



Research and
Development Center

新能源发展的消纳风险研究

——电力行业深度

2023年5月8日

证券研究报告

行业研究

行业深度研究

电力行业

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明 能源行业首席分析师
执业编号: S1500518070001
联系电话: 010-83326712
邮箱: zuoqianming@cindasc.com

李春驰 电力公用行业联席首席分析师
执业编号: S1500522070001
联系电话: 010-83326723
邮箱: lichunchi@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDA SECURITIES CO., LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编: 100031

新能源发展的消纳风险研究

2023年5月8日

本期内容提要:

- **“双碳”目标下构建新型电力系统，“先立后破”强调系统安全稳定。构建新型电力系统是实现“双碳”目标的必要条件和重要路径：**电力行业碳排放占比较高，清洁低碳发展是实现“双碳”目标的必要条件；“终端用能电气化+电力系统脱碳”是实现“双碳”目标的重要路径。**坚持先立后破，新型电力系统发展节奏有所调整：**自2021年缺电频发以来，国家能源政策开始出现调整，不再强调以新能源为主体，转而强调新能源占比逐步提高，即需要逐渐发展。
- **源荷时空错配叠加调节资源缺乏，新能源消纳风险需要给予更多关注。消纳压力逐渐显现，部分区域风光利用率下行。**2022年全国整体新能源消纳情况尚可，但弃风率较2021年已经出现边际上升，部分新能源大基地所在地区消纳率较低。**新能源出力的同质性与反负荷特性在装机占比快速提升后更为显现，“零电价”“负电价”频现，**在现存“基于边际成本出清”的电力现货市场环境下会导致其大发时电价低而又难以在高电价时段获利，收益率存在下行风险。“**消纳难”源于源荷时空错配，且难度伴随新能源电量占比提升而加大，其带来的系统成本也呈现非线性增长特征。**
- **电网与调节资源分析：特高压建设慢于电源建设速度，电力系统调节能力有待进一步加强。新能源消纳情况在供给侧主要取决于跨省跨区电网建设和灵活性资源的发展。**特高压电网可以通过远距离电力输送，实现大范围资源配置与优化。其规划较早，但2022年开工建设工程进度不及预期，且相关电网投资并未因高比例新能源装机并网而出现阶段性大幅增长，仍维持平缓增长。调节资源方面，我国灵活性资源相较欧美先天不足。电化学储能体量较小，利用率低，且仅足以支撑小时级调节，其发展仍需要技术进步、持续降本带来经济性提升，及相关市场化机制实现成本的疏导转移；抽水蓄能限于工期较长，自然条件要求较高，建设情况较为复杂，难以实现超预期发展；煤电的启停和爬坡速度较慢，且火电灵活性改造成本尚难疏导，积极性或不及预期。需求侧响应目前仍在发展初期，市场化交易机制尚未成熟。**风光制造成本下降与系统性成本上升情况：**随着硅料产能逐步释放，其价格对于组件降价的边际影响逐步减弱；产业链生产效率提升速度逐步趋缓，进一步通过技术进步与规模化生产实现降本的空间相较过去有限。反观系统的容量备用与调节性等成本却伴随新能源占比提升而快速增长，并呈现非线性特征。
- **理性看待消纳空间。**据测算，2023年在保持新能源弃电率不低于5%的情况下，电网角度全国新能源消纳空间基本稳定在1-1.2亿千瓦左右；2025年新能源消纳空间保守测算将逐步提高至1.4-1.7亿千瓦左右。若考虑额外配建新型储能，火电灵活性改造推进的情况，2023年新能源消纳能力预计可以提升到1.3-1.5亿千瓦左右。2025年逐步提升到1.7-1.9亿千瓦左右。再叠加计算无需大电网提供消纳的一般

工商业分布式光伏（以 2022 年装机 2587 万千瓦，年均增速 10% 计算），2023 年新能源消纳能力预计可提升到 1.6-1.9 亿千瓦左右。2025 年预计逐步提升到 2-2.2 亿千瓦左右。目前，市场多数观点认为“风电光伏合计新增年均装机将保持 2 亿千瓦及以上”，或较为乐观。消纳困境或悄然将至，产业链在高增长预期下的产能扩张或引发阶段性过剩。相对有限的消纳空间以及非线性上涨且难以疏导的系统成本或将阻碍新能源新增装机并网，新能源线性高装机增速的预期或难以实现，仍在加速扩张的光伏风电设备产业链或将在数年内面临产能相对过剩的局面。

- **投资建议：**一是**重新重视传统能源电力在新型电力系统中的作用**：在大多能源电力供需模型中，对于未来能源电力的增量需求都是基于线性高增长外推下的新能源发展予以满足的，但随着阶段性消纳问题渐显，需要重新审视新能源的增量空间，由此就需要更多的传统能源来满足增量需求。同时能源安全越加得到重视，在电力系统高电力电子化、等效惯量减小等背景下，电网的频率波动问题日益凸显。因此，新型电力系统需要保有和发展一定的传统电源，以维持电力系统的安全稳定运行。火电运营商有望从调峰补偿和容量支撑等方面获得更多收益。我们认为，相关机会主要集中在煤炭、火电等传统能源。建议关注：动力煤相关公司兖矿能源、陕西煤业、广汇能源、中国神华、中煤能源等和火电相关公司国电电力、粤电力 A、华能国际、华电国际等。二是**关注绿电运营项目收益率下行风险**：在新能源消纳空间有限的情况下，新能源消纳率以及电价或将难以维持在先前可行性假设的既定范围，或将直接影响新能源项目的收益情况。三是**重点聚焦应对消纳问题的投资方向**：存量技术方面，储能的降本增效将有望成为存量技术里的潜在突破点，在近期消纳压力下，火电灵活性改造也有望出现较快增长。建议关注：龙源技术、青达环保、西子洁能等。新型电网配网侧技术方面，配网端技术有望成为新能源本地消纳的突破点，建议关注：国电南瑞、许继电气、国网信通、国能日新等。
- **风险因素：**电力市场化改革推进节奏存在不确定性，特高压工程建设节奏存在不确定性，灵活性资源支持等能源双碳政策存在不确定性，用电量增速存在不确定性等。

“双碳”目标下构建新型电力系统，“先立后破”强调系统安全稳定.....	5
1、构建新型电力系统是实现“双碳”目标的必要条件和重要路径.....	5
2、坚持先立后破，新型电力系统发展节奏有所调整.....	6
源荷时空错配叠加调节资源缺乏，新能源消纳风险需给予更多关注.....	6
1、消纳压力逐渐显现，部分区域风光利用率下行.....	6
2、新能源出力的同质性与反负荷特性在装机占比快速提升后更为显现，“零电价”“负电价”频现	8
3、“消纳难”源于源荷时空错配，且难度伴随新能源电量占比提升而加大，其带来的系统成本也呈现非线性增长特征	9
4、电网与调节资源分析：特高压建设慢于电源建设速度，电力系统调节能力有待进一步加强	11
5、风光制造成本下降与系统性成本上升情况.....	15
理性看待消纳空间.....	16
1、新能源消纳空间测算.....	16
2、消纳困境或悄然将至，产业链在高增长预期下的产能扩张或引发阶段性过剩.....	17
投资建议.....	20
1、重新重视传统电源在新型电力系统中的作用.....	20
2、关注绿电运营项目收益率下行风险.....	20
3、重点聚焦应对消纳问题的投资方向.....	21
风险因素.....	22

表目录

表 1: 2021-2022 年全国电力供需情况总结.....	6
表 2: 部分弃风弃光严重省份的风电光伏利用率情况.....	7
表 3: 国家电网公司历年电网投资情况.....	12
表 4: 2022 年德国、欧盟、中国电源装机情况对比.....	13
表 5: 国家电网“十三五”期间火电灵活性改造完成情况.....	13
表 6: 分省抽水蓄能中长期发展规划.....	14
表 7: 2020-2022 年多晶硅投资项目情况.....	18
表 8: 2020 年-2022 年光伏电池与组件主要投资目录(投资金额百亿元以上, 亿元).....	19
表 9: 相关受益标的公司估值表.....	21

图目录

图 1: 我国温室气体排放的构成.....	5
图 2: 我国实现碳中和的主要举措和贡献度.....	5
图 3: 终端电气化水平预测.....	5
图 4: 历年弃风弃光率情况.....	7
图 5: 2021-2023 全国分月弃风弃光情况.....	7
图 6: 2021-2022 部分省份弃风弃光情况.....	7
图 7: 加州“鸭子曲线”示意图.....	8
图 8: 山东电力现货市场电价情况(元/兆瓦时, 2023.03.10).....	9
图 9: 山西电力现货市场零电价情况(2023.03.14).....	9
图 10: 不同时间尺度下的风电场、光伏电站出力情况.....	10
图 11: 不同空间尺度下的新能源出力情况(曲线归一化处理).....	10
图 12: “十四五”大型清洁能源基地布局示意图.....	10
图 13: 国家电网区域已投运及在建特高压工程.....	11
图 14: 3 种储能形式的全生命周期度电成本(元/kWh).....	15
图 15: 中国新型储能累计投运装机规模预测(MW).....	15
图 16: 晶硅光伏组件价格(美元/瓦).....	16
图 17: PERC 电池量产效率(%).....	16
图 18: 国内多晶硅产量及同比.....	18
图 19: 国内组件产量及同比.....	18

