| 研究报告 |



拥抱“碳中和”系列：
立足“碳中和”元年
拥抱能源新纪元

分析师及联系人

- 张韦华
  (8621)61118722
  zhangwh1@cjsc.com.cn
  执业证书编号：
  S0490517080003
- 金宁
  (8621)61118722
  jinning@cjsc.com.cn
  执业证书编号：
  S0490518100001
- 司旗
  (8621)61118722
  siqi1@cjsc.com.cn
  执业证书编号：
  S0490520120001
- 宋尚骞
  (8621)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

报告要点

MAIN POINTS OF REPORT

报告日期	2021-02-18
联合研究	**行业深度**

行业内重点公司推荐

公司代码	公司名称	投资评级
600025	华能水电	买入
600900	长江电力	买入
600886	国投电力	买入
600116	三峡水利	买入
601225	陕西煤业	买入
601088	中国神华	买入

长江证券 CHANGJIANG SECURITIES

电力&煤炭

拥抱“碳中和”系列：立足“碳中和”元年，拥抱能源新纪元

● “碳达峰·碳中和”趋势再起，海内外减排几何？

为了控制气候变暖，21 世纪以来全球碳排放量增速明显下滑，节能减排成为主要共识和历史趋势，目前全球已有 54 个国家的碳排放实现达峰。对我国而言，能源消费中占据主导地位的依然是原煤，其次依次是原油、非化石能源和天然气。在如此资源禀赋之下，我国做出了“2030 年碳达峰”和“2060 年碳中和”承诺，彰显大国雄心。

● “碳达峰·碳中和”下，能源电力怎么发展？

新的发展背景下，我国中长期能源消费总量增速或将放缓，其中一部分来自经济增速的放缓，另一部分来自生产能耗水平的降低。预计未来煤炭消费占比明显下降，能源消费转向以新能源为主的非化石能源是必然性的结果，未来增量的电力需求主要由风电、光伏和核电的增长来满足，水电虽有增长但增幅相对有限。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，火电利用小时将持续下探。

● “碳中和”路上的机遇和挑战

频繁落子布局，央企彰显转型雄心：以发电集团为代表的大型电力央企参与新能源发电项目的积极性显著提升，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，更灵活的目标 IRR，因此对平价项目的建设意愿更加充分。

身位优势，造就龙头企业资源护城河：部分企业在早期即开始布局新能源发电，随着产业的积极发展，成为市场上规模领先的新能源运营商。先发优势使得这些公司具备资源优势，在国家推进“碳中和”、能源转型加快的背景下，龙头优势有望得到进一步巩固。

赛道切换急先锋，享“盈利+估值”改善双循环：传统能源运营商因煤价起伏带来业绩波动、新能源发展挤压火电空间，估值长期处于低位，发展空间也十分受限。部分公司发掘自身区位资源优势谋求转型，积极切入新能源赛道，成为传统能源转型的践行者。

“碳中和”下煤炭消费前置的可能性探讨：新能源设备制造需要消耗能源，或将改变原煤消费的节奏。短期内，由于煤炭消费的前置动力煤有望呈现量价齐升的现象；而在长期，受“碳中和”政策影响面临需求下行压力，供给预计也会被进一步压缩。在此情况下，资源禀赋优异、吨煤成本较低、管理能力较强的龙头煤炭企业有望脱颖而出。

● 看好高景气赛道和优质公司投资价值

为了兑现“碳中和”的承诺，预计以风、光为主的非化石能源将成为我国能源消费的主要增量，新能源行业的价值将愈发得到凸显，**建议关注新能源发电领域投资机会，其中包括具备先发优势的新能源运营商，以及积极转型新能源的火电标的。此外，“碳中和”下煤炭消费前置同样有望带来投资机会，建议关注成本优势显著的龙头企业。**

风险提示：

1. 能源和电力结构转型受国家政策影响较大；
2. 新能源项目建设进度不及预期风险。

目录

“碳达峰·碳中和”趋势再起，海内外减排几何？ 6
能源消费结构优化已现，碳减排仍需加码 6
全球“碳达峰”颇具成效，“碳中和”任重道远 10
“碳达峰·碳中和”下，能源电力怎么发展？ 15
什么样的能源消费总量规模是合理的？ 16
能源消费结构如何变化？ 17
能源转型下电力供给的新面貌 18
新能源浪潮给火电出力带来多大挤压？ 21
“碳中和”路上的机遇和挑战 22
光耀风起，拥抱高成长的确定性赛道 22
频繁落子积极布局，新能源转型彰显央企雄心 22
先发优势造就资源护城河，赛道龙头具备领先身位 26
掘金传统能源转型急先锋，“盈利+估值”的改善双循环 28
核电：实现“碳中和”的必选路径之一 31
运营稳定高效，政策强力保障 32
核电装机突破 5000 万千瓦，“十四五”有望再度加速 33
2030 年前迎来投产“黄金期”，上市公司产能扩张拐点已至 34
“碳中和”下煤炭消费前置的可能性 35
“十三五”以来不断提升的能源消费弹性 36
“碳中和”自身带来的煤炭消费前置 37
看好高景气赛道和优质公司投资价值 43

图表目录

图 1：1991-2019 年全球主要经济体二氧化碳排放（单位：百万吨） 6
图 2：2019 年全球主要国家人均二氧化碳排放（单位：吨/人） 6
图 3：我国“碳达峰”示意图（单位：百万吨） 7
图 4：“碳中和”实现路径示意图 7
图 5：2011-2019 年我国 GDP 与能源消费总量（单位：亿元，万吨标准煤） 8
图 6：2010-2019 年我国能源消费总量（单位：万吨标准煤） 9
图 7：2010-2019 年我国能源消费占比 9
图 8：我国化石能源储量（单位：十亿桶，千亿立方米，百亿吨） 9
图 9：2003-2019 年我国化石能源已探明储量占全球总量占比 9

图 10：我国煤炭资源分布图 10
图 11：2018 年我国各地区煤炭消费量情况（单位：万吨） 10
图 12：我国石油、天然气资源的地理分布格局 10
图 13：近年来，全球碳排放量维持较低增速 11
图 14：2019 年全国一次能源消费量增速减缓 11
图 15：2018 年及 2019 年全球各项一次能源消费量（单位：EJ） 11
图 16：全球主要国家碳排放量（单位：百万吨，标灰为已实现“碳达峰”的国家） 12
图 17：1990-2010 年期间部分国家实现碳达峰的年份 12
图 18：2013 年起，全球煤炭产量增速下滑 13
图 19：近年来全球可再生能源发电占比提升 13
图 20：碳中和文件技术重点领域中提及数量 14
图 21：2019 与 2020 年我国能源消费结构对比 15
图 22：“十二五”以来我国能源消费结构变化 15
图 23：近年我国能源消费总量增加，能耗强度持续降低 15
图 24：2025 年和 2030 年能源消费总量的预期参考（单位：亿吨标准煤） 16
图 25：2025 与 2030 年能源消费总量预期 16
图 26：不同情景下我国能源消费结构预期 18
图 27：不同情景下、不同类型的能源消费量预期（单位：万吨标准煤） 18
图 28：水电装机和五年新增容量（单位：万千瓦） 19
图 29：核电装机和五年新增容量（单位：万千瓦） 19
图 30：电力供给结构推算逻辑 19
图 31：各电源装机容量展望（单位：亿千瓦） 20
图 32：电源装机结构展望 20
图 33：各电源发电量展望（单位：亿千瓦时） 21
图 34：电源电量结构展望 21
图 35：风光高增长下，火电利用小时下行 21
图 36：各发电集团 2019 年清洁能源装机实际占比与 2025 年规划目标 23
图 37：公司装机稳步增长（单位：万千瓦） 26
图 38：公司装机结构 26
图 39：公司发电量稳步增长（单位：亿千瓦时） 27
图 40：公司业绩稳步增长（单位：亿元） 27
图 41：公司 2020 年上半年末控股装机结构 28
图 42：公司上网电量变动情况（单位：亿千瓦时） 28
图 43：2019 年全国风电利用效率地区分布 29
图 44：公司风电机组利用小时大幅领先全国及全省（单位：小时） 29
图 45：公司分类型装机容量（单位：万千瓦） 30
图 46：公司毛利润结构情况（单位：亿元） 31
图 47：2018-2020 年各电源利用效率（单位：小时） 32
图 48：“清洁能源”出力季度环比波动 32
图 49：1991 年至今我国核电在役机组及新增机组数量 33

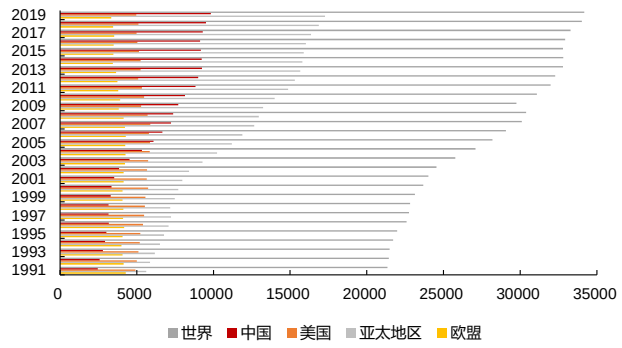
图 50：1991 年至今我国核电在役装机及新增装机（单位：万千瓦） 33
图 51：2021-2026 年间我国核电新增装机增长（单位：万千瓦） 34
图 52：“十四五”及“十五五”我国核电机组投产数量 35
图 53：2030 年前我国核电装机容量增长（单位：万千瓦） 35
图 54：中国核电 2030 年核电分部装机规模预测（单位：万千瓦） 35
图 55：中国广核 2030 年装机规模预测（单位：万千瓦） 35
图 56：“十三五”期间电力消费弹性系数总体呈上升态势 36
图 57：“十三五”期间能源消费弹性系数总体呈上升态势 36
图 58：行业集中度不断提升 41
图 59：当前动力煤价格虽有下跌，但仍处历史相对高位（元/吨） 41
图 60：主要动力煤公司吨煤成本比较：**陕煤、神华**成本较低（元/吨） 42

表 1：中国在国际社会上做出的“碳减排”相关承诺 7
表 2：部分部委关于落实“碳中和”工作的措施及表态 7
表 3：各国长期低排放发展战略（LTS）中的碳中和目标情况 13
表 4：2025 年我国非化石能源占比预期对比 17
表 5：不同情景下的风电、光伏所需新增容量（单位：万千瓦） 20
表 6：主要发电集团清洁能源装机占比规划及碳达峰时间 22
表 7：各大发电集团资本开支压力判断（单位：亿元） 24
表 8：首批碳中和债发行人、发行规模及募资用途 25
表 9：光伏电站项目于组件价格和发电小时数敏感性测算 25
表 10：公司披露在建机组情况（数据截至 2020 年一季度末） 27
表 11：公司主要控股在建机组（单位：万千瓦） 29
表 12：参股在建风电机组（单位：万千瓦） 29
表 13：中国主要省份海上风电度电成本 30
表 14：公司募集资金使用计划及相关项目概况（单位：万千瓦，小时，万千瓦时，万元） 31
表 15：2017 年至今核电保障性消纳相关国家政策文件及有关内容 33
表 16：碳排放等约束下的能源消费预测 36
表 17：风电设备耗材耗能计算 37
表 18：光伏设备耗材耗能计算 38
表 19：估算 2021 年风电光伏建设带来的耗电量及耗煤量 39
表 20：动力煤供需平衡表及 2021 年预测（单位：万吨） 40
表 21：产能预测表（单位：亿吨/年） 41

“碳达峰·碳中和”趋势再起，海内外减排几何？

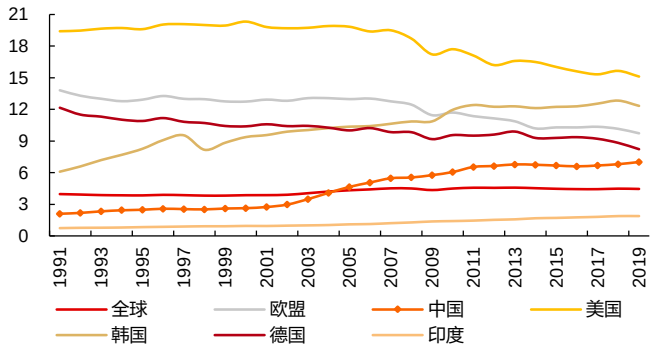
进入 21 世纪以来，中国经济的快速腾飞使得碳排放压力与日俱增，在全世界二氧化碳排放量年均增长 1.85%的背景下，中国二氧化碳排放量年均增速高达 5.51%，2019 年中国的二氧化碳排放总量已经达到 98.25 亿吨，相较 2000 年增长 2.92 倍。人均方面，2019 年我国人均二氧化碳排放量已经达到世界平均水平的 1.58 倍，虽然距离发达经济体仍有差距，但按照目前的趋势，2030 年左右我国人均碳排放量便将超越美国。

图 1：1991-2019 年全球主要经济体二氧化碳排放（单位：百万吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 2：2019 年全球主要国家人均二氧化碳排放（单位：吨/人）



资料来源：Wind，长江证券研究所

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。该目标提出后，“碳排放”、“碳中和”以及我国可再生能源发展空间等话题再次引发市场广泛关注。

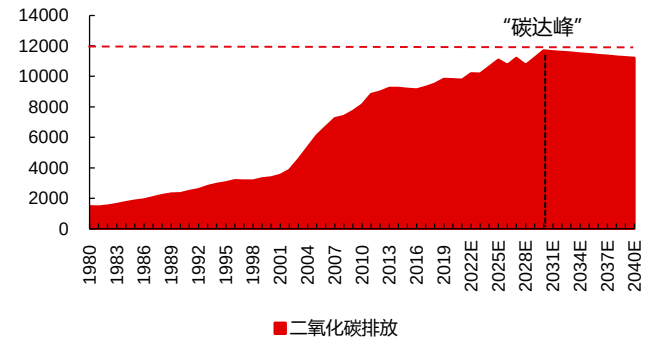
能源消费结构优化已现，碳减排仍需加码

在“碳达峰”和“碳中和”两个概念中，“碳达峰”相对更好理解和单一，而“碳中和”则更加深刻和多元。

“碳达峰”，即二氧化碳排放总量达到峰值，且此后开始逐年减少，主要实现路径便是减少二氧化碳排放。按照此前的承诺，我国“碳达峰”将力争于 2030 年完成，但部分地区如上海等已进一步加码承诺将确保在 2025 年提前完成“碳达峰”。

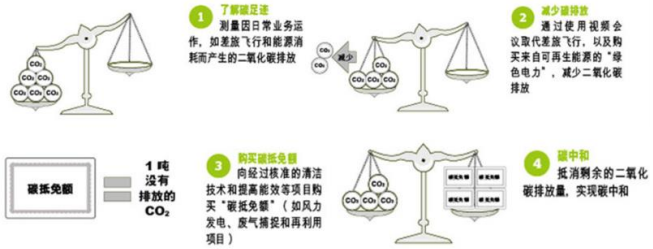
“碳中和”是指企业、团体或个人在一定时间内直接或间接产生的温室气体排放总量，通过植树造林、节能减排等形式抵消自身产生的二氧化碳排放，实现二氧化碳的“零排放”。基于这一点来说，要想实现“碳中和”，广义上来说有 2 种路径：一是通过特殊的方式去除温室气体，总体思路是在温室气体排放后尽可能地对其进行弥补和中和，例如碳补偿；二是尽可能使用“可再生能源”，从源头上减少碳排放。

图 3：我国“碳达峰”示意图（单位：百万吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 4：“碳中和”实现路径示意图



资料来源：《财富》，长江证券研究所

遏制温室气体无序排放，“碳中和”承诺彰显大国雄心：

其实，早在 2009 年，我国就已在国际上做出了“碳减排”承诺，并分别于 2016 年和 2020 年又首次在国际社会上做出了“2030 年碳达峰”和“2060 年碳中和”承诺。截至目前，我国历次在国际社会上做出的“碳减排”承诺均较好地完成：1）截至 2019 年，我国碳排放强度比 2005 年降低 48.1%，提前实现了 2015 年提出的“2020 年碳排放强度比 2005 年下降 40%~45%”承诺。2）截至 2019 年，我国非化石能源消费占比为 15.3%，提前完成 2020 年非化石能源消费占比达到 15%目标。

表 1：中国在国际社会上做出的“碳减排”相关承诺

年份	方案	具体内容
2009 年 12 月	世界气候大会	2020 年碳排放强度较 2005 年下降 40-45%。
2016 年 4 月	巴黎协定	2020 年碳强度较 2005 年下降 40-45%。非化石能源消费占比达到 15%；2030 年左右二氧化碳碳排放达到峰值，单位国内生产总值二氧化碳碳排放比 2005 年下降 60%~65%，非化石能源占一次能源消费比重达到 20%左右。
2020 年 9 月	联合国大会	提高国际自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。
2020 年 12 月	气候雄心峰会	到 2030 年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右，森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。

资料来源：新华网，长江证券研究所

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 2：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，

