

“双碳” 新篇，变中求进

——公用行业2021年度中期投资策略

分析师及联系人

• 张韦华

(8621)61118722

zhangwh1@cjsc.com.cn

执业证书编号：

S0490517080003

• 司旗

(8621)61118722

siqi1@cjsc.com.cn

执业证书编号：

S0490520120001

• 宋尚骞

1)61118722

songsq@cjsc.com.cn

执业证书编号：

S0490520110001

• 于倩

(8621)61118722

yuqian3@cjsc.com.cn

执业证书编号：

S0490520080024

报告日期 2021-06-15
行业研究 深度报告
评级 看好 | 维持

行业内重点公司推荐

公司代码	公司名称	投资评级
600483	福能股份	买入
600900	长江电力	买入
600025	华能水电	买入
600886	国投电力	买入
003816	中国广核	买入
600116	三峡水利	买入

市场表现对比图(近 12 个月)



资料来源: Wind

相关研究

- 《全国碳交易市场即将上线，水处理“十四五”规划跟进》 2021-06-14
- 《新建项目执行煤电基准价，保障风光运营商增量项目效益》 2021-06-12
- 《假设全年钢材价格维持同比32.6%涨幅，预计影响环卫装备毛利率1.0-1.5pct》 2021-06-05

公用事业

“双碳”新篇，变中求进 ——公用行业 2021 年度中期投资策略

● “双碳”目标重塑行业投资主线

“双碳”目标的提出及政策强化加深，将在能源结构等方面产生深远影响，同时带来行业投资主线的变化：“双碳”目标的提出，保障了清洁能源高成长的确定性，水电、核电、风电、光伏的投资价值凸显；另一方面，短期内随着更多不稳定的新能源接入电网，在电网运行中火电的备用和调节作用更加稀缺，电力市场化推进下利好火电获得应有补偿，且随着火电运营商大力转型新能源，浴火重生、破茧成蝶，优质企业存在投资良机。

● 风光无限，核能当兴

“碳达峰”、“碳中和”之下，风电、光伏是实现能源转型的最重要选择，预计风电光伏新增容量将在“十四五”迎来显著提升，且高增长将延续到“十五五”。同时随着补贴的退出，新核准建设的项目不再受到可再生能源补贴款拖欠的影响，有利于回款周期缩短和现金流质量提升；而持续下降的造价也在平价趋势下对新项目的效益形成一定支撑。

核电的稳定、清洁，使其成为“碳中和”的远景下必选路径之一。自 2019 年核电审批重启以来，已有审批常态化的趋势，且 2021 年审批数量有望显著增加，未来核电行业有望加速发展。此外当前在建核电大量采用华龙一号技术，且未来的新核准机组预计也将以华龙一号机组为主，随着规模效应的体现，预计三代核电机组造价将进一步降低。

● 清洁水电，历久弥珍

“碳中和”目标的提出赋予了纯正的清洁能源——水电极强的稀缺性，除了未来增量资产具备稀缺性外，存量的优质水电资产也更具核心资产价值，在碳交易市场逐步建立完善后，清洁水电的价值会愈发凸显。我们对水电行业的推荐逻辑主要基于两条主线，一是关注目前水电开发后期稀缺的增量；二是重视供需反转带来的业绩弹性释放。

● 布局转型，浴火重生

随着电力市场化程度提升，电价对供需的反映程度也得到增强，现货市场的推出和辅助服务市场的完善也使得电力的市场化属性进一步增强。在电力供需偏紧的情况下，火电经营效益预计能够得到显著提升。长期来看，随着大型电力央企旗下上市公司大力新能源，既能够获得盈利上的增量，同时盈利结构的改善也有望驱动火电公司估值修复。

● 投资建议

风电光伏方面建议关注具备先发优势的央企新能源运营公司，以及具备区域资源优势的地方优质运营平台，重点推荐福能股份；核电行业加速发展的背景下，上市公司中国核电和中国广核有望进一步享受到赛道格局优化的红利；水电方面推荐优质大水电长江电力、华能水电、川投能源，同时建议关注火电公司转型的投资机会。

风险提示：

1. 用电需求不及预期风险，煤炭价格非季节性上涨风险；
2. 来水偏枯风险，风电光伏建设不及预期风险。

目录

“双碳”目标重塑行业投资主线.....	5
风光无限，核能当兴.....	7
风光发电：高景气赛道，成长性显著.....	7
“双碳”目标下风光发电空间广阔.....	7
补贴退出，平价上网，现金流质量改善.....	9
造价降低，有望支撑平价项目效益.....	10
关注央企新能源平台与地方优质运营平台.....	11
核电：“碳中和”下重要基荷电源.....	12
运营稳定高效，政策强力保障.....	12
审批加快，造价可控，行业拐点降至.....	13
差异化发展的核电运营商.....	16
清洁水电，历久弥珍.....	18
开发后期，增量稀缺.....	18
供需反转，弹性释放.....	20
水光互补，空间可期.....	21
布局转型，浴火重生.....	24
“碳中和”与高煤价的双重挑战.....	24
机遇与挑战并存，触底反弹和布局转型隐含投资机会.....	26
保供稳价，利好火电成本环比改善.....	26
市场改革深化，供需偏紧利好电价提升.....	27
穷则思变，积极转型发展新能源.....	28
投资建议.....	30

图表目录

图 1：我国风电、光伏装机容量（单位：万千瓦）.....	7
图 2：我国风电、光伏新增装机容量（单位：万千瓦）.....	7
图 3：各电源发电量结构变化.....	8
图 4：各电源装机结构变化.....	8
图 5：风电、光伏利用小时情况.....	8
图 6：弃风、弃光问题持续改善.....	8
图 7：不同情景下我国能源消费结构预期.....	9
图 8：节能风电应收账款周转情况.....	10

图 9: 太阳能应收账款周转情况	10
图 10: 我国陆风平均造价和 LCOE 情况	11
图 11: 我国集中式光伏平均造价和 LCOE 情况	11
图 12: 主要新能源发电运营商 2020 年风电光伏装机容量对比 (单位: 万千瓦)	11
图 13: 公司新能源业务即将迎来高增	12
图 14: 公司装机结构进一步优化	12
图 15: 2018-2020 年各电源利用效率 (单位: 小时)	13
图 16: “清洁能源”出力季度环比波动	13
图 17: 我国在建、核准核电机组预期投产情况 (单位: 万千瓦)	14
图 18: 中国核电 2030 年核电分部装机规模预测 (单位: 万千瓦)	15
图 19: 中国广核 2030 年装机规模预测 (单位: 万千瓦)	15
图 20: 三门、台山核电盈利能力偏弱 (2020 年财务指标)	15
图 21: “十四五”期间中国核电新能源装机规模将显著提升 (单位: 万千瓦)	17
图 22: 中国广核每股派息稳定且适度增长 (派息单位: 元/股)	17
图 23: 2020-2025 年我国水电行业主要在建机组投产时间顺序	19
图 24: 2001-2020 年云南省装机容量与发电量同比增速	20
图 25: 云南省月度市场电价情况 (单位: 元/千瓦时)	21
图 26: 水光互补典型曲线	21
图 27: 澜沧江梯级电站分布图示	23
图 28: 风光高增长下, 火电利用小时下行	24
图 29: 电力辅助补偿费用构成 (单位: 亿元)	25
图 30: 各电源电力辅助市场净收益 (单位: 亿元)	25
图 31: 动力煤价格指数:CCI5500(含税, 单位: 元/吨)	26
图 32: 秦皇岛港:市场价:动力煤(Q:5000,山西产) (单位: 元/吨)	26
图 33: 期货收盘价(活跃合约):动力煤 (单位: 元/吨)	26
图 34: 主要火电公司市场电占比	27
图 35: 广东电力交易中心月度竞价价差 (单位: 厘/千瓦时)	27
图 36: 昆明电力交易中心月度交易价格 (单位: 元/千瓦时)	27
图 37: 各发电集团 2019 年清洁能源装机实际占比与 2025 年规划目标	28
图 38: 华能国际历史资本开支和 2021 年计划 (单位: 亿元)	29
表 1: 部分部委关于落实“碳中和”工作的措施及表态	5
表 2: 不同情景下的风电、光伏所需新增容量 (单位: 万千瓦)	9
表 3: 风电上网电价政策 (单位: 元/千瓦时)	9
表 4: 光伏上网电价政策 (单位: 元/千瓦时)	10
表 5: 2017 年至今核电保障性消纳相关国家政策文件及有关内容	13
表 6: 近年核电新机组审批情况	14
表 7: 中国核电和中国广核旗下机组造价情况	15
表 8: 在建、拟建的大型常规水电站梳理 (单位: 万千瓦)	18
表 9: 主要发电集团清洁能源装机占比规划及碳达峰时间	28

“双碳”目标重塑行业投资主线

2020 年 9 月 22 日，我国在第 75 届联合国大会一般性辩论中宣布中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的措施，二氧化碳排放力争在 2030 年前达峰，努力争取 2060 年实现“碳中和”，是中国在《巴黎气候协定》承诺的基础上，在碳排放达峰时间和长期“碳中和”问题上设立的更高目标。

2020 年 12 月 18 日，中央经济工作会议将做好“碳达峰”、“碳中和”工作列入 2021 年要抓好的八大重点任务之一，进一步强调了“碳中和”工作的重要性，并提出调整能源结构、加快碳市场建设、国土绿化等更细化的要求。随后，多部委跟进发布所在领域的相应部署和安排，促进“碳中和”的工作以全方位、高姿态的形式铺开。

表 1：部分部委关于落实“碳中和”工作的措施及表态

时间	部委	相关措施和主要内容
2020.12.21	国家发改委、国家能源局	发布《新时代的中国能源发展》白皮书，强调坚持和完善能源消费总量和强度双控制度，建立健全用能预算等管理制度；加快调整优化产业结构、能源结构，大力发展光伏发电、风电等可再生能源发电，推动煤炭消费尽早达峰；加强重点用能单位管理，加快实施综合能效提升等节能工程，深入推进工业、建筑、交通等重点领域节能降耗，持续提升新基建能效水平；加快建设全国用能权交易市场，广泛开展全民节能行动，营造有利于节能的整体社会氛围。
2020.12.29	工业和信息化部	围绕碳达峰、碳中和目标节点，实施工业低碳行动和绿色制造工程；钢铁行业作为能源消耗高密集型行业，要坚决压缩粗钢产量，确保粗钢产量同比下降。
2021.01.06	中国人民银行	完善绿色金融政策框架和激励机制，做好政策设计和规划，引导金融资源向绿色发展领域倾斜，增强金融体系管理气候变化相关风险的能力，推动建设碳排放交易市场为排碳合理定价，逐步健全绿色金融标准体系，明确金融机构监管和信息披露要求，建立政策激励约束体系，完善绿色金融产品和市场体系，持续推进绿色金融国际合作。
2021.01.11	生态环境部	印发《关于统筹和加强应对气候变化与生态环境保护相关工作的指导意见》，从战略规划、政策法规、制度体系、试点示范、国际合作等 5 个方面，建立健全统筹融合、协同高效的工作体系，加强组织领导，定期开展调度，加强对地方生态环境部门的指导，鼓励有条件的地方先行先试，形成工作合力，确保各项工作落地见效。
2021.01.16	生态环境部	抓紧制定 2030 年前二氧化碳排放达峰行动方案，并将牵头开展 2060 年前碳中和战略研究，进一步明确我国实现碳中和的重大领域、关键技术、关键产业、重大政策和重要的制度安排。
2021.01.21	国家发改委	一是大力调整能源结构、二是加快推动产业结构转型、三是着力提升能源利用效率、四是加速低碳技术研发推广、五是健全低碳发展体制机制、六是努力增加生态碳汇。
2021.01.21	交通运输部	优先发展城市公共交通，实现公众出行的低碳化；推进运输结构调整，努力实现货运物流的低碳化；加快推广应用新能源汽车，实现运输工具的低碳化；加强交通拥堵综合治理，实现路网运行的低碳化。