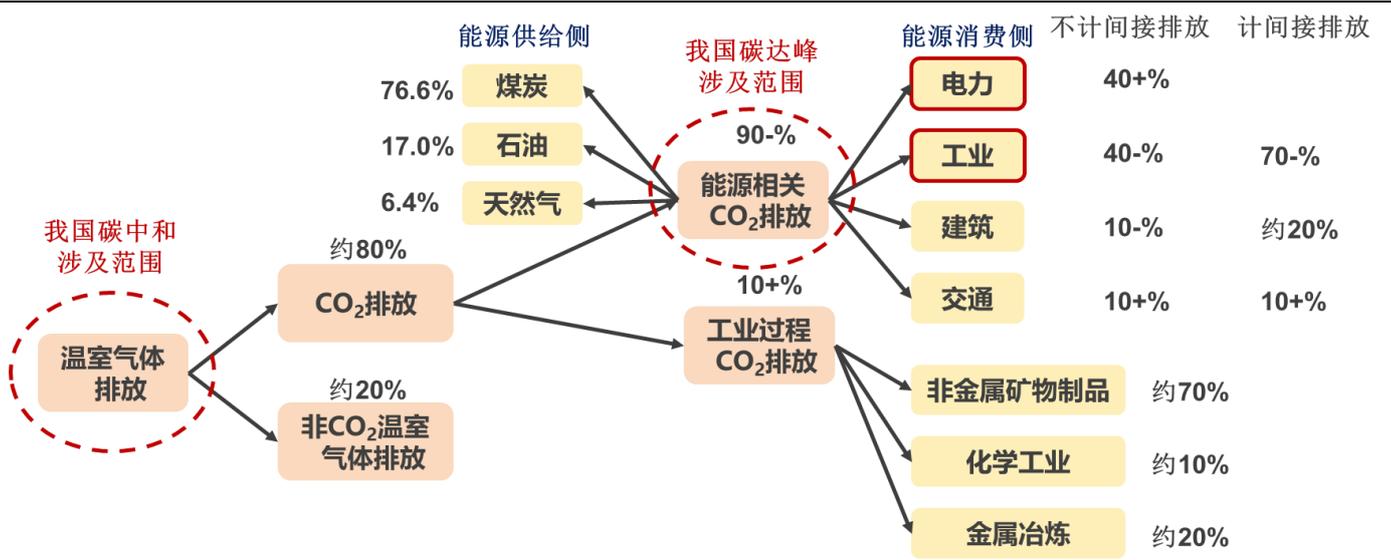
“双碳”目标下构建新型电力系统，“先立后破”强调系统安全稳定

1、构建新型电力系统是实现“双碳”目标的必要条件和重要路径

在当前我国全社会二氧化碳的排放量中，将近 90%来自于能源相关的活动，主要来自于电力、工业、建筑、交通四部分。其中电力行业碳排放占比最高，超过 40%。新能源发电的碳排放强度远低于煤炭等传统能源。因此，加强煤炭清洁高效利用，大力发展风能、太阳能等新能源是实现“双碳”目标的关键，电力系统清洁低碳发展是实现“双碳”目标的必要条件。

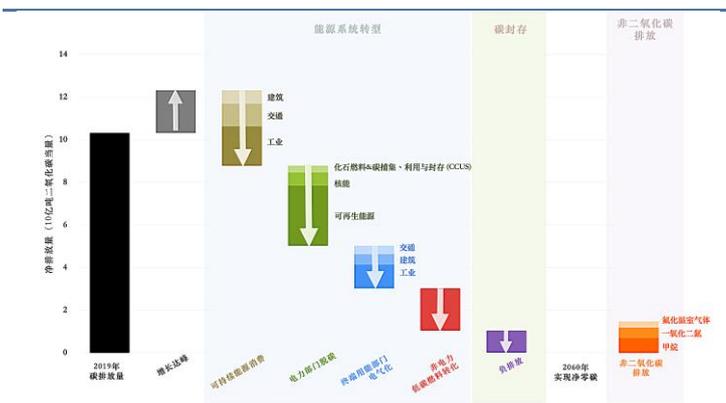
从“双碳”目标的实施路径来看，电力作为二次能源，可以由煤、油、气等传统一次能源转化，也可以由风、光、水、核等清洁能源转化。因此，电力系统不仅有自身脱碳转型的需求，也可以在实现低碳转型后以“终端用能电气化+电力系统脱碳”的模式助力其他能源系统实现降碳转型。新能源占比逐渐升高的新型电力系统已成为实现“双碳”目标的重要路径。

图 1：我国温室气体排放的构成



资料来源：清华气候院，Global Carbon Project，信达证券研发中心

图 2：我国实现碳中和的主要举措和贡献度



资料来源：能源基金会，信达证券研发中心

图 3：终端电气化水平预测



资料来源：《中国能源电力发展展望 2020》，信达证券研发中心

2、坚持先立后破，新型电力系统发展节奏有所调整

近年来，我国新能源发电量占比逐步提升，但火力发电仍然占据着主体地位。国内煤炭价格的快速上涨导致火电企业发电成本大幅上涨，“市场煤、计划电”之间的“煤电顶牛”矛盾凸显，火电企业发电成本难以向下游合理疏导，加之新能源发电本身具有较强的随机性、波动性和间歇性，由此导致我国部分地区阶段性出现电力供应紧张的问题。我国能源体系的不可能三角矛盾凸显，即难以同时满足安全性、清洁性和经济性。当前时点，我国能源系统亟需在安全性、清洁性和经济性三方面实现再平衡。

自 2021 年缺电频发以来，国家能源政策开始出现调整。从政策角度看，2021 年 7 月中共中央政治局首次指出“先立后破”，强调能源供给与保障安全。2022 年 5 月，国家发改委、国家能源局发布《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》，提出“加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统”。相较之前“构建以新能源为主体的新型电力系统”表述，本次《实施方案》提出的“构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统”则反映了对新型电力系统的新认识，不再强调以新能源为主体，转而强调新能源占比逐步提高，即需要逐渐发展，其节奏已有所调整。

表 1：2021-2022 年全国电力供需情况总结

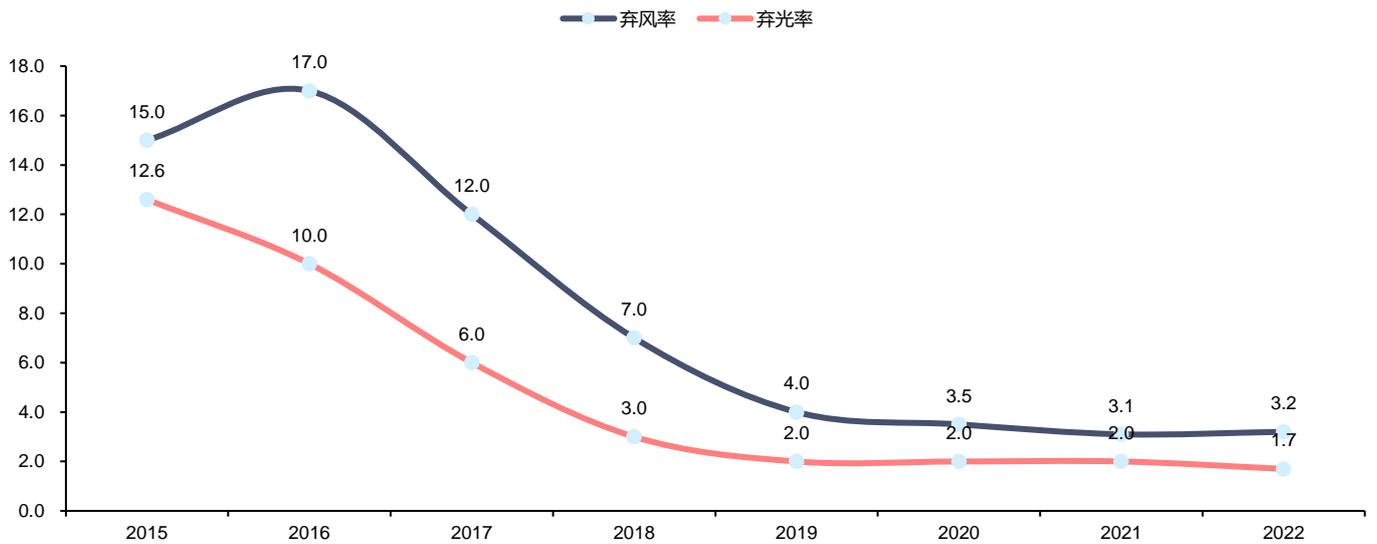
	2021 年迎峰度冬	2021 年迎峰度夏	2022 年迎峰度冬	2022 年迎峰度夏
华中	湖南、江西有序用电	湖南、江西、河南、湖北有序用电	江西、湖南紧平衡	湖北有序用电
华南	-	广东、广西有序用电	-	-
西南	四川有序用电	贵州、云南、重庆有序用电	四川、重庆、贵州紧平衡	四川重庆有序用电
华北	蒙西有序用电	蒙西有序用电	-	-
华东	江苏、浙江、安徽有序用电	浙江有序用电	上海紧平衡	浙江、安徽、江苏有序用电
东北	-	-	-	-
西北	新疆有序用电	陕西有序用电	-	-