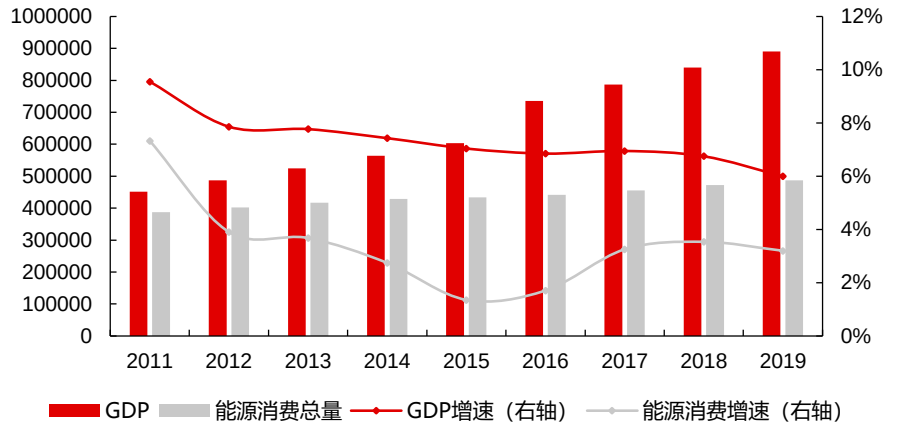
		增强金融体系管理气候变化相关风险的能力，推动建设碳排放交易市场为排碳合理定价，逐步健全绿色金融标准体系，明确金融机构监管和信息披露要求，建立政策激励约束体系，完善绿色金融产品和市场体系，持续推进绿色金融国际合作。
2021.01.11	生态环境部	印发《关于统筹和加强应对气候变化与生态环境保护相关工作的指导意见》，从战略规划、政策法规、制度体系、试点示范、国际合作等 5 个方面，建立健全统筹融合、协同高效的工作体系，加强组织领导，定期开展调度，加强对地方生态环境部门的指导，鼓励有条件的地方先行先试，形成工作合力，确保各项工作落地见效
2021.01.16	生态环境部	抓紧制定 2030 年前二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

能源消费总量随经济发展提升，但结构有所优化：

社会和经济的发展离不开能源的供给，参考发达国家的发展历程，能源消费强度与工业化进程密切相关。通常来说，在经济发展迈入工业化进程的初期和中期，能源消耗越多，国民生产总值就越大，社会也就愈发先进和富裕。**近年来，伴随着宏观经济的发展和工业化进程的推进，我国能源消费总量整体呈现逐年上升趋势，2019 年总体规模达到 48.70 亿吨，同比增长 3.19%，相较 2010 年增加 35.03%。**

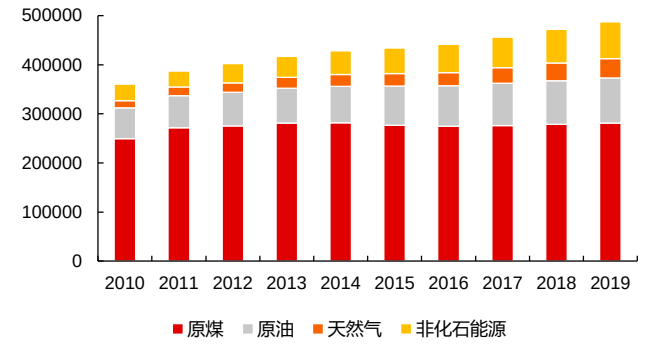
图 5：2011-2019 年我国 GDP 与能源消费总量（单位：亿元，万吨标准煤）



资料来源：Wind，长江证券研究所

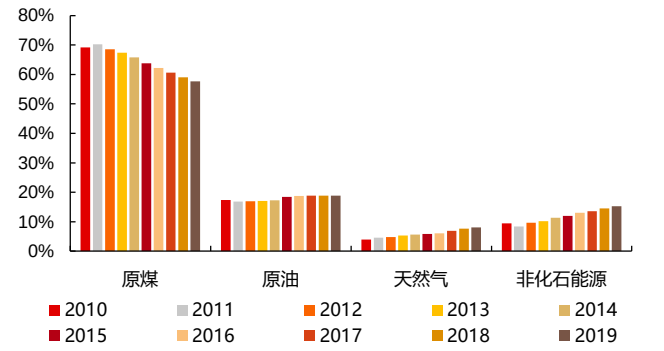
在我国能源消费中，占据主导地位的依然是原煤，其次依次是原油、非化石能源和天然气。从占比的结构来看：2010-2019 年原煤在我国能源消费中的占比逐年下降，但 2019 年 57.70%的比例表明原煤仍然占据着绝对主导地位；原油同期占比相对保持平稳，2019 年 18.90%的比例仅比 2010 年高出 1.50 个百分点；能源消费中的非化石能源占比在过去的一段时间里快速提升，2019 年已经达到 15.30%，相较 2010 年提升 5.90 个百分点；天然气在能源消费中占比低、增长快，2019 年我国能源消费中天然气的比例达到 8.10%，占比相较 2010 年实现翻倍。

图 6：2010-2019 年我国能源消费总量（单位：万吨标准煤）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 7：2010-2019 年我国能源消费占比

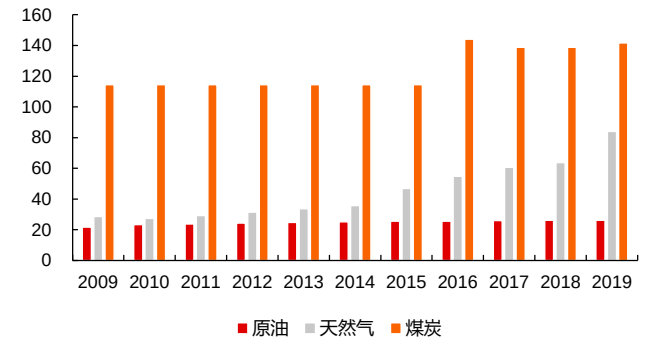


资料来源：Wind，长江证券研究所

我国现有能源消费结构与固有资源禀赋密切相关：

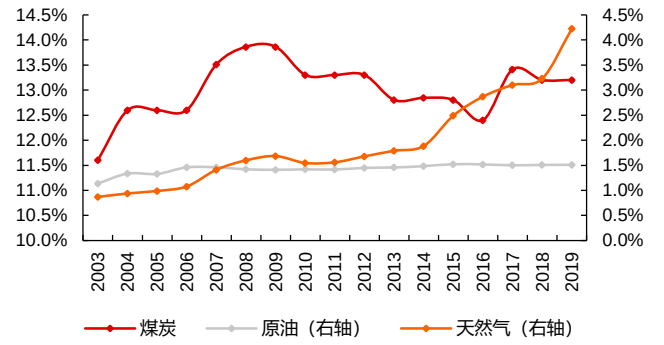
在能源行业的研究和分析中，通常难以像消费或者科技等赛道一样，通过“中外对比”或者“线性外推”的形式获得有效结论，其核心原因在于：**能源行业的需求很大程度上受限于供给，而供给因为资源禀赋存在着天花板。“多煤、少油、缺气”的资源格局，正是煤炭长期以来担任我国能源消费中主力地位的核心原因。**根据《2020 年中国矿产资源报告》以及世界能源委员会数据，2019 年我国原油已探明技术可采储量为 261.90 亿桶，仅占全世界总量的 1.51%，天然气已探明技术可采储量为 8.40 万亿立方米，仅占全世界总量的 4.23%，而煤炭已探明可采储量为 1415.95 亿吨，占全球总量高达 13.20%。

图 8：我国化石能源储量（单位：十亿桶，千亿立方米，百亿吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

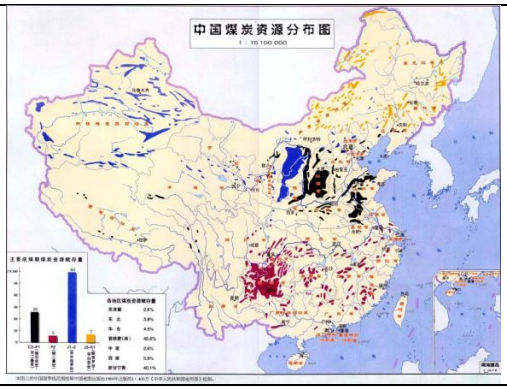
图 9：2003-2019 年我国化石能源已探明储量占全球总量占比



资料来源：Wind，长江证券研究所

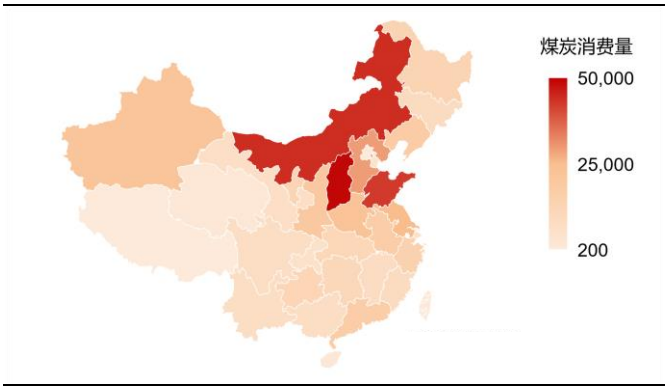
整体而言中国煤炭资源在成矿空间上展现出西部多、东部少；北部多、南部少的地质特征。但是从煤炭消费需求来看，除一些产煤大省外，排名前列的地区多为山东、江苏、广东、浙江等东南沿海经济强省，因此**供需逆向的格局使得我国被迫兴建大量“北煤南运”、“西煤东运”的铁路运输通道，进而导致能源消耗进一步加大。**

图 10：我国煤炭资源分布图



资料来源：《中国矿产资源报告》，长江证券研究所

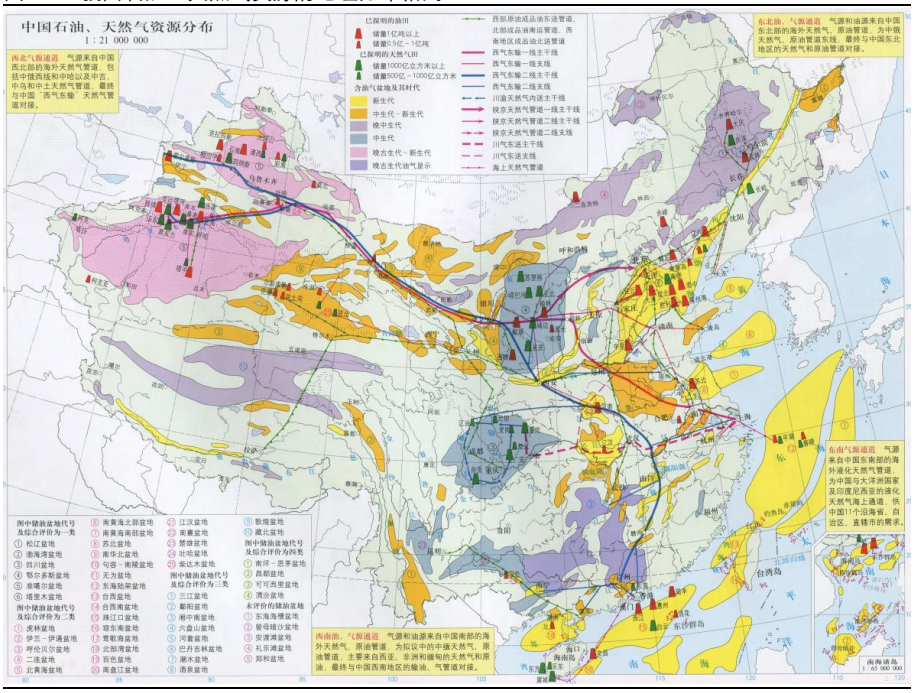
图 11：2018 年我国各地区煤炭消费量情况（单位：万吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

石油和天然气同样面临着资源供给与需求在地理分布上的错配。我国石油资源集中分布在例如渤海湾、松辽、塔里木、鄂尔多斯、准噶尔、东海陆架等八大盆地，这些地区的可采资源量占据全国总量约八成左右；而天然气资源则集中分布在塔里木、四川、鄂尔多斯、东海陆架、柴达木、渤海湾等九大盆地，其可采资源量同样占据全国总量的八成以上。从地理分布来看，东南沿海及中部地区作为经济较发达、能源消费较强地区，距离华北、西北等盆地较远，因此“西气东输”等跨区域能源调配工程便成为了我国能源供给侧的“大动脉”。**此外，除了区域资源的地理错配，我国的原油和天然气如前文所说还面临着整体资源储量匮乏的禀赋瓶颈。**

图 12：我国石油、天然气资源的地理分布格局



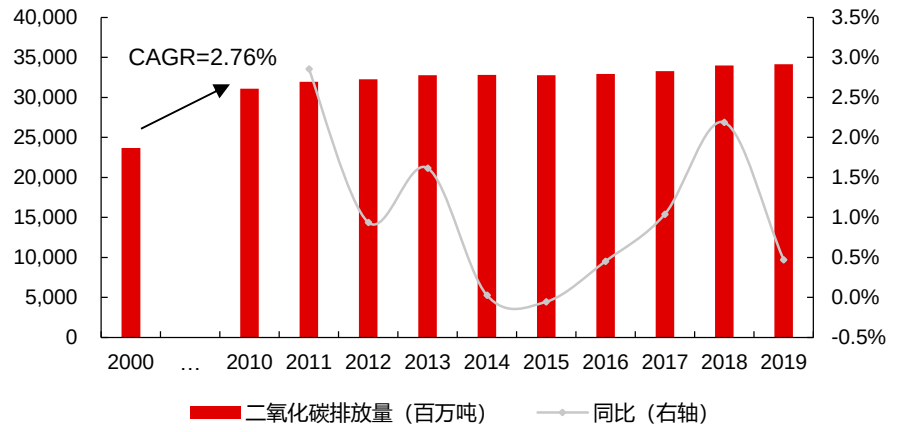
资料来源：《中国自然地理图集》，长江证券研究所

全球“碳达峰”颇具成效，“碳中和”任重道远

根据《BP 世界能源统计年鉴（2020）》，2019 年全球碳排放量为 341.69 亿吨，同比仅

微增 0.47%，对比之下 2010 年碳排放量相较 2000 年的 236.76 亿吨基础上大增至 310.86 亿吨，2000-2010 年间全球碳排放量 CAGR 高达 2.76%。换而言之，**进入 21 世纪以来，全球碳排放量增速明显下滑，节能减排成为主要共识和历史趋势。**

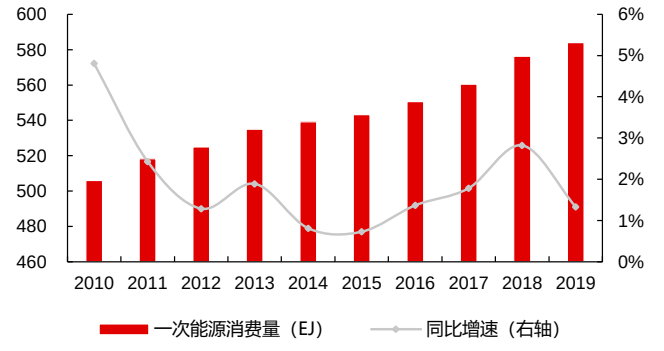
图 13：近年来，全球碳排放量维持较低增速



资料来源：BP，长江证券研究所

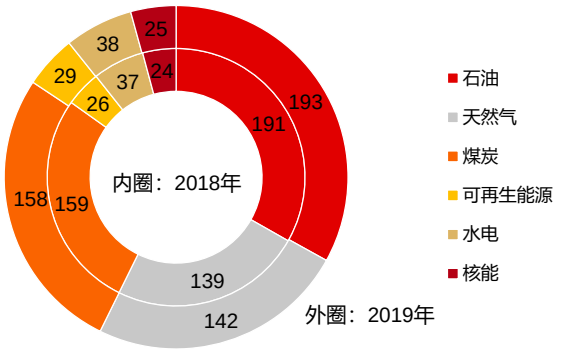
全球能源消费总量增速放缓，煤炭消费占比下降。从一次能源消费量视角来看，2019 年全球一次能源消费总量达到 583.90EJ，较 2018 年增长 7.67EJ，同比增速降至 1.3%，低于过去十年的平均水平（1.6%）。从能源消费种类上看，2019 年全球一次能源消费构成中化石能源（石油、天然气和煤炭）消费量占总消费量的 84.3%，其中石油消费量仍是全国能源中占比最高的，2019 年石油占一次能源消费总量的比例便高达达 33.1%。**在 OECD 需求急剧下降的带动下，煤炭消费量在过去 6 年中出现第 4 次下降，2019 年煤炭消费同比降低 0.5%，在一次能源结构中比重创出近 16 年以来最低水平。**

图 14：2019 年全国一次能源消费量增速减缓



资料来源：BP，长江证券研究所

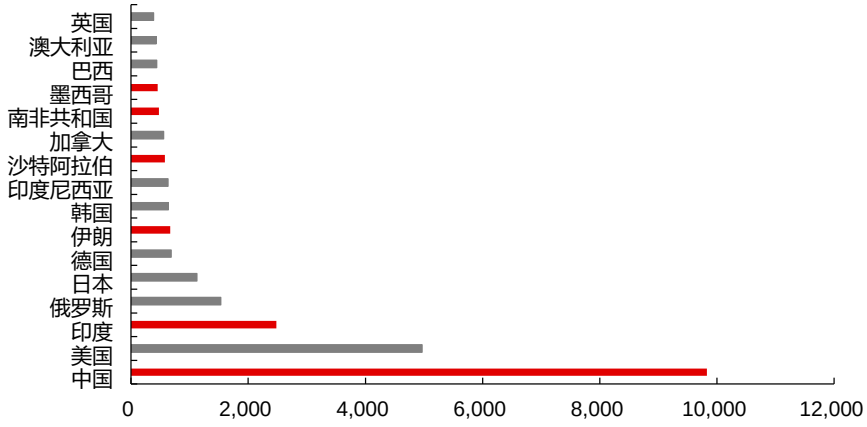
图 15：2018 年及 2019 年全球各项一次能源消费量（单位：EJ）



资料来源：BP，长江证券研究所

我们认为，近年来全球碳排放量增速放缓主因系主要碳排放国家已逐步实现“碳达峰”：碳排放量排名前列的国家中，美国、俄罗斯、日本、巴西、印度尼西亚、德国、加拿大、韩国、英国等都已经实现碳排放达峰；中国、墨西哥等国家则承诺在 2030 年前实现“碳达峰”，届时全球将约有 58 个国家实现“碳达峰”，约占全球碳排放量的 60%。

