

2024 年 06 月 16 日

看好 (维持)

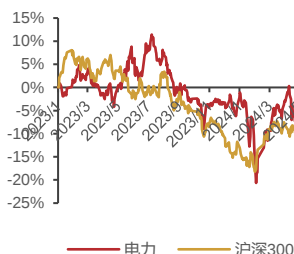
证券分析师

刘晓宁
S1350523120003
liuxiaoning@huayuanstock.com

联系人

刘晓宁
S1350523120003
liuxiaoning@huayuanstock.com

板块表现:



相关研究



新能源高速增长加大消纳压力 关注消纳产业链机会

——新能源消纳系列报告之一

投资要点:

- **新能源高速增长及电网建设滞后导致新能源压力增大。**2023 年我国新能源新增装机近 3 亿千瓦, 新能源电量占比提升至 15.8%, 但新增主要集中在新能源电量占比已经很高的三北地区, 加上这些地区电力消费量偏低、电网建设力度滞后于电源侧、电力系统缺乏足够的灵活性资源以及缺少灵活高效的引导供需手段的因素, 新能源消纳压力开始凸显。
- **电能替代、可再生能源制氢等是提高本地需求的主要路径。**解决三北地区新能源消纳, 需要提高本地用电需求, 因此需重点关注绿电利用和电气化相关产业链。绿氢是对电价敏感性较高的行业, 而绿氢在氢气产量中占比仅 1% 左右, 应用空间广阔。随着电解槽价格、新能源制造成本大幅下降, 绿氢经济性提高, 我们测算如果电价下降至 0.15 元/kWh, 则绿氢成本已十分接近灰氢。目前多个绿电制氢制氨项目启动, 可创造较大消纳空间。电极锅炉可实现供暖电气化和灵活性改造双重功能, 由于火电机组中热电联产机组占比较高, 可实现热电解耦的电极锅炉+蓄热罐改造方案有望成为重点推广对象。此外, 电极锅炉灵活性改造方案支持火电少上网甚至零上网, 可为新能源创造消纳空间。
- **电网侧: 柔性直流解决集中送出 配电网解决分布式消纳。**风光大基地催生特高压项目需求, 经过 2022 年空档期后, 23 年特高压直流开工加速, 全年共 4 条特高压直流核准开工, 后续有望保持在相当的水平。同时柔性直流技术有望突破, 目前常规特高压直流输送新能源比例较低, 而采用全控器件的柔直可进一步提高新能源外送比例。柔性直流设备集中度高、竞争格局稳定。我国配电网建设较为薄弱, 山东、湖北等地分布式光伏接入受限, 需要大幅增加配网容量来提高容纳空间。此外, 当前配电网所有权和电价机制对分布式电源消纳亦带来阻碍, 随着电力市场推进源网荷储迎来机遇。
- **灵活性调节资源需加强建设 储能、光热、灵活性改造是重点方向。**24 年 1 月, 发改委发布关于加强电网调峰储能和智能化调度的指导意见, 明确提出了多项灵活性措施。我们认为如下方向需重点关注: (1) **抽水蓄能:** 我们统计 22、23 年抽水蓄能核准超 130GW, 每年贡献超百亿主机市场空间。主机集中度高, 东电、哈电寡头格局, 有望受益; (2) **灵活性改造:** 我国煤电存量机组巨大, 是最值得利用的灵活性资源。24 年 1 月发改委提出到 2027 年存量煤电机组应改尽改, 容量电价等政策加持下灵活性改造有望提速, 贡献超千亿市场空间; (3) **压缩空气储能:** 压缩空气储能利用空气的压缩和膨胀来储存或释放能力, 相比电化学储能安全性和容量都具备优势, 产业化进程加速, 成为具备潜力的储能形式; (4) **光热发电:** 是少数兼具稳定、灵活和清洁的发电形式之一, 目前我国光热发电尚处于起步阶段, 但降本及电力市场化背景下有望进一步推广, 截止 23 年底我国在建和拟建光热项目达到 4800MW, 有利于配合三北新能源消纳。
- **投资分析意见:** 结合我国过往经验, 我们认为解决消纳主要从提高本地需求、加强电网建设以及增加灵活性资源三个方向入手, 并建议关注相关投资机会。 (1) **绿氢领域:** 利用富裕电能制氢是增加本地电力需求的重要手段, 重点推荐: **华光环能、东方电气;** 建议关注: **华电重工**等。 (2) **电能替代:** 2024 年能源工作会议重提清洁供暖, 建议关注电能替代 (电锅炉、熔岩储热等) 领域: **西子洁能**等。 (3) **主网领域:** 重点推荐柔直设备核心供应商**许继电气**, 以及变压器油色谱核心供应商**理工能科**, 建议关注主网一次设备及直流设备供应商: **中国西电、国电南瑞、平高电气、思源电气**等。 (3) **配网建设:** 建议关注配网智能化及源网荷储 (微电网、虚拟电厂等) 环节: **国能日新、安科瑞、东方电子、朗新集团**等。 (4) **灵活性资源方向:** 重点推荐: 抽蓄、灵活性改造、压缩空气储能、光热发电等领域核心供应商**东方电气**。抽水蓄能方向建议关注: **哈尔滨电气、长缆科技**等; 灵活性改造方向建议关注: **龙源技术、青达环保**等; 压缩空气储能方向建议关注: **陕鼓动力、苏盐井神、上海电气**等。
- **风险提示:** 相关政策推动不及预期, 电力体制改革不及预期等。

目录

1. 新能源高速增长和电网建设滞后导致消纳压力增大.....	5
1.1 三北地区新能源渗透率位居前列且电力消费量偏低.....	6
1.2 源网发展不协调进一步加大新能源消纳压力.....	6
1.3 电力系统缺乏足够的灵活性资源.....	10
1.4 缺少灵活、高效引导供需调节的手段.....	11
2. 提高本地电力需求 电能替代、可再生能源制氢是主要方向.....	15
2.1 绿氢对电价敏感度较高 产业链降本及消纳矛盾推动绿氢经济性持续增强.....	15
2.2 电极锅炉兼具供暖电气化与灵活性改造双重功能 消纳矛盾下市场空间有望进一步打开.....	19
3. 柔直化提高新能源输送效率 配电网加强建设解决分布式消纳问题.....	24
3.1 特高压预计 25 年底开始缓解消纳压力 柔直化进一步加强新能源外送能力.....	24
3.2 基于源网荷储的增量配网模式迎来发展机遇.....	27
4. 灵活性调节资源需加强建设 储能、光热、灵活性改造是重点方向.....	31
4.1 抽水蓄能机制及规划明确 三北地区规划量大幅上升.....	31
4.2 煤电灵活性改造具有广阔的潜在空间.....	33
4.3 压缩空气产业化进程加速 有望补位抽水蓄能.....	34
4.4 光热发电稳定清洁可靠 是具备潜力的发电形式.....	35
5. 投资分析意见.....	39
6. 风险提示.....	40

图表目录

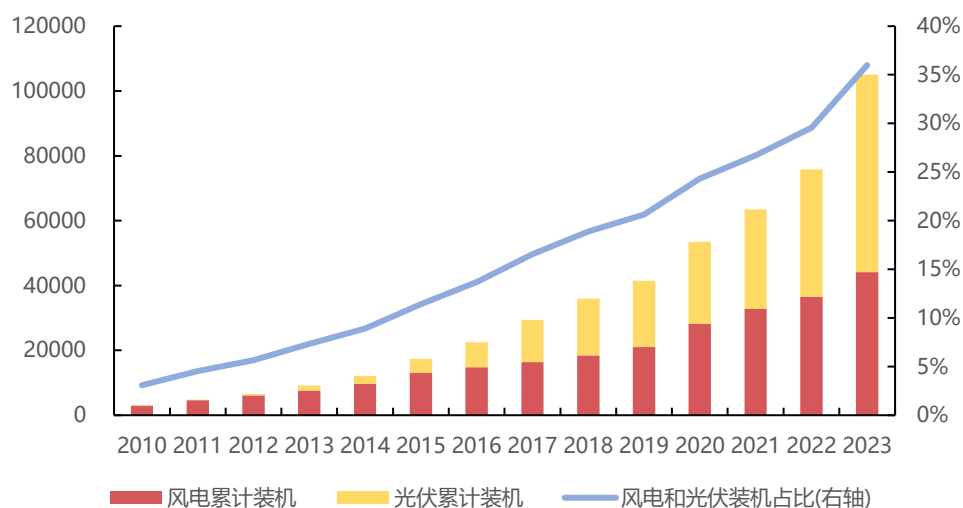
图 1：2010—2023 年我国风电、光伏累计装机及占比（万千瓦，%）	5
图 2：2010—2023 年我国各类型发电量及新能源电量占比（亿千瓦时，%）	5
图 3：2023 年我国各省风电、光伏装机占比	6
图 4：2008—2023 年我国源网发展协调度（万千瓦、万千伏安）	7
图 5：2010—2023 年我国源网发展协调度和弃风比例	7
图 6：世界部分国家年户均停电小时数和线损率	9
图 7：德国、欧洲、中国的装机结构、新能源装机占比和灵活性装机占比（单位：GW）	10
图 8：截至 2022 年底我国各地区抽水蓄能装机量（单位：万千瓦）	11
图 9：2010—2021 年我国弃风电量、风电发电量和弃风比例（亿千瓦时）	12
图 10：2015—2023 年我国弃光率情况	13
图 11：2022 年我国制氢来源分布	16
图 12：电耗占绿氢成本超过 80%	17
图 13：光伏与风电平准化度电成本（美元/千瓦时）	18
图 14：利用电极锅炉调峰和消纳弃风的方案示例	20
图 15：利用电极锅炉调峰和消纳弃风的负荷原理图	20
图 16：我国北方城镇供热热源情况	21
图 17：电极锅炉+蓄热器解决清洁能源消纳问题示意图	21
图 18：主要灵活性改造技术统计	22
图 19：2006—2023 年历年核准和开工特高压直流数量（条）	24
图 20：我国特高压直流项目换流阀设备历史中标份额	27
图 21：我国特高压直流项目直流控保设备历史中标份额	27
图 22：配电网结构示意图	27
图 23：源网荷储一体化模式	30
图 24：2022 年我国各区域核准抽水蓄能装机（万千瓦）	31
图 25：我国各区域抽水蓄能长期规划装机（万千瓦）	31

图 26: 东方电气、哈尔滨电气 2018—2023 年水电板块收入（百万元人民币） ..	32
图 27: 我国和德国、丹麦火电最低运行负荷率（%）	33
图 28: 补燃式压缩空气储能原理.....	34
图 29: 非补燃式压缩空气储能原理.....	34
图 30: 熔盐塔式太阳能热发电系统示意图	36
图 31: 2012—2023 年我国光热发电装机容量（MW）	36
图 32: 光热发电的长时储能能力使得其出力稳定性高	37
图 33: 光热发电可以配合新能源解决其消纳问题	37
图 34: 300MW/10h 塔式光热电站投资构成	38
表 1: “沙戈荒”大基地外送通道及建设状态	8
表 2: 电网承载率等级划分依据.....	9
表 3: 多省公布的分布式光伏接入情况.....	10
表 4: 《清洁能源消纳行动计划（2018—2020 年）》要点.....	13
表 5: 分行业电气化路径	15
表 6: 绿氢合成氨及合成甲醇领域理论空间	16
表 7: 氢气成本与电费和电解系统成本的关系	17
表 8: 氢气成本与电费和电解槽利用小时数的关系	17
表 9: 不同技术路线工业产氢成本对比.....	19
表 10: 近年来开工建设的特高压交流项目	25
表 11: 不同配置下的特高压年消纳能力测算.....	26
表 12: 我国已建及在建大规模压缩空气储能项目	35
表 13: 2023 年我国新增拟建光热发电项目	37
表 14: 2023 年我国新增拟建光热发电项目	37
表 15: 重点公司估值表	40

1. 新能源高速增长和电网建设滞后导致消纳压力增大

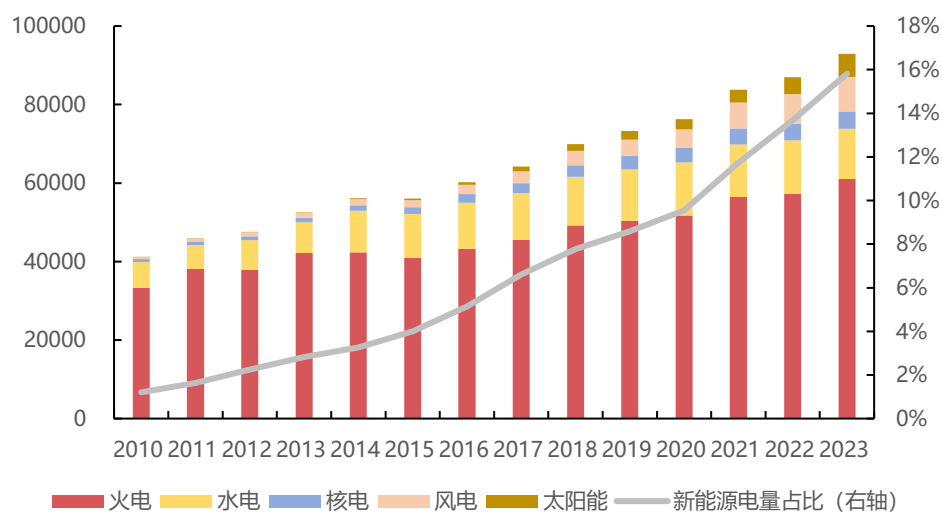
2023 年是我国新能源装机大年，全年新增风电 75.9GW，光伏 216.9GW，均创历史新高。截止 2023 年底，我国新能源累计装机达 10.5 亿千瓦，占总装机的比重从 2022 年的 29.6%提升至 36.0%。新能源 2023 年发电量也达到 1.47 万亿千瓦时，占全国发电量的比重达到 15.8%，相比 2022 年提升 2.1 个百分点，相比 2020 年提升超 5 个百分点。发电量的比重占比也在迅速提升。随着 2023 年装机量高增，2024 年新能源理论发电量可能会进一步飙升。