资料来源：中电联，信达证券研发中心

源荷时空错配叠加调节资源缺乏，新能源消纳风险需给予更多关注

1、消纳压力逐渐显现，部分区域风光利用率下行

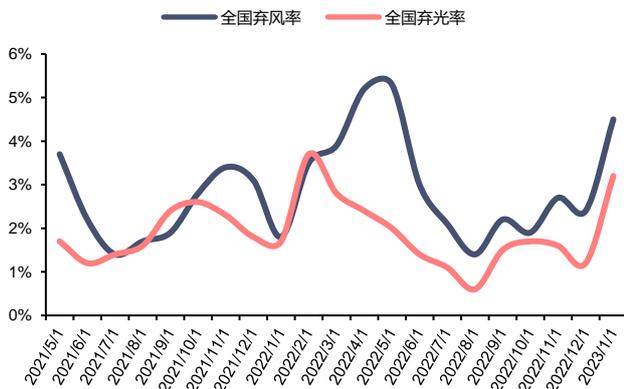
新能源消纳情况指的是，在常规电源装机、负荷水平、以及电网安全稳定运行约束下，并网的新能源电源实际发电量与理论发电量的对比情况。在“十三五”初，新能源装机容量快速增长曾一度导致弃风、弃光率上升至较高水平。2015 年，甘肃、吉林、新疆三省的弃风率分别高达 39%/32%/32%。为解决新能源消纳问题，发改委于 2018 年出台《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》，提出“2020 年，确保全国平均风电利用率达到国际先进水平（力争达到 95%左右），弃风率控制在合理水平（力争控制在 5%左右）；光伏发电利用率高于 95%，弃光率低于 5%”。受益于政策推动及落实，以及特高压、灵活性改造以及新能源交易市场等建设，2019 年以来我国新能源消纳问题明显缓解，2021 年，我国弃风/弃光率已分别下降至 3.1%/2.0%。

图 4: 历年弃风弃光率情况


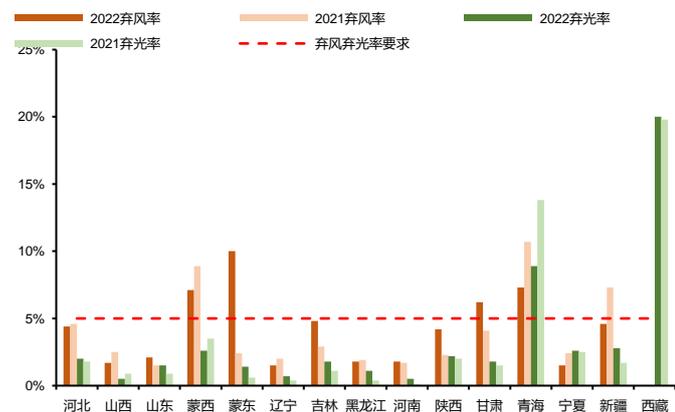
资料来源: 国家能源局, 信达证券研发中心

就全国整体情况而言, 2022 年全国风电利用率达到 96.8%, 光伏利用率达到 98.3%。整体而言, 2022 年全国整体新能源消纳情况尚可, 但弃风率较 2021 年已经出现边际上升。

分地区对比来看, 2022 年部分新能源大基地所在地区消纳率较低。根据全国新能源消纳监测预警中心数据, 2022 年蒙西风电消纳率 92.9%, 相较于 2021 年上升 1.8pct; 蒙东风电消纳率 90.0%, 相较于 2021 年下降 7.6pct; 甘肃风电消纳率 93.8%, 相较于 2021 年下降 2.1pct; 青海风电消纳率 92.7%, 相较于 2022 年上升 3.4pct。内蒙、甘肃、青海是新能源大基地的重点建设地区, 但目前风电消纳率均已远低于《清洁能源消纳行动计划(2018-2020)》要求水平。

图 5: 2021-2023 全国分月弃风弃光情况


资料来源: 全国新能源消纳预警中心, 信达证券研发中心

图 6: 2021-2022 部分省份弃风弃光情况


资料来源: 全国新能源消纳预警中心, 信达证券研发中心

表 2: 部分弃风弃光严重省份的风电光伏利用率情况

	2021 年风电利用率	2022 年风电利用率	2021 年光伏利用率	2022 年光伏利用率
蒙西	91%	93%	97%	97%

蒙东	98%	90%	99%	99%
甘肃	96%	94%	99%	98%
青海	89%	93%	86%	91%
宁夏	98%	99%	98%	97%
西藏	100%	100%	80%	80%

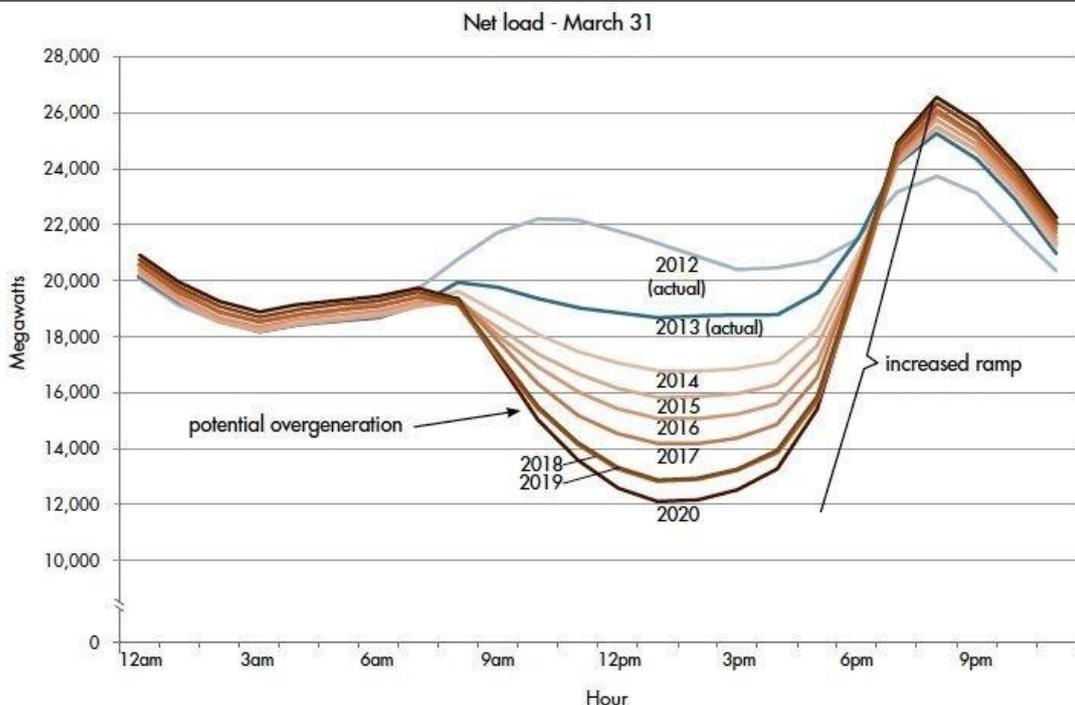
资料来源：全国新能源消纳预警中心，信达证券研发中心

“十四五”中后期，若新能源年新增装机容量仍保持快速增长，我们预计新能源消纳形势将愈加严峻，特别是新能源大基地布局所在的西北地区。目前第一批大基地风光项目尚未实现全面并网，第二批大基地部分项目已经开始开展前期工作与陆续开工，在特高压建设等外送条件暂时欠缺的情况下，内蒙古、甘肃、青海等西北省（区）新能源消纳压力恐将更加明显。

2、新能源出力的同质性与反负荷特性在装机占比快速提升后更为显现，“零电价”“负电价”频现

新能源出力具有边际零成本，同质性和反负荷特性，即新能源每多发一度电的边际成本为0；光伏发电集中在上午10时至下午15时，风电出力集中在0点后的夜间；用电负荷端存在上午工商业用电高峰和傍晚时刻的居民用电高峰，而新能源难以覆盖傍晚17时至20时的居民用电高峰。因此，新能源出力的同质性导致新能源出现“内卷”，即在白天光伏同时出力，导致电力供需供大于求，同时新能源边际零成本特性使其在电力现货市场中可以实现优先出清，从而拉低电力现货市场的现货价格；傍晚居民负荷晚高峰出现，但新能源的反负荷特性导致傍晚时刻新能源难以为电力系统提供出力，导致电力供需供不应求，从而抬高电力现货市场的现货价格。

