

证券研究报告 / 公司深度报告

**买入**

上次评级: 买入

## 背靠国电投优势明显, 转型新能源奋勇争先

### 报告摘要:

**吉电股份: 背靠国家电投, 新能源转型成效显著。**公司成立于1993年, 深耕电力运营行业近30年, 实控人为世界最大新能源开发及运营企业国家电投。公司自2009年起大力发展新能源, 目前项目所在地涉及全国30个省市, 截至2021年9月底, 新能源装机已达691.1MW, 占比超2/3, 已成功转型为以新能源为主的清洁能源上市公司。主要受益于装机结构优化, 2021年前三季度, 公司营收、归母净利润分别达88.57亿元、6.77亿元, 同比分别增长31.14%、57.87%, 毛利率、净利率连续3年实现同比增长。

**时代机遇: 能源结构转型升级, 电力市场化改革加速推进。**我国碳排放量高居世界第一, 2020年我国碳排放总量中有69%来源于煤炭。为确保如期实现“双碳”目标, 我国正大力快速推进能源结构转型升级, 据测算至2030年我国累计新能源装机将达18亿千瓦, 年均新增光伏、风电装机74GW、52GW。与此同时, 我国正加快推进电力市场化改革, 还原电力商品属性, 具体措施包括扩大电价上下浮动范围、建立绿电交易市场等。随着光伏、风电度电成本持续下降, 新能源运营商盈利能力有望进一步提升。

**开拓进取: 风光装机快速增长, 氢能产业集群助力“二次转型”。**自2010年公司首个风电项目并网发电以来, 公司新能源装机量快速提升。2015年末, 新能源装机增加88.47万千瓦, 增长447%, 占比27.8%; 2020年末, 新能源装机增加474.69万千瓦, 增长438%, 占比63.85%, 2021年占比有望超过70%, 2025年占比有望超过80%。此外, 公司在国家电投的支持下, 努力打造氢能产业集群, 积极布局“两大基地、一条走廊”, 即吉林西部绿氢制备及消纳基地和长春氢能应用及装备制造研发基地, 沿白城-长春打造加氢、运氢、用氢在内的氢能走廊, 预计公司氢能、储能等业务的发展将助力公司实现“二次转型”。

**盈利预测: 预计2021-2023年公司营业收入138.79/156.31/172.51亿元, 归母净利润3.70/12.32/15.58亿元, EPS 0.13/0.44/0.56元, 对应PE分别为62.22/18.71/14.79倍, 维持“买入”评级。**

**风险提示: 项目进展不及预期, 平均电价低于预期, 煤价高于预期**

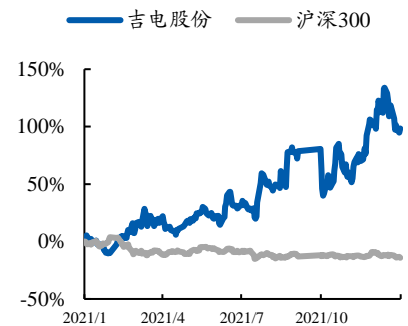
财务摘要(百万元)	2019A	2020A	2021E	2022E	2023E
营业收入	8,552	10,060	13,879	15,631	17,251
(+/-)%	17.13%	17.64%	37.96%	12.62%	10.36%
归属母公司净利润	174	478	370	1,232	1,558
(+/-)%	51.78%	174.83%	-22.52%	232.48%	26.51%
每股收益(元)	0.08	0.22	0.13	0.44	0.56
市盈率	103.25	37.55	62.22	18.71	14.79
市净率	3.11	2.95	2.09	1.88	1.67
净资产收益率(%)	2.35%	6.12%	3.36%	10.05%	11.28%
股息收益率(%)	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
总股本(百万股)	2,146	2,146	2,790	2,790	2,790

### 股票数据

2022/01/11

6个月目标价(元)	11.03
收盘价(元)	8.26
12个月股价区间(元)	3.73~9.73
总市值(百万元)	23,047.12
总股本(百万股)	2,790
A股(百万股)	2,790
B股/H股(百万股)	0/0
日均成交量(百万股)	96

### 历史收益率曲线



涨跌幅(%)	1M	3M	12M
绝对收益	-1%	10%	95%
相对收益	4%	13%	107%

### 相关报告

《吉电股份(000875.SZ): 实控人注资再发力, 新能源转型马蹄疾》

--20211207

《吉电股份(000875.SZ): 定增完成利润高增, 转型升级未来可期》

--20210412

《长江电力(600900)深度报告: 蛟龙出海, 新动能助推水电巨擘》

--20210303

### 证券分析师: 董佳敏

执业证书编号: S0550116050002

021-20361230 djm@nesc.cn

### 研究助理: 岳挺

执业证书编号: S0550120110024

0755-33975865 yueting@nesc.cn

## 目 录

<b>1.</b>	<b>吉电股份：背靠国家电投，新能源转型成效显著</b> .....	<b>5</b>
1.1.	老牌电力运营商，积极转型新能源 .....	5
1.2.	背靠国家电投，股权结构合理 .....	6
1.3.	营收利润持续增长，健康现金流支撑资本开支 .....	9
<b>2.</b>	<b>时代机遇：能源结构转型升级，电力市场化改革加速推进</b> .....	<b>12</b>
2.1.	全球碳排放量持续快速增长，遏制全球变暖成为各国共识 .....	12
2.2.	火电仍为我国电源主体，能源结构转型势在必行 .....	18
2.3.	新能源装机占比快速提升，发展空间广阔确定性强 .....	22
2.4.	技术进步促进成本下降，绿电运营商盈利空间持续增长 .....	27
2.5.	电力市场化改革加速推进，电力行业逻辑大幅改善 .....	31
<b>3.</b>	<b>开拓进取：风光装机快速增长，火电盈利能力有望提升</b> .....	<b>36</b>
3.1.	新能源装机快速增长，风光均衡发展布局全国 .....	36
3.2.	装机结构优化致毛利率稳步提升，电价放开有望增厚公司收益 .....	40
3.3.	火电盈利有望迎来拐点，灵活性改造全部完成 .....	43
<b>4.</b>	<b>二次转型：努力打造氢能产业集群，积极发展智慧能源</b> .....	<b>47</b>
4.1.	获得国家电投支持，努力打造氢能产业集群 .....	47
4.2.	创新发展智慧能源，加速推进储能业务 .....	53
<b>5.</b>	<b>风险提示</b> .....	<b>55</b>

## 图表目录

图 1:	截至 2021 年 9 月底公司装机构成情况 .....	5
图 2:	公司各类型装机变化情况 (万千瓦) .....	6
图 3:	公司新能源装机占比变化情况 .....	6
图 4:	公司营收分布变化情况 .....	6
图 5:	公司发电量发布变化情况 .....	6
图 6:	公司股权结构图 (截至 2021 年 9 月 30 日) .....	7
图 7:	公司内部组织架构图 .....	8
图 8:	公司营业收入变化情况 .....	9
图 9:	公司扣非及归母净利润变化情况 .....	9
图 10:	公司毛利率、净利率变化情况 .....	10
图 11:	公司盈利能力变化情况 .....	10
图 12:	公司 EPS、BPS 变化情况 (元/股) .....	10
图 13:	公司 EBITDA、EBIT 变化情况 (亿元) .....	10
图 14:	公司经营性现金流变化情况 .....	11
图 15:	公司资本开支变化情况 .....	11
图 16:	公司经营性现金流及资本开支对比 .....	11

图 17: 公司利息保障倍数、速动比率变化情况 .....	12
图 18: 公司资产负债率变化情况 .....	12
图 19: 18 世纪中叶以来世界及各主要经济体二氧化碳排放变化情况 .....	13
图 20: 19 世纪以来世界各主要经济体二氧化碳排放变化情况 .....	13
图 21: 18 世纪中叶以来世界各主要经济体累计二氧化碳排放变化情况 .....	14
图 22: 近 80 万年全球平均二氧化碳浓度变化情况 .....	14
图 23: 近 40 年全球海平面二氧化碳浓度变化情况 .....	15
图 24: 近 5 年全球海平面二氧化碳浓度变化情况 .....	15
图 25: 19 世纪中叶以来全球平均温度变化情况 .....	15
图 26: 联合国气候变化框架公约 (UNFCCC) 缔约国分布情况 .....	16
图 27: 不同路径下全球气温变化情况 .....	17
图 28: 1965 年以来世界各主要经济体碳排放密度变化情况 .....	18
图 29: 19 世纪以来世界各主要经济体人均碳排放变化情况 .....	18
图 30: 我国二氧化碳排放来源分布情况 .....	19
图 31: 2020 年我国碳排放来源分布情况 .....	19
图 32: 煤炭消费占比变化情况 .....	20
图 33: 全国火力发电量占比变化情况 .....	20
图 34: 2021 年 1-11 月全国发电量分布情况 .....	21
图 35: 全国火电及煤电装机量占比变化情况 .....	21
图 36: 2021 年 11 月底全国装机量分布情况 .....	21
图 37: 全球风光累计装机变化情况 (GW) .....	22
图 38: 我国风光累计装机变化情况 (GW) .....	22
图 39: 我国风光每年新增装机变化情况 (GW) .....	23
图 40: 我国风光每年累计新增装机变化情况 (GW) .....	23
图 41: 2020 年全球光伏累计装机排名 (GW) .....	24
图 42: 2020 年全球风电累计装机排名 (GW) .....	24
图 43: 2020 年全球陆上风电累计装机排名 (GW) .....	24
图 44: 2020 年全球海上风电累计装机排名 (GW) .....	25
图 45: 2010 年以来全球太阳能、风电度电成本变化情况 .....	27
图 46: 2010 年以来全球新能源度电成本变化情况 .....	28
图 47: 近十年光伏度电成本下降拆分 .....	28
图 48: 2020 年全球主要国家光伏发电成本拆分及对比 .....	29
图 49: 硅料价格变化情况 .....	30
图 50: 2020 年全球主要国家光伏发电成本拆分及对比 .....	30
图 51: 全国风电设备公开招标市场容量 (GW) .....	31
图 52: 全国风电设备月度公开投标市场均价 (元/kW) .....	31
图 53: 地方分时电价政策峰谷电价比例排名 .....	32
图 54: “e-交易”电力市场统一服务平台电力交易专区 .....	33
图 55: 国家电网经营区域电力市场化交易变化情况 (亿千瓦时) .....	34
图 56: 近一年绿证交易价格变化 .....	35
图 57: 我国首单平价绿证交易绿色电力购买证明 .....	35
图 58: 欧洲与我国碳交易市场碳交易价格走势 .....	36
图 59: 公司装机分布变化情况 (万千瓦) .....	37
图 60: 公司总装机量、新能源装机量及占比变化情况 .....	37
图 61: 公司装机分布变化情况 (万千瓦) .....	38

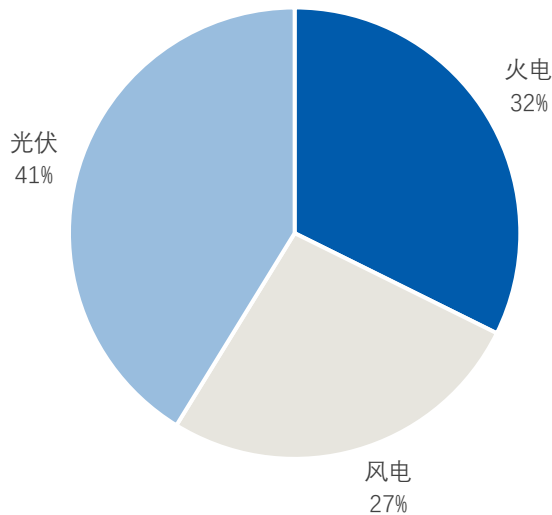
图 62: 公司光伏、风电装机量比例变化情况 .....	38
图 63: 公司省内外新能源装机分布变化情况 (万千瓦) .....	39
图 64: 2020 年底公司新能源装机区域分布情况 .....	39
图 65: 2020 年底公司新能源售电量区域分布情况 .....	40
图 66: 公司电力业务毛利率变化情况 .....	40
图 67: 公司平均上网电价变化情况 .....	41
图 68: 公司债券融资规模及票面利率情况 .....	42
图 69: 公司财务费用及财务费用率率变化情况 .....	42
图 70: 公司长短期借款及现金流量利息保障倍数变化情况 .....	42
图 71: 公司火电装机量和发电量变化情况 .....	44
图 72: 公司供热量变化情况 (元/吨) .....	45
图 73: 公司火电业务成本构成变化情况 .....	45
图 74: 动力煤市场价变化情况 (元/吨) .....	46
图 75: 公司白城发电公司 .....	47
图 76: 直热式电极锅炉结构示意图 .....	47
图 77: PEM 电解槽结构 .....	50
图 78: 2011-2020 年全球 MW 级 PEM 水电解制氢项目概况 .....	51
图 79: 公司氢能“两大基地、一条走廊” .....	52
图 80: 公司为 2021 年博鳌亚洲论坛提供 10 辆氢能大巴 .....	52
图 81: 综合智慧能源示意图 .....	53
图 82: 公司部分综合智慧能源项目 .....	54
图 83: 公司首个虚拟增容储能电站建成上线 .....	55
表 1: 截至 2021 年 9 月 30 日公司前十大股东持股情况 .....	7
表 2: 国家电投装机概况 .....	9
表 3: 新能源发展主要支持政策 .....	25
表 4: 国家牵头推进新能源发展 .....	26
表 5: 我国主要发电集团“十四五”新能源装机规划 .....	26
表 6: 我国新能源装机量预测 .....	27
表 7: 电力市场化改革近期有关政策 .....	32
表 8: 公司自有资金需求测算 .....	43
表 9: 公司主要火电机组装机容量及上网电量情况 .....	44
表 10: 公司氢能业务主要相关合作协议 .....	48
表 11: 主流电解水技术对比 .....	49

## 1. 吉电股份：背靠国家电投，新能源转型成效显著

### 1.1. 老牌电力运营商，积极转型新能源

**深耕电力供应，成功转型新能源。**吉电股份成立于1993年4月28日，深耕电力运营行业近30年，2002年9月于深交所上市。公司核心业务为发电、供热，是吉林省唯一以发电为主营业务的综合能源类上市公司，是吉林省经济发展和民生保障所需电力及热力供应的重要企业之一，公司火电装机330万千瓦，均为热电联产机组，发电及热力业务遍及长春、吉林、四平、白城，公司火电机组约占全省火电装机的18%，工业供汽产能省内最大。公司持续大力发展新能源，项目所在地涉及全国30个省市，截至2021年9月底，公司新能源装机已达691.1MW，占比超2/3，已成功转型为以新能源为主的清洁能源上市公司，位列“2021年全球新能源企业500强榜单”第275名，较2020年提升35名。

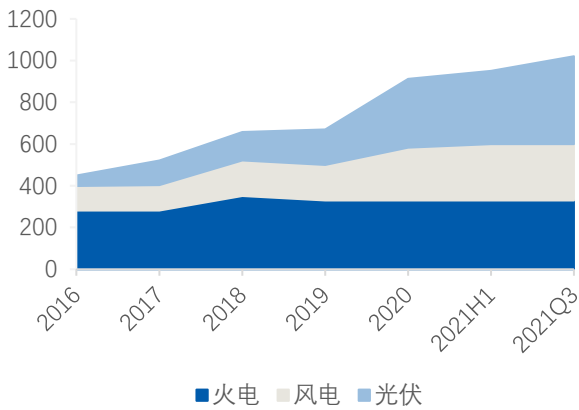
图 1：截至 2021 年 9 月底公司装机构成情况



数据来源：公司公告，东北证券

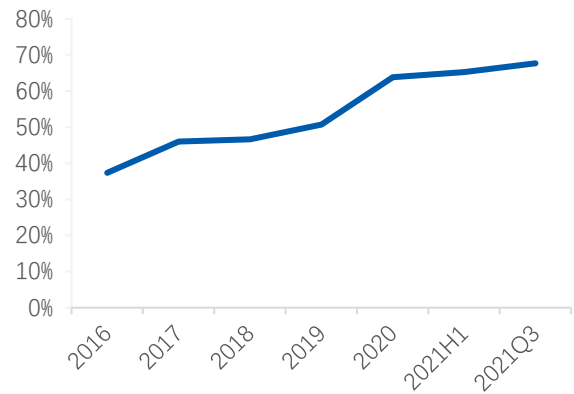
**装机结构持续优化，新能源占比快速增长。**近年来，公司持续大力发展新能源，风电、光伏装机量快速提升，分别由2016年的117.6万千瓦、50.26万千瓦提升至2021年9月底的270.19万千瓦、420.91万千瓦，年复合增长率分别达19.14%、56.43%。新能源总装机量由2016年底167.86万千瓦增长至2021年9月底691.1万千瓦，年复合增长率达135%，新能源装机量占比由2016年底37.36%提升至2021年9月底67.68%，成功转型为新能源发电为主的清洁能源运营商。发电量占比方面，新能源占比由2016年的18.13%提升至2021年6月底的44.58%。营收占比方面，新能源占比由2016年的23.18%提升至2021年6月底的40.69%。

图 2: 公司各类型装机变化情况 (万千瓦)



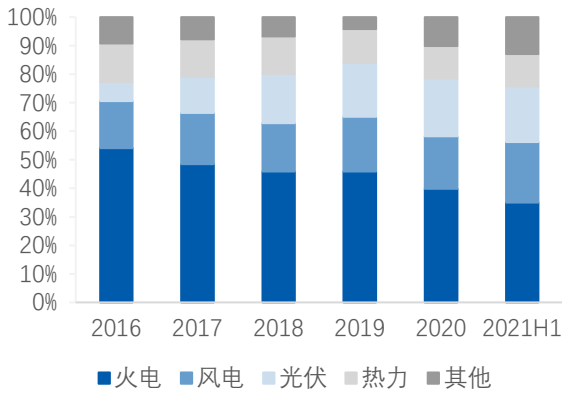
数据来源: 公司公告, 东北证券

图 3: 公司新能源装机占比变化情况



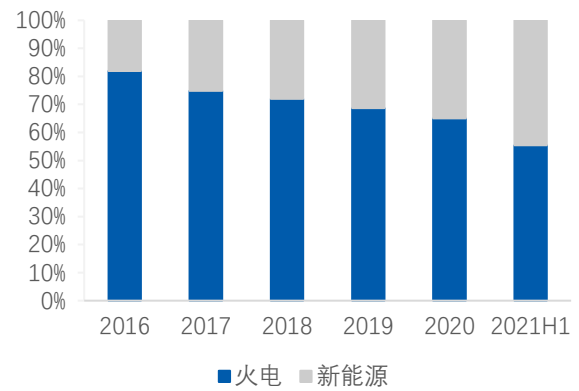
数据来源: 公司公告, 东北证券

图 4: 公司营收分布变化情况



数据来源: 公司公告, 东北证券

图 5: 公司发电量发布变化情况

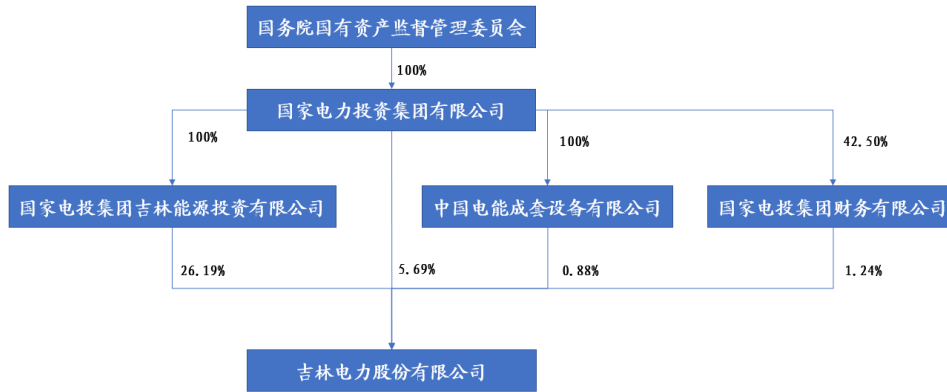


数据来源: 公司公告, 东北证券

## 1.2. 背靠国家电投, 股权结构合理

**国家电投为实控人, 股权治理结构较为完善。**2021年3月, 吉电股份完成非公开发行股票, 发行完成后国家电投集团吉林能源投资有限公司的持股比例增加至 26.19%, 仍为公司第一大股东。公司实控人仍为国家电力投资集团有限公司 (简称“国家电投”), 最终实控人仍为国务院国资委。国家电投为公司第二大股东, 直接持有公司股份比例 5.69%, 通过全资子公司国家电投吉林能投和中国电能成套设备有限公司间接持有公司 26.19%、0.88% 股份, 国电电投对公司控制权稳固, 公司股权结构较为合理, 没有过于集中或过于分散。

图 6: 公司股权结构图 (截至 2021 年 9 月 30 日)



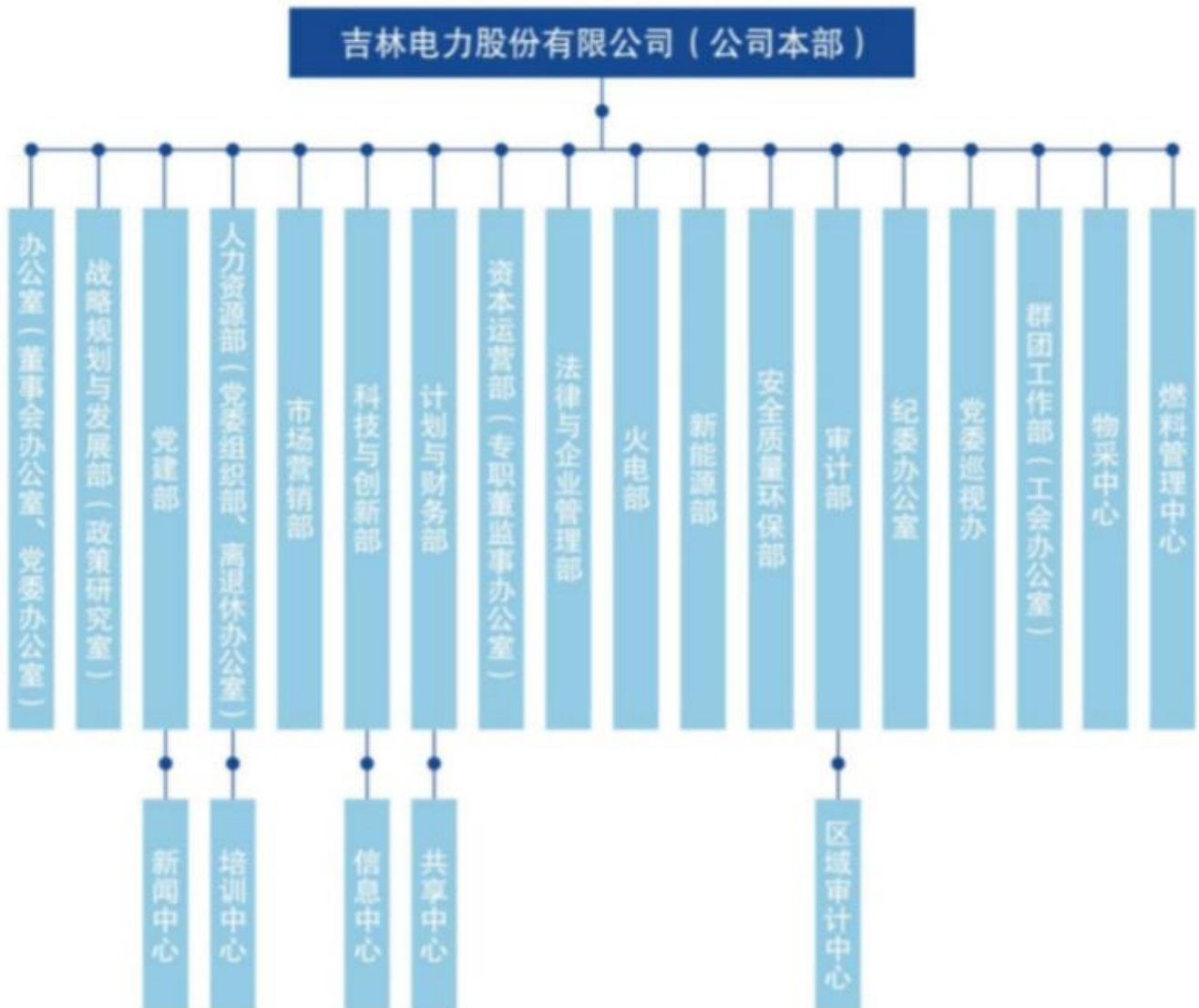
数据来源: Wind, 东北证券

表 1: 截至 2021 年 9 月 30 日公司前十大股东持股情况

排名	股东名称	持股数量 (股)	占总股本比例 (%)
1	国家电投集团吉林能源投资有限公司	730,872,327	26.19
2	国家电力投资集团有限公司	158,884,995	5.69
3	吉林省投资集团有限公司	57,600,000	2.06
4	济南文景投资合伙企业(有限合伙)	54,490,000	1.95
5	国家电投集团财务有限公司	34,482,758	1.24
6	国泰君安证券股份有限公司	34,390,000	1.23
7	申万宏源证券有限公司	27,720,000	0.99
8	中国电能成套设备有限公司	24,430,700	0.88
9	香港中央结算有限公司(陆股通)	24,327,725	0.87
10	全国社保基金五零四组合	17,000,000	0.61
	合计	1,164,198,505	41.71