资料来源：各部委官方网站，长江证券研究所

3 月 5 日，《2021 年政府工作报告》进一步提出“扎实做好碳达峰、碳中和各项工作。制定 2030 年前碳排放达峰行动方案”。随后 3 月 11 日十三届全国人大四次会议表决通过，并授权新华社于 3 月 12 日全文播发《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，文件提出“十四五”时期单位国内生产总值能源消耗和二氧化碳排放要分别降低 13.5%、18%，同时明确要求制定 2030 年前碳排放达峰行动方案，锚定努力争取 2060 年前实现碳中和，采取更加有力的政策和措施。

4 月 30 日中共中央政治局集体学习中进一步强调，明确碳达峰、碳中和的时间表、路线图、施工图，推动经济社会发展建立在资源高效利用和绿色低碳发展的基础之上。

“双碳”目标的提出及后续政策持续强化加深，将在能源与电力结构等方面给电力行业带来重大且深远的影响，同时带来行业投资主线的变化：

“双碳”目标的提出，在一定程度上是以经济社会发展目标的形式，**保障了非化石能源行业高成长的确定性，水电、核电、风电、光伏及其相关产业链的投资价值凸显**，建议关注水电和新能源运营商的投资机会；

另一方面，对传统煤电、气电而言，虽然在减碳的长期趋势下远期空间将受到限制，但短期内随着更多不稳定的新能源接入电网，在**电网运行中火电的备用和调节作用更加稀缺**，电力市场化推进下利好火电获得应有补偿，且随着火电运营商大力转型新能源，浴火重生、破茧成蝶，优质企业存在投资良机。

风光无限，核能当兴

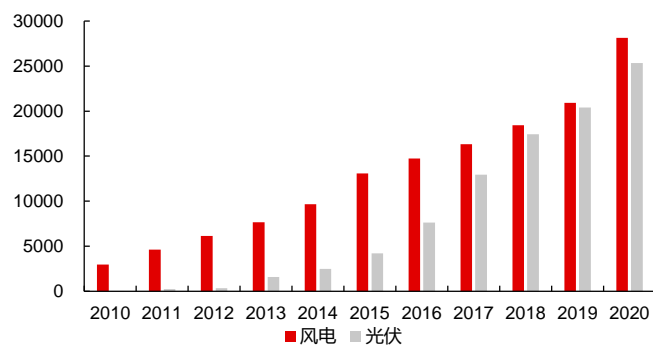
风光发电：高景气赛道，成长性显著

为了实现“双碳”目标，推进能源转型，提升非化石能源占比，不产生碳排放的电源，即水电、核电、风电、光伏将会是未来电力发展的主要方向。而相比水电、核电长达 5-6 年的建设周期，以及水电高度依赖河流资源、核电难以向内陆发展，风电和光伏项目建设条件更为宽泛，“碳达峰”、“碳中和”之下，风电、光伏无疑是实现能源转型、电力结构优化的最重要的选择。

“双碳”目标下风光发电空间广阔

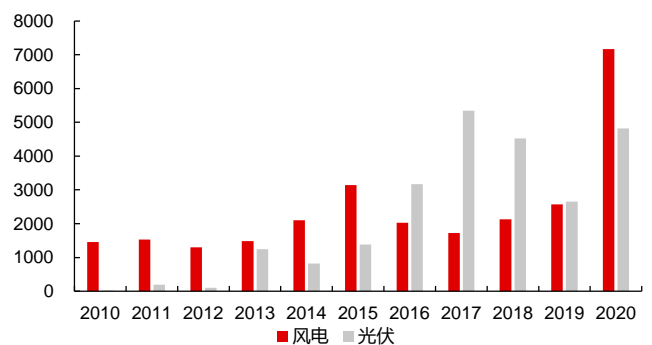
“十三五”时期，我国风电光伏产业快速发展，装机规模增长迅猛且远超此前“十三五”规划的预期值。“十三五”期间，我国累计新增风电 15610 万千瓦、累计新增光伏 20509 万千瓦，对应年均新增分别为 3122 万千瓦和 4102 万千瓦，其中风电新增装机更是在 2020 年的抢装之下实现“大爆发”，当年新增量超过 2017-2019 年的总和。截至 2020 年末，全国风电装机 28153 万千瓦、光伏装机 25343 万千瓦，分别是 2015 年装机量的 2.15 倍和 6.01 倍。

图 1：我国风电、光伏装机容量（单位：万千瓦）



资料来源：中电联，长江证券研究所

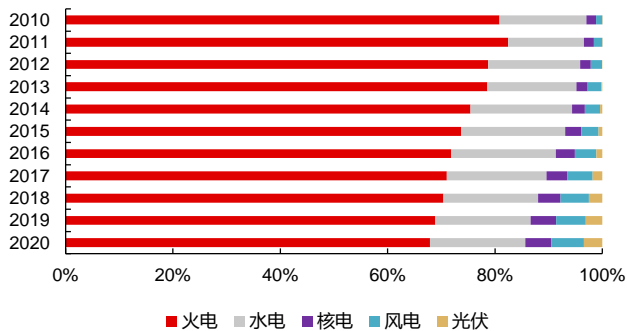
图 2：我国风电、光伏新增装机容量（单位：万千瓦）



资料来源：中电联，长江证券研究所

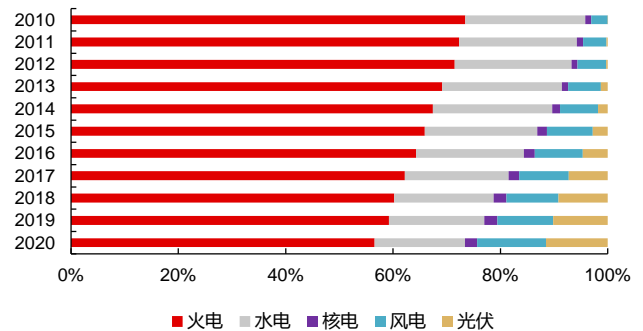
风电和光伏装机的快速增长，也带动我国电力结构转型升级：“十三五”期间我国风电和光伏装机快速提升，风电和光伏在我国发电装机中的占比从 2015 年末的 8.57% 和 2.77% 分别提升至 2020 年末的 12.79% 和 11.52%；受益于装机的快速增长，风电光伏电量占比也显著增加，2015 年末风电和光伏的发电量占比分别为 3.23% 和 0.69%，到 2020 年增加至 6.12% 和 3.42%。

图 3：各电源发电量结构变化



资料来源：中电联，长江证券研究所

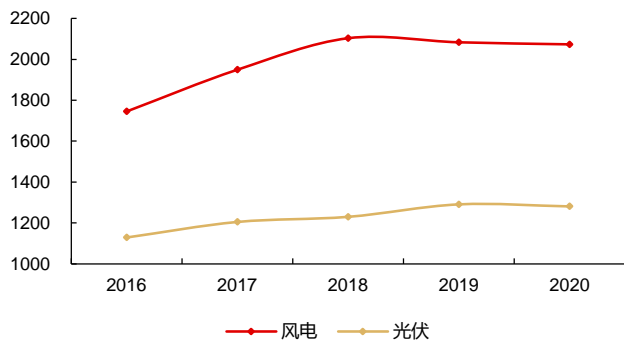
图 4：各电源装机结构变化



资料来源：中电联，长江证券研究所

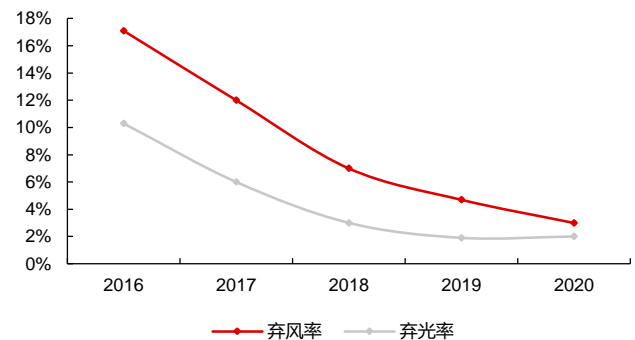
除了装机的增长以外，风电和光伏电量占比快速提升的原因还包括风电光伏享受国家相关政策的支持，电量消纳优先级较高，因此利用小时能够得到一定保障，而且随着内陆地区新能源基地电量外送线路的投运，也使得弃风、弃光率得到明显的改善。从过去 5 年来看，我国风电和光伏平均利用小时呈现提升并维持的态势，弃风、弃光率也较“十三五”初期有了显著的下降。

图 5：风电、光伏利用小时情况



资料来源：中电联，长江证券研究所

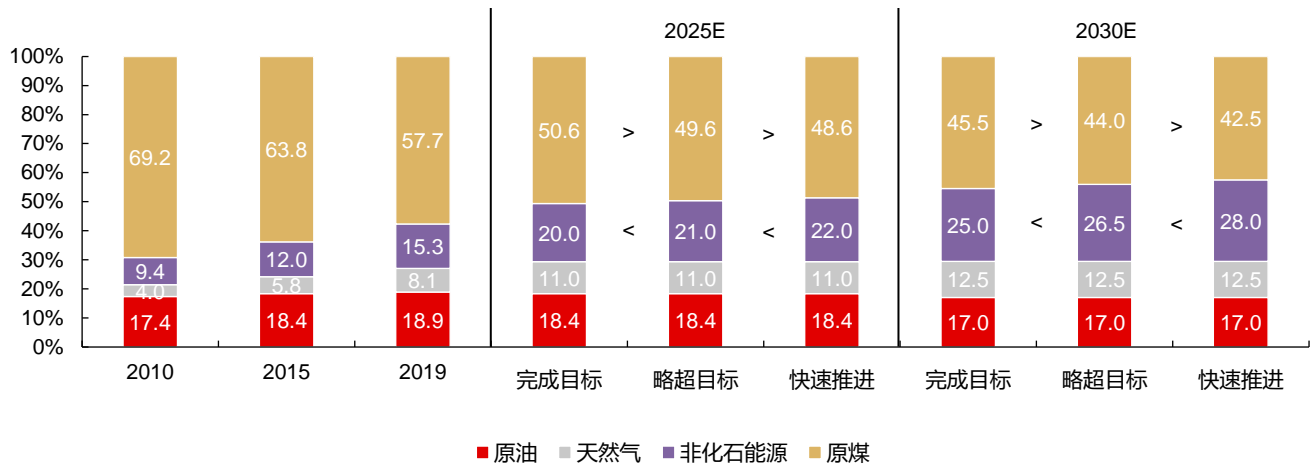
图 6：弃风、弃光问题持续改善



资料来源：国家能源局，长江证券研究所

展望未来，在“碳达峰、碳中和”的目标下，我国能源消费结构与电力供给结构必将做出对应的调整。根据我们在《拥抱“碳中和”系列：立足“碳中和”元年，拥抱能源新纪元》中的测算，预计我国煤炭消费占比将明显下降，“十四五”阶段煤炭消费的绝对量也将开始下行，“碳达峰·碳中和”下能源消费转向以新能源为主的非化石能源。

图 7：不同情景下我国能源消费结构预期



资料来源：国家统计局，长江证券研究所

非化石能源消费占比的提升，对水电、核电、风电、光伏提出的更高的增长要求，但是水电和核电的建设周期较长，通常需要 5-6 年左右的建设时间，且我国未经开发且具备开发价值的水资源比较有限，此前核电审批的“断档”使得当前处于在建状态的核电机组偏少，“十四五”期间的核电新增装机也不多，风电光伏将肩负更重要的作用和使命。因此我们预计风电光伏的新增容量将在“十四五”迎来显著提升，且高增长将延续到“十五五”：