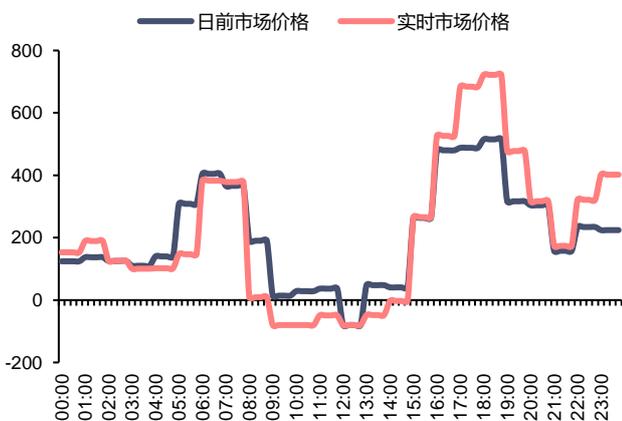
图 7：加州“鸭子曲线”示意图



资料来源: Office of ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY, 信达证券研发中心

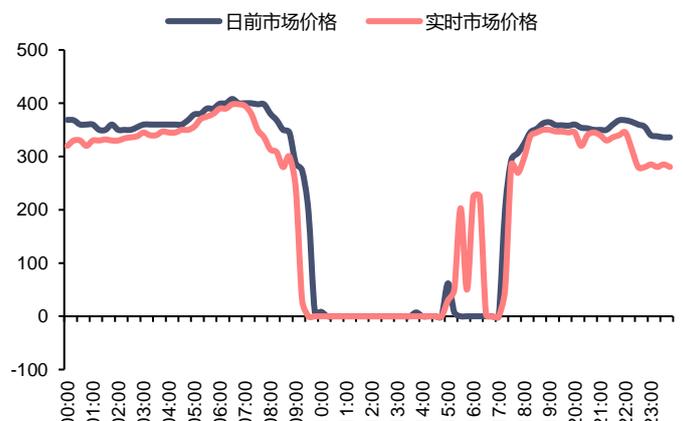
早在 2014-2015 年, 美国加利福尼亚州已经因为居民屋顶分布式光伏的大规模接入和电力市场的发展, 出现了有名的“鸭子曲线”, 即电力系统净负荷(用电负荷减去新能源出力后的负荷需求)在上午逐步走低, 至午后 14 时反而出现深谷; 在下午 16 时后在 2~3 小时内急速拉升, 至 18 时出现尖峰。在电力市场改革推进后, 山东、山西等具备电力现货市场的新能源大省在现货电价方面也出现“鸭子曲线”, 并因市场规则的不同出现“零电价”(山西)和“负电价”(山东)。据我们统计, 山东电力现货市场 2022 年共有 176 天全天最低电价小于 0 元/kWh, 即出现负电价; 其中共有 135 天出现-0.08 元/kWh 的最低负电价。以天计算, 全年负电价出现概率 48%。

图 8: 山东电力现货市场电价情况(元/兆瓦时, 2023.03.10)



资料来源: 泛能网, 信达证券研发中心

图 9: 山西电力现货市场零电价情况(2023.03.14)

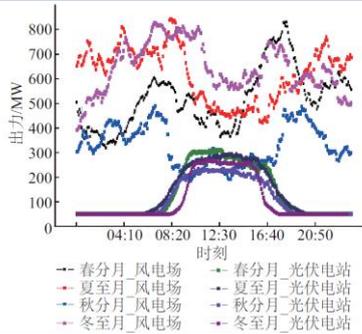


资料来源: 泛能网, 信达证券研发中心

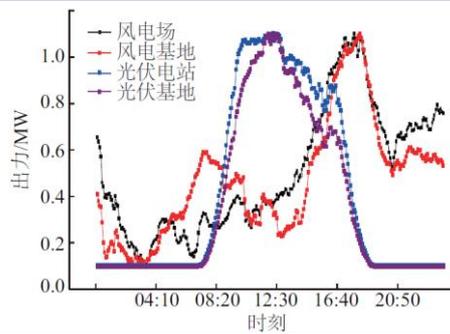
对于新能源而言, 边际零成本, 同质性和反负荷特性的特点在现存“基于边际成本出清”的电力现货市场环境下会导致新能源大发的时刻电价较低, 而又难以在高电价时段获利, 收益率存在下行风险。同时, 电力现货市场的“零电价”, “负电价”也表明在山西、山东等新能源大省, 已经出现新能源装机较高, 部分时段消纳压力较大的情况。分时分地区的消纳困境已经出现。

3、“消纳难”源于源荷时空错配, 且难度伴随新能源电量占比提升而加大, 其带来的系统成本也呈现非线性增长特征

新能源发电的电源侧和负荷侧存在时间错配的问题。一方面, 风光发电存在日内尺度上的电力供需错配, 风电出力主要集中在傍晚及夜间, 约 18 点-6 点; 光伏出力主要集中在中午, 约 10 点-15 点。但用电负荷高峰集中在 8 点-10 点和 18 点-22 点。另一方面, 风光发电存在季度尺度上的电量供需错配。由于居民和三产在夏季制冷和冬季供暖需求较高、二产在年底由于赶工而存在用电旺季, 导致用电侧存在明显的季节性特征, 而风电在用电高峰夏季出力相对较弱, 光伏发电在冬季出力有所不足。因此, 新能源发电源荷时间错配存在于日内错配和季节错配两个维度, 新能源发电占比提升或将加剧源荷时间的错配程度, 加大消纳难度。

图 10: 不同时间尺度下的风电场、光伏电站出力情况


资料来源:《大规模新能源发电基地出力特性研究》, 信达证券研发中心

图 11: 不同空间尺度下的新能源出力情况 (曲线归一化处理)


资料来源:《大规模新能源发电基地出力特性研究》, 信达证券研发中心

此外, 新能源装机容量在地理上分布不均匀, 与用电负荷侧存在空间错配的问题。我国的能源资源分布与能源负荷中心呈逆向分布关系, 风光资源富集在西部和北部地区, 而能源消费负荷集中在东中部地区。目前电能大规模的远距离直接传输仍存在困难, 大规模跨省输送与电力系统安全稳定经济运行之间存在矛盾。以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目自 2022 年起陆续并网投产, 新能源项目地域分布较为集中, 西部和北部部分地区消纳压力增大。

图 12: “十四五”大型清洁能源基地布局示意图


资料来源: 北极星太阳能光伏网, 硅业在线赢硅网, 信达证券研发中心

当新能源电量占比和装机占比逐渐升高时, 系统消纳新能源的难度逐渐加大。“十三五”初期, 新能源电量占比仅 5%左右时, 全国性的风电消纳的问题曾严重凸显, 平均弃风率达 15%以上。国家能源局通过出台制定解决弃风弃光弃水“三弃”问题的实施方案, 弃风弃光率逐步下降, 在 2019 年即被控制在 5%以内。但在 2022 年新能源电量占比已经接近 15%时, 持续向下的弃风率反而出现边际升高, 表明消纳的成本与难度随新能源渗透率出现同步抬升。

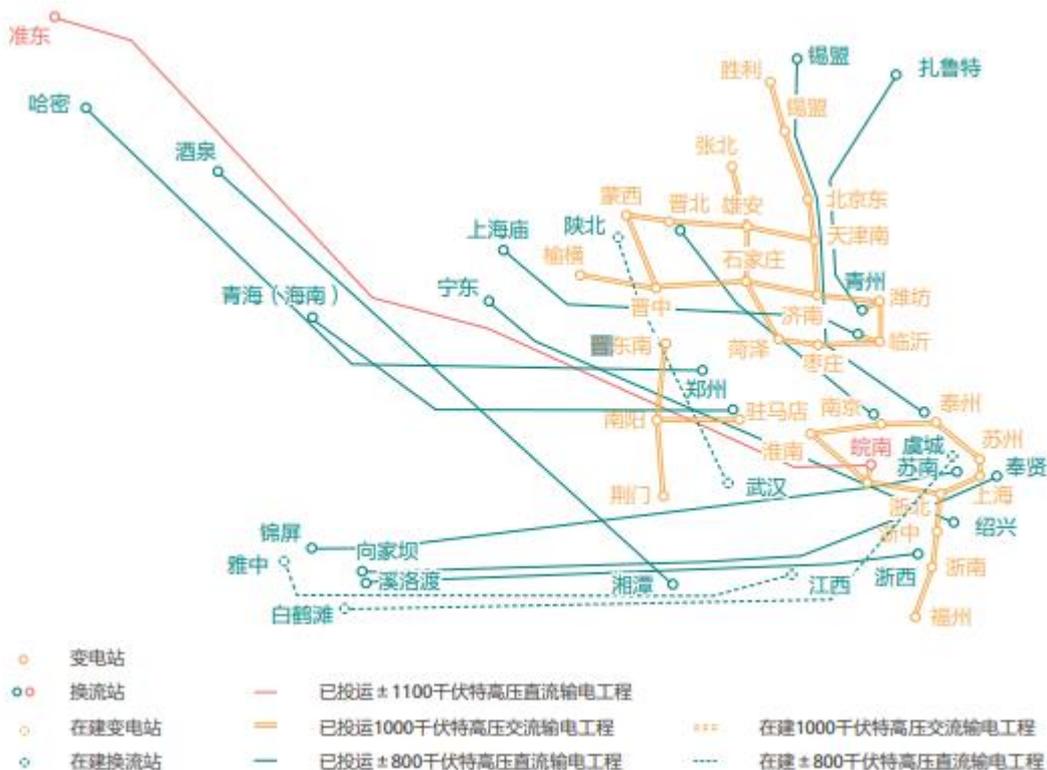
4、电网与调节资源分析：特高压建设慢于电源建设速度，电力系统调节能力有待进一步加强

