

大国碳中和之绿电交易

国内外绿电交易对比，剖析绿电价值，探求运营商收益率演变

超配

核心观点

电价补贴阶段，运营商收益率基本维持稳定。随着风电和光伏装机成本下行，2009-2020年，Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ类资源区风电标杆电价分别下降43%、37%、34%、23%；Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类资源区光伏标杆电价分别下降61%、58%、51%。三峡能源ROE保持在8%-10%，太阳能公司ROE保持在7%-8%。

从全球经验看，绿电市场交易机制是大势所趋。全球主要国家促进绿色电力制度的发展，基本经历了财政补贴→到配额制&绿证→再到市场化绿电交易。在此过程中PPA协议成为重要交易方式，是双方共赢的选择。

市场化阶段，绿电收益率或取决于电力供需匹配和碳排放控制强度。市场化交易阶段，我们认为绿电价值=电能价值+环境价值-非自身支出辅助服务成本。绿电运营公司收益率或取决于电力供需匹配和碳排放控制强度。随着我国碳排放控制强度不断加大，对应环境价值不断提升，而辅助服务成本不断下降，新能源运营商充分受益绿电价值提升。

2011-2021年，美国新纪元能源（NEE）ROE总体呈先降后升，基本保持在10%以上。前期主要由于市场化电价，特别是PPA价格下降较快，导致资产周转率从0.28降至0.15，带动ROE下降；2021年，由于全球碳排放控制趋严，PPA价格上涨，公司ROE触底回升。西班牙伊维尔德罗拉（IBE）ROE同样呈先降后升，2011-2015年，由于净利率和负债率下降，带动ROE从9%下降至7%；2016年以来，随着电力交易价格回升，公司ROE从7%提升至2020年9.9%。

绿电的稳定收益率和增长高确定性，带动海外公司估值提升。2011-2021年，NEE公司股价叠加股息率收益约994%，年化收益率约27%，远高于同期道琼斯工业指数年化11.4%的收益率。对其收益率进行拆分，盈利增长（EPS增长）贡献约26%，分红贡献约13%，估值提升（PE提升）贡献约61%。IBE公司PE约18倍，PB约1.8倍，较西班牙IBEX35指数高约50%。

投资建议：短期看，上游产能不断扩张，成本将有望下降；长期看，新能源运营商受益绿电价值提升，将维持合理收益率，并保持高增速。我们推荐有较大抽水蓄能和新能源规划，估值处于底部的**湖北能源**；有抽水蓄能、化学储能资产注入预期的**文山电力**；推荐“核电与新能源”双轮驱动的**中国核电**；推荐现金流充沛的火转绿龙头**华能国际**、**华润电力**、**中国电力**、**吉电股份**等；推荐有资金成本、资源优势的新能源运营龙头**三峡能源**、**龙源电力**。

风险提示：行业政策不及预期；电价下调；上游成本上涨；行业竞争加剧。

重点公司盈利预测及投资评级

公司代码	公司名称	投资评级	收盘价 (元)	总市值 (亿元)	EPS		PE	
					2021A	2022E	2021A	2022E
000883.SZ	湖北能源	买入	4.95	325	0.36	0.44	13.8	11.3
601985.SH	中国核电	买入	6.04	1,139	0.46	0.63	13.2	9.6
600905.SH	三峡能源	买入	6.19	1,772	0.20	0.31	31.3	20.0
001289.SZ	龙源电力	买入	20.75	1,400	0.80	0.86	25.9	24.1
600011.SH	华能国际	买入	6.77	890	-0.65	0.55	-10.4	12.3
0836.HK	华润电力	买入	14.08	677	0.33	2.16	42.7	6.5
2380.HK	中国电力	买入	4.09	443	-0.09	0.28	-47.8	14.6
000875.SZ	吉电股份	买入	7.22	201	0.16	0.21	44.7	34.4

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

行业研究·行业专题

公用事业

超配·维持评级

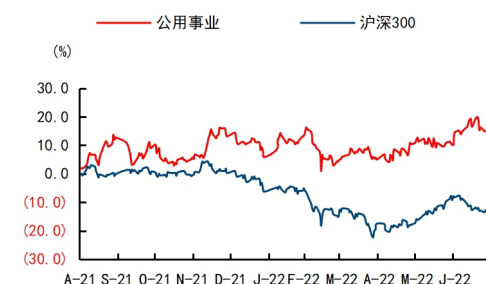
证券分析师：黄秀杰

021-61761029

huangxiujie@guosen.com.cn

S0980521060002

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

《环保与公用事业 202207 第 3 期-2022H1 风电装机增速放缓，2022Q2 公募基金加仓华能国际电力股份、湖北能源》——2022-07-25

《环保与公用事业 202207 第 2 期-2022H1 发电量同比增长 0.7%，35 家电力公司预告业绩喜忧参半》——2022-07-18

《环保公用 2022 年 7 月投资策略-“虚拟电厂+电力现货”实现盈利或刺激相关产业发展，抽水蓄能受益现货交易》——2022-07-11

《环保与公用事业 202207 第 1 期-多地用电负荷创纪录，28 省市发布有序用电方案》——2022-07-09

《环保与公用事业 2022 年中期投资策略-电力现货市场推动价格发现，抽水蓄能和独立储能迎发展良机》——2022-07-03

内容目录

初衷：剖析绿电价值，探索运营商收益率演变.....	6
回望：我国绿电交易发展步步为营.....	8
从“补贴”到“绿证+配额制”，政策支持促进绿电快速发展.....	8
启动“绿电”交易试点，市场化交易促进绿电健康发展.....	9
绿电价值需要综合考虑“控碳”强度和辅助服务成本.....	11
放眼全球：强制配额+自愿交易推动绿电发展.....	11
美国：推行“RPS”配额制+市场交易市场.....	12
欧洲：欧盟整体“GO”绿色证书+各国独立政策.....	17
德国：从固定上网电价到市场化竞争.....	19
英国：“RO”配额政策作用有限，转向差价合约.....	22
欧美 PPA 模式已经较为成熟，亚太地区仍有较大空间.....	24
展望：欧美绿电发展前景.....	27
成本端，风电光伏呈下降趋势.....	27
绿电价格总体下行，但受碳排放控制强度影响.....	29
新能源将持续快速发展，释放社会正效益.....	32
海外主要代表性公司.....	35
美国：全球市值最高的绿电公司-新纪元能源（NEE.N）.....	35
西班牙：Iberdrola 伊维尔德罗拉（IBE）.....	39
德国：莱茵集团（RWE）.....	41
英国：南苏格兰电力公司（SSE）.....	44
投资建议.....	46
风险提示.....	47
免责声明.....	48

图表目录

图 1: 我国陆风装机成本及 LCOE.....	6
图 2: 我国光伏装机成本及 LCOE.....	6
图 3: 我国陆风各资源区标杆电价.....	6
图 4: 我国光伏各资源区标杆电价.....	6
图 5: 三峡能源盈利能力分析.....	7
图 6: 太阳能盈利能力分析.....	7
图 7: 全国弃风率逐月变化情况.....	7
图 8: 全国弃光率逐月变化情况.....	7
图 9: 山东 2022 年 4 月电力中长期交易加权均价 (元/MWh)	8
图 10: 山东电力现货交易实时现货市场 2022 年 4 月 1 日价格.....	8
图 11: 绿证交易价格 (元/个)	8
图 12: 可再生能源电力消纳责任权重和绿证交易体系.....	9
图 13: 江苏新政策绿电市场化交易部分不计入保障收购小时.....	11
图 14: 美国 RPS+REC 体系基本架构.....	12
图 15: 美国各州配额制目标.....	13
图 16: 美国各州配额制目标及年限.....	13
图 17: 美国非水可再生能源发电量的增长 (2000-2019)	13
图 18: 配额制对新建可再生能源装机的贡献度.....	13
图 19: 新英格兰电力市场 REC 交易价格 (美元/MWh)	14
图 20: PJM 电力市场 REC 交易价格 (美元/MWh)	14
图 21: 美国配额制履约成本占电力零售比例.....	14
图 22: 美国各州配额制履约成本与成本上限对比.....	14
图 23: 美国自愿绿电交易的销售情况 (TWh)	16
图 24: 欧洲部分国家可再生能源发电量占比.....	17
图 25: 欧洲 AIB 国家.....	18
图 26: 签发的 GO 证书的发电来源 (TWh)	19
图 27: 签发的 GO 证书的国家来源.....	19
图 28: GO 证书签发情况.....	19
图 29: GO 证书的进出口情况.....	19
图 30: 德国风电及光伏装机容量 (GW)	20
图 31: 2021《可再生能源法》提出新增装机目标.....	20
图 32: 德国居民用户电价情况 (欧元)	21
图 33: 德国非居民用户电价情况 (欧元)	21
图 34: 德国居民用户电价构成 (欧元/MWh)	21
图 35: 德国日前电力现货交易价格 (欧元/MWh)	21
图 36: 英国风电及光伏装机容量 (GW)	22
图 37: 英国可再生能源发电量占比.....	22

图 38: CfD 差价合约补偿机制.....	22
图 39: CfD 各项目竞争配置初始及当前电价 (11 月)	23
图 40: CfD 各轮竞争配置初始及当前电价 (11 月)	23
图 41: 英国批发市场日前交易月均价 (英镑/MWh)	24
图 42: 亚太、欧洲中东非洲和美洲 PPA 签约规模 (GW)	25
图 43: 公司 PPA 签约规模.....	25
图 44: 欧洲 PPA 价格.....	26
图 45: 美国风力涡轮机的价格趋势 (美元/kW)	27
图 46: 美国风电项目的加权平均装机成本 (美元/kW)	28
图 47: 美国风电项目的年运维成本 (美元/kW-每年)	28
图 48: 美国不同年份风电项目随运营年份的运维成本均值.....	28
图 49: 美国发电项目加权平均建造成本 (美元/kW)	29
图 50: 美国光伏组件建造成本 (美元/kW)	29
图 51: SET0 的光伏平准化成本目标 (美分/kWh)	29
图 52: 美国平准化 PPA 价格与燃气价格预测 (美元/MWh)	30
图 53: 美国 PPA 价格指数 (25%分位数)	30
图 54: 对 59 家可再生能源生产商的问卷调查.....	30
图 55: 美国 2020Q3 到 2021Q3 按市场细分的模拟全国光伏平均系统价格.....	31
图 56: 美国风电平准化 PPA 价格 (美元/MWh)	31
图 57: 美国风电市场价值与 PPA 价格 (美元/MWh)	32
图 58: 美国电力生产占比.....	32
图 59: 美国 2022 年新增装机容量占比.....	33
图 60: 美国 ITC 法案延长后太阳能装机容量预测.....	33
图 61: 2020 年各地区风力发电的边际健康和气候效益.....	34
图 62: 新建风电带来的边际健康、气候和电网价值效益.....	34
图 63: 美国能源系统脱碳的情境下对太阳能的需求 (TWh)	34
图 64: NEE 公司两大子公司及主要业务布局.....	35
图 65: NEE 公司发电装机情况.....	35
图 66: NEE 公司 2021 至 2024 年预计新增开发规模 (GW)	35
图 67: NEE 公司历年营业收入 (亿美元)	36
图 68: NEE 公司历年净利润 (亿美元)	36
图 69: NEE 公司经调整 EPS.....	36
图 70: NEE 公司净利率带动 ROE 提升.....	37
图 71: NEE 公司指引预期 EPS 增速.....	37
图 72: NEE 公司经调整 EPS 对应 PE 倍数.....	37
图 73: NEE 公司收益率归因拆分.....	37
图 74: 美国龙头公用电力公司 PB 倍率及美债十年期收益率 (%)	38
图 75: NEE 新能源装机量大幅领先 (GW)	39
图 76: 装机结构表明 NEE 已转型成为新能源公司.....	39
图 77: IBE 公司主要业务分布及规模.....	39
图 78: IBE 公司发电总装机及发电量.....	40

图 79: IBE 公司可再生能源装机分布.....	40
图 80: IBE 公司营业收入（亿欧元）.....	40
图 81: IBE 公司净利润（亿欧元）.....	40
图 82: IBE 公司毛利率净利率有所提升.....	40
图 83: IBE 净利率带动 ROE 提升.....	40
图 84: EU-ETS 碳配额价格变化趋势（期货结算价，欧元/吨）.....	41
图 85: IBE 公司 PE 及 PB 倍数.....	41
图 86: RWE 旗下主要子公司布局.....	42
图 87: RWE 公司营业收入及净利润（亿欧元）.....	42
图 88: RWE 公司可再生能源发电量（亿千瓦时）.....	42
图 89: RWE 公司可再生能源装机占比（2021Q3）.....	43
图 90: RWE 可再生能源装机规模（MW）.....	43
图 91: RWE 公司营业收入及净利润（亿欧元）.....	43
图 92: RWE 公司经调整 EBIT（亿欧元）.....	43
图 93: RWE 公司股价收益率情况.....	44
图 94: SSE 公司主要业务领域.....	44
图 95: SSE 公司营业收入及净利润（亿英镑）.....	45
图 96: SSE 公司经调整营业利润（亿英镑）.....	45
图 97: SSE 公司营业收入及净利润.....	45
图 98: SSE 公司发电量结构.....	45
图 99: SSE 公司毛利率净利率有所提升.....	46
图 100: SSE 净利率带动 ROE 提升.....	46
图 101: SSE 公司股价收益率情况.....	46
表 1: 绿色电力交易主要制度安排.....	10
表 2: 美国绿色电力自愿市场机制.....	15
表 3: 陆上风电项目 PTC 补贴额度.....	16
表 4: 欧盟促进可再生能源主要目标.....	17
表 5: GO 证书的签发、交易和撤销过程.....	18
表 6: 德国主要可再生能源电价政策.....	20
表 7: 德国居民用户电价构成情况（单位）.....	21
表 8: PPA 参与双方及需求.....	24

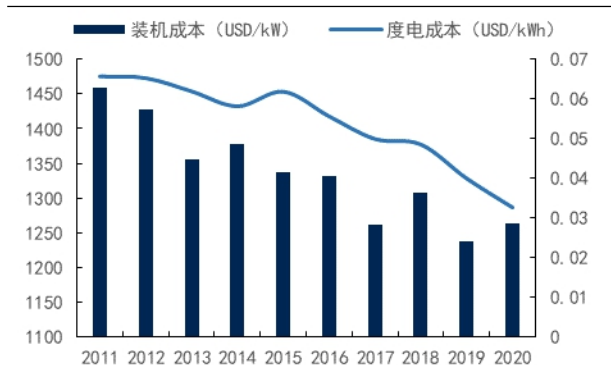
初衷：剖析绿电价值，探索运营商收益率演变

2020年9月22日，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上向世界庄严承诺，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。

电力是碳排放的最大来源，电力是碳排放的最大来源。因此，绿电板块备受关注，但是总有些疑问萦绕在脑海：何种交易机制能促进绿电合理发展？在竞价配置和市场化推进过程中，绿电盈利能力将如何演变？绿电板块估值怎么给？我们写这篇报告的初衷是想通过国内外对比，拨云见日，为绿电的投资发展贡献一份力量。

风力和光伏发电成本持续下行。2011-2020年，我国陆上风电平均装机成本由1459美元/kW下降为1264美元/kW，下降13.4%；LCOE（平准化度电成本）由0.066美元/kWh下降至0.033美元/kWh，下降50%。2011-2020年，我国光伏发电平均装机成本由3458美元/kW下降为651美元/kW，下降81%；LCOE（平准化度电成本）由0.248美元/kWh下降至0.0438美元/kWh，下降82%。

图1：我国陆风装机成本及LCOE



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

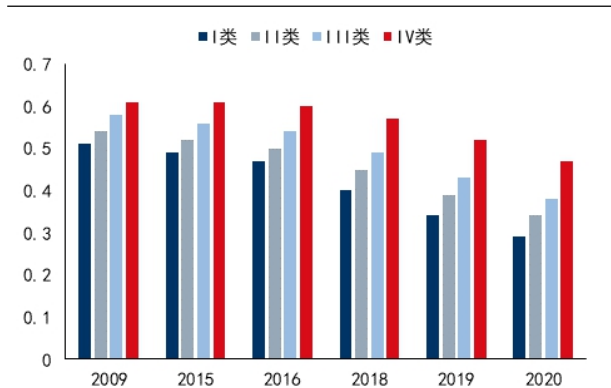
图2：我国光伏装机成本及LCOE



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

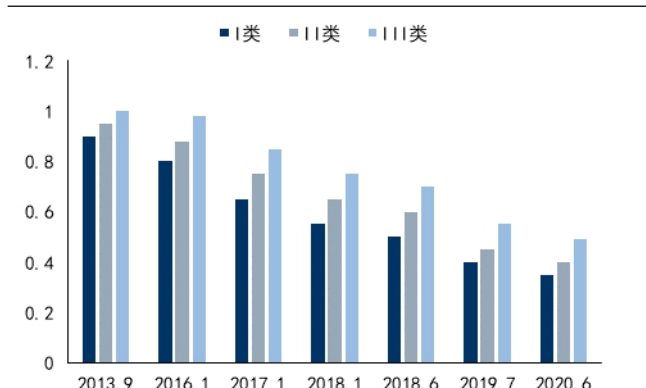
补贴阶段，风电和光伏电价随成本下行，运营商收益率基本维持稳定。2009-2020年，I、II、III、IV类资源区风电标杆电价分别下降43%、37%、34%、23%；I、II、III类资源区光伏标杆电价分别下降61%、58%、51%。由于装机成本下降，新能源运营商的收益率保持稳定。三峡能源ROE保持在8%-10%，太阳能公司ROE保持在7%-8%。