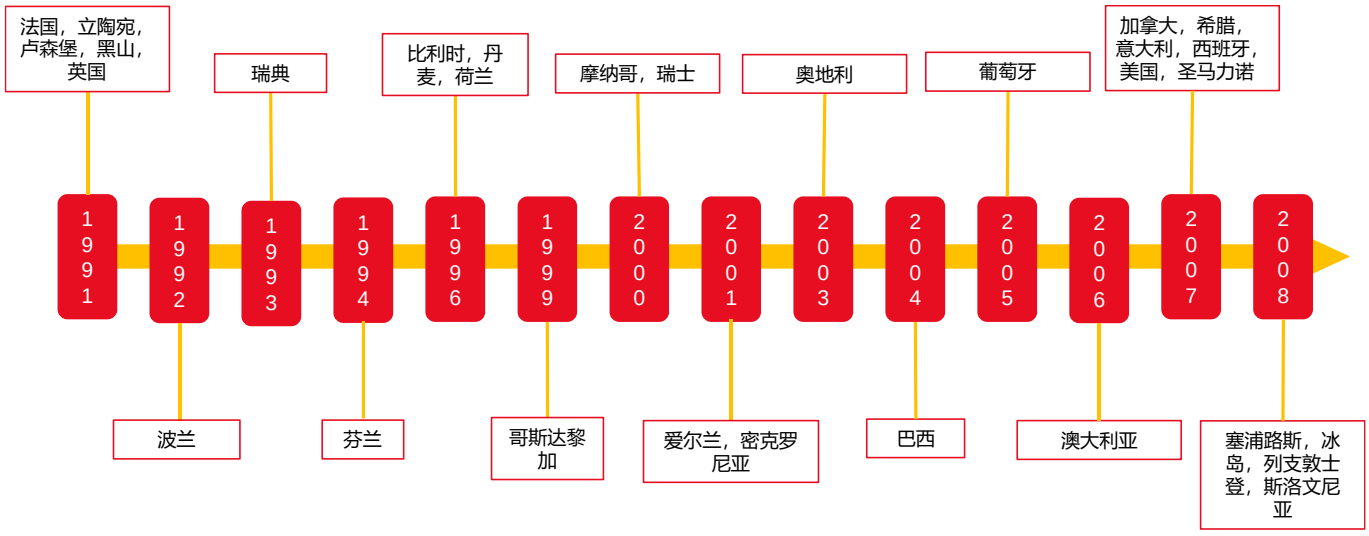
图 16：全球主要国家碳排放量（单位：百万吨，标灰为已实现“碳达峰”的国家）



资料来源：BP，长江证券研究所

从更广的维度来看，全球目前已经有 54 个国家的碳排放实现达峰。目前实现“碳达峰”的国家中，一部分是由于经济衰退和经济转型碳达峰，另一部分则因为在经济发展的同时实行了严格气候政策。

图 17：1990-2010 年期间部分国家实现碳达峰的年份

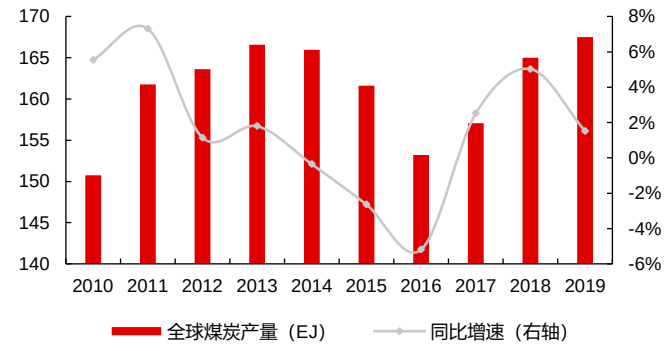


资料来源：世界资源研究所，长江证券研究所

具体分析目前已实现“碳达峰”国家在气候行动上采取的措施，一方面，在履行《巴黎气候协定》要求和推进能源转型的双重背景下，目前 80 多个国家和地方政府及企业加入“燃煤发电联盟”，承诺逐步淘汰燃煤发电，减少“化石能源”依赖；另一方面，各国加大可再生能源投资，尤其是近年来海上风电投资屡创历史新高。

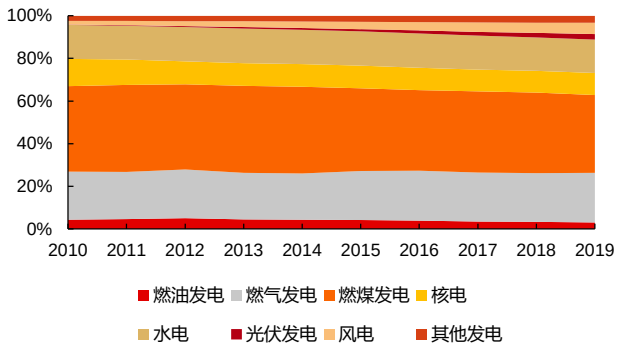
截至 2019 年底，可再生能源发电装机容量占全球装机容量的 34.7%，同比提升 1.4 个百分点；2019 年水电、光伏和风电发电量占全球发电量提升至 23.6%，同比提升 1.0 个百分点，可再生能源发电量增长的贡献率达到 72%，其中约 90%来自光伏和风电，**全球能源消费增量已经从“化石能源”转向“清洁能源”。**

图 18：2013 年起，全球煤炭产量增速下滑



资料来源：BP，长江证券研究所

图 19：近年来全球可再生能源发电占比提升



资料来源：BP，长江证券研究所

减排现状与巴黎协定目标存在差距，碳中和仍需大力推进：

2015 年 12 月，巴黎气候变化大会通过《巴黎气候协定》，核心目标是将全球气温上升控制在远低于工业革命前水平的 2℃以内，并努力控制在 1.5℃以内。根据 IPCC 发布的《Global warming of 1.5℃》，只有在 21 世纪中叶实现全球范围内的净零碳排放——“碳中和”目标，才有可能将全球变暖幅度控制在 1.5℃以内，从而减缓气候变化带来的极端危害。但联合国环境署（UNEP）发布的《排放差距报告 2019》指出，**当前各国的减排现状与 1.5℃目标的要求之间仍存在较大差距。**

为此，越来越多的国家在气候变化国际条约进程的长期低排放发展战略（LTS）中通过碳中和目标来明确面向 21 世纪中叶的长期减排任务，《巴黎气候协定》鼓励各缔约方在 2020 年底前提交 LTS。**截至 2020 年 11 月 10 日，已有 19 个国家向联合国气候变化框架公约秘书处（UNFCCC）提交了 LTS 文件，多个国家明确提出了碳中和目标。**

表 3：各国长期低排放发展战略（LTS）中的碳中和目标情况

国家	LTS 提交时间	碳中和目标	LTS 下目标年
德国	2017/05	是	2050 年
马绍尔群岛	2018/09	是	2050 年
斐济	2019/02	是	2050 年
日本	2019/06	是	21 世纪下半叶[1]
葡萄牙	2019/09	是	2050 年
哥斯达黎加	2019/12	是	2050 年
欧盟	2020/03	是	2050 年
斯洛伐克	2020/03	是	2050 年
新加坡	2020/03	是	21 世纪下半叶
南非	2020/09	是	2050 年
芬兰	2020/10	是	2050 年

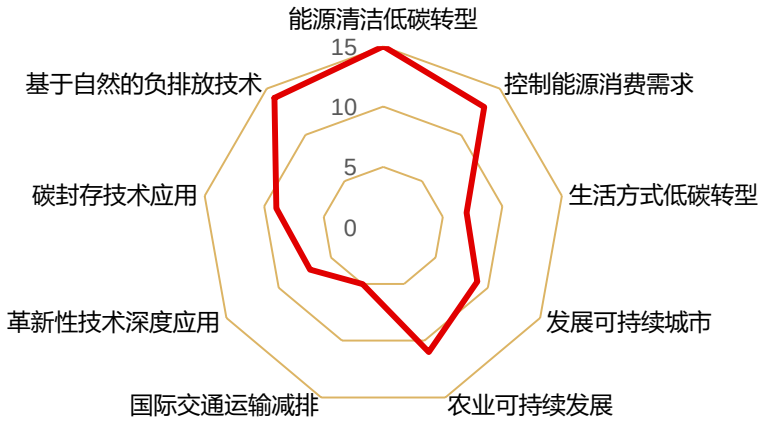
资料来源：UNFEEC，长江证券研究所

[1] 日本已在 2020 年 10 月宣布在 2050 年碳中和目标。

从未来实现“碳中和”目标的技术行动与手段方面来看，能源系统低碳转型是重要的技术手段，主要包括大力发展可再生能源、推动能源消费终端电气化等。能效提高则是核心技术，如欧盟提出最大程度提高能效，到 2050 年能源消耗减少至 2005 年的一半。

此外，“碳中和”承诺强调了温室气体净零排放，考虑到深度减排的成本和难度，多数国家强调相对于某一基准年实现某一比例的减排目标（小于 100%），而非完全意义上的“零排放”，因此通过负排放技术来抵消一部分温室气体排放是保障碳中和目标实现的关键。目前负排放技术主要是碳捕捉、利用和封存技术（CCUS），现阶段仍面临减排成本较高、工程难度较大等问题，发展中国家对于该技术的接受度仍较低。

图 20：碳中和文件技术重点领域中提及数量



资料来源：《中国发展观察》，长江证券研究所

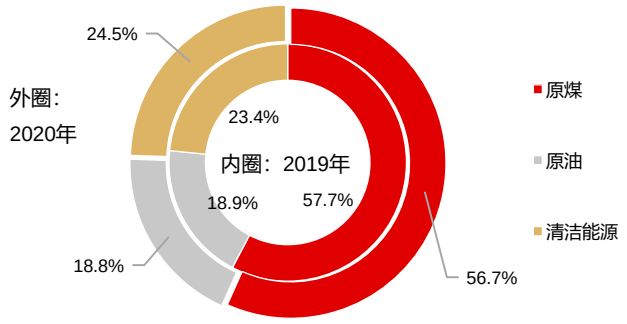
“碳达峰·碳中和”下，能源电力怎么发展？

根据国家统计局初步核算，2020 年我国全年能源消费总量比上年增长 2.2%，全年单位 GDP 能耗比上年下降 0.1%，其中天然气、水电、核电、风电等清洁能源消费占能源消费总量比重比上年提高 1.1 个百分点，煤炭消费所占比重下降 1.0 个百分点。

据此计算，我国 2020 年能源消费总量约为 497714 万吨标准煤，其中煤炭占比 56.7%，约为 282204 万吨标准煤，天然气、水电、核电、风电等清洁能源占比 24.5%。

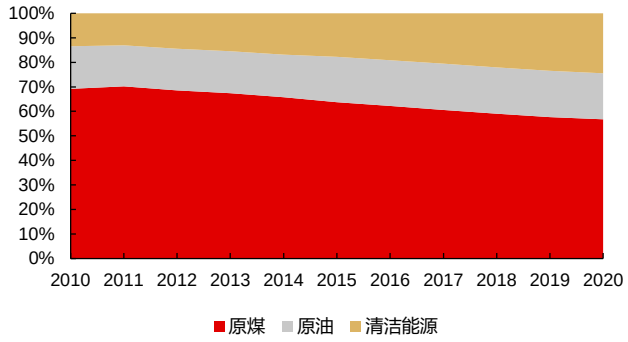
更长期来看，“十二五”以来我国能源结构中煤炭占比在 2011 年达到高点后持续下降，原油占比稳中略升，清洁能源消费占比持续增加。

图 21：2019 与 2020 年我国能源消费结构对比



资料来源：国家统计局，长江证券研究所

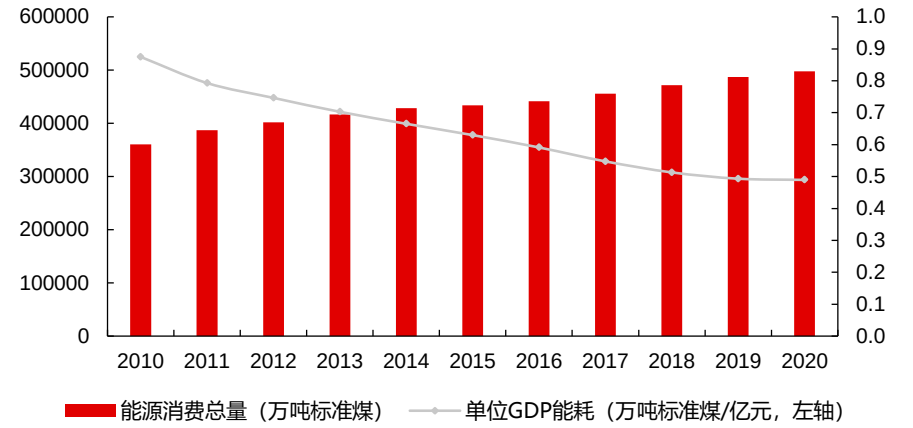
图 22：“十二五”以来我国能源消费结构变化



资料来源：国家统计局，长江证券研究所

从“十二五”以来我国的能源消费情况来看，虽然能源消费总量逐年增长，但单位 GDP 能耗水平持续下降，其中 2020 年虽受限于疫情影响，但能耗强度依然实现了 1%的下降。

图 23：近年我国能源消费总量增加，能耗强度持续降低



资料来源：国家统计局，长江证券研究所

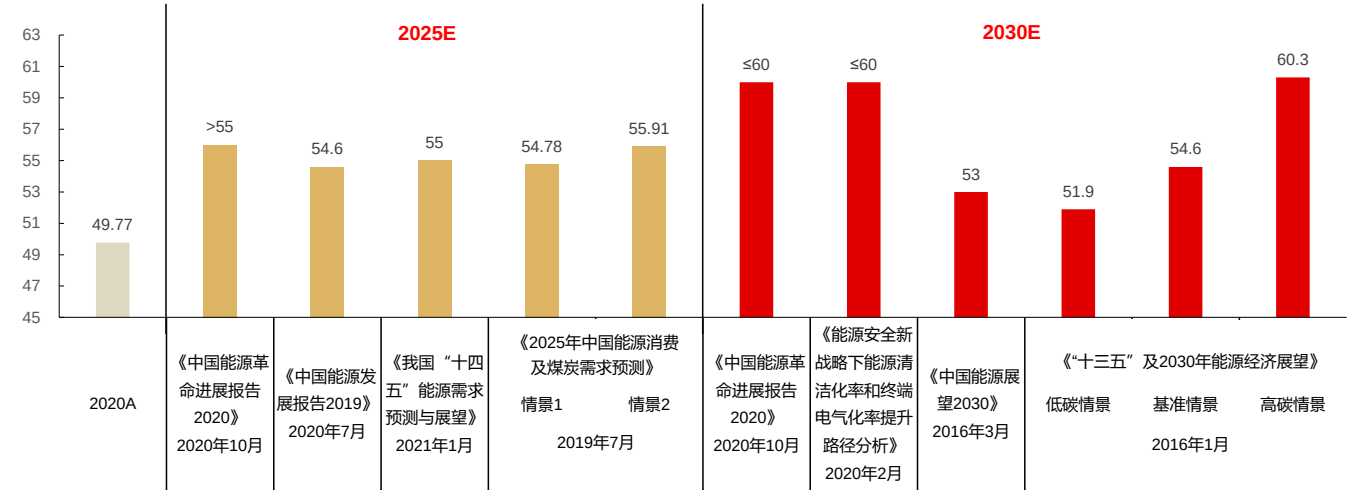
在气候雄心峰会上我国提出力争 2030 年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取 2060 年前实现“碳中和”，在“碳达峰、碳中和”的目标下，未来我国能源消费结构与电力供给结构必将做出对应的调整。

什么样的能源消费总量规模是合理的？

对于 2025 年我国能源消费总量的预测，2020 年中以来来自国务院发展研究中心资源与环境政策研究所、电力规划设计总院、北京理工大学能源与环境政策研究中心和深圳大学深地科学与绿色能源研究院多个机构的研究给出了相对差异不大的判断，即 54.5-56 亿吨标准煤左右。

对于 2030 年能源消费总量的预测差异较大，其中 2016 年的相关研究预期值偏低，2020 年以来的两份研究均给出了≤60 亿吨标准煤的指引。

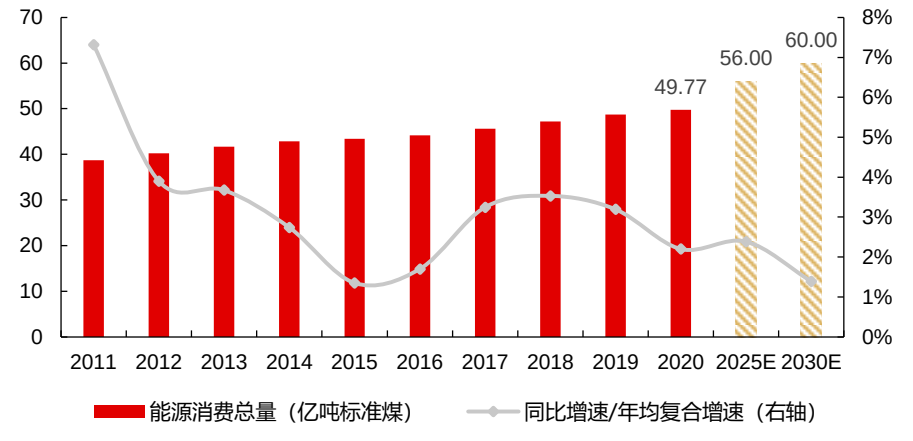
图 24：2025 年和 2030 年能源消费总量的预期参考（单位：亿吨标准煤）



