	归母净利润（百万元）				EPS（元/股）			
	22A	23E	24E	25E	22A	23E	24E	25E
青达环保	58.6	116.3	168.4	232.2	0.69	1.23	1.78	2.45
南网储能	1,662.5	1,758.5	1,938.5	2,441.2	0.03	0.55	0.61	0.76
浙富控股	1,466.6	1,789.0	2,082.0	2,489.0	0.43	0.33	0.39	0.46
申菱环境	166.3	325.2	459.9	575.4	0.67	1.23	1.74	2.17
南网能源	553.5	840.5	1,265.0	1,694.0	0.13	0.22	0.33	0.45
苏文电能	256.1	454.8	599.5	766.3	2.34	2.65	3.50	4.47

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

6、风险提示

- 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。
- 政策制定及落地不及预期风险。源侧保消纳目标倒逼下的调节资源建设依赖政策推动补偿落地，目前电化学储能与火电灵活性改造仍未配套出台国家层面的补偿政策，不同地方的补偿政策也有差异。若后续政策制定进度不及预期将对上述两类调节资源的经济性产生较大的不利影响。此外，荷侧工商业储能、虚拟电厂等资源建设也依赖政策推动电力市场化改革、从而获得积极的价格信号。若后续政策制定进度不及预期将对荷侧调节资源的经济性同样产生较大的不利影响。
- 调节资源区域性过剩，市场化补偿低于预期风险。长期看，各类调节资源均需直接参与市场，由调节能力供需来决定所获补偿。若在初期灵活性调节资源因短缺而具备较好经济性的背景下大量扩建，则在后期出现新能源建设进度慢于灵活性调节资源建设进度的情形下，实际补偿价格可能大幅低于标准上限，对项目收益率产生不利影响。

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。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、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