图3：我国陆风各资源区标杆电价



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

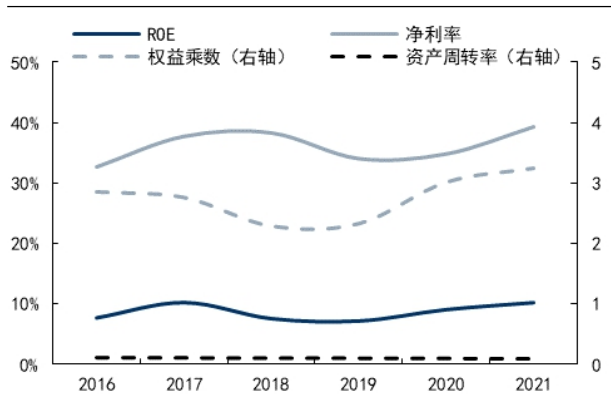
图4：我国光伏各资源区标杆电价



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

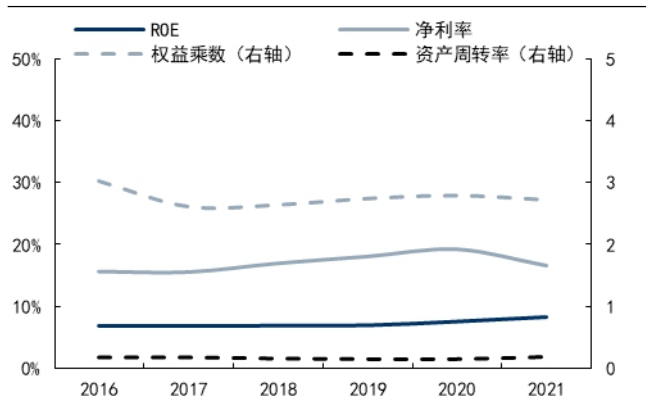
补贴阶段，风电和光伏电价随成本下行，运营商收益率基本维持稳定。2009-2020年，I、II、III、IV类资源区风电标杆电价分别下降43%、37%、34%、23%；I、II、III类资源区光伏标杆电价分别下降61%、58%、51%。随着装机成本下降，风光发电逐渐退补，但是新能源运营商的收益率保持稳定。三峡能源 ROE 保持在8%-10%，太阳能公司 ROE 保持在7%-8%。

图5：三峡能源盈利能力分析



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

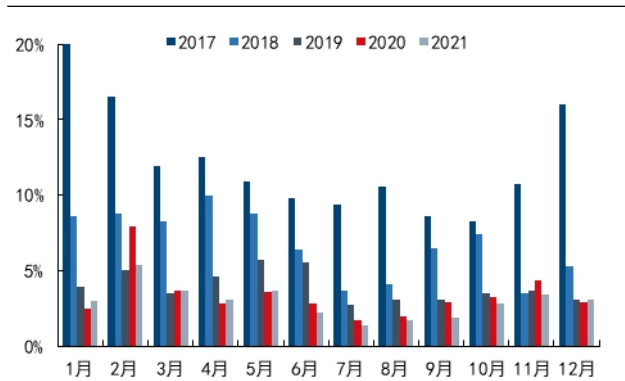
图6：太阳能盈利能力分析



资料来源：IRENA，国信证券经济研究所整理

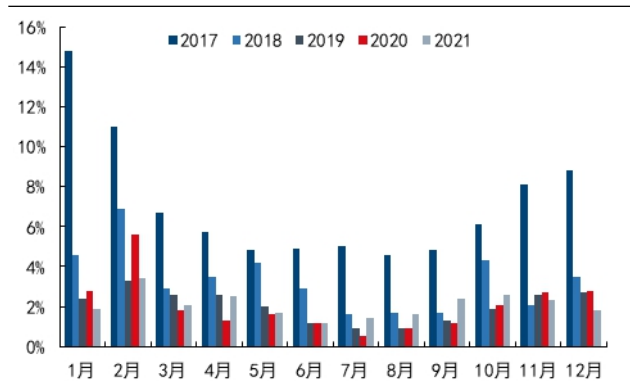
作为未来的主体能源，市场化交易有助于新能源消纳。2021年全年看弃风率仍有改善，但从逐月数据看，弃风弃光在个别月份有加重迹象。特别是在冬季风电利用率有所下降，夏季光伏利用率有所下降。参与市场化交易可以引导用电侧据“风”据“光”生产，解决新能源消纳问题。

图7：全国弃风率逐月变化情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

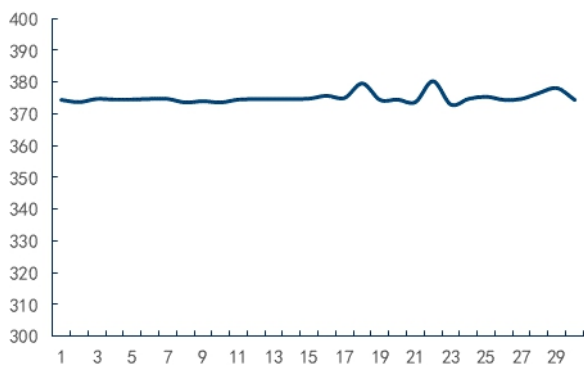
图8：全国弃光率逐月变化情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

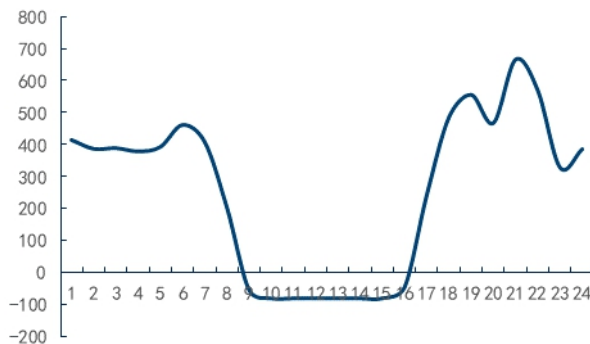
市场化交易将充分反映电力的供需、成本和品质。我们认为，绿电价值=电能价值+环境价值-非自身支出辅助服务成本，绿电价格需要综合考虑电力供需匹配、碳排放控制强度等因素。以山东现货市场的数据为例，光伏发电出力较大时间段，电力供大于求，电价将大幅降低。随着新能源项目竞价配置和市场化交易推进，绿电电价、收益率将如何演变？我们接下来的篇幅，将对此研究分析。

图9：山东 2022 年 4 月电力中长期交易加权均价（元/MWh）



资料来源：山东省电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图10：山东电力现货交易实时现货市场 2022 年 4 月 1 日价格



资料来源：山东省电力交易中心，国信证券经济研究所整理

回望：我国绿电交易发展步步为营

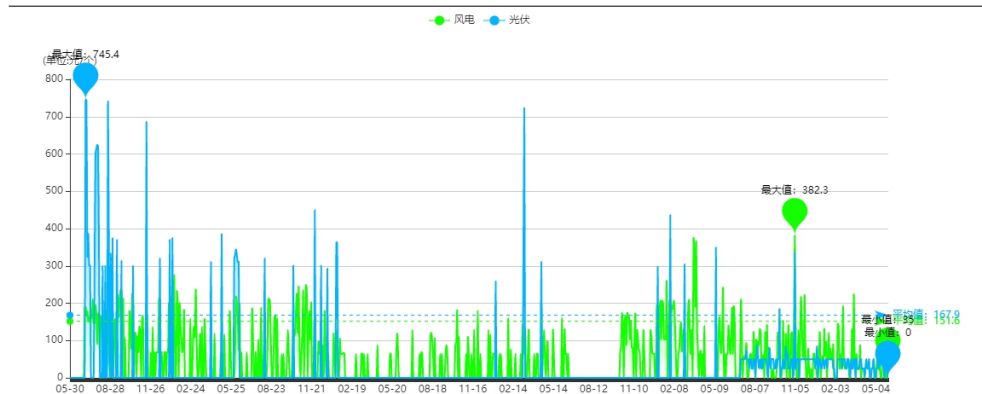
从“补贴”到“绿证+配额制”，政策支持促进绿电快速发展

探索“绿证”补偿代替补贴。2006 年，《可再生能源法》实施以来，在可再生能源电价补贴、保障性收购等政策支持下，我国可再生能源电力市场规模迅速增加。随着装机不断扩大，补贴规模和缺口也在加大，如何解决补贴缺口成了首要问题。新能源装机成本不断降低，自 2016 年起行业补贴逐渐退坡。为促进可再生能源消纳，引导市场化绿电溢价补偿，缓解补贴压力。2017 年我国在全国范围内试行可再生能源绿色电力证书核发和自愿认购，建立了绿色证书核发和认购平台及交易体系，并于当年 7 月正式启动交易认购。

绿色证书交易体系基本建立以来，市场交易推进较缓慢。截至 2021 年 9 月末，风电核发证书约 2775 万个，挂牌 486 万个，交易 7.9 万个；光伏发电核发证书约 715 万个，挂牌 86 万个，交易 7500 个。

由于绿色证书出售收益替代国家电价补贴的定位，最初只有国家电价补贴目录的项目可申请绿证，对应发电量不再享受国补，这些项目建成时间相对早，成本、价格和补贴水平相对高，造成核发和挂牌的绿色证书价格始终偏高，影响了个人、用电企业采购积极性。随着政策进一步拓展至平价项目亦可申请绿证，2021 年后绿证价格逐渐走低，同时提升了交易活跃度。风电、光伏绿色证书价格基本降至 50-100 元/个。

图 11：绿证交易价格（元/个）



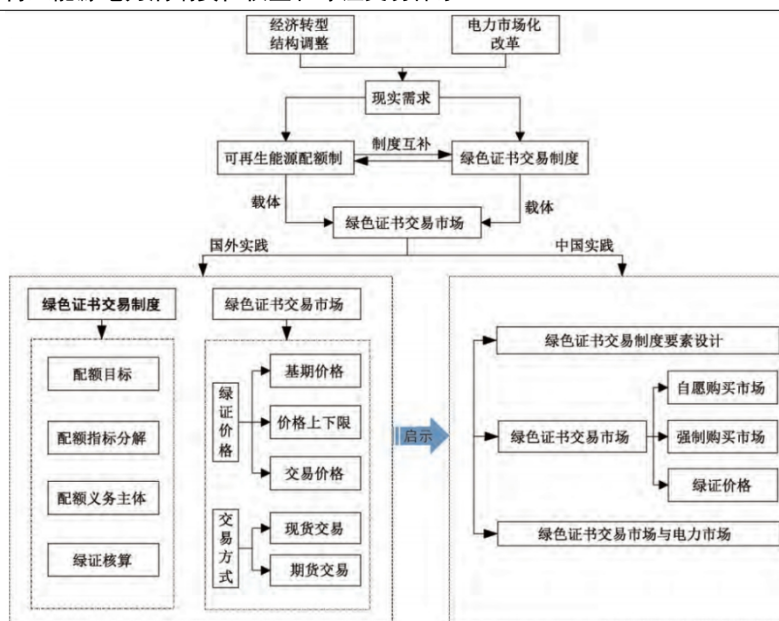
资料来源：绿色电力证书认购交易平台，国信证券经济研究所整理

为促进绿证交易，可再生能源电力消纳责任权重机制应运而生。2019年5月，国家发展改革委、国家能源局印发的《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》下达了2018—2020年各地区可再生能源电力消纳责任权重指标。要求2018年消纳责任权重开展自我核查，2019年模拟运行并对市场主体进行试考核。自2020年1月1日起，全面进行监测评价和正式考核。

消纳保障机制中采用“可再生能源消纳责任权重”替代了2018年下达的“可再生能源电力配额”。以体现各类承担消纳责任的市场主体及所有电力消费者履行可再生能源电力消纳责任的义务和政策初衷。无法实现目标的消纳责任主体有两种履约渠道：自愿认购绿证；或向超额完成年度消纳量的市场主体购买其超额消纳量。以达到消纳量市场和绿证市场的动态平衡，同时新能源发电企业发电取得绿证，通过交易形成收入，以替代国家新能源补贴。

2021年进一步下达《2021年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，逐步提升，明确2021年可再生电力以及非水可再生电力的消纳责任权重目标以及2022年的预期目标。

图12：可再生能源电力消纳责任权重和绿证交易体系



资料来源：《绿色证书交易的国际比较及其对中国的启示》，国信证券经济研究所整理

配套“双控”政策予以支持，鼓励各省通过可再生能源电力消纳和绿色电力证书交易，对超额完成激励性可再生能源电力消纳责任权重的地区，超出最低可再生能源电力消纳责任权重的消纳量不纳入该地区年度和五年规划当期能源消费总量考核。有望通过整体能源消费的政策约束，加强对可再生能源电力消纳的促进力度。

启动“绿电”交易试点，市场化交易促进绿电健康发展

2021年9月7日，绿色电力交易试点启动。首批绿色电力交易共17个省份259家市场主体参与，交易电量79.35亿千瓦时。其中，国家电网公司经营区域成交电量68.98亿千瓦时，南方电网公司经营区域成交电量10.37亿千瓦时（均价提高2.7分/千瓦时）。绿色电力成交价格较当地电力中长期交易价格增加0.03~0.05元/千瓦时。本次交易预计将减少标煤燃烧243.60万吨，减排二氧化碳607万吨。

随着全国绿色电力交易试点范围扩大，江西电力交易中心于 2021 年 9 月 30 日至 10 月 15 日开展 2021 年 10-12 月江西电力市场绿色电力交易，按照平稳起步的原则，本次绿色电力交易价格设置上限价格为 0.4643 元/千瓦时；下限价格为 0.4243 元/千瓦时，高于江西煤电基准电价（0.4143 元/千瓦时）0.01-0.05 元。广州电力交易所则于 9 月下旬开展第二批绿色电力交易试点。

发改委表示，绿色电力交易是电力中长期交易市场框架下，设立的交易品种，给予绿色电力优先权，优先结算、调度、安排。初期以风电、光伏等绿色电力为交易标的，逐步扩大到水电等其他可再生能源。主要制度安排包括以下几方面。

表1：绿色电力交易主要制度安排

主要交易要素	主要内容
交易方式	风电和光伏发电，未来逐步扩大到水电等其他可再生能源
交易模式	电力中长期交易模式下，设立的绿色电力交易品种
参与对象	售电方：风电及光伏发电企业、电网公司 购电方：电力用户、售电公司
交易场所	北京电力交易中心、广州电力交易中心
交易方式及价格形成	一是通过电力直接交易方式购买绿电：主要是省内交易，由购电方与发电企业等直接通过双边协商、集中撮合、挂牌等方式形成交易价格、达成交易。 二是向电网企业购买绿电：购电方向电网企业购买其保障收购的绿电，省级电网企业、电力用户可以集中竞价、挂牌交易等方式形成交易价格，省级电网公司也可统一开展省间市场化交易再出售给省内电力用户。
交易合约期限	年度、月度为主的中长期交易，未来鼓励用户与发电企业签订 5-10 年乃至项目全生命周期的长期购电协议（类似于国外 PPA 模式）
交易流程	1 交易公告—2 双边洽谈达成意向—3 出清形成无约束交易结果—4 安全校核—5 交易结果发布—6 签订电子合同—7 交易执行—8 交易结算—9 绿色电了消费认证

资料来源：国家电网，南方电网，国信证券经济研究所整理

总体来看，平价新能源装机规模有限的省份，省内绿电供应不足，电网可以出售其收购的绿电，之后仍有缺口将由电网公司省外调配交易。具体来看，交易绿色电力来源按照次序：

（1）完全市场化上网的风电、光伏电量，绿电产生的附加收益归发电企业，将成为积极出售绿电的主体。如果部分省份在市场化初期绿色电力规模有限，可考虑向电网企业购买保障收购或政府补贴的绿色电力。

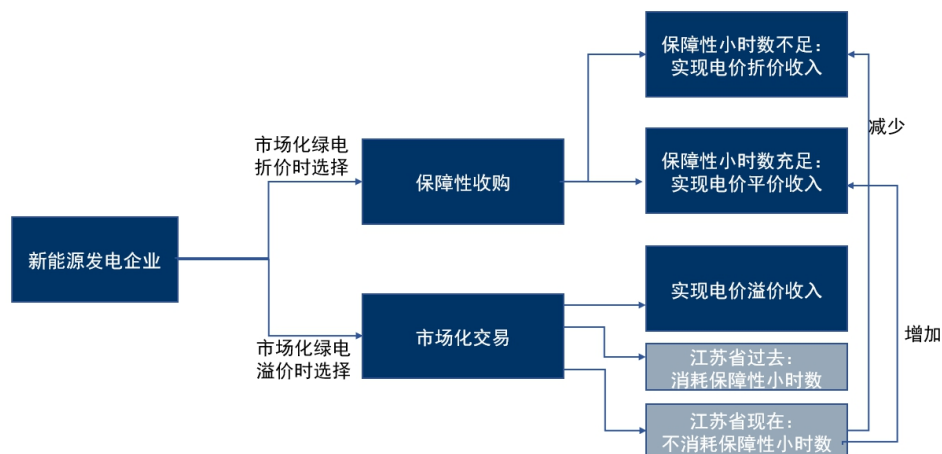
（2）其次是无补贴、电网保障收购的风电、光伏电量，这类是保障利用小时数内、但不享受补贴电价的新能源电量。

