



信达证券
CINDA SECURITIES

Research and
Development Center

电价发展趋势研判：风来千帆竞，潮涌逐浪高

电力行业

2022 年 08 月 04 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 能源行业分析师
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

电价发展趋势研判：风来千帆竞，潮涌逐浪高

2022年08月04日

本期内容提要：

- 电价机制改革本质上是国家经济社会对电力发展需求变化的内在反映，是宏观经济调控的重要手段。从计划体制到“集资办电”，从“厂网分离”到“管住中间，放开两头”，电价机制的数次变化均伴随着国家经济社会改革转型的关键期。现行电价机制改革的政策性方向是立足于全国统一电力市场体系下，理顺电价关系，完善电力价格市场化形成和传导机制。
- 现行的电价机制同时面临长期问题与短期问题。从长期视角看，电价存在结构机制性问题，包括计划体制下行政性指令过强，电力价格传导机制扭曲、商品属性不足，以及辅助服务机制和容量补偿机制的缺乏。从短期视角看，全球能源通胀背景下的煤炭、石油、天然气价格高企，国内“市场煤，计划电”的价格倒挂导致煤电企业亏损严重；大规模高比例新能源消纳调节需求导致系统成本进入加速上升阶段，新能源需承担一定的调节费用；输配电价核定趋严，电网经营情况不容乐观，将会进一步导致电网调节手段减少和投资紧张。
- 预计国内电价将随着电力市场化深入，进入一轮上涨周期。立足于加快建设全国统一电力市场的背景下，行政性降电价举措已接近尾声。伴随电力市场化改革持续深入，预计国内电价将进入以理顺电价形成传导机制为主旋律的上涨周期。基于发电侧发电成本压力和用户侧宏观经济承受力的考量，预计电价将以结构调整为主要，以温和渐进为主基调逐步提升。
- 发电侧：电能量电价方面，煤电受限煤炭供应紧张持续、支撑性电源装机不足和产业结构调整的需求，预计电价在市场化过程中仍有上浮空间；新能源立足于价格结构调整，分摊调节费用后电价也将向下游传导；辅助服务电价和容量电价基于机制理顺和需求紧缺的情况，有望进一步推进。煤电：立足于煤炭供应将在“十四五”期间持续处于紧张状态的预估，电煤长协签订价格未来有望趋势性逐步抬升。同时，“双碳”目标下的煤矿产业存在产业结构调整，实现煤炭清洁高效利用的需求，相关成本在理顺价格机制后疏导至价格端。新能源：市场化改革下的新能源价格机制需实现结构性调整，综合来看低廉的发电边际成本和逐步升高的辅助服务费用分摊，其带来的系统性成本的抬升会向终端电价传导。水电核电：整体体量较小，成本构成和运营方式决定电价走向。辅助服务：新版“两个细则”明确“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的补偿分摊原则，辅助服务费用分摊范围由原先的发电侧内部相互转让转向发电企业和市场化用户共同分摊模式，并逐步将非市场化电力用户纳入补偿费用分摊范围。容量电价：容量电价机制是保证常规电源成本回收，保证电力系统安全性和可靠性的重要支撑。随着“十四五”期间顶峰容量裕度降低，顶峰电源缺口扩

大，容量电价机制将会受供需关系的影响适时建立推广。

- **输配环节：**综合考虑电网投资需求和合理收益、抽水蓄能和特高压的成本核算分摊、以及分布式发电规模化接入配网的相关影响，输配电价有望止跌转升。基于新型电力系统的建设目标，电网公司仍需持续性的电网侧资源建设和配网侧电力电子化改造，存在长期的建设改造投资需求。抽水蓄能和特高压工程在“十四五”期间有望迎来爆发式增长，相关容量电价需要折算入输配电价实现成本回收。远期分布式光伏规模化接入电网导致电网输配电量下降，进而导致输配电度电分摊成本上升。综合来看，输配电价有望止跌转升。
- **用户侧：**一产、居民电价保持相对稳定；工商业用户电价以市场化改革为主线，实现分门别类上涨。用户侧电价依照产业类别，一产和居民电价相关政策以相对稳定为主，亦存在通过引入分时电价、拉大阶梯电价等手段涨电价的可能。工商业用户电价自全部进入市场以来已经出现上涨情况，未来可能实现分门别类的上涨。预计高耗能产业电价将率先上涨，同时考虑区域产业发展水平，通过电价引导产业结构调整。
- **建议关注领域：**（1）能源通胀和电力市场化改革推进局面下，煤电电价有望逐步上涨。（2）立足于新型电力系统长周期持续性的调节需求，火电灵活性改造、储能、特高压、配网改造、虚拟电厂等调节性灵活性资源技术有望呈现爆发式增长。（3）新能源发电在现货市场和辅助服务市场存在收益率下行风险。
- **风险因素：**1、宏观经济下滑导致电力需求和用电量增速不及预期；2、电力市场化改革推进不及预期；3、政策在各地的执行力不及预期。

目录

电价机制改革本质上是经济社会发展对电力行业的内在反映.....	6
1、我国电价政策机制发展历程.....	6
2、现行电价机制介绍与分析.....	7
3、电力市场化改革情况简介.....	14
现行电价机制同时面临长期的机制结构性问题和短期的能源环境及政策问题.....	16
1、长期机制结构性问题.....	16
伴随电力市场化改革持续深入，预计国内电价将进入新一轮上涨周期.....	22
1、发电侧电价上涨空间解析：.....	23
2、输配电价上涨空间解析：.....	28
3、销售电价上涨空间解析：.....	28
投资建议.....	30
风险因素.....	31

表目录

表 1：主要煤电电价政策总结.....	8
表 2：主要风电电价政策总结.....	10
表 3：主要光伏电价政策总结.....	11
表 4：主要输配电价政策总结.....	12
表 5：第一轮省级电网输配电价核定结果变动（元/kWh）.....	13
表 6：电改“9 号文”重点总结.....	14
表 7：旧版“两个细则”下辅助服务补偿方式.....	17
表 8：2016-2020 年电网企业降低用电成本情况总结.....	20
表 9：新旧“两个细则”修订与调整内容对比.....	26
表 10：装机容量与顶峰容量测算（万千瓦）.....	27
表 11：重点投资区域和相关上市公司.....	31

图目录

图 1：电价政策机制发展历程.....	6
图 2：电价结构示意图.....	7
图 3：历年动力煤价与燃煤标杆电价变动关系.....	9
图 4：历年煤电装机与燃煤标杆电价变动关系.....	9
图 5：风电标杆电价变化情况（元/kWh）.....	9
图 6：光伏标杆电价变化情况（元/kWh）.....	9
图 7：风电装机变化情况.....	10
图 8：光伏装机变化情况.....	10
图 9：历年广东电力市场年度合同电量与价差示意图.....	15
图 10：2022 年 6 月山西电力现货市场日前价格.....	15
图 11：我国电力市场架构与价格体系.....	15
图 12：2015 年前“煤电联动机制”四次失效示意图.....	16
图 13：全国工业与居民用户的电力交叉补贴变化趋势.....	16
图 14：2019 年 1~6 月全国电力辅助服务补偿费用构成.....	17
图 15：火电逐年发电量与平均利用小时数趋势图.....	17
图 16：2010~2021 年全球煤炭产量与消费量同比示意图.....	18
图 17：2010~2021 年全球石油产量与消费量同比示意图.....	18
图 18：2010~2021 年全球天然气产量与消费量同比示意图.....	18
图 19：2019 年 4 月至今国际煤炭、石油、天然气价格走势.....	18
图 20：美国住宅、工业、商业电价示意图（美分/千瓦时）.....	18
图 21：英国、德国、欧盟 27 国非居民电价示意图（欧元/千瓦时）.....	18
图 22：动力煤长协价格与现货价格关系情况（元/吨）.....	19
图 23：煤电价格与电煤价格关系情况（元/吨）.....	19
图 24：五大发电集团上市公司 2021 年净利润情况（亿元）.....	19
图 25：2021~2030 年各电源年发电量预测（亿千瓦时）.....	20
图 26：2021~2030 年各电源年装机量预测（万千瓦）.....	20
图 27：2015~2021 年国家电网营收与净利润统计.....	21
图 28：2015~2021 年南方电网营收与净利润统计图.....	21
图 29：2016~2020 年电网降价降费政策执行情况（亿元）.....	21
图 30：2016~2020 年电网企业降价降费政策执行情况.....	21

图 31: “十五五”电力辅助服务补偿费用预测（有调峰）（亿元）	24
图 32: “十五五”电力辅助服务补偿费用预测（无调峰）（亿元）	24
图 33: “十五五”风电辅助服务费用及度电分摊（有调峰）	24
图 34: “十五五”光伏辅助服务费用及度电分摊（有调峰）	24
图 35: “十五五”风电辅助服务费用及度电分摊（无调峰）	25
图 36: “十五五”光伏辅助服务费用及度电分摊（无调峰）	25
图 37: 2021~2030 年水电装机及发电量预测	25
图 38: 2021~2030 年核电装机及发电量预测	25
图 39: 2019 年部分国家（地区）居民电价水平比较（元/kWh）	29
图 40: 两网公司电网代理购电平均电价情况（元/MWh）	30
图 41: 山西省电网代理购电上浮情况（元/MWh）	30

电价机制改革本质上是经济社会发展对电力行业的内在反映

1、我国电价政策机制发展历程

电力行业作为工业社会基础产业，是国民经济发展和人民正常生活的重要能源保障。电价作为电力供需的标杆和优化电力资源配置的杠杆，不仅承载着各方利益诉求，而且影响着电力行业的发展方向和前景。我国电价政策机制发展历程大致可以分成四个阶段：

- 计划管理阶段（1949-1985 年）：**与计划经济体制相适应，建国初期的电力建设和电价管理采用了高度集中的计划管理体制。以 1952 年全国主要电力企业由地方上划中央为标志，我国电力工业开始实行中央统一管理，从电力发、输、配、售到销售收入的实现和利税上缴，电力生产的各个环节，均由政府自上而下垂直管理，实行计划建设、计划发电、计划供电的体制。电力价格由政府制定。
- 初始调整阶段（1985-2002 年）：**为了解决建设资金不足、电力供应紧张的矛盾，1985 年国务院出台《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》（国发〔1985〕72 号），提出电力投资主体多样化，由原来的中央“一家办电”改为“多家办电”的形式，并配合电力投资改革进行了电价改革，实行了多种电价制度，包括“还本付息”电价，“燃运加价”政策，以及“二分钱”电力建设基金政策。
- 改革过渡阶段（2002-2015 年）：**在世界电力工业均兴起放松管制、引入竞争的背景下，我国电力行业开始以引入市场竞争机制为主要内容的电力管理体制与运营模式改革。2002 年底，国务院颁布《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5 号文），开始进行以“厂网分开、主辅分离”为主要内容的电力工业管理体制的改革。在上网电价环节，2004 年国家出台了燃煤机组标杆上网电价，随后逐步推广到风电、光伏、核电、生物质发电等领域；在输配环节，提出了输配电价的概念；在销售环节不断优化调整销售电价结构，扩大“基本电价（与变压器容量用量成比例）+电量电价（与用电量成比例）”的两部制电价执行范围。
- 全面改革阶段（2015 年-至今）：**2015 年，中共中央国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号），确定了“三放开、一独立、三强化”的改革基本路径以及“放开两头、管住中间”的体制框架。针对电价机制改革，确定了单独核定输配电价、分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成和妥善处理电价交叉补贴三项主要改革内容。

图 1：电价政策机制发展历程



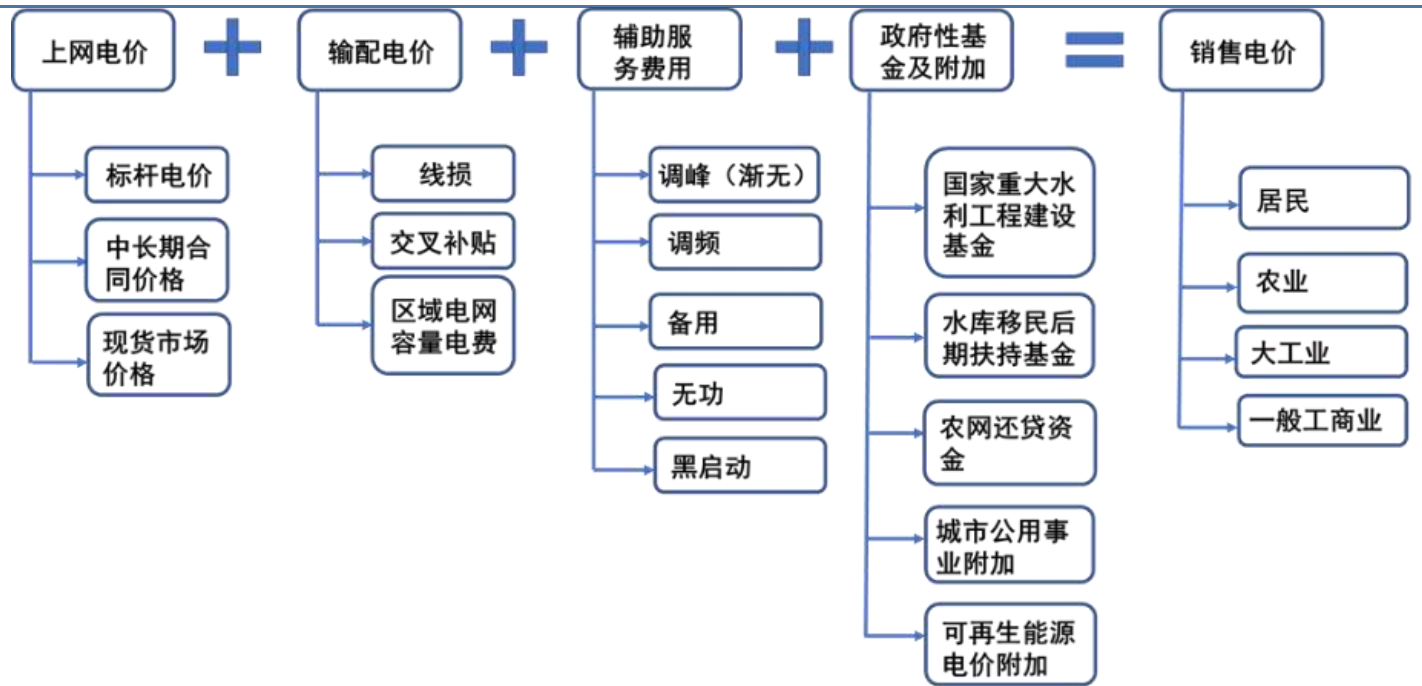
梳理电价政策机制发展历程可以发现，**电价机制改革本质上是国家经济社会发展对电力行业的内在反映，也是重要的宏观经济调控手段**。电价机制由计划管制松绑的直接原因是电力行业投资不足带来的“电荒”；2002 年第一次电力体制改革主要瞄准“打破垄断，引入竞争，提高效率，降低成本”的目标。2015 年以来的新一轮电力体制改革主要针对的是电力行业市场交易机制缺失，电价机制未能理顺，电力成本无法疏导的实质性问题。