图 1：2010—2023 年我国风电、光伏累计装机及占比（万千瓦，%）



资料来源：中电联，华源证券研究

图 2：2010—2023 年我国各类型发电量及新能源电量占比（亿千瓦时，%）

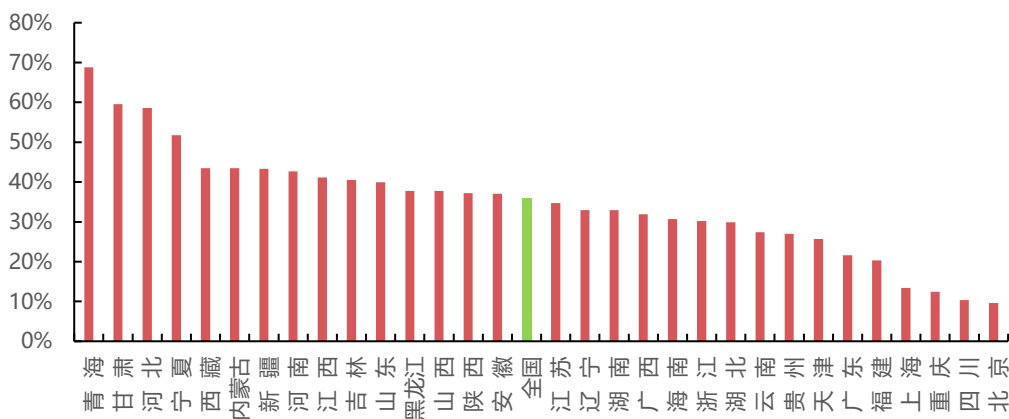


资料来源：中电联，华源证券研究

1.1 三北地区新能源渗透率位居前列且电力消费量偏低

分省来看，三北地区省份除辽宁以及北京、天津两个直辖市外，其余省份新能源装机占比均高于全国平均水平，其中青海接近 70%，甘肃、河北、宁夏均超过 50%，内蒙古、新疆超过 40%。而三北地区由于抽水蓄能较少且冬季面临供暖问题，缺乏调节手段。以西北地区为例，2023 年新增光伏 46GW、风电 15GW，而存量火电装机为 191GW，即使全部火电都做灵活性改造，增加 15%左右的调节能力（约 29GW），也只能勉强应付光伏带来的调节压力。而考虑到后续新能源装机增速必然远超火电且火电灵活性无法无限挖掘，靠现有资源维持较低的弃风弃光率几乎是不可能的。

图 3：2023 年我国各省风电、光伏装机占比



资料来源：中电联，华源证券研究

三北地区电力消费量较低。西北五省为例，根据中电联数据，2023 年总用电量仅 10321 亿千瓦时，相比 2022 年增加 789 亿千瓦时，而光伏、风电分别增加 46、15GW，以光伏 1300h、风电 2400h 估算，2023 年新增新能源发电量增量为 958 亿千瓦时，已经超过每年全省用电量增量。

1.2 源网发展不协调进一步加大新能源消纳压力

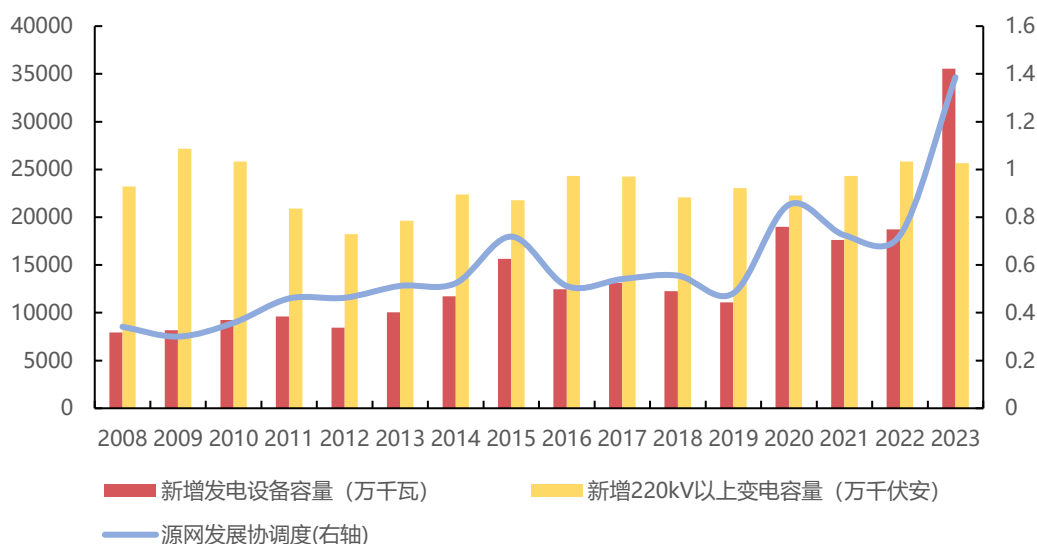
电网是电力生产到使用的中间环节，也起到了电力传输和分配的关键作用，电网的建设情况很大程度上影响到了新能源的消纳。

（一）整体上看，近些年电网的建设速度已经滞后

全国整体的电网建设情况我们可以定义源网发展协调度（=新增电源侧装机容量/新增 220kV 变电容量）来衡量，该值过高则代表电网建设滞后，过低则代表电网建设超前。2008

—2019 年该指数中枢值为 0.48，但从 2020 年新能源大规模建设后，该指数快速上升至 2023 年的 1.39，证明电网建设开始滞后。

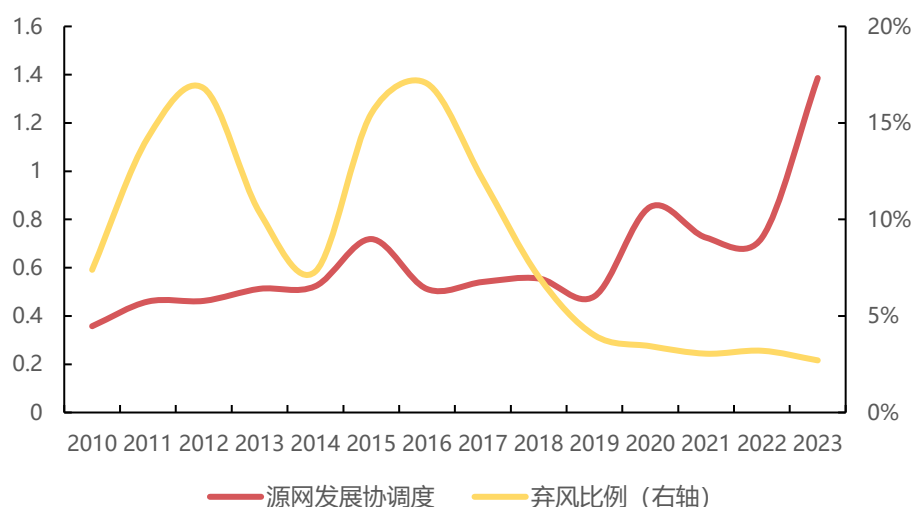
图 4：2008—2023 年我国源网发展协调度（万千瓦、万千伏安）



资料来源：中电联，华源证券研究

从历史数据来看，源网发展协调度与弃风比例之间存在一定的相关性。2010—2015 年源网发展协调度上升，证明电网建设滞后，弃风比例也保持高位（2014 年因风况差导致弃风比例大幅下降），但 2016 年以后电网建设加强，加上国家出台一系列措施解决弃风问题，因此弃风比例也有所下降。2020 年由于新能源大发展，源网发展协调度大幅上升，弃风比例虽然维持低位但压力也越来越大。

图 5：2010—2023 年我国源网发展协调度和弃风比例



资料来源：国家能源局，全国新能源消纳预警中心，华源证券研究。注：2021 年及以前弃风比例=风电发电量/（风电发电量+弃风电量），以后为全国新能源消纳预警中心公布的弃风率。

（二）特高压对新能源消纳的重要性在提升 但建设略有滞后

我国幅员辽阔且资源分布严重不均匀，新能源需要大量外送才能解决消纳问题。我国经济中心在中东部地区，而新能源资源则主要位于三北地区，巨大的供给和需求分配不均严重制约了新能源消纳，这就需要长距离输电技术支撑，这一功能主要由特高压直流输电承担。

特高压建设滞后也是新能源消纳问题凸显的重要原因。由于三北地区整体用电需求较少，因此大量的新能源原本规划通过特高压外送。但受前期工作时间较长等客观因素影响，特高压建设略低于预期，规划十四五建成的大基地外送通道中，总计有 11 条未建成，而按平均 2 年建设周期来估计，仅宁夏—湖南、哈密—重庆有望在 2025 年底建成，完成率仅 20%。

表 1：“沙戈荒”大基地外送通道及建设状态

	总规划（GW）	外送装机（GW）	规划外送通道	通道状态
十四五：				
库布奇沙漠	39	24	蒙西—天津南	存量
			蒙西—京津冀	待核准
			蒙西—中东部	规划中
乌兰布和沙漠	21	10	蒙西外送	规划中
腾格里沙漠	45	33	宁夏—湖南	在建
			宁夏—中东部	待建
			河西—浙江	待建
巴丹吉林沙漠	23	11	酒泉—中东部	待建
采煤沉陷区	37	37	陕北—湖北	存量
			宁夏—浙江	存量
			上海庙—山东	存量
			府谷、锦界外送通道	存量
			陕北—安徽	在建
			陕北—河南	规划中
			大同—天津南	在建
其他	33	35	准东—皖南	存量
			青海—河南	存量
			哈密—重庆	在建
十四五总计	约 200	150	总计 11 条未建成	
十五五总计	255	165	估计需要约 13—15 条外送通道	

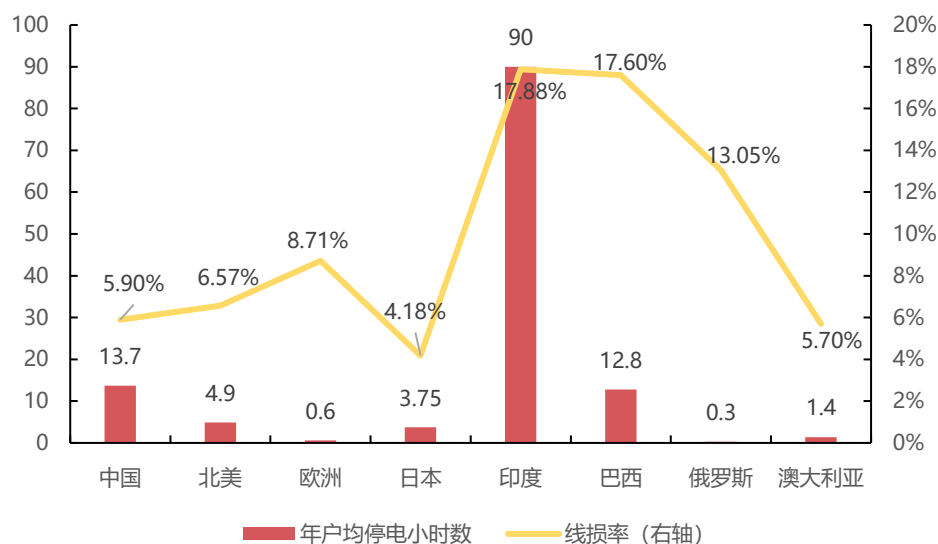
资料来源：国家能源局，华源证券研究

（三）配电网是电力消纳的终端环节

我国配电网发展相对主网来说比较落后。根据国网能源研究院数据，中国年户均停电小时数好于印度等国，但跟北美、欧洲、日本等国还有一些差距，线损率则位居较好的水

平。整体来看配电网发展程度落后于发达国家。而根据德国经验，弃电几乎完全发生在配电网，主网弃电比例较小。我国一直以来更加注重主网投资，直到 2015 年《配电网建设改造行动计划（2015—2020 年）》发布后，配电网的投资才达到比较高的水平。

图 6：世界部分国家年户均停电小时数和线损率



资料来源：国网能源研究院，华源证券研究

配网已经成为分布式消纳主要制约因素之一。2023 年新增光伏装机近一半为分布式，而分布式主要就地消纳。根据《分布式电源接入电网承载力评估导则》(DL/T 2041-2019，以下简称《导则》)，将电网承载能力划分为红、黄、绿三个等级。对于绿色等级，推荐分布式电源接入；对于黄色等级，开展专项分析；对于红色等级，在电网承载力未得到有效改善前，暂停分布式电源项目接入。

表 2：电网承载率等级划分依据

评估等级	依据	含义	建议
绿色	反向负载率 ≤ 0 ； 短路电流、电压偏差、谐波校验通过	可完全就地消纳，电网无反送潮流	推荐分布式电源接入
黄色	$0 < \text{反向负载率} \leq 80$ ；短路电流、电压偏差、谐波校验通过	电网反送潮流不超过设备限额的 80%	对于确需接入的项目应进行专项评估
红色	反向负载率 ≥ 80 ，或短路电流、电压偏差、谐波校验其中之一不通过，或分布式电源导致 220kV 及以上电网反送电	电网反送潮流超过设备限额的 80%，或电网运行安全存在风险	在电网承载力未得到有效改善前，暂停新增分布式电源接入

资料来源：《分布式电源接入电网承载力评估导则》，华源证券研究

2023 年 6 月国家能源局综合司发布《关于印发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的通知》。选择山东、黑龙江、河南、浙江、广东、福建 6 个试点省份，

每个省选取 5 - 10 个试点县（市）开展试点工作。部分省份已公布评估结果，山东、黑龙江、湖北等省份接入可接入能力较差。

表 3：多省公布的分布式光伏接入情况

省份	评估市县数量	接网预警等级		
		受限/红	一般/黄	良好/绿
山东省	136	53	43	40
黑龙江省	125	81	5	39
浙江省	9	0	1	8
湖北省	2024 年承载力 320 万千瓦，其中 287 万千瓦在武汉，其余地市多无可接入容量 11 县市已无可接网容量，13 县市可接入容量小于 5 万千瓦			
广东省	于 5 万千瓦			
福建省	6 县市无可接入容量			

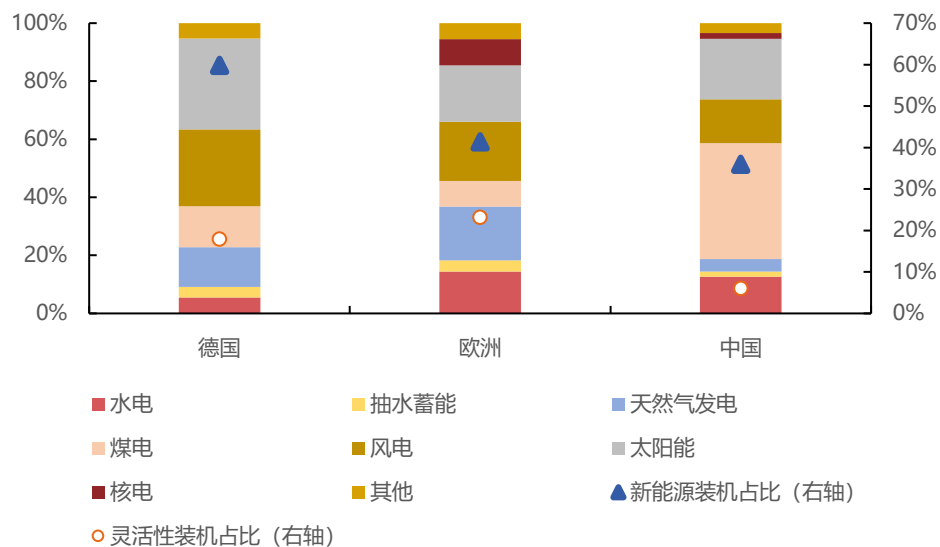
资料来源：各地发改委，华源证券研究

1.3 电力系统缺乏足够的灵活性资源

电力系统本质上是电力的生产—传输—消费系统，但该系统具有很强的特殊性，本质原因在于电力的传输是近光速且无法大规模储存，因此生产量和消费量需要时时刻刻保持一致。由于新能源具有波动性，因此在新能源比例大幅提高的情况下，就需要其他灵活性更高的电力单元进行调节，以保持生产和消费一致。电源和储能都可以不同程度上解决这一问题。