（3）最后是带补贴的项目，风电、光伏电量，发电企业退出补贴参与绿电交易，产生的附加收益归发电企业。

绿电交易不消耗保障性收购小时。2021 年 11 月 19 日，江苏省公布《关于开展 2022 年电力市场交易工作通知》，明确风、光发电可以按照不超过 1800、900 小时参与年度市场交易，若为补贴项目则该部分不领取补贴和绿证，同时不计入全寿命周期保障收购小时。

新能源发电企业自主选择，参与保障性收购消耗保障收购小时，或参与市场化不消耗保障利用小时。可合理分配保障利用小时，在市场化交易价格溢价时多参与市场化交易，提升全寿命周期项目收益率。

图 13：江苏新政策绿电市场化交易部分不计入保障收购小时



资料来源：《江苏省关于开展 2022 年电力市场交易工作的通知》国信证券经济研究所整理

绿电价值需要综合考虑“控碳”强度和辅助服务成本

绿电交易市场实现了绿色证明和交易电量的“证电合一”，绿电和绿证同步交易给电力用户，同时为一次性为新能源发电企业提供绿电的环境属性收益和电能价值收益。在此过程中，国家电网及交易中心依托区块链系统，可以对绿电交易全环节数据进行记录，确保绿电生产、交易和消费的全环节溯源。实现绿电收益、碳市场 CCER 收益、绿证收益的相互匹配和唯一性。

目前，绿电的用户主要包括国内外重视 ESG 责任的企业，承诺 100%使用可再生能源电力的企业、国内出口企业，以及国内承诺碳达峰碳中和目标的企业或自愿承诺购买绿电的企业。整体来看未来，这类工商业企业作为电力交易市场需求主体，绿电交易“证电合一”将成为主要形式。而一些具有灵活绿电需求的中小企业，或不定期绿证需求的主体，将通过绿证交易得到满足，通过“证电分离”形成适当补充。

绿电价值=电能价值+环境价值-非自身支出辅助服务成本。环境价值通过绿证、CCER 等体现，电能价值、非自身支出辅助服务成本需要考虑电力供需匹配等因素。市场化交易阶段，碳排放控制越强，辅助服务成本越低，绿电运营商收益率越高；碳排放控制越弱，辅助服务成本越高，绿电运营商收益率越低。

放眼全球：强制配额+自愿交易推动绿电发展

全球范围来看，主要采取配额+自愿交易的形式推动绿色电力发展。美国多个州实施了可再生能源配额制（RPS），有以可再生能源绿色电力证书（REC）为典型代表的绿证交易。欧洲通过电力来源担保机制（GO, Guarantee of Origin）鼓励绿色电力使用，欧洲各国亦有本国政策。

同时在电力市场及电力交易较为完善的国家，绿色电力自愿交易方式发展迅速，如采取购电协议模式（PPA, Power Purchase Agreement）满足企业或售电公司长期绿电需求，锁定长期用电成本。绿色电力的自愿交易随着市场需求的增长，其交易机制也在不断演变发展。

美国：推行“RPS”配额制+市场交易市场

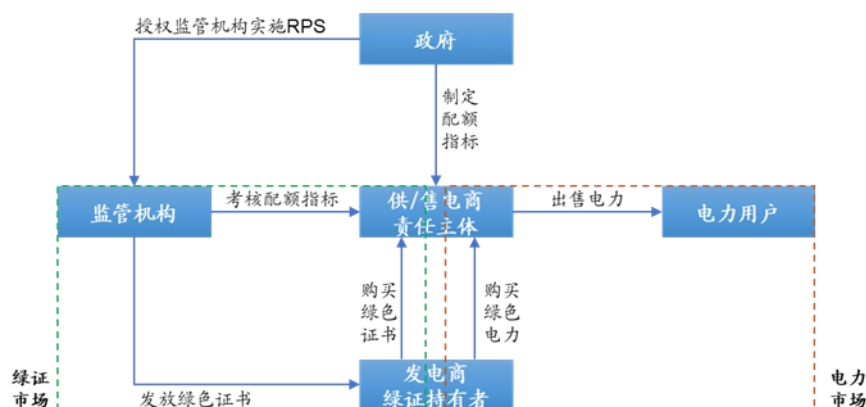
美国的绿色电力市场兴起于 20 世纪 90 年代，历经了二十余年的探索与实践，通过各州政府的推动及各类市场主体的积极参与，已形成了强制市场与自愿交易并存的市场格局。

美国绿电市场主要有两种类型：一是基于可再生能源配额制（简称“配额制”或“RPS”）的强制市场，二是自愿交易市场（简称“自愿市场”）。强制市场是各州政府依据配额制相关法律法规建立的，目的是帮助承担配额义务的责任主体实现可再生能源配额目标，是可再生能源消费的最低限度。自愿市场则是消费者出于自身绿电消费意愿而采购可再生能源的市场，帮助企业履行可持续发展的社会责任，实现绿色发展的目标。总体而言，强制市场的绿证价格要高于自愿市场。

“RPS”配额制推动美国可再生能源发展

美国没有联邦全国性的强制绿色电力或可再生能源的要求，各州基于各自电力市场配额制（RPS, Renewables Portfolio Standard）制定强制目标，供电或售电企业在特定时间段内，向电力用户供电中绿色电力供应量需要达到一定比例，不能按时履约的责任主体会受到相应惩罚。绿色发电企业在发电获得绿色证书（REC, Renewable electricity certificate），供电或售电企业可通过向发电商购买绿色电力后获得相应绿色证书，或在绿色证书交易市场通过证书交易满足绿色电力配额指标。

图 14：美国 RPS+REC 体系基本架构

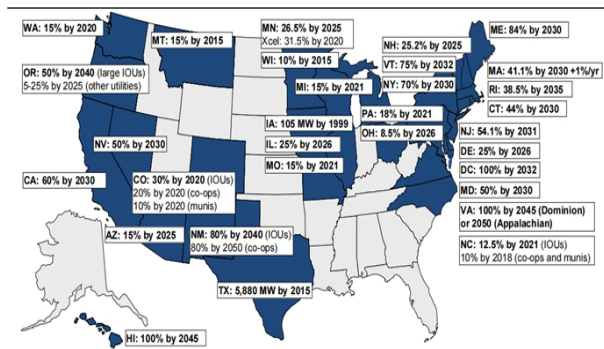


资料来源：《国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考》，国信证券经济研究所整理

到 2020 年，美国有 30 个州和华盛顿特区及 3 个附属地区推行了 RPS 政策，覆盖了美国零售电力销售总额的 58%。自最初提出 RPS 配额以来，超过一半的州已经提高了总体 RPS 目标，或制定了随时间推移持续提升的目标。如 2019 年以来，亚利桑那州在 2025 年可再生能源 15% 的配额基础上，提出到 2050 年达到 100% 零碳电力目标。华盛顿特区提升配额目标，到 2032 年达到 100%，2041 年太阳能发电达到 10%。

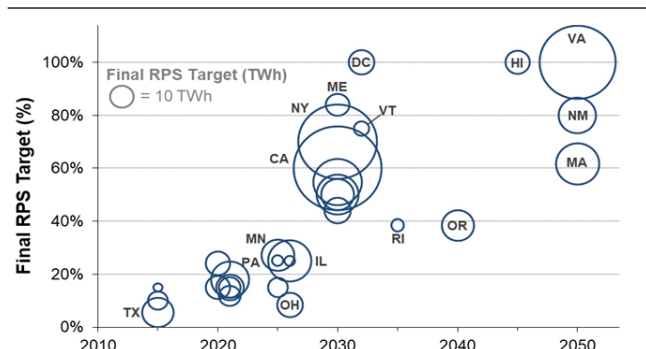
从最终实现目标水平来看，2020 至 2025 年部分州制定 RPS 配额目标约为 15-25%，以 2030 年为目标节点的，RPS 配额则基本提升至 50% 以上，以 2045 年为节点的目标 RPS 配额基本达到 80% 以上。其中加利福尼亚州、纽约州和弗吉尼亚州在 RPS 配额目标比例和电量绝对值要求水平相对领先。

图 15: 美国各州配额制目标



资料来源: Lawrence Berkeley National Laboratory, 国信证券经济研究所整理

图 16: 美国各州配额制目标及年限

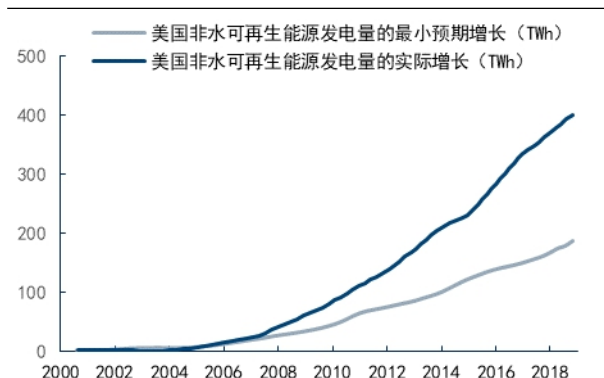


资料来源: Lawrence Berkeley National Laboratory, 国信证券经济研究所整理

配额制的实施大力推动了美国可再生能源的发展。根据 Lawrence Berkeley National Laboratory 统计, 2000 年至 2019 年, 美国的非水可再生能源发电量总量增长了 402TWh, RPS 配额指标增长了 189TWh, 约 45%非水可再生能源发电量增长由 RPS 配额制驱动实现。与此同时, RPS 政策亦有助于促进可再生能源发电的成本降低和行业发展, 促进指标之外的可再生能源发电量的增长。指标外的其他部分则主要包括自愿绿色电力市场交易增加约 150TWh, 经济公用事业机构采购以及自用光伏等。预计到 2030 年 RPS 配额指标推动下非水可再生能源发电量较 2019 年将增加 250TWh。

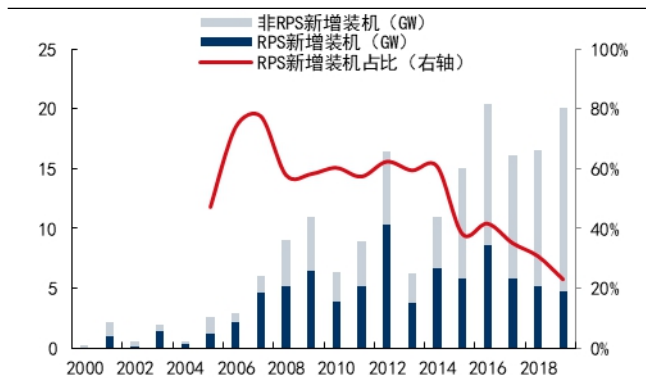
自 2000 年以来, 美国新增 174GW 可再生能源装机, 其中 82GW 可再生能源装机由 RPS 的合规需求推动下实现。但近年来, RPS 对新建装机相对贡献有所下降, 从 2008 至 2014 年约 60%下降到 2019 年的 23%。预计 2020 至 2030 年 RPS 配额指标推动下可再生能源装机将增加 90GW。

图 17: 美国非水可再生能源发电量的增长 (2000-2019)



资料来源: Lawrence Berkeley National Laboratory, 国信证券经济研究所整理

图 18: 配额制对新建可再生能源装机的贡献度



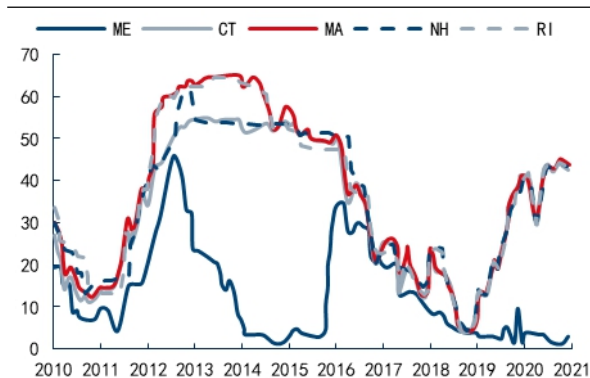
资料来源: Lawrence Berkeley National Laboratory, 国信证券经济研究所整理

配套绿色证书市场体系。绿色证书 (REC, Renewable Energy Certificate) 是随着可再生能源电力生产而产生的、随电力销售而转让, 并可以交易的有价凭证。REC 持有者与承担指定配额义务的市场主体通过进行证书交易, 实现绿色电力环境价值, REC 的价格则由市场决定。

REC 价格主要受履约罚金和 REC 供需情况的影响。2012-2015 年, REC 市场价格不断提升, REC 价格达到 20-60 美元/MWh; 2016-2018 年, REC 市场价格大幅下跌, 主要是由于可再生电力供应在逐步增加, 且发电成本不断下降, REC 价格降幅超

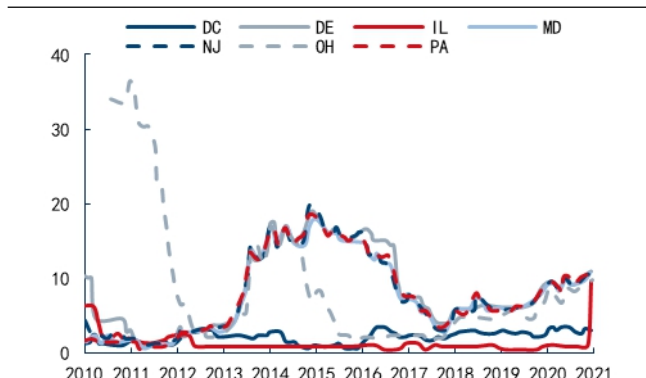
过 50%。2019 年以来，受各州配额指标和履约罚金的提升、合格 REC 供给数量变化等影响，REC 价格开始回升。新英格兰电力市场所属的新罕布什尔州等地 REC 价格涨幅较大，达到 40 美元/MWh；PJM 电力市场 REC 价格随着区域 RPS 目标的增长缓慢上涨，达到 10 美元/MWh。

图 19：新英格兰电力市场 REC 交易价格（美元/MWh）



资料来源：Lawrence Berkeley National Laboratory，国信证券经济研究所整理

图 20：PJM 电力市场 REC 交易价格（美元/MWh）

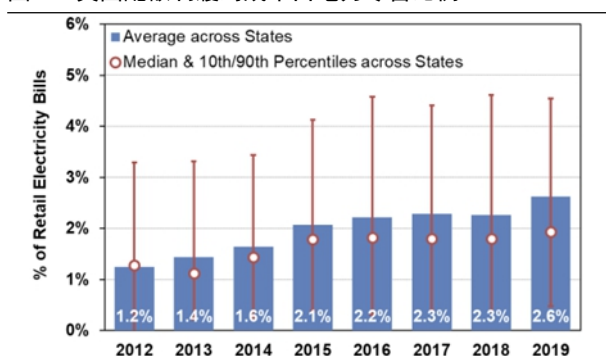


资料来源：Lawrence Berkeley National Laboratory，国信证券经济研究所整理

履约成本的计算方式在统一管制市场和自由交易市场有所不同。统一管制市场的履约成本主要由配额制总采购成本得出，自由交易市场的履约成本主要由 REC 价格和履约罚金（ACP）得出。履约成本占美国电力零售收入比例逐年提升，趋势并没有受到 REC 价格波动的影响。2015 年，美国配额制的履约成本为 30 亿美元，占美国电力零售收入的 2.1%；2019 年，配额制履约成本占美国电力零售收入达到 2.6%。

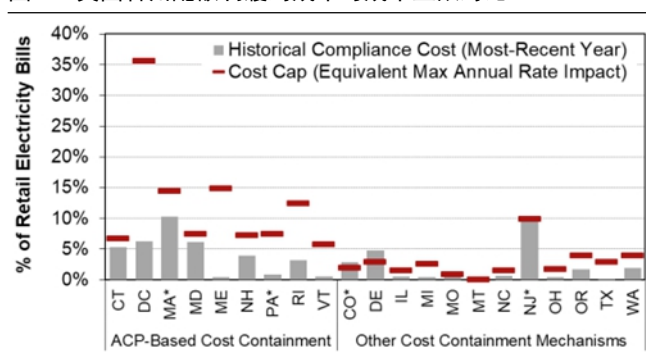
各州的履约成本因实际情况而有所不同，各州设立了履约成本上限，目前只有少数州的实际成本高于成本上限，拥有较高配额制目标和履约成本的州往往有较高的成本上限。

图 21：美国配额制履约成本占电力零售比例



资料来源：Lawrence Berkeley National Laboratory，国信证券经济研究所整理

图 22：美国各州配额制履约成本与成本上限对比



资料来源：Lawrence Berkeley National Laboratory，国信证券经济研究所整理

绿电市场化交易推动新能源健康发展

自愿绿色电力交易市场，满足了企业和个人使用超出可再生能源配额指标要求范围之外的绿色电力，为有意愿采购绿电的消费者提供灵活多样的采购渠道，帮助企业履行 ESG 责任，实现绿色发展的目标。未来亦将推动美国可再生能源发电项目发展，成为平价市场的重要推动力。

目前,已经形成规模的自愿绿电交易方式主要有八种:在统一管制市场,绿电采购方主要通过公用事业绿色定价和公用事业可再生能源合同两种途径采购绿电;在集中交易的半管制市场,绿电采购方主要通过竞价市场采购绿电;在自由交易市场,双方通过自愿购电协议(PPA)实现绿电交易;此外还有社区集中采购、自愿非捆绑可再生能源证书购电、社区太阳能等采购模式。