2、现行电价机制介绍与分析

计划模式下的电价机制来源于国家发改委《电价改革实施办法》（发改价格[2005]514 号），其中包括《上网电价管理办法》、《输配电价管理暂行办法》和《销售电价管理暂行办法》。计划模式下的电价机制包括上网电价、输配电价和销售电价三部分。而根据《关于核定 2020~2022 年省级电网输配电价的通知》（发改价格规[2020]1508 号），参与电力市场化的用户用电价格包括市场交易上网电价、输配电价、辅助服务费用和政府性基金及附加四部分。

- **上网电价：**又称标杆电价，是发电企业与电网企业进行电能结算的价格。计划体制下的上网电价由当地发改委进行核定。市场竞争下的上网电价由发电企业与用户的中长期合同，或发电企业在现货市场中的竞价确定。
- **输配电价：**指电网经营企业提供接入系统、联网、电能输送和销售服务的价格总称，又称输配电费用。目前省级电网输配电价定义中，输配电价包含线损、交叉补贴和区域电网容量电费三部分。现行的输配电价由发改委按照“准许成本加合理收益”的原则每三年核定一次。
- **辅助服务费用：**指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网经营企业和电力用户提供的服务而产生的成本。辅助服务费用的收取和分摊依据源于 2006 年《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42 号）、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43 号），合称“两个细则”。2021 年 12 月，国家能源局修订发布《电力并网运行管理规定》（国能发监管规[2021]60 号）和《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规[2021]61 号），合称新版“两个细则”替代旧版“两个细则”。目前，全国除西藏外的 6 个区域电网和 30 个省级电网均已有电力辅助服务市场运行。
- **政府性基金及附加：**包括国家重大水利工程建设基金、水库移民后期扶持基金、农网还贷资金、城市公用事业附加、可再生能源电价附加等。
- **销售电价：**指电网经营企业对终端用户销售电能的价格，同时叠加电能成本、输配电成本和政府性基金及附加等部分。计划体制下的销售电价由当地发改委进行核定。市场竞争下的销售电价由发电企业与用户的中长期合同，或电力用户或供电公司在现货市场中的竞价确定。

图 2：电价结构示意图



资料来源：信达证券研发中心

随着新一轮电力市场体制改革不断推进，电力行业的生产消费结构也在逐步发生变化。目前，各省份均为计划性质的优先发电/用电计划与市场性质的中长期交易市场、电网企业代购电和（或）电力现货市场试点并存的局面。其中，发电侧的优先发电量主要包括清洁能源消纳供电，供热机组供电、跨省跨区计划送电等部分；用电侧的优先用电量主要供给包括居民、农业、重要公用事业及公益性事业在内的未参与市场化交易的用戶。因此，现行的电价机制**逐步由计划体制转向市场模式，计划与市场并存的局面**。

• **上网电价：主要受政策及成本影响，与市场联动加强，但仍受行政指令管制。**

煤电方面：煤电上网电价受煤炭价格影响和行政性较大。“煤电联动”机制始于 2004 年国家发改委发布的《关于建立煤电价格联动机制的意见的通知》（发改价格[2004]2909 号），允许煤电上网标杆电价跟随电煤价格依照一定关系实现联动。“煤电联动”机制虽实现周期性上网电价与煤炭价格联动，但仍存在联动性不足（电价联动周期滞后煤价至少 6 个月，电煤累计上涨幅度需达 5%），行政性指令较强（电厂需要自行消化 30% 的煤价上涨因素）等机制性缺陷。

2019 年，国家发改委能源局发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（发改价格[2019]1658 号）建立“基准价+上下浮动”的市场化煤电价格调节机制，取代原先的“煤电联动”机制。“基准价+上下浮动”机制允许发电企业与售电公司和电力用户在竞价范围内，围绕当地燃煤发电标杆上网电价，通过双边协商和集中竞价的市场化方式自由形成煤电价格，但竞价结果仍存在受上浮不超过 10%，下浮不超过 15% 的浮动限制，且仍存在“2020 年价格暂不上浮”的行政性指令。

2021 年《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格[2021]1439 号）放开全部燃煤发电上网电价，放开燃煤发电电量进入市场，并且价格浮动上下限均被扩大为 20%。“基准价+上下浮动”机制允许煤电上网电价根据煤炭价格灵活上浮下浮，但目前上下浮动空间仍受行政指令管制。

表 1：主要煤电电价政策总结

《关于建立煤电价格联动机制的意见的通知》
煤电联动机制:

- 调整周期: 6个月一次
- 调整机制: 平均煤价变化幅度达到或超过 5%

电力企业需自行消化 30%的煤价上涨因素

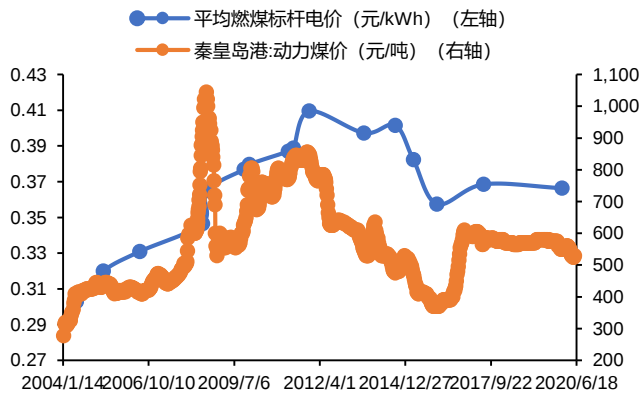
《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》
“基准价+上下浮动”机制: 煤电市场化中长期合同价格可围绕当地现行燃煤发电标杆上网电价浮动, 上浮不超 10%, 下浮不超过 15%。

浮动限制“上窄下宽”, 且明确提出“2020 年暂不上浮”

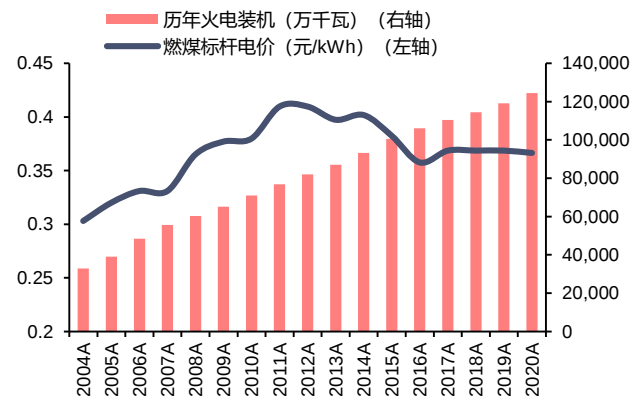
《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》
“基准价+上下浮动”机制: 燃煤发电机组全部进入市场, 市场化价格上下浮动不超过 20%。

燃煤机组全部进入市场, 浮动限制略微放宽

资料来源: 国家发改委, 信达证券研发中心

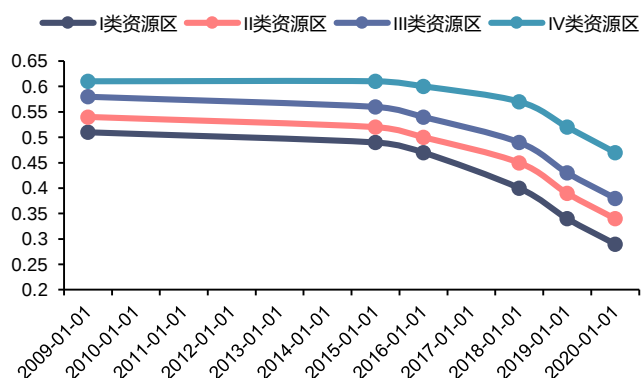
图 3: 历年动力煤价与燃煤标杆电价变动关系


资料来源: wind, 信达证券研发中心

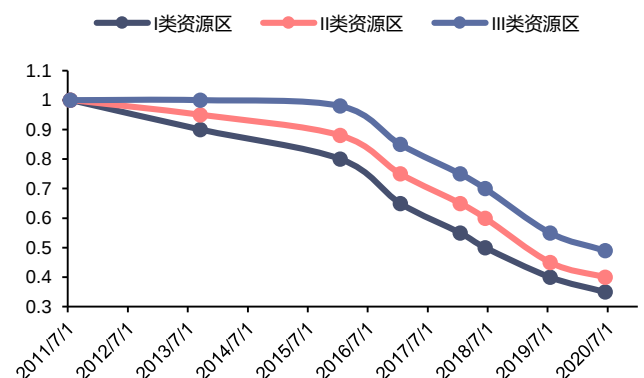
图 4: 历年煤电装机与燃煤标杆电价变动关系


资料来源: 中电联, 国家发改委, 中国电力智库, 信达证券研发中心

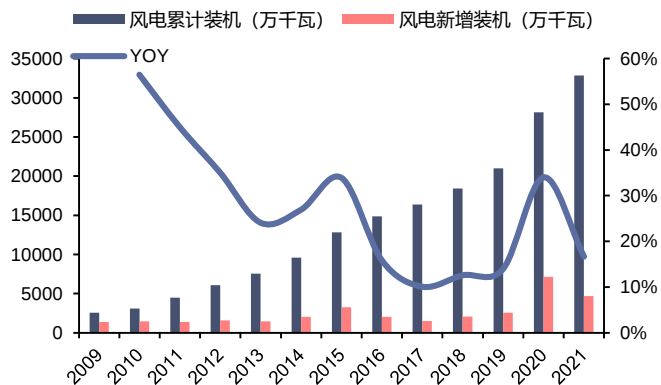
风光方面: 风光新能源历经“补贴起步-爆发增长-补贴退坡”的典型行业政策扶持发展历程, 最终目标是实现平价上网和参与直接交易和市场竞争。风光发电的上网标杆电价高于当地燃煤机组上网电价的部分, 由可再生能源补贴支付。风光新能源发电也因此迎来爆发式增长时期。自 2015 年以来, 风电和光伏的标杆电价分别经历了五次和七次下调, 补贴空间逐步压缩。2021 年, 国家发改委发布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》(发改价格[2021]833 号), 正式取消所有新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目的补贴, 实行平价上网。2022 年, 国务院办公厅转发国家发展改革委、国家能源局联合发布《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》(国办函[2022]39 号), 鼓励支持新能源项目与用户开展直接交易, 鼓励签订长期购售电协议, 在电力现货市场试点地区, 鼓励新能源项目以差价合约形式参与电力市场交易。

图 5: 风电标杆电价变化情况 (元/kWh)


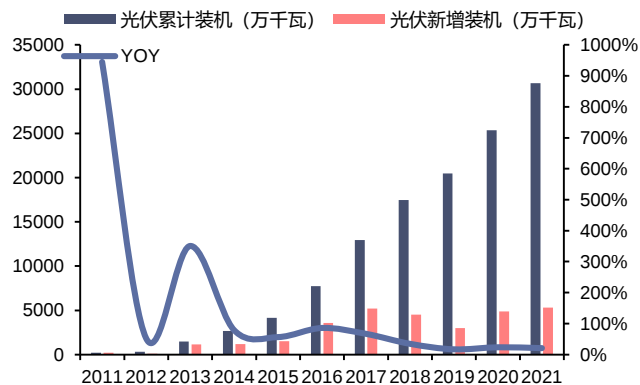
资料来源: 国家发改委, 信达证券研发中心

图 6: 光伏标杆电价变化情况 (元/kWh)


资料来源: 国家发改委, 信达证券研发中心

图 7：风电装机变化情况


资料来源：中电联，中国电力知库，信达证券研发中心

图 8：光伏装机变化情况


资料来源：中电联，中国电力知库，信达证券研发中心

表 2：主要风电电价政策总结

价格机制		机制特点
《关于完善风力发电上网电价政策的通知》	陆上风电标杆电价机制： 全国分为四类风能资源区，风电标杆电价分别为 0.51 元/kWh，0.54 元/kWh，0.58 元/kWh 和 0.61 元/kWh	风电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。
《关于海上风电上网电价政策的通知》	海上风电标杆电价机制： - 近海风电项目电价：0.85 元/kWh， - 潮间带风电项目：0.75 元/kWh。	/
《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》	陆上风电标杆电价机制： 全国分为四类风能资源区，风电标杆电价分别为 0.49 元/kWh，0.52 元/kWh，0.56 元/kWh 和 0.61 元/kWh	鼓励通过招标等竞争方式确定业主和上网电价，但通过竞争方式形成的上网电价不得高于国家规定的当地风电标杆上网电价水平。
《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》	陆上风电标杆电价机制： 2016 年 0.47 元/kWh，0.50 元/kWh，0.54 元/kWh 和 0.60 元/kWh 2018 年 0.44 元/kWh，0.47 元/kWh，0.51 元/kWh 和 0.58 元/kWh。	/
《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》	陆上风电标杆电价机制： 2018 年 0.40 元/kWh，0.45 元/kWh，0.49 元/kWh 和 0.57 元/kWh； 海上风电标杆电价机制： 近海风电项目标杆上网电价为每千瓦时 0.85 元，潮间带风电项目标杆上网电价为每千瓦时 0.75 元。	
《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》	/	开展平价上网项目和低价上网试点项目建设。鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿。促进风电、光伏发电通过电力市场化交易无补贴发展。
《关于完善风电上网电价政策的通知》	陆上风电指导价机制： 2019 年 0.34 元/kWh，0.39 元/kWh，0.43 元/kWh 和 0.52 元/kWh；2020 年 0.29 元/kWh，0.34 元/kWh，0.38 元/kWh 和 0.47 元/kWh。 海上风电指导价机制： 2019 年 0.8 元/kWh；2020 年 0.75 元/kWh。	2021 年开始新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，2022 年开始新核准的海上风电项目全面实现平价上网。