但不同的电源的灵活性有所差别，通常来说储能（包括抽水蓄能、电化学储能及其他储能形式）的灵活性最强，其次是天然气发电、大水电、煤电、核电、小水电等。但我国由于气源和天然气储量等问题，天然气发电比例很低而煤电比例很高。对比德国、欧洲和中国，可以发现中国新能源装机渗透率（36%）已经十分接近欧洲（41%），但灵活性装机（气电+抽蓄）则明显偏低（6%对比 23%）。因此中国新能源消纳自然而然会面临更大的压力。

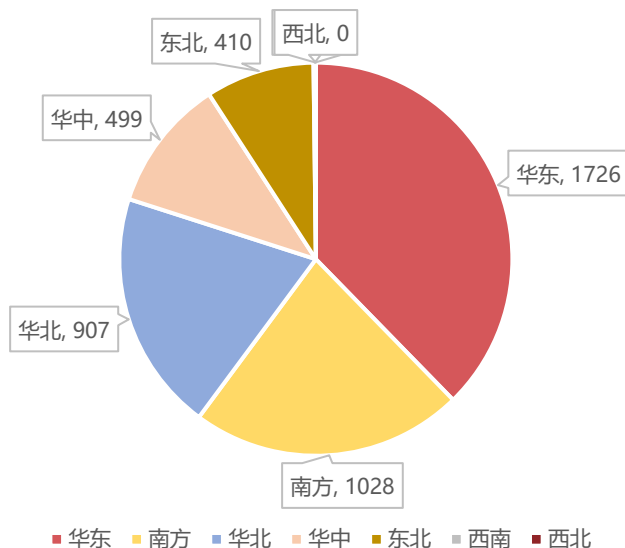
图 7：德国、欧洲、中国的装机结构、新能源装机占比和灵活性装机占比（单位：GW）



资料来源: Energy-charts, 中电联, 华源证券研究

我国三北地区新能源装机渗透率更高而灵活性资源更缺。经计算, 我国三北地区截至 2023 年底的新能源装机渗透率高达 44.5%, 高于欧洲平均水平, 但由于自然条件因素, 三北地区的抽水蓄能比例较低, 其中西北地区截至 2022 年在运抽水蓄能装机为 0。新能源装机比例与灵活性电源比例倒挂进一步加剧了三北地区新能源消纳压力。

图 8: 截至 2022 年底我国各地区抽水蓄能装机量 (单位: 万千瓦)



资料来源: 水利部水利水电规划设计总院, 华源证券研究

1.4 缺少灵活、高效引导供需调节的手段

电力的供需两端有明显差异, 首先是发电侧高度异化。不同电源形式的一次能源形式、造价、时间价值、环境价值均有明显不同。比如我国占比最高的火电主要一次能源为煤炭,

具有较高的碳排放，但与此同时却有很高的可调节性（相比于新能源），因此其时间价值并不明显。新能源没有碳排放，但新能源由于其发电量与自然因素（光照、风况）严格相关，会导致发电与用电不匹配，因而产生发电的时间价值。

但从用电侧的角度，电力是高度同质化的商品，不论火电、水电还是新能源，对于用户来说是统一的产品，对用户并没有本质区别，这与发电侧异质化产生了矛盾。在传统的电价体系下，不同电源的成本区别可以通过制定不同的核准电价加权平均后分配给用户，从而解决这种矛盾。但在新能源比例大幅上升的情况下，电力的时间价值很难通过传统的电价体系进行体现，一来限制了用电侧主动与发电侧匹配的动力，二来也制约了调节性电源的价值体现（调节性电源本质上是对不同时间段的电能进行“转移”，如果电力时间价值不体现，调节性电源便没有体现其价值的途径）。

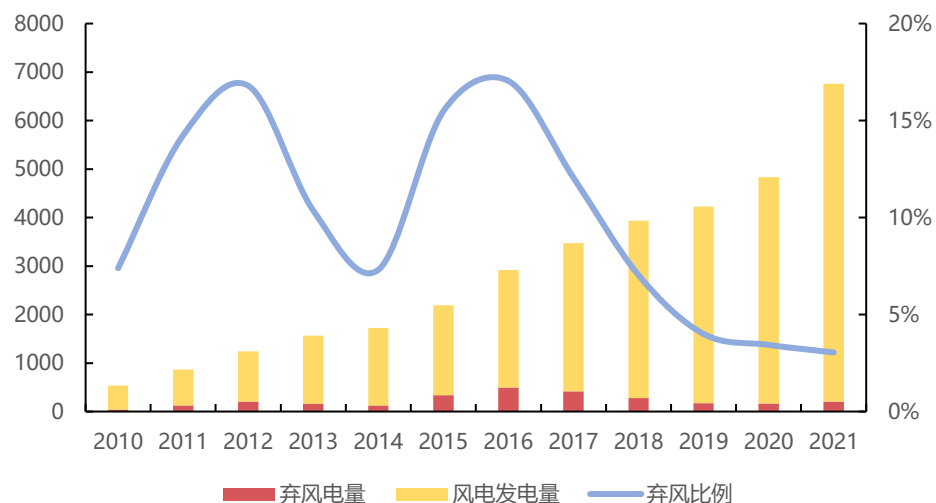
因此解决新能源消纳也需要底层机制进行支撑，即建立中长期+现货+辅助服务+容量电价+碳市场的综合性电力市场体系，从而让电力的时间价值、调节价值、支撑价值、环境价值得到充分的体现和区分，从而让不同电源共存并健康运行，从而共同促进新能源的消纳，进而提高清洁能源的比例。

综上，前文分析了目前三北地区消纳压力增大的主要原因，随着新能源装机量不断上升，加上我国调节资源缺乏、幅员辽阔等客观因素，弃电率上升是不可避免的，随着我国电力市场化工作逐步推进，装机量、弃电率、投资成本、电价等因素会互相制约，最终影响绿电运营商收益率，从而通过市场来自然调节。

但归根结底，**新能源是一种几乎无边际成本的电源形式，提高消纳率会增加全社会福利**（当然从消纳边际成本考虑也不宜无限提高消纳率）。新能源消纳出现问题的本质原因前文已经有分析：（1）本地电力需求不足；（2）电力系统调节资源不足；（3）电网建设滞后；（4）引导电力调节供需信号不明确。

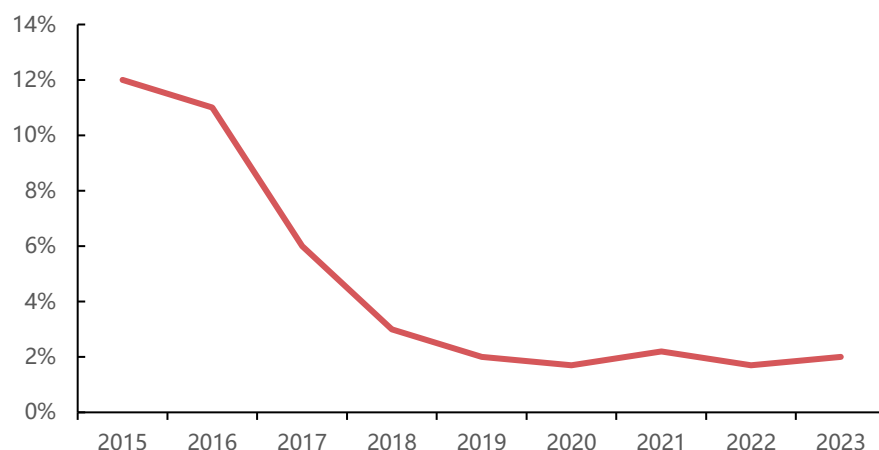
回顾历史，我国新能源消纳形势一度非常严重。早期我国新能源主要以风电为主，从2010年开始就出现了较为严重的弃风情况，2012年弃风比例已高达16.8%，直至2017年（除2014年外）弃风比例均突破10%。后国家出台一系列措施才促使弃风比例快速下降，至2021年降至约3%。

图9：2010—2021年我国弃风电量、风电发电量和弃风比例（亿千瓦时）



资料来源：国家能源局，华源证券研究。注：弃风比例=弃风电量/（弃风电量+风电发电量）

图 10：2015—2023 年我国弃光率情况



资料来源：国家能源局，华源证券研究

2018 年 10 月，为解决日益严重的新能源消纳问题，国家发改委、国家能源局印发《清洁能源消纳行动计划（2018—2020 年）》的通知，提出到 2020 年弃风率低于 10%（力争控制在 8%），最终完成目标。

表 4：《清洁能源消纳行动计划（2018—2020 年）》要点

举措方向	具体举措
一、优化电源布局，合理控制电源开发节奏	1. 科学调整清洁能源发展规划 2. 有序安排清洁能源投产进度 3. 积极促进煤电有序清洁发展
二、加快电力市场化改革，发挥市场调节功能	4. 完善电力中长期交易机制 5. 扩大清洁能源跨省区市场交易 6. 统筹推进电力现货市场建设

7. 全面推进辅助服务补偿（市场）机制建设	
三、加强宏观政策引导，形成有利于清洁能源消纳的体制机制	8. 研究实施可再生能源电力配额制度
	9. 完善非水可再生能源电价政策
	10. 落实清洁能源优先发电制度
	11. 启动可再生能源法修订工作
12. 实施火电灵活性改造	
四、深挖电源侧调峰潜力，全面提升电力系统调节能力	13. 核定火电最小技术出力率和最小开机方式
	14. 通过市场和行政手段引导燃煤自备电厂调峰消纳清洁能源
	15. 提升可再生能源功率预测水平
五、完善电网基础设施，充分发挥电网资源配置平台作用	16. 提升电网汇集和外送清洁能源能力
	17. 提高存量跨省区输电通道可再生能源输送比例
	18. 实施城乡配电网建设和智能化升级
	19. 研究探索多种能源联合调度
六、促进源网荷储互动，积极推进电力消费方式变革	20. 加强电力系统运行安全管理与风险管控
	21. 推行优先利用清洁能源的绿色消费模式
	22. 推动可再生能源就近高效利用
	23. 优化储能技术发展方式
七、落实责任主体，提高消纳考核及监管水平	24. 推进北方地区冬季清洁取暖
	25. 推动电力需求侧响应规模化发展
	26. 强化清洁能源消纳目标考核
	27. 建立清洁能源消纳信息公开和报送机制
28. 加强清洁能源消纳监管督察	

资料来源：国家发改委，华源证券研究

本行动计划提出的举措较为全面且多数在当下仍有实际意义。除宏观层面的引导、规划以及落实责任主体等措施外，其余举措均针对我们前文分析的四大原因。理论层面和过往政策相结合，后续解决方案就非常明确。当然，由于我国目前新能源发展水平与 2018 年左右有比较明显的变化，产业发展阶段也有所不同，因此我们分析具体措施跟以往会略有不同。

2. 提高本地电力需求 电能替代、可再生能源制氢是主要方向

增加灵活性资源、增加电网建设，本质上都需要额外大量投资来解决消纳，如果能就地利用富裕电力，其成本更具优势。而且随着新能源制造端成本下降以及新能源部分时段集中发电的特征，局部地区、时段的电力成本有望大幅下降，从而能进一步促进电力需求提升。

立足当下，面对严峻的消纳形势，我们认为应重点关注绿电利用和电气化相关产业链。一方面，特高压外送通道建设需要时间；另一方面，扩大本省用电基础需重点从增量和存量两个维度寻找解决方案。开拓增量方面，开发绿电制氢/氨/甲醇项目、鼓励数据中心等高耗能产业发展是重点方向。利用存量方面，则需重点关注电能替代，例如工业领域电炉炼钢对传统高炉炼铁和转炉炼钢的替代，建筑部门利用电极锅炉+蓄热装置对传统燃煤供暖的替代。

表 5：分行业电气化路径

行业		电气化方向
工业部门	黑色金属行业	高炉冶炼
	有色金属行业	电炉炼钢: 替代传统的高炉炼铁和转炉炼钢
	一般制造业	电解铝制作
交通运输		冶金锻造
		电炉替代
		乘用车
		新能源电动车替代燃油车
	商用车	商用车对载重和里程的要求比乘用车更高，动力电池无法完全满足其行驶需求，采取电动和氢能燃料电池并用的路线。
建筑部门	集中供暖	提升电气化
	农村住宅	高铁、动车等
	城镇住宅和商业	内河航运
	公共建筑	电动、燃料电池等
		供暖燃煤
建筑部门		炊事、采暖、
		热水 燃煤燃
		柴
建筑部门		绿色电器、光伏设备
		电炊、电热水、热泵等; 柔性用电建筑

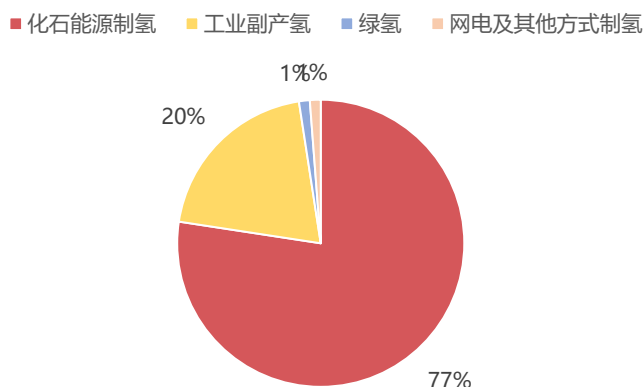
资料来源：梁婧等《我国产业电气化发展现状、路径与对策》，华源证券研究

2.1 绿氢对电价敏感度较高 产业链降本及消纳矛盾推动绿氢经济性持续增强

存量氢气需求超过 3000 万吨，绿氢渗透率仅 1%。成本问题是当前阻碍绿氢大规模替代灰氢的根本原因。根据中国氢能联盟数据，2022 年我国氢气表观消费量约 3500 万吨，

下游主要领域包括合成氨（31%）、合成甲醇（26%）、石油化工及其他工业用途。仅考虑合成氨和合成甲醇领域，2022 年氢气消耗量约 2000 万吨，简单测算绿氢在两个领域渗透率分别为 3.6%和 1.4%。考虑到绿氢在我国氢气产量中占比仅 1%左右，绿氢在化工领域潜力十分广阔。