资料来源：国家统计局，国务院发展研究中心资源与环境政策研究所，电力规划设计总院，国网能源研究院等，长江证券研究所

根据我国近年能源消费情况以及未来经济增速的预期，假设 2025 年能源消费总量约为 56 亿标准煤、2030 年能源消费总量约为 60 亿标准煤。

图 25：2025 与 2030 年能源消费总量预期



资料来源：国家统计局，长江证券研究所

从增速上来看这一设定也是较为合理的：根据计算，“十五五”期间我国能源消费总量年均复合增速 1.39%，较“十四五”期间 2.39%有所降低，我们认为**能源消费总量增速的放缓其中一部分来自经济增速的放缓，另一部分来自生产能耗水平的降低。**

能源消费结构如何变化？

为了测算能源消费结构的变化，我们在确定能源消费总量后，需要进一步确定各个细分能源类别的消费占比。首先确定原油和天然气消费占比，随后能源消费结构中其他的两项，煤炭和非化石能源，呈现互相挤压、确定的关系。

- **原油**：《能源发展“十三五“规划》提出 2020 年原油消费占比目标 17%，2020 年实际完成 18.8%，且“十三五”期间原油消费占比均在 18.7%-18.9%附近。现阶段（截至 2021 年 1 月底）国家对原油消费占比尚无相关规划，考虑到相关产业的发展需要，预计在 2025 年之前原油消费量仍将增长，但增速趋缓，从能源消费占比角度看，考虑我国贫油的资源禀赋，预计原油消费量占比下降，且 2020 年已经出现占比下降。假设 2025 年原油消费占比为 18.4%，2030 年进一步下降到 17%。
- **天然气**：2016 年国家发改委曾提出目标，2020、2030 年天然气能源消费占比分别达到 10%和 15%。虽然 2020 年数据尚未披露，但从 2019 年天然气 8.1%的占比及历史变化来看，2020 年大概率无法达到 10%的目标；同时考虑我国天然气资源并不富裕，且天然气亦属化石能源，同样存在碳排放的问题，因此我们预计 2030 年 15%的目标也应下调。假设 2025 年天然气消费占比为 11%，2030 年为 12.5%。

考虑到 2030 年 25%的非化石能源消费占比是我国面向世界许下的目标，这一占比目标的实现不仅关系到我国能源结构的转型和碳减排，更关系到大国责任担当，因此我们预计这一目标能够在国家重点推进之下顺利完成。2025 年非化石能源消费占比并无国家层面指导性目标，根据相关研究的测算，假设 2025 年非化石能源消费占比为 20%。

表 4：2025 年我国非化石能源占比预期对比

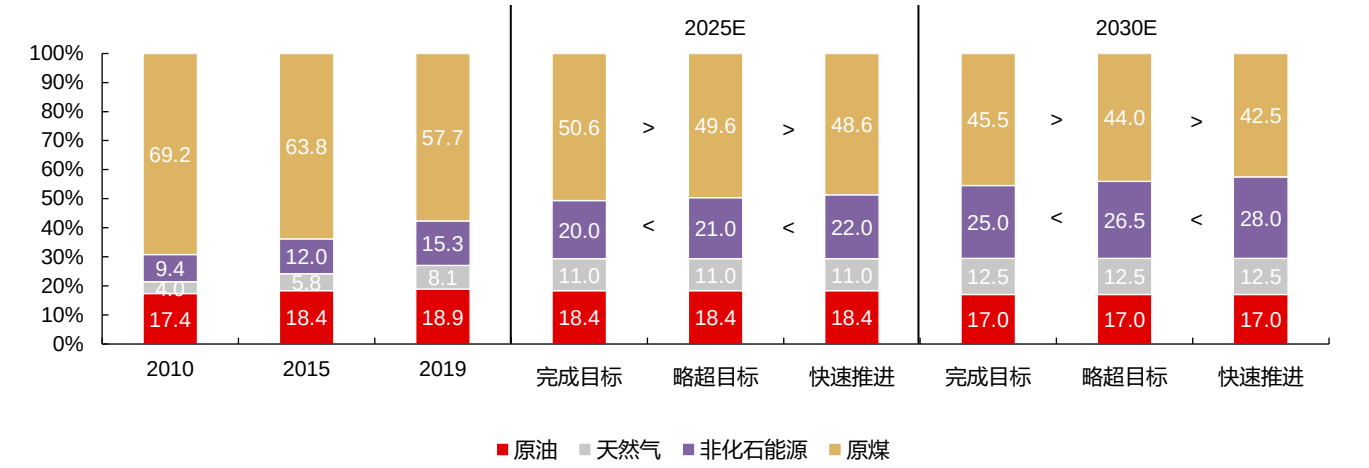
研究/文献	2025E 非化石能源消费占比	发布时间
《2025 年中国能源消费及煤炭需求预测》	情景 1：17.5% 情景 2：18.2%	2019 年 7 月
《2021 中国能源化工产业发展报告》	18.8%	2020 年 12 月
《中国能源电力发展展望 2020》	22%	2020 年 11 月

资料来源：深圳大学深地科学与绿色能源研究院，中石化，国网能源研究院，长江证券研究所

此外，在不同推进进程之下，2030 年目标存在超额完成的可能，因此在 2030 年 25%这一“完成目标”的谨慎情景以外，同时考虑不同程度超额完成的略超目标和快速推进情景，略超目标情景下我国 2025 和 2030 年非化石能源消费占比预计分别达到 21%和 26.5%，快速推进情景下我国 2025 和 2030 年非化石能源消费占比预计分别达到 22%和 28%。

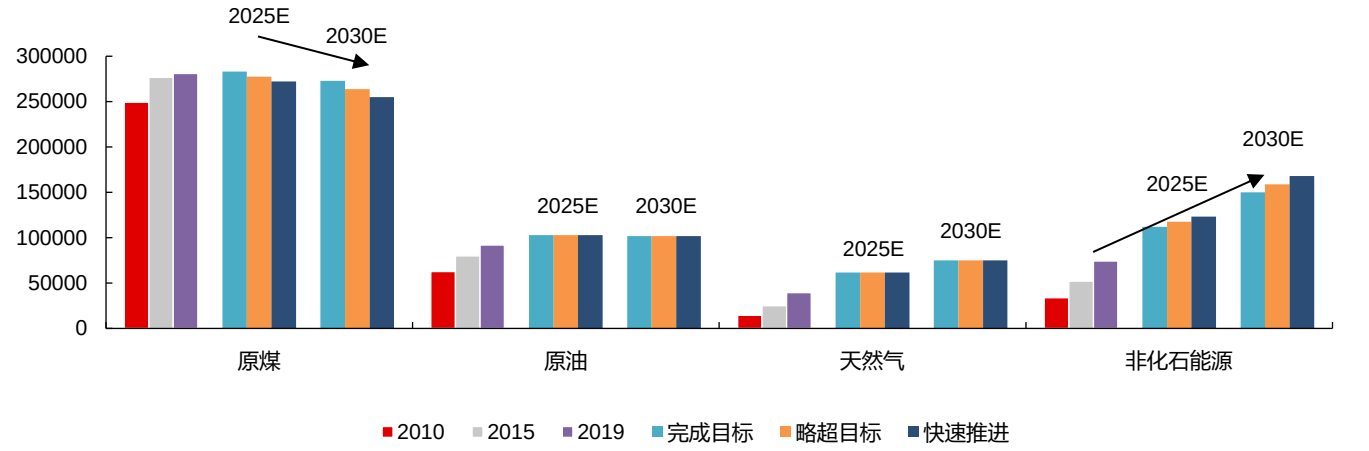
无论针对哪一情景，我国煤炭消费占比均有明显下降，“十五五”阶段煤炭消费的绝对量也将开始下行，“碳达峰·碳中和”下，能源消费转向以新能源为主的非化石能源是必然性的结果。

图 26：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

图 27：不同情景下、不同类型的能源消费量预期（单位：万吨标准煤）



资料来源：国家统计局，长江证券研究所

能源转型下电力供给的新面貌

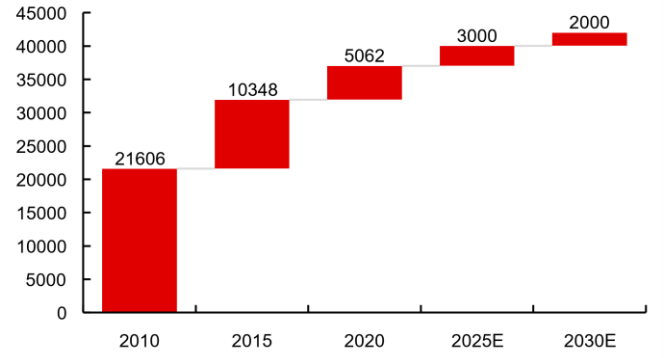
非化石能源消费占比的提升，对水电、核电、风电、光伏提出的更高的增长要求，但是水电和核电的建设周期较长，通常需要 5-6 年左右的建设时间，且我国未经开发且具备开发价值的水资源比较有限，此前核电审批的“断档”使得当前处于在建状态的核电机组偏少，“十四五”期间的核电新增装机也不多，风电光伏将肩负更重要的作用和使命。

根据当前在建的水电与核电机组情况，“十四五”水电新增主要考虑尚未投产的乌东德机组、白鹤滩电站、杨房沟电站和两河口电站，外加其他中小电站，假设水电“十四五”新增 3000 万千瓦（不考虑抽水蓄能）；核电新增主要考虑福清 5-6 号机组、田湾 6 号机组、红沿河 5-6 号机组、防城港 3-4 号机组、漳州 1-2 号机组和惠州 1-2 号机组，考虑

到部分预期 2025 年投产的机组可能在年底或次年初投产，假设核电“十四五”新增 1000 万千瓦。

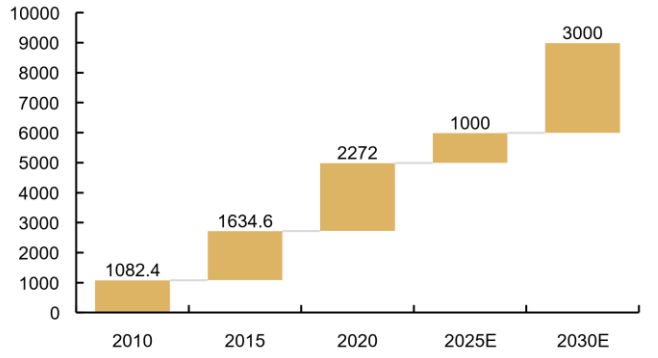
“十五五”方面，虽然雅砻江中游其他电站滚动开发，以及其他流域电站有望在“十四五”期间核准开工并于“十五五”期间投产，但总体预计水电新增规模较比“十四五”略有减少，假设水电“十五五”新增装机 2000 万千瓦；核电方面则考虑审批常态化，“十四五”期间以 6-8 台/年的进度审批机组并大部分于“十五五”期间投产，预计核电“十五五”新增装机 3000 万千瓦。

图 28：水电装机和五年新增容量（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

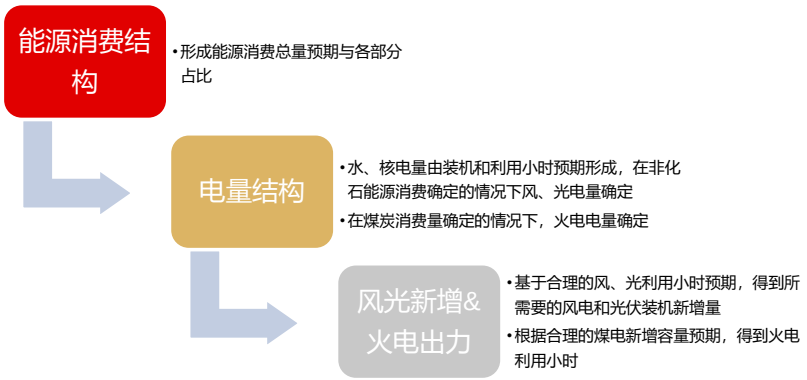
图 29：核电装机和五年新增容量（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

在相对合理的利用小时之下，可以由装机容量和利用小时得到 2025 年和 2030 年水电、核电的发电量水平。为了匹配非化石能源消费量，剩余发电空间主要由风电和光伏提供，同样在合理利用小时预期下，风电和光伏的装机增量即可确定。

图 30：电力供给结构推算逻辑



资料来源：长江证券研究所

而火电方面，火电在一次能源消费中归于煤炭这一分类。近年来其他行业的煤炭消费量持续下降，更多的煤炭消费主要用于燃烧发电，在非火电煤炭消费减少趋势延续之下，由煤炭消费量可以确定火电发电量。

同时为了保障电力供给，我们判断煤电仍需要保持一定的新增，假设“十四五”期间火电新增 10000 万千瓦，“十五五”期间火电新增 5000 万千瓦。

在以上测算逻辑及预期之下，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 5：不同情景下的风电、光伏所需新增容量（单位：万千瓦）

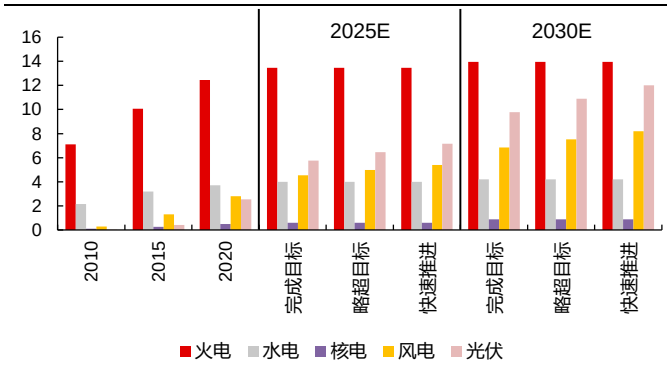
时期	情景	五年新增风电	年均新增风电	五年新增光伏	年均新增光伏
“十四五”	完成目标	17289	3458	32263	6453
	略超目标	21590	4318	39210	7842
	快速推进	25891	5178	46158	9232
“十五五”	完成目标	23016	4603	40189	8038
	略超目标	25462	5092	44325	8865
	快速推进	27907	5581	48461	9692

资料来源：Wind，长江证券研究所

从电力供给的绝对量来看，**风电、光伏装机容量和发电量提升的趋势和幅度十分明显，水电虽有增长但增幅相对有限，核电在低基数下同样实现较高的增长，火电装机仅有少量增长，即增量的需求主要由风电、光伏和核电的增长来满足。**

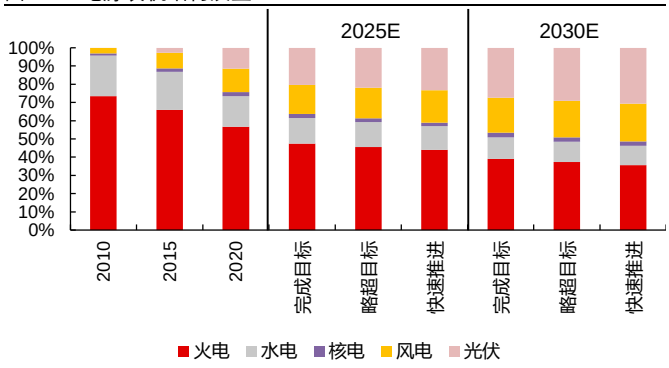
从电力供给的结构占比来看，**风电、光伏占比显著提升，火电、水电由于增量规模不大，占比呈现下降趋势，核电装机的绝对量虽然显著提升，但由于新能源规模的高增长，核电占比基本持平。**