数据来源: Wind, 东北证券

图 7: 公司内部组织架构图



数据来源: 公司公告, 东北证券

国家电投是世界最大新能源运营商, 公司作为其重要上市平台发展空间广阔。国家电投成立于 2015 年 7 月, 是中央直接管理的特大型国有重要骨干企业, 由原中国电力投资集团公司与国家核电技术有限公司重组组建。国家电投是我国五大发电集团之一, 也是全球最大的新能源发电企业, 其可再生能源发电装机、新能源发电装机、光伏发电装机分别超过 1 亿千瓦、7000 万千瓦、3500 万千瓦, 均高居全球第一, 风电装机超过 3500 万千瓦, 位居全球第二。国家电投共有下属上市平台 6 家, 即吉电股份、上海电力、中国电力、电投能源、东方能源、远达环保, 其中吉电股份新能源发电业务占比较高。国家电投通过股权转让、基金投资、合作开发氢能、统一采购组件等方式支持公司大力发展新能源, 公司新能源业务在实控人国家电投的支持下有望获得较快发展。



表 2: 国家电投装机概况

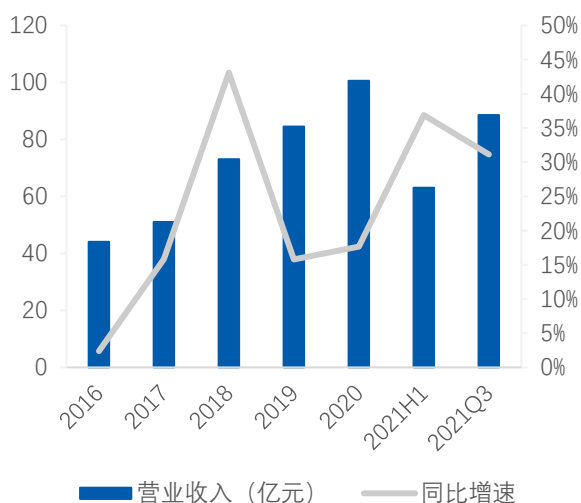
装机规模 (万千瓦)		发展概况
光伏	3500	全球第一, 拥有研发、设计、多晶硅、光伏电池、组件制造、工程施工和生产运营光伏全产业链
风电	3500	全球第二, 2020 年新增风电装机 1158 万千瓦, 风电投产规模超过前四年投产总和
水电	2399	全球前十, 承担中国 13 大水电流域基地中 2 个 (黄河上游、湘西) 流域基地开发任务
火电	8497	煤电 7737 万千瓦, 燃机、生物质发电 760 万千瓦
核电	809	我国三大核电投资建设运营商之一, 拥有在运核电机组 6 台、在建机组 4 台
境外	665	水电 234.3 万千瓦, 煤电 181.6 万千瓦, 气电 61.8 万千瓦, 风电 128.8 万千瓦, 光伏 58.3 万千瓦, 清洁能源占比 73%
合计	19370	清洁能源、新能源占比在五大发电集团中均排名第一

数据来源: 公司官网, 东北证券

### 1.3. 营收利润持续增长, 健康现金流支撑资本开支

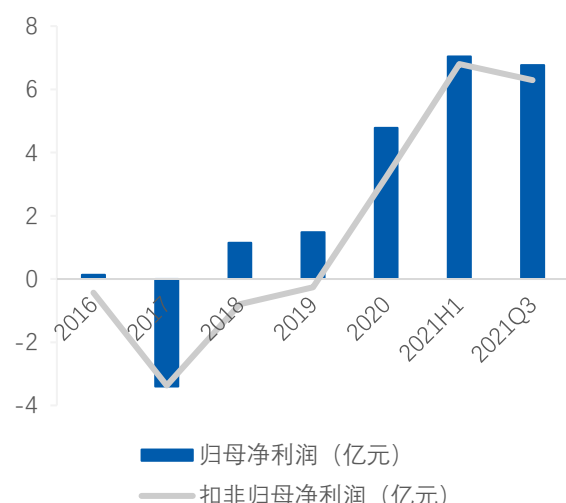
**营收持续增长, 归母净利润创新高。**公司近年来营业收入稳步增长, 2020 年总营收突破百亿大关, 达到 100.6 亿元, 同比增长 17.64%。2021 年前三季度, 受益于公司产能持续释放, 总营收达 88.57 亿, 超过 2019 年全年水平, 同比增长 31.14%。盈利能力方面, 由于公司业务结构调整, 新能源占比大幅提高, 盈利水平持续显著提升。公司 2019 年置出亏损的白山热电、通化热电火电资产, 叠加持续优化装机结构影响, 2020 年公司归母净利润显著提升至 4.78 亿, 同比大幅增长 175%, 2021 年上半年和前三季度同比分别增长 51.96%、57.87%。公司总体毛利率、净利率、ROE 基本上呈上升趋势, 2021 年前三季度公司产品毛利率为 25.88%, 净利率为 10.53%, 加权 ROE、ROA、ROIC 分别为 7.04%、1.56%、4.03%。

图 8: 公司营业收入变化情况



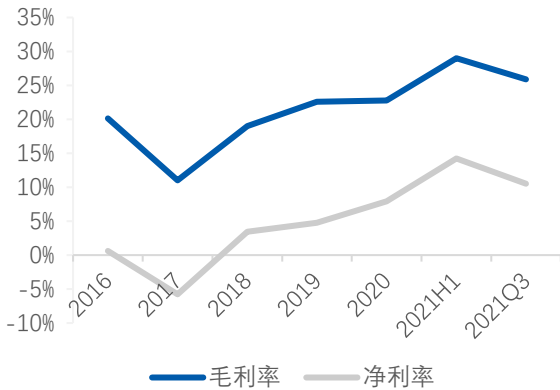
数据来源: Wind, 东北证券

图 9: 公司扣非及归母净利润变化情况



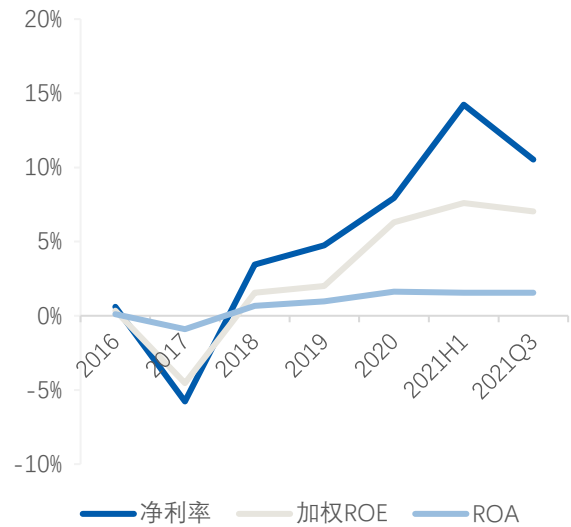
数据来源: Wind, 东北证券

图 10: 公司毛利率、净利率变化情况



数据来源: Wind, 东北证券

图 11: 公司盈利能力变化情况



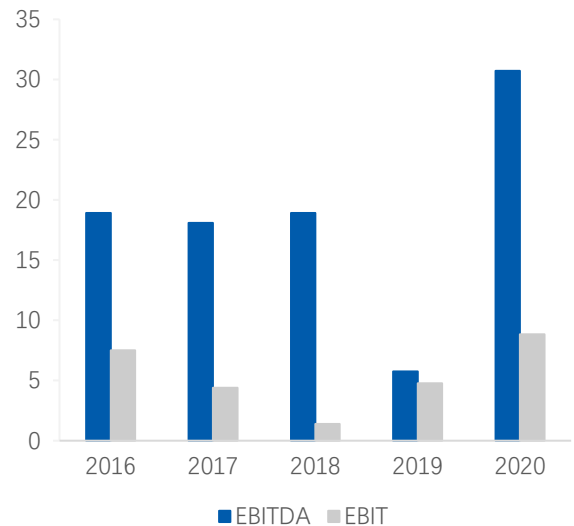
数据来源: Wind, 东北证券

图 12: 公司 EPS、BPS 变化情况 (元/股)



数据来源: Wind, 东北证券

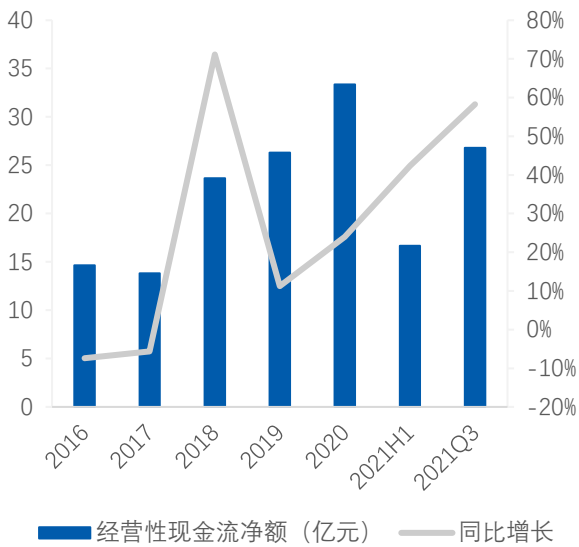
图 13: 公司 EBITDA、EBIT 变化情况 (亿元)



数据来源: Wind, 东北证券

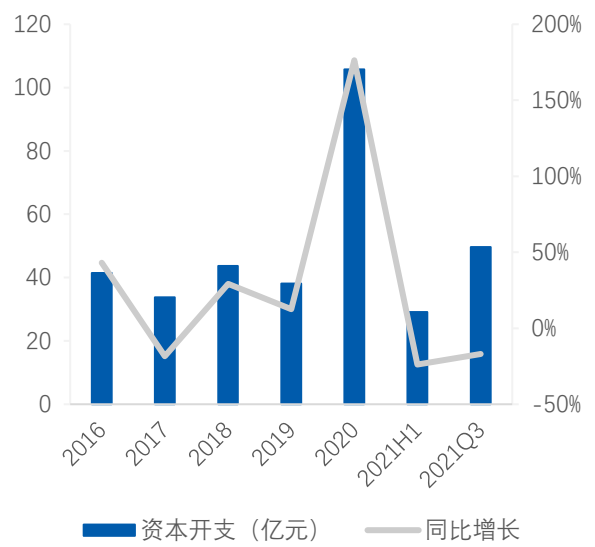
**经营性现金流充沛，助力资本开支扩张。**公司主营电力行业，经营性现金流稳定充沛，并随着新能源装机规模的增长稳定提升。2020年，公司经营性现金流突破新高，达33.37亿元。2021年前三季度公司经营性现金流为26.8亿元，超过2019年全年水平。新能源开发属于资金密集型行业，公司资本开支较高，但经营性现金流总体占资本开支的一半以上，按照自有资金：融资资金3:7的比例，公司经营性现金流能够支撑公司资本开支。此外，公司偿还债务能力不断增强，利息保障倍数和速动比率均保持上升态势，2021年前三季度公司资产负债率为77.44%，较2020年下降2.4个百分点。

图 14: 公司经营性现金流变化情况



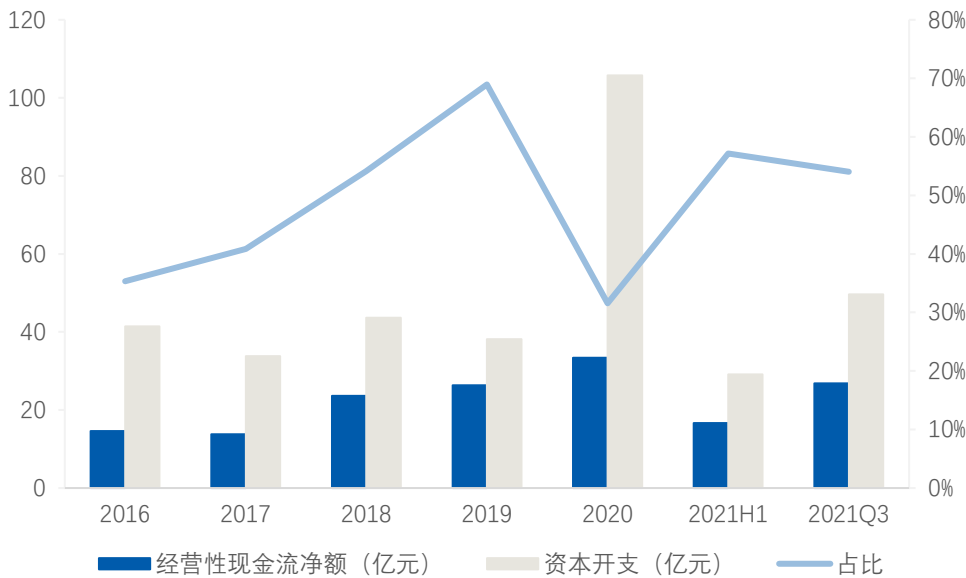
数据来源: Wind, 东北证券

图 15: 公司资本开支变化情况



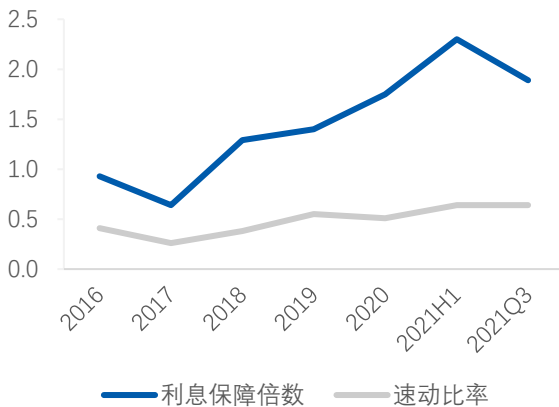
数据来源: Wind, 东北证券

图 16: 公司经营性现金流及资本开支对比



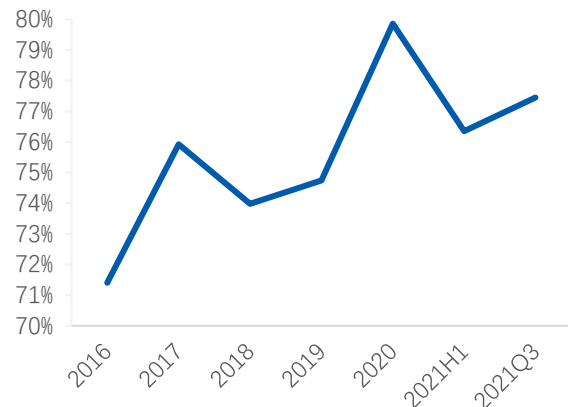
数据来源: 公司公告, 东北证券

图 17: 公司利息保障倍数、速动比率变化情况



数据来源: Wind, 东北证券

图 18: 公司资产负债率变化情况



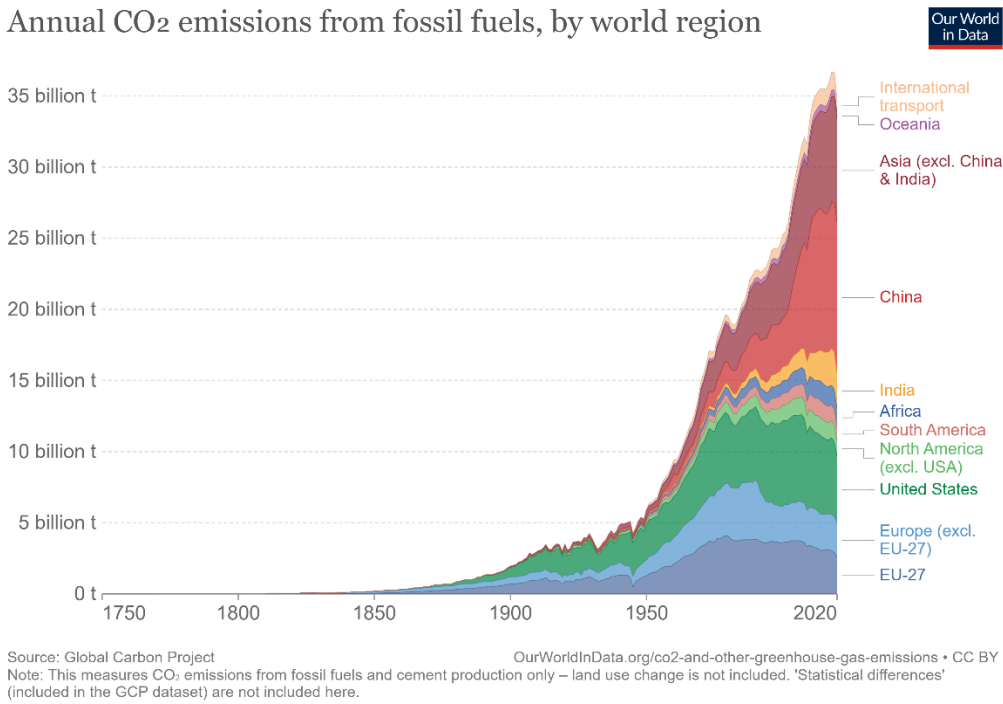
数据来源: Wind, 东北证券

## 2. 时代机遇: 能源结构转型升级, 电力市场化改革加速推进

### 2.1. 全球碳排放量持续快速增长, 遏制全球变暖成为各国共识

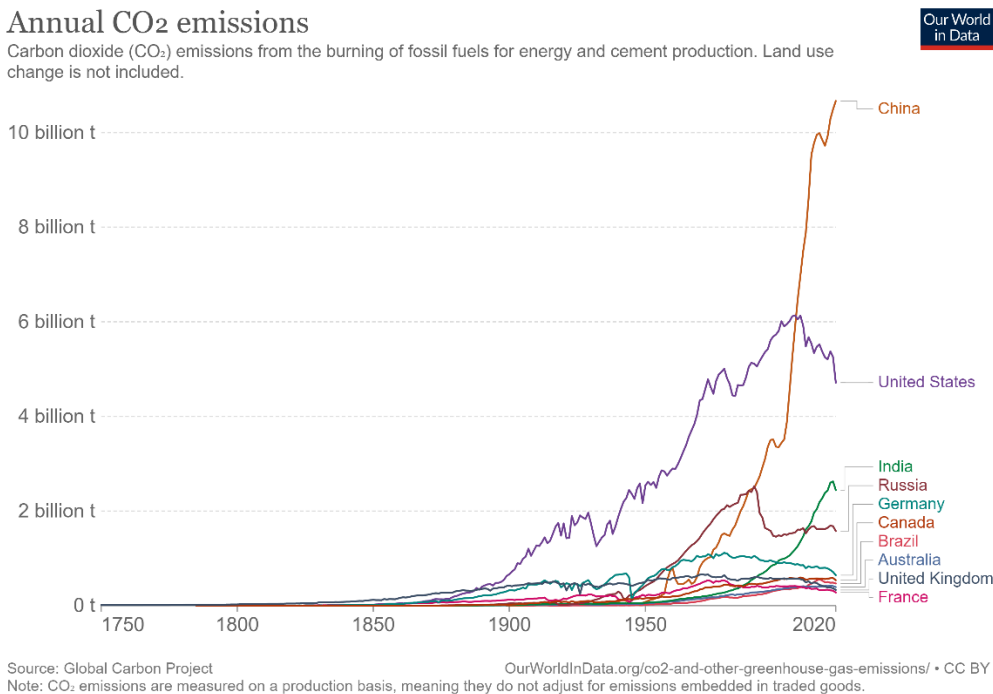
**全球碳排放快速增长, 温室效应导致全球平均温度升高。**温室效应是指透射阳光的密闭空间由于与外界缺乏热对流而形成的保温效应, 即太阳短波辐射可以透过大气射入地面, 而地面增暖后放出的长波辐射却被大气中的二氧化碳等物质所吸收, 从而产生大气变暖的效应。大气中每种气体并不是都能强烈吸收地面长波辐射。地球大气中起温室作用的气体称为温室气体, 根据《京都议定书》以及生态环境部发布的《碳排放权交易管理办法(试行)》, 温室气体包括二氧化碳(CO<sub>2</sub>)、甲烷(CH<sub>4</sub>)、氧化亚氮(N<sub>2</sub>O)、氢氟烃(HFCs)、全氟化碳(PFCs)、六氟化硫(SF<sub>6</sub>)和三氟化氮(NF<sub>3</sub>)等 7 种气体。二氧化碳是其中排放量最大的温室气体, 虽然随着科技水平的进步人均碳排放水平不断下降, 但随着经济发展碳排放总量仍处于上升阶段。我国于 2006 年碳排放量超过美国成为世界第一, 2020 年占全球比例为 30.65%, 但累计碳排放量仍低于美国位居全球第二, 为美国的 56.53%。

图 19: 18 世纪中叶以来世界及各主要经济体二氧化碳排放变化情况



数据来源: Our World in Data, 东北证券

图 20: 19 世纪以来世界各主要经济体二氧化碳排放变化情况



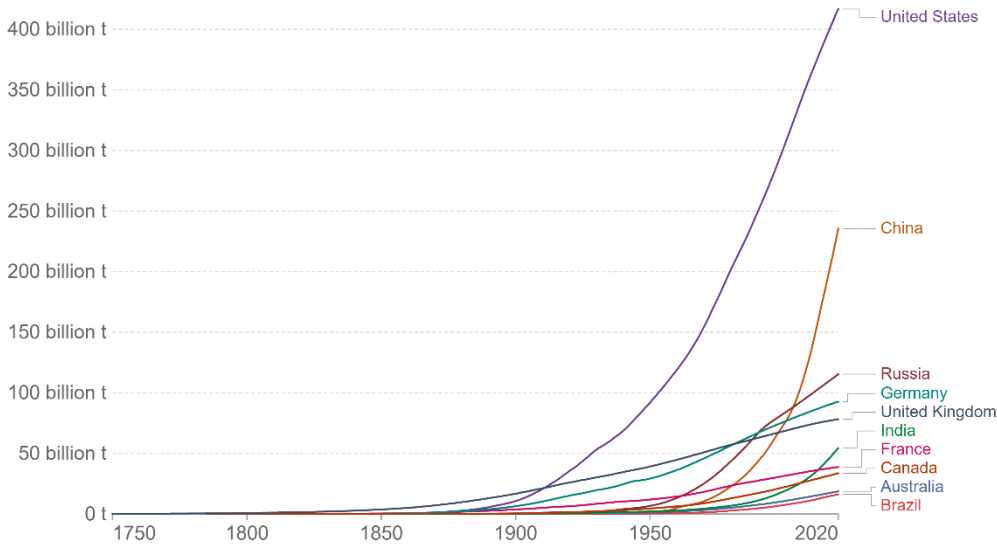
数据来源: Our World in Data, 东北证券

图 21: 18 世纪中叶以来世界各主要经济体累计二氧化碳排放变化情况

Cumulative CO<sub>2</sub> emissions

Cumulative carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions represents the total sum of CO<sub>2</sub> emissions produced from fossil fuels and cement since 1750, and is measured in tonnes. This measures CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuels and cement production only – land use change is not included.