图 11：2022 年我国制氢来源分布



资料来源：氢界，华源证券研究

表 6：绿氢合成氨及合成甲醇领域理论空间

	2022 年产量 (万吨)	用氢量 (万吨)	氢能渗透率	绿氢理论极限 (万吨)	备注
合成氨	5321	1093	3.63%	30152	假设 0.18 吨氢气制备 1 吨氨
合成甲醇	8023	917	1.43%	64184	假设 0.125 吨氢气制备 1 吨甲醇
合计		2010		94336	

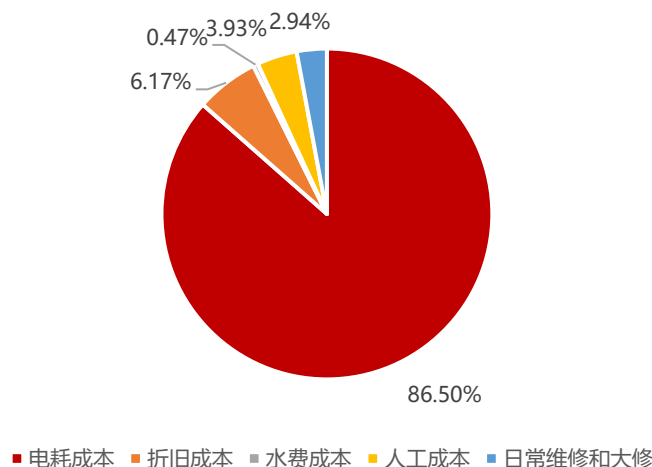
资料来源：《碳中和背景下工业副产气制氢技术研究与应用》陈健等，华源证券研究

成本是阻碍绿氢对灰氢进行大规模替代的根本因素。灰氢方面，国内约 50%以上的氢气来自于煤制氢，若以 950 元/吨的煤价计算，则煤制氢的总成本在 13-15 元/kg；绿氢方面，以当前主流的碱性电解槽为例，在工业电价 0.4 元/kWh 的情况下，按照每年 5000h 利用小时数、单位电耗 4.9kWh/Nm³、电解槽成本 1400 元/kW 计算，电解水制氢价格在 25 元/kg 左右。由于下游主要用户石化行业对氢气成本的承受力较低，因此价格是当前阻碍绿氢对灰氢进行大规模替代的根本因素。

电解水制氢的主要影响因素为电耗成本、年运行小时数、电解槽效率，其中电耗成本占绿氢成本的比例超过 80%。仍然以当前主流碱性电解槽为例，2023 年底招标价格已下降至 1400 元/kW 左右，若电价为 0.3 元/kWh，在 5000h 年利用小时数、单位电耗 4.9kWh/Nm³ 情况下，绿氢成本可下降至 19 元/kg 左右，其中电耗成本占比达到 86.5%，

若电价下降至 0.2 元/kWh, 相同假设下绿氢成本可下降至 13.58 元/kg, 已接近平价区间。
从绿氢降本途径来看, 重要性排名依次为: 降低电价>提高利用小时数>电解槽降本。

图 12: 电耗占绿氢成本超过 80%



资料来源: 华源证券研究。注: 假设电解槽成本 1400 元/kW, 电价为 0.3 元/kWh, 年利用小时数 5000h、单位电耗 4.9kWh/Nm³。

表 7: 氢气成本与电费和电解系统成本的关系

绿氢成本 (元/kg)		电费 (元/kWh)			
		0.15	0.20	0.25	0.30
电解槽单位成本 (元/kW)	1300	10.72	13.47	16.22	18.97
	1400	10.83	13.58	16.33	19.08
	1500	10.93	13.68	16.43	19.18
	1600	11.03	13.78	16.53	19.28

资料来源: 华源证券研究

表 8: 氢气成本与电费和电解槽利用小时数的关系

绿氢成本 (元/kg)		电费 (元/kWh)			
		0.15	0.20	0.25	0.30
年利用小时数 (元/kW)	5000	10.83	13.58	16.33	19.08
	6000	10.41	13.16	15.91	18.66
	7000	10.12	12.87	15.62	18.37
	8000	9.89	12.64	15.39	18.14

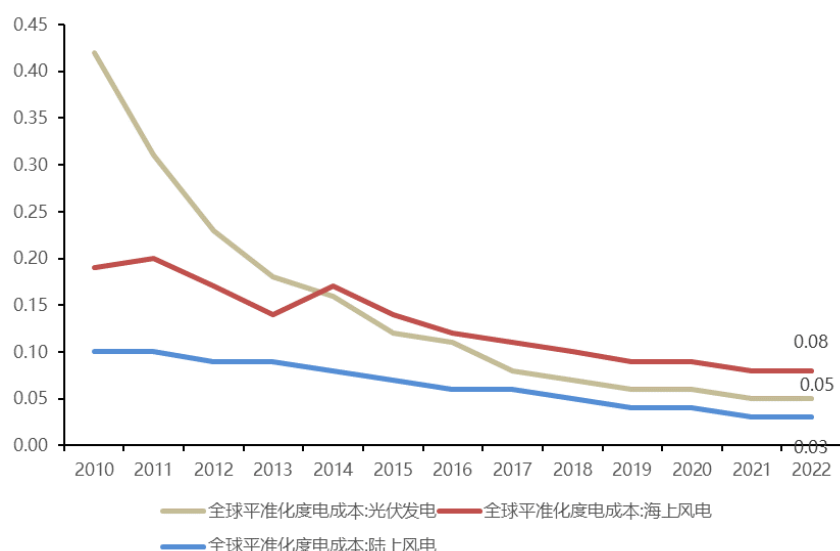
资料来源: 华源证券研究

从成本竞争维度来看, 未来, 绿氢与灰氢之争, 一方面需要重点关注绿氢成本端 (电价、设备等) 的下降, 另一方面也需关注灰氢燃料价格和碳成本的上涨。

利用富裕电力可有效降低制氢成本。目前宁夏、新疆、青海、甘肃、山东等省均将中午（宁夏、青海、甘肃均为 9 点到 16 点，新疆为 13 点-16 点）定为谷时段，与光伏出力时段基本重合。此外甘肃在 2024 年中长期电力交易安排中也明确谷时段新能源电价不得高于燃煤标杆电价的 50%（即不大于 0.1539 元/kWh），如果将光伏电量全部用于制氢，则绿氢价格可进一步下降至 15 元/kg 左右。考虑到降低上网电量还可以同步降低输电线路投资、以及绿氢的环境价值，总体上来看绿电制氢的性价比还在进一步上升，因此绿氢是解决新能源消纳的重要手段之一。

风光组件价格下降带动度电成本下降，同时消纳矛盾下绿氢项目有望拿到更低电价，双重因素推动下绿氢经济性有望持续增强。根据国际可再生能源机构数据，2010 年至 2022 年期间，全球光伏发电度电成本由 0.42 美元/kWh 下降至 0.05 美元/kWh，累计下降 88.1%，全球陆上风电和海上风电度电成本则下降至 0.03 美元/kWh 和 0.08 美元/kWh，累计下降 70.0%和 57.9%。随着产能扩张及行业竞争进一步加剧，风光度电成本有望在组件价格下降趋势中进一步下降，绿氢项目有望拿到更低电价。离网制氢模式下，若按照 0.15 元/kWh 测算，在电解槽年度利用小时 5000 小时情况下，绿氢制备成本可下降至约 10.83 元/kg，在氢气就地消纳场景下，不考虑储运问题，则该价格具备与煤制氢竞争的可能性。此外，随着风光装机比例不断提升，部分新能源大省近 2 年新上的风光制绿氢/绿氨/甲醇项目数量明显增多。我们认为，受限於外送通道建设缓慢和本地需求不足问题，消纳矛盾将促使绿氢/绿氨/甲醇项目可以拿到更低电价，绿氢经济性进一步增强。

图 13：光伏与风电平准化度电成本（美元/千瓦时）



资料来源：国际可再生能源机构，华源证券研究

煤、天然气价格上移，拉高灰氢制备成本。绿氢相比于灰氢，最大缺点是制备成本较高。但随着近几年煤炭、天然气价格中枢上移，以及风光储价格下探，绿氢相比于灰氢的成本劣势正在逐渐缩小。根据相关论文测算，以煤炭 950 元/吨以及天然气 2.5 元/m³ 测算，

煤制氢和天然气制氢成本分别为 1.24 元/ Nm^3 和 1.48 元/ Nm^3 ，分别对应 13.95 元/kg 和 16.61 元/kg。

表 9：不同技术路线工业产氢成本对比

	水煤浆 气化制氢	天然气制氢	甲醇制氢	焦炉煤气 直接提氢	加氢尾气 提氢	氯碱尾气 制氢	电解水 制氢
制备 1 Nm^3 氢气	0.75	0.396	0.5	1	1.955	1.1	5
原材料用量							
原材料及单位	煤, kg	天然气, m^3	甲醇, t	焦炉煤气, m^3	原料气, m^3	原料气, m^3	电, kWh
原材料单价 (元)	950	2.5	2600	0.600	0.350	0.400	0.15
原材料成本 (元/ Nm^3)	0.713	0.990	1.300	0.600	0.684	0.440	0.750
辅助材料成本 (元/ Nm^3)	0.253	0.031	0.160	0.006	0.016	0.020	0.012
燃料及动力消耗 (元/ Nm^3)	0.069	0.232	0.395	0.216	0.020	0.020	0.100
制造费用 (元/ Nm^3)	0.135	0.138	0.012	0.007	0.006	0.006	0.038
员工工资 (元/ Nm^3)	0.012	0.007	0.055	0.078	0.051	0.062	0.235
管理及财务费用 (元/ Nm^3)	0.060	0.080	0.020	0.028	0.033	0.020	0.041
总成本 (元/ Nm^3)	1.242	1.478	1.942	0.935	0.810	0.568	1.176
折合 (元/kg)	13.95	16.61	21.82	10.51	9.10	6.38	13.21

资料来源：《碳中和背景下工业副产气制氢技术研究与应用》陈健等，华源证券研究

多个绿电制氢制氨项目已启动，绿电成本下降趋势下，相关制氢制氨设备厂商将受益。
 据行业公众号新能源技术与装备统计，2023 年我国绿氢签约/开工项目超过 30 个，总投资超 2500 亿元，其中多数分布在三北地区，其中内蒙古占比超过半数。从消纳角度看，目前电解水制取 1kg 氢气耗电量为 45-55kWh，以内蒙古规划 2023 年绿氢项目超过 60 万吨的规划制氢规模测算，对应电量需求 270-330 亿 kWh，相当于内蒙古 2023 年全社会用电量的 5.6%-6.84%，可创造较为显著的消纳空间。

我们预期，随着西北等新能源大省绿电消纳率走低，各省将上马更多类似项目，电解槽及制氨设备等厂商有望受益。

2.2 电极锅炉兼具供暖电气化与灵活性改造双重功能 消纳矛盾下市场空间有望进一步打开

电极式锅炉是将 6~20kV 的高压电直接连接到电极上，利用水作为电阻，直接将电能转化为热能。目前，单台电极锅炉功率负载范围 4~80MW，热电转化效率高达 98%以上。

启停迅速，热水锅炉可在 30s 内达到满负荷；蒸汽锅炉在热备状态下 3~5 分钟内可达到满负荷。

1) 在民用领域，可再生能源的出现，一方面使得供暖“煤改电”更加切实可行，另一方面可有效解决风光消纳问题。过去，根据我国能源的梯级利用政策，化石能源所发电能效率在 40%左右、属于高品位能源，以这种高品位电能直接供热不符合梯级利用政策，因此长期以来我国供热行业禁止使用化石能源生产的电能进行供热。然而，随着清洁能源发电的不断推进，基于电热锅炉的低谷电蓄热系统可以对传统燃煤锅炉形成良好替代，采用电极锅炉供热在一些地区逐渐得到了推广和应用。

早在 2013 年，国家能源局就在吉林白城建立了以风力发电为基础的清洁能源供暖的试点工程，该项目采用高压电极锅炉与蓄热装置连用的系统，利用电网弃风的电力进行热电转化，将储存的热量进行供暖，实现了风能供暖。与传统化石能源相比，电极锅炉蓄热系统不会造成任何的污染，而且由于热电转化效率极高，设备运行安全高效，完全可以实现清洁供暖。2019 年 7 月，蓄热电锅炉供暖项目入选能源局《北方地区冬季清洁取暖典型案例汇编》，成为国家能源局大力推广使用的新型电取暖设备之一。

图 14：利用电极锅炉调峰和消纳弃风的方案示例

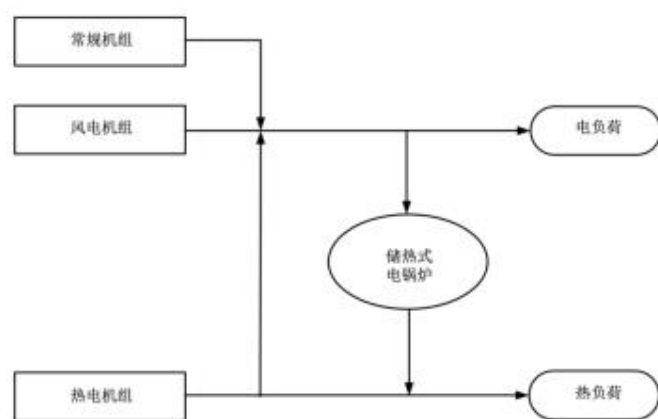
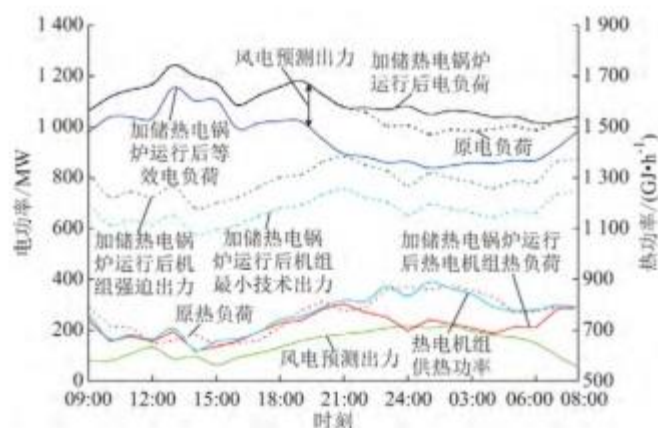