图 31：各电源装机容量展望（单位：亿千瓦）



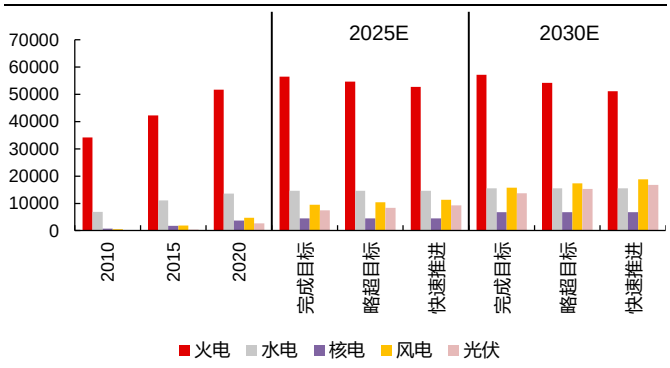
资料来源：中电联，长江证券研究所

图 32：电源装机结构展望



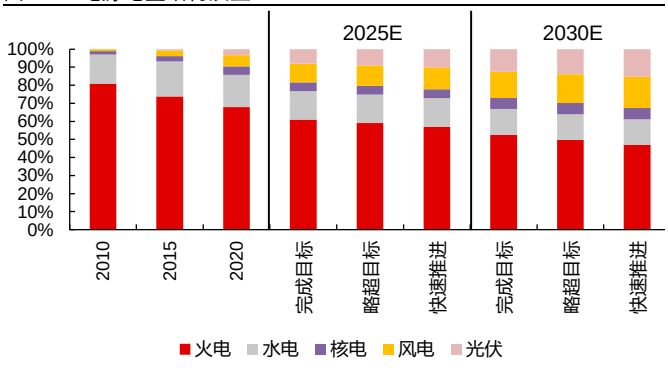
资料来源：中电联，长江证券研究所

图 33：各电源发电量展望（单位：亿千瓦时）



资料来源：中电联，长江证券研究所

图 34：电源电量结构展望



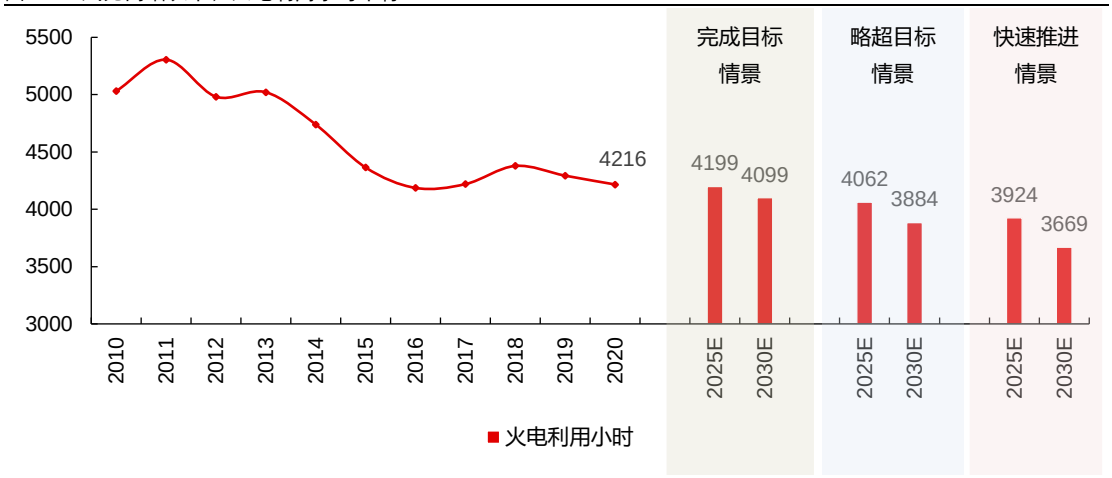
资料来源：中电联，长江证券研究所

新能源浪潮给火电出力带来多大挤压？

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，虽然从上述测算来看，即便考虑快速推进的情景 2025 年的火电电量仍较 2020 年略有增长，但考虑到火电仍有一定新增装机，三种情景之下 2025 年火电利用小时均较“十三五”均值及 2020 年水平有所下降。

“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，其中在略超目标和快速推进这两种情景下，2030 年火电发电量将较 2025 年净减少，三种情景下火电利用小时均显著下降。

图 35：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

“碳中和”路上的机遇和挑战

光耀风起，拥抱高成长的确定性赛道

自 2020 年 9 月中国宣布“碳达峰”和“碳中和”目标后，从各省的高层战略部署，到各大发电集团的积极转型布局，国内各界在能源转型方面按下加速键。**随着各地区各层面具体方案的陆续制定，新能源转型路径更趋清晰；叠加风电、光伏产业链的持续提效降本能力，内生动力也在持续加强。**

频繁落子积极布局，新能源转型彰显央企雄心

地方政府方面，在各省 2021 年政府工作报告中，“碳达峰”和“碳中和”方面的布局成为诸多省份未来重点工作。针对我国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值的承诺，**上海、江苏、广东、海南等地分别在省级两会上提出，力争在全国率先实现碳排放达峰。**其中，上海给出了明确的时间表：将确保在 2025 年前实现碳排放达峰，相较全国性目标提前 5 年。

能源央企中，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。

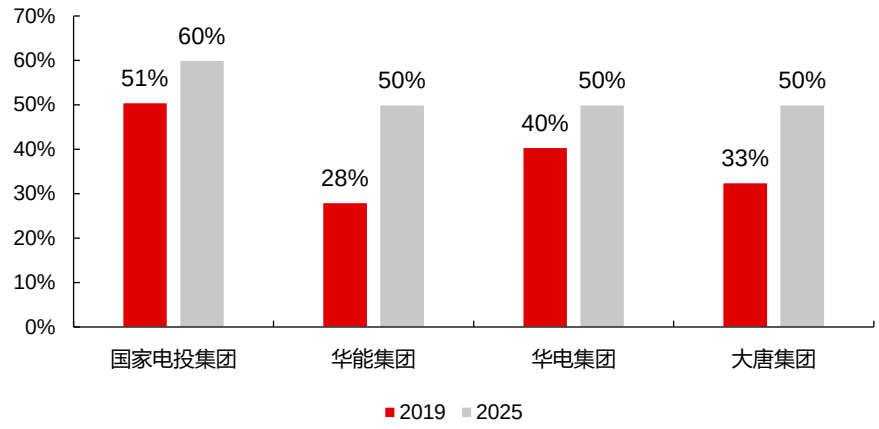
- 2020 年 12 月 8 月，国家电投率先宣布初步测算到 2023 年就可以实现碳达峰，计划到 2025 年清洁能源装机比重提升至 60%，2035 年清洁能源装机比重提升至 75%。
- 2021 年 1 月 17 日，华能集团提出到 2025 年新增新能源装机 8000 万千瓦机上，清洁能源装机占比 50%以上，到 2035 年清洁能源装机占比 75%以上。
- 2021 年 1 月 20 日，华电集团提出到 2023 年实现“5318”目标，有望在 2025 年实现碳达峰。
- 2021 年 1 月 21 日，大唐集团提出到 2025 年非化石能源装机超过 50%，提前 5 年实现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

表 6：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 36：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

对比来看，华能集团由于现有装机规模较大，因此目前来看其设置的清洁能源装机绝对增长目标最为宏大，为此华能集团已进行了诸多布局：

2020 年，华能新能源建设基金正式成立，基金首期规模 50 亿元，由开发公司全部认缴出资，主要投资领域为风力发电、光伏发电等清洁能源产业新建、在建项目。

2021 年 1 月，华能集团与漳州市政府签署战略合作框架协议，计划在漳州投资 **1000 亿元**，建设漳州外海千万千瓦级海上风电能源基地和古雷开发区综合能源基地等。

2021 年 2 月，华能内蒙古东部能源有限公司与内蒙古赤峰市巴林右旗人民政府举行了项目合作签约仪式，初步规划建设 **100 万千瓦**风电储能电站，利用沙化、荒漠化土地新建 **50 万千瓦**光伏发电项目。

转型新能源，资金压力几何?

在“碳中和”的号召之下，“十四五”期间各大能源央企均制定了雄心壮志的清洁能源发展规划，然而伴随着批量上马的项目开发强度，随之而来的便是巨额的资本开支需求。为了考察各大发电集团能否负担“十四五”期间的清洁能源建设投资强度，从而将清洁能源跃进式发展最终落实到运营商的产能扩张上，我们基于以下假设进行相应测算：
1、“十四五”期间的清洁能源建设投资为年度平均投入，不考虑实际资金投入的年际变动；

2、电力企业建设电源项目通常资本金和贷款比例为 3：7，且项目建设期无需偿还借款本金，利息的支付可以通过借新偿旧等方式，因此刚性支出为 30%的资本金。

仅考虑主业经营的情况下，各大集团的经营活动现金流净额基本可以覆盖 30%的资本金投入，项目建设期的贷款利息可以通过债券融资或者借新偿旧滚动解决；

考虑投资方向转换的情况下，即过往的投资由新能源投资取代，除华电集团和华润电力以外，其他集团的过往购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金及投资支付的现金总和（即多数集团往年资本开支）基本覆盖了清洁能源建设所需的年均投资总额，仅华电集团和华润电力或需其他融资补充投资所需。

表 7：各大发电集团资本开支压力判断（单位：亿元）

发电集团	华能集团	国家电投集团	大唐集团	华电集团	三峡集团	广核集团	华润电力
“十四五”投资额	7000	3000	4500	5500	6000	1600	2250
年均投资	1400	600	900	1100	1200	320	450
所需资本金投入（30%）	420	180	270	330	360	96	135
经营活动现金流净额							
2018	457.68	406.07	394.83	588.13	473.26	438.75	158.56
2019	745.09	414.07	395.19	581.31	464.54	423.43	183.70
是否覆盖30%资本金	是	是	是	是	是	是	是
购置固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金及投资支付的现金总和							
2018	2,096.05	1,280.14	928.25	522.27	2,638.69	791.16	147.94
2019	2,526.24	1,484.43	939.18	464.11	1,726.89	786.37	201.93
是否覆盖年均投资需求	是	是	是	否	是	是	否

资料来源：各集团官网，长江证券研究所

融资条件方面，2021 年 2 月 8 月，全国首批六只碳中和债在银行间债券市场发行成功，这是全球首次以“碳中和”命名的贴标绿色债券产品，共计发行规模 64 亿元。参与发行该债券的企业包括三峡集团、华能国际、南方电网、雅砻江流域和四川机场集团，募集资金将专项用于具有减排效益的绿色项目。

- 三峡集团募集资金主要用于金沙江白鹤滩水电站项目建设，白鹤滩电站是规模最大的在建水电站，投产发电后，与同等供电量的火力发电相比，每年可协同减少二氧化碳排放量 3367.79 万吨，协同减少二氧化硫排放量 1.18 万吨。
- 南方电网募集的资金将用于阳江抽水蓄能项目和梅州抽水蓄能项目的建设或置换项目建设贷款，抽水蓄能电站对提高电力系统安全稳定运行、电网供电质量和可靠性起到重要作用，项目每年可减排二氧化碳 74.34 万吨、可节约标煤 33.64 万吨、可减排二氧化硫 6862.56 万吨。
- 华能国际募资将用于其下属三个风电项目建设，其中昌图风电项目投产为公司在辽宁规模化发展清洁能源项目开辟了先河，每年可减排二氧化碳 69.60 万吨、可节约标煤 29.19 万吨、可减排二氧化硫 178.18 万吨。
- 国家电投募投项目为风电和光伏发电类项目，募集资金用于吉林扶余三井子风电场一期项目、临泽县 50 兆瓦光伏并网发电项目和高台县高崖子滩 50 兆瓦光伏并网发电项目，每年可减排二氧化碳 22.23 万吨、可节约标煤 8.29 万吨、可减排二氧化硫 50.58 万吨。
- 雅砻江流域公司拟募资 3 亿元用于两河口水电站，项目兼具蓄水蓄能、分担长江中下游防洪任务、改善长江航道枯水期航运条件的功能和作用，每年可减排二氧化碳 628.76 万吨、可节约标煤 337.04 万吨、减排二氧化硫 2057 万吨。

表 8：首批碳中和债发行人、发行规模及募资用途

发行人简称	发行规模	募资用途
三峡集团	20 亿	金沙江白鹤滩水电站项目建设
南方电网	20 亿	阳江抽水蓄能项目、梅州抽水蓄能项目的建设或置换项目建设贷款
华能国际	10 亿	下属子公司华能如东八仙角海上风电和华能辽宁清洁能源公司的风电项目前期金融机构借款
国家电投	6 亿	风电和光伏发电绿色低碳产业项目前期金融机构借款
雅砻江流域公司	3 亿	两河口水电站项目建设
四川机场集团	5 亿	成都天府国际机场的综合性绿色交通基础设施建设项目

资料来源：Wind，长江证券研究所

根据长江电新组观点，从内生动力的角度考虑企业的积极性，在 1.6 元/W 的组件价格水平下，装机成本在 3.5 元/W 左右，不考虑发电增益，以资金利率 6%计算，国内光伏项目平均 IRR 将在 6.0%左右，但以基准利率 4.9%计算，IRR 水平将达到 6.7%左右。若考虑少量的 5%发电量增益，项目收益率将达到 8%左右，高于当前多数央企对于光伏项目的 6.0%-6.5%的收益率标准。对于有低利率资金优势的央企而言，大力发展光伏发电同样具备经济性。风电方面，风机价格逐步调整至 3000 元/kW 以下，有望刺激平价项目加快推进。在政策支持及新能源收益率能够得到保障的基础上，发电央企凭借低利率资金优势，在碳中和的指引下积极布局未来新能源建设规划，是十四五期间新能源装机规模大幅增长的基础，亦为我国在 2030 年前实现碳达峰奠定了坚实的基础。

表 9：光伏电站项目于组件价格和发电小时数敏感性测算

组件价格 VS 发电小时数	1150	1200	1250	1300
1.40	8.71%	9.93%	11.17%	12.46%
1.43	8.53%	9.73%	10.96%	12.22%
1.46	8.36%	9.54%	10.75%	12.00%
1.49	8.18%	9.35%	10.55%	11.78%
1.52	8.01%	9.17%	10.35%	11.56%
1.55	7.85%	8.99%	10.15%	11.35%
1.58	7.68%	8.81%	9.96%	11.14%
1.61	**7.52%**	**8.64%**	**9.78%**	**10.94%**
1.64	7.37%	8.47%	9.59%	10.74%
1.67	7.21%	8.30%	9.41%	10.55%
1.70	7.06%	8.14%	9.24%	10.36%

资料来源：Pvinfolink，长江证券研究所

综合来看，在“碳中和”的号召之下，各大发电集团均在“十四五”期间有着大力发展清洁能源的计划，清洁能源装机占比在 2025 年都将至少提升至 50%以上。同时，除华电集团和华润电力外，各大发电集团均能够较好地负担清洁能源大力发展所带来的高额资本开支。而对于需要融资的企业而言，近期相关企业“碳中和”债券的发行提供了一个良好的样本，企业进行新能源发展转型在融资渠道方面有着更加多元化的选择。与此

同时，央企自身融资成本的优势叠加光伏、风电设备成本下降，项目收益率或好于预期，企业发展转型具备内生意愿和经济考量。

先发优势造就资源护城河，赛道龙头具备领先身位

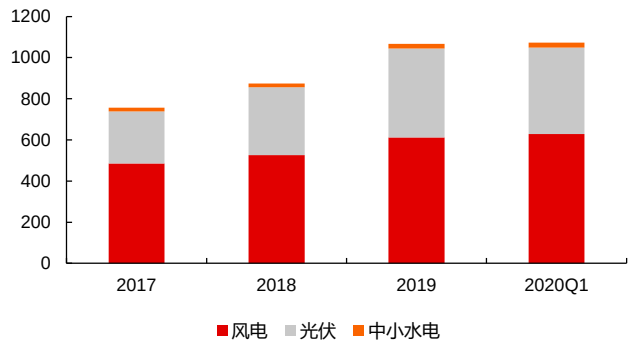
在发电运营商中，部分企业在早期即开始布局新能源发电，并随着产业的发展一步步做大做强，成为当前市场上规模较大的新能源运营商。战略上的先发优势，使得这些公司在资源布局上具备领先身位，在国家推进“碳中和”、能源转型加快的大环境下，龙头优势有望得到进一步巩固。

三峡新能源

公司成立于 1985 年，是中国三峡集团新能源业务的战略实施主体。公司围绕“风光三峡”和“海上风电引领者”的战略目标，坚持规模和效益并重，实施差异化竞争和成本领先战略，努力打造产业结构合理、资产质量优良、经济效益显著、管理水平先进的世界一流新能源公司。截至 2019 年末，三峡新能源陆上风电项目遍及内蒙古、新疆、云南等 22 个省区；海上风电项目全力推进广东、福建、江苏、辽宁、山东等地前期工作；光伏项目遍及甘肃、青海、河北等 18 个省区。

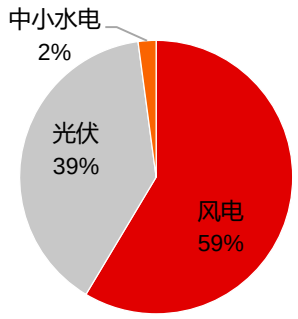
公司装机规模稳定增长。截至 2020 年一季度末，公司总装机规模达 1072.17 万千瓦，较 2017 年增加近 315.2 万千瓦。目前公司装机均为清洁能源机组，其中风电约占公司总装机规模的 59%，光伏占总装机规模的 39%。

图 37：公司装机稳步增长（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

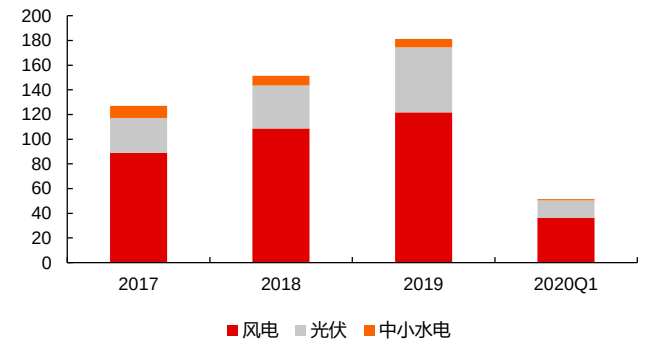
图 38：公司装机结构



资料来源：Wind，长江证券研究所

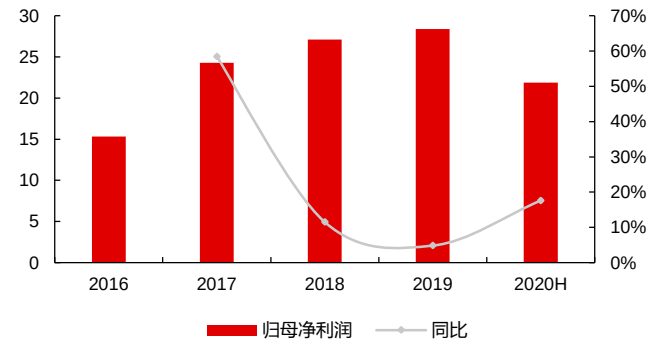
公司上网电量及业绩稳步增长。随着公司并网机组规模的稳定增加，公司上网电量也稳定增加，2019 年公司上网电量达 181.14 亿千瓦时，较 2017 年增加约 43%。电量的大幅增加带动公司业绩稳定增长，2019 年公司归母净利润达 28.40 亿元，较 2017 年增加 17%。