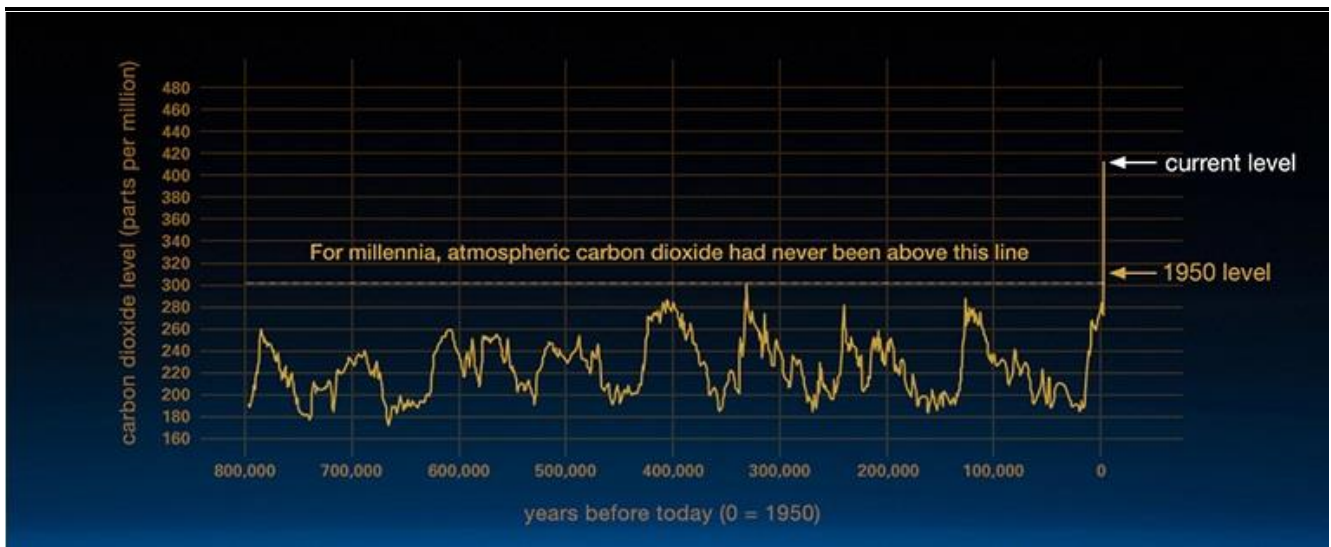
Our World in Data



Source: Our World in Data based on the Global Carbon Project [OurWorldInData.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions/](https://OurWorldInData.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions/) • CC BY

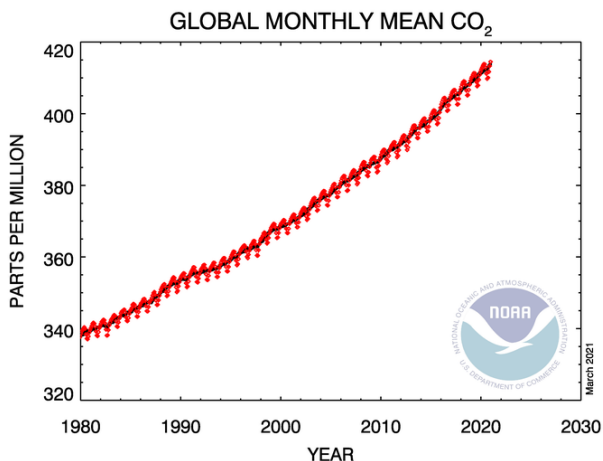
数据来源: Our World in Data, 东北证券

图 22: 近 80 万年全球平均二氧化碳浓度变化情况



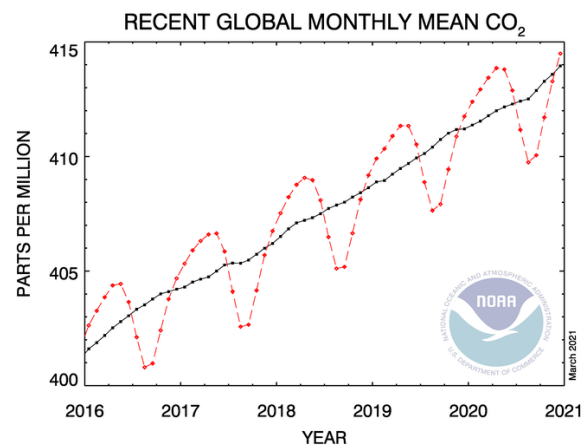
数据来源: NASA, 东北证券

图 23: 近 40 年全球海平面二氧化碳浓度变化情况



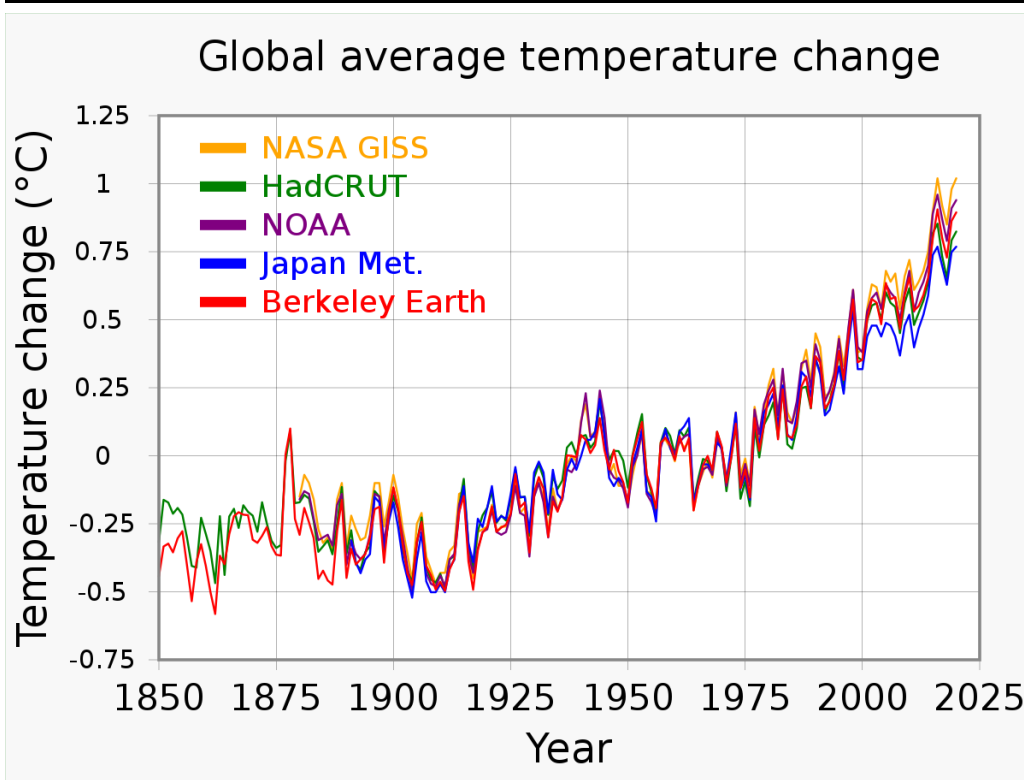
数据来源: Global Monitoring Laboratory, 东北证券

图 24: 近 5 年全球海平面二氧化碳浓度变化情况



数据来源: Global Monitoring Laboratory, 东北证券

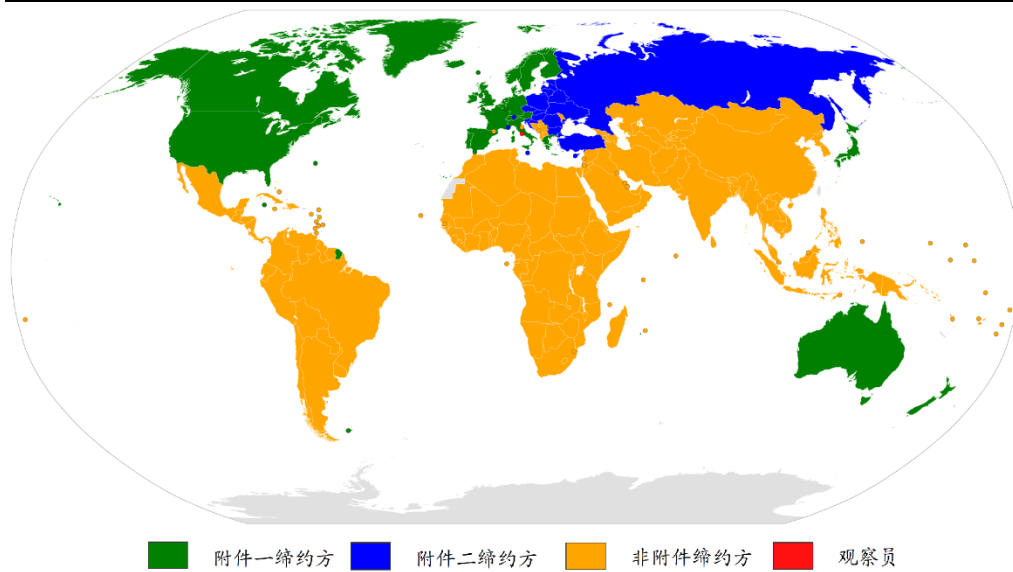
图 25: 19 世纪中叶以来全球平均温度变化情况



数据来源: 公开资料, 东北证券

遏制全球变暖成为全球共识,《联合国气候变化框架公约》达成。1992 年 5 月 22 日联合国政府间谈判委员会就气候变化问题达成《联合国气候变化框架公约》(UNFCCC),该公约是世界上第一个为全面控制二氧化碳等温室气体排放应对全球气候变暖给人类经济和社会带来不利影响的国际公约,也是国际社会在对付全球气候变化问题上进行国际合作的一个基本框架。目前 UNFCCC 共有 197 个缔约国,《京都议定书》及《巴黎协定》都是 UNFCCC 的子公约。

图 26: 联合国气候变化框架公约 (UNFCCC) 缔约国分布情况



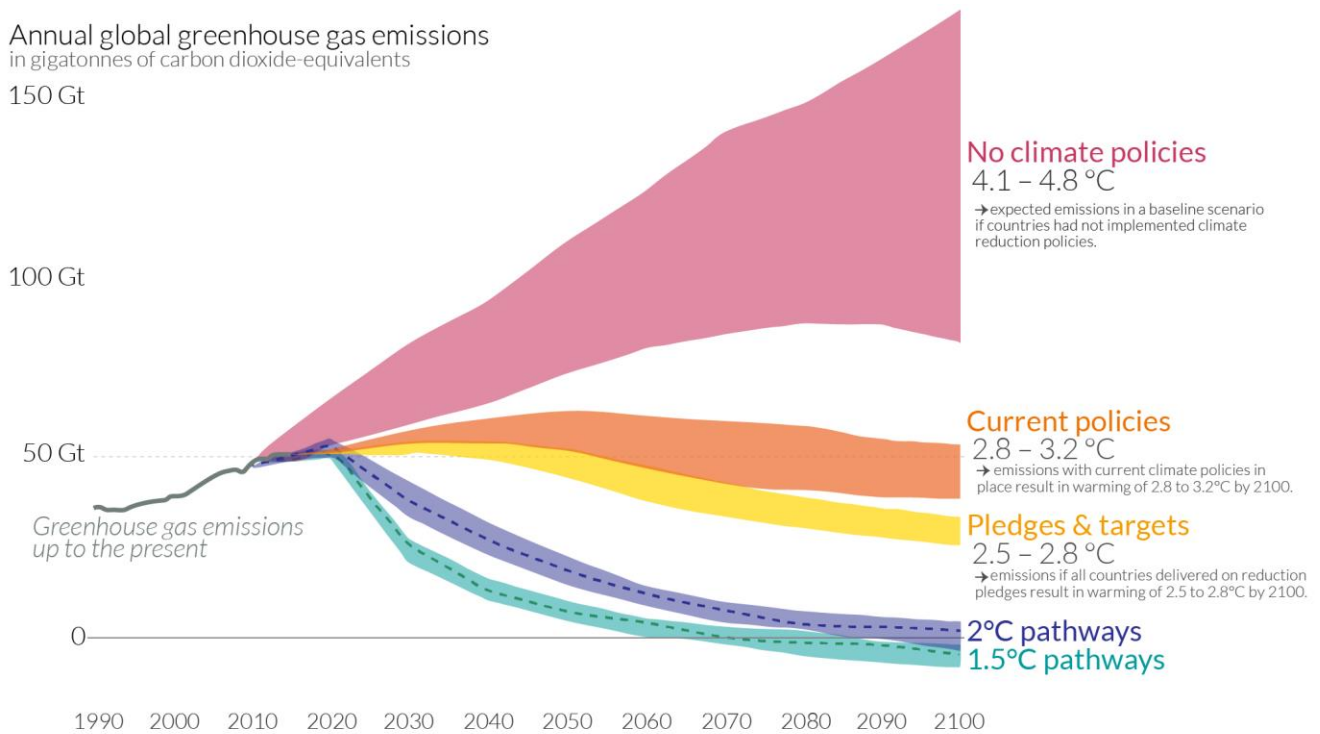
数据来源：公开资料，东北证券

《京都议定书》和《巴黎协定》继续深化《联合国气候变化框架公约》。1997年12月，UNFCCC在日本京都举行的第三次缔约方大会上通过了《京都议定书》，议定书建立了旨在减排温室气体的三个灵活合作机制——国际排放贸易机制、联合履行机制和清洁发展机制。《京都议定书》与《框架公约》的最主要区别是后者鼓励发达国家减排，而前者强制要求发达国家减排，具有法律约束力。

2015年12月，联合国气候峰会通过《巴黎协定》，2016年11月正式生效后成为《联合国气候变化框架公约》下继《京都议定书》后第二个具有法律约束力的协定。《巴黎协定》的目标是把全球平均气温升幅控制在工业革命前水平以上低于 $2^{\circ}\text{C}$ 之内，并努力将气温升幅限制在工业化前水平以上 $1.5^{\circ}\text{C}$ 之内。然而，根据 Hannah Ritchie and Max Roser 的测算，即使各成员国完全履行在《巴黎协定》中的承诺，全球平均气温仍将上升 $2.5\text{-}2.8^{\circ}\text{C}$ ，高于《巴黎协定》预定的目标。



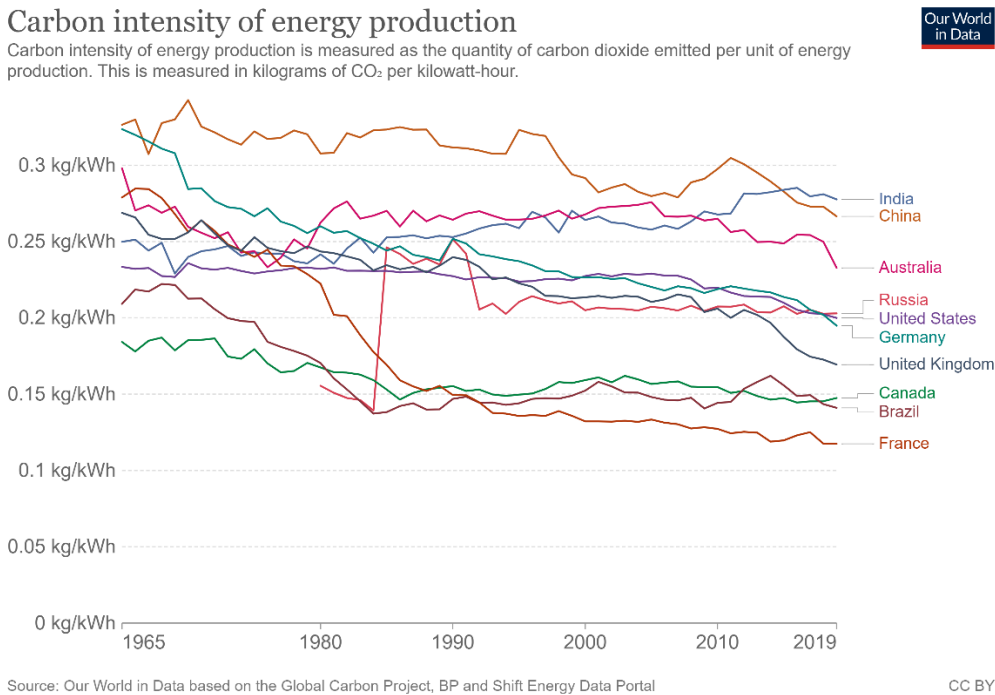
图 27: 不同路径下全球气温变化情况



数据来源: Hannah Ritchie & Max Roser, 东北证券

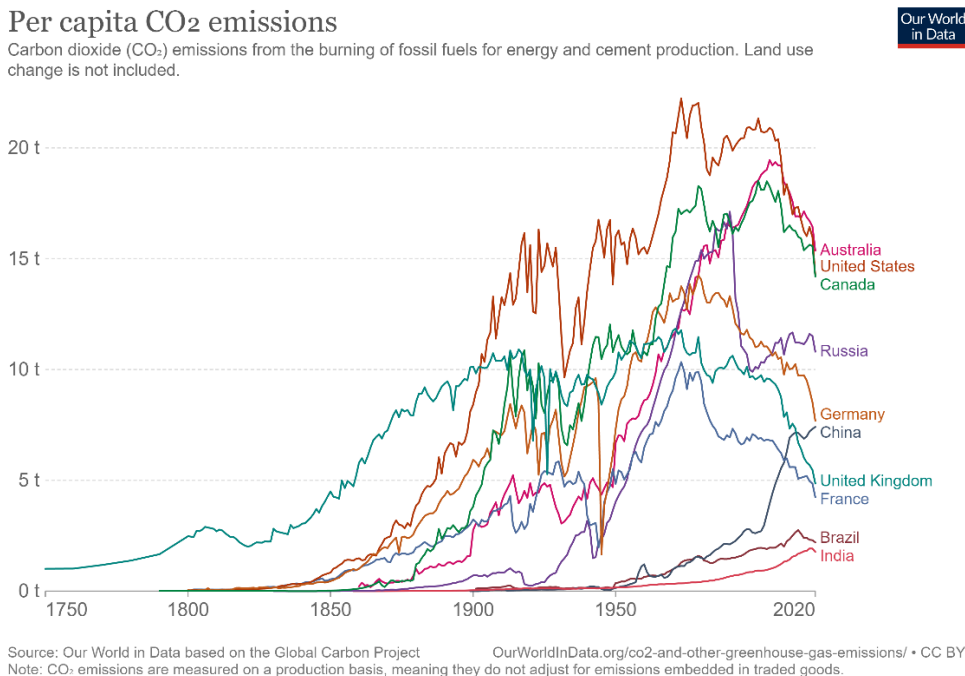
主动承担与国情相符合的国际责任,我国推出“碳达峰”、“碳中和”时间表。据联合国环境规划署,全球已有 120 余个国家和地区做出了碳中和承诺,我国作为世界上最大的发展中国家,计划用全球历史上最短的时间实现从碳达峰到碳中和。2020 年 9 月 22 日,我国政府在第 75 届联合国大会上提出:“中国将提高国家自主贡献力度,采取更加有力的政策和措施,二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值,努力争取 2060 年前实现碳中和。”具体而言,“碳中和”要求我国通过植树造林、节能减排等形式,抵消自身直接或间接产生的二氧化碳或温室气体排放量,实现正负抵消,达到相对“零排放”。目前包括我国在内的世界许多国家的碳排放密度(单位能源生产碳排放量)都呈下降趋势,我国在今年的政府工作报告中提出计划“十四五”时期单位国内生产总值能耗和二氧化碳排放分别降低 13.5%、18%,预计将为我国如期实现“双碳”目标做出重要贡献。

图 28: 1965 年以来世界各主要经济体碳排放密度变化情况



数据来源: Our World in Data, 东北证券

图 29: 19 世纪以来世界各主要经济体人均碳排放变化情况



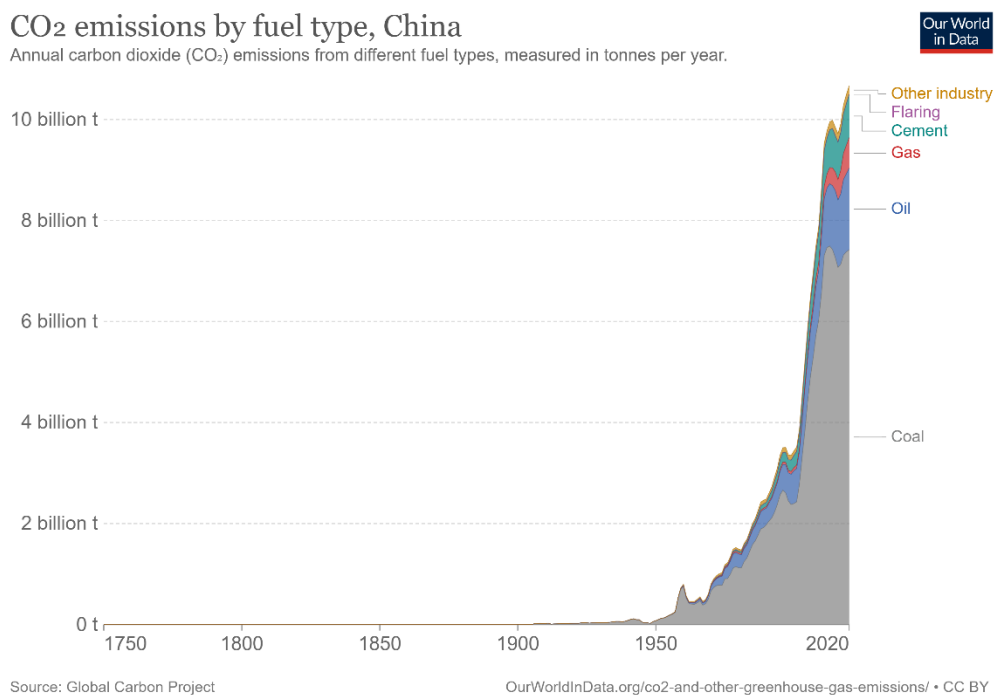
数据来源: Our World in Data, 东北证券

## 2.2. 火电仍为我国电源主体，能源结构转型势在必行

我国碳排放近七成来源于煤炭，电力行业煤炭消费占比过半。煤炭是我国主要能源来源，历史上较长时间占比近 100%，近年来占比下降但仍超过 2/3，2020 年我国碳排放总量中有 69% 来源于煤炭。煤炭主要用于动力煤消费和炼焦煤消费，且近十几

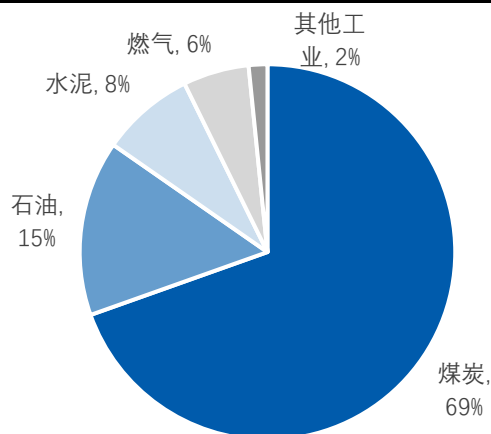
年来占比逐渐提升,目前原煤产量中约90%用于动力煤消费。动力煤主要用于电力、热力、建材、化工、冶金等行业,其中电力行业动力煤消费量占动力煤总消费量的60%以上,近十几年来保持稳定。因此,电力行业动力煤消费量约占我国原煤产量的54%。

图 30: 我国二氧化碳排放来源分布情况



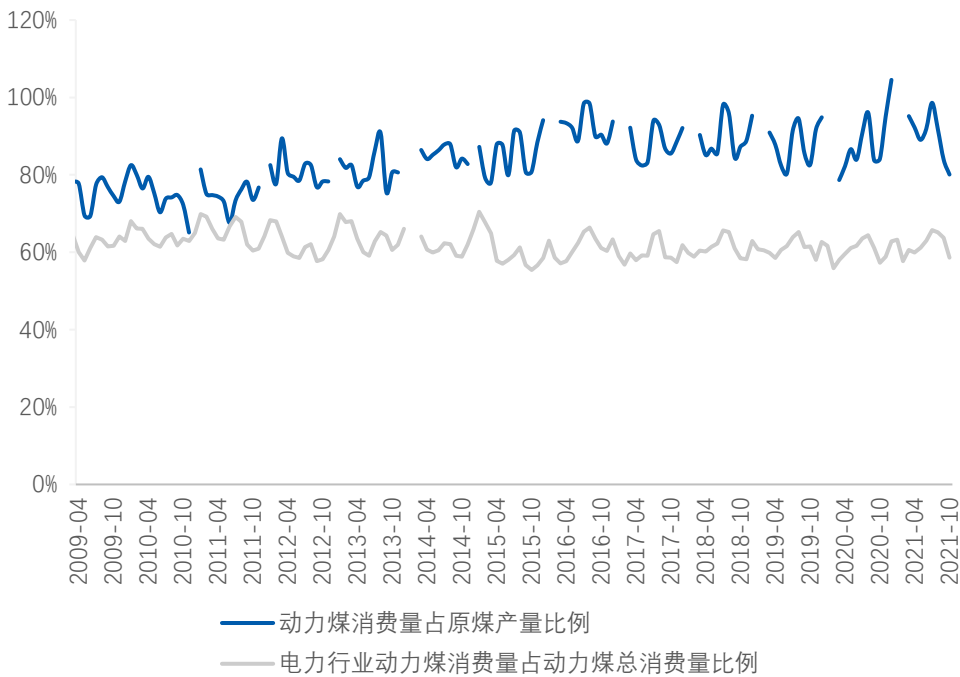
数据来源: Our World in Data, 东北证券

图 31: 2020 年我国碳排放来源分布情况



数据来源: Our World in Data, 东北证券

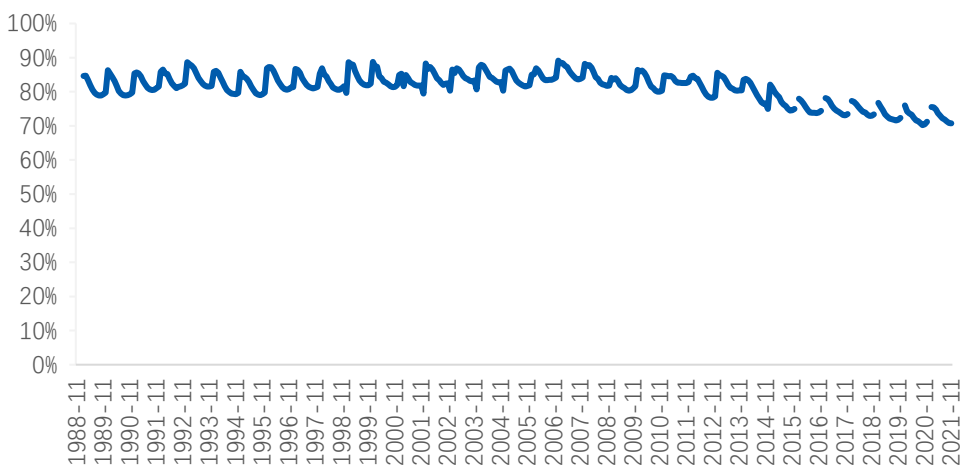
图 32: 煤炭消费占比变化情况



数据来源: Wind, 东北证券

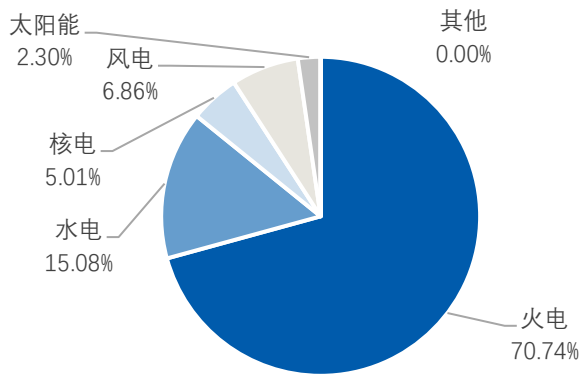
我国电力行业以火电为主，煤电装机占比近一半。长期以来，我国电源结构以火力发电为主，2010年前基本保持在80-90%，2010年之后火电发电量占比逐步下降，占比随月份变化稍有不同，一般来讲冬春季发电量占比高于夏秋季，主要由于水电出力具有季节性，丰水期水电出力会挤占火电出力。装机情况来看，近年来我国火电及煤电装机占总装机比例不断下降，2019年火电装机占比首次低于60%，2020年煤电装机占比首次低于50%。2021年10月份，全国火电装机占总装机比例为55.70%，煤电装机占总装机比例为47.75%。虽然以煤电为代表的火电（煤电占火电装机占比超85%）发电量及装机量占比均不断下降，但仍均远超其他电源，依旧为我国电力生产行业的主体。