《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》

/

支持新能源项目与用户开展直接交易，鼓励签订长期购电协议，电网企业应采取有效措施确保协议执行。在电力现货市场试点地区，鼓励新能源项目以差价合约形式参与电力市场交易。

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

表 3：主要光伏电价政策总结

	价格机制	机制特点
《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》	除西藏仍执行 1.15 元/kWh 的上网电价外，其余省（区、市）上网电价均按每千瓦时 1 元/kWh 执行	太阳能光伏发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分，通过全国征收的可再生能源电价附加解决。
《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》	- 全国分为三类太阳能资源区，标杆电价分别为 0.9 元/kWh，0.95 元/kWh，1 元/kWh - 分布式光伏发电：0.42 元/kWh	光伏发电项目自投入运营起执行标杆上网电价或电价补贴标准，期限原则上为 20 年。鼓励通过招标等竞争方式确定光伏电站上网电价或分布式光伏发电电价补贴标准，但通过竞争方式形成的上网电价和电价补贴标准，不得高于国家规定的标杆上网电价和电价补贴标准。
《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》	全国分为三类太阳能资源区，标杆电价分别为 0.80 元/kWh，0.88 元/kWh，0.98 元/kWh	鼓励通过招标等竞争方式确定业主和上网电价，但通过竞争方式形成的上网电价不得高于国家规定的当地风电标杆上网电价水平。
《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》	全国分为三类太阳能资源区，标杆电价分别为 0.65 元/kWh，0.75 元/kWh，0.85 元/kWh	/
《关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》	- 集中式光伏标杆电价：0.55 元/kWh，0.65 元/kWh，0.75 元/kWh； - 分布式光伏补贴：0.37 元/kWh	/
《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》	集中式光伏标杆电价分别为 0.5 元/kWh，0.6 元/kWh，0.7 元/kWh；分布式光伏补贴标准调整为 0.32 元/kWh	叫停 2018 年普通光伏电站建设
《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》	- 集中式光伏指导价：0.4 元/kWh，0.45 元/kWh，0.55 元/kWh - 分布式光伏补贴：0.1 元/kWh - 户用光伏补贴标准：0.18 元/kWh	集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价。新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。
《关于 2020 年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》	- 集中式光伏指导价：0.35 元/kWh，0.4 元/kWh，0.49 元/kWh； - 工商业分布式光伏补贴：0.05 元/kWh； - 户用光伏补贴：0.08 元/kWh	
《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》	/	开展平价上网项目和低价上网试点项目建设。鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿。促进风电、光伏发电通过电力市场化交易无补贴发展。
《关于 2021 年新能源上网电价	/	支持新能源项目与用户开展直接交易，鼓

政策有关事项的通知》

励签订长期购售电协议，电网企业应采取有效措施确保协议执行。在电力现货市场试点地区，鼓励新能源项目以差价合约形式参与电力市场交易。

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

• 输配电价：第一轮核定已经完成，降价趋势明显。

立足于电改9号文对输配电价“准许成本+合理收益”改革原则，国家发改委于2015年、2016年，和2017年分别发布《输配电定价成本监审办法（试行）》（发改价格[2015]1347号）、《省级电网输配电价定价办法（试行）》（发改价格[2016]2711号）和《关于印发<区域电网输电价格定价办法（试行）>、<跨省跨区专项工程输电价格定价办法（试行）>和<关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见>的通知》（发改价格规[2017]2269号），其中对省级电网、区域电网和跨省跨区输电工程的输配电定价成本构成、成本核定、准许收入计算办法、输配电价计算办法和调整机制等进行明确规定。

输配电价核定的思路主要是“存量核定，增量预测”，即首先对年度存量电网资产和成本开展成本监审，再根据国家电力规划预测下一周期（3年）的电网资产增量和成本增量，最终合并计算出下一周期内的有效资产和准许成本，以及周期内允许回收的准许收益。准许成本和合理收益加和后形成的总准许收入与下一周期内售电量预测之比，即为平均输配电价。

2017-2019年全国首轮输配电价监管周期结束，核定结果于2020年9月公布。核定结果中，输配电价项目包含增值税，交叉补贴、线损以及区域电网容量电费。首轮输配电价核定结果在数值调整上“降多增少”。除北京、河北南网、冀北电网、蒙东等少数地方省级输配电价有普遍上调外，其他地方的省级输配电价均出现不同程度的下调。其中，西北、华东区域下调面广、幅度大，华中也有较大下调。

表 4：主要输配电价政策总结

价格机制	
《输配电定价成本监审办法（试行）》（后转正式版）	- 输配电定价成本包括折旧费和运行维护费。 - 折旧费指按与输配电服务相关的固定资产原值和一定折旧率计提的费用，运行维护费指电网企业维持电网正常运行的费用，包括材料费、修理费、职工薪酬和其他费用。
《省级电网输配电价定价办法（试行）》（后转正式版）	“准许成本+合理收益”原则，确定监管周期为三年。 - 省级电网输配电准许收入的计算公式为：准许收入=准许成本+准许收益+价内税金。 - 其中：准许成本=基期准许成本+监管周期新增（减少）准许成本；准许收益=可计提收益的有效资产×准许收益率 - 省级电网平均输配电价的计算公式为：省级电网平均输配电价（含增值税）=通过输配电价回收的准许收入（含增值税）÷省级电网共用网络输配电量
《关于印发<区域电网输电价格定价办法（试行）>、<跨省跨区专项工程输电价格定价办法（试行）>和<关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见>的通知》	- 区域电网输电价格原则上采用两部制电价形式。其中：电量电费反映区域电网提供输电服务的成本；容量电费反映区域电网为省级电网提供可靠供电、事故备用等安全服务的成本。 - 配电网区域内电力用户的用电价格，由上网电价或市场交易电价、上一级电网输配电价、配电网配电价格、政府性基金及附加组成。 - 新投产跨省跨区专项工程输电价格按经营期电价法核定。经营期电价是指以弥补合理成本、获取合理收益为基础，考虑专项工程经济寿命周期内各年度的现金流量后所确定的电价。

资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

表 5：第一轮省级电网输配电价核定结果变动（元/kWh）

省份	用电分类	不满 1 千伏	1~10 千伏	20 千伏	35 千伏	110 千伏	220 千伏	330 千伏
北京	一般工商业	0.0336	0.0336	/	0.0336	0.0336	0.0336	
	大工业		0.0086	/	0.0086	0.0086	0.0086	
冀北	工商业及其他用电（单一制）	0.003	0.003	/	0.003			
	工商业及其他用电（两部制）		0.003	/	0.003	0.003	0.003	
河北	工商业及其他用电（单一制）	0.003	0.003	/	0.003			
	工商业及其他用电（两部制）		0.003	/	0.003	0.003	0.003	
蒙西	工商业及其他用电（单一制）	-0.0183	-0.0115	/	-0.0048			
	工商业及其他用电（两部制）		-0.0321	/	-0.0321	-0.0321	-0.0321	
山东	工商业及其他用电（单一制）			/				
	工商业及其他用电（两部制）		-0.011	/	-0.015	-0.016	-0.03	
山西	一般工商业			/				
	大工业		-0.0052	/	-0.0052	-0.0102	-0.0202	
天津	一般工商业	-0.0512	-0.0402	/	-0.0778	-0.0922	-0.0808	
	大工业	0.3518	0.0191	/	0.0125	-0.0019	-0.0123	
吉林	一般工商业	-0.0289	-0.0289		-0.0289			
	大工业		-0.0001		-0.0001	-0.0001	-0.0001	
辽宁	工商业及其他用电（单一制）	-0.0073	-0.009	-0.009	-0.0125			
	工商业及其他用电（两部制）		-0.009	-0.0108	-0.0125	-0.0143	-0.016	
蒙东	一般工商业	0.02	0.02		0.02			
	大工业		0.02		0.02	0.027	0.023	
江苏	一般工商业	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01			
	大工业		-0.0366	-0.0406	-0.0466	-0.0566	-0.0666	
安徽	工商业及其他用电（单一制）	-0.0412	-0.0412		-0.0412			
	工商业及其他用电（两部制）		0.0092		-0.0008	-0.0108	-0.024	
福建	工商业及其他用电（单一制）							
	工商业及其他用电（两部制）		-0.007		-0.007	-0.007	-0.007	
上海	工商业及其他用电（单一制）	-0.0873	-0.0879	0.251	-0.0998			
	工商业及其他用电（两部制）	-0.1445	-0.117	0.1439	-0.0909	-0.0732	-0.0738	
浙江	大工业	-0.0638	-0.0319	0.229	-0.0328	-0.0182	-0.0182	
	一般工商业							
河南	一般工商业							
	大工业		-0.003		-0.004	-0.007	-0.009	
湖北	工商业及其他用电（单一制）	-0.0775	-0.0775		-0.0775			
	工商业及其他用电（两部制）		0.0125		0.0125	0.0125	0.0125	
湖南	工商业及其他用电（单一制）							
	工商业及其他用电（两部制）		-0.00004		-0.00004	-0.00004	-0.00004	
江西	工商业及其他用电（单一制）							
	工商业及其他用电（两部制）							
四川	工商业及其他用电（单一制）	-0.0333	-0.0341		-0.035			
	工商业及其他用电（两部制）		-0.0372		-0.0372	-0.0392	-0.0422	
重庆	一般工商业					-0.005		
	大工业		-0.0021		-0.0077	-0.0127	-0.0177	
广东	一般工商业	0.1995	0.1834	0.1834	0.1741	0.1741		
	大工业		0.1074	0.1074	0.0386	0.0386	0.0212	
广西	工商业及其他用电（单一制）							
	工商业及其他用电（两部制）		-0.0002				-0.024	
贵州	工商业及其他用电（单一制）	-0.0417	-0.0381		-0.0217			
	工商业及其他用电（两部制）		-0.0001		0.0063	0.0106	0.009	
云南	一般工商业	0.0091	0.0091		0.0091			
	大工业		-0.0233		-0.0233	0.0091	0.0091	

宁夏	一般工商业	-0.01	-0.01	-0.01			
	大工业		-0.0261	-0.0138	-0.0061	-0.0011	0.0059
青海	工商业及其他用电（单一制）						
	工商业及其他用电（两部制）		-0.0164	-0.0164	-0.0164	-0.0164	-0.0264
甘肃	工商业及其他用电（单一制）	-0.159	-0.159	-0.159			
	工商业及其他用电（两部制）		-0.0721	-0.0761	-0.0569	-0.0589	
陕西	一般工商业	-0.043	-0.043	0.1651	-0.043		
	大工业		-0.043	0.1054	-0.043	-0.043	-0.043

资料来源：全国能源信息平台，信达证券研发中心

- **销售电价：工商业电价从行政性指令向市场化定价转变，居民和农业电价保持稳定。**

2015 年电力市场化改革前，销售目录电价均由国家进行制定。2018 年、2019 年和 2020 年，国家发改委连续三年发布《关于做好 2018 年降成本重点工作的通知》（发改运行[2018]634 号）、《关于做好 2019 年降成本重点工作的通知》（发改运行[2019]819 号）和《关于做好 2020 年降成本重点工作的通知》（发改运行[2020]1183 号），分别降低一般工商业电价 10%、10%和 5%。2021 年国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格[2021]1439 号），取消工商业目录电价并以电网代购电机机制代替，以及推动工商业用户全部进入市场参与交易。此外，《通知》还规定居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电由电网企业保障供应，执行现行目录销售电价政策；同时规定高耗能行业企业电价不受上浮 20%的限制。

3、电力市场化改革情况简介

2015 年 3 月 15 日中共中央印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号），新一轮电力体制改革启动。其核心思想是“管住中间，放开两头”：对于位于中间的输配电环节进行行政性强监管，以发改委对电网公司输配电环节进行成本审查和合理定价；对于发电端和用电端，不再由电网企业进行统购统销，而是通过建立发用双方可以直接对话的中长期合同和现货市场交易，以反映电力作为商品的价值属性。

表 6：电改“9 号文”重点总结

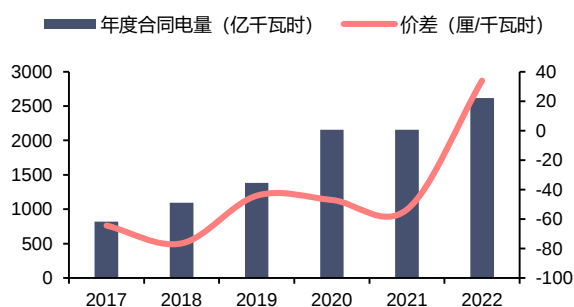
	主要内容
有序推进电价改革，理顺电价形成机制	• 输配电价纳入行政监管，“准许成本+合理收益” • 放开竞争性环节电力价格 • 妥善处理交叉补贴
推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制	• 引导市场主体开展多方直接交易，构建体现市场主体意愿、长期稳定的双边市场模式，建立辅助服务分担共享新机制。 • 完善跨省跨区电力市场交易机制。采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式，推进跨省跨区电力市场化交易，促进电力资源在更大范围优化配置。
建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台	• 将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现交易机构相对独立运行。电力交易机构按照政府批准的章程和规则为电力市场交易提供服务。
推进发用电计划改革，发挥市场机制作用	• 有序缩减发用电计划。根据市场发育程度，直接交易的电量和容量不再纳入发用电计划。鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易，其电量尽快实现以市场交易为主。 • 政府保留必要的公益性调节性发用电计划，以确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电。
稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开配售电业务	• 鼓励社会资本投资配售电业务。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，探索社会资本投资配售电业务的有效途径。逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配售电业务。

资料来源：《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》，信达证券研发中心

目前，中长期电力交易市场已在全国普遍建立，现货市场中，第一批 8 个试点地区（南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃）已开展了多轮长周期结算，第二批 6 个试点地区（上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北）正在加快建设。我国电力市场呈现出“双轨制”的特征。“计划轨”代表仍然采用优先发电电量，沿用政府定价体系，由各省发改委核定不同电源的上网电价和不同用户的销售电价，由电网公司继续进行统购统销的情况。“市场轨”代表在电能量部分，工商业用户与发电企业通过中长期合同和现货市场直接对话竞价，形成市场化电价的情况。2021 年，我国整体市场化交易电量占比已达 45.5%。