图 39：公司发电量稳步增长（单位：亿千瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 40：公司业绩稳步增长（单位：亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

从海上风电来看，截至 2020 年一季度末，公司海上风电项目已投运规模 84 万千瓦、在建规模 283 万千瓦、核准待建规模 560 万千瓦，规模位居行业前列。据公司预测，到 2020 年底，公司预计投产和在建海上风电装机达到 427 万千瓦，该等项目全部投产后预计实现年发电量 121 亿千瓦时。从公司披露的在建机组来看，目前公司在建项目装机规模约 358 万千瓦，并且据三峡新能源官网，2020 年公司新增投产装机超 500 万千瓦，总装机规模突破 1500 万千瓦。

表 10：公司披露在建机组情况（数据截至 2020 年一季度末）

项目	地区	装机（万千瓦）	类型
漳浦 D 区项目	福建	40.20	海上风电
福清兴化湾二期项目	福建	28.00	海上风电
永安贡川风电场项目	福建	4.84	陆上风电
闽清上莲 48MW 风电场项目	福建	4.80	陆上风电
建瓯筹岭风电场项目	福建	4.80	陆上风电
屏南灵峰风电场	福建	5.00	陆上风电
三峡新能源阳西沙扒二期 400MW 海上风电项目	广东	40.00	海上风电
海上风电 300MW 沙扒项目	广东	30.00	海上风电
海上风电南澳洋东项目	广东	30.00	海上风电
广东阳山桔子塘风电项目	广东	5.00	陆上风电
二连浩特 50MWP 光伏工程	内蒙古	5.00	光伏
内蒙古四华新能源开发有限公司乌拉特中旗风电场一期 200MW 风电项目	内蒙古	20.00	陆上风电
朱日和二期 49.5MW 风电项目	内蒙古	4.95	陆上风电
巨野峻阳 100MW 风力发电项目	山东	10.00	陆上风电
三峡新能源山东昌邑柳疃 60MW 工程项目	山东	6.00	陆上风电
岳家屯风电场	辽宁	4.80	陆上风电
大连市庄河Ⅲ（300MW）海上风电场项目	辽宁	30.00	海上风电
北塔山牧场 200MW 风电项目	新疆	20.00	陆上风电
新疆达坂城风电场二期 49.5MW 工程	新疆	4.95	陆上风电

三峡新能源米脂姬岔 50 兆瓦风电场	陕西	5.00	陆上风电
渭南峡阳 100MW 光伏领跑者项目	陕西	10.00	光伏
红寺堡大河 100MW 风电项目	宁夏	10.00	陆上风电
广西天峨交连岭风电项目	广西	10.00	陆上风电
青海共和切吉 100MW 风电场项目	青海	10.00	陆上风电
同心 50MW 风电项目	宁夏	5.00	陆上风电
富裕友谊风电场项目一期	黑龙江	4.95	陆上风电
国合河南社旗下洼乡风电场二期 49MW 工程	河南	4.90	陆上风电
合计	**-**	**358.19**	-

资料来源：Wind，长江证券研究所

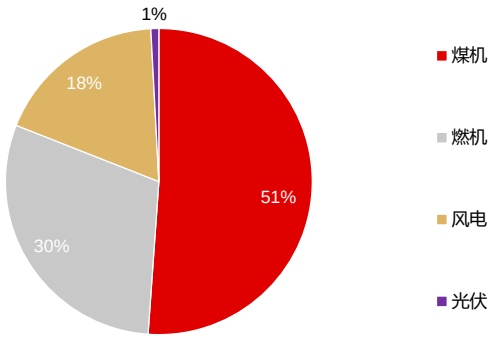
掘金传统能源转型急先锋，“盈利+估值”的改善双循环

对于传统的火电运营商来说，煤价起伏带来业绩波动、新能源发展挤压火电空间，使得火电估值处于较低位置，火电电源的发展空间越来越有限。部分公司利用火电带来的优质现金流，谋求转型，积极发展新能源，成为传统火电转型的第一批践行者。

福能股份：借助区位资源优势，地方电企转型先行者

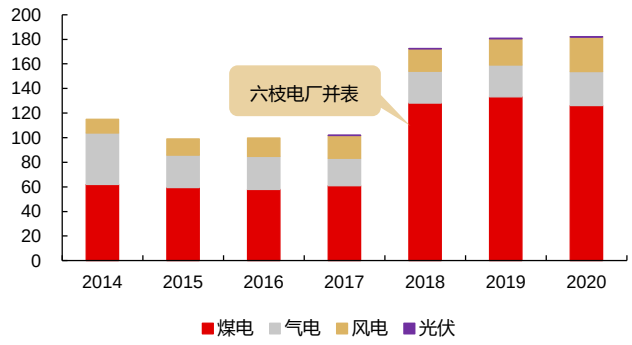
公司是福建省能源集团旗下省属控股唯一上市能源平台，实际控制人为福建省国资委，第二大股东为三峡集团旗下三峡资本，持有公司 8.62%股份。截至 2020 年 6 月，公司控股运营总装机规模 511.70 万千瓦，其中风电 93 万千瓦，天然气发电 152.80 万千瓦，热电联产 129.61 万千瓦，燃煤纯凝 132.00 万千瓦，光伏 4.29 万千瓦，基本形成存量资产以火电为主，增量资产以风电引领的电源格局。

图 41：公司 2020 年上半年末控股装机结构



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 42：公司上网电量变动情况（单位：亿千瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

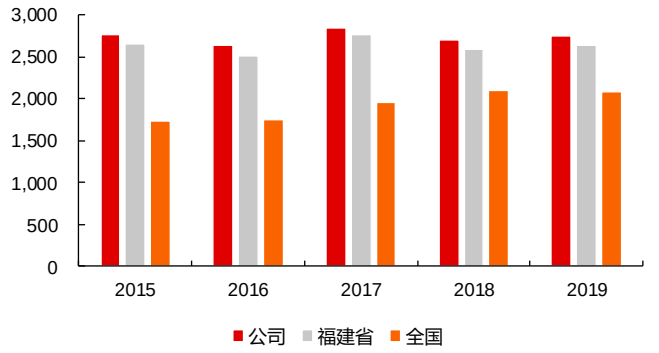
由于台湾海峡的“狭管效应”，福建省风电利用小时位居全国前列：2019 年，福建省风电平均利用小时达到 2639 小时，远超全国风电平均利用小时 2082 小时。而公司作为省属控股唯一能源上市平台，坐拥省内最优质的风电资源，2019 年公司风电利用小时高达 2739 小时，更是高出福建省平均利用小时 100 小时。

图 43：2019 年全国风电利用效率地区分布



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 44：公司风电机组利用小时大幅领先全国及全省（单位：小时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

目前公司陆上风电项目已经全部开发完毕，海上风电项目中平海湾海上风电项目及石城项目正按照计划顺利推进，同时在手最大风电项目—长乐外海海上风电场 C 区项目也已于 2019 年末开始动工建设，3 个项目合计装机 89.80 万千瓦。按照当前项目推进进度，参考其他项目建设周期经验，预计 3 个项目均能在 2021 年底前实现全部投产并网。此外，公司早在 2015 年便与三峡集团在战略合作协议框架下设立海峡发电公司，大量参股三峡新能源的海上风电项目，其中装机规模为 7.74 万千瓦的兴化湾一期项目已投产运行，其余公司参股在建机组合计 98 万千瓦预计也将于 2021 年底前投产。

表 11：公司主要控股在建机组（单位：万千瓦）

电源	项目	装机容量	权益比例	权益装机	2019 年底工程进度	预计投产年份
陆上风电	潘宅风电场	8.50	100.00%	8.50	55.22%	2020 年已投产
海上风电	莆田平海湾海上风电 F 区	20.00	64.65%	12.93	21.44%	2021 年投产
海上风电	莆田石城海上风电场项目	20.00	64.65%	12.93	9.28%	2021 年投产
海上风电	长乐外海海上风电场 C 区	49.80	68.15%	33.94	0.33%	2021 年投产

资料来源：公司公告，长江证券研究所

表 12：参股在建风电机组（单位：万千瓦）

电源	项目	装机容量	权益比例	权益装机	预计投产年份
海上风电	海峡发电长乐外海海上风电 A 区	30.00	35.00%	10.50	2021 年底全部投产
海上风电	福建兴化湾海上风电场二期项目	28.00	35.00%	9.80	2021 年底全部投产
海上风电	海峡发电漳浦六鳌海上风电 D 区	40.20	35.00%	14.07	2021 年底全部投产

资料来源：公司公告，长江证券研究所

在“碳中和”时代号召之下，公司位列确定性成长赛道。目前公司核准海上风电机组占全省海上风电核准机组的 27.21%，公司作为福建省内最大的省属上市电力公司，未来有望在风电项目资源获取方面取得更多优势。根据《福建省海上风电发展规划探讨》中披露，莆田水深 20 米以内近海风能理论蕴藏量为 489 万千瓦，50 米以内理论蕴藏量达 1434 万千瓦，因此公司坐拥全省乃至全国最优质的风能资源，充沛的潜在项目储备将长期支撑公司业绩成长。此外，2019 年全国海上风电项目平均度电成本为 0.521-0.779 元/千瓦时，得益于优异的风能资源，虽然福建省沿海岩石型海床结构和台风因素使得整体造价最高，但全省海上风电项目度电成本仅为全国最低的 0.487-0.588 元/千瓦时。因

此，我们认为虽然目前在地补政策尚未最终出台，但全国最优质的风能资源、最低的度电成本，都意味着福建省丰沛的海上风电资源开发确定性明显强于全国其余省份，公司长期成长性具备确定性。

表 13：中国主要省份海上风电度电成本

省（市）	单位造价（元/千瓦）	等效利用小时数（小时）	度电成本（元/千瓦时）
江苏	14500-16500	2500-3000	0.538-0.645
上海	15000-16500	2800-3000	0.596-0.656
浙江	15500-16500	2600-2800	0.616-0.706
广东	16500-17500	2800	0.656-0.695
福建	17500-18500	3500-4000	0.487-0.588

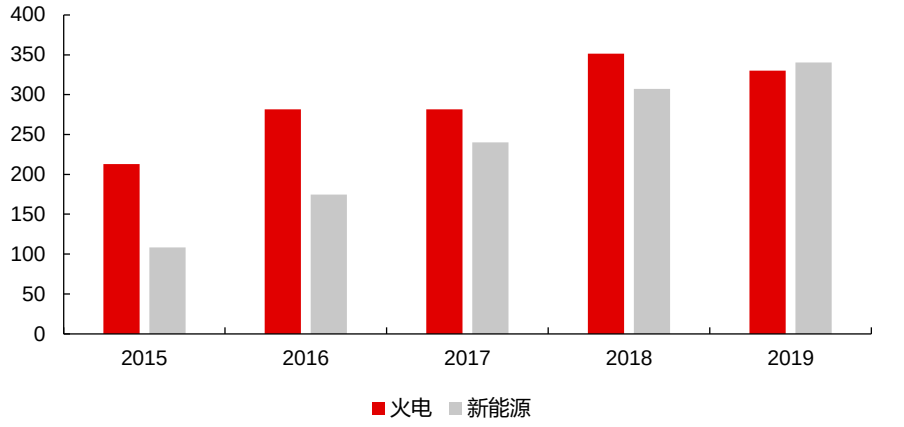
资料来源：《“十四五”中国海上风电发展关键问题》，长江证券研究所

吉电股份：火电转型先锋，目标一流清洁能源公司

吉林电力股份有限公司是国家电力投资集团有限公司控制的上市公司，公司以发电、供热为核心主业，大力发展风电、光伏等新能源，并积极开发综合智慧能源、氢能、储能等新业态，不断提升企业核心竞争力。

随着新能源、清洁能源和能源新业态的大力推进，公司产业结构与电源结构得到进一步优化，2019 年末公司新能源装机已经超过火电，截至 2020 年上半年末公司新能源装机占比已达到总装机 56%。围绕“建设国内一流清洁能源上市公司”的战略布局，经过多年发展积累，公司已建成东北、西北、华东、华北、江西等新能源平台公司。

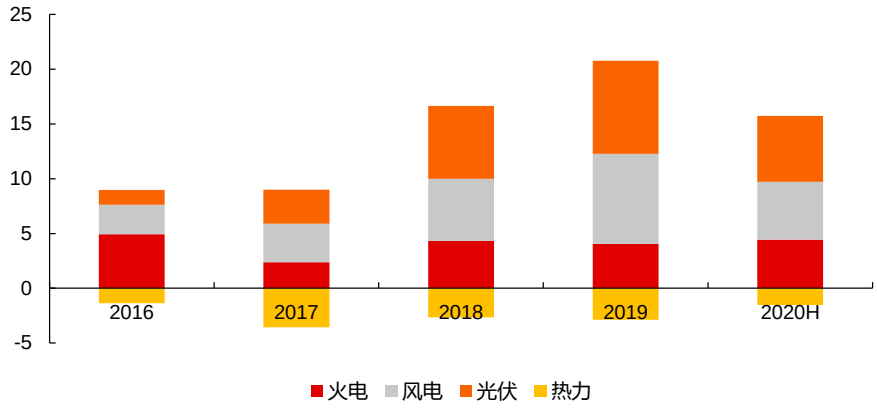
图 45：公司分类型装机容量（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

从毛利润角度来看，风电光伏利润贡献远超火电，2019 年和 2020 年上半年，公司风电+光伏的毛利润占比分别为 87.63%和 82.64%。

图 46：公司毛利润结构情况（单位：亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

公司拟通过非公开发行股票的方式募集资金用于新能源发电项目及补充流动资金，并已获得中国证监会核准，按照规划相关募集资金将主要用于风电和光伏项目投资，总装机约 87.8 万千瓦。

表 14：公司募集资金使用计划及相关项目概况（单位：万千瓦，小时，万千瓦时，万元）

项目	装机容量	年等效利用小时	年均发电量	全投资内部收益率（税后）	项目投资金额	拟投入募集资金
安徽宿松九成风电项目	10.0	2172	21,981	10.10%	81,557	44,657
延安宝塔蟠龙风电项目	10.0	一期 2075 二期 2122	一期 10,373 二期 10,737.5	一期 9.38% 二期 8.21%	79,837	37,666
青海乌兰风电项目	5.0	2058	10,412.3	9.15%	39,765	20,435
江西大水山风电项目	17.6	1967.74	34,632.15	9.02%	150,110	4,422
江西兴国莲花山风电项目	10.2	1965	20,002.2	8.44%	87,675	2,620
广西崇左响水平价光伏项目	15.0	1090.48	-	7.44%	60,000	59,400
山东寿光恒远平价光伏项目	20.0	-	-	7.33%	96,340	45,800
补充流动资金	-	-	-	-	-	85,000
合计	**87.8**	**-**	**-**	**-**	**595,284**	**300,000**

资料来源：Wind，长江证券研究所

除了募投项目以外，公司还在多地设立项目公司，推进项目前期工作，同时与其他主体签订项目开发合作协议等。公司前期项目紧锣密鼓推进，有望在募投项目之后接续公司的中长期增长。

核电：实现“碳中和”的必选路径之一

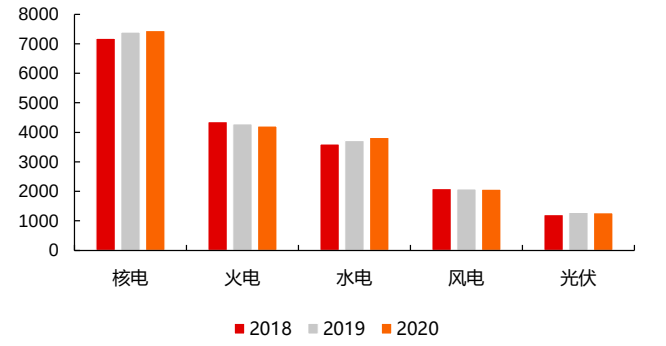
长期以来，世界主流的能源发展趋势，基本可以概括为尽早实现“能源供给多元化”、“传统能源清洁化”以及“清洁能源规模化”。作为“清洁能源”中不可忽视的一份子，不同于水电、风电和光伏，核电的运营生产不需要受制于自然资源波动的限制，因此可以实现人为控制功率的大小、运营的启停等基本操作，从而契合波动日益增大的全社会用电负荷曲线。因此，在所有“清洁能源”中，核电是唯一可以同时实现大功率规模化、长期稳定运行的清洁能源主体，也是当前时点实现火电替代最理想的电源。**在“碳中和”**