立足于电力系统电力电量平衡的要求和我国新能源源荷错配的现状，新能源的利用和消纳本质上受到全国电力负荷空间、跨省跨区输电网络建设情况和平抑新能源波动，匹配电力供需的灵活性资源情况的影响。在经济稳中向好，用电量增长稳步发展的情况下，全国电力负荷空间有望保持稳定增长，而新增的新能源消纳情况在供给侧主要取决于跨省跨区电网建设和灵活性资源的发展。

作为跨省跨区电网建设的重中之重，特高压电网是电力系统内连接能源资源中心与负荷中心的能源桥梁，通过远距离电力输送，实现大范围资源配置与优化。“十三五”以来有赖于特高压通道支撑，三北及西南地区外送电量持续提升，特别是三北地区的外送电量绝对值和占总发电量中占比趋势上行。“十四五”期间，国网规划建设特高压线路为“24交14直”，并且在“十四五”后期逐步开展“十五五”的特高压研究规划工作。

在“十四五”期间，大型风电光伏基地成为“双碳”目标下新能源建设的中流砥柱，并在不断地加速推进。大型风电光伏基地大多位于三北和西南地区，其建设将扩大上述地区用电不平衡性。考虑到特高压工程建设周期较长（平均周期为1.5-2年），明显高于风电与光伏建设周期，其建设工作理应更早启动。

图 13：国家电网区域已投运及在建特高压工程



资料来源：国家电网有限公司2020年社会责任报告，信达证券研发中心

特高压规划较早，但开工建设工程进度不及预期。2022年国网提出年内将再开工建设“十

交三直”特高压工程。但受特高压专项审计周期较长，及环评和疫情拖延开工的影响，2022年特高压开工进度不及预期，仅开工“七交”，直流尚未开工，整体建设节奏慢于大基地电源端。

但与此同时，与特高压工程紧密相关的电网投资并未因高比例新能源装机并网而出现阶段性大幅增长，而是依然按既定计划维持平缓增长。从“十四五”投资总额来看，国家电网董事长辛保安 2022 年 8 月发文称，“十四五”期间国家电网计划投入电网投资 2.4 万亿元。相比于“十三五”国家电网总投资 23785.1 亿元，同比仅增长 0.9%，远不能满足新增西北风光大基地的新能源电力外送需求。从近三年实际投资情况看，实际投资比计划投资增幅幅度逐年收窄，由 2020 年的 12.9% 收窄至 2022 年的 0%，为近三年最低。相比于光伏产业链的火热投资情况，当前电网投资计划较为平稳，与新能源投资强度和热度形成错配。因此，在电网投资并未显著增加，计划外超额投资逐步萎缩的情况下，特高压工程建设推进恐将滞后于风光大基地电源建设。

表 3: 国家电网公司历年电网投资情况

	计划电网投资 (亿元)	实际电网投资 (亿元)	实际比计划投资增幅 (%)	“五年计划”投资总和 (亿元)
2010 年		2643.7		
2011 年		3019.2		
2012 年		3054		
2013 年		3034.8		17481.1
2014 年	超过 3800	3855	1.40%	
2015 年	超过 4000	4518	13.00%	
2016 年	不低于 4390	4964.1	13.10%	
2017 年	4657	4853.6	4.20%	
2018 年	4989	4889.4	-2.00%	23785.1
2019 年	5126	4473	-12.70%	
2020 年	4080	4605	12.90%	
2021 年	4730	4951	4.67%	
2022 年	5012	5012	0%	
2023 年	5200			24000 (预计)
2024 年				
2025 年				

资料来源：国家电网社会责任报告，信达证券研发中心

调节资源方面，我国灵活性资源较欧美先天不足。我国电力系统内可用的灵活性资源包括可控电源机组、电化学储能、抽水蓄能和需求侧响应等。提升调节能力是实现新能源大规模消纳的必要条件。相较于新能源渗透率更高的欧盟与德国（截至 2022 年末，欧盟新能源渗透率达 22.9%，德国新能源渗透率达 36.7%，我国新能源渗透率仅为 13.7%），我国的优质调节资源气电装机占比较低，调节能力较差的煤电装机占比较高，调节能力相对较差。因此在未来较长一段时间内，结合潜力规模和经济性来看，我国新能源消纳的着力点或应以火电灵活性改造、抽水蓄能电站、电化学储能、可调节负荷为主加快投资建设，加快提升电力系统调节能力。

表 4: 2022 年德国、欧盟、中国电源装机情况对比

	煤电	油电	气电	水电	核电	风电	太阳能发电	生物质	合计	
德国	装机容量(百万千瓦)	37.75	4.77	33.84	14.63	4.06	66.18	67.44	8.91	237.58
	占比	15.89%	2.01%	14.24%	6.16%	1.71%	27.86%	28.39%	3.75%	100.00%
欧盟	装机容量(百万千瓦)	103.09	13.64	183.19	131.64	91.8	185.37	162.54	20.17	891.44
	占比	11.56%	1.53%	20.55%	14.77%	10.30%	20.79%	18.23%	2.26%	100.00%
中国	装机容量(百万千瓦)	1124	-	114.85	413.5	55.53	365.44	392.61	41.32	2507.25
	占比	44.83%	-	4.58%	16.49%	2.21%	14.58%	15.66%	1.65%	100.00%

资料来源: Energy Chart, 中电联, 信达证券研发中心

可控电源中, 由于我国的煤电装机占比高达 43.75%, 可控电源以煤电为主。然而, 煤电的启停和爬坡速度较慢, 难以满足秒级/分钟级的调峰调频需求。同时, 频繁的出力调节和启停还会导致煤电机组设备受损、寿命缩短。从响应能力看, 以煤电机组为主的火电仅能满足变化缓慢的波动, 难以及时响应短时电力供需不平衡。因此, 针对以煤电机组为主的可控电源, 需要进行火电灵活性改造, 以适配新能源出力的间歇性和波动性。然而, 由于市场化机制改革滞后, 改造成本难以疏导, “十三五”期间火电灵活性改造实际规模远低于规划目标。《电力发展“十三五”规划》中提出灵活性改造 2.2 亿千瓦, 但“十三五”实际完成煤电灵活性改造仅约 1.6 亿千瓦, 改造规模与规划存在较大差距。2021 年, 国家发改委发布《全国煤电机组改造升级实施方案》, 提出“十四五”期间完成 2 亿千瓦, 增加系统调节能力 3000-4000 万千瓦的改造目标。但由于市场化改革推进仍然较为缓慢, 改造成本疏导机制和调峰调频费用分摊机制仍未完全落实, 发电企业对于灵活性改造的积极性或不及预期。

表 5: 国家电网“十三五”期间火电灵活性改造完成情况

区域	数量(台)	容量(万千瓦)	供热期提升调节能力(万千瓦)	非供热期提升调节能力(万千瓦)
华北	34	1185	305	272
东北	81	3378	606	366
西北	74	3678	590	559
华中	9	447	78	3
华东	116	7521	865	862
总计	314	16209	2444	2062

资料来源: 《国家电网服务新能源发展报告》, 信达证券研发中心

抽水蓄能电站是具备调峰填谷、调频调相、事故备用和黑启动等多种功能的灵活性资源。2021 年 8 月, 国家能源局综合司印发《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035 年)》, 提出“十四五”期间开工 1.8 亿千瓦, 2025 年投产总规模 6200 万千瓦, 到 2030 年, 抽水蓄能投产总规模达 1.2 亿千瓦”的提速发展目标。但抽水蓄能限于其工期较长(5-8 年), 自然条件要求较高(要求有河流有落差), 建设情况较为复杂(涉及移民拆迁等社会问题),

短期内或难以实现大幅超预期的增量发展。

表 6: 分省抽水蓄能中长期发展规划

省(市区)	已建装机(万千瓦)	在建装机(万千瓦)	规划装机(万千瓦)		
			十四五	十五五	十六五
北京	80	0	0	0	0
天津	0	0	0	0	0
河北	127	740	700	140	0
山西	120	270	240	0	0
内蒙古	120	120	120	120	100
辽宁	120	280	980	0	0
吉林	65	225	920	0	0
黑龙江	0	120	950	100	0
上海	0	0	0	0	0
江苏	260	135	100	120	0
浙江	493	735	2350	0	300
安徽	348	248	1080	0	0
福建	120	560	0	0	0
江西	120	120	780	50	0
山东	100	600	520	0	0
河南	132	360	1020	120	0
湖北	127	0	1230	780	720
湖南	120	140	1620	340	120
广东	728	240	980	240	360
广西	0	0	1320	240	120
海南	60	0	0	0	0
重庆	0	120	240	360	240
四川	0	0	360	650	0
贵州	0	0	1480	1450	0
云南	0	0	0	0	0
西藏	9	0	915	2310	1080
陕西	0	140	940	0	0
甘肃	0	0	1300	140	0
青海	0	0	1060	1590	1100
宁夏	0	0	340	80	0
新疆	0	240	1420	1280	0
合计	3249	5393	22965	10110	4140