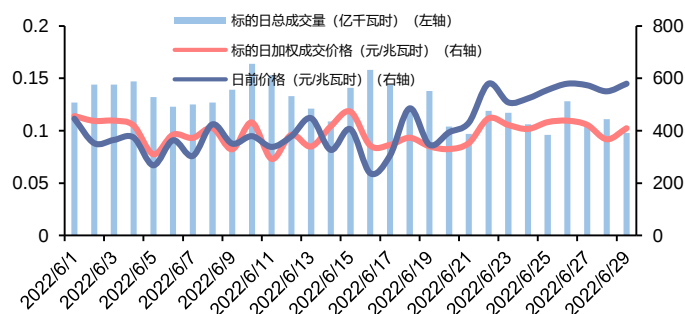
在改革初期，电力市场中的中长期合同成交价与现货市场价格相比于当地原先燃煤标杆电价均出现一定下降，广东电力市场中的中长期合同均价就出现 2017~2021 年连续 5 年的负价差，电力市场化改革在初期不断向发用双方释放红利，但同时也形成了当前电力供给过剩，“电改=降电价”的错误预期。2021 年全国大范围缺电扭转了社会对于电价“只跌不涨”的认识。山西等现货市场较为完备的地区，电价可以在较大范围内实现浮动，及时反映电力供需形势。

图 9：历年广东电力市场年度合同电量与价差示意图



资料来源：广东电力市场 2021 年年度报告，信达证券研发中心

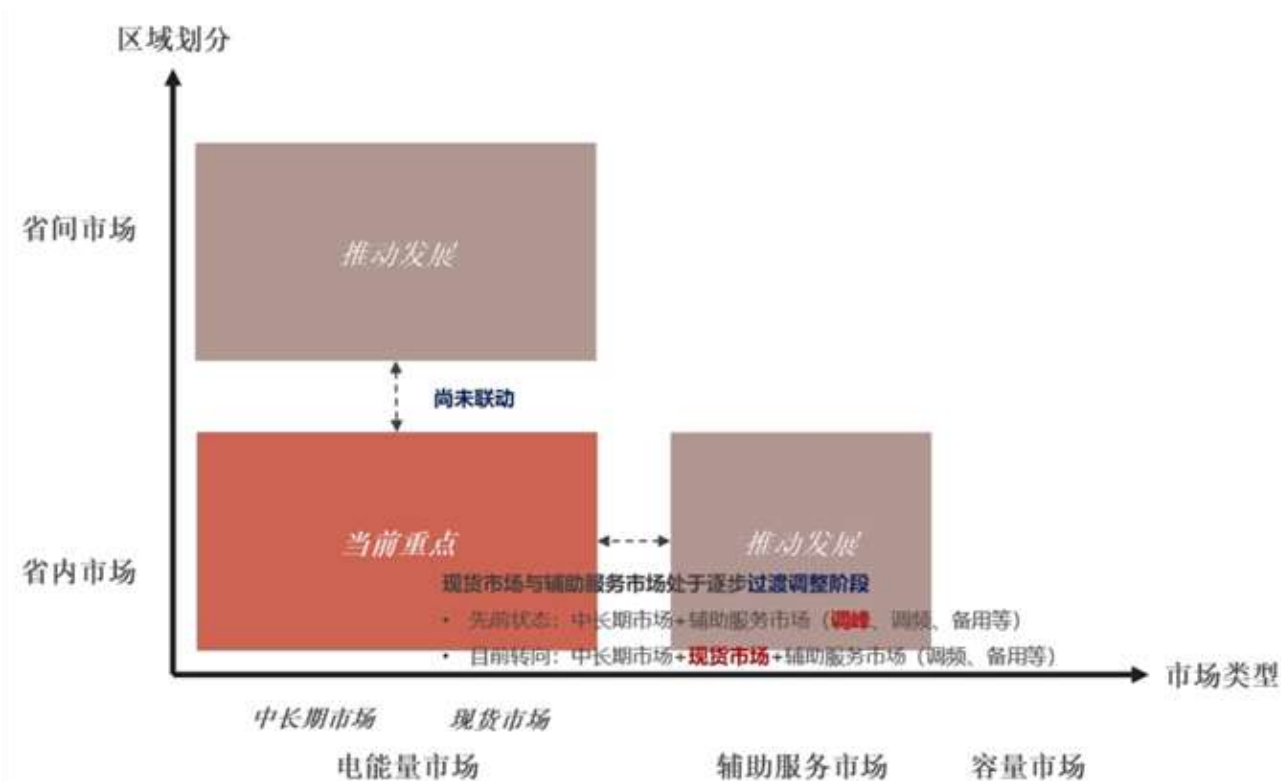
图 10：2022 年 6 月山西电力现货市场日前价格



资料来源：泛能网，信达证券研发中心

2021 年缺电至今，国家开始加快推动电力市场化改革向纵深推进。2021 年 10 月，国家发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格[2021]1439 号），推动燃煤发电量全部进入电力市场，并将煤电“基准价+上下浮动”的浮动范围扩大至上下浮动 20%，同时推动工商业用户全部进入电力市场，暂未进入市场的用户由电网企业代理购电。2022 年 1 月，国家发改委进一步印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改[2022]118 号），提出全国统一电力市场体系到 2025 年初步建成、到 2030 年基本建成。

图 11：全国统一电力市场体系



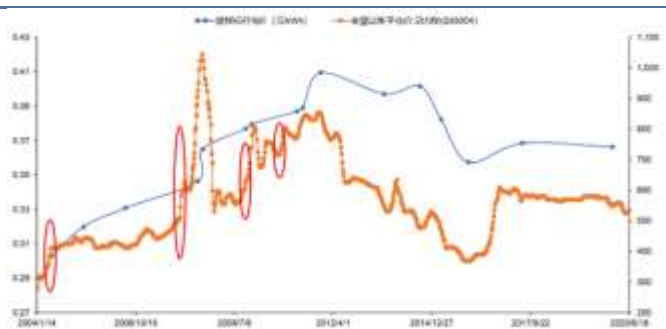
资料来源：国家发改委，信达证券研发中心

现行电价机制同时面临长期的机制结构性问题和短期的能源环境及政策问题

1、长期机制结构性问题

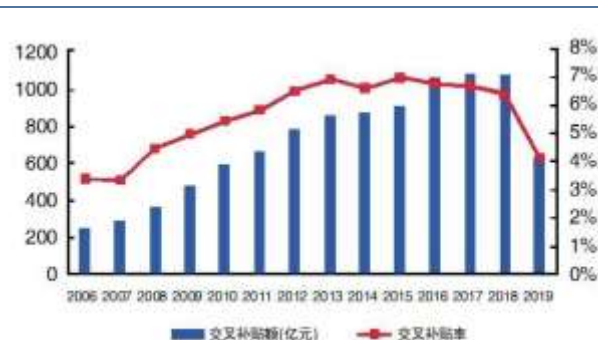
- **电价机制受到的行政管制较多：**长久以来，我国电力标杆上网电价和销售目录电价仍在国家行政指令的管制之下。“煤电联动”机制规定“当电煤价格波动幅度超过 5%时，以年度为周期相应调整上网电价”。但在 2004-2015 年间，煤价变化达到 5%的标准次数共有 14 次，“煤电联动”机制仅有 10 次发生调整，有 4 次未发生调整。2018-2020 年，发改委更是直接连续三年在降成本重点工作通知里分别提出降低工商业电价 10%、10%和 5%。2019 年，“煤电联动”机制被“基准价+上下浮动”机制取代，但其初期依旧存在向上 10%、向下 15%的浮动限制，甚至存在“2020 年暂不上浮”的行政性命令。因此，电力作为商品，其价格机制存在行政监管干涉较多的长期性问题。

图 12：2015 年前“煤电联动机制”四次失效示意图



资料来源：wind，信达证券研发中心

图 13：全国工业与居民用户的电力交叉补贴变化趋势



资料来源：《从交叉补贴视角看输配电价改革》，信达证券研发中心

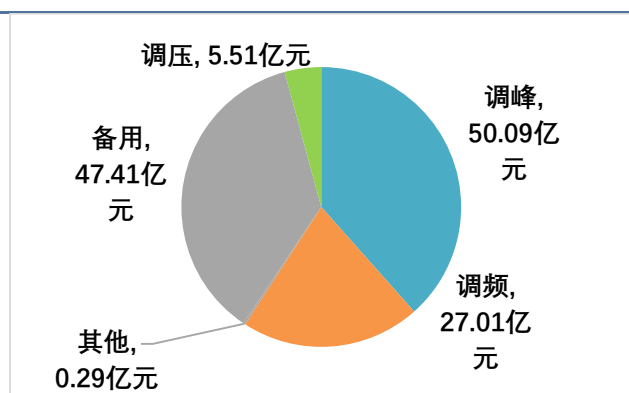
- **电价机制无法体现电力商品属性：**现行电价机制仍包含交叉补贴和政府性基金及附加。交叉补贴资金主要来源于高电价工商业用户和高电压等级用户。在市场竞争方面，因为无法科学剥离核定输配电价中的交叉补贴，电力的商品属性和市场交易中的价格信号作用被剥离和降低。目前仍随电价征收的政府性基金及附加主要包括国家重大水利工程建设基金、水库移民后期扶持资金、可再生能源附加等。部分省区还征收地方水库移民后期扶持基金。政府性基金及附加承担了电力行业相关的社会成本，但“大水漫灌”式的全体电力用户共同分摊成本的电价机制不利于体现电力的时间价值和空间价值，同样无法体现其商品属性。
- **辅助服务成本和容量成本无法疏导：**长期以来，“一口定价”的标杆电价/目录电价机制立足于优先发电电量模式，同时覆盖电力的电能量成本、输配电成本、辅助服务成本、固定投资成本等。2015 年新一轮电力市场化改革启动后，市场化后中长期合同和现货市场报价出清机制仅覆盖电能量成本，而未能考虑辅助服务成本和固定投资成本。计划模式下的电力辅助服务成本，本质上是基于旧版“两个细则”下的发电侧之间互相转让。但依据“谁受益，谁承担”的原则，如辅助服务成本未能疏导至终端用户，将引起发电企业亏损，进而打击发电侧提供辅助服务的积极性。同时，随着高比例新能源大规模接入电网并在电量上逐步开始替代火电电量，火电逐步由过去的电力电量主体电源转向电力支撑为主，电量供应为辅的顶峰电源。火电利用小时逐步被压缩，而备用顶峰的价值尚未有合理机制得以补偿，将导致度电固定成本分摊逐渐升高，进而影响火电固定投资成本回收。

表 7：旧版“两个细则”下辅助服务补偿方式

补偿方式	价格机制
分摊辅助服务考核费用+发电厂内部分摊	按照补偿成本和合理收益的原则对提供有偿辅助服务的并网发电厂进行补偿，补偿费用主要来源于辅助服务的考核费用，不足（富余）部分按统一标准由并网发电厂分摊。
分摊辅助服务考核费用	将相关考核费用按贡献量大小对提供有偿辅助服务的并网

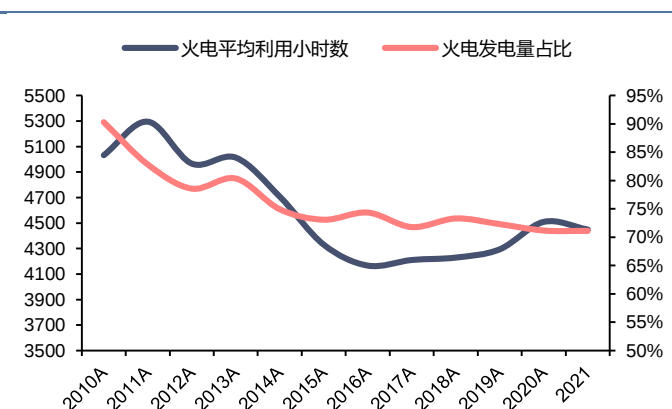
资料来源：《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》，信达证券研发中心

图 14：2019 年 1~6 月全国电力辅助服务补偿费用构成



资料来源：国家能源局综合司，信达证券研发中心

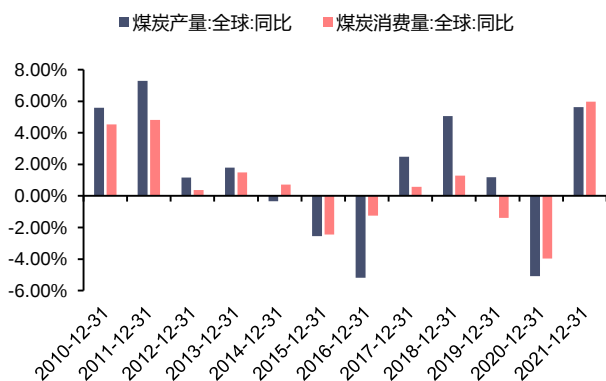
图 15：火电逐年发电量与平均利用小时数趋势图



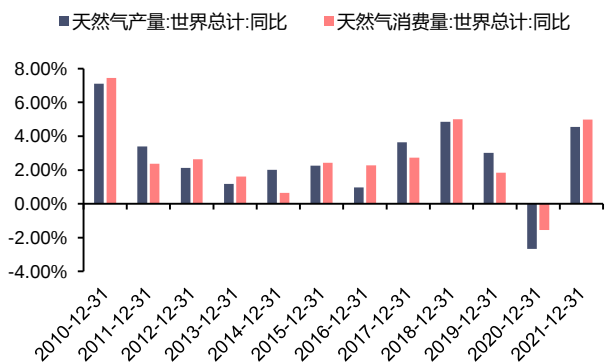
资料来源：中电联，中国电力知库，信达证券研发中心

2、短期能源环境及政策性问题

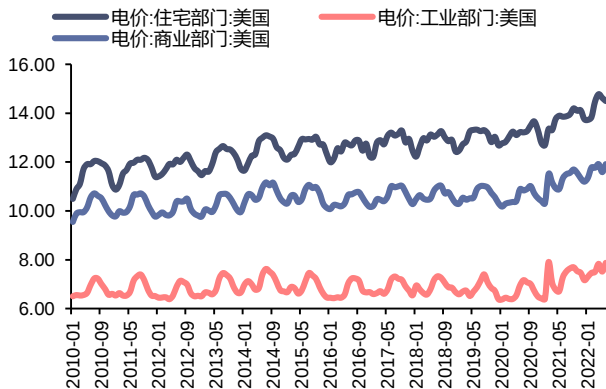
- 全球进入新一轮能源通胀周期：**海外自 2008 年以来、中国自 2012 年以来煤炭行业进入下行周期，全球产能均进入出清阶段。同时伴随着能源通缩，全球资本快速显著地撤出化石能源，导致煤油气的资本开支大幅下滑、明显不足，从而造成新增产能非常有限。包括煤炭和油气在内，由此以来出现资源接续乏力，甚至出现供给零增长、负增长的局面。从产能周期方面，常规油气田产能建设周期大致两到三年，煤矿普遍三到五年以上，所以即便从现在开始加紧投资，也难以在中短期看到有效产能的投放，就造成了未来三到五年维度的能源短缺周期。