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

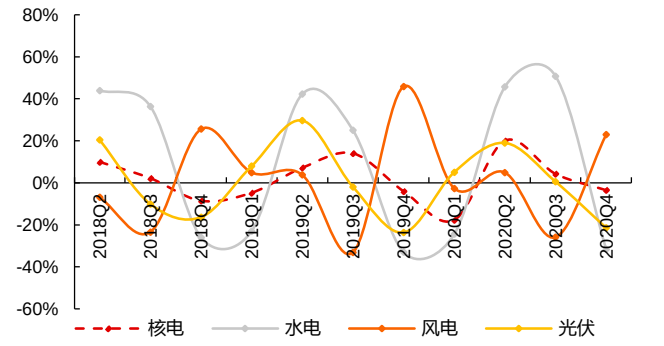
核电是所有“清洁能源”中运营最高效、最稳定的电源。2020 年我国核电机组平均利用小时高达 7453 小时，同比增加 59 小时，远超过火电（4216h）、水电（3827h）、风电（2073h）以及光伏（1281h），**机组利用效率位列所有电源之首。**从运行稳定性方面来看，由于核电的发电原理更加人为可控，因此机组出力季度间的波动率明显低于其他“清洁能源”电源，**2018-2020 年核电出力季度波动最大仅 20.08%，相比之下水电、风电和光伏等“清洁能源”的波动率分别达到 50.77%、45.85%以及 29.68%。**需要指出的是，核电机组 20.08%的波动率发生在 2020 年二季度，一定程度上是由于疫情压制全社会用电需求，导致大量核电机组在 2020 年一季度被迫降负荷运行造成基数偏低，从而放大了 2020 年二季度的环比波动，而消纳优先级比核电更加靠前的其他“清洁能源”电源则受此影响较少。**如果剔除疫情期间的特殊情况，则核电季度出力的最大波动率进一步降低至 14.04%。**

图 47：2018-2020 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 48：“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。其中，主要政策包括：

1）2017 年 3 月 1 日，国家发改委、国家能源局联合印发《保障核电安全消纳暂行办法》；

2）2017 年 3 月 29 日，国家发改委、国家能源局联合印发《关于有序放开用电计划的通知》；

3）2018 年 10 月 30 日，国家发改委、国家能源局联合印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》；

4）2019 年 6 月 22 日，国家发改委印发《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》。

自此可以看出，短期事件或形势延缓行业发展速度，但在无法从规模增量的角度出发解

决实质问题时，国家相应出台法律法规解决存量问题，因此从行业发展方向的角度来看具备高度确定性，即核电是完成“碳中和”承诺拼图中不可或缺的一部分。作为印证，2020 年在新冠疫情冲击全社会用电需求的情况下，核电成为所有电源中，除来水极度偏丰的水电外唯一一个实现正增长的电源。

表 15：2017 年至今核电保障性消纳相关国家政策文件及有关内容

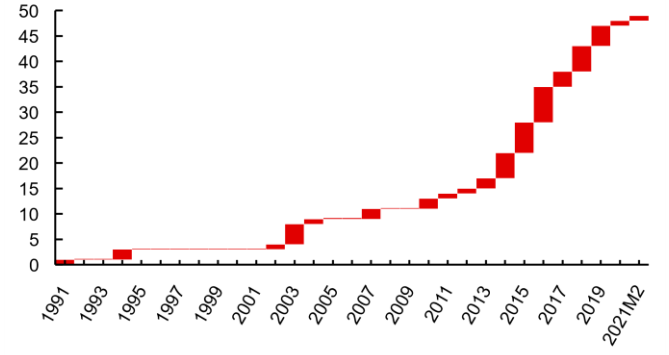
时间	国家部委	文件名称	相关内容
2017-03-01	国家发改委、国家能源局	《保障核电安全消纳暂行办法》（发改能源〔2017〕324 号）	明确核电保障性消纳的基本原则为“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”，强调按照一类优先保障顺序安排核电机组发电，严格执行核电优先发电合同，优先发电权计划按照所在地区 6000 千瓦以上电厂发电设备上一年平均利用小时数的一定倍数确定，其中倍数按照【全国前三年核电平均利用小时数/全国前三年 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时数】确定
2017-03-29	国家发改委、国家能源局	《关于有序放开用电计划的通知》（发改运行〔2017〕294 号）	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有关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

核电装机突破 5000 万千瓦，“十四五”有望再度加速

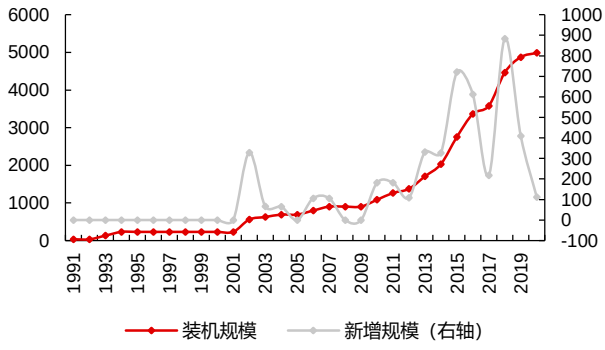
在 2021 年 1 月 30 日中国核电旗下福清 5 号机组正式成功并网发电后，截至 2020 年 2 月，我国在运核电机组 49 台，总装机容量达到 5103.82 万千瓦，在役核电装机正式突破 5000 万千瓦；在建核电机组 12 台，总装机容量 1166.20 万千瓦；待建机组 5 台，总装机容量 611.20 万千瓦。2016 年我国电力“十三五”规划正式出台时，文件曾提出在“十三五”期间全国核电实现投产规模约 3000 万千瓦、项目开工建设规模达到 3000 万千瓦以上，到 2020 年底实现核电装机规模达到 5800 万千瓦。对比之下，核电“十三五”规划的目标显然没有完成，即使以最新的数据来计算，目前距离“十三五”装机目标仍有 700 万千瓦装机的差距。

图 49：1991 年至今我国核电在役机组及新增机组数量



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 50：1991 年至今我国核电在役装机及新增装机（单位：万千瓦）

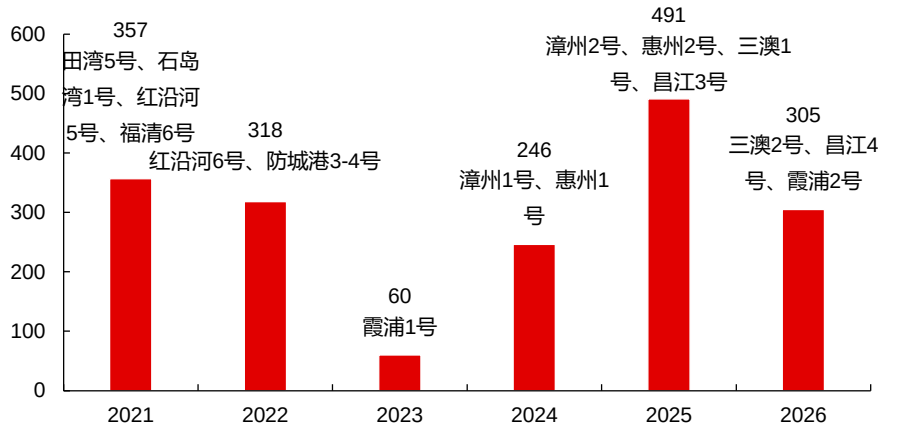


资料来源：Wind，长江证券研究所

核电“十三五”规划未完成具备历史原因，后续期间行业发展有望迎来加速。“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，但 2019 年福建漳州、广东惠州核电项目率先获得国常会核准，随后 2020 年我国进一步审批了海南昌江、浙江三澳以及福建霞浦核电项目，正式确认了我国核电新机组项目审批在经历 2016-2018 年三年“零封”后正式迎来重启。基于我国核电项目建设周期 60-70 个月的假设，通过梳理目前我国核电机组获批在建情况，**保守估计我国在 2021-2026 年间还将会迎来约 1777.40 万千瓦核电装机投产，相较截至 2021 年 2 月初的 5103.82 万千瓦增长 34.82%，其中“十四五”期间投产 1472.40 万千瓦，“十五五”期间投产 305.00 万千瓦，最终全国核电装机规模有望在 2026 年达到 6881.22 万千瓦。**

图 51：2021-2026 年间我国核电新增装机增长（单位：万千瓦）

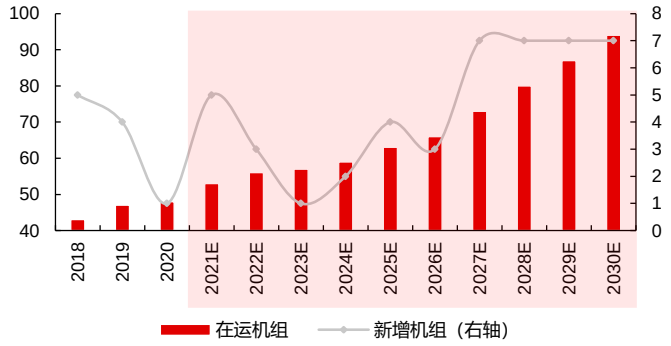


资料来源：Wind，长江证券研究所

2030 年前迎来投产“黄金期”，上市公司产能扩张拐点已至

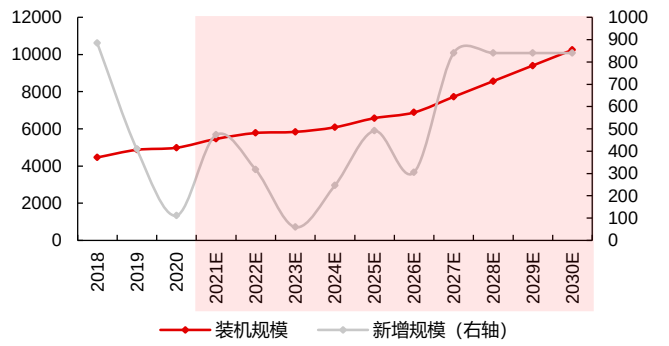
核电新机组审批呈现加速之势，2030 年前有望迎来投产“黄金期”。2020 年我国共计核准包括浙江三澳、海南昌江以及福建霞浦在内的 5 台机组，相较 2019 年的 4 台机组获批稳步增加 1 台，核电新机组核准呈现加速的态势。在新项目审批实现常态化的前提下，基于“十四五”期间每年审批 6-8 台的预期，审慎假设“十四五”期间全国每年新核准 7 台机组，则**我国有望在“十四五”期间审批通过 35 台新机组、“十五五”期间迎来 38 台新机组投产。**

图 52：“十四五”及“十五五”我国核电机组投产数量



资料来源：Wind，长江证券研究所

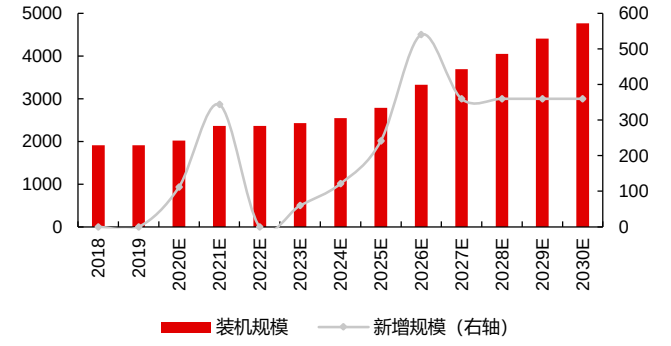
图 53：2030 年前我国核电装机容量增长（单位：万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

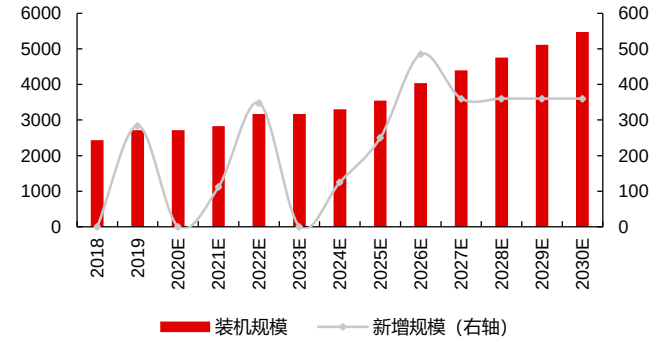
“自主可控”浪潮之下，上市公司领先于行业迎来扩产拐点。目前我国核电运营赛道主要有上市公司中国核电、中国广核以及未上市的国家核电等 3 个主要竞争者，其中未上市的国家核电主要负责引进、吸收美国西屋公司的 AP1000 堆型技术。在当前的国际形势以及“自主可控”号召之下，目前我国新获审批的项目均采用上市公司中国核电以及中国广核联合研发的国产“华龙一号”堆型技术。短期来看这一趋势难以逆转，这也就意味着未来核电行业的集中度或进一步提升，上市平台或在未来产能扩张期获得更多份额。基于此前“十四五”期间我国有望审批通过 35 台核电新机组的假设，同时审慎假设“十四五”期间国家核电获得 5 台新机组份额，在不考虑例如昌江核电、防城港核电等股权比例问题的基础上，则**上市公司中国核电和中国广核或将均分剩余 30 台新机组的份额，则到 2030 年两者的核电装机规模将分别较 2020 年底增加 135.89%和 101.68%，其中中国核电的新增产能拐点将提前至 2022 年。**实际上，如果考虑近年来中国核电在新能源分部的持续发力，其产能扩张周期拐点将进一步提前。

图 54：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 55：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

“碳中和”下煤炭消费前置的可能性

根据部门的文件、总书记提出的碳中和要求、专业机构对于部分能源的未来消费展望综合计算，煤炭的消费总量在现阶段的约束条件之下，到 2025 年基本维持在 40 亿吨的水平，“十四五”期间年化增速仅为 0.11%；到 2030 年会下降到 38.8 亿吨左右，“十五五”期间为负增长，年化增速为-0.74%。

表 16：碳排放等约束下的能源消费预测

指标	2017	2018	2019	2020E	2025E	2030E
能源消费总量（万吨标准煤）	455,827	471,925	487,000	494,305	560,000	600,000
增速（2025 和 2030 为年化）	3.25%	3.53%	3.19%	1.50%	2.92%	1.39%
其中：原煤	276,231	278,436	280,999	281,754	283,360	273,000
增速（2025 和 2030 为年化）	0.59%	0.80%	0.92%	0.27%	0.32%	-0.74%
原油	86,151	89,194	92,043	93,918	103,040	102,000
天然气	31,452	35,866	39,447	42,510	61,600	75,000
非化石能源	61,992	68,429	74,511	76,123	112,000	150,000
消费结构（%）	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
原煤	60.6	59.0	57.7	57.0	50.6	45.5
原油	18.9	18.9	18.9	19.0	18.4	17.0
天然气	6.9	7.6	8.1	8.6	11.0	12.5
非化石能源	13.6	14.5	15.3	15.4	20.0	25.0
煤能源消费总量（统计局，万吨）	391,403	397,452	399,019	400,090	402,371	387,660
增速（2025 和 2030 为年化）	0.66%	1.55%	0.39%	0.27%	0.11%	-0.74%

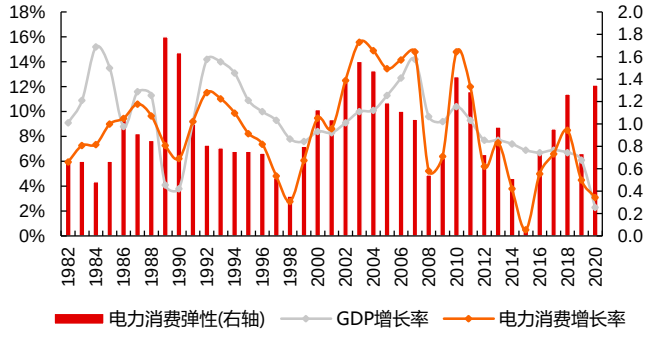
资料来源：Wind，国家发改委，国家能源局，长江证券研究所

然而我们认为，目前的约束条件可能存在考虑不周的情况，尤其是对于能源消费总量的约束，实际的能源消费总量可能要高于之前发改委在《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》文件中提出的 2030 年 60 亿吨标准煤的约束条件。主要原因有二：

“十三五”以来不断提升的能源消费弹性

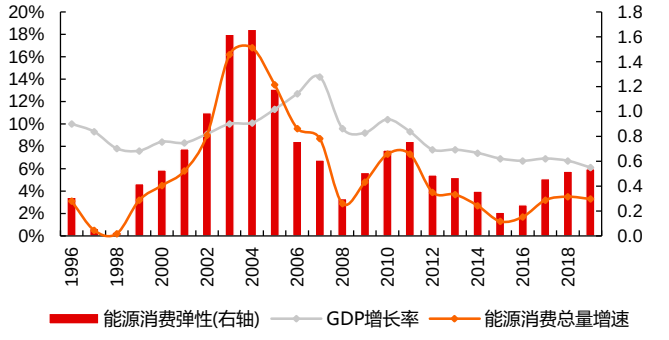
我国的电力消费弹性和能源消费弹性在 2003-2005 年创新高以来，后续主要是在 2008 年的经济危机、2015 年时期向下探底，在经济表现相对较好的“十一五”末期和“十三五”期间，整体呈现的是向上的趋势。2020 年我国的电力弹性系数已经上升至 1.35，2019 年的能源弹性系数（20 年数据尚未公布）则为 0.54。

图 56：“十三五”期间电力消费弹性系数总体呈上升态势



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 57：“十三五”期间能源消费弹性系数总体呈上升态势



资料来源：Wind，长江证券研究所

因此，如果我国在接下来的十年保持大约每年 6%左右的 GDP 增速，能源消费弹性系数保持在 2019 年 0.5 的水平，则每年的能源消费总量增速为 3%，而以 3%的增速计

算，2025 年和 2030 年能源消费总量分别将达到 57 亿吨标准煤和 66 亿吨标准煤，超出了之前发改委在文件中的预期。

“碳中和”自身带来的煤炭消费前置

虽然碳中和政策会长期压制煤炭的消费总量，但我们认为，**碳中和对风光新能源设备的鼓励政策本身或将改变原煤消费的节奏。**具体来看，由于风光新能源设备的投资和组装同样需要耗材和耗能，因此为提升非化石能源比重，近年来必然大幅提升风光设备规模，而无论是风电还是光伏，在制造的时候都要耗用铜、钢、铝等材料，这些材料在制造的过程当中不可避免的要以电力的形式消费能源（钢铁、有色、建材、化工为电力行业四大高耗能），风电光伏的设备制造本身也要耗能。我们根据现有资料进行如下推算：