资料来源:《抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035年)》,信达证券研发中心

电化学储能方面,短期来看在部分地区开展独立储能租赁业务的背景下,锂电池储能已具备一定经济性,且受益于新能源强制配储的政策和建设速度快的优势下(仅需 3-6 月),据中关村储能产业技术联盟,2023 年预计新增装机可达 1500 万千瓦,装机有望迎来大幅增长。

然而，目前电化学储能受限于较小体量（截止 2022 年底，电化学储能在运容量仅 870 万千瓦），利用率低，且电化学储能的充放时间约 2~6 小时，仅能支撑小时级的调节，难以解决电力系统日以上时间尺度的电力电量平衡问题，在当前时点下仍难以实现大规模推广。

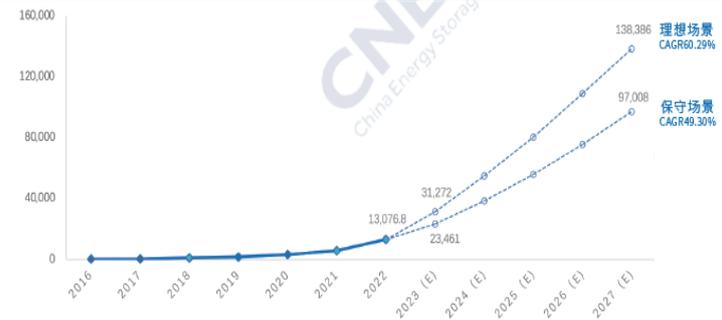
此外，电化学储能的进一步发展仍限于其高企的成本。目前锂电池储能度电调峰成本仍在 0.5 元/kWh 以上，相比于火电灵活性改造 0.1 元/kWh 和抽水蓄能 0.2 元/kWh 的调峰成本仍有较大差距。长期而言，电化学储能的发展仍需要技术进步、持续降本带来经济性提升，以及相关市场化机制实现成本的疏导转移。

图 14: 3 种储能形式的全生命周期度电成本 (元/kWh)

项目	抽水蓄能	压缩空气储能	磷酸铁锂电池储能
考虑充电电价 (0.288 元/(kW·h)) 时度电成本	0.882	0.911	1.255
不考虑充电电价 (利用弃风弃光充电) 时度电成本	0.503	0.431	0.928
不考虑充电电价且折现率为 0 时度电成本	0.207	0.190	0.680

资料来源:《储能技术全生命周期度电成本分析》，信达证券研发中心

图 15: 中国新型储能累计投运装机规模预测 (MW)

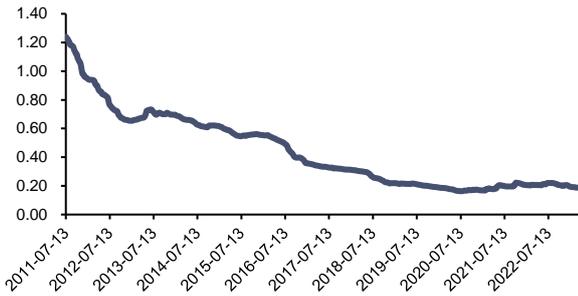


资料来源:《储能产业研究白皮书 2023》，信达证券研发中心

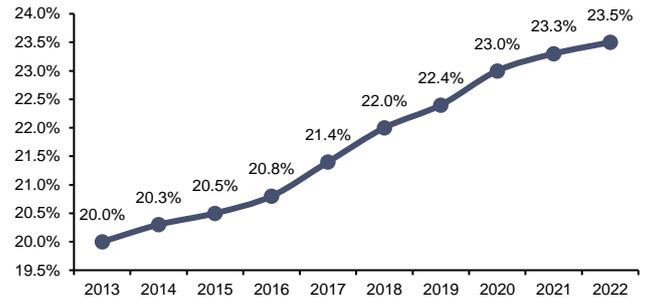
需求侧响应目前仍在发展初期，且由于我国电力市场化改革尚在进程中、市场化交易机制尚未成熟、补偿收益尚不到位。即便在 2025 年，全国电力系统需求侧响应可以达到尖峰负荷的 3%~5%，负荷参与积极性、调节效果及相关补偿情况仍有待观察。

5、风光制造成本下降与系统性成本上升情况

得益于技术进步和硅料成本下降，新能源产业链成本在过去十年实现了快速下降。据国际可再生能源机构 (IRENA) 报告显示，十年内，光伏的电力成本下降了 85%，陆上风电的成本下降了 56%，海上风电的成本下降了 48%。作为过去制约光伏产业链发展的瓶颈，硅料产能不断实现逐步释放，实现硅料价格的快速降低。同时，规模化生产的 PERC 光伏产业链不断提高组件生产效率，与硅料产能共同推进光伏组件的降本。目前，风电光伏均已实现平价上网（即风电光伏保障性收购价格为当地燃煤基准价）。基于此，有研究观点认为，当前新能源在大量接入电网时仍可继续实现快速降本，从而为电网建设和灵活性资源投资让渡利润。

图 16: 晶硅光伏组件价格 (美元/瓦)


资料来源: Wind, 信达证券研发中心

图 17: PERC 电池量产效率 (%)


资料来源: 中国电力网, 信达证券研发中心

我们认为, 高比例新能源接入下的电网将面临系统性成本快速抬升的问题, 辅助服务费用或将出现指数式的上升。以国内情况为例, 2019 年全国新能源电量占比为 7%, 国家能源局公布全国辅助服务费用占全社会电费比例为 1.47%; 而根据山西电力现货市场的经验, 在 2022 年新能源电量占比达到 16% 时, 其辅助服务电费占全社会电费比例为 5% 左右。因此, 在新能源渗透率翻一番时, 辅助服务费用即系统调节成本出现了接近翻两番的情况, 呈指数性抬升。

展望 2023 年, 虽然硅料产能有望实现进一步释放, 但硅料价格对于组件降价的边际影响或将逐步减弱, 反观系统的容量备用与调节性等成本却伴随新能源占比提升而快速增长, 并呈现非线性特征。同时, PERC 光伏产业链的生产效率提升已经逐步趋缓, 再进一步通过技术进步与规模化生产实现降本的空间相较过去有限。因此, 我们预计风光降本速度较过去将会逐步减缓, 降本出让的利润空间可能难以覆盖非线性上升的系统调节成本。

理性看待消纳空间

1、新能源消纳空间测算

新能源消纳空间主要受电力负荷空间、跨省跨区输电网络建设情况和灵活性资源情况三者约束。计算新能源消纳空间需要以电力系统生产模拟法, 模拟电力系统实际生产运行状态, 以每个时段 (颗粒度可为 5 分钟、1 小时等) 进行电力平衡分析, 分析接入一定风电和光伏发电装机情况下, 系统全年所产生的弃风弃光电量, 得到在保证新能源利用率不低于 95% 的情况下接入新能源装机, 即为系统新能源消纳空间。电力系统生产模拟法需要考虑的约束众多, 包括电力电量平衡约束, 机组爬坡和出力约束, 火电机组启停时间约束, 水电出力约束, 强制开机约束等。

综合考虑新型电力系统构建在电源侧、电网侧、负荷侧各种边界条件的实际情况和变化趋势, 通过逐年生产模拟模型计算“十四五”期间逐年新能源消纳空间。据测算, 2023 年在保持新能源弃电率不低于 5% 的情况下, 电网角度下全国新能源消纳空间基本稳定在 1-1.2 亿千瓦左右; 2025 年新能源消纳空间保守测算将逐步提高至 1.4-1.7 亿千瓦左右。若考虑额外配建新型储能, 火电灵活性改造推进的情况, 2023 年新能源消纳能力预计可以提升到 1.3-1.5 亿千瓦左右。2025 年逐步提升到 1.7-1.9 亿千瓦左右。再叠加计算无需大电网提供消纳的一般工商业分布式光伏 (以 2022 年装机 2587 万千瓦, 年均增速 10% 计算), 2023 年新能源消纳能力预计可提升到 1.6-1.9 亿千瓦左右。2025 年预计逐步提升到 2-2.2 亿千瓦左右。

资本市场对于新能源发展的预期，同时来源于自上而下的“碳达峰，碳中和”目标下的能源转型顶层设计，和自下而上的新能源成本下降而引发的内生需求。2021年以来，双碳目标基本已经成为经济工作的刚性约束。随着光伏和风电的平价上网落地，新能源产业依赖财政补贴形成的周期性正在迅速下降，而其受益于技术进步形成的成本优势使得其需求持续上行，因而，新能源行业的成长属性取代周期属性而成为主要属性。在此种背景下，二级市场对于新能源的发展预期较高，甚至远超电力系统的实际接纳能力。