图 15：利用电极锅炉调峰和消纳弃风的负荷原理图



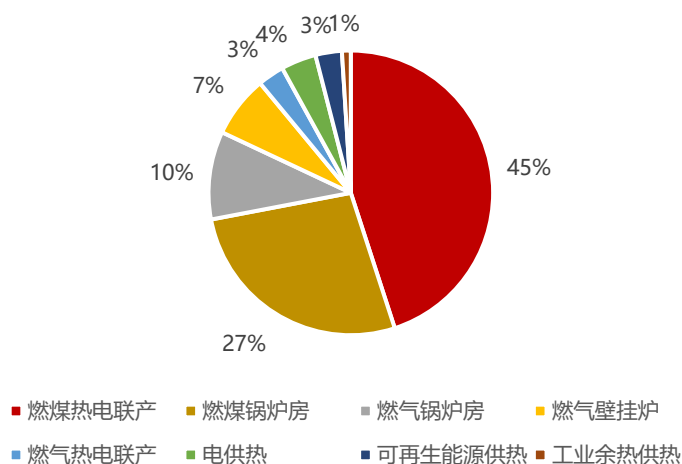
资料来源：郭丰慧等《基于二级热网储热式电锅炉调峰的弃风消纳调度模型》，华源证券研究

就绿电直接供热而言，100 万平米供热面积每年供暖季可消纳 1.29 亿千瓦时电量，我国城镇供热面积 175 亿平方米，按照 10%渗透率，可消纳电量 2000 亿千瓦时/年以上，相当于 2023 年全国用电量 2.45%。根据牛传凯等《采用电极锅炉的风电供热系统设计及经济性》，针对甘肃省瓜州县城南某新建热源厂一期项目，100 万平米供热面积日均热量需求为 876MWh，按照谷电时段储热、热效率 98%计算，需配备 120MW 电极锅炉，按照当地供暖期 151 天计算，年度耗电量（电极锅炉+循环泵）1.29 亿千瓦时。

从潜在空间来看，据清洁供热产业委员会（CHIC）统计，截至 2023 年底，我国北方地区供热总面积 245 亿平方米（城镇供热面积 175 亿平方米，农村供热面积 70 亿平方米）。根据《沈阳市“十四五”城市民用供热规划（2022）》，北方城镇供热热源中，燃煤供热占比约 72%，天然气占比约 20%，燃煤与天然气供热占据绝对比例。成本端来看，若假设

供暖平均电价 0.2 元/千瓦时，则电锅炉供暖成本在 27 元/m²·年左右；以 Q5500 煤炭 850 元/吨价格计算，燃煤供暖成本在 21 元/m²·年左右。考虑电锅炉具有更佳的环境效益，双碳目标下渗透率将逐步提升。假设电能直接供热渗透率达到 10%，参考上述瓜州县项目数据，则可消纳电量 2258 亿千瓦时，相当于 2023 年全社会用电量的 2.45%。

图 16：我国北方城镇供热热源情况



资料来源：《沈阳市“十四五”城市民用供热规划（2022）》，华源证券研究

2) 对于热电联产的燃煤机组，以热定电限制其调峰能力，电极锅炉+蓄热可协助热电解耦，从而同时实现供暖电气化+燃煤机组灵活性改造。由于我国火力发电厂约一半以上集中在北方地区，其中 80%以上的火力发电厂属于热电联产厂，发电的同时兼具保障供热功能。然而，在热电联产机组“以热定电”的运行模式下，热电输出相互耦合、相互制约。尤其是在冬季用电高峰时期，电、热矛盾愈发凸显。热电机组若发挥最大供热能力，发电出力不可调节；若为了满足电力调峰需求而降低发电出力，供热能力则随之下降。因此，可以在热源侧设置电热锅炉和蓄热罐，利用电负荷低谷期时的电力供热和蓄热，从而实现电与热的解耦，在提升燃煤机组灵活性的同时，解决清洁能源消纳的问题。

图 17：电极锅炉+蓄热器解决清洁能源消纳问题示意图

清洁能源消纳系统工艺图



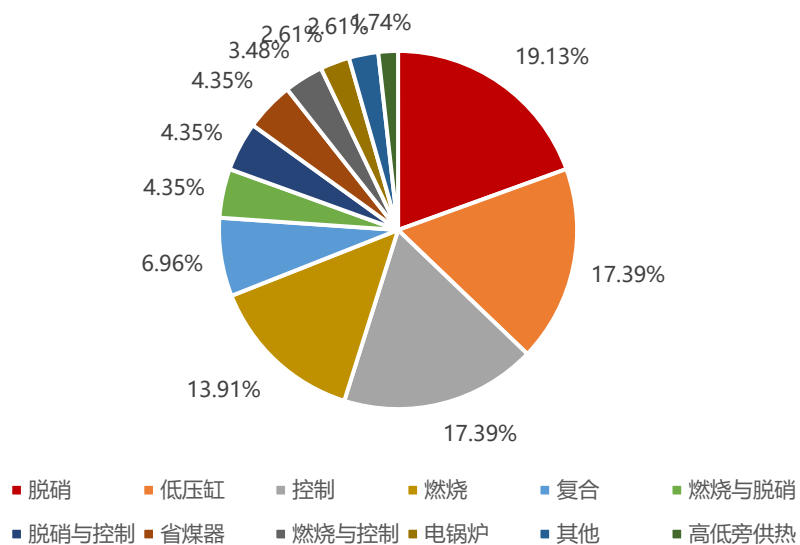
资料来源：青达环保招股说明书，华源证券研究

随着我国能源低碳转型进一步加深，电力系统对火电调峰深度要求进一步提高，兼具灵活性改造和供暖电气化功能的电极锅炉值得关注。2024 年 2 月 27 日，国家发改委、国家能源局发布的《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》指出：着力提升支撑性电源调峰能力。深入开展煤电机组灵活性改造，到 2027 年存量煤电机组实现“应改尽改”。在新能源占比较高、调峰能力不足的地区，在确保安全的前提下探索煤电机组深度调峰，最小发电出力达到 30%额定负荷以下。从规模来看，根据《全国煤电机组改造升级实施方案》，“十四五”期间煤电节能降碳改造规模不低于 3.5 亿千瓦、供热改造规模力争达到 5000 万千瓦、灵活性改造完成 2 亿千瓦。

以国能灵武电厂灵活性改造项目为例，通过配备 12 台 50MW 电极锅炉，可迅速提供 600MW 应急热负荷，大幅提升供热保障能力。其中，国能宁夏灵武电厂是银川市的主力供热机组，电厂总装机的容量 3320MW。配备上述电极锅炉蓄热系统后，灵武电厂在深度调峰工况下每小时可消纳新能源电力 60 万度，同时在异常工况、极端天气下，可迅速提供 600MW 应急热负荷，供热保障能力获得大幅度提升。

电极锅炉作为灵活性改造技术路线之一，在新能源消纳矛盾+热电联产灵活性改造双重需求加持下，市占率有望提升。根据《中国煤电机组改造升级效果分析与展望》统计，当前电锅炉灵活性改造技术的市占率不到 3%。一方面，较低的市占率与进口厂商主导下的设备高成本有关，随着华源前线、山东北辰等国内厂商技术上不断取得突破，电极锅炉灵活性改造落地项目逐渐增多。另一方面，在新能源消纳矛盾愈发突出的情况下，电极锅炉调峰可支持热电联产机组实现热电解耦+少上网或者零上网，为新能源电力上网让出充足空间，电极锅炉调峰方案竞争力较以往更加凸显。

图 18：主要灵活性改造技术统计



资料来源：刘志强等《中国煤电机组改造升级效果分析与展望》，华源证券研究

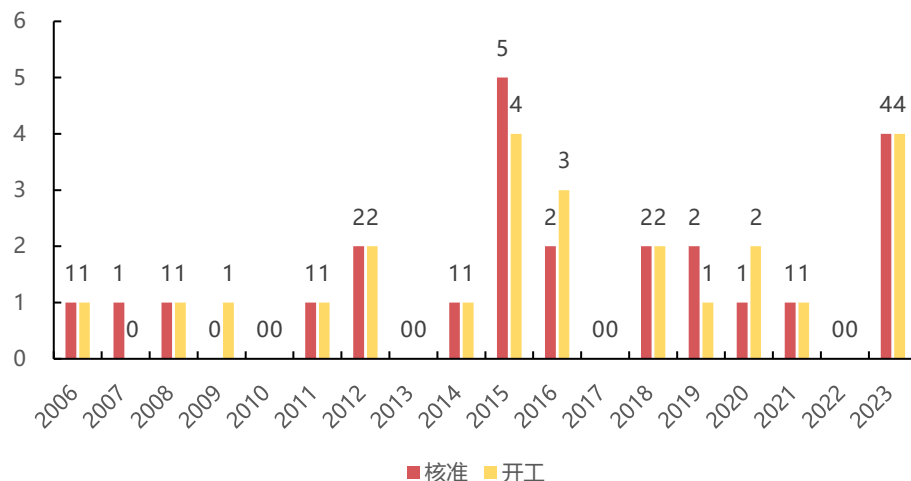
3. 柔直化提高新能源输送效率 配电网加强建设解决分布式消纳问题

3.1 特高压预计 25 年底开始缓解消纳压力 柔直化进一步加强新能源外送能力

风光基地开发催生特高压项目需求，后续特高压直流有望持续高景气。历经 2022 年特高压直流核准空档后，2023 年特高压直流核准和开工明显加速。金上一湖北、陇东—山东、宁夏—湖南、哈密—重庆等 4 条特高压直流先后核准、开工。一个自然年内核准 4 条特高压直流，数量仅次于 2015 年，为历史第二高水平。按照平均 2 年的建设周期，2025 年内 4 条特高压将陆续投产，新能源消纳压力有望逐步缓解。

北方风光消纳与南方缺电问题共存，特高压同时解决两大问题成为刚需。根据中电联数据，截止 2023 年底，全国已有 4 个省份装机新能源渗透率超过 50%，超过 40% 的省份达到 10 个。其中青海、河北、甘肃新能源装机渗透率分别达到 68.8%、58.6%、59.6%，均超过德国 2023 年底装机渗透率（58.0%），已经达到非常高的水平，由此带来非常大的新能源消纳压力。**而与此同时，我国南方省份的缺电压力仍在恶化。**根据电规总院预测，我国 2024 年电力供应紧张的省份达到 14 个，另有 9 个偏紧，紧张省份数量比 2023 年增加 8 个，缺电形式严峻。因此采用特高压“北电南送”成为解决此问题的重要手段之一。由于 2022 年末核准直流外送通道，整个大基地外送通道建设存在滞后情况，“沙戈荒”风光大基地总计 315GW 外送规模，简单估计还需要 22 条以上特高压外送通道。因此后续特高压直流建设强度仍将维持在较高水平上。

图 19：2006—2023 年历年核准和开工特高压直流数量（条）



资料来源：国家电网，南方电网，华源证券研究

此外，2023 年还有甘肃—浙江和蒙西—京津冀两条特高压直流进入可研阶段，与以往不同的是，这两条直流明确将新建±800 千伏柔直换流站，是历史首次（此前白鹤滩—江苏、乌东德送广东广西均为混合型柔直）。相比于采用半控型器件（晶闸管）作为元器件的常规直流，柔性直流将主要采用 IGBT、IGCT 等全控型期间，由此主要产生一个重要优点：

可以输送更高比例新能源。目前我国已建成的直流特高压项目，除乌东德送广东广西和白鹤滩—江苏直流采用常规+柔性混合路线外，其余均为全常规直流路线。常规特高压直流无法脱离常规电源（水电、火电），因此《可再生能源“十四五”规划》中对于新建通道中，可再生能源电量比例要求仅为不低于 50%（因为还要同时输送约 50%左右的常规电压）。从我国特高压直流实际运行情况来看，2021 年所有电源为火电+新能源的线路，可再生能源比例均未超过 40%。基于未来我国特高压主要送出地点在缺乏水电的三北地区，常规特高压直流输送新能源比例较低的缺点亟需解决。

柔性直流技术由于采用全控型器件，其有功功率和无功功率可以独立控制，故理论上可以输送 100%新能源。海上风电领域便有柔直应用并得到了证实。目前国网在甘肃—浙江特高压直流项目可研招标文件中便指出要建设全柔直工程，一旦证实可行，理论上即使仅维持后续每年 4 条直流特高压建设，也可以将新能源消纳能力在现有常规直流为主的基础上大幅提升，北方地区新能源消纳压力会大幅缓解。

表 10: 近年来开工建设的特高压交流项目

序号	线路名称	输送容量 (万千瓦)	2021 年			2022 年			类型
			输送电量 (亿千瓦时)	线路利用率 (%)	可再生能源比例	输送电量 (亿千瓦时)	线路利用率 (%)	可再生能源比例	
1	复奉直流	640	283	50.48%	100.00%	278	49.59%	100.00%	水电
2	锦苏直流	720	362	57.38%	100.00%	403	63.90%	100.00%	水电
3	宾金直流	800	272	38.76%	99.90%	277	39.53%	100.00%	水电
4	天中直流	800	446	63.66%	35.80%	440	62.79%	39.70%	火电+新能源

5	灵绍直流	800	504	71.93%	23.10%	551	78.62%	19.90%	火电+新能源
6	祁韶直流	800	272	38.80%	26.10%	284	40.53%	41.10%	火电+新能源
7	雁淮直流	800	286	40.77%	17.60%	371	52.94%	20.20%	火电+新能源
8	锡泰直流	1000	186	21.22%	22.40%	324	36.99%	27.30%	火电+新能源
9	鲁固直流	1000	265	30.30%	38.00%	327	37.33%	30.70%	火电+新能源
10	昭沂直流	1000	320	36.48%	33.70%	298	34.02%	14.90%	火电+新能源
11	吉泉直流	1200	551	52.38%	31.40%	632	60.12%	27.60%	火电+新能源
12	青豫直流	800	152	21.62%	98.30%	133	18.98%	78.90%	火电+水电+新能源
13	雅湖直流	800	151	—	97.00%	244	34.82%	100.00%	水电+新能源
14	陕武直流	800	—	—	—	139	—	28.10%	火电+新能源
15	建苏直流	800	—	—	—	108	—	100.00%	水电
16	金塘直流	800	—	—	—	3	—	100.00%	水电
17	楚穗直流	500	218	49.68%	100.00%	197	44.98%	100.00%	水电
18	普侨直流	500	156	35.66%	100.00%	188	42.92%	100.00%	水电
19	新东直流	500	238	54.32%	100.00%	217	49.54%	100.00%	水电
20	昆柳龙直流	800	227	32.41%	100.00%	224	31.96%	100.00%	水电

资料来源：国家能源局，华源证券研究

表 11:不同配置下的特高压年消纳能力测算

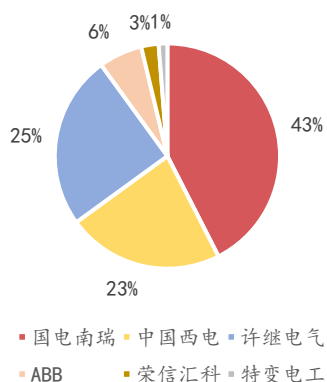
项目		取值	单位
年新建特高压直流数量		4	
输送容量		800	万千瓦
利用率		60%	
年输送电量		420	亿千瓦时
新能源比例		50%	
外送新能源电量		210	亿千瓦时
风电利用小时数		2400	小时
光伏利用小时数		1500	小时
配置一	风电装机	400	万千瓦
	光伏装机	770	万千瓦
配置二	风电装机	500	万千瓦
	光伏装机	610	万千瓦
配置三	风电装机	600	万千瓦
	光伏装机	450	万千瓦