表2: 美国绿色电力自愿市场机制

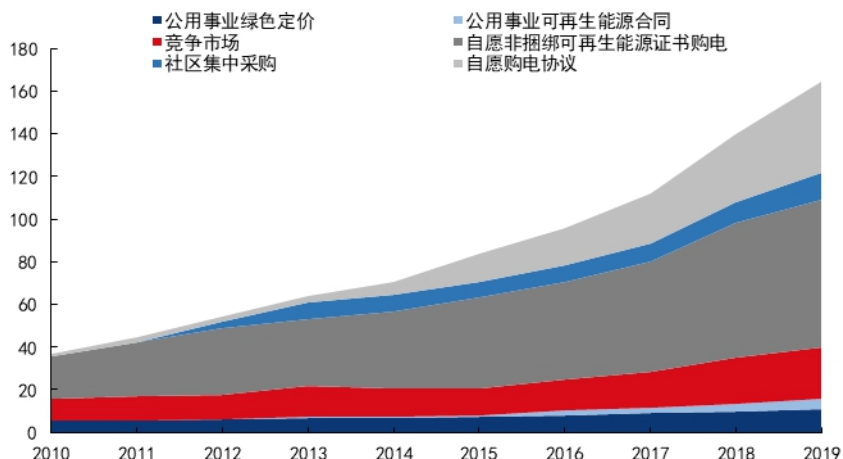
方式	适用范围	特点	价格和支付方式
公用事业绿色定价	40 个州	公用事业机构获得可再生能源证书,然后与电力捆绑一并提供给电力用户。电力用户支付溢价,同时实际使用了可再生能源电力和获得证书	电力用户在零售电价之上支付溢价;可每月选择参加或退出
公用事业可再生能源合同	公用事业机构	大型电力用户与公共事业机构签订相对长期合同;同时公共事业机构代表大型电力用户与可再生能源发电企业签订购电协议;	电力用户根据绿色电费标准付费;合同一般不少于两年
竞争市场	15 个州	在竞争电力市场环境下,电力用户可以在公用事业机构和提供绿色电力的其他电力供应企业中进行选择,购买可再生能源发电量	电力用户支付正常电价及一定溢价
社区集中采购	7 个州	社区集中采购(CCA)是将社区内有意愿购买的居民和非居民电力用户的需求集中,作为整体向电力供应企业采购	通常采用捆绑或征收附加费用方式,由绿色电力用户支付费用
社区太阳能	25 个州	第三方开发光伏发电项目或公共事业机构集中采购光伏发电量,电力用户共享项目并按照所确定的各自份额(装机或发电量)支付费用	电力用户一般要预付容量费用,部分项目也可采用实时持续支付方式
自愿非捆绑可再生能源证书购电	所有州	绿色电力和绿色证书是分开的,即无论电力用户是否使用了绿色电力产品,都可以通过第三方购买非捆绑可再生能源证书	可再生能源证书价格市场形成,存在差异,影响因素包括技术来源、地域和采购量
自愿购电协议	所有州	电力用户(一般为大型电力用户)通过与可再生能源发电企业自愿签订购电协议,明确可再生能源电力的长期采购,包括实体购电(PPA)和虚拟购电(VPPA)	通过协议确定长期固定价格,期限一般为 10-20 年;
自建和运行发电项目	所有州	电力用户自己拥有可再生能源发电项目并自行运维,电量自行消费或部分对外销售	

资料来源:《对比和启示:欧洲、美国和中国三国绿证机制的优劣》,国信证券经济研究所整理

2019 年,自愿绿色电力交易中,自愿非捆绑可再生能源证书购电方式占比最大,达 687 亿 kWh 占比 42%,其次为自愿购电协议(PPA)达 423 亿 kWh 占比 26%,这两类亦是增长最快的交易方式。

PPA 有两种基本形式:一种是实体自愿购电协议,发电商与采购方必须在同一个绿电市场,以便实现实体电力输送。发电商与采购方签订绿电(包括绿证)购电协议,合同期限通常长达十至二十年;合同对项目开始的时间、电力输送时间计划、输电不足的罚款、支付方式,以及合作终止期等条款作了明确的规定。另一种自愿购电协议是虚拟自愿购电协议(VPPA),类似于差价合约。该协议下,发电商向批发市场出售电力,用户仍从原电力或电网企业购买电力并支付电费。当批发市场的电价低于虚拟协议中约定的价格时,购电方需要向发电商支付差价;反之,当批发市场的电价高于虚拟协议中约定的价格时,发电商需要向购电方支付差价。这种方式可以有效避免市场价格的波动,而且由于不涉及实体电力的输送,采购方不需要与发电商位于同一个绿电市场。

图 23: 美国自愿绿电交易的销售情况 (TWh)



资料来源: 美国国家可再生能源实验室, 国信证券经济研究所整理

此外, 自愿绿电交易市场长期运行过程中, 交易主体之间逐渐形成一定体系, 由一些企业或非政府组织发起的组织或机构, 包括绿色电力伙伴项目 (GPP)、可再生能源买家联盟 (REBA) 和 100% 可再生能源项目 (RE100) 等, 也在积极组织各类主体, 参与绿电交易, 推动清洁能源形利用成更广泛的社会共识。

新能源发电优惠政策延期, 美国新能源政策充分利好行业发展

美国 PTC (产品税赋减免, Production Tax Credit) 及 ITC (太阳能投资税减免, Investment Tax Credit) 措施将延期, 激励风电及光伏等发展。PTC 依据可再生能源项目正式投运后十年内所发电量进行税收政策优惠, 当前风电适用的 PTC 税收政策主要来自于 2015 年设立的《Consolidated Appropriations Act 2016》, 2019 年设立的《Further Consolidated Appropriations Act of 2020》以及 2020 年最新基于 2019 年法案额外延长一年, 主要补贴风电、地热能发电, 补贴额为 \$0.025/kWh, 其中 \$0.015/kWh 会基于通胀率进行调整。按照以上三个法案, 2016 年内开建的风电项目享受 100% 补贴, 2017-2019 年逐年递减 20%, 2020 年内 60%, 2021 年内 60%。在开工年限基础上, 允许建设周期为 4 年 (Safe Harbor), 由于 2020 为疫情年份, 因此 2016 年内开建项目的允许建设周期延长至 5 年。

除 PTC 政策外, 新能源发电投资还可以选择 ITC 政策, 按项目投资额一定比例进行税收抵免。2021 年 11 月美国通过《重建更好法案》(Build Back Better Framework), 其中计划 4500 亿美元支持清洁能源发展, ITC 税收抵免政策将继续延期十年, 对太阳能、电池和先进材料等清洁能源技术投资进行激励。

表 3: 陆上风电项目 PTC 补贴额度

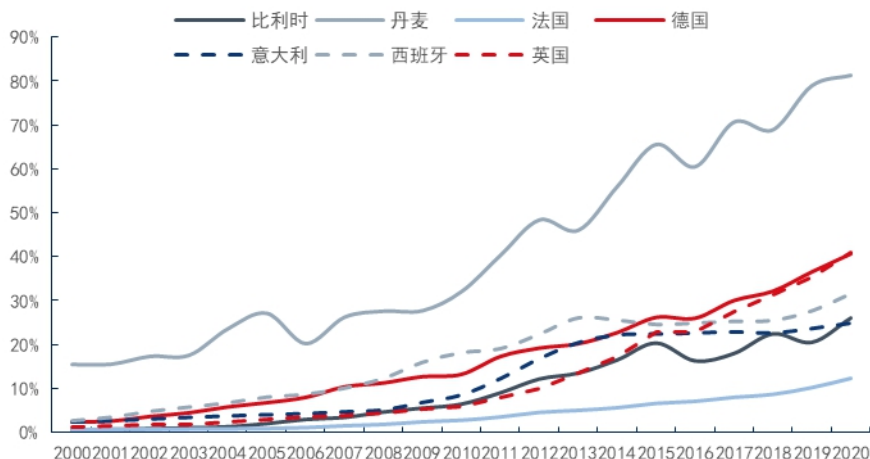
风电项目开建时间	准许建设时间 (年)	投运时间	预计准许税收补贴 (美分/kWh)
2016.1-2017.1	5	2022.1 以前	2.5
2017.1-2018.1	4	2023.1 以前	2
2018.1-2019.1	4	2024.1 以前	1.5
2019.1-2020.1	4	2025.1 以前	1
2021.1-2022.1	4	2026.1 以前	1

资料来源: 美国能源信息署, 国信证券研究所整理

欧州：欧盟整体“GO”绿色证书+各国独立政策

欧洲大部分国家能源短缺，能源尤其是油气资源、煤炭资源对外依存度相对较高，为保障能源安全，应对气候变化，欧洲对可再生能源发展开始重视较早，发展程度较高。2020 年欧盟发电量达 2760TWh，其中 1054TWh 来自可再生能源，可再生能源发电占比为 38.2%。部分主要国家中，英国（40.9%）、德国（40.6%）等可再生能源发电达到较高水平，丹麦更是高达 80%以上，法国为 12.3%，主要由于核电发电量达 70%以上属于清洁能源但未计入可再生能源。

图 24：欧洲部分国家可再生能源发电量占比



资料来源：BP，国信证券经济研究所整理

从政策角度来看，从 2001 年首次欧盟首次发布《欧洲议会和理事会关于促进内部电力市场可再生能源发电的第 2001/77/EC 号指令》后，又于 2009 及 2018 年分别发布可再生能源指令，提升可再生能源目标，各国亦通过本国法律制度提出发展目标。目前欧洲以欧盟为主形成“GO”绿色证书自愿市场，各国亦有自主制定的配额、电价或溢价政策并行，基本相互独立运行。

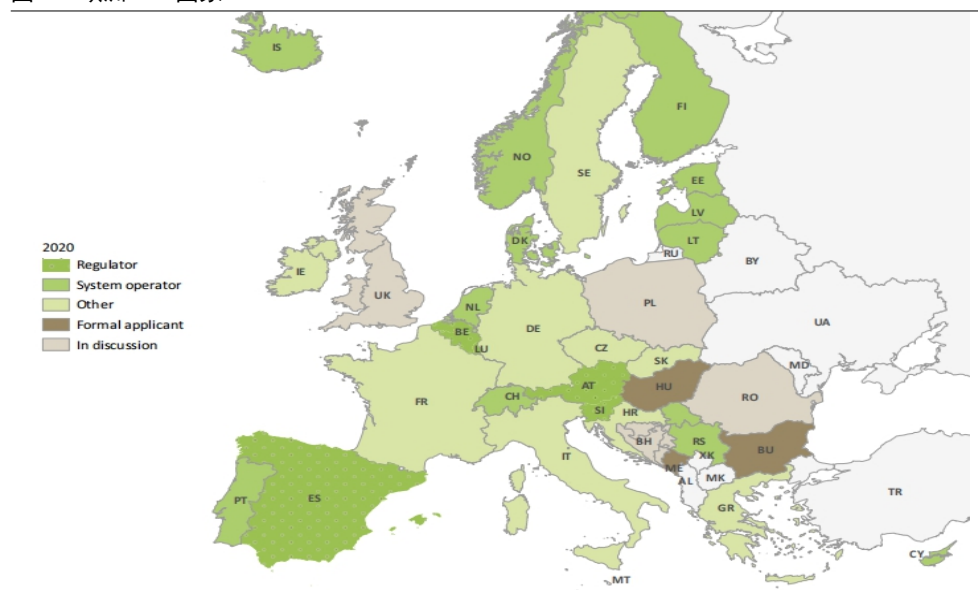
表 4：欧盟促进可再生能源主要目标

政策名称	时间	要求内容
欧盟促进电力市场中可再生能源电力的指令 2001/77/EC	2001 年	要求各欧盟成员国在 2010 年前可再生能源发电量占总发电比重的 22.1%，可再生能源消耗占全国能源消耗总量的 12%。
可再生能源指令 (RED) 2009/28/EC	2009 年	到 2020 年的目标为，欧盟能源消耗中可再生能源占比达 20%，并提出每个国家的可再生能源目标。
可再生能源指令 (RED II) 2018/2001/EC	2018 年	到 2030 年的目标为，欧盟能源消耗中可再生能源占比达 32%，并提出每个国家的可再生能源目标。
《欧洲绿色新政》	2021 年	欧盟计划到 2030 年将可再生能源比例提高到 40%，相比 32%的目标大幅提升

资料来源：欧盟委员会，国信证券经济研究所整理

欧洲绿证政策于 2002 年开始实施，正式名称为来源担保证书 (GO, guarantee of origin)，GO 证书由各个欧盟成员国的国家签发机构发行和登记，并联合组建了签发机构协会 (AIB)，共同建立“欧洲能源证书系统 (EECS)”。到 2020 年底，AIB 总共涵盖 26 个国家，包括大多数欧盟成员国以及挪威、瑞士等加入实施 GO 制度的国家。

图 25: 欧洲 AIB 国家



资料来源: AIB, 国信证券经济研究所整理

G0 证书是自愿交易, 证书来源于所有欧盟境内的电力项目, 每发一兆瓦时的电量, 就可以获得一份 G0 证书, 包括核能及化石燃料在内的所有类型的能源均可获得有关部门签发的来源保证证书。

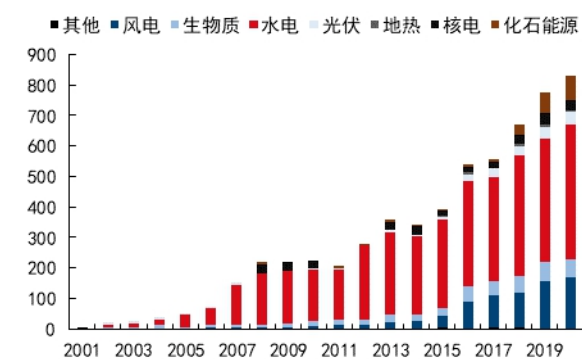
表 5: G0 证书的签发、交易和撤销过程

主要流程	主要方式
发电企业或个人设备登记	发电企业或个人向签发机构或者其他授权机构提供必要的信息, 登记发电设备, 发电项目所在地、是否在国家补贴计划下运行, 以及设施投运日期等。
定期根据发电量签发证书	登记后输电系统运营商或配电系统运营商发电量, 向账户签发来源担保证书, 每一兆瓦时对应一份证书, 担保证书包含对应发电项目的相关信息。
电量供应商、电力用户购买证书对应证书核销	可再生能源发电企业和电力供应商、电力用户可进行双边交易, 通过购买 G0 证书, 作为交付或消费绿色电力的证明, 相应证书登记机构就相应核销 G0 证书。
过期撤销	G0 证书有效期为自出具之日起 12 个月, 即签发证书必须在 12 个月内交易核销, 否则证书过期, 从系统中撤销。

资料来源: 中德能源合作机构, 国信证券经济研究所整理

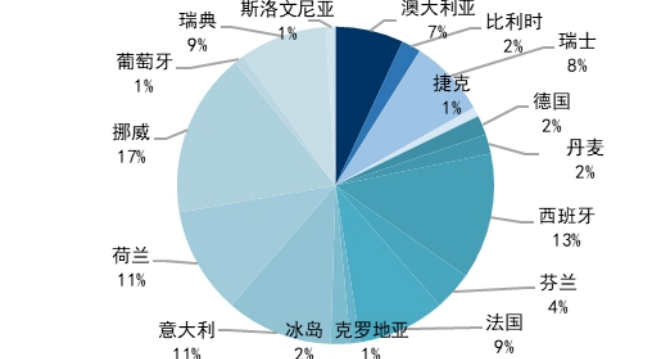
2020 年, AIB 成员单位签发 870TWh 的 G0 证书, 其中 740TWh 为可再生能源电力来源担保证书, 基于签发机构协会 AIB 统计, 2020 年签发的 G0 证书的来源包括, 水电 52%、风电 21%、生物质 7%、化石燃料 10%、核能 5%、太阳能 5%和地热能 1%。签发国主要包括有挪威 (17%)、西班牙 (13%)、意大利 (11%)、荷兰 (11%) 和法国 (9%)。

图26: 签发的 GO 证书的发电来源 (TWh)



资料来源: AIB, 国信证券经济研究所整理

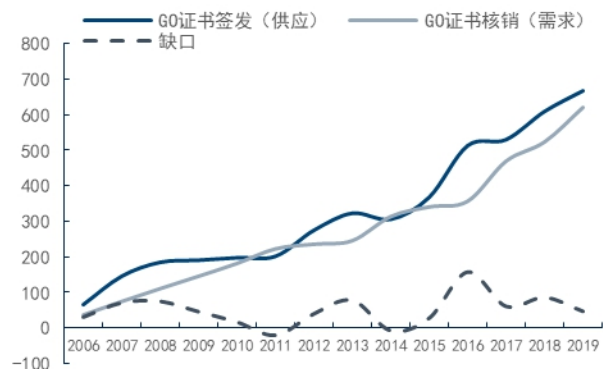
图27: 签发的 GO 证书的国家来源



资料来源: AIB, 国信证券经济研究所整理

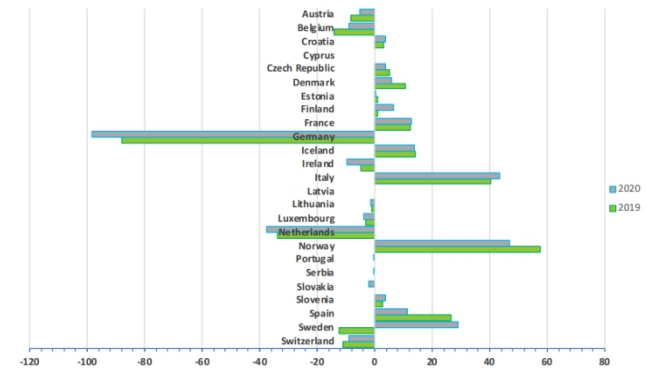
根据中德能源合作机构统计, 2020 年 GO 证书价格低于 0.5 欧元/兆瓦时, 低价的原因是供大于求。而德国是 GO 证书的最大净进口国, 2020 年进口了大约 98TWh 的来源担保证书, 主要由于德国禁止取得《可再生能源法案》补贴上网电价或上网溢价的电力的绿色电力销售 GO 证书, 以避免重复补贴, 补贴价格相对 GO 证书更具吸引力。