图 33: 全国火力发电量占比变化情况



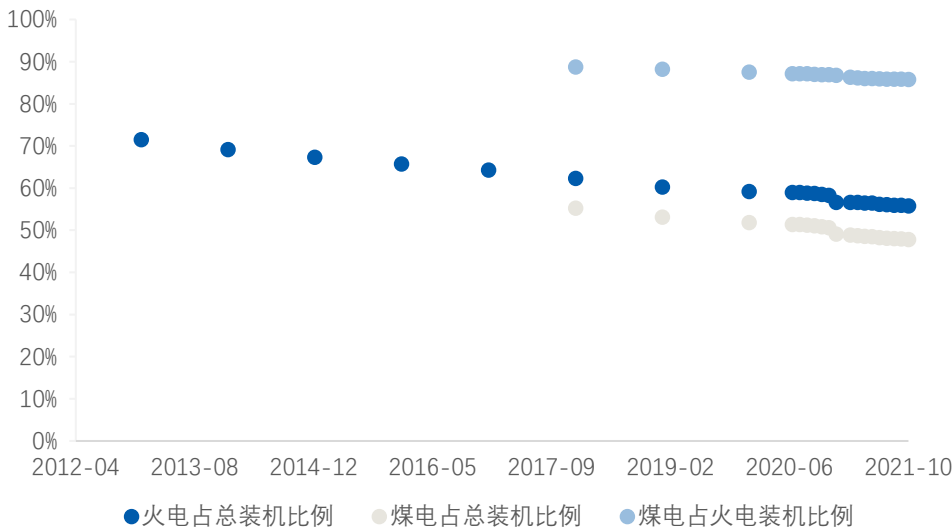
数据来源: 国家统计局, 东北证券

图 34: 2021 年 1-11 月全国发电量分布情况



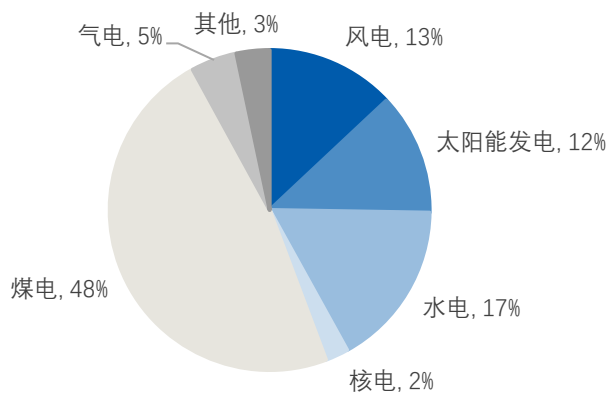
数据来源: 国家统计局, 东北证券

图 35: 全国火电及煤电装机量占比变化情况



数据来源: Wind, 东北证券

图 36: 2021 年 11 月底全国装机量分布情况



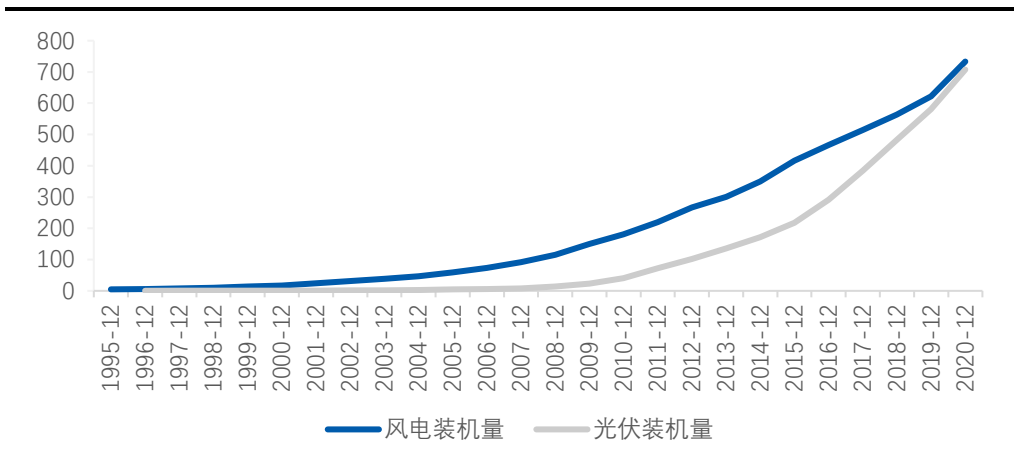
数据来源: Wind, 东北证券

大幅降低煤电在能源结构中的占比，是我国如期实现“双碳”目标的必由之路。按照煤炭导致碳排放总量占比 69%、动力煤消费量占比 90%、火电动力煤消费占比 60% 计算，煤电碳排放占总碳排放的 37% 以上。按照火电发电量占比约 70%、煤电占火电装机占比 85% 计算，通过使用风电、光伏等零碳排放电源替代煤电，在不考虑其他因素的情况下，火电发电量每降低 10% 将可降低碳排放 6.3%。因此大力发展新能源，提高新能源装机在我国能源结构中的占比，使新能源占据能源主体地位，是如期实现我国“双碳”目标的必由之路。

### 2.3. 新能源装机占比快速提升，发展空间广阔确定性强

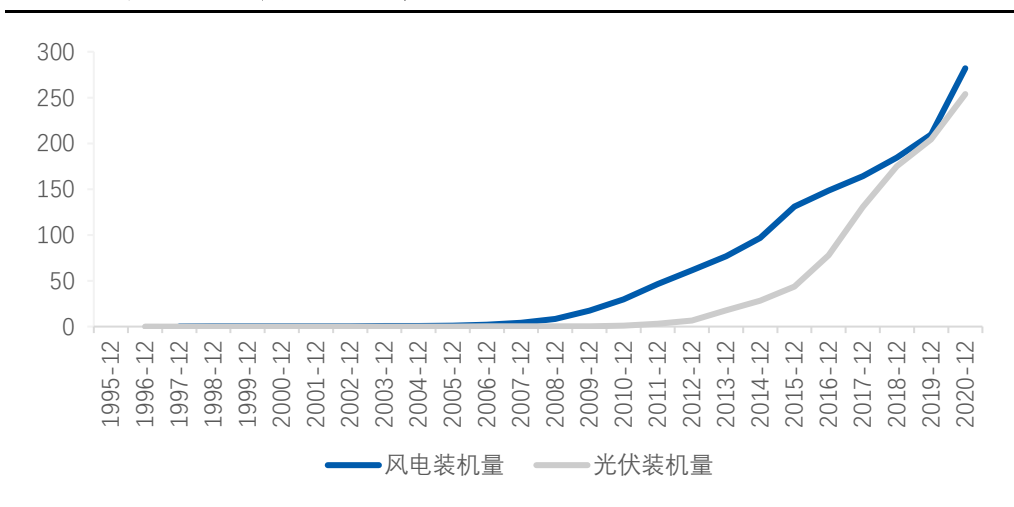
**新能源蓬勃发展，全球及我国新能源装机快速增长。**近十几年来，全球新能源发电行业蓬勃发展，其中风电由于技术成熟较早、成本较低等原因先于光伏获得大规模商业应用，但 2010 年开始随着光伏成本大幅下降，发展速度逐步赶上甚至超越风电。截至 2020 年，全球风电光伏累计总装机量达 1440.8GW，同比增长 19.76%，近 5 年 CAGR 为 17.85%。其中风电、光伏累计装机量分别为 733.3GW、707.5GW，同比分别增长 17.84%、21.82%，近 5 年 CAGR 分别为 11.99%、26.61%。

图 37: 全球风光累计装机变化情况 (GW)



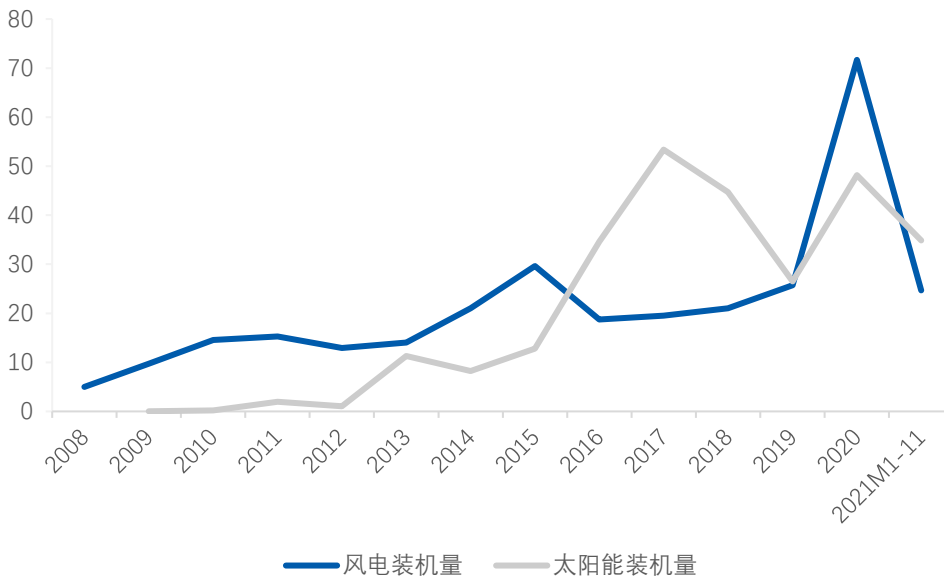
数据来源: BP, 东北证券

图 38: 我国风光累计装机变化情况 (GW)



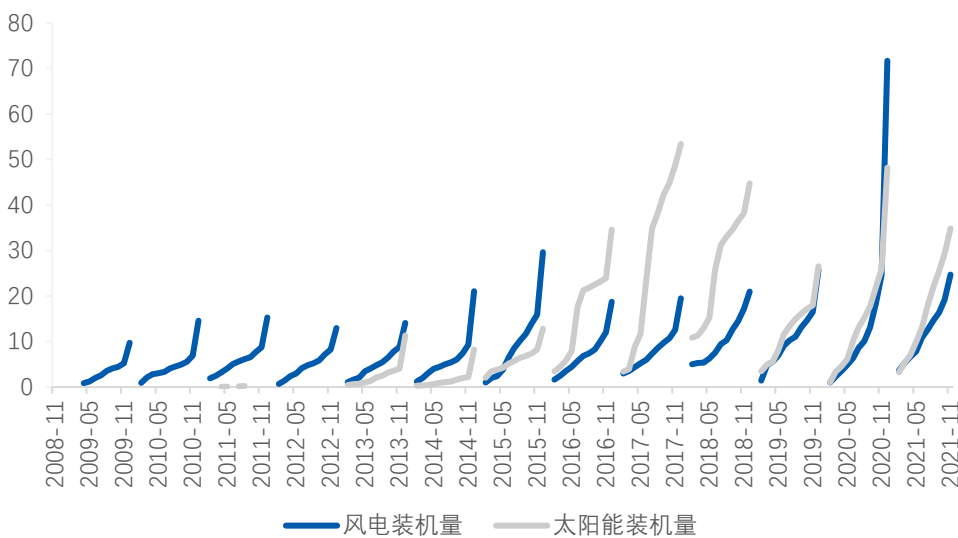
数据来源: BP, 东北证券

图 39: 我国风光每年新增装机变化情况 (GW)



数据来源: Wind, 东北证券

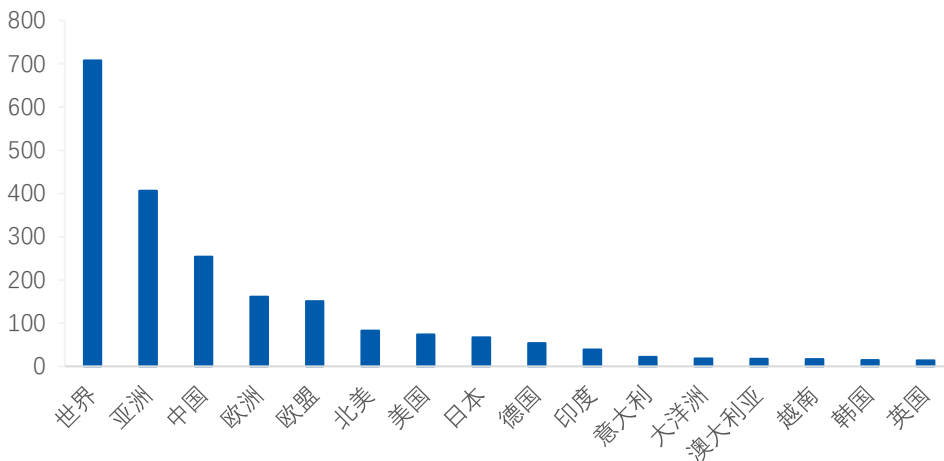
图 40: 我国风光每年累计新增装机变化情况 (GW)



数据来源: Wind, 东北证券

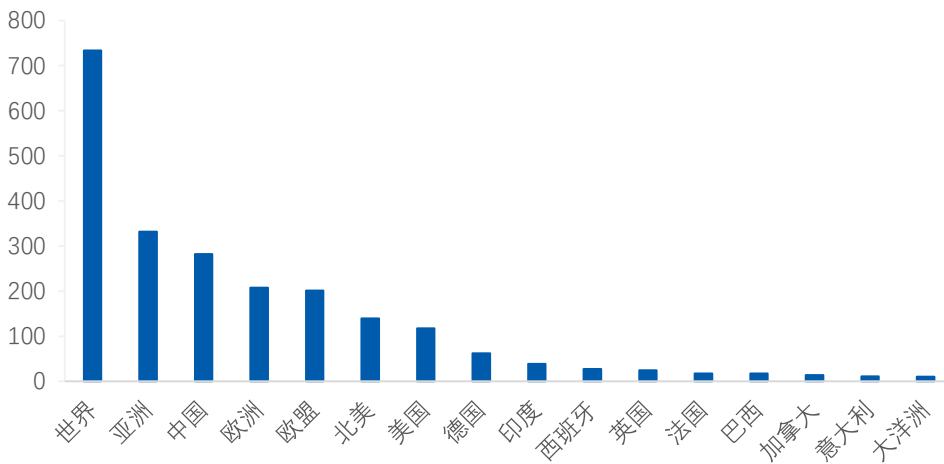
我国新能源总装机稳居世界第一，海上风电装机世界第二。据国际可再生能源机构 (IRENA) 统计，2020 年我国风电、光伏新能源装机均高居世界第一，分别高达 282GW、254GW，装机规模甚至高于欧洲、北美，国家排名中美国均排名世界第二，装机分别为 118GW、74GW，分别只有我国的 42%、29%。风电方面，我国陆上风电、海上风电装机规模分别为 273GW、9GW，分别在所有国家当中位居全球第一、第二，陆上风电装机规模高于欧洲、北美，海上风电装机规模小于欧洲、英国，我国海上风电装机规模分别为欧洲、英国、德国的 36%、87%、116%。

图 41: 2020 年全球光伏累计装机排名 (GW)



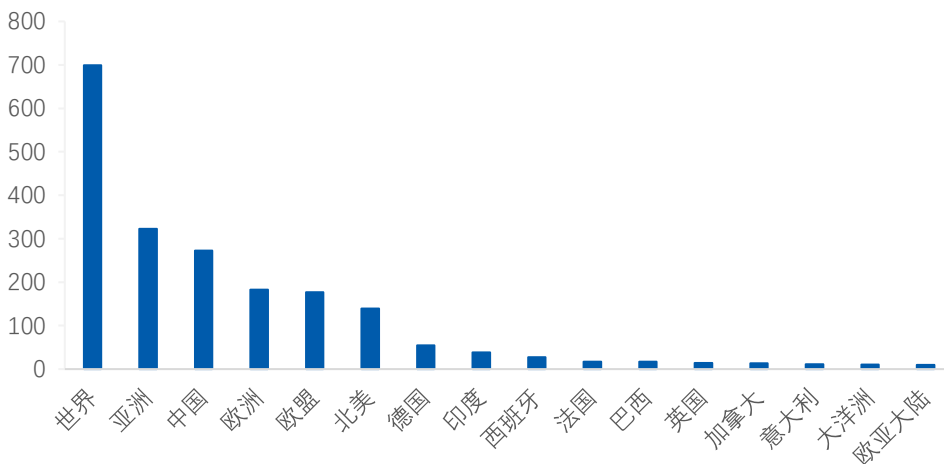
数据来源: IRENA, 东北证券

图 42: 2020 年全球风电累计装机排名 (GW)



数据来源: IRENA, 东北证券

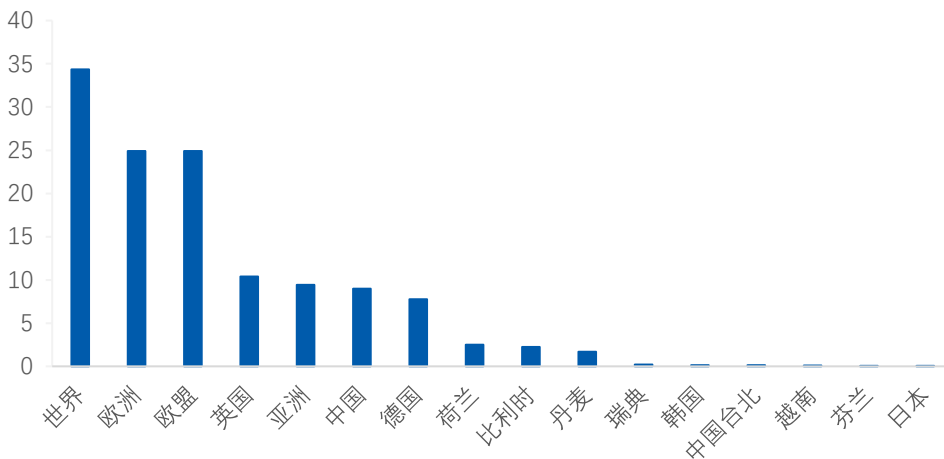
图 43: 2020 年全球陆上风电累计装机排名 (GW)



数据来源: IRENA, 东北证券



图 44: 2020 年全球海上风电累计装机排名 (GW)



数据来源: IRENA, 东北证券

**“双碳”目标叠加政策扶持，新能源发展确定性高。**为顺利如期实现“双碳”目标，促进新能源快速健康发展，我国加速出台政策文件，构建碳达峰碳中和“1+N”政策体系。顶层设计方面，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》作为“1+N”中的“1”，发挥统领作用；随后，国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》，对“1”进行了细化，是“N”中为首的政策性文件，当中提出了 10 个重点任务，排在第 1 位的即为“能源绿色低碳转型行动”，指出要“推进煤炭消费替代和转型升级”和“大力发展新能源”，在分解任务中分别排名前 2 位，意义十分重大。部委层面，国家能源局组织实施了风光大基地建设（目前已开展 2 期共 200GW）、整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点、对《风电场改造升级和退役管理办法》征求意见，极大的增强了新能源发展的确定性。

表 3: 新能源发展主要支持政策

政策名称	成文时间	发布单位
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	2021-09-22	中共中央、国务院
关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知	2021-10-24	国务院
关于引导加大金融支持力度促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知	2021-02-24	国家发改委等五部门
关于引导加大金融支持力度促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知	2021-03-12	国家发改委
关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知	2021-05-11	国家能源局
关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知	2021-05-21	国家发改委、国家能源局
关于做好新能源配套送出工程投资建设有关事项的通知	2021-05-31	国家发改委办公厅、 国家能源局综合司
关于报送整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点方案的通知	2021-06-24	国家能源局
关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知	2021-07-29	国家发改委、国家能源局
关于积极推动新能源发电项目能并尽并、多发满发有关工作的通知	2021-10-20	国家能源局
关于征求《风电场改造升级和退役管理办法》（征求意见稿）意见的函	2021-12-01	国家能源局综合司

数据来源: 公开资料, 东北证券

国家牵头央企积极推进，新能源发展维持高增速。为确保如期达成“双碳”目标，国家积极推进发展新能源，组织实施了风光大基地、整县推进光伏等多个国家级项目，并对分散式风电、老旧风场改造项目公开征求意见。在国家能源局综合司 2021 年 2 月 26 日发布的《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知（征求意见稿）》中提出的 6 大项目储备建设任务中，目前仅剩关于风电的 2 项未落地，预计分散式风电和老旧风场改造方案将于近期落地。在政策的支持下，我国以五大四小电力集团为代表的电力央企积极推进发展新能源，“十四五”均提及改善装机结构，国家和央企的新能源规划有效的保障了我国新能源装机量及装机增速，进一步提高了发展确定性。

**表 4：国家牵头推进新能源发展**

	主要内容
风光大基地	一期纳入保障性规模，100GW 已有序开工，二期 100GW 正在申报，单体项目规模不小于 1GW，2022 年开工建设，原则上 2023 年内建成并网
整县推进屋顶分布式光伏试点	党政机关建筑屋顶总面积可安装光伏发电比例不低于 50%，学校、医院、村委会等公共建筑不低于 40%，工商业厂房屋顶不低于 30%，农村居民屋顶不低于 20%，涉及 676 个县市
风电场改造升级和退役（征求意见稿）	鼓励并网运行超过 15 年的风电场开展改造升级和退役
千乡万村驭风计划（征求意见稿）	结合乡村振兴战略，发展分散式风电

数据来源：公开资料，东北证券

**表 5：我国主要发电集团“十四五”新能源装机规划**

	新能源发展规划
华能集团	新增新能源装机 8000 万千瓦
大唐集团	到 2025 年非化石能源装机超过 50%
华电集团	新增新能源装机 7500 万千瓦
国家电投集团	到 2025 年清洁能源装机比重提升到 60%
国家能源集团	新增新能源装机 7000-8000 万千瓦
三峡集团	每年新增清洁能源新增装机 1500 万千瓦
华润电力	新增可再生能源装机 4000 万千瓦
中广核	境内每年新增新能源新增装机 300 万千瓦

数据来源：公开资料，东北证券

分省下达新能源消纳责任，2030 年新能源累计装机或达 18 亿千瓦。根据国家能源局 2021 年 2 月下发的《关于征求 2021 年可再生能源电力消纳责任权重和 2022—2030 年预期目标建议的函》，2030 年非水电电力消纳责任权重为 25.9%，2021 年预期完成情况为 12.7%，逐年提升约 1.47 个百分点。根据测算可得光伏、风电年新增装机量及累计装机量，预计 2021-2030 年，光伏、风电装机分别累计新增 7.43 亿千瓦、5.22 亿千瓦，合计 12.65 亿千瓦，至 2030 年底新能源累计装机 18 亿千瓦，超额完成国家 2030 年风电、光伏总装机容量 12 亿千瓦以上的目标。

表 6: 我国新能源装机量预测

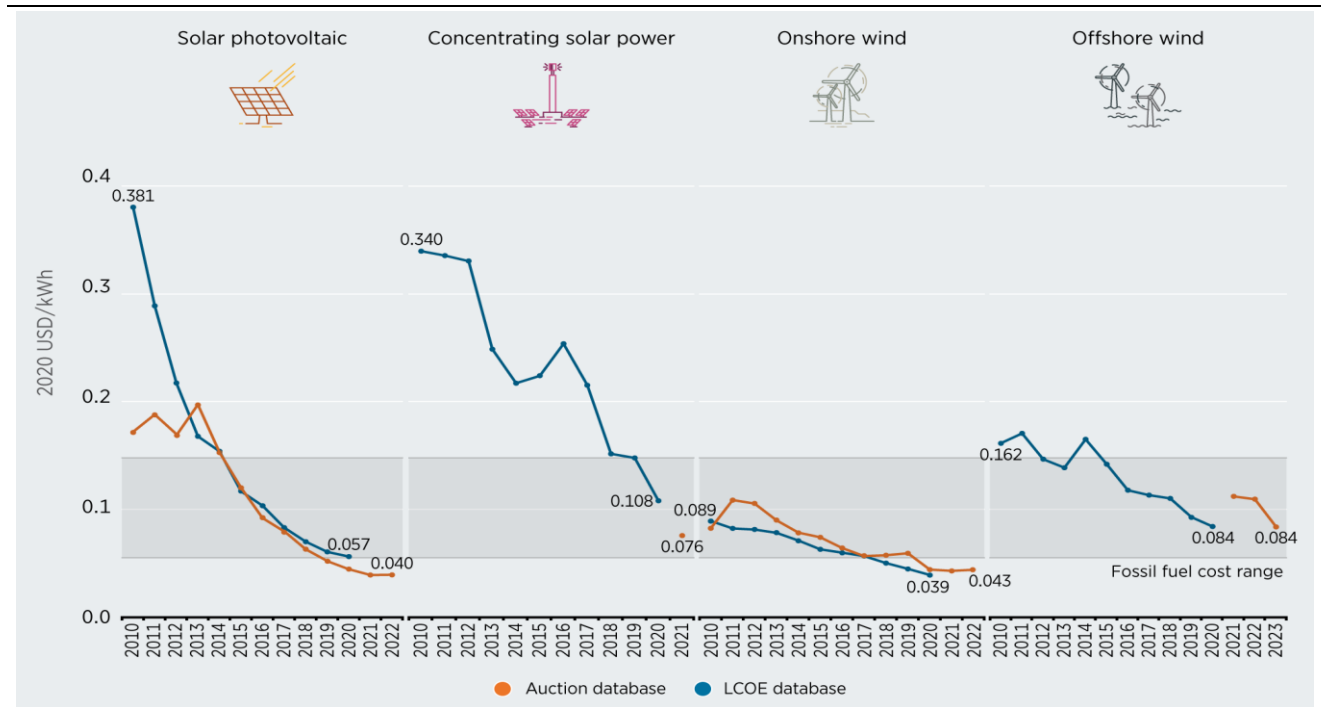
	单位	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	CAGR
全社会用电量	万亿千瓦时	8.00	8.29	8.59	8.90	9.22	9.55	9.89	10.25	10.62	11.00	3.60%
非水电电力消纳责任权重		12.70%	14.17%	15.63%	17.10%	18.57%	20.03%	21.50%	22.97%	24.43%	25.90%	1.47%
非水电电力消纳总量		1.02	1.17	1.34	1.52	1.71	1.91	2.13	2.35	2.59	2.85	12.14%
非水电发电利用率		98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	0.00%
非水电发电量	万亿千瓦时	1.04	1.20	1.37	1.55	1.75	1.95	2.17	2.40	2.65	2.91	12.14%
光伏风电装机比例		95%	98%	101%	104%	107%	110%	113%	117%	120%	124%	3.00%
光伏利用小时数	小时	1,200	1,201	1,202	1,204	1,205	1,206	1,207	1,208	1,210	1,211	0.10%
风电利用小时数	小时	2,097	2,099	2,101	2,103	2,105	2,108	2,110	2,112	2,114	2,116	0.10%
光伏风电发电量比例		54%	56%	58%	59%	61%	63%	65%	67%	69%	71%	3.00%
光伏年发电量	万亿千瓦时	0.37	0.43	0.50	0.58	0.66	0.75	0.85	0.96	1.08	1.21	14.20%
风电年发电量	万亿千瓦时	0.67	0.77	0.87	0.97	1.08	1.20	1.32	1.44	1.57	1.70	10.88%
光伏累计装机量	亿千瓦	3.04	3.58	4.17	4.81	5.50	6.26	7.08	7.96	8.92	9.96	14.09%
风电累计装机量	亿千瓦	3.20	3.66	4.13	4.63	5.15	5.68	6.24	6.82	7.42	8.04	10.76%
光伏发电累计总装机量	亿千瓦	6.25	7.24	8.30	9.44	10.65	11.94	13.31	14.78	16.34	18.00	12.48%
光伏新增装机量	亿千瓦	0.51	0.54	0.59	0.64	0.70	0.76	0.82	0.89	0.96	1.04	8.26%
风电新增装机量	亿千瓦	0.39	0.46	0.48	0.50	0.52	0.54	0.56	0.58	0.60	0.62	5.40%
光伏发电新增总装机量	亿千瓦	0.90	0.99	1.06	1.13	1.21	1.29	1.38	1.47	1.56	1.66	7.10%