图 16：2010~2021 年全球煤炭产量与消费量同比示意图


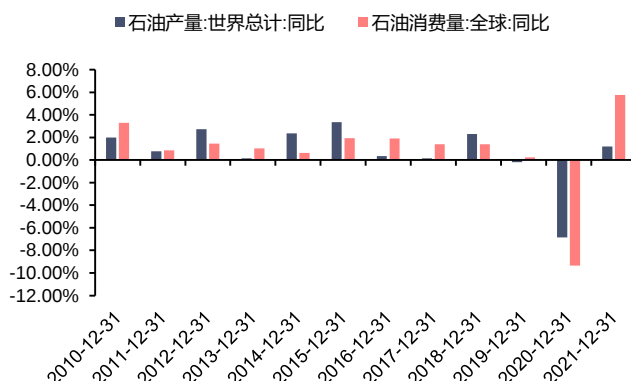
资料来源：同花顺 iFind，信达证券研发中心

图 18：2010~2021 年全球天然气产量与消费量同比示意图


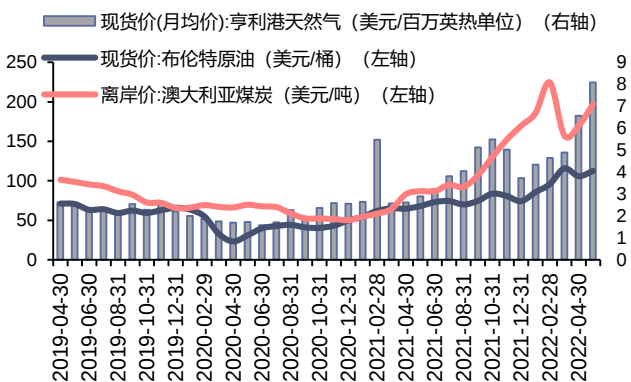
资料来源：同花顺 iFind，信达证券研发中心

图 20：美国住宅、工业、商业电价示意图（美分/千瓦时）


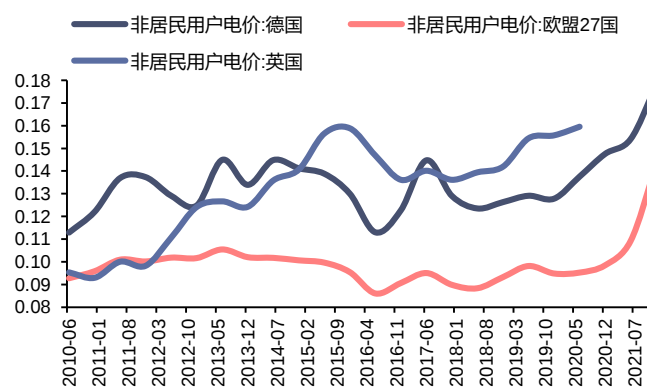
资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 17：2010~2021 年全球石油产量与消费量同比示意图


资料来源：同花顺 iFind，信达证券研发中心

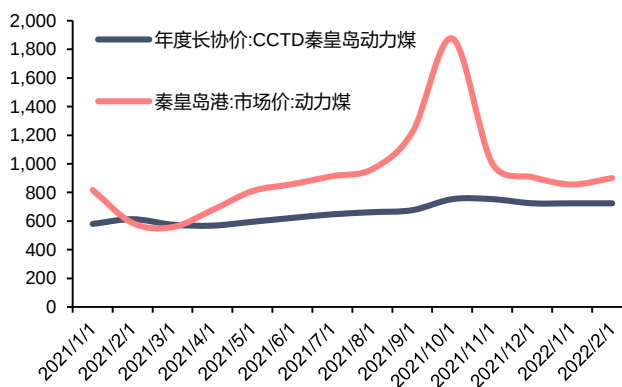
图 19：2019 年 4 月至今国际煤炭、石油、天然气价格走势图


资料来源：同花顺 iFind，信达证券研发中心

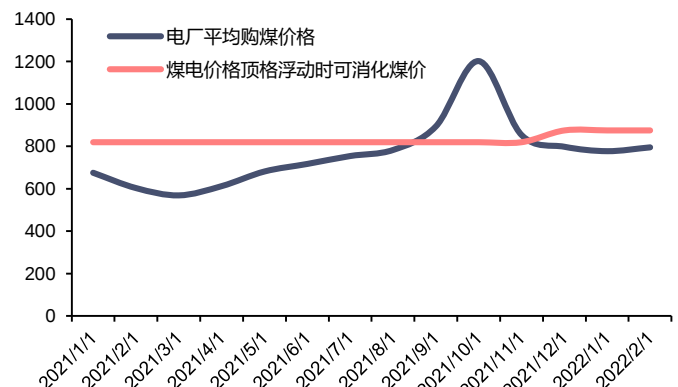
图 21：英国、德国、欧盟 27 国非居民电价示意图（欧元/千瓦时）


资料来源：Wind，信达证券研发中心

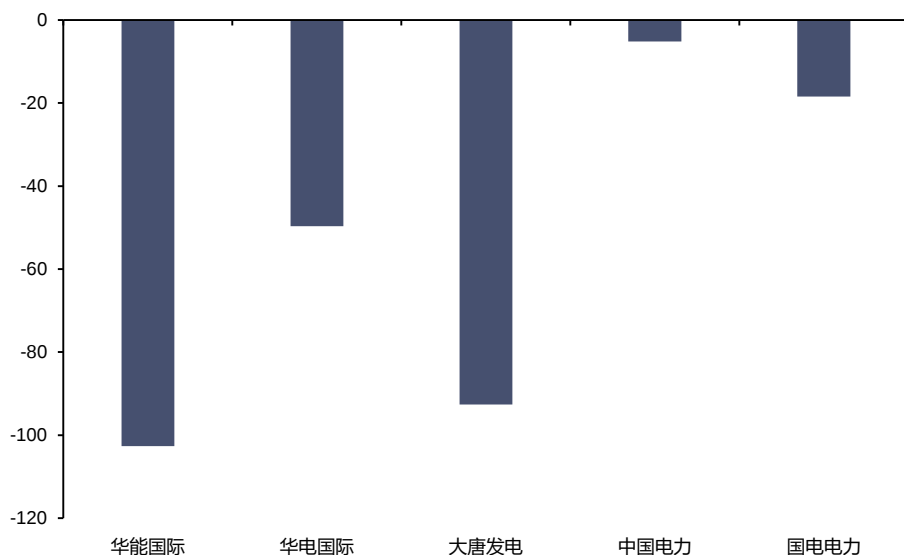
- 煤电“基准价+上下浮动”机制无法消化煤价上涨幅度：**2021 年，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格[1439]号），扩大煤电价格上下浮动空间至 20%。然而电价上浮 20%并不能消化煤价上涨的幅度。据我们测算，以目前全国平均燃煤标杆电价 0.3664 元/kWh 来看，换算成可消化的煤炭价格大约为 676 元/吨。以电价上涨幅度为 15%至 0.3960 元/kWh 计，可消化的煤炭价格大约为 820 元/吨左右；以电价上浮 20%至 0.4397 元/kWh 计，能够消化的煤炭价格大约为 875 元/吨左右。然而 2021 年以来煤价持续性上扬高企，以秦皇岛港口动力煤价格为例，动力煤市场价格自 2021 年 3 月以来持续上扬，高点在 9~10 月突破 2000 元/吨。假设火电厂电煤长协平均覆盖率为 60%，电厂平均购煤价格也在 10 月突破 1200 元/吨，上涨幅度远超煤电电价“基准价+上下浮动”可以消化的区间。受电煤成本大幅拖累业绩，2021 年五大发电上市公司净利润均出现大幅亏损。

图 22：动力煤长协价格与现货价格关系情况（元/吨）


资料来源：同花顺 IFind, CCTD, 信达证券研发中心

图 23：煤电价格与电煤价格关系情况（元/吨）


资料来源：同花顺 IFind, CCTD, 信达证券研发中心

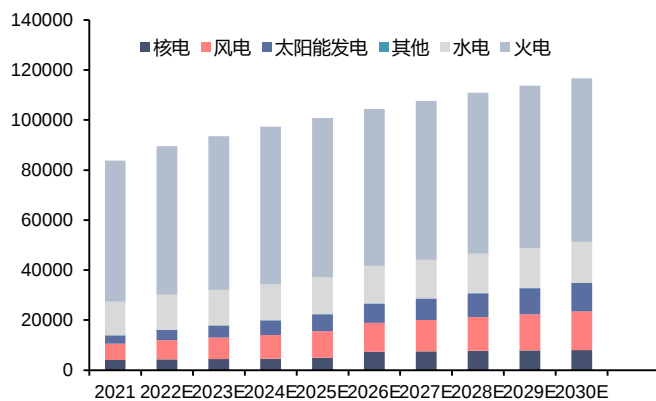
图 24：五大发电集团上市公司 2021 年净利润情况（亿元）


资料来源：Wind, 信达证券研发中心

- 大规模高比例新能源消纳调节需求导致系统成本进入加速上升阶段，新能源需承担一**

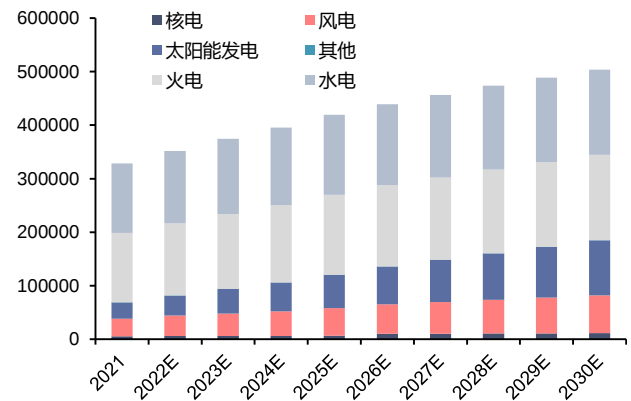
定的调节费用：“双碳”目标下，电力系统将作为主体脱碳减排部分加速完成清洁能源替代。据我们测算，新能源将于 2025 年左右达到新增发电量中占比超过 50%，于 2035 年达到总装机占比超过 50%，并在 2045 年达到总发电量占比超过 50%。风光出力的波动性和间歇性将使得电力系统由集中可控、稳定出力转向强不确定、弱可控性转变。因此，电网相较以往需要更多系统调节能力以消纳新能源电量和平抑出力波动，而加装储能、投资抽水蓄能及调用常规调节电源和需求侧响应等电网调节性手段不可避免地导致系统成本加速上升。随着系统成本加速上升，以及电力市场化改革的不断推进，目前电网保证新能源消纳率的局面不可长期持续。在现货市场改革未推进时，辅助服务仍属于发电侧机组的零和博弈。新能源因其出力的间歇性和波动性，需要分摊调节费用。现货市场改革推进后，成本经由市场机制传导至用户侧，新能源需要同市场用户共同分摊调节费用。

图 25：2021~2030 年各电源年发电量预测（亿千瓦时）



资料来源：中电联，中国电力智库，信达证券研发中心

图 26：2021~2030 年各电源年装机量预测（万千瓦）



资料来源：中电联，中国电力智库，信达证券研发中心

- 电网企业由于降电价出现亏损，恐影响后续系统投资改造：**近年来，我国连续出台降低用户电价政策措施，2016-2017 年合计每年减少用户用电成本 1340 亿元。其中，电网企业直接承担 790 亿元、占比 59%。2018 年完成“一般工商业电价降 10%”任务，每年减少用电成本 1138 亿元。其中，电网企业承担 818 亿元，占比 72%。2019 年全面落实“一般工商业电价再降 10%”的任务，每年减少用电成本 961 亿元。其中，电网企业直接承担 442 亿元，占比 46%。2020 年全面落实“除高耗能以外的大工业和一般工商业电价降低 5%”的任务，上半年减免用户电费超过 595 亿元。相关政策措施向电力用户释放了价格成本红利，但电网企业以占销售电价比重 30%的收入，承担了 2015 年以来行政指令降电价 60%的部分，连续降电价给电力企业带来巨大的经营压力。2020 年 1~5 月，国家电网公司利润总额同比减少 88.9%，27 家省级电网中有 19 家出现亏损；南方电网公司利润同比下降 68.4%，5 家省级电网公司中有 3 家亏损。

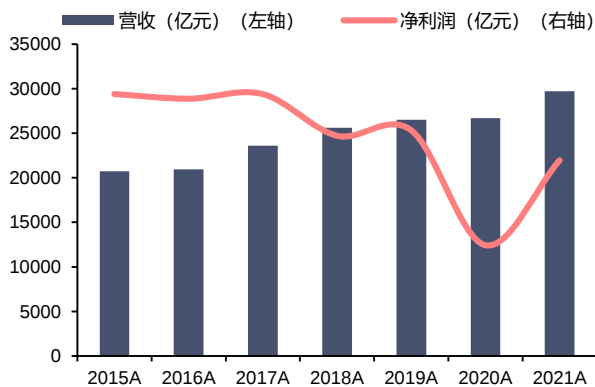
表 8：2016-2020 年电网企业降低用电成本情况总结

序号	时间	降价措施	承担方	减免金额（亿元）
1	2016.01	省级电网输配电价改革	电网环节	53
2	2016.07	优化两部制电价执行方式	电网环节	153
3	2017.07	客户业扩投资界面延伸	其他环节	100
4	2017.06	省级电网输配电价改革	电网环节	478
5	2017.04	取消电铁还贷加价	电网环节	107
6	2017.12	取消城市公用事业附加费	财税环节	450