表 2：不同情景下的风电、光伏所需新增容量（单位：万千瓦）

时期	情景	五年新增风电	年均新增风电	五年新增光伏	年均新增光伏
“十四五”	完成目标	17289	3458	32263	6453
	略超目标	21590	4318	39210	7842
	快速推进	25891	5178	46158	9232
“十五五”	完成目标	26128	5226	51924	10385
	略超目标	28880	5776	57390	11478
	快速推进	31632	6326	62856	12571

资料来源：Wind，长江证券研究所

补贴退出，平价上网，现金流质量改善

电价机制方面，风光发电主要执行国家核定的标杆电价，其中按照风电和光伏的资源区进行划分。近年来补贴的退出、风电光伏电价持续下降，当前新核准备案项目基本已经实现平价上网。

表 3：风电上网电价政策（单位：元/千瓦时）

资源区	2009-2015	2016 年前核准，2017 年底前开工，2020 年底前并网	2018 年前核准，2019 年前开工，2020 年底前并网	2018 年前核准，2020 年底前并网	2019 年前核准，2021 年底前并网	2020 年核准，2021 年底前并网
I 类	0.51	0.49	0.47	0.4	0.34	0.29
II 类	0.54	0.52	0.5	0.45	0.39	0.34

III 类	0.58	0.56	0.54	0.49	0.43	0.38
IV 类	0.61	0.61	0.6	0.57	0.52	0.47

资料来源：国家发改委，长江证券研究所

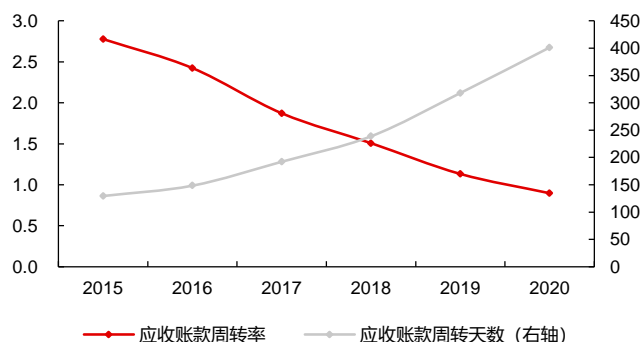
表 4：光伏上网电价政策（单位：元/千瓦时）

资源区	2011 年 7 月 1 日以前核准建设、2011 年 12 月 31 日建成投产	2011 年 7 月 1 日后核准、2011 年 12 月 31 日前核准但 2011 年底前未投产	2013 年 9 月 1 日后核准、2013 年 9 月 1 日前核准但 2013 年底前未投产	2016 年 1 月 1 日以后核准&2016 年前核准但于 2016 年 6 月 30 日前未全部投运	2017 年 1 月 1 日以后核准&2017 年前核准但于 2017 年 6 月 30 日前未全部投运	2018 年 1 月 1 日后投产	2018 年 5 月 31 日后投产	2019 年 7 月 1 日后投产
I 类	1.15	1	0.9	0.8	0.65	0.55	0.5	0.4
II 类	1.15	1	0.95	0.88	0.75	0.65	0.6	0.45
III 类	1.15	1	1	0.98	0.85	0.75	0.7	0.55

资料来源：国家发改委，长江证券研究所

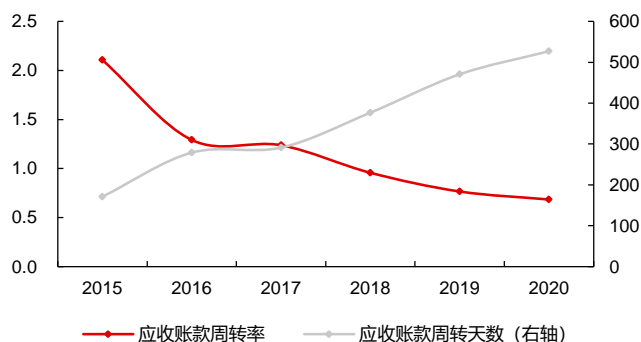
由于此前风电光伏发电项目对补贴款的依赖性较强，装机规模的快速提升和较高的补贴金额使得可再生能源基金略显捉襟见肘，补贴款的拖欠问题严重，对运营商的现金流质量产生明显影响，也进一步影响了行业估值。从 A 股纯风电和纯光伏发电的运营商节能风电和太阳能两家公司来看，应收账款周转率呈现下降趋势。随着补贴的退出，对风电光伏运营商而言新核准建设的项目不再受到可再生能源补贴款拖欠的影响，有利于回款周期的缩短和现金流质量的提升。

图 8：节能风电应收账款周转情况



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 9：太阳能应收账款周转情况



资料来源：Wind，长江证券研究所

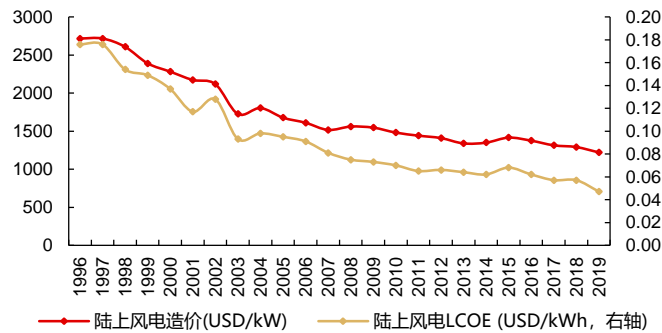
造价降低，有望支撑平价项目效益

随着产业内技术的发展、进步和成熟，风电光伏项目的造价持续下降，此外随着产业规模的做大，规模效益得以体现，也对成本的摊薄起到了较为明显的作用，因此陆上风电项目和集中式光伏项目的造价和 LCOE（平准化度电成本）基本呈现稳定下降的趋势：

陆上风电方面：2010 年-2019 年，单位千瓦造价从 1482 美元下降到 1222 美元，降幅为 17.54%，即便考虑 2015 年以来，造价降幅也达到了 13.70%。2019 年，陆上风电 LCOE 约为 0.047 美元/千瓦时，按照 2019 年平均 6.9 的汇率估算，对应的 LCOE 为 0.3243 元/千瓦时，低于多数沿海省份煤电基准电价。

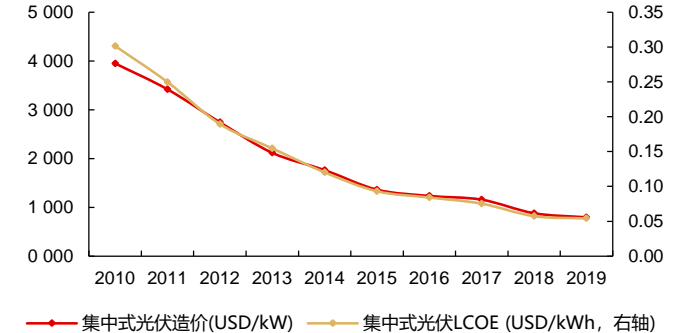
集中式光伏方面：光伏项目的造价降幅远超陆上风电。2010 年-2019 年，单位千瓦造价从 3947 美元下降到 794 美元，降幅高达 79.87%，2015 年以来的造价降幅也达到了 41.69%。2019 年，集中式光伏 LCOE 约为 0.054 美元/千瓦时，折算 0.3732 元/千瓦时，也可在煤电电价较高的经济发达省份实现平价。

图 10：我国陆风平均造价和 LCOE 情况



资料来源：IRENA，长江证券研究所

图 11：我国集中式光伏平均造价和 LCOE 情况



资料来源：IRENA，长江证券研究所

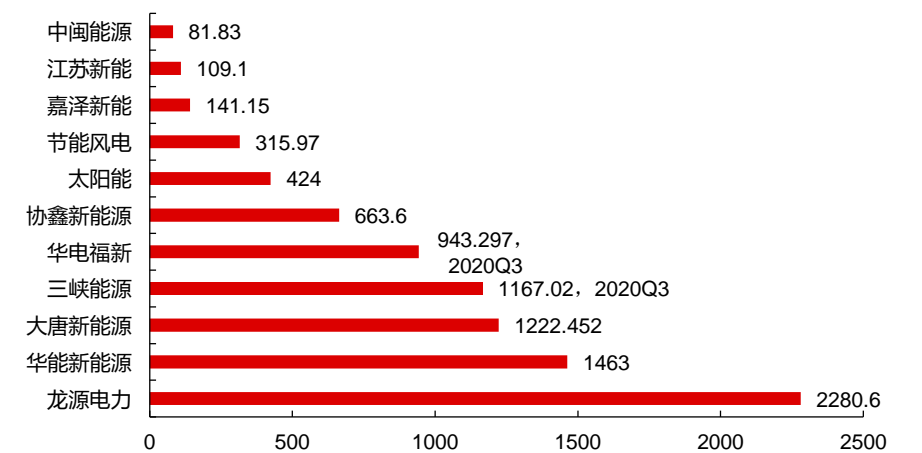
关注央企新能源平台与地方优质运营平台

当前新能源运营行业的主体以央企下属新能源运营平台为主，剔除风光发电以外的其他电源类型，从当前已投运新能源装机容量对比来看，主要发电央企新能源运营平台的风电光伏装机规模远超其他地方性新能源平台，共同组成了新能源发电运营的第一梯队。

较早的投入到新能源发电领域使得央企新能源运营公司具备明显的项目资源获取方面的先发优势，自身的资金雄厚，且信用资质领先，具备融资上的明显优势。在“碳中和”打开行业空间的背景下，央企新能源运营商的发展速度将进一步提升，且持续下降的项目造价也能够对新建项目的效益形成一定支撑。

向后看，预计央企新能源运营平台凭借着项目资源获取和资金成本方面的优势，其相比起地方性新能源运营平台的优势将得到进一步巩固。

图 12：主要新能源发电运营商 2020 年风电光伏装机容量对比（单位：万千瓦）



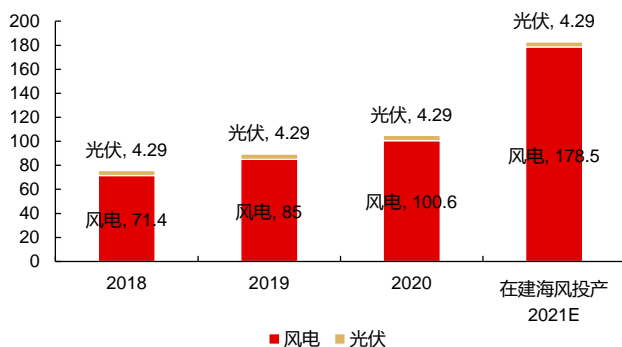
资料来源：Wind，长江证券研究所

此外，各省市积极发展新能源的优质电力运营平台虽然在绝对规模上难以与央企新能源平台做比较，但区域优势带来的增长弹性依然不容忽视，推荐福能股份等地方优质运营平台。

凭借自身背景优势，福能股份能够获取福建省优质海上风电项目，在贡献增量效益的同时还将驱动公司盈利结构向新能源方面倾斜，进一步推动公司估值体系切换。

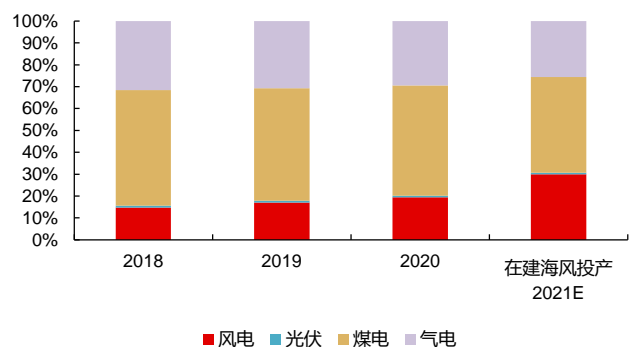
根据在建机组容量推算，2021 年末公司在建海上风电项目投产后，新能源装机将达到 182.79 万千瓦，较 2020 年增长 74.27%，新能源装机占比也将从 2020 年的 20.20% 提升至 30.61%。