数据来源: 东北证券

### 2.4. 技术进步促进成本下降, 绿电运营商盈利空间持续增长

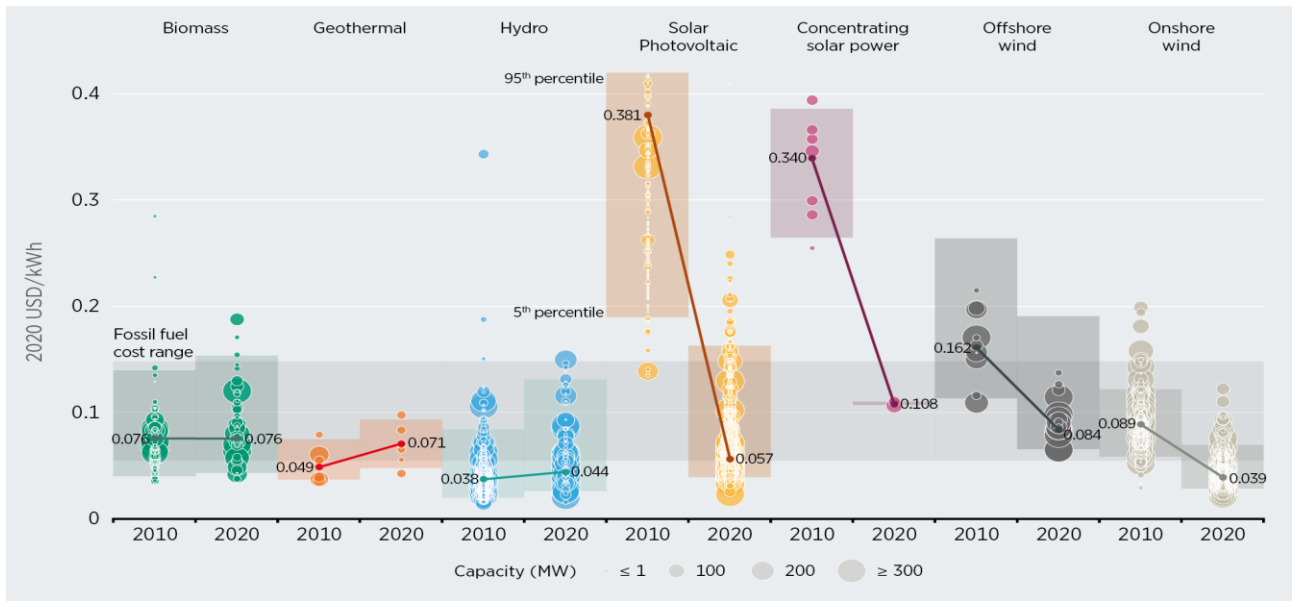
**新能源度电成本持续下降, 运营商盈利空间持续扩张。**随着技术水平不断进步, 近十几年来风电、太阳能等发电成本不断下降。据 IRENA 统计, 全球光伏、光热、陆风、海风度电成本 (LCOE) 同比分别下降 7%、16%、9%、13%, 并分别从 2010 年的 0.381\$/kWh、0.340\$/kWh、0.089\$/kWh、0.162\$/kWh 降低至 2020 年的 0.057\$/kWh、0.108\$/kWh、0.039\$/kWh、0.084\$/kWh, 降幅分别为 85.0%、68.2%、56.2%、48.1%, 已经接近甚至低于火电发电最低成本, 光伏、光热最新招投标数据显示甚至下降到 0.040\$/kWh、0.076\$/kWh。相比之下, 同时期生物质发电、地热发电、水电等可再生能源度电成本却持平甚至上升, 凸显太阳能、风电优势。招标价格的不断降低扩展了风光运营商的盈利空间, 预计随着技术水平进一步提升, 光伏、风电等新能源发电成本会进一步下降, 运营商盈利能力将进一步增强。

图 45: 2010 年以来全球太阳能、风电度电成本变化情况



数据来源: IRENA, 东北证券

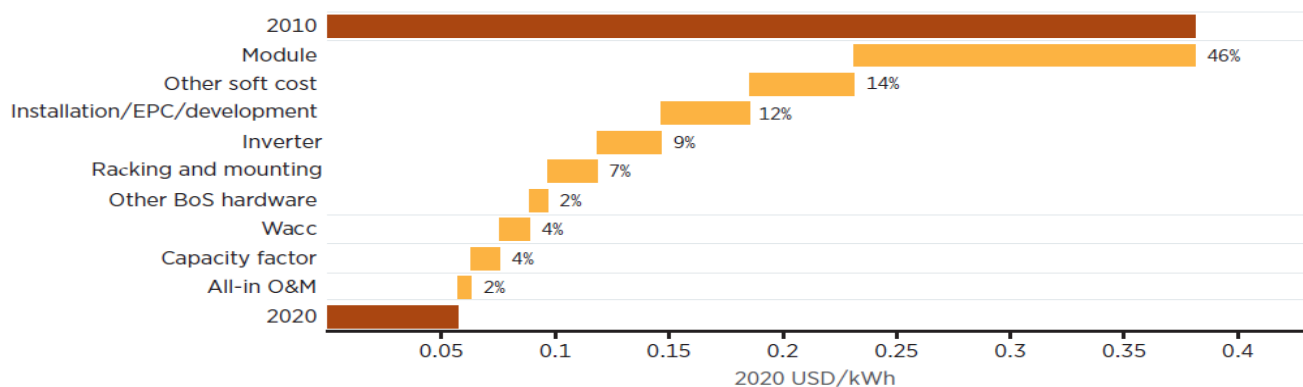
图 46: 2010 年以来全球新能源度电成本变化情况



数据来源: IRENA, 东北证券

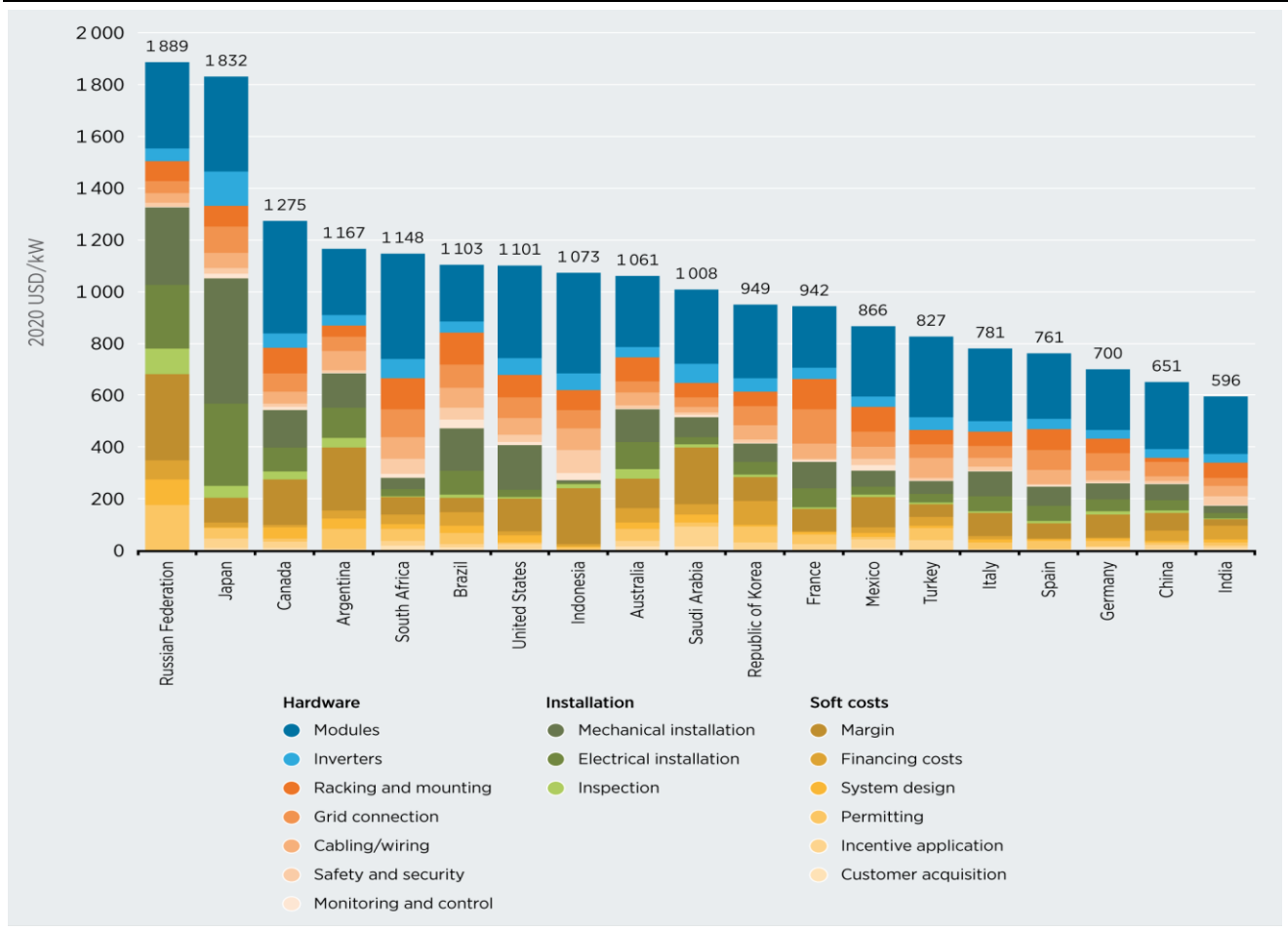
组件成本下降助力光伏成本降低, 我国光伏发电成本较低。据 IRENA 统计, 近 10 年来光伏发电成本下降贡献占比中, 组件成本下降贡献 46%, 此外 EPC 工程、逆变器、支架安装分别占比 12%、9%、7%, 合计占比近 3/4, 预计随着组件、逆变器等核心设备成本持续下降, 光伏发电成本将进一步降低。横向对比, 主要依靠我国低成本光伏产业链, 2020 年我国集中式光伏每 kW 成本在全球各主要国家中排名较低, 是全球光伏发电成本最低的国家之一。

图 47: 近十年光伏度电成本下降拆分



数据来源: IRENA, 东北证券

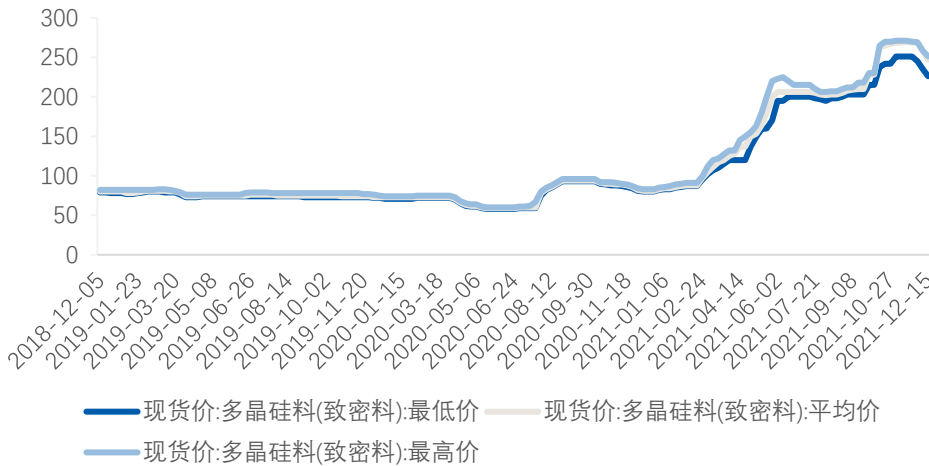
图 48：2020 年全球主要国家光伏发电成本拆分及对比



数据来源：IRENA，东北证券

**中上游价格预计全线回落，促进需求有效释放。**受硅料供给有限及下有需求旺盛双重影响，硅料价格自 2020 年 7 月以来逆转连续下降趋势一路上行，直至 2021 年 11 月达到最高点，多晶硅致密料平均价格 269 元/kg，相比最低点 59 元/kg，涨幅高达 356%，抑制了下游需求。2021 年 12 月，中国光伏行业协会将 2021 年新增装机预测下调至 45-55GW。据 PVInfoLink 最新数据，多晶硅致密料平均价格已连续下降 2 周，随着年底抢装潮没有如期来临及下游对上游预期价格下降导致的采购谨慎等原因，硅料价格有望持续下降。预计随着硅料价格回落及在风光大基地等项目储备的推动下，2022 年光伏新增装机或达 75GW，同比增长 36%-67%。

图 49: 硅料价格变化情况



数据来源: PVInfoLink, 东北证券

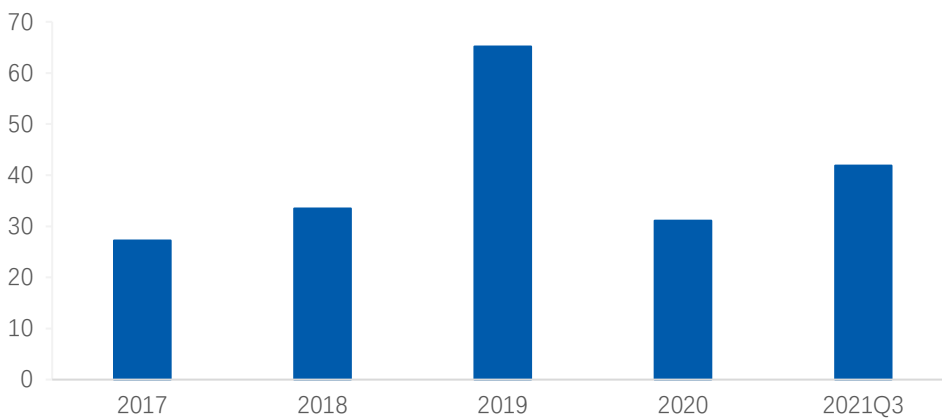
**风机价格持续下降, 持续降本助力风电发展。** 风机价格是风电项目成本中占比最大的部分, 平坦地形、山地项目风机成本分别约占 55%、39%。2021 年前三季度, 国内公开招标市场新增招标量 41.9GW, 比去年同期增长了 115.1%, 超过去年全年水平, 其中陆上新增 40.9GW, 海上新增 1GW。随着风机招标量同比大幅增长, 风机投标价格也大幅下降, 3S、4S 级别机组月度公开招标市场均价分别由 2020 年 9 月的 3250 元/kW、3163 元/kW 降至 2021 年 9 月的 2410 元/kW、2326 元/kW, 降幅分别高达 25.8%、26.5%。未来随着风机大型化、轻量化等趋势持续发展, 风机价格预计将继续下探, 带动风电需求持续增长。

图 50: 2020 年全球主要国家光伏发电成本拆分及对比



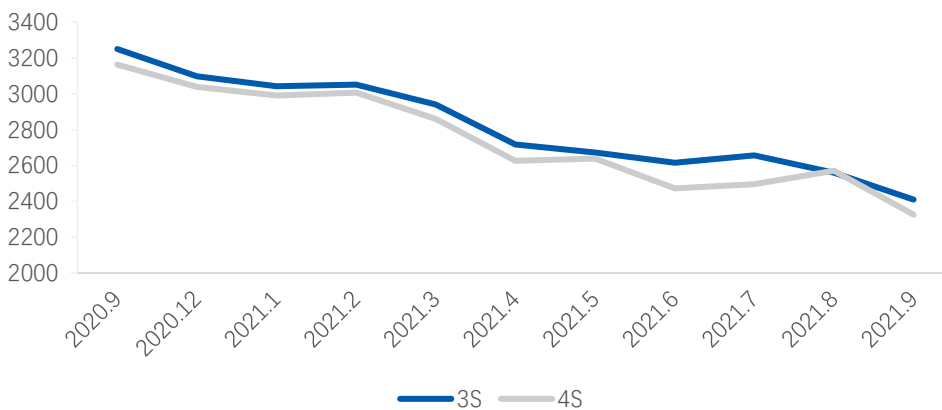
数据来源: 北极星风力发电网, 东北证券

图 51: 全国风电设备公开招标市场容量 (GW)



数据来源: 金风科技官网, 东北证券

图 52: 全国风电设备月度公开投标市场均价 (元/kW)



数据来源: 金风科技官网, 东北证券

## 2.5. 电力市场化改革加速推进, 电力行业逻辑大幅改善

**电力市场化改革加速推进, 电力逐步回归商品属性。**今年来, 随着“双碳”目标的提出与落实, 我国电力市场化改革进程明显加快。国家发改委、国家能源局等密集出台了一些列电改有关文件, 进一步完善了电力交易规则, 扩大了电价浮动范围, 现货交易及高耗能企业甚至不受上浮 20% 限制, 困扰电力行业多年的电价问题逐步得到解决, 初步建立了能涨能跌的电价市场化运作机制, 电力商品属性逐渐还原, 电力行业逻辑重塑, 盈利能力有望得到根本改善。

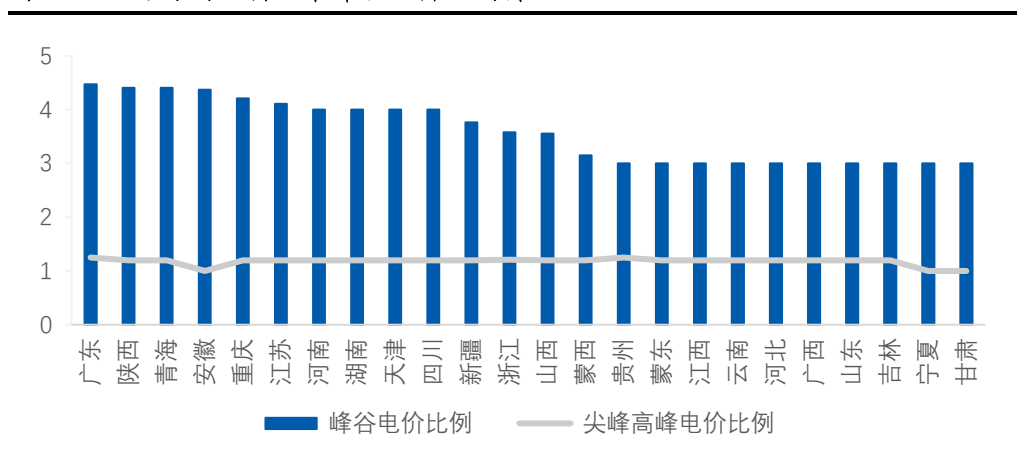
表 7: 电力市场化改革近期有关政策

政策名称	成文时间	发布单位
关于印发《电力中长期交易基本规则》的通知	2020-06-10	国家发改委、国家能源局
关于印发《发电企业与电网企业电费结算办法》的通知	2020-12-30	国家能源局
关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知	2021-05-08	国家发改委、国家能源局
关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知	2021-06-07	国家发改委
关于落实好 2021 年新能源上网电价政策有关事项的函	2021-06-11	国家发改委
关于进一步完善分时电价机制的通知	2021-07-26	国家发改委
关于印发《电网公平开放监管办法》的通知	2021-09-29	国家能源局
关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知	2021-10-11	国家发改委
关于印发《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》的通知	2021-10-14	国家发改委
关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知	2021-10-23	国家发改委办公厅
关于印发《供电企业信息公开实施办法》的通知	2021-11-23	国家能源局
关于印发《售电公司管理办法》的通知	2021-11-24	国家发改委、国家能源局
省间电力现货交易规则（试行）	2021-11-11	国家电网
2022 年煤炭中长期合同签订履约工作方案（征求意见稿）	2021-12-03	国家发改委

数据来源：公开资料，东北证券

分时电价政策陆续出台，峰谷价差拉大助力新能源消纳。2021 年 7 月，国家发改委为更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳，发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，明确各地要将系统供需宽松、边际供电成本低的时段确定为低谷时段，促进新能源消纳、引导用户调整负荷，并充分考虑新能源发电出力波动，以及净负荷曲线变化特性。截至 2021 年 12 月 19 日，已有 24 个省发布分时电价有关政策（8 个省处于征求意见阶段）。其中，所有省峰谷电价比例不低于 3，有 10 个省不低于 4，广东省峰谷电价比例高达 4.47，尖峰电价在高峰电价基础上上浮 25%，均为全国最高。

图 53: 地方分时电价政策峰谷电价比例排名



数据来源：公开资料，东北证券

绿电交易市场方兴未艾，市场化交易享受溢价。2021 年 9 月 7 日，首次绿色电力交易启动，共 17 个省份 259 家市场主体参与，达成交易电量 79.35 亿度，国网经营区域成交 68.98 亿度，南网经营区域成交 10.37 亿度，绿电交易市场正式开启。这次试



点交易中，成交均价较正常中长期协议增加 3-5 分/度，较火电基准价大约上涨 2 分钱（长协低于火电基准价），即 5%。绿电交易通过国家电网公司开发的“e-交易”电力市场统一服务平台上的绿色电力交易专区完成，交易系统运用了区块链技术，实现了整个交易环节可追溯、可追踪、可认证，提升了用户购买绿电的积极性、安全性，预计未来绿电交易范围、份额、频次将逐步扩大。除绿电交易市场外，省内、省间电力市场化交易中，绿电其由于绿色属性，有望享受高于火电的交易价格，保障利用小时数之外的市场化交易电量也有望享受高于电网保障电价，绿电运营商整体盈利水平预计将提升。

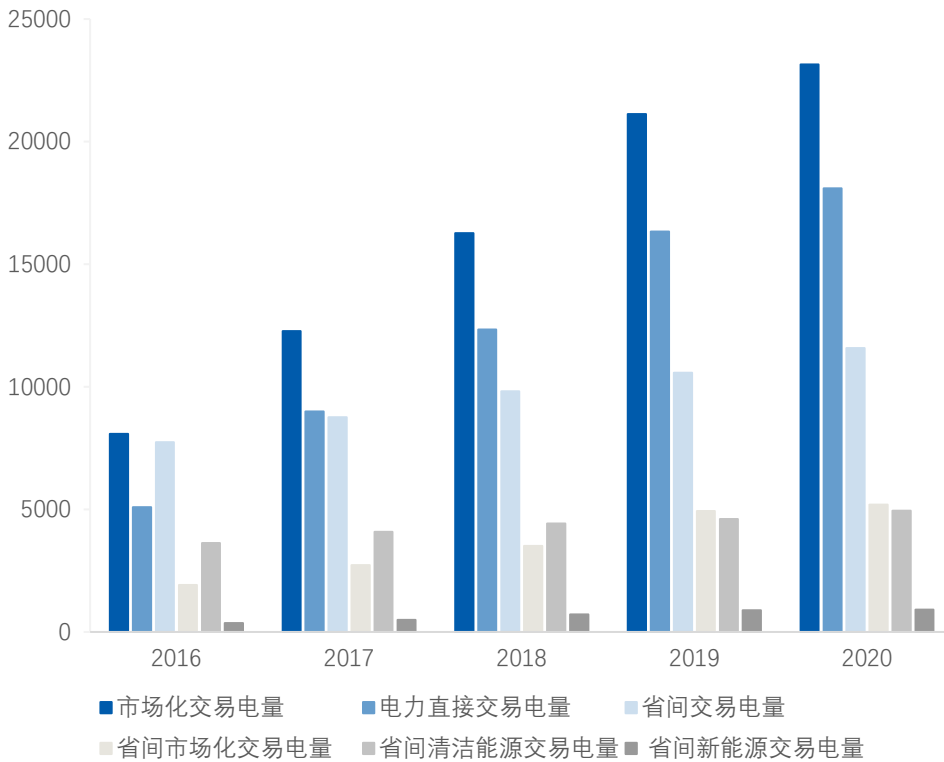
图 54：“e-交易”电力市场统一服务平台绿色电力交易专区



数据来源：公开资料，东北证券

**省间电力现货交易规则发布，新能源省间现货交易持续增长。**省间电力交易市场是新能源消纳的重要途径之一，2017 年 8 月 18 日，国家电网启动了跨区域省间富余可再生能源现货交易试点，新能源省间现货交易量持续增长，从 2016 年 363 亿千瓦时增长至 2020 年 915 亿千瓦时，2021 年上半年达 677 亿千瓦时，同比增长 61.2%。2021 年 11 月 22 日，国家电网正式印发《省间电力现货交易规则（试行）》，将交易范围由“跨区省间”扩展到“所有省间”，将交易频率由按五个交易时段开展变为每两小时开展一次，将市场主体由可再生能源扩展到所有电源类型，并具有电源属性的标签，能够体现绿色电力的交易价值。随着省间电力现货交易规则进一步完善，预计新能源省间交易量将进一步增长，一方面有助于提高新能源发电利用率，另一方面有助于提高绿电交易价值。