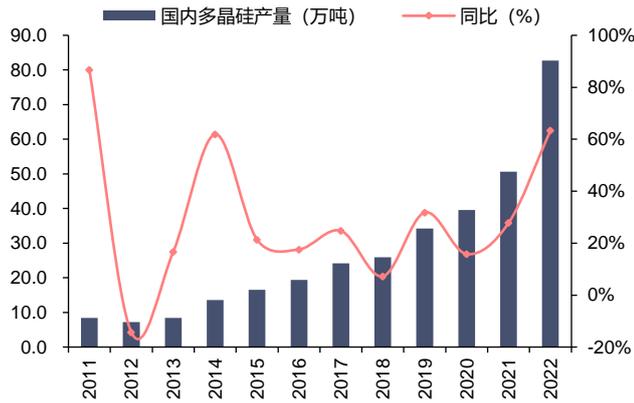
从新能源装机预期增速及预期增量的角度看，市场多数研究观点认为，“十四五”期间风电光伏合计新增年均装机将保持2亿千瓦及以上，并呈“前低后高”形势发展，即“十四五”期间新能源装机将保持每年高增量的发展，或较为乐观。

我们认为，2023至2025年新能源消纳空间在1.6-2.1亿千瓦/年。受限于消纳空间以及非线性上涨且难以疏导的系统成本，新能源新增装机年均保持2亿千瓦及以上的市场预期实际可能难以实现。而“十四五”之后电力系统消纳空间将主要取决于“十四五”末特高压工程建设推进情况，以及存量火电灵活性改造和新型储能等灵活性资源发展情况。中远期特高压与灵活性资源的建设节奏存在一定的不确定性，若实际推进进度不及预期，则“十四五”之后的新能源消纳压力恐将进一步加大。

2、消纳困境或悄然将至，产业链在高增长预期下的产能扩张或引发阶段性过剩

如前所述，新能源接入系统的速度受到电力系统消纳空间的限制，市场多数观点认为的线性高装机增速或将难以实现。同时，高比例新能源接入下的电力系统或将面临系统性调节成本非线性攀升的情况。在目前降本速度逐渐平缓的情况下，新能源难以为系统性调节成本让渡足够的利润空间；疫后复苏背景下，为维持二产制造业成本优势，电力系统性调节成本向下游用户侧疏导的可能性较低。因此，相对有限的消纳空间叠加非线性上涨且难以疏导的系统调节成本或将阻碍新能源新增装机并网，如果新能源线性高装机增速的预期难以实现，进而或将对相关产业链造成严重冲击。

目前，光伏风电设备产业链仍在加速扩张的阶段。在建设新型电力系统的背景和新能源装机持续高增长的乐观预期下，大量社会资本涌入相关产业链，包括硅料、组件和辅材等产业链发展热度较高。据我们不完全统计，2020-2022年国内多晶硅环节投资分别为162亿、2200亿和4500亿元，呈高速上涨态势；电池与组件环节投资过百亿元项目数量分别为14、7和11个。老牌光伏产业企业开展一体化发展，隆基、晶科、晶澳等老牌光伏组件企业开始逐步统合多晶硅，硅片，组件及电池，以及光伏玻璃等环节；而包括国家电投集团、山煤国际、平煤神马集团、陕煤集团等煤炭电力领域企业作为新兴参与者也开始大举投资硅料及组件产业。但在消纳空间受限的情况下，一旦装机高增速难以持续，仍在加速扩张中的光伏风电设备产业链或将在数年内面临产能相对过剩的局面。

图 18: 国内多晶硅产量及同比


资料来源: 可再生能源协会, 光伏行业协会, 信达证券研发中心

图 19: 国内组件产量及同比


资料来源: 可再生能源协会, 光伏行业协会, 信达证券研发中心

表 7: 2020-2022 年多晶硅投资项目情况

日期	项目名称	投资金额 (亿元)	投资方
2020 年	5.4 万吨颗粒硅项目	47	保利协鑫
	云南省保山市投资年产 4 万吨高纯晶硅项目	40	通威股份
	年产 4 万吨高纯晶硅项目	40	通威股份、天合光能
	3.5 万吨高纯晶硅项目	35	通威股份
	合计	162	
2021 年	30 万吨/年高纯工业硅、20 万吨/年有机硅、20 万吨/年高纯多晶硅等	332.5	大全能源
	40 万吨多晶硅项目	300	东方希望
	新能源基地项目(含多晶硅、光伏盖板等)	230	信义光能
	光伏全产业链项目	206	东方希望集团
	建设 30 万吨颗粒硅的研发及生产项目	180	保利协鑫能源、上机数控
	年产 20 万吨高纯晶硅生产项目	180	青海丽豪半导体
	年产 20 万吨高纯晶硅项目	140	通威股份
	年产 15 万吨高纯硅项目	135	东方日升
	年产 10 万吨的高纯多晶硅项目和年产 5GW 的高效电池项目	130	润阳悦达
	投资建设 10 万吨多晶硅项目	87.99	特变电工、晶科能源、晶澳科技
2022 年	40 万吨高纯工业硅	60	特变电工
	光伏硅材料制造(二期 5 万吨高纯晶硅项目)	41.35	通威股份
	光伏硅材料制造技改(二期高纯晶硅项目)	40.1	通威股份
	年产 35,000 吨多晶硅项目	35.12	大全能源
	年产 4 万吨电子级多晶硅项目	25	亚洲硅业
	年产 20 万吨金属硅项目	150	东方日升
	合计	超 2200 亿	
2022 年	宁夏晶体新能源材料项目	1500	东方希望集团
	一体化光伏制造产业基地	600	阿特斯
	光伏产业链项目	182.7	东方希望集团

内蒙古中环产业城项目群	206	中环股份
黄陵硅基新材料一体化项目(工业硅、多晶硅、硅片等)	282	陕煤集团
年产 20 万吨高端电子级多晶硅项目	176	特变电工
年产 20 万吨高纯多晶硅项目	175	合盛硅业
年产 20 万吨高纯多晶硅项目	160	其亚集团
年产 20 万吨高纯晶硅及配套项目	140	通威股份
光伏硅基示范产业园(一期)	90	清电能源集团
10 万吨颗粒硅、1 万吨电子级多晶硅项目等	120	TCL 科技、协鑫科技
年产 15 万吨高纯工业硅及 10 万吨高纯晶硅项目	118	上机数控
年产 10 万吨高纯晶硅项目	95	宏翎硅材料(乌鲁木齐)
年产 10 万吨高纯硅基材料项目	80.03	大全能源
20 万吨/年高纯硅及配套源网荷储一体化项目	65.09	特变电工
30 万吨/年高纯工业硅项目+20 万吨/年有机硅项多晶硅项目	60	大全能源
	50	吉利科技
年产 5 万吨高纯多晶硅项目	50	江苏阳光
年产 5 万吨高纯多晶硅项目	49.8	润阳股份
年产 5 万吨高纯晶硅项目	47.2	上机数控
年产 5 万吨高纯晶硅项目	44.91	南玻 A
包头二期高纯晶硅项目	41.35	通威股份
乐山二期高纯晶硅项目	40.1	通威股份
合计	超 4500 亿	

资料来源：信达证券研发中心整理

表 8: 2020 年-2022 年光伏电池与组件主要投资目录(投资金额百亿元以上, 亿元)

日期	项目名称	投资金额(亿元)	投资方
2020 年	15GW 高效电池+15GW 高效组件项目	206	东方日升
	投资建设年产 30GW 高效太阳能电池及配套项目	200	通威股份
	义乌年产 36GW 高效太阳能电池及配套项目	200	爱旭股份
	60GW 组件及配套项目产业基地	180	协鑫集成
	10GW 高效光伏组件、10GW 金刚线切片、10GW 高效电池片生产研发	145	晶科能源
	30GW 光伏组件及配套项目	135	晶科能源
	20GW 高效太阳能电池及 4.5GW 高效组件智能制造	110	中节能太阳能
	10GW 高效光伏电池和 10GW 高效组件生产项目	105	*ST 海源
	投资建设义乌年产 10GW 高效电池和 10GW 高效组件	102	晶澳科技
	年产 10GW 光伏电池、5GW 硅片、5GW 组件项目	102	中润光能
	10GW 光伏组件及 10GW 光伏电池项目	102	阿特斯
	10GW 太阳能光伏组件项目	100	东方希望集团
	10GW 光伏电池组件项目	100	隆基股份
2021 年	年产 26GW 新型高效太阳能电池项目	180	爱旭股份
	高效太阳能电池片生产基地项目	112	钧达股份
	12GW 高效异质结太阳能电池及组件制造项目	110	华润电力
	建设 20GW 光伏电池、组件及配套光伏装备项目	102	晶澳科技