图 13：公司新能源业务即将迎来高增



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 14：公司装机结构进一步优化



资料来源：Wind，长江证券研究所

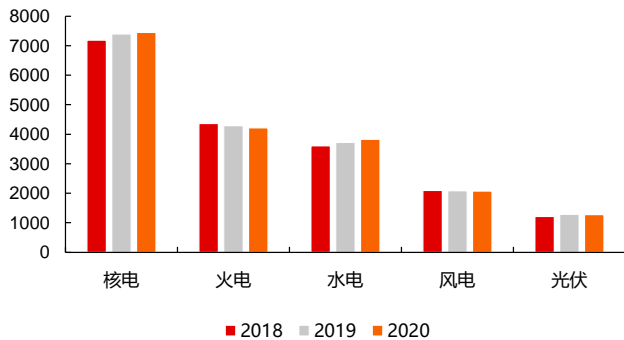
核电：“碳中和”下重要基荷电源

作为“清洁能源”中不可忽视的一份子，不同于水电、风电和光伏，核电的运营生产不需要受制于自然资源波动的限制，因此可以实现人为控制功率的大小、运营的启停等基本操作，从而契合波动日益增大的全社会用电负荷曲线。因此，在所有“清洁能源”中，核电是唯一可以同时实现大功率规模化、长期稳定运行的清洁能源主体，也是当前时点实现火电替代最理想的电源。在“碳中和”的远景下，核电发展成为必选路径之一。

运营稳定高效，政策强力保障

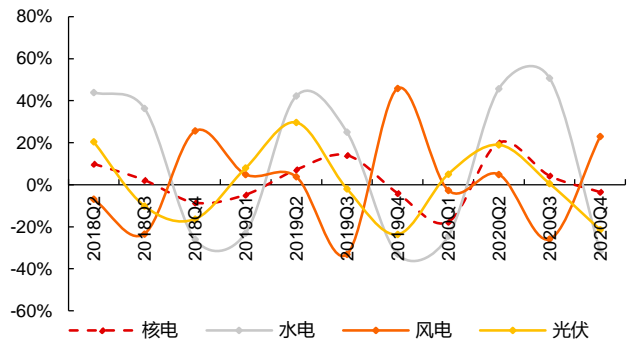
核电是所有“清洁能源”中运营最高效、最稳定的电源。2020 年我国核电机组平均利用小时高达 7453 小时，同比增加 59 小时，机组利用效率位列所有电源之首。从运行稳定性方面来看，由于核电的发电原理更加人为可控，因此机组出力季度间的波动率明显低于其他“清洁能源”电源，2018-2020 年核电出力季度波动最大仅 20.08%。

图 15：2018-2020 年各电源利用效率（单位：小时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 16：“清洁能源”出力季度环比波动



资料来源：Wind，长江证券研究所

核电高效稳定的运行基因，得益于消纳政策的强力护航。由于受到福岛核事件以及供需环境影响，在 2015 年 12 月防城港核电 4 号机组获批后，2016 年新建项目审批又重回“零封”状态。虽然 2016 年起核电新机组项目审批停滞，但自 2017 年起国家便陆续出台一系列政策促进核电消纳，护航核电发展，本质上仍然是在积极促进行业发展。

表 5：2017 年至今核电保障性消纳相关国家政策文件及有关内容

时间	国家部委	文件名称	相关内容
2017-03-01	国家发改委、国家能源局	《保障核电安全消纳暂行办法》（发改能源〔2017〕324 号）	明确核电保障性消纳的基本原则为“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”，强调按照一类优先保障顺序安排核电机组发电，严格执行核电优先发电合同，优先发电权计划按照所在地区 6000 千瓦以上电厂发电设备上一年平均利用小时数的一定倍数确定，其中倍数按照【全国前三年核电平均利用小时数/全国前三年 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时数】确定
2017-03-29	国家发改委、国家能源局	《关于有序放开用电计划的通知》（发改运行〔2017〕294 号）	强调核电在保障性收购小时内的电量为优先发电计划，电网负责保障执行核电优先发电计划，同时提出重点保障核电等清洁能源发电，优先发电计划电量不低于上年实际水平或多年平均水平
2018-10-30	国家发改委、国家能源局	《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》（发改能源规〔2018〕1575 号）	指出 2018 年全国大部分核电要实现安全保障性消纳，2019 年全国核电基本实现安全保障性消纳，到 2020 年全国核电实现安全保障性消纳
2019-06-22	国家发改委	《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》发改运行〔2019〕1105 号	强调研究推进保障优先发电政策执行，重点考虑核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源的保障性收购，其中核电机组发电量纳入优先发电计划，按照优先发电优先购电计划管理工作要求做好保障消纳工作

资料来源：国家发改委，国家能源局，长江证券研究所

审批加快，造价可控，行业拐点降至

核电审批加快，产能扩张提速

在《电力发展“十三五”规划》中曾提出“安全发展核电，推进沿海核电建设”，目标 2020 年核电装机达到 5800 万千瓦。但由于“十三五”期间核电行业发展放缓主要受福岛核事件、供需环境变化以及“华龙一号”验证等诸多客观原因影响，2020 年末我国在运核电装机仅为 4989 万千瓦，未完成“十三五”规划的装机规划目标。

但从新机组的审批情况看，自 2019 年核电审批重启以来，已有审批常态化的趋势，且 2021 年审批数量有望显著增加：

- 2019 年，中国核工业集团漳州核电一期项目 1 号、2 号机组，以及中国广核集团惠州太平岭核电一期项目 1 号、2 号机组获得核准。
- 2020 年，海南昌江核电二期、浙江三澳核电一期、霞浦核电获得核准。
- 截至 2021 年 4 月底，年内已有田湾核电站的 7 号和 8 号机组、徐大堡核电站 3 号和 4 号机组、昌江核电模块化反应堆（SMR）示范项目通过核准，且其他具备条件的机组也有望年内获得核准。

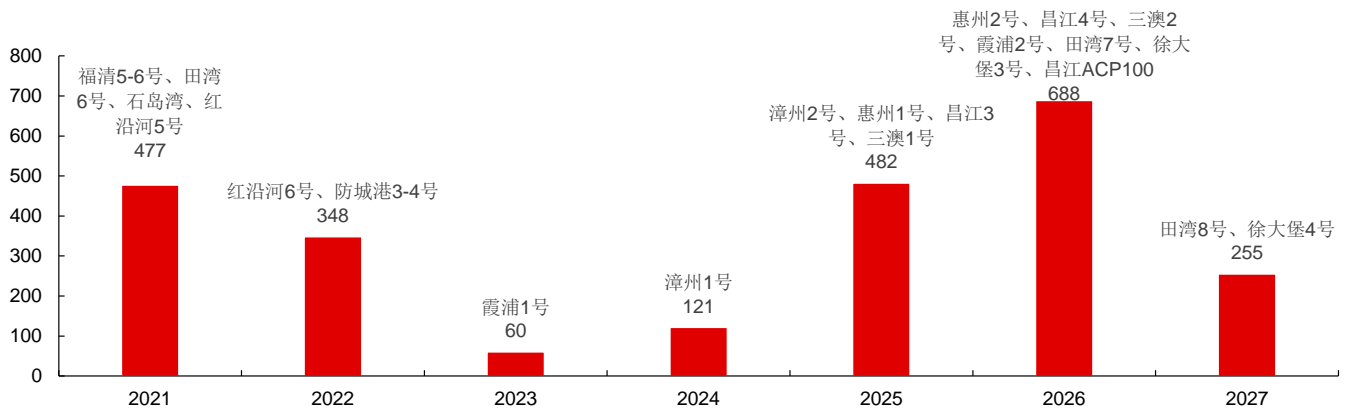
表 6：近年核电新机组审批情况

年份	项目	装机容量（万千瓦）	技术路线	预计投产时间
2019	漳州核电 1、2 号	2*121.2	华龙一号	2024、2025
2019	惠州核电 1、2 号	2*120.2	华龙一号	2025、2026
2020	昌江核电 3、4 号机组	2*120	华龙一号	2025、2026
2020	三澳核电 1、2 号机组	2*120.8	华龙一号	2025、2026
2020	霞浦核电 2 号机组	60	快中子反应堆	2026
2021	田湾核电 7、8 号机组	2*127.4	VVER-1200	2026、2027
2021	徐大堡核电 3、4 号机组	2*127.4	VVER-1200	2026、2027
2021	昌江核电模块化反应堆	12.5	ACP100	2026

资料来源：公司公告，债券募集说明书，新华网等，长江证券研究所

同时考虑此前已经核准的在建机组，预计在建和核准机组投产后，我国核电装机有望新增 2431 万千瓦，较 2020 年末提升 48.73%。

图 17：我国在建、核准核电机组预期投产情况（单位：万千瓦）

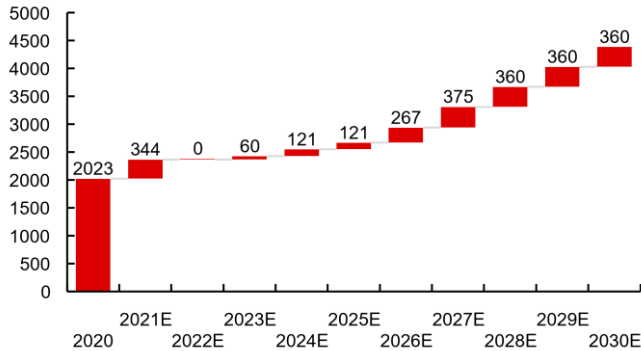


资料来源：Wind，长江证券研究所

此外，考虑后续核电机组的审批，基于“十四五”期间年均审批 6-8 台的预期，审慎假设“十四五”期间全国每年新核准 7 台机组，则我国有望在“十四五”期间审批通过至少 35 台新机组、“十五五”期间迎来至少 38 台新机组投产。考虑到目前重启审批后所获批的新项目均采用中核集团和广核集团联合研发的“华龙一号”国产化三代核电技术，因此在行业加速发展的背景下，上市公司中国核电和中国广核有望进一步享受到赛道格

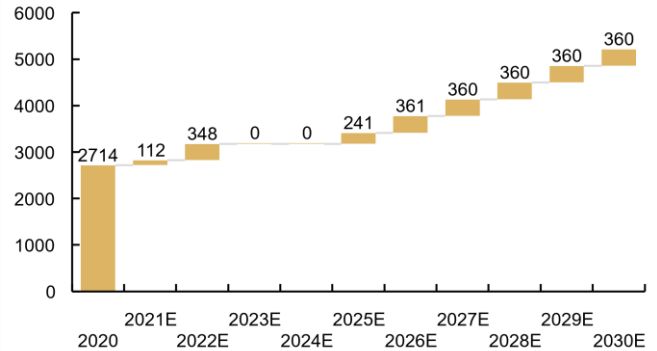
局优化的红利，有望因产能扩张拐点较行业本身前置而率先受益，预计中国核电和中国广核 2030 年末核电装机将较 2020 年分别增长 117.08%和 92.17%。

图 18：中国核电 2030 年核电分部装机规模预测（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 19：中国广核 2030 年装机规模预测（单位：万千瓦）