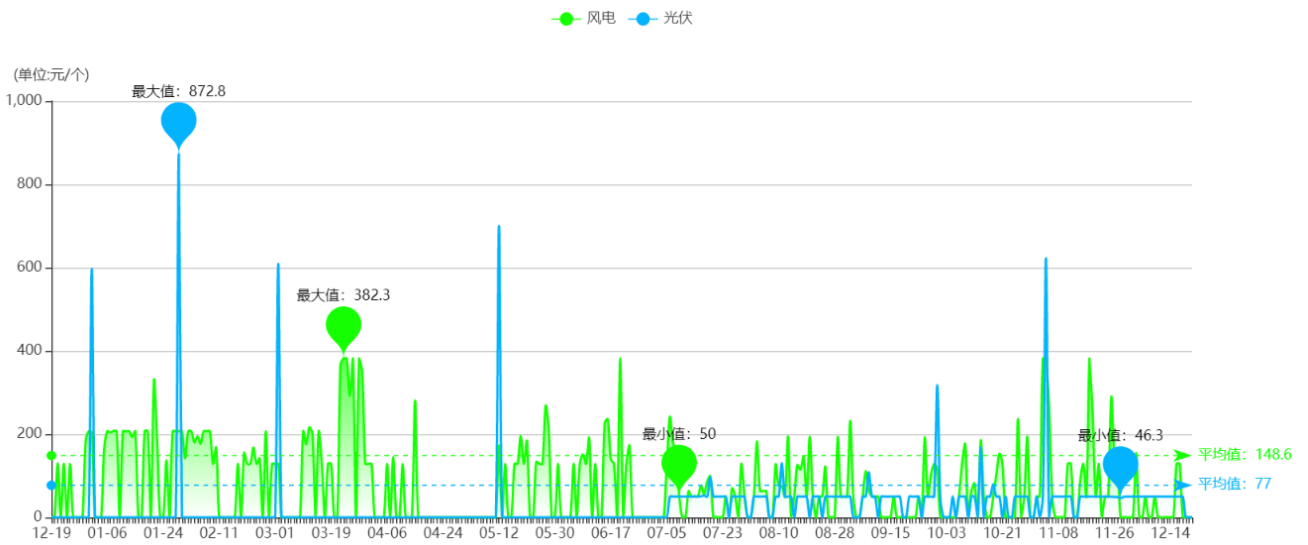
图 55: 国家电网经营区域电力市场化交易变化情况 (亿千瓦时)



数据来源: 北京电力交易中心, 东北证券

**绿证交易增厚收益, CCER有望重启。**CCER, 即国家核证自愿减排量, 2017年后发改委暂停CCER签发, 国内申请减排认证的方式从CCER转为绿证。绿证即绿色电力证书, 2016年2月国家首提配额制及绿证交易机制, 2017年绿色证书制度开始试行, 每MWh结算电量对应1个绿证。绿证作为可再生能源发电的绿色电力属性标识, 未来需求巨大, 随着风光项目迈入无补贴时代, 平价绿证开始交易, 2021年6月25日, 我国首单平价绿证交易完成。截至2021年6月底, 已核发平价项目绿证约362万个, 其中光伏绿证占比72%、风电绿证占比28%。此外, 随着北京绿色交易所升级为面向全球的国家级绿色交易所并承建全国自愿减排(CCER)交易中心, CCER有望重启, 绿电交易方式进一步扩充, 绿电运营商通过出售绿证、CCER将可获得额外收益。按照每张平价绿证50元计算, 每度电可获得额外收益5分钱, 相比燃煤基准价提升约13%, 绿电运营商收入也将随之提升。

图 56: 近一年绿证交易价格变化



数据来源: 绿色电力证书认购交易平台, 东北证券

图 57: 我国首单平价绿证交易绿色电力购买证明



数据来源: 公开资料, 东北证券

碳配额收紧提升火电发电成本，市场化交易电价中枢有望上移。2021年7月16日全国碳排放权交易市场启动，标志着我国碳市场建设进入新阶段。12月13日，市场化运行满百日，全国碳市场碳排放配额累计成交量达8494.82万吨，连续12个交易日单日成交额超1亿元，累计成交额突破30亿元大关，达到35.14亿元。其中，中国大唐和中国华电已完成全部重点排放单位缺口配额交易，交易平均价格分别为每吨42.14元和43.21元。目前全国碳交易市场仅纳入了火电企业，未来建材、钢铁、水泥等高耗能行业预计也将陆续被纳入。相比国际主流碳交易价格，我国目前碳交易价格明显偏低，未来随着碳配额逐步收紧以及可能实施的碳地板价政策，碳交易价格预计将持续上涨，火电发电成本将持续上升。10月12日，国家发展改革委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，要求燃煤发电电量原则上全部进入电力市场。因此，煤电发电成本的升高预计将传导至电力交易市场，市场化交易电价中枢有望上移，利好发电成本不受碳交易价格影响的绿电运营商。

图 58：欧洲与我国碳交易市场碳交易价格走势



数据来源：ICAP，东北证券

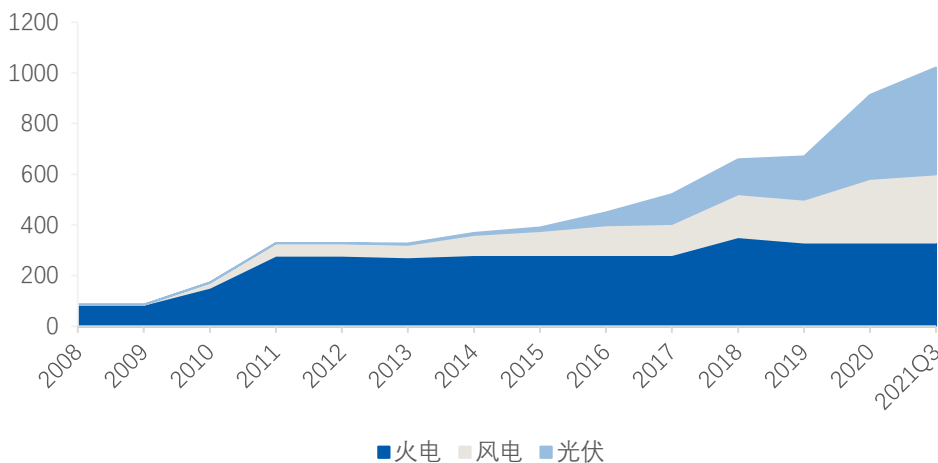
### 3. 开拓进取：风光装机快速增长，火电盈利能力有望提升

#### 3.1. 新能源装机快速增长，风光均衡发展布局全国

**深耕电力开发与运营，抢先启动新能源转型。**公司自1993成立以来，深耕电力开发与运营业务，虽然传统业务为火电，但新能源开发与运营也有着十多年经验。2008年，国际金融危机及煤电矛盾集中爆发，公司抓住低碳发展机遇，布局发展风电、光伏等绿色低碳能源。2009年，公司在吉林省长岭县开始风电施工，2010年，装机

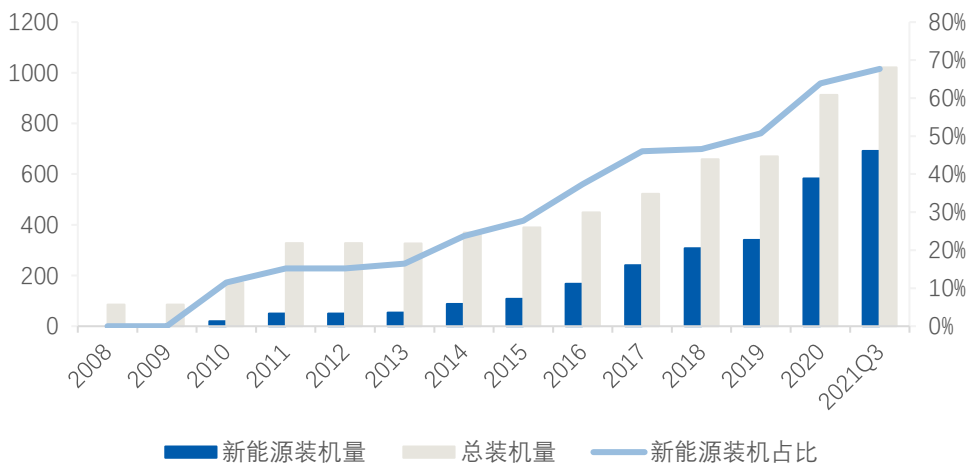
容量共 9.9 万千瓦的长岭腰井子、三十号风电项目共 66 台风机全部并网发电，公司实现了清洁能源“零”的突破。2015 年末，公司控股装机容量达到 389.77 万千瓦，比 2010 年末增长 126%。其中，火电增加 129 万千瓦，增长 84.6%；新能源增加 88.47 万千瓦，增长 447%，占比 27.8%，比 2010 年末提高 16.3 个百分点。2020 年末，公司控股装机容量 912.96 万千瓦，比 2015 年末增长 134%，其中，火电增加 48.50 万千瓦，增长 17.2%；新能源增加 474.69 万千瓦，增长 438%，占比 63.85%，比 2015 年末提高 36.1 个百分点。截至 2021 年 9 月，新能源装机 691.1 万千瓦，占比 67.68%，预计 2021 年底达 70%以上。

图 59：公司装机分布变化情况（万千瓦）



数据来源：公司公告，东北证券

图 60：公司总装机量、新能源装机量及占比变化情况

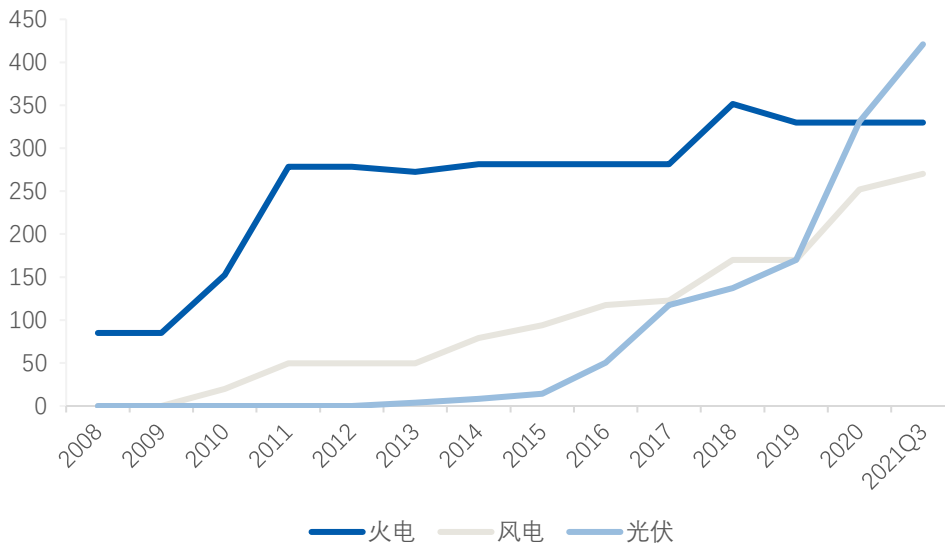


数据来源：公司公告，东北证券

**风电发展时间早于光伏，光伏发展速度高于风电。**与世界风电光伏发展趋势类似，由于风电成本起初低于光伏发电成本，公司风电发展起步早于光伏发电。2010 年 6 月，公司首批自建风电项目长岭腰井子、三十号风电项目投入商业运营，装机容量 9.9 万千瓦，同年通过并购获得吉林泰合、吉林里程协合各 4.95 万千瓦风电，2010 年底控股装机 19.8 万千瓦；截至 2020 年 9 月底，风电装机容量 270.19 万千瓦，CAGR 为 27.52%。光伏由于成本问题起步晚于风电，2013 年 11 月，公司自建青海

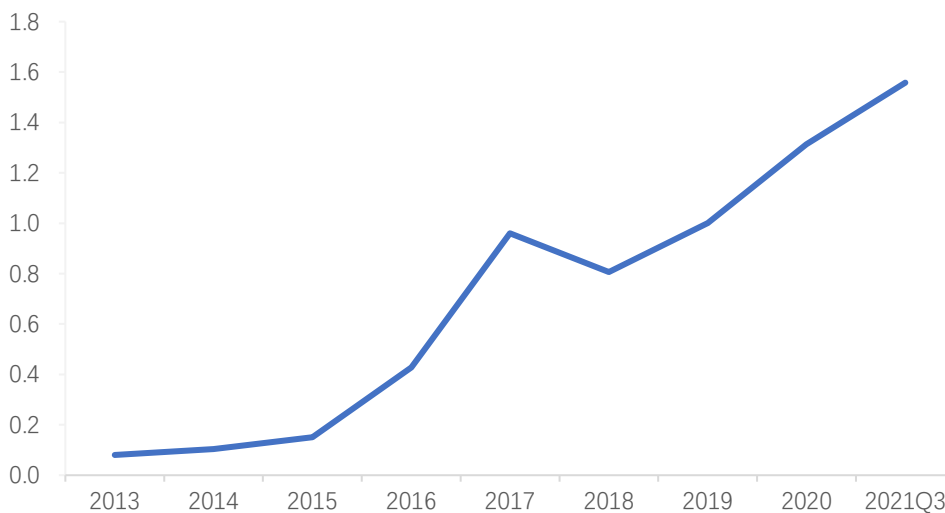
格尔木光伏一期 2 万千瓦项目投入商业运行，二期 2 万千瓦投产，2013 年底控股装机 4 万千瓦；截至 2020 年 9 月底，光伏发电装机容量 420.91 万千瓦，CAGR 为 82.36%，装机量目前已超过火电。公司近年来光伏发展速度高于风电，与全球走势类似，原因或为光伏成本下降幅度大于风电。

图 61: 公司装机分布变化情况 (万千瓦)



数据来源: 公司公告, 东北证券

图 62: 公司光伏、风电装机量比例变化情况

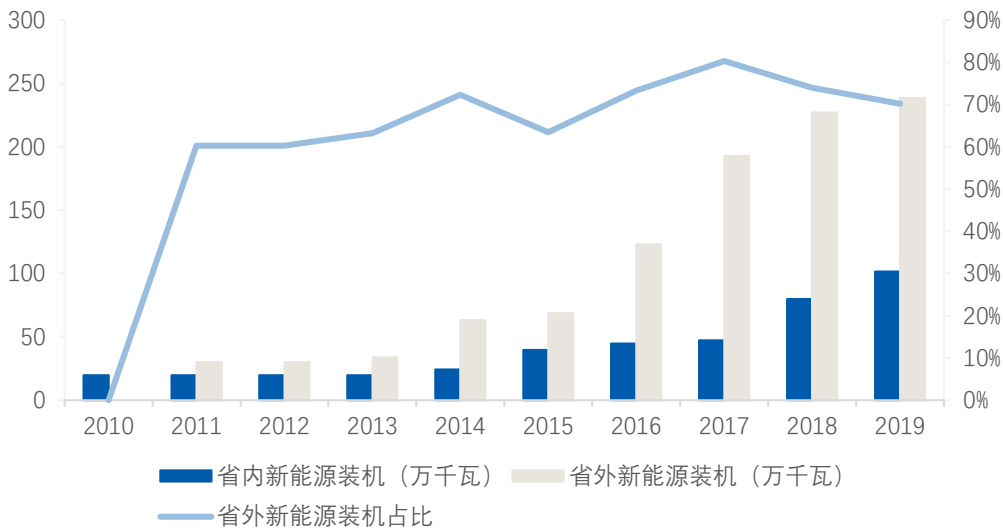


数据来源: 公司公告, 东北证券

**立足省内，全国布局发展新能源。**公司在发展新能源之初即关注省外发展，在全国范围内积极拓展新能源发电业务，约 3/4 的新能源装机位于省外，现已遍布吉林、甘肃、青海、安徽、江西、北京、云南、河北、河南、上海等 30 个省份，形成新能源全国发展格局。2020 年底，东北区域新能源装机容量 128.4 万千瓦，华东区域 197.38 万千瓦，西北区域 103.1 万千瓦，华北区域 90.27 万千瓦，华南区域 31.5 万千瓦，西南区域 16.6 万千瓦，华中区域 15.71 万千瓦，其中华东区域新能源装机容量已超过东北区域，西北、华北区域也与东北区域较为接近。售电量方面，东北区

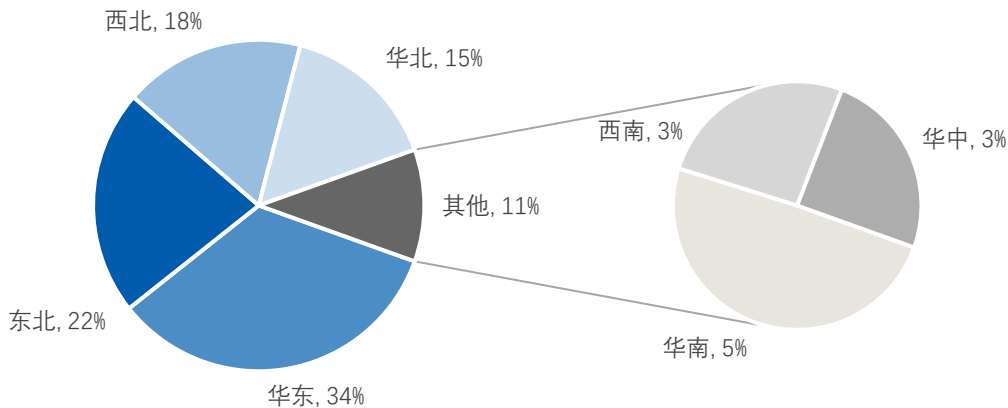
域新能源发电量位居全国第一，以 22%的装机占比销售 36%的电量，预计原因之一为东北地区特别是公司吉林省内新能源电力可与公司省内火电电力打捆外送。

图 63: 公司省内外新能源装机分布变化情况 (万千瓦)



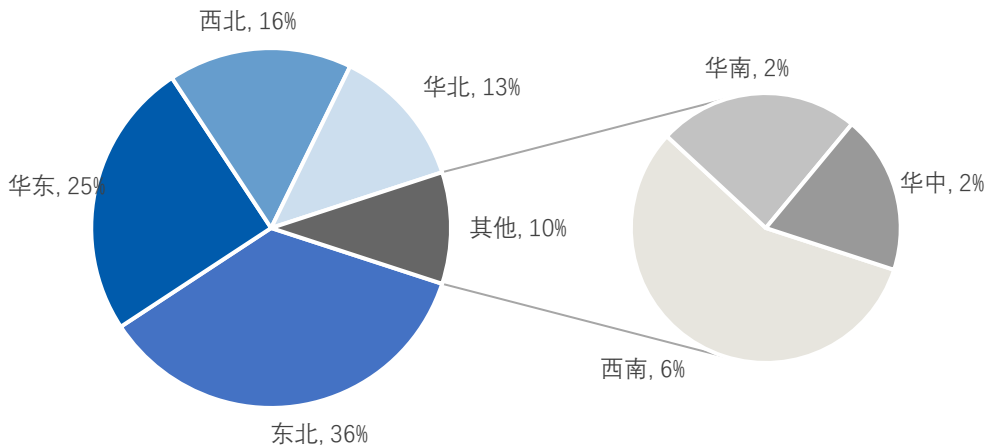
数据来源: 公司公告, 东北证券

图 64: 2020 年底公司新能源装机区域分布情况



数据来源: 公司公告, 东北证券

图 65: 2020 年底公司新能源售电量区域分布情况

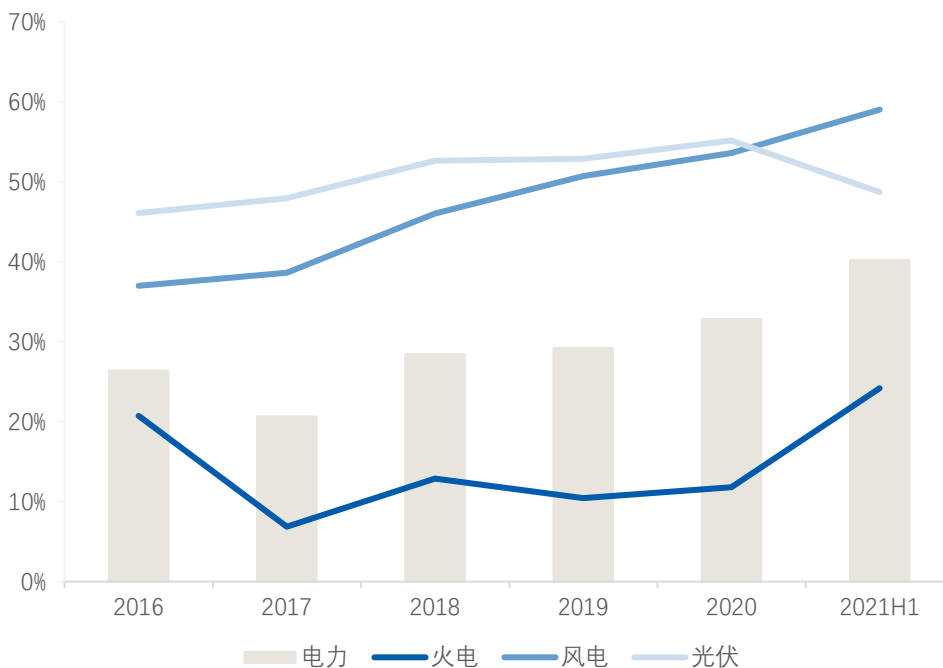


数据来源: 公司公告, 东北证券

### 3.2. 装机结构优化致毛利率稳步提升, 电价放开有望增厚公司收益

**风电光伏业务毛利率高于火电, 整体毛利率随装机结构优化提升。**在补贴时代, 风电光伏业务由于一般享有补贴, 因此毛利率较高, 且随着光伏发电度电成本不断下降而增长。虽然进入平价时代后风电光伏业务毛利率可能有所下降, 但是国家于 2020 年明确规定纳入补贴目录的项目在项目全生命周期合理利用小时数之内可享受 20 年补贴电价, 因此虽然未来公司装机无法再享受有国家补贴, 但是毛利率不会断崖式下滑。随着风电光伏投资成本持续下降, 未来新能源业务毛利率预计仍将高于火电业务, 公司整体毛利率水平将随新能源装机占比提升而增加。

图 66: 公司电力业务毛利率变化情况

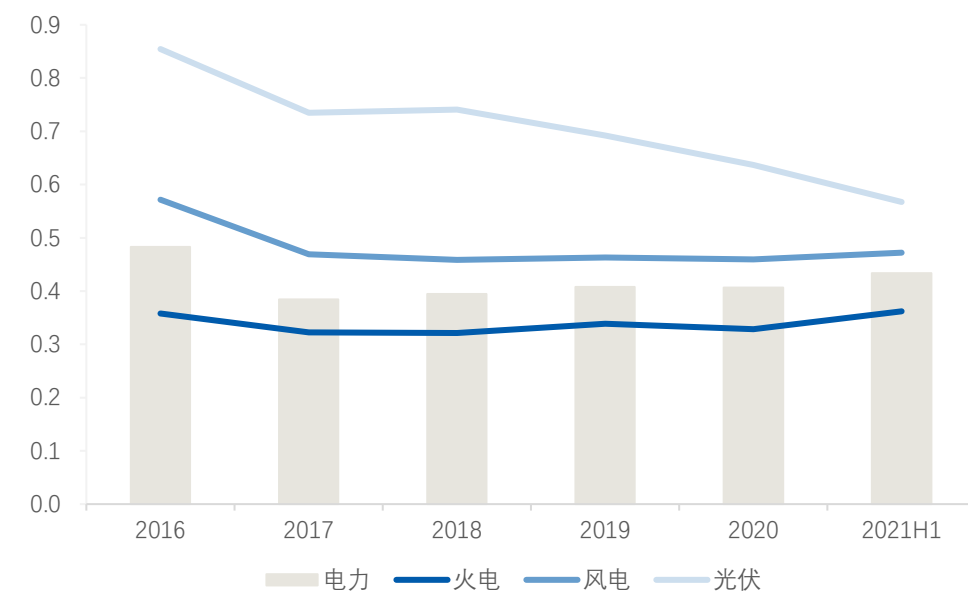


数据来源: 公司公告, 东北证券



**火电市场化电价逐步放开，公司收益有望增厚。**2021年10月11日，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》，明确提出有序放开全部燃煤发电电量上网电价，燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价，并将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制，电力现货价格不受上述幅度限制。电价上浮限制的放宽使得公司可以通过市场化运行提升火电业务收入。此外，随着能源消费和能源生产电能替代快速发展、分时电价政策不断完善、辅助服务市场建设稳步推进，公司火电电量平均上网电价或将进一步提升。另一方面，风电光伏由于具有绿色属性，相较火电存在一定溢价，并可通过绿电交易、出售绿证或CCER等方式增厚收益。