图28: GO 证书签发情况



资料来源: ECOHZ, 国信证券经济研究所整理

图29: GO 证书的进出口情况



资料来源: AIB, 国信证券经济研究所整理

在欧盟整体制度外, 欧洲各国新绿色电力的发展同样离不开本国的电价支持或配额限制, 包括配额制与绿证, 固定上网电价、差价合约、溢价机制等形式, 在可再生能源发展的不同阶段, 分别采取不同的补贴政策, 大方向是逐步向市场化演变。主要国家对可再生能源在不同阶段采取了相应的配套政策, 以德国和英国为例。

德国: 从固定上网电价到市场化竞争

德国 2000 年颁布的《可再生能源法》, 针对各类可再生能源发电处于发展初期, 推行了 FiT (Feed-in Tariffs) 政策。针对各类电源发电成本 (LCOE) 制定上网电价, 并通过长期合同 (15-25 年) 确保上网电价保持不变, 发电量由区域输电系统运营商按固定上网电价收购, 保证并网。该政策极大的促进了可再生能源发电的增长, 政策实施当年 (2000 年) 德国可再生能源发电量占比仅为 2.5%, 2012 年增加至 19.3%, 在可再生能源发展的早期, 有效的激励了行业发展。

截至 2019 年, 相似的上网电价政策在 50 多个国家或地区实施, 包括中国, 澳大

利亚，加拿大，丹麦，法国，德国，意大利，韩国，英国等。其中德国、英国、西班牙等一些国家已停止新项目申请。

表6: 德国主要可再生能源电价政策

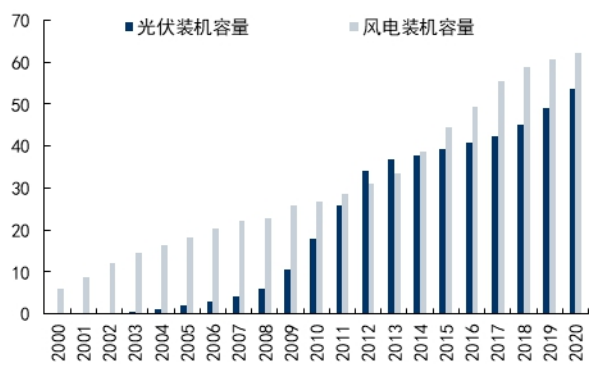
主要制度	组织方式	特点	适用阶段
固定上网电价 2000 年	全额收购保证并网、长期合同（15-25 年）、基于成本确定电价	操作简单，力度较大，效果明显	可再生能源发电发展初期
溢价补贴 2012 年	溢价补贴+市场化电价	市场竞价为基础，提供溢价补贴	可再生能源发展规模持续增长
招标补贴制度 2017 年	限定竞标容量，竞争性补贴	市场化竞争	可再生能源发电成本显著下降，并成熟阶段

资料来源：《国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考》，国信证券经济研究所整理

随着电力市场交易的成熟，2012 年德国《可再生能源法》进一步以市场竞争为基础，开始推行溢价补贴政策。可再生能源电力与其他电源竞价上网，政府为可再生能源提供电力市场电价外的市场溢价补贴。

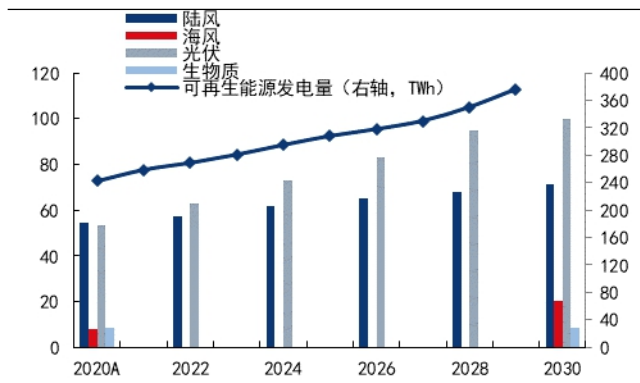
随着可再生能源的规模增大，补贴资金连年上涨，以及风电光伏等技术日益成熟，成本下降自身竞争力不断提高。2017 年德国正式结束新项目的固定上网电价及溢价补贴，2017 年《可再生能源法》引入招标补贴制度，要求 750 千瓦以上的可再生能源发电项目参加政府招标，中标项目将享有 20 年竞标电价补贴费率，法定补贴率变为竞争补贴。发电成本低的发电商在招标拍卖中更容易中标，通过招标规模调整，使得可再生能源发电进一步实现技术创新，降低补贴和用电成本。

图 30: 德国风电及光伏装机容量 (GW)



资料来源：BP，国信证券经济研究所整理

图 31: 2021《可再生能源法》提出新增装机目标

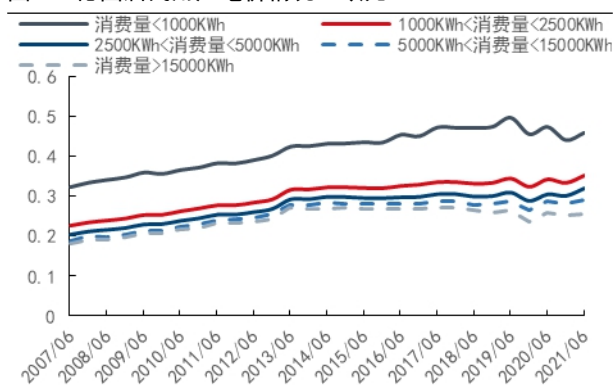


资料来源：clean energy wire，国信证券经济研究所整理

2021《可再生能源法》则继续延续了招标制度，计划 2021 年起每年招标至少 8GW 的可再生能源项目，实现 2030 年光伏装机提升至 100GW，陆上风电达到 71GW，海上风电达到 20GW，生物质能发电装机增加到 8.4GW，可再生能源占发电比预计将达到 65%。

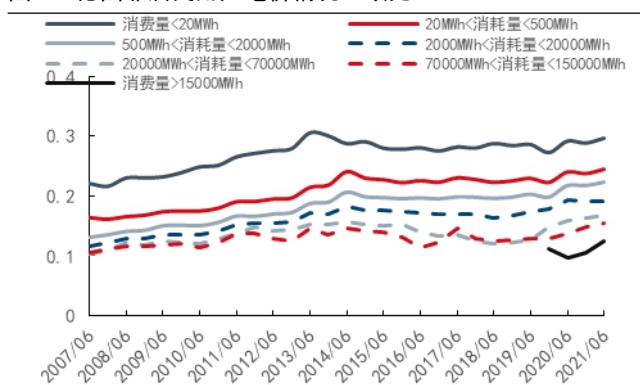
电费包含可再生能源附加费是可再生能源补贴重要来源

图 32: 德国居民用户电价情况 (欧元)



资料来源: wind, 国信证券经济研究所整理

图 33: 德国非居民用户电价情况 (欧元)



资料来源: wind, 国信证券经济研究所整理

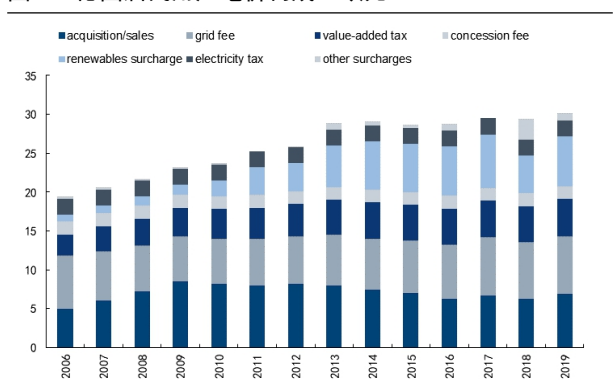
德国用户侧电价高于其他主要欧洲国家，根据年消费量采取阶梯电价，平均达 0.3 欧元/KWh 以上。德国电价较高的主要原因是，电价中包含了较高昂的各类税费（20%以上）及可再生能源附加费（约 20%），用于税收调节、电力建设以及可再生能源补贴及支持。

表 7: 德国居民用户电价构成情况 (单位)

主要成本	电价构成 (欧元)	占比
供应商成本: 批发商利润加运营商电价	0.0774	24%
电网费用: 联邦网络局规定电网使用费	0.078	24%
可再生能源附加费: 为可再生能源的上网电价和支付给大型生产商补贴提供资金	0.065	20%
销售税 (VAT)	0.051	16%
电力消费税	0.0205	6%
特许税: 对公用事业公司给消费者的输电线路的公共空间使用征税	0.0166	5%
离岸责任税	0.00009	0.00%
热电联产附加费	0.0025	0.80%
征收电网费的分配: 大型电力消费者部分或完全免除电网费用, 成本通过这项征税在消费者之间分配	0.0043	1.30%
总价	0.3194	100%

资料来源: BDEW, 国信证券经济研究所整理

图 34: 德国居民用户电价构成 (欧元/MWh)



资料来源: clean energy wire, 国信证券经济研究所整理

图 35: 德国日前电力现货交易价格 (欧元/MWh)

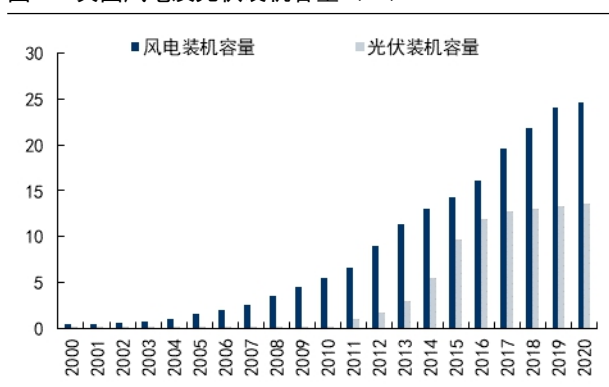


资料来源: EEX 交易所, 国信证券经济研究所整理

英国：“RO”配额政策作用有限，转向差价合约

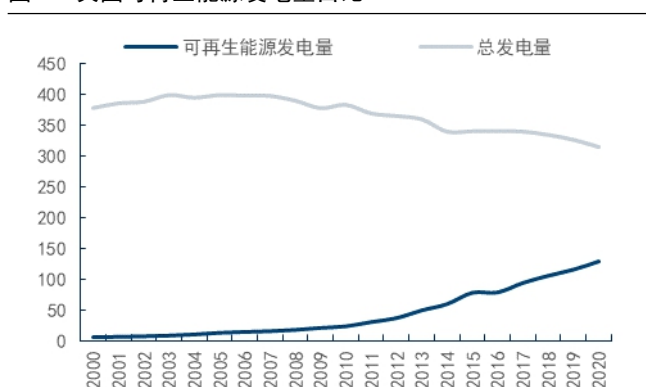
为促进可再生能源发电规模扩大，提高可再生能源开发及使用效率、降低成本，英国《可再生能源义务法令》要求 2002 年开始实施可再生能源义务制度（RO，Renewables Obligation），是可再生能源配额制在英国的具体应用，并配套可再生能源义务证书（ROC，Renewable Obligation Certificate），与美国 RPS 类似，都是一种基于市场机制的配额政策。该制度在行业发展早期对可再生能源发电的推动有限，英国可再生能源发电量占比提升在 2000 至 2010 年期间慢于采用固定电价政策的德国。

图 36：英国风电及光伏装机容量（GW）



资料来源：BP，国信证券经济研究所整理

图 37：英国可再生能源发电量占比

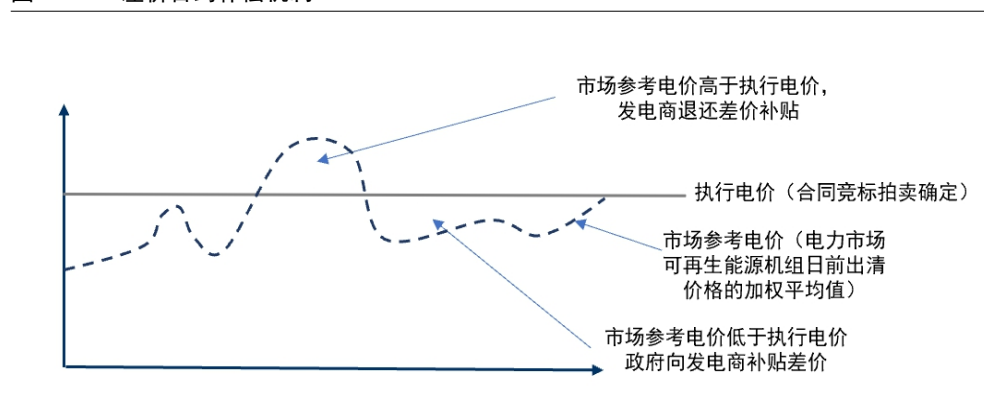


资料来源：BP，国信证券经济研究所整理

从 2010 年起，政府开始对小型发电项目支付补偿费用，2011 年发布《电力市场化改革白皮书（2011）》，提出引入差价合约机制，随后可再生能源占比提升加速明显。至 2017 年，英国可再生能源义务制度正式取消，作为其配套措施的可再生能源绿色证书制度也相应取消，英国完全进入以招标确定价格、依据市场价格灵活调整电价补贴的差价合约（Contract for Difference，CfD）政策。

CfD 政策下，可再生能源发电企业通过竞价参与电力市场，并与政府成立的低碳合同公司（LCCC）签订购电协议（12-15 年），确定执行电价（Strike price）。合同期内运营商稳定收到执行电价，合同通过低价竞标拍卖授予，从而提高效率并降低了成本。

图 38：CfD 差价合约补偿机制



资料来源：英国政府白皮书，国信证券经济研究所整理

根据 CfD 执行政策，政府保证当市场参考电价低于执行电价时，向发电商补贴与

CfD 执行价的差价，而当市场参考电价高于执行电价时，运营商需要返还补贴部分。

CfD 调整机制：CfD 的执行电价可以每年进行调整，而调整依据的要素有三点

- (1) CPI 指数 (CPI Indexation)，参考 CPI 指数每年 4 月 1 日调整一次 CfD
- (2) 系统平衡支出 (Balancing System Charges)，实际系统平衡支出和 CfD 合同预设的支出存在差异，根据实际系统平衡支出调整执行电价。
- (3) 输电损耗 (Transmission Losses)，每年根据 LCCC 计算的传输损耗乘数 (Transmission Loss Multiplier, TLM) 调整执行电价。

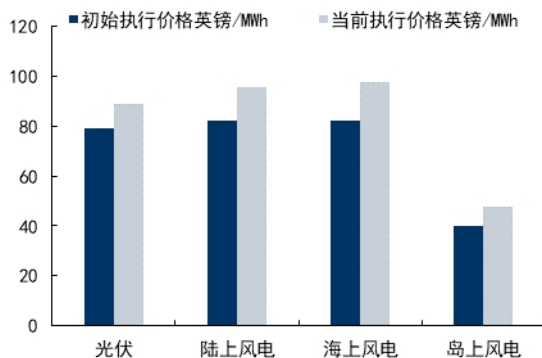
三轮可再生能源 CfD 配置情况

英国在 2015 年 2 月、2017 年 9 月、2019 年 10 月完成前三轮配置招标，目前正在推进第四轮配置招标。公布随着陆上风电和光伏技术成熟，英国一度排除其在 CfD 竞标之外，第一轮项目中风电光伏 1949MW 包含海上风电、陆上风电和光伏等，第二轮和第三轮中风电光伏项目招标配置则全部是海上风电，其中第二轮 3196MW，第三轮 5741MW，随着机制不断成熟规模逐步扩大。每轮配置除了风电光伏还包含部分热电联产、生物质等其他项目。

为了避免影响可再生能源开发和 2050 年“净零排放”目标的实现，英国宣布 2021 年允许已建陆上风电和太阳能光伏发电项目参与 CfD 竞标。

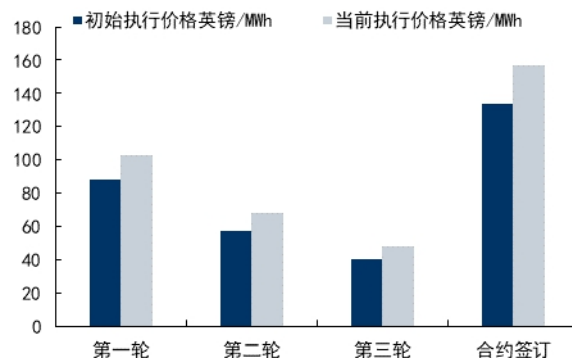
从 CfD 执行电价来看，相较 CfD 竞标配置时达成的初试执行价格，当前执行价格在调整后出现一定上涨。光伏、陆上风电、海上风电价格分别上涨 11.9%、16.6%、18.2%，目前约合人民币 763.8 元/MWh、823.0 元/MWh、838.8 元/MWh。

图 39: CfD 各项目竞争配置初始及当前电价 (11 月)



资料来源：BP，国信证券经济研究所整理；注：根据当前汇率换算

图 40: CfD 各轮竞争配置初始及当前电价 (11 月)



资料来源：BP，国信证券经济研究所整理

从整体电力批发市场来看，英国电价出现大幅上涨，2021 年 9 月已达到 200 英镑/MWh 以上。主要原因是欧洲天然气价格大幅上涨，天然气价格推动电价上涨。此外在英国碳配额价格自 2020 年以来上涨，碳价格上涨增加了非可再生发电的成本，2021 年海上风力发电与往年相比发电量较差，叠加推动了价格大幅上涨。