2022 年	投资建设电池和组件项目	100	晶澳科技
	晶澳朝阳综合新能源产业基地	100	晶澳科技
	光伏组件产业园项目	100	无锡尚德
	15GW N型超低碳高效异质结电池片与 15GW 高效大	152	东方日升
	年产 26GW 高效太阳能电池片项目	130	钧达股份
	年产 32GW 高效晶硅电池项目	120	通威股份
	大尺寸高效光伏电池及金刚线切片生产项目	115	中润集团
	20GW 高效单品电池项目	110	英发睿能
	24GW 高效光伏组件+10 万吨光伏组件铝型材	108	晶科能源
	光伏切片、电池、组件智能工厂及研发中心项目	102	晶澳科技
	绿色光伏新能源基地	100	晶澳科技
	年产 20GW Topcon 高效太阳能电池项目	100	皇氏集团
	年产 20GW 新型高效电池项目	100	横店东磁
	20GW 高效 N 型 TOPCon 光伏电池生产基地及新能源 相关产业项目	100	林洋能源

资料来源：信达证券研发中心整理

同时，若保持新能源装机并网高增速，在新能源消纳空间有限的情况下，新能源消纳率或将难以维持在 95% 的高位。若新能源消纳率下降，新能源项目的实际经济性可能较可研测算值出现较大偏差。此外，在新能源持续高比例接入的情况下，分摊至新能源度电成本上的辅助服务费用或将迎来指数级增长，需要绿色价值补偿机制的进一步推进，通过绿电、绿证等交易方式为新能源运营商带来一定的补偿收益。若难以抵消上涨的辅助服务费用和降低的发电收益，新能源运营商的项目收益率或将存在较大的下行风险，进而影响运营商再投资的能力、拖累后续装机并网节奏。

投资建议

1、重新重视传统电源在新型电力系统中的作用

在大多能源电力供需模型中，对于未来能源电力的增量需求都是基于线性高增长外推下的新能源发展予以满足的，但随着阶段性消纳问题渐显，需要重新审视新能源的增量空间，由此就需要更多的传统能源来满足增量需求。同时能源安全越加得到重视，在电力系统高电力电子化、等效惯量减小等背景下，电网的频率波动问题日益凸显。因此，新型电力系统需要保有和发展一定的传统电源，以维持电力系统的安全稳定运行。火电运营商有望从调峰补偿和容量支撑等方面获得更多收益。我们认为，相关机会主要集中在煤炭、火电等传统能源。建议关注：

- 动力煤相关公司：兖矿能源、陕西煤业、广汇能源、中国神华、中煤能源等；
- 火电运营商相关公司：国电电力、粤电力 A、华能国际、华电国际等。

2、关注绿电运营项目收益率下行风险

从新能源项目的角度考虑，新能源消纳率与新能源项目的收益率直接挂钩。在项目初期可行性研究阶段测算项目收益率时，消纳率代表新能源场站的年上网电量情况，是项目能够投资投产，获得合理收益的前提条件。因此，若继续维持新能源当前的高装机增速，在新

能源消纳空间有限的情况下，新能源消纳率及保障性收购电价或将难以维持在先前可行性假设的既定范围，或将直接影响新能源项目的收益情况。此外，高比例新能源接入叠加电力市场化改革推进，或将导致电力市场中价格因新能源出力不稳定而出现波动风险，同样会造成绿电运营项目收益率下行。

3、重点聚焦应对消纳问题的投资方向

我们认为，从根本上看，风光消纳瓶颈的解决还是在于灵活性资源的加速建设。因此，围绕源、网、荷、储四大环节灵活性提升的相关技术及设备环节有望成为下一个资本投资与产业发展的热点，建议重点聚焦应对消纳问题的投资方向。

(1) 存量技术降本提效

应对新能源消纳问题的主要存量技术在于火电灵活性改造和新型储能降本增效。在近期消纳压力下，火电灵活性改造有望出现较快增长。建议依次关注：龙源技术、青达环保、西子洁能等。

(2) 新型电网形态下配网侧技术的发展

新型电力系统下，新能源的消纳问题有赖于“源网荷储”四个环节共同解决。在分布式新能源飞速发展的时点，新型电网形态下的配网端技术有望成为本地新能源消纳的突破点，需求侧响应或将在新型电力系统中成为新能源消纳的重要力量。因此，建议在配网侧需求响应技术方面开展相关业务探索。建议关注：国电南瑞、许继电气、国网信通、国能日新等。

表 9：相关受益标的公司估值表

股票名称	收盘价	归母净利润（百万元）				EPS（元/股）				PE			
		2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E
*兖矿能源	35.20	31236.00	33186.00	36764.00	40846.00	6.30	6.71	7.43	8.25	5.35	5.03	4.54	4.09
动力煤板块													
*陕西煤业	20.88	35123.00	32759.00	34921.00	38286.00	3.62	3.38	3.60	3.95	5.48	5.86	5.51	5.02
*广汇能源	9.27	11338.00	15820.00	20069.00	23723.00	1.73	2.41	3.06	3.61	5.25	3.77	2.97	2.52
*中国神华	31.73	69626.00	72817.00	74884.00	76482.00	3.50	3.66	3.77	3.85	8.54	8.17	7.93	7.76
*中煤能源	9.31	18241.00	24629.00	27106.00	28633.00	1.38	1.86	2.04	2.16	6.46	4.80	4.37	4.13
火电运营商													
国电电力	4.09	1362.57	2733.60	7039.16	8442.42	0.08	0.15	0.39	0.47	55.89	26.69	10.36	8.64
粤电力 A	6.10	-4646.17	-2465.75	1649.67	2676.47	-0.88	-0.47	0.31	0.51	-6.27	-12.99	19.41	11.97
华能国际	9.98	-14989.55	-4180.50	9759.63	12288.38	-0.95	-0.27	0.62	0.78	-7.97	-37.48	16.05	12.75
华电国际	6.39	-4262.86	617.19	5080.81	6405.21	-0.43	0.06	0.50	0.63	-13.61	105.15	12.77	10.13
灵活性改造													
龙源技术	6.68	101.01	89.65	136.50	314.00	0.19	0.17	0.26	0.61	40.64	38.67	25.40	11.04
青达环保	23.01	56.58	65.48	115.61	170.73	0.60	0.69	1.22	1.80	43.25	33.27	18.88	12.78
西子洁能	16.93	165.69	188.24	339.00	545.50	0.22	0.25	0.46	0.74	64.60	66.48	36.92	22.94
智													
国电南瑞	26.27	6105.06	6592.81	7478.48	8728.60	0.91	0.98	1.12	1.30	26.76	26.68	23.52	20.15

能	许继电气	22.97	793.43	808.00	978.34	1394.71	0.79	0.80	0.97	1.38	25.38	28.66	23.67	16.61
电	国网信通	18.68	725.00	824.61	971.90	1136.33	0.60	0.69	0.81	0.94	24.82	27.24	23.12	19.77
网	国能日新	78.82	67.46	72.17	96.67	125.33	0.95	1.02	1.36	1.77	92.29	77.42	57.85	44.61

资料来源: Wind, 信达证券研发中心 (注: 标*公司为信达证券覆盖, 其余盈利预测来源于万得一致预测, 数据截至 2023 年 05 月 08 日)

风险因素

电力市场化改革推进节奏存在不确定性, 特高压工程建设节奏存在不确定性, 灵活性资源支持等能源双碳政策存在不确定性, 用电量增速存在不确定性等。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学（北京）博士，注册咨询（投资）工程师，兼任中国信达能源行业首席研究员、业务审核专家委员，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，CPA，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，天津大学电气工程及其自动化专业学士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭、煤化工行业的研究。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiuyue@cindasc.com
华北区销售总监	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售副总监	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华北区销售	秘侨	18513322185	miqiao@cindasc.com
华北区销售	李佳	13552992413	lijia1@cindasc.com
华北区销售	赵岚琦	15690170171	zhaolanqi@cindasc.com
华北区销售	张澜夕	18810718214	zhanglanxi@cindasc.com
华北区销售	王哲毓	18735667112	wangzheyu@cindasc.com
华东区销售总监	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售副总监	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	孙僮	18610826885	sun tong@cindasc.com
华东区销售	贾力	15957705777	ji ali@cindasc.com
华东区销售	王爽	18217448943	wangshuang3@cindasc.com
华东区销售	石明杰	15261855608	shimingjie@cindasc.com
华东区销售	曹亦兴	13337798928	caoyixing@cindasc.com
华东区销售	王赫然	15942898375	wangheran@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售副总监	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售副总监	王雨霏	17727821880	wangyu fei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	胡洁颖	13794480158	hujieying@cindasc.com
华南区销售	郑庆庆	13570594204	zhengqingqing@cindasc.com
华南区销售	刘莹	15152283256	liuying1@cindasc.com
华南区销售	蔡静	18300030194	caijing1@cindasc.com
华南区销售	聂振坤	15521067883	niezhenkun@cindasc.com
华南区销售	张佳琳	13923488778	zhangjialin@cindasc.com
华南区销售	宋王飞逸	15308134748	songwangfeiyi@cindasc.com

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，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出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，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做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其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，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当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、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。