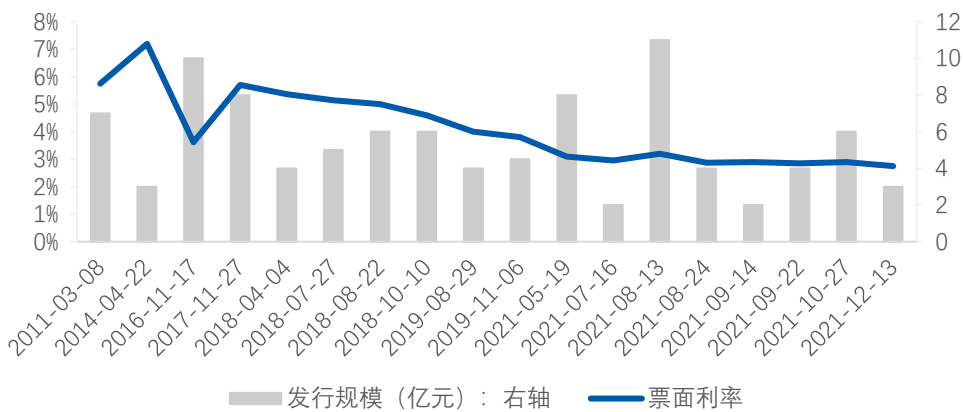
图 67：公司平均上网电价变化情况



数据来源：公司公告，东北证券

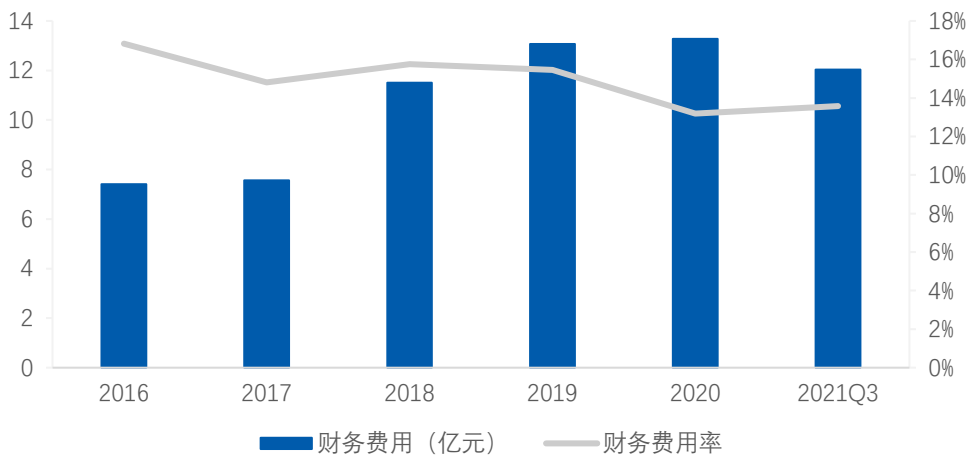
**融资成本持续降低，财务费用率稳中有降。**为筹集资金，公司分别与2011年、2014年发行票面利率为5.75%的一般中期票据、票面利率为7.20%的定向工具。自2016年起，公司所发债券均为超短期融资债券，且自2017年起融资利率不断下降，票面利率从2017年的5.70%降至2021年12月的2.75%，债券融资利率创造历史新低。2021年12月22日，公司收到证监会许可同意发行总额不超过50亿元的绿色债券，债券期限不超过5年，预计成功发行后将改善公司债务结构，并有望进一步降低公司融资成本。此外，虽然公司整体财务费用有所增长，但财务费用率稳中有降，有利于公司净利率水平提升。虽然短期借款、长期借款规模均随着公司规模的扩大不断增加，但现金流量利息保障倍数近年来基本保持上升态势，公司偿债能力有所提升。

图 68: 公司债券融资规模及票面利率情况



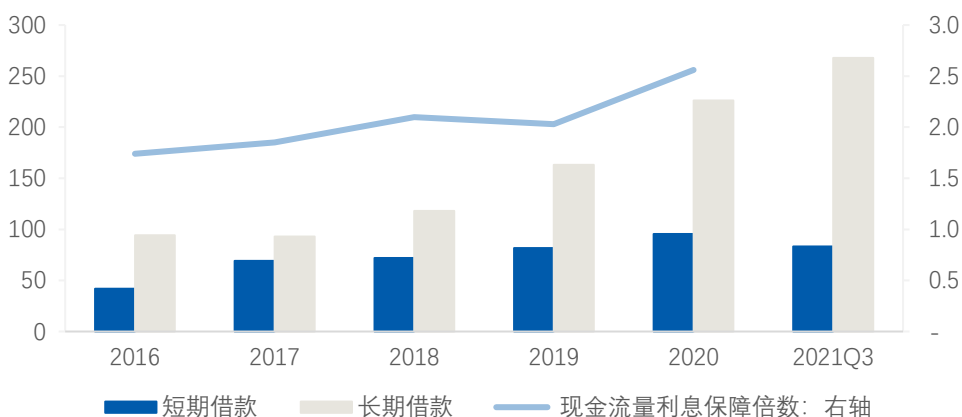
数据来源: 公司公告, 东北证券

图 69: 公司财务费用及财务费用率率变化情况



数据来源: 公司公告, 东北证券

图 70: 公司长短期借款及现金流量利息保障倍数变化情况



数据来源: 公司公告, 东北证券

装机结构有望继续优化, 经营性现金流预计满足资本开支需求。2021 年 3 月 23 日, 吉电股份董事长、党委书记才延福在吉电股份“创新发展, 共赢未来”战略合作伙伴

论坛暨战略发布会上表示公司将在 2023 年前实现碳达峰，2050 年前实现碳中和。此外，公司在《发展战略纲要》中提出到 2025 年公司装机规模超过 2000 万千瓦以上，清洁能源比重超过 90%。据此测算，2025 年公司新能源装机量将达到 1800 万千瓦。假设公司 2021 年新增 250 万千瓦装机，则 2021-2025 年复合增长率为 21.24%，年平均新增装机 243.41 万千瓦。假设公司新增光伏风电装机比例持续增长，投资强度持续下降，项目自有资金比例 30%，测得公司 2022-2025 年新增风电光伏项目资金需求约为 27、25、22、20 亿元。考虑到 2020 年公司经营性现金流为 33.4 亿元且预计逐年增长，公司自有资金预计将满足公司新能源项目资本开支需求。

**表 8：公司自有资金需求测算**

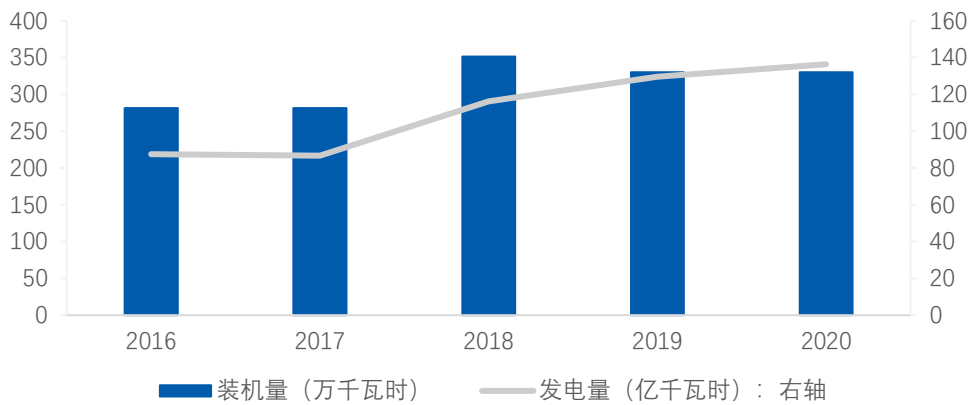
项目	单位	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
火电	万千瓦	330	330	330	330	330
风电	万千瓦	314	384	446	503	554
光伏	万千瓦	519	691	870	1,056	1,246
总装机量	万千瓦	1,163	1,405	1,646	1,888	2,130
同比增长	-	27%	21%	17%	15%	13%
光伏风电比例	-	165%	180%	195%	210%	225%
新能源装机量	万千瓦	833	1,075	1,316	1,558	1,800
新能源装机占比	-	72%	77%	80%	83%	85%
新能源增速	-	43%	29%	22%	18%	16%
风电投资强度	元/千瓦	4,500	4,140	3,809	3,504	3,224
光伏投资强度	元/千瓦	4,000	3,600	3,240	2,916	2,624
风电投资额	亿元	28	29	24	20	17
光伏投资额	亿元	75	62	58	54	50
新能源投资额	亿元	103	91	82	74	67
自有资金需求	亿元	31	27	25	22	20

数据来源：东北证券

### 3.3. 火电盈利有望迎来拐点，灵活性改造全部完成

**火电装机量保持稳定，发售电量稳步增长。**2018 年，公司火电机组新增 70 万千瓦，装机容量达到历史最高，2019 年公司置出亏损的白山热电、通化热电火电资产，装机容量下降至 330 万千瓦并维持至今，预计公司火电装机量未来将会保持稳定。虽然装机量有所变化，但发售电量已连续 3 年实现增长，2020 年实现火电发电量 136.41 亿千瓦时，同比增长 5.26%，售电量 121.99 万千瓦，同比增长 5.05%。公司目前所有火电机组均为热电联产机组，火电机组约占全省火电装机的 18%，发电及热力业务遍及长春、吉林、四平、白城，区域规模优势明显，供热量整体呈上升趋势，工业供汽产能省内位居省内第一。

图 71: 公司火电装机量和发电量变化情况



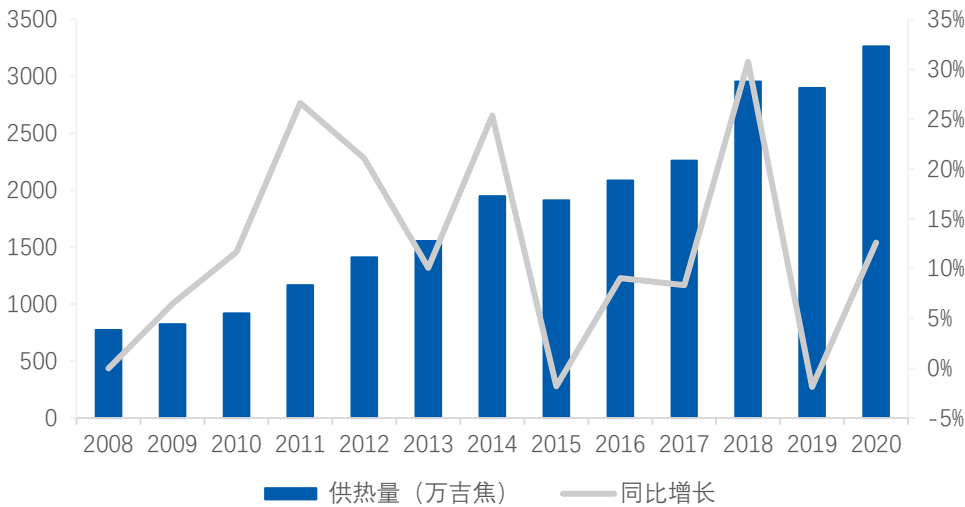
数据来源: 公司公告, 东北证券

表 9: 公司主要火电机组装机容量及上网电量情况

电厂或项目	总装机容量 (万千瓦)	持股比例	机组构成	平均供电煤耗 (克/千瓦时)	上网电量 (亿千瓦时)				是否热电联产
					2018年	2019年	2020年	2021年1-6月	
吉林电力股份有限公司白城发电公司	132.00	100%	2*66	322.78	44.70	40.36	48.92	22.55	是
吉林电力股份有限公司松花江第一热电分公司	35.00	100%	1*35	245.78	12.74	14.94	13.92	7.77	是
吉林电力股份有限公司四平第一热电公司	35.00	100%	1*35	223.65	14.00	12.66	14.24	5.71	是
吉林松花江热电有限公司	38.00	100%	2*12.5 /2*4 /1*5	258.70	13.32	12.66	12.95	6.32	是
吉林电力股份有限公司长春热电分公司	70.00	100%	2*35	271.00	14.94	27.67	26.05	12.65	是
合计	310.00	--	--	--	99.70	108.29	116.08	55.00	--

数据来源: 公司公告, 东北证券

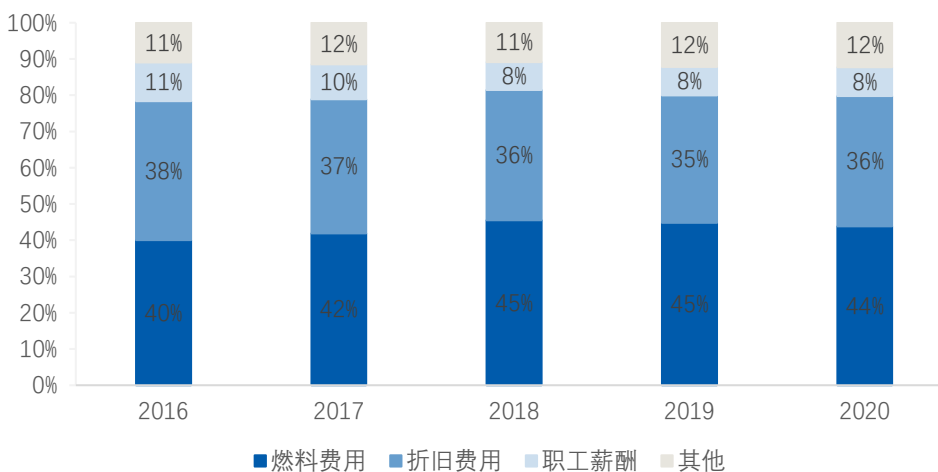
图 72: 公司供热量变化情况 (元/吨)



数据来源: 公司公告, 东北证券

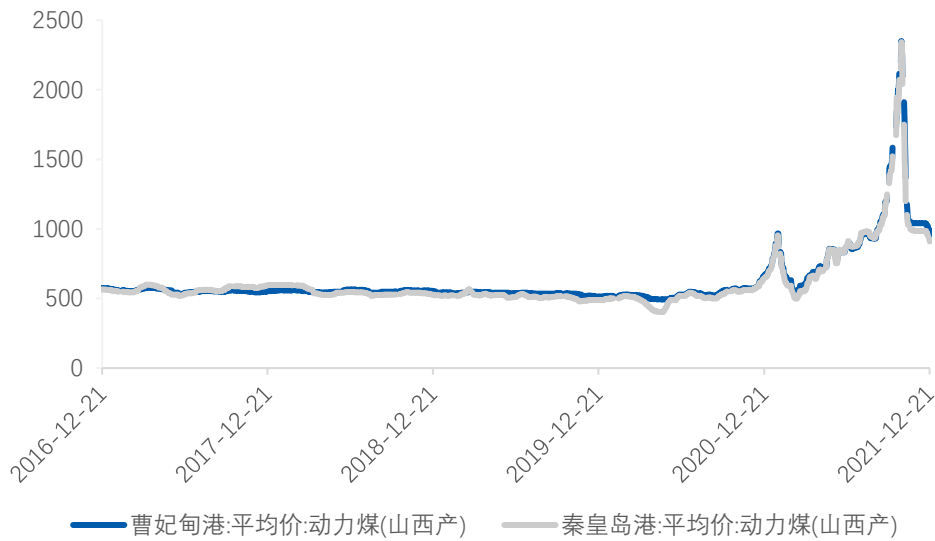
**煤炭成本占比较高, 长协新政有望稳定火电业绩。**受火电业务模式影响, 燃料成本占据火电业务成本的四成以上, 是影响火电成本的最大因素。历史上煤炭价格处于高位时, 公司火电业务亏损较大, 2016-2018 年火电板块分别亏损 8.86 亿元、3.83 亿元、1.58 亿元。虽然 2020 年公司火电板块实现盈利, 但预计随着今年煤炭价格大幅上涨, 2021 年火电板块盈利能力再次面临挑战。2021 年 12 月, 国家发改委就明年煤炭长协签订征求意见, 要求发电供热企业除进口煤以外的用煤 100% 签订长协。煤炭长协的签订有望平抑煤价波动的影响, 预计将有效缓解电煤价格波动对公司煤电业务造成的不利影响。此外, 虽然按照目前价格计算, 煤炭长协价预计将上浮, 但经测算上浮比例刚好约为燃煤发电基准价的最高上浮比例 20%。由于 2022 年煤价预期回落, 公司 2022 年火电板块盈利能力有望迎来拐点。

图 73: 公司火电业务成本构成变化情况



数据来源: 公司公告, 东北证券

图 74: 动力煤市场价变化情况 (元/吨)



数据来源: Wind, 东北证券

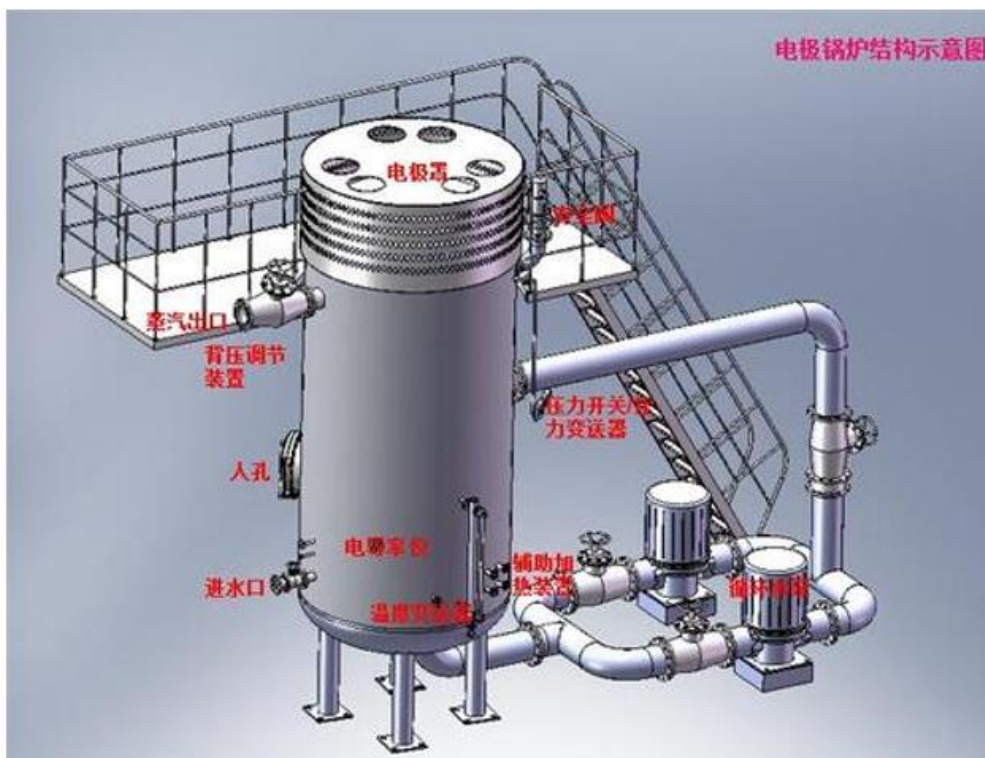
**全部火电机组完成灵活性改造, 成功探索热电联产与风电清洁供暖一体化方案。**目前公司煤电机组均已完成灵活性改造, 主要包括 1) 电锅炉改造; 2) 汽轮机低压缸切缸改造; 3) 高背压和双倍压改造提高供热能力; 4) 锅炉稳燃改造, 能够提高火电调峰能力。作为国家首批火电灵活性改造试点项目, 公司依托白城发电公司, 全国首次在热电机组采用直热式电锅炉, 实现热电解耦, 可再生能源消纳, 清洁供暖一体化灵活性改造。2015 年以来, 国家能源局发布了《关于做好 2015 年度风电消纳的通知》, 鼓励风电以外企业探索促进风电就地利用的技术示范。公司白城发电公司处于风电站密集地区, 考虑到周边风电场弃风较为严重, 具备风电清洁供暖的环境条件。为有效增强系统调峰和新能源消纳能力, 公司总结几年来国内风电清洁供暖的试点经验, 提出了热电联产与风电清洁供暖一体化方案, 将原在市中心从配电网供电的电制暖锅炉移植到热电厂内, 作为火电灵活性调峰装置, 利用厂用电直供电, 在提高火电运行灵活性的同时, 能够降低热电联产机组的上网功率, 为风电机组腾出负荷空间, 有效减少风电弃风, 缓解电网调峰压力。2021 年 11 月, 施耐德电气中标公司白城发电公司热电联产与风电清洁供暖一体化项目, 将为该项目二期 5\*40MW 储能项目提供 Foxboro DCS 控制系统。

图 75: 公司白城发电公司



数据来源: 施耐德电气官网, 东北证券

图 76: 直热式电极锅炉结构示意图



数据来源: CNKI, 东北证券

## 4. 二次转型: 努力打造氢能产业集群, 积极发展智慧能源

### 4.1. 获得国家电投支持, 努力打造氢能产业集群

依托国家电投氢能先进技术, 积极发展氢能产业链。作为我国第一家同时拥有水电、火电、核电、新能源资产的综合能源企业集团, 国家电投早在 2017 年便启动氢能产业布局, 一方面成立国家电投集团氢能科技发展有限公司, 另一方面与清华大学汽车系、亿华通开展战略合作。2020 年 10 月, 在长春举行的中德汽车大会上, 国家

电投集团与长春市政府、中国一汽集团签订战略合作框架协议，共同推动氢能等产业落地，并指定公司牵头负责。2020年12月，公司与国家电投集团氢能科技发展有限公司签订战略合作协议，双方计划共同开拓氢能市场，围绕燃料电池推广应用、PEM制氢设备研发制造等开展广泛合作，引导和推动燃料电池、PEM制氢等关键核心技术研发及产业发展。2021年，公司先后成立长春吉电氢能有限公司、白城吉电氢能科技有限公司、大安吉电绿氢能源有限公司，参与组建长春绿动氢能科技有限公司。公司计划建设以吉林省域为核心的氢能产业集群，《公司发展战略纲要》指出到2025年初步建成氢能产业全产业链，到2030年氢能产业实现规模化，并有较强盈利能力。

**表 10: 公司氢能业务主要相关合作协议**

合作方	发布时间	合作内容
白城市能源局、新疆金风科技股份有限公司、中国船舶重工业集团公司第七一八研究所	2019年7月	规划建设风能制氢一体化示范项目，包括风电场、制氢、储氢、加氢设施。后续乙方根据市场需求，扩大风能制氢建设规模，全产业链参与白城市氢能产业的建设与运营。
青岛海望能源科技有限公司	2020年7月	1.产业联盟合作。甲方同意，将乙方纳入氢能产业联盟，乙方作为联盟会员和甲方及其他联盟内成员加强沟通、密切合作，打通氢能产业链（制取、提纯、储运、加氢、应用等），共同推动氢能领域的项目落地和推广应用。 2.氢能产业规划项目合作。甲、乙双方加强信息共享、密切配合，高质量联合规划中韩（长春）国际合作示范区氢能模块产业。双方约定在中韩（长春）国际合作示范区合资成立氢能公司，投资建设氢能示范项目。氢能公司和氢能示范项目的具体事宜待双方进一步协商确定。 3.氢能储运技术研发合作。乙方同意甲方参股青岛海望，参股比例及参股方式另行协商约定。甲方按照股比向乙方提供研发资金等支持，在氢能储运等方面开展联合技术攻关，研发成果由双方共享，具体合作细节双方另行约定。 4.氢能储运产业化应用合作。乙方支持甲方的氢能产业发展，在甲方进行氢能储运的市场化项目时，乙方愿意为甲方提供加氢、脱氢等氢能储运设备和相关技术服务。
长春市政府、中国一汽集团	2020年10月	在中德汽车大会上，国家电投集团与长春市政府、中国一汽集团签订战略合作框架协议，将共同推动氢能、综合智慧能源、电能替代、车辆采购与移动出行服务等产业落地。这次战略合作，国家电投指定吉电股份牵头负责。
国家电投集团氢能科技发展有限公司	2020年12月	1.研发合作。甲、乙双方共同成立公司，在此平台下，加大PEM制氢关键技术与关键零部件研发投入，协同推进相关基础材料、关键零部件研发突破和产业化应用。 2.产品应用。甲方提供燃料电池、PEM制氢产品示范及应用场景，甲、乙双方共同开发产品市场，共同提供技术支持及服务。 3.人才培养。乙方为甲方培养氢能方面人才，以支持甲方打造氢能领域人才队伍。
国家电投集团氢能科技发展有限公司、中韩（长春）国际合作示范区管理委员会	2021年4月	国家电投长春氢能产业基地是国家电投集团打造国内PEM制氢核心装备行业头部企业的关键布局，基地规划打造为PEM制氢关键装备研发创新、示范应用、高端装备制造一体化的产业集聚区，形成千亿级氢能产业集群，支撑区域发展低碳绿色循环经济。公司与氢能公司在中韩示范区合作共建国家电投长春氢能产业基地，合力培育和打造氢能产业，推动吉林氢能产业研发创新、示范应用、高端装备制造一体化协同发展。



北奔重型汽车集团有限公司	2021年4月	依托乙方在氢能产业链上的品牌优势及氢能领域先进技术，合作开发氢能重卡，全力降低成本，实现产业协同发展。
国核电力规划设计研究院有限公司	2021年9月	公司将中韩示范区“可再生能源+PEM 制氢+加氢”一体化创新示范项目委托国核电力规划设计研究院有限公司 EPC 总承包，EPC 总承包合同价格为 10,050 万元。合同工程范围包括但不限于 400Nm <sup>3</sup> /h 制氢加氢一体化示范站及其附属工程；配套 18.56MWp 光伏及其附属工程；制氢厂外接口（含电力接入、用水、雨水、排污及供暖等）。
北京长青电投氢能产业投资中心（有限合伙）	2021年10月	北京长青将其持有的氢动力（北京）科技服务有限公司 2000 万元（尚未实缴）出资额对应的股权以 0 万元的价格转让给公司。交易完成后，公司新进成为氢动力公司股东，持股比例为 20%。
国家电投集团氢能科技发展有限公司、国家电投集团新疆能源化工有限责任公司等	2021年11月	组建标的公司，开展质子交换膜水电解先进制氢设备研发、制造，标的公司注册资本金为 8 亿元人民币，吉电股份按照 26.7675% 股权比例拟注资 21,414 万元。