图 41: 英国批发市场日前交易月均价（英镑/MWh）



资料来源：OFGEM，国信证券经济研究所整理

欧美 PPA 模式已经较为成熟，亚太地区仍有较大空间

PPA（Power Purchase Agreement）是指电力项目开发商与电力购买方之间的电力购买协议，合同期限较长，一般在 10 年以上，目前新能源项目普遍在 20 年。电价则采用固定电价。电力购买方一般为政府所属电力公司或者大型供电公司、大型企业等。

从欧美发展情况来看，PPA 是在市场从补贴项目转向无补贴开放市场（subsidised projects to open markets）背景下开发商和购电方共同需求下得到较快发展。

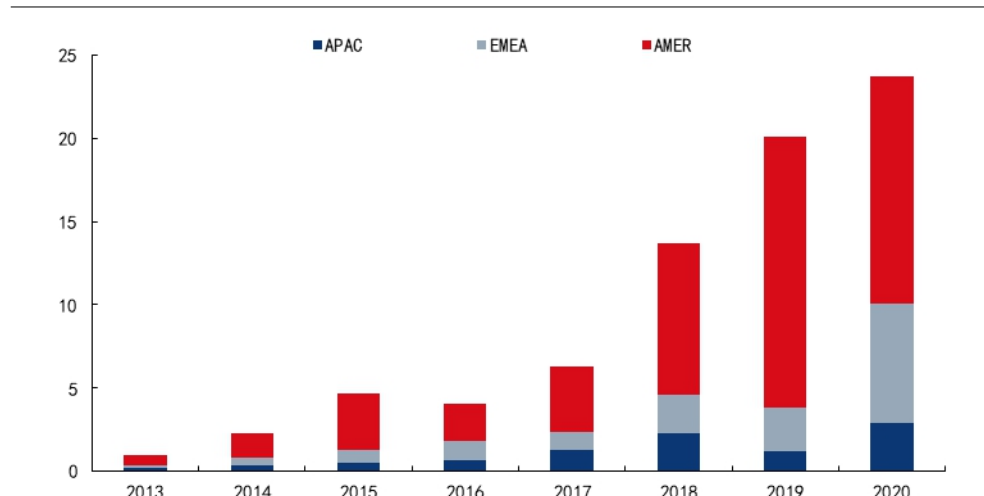
表 8: PPA 参与双方及需求

买卖方	参与主体	需求
电力买方	政府所属或大型公用事业公司和能源供应商，如 Axpo（瑞士）、Vattenfall（瑞典）和 Holaluz（西班牙）。可能拥有自己的发电资产，但也购买额外的电力来为客户供电。	能够满足政府设定的售电中新能源电力配比的要求（最低绿色能源要求或目标）；降低购电成本；减少电价成本波动。直接以作为政府机构以较高价格购电，支持可再生能源项目发展。
	全球化的大型企业谷歌、亚马逊和耐克	ESG 考量及环保和零碳承诺，获得“绿色属性”，例如可再生能源证书
电力卖方	需要大量能源进行制造的公司如铝业公司（Alcoa）	锁定长期电力能源成本，规避传统电力受燃料价格波动的长期风险。
	能源基础设施的投资公司、独立的电力生产商、可再生能源资产管理公司、可再生能源的基础设施基金等	提高其收入确定性水平；便于为其可再生能源项目融资；合同方之间有效地分配风险来降低风险；声称对可再生能源产业的贡献

资料来源：pexapark，国信证券经济研究所整理

根据彭博新能源财经统计，2020 年美洲、欧洲中东非洲和亚太，签署 PPA 协议电站的规模分别为 13.6、7.2 和 2.9GW。2010 至 2020 年累计来看美洲达 51.6GW 是欧洲中东非洲（16GW）的 3 倍，是亚太（9.3GW）的 5 倍。

图 42: 亚太、欧洲中东非洲和美洲 PPA 签约规模 (GW)

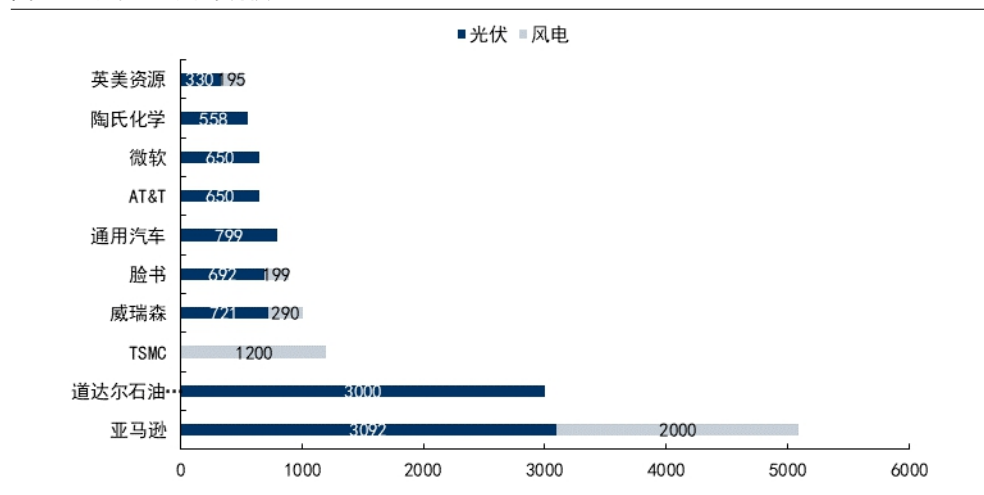


资料来源: BloombergNEF, 国信证券经济研究所整理

根据彭博新能源财经统计, 2020 年全年, 有 130 多家公司签署了清洁能源合同。与 2019 年相比, 各家公司采购的清洁能源量增加了 18%, 前 10 大企业清洁能源买家获得了 1049GW 太阳能发电 PPAs, 而风能为 3884GW。

亚马逊是可再生能源最大购买方, 通过 35 个独立的电力购买协议 (PPAs) 采购了 5.1GW。此外石油和天然气巨头道达尔 (Total), 则通过 PPA 购买 3GW 太阳能。

图 43: 公司 PPA 签约规模

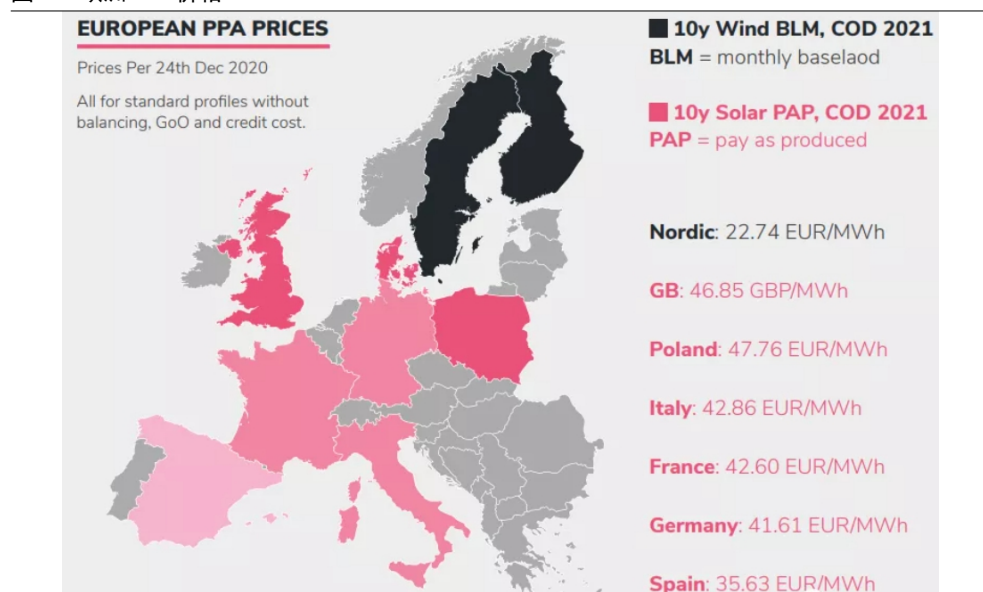


资料来源: BloombergNEF, 国信证券经济研究所整理

从价格来看, 2020 年美国 25%分位的可再生能源购电协议 (PPA) 报价上涨至 30 美元/MWh 以上, 2021 年以来进一步出现上涨, 整体来看 2021 三季度末同比上涨 14.4%, 风电涨幅较大至 36 美元/MWh 以上。

欧洲来看, 北欧的 PPA 价格最低, 约 22.74 欧元/兆瓦时。欧洲天然气、电力供需紧张的背景下, 电价上涨亦推动 PPA 协议报价的上涨, 根据美国 Level Ten Energy 2021 年三季度购电协议 (PPA) 价格指数报告, 欧洲 25%分位的可再生能源购电协议 (PPA) 报价季度同比上涨了 8%, 约为 48.68 欧元/MWh。

图44: 欧洲 PPA 价格



资料来源: LevelTen Energy , 国信证券经济研究所整理

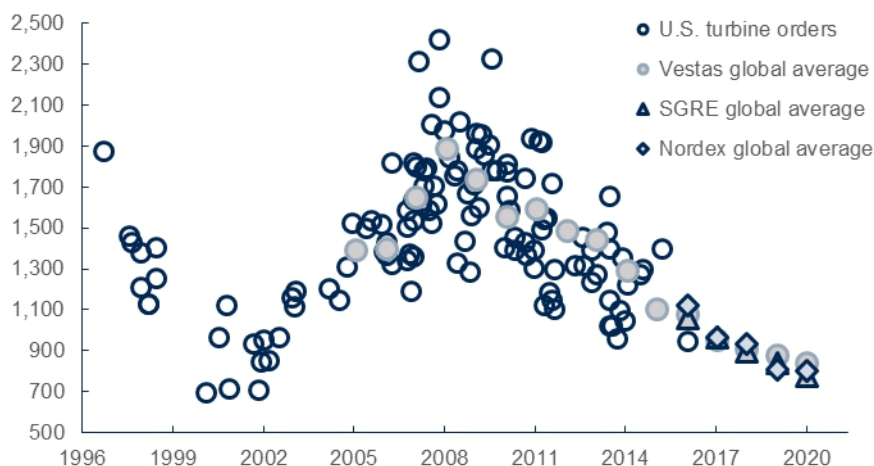
展望：欧美绿电发展前景

成本端，风电光伏呈下降趋势

我们首先来看风电项目的成本。从设备价格的角度出发，根据美国能源部发布的《陆地风电市场报告》，分析 Vestas、SGRE 和 Nordex 公司的财务报告、BloombergNEF 公布的涡轮机价格指数、以及伯克利实验室收集的 1997 年至 2016 年间公布的 121 项美国风力涡轮机交易这三项途径获取的数据，可以发现自 2008 年以来，风力涡轮机的价格大幅下降。风力涡轮机的平均价格从 2000 年的约 900 美元/kW 上升到 2008 年的平均 1800 美元/kW，上涨了约 900 美元/kW。涡轮机价格的上涨是由几个因素造成的。包括美元相对于欧元的贬值；材料、能源和劳动力投入价格上涨；涡轮机市场强劲的需求增长；涡轮机保修条款的成本增加等因素。

而 2008 年至今，风力涡轮机的价格下降了 50% 以上，数据显示最近的平均价格在 775 美元/kW 至 850 美元/kW 之间。其主要原因是自 08 年以来，制造商之间的竞争加剧，涡轮机和组件供应商采取了重大的成本削减措施。

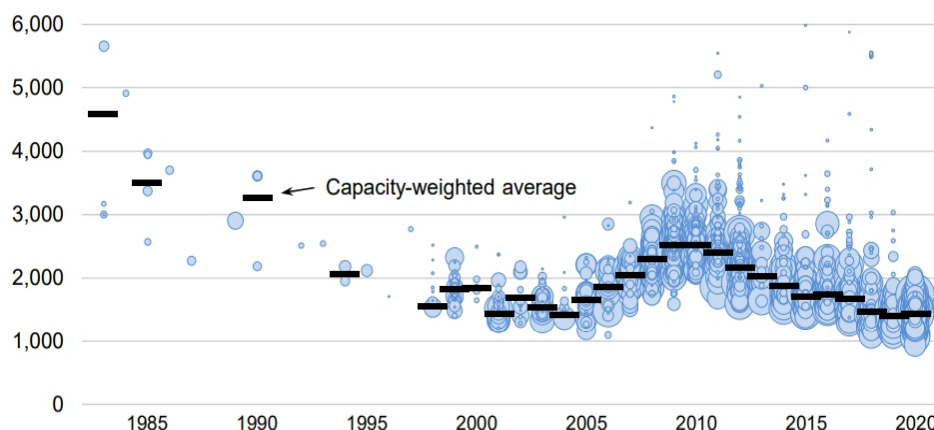
图 45：美国风力涡轮机的价格趋势（美元/kW）



资料来源：美国能源部《Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition》，国信证券经济研究所整理

而逐渐降低的涡轮机价格也使项目的安装成本下降。根据风电市场报告，美国风电项目的装机容量加权平均的装机项目成本从上世纪 80 年代到 2004 年一直降低，04 年后单位安装成本开始上升，直到 2010 年达到近年来的最高值平均 2500 美元/kW，而后逐年降低。到 2020 年，装机容量加权平均的装机项目成本为 1460 美元/kW，与 04 年的最低值持平。可以看出，项目装机成本与涡轮机的价格有很强的线性关系。

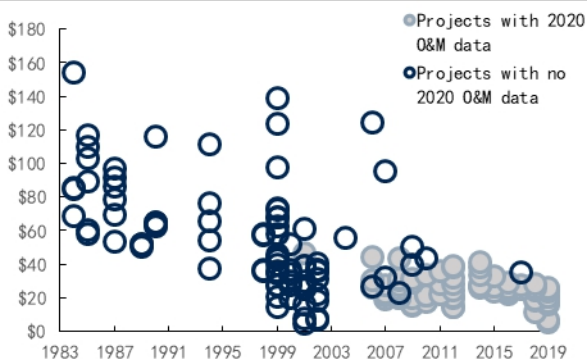
图46: 美国风电项目的加权平均装机成本（美元/kW）



资料来源：美国能源部《Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition》，国信证券经济研究所整理

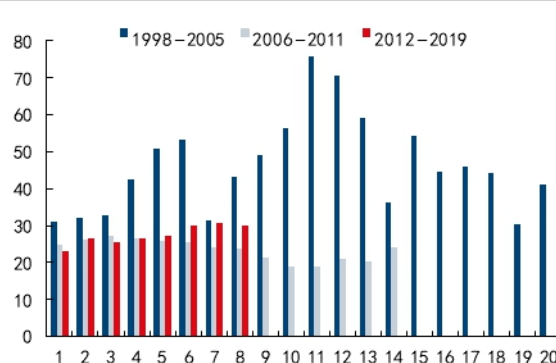
运营和维护（O&M）成本是风电总成本的另一个重要组成部分。而运营和维护成本在各项目之间可能存在很大差异。通过分析 89 个项目总计 14418MW 的数据，可以发现不同年份开始运营的项目在今天的运营和维护成本差距较大。20 世纪 80 年代建造的 24 个项目在 2000-2020 年这 20 年运营和维护成本加权平均值为 74 美元/kW 每年，90 年代安装的 37 个项目在最近 20 年的成本则降至 62 美元/kW 每年，2000 年安装的 65 个项目成本降至 27 美元/kW 每年，2010 年安装的 59 个项目成本则进一步降至 25 美元/kW 每年。其原因主要有两个，一是随着涡轮机的老化，部件故障越来越常见，运营和维护逐年增加；二是最近安装的项目具有更大、更成熟的涡轮机设计和更科学的运行规划，这会降低总体的运营和维护成本。

图47: 美国风电项目的年运维成本（美元/kW-每年）



资料来源：美国能源部《Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition》，国信证券经济研究所整理

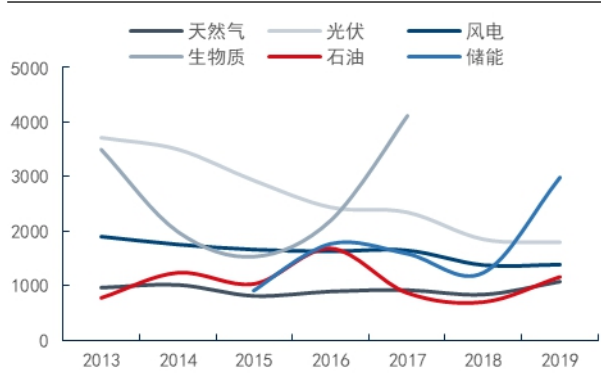
图48: 美国不同年份风电项目随运营年份的运维成本均值



资料来源：美国能源部《Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition》，国信证券经济研究所整理

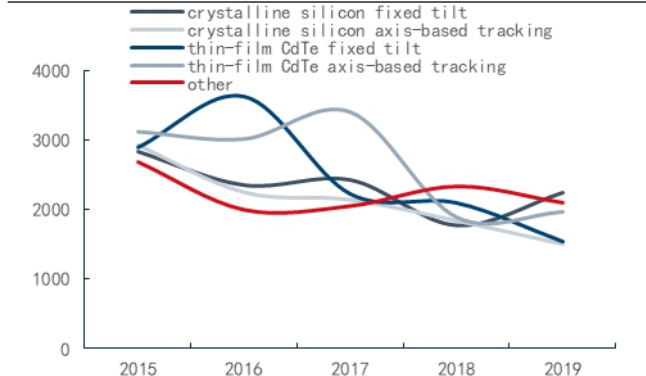
和风电类似，光伏的项目加权平均装机成本近年来也在逐年下降。根据美国能源署的数据，2019 年美国太阳能光伏系统的年产能加权平均建设成本为 1796 美元/kW，比 2018 年下降 2.8%。下降的原因是晶硅太阳能电池组件的成本降低至 1497 美元/kW，而晶硅太阳能电池组件占据了美国新增光伏容量的近一半，为 2.5GW。