资料来源：华源证券研究测算

换流阀和直流控保是直流输电核心环节，行业集中度高。直流项目与常规交流项目最大的不同在于需要换流阀进行交流—直流—交流的转换，此外由于换流阀属于电力电子装置，需要专门的直流控保系统进行控制，这两种设备也是直流项目的核心设备。从历史情况来看，特高压换流阀设备领域国电南瑞市占率领先，许继电气、中国西电位居第二梯队且优势明显，ABB、荣信汇科、特变电工也有少量中标。

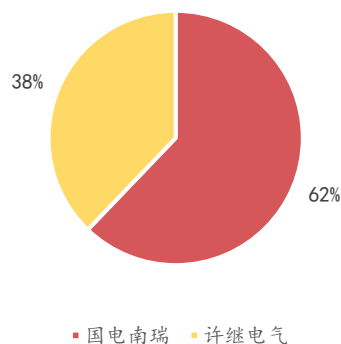
直流控保目前被国电南瑞和许继电气瓜分。特高压直流是技术含量最高的电网工程，核心设备研发、制造难度大、业主要求高，因此格局通常来说相当稳定。

图 20：我国特高压直流项目换流阀设备历史中标份额



资料来源：国家电网，南方电网，华源证券研究。注：统计溪浙直流后项目，中标套数份额

图 21：我国特高压直流项目直流控保设备历史中标份额



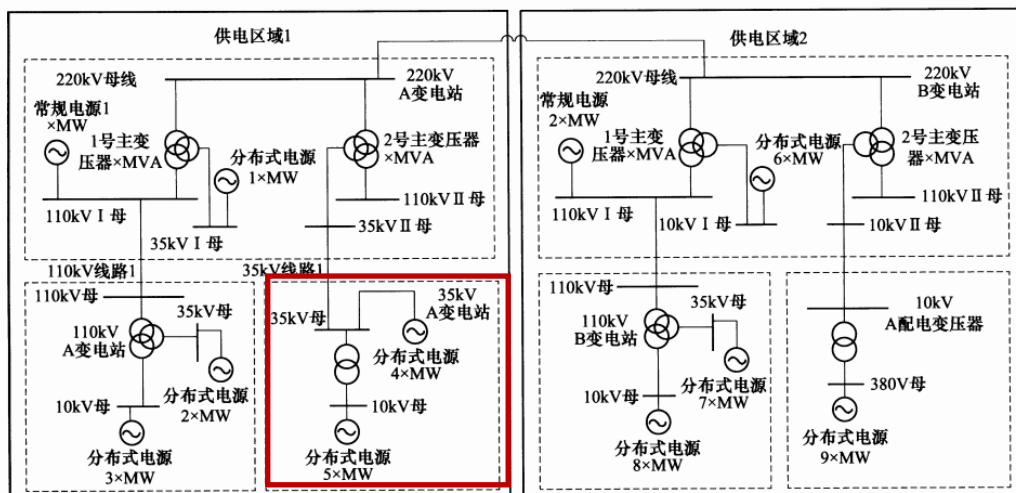
资料来源：国家电网，南方电网，华源证券研究。注：统计溪浙直流后项目，中标套数份额

3.2 基于源网荷储的增量配网模式迎来发展机遇

1.2 节中我们讨论了评价分布式光伏可接入容量的标准以及现状。该标准制定的核心逻辑在于：以往我国电力系统的基本结构是集中式电源供电、主网输送、配网分配至用户，整个电力流向基本为单向，而电网的输送容量一般按照用户侧的实际负荷需求并有一些提前量。比如一个区域内的电力负荷为 10 万千瓦，那么电网的容量可能在 13~14 万千瓦。

在这种结构下，如果配网中加入了分布式电源，那么站在电网的角度，分布式电源是削减了用户的负荷，对电网本身并无影响。但是当某个区域内（如下图红框内）分布式电源的发电功率大于负荷，那么多余的负荷会向上一级反送，这会带来两个结果：一是电力反送，原本电网的控制保护发生变化；二是如果反送的功率大于该条线路的额定输送功率，会导致线路过载。这也是《分布式电源接入电网承载力评估导则》中规定反向负载率 $\geq 80\%$ 后不允许接入的原因。

图 22：配电网结构示意图



资料来源：《分布式电源接入电网承载力评估导则》，华源证券研究

根据 2023 年 7 月国家发改委发布的《关于实施农村电网巩固提升工程的指导意见》，到 2025 年我国东部地区农村户均配变容量不低于 3.5 千伏安，中西部及东北地区农村户均配变容量不低于 2.3 千伏安。如果我们以每户 100 平米屋顶安装 40 千瓦组件来计算，发电功率已经远高于其户用变平均容量，即使考虑上一级电网 3.0 左右的容载比（变电容量/用电负荷），现有变电容量也无法满足大量的户用光伏安装。即使不考虑调峰问题，配网容量也远无法满足分布式光伏的安装需求。

此外，分布式电源建设会使得整个电力行业中电力单元数量大幅上升。电力行业全面转向清洁能源，意味着需要大量的风电、光伏作为电量的核心提供者。风电、光伏的利用小时数远低于传统电源，意味着需要更多的装机量。而为了支持风电、光伏的大规模消纳，势必需要大量的灵活性电源如储能、生物质、天然气发电等主体的支撑。而与传统的大型火电、水电不同，风光储都是典型的分布式电源，既可以在沙漠、戈壁等地区集中为大规模地面电站发电，也可以在贴近用户侧的地方建设小规模分布式电源。电源侧装机量大幅上升、电站单体容量下降、电站种类上升，三重因素促进之下导致发电侧单元数量快速上涨。

根据中电联报告目前我国电能占终端能源消费比例约 27%左右，而碳中和的典型路径为电力行业清洁化，其余用能行业电气化，即使假设全社会能源消费量不增长，简单估算，在双碳约束下全社会用电量也要扩容 3~4 倍，风电光伏提供相同发电量所需要的电力装机量是煤电的约 3 倍，风电光伏单体电站容量仅为火电的约 1/10（随着分布式大规模发展这一比例可能还会降低），因此相比于非双碳约束，**双碳约束下的发电单元数量可能增加近 100 倍。**

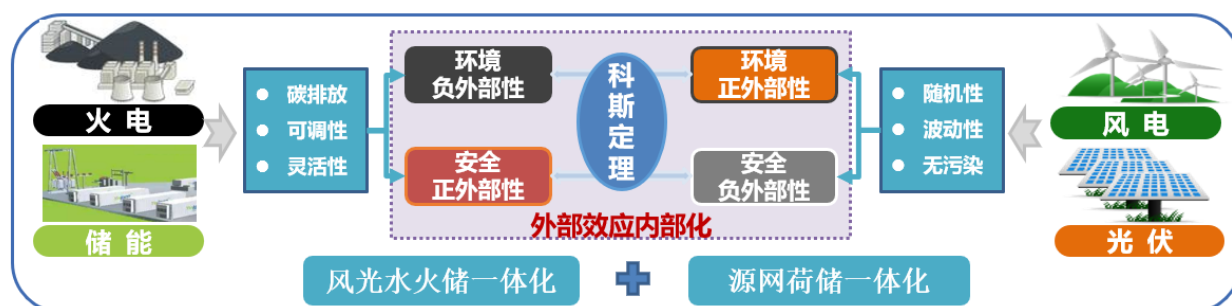
因此后续配电网需要解决容量不足以及有效调控各类发电、用电单元的问题。前者可以通过增加配电网容量建设解决，后者需要从技术和机制两方面解决。

机制方面需要建立更完善的配电网所有权和电价机制，源网荷储模式是关键。源网荷储是以“源、网、荷、储”为整体规划的新型电力运行模式，通过充分调动各项资源，促进可再生能源的生产和消费。源网荷储内部电力供给尽量自给，在自身电力生产过剩或不足时向电网输送或汲取电力，与主网互为支撑。主要分为区域级、市县级、园区级。

从安全角度来说源网荷储“分解”电力系统降低复杂度。（1）新能源、电化学储能具有分布式特性，电源数量大幅提高；（2）双碳转型带来的电能替代导致电力用户数量快速增加。电力单元数量大幅上升，让电网在做调度时的难度和复杂度大幅上升。源网荷储单元统筹单元内部各类资源，作为一个整体与电网签订调度协议并参与电力市场，降低复杂度、提高安全性。

从效率的角度产权重组，外部成本内部化，提高运行效率。结果而言：源网荷储最终鼓励电力的就地平衡，利用内部资源配置和与大电网协调解决保供和消纳两个问题。

图 23：源网荷储一体化模式



资料来源：华源证券研究

从技术角度来说需要进一步提高电力系统的数字化智能化水平。《新形势下配电网高质量发展的指导意见》指出，到 2030 年，基本完成配电网**柔性化、智能化、数字化转型**，实现主配微网多级协同、**海量资源聚合互动**、多元用户即插即用，有效促进分布式智能电网与大电网融合发展，较好满足分布式电源、新型储能及各类新业态发展需求，为建成覆盖广泛、规模适度、结构合理、功能完善的高质量充电基础设施体系提供有力支撑，以高水平电气化推动实现非化石能源消费目标。以上内容都是针对目前配网系统不够智能化和灵活的缺点，具体来看，我们觉得配网实现柔性化、智能化、数字化关键点在于以下几点：

- (1) **提高配电网整体自动化水平。**分布式、电动车等元素的加入，使得配网具有更加复杂的拓扑结构、种类更丰富的用电设备、潮流双向化导致配网的控制、保护策略愈加复杂，目前的配网控制保护已经难以满足要求，急需升级改造。中短期内我国配电网建设还是以充分布局自动化设备以及设备智能感知和用电数据监测为主，其中**配电自动化系统**是核心。南方电网提出要全面推进以故障自愈为方向的配电自动化建设，有效实现配网状态监测、故障快速定位、故障自动隔离和网络重构自愈。逐步延伸自动化覆盖面，推进智能配电站、智能开关站、台架变智能台区建设，推进微电网建设，推广应用智能网关，开展配电网柔性化建设。
- (2) **配网智能监测渗透率进一步提升。****固定端：**以智能监测为例，通过安装摄像头、传感器、融合设备（二次设备为主）等对固定区域连续监测或隔离保护，主要包括变电站和输电线路的在线监测系统等。**移动端：**以变电站内巡检机器人以及线路无人机为主，南方电网提出 35kV 及以上线路无人机全覆盖、及带电作业机器人便是主要方向。
- (3) **进一步增强功率预测水平。**功率预测准确性对于电网调度、电力交易提供支撑性数据，高准确度的功率预测有望提高电力系统电能分配的效率。

4. 灵活性调节资源需加强建设 储能、光热、灵活性改造是重点方向

进一步提高灵活性电源的占比是提高电力系统消纳能力的重要手段。以目前的技术水平，切实可行的灵活性资源包括：抽水蓄能、电化学储能、天然气发电、煤电灵活性改造、压缩空气储能、光热发电以及氢能等。

2024 年 1 月，国家发改委、国家能源局联合印发《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》，其中从灵活性资源角度提出的加强电网调峰能力的措施有：

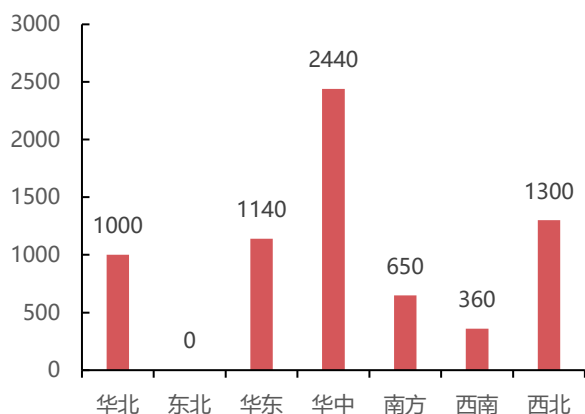
- (1) **抽水蓄能**：到 2027 年抽水蓄能投运规模达到 8000 万千瓦以上；
- (2) **煤电灵活性改造**：到 2027 年存量煤电机组应改尽改，在新能源占比较高、调峰能力不足的地区，在确保安全的前提下探索煤电机组深度调峰，最小发电出力达到 30%额定负荷以下；
- (3) **气电**：在气源有保障、气价可承受、调峰需求大的地区，适度布局一批调峰气电项目；
- (4) **水电**：积极推动流域龙头水库电站建设，推动水电扩机增容及发电潜力利用；
- (5) **光热**：充分发挥光热发电的调峰作用；
- (6) **功率预测**：加强高精度、长时间功率预测技术和智慧集控技术的应用；
- (7) **储能**：探索推动储电、储热、储冷、储氢等多类型新型储能技术协调发展和优化配置；
- (8) **用户侧资源**：深入挖掘可调节负荷、分布式电源等资源潜力，支持通过负荷聚合商、虚拟电厂等主体聚合形成规模化调节能力。

4.1 抽水蓄能机制及规划明确 三北地区规划量大幅上升

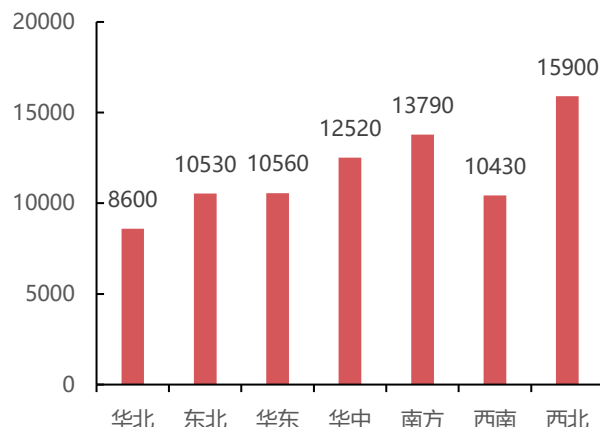
抽水蓄能规划相对明确，三北地区规划量大幅上升。截止 2022 年底，我国抽水蓄能装机 4579 万千瓦，其中大部分位于华东、南方等区域，三北地区仅 1317 万千瓦，其中西北地区 0 装机。后续三北地区抽蓄装机量有望大幅上升，从 2022 年核准量来看，西北地区核准装机大幅增长。长期来看西北地区的抽蓄规划装机也高于其他区域，随着抽水蓄能大规模投产，三北地区新能源消纳问题有望缓解。

图 24:2022 年我国各区域核准抽水蓄能装机(万千瓦)

图 25: 我国各区域抽水蓄能长期规划装机 (万千瓦)