7	2017.12	取消临时接电费	电网环节	134
8	2018.04	减免系统备用费	电网环节	32
9	2018.04	增加商业用户选择权	电网环节	34
10	2018.04	清理转供加价	其他环节	3
11	2018.04	推进跨省、跨区输配电价改革	电网环节	46
12	2018.04	临时降低输配电价	电网环节	124
13	2018.05	增值税留抵返还	电网环节	105
14	2018.05	降低增值税率	财税环节	76
15	2018.07	扩大跨省跨区电力交易规模	电网环节	64
16	2018.07	督促自备电厂承担社会责任	其他环节	45
17	2018.07	降低政府性基金征收标准	财税环节	61
18	2018.09	取消地方基金及优待电价等	其他环节	135
19	2018.09	使用准许收入盈余空间	电网环节	263
20	2019.04	电网环节增值税降低 3 个百分点	财税环节	288
21	2019.07	降低重大水利基金征收标准 50%	财税环节	75
22	2019.07	降低电网折旧率 0.5 个百分点等	电网环节	288
23	2019.07	降低非市场化水电、核电上网电价等其它措施	其他环节	156
24	2019.07	2018 年溪广线降价分摊一半给云南	电网环节	4
25	2019.09	取消两部制电价 40% 下限	电网环节	150
26	2020.03	减免非高耗能大工业和一般工商业企业电费的 5%	电网环节	438
27	2020.03	延长“支持性两部制电价政策”执行期限	电网环节	157

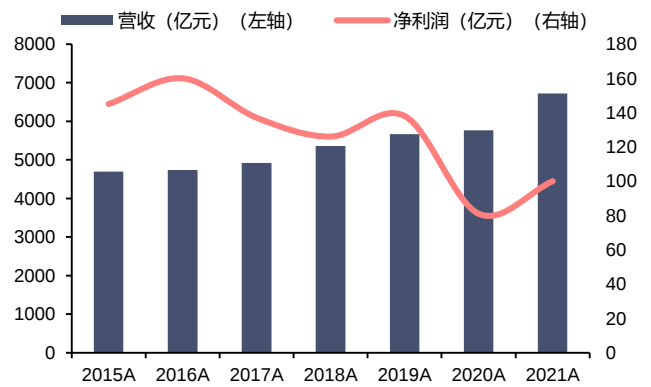
资料来源：《当前电价政策机制相关问题及建议调研报告》，信达证券研发中心

图 27：2015-2021 国家电网营收与净利润统计



资料来源：wind, 国家电网有限责任公司年度报告，信达证券研发中心

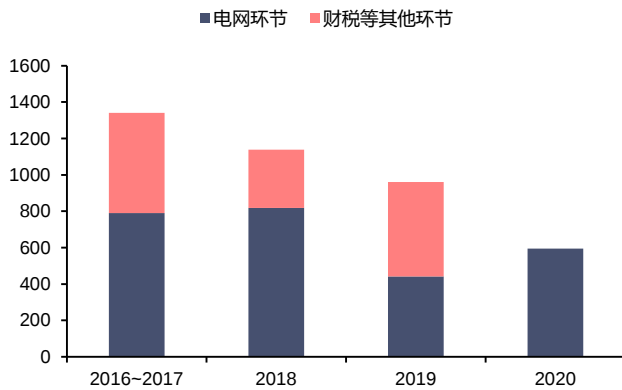
图 28：2015-2021 南方电网营收与净利润统计图



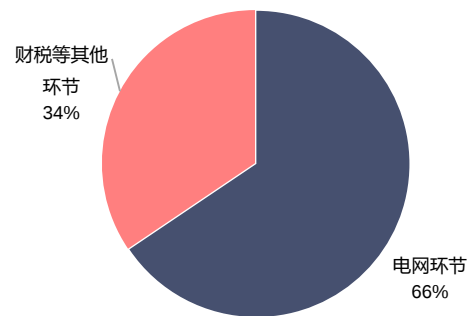
资料来源：wind, 南方电网有限责任公司年度报告，信达证券研发中心

图 29：2016-2020 年电网降价降费政策执行情况 (亿元)

图 30：2016-2020 电网企业降价降费政策执行情况



资料来源:《当前电价政策机制相关问题及建议调研报告》, 信达证券研发中心



资料来源:《当前电价政策机制相关问题及建议调研报告》, 信达证券研发中心

- 小结: 电价机制长期问题与短期问题交织, “发输配”环节成本亟需疏导。**立足于电力体制由集中管制向逐步放开市场竞价转变的改革节点, 与电力体制一脉相承的电价机制同时面临行政性管制较强, 商品性属性不足及辅助服务和容量成本无法疏导的长期性问题, 和在全球能源通胀, 能源成本持续升高的背景下, 煤电价格机制无法消化煤炭价格、新能源大幅拉升系统调节成本和电网公司持续降价降费后经营困难的短期问题。总结来看, 电价机制问题本质上还是电力市场化机制改革不完全不彻底所带来的上游成本没有完成机制理顺, 无法实现向下游疏导情况。因此, 电力系统的“发输配”三环节电价仍需立足于电改“9 号文”所确定的“理顺电价形成机制, 完善市场化交易机制”任务目标, 继续深化改革, 疏导各环节成本。

伴随电力市场化改革持续深入, 预计国内电价将进入一轮上涨周期

- 立足于加快建设全国统一电力市场的背景下, 行政性降电价举措已接近尾声。**从政策导向看, 不同于 2018~2020 连续三年的降成本重点工作通知中量化性的降电价政令, 2021 和 2022 年的降成本工作通知再未出现相似具体量化表述。从实施细节来看, 降电价举措已经从 2018 年的政府、电网企业和发电企业共同让利, 转移至 2021 年以清理转供电不合理加价为主的方式。从顶层设计来看, 本轮电力市场化改革即将进入以全国统一电力市场为基础框架的新阶段。
- 顶层设计主导电力市场化改革持续深入, 预计国内电价将进入以结构性改革为主要, 以理顺电价形成传导机制为主旋律的上涨周期。**2021 年 10 月, 中共中央、国务院发布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》, 在电力方面重点明确深化能源体制改革, 以市场化手段逐步替代行政手段刚性约束, 以价格机制推动能源、碳排放要素向高质量项目聚集。
- 2021 年 11 月, 中央全面深化改革委员会第 22 次会议对我国电力市场发展提出明确要求, 包括健全多层次统一电力市场体系, 改革完善煤电价格市场化形成机制, 完善电价传导机制, 做好基本公共服务供给的兜底, 确保居民、农业、公用事业等用电价格相对稳定。推进适应能源结构转型的电力市场机制建设, 有序推动新能源参与市场交易等。**这是中央第一次在最高级别的决策会议上研究部署电力专项改革方面的任务。可以看出, 在国家加快推进“碳达峰-碳中和”目标的背景下, 加快建立健全多层次统一电力市场, 理顺能源价格传导机制和电价机制, 放开电价竞争是发挥市场机制在电力价格形成、成本传导和资源配置的重要前提。
- 2022 年 1 月, 国家发改委能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场的指导意见》**

(发改体改[2022]118号)，以遵循电力运行规律和市场经济规律，破除市场壁垒为指导思想，对电价机制提出“完善煤电价格市场化形成机制，完善电价传导机制，推动电网企业输配电业务和购售电业务分开，妥善处理政策性交叉补贴”的改革要求。立足于全国统一电力市场的建设要求和理顺电价形成和传导机制，推动发用双边市场化交易，合理核定输配电价，妥善处理交叉补贴等具体市场化改革路径，将会给国内电价机制带来结构性改革机会，国内电价将有望随之进入一轮上涨周期。

- **基于发电侧发电成本压力 and 用户侧宏观经济承受力的考量，预计电价将以温和渐进的主基调逐步提升。**电力作为国家工商业经济的上游和基础性原材料，其价格波动将会对下游产业有较大影响。短期视角来看，基于目前发电侧火电企业巨额亏损，经营困难的局面，和用户侧疫情冲击下宏观经济下行，压力较大的情况，我们预计电价水平将在短期内保持稳定。中长期视角来看，随着经济逐步复苏和市场化改革推进，考虑到全国统一电力市场预计建成时间为2030年，预计电价机制将会在“十四五”和“十五五”期间随火电新能源电能量成本疏导机制理顺，电力辅助服务市场和容量电价机制建立，以及输配电价合理核定步入近十年左右的温和渐进上涨周期。

1、发电侧电价上涨空间解析：

- **电能量电价：煤电受限煤炭供应紧张现状持续、支撑性电源装机不足和产业结构调整的需求，预计电价在市场化过程中仍有上浮空间。**目前，我国各省已普遍建立电力中长期市场，部分地区开展现货试点交易。燃煤火电机组也全部进入市场，以“基准价+上下浮动”机制参与交易。2022年以来，受国家煤炭增产保供政策影响，煤炭价格高企的情况通过电煤定价长协100%覆盖的行政性指令得以缓解。经测算，570~770元/吨的长协价格基本可以为目前上浮20%的煤电价格消化，2021年火电企业经营困难，巨额亏损的情况得以暂时缓解。但煤炭增产保供政策本质上是以“拆东墙补西墙”为主要手段，通过截取化工、建材、冶金等下游行业的煤炭供应以保障电煤供应。在煤炭供应总量增量不足前提下，优先保障国计民生相关的电力用煤需求，将导致市场煤供应减少，加剧市场煤供需错配及市场煤价波动幅度。“市场煤”和“计划电”的实质冲突依旧存在。从长期视角来看，煤炭供给最终取决于在建矿井和核准新建矿井的建成投产。但“十三五”期间去产能和能源转型行动极大限制了煤炭产业融资与发展，煤矿建设开发投资意愿低迷，动力不足。考虑到煤矿3~5年的长建设开发周期，煤炭供应将在“十四五”期间持续处于紧张状态，电煤长协签订价格未来有望趋势性逐步抬升。

同时，站在能源安全角度看，实现“双碳”目标仍需立足于我国“富煤贫油少气”的基本国情。2022年4月20日的国常会议明确指出“发挥煤炭的主体能源作用。通过核增产能、扩产、新投产等，今年新增煤炭产能3亿吨。推进煤炭清洁高效利用”。因此，减碳不是全面去煤，而是要实现煤炭清洁高效利用，实现煤炭产业结构调整与转型。随着价格机制的疏导，煤炭产业结构调整的成本也会以终端消费价格适度上涨的形式传导至用户侧。

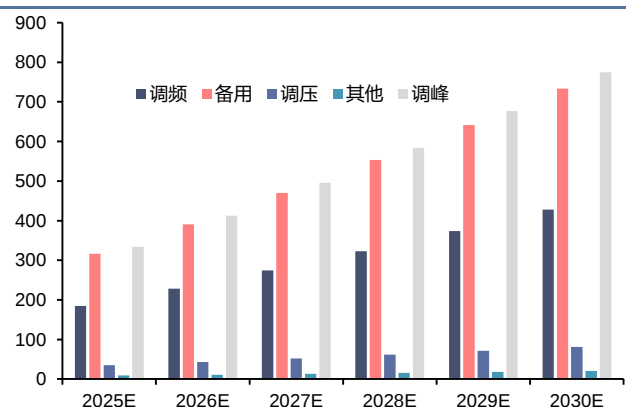
综合来看，煤电“基准价+上下浮动”的浮动空间也将随着电煤价格波动，有望突破价格上浮空间。

- **电能量电价：市场化改革下的新能源价格机制需实现结构性调整，在分摊调节费用的情况下电价也将向下游传导。**随着新能源在电力系统中渗透率逐步提高，原先新能源“保量保价，优先上网，全额消纳”的全盘接收政策不能持续。在现货市场改革推进后，新能源在电能量成本部分占有边际生产成本低的优势，可以在中长期合同中和

现货市场优先成交和出清；但其需要承担和分摊的系统性成本将会随着新能源渗透率的持续上升而不断提高。综合来看，逐渐走高的分摊成本还是大于边际生产成本优势的空缺，系统性成本的抬升会向终端电价传导。

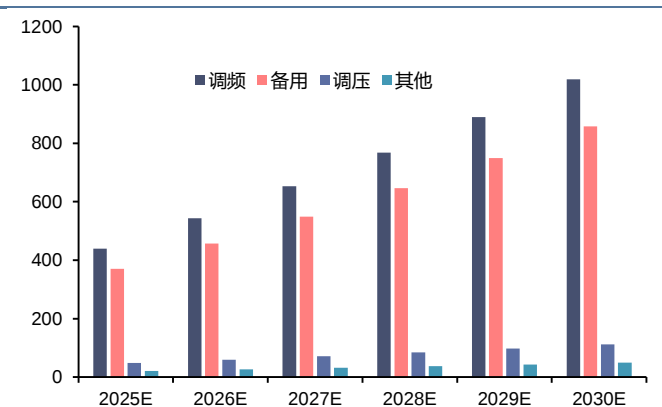
假设：据国家能源局数据，辅助服务目前市场规模占全社会总电费的 1.5%。而根据国际经验，电力辅助服务费用一般在全社会总电费的 3% 以上。假设自 2025 年起，我国电力辅助服务市场规模开始逐年攀升，至 2030 年全国统一电力市场建成时达到全社会总电费的 3%。同时，2025 年~2030 年全社会用电量增速保持 5.5%，风光装机年装机量保守估计为 120GW。辅助服务品种费用比例按照 2019 年上半年全社会电力辅助服务的比例计算，2025 年~2030 年平均度电成本 0.6 元/kWh。假设同时考虑 2025 年时调峰辅助服务品种与现货市场合并/未合并两种场景。

图 31: “十五五”电力辅助服务补偿费用预测（有调峰）(亿元)



资料来源：信达证券研发中心

图 32: “十五五”电力辅助服务补偿费用预测（无调峰）(亿元)