图49: 美国发电项目加权平均建造成本 (美元/kW)



资料来源: 美国能源署, 国信证券经济研究所整理

图50: 美国光伏组件建造成本 (美元/kW)

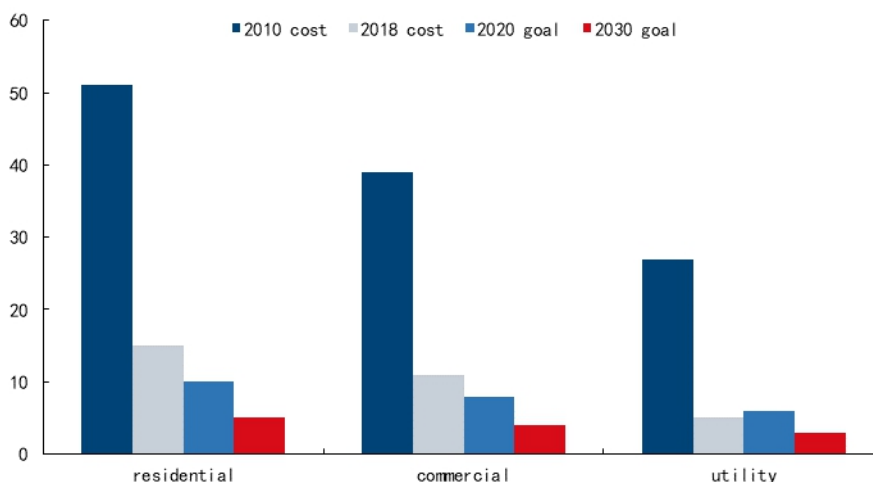


资料来源: 美国能源署, 国信证券经济研究所整理

2011年, 美国能源部启动了 SunShot 计划, 其当时雄心勃勃的目标是: 到 2020 年降低太阳能发电成本, 使其与传统能源具有成本竞争力。为了实现这一目标, Solar Energy Technologies Office (SETO) 采取了很多措施, 包括研究和开发太阳能发电和集成技术、太阳能制造技术, 寻找更好的太阳能系统安装、设计和许可方法。随着将近 10 年的发展, 光伏如今为提供了美国约 3% 的电力, 达到近 70GW 的装机容量。在一些州和地区, 太阳能占年发电量的 10% 以上。瞬时太阳能发电可以达到更高的水平, 在某些情况下接近 70%。

2016 年, SETO 认识到持续降低成本对行业增长的重要性, 制定了 2030 年的成本目标, 旨在将光伏能源的平准化成本 (LCOE) 再降低 50%, 同时促进电网整合和开拓新市场, 使太阳能成为最廉价的新发电来源之一。具体来说, 到 2030 年 SETO 希望将公用规模的光伏平准化成本降至 0.03 美元/kWh。

图51: SETO 的光伏平准化成本目标 (美分/kWh)



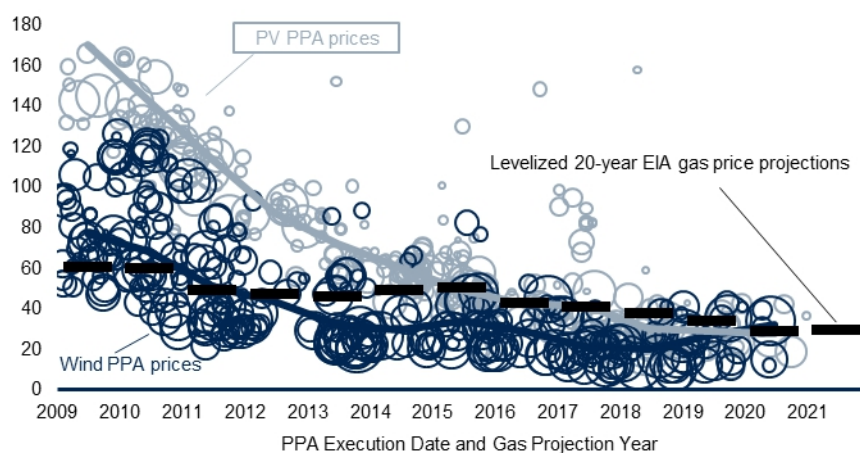
资料来源: 《SETO Portfolio Book 2020》, 国信证券经济研究所整理

绿电价格总体下行, 但受碳排放控制强度影响

根据美国能源部发布的《陆地风电市场报告》, 风能购电协议价格与公用事业规模太阳能购电协议价格差距在十年前相当大, 但近年来差距已经大大缩小。同时光伏 PPA 价格下降速度显著大于风电 PPA 价格下降速度。同时, 自 2016 年来, 风

电和光伏 PPA 价格都低于 40 美元/MWh，与美国能源署给出的燃气联合循环发电机的预计燃料成本（EIA 对交付给发电商的天然气价格的预测，按照每 750 万英热单位（MMBtu）转化为一兆瓦时电力计算）相比，也十分具有竞争力。在联邦税收优惠政策的支持下，该合同样本中的风能和太阳能购电协议的平均平准化价格，几年来一直低于现有燃气联合循环机组中燃烧天然气的预计平准化成本。

图 52: 美国平准化 PPA 价格与燃气价格预测（美元/MWh）

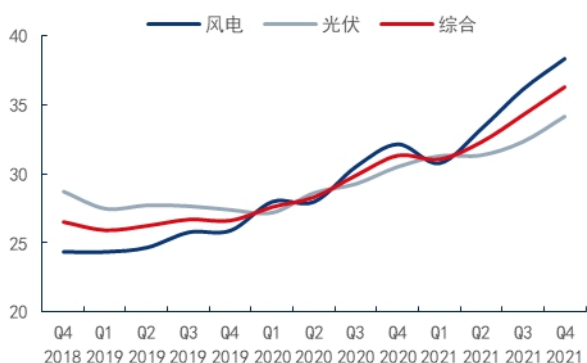


资料来源：美国能源部《Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition》，国信证券经济研究所整理

2018 年后，随着碳排放控制加强，风电和光伏的 PPA 价格触底反弹。根据 LevelTen energy 2021 年 4 季度的 PPA 价格指数报告，25%分位数的光伏价格相对 3 季度上涨 5.7 个百分点，达到 34.25 美元/MWh，25%分位数的风电价格上涨 6.1 个百分点，达到 38.36 美元/MWh。

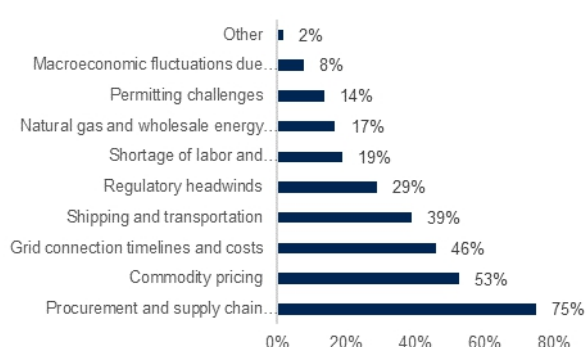
而这一价格上涨背后的原因可能是供应链的不稳定造成的。根据 LevelTen energy 在对市场上 59 家可再生能源生产商的问卷调查数据，75%的受访者将供应链的挑战视作 2021 年 4 季度价格波动的主要原因。而大宗商品价格上涨是第二个最常见的答案，超过一半的受访者将其列为价格波动的首要驱动因素。另外，近一半的受访者表示可再生能源的并网时间许可和并网成本也是一个很大的因素。

图 53: 美国 PPA 价格指数（25%分位数）



资料来源：LevelTen energy《Q4 2021 PPA Price Index》，国信证券经济研究所整理

图 54: 对 59 家可再生能源生产商的问卷调查

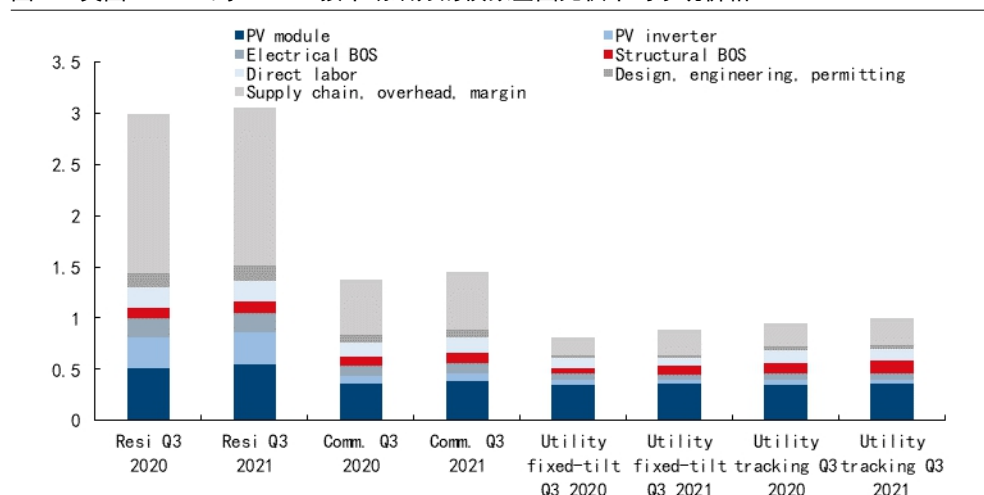


资料来源：LevelTen energy《Q4 2021 PPA Price Index》，国信证券经济研究所整理

具体来看，根据《美国太阳能市场洞察》报告，自 2020 年第四季度以来，固定倾斜项目的价格增加了 11.7%，单轴跟踪项目增加了 8.5%。开发商正努力应对设备

延迟、设备成本上升和合同谈判等问题，多个千兆瓦级别项目的上线日期已经从 2022 年推到 2023 年或更晚。预计在明年上线的项目可能这种情况会得到好转。如果将光伏电价的价格进行分解，可以发现自 2020 年 3 季度到 2021 年 3 季度的光伏电价上涨，主要是因为设备成本、原材料投入成本和运输成本的增加。

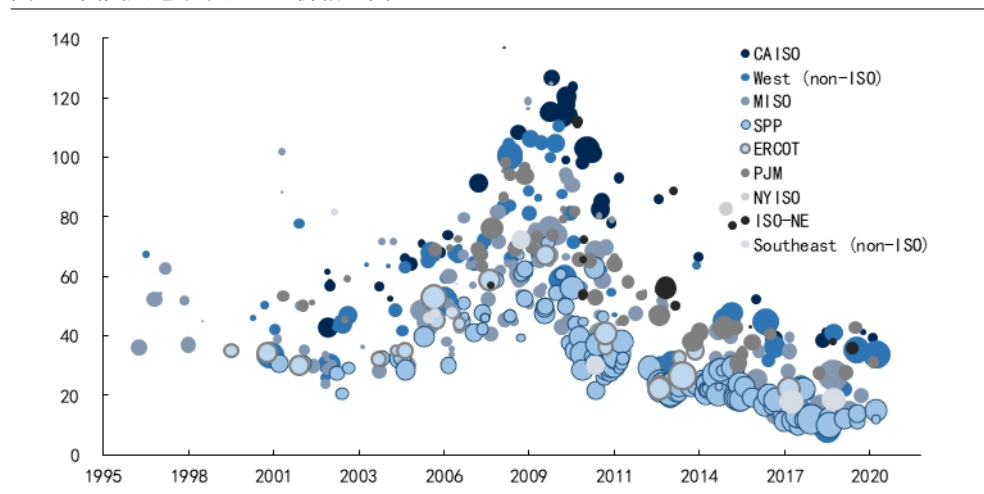
图 55: 美国 2020Q3 到 2021Q3 按市场细分的模拟全国光伏平均系统价格



资料来源：《US Solar Market Insight》，国信证券经济研究所整理

将视角转向风电，根据《陆地风电市场报告》，美国风电 PPA 的价格与风力涡轮机的价格和安装成本显著相关。2009 年前随涡轮机价格上涨，风电 PPA 价格上升迅速，而后 PPA 价格随着随着单位安装本和涡轮机成本的下降而降低。同时，低平均安装成本和高平均产能系数的地区（如 ERCOT 和 SPP）PPA 价格更低。

图 56: 美国风电平准化 PPA 价格（美元/MWh）



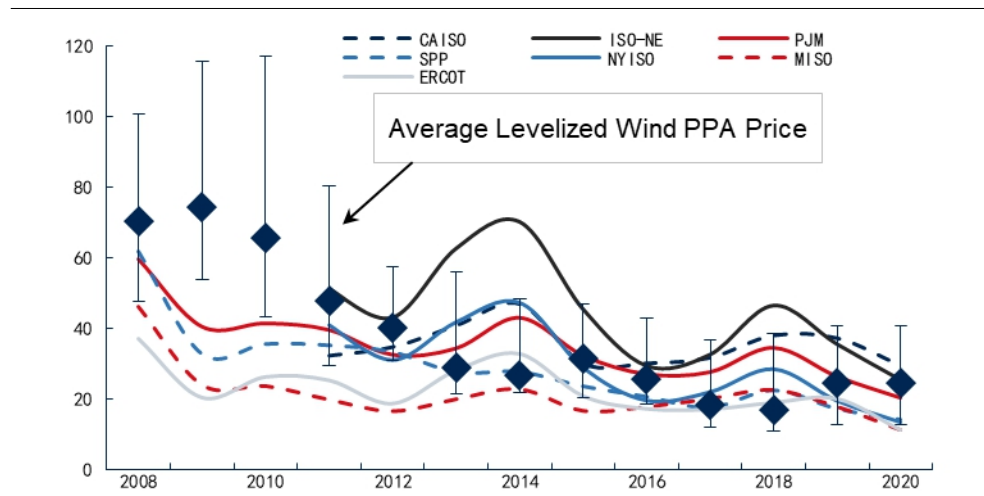
资料来源：美国能源部《Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition》，国信证券经济研究所整理

同时，报告也指出，相对于购电方购买风电能获得的的市场价值，他们付出的成本（PPA 价格）是值得的。一般来说，风力发电的时间分布并不总是与客户负荷和系统需求很好地一致，这可能会进一步降低风力发电的能源市场价值。

在分析风力发电的时间因素和地区因素，以及这些特征如何与当地批发电力能源的价格和容量相互作用后，最终得出了不同地区风力发电的市场价值。将市场价值与全国发电加权平均水平化 PPA 价格进行对比，可以发现自 2013 年后，相对风

电购买方付出的成本（PPA 价格）来说，他们可以获得更高的市场价值。这说明风电对于购电方来说，吸引力在逐步扩大。

图 57: 美国风电市场价值与 PPA 价格（美元/MWh）

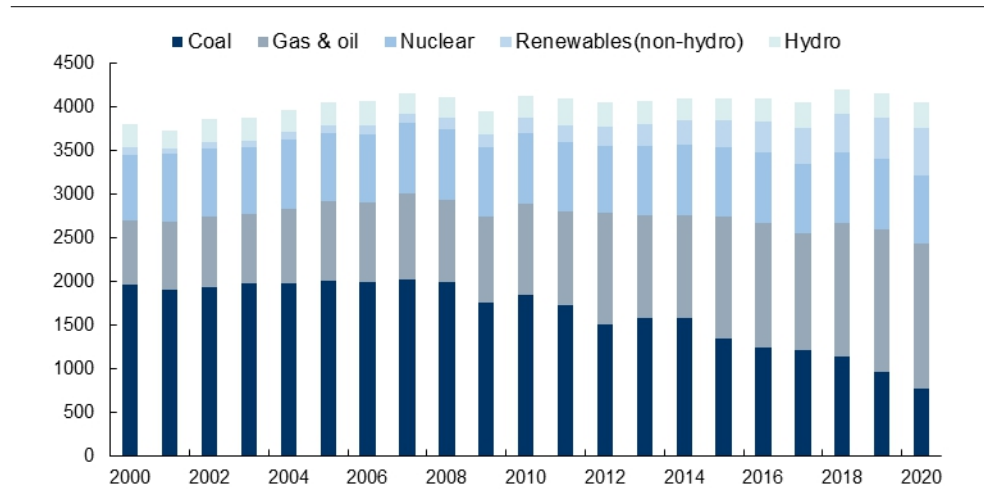


资料来源：美国能源部《Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition》，国信证券经济研究所整理

新能源将持续快速发展，释放社会正效益

可再生能源电力的持续降本，和逐渐具有竞争优势的电力价格，致使美国可再生能源电力生产规模持续扩大。根据美国能源署的数据预测，美国非水电可再生能源发电量（包括太阳能和风能）的份额将从 2021 的 13% 增长到 2023 的 17%，天然气的发电份额将从 2021 的 37% 下降到 2023 的 34%，煤炭份额将从 23% 下降到 22%。