资料来源：《抽水蓄能产业发展报告 2022》，华源证券研究

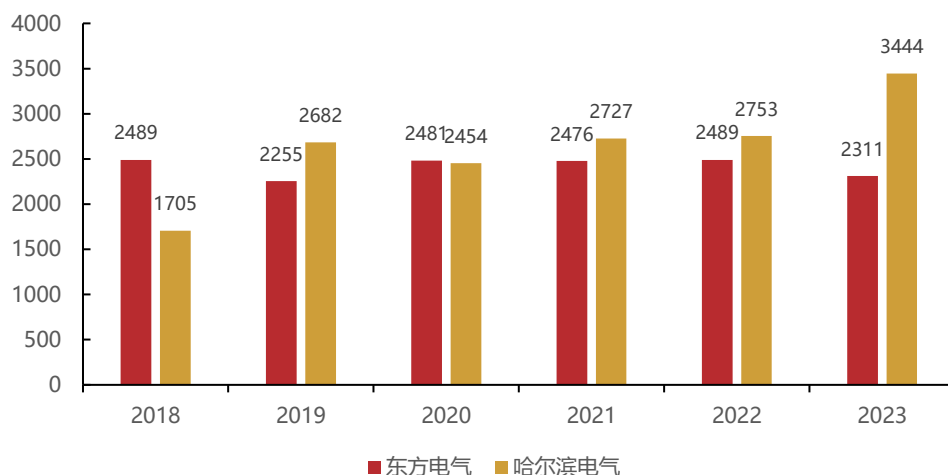


资料来源：《抽水蓄能产业发展报告 2022》，华源证券研究

两部制电价出台，抽水蓄能建设积极性明显提高。2021年4月，能源局发文明确今后抽水蓄能实行容量电价+电量电价的“两部制”电价政策，其中容量电价部分保证6.5%的资本金内部收益率，基本理顺了抽水蓄能的价格机制，过往抽水蓄能建设压制因素解除。根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035年）》，**我国目标到2025年投产抽水蓄能62GW，到2030年投产120GW**，而2022年我国核准的抽水蓄能项目达到48个，总装机68.9GW，而根据我们不完全统计2023年核准抽水蓄能项目50个，总装机超60GW，两年核准量超过我国存量装机2倍，抽水蓄能建设高峰即将到来。

抽蓄主机价值量高，年市场空间可达百亿元量级。根据《抽水蓄能电站发展形势与展望》，抽水蓄能项目造价水平约在55—65亿元/GW，其中机电设备占比约26%，即设备投资14.3—16.9亿元/GW。其中水轮机和发电机是最主要的设备，根据国网招标结果，浑源1.5GW主机中标价9.6亿，尚志1.2GW中标价10.3亿，折合单GW投资6.4—8.6亿元。假设2024—2030年抽蓄新增100GW，对应设备价值量640—860亿元，每年91—123亿元市场。

图 26：东方电气、哈尔滨电气 2018—2023 年水电板块收入（百万元人民币）



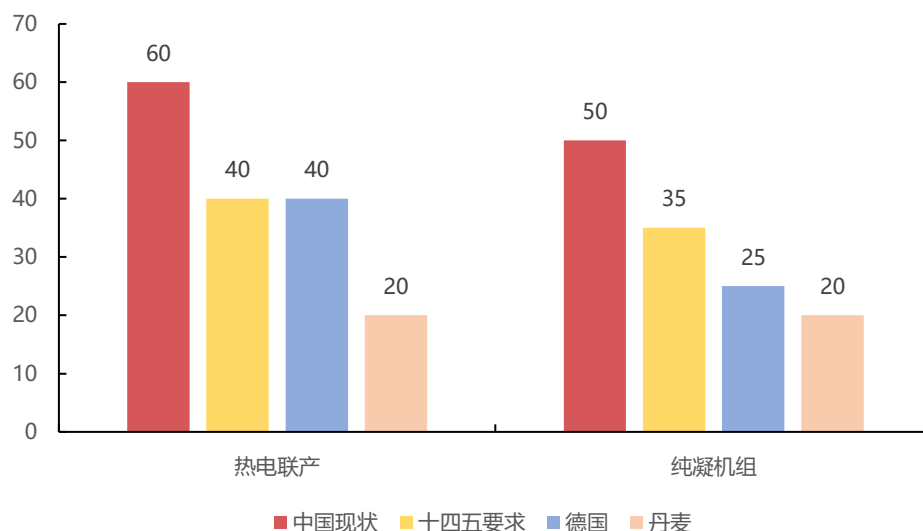
资料来源：公司公告，华源证券研究

抽蓄主机集中度高，东电、哈电寡头格局。抽蓄技术含量高，早期抽蓄均为进口设备，后通过哈尔滨电气、东方电气与阿尔斯通联合中标及技术引进后才逐步国产化。哈尔滨电气截止 2022 年底参与 100 台套抽蓄主机研发制造，市占率超 40%。东方电气截止 22 年 8 月参与 76 台套抽蓄主机，两家公司市占率位居前列，由于技术壁垒后续格局较难打破。东方电气发布的定增方案中也提出要投资约 9.68 亿元增加抽水蓄能机组年产能 25 台套。

4.2 煤电灵活性改造具有广阔的潜在空间

煤电灵活性较差会影响煤电提供顶峰的能力。由于煤电开机需要时间（通常至少数小时至数十小时），而根据《火电机组灵活性改造形势及技术应用》，目前我国纯凝机组调峰能力（最低运行负荷）普遍为 50%左右，热电机组为保证热负荷供应，在供热期调峰能力仅为 60%左右（一般在 50%~70%）。一旦风光大发导致煤电电压出力超出现有调节能力，会被迫导致煤电停机，从而影响近期高峰期的供电能力，因此**灵活性改造是煤电机组能够获取全额容量电价的保障**。德国的纯凝机组最低运行负荷达到 25%，供热机组最低运行负荷达到 40%；丹麦火电机组基本以供热为主，供热期最低运行负荷可达 20%。

图 27：我国和德国、丹麦火电最低运行负荷率（%）



资料来源：《火电机组灵活性改造形势及技术应用》岳腾，华源证券研究

2024 年 1 月，国家发改委、国家能源局联合印发《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》中指出：到 2027 年存量煤电机组应改尽改，在新能源占比较高、调峰能力不足的地区，在确保安全的前提下探索煤电机组深度调峰，最小发电出力达到 30% 额定负荷以下。

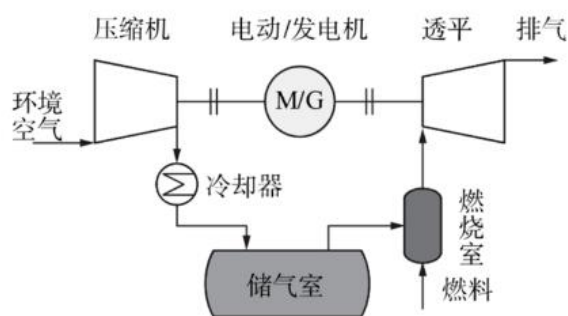
截止 2023 年底，我国在运的煤电机组容量接近 12 亿千瓦，未来一段时间有望继续增加。如果最低负荷能降低 15%~20%则可以释放 1.8~2.4 亿千瓦调峰能力，从而为电力系统提供充足的灵活性以应对大规模新能源的建设。考虑单位千瓦容量成本 500~1500 元，则灵活性改造潜在市场空间约 900~3600 亿元。

2023 年底出台的煤电容量电价政策也为灵活性改造提供了机制支持。容量电价从本质上来说是为了体现煤电的支撑调节功能，为了给电力运行提供足够的“充裕度”，从而保证高峰时段电力系统有足够的出力，避免大范围缺电。因此煤电在获取容量电价时也要提供相应的义务，故在本次容量电价机制中明确规定：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%。煤电机组最大出力申报、认定及考核等规则，由国家能源局结合电力并网运行管理细则等规定明确。最大出力未达标情况由电网企业按月统计，相应扣减容量电费。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。

4.3 压缩空气产业化进程加速 有望补位抽水蓄能

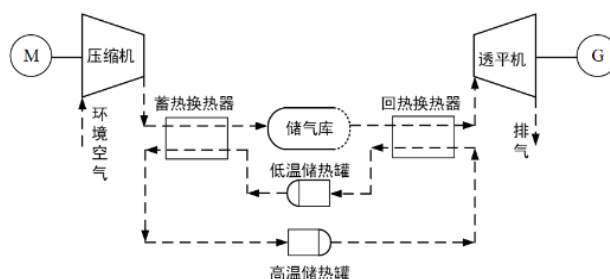
压缩空气储能利用空气的压缩和膨胀来储存或释放能力。压缩空气储能采用人工或自然洞穴，储能时用压缩机将空气压缩至高密度状态，发电时根据技术原理不同大体可以分为补燃式和非补燃式：其中补燃式在发电时依赖天然气等燃料提供热量，而非补燃式在压缩时会释放的热量储存起来，在释放时则用这部分热量加热膨胀机入口空气，实现能量回收利用。因此非补燃式能量利用率可达 70%~80%，相比于补燃式能量利用率（50%）更高。

图 28：补燃式压缩空气储能原理



资料来源：头豹研究院，华源证券研究

图 29：非补燃式压缩空气储能原理



资料来源：头豹研究院，华源证券研究

比电化学储能，压储成本更低，安全性更高，容量更大，但爬坡及响应略慢，效率偏低。压缩空气储能与当前应用最广的抽水蓄能在各方面性能最为接近，同时也是目前能够实现 100MW+ 功率等级应用的主要技术。相比抽水蓄能 5-6 年的建设周期及地域条件的限制，压缩空气储能建设周期短（2 年）、不明显受地域限制，但成本略高，效率略低。

压缩空气储能项目数量和规模近年来快速上升，产业化进程加速。我国此前投运的压缩空气储能以实验性质为主，2022 年前投运的项目最大功率仅 10MW。2022 年张家口示范项目及金坛盐穴压缩空气储能项目功率分别提升至 100MW 和 60MW，具备了大规模参与电网调峰调频的能力。目前我国在建或拟建的压缩空气储能项目，功率均超过百兆瓦，部分项目容量超 GWh。

表 12: 我国已建及在建大规模压缩空气储能项目

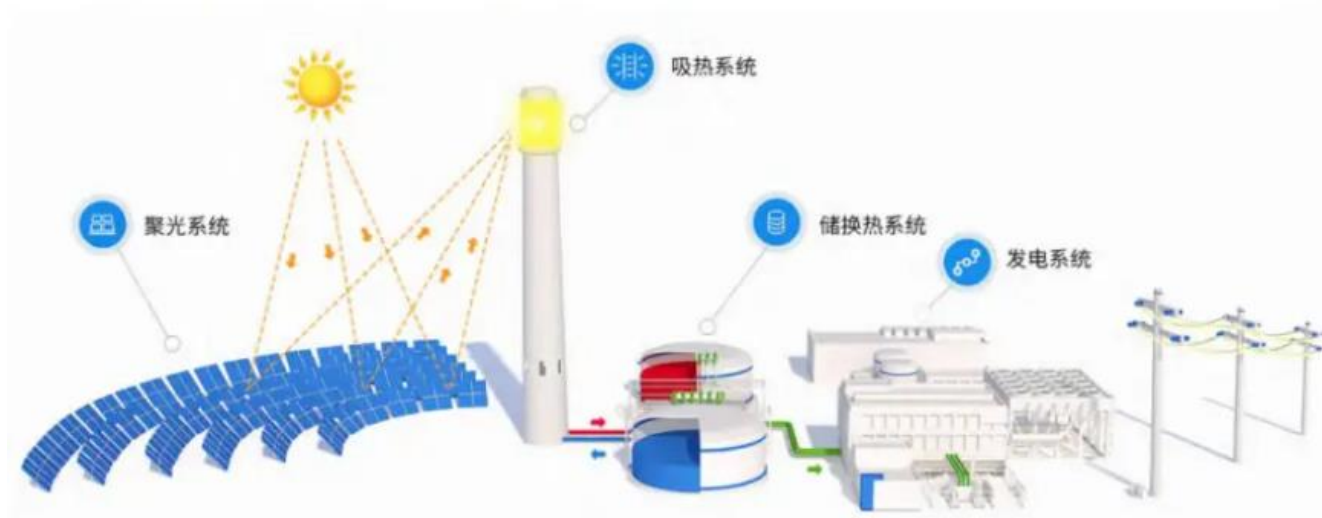
项目名称	功率 (MW)	储能时长 (h)	容量 (MWh)
廊坊 1.5MW 超临界压缩空气储能示范项目	2	—	—
安徽芜湖 500kW 压缩空气储能示范项目	1	—	—
江苏同里 500kW 液态空气储能示范项目	1	—	—
山东肥城盐穴先进压缩空气储能调峰电站	10	—	—
贵州毕节 10MW 压缩空气储能示范项目	10	4	40
张家口国际首套百兆瓦现金压缩空气储能示范项目	100	4	400
金坛盐穴压缩空气储能项目	60	4	240
拟建/在建项目			
新疆阜康 100MW/1000MWh 压缩空气储能电站项目	100	10	1000
华能新能源公司阜康市华能 100 万光伏+压缩空气储能 100MW/1000MWh 项目	100	10	1000
国电投密云 300MW/1800MWh 压缩空气储能项目	300	6	1800
山东肥城 300MW/1800MWh 盐穴先进压缩空气储能示范电站	300	6	1800
山东肥城中电建 2×300MW 盐穴压缩空气储能电站项目	600	—	—
山东肥城中能建 350MW 盐穴压缩空气储能电站项目	350	—	—
河南叶县平顶山 1GW/8GWh 盐穴压缩空气储能项目	1000	8	8000
湖北应城 300MW/1500MWh 压缩空气储能电站	300	5	1500
云南能投 300MW/1500MWh 压缩空气储能项目	300	5	1500
中国能建辽宁朝阳 300 兆瓦压缩空气储能电站示范工程	300	6	1800
中国能建甘肃酒泉 300 兆瓦压缩空气储能电站示范工程	300	6	1800
华能新能源 100MW/1000MWh 压缩空气储能项目	100	10	1000
青海海西州乌兰县 200MW/800MWh 先进压缩空气储能示范电站	200	4	800
绿发投资集团青海 60MW/600MWh 液态空气储能示范项目	60	10	600
甘肃省通渭县 50MW/200MWh 压缩空气+锂电池组合式网侧共享储能电站创新示范项目	50	4	200

资料来源：索比储能，华源证券研究

4.4 光热发电稳定清洁可靠 是具备潜力的发电形式

光热发电是少数兼具稳定、灵活和清洁的发电形式之一。光热利用太阳能为一次能源，但与光伏的区别在于光热通过反射镜汇集太阳光，并利用其热效应加热导热介质，再由高温导热介质去加热水形成蒸汽后推动蒸汽轮机发电。由于光热发电以太阳能为一次能源、自带储能系统、采用与煤电类似的发电形式，兼具了光伏的清洁性、储能的灵活性、煤电的可靠性三大优点，也是目前为数不多同时具有三大优点的电源形式之一（如水电）。