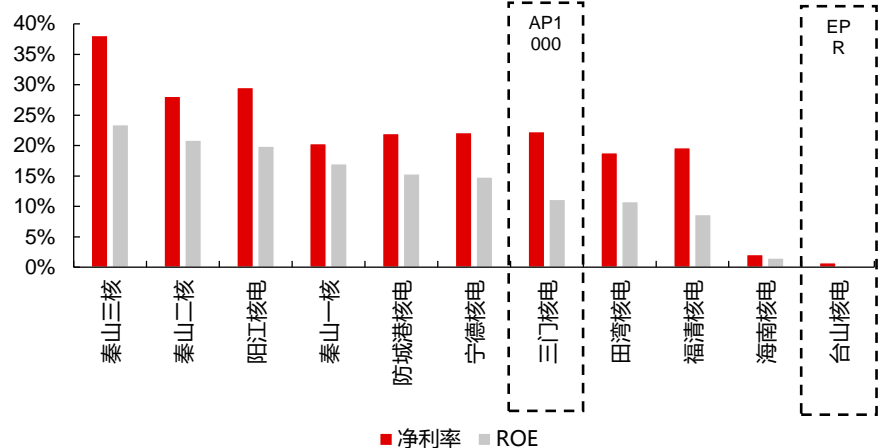


资料来源：Wind，长江证券研究所

华龙一号造价可控，保障新项目盈利

当前，我国已经投产的三代核电机组包括台山核电（EPR）、三门核电（AP1000）以及“华龙一号”首台机组福清核电 5 号机组。台山和三门核电项目均因工程拖期等因素导致实际造价远高于预算，按照项目投资额计算，台山核电单位千瓦造价约为 24518 元/千瓦，三门核电单位千瓦造价约为 21496 元/千瓦。高额造价不但使得年均折旧远高于正常水平，同时也带来了高额的财务费用，直接限制了项目的盈利能力。

图 20：三门、台山核电盈利能力偏弱（2020 年财务指标）



资料来源：Wind，长江证券研究所

从中国核电来看，三代核电华龙一号机组均在不同程度上高于二代核电机组造价；从中国广核来看，三代核电华龙一号机组造价已较福清三期华龙一号机组及 AP1000 机组有所降低。由于当前在建的核电机组中大量采用华龙一号技术，且未来的新核准机组预计也将以华龙一号机组为主，随着规模效应的体现，预计三代核电机组造价将进一步降低。

表 7：中国核电和中国广核旗下机组造价情况

所属公司	项目	机型	装机 (万千瓦)	造价 (亿元)	单位投资 (元/千瓦)
------	----	----	-------------	------------	----------------

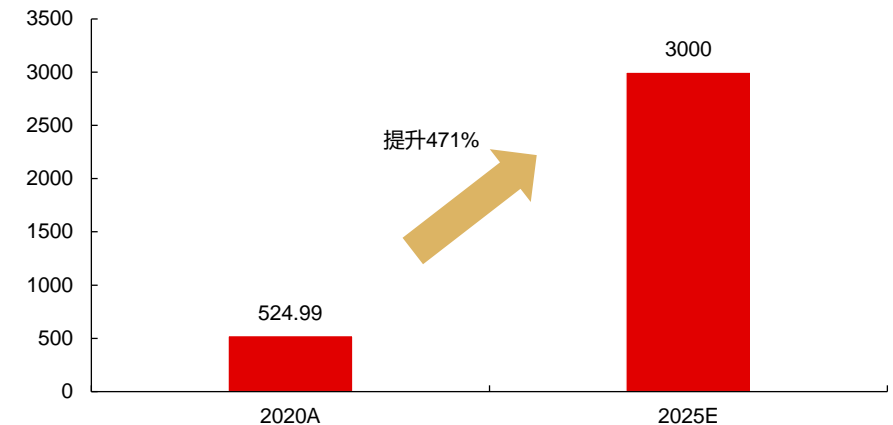
中国核电	秦山一期	CP300	31	17.75	5726
	秦山二期	CP600	130	141.73	10902
	秦山二期	CP600	132	156.02	11820
	福清二期	M310	217.8	260	11938
	方家山一期	M310	217.8	272.17	12496
	田湾三期	M310	223.6	289.47	12946
	田湾一期	VVER1000	212	289.25	13644
	福清一期	M310	217.8	299	13728
	秦山三期	CANDU6	145.6	213.65	14674
	福清三期	华龙一号	232.2	389.55	16776
	田湾二期	VVER1000	225.2	406.98	18072
	海南一期	CP600	130	235.09	18084
	三门一期	AP1000	250	537.39	21496
中国广核	阳江三期	ACPR1000	217.2	258.44	11899
	防城港一期	CPR1000	217.2	287.6	13239
	防城港二期	华龙一号	236	374.9	15886
	台山核电	EPR	350	858.13	24518

资料来源：Wind，长江证券研究所

差异化发展的核电运营商

受限于集团内部避免同业竞争，广核集团新能源业务主要由中广核新能源负责，中国广核专注于核电运营，而中国核电在 2020 年底收购中核汇能后，开始着力发展风电光伏发电。根据公司公布的投资者关系活动记录表，中国核电“十四五”末新能源装机目标达到 3000 万千瓦，相对于 2020 年末的 524.99 万千瓦而言还需新增接近 2500 万千瓦。新能源装机的快速增长，能够在核电机组投产的空窗期给公司带来增量贡献，保障业绩的持续快速增长。

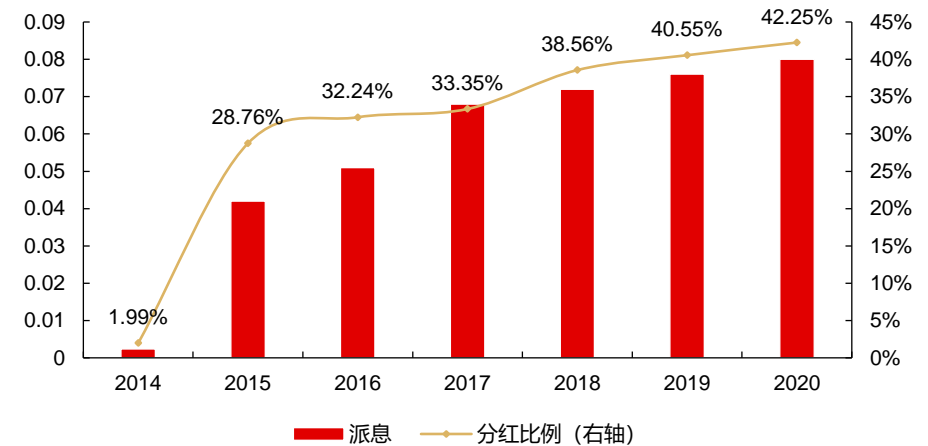
图 21：“十四五”期间中国核电新能源装机规模将显著提升（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

而对中国广核来说，专注于核电业务的开发意味着相对低于中国核电的资本开支压力，而公司登陆 A 股以来一直注重分红回报。公司 2018 年曾作出承诺，在 2017 年度每股派息基础上公司 2018、2019、2020 三个财政年度每股派息将保持适度增长，从实际情况看分红承诺得到了切实兑现。2021 年公司再次发布分红规划，在 2020 年分红比例基础上，未来五年（2021 年-2025 年）保持分红比例适度增长。长期来看，公司所提供的稳定且适度增长的股息回报将进一步提升长期投资价值。

图 22：中国广核每股派息稳定且适度增长（派息单位：元/股）



资料来源：Wind，长江证券研究所

清洁水电，历久弥珍

我们认为，“碳中和”目标的提出赋予了纯正的清洁能源——水电极强的稀缺性，除了未来增量资产具备稀缺性外，存量的优质水电资产也更具核心资产价值，在碳交易市场逐步建立完善后，清洁水电的价值会愈发凸显。我们对水电行业的推荐逻辑主要基于两条主线，一是关注目前水电开发后期稀缺的增量；二是重视供需反转带来的业绩弹性释放。

开发后期，增量稀缺

按照“十三五”水电规划目标，到2020年我国水电总规划量为3.8亿千瓦，其中常规水电3.4亿千瓦，抽水蓄能0.4亿千瓦，而截至2020年底，我国水电装机总容量达3.7016亿千瓦，其中常规水电装机3.3897亿千瓦，抽水蓄能装机3119万千瓦。

整体来看，我国目前已进入水电开发的后期阶段。随着水电开发逐步向西部推进，新建水电地理位置偏远、自然条件恶劣，水电工程直接建设成本不断增加。此外，耕地占用等税费标准、征地移民投资也大幅增加，水电开发成本增幅显著，故受前期工作滞后、建设难度加大、成本提升明显等因素影响，近年来我国水电开发进度滞缓，并未完成“十三五”目标。

因此，虽然开发难度大，但我国仍然在《“十四五”规划和2035年远景目标》中提出建设雅鲁藏布江下游水电基地和建设金沙江上下游、雅砻江流域等区域清洁能源基地等规划，“十四五”我国水电项目建设开发有望提速。基于我们对于公开规划的梳理，除了雅鲁藏布江以外，目前在建、拟建的大型常规水电站还主要集中在金沙江中下游、雅砻江中游、澜沧江上游等流域，分属于包括三峡集团、华电集团、华能集团等在内的多个能源集团及旗下上市平台。由于当前我国水电开发已经进入后期，上市公司核心资产大部分已投产完毕，因此剩余仍有装机增长的上市公司便独居稀缺性，也是未来长期业绩能够具备有确定性增长的标的。

表 8：在建、拟建的大型常规水电站梳理（单位：万千瓦）

流域	电站	状态	装机容量	首台机组投产时间	开发主体
金沙江下游	乌东德电站	在建	1020	2020	三峡集团 70%，川能投、云能投各 15%
	白鹤滩电站	在建	1600	2021E	
金沙江中游	龙盘电站	拟建	420	-	华电云南 56%，长江电力 23%，华能水电 11%
	两家人电站	拟建	300	-	
雅砻江中游	杨房沟电站	在建	150	2021E	国投电力 52%，川投能源 48%
	两河口电站	在建	300	2021E	
	卡拉电站	在建	102	2025E	
	孟底沟电站	核准	240	2026E	
	牙根一级电站	拟建	27	2025E	
	牙根二级电站	拟建	108	2027E	
	楞古电站	拟建	259.5	2027E	
	托巴电站	在建	140	2025E	
澜沧江上游	托巴电站	在建	140	2025E	华能水电

	古水电站	拟建	190	-	
	如美电站	拟建	210	-	
	橄榄坝电站	拟建	19.5	-	
	侧格水电站	前期工作	12.9	-	
	约龙水电站	前期工作	12.9	-	
	班达水电站	前期工作	100	-	
	邦多水电站	前期工作	68	-	
	古学水电站	前期工作	170	-	
	曲孜卡水电站	前期工作	40.5	-	
雅鲁藏布江	墨脱水电	前期工作	7265	-	华能集团等
	加查水电	前期工作	36	-	

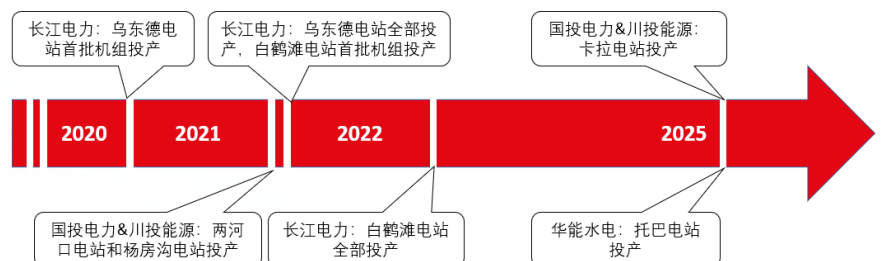
资料来源：Wind，华能西藏雅鲁藏布江水电开发投资有限公司，长江证券研究所

水电资产投运在即，行业成长周期开启。

- 从在建机组投产顺序来看，目前长江电力控股股东三峡集团旗下装机规模 1020 万千瓦的乌东德电站已于 2020 年 6 月份迎来首台机组并网，目前最后一台机组已成功吊装，有望于 2021 年 7 月前全部投产，而装机规模 1600 万千瓦的白鹤滩水电站有望于 2021 年 7 月份开始投产，预计将于 2022 年年底全部投产。
- 由国投电力和川投能源共同拥有的雅砻江公司建设同步推进，装机规模 150 万千瓦的杨房沟水电站和装机规模 300 万千瓦的两河口水电站预计将于 2021 年下半年迎来投产，而开建不久、装机规模 102 万千瓦的卡拉水电站预计将于 2025 年投产。
- 华能水电旗下装机规模 140 万千瓦的托巴水电站预计将于 2025 年投产；澜沧江上游西藏段清洁能源基地 2000 万千瓦电站（1000 万千瓦水电、1000 万千瓦光伏）将于“十四五”期间逐步开工建设，计划于 2030 年开始送电，2035 年全部建成。