1、 钢材：风电设备和光伏设备都要用到钢材，风电主要用于塔架、主轴和部分铸件，光伏设备主要用于支架。风电装机的耗钢量约为 150 吨/MW 左右[2]，光伏设备的耗钢量约为 25 吨/MW 左右[3]。

2、 铝材：铝材主要用于光伏设备边框制作，耗铝量大约为 20.7 吨/MW 左右[4]。

3、 铜材：铜在风电设备中主要用于电缆，在光伏设备中主要用于辅材。风电的耗铜量约为 2.5-6 吨，平均值 4.25 吨/MW 左右；光伏设备的用铜量约为 4 吨/MW 左右[5]。

4、 玻璃及玻纤：光伏设备在制作封装面板的时候需要玻璃，而风机的叶片制造离不开玻纤。风电的玻纤需求大约为 7 吨/MW 左右[6]，光伏对于光伏玻璃的消耗大约为 85-90 吨/MW 左右[7]。

5、 硅：主要用于光伏设备组件，平均耗量约为 3-3.5 吨/MW 左右[8]。

表 17：风电设备耗材耗能计算

	单位	2018A	2019A
风电吊装装机规模（含并网）	**万千瓦**	**2,100.00**	**2,890.00**
——同比		6.82%	37.62%
其中：风电并网装机规模	**万千瓦**	**2,100.00**	**2,574.00**
铜材-电缆			
耗铜系数	吨/千瓦	0.004	0.004
耗铜量	万吨	8.93	12.28
吨铜电耗	千瓦时/吨	1,053.48	1,053.48
耗电量	亿千瓦时	0.94	1.29
钢材-塔架、主轴、铸件			
耗钢系数	吨/千瓦	0.16	0.16
耗钢量	万吨	329.00	452.77

[2] 数据出自《国内风电用钢市场分析与技术开发》，作者张宝荭
[3] 数据出自《光伏组件横排及竖排布置时支架用钢量对比》，作者王敏、何文俊
[4] 数据出自上海有色金属网文章《内忧外患，2018 年光伏铝型材需求量预测》
[5] 数据出自国家铜业协会文章《应对气候危机：铜材助力能源革命，实现绿色发展》
[6] 数据出自中国产业信息网发布的《2015-2020 年中国玻璃纤维市场运行态势分析及产业链投资价值预测报告》
[7] 通过每年光伏玻璃的消费量除以光伏设备的制造量得出
[8] 通过每年多晶硅消费量除以光伏设备的制造量得出

吨钢电耗	千瓦时/吨	584.43	570.35
耗电量	亿千瓦时	19.23	25.82
玻纤材料-叶片			
耗玻纤量	万吨	42.00	54.64
单位装机玻纤用量	吨/千瓦	0.0200	0.0189
玻纤电耗	千瓦时/吨	666.00	666.00
耗电量	亿千瓦时	2.80	3.64
材料用电-各材料耗电量加总	**亿千瓦时**	**22.97**	**30.76**
制造用电-风能原动设备制造	**亿千瓦时**	**1.62**	**2.82**
风电设备耗电总量	**亿千瓦时**	**24.58**	**33.57**
风电单位装机容量耗电量	**千瓦时/千瓦**	**117.05**	**116.16**

资料来源：Wind，长江证券研究所

表 18：光伏设备耗材耗能计算

	单位	2018A	2019A
组件产量	**万千瓦**	**8,430**	**9,860**
——同比		12.40%	16.96%
其中:国内组件产量	**万千瓦**	**4,502**	**3,513**
其中：组件出口量	**万千瓦**	**3,928**	**6,347**
耗铝量-边框			
耗铝系数	吨/千瓦	0.02	0.02
耗铝量	万吨	174.49	204.08
吨铝电耗	千瓦时/吨	9,789.36	9,176.79
耗电量	亿千瓦时	170.81	187.28
耗铜量-辅材			
耗铜系数	吨/千瓦	0.004	0.004
耗铜量	万吨	33.72	39.44
吨铜电耗	千瓦时/吨	1,053.48	1,053.48
耗电量	亿千瓦时	3.55	4.15
耗钢量-支架			
耗钢系数	吨/千瓦	0.03	0.03
耗钢量	万吨	213.49	249.70
吨钢电耗	千瓦时/吨	584.43	570.35
耗电量	亿千瓦时	12.48	14.24
耗光伏玻璃量-封装面板			
耗玻璃量	万吨	778.45	831.26
耗玻璃系数	吨/千瓦	0.09	0.08

吨玻璃电耗	千瓦时/吨	2,847.84	2,847.84
耗电量	万千瓦时	221.69	236.73
耗硅量-电池			
多晶硅合计产量	万吨	25.95	34.20
耗硅系数	吨/千瓦	0.003	0.003
吨硅电耗	千瓦时/吨	0.07	0.07
耗电量	亿千瓦时	0.00	0.00
材料用电-各材料耗电量加总	**亿千瓦时**	**408.53**	**442.41**
制造用电-光伏设备及元器件制造	**亿千瓦时**	**17.41**	**22.52**
光伏设备耗电总量	**亿千瓦时**	**425.95**	**464.93**
光伏单位装机容量耗电量	**千瓦时/千瓦**	**505.27**	**471.53**

资料来源：Wind，长江证券研究所

根据之前的假设，我们可以计算得出：考**虑到各种材料的耗能和设备制造本身的用能，每生产 1 千瓦装机的风电，大约需要耗电 115-120 度左右；每生产 1 千瓦装机的光伏，大约需要耗电 470-500 度左右。**

而按照当前的用电结构，我国大约 70%的电能都是火电贡献，以 2020 年我国的能源结构来看（中电联数据）：2020 年全年所有电源总发电量 76236 亿千瓦时，其中火电 51743 亿千瓦时，占比 67.87%；煤电 46316 亿千瓦时，占比 60.75%。

按照我们前面的计算，为了满足 2030 年非化石能源占比达到 25%的目标，“十四五”期间我国风电和光伏的年均装机增量大约为 3500 万千瓦左右和 6500 万千瓦左右，“十五五”期间的增量大约为 4600 万千瓦左右和 8000 万千瓦左右。然而根据新闻披露：在 2020 年 12 月 22 日召开的中国能源政策研究年会 2020 暨“中国电力圆桌”四季度会议上，有代表表示“目前国家能源局已经提出了‘2021 年我国风电、太阳能发电合计新增 **1.2 亿千瓦**’的目标”。而在中电联发布的《2020-2021 年度全国电力供需形势分析预测报告》中，则预测 2021 年的非化石能源装机投产达到 **1.4 亿千瓦**以上。**根据以上信息，我们可以推断 2021 年在“十四五”期间属于风光投产装机容量相对较高的年份。而考虑到当前我国的能源消费仍然以煤炭为主，因此预计风光的投运会在 2021 年带来额外的煤炭消费。**

表 19：估算 2021 年风电光伏建设带来的耗电量及耗煤量

项目	单位	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5
国内风光装机增量	万千瓦	10000	12000	14000	16000	18000
其中：风电	万千瓦	4000	5000	6000	7000	8000
光伏	万千瓦	6000	7000	8000	9000	10000
光伏设备出口量	万千瓦	7000	7000	7000	7000	7000
风光建设耗电量	亿千瓦时	672	732	792	852	912
煤电占比		60%	60%	60%	60%	60%
煤电消耗量	亿千瓦时	403.2	439.2	475.2	511.2	547.2
供电煤耗	克/千瓦时	308	308	308	308	308

标准煤耗量	万吨	1,241.86	1,352.74	1,463.62	1,574.50	1,685.38
动力煤耗量（Q5500）	万吨	1,580.54	1,721.66	1,862.78	2,003.90	2,145.02

资料来源：长江证券研究所

风光新能源设备的制造及安装过程会带来额外的用电消费，中电联在发布的《2020-2021年度全国电力供需形势分析预测报告》中也提到2021年的用电增速大约在6%-7%左右，一定程度上肯定了2021年经济和能耗的相对高速发展。考虑到清洁能源的挤压、水电的出力同比消退等影响，预计火电的增速大约在5%左右。结合冶金、化工、建材等行业用煤，2021年的动力煤需求增速预计在4%-5%左右。

表 20：动力煤供需平衡表及2021年预测（单位：万吨）

动力煤供需平衡		2017A	2018A	2019A	2020A	2021E
供给	生产量	287,375	295,976	312,466	317,937	333,834
	YOY	4.34%	2.99%	5.57%	3.21%	5.00%
	净进口量	11,882	12,194	13,790	14,000[9]	14,000
	YOY	-4.27%	2.63%	13.09%	1.52%	0.00%
	总供给	**299,257**	**308,170**	**326,256**	**331,937**	**347,834**
	YOY	**3.97%**	**2.98%**	**5.87%**	**1.74%**	**4.79%**
需求	电力	188,090	197,096	205,060	208,550	220,624
	YOY	-1.58%	4.79%	4.04%	1.70%	5.28%
	冶金	14,421	15,421	15,974	17,180	18,039
	YOY	1.26%	6.93%	3.59%	7.55%	5.00%
	化工	17,633	17,483	19,443	19,926	20,524
	YOY	-14.98%	-0.85%	11.21%	2.48%	3.00%
	建材	30,633	28,257	30,236	32,234	31,589
	YOY	-3.61%	-7.76%	7.00%	6.61%	-2.00%
	供热	23,154	26,519	28,159	28,941	29,809
	YOY	5.17%	14.53%	6.18%	2.78%	3.00%
	总需求	**314,282**	**322,128**	**335,249**	**343,889**	**358,855**
	YOY	**1.10%**	**2.50%**	**4.07%**	**2.58%**	**4.35%**
供给-需求		**-15,025**	**-13,958**	**-8,992**	**-11,952**	**-11,021**

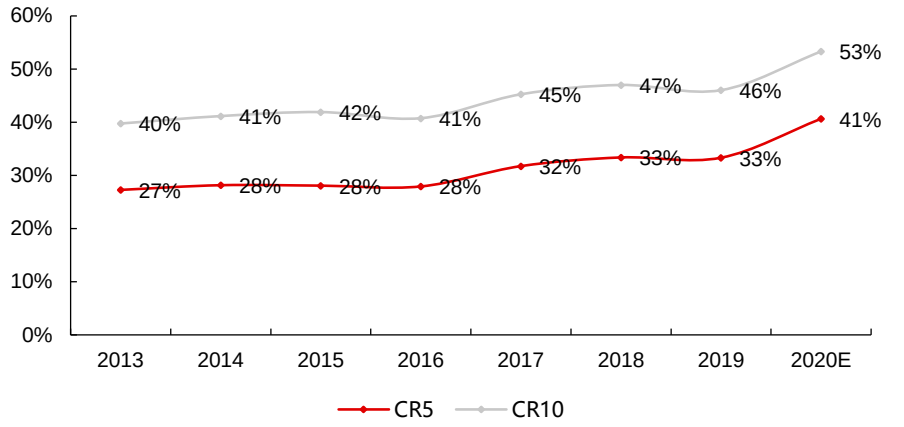
资料来源：Wind，长江证券研究所

陕西煤业&中国神华：成本优势显著的一体化龙头

短期内，由于煤炭消费的前置动力煤有望呈现量价齐升的现象；而在长期，受“碳中和”政策影响面临需求下行压力，供给预计也会被进一步压缩。**在此情况下，资源禀赋优异、吨煤成本较低、管理能力较强的龙头煤炭企业有望脱颖而出，行业集中度或不断提升。**因此，**动力煤板块**我们重点推荐**陕西煤业、中国神华。**

[9] 此处数据缺少2020年1-2月份，从历史情况来看，2020年广义动力煤进口接近14000万吨，此处按照14000万吨假设

图 58：行业集中度不断提升



资料来源：煤炭工业协会，长江证券研究所

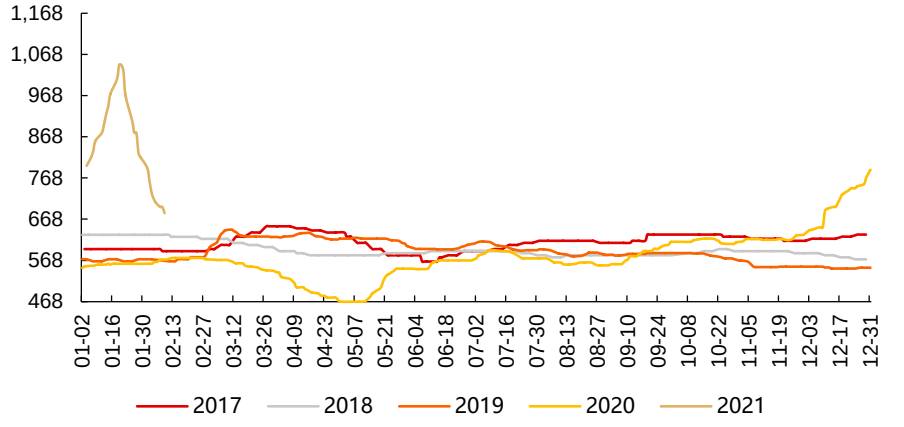
表 21：产能预测表（单位：亿吨/年）

年份	在产产能	在建产能	联合试运转	淘汰落后产能及非法矿井转入	新核准产能
2017	33.36	10.19	3.57	-	-
2018	35.27	10.56	3.74	1.66	0.75
2019	36.12	9.02	3.18	2.89	2.20
2020E	36.50	8.04	2.83	2.79	0.29
2021E	37.50	5.50	1.94	1.83	-

资料来源：国家能源局，国家煤监局，长江证券研究所

1） **短期来看**，由于风光等新能源无法立即补上电力供需缺口，因此受益于经济需求恢复、下游生产旺盛和出口需求增加，火力发电在 2021 年或将呈现较高增速，从而拉动动力煤消费量增长。此外，受 2020 年初疫情影响，动力煤价格全年同比下跌，在 2020 年低基数及 2021 年供需相对偏紧状态下，动力煤价格有望实现同比增长。

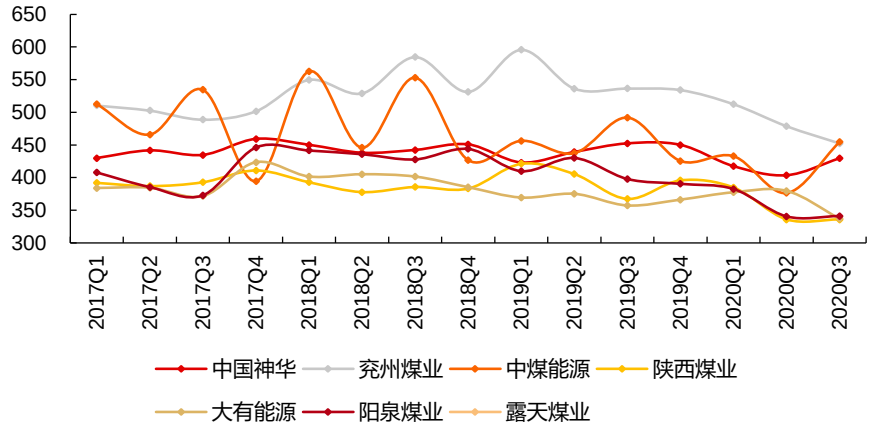
图 59：当前动力煤价格虽有下跌，但仍处历史相对高位（元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

2） **长期来看**，由于动力煤龙头企业成本较低，资源禀赋优异，因此当行业产能进行缩减、煤价下降时，动力煤企业的规模优势和成本承受能力相对其他企业更强。在碳中和政策影响下，碳税在未来可能实施，动力煤二线企业可能面临出清，龙头企业将呈现强者恒强局势。

图 60：主要动力煤公司吨煤成本比较：**陕煤、神华**成本较低（元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

看好高景气赛道和优质公司投资价值

为了兑现我国向国际社会许下的“碳达峰”、“碳中和”目标和承诺，预计未来以风电光伏为主的非化石能源将成为我国能源消费的主要增量，并带动整个能源和电力结构的转型升级。在这一过程中，新能源行业的价值将愈发得到凸显，**建议关注新能源发电领域投资机会，其中包括具备先发优势的新能源运营商，以及积极转型新能源的火电标的**：

- **先发优势造就资源护城河，赛道龙头具备领先身位**：部分企业在早期即开始布局新能源发电，随着产业的发展做大做强，成为市场上规模较大的新能源运营商。先发优势使得这些公司具备资源优势，在国家推进“碳中和”、能源转型加快的大环境下，龙头优势有望得到进一步巩固。
- **掘金传统能源转型急先锋，“盈利+估值”的改善双循环**：对于传统火电运营商，煤价起伏带来业绩波动、新能源发展挤压火电空间，使其估值长期处于低位，火电发展空间也越来越有限。部分公司利用火电带来的优质现金流，谋求转型，积极发展新能源，成为传统火电转型的第一批践行者。

此外，虽然煤炭等传统化石能源的空间将越来越小，但**“碳中和”下煤炭消费前置同样有望带来投资机会**：新能源设备制造需要消耗能源，或将改变原煤消费的节奏。短期内，由于煤炭消费的前置动力煤有望呈现量价齐升的现象；而在长期，受“碳中和”政策影响面临需求下行压力，供给预计也会被进一步压缩。在此情况下，**资源禀赋优异、吨煤成本较低、管理能力较强的龙头煤炭企业有望脱颖而出。**

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情范围内，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。