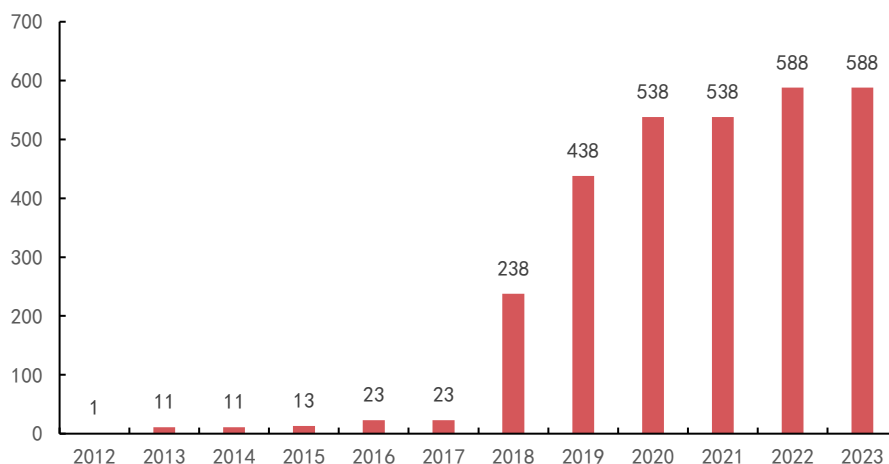
图 30：熔盐塔式太阳能热发电系统示意图



资料来源：《中国太阳能热发电行业蓝皮书 2023》，华源证券研究

我国光热发电尚处于起步阶段。根据《中国太阳能热发电行业蓝皮书 2023》，2018—2020 年间光热发电增速较快，装机量从 23MW 快速增长到 538MW。2023 年我国没有新增投产的光热发电项目，目前投产装机为 588MW，其中并网光热 570MW，包含 11 个项目，单体最大容量 100MW。

图 31：2012—2023 年我国光热发电装机容量（MW）



资料来源：《中国太阳能热发电行业蓝皮书 2023》，华源证券研究

2023 年我国新增拟建光热项目 7 个，总装机容量 1350MW，超过存量光热装机量的 2 倍，且基本都是超过 100MW 的大型光热项目。截至 2023 年底，我国各省和自治区在建和拟建(列入政府名单)光热项目 43 个，总装机 4800MW，预计 2024 年建成 1200MW，2025 年建成 3600MW。

表 13：2023 年我国新增拟建光热发电项目

序号	项目名称	装机容量 (MW)
1	哈密—重庆特高压项目配套新能源电源	200
2	华能乌拉特后旗风光热储一体化项目	300
3	合盛电业（鄯善）有限公司吐鲁番市鄯善县 235 万千瓦光伏光热一体化项目	250
4	中国石油吐哈油田鄯善东 100 万千瓦“风光热储”一体化综合能源项目	100
5	中广核甘肃玉门 70 万千瓦光热风电制氢示范项目	100
6	甘肃光热阿克塞 50MW 高温熔盐槽式光热发电项目	50
7	西藏 2023 年保障性并网新能源项目	350

资料来源：《中国太阳能热发电行业蓝皮书 2023》，华源证券研究

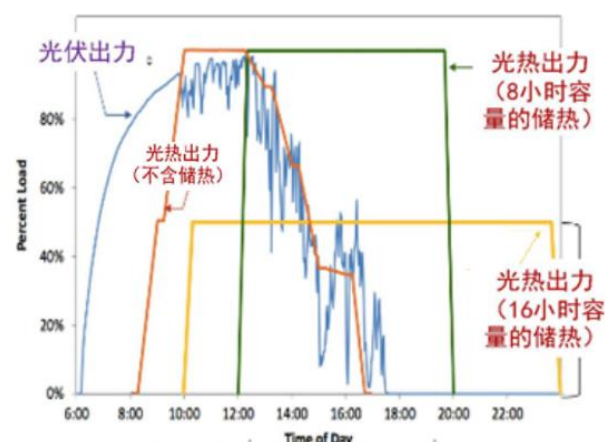
表 14：2023 年我国新增拟建光热发电项目

省份	在建和拟建项目数量 (个)	装机容量 (万千瓦)
新疆	17	190
青海	9	130
甘肃	7	66
西藏	7	44
内蒙古	1	30
吉林	2	20

资料来源：《中国太阳能热发电行业蓝皮书 2023》，华源证券研究

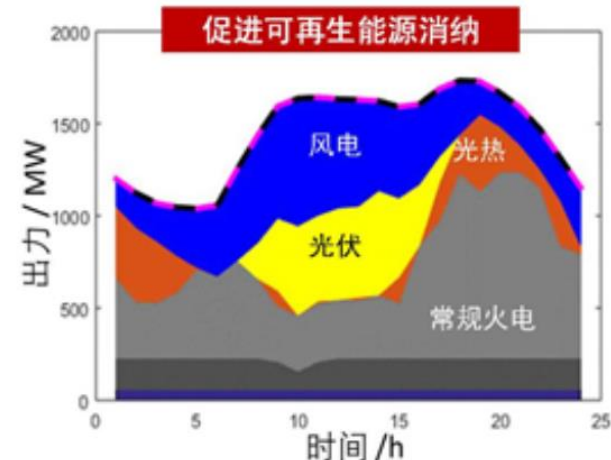
光热发电可储可调，有利于配合三北新能源消纳。光热发电储调能力强，且提高储调能力的边际成本低，机组调峰深度最大可达 80%，爬坡和启停速度优于燃煤机组，可与燃气发电相当。通过配备一定规模的光热发电，可平滑新能源出力曲线，提升外送新能源中可再生能源的比例。此外，光热发电熔盐储罐中带有电加热系统，可助力风电光伏消纳，减少弃风弃光现象。

图 32：光热发电的长时储能能力使得其出力稳定性高



资料来源：《高比例可再生能源电力系统中光热发电的价值发现》康重庆，华源证券研究

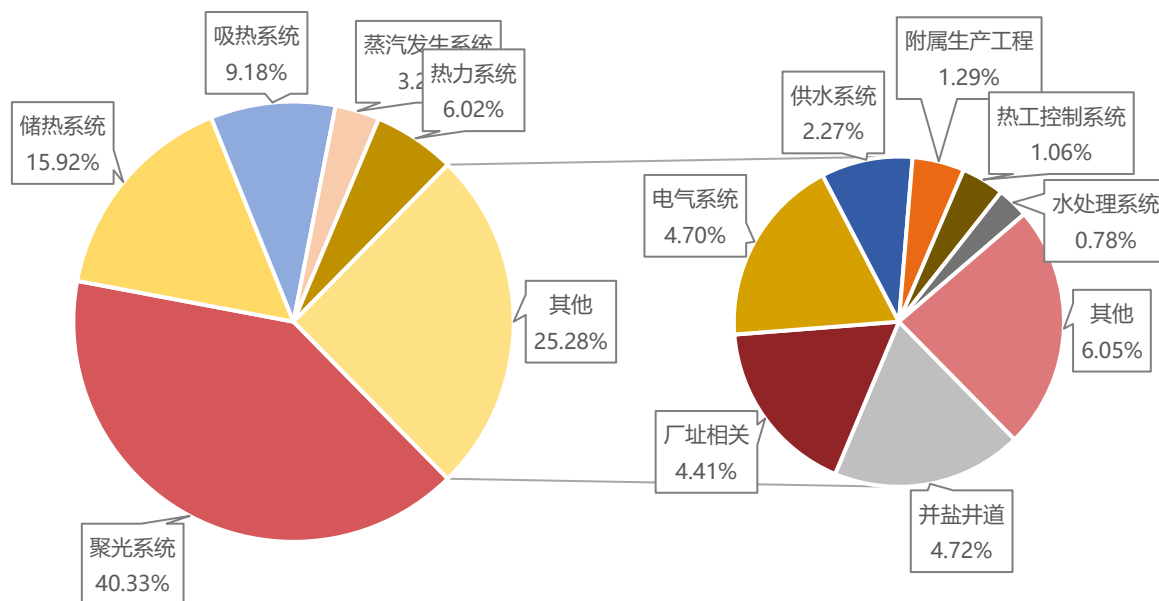
图 33：光热发电可以配合新能源解决其消纳问题



资料来源：《高比例可再生能源电力系统中光热发电的价值发现》康重庆，华源证券研究

随着光热规模化发展度电成本有望逐年下降。根据《中国太阳能热发电行业蓝皮书 2023》测算，当前 300MW 塔式光热造价约 13686 元/kW，度电成本 0.6981 元/kWh，成本依然较高。随着行业规模化发展、运维水平优化以及技术进步，到 2025 年塔式光热度电成本有望下降至 0.61 元/kWh，到 2027 年下降至 0.53 元/kWh。目前聚光系统、吸热系统、储热系统等是光热发电主要的投资构成。

图 34：300MW/10h 塔式光热电站投资构成



资料来源：《中国太阳能热发电行业蓝皮书 2023》，华源证券研究

5. 投资分析意见

我国新能源装机量大幅上升，导致新能源消纳压力凸显，主要与资源分配不均导致的供需增长不匹配、电网建设相对滞后、电力系统缺乏灵活性、机制不够完善等因素有关。2024 年能源工作会议对新能源的表述积极性进一步提高，显示出我国坚定不移推进能源转型和双碳战略的决心，因此解决新能源消纳势在必行。

结合我国过往经验，我们认为解决消纳主要从提高本地需求、加强电网建设以及增加灵活性资源三个方向入手，建议关注相关方向的投资机会。当然新能源消纳问题将贯穿碳中和始终，解决消纳本就是新能源发展的核心问题，本报告仅做概括性分析，各方向将在后续报告中逐一重点分析。

（一）提高本地需求的角度

三北地区新能源装机量高但用电基数整体较低，增加本地用电需求是切实可行的方案。增加本地需求核心在于电能对非电能的替代。（1）**绿氢领域**：利用富裕电能制氢是增加本地电力需求的重要手段，重点推荐：**华光环能、东方电气**；建议关注：**华电重工**等。（2）**电能替代**：2024 年能源工作会议重提清洁供暖，建议关注电能替代（电锅炉、熔岩储热等）领域：**西子洁能**等。

（二）加强电网建设

加强电网建设，一方面要增加跨区输电能力，主要体现在直流特高压的大规模建设，从而同时解决北方新能源消纳及南方电力短缺问题。目前柔性直流进展明显加快，柔性直流应用后对新能源的外送能力将进一步提高。重点推荐：柔直设备核心供应商**许继电气**，以及变压器油色谱核心供应商**理工能科**，建议关注**主网一次设备及直流设备**供应商：**中国西电、国电南瑞、平高电气、思源电气**等。

另一方面也要加强配电网建设。我国配电网特别是农村配电网容量低，已经制约了分布式光伏的建设，而且当前电价机制对于分布式消纳也有制约，增量配网及源网荷储模式可能会解决这一问题。建议关注**配网智能化及源网荷储**（微电网、虚拟电厂等）环节：**国能日新、安科瑞、东方电子、朗新集团**等。

（三）灵活性资源方向

进一步提高灵活性电源的占比是提高电力系统消纳能力的重要手段。以目前的技术水平，切实可行的灵活性资源包括：抽水蓄能、电化学储能、天然气发电、煤电灵活性改造、压缩空气储能、光热发电以及氢能等。重点推荐：抽蓄、灵活性改造、压缩空气储能、光热发电等领域核心供应商**东方电气**。抽水蓄能方向建议关注：**哈尔滨电气、长缆科技**等；灵活性改造方向建议关注：**龙源技术、青达环保**等；压缩空气储能方向建议关注：**陕鼓动力、苏盐井神、上海电气**等。

6. 风险提示

相关政策推动不及预期，电力体制改革不及预期等。解决新能源消纳本身需要相关政策及电力体制改革推动，如在新能源供给过剩时，需要电价下跌以降低绿氢、电极锅炉的使用成本。此外需要高效的电力市场体现日内电价波动以提高灵活性资源的经济性。因此一旦相关政策及电力体制改革不及预期可能影响消纳产业链发展，进而影响相关公司收益。

表 15：重点公司估值表

股票代码	股票名称	市值（亿元）	评级	归母净利润（亿元）			PE			PB (lf)
		2024/6/14		24E	25E	26E	24E	25E	26E	
600875. SH	东方电气	541	买入	41.7	49.9	56.9	13	11	9	1.47
600475. SH	华光环能	89	买入	8.5	9.5	10.2	10	9	9	1.04
002322. SZ	理工能科	58	买入	3.5	4.3	5.2	17	13	11	1.80
000400. SZ	许继电气	334	买入	11.8	15.8	17.6	28	21	19	3.04
601226. SH	华电重工	61		2.9	3.6	4.5	21	17	13	1.49
688501. SH	青达环保	19		1.4	1.8	2.1	13	10	9	2.13
600406. SH	国电南瑞	1920		81.4	92.9	105.3	24	21	18	4.03
601179. SH	中国西电	380		12.5	16.9	21.6	30	22	18	1.74
002028. SZ	思源电气	550		20.4	25.4	31.2	27	22	18	5.10
600312. SH	平高电气	229		11.4	14.4	17.1	20	16	13	2.23
601369. SH	陕鼓动力	141		11.3	13.1	15.2	12	11	9	1.56
301162. SZ	国能日新	50		1.1	1.5	1.9	44	33	26	4.57
300682. SZ	朗新集团	107		7.2	8.7	9.8	15	12	11	1.41
300286. SZ	安科瑞	51		2.6	3.4	4.2	20	15	12	3.73
000682. SZ	东方电子	159		6.9	8.6	10.3	23	18	15	3.39

资料来源：ifind，华源证券研究。注：有评级的公司盈利预测来自于华源证券，其余公司取 ifind 机构一致预期

证券分析师声明

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

一般声明

本报告是机密文件，仅供华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的签约客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司客户。本报告是基于已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人作出邀请。客户应对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司均不承担任何法律责任。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式修改、复制或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。

信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。

销售人员信息

华东区销售代表 李瑞雪 lirui xue@huayuanstock.com
华北区销售代表 王梓乔 wangziqiao@huayuanstock.com
华南区销售代表 杨洋 yangyang@huayuanstock.com

股票投资评级说明

证券的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入 (Buy)	: 相对强于市场表现 20% 以上；
增持 (Outperform)	: 相对强于市场表现 5% ~ 20%；
中性 (Neutral)	: 相对市场表现在 - 5% ~ + 5% 之间波动；
减持 (Underperform)	: 相对弱于市场表现 5% 以下。

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好 (Overweight)	: 行业超越整体市场表现；
中性 (Neutral)	: 行业与整体市场表现基本持平；
看淡 (Underweight)	: 行业弱于整体市场表现。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

本报告采用的基准指数 : 沪深 300 指数