通过梳理可以发现，在“十四五”的初期，我国水电行业便将迎来新一轮的扩产周期，稀缺资源的成长性将成为相关公司的主要成长动能，推荐关注水电行业龙头长江电力、共同开发雅砻江水电的川投能源和国投电力。

图 23：2020-2025 年我国水电行业主要在建机组投产时间顺序



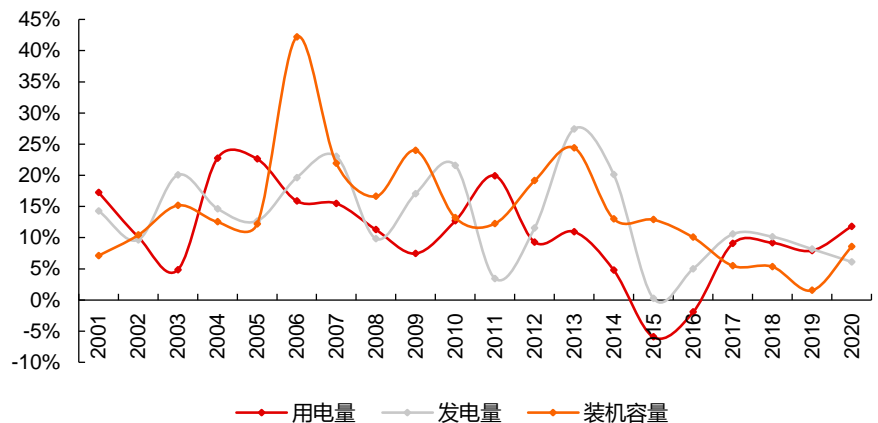
资料来源：Wind，长江证券研究所

供需反转，弹性释放

在 2021 年年初发布的《需求正兴看荆楚，踏浪而行在云滇——电力行业 2021 年度投资策略》和《当前时点怎么看华能水电：把握新拐点，拥抱确定性》报告中，我们着重提出：现阶段水电开发已至后期，新增空间逐步减小，用电侧的边际变化成为了影响区域电力供需的关键，聚焦云南地区供需格局改善将成为区别于判断来水丰枯的又一条水电投资逻辑，推荐关注供需格局改善、具备电价弹性的华能水电。

产业迁移抬升用电需求，云南省供需格局已然改善。从西南水电省份的用电需求表现来看，除云南省以外，其他省份用电增速均呈现下降趋势，而云南省在早年间积极引入电解铝、电解硅等高耗能产业的帮助下，用电需求基本保持稳定增长，且在疫情影响下的 2020 年实现了较为明显的“抬头”之势。同时，目前电解铝产业已确定优先纳入碳交易市场，在目前“碳中和”的时代背景下，高耗能产业持续向同时拥有用能成本优势和供能清洁优势的西南地区转移预计将是中长期趋势，云南省供需格局有望持续改善。

图 24：2001-2020 年云南省装机容量与发电量同比增速

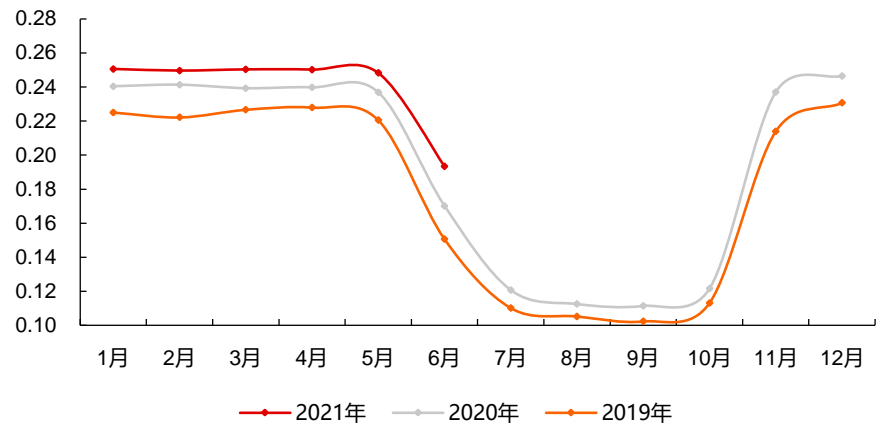


资料来源：Wind，长江证券研究所

市场化电价易传导供需变化，电价弹性有望释放业绩空间。2015 年，《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发 9 号文）印发，开启了新一轮电改的大门，确定了“管住中间、放开两头”的基本思路，随后各省电力体制改革陆续开展。云南作为首批电改综合试点省份，电力市场放开程度位居全国前列。截至目前，云南省已经建立了以双边协商、集中撮合、连续挂牌和自主挂牌为主的交易组织方式。省内高比例的市场化电量使得云南省电力供需格局的变化十分容易传导至电价端，2017 年至今云南省月度市场电价中枢基本保持稳步上行。

根据我们测算，按照公司当前发电能力，以 1000 亿千瓦时的年度发电量估算，同时考虑到除了澜上电站以外，公司其他电站基本已经不再享受所得税“三免三减半”的优惠，公司税后平均电价若提升 5 厘/千瓦时，归母净利润提升约为 3.91 亿元，约为 2019 年实际业绩的 7.05%。

图 25：云南省月度市场电价情况（单位：元/千瓦时）



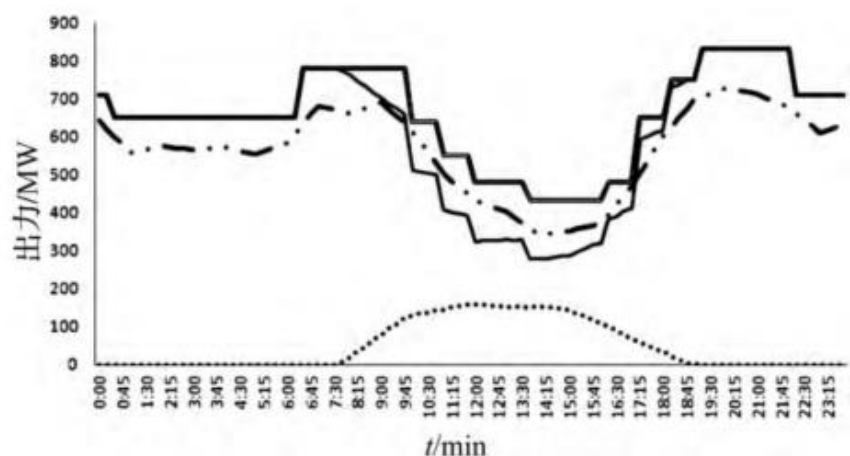
资料来源：昆明电力交易中心，长江证券研究所

水光互补，空间可期

2020年8月，国家发改委、国家能源局发布关于开展“风光水火储一体化”、“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿），提出：对于存量水电基地，结合送端水电出力特性、新能源特性、受端系统条件和消纳空间，在保障可再生能源利用率的前提下，研究论证消纳近区风光电力、增加储能设施的必要性和可行性，鼓励存量水电机组通过龙头电站建设优化出力特性，明确就近打捆新能源电力的“一体化”实施方案。

“水光互补发电”是“风光水火储一体化”的主要形式之一，可充分发挥水库的调节性能，利用水电的快速响应能力，将水电和光伏就近打捆上网，将原本光伏间歇、波动、随机的功率不稳定的锯齿形光伏电源，调整为均衡、优质、安全的平滑稳定电能，并利用原有的水电送出通道送入电网，能有效提高通道利用率。

图 26：水光互补典型曲线



资料来源：《水光互补系统互补特性分析与评价》（作者贺元康、赵鑫），长江证券研究所

黔源电力：

2020 年 3 月时，公司便拟在距离公司水电站比较近的地方建设光伏项目，一方面，光伏项目可以充分利用水电站调节性能和送出优势，有利于电网的调度和平稳运行；另一方面，水光互补的光伏项目距离公司水电站较近，公司可以通过与现有电站进行管理整合，有效降低人工成本和管理费用，提高项目收益。

黔源电力控股子公司北盘江公司在建的镇宁县董箐水光互补农业光伏电站、关岭县光照水光互补农业光伏电站和关岭县马马崖水光互补农业光伏电站于 2020 年底实现并网发电，这 3 个光伏项目总装机为 75 万千瓦，所发电量分别利用北盘江光照、马马崖、董箐梯级水电站送出线路外送，形成了水电+光伏总装机容量 341.35 万千瓦的流域梯级水光互补基地。

目前，黔源电力正在构建全国第一家流域梯级水光互补可再生能源基地。其实一般大型水光互补项目在落地过程中，主要受制于水电站所处光资源区域、水电站送出通道能力、水电站的调节性能和水电站周边土地资源状况。北盘江光照、马马崖、董箐梯级水电站所处安顺、六盘水、黔西南州属于贵州光照资源相对丰富的地区，加之线路通道有所富余、周边土地植被覆盖度相对较小，诸多有利因素为构建流域梯级水光互补基地创造了条件。

桂冠电力：

2021 年 1 月，桂冠电力董事会决议通过，拟以控股子公司大唐岩滩水力发电有限责任公司作为项目投资主体，在广西壮族自治区大化瑶族自治县岩滩镇建设岩滩水光互补光伏发电项目一期，项目利用岩滩水电站库区下皇湖和常吉沟的河汉水面建设光伏电站，规划装机容量为 133.22MWp。

华能水电：

华能水电于今年 4 月发布了《关于开展澜沧江上游西藏段项目前期工作的公告》，提出澜沧江上游西藏段是目前我国尚待开发的大型水电能源基地之一，澜沧江上游西藏段梯级具有一定的调节能力，流域周边太阳能资源丰富，与水电能够形成一定的互补性，可打造西藏境内水、光互补的千万千瓦级清洁能源基地。

澜沧江上游流域年辐射量在 6500 兆焦/平方米左右，年日照时数在 2200 小时左右，太阳能资源丰富且稳定，适合进行光伏资源的开发利用，装机规模可达 1000 万千瓦。

图 27：澜沧江梯级电站分布图示



资料来源：中国水力发电工程学会，长江证券研究所

未来，光资源丰富、水电站容量大、线路通道能力富余、土地相对贫瘠、植被覆盖率相对较低等条件下的水电路域区域，都有可能成为未来水光互补的重点落地地区。整体来看，我们认为水光互补有望成为拉动水电行业经营弹性提高的有利因素。

布局转型，浴火重生

2021 年的火电经营环境发生了显著的变化，虽然用电需求的恢复利好出力提升，但是“碳中和”的提出限制了火电行业的中长期发展空间，而在去年末新能源的抢装潮和未来新能源发电规模快速提升的情况下又会对火电发电空间形成明显挤压，持续压减火电利用小时，而目前对火电备用、调峰等服务的补偿和定价机制尚不完善。同时 2021 年以来煤炭供需偏紧，煤价在历史高位水平运行，给火电成本端带来很大压力。在此情况下，火电的行业发展和市场投资将何去何从？