数据来源：公开资料，东北证券

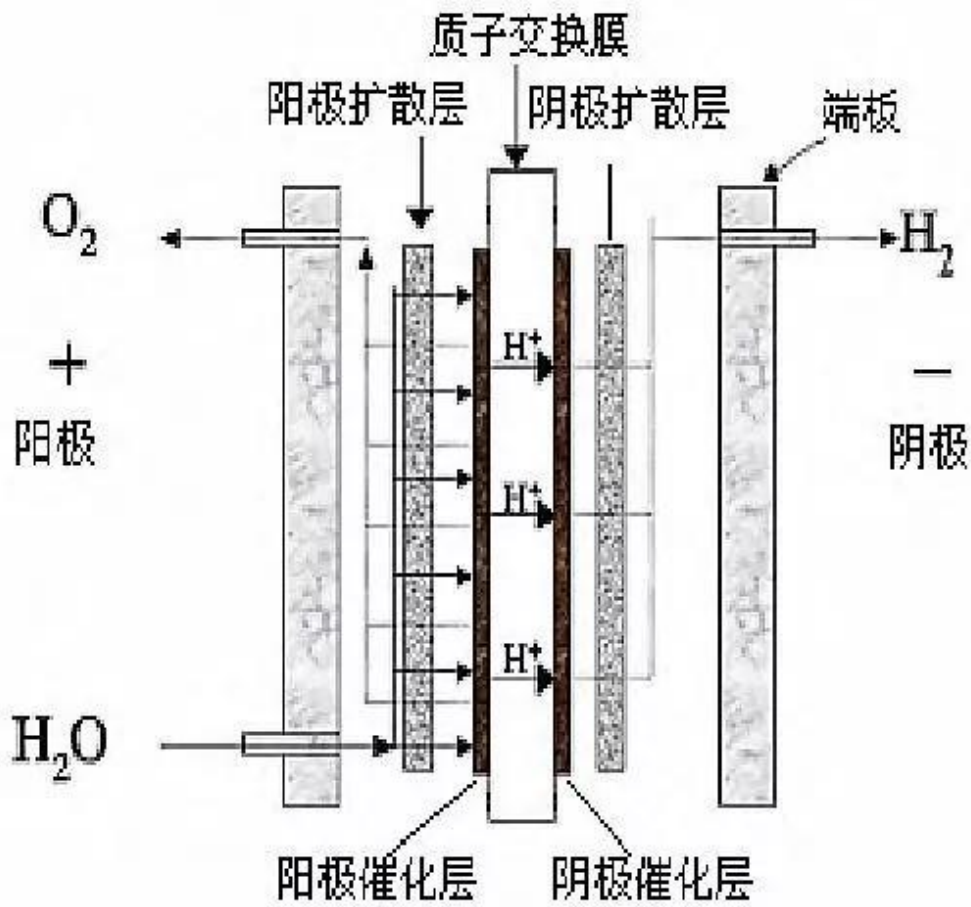
**综合优势明显，PEM 或成主流制氢技术。**氢能由于来源丰富、能量密度高、可再生、可存储、产物无污染为广泛视为“终极能源”。按照制备过程中产生的碳排放量，可分为灰氢、蓝氢、绿氢，碳排放量依次降低，目前灰氢占比 95%，但由于绿氢通过使用风能、太阳能等零碳能源，制备过程中不产生氢气，有望成为未来的主流制氢方式，而制备绿氢主要通过电解水，主要生产设备是电解槽。按照电解质不同，可将电解槽分为 3 类，即碱性电解槽（AWE）、质子交换膜电解槽（PEM）和固体氧化物电解槽（SOEC），其中前两者已经工业化而 SOEC 电解槽尚处于实验室阶段。相比 AWE，PEM 设备成本较高，但运维成本较低、能耗较低、电解效率更高、占地面积更小、响应更快速，随着 PEM 技术发展以及产氢数量的增加，PEM 电解槽被认为是未来电解制氢的主流方向，公司布局 PEM 制氢发展空间较大。

表 11：主流电解水技术对比

	碱性电解槽（AWE）	质子交换膜电解槽（PEM）	固体氧化物电解槽（SOEC）
电解质	20%-30%（质量分数）KOH/NaOH	PEM	Y <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /ZrO <sub>2</sub>
工作温度/℃	70-90	70-80	600-1000
电解效率/ %	60-75	70-90	85-100
能耗/ (kWh·Nm <sup>-3</sup> )	4.5-5.5	3.8-5.0	2.6-3.6
操作特征	启停较快	启停快	启停不便
运维	有腐蚀液体，运维复杂，成本高	运维简单，成本低	实验室研究为主，目前无运维要求
商业特点	技术成熟，商业化程度高，投资少	国外已经商业化，国内小规模应用，投资高	转换效率高，但高温限制材料选择，处于实验室研发阶段，尚未产业化

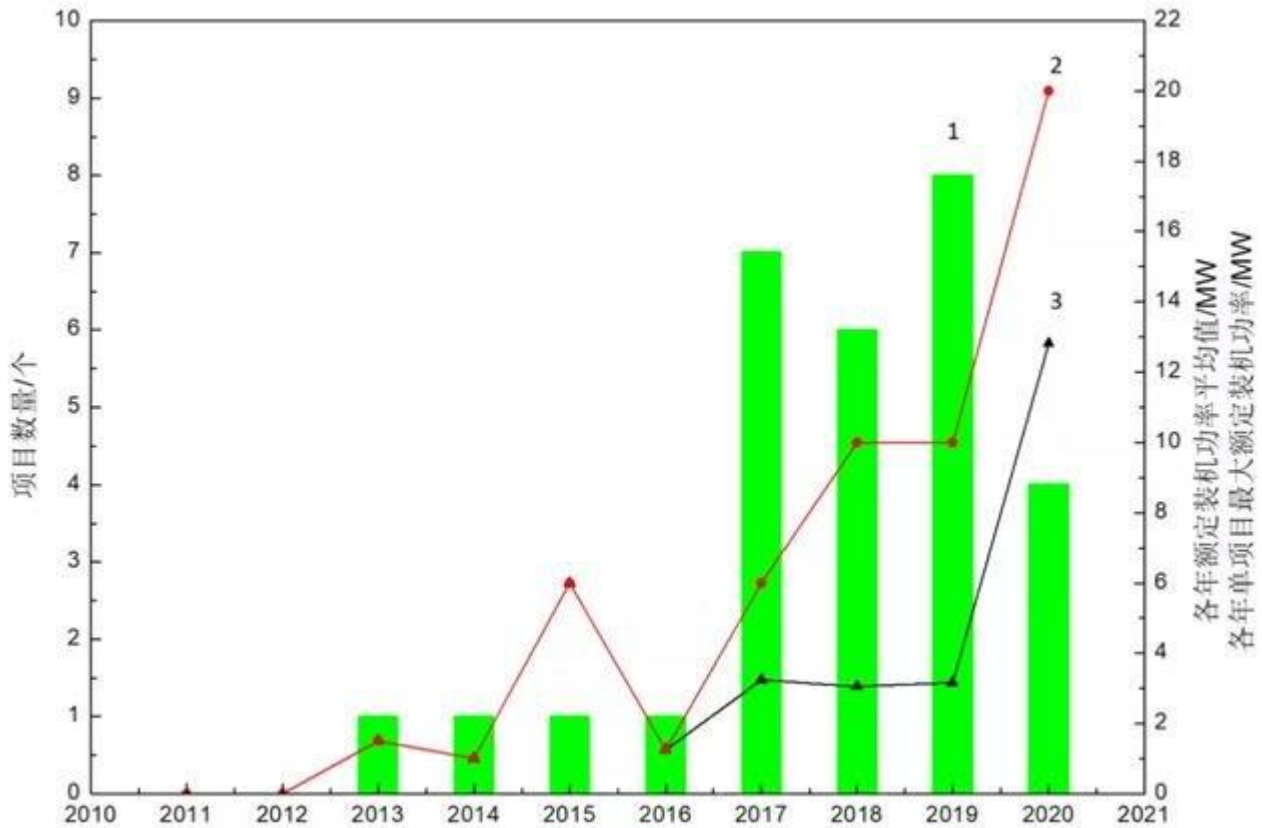
数据来源：《电解水制氢成本分析》，东北证券

图 77: PEM 电解槽结构



数据来源:《中国化工信息周刊》, 东北证券

图 78: 2011-2020 年全球 MW 级 PEM 水电解制氢项目概况



注: 1—项目数量; 2—各年单项目最大额定装机功率; 3—各年额定装机功率平均值

数据来源: 《中国化工信息周刊》, 东北证券

布局“两大基地、一条走廊”，开展液态阳光技术示范。公司 2021 年 9 月发布《“十四五”科技发展战略规划》，其中涉及两项氢能规划目标，即可再生能源 PEM 制氢技术及示范项目和液态阳光技术开发及示范项目。前者以国家电投集团氢能公司作为技术支撑，布局“两大基地一条走廊”，即吉林西部绿氢制备及消纳基地和长春氢能应用及装备制造研发基地，沿白城-长春打造加氢、运氢、用氢在内的氢能走廊。公司计划“十四五”期间在白城区域开发建设“千万千瓦新能源+制氢”项目，形成规模化绿氢制备能力，在中韩（长春）国际合作示范区形成 PEM 制氢装备生产能力，建成白城至长春、吉林等地用户的氢气完整储运营销体系。公司另一大项目液态阳光技术开发及示范项目，涉及在大安化工园区建设加氢制甲醇装置，通过与白城发电公司碳捕集项目相结合，攻克“可再生能源发电+电解制氢”、CO<sub>2</sub> 捕集、CO<sub>2</sub> 加氢制甲醇、粗甲醇精馏系统深度耦合的技术难点，将可再生能源的能量储存在液体燃料甲醇中。预计公司两大氢能项目的落地将为国家实现“双碳”目标做出良好示范，有助于提升公司形象，打开成长空间。

图 79: 公司氢能“两大基地、一条走廊”



数据来源: 百度地图, 东北证券

图 80: 公司为 2021 年博鳌亚洲论坛提供 10 辆氢能大巴

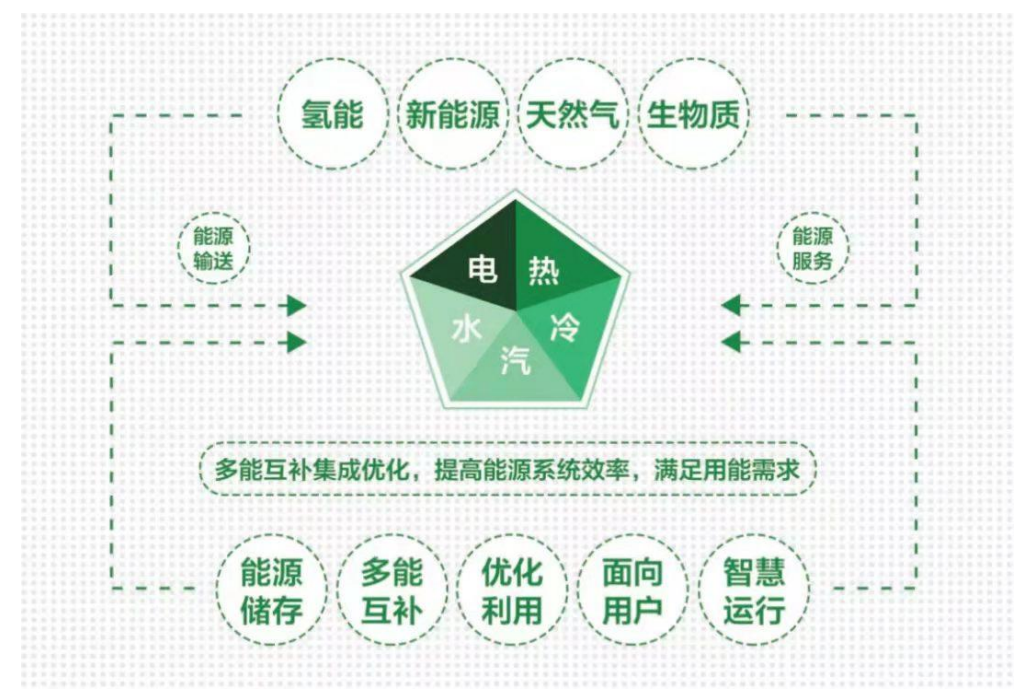


数据来源: 公司官网, 东北证券

#### 4.2. 创新发展智慧能源，加速推进储能业务

落实公司“十四五”规划，创新发展智慧能源。公司《“十四五”科技发展战略规划》中提出了新能源、综合智慧能源、氢能、储能充换电四大主线产业，具体目标包括建设智慧电厂、打造智慧农业示范项目、参与区域智慧能源运营管理、构建城市级综合智慧能源平台、推动综合智慧能源低碳、零碳项目的快速发展、建设吉林经济技术开发区清洁工业蒸汽综合智慧能源项目、加强虚拟电厂建设研究和探索，开展新型电力系统示范工程等。公司计划以吉林省为根据地，北方区域以生物质能应用、清洁供暖和多能互补为主，其他区域因地制宜地发展多能互补实现综合智慧能源产业全国布局。2021年6月，公司与公主岭市、上海电气集团签订智慧城市能源管理项目框架协议，将充分利用公主岭丰富的清洁能源资源，开发建设新能源及综合智慧能源项目。

图 81: 综合智慧能源示意图



数据来源：公司官网，东北证券

图 82: 公司部分综合智慧能源项目



数据来源: 公司官网, 东北证券

**储能布局加速推进, 虚拟增容电站成功落地。**2021年11月, 公司所管吉电太能(浙江)智慧能源有限公司与江阴临港区政府、江苏新长江实业集团有限公司签订三方战略合作框架协议, 合作建设公司首个集储能、光伏和电动重卡为一体的综合能源生态试点项目。此项目将建设10兆瓦的虚拟增容储能电站、15兆瓦的光伏电站, 并配置100辆充换电重卡及配套充电桩、换电站等设施, 打造光、电、储、充、换一体化的“智慧生态能源”系统。所谓虚拟增容储能电站, 就是运用先进的储能技术, 在谷电期间变压器利用空余容量为电站充电, 在尖峰电期间电站释放电能为企业增加电力供应。此外, 吉电太能(浙江)智慧能源有限公司与浙江省长兴县政府签订意向投资协议, 加速在储能领域的投资建设。一方面, 利用先进的TEC-Engine™技术, 建立实时远程运维控制平台, 降低人工成本加强安全稳定性, 另一方面为工商企业建立虚拟增容储能电站, 加强对用电波峰波谷的控制, 保障供电稳定。加快储能布局同时也为后期公司在长兴及周边地区开展多能互补型综合智慧能源项目的开发、投资、建设和运营管理。2021年11月, 公司首个虚拟增容储能电站上线, 储能规模为100kW/1.23MWh, 预计全年可使用储能电量约26.4万千瓦, 占用户年总用电量的6%, 将为用户节省用电费用近3万元, 降低基建费用20多万元。

图 83: 公司首个虚拟增容储能电站建成上线



数据来源: 公司官网, 东北证券

## 5. 风险提示

项目进展不及预期, 平均电价低于预期, 煤价高于预期。

**附表：财务报表预测摘要及指标**

资产负债表 (百万元)	2020A	2021E	2022E	2023E
货币资金	501	551	605	664
交易性金融资产	0	0	0	0
应收款项	7,188	9,240	11,087	12,750
存货	290	462	548	591
其他流动资产	1,068	1,397	1,692	1,958
<b>流动资产合计</b>	<b>9,047</b>	<b>11,649</b>	<b>13,933</b>	<b>15,963</b>
可供出售金融资产				
长期投资净额	732	882	1,032	1,182
固定资产	34,946	45,897	51,737	56,703
无形资产	679	749	819	889
商誉	87	77	67	57
<b>非流动资产合计</b>	<b>47,044</b>	<b>54,599</b>	<b>62,383</b>	<b>69,255</b>
<b>资产总计</b>	<b>56,090</b>	<b>66,248</b>	<b>76,315</b>	<b>85,218</b>
短期借款	9,549	8,909	6,032	4,746
应付款项	2,994	3,588	4,122	4,602
预收款项	0	0	0	0
一年内到期的非流动负债	3,414	1,396	6,981	9,076
<b>流动负债合计</b>	<b>17,268</b>	<b>18,483</b>	<b>22,928</b>	<b>24,759</b>
长期借款	22,625	28,625	29,825	30,905
其他长期负债	4,900	4,252	6,296	9,353
<b>长期负债合计</b>	<b>27,525</b>	<b>32,877</b>	<b>36,120</b>	<b>40,258</b>
<b>负债合计</b>	<b>44,793</b>	<b>51,360</b>	<b>59,048</b>	<b>65,016</b>
归属于母公司股东权益合计	7,809	11,020	12,252	13,810
少数股东权益	3,488	3,868	5,015	6,392
<b>负债和股东权益总计</b>	<b>56,090</b>	<b>66,248</b>	<b>76,315</b>	<b>85,218</b>

利润表 (百万元)	2020A	2021E	2022E	2023E
<b>营业收入</b>	<b>10,060</b>	<b>13,879</b>	<b>15,631</b>	<b>17,251</b>
营业成本	7,770	11,369	10,982	11,896
营业税金及附加	122	131	136	140
资产减值损失	-27	-9	-7	-5
销售费用	0	0	0	0
管理费用	92	106	115	122
财务费用	1,327	1,550	1,677	1,670
公允价值变动净收益	0	0	0	0
投资净收益	54	55	55	56
<b>营业利润</b>	<b>885</b>	<b>837</b>	<b>2,833</b>	<b>3,533</b>
营业外收支净额	95	111	121	128
<b>利润总额</b>	<b>980</b>	<b>948</b>	<b>2,954</b>	<b>3,661</b>
所得税	181	198	575	726
净利润	799	750	2,378	2,935
<b>归属于母公司净利润</b>	<b>478</b>	<b>370</b>	<b>1,232</b>	<b>1,558</b>
少数股东损益	321	380	1,147	1,377

现金流量表 (百万元)	2020A	2021E	2022E	2023E
<b>净利润</b>	<b>799</b>	<b>750</b>	<b>2,378</b>	<b>2,935</b>
资产减值准备	-5	9	7	5
折旧及摊销	2,189	5,706	5,533	6,029
公允价值变动损失	0	0	0	0
财务费用	1,303	1,558	1,685	1,680
投资损失	-54	-55	-55	-56
运营资本变动	-891	1,320	-492	-949
其他	-4	-115	-136	-153
<b>经营活动净现金流量</b>	<b>3,337</b>	<b>9,174</b>	<b>8,921</b>	<b>9,491</b>
<b>投资活动净现金流量</b>	<b>-12,163</b>	<b>-13,093</b>	<b>-13,121</b>	<b>-12,683</b>
<b>融资活动净现金流量</b>	<b>8,455</b>	<b>3,970</b>	<b>4,254</b>	<b>3,251</b>
<b>企业自由现金流</b>	<b>-6,798</b>	<b>-6,295</b>	<b>866</b>	<b>-1,832</b>

财务与估值指标	2020A	2021E	2022E	2023E
<b>每股指标</b>				
每股收益 (元)	0.22	0.13	0.44	0.56
每股净资产 (元)	2.80	3.95	4.39	4.95
每股经营性现金流量	1.20	3.29	3.20	3.40
<b>成长性指标</b>				
营业收入增长率	17.6%	38.0%	12.6%	10.4%
净利润增长率	174.8%	-22.5%	232.5%	26.5%
<b>盈利能力指标</b>				
毛利率	22.8%	18.1%	29.7%	31.0%
净利润率	4.8%	2.7%	7.9%	9.0%
<b>运营效率指标</b>				
应收账款周转天数	243.97	229.17	245.30	256.37
存货周转天数	13.61	14.82	18.21	18.13
<b>偿债能力指标</b>				
资产负债率	79.9%	77.5%	77.4%	76.3%
流动比率	0.52	0.63	0.61	0.64
速动比率	0.50	0.59	0.57	0.61
<b>费用率指标</b>				
销售费用率	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
管理费用率	0.9%	0.8%	0.7%	0.7%
财务费用率	13.2%	11.2%	10.7%	9.7%
<b>分红指标</b>				
分红比例	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
股息收益率	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
<b>估值指标</b>				
P/E (倍)	37.55	62.22	18.71	14.79
P/B (倍)	2.95	2.09	1.88	1.67
P/S (倍)	1.76	1.66	1.47	1.34
净资产收益率	6.1%	3.4%	10.1%	11.3%

资料来源：东北证券



### 研究团队简介:

笪佳敏: 上海交通大学工业工程硕士, 南京大学工业工程本科, 现任东北证券中小盘行业首席分析师。曾任上海通用汽车动力总成新项目部工程师, 宏源证券研究所研究员。2014 年以来具有 6 年证券研究从业经历, 2017 年金牛分析师第 4 名, 多年深厚的产业跟踪和研究经验, 重点覆盖新能源车、电子、军民融合等领域。

岳挺: 宾夕法尼亚大学博士, 清华大学能源与动力工程本科, CFA、FRM, 2020 年加入东北证券, 现任中小盘及新能源车研究员。曾任工业和信息化部中国电子信息产业发展研究院研究员, 具有法律职业资格, 享受深圳市海外高层次人才(孔雀计划)奖励补贴。

### 重要声明

本报告由东北证券股份有限公司(以下称“本公司”)制作并仅向本公司客户发布, 本公司不会因任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。

本报告中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。报告中的内容和意见仅反映本公司于发布本报告当日的判断, 不保证所包含的内容和意见不发生变化。

本报告仅供参考, 并不构成对所述证券买卖的出价或征价。在任何情况下, 本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的证券买卖建议。本公司及其雇员不承诺投资者一定获利, 不与投资者分享投资收益, 在任何情况下, 我公司及其雇员对任何人使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。

本公司或其关联机构可能会持有本报告中涉及到的公司所发行的证券头寸并进行交易, 并在法律许可的情况下不进行披露; 可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务、财务顾问等相关服务。

本报告版权归本公司所有。未经本公司书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的, 须在本公司允许的范围内使用, 并注明本报告的发布人和发布日期, 提示使用本报告的风险。

若本公司客户(以下称“该客户”)向第三方发送本报告, 则由该客户独自为此发送行为负责。提醒通过此途径获得本报告的投资者注意, 本公司不对通过此种途径获得本报告所引起的任何损失承担任何责任。

### 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, 并在中国证券业协会注册登记为证券分析师。本报告遵循合规、客观、专业、审慎的制作原则, 所采用数据、资料的来源合法合规, 文字阐述反映了作者的真实观点, 报告结论未受任何第三方的授意或影响, 特此声明。

### 投资评级说明

股票 投资 评级 说明	买入	未来 6 个月内, 股价涨幅超越市场基准 15% 以上。	投资评级中所涉及的市场基准:  A 股市场以沪深 300 指数为市场基准, 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)为市场基准; 香港市场以摩根士丹利中国指数为市场基准; 美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为市场基准。
	增持	未来 6 个月内, 股价涨幅超越市场基准 5% 至 15% 之间。	
	中性	未来 6 个月内, 股价涨幅介于市场基准-5% 至 5% 之间。	
	减持	未来 6 个月内, 股价涨幅落后市场基准 5% 至 15% 之间。	
	卖出	未来 6 个月内, 股价涨幅落后市场基准 15% 以上。	
行业 投资 评级 说明	优于大势	未来 6 个月内, 行业指数的收益超越市场基准。	
	同步大势	未来 6 个月内, 行业指数的收益与市场基准持平。	
	落后大势	未来 6 个月内, 行业指数的收益落后于市场基准。	

东北证券股份有限公司

 网址: <http://www.nesc.cn> 电话: 400-600-0686

地址	邮编
中国吉林省长春市生态大街 6666 号	130119
中国北京市西城区三里河东路五号中商大厦 4 层	100033
中国上海市浦东新区杨高南路 799 号	200127
中国深圳市福田区福中三路 1006 号诺德中心 34D	518038
中国广东省广州市天河区冼村街道黄埔大道西 122 号之二星辉中心 15 楼	510630

**机构销售联系方式**

姓名	办公电话	手机	邮箱
<b>公募销售</b>			
<b>华东地区机构销售</b>			
阮敏 (总监)	021-61001986	13636606340	ruanmin@nesc.cn
吴肖寅	021-61001803	17717370432	wuxiaoyin@nesc.cn
齐健	021-61001965	18221628116	qijian@nesc.cn
李流奇	021-61001807	13120758587	Lilq@nesc.cn
李瑞暄	021-61001802	18801903156	lirx@nesc.cn
周嘉茜	021-61001827	18516728369	zhoujq@nesc.cn
刘彦琪	021-61002025	13122617959	liuyq@nesc.cn
周之斌	021-61002073	18054655039	zhouzb@nesc.cn
陈梓佳	021-61001887	19512360962	chen_zj@nesc.cn
孙乔容若	021-61001986	19921892769	sunqrr@nesc.cn
屠诚	021-61001986	13120615210	tucheng@nesc.cn
<b>华北地区机构销售</b>			
李航 (总监)	010-58034553	18515018255	lihang@nesc.cn
殷璐璐	010-58034557	18501954588	yinlulu@nesc.cn
温中朝	010-58034555	13701194494	wenzc@nesc.cn
曾彦戈	010-58034563	18501944669	zengyg@nesc.cn
王动	010-58034555	18514201710	wang_dong@nesc.cn
吕奕伟	010-58034553	15533699982	lvyw@nesc.com
孙伟豪	010-58034553	18811582591	sunwh@nesc.cn
<b>华南地区机构销售</b>			
刘璇 (总监)	0755-33975865	13760273833	liu_xuan@nesc.cn
刘曼	0755-33975865	15989508876	liuman@nesc.cn
王泉	0755-33975865	18516772531	wangquan@nesc.cn
王谷雨	0755-33975865	13641400353	wanggy@nesc.cn
张瀚波	0755-33975865	15906062728	zhang_hb@nesc.cn
邓璐璘	0755-33975865	15828528907	dengll@nesc.cn
戴智睿	0755-33975865	15503411110	daizr@nesc.cn
王星羽	0755-33975865	15622820131	wangxy_7550@nesc.cn
王熙然	0755-33975865	13266512936	wangxr_7561@nesc.cn
阳晶晶	0755-33975865	18565707197	yang_jj@nesc.cn
<b>非公募销售</b>			
<b>华东地区机构销售</b>			
李茵茵 (总监)	021-61002151	18616369028	liyinyin@nesc.cn
杜嘉琛	021-61002136	15618139803	dujiachen@nesc.cn
王天鸽	021-61002152	19512216027	wangtg@nesc.cn
王家豪	021-61002135	18258963370	wangjiahao@nesc.cn
白梅柯	021-20361229	18717982570	baimk@nesc.cn
刘刚	021-61002151	18817570273	liugang@nesc.cn
曹李阳	021-61002151	13506279099	caoly@nesc.cn