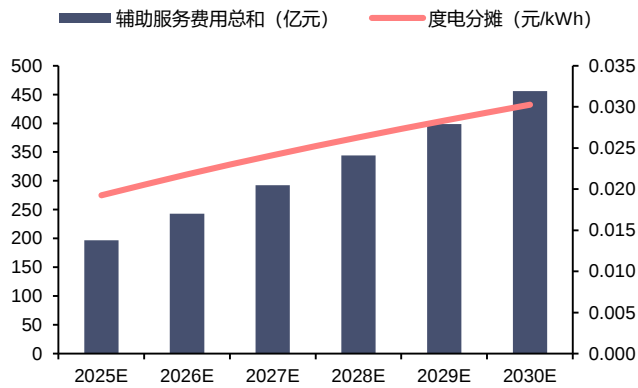
资料来源：信达证券研发中心

当考虑调峰辅助服务品种存在时，调峰辅助服务的费用分摊方法依照目前机制，在发电侧按照发电机组电量比例进行分摊。假设新能源承担 70% 的调峰调用成本，则可以计算得到 2025 年风电辅助服务分摊费用总额为 196.75 亿元，度电分摊费用为 0.019 元/kWh；光伏辅助服务分摊费用总额为 132.49 亿元，度电分摊费用为 0.019 元/kWh。2030 年风电辅助服务分摊费用总额为 456.17 亿元，度电分摊费用为 0.030 元/kWh；光伏辅助服务分摊费用总额为 307.19 亿元，度电分摊费用为 0.027 元/kWh。

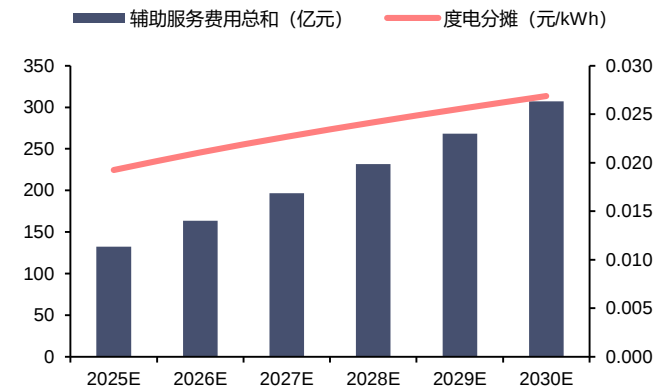
当考虑调峰辅助服务品种与现货市场合并时，假设调频、备用、调压和其他辅助服务的费用比例分别为 50%、40%、5%、5%，则可以计算得到 2025 年风电辅助服务分摊费用总额为 203.57 亿元，度电分摊费用为 0.02 元/kWh；光伏辅助服务分摊费用总额为 137.08 亿元，度电分摊费用为 0.02 元/kWh。2030 年风电辅助服务分摊费用总额为 411.09 亿元，度电分摊费用为 0.027 元/kWh；光伏辅助服务分摊费用总额为 276.82 亿元，度电分摊费用为 0.024 元/kWh。因调峰辅助服务与现货市场合并，调峰价值属性在现货价格中体现，因此无调峰情况下辅助服务费用总量相较于有调峰情况略有下降。

图 33: “十五五”风电辅助服务费用及度电分摊（有调峰）

图 34: “十五五”光伏辅助服务费用及度电分摊（有调峰）



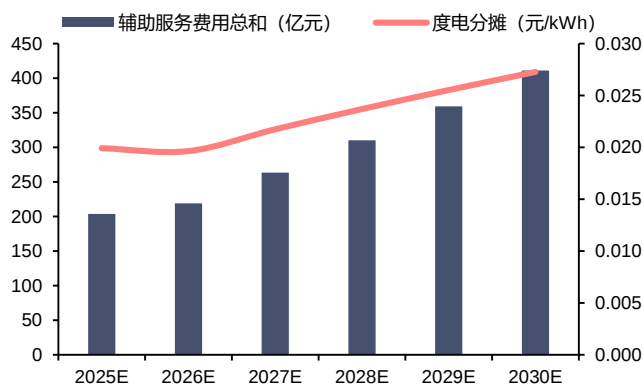
资料来源：信达证券研发中心



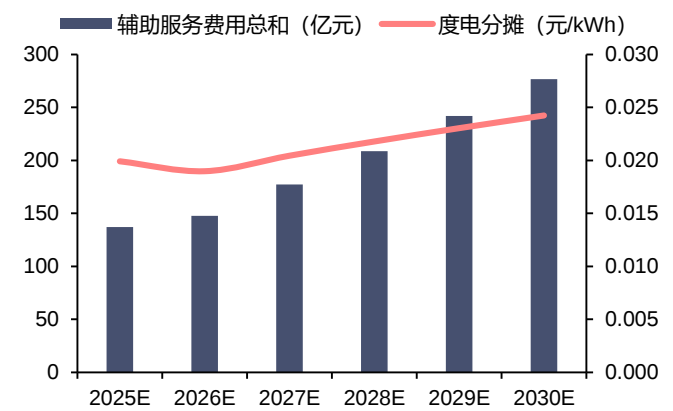
资料来源：信达证券研发中心

图 35: “十四五”风电辅助服务费用及度电分摊（无调峰）

图 36: “十四五”光伏辅助服务费用及度电分摊（无调峰）



资料来源：信达证券研发中心



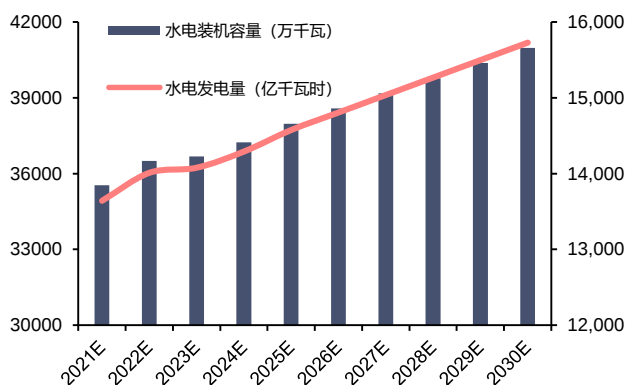
资料来源：信达证券研发中心

综上所述，新能源发电在渗透率不断升高的情况下，其辅助服务分摊费用和度电成本分摊将随着辅助服务市场机制建立及成本疏导机制建立不断升高。因此，新能源需要在项目可研阶段及市场报价阶段将辅助服务费用分摊核算入内。随着市场化不断推进，相应调节成本分摊都将体现在新能源稳定出力后的电能量价格中，其电价上浮存在长期机会。

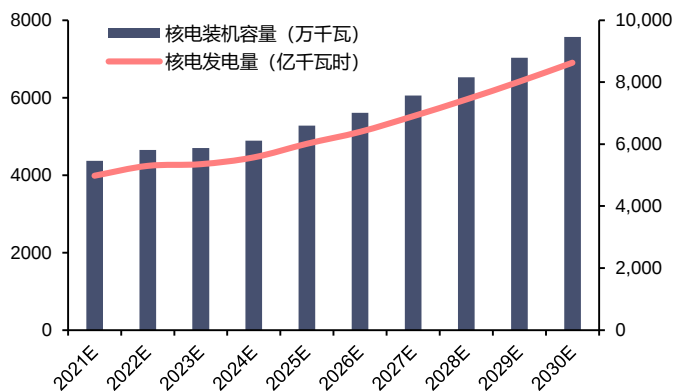
水电核电：整体体量较小，成本构成和运营方式决定电价走向。目前，水电的标杆电价按照省内标杆价和受端省标杆价执行，市场价则由发用双方商议决定。核电入市体量较小，主要仍执行标杆电价。水电主要受限于水利工程投资规模较大、成本较高的影响，为保证固定投资成本回收，标杆价格下调的可能性不大。且随着辅助服务市场的建立，水电的省内及跨省跨区调峰作用将得到合理的补偿，价格有进一步上浮的可能。核电立足于技术国产化，其固定投资成本逐渐走低，在目前标杆价下收益较好，价格上涨可能性不大。

图 37: 2021-2030 年水电装机及发电量预测

图 38: 2021-2030 年核电装机及发电量预测



资料来源：信达证券研发中心



资料来源：信达证券研发中心

• **辅助服务：立足于新版“两个细则”，辅助服务成本疏导机制明确，费用逐步转向发电企业和市场化用户共同分摊。**2021年12月，国家能源局发布《电力并网运行管理规定》（国能发监管规[2021]60号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规[2021]61号）（新版“两个细则”），用以替代2006年发布的《发电厂并网运行管理规定》（电监市场[2006]42号）《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场[2006]43号）（旧版“两个细则”）。本次修订与调整主要体现在扩大主体范围，丰富交易品种，完善补偿机制和形成价格传导四个方面，重点提出基于“谁受益、谁承担”的原则，理顺辅助服务补偿和分摊机制，并推动辅助服务费用分摊向用户侧和未提供服务的发电单元传导。

表 9：新旧“两个细则”修订与调整内容对比

修订与调整主题	旧版	新版
扩大主体范围	并网发电厂	发电侧并网主体：火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂 可调节负荷：新型储能、自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、聚合商、虚拟电厂
丰富交易品种	基本辅助服务：一次调频、基本调峰、基本无功调节 有偿辅助服务：自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、备用、黑启动	有功平衡服务：调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡 无功平衡服务：自动电压控制、调相运行 事故应急及恢复服务：稳定切机服务、稳定切负荷服务和黑启动服务。
完善补偿机制	- 按照补偿成本和合理收益的原则对提供有偿辅助服务的并网发电厂进行补偿 - 将相关考核费用按贡献量大小对提供有偿辅助服务的并网发电厂进行补偿。	固定补偿方式：确定补偿标准时应综合考虑电力辅助服务成本、性能表现及合理收益等因素，按“补偿成本、合理收益”的原则确定补偿力度 市场化补偿形成机制：考虑电力辅助服务成本、合理确定价格区间、通过市场化竞争形成价格
形成价格传导	“补偿成本+合理收益”费用来源：主要来源于辅助服务的考核费用，不足（富余）部分按统一标准由并网发电厂分摊； “按贡献量大小补偿”费用：包括辅助服务的考核费用、非计划停运的考核费用、日发电计划偏差的考核费用。	- 为电力系统运行整体服务的电力辅助服务，补偿费用由发电企业、市场化电力用户等所有并网主体共同分摊，逐步将非市场化电力用户纳入补偿费用分摊范围。 - 为特定发电侧并网主体服务的电力辅助服务，补偿费用由相关发电侧并网主体分摊。为特定电力用户服务的电力辅助服务，补偿费用由相关电力用户分摊。

资料来源：国家能源局，信达证券研发中心

受新政策影响，辅助服务价格将会从固定销售目录电价体系中逐步剥离出来，成为市场化电力价格的组成部分。随着新型电力系统的进一步发展，系统内新能源占比逐渐提升，稳定电网的辅助服务需求空间巨大，辅助服务电价在系统性成本疏导后存在上涨空间。

• **容量电价：**因顶峰电力供需趋紧而逐步显现价值，受供需关系的影响适时建立推广。在新能源占比逐渐提升的新型电力系统中，由于新能源出力存在随机性、波动性和间歇性，单一依赖新能源无法做到对传统机组的顶峰容量替代。

预计“十四五”期间，顶峰电力需求缺口存在扩大趋势。据我们测算，2021、2025年顶峰容量需求为 13.4、16.3-17.0 亿千瓦。若“十四五”全社会用电量年均增速以 5% 计，考虑到 2021 年增速为 10.3%，预计 2022-2025 年均增速 4% 左右。2022-2025 年，最大负荷增速按年均 5.5% 考虑。2021 年最大负荷约 11.9 亿千瓦，则 2025 年最大负荷为 14.7 亿千瓦。考虑 13% 备用率，则 2021、2025 年顶峰容量需求分别为 13.4、16.3-17.0 亿千瓦。

测算 2021、2025 年顶峰容量供给为 15.1、17.6 亿千瓦，相对定容需求的顶峰容量裕度进一步降低。若遭遇热浪寒潮等极端天气，尖峰时段供电缺口进一步拉大。2021 年顶峰容量裕度为 15.1-13.4=1.7 亿千瓦，2025 年下降至 0.6-1.3 亿千瓦。

表 10: 装机容量与顶峰容量测算（万千瓦）

电源类型	2021 年装机容量	2021 年顶峰容量（冬季）	2025 年装机容量	2025 年顶峰容量（冬季）	受阻系数
合计	237694	151277	314485	176177	
火电:	129678	119304	149375	137425	8%
煤电	110901	102029	124901	114909	8%
气电	10859	9990	14859	13670	8%
其他	7918	7285	9615	8846	8%
水电:	39092	24911	44719	29513	
常规水电	35453	21272	38015	22809	40%
抽水蓄能	3696	3639	6704	6704	0%
核电	5326	5326	6593	6593	0%
风电	32848	1642	51048	2552	95%
太阳能	30656	0	62656	0	100%
其他	94	94	4	94	0%

资料来源：中电联，信达证券研发中心

容量电价机制是保证常规电源成本回收，保证电力系统安全性和可靠性的重要支撑。在高比例新能源接入的新型电力系统中，煤电等常规能源的系统角色将逐步从电力电量保障的主体电源转变为以电力支撑为主，电量供应为辅的备用保障电源。新能源由于其出力的间歇性和波动性，无法独立保障可靠电源供给；而煤电等常规电源由于新能源的电量替代作用，发电利用小时数不断下滑，无法通过发电收入回收固定投资成本。容量电价作为保障常规电源固定投资成本回收的重要手段，将会随着全国统一电力市场的建立和电价机制的理顺，作为独立的电价组成部分纳入电价体系内。随着“十四五”期间顶峰容量裕度降低，顶峰电源缺口扩大，容量电价将会受供需关系的

影响适时建立推广。

2、输配电价上涨空间解析：

- 综合考虑电网投资需求和合理收益、抽水蓄能和特高压的成本核算分摊、分布式发电规模化接入配网侧的相关影响，输配电价有望止跌转升。据国家电网董事长辛保安透露，“十四五”期间国家电网公司预计的电网投资将共计达到 2.26 万亿元。据《南方电网“十四五”电网发展规划》，“十四五”期间，南方电网总体电网建设投资将达到 6700 亿元。两网公司“十四五”合计投资将超 3 万亿元。鉴于今年以来宏观经济下行的情况，为落实稳经济政策要求，两大电网公司均加大电网投资力度，共计超 6200 亿元。2022 年 6 月 2 日国家电网发布全力服务扎实稳住经济的八项举措，其中包括电网投资超过 5000 亿元，达历史最高水平。南方电网公司今年固定资产投资计划 1250 亿元。