“碳中和”与高煤价的双重挑战

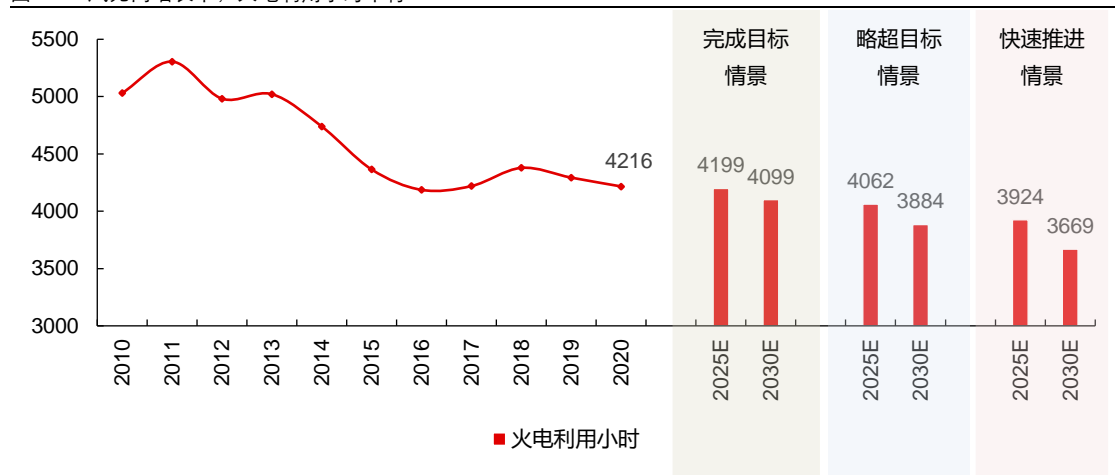
火电定位转型但定价与补偿机制尚不匹配

首先从利用小时来看，随着经济增速的放缓，“十二五”时期我国火电利用小时开始下行，且一直持续到 2016 年，随后受益于火电供给侧改革的推进和经济增速的回升，火电利用小时止跌，但在近两年又再度下行，其中风电、光伏等清洁能源的高增长起到了重要作用。

而为了实现“双碳”目标，清洁能源的发展预计将成为未来电源新增的主体，新能源装机的快速提升将对处于消纳优先级末端的火电带来明显挤压，虽然短期内为了保障电网安全和局部地区电力供给，预计火电仍有一定新增装机，但从中长期来看，火电从“电量型电源”向“电力型电源”转型是大势所趋。

根据我们的测算，“碳达峰”目标影响下，未来火电利用小时将会持续下降，“十五五”期间风电、光伏装机增长更超“十四五”，对火电电量的挤压更为明显。

图 28：风光高增长下，火电利用小时下行



资料来源：中电联，长江证券研究所

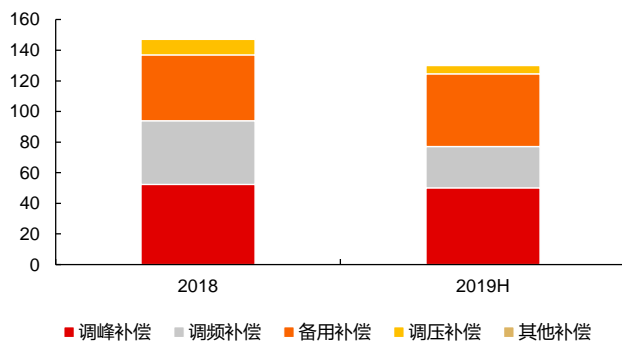
在新的时代背景下，火电在电力系统中的定位将从“电量型电源”向“电力型电源”过渡，中长期时间上，火电电量占比和机组负荷预计将持续下降，而提供的备用、调峰、调频等辅助服务将会因为新能源并网容量占比的提升而大大增加。

➤ 备用：为了保证可靠供电，电力调度交易机构指定的发电机组预留发电容量；

- 基本调峰：发电机组在规定的出力调整范围内，为了跟踪负荷的峰谷变化而有计划进行的出力调整；
- 有偿调峰：发电机组超过规定的调峰深度进行调峰，及火力发电机组按调度机构要求启停机(炉)进行调峰；
- 一次调频：电力系统频率偏离目标频率时，发电机组通过调速系统自动反应，调整有功出力减少频率偏差。

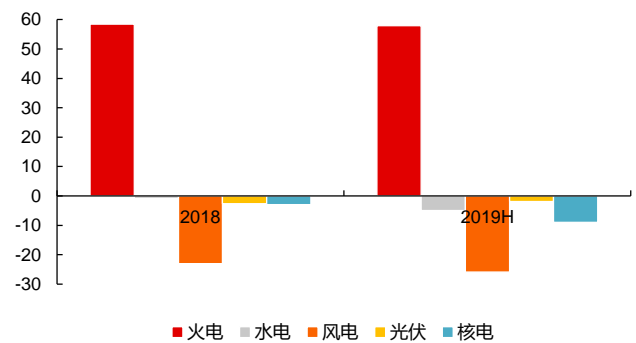
而当前阶段，火电机组提供的调峰服务中，基本调峰部分没有实质性补偿，备用、有偿调峰、调频等服务缺乏有效定价机制，发电企业从调频等辅助服务获得的补偿不足。

图 29：电力辅助补偿费用构成（单位：亿元）



资料来源：国家能源局，长江证券研究所

图 30：各电源电力辅助市场净收益（单位：亿元）



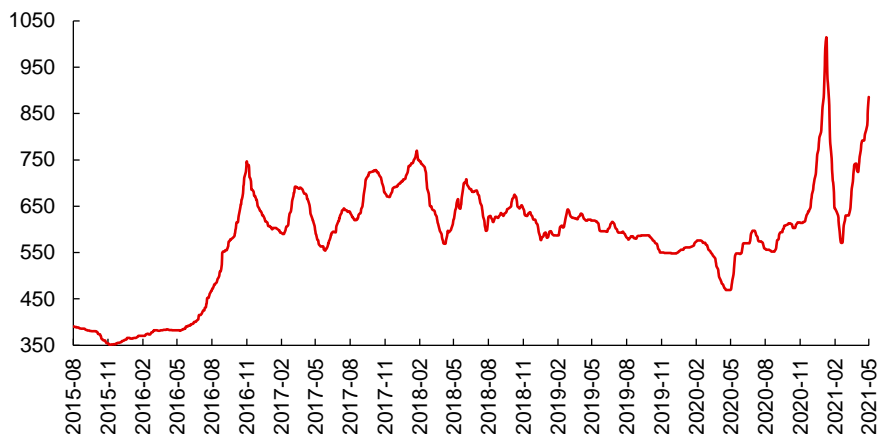
资料来源：国家能源局，长江证券研究所

煤价持续高位运行影响火电短期盈利

虽然随着“碳中和”的推进，中长期而言预计煤炭供需将逐步向宽松方向发展，但在今年的特殊环境下，煤炭价格持续高位运行，继1月份创新高后3月以来再度持续攀升。究其原因，主要在于疫情后经济恢复、需求旺盛，而供给端产能释放受限、煤炭进口显著减少。

以CCI动力煤价格指数来看，今年1月份的煤价高点是历史最高值，5月份的煤价高点再创历史第二高。CCI指数暂停更新前5月10日价格已经升至886元/吨，以2020年全年煤电305.5克/千瓦时的供电煤耗估算，经热值折算后cci5500动力煤价格指数886元/吨对应的度电不含税燃料成本约为0.3049元/千瓦时，已经超过部分省份煤电基准电价，火电经营压力较大。

图 31：动力煤价格指数:CCI5500(含税, 单位: 元/吨)



资料来源: Wind, 长江证券研究所

机遇与挑战并存，触底反弹和布局转型隐含投资机会 保供稳价，利好火电成本环比改善

持续上涨的大宗商品价格引发了广泛关注，政府及相关部委也做出反应：

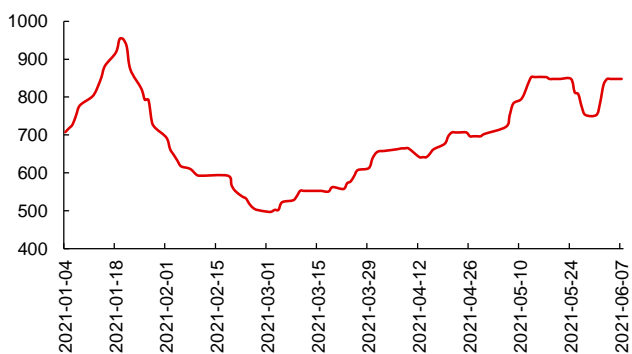
5月12日，国务院常务会议要求，要跟踪分析国内外形势和市场变化，做好市场调节，应对大宗商品价格过快上涨及其连带影响。加强货币政策与其他政策配合，保持经济平稳运行。

5月19日，国务院常务会议提出，部署做好大宗商品保供稳价工作，保持经济平稳运行。

5月26日，国务院常务会议进一步提出用市场化办法引导供应链上下游稳定原材料供应和产销配套协作，做好保供稳价。

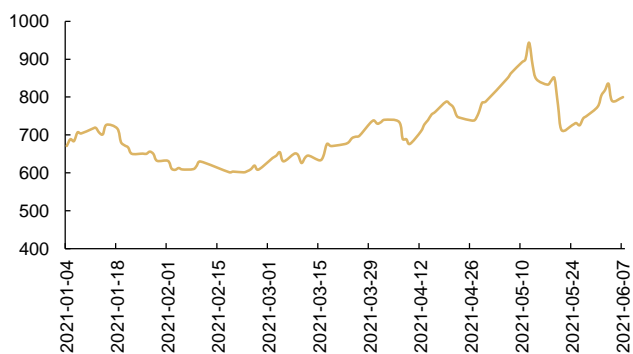
受相关政策和措施的影响5月下旬煤价有所回调，同期期货价格快速下降，中期来看预计在国家相关政策措施的调控下，当前居高的煤价有望逐步理性下降，利好火电盈利边际改善。

图 32：秦皇岛港:市场价:动力煤(Q:5000,山西产) (单位: 元/吨)



资料来源: Wind, 长江证券研究所

图 33：期货收盘价(活跃合约):动力煤 (单位: 元/吨)



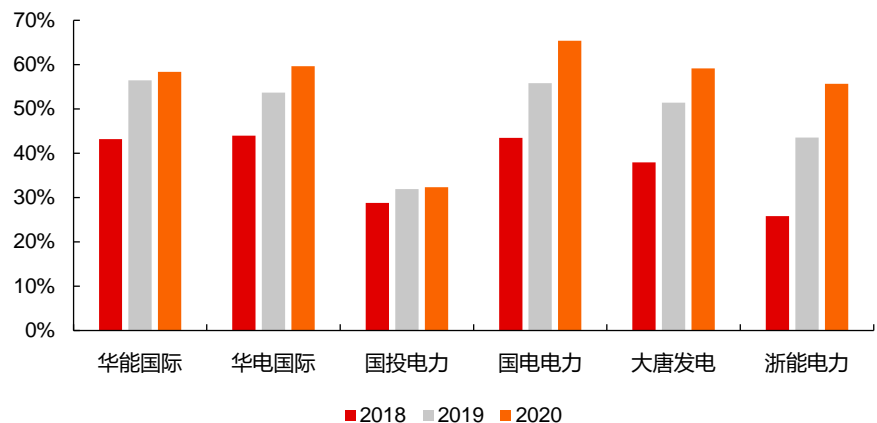
资料来源: Wind, 长江证券研究所

市场改革深化，供需偏紧利好电价提升

新一轮电力体制改革推进以来，“十三五”期间电力市场化程度逐步提升，火电作为当前市场交易的主体，主要火电上市公司的市场电占比快速增加：

以大型发电公司来看，华能国际、华电国际、国电电力、大唐发电的市场化比例分别从2018年的43.17%、43.92%、43.49%和37.96%提升至2020年的58.33%、59.60%、65.34%和59.11%，华能国际和华电国际年均提升超过7.5个百分点，国电电力和大唐发电年均提升超过10个百分点。

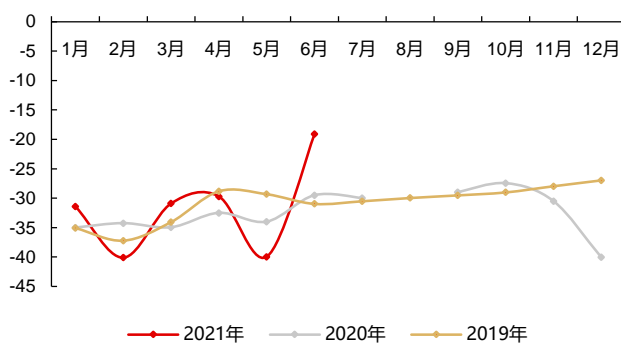
图 34：主要火电公司市场电占比



资料来源：Wind，长江证券研究所

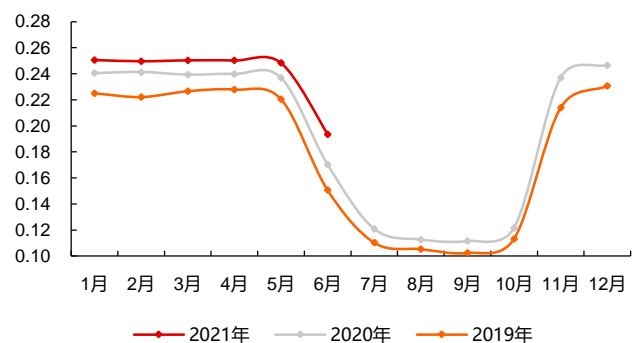
持续提升的市场电占比，使得电价对电力供需的反映程度也得到了提升。以广东和云南电力交易情况来看，月度交易价格或竞价价差的波动就体现了当地电力供需关系的变化，其中云南省近年来电力供需持续改善，市场电价同比提升的趋势十分明显，2021年1-5月，云南省月度交易电价均值0.24984元/千瓦时，较2020年同期提升1.03分/千瓦时，较2019年同期提升2.54分/千瓦时，6月份的同比提升幅度更为明显；广东2021年6月竞价价差也显著收窄，折价仅为1.9分/千瓦时。

图 35：广东电力交易中心月度竞价价差（单位：厘/千瓦时）



资料来源：广东电力交易中心，长江证券研究所

图 36：昆明电力交易中心月度交易价格（单位：元/千瓦时）



资料来源：昆明电力交易中心，长江证券研究所

此外，电力现货市场的推出和辅助服务市场的完善，也使得电力这一商品的属性进一步增强，随着市场电占比的进一步提升和相关机制的持续完善，电价预计能够更全

面的反映供需情况，火电提供的各类辅助服务也有望得到其应有的补偿回报，在电力供需偏紧的情况下，火电作为电力市场化的参与主体和辅助服务的提供主体，经营效益预计能够得到显著提升。

穷则思变，积极转型发展新能源

2020 年末以来，以五大发电集团为代表的大型电力央企参与新能源发电项目建设的积极性显著提升，一方面源于“碳中和”的时代号召和央企觉悟，另一方面得益于央企低利率的资金优势，目标 IRR 灵活度更高，因此对于平价项目的建设意愿更加充分。

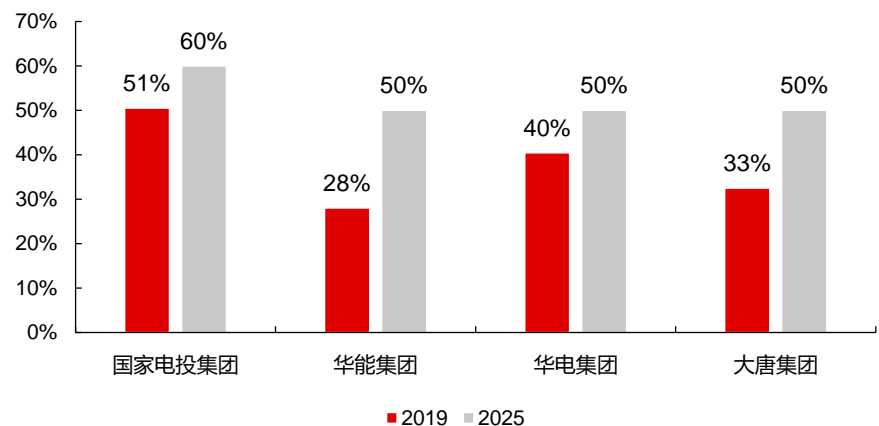
- 2020 年 12 月 8 日，国家电投率先宣布初步测算到 2023 年就可以实现碳达峰，计划到 2025 年清洁能源装机比重提升至 60%，2035 年清洁能源装机比重提升至 75%。
- 2021 年 1 月 17 日，华能集团提出到 2025 年新增新能源装机 8000 万千瓦机上，清洁能源装机占比 50%以上，到 2035 年清洁能源装机占比 75%以上。
- 2021 年 1 月 20 日，华电集团提出到 2023 年实现“5318”目标，有望在 2025 年实现碳达峰。
- 2021 年 1 月 21 日，大唐集团提出到 2025 年非化石能源装机超过 50%，提前 5 年实现碳达峰。

表 9：主要发电集团清洁能源装机占比规划及碳达峰时间

主要发电集团	2025 年清洁能源装机占比	2035 年清洁能源装机占比	预计碳达峰时间
国家电投集团	60%	75%	2023 年
华能集团	超过 50%	超过 75%	未披露
华电集团	50%	未披露	2025 年
大唐集团	超过 50%	未披露	2025 年

资料来源：各集团官网，长江证券研究所

图 37：各发电集团 2019 年清洁能源装机实际占比与 2025 年规划目标

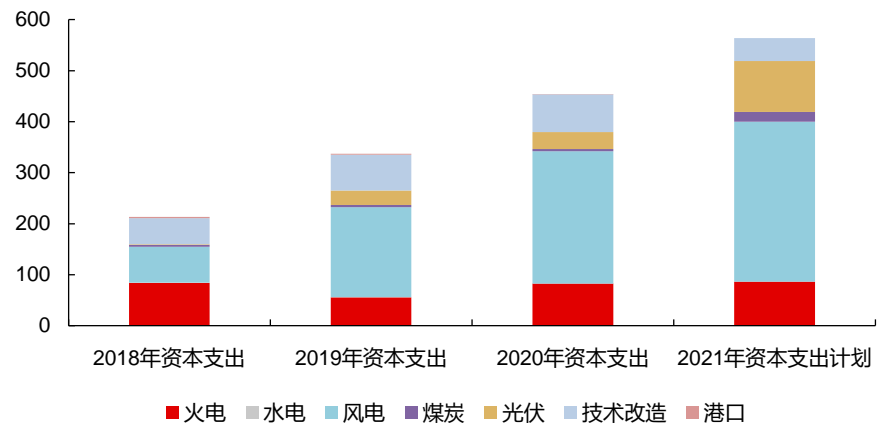


资料来源：各集团官网，长江证券研究所

在集团层面大力发展清洁能源的情况下，各大发电集团旗下主要上市公司也将贯彻实施集团清洁能源转型的目标，除了旗下的新能源运营平台以外，华能国际、华电国际等以火电为主的央企电力公司也将大力发展风电、光伏，谋求自身的业务转型。

以华能国际为例，公司提出大力实施绿色发展战略，充分利用我国“三北”、沿海、西南和部分中部地区新能源集中式开发的有利条件，进一步打造“基地型、清洁型、互补型及集约化、数字化、标准化”大型清洁能源基地，加快新能源跨越式发展，积极拓展综合能源服务。公司 2019 年开始就大幅增加风电、光伏资本支出，根据公司计划 2021 年风电、光伏合计计划资本支出 413.42 亿元，较 2020 年实际值增长 41.61%。

图 38：华能国际历史资本开支和 2021 年计划（单位：亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

随着火电公司积极大力发展新能源，既能够获得盈利上的增量，同时盈利结构的改善也有望驱动火电公司估值修复，建议关注火电公司转型的投资机会。

投资建议

“双碳”目标的提出及政策强化加深，将在能源结构等方面产生深远影响，同时带来行业投资主线的变化：

风电光伏：“碳达峰”、“碳中和”之下，风电、光伏是实现能源转型的最重要选择，预计风电光伏新增容量将在“十四五”迎来显著提升，且高增长将延续到“十五五”。同时随着补贴的退出，新核准建设的项目不再受到可再生能源补贴款拖欠的影响，有利于回款周期缩短和现金流质量提升；而持续下降的造价也在平价趋势下对新项目的效益形成一定支撑。**建议关注具备先发优势的央企新能源运营公司，以及具备区域资源优势的地方优质运营平台，重点推荐福能股份。**

核电：核电的稳定、清洁，使其成为“碳中和”的远景下必选路径之一。自 2019 年核电审批重启以来，已有审批常态化的趋势，且 2021 年审批数量有望显著增加，未来核电行业有望加速发展。此外当前在建核电大量采用华龙一号技术，且未来的新核准机组预计也将以华龙一号机组为主，随着规模效应的体现，预计三代核电机组造价将进一步降低。**因此在行业加速发展的背景下，上市公司中国核电和中国广核有望进一步享受到赛道格局优化的红利，有望因产能扩张拐点较行业本身前置而率先受益，预计中国核电和中国广核 2030 年末核电装机将较 2020 年分别增长 117.08%和 92.17%。**

水电：“碳中和”目标的提出赋予了纯正的清洁能源——水电极强的稀缺性，除了未来增量资产具备稀缺性外，存量的优质水电资产也更具核心资产价值，在碳交易市场逐步建立完善后，清洁水电的价值会愈发凸显。我们对水电行业的推荐逻辑主要基于两条主线，一是关注目前水电开发后期稀缺的增量；二是重视供需反转带来的业绩弹性释放。**建议关注优质大水电长江电力、华能水电、川投能源。**

火电：新一轮电力体制改革推进以来，电力市场化程度逐步提升，使得电价对电力供需的反映程度也得到了提升，现货市场的推出和辅助服务市场的完善，也使得电力的市场化属性进一步增强。在电力供需偏紧的情况下，火电经营效益预计能够得到显著提升。**长期来看，随着火电公司积极大力发展新能源，既能够获得盈利上的增量，同时盈利结构的改善也有望驱动火电公司估值修复，建议关注火电公司转型的投资机会。**

投资评级说明

行业评级 报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅相对同期沪深 300 指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：

看 好： 相对表现优于市场

中 性： 相对表现与市场持平

看 淡： 相对表现弱于市场

公司评级 报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期沪深 300 指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：

买 入： 相对大盘涨幅大于 10%

增 持： 相对大盘涨幅在 5%~10%之间

中 性： 相对大盘涨幅在-5%~5%之间

减 持： 相对大盘涨幅小于-5%

无投资评级： 由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

相关证券市场代表性指数说明： A 股市场以沪深 300 指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准。

办公地址：

上海

Add /浦东新区世纪大道 1198 号世纪汇广场一座 29 层
P.C / (200122)

武汉

Add /武汉市新华路特 8 号长江证券大厦 11 楼
P.C / (430015)

北京

Add /西城区金融街 33 号通泰大厦 15 层
P.C / (100032)

深圳

Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C / (518048)

分析师声明：

作者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，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与，不与，也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

重要声明：

长江证券股份有限公司具有证券投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号：10060000。

本报告仅限中国大陆地区发行，仅供长江证券股份有限公司（以下简称：本公司）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。

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、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司及作者在自身所知范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为长江证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