“十四五”“十五五”抽水蓄能和特高压发展前景良好，成本核算分摊方式直接影响输配电价。抽水蓄能方面，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）》（征求意见稿），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；“十五五”期间开工 8000 万千瓦，2030 年投产总规模 2 亿千瓦。2021 年 5 月发改委印发《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），提出“以竞争性方式形成电量电价，并将容量电价纳入输配电价回收”的抽水蓄能“两部制”价格形成机制，重新将容量电价纳入输配电价当中。特高压建设方面，据《中国能源报》，“十四五”期间，国家电网规划建设特高压工程达到“24 交 14 直”，总投资接近 3800 亿元。其中，2022 年计划开工“10 交 3 直”。抽水蓄能和特高压的工程建设成本均需核算并分摊进输配电价，因而输配电价的水平也直接跟抽水蓄能与特高压工程建设直接相关。

分布式发电规模化接入将影响电网输配电量，进而影响输配电价调整。分布式发电在“千乡万村驭风行动”“千家万户沐光行动”的政策鼓励下将迎来重大发展机遇。分布式发电规模化接入电网将实现新能源的就地消纳，用户也因此减少对电网的依赖程度。而输配电价核定受下一周期电网输配电量影响，在准许成本和合理收益一定时，输配电量越低，则输配电价越高。因此，分布式发电规模化接入将使得输配电价有走高趋势。

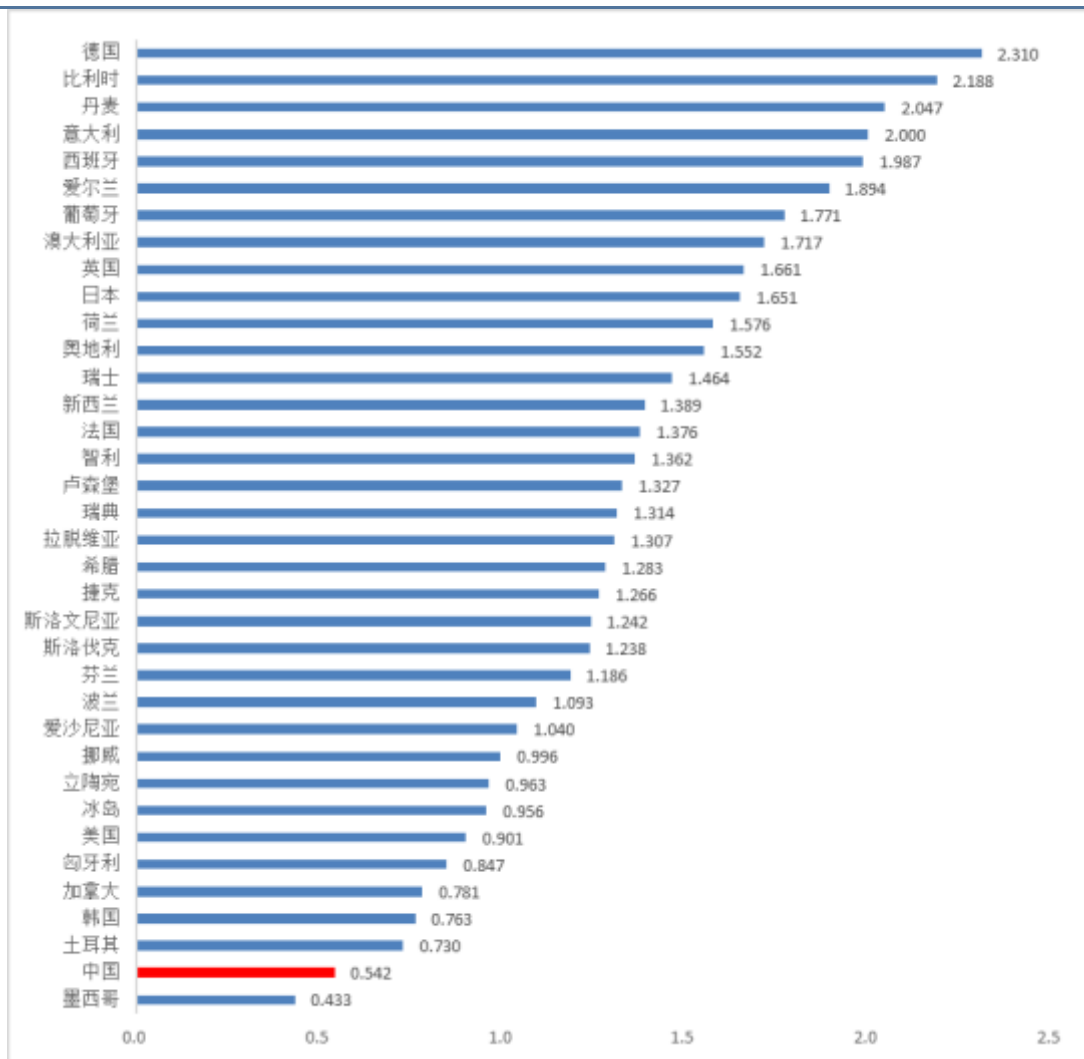
综合来看，输配电价有望止跌转升。在新能源大力发展背景下，叠加新能源长距离大范围输送、负荷结构变化等问题，特高压电网将会持续迎来增量需求，并继续成为电网公司的投资重点。同时，包括抽水蓄能和特高压在内工程是新能源并网服务配套建设的重中之重。因此，立足于电力系统升级改造的需求，电网公司需要在“十四五”期间维持较为合理的收益，以保证电网改造的充足持续投资。遵循“合理成本+准许收益”的输配电价核定原则，2022 年底的输配电价核定结果有望止跌甚至转升。

3、销售电价上涨空间解析：

- 居民农业销售电价保持相对稳定，略有上涨空间。我国居民电价受交叉补贴的影响，在世界范围均属于较低水平。2021 年 6 月 24 日，国家发改委公开表示“与国际上其他国家相比，中国居民电价偏低，工商业价格偏高。下一步要完善居民阶梯电价制度，使电力价格更好反映供电成本”。根据《关于加快全国统一电力市场体系的指导意见》，全国统一电力市场建设将统筹考虑企业和社会的电力成本承受能力，做好基本公共服务供给和电力市场建设的衔接，保障电力公共服务供给和居民、农业等用电价格相对稳定。因此，随着电价机制逐步理顺，计划电量逐步进入市场，居民农业销售电价将

保持相对稳定，并存在以拉大阶梯价差，压缩阶梯空间的手段上涨的可能。

图 39：2019 年部分国家（地区）居民电价水平比较（元/kWh）

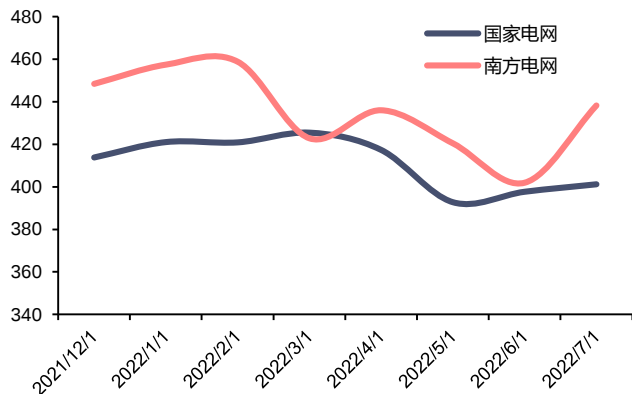


资料来源：《当前电价政策机制相关问题及建议调研报告》，信达证券研发中心

- **工商业电价以电力市场化改革为主线实现上涨。**根据《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，取消工商业目录销售电价，有序推动工商业用户全部进入电力市场。电网公司代理购电业务作为目录销售电价取消后的过渡性措施，通过挂牌交易和集中出清等方式确定代理购电价格。综合来看，自 2021 年 12 月电网代理购电业务开展以来，代理购电价格均高出基准价（当地燃煤标杆电价），甚至存在长期顶格向上 20% 浮动的情况。根据国家发展改革委办公厅《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格[2021]809 号）文件，各地将推进放开发电计划，推动更多工商业用户直接参与电力市场交易，不断缩小电网代理购电范围和规模。可以预见，市场化不断推进的情况下，工商业用户的销售电价将以电力市场化改革为变化主线实现上涨。
- **同时，工商业用户电价将以不同行业区分，分门别类实现上涨。**根据国家发展改革委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 的限制。电网代理购电业务对高耗能企业提出“原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格为电网企业代理购电价格

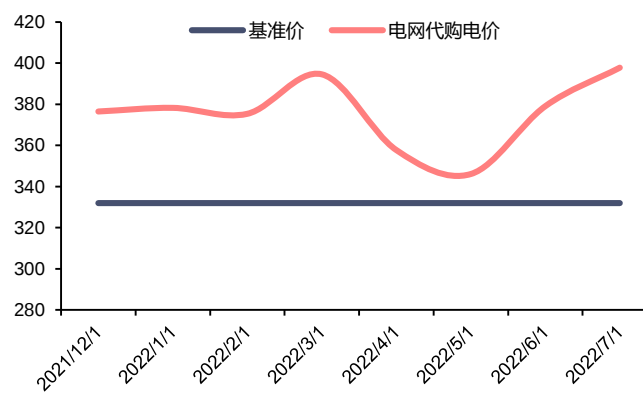
的 1.5 倍”的规定，成为工商业用户中首个涨电价的行业。2022 年 5 月，浙江省发改委能源局联合发布《关于调整高耗能企业电价的通知（征求意见稿）》，对部分负荷条件的高耗能企业电价提高 0.172 元/kWh。因此，工商业用户电价在跟随市场化推进上涨的过程中，各个行业的步伐和节奏也将有所差别，预计高耗能产业电价将率先上涨。同时，基于区域产业发展侧重不同，工商业电价也可作为宏观调控手段引导产业结构调整。

图 40：两网公司电网代理购电平均电价情况（元/MWh）



资料来源：网上国网，南网在线，信达证券研发中心

图 41：山西省电网代理购电上浮情况（元/MWh）



资料来源：网上国网，信达证券研发中心

投资建议

- 能源通胀和电力市场化改革推进局面下，煤电电价有望逐步上涨。**在近期内全球煤、油、气等能源通胀不减，中远期电力市场化改革持续推进的情况下，煤电价格将借力于电价机制的持续理顺，实现从上游煤炭价格到下游终端用户电价的全流程成本疏导。在煤价依旧高企的情况下，煤电电价进一步放开“基准价+上下浮动”的浮动上限可能性较大。同时，“双碳”目标下的新型电力系统将不断接入高比例新能源，煤电作为不受时间限制的“储能”，具有连续稳定出力特点，可以同时实现从秒级系统调节到月度电量供应的作用。相较于受容量限制，目前只能持续出力 2~6 小时的储能和 6~10 小时的抽水蓄能，煤电同时具备为新能源出让发电空间的调峰作用和为新能源提供长达月级的顶峰作用，将同时在辅助服务市场和容量市场成为优质资源。在“十四五”顶峰容量裕度不足，“十五五”新增煤电装机极少的情况下，煤电将同时在电能量、辅助服务和容量三个方面成为稀缺资源。因此，在能源通胀和电力市场化改革推进局面下，煤电电价有望逐步上涨。
- 立足于新型电力系统长周期持续性的调节需求，火电灵活性改造、电化学储能、特高压工程、配网改造、虚拟电厂等调节性技术有望呈现爆发式增长。**随着高比例新能源接入电力系统，新型电力系统的调节需求也将向着长周期持续性方向发展，同时也为火电灵活性改造、电化学储能、特高压工程、配网改造、虚拟电厂等调节性技术提供了市场空间。随着政策准入和电网接入等壁垒的不断破除，相关技术有望实现爆发式增长。
- 新能源发电在现货市场和辅助服务市场存在收益率下行风险。**从电力系统运行调节的角度来看，电力现货市场本质上反映的是可控机组及资源的调峰价值。中长期市场与现货市场的联动机制对发电边际成本较低，出力存在间歇性和波动性的新能源不利。同时，电力系统调节成本将会在辅助服务市场实现向源头的疏导。新能源发电在现货市场和辅助服务市场存在收益率下行的风险。

表 11: 重点投资区域和相关上市公司

主题	相关标的	证券代码	总市值 (亿元)	PE-TTM(x)	PB-MRQ(x)	一致预期收入增速 (%)	一致预期净利润增速 (%)
煤电企业	华能国际	600011.SH	832.42	-	1.85	7.90%	/
	华电国际	600027.SH	382.24	-	1.05	4.33%	/
	中国神华	601088.SH	5187.97	9.52	1.38	5.50%	19.43%
	大唐发电	601991.SH	396.23	-	1.69	7.99%	/
	国电电力	600795.SH	640.30	-	1.44	8.34%	/
调节性技术	龙源技术	300105.SZ	32.91	595.87	1.82	/	/
	青达环保	688501.SH	18.25	32.92	2.43	30.16%	36.25%
	东方电气	600875.SH	474.40	19.43	1.50	14.49%	23.10%
	中国电建	601669.SH	1028.42	11.43	1.09	18.45%	19.72%
	宁德时代	300750.SZ	12300.66	79.51	14.44	72.29%	58.63%
	永福股份	300712.SZ	112.82	230.27	9.86	80.90%	177.09%
	南网能源	003035.SZ	234.47	47.95	3.88	20.50%	29.01%
	苏文电能	300982.SZ	65.71	23.14	4.39	32.19%	32.79%
	许继电气	000400.SZ	216.99	29.23	2.28	15.31%	21.15%
	思源电气	002028.SZ	340.35	30.91	4.00	19.32%	21.17%
	文山电力	600995.SH	74.36	479.76	3.33	8.27%	196.93%

资料来源: Wind, 信达证券研发中心 (截至 2022 年 8 月 3 日收盘数据)

风险因素

宏观风险: 宏观经济下滑导致电力需求和用电量增速不及预期

政策风险: 电力市场化改革推进不及预期; 政策在各地的执行力不及预期。

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，中国注册会计师协会会员，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。

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	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华北区销售	章嘉婕	13693249509	zhangjiajie1@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	李若琳	13122616887	liruolin@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	孙瞳	18610826885	suntong@cindasc.com
华东区销售	贾力	15957705777	jiali@cindasc.com
华东区销售	王爽	18217448943	wangshuang3@cindasc.com
华东区销售	曹亦兴	13337798928	caoyixing@cindasc.com
华东区销售	粟琳	18810582709	sulin@cindasc.com
华东区销售	石明杰	15261855608	shimingjie@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13265702135	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	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	蔡静	18300030194	caijing1@cindasc.com
华南区销售	胡洁颖	13794480158	hujieying@cindasc.com



信达证券
CINDA SECURITIES

华南区销售

郑庆庆

13570594204

zhengqingqing@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。