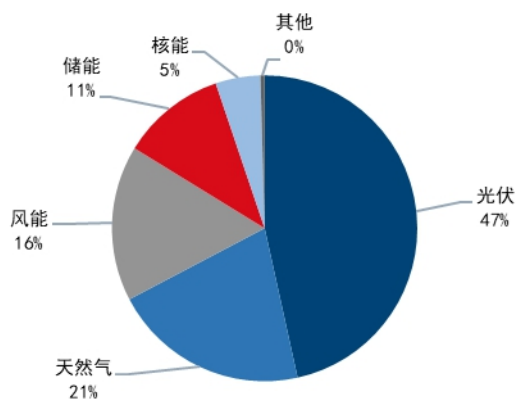
图 58: 美国电力生产占比



资料来源：美国能源署，国信证券经济研究所整理

美国能源署预计 2022 年美国电网将新增 461 千兆瓦（GW）的公用事业规模发电容量。在 2022 年计划增加的产能中，近一半是光伏，其次是天然气，占 21%，风能占 17%。预计 2022 年美国的光伏装机容量将增长 21.5GW，超过 2021 年的 15.5 兆瓦的新装机容量。计划增加的光伏容量大部分在德克萨斯州（6.1GW，占全国总量的 28%），其次是加利福尼亚州（4.0GW）。

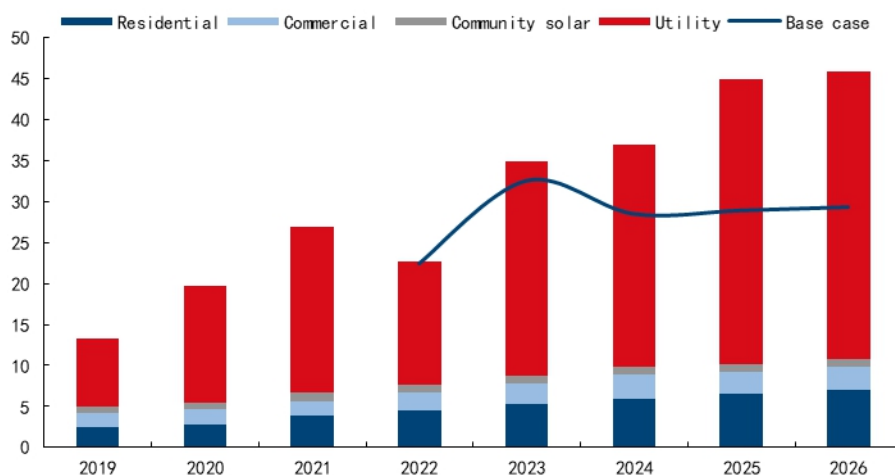
图59: 美国 2022 年新增装机容量占比



资料来源：美国能源署，国信证券经济研究所整理

ITC 政策的延长将在未来五年内将太阳能发电能力提高 31%。美国众议院于 2021 年 11 月 19 日通过法案“Build Back Better (BBB)”，该法案延长了投资税收抵免（ITC），允许太阳能项目选择生产税收抵免（PTC），并允许项目所有者选择直接支付税收抵免。

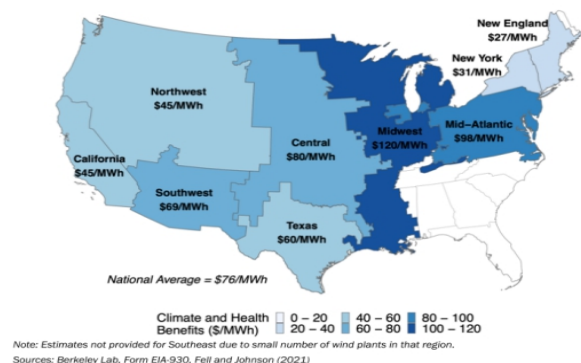
图60: 美国 ITC 法案延长后太阳能装机容量预测



资料来源：《US Solar Market Insight》，国信证券经济研究所整理

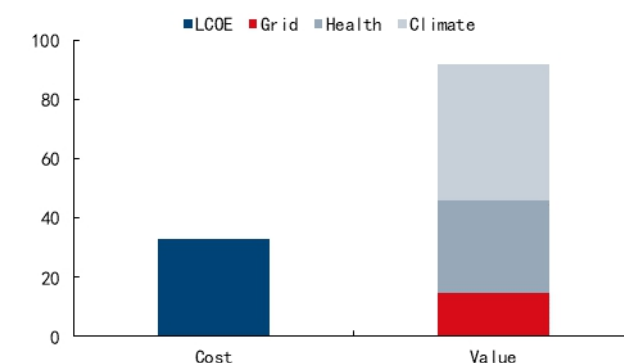
而陆地风电市场报告的数据显示，风电对气候和健康的好处大于其电网系统的价值，三者之和远超风能的平准化成本。在美国全国范围内，风电的健康和气候效益加起来平均为 76 美元/MWh。在大西洋中部、中西部和中部地区（包括 SPP、MISO 和 PJM），效益最大，从 80 美元/MWh 到 120 美元/MWh 不等。2020 年气候、健康和电网系统价值总和几乎是平均 LCOE 的三倍，气候、健康和电网系统的平均值分别为 46 美元/MWh、31 美元/MWh 和 15 美元/MWh，而 LCOE 的平均值为 33 美元/MWh。

图 61: 2020 年各地区风力发电的边际健康和气候效益



资料来源：美国能源部《Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition》，国信证券经济研究所整理

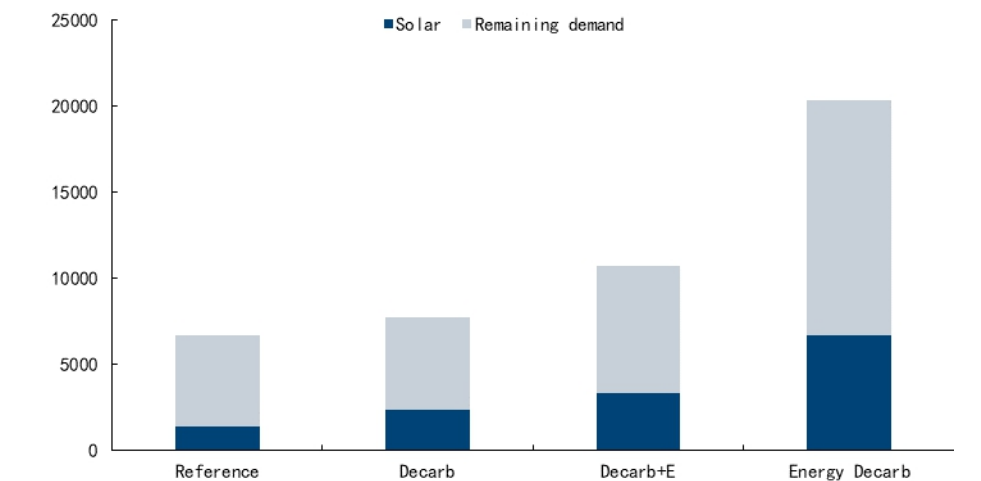
图 62: 新建风电带来的边际健康、气候和电网价值效益



资料来源：美国能源部《Land-Based Wind Market Report: 2021 Edition》，国信证券经济研究所整理

对于太阳能来说，太阳能在美国电力能源系统脱碳中承担了很大的责任。根据《Solar Futures Study》，假设 2050 年的发电份额与电力能源系统脱碳（Decarb+E）情景下相同，那么太阳能发电总量将接近 7000TWh。

图 63: 美国能源系统脱碳的情境下对太阳能的需求（TWh）



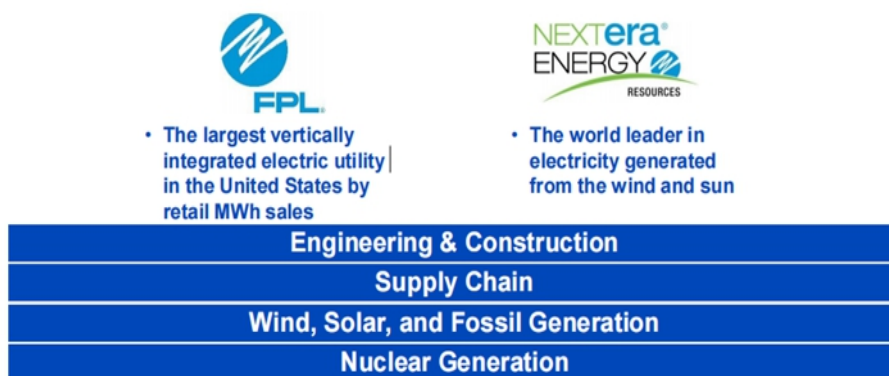
资料来源：《Solar Futures Study》，国信证券经济研究所整理

海外主要代表性公司

美国：全球市值最高的绿电公司-新纪元能源（NEE.N）

公司是北美最大的电力及能源基础设施之一，全球最大的新能源运营商，主要拥有 FPL（Florida Power & Light Company）和 NEER（NextEra Energy Resources）两大子公司。FPL 拥有发电装机 28GW，约 7.62 万英里的输配电线路和 673 座变电站，其中燃气发电装机 22GW，占比为 77%；NEER 是清洁能源平台，总装机 24GW，其中风电、光伏装机分别为 16、3GW。截止 2021 年 8 月末，公司市值达 1647.7 亿美元，成为全球市值最高公用事业公司。

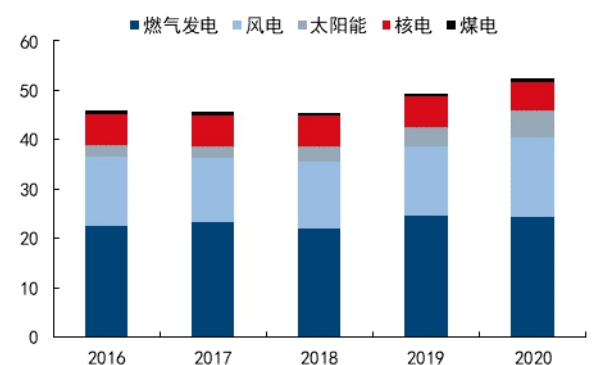
图 64：NEE 公司两大子公司及主要业务布局



资料来源：wind，国信证券经济研究所整理

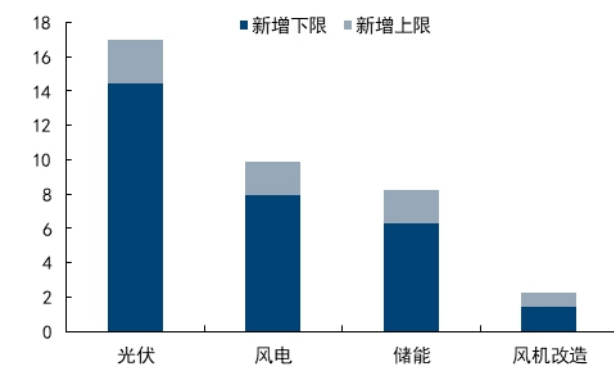
根据公司 2021 年 9 月投资者交流报告，公司装机规模 52GW，子公司 NEER 装机容量达 32GW，其中风电装机 18GW，光伏发电装机 4GW，此外有 2GW 核电和 2GW 燃气发电装机，电池储能规模约 3GW（含储备），同时储备风电和光伏发电项目合计约 14GW。NEER 规划到 2024 新增 23GW-30GW 新能源装机，通过降低装机成本和储能成本，不断扩展市场。NEER 也在积极布局绿色氢气试点项目，拓展新市场。

图 65：NEE 公司发电装机情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 66：NEE 公司 2021 至 2024 年预计新增开发规模（GW）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

随着公司发电业务增长，公司营业收入从 2016 年 162 亿美元增长至 2020 年 180 亿美元。受投资收益影响、税率变动、利率变动等使得公司 2017 及 2018 年净利润较高，受资产处置损失影响 2020 年净利润较低，使得公司净利润波动较大，2020

年净利润为 29 亿美元。

图 67: NEE 公司历年营业收入（亿美元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 68: NEE 公司历年净利润（亿美元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

根据公司对每股收益进行调整,调整后公司 EPS 从 2005 年的 0.66 美元增长至 2020 年 2.31 美元,连续 15 年正增长,复合年化增长率达 8.7%。

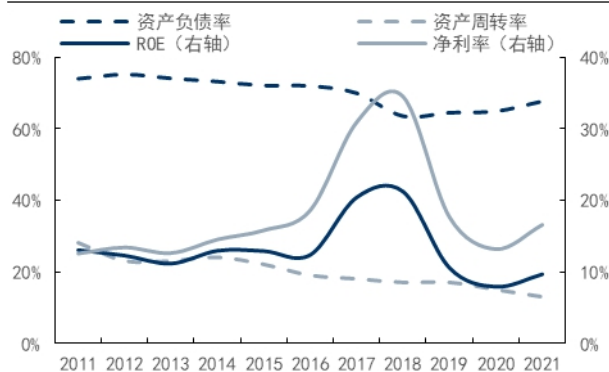
图 69: NEE 公司经调整 EPS



资料来源：英国政府白皮书，国信证券经济研究所整理

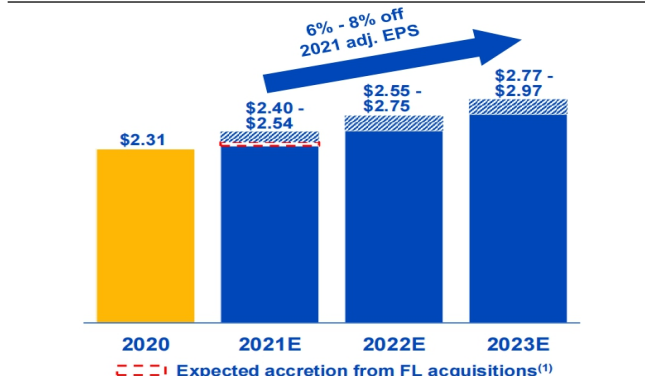
2011-2021 年,美国新纪元能源 (NEE) ROE 总体呈先降后升,但基本保持在 10% 以上。前期主要由于市场化电价,特别是 PPA 价格下降较快,导致资产周转率从 0.28 降至 0.15,带动 ROE 下降;2021 年,由于全球碳排放控制趋严,PPA 价格上涨,公司 ROE 触底回升。

图 70: NEE 公司净利率带动 ROE 提升



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 71: NEE 公司指引预期 EPS 增速

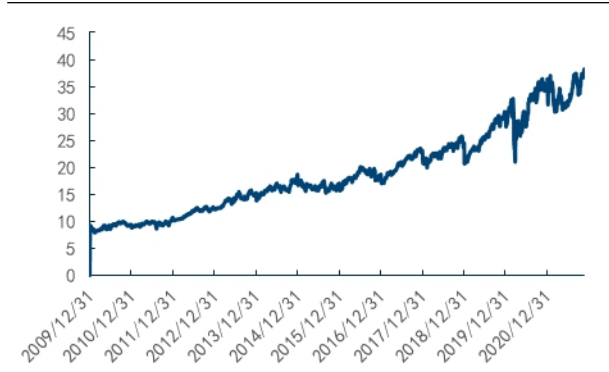


资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

公司股价近自 2011 年底约 11.39 美元，至 2021 年底约 93.32 美元，上涨 710%，年化收益率 20.6%。随着股价上升，2011 年至 2021 年公司 PE 提升至 50 倍以上。PB 则从 1.5 倍左右提升至 4 倍以上。

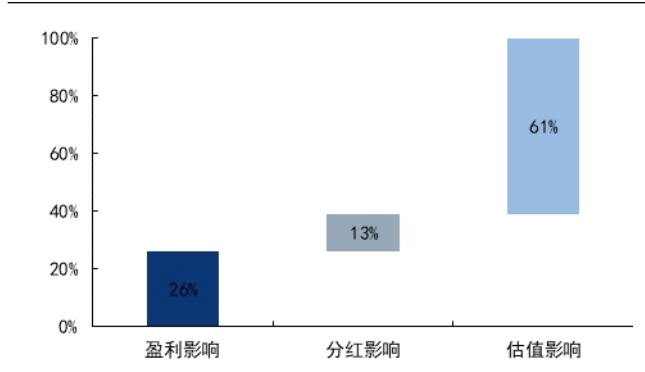
NEE 作为业务较纯粹，最具代表性的海外新能源运营商，业绩增长连续性较强。对其自 2011 至 2021 年的收益率进行拆分，盈利增长（EPS 增长）贡献约 26%，分红占比约 13%，估值提升（PE 提升）贡献约 61%。

图 72: NEE 公司经调整 EPS 对应 PE 倍数



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 73: NEE 公司收益率归因拆分



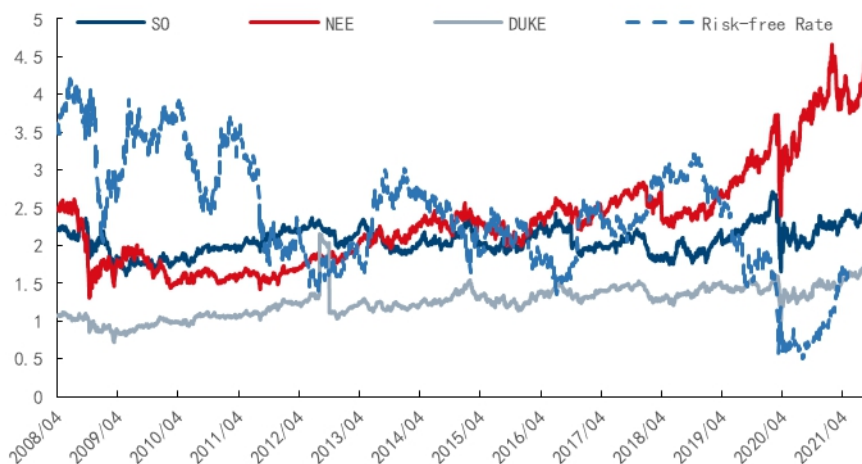
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

无风险利率持续下行，美国公用电力行业估值倍率缓慢上行。考虑到公用发电公司 1) 均为重资产类型的企业，资产价值与收益关联性极强；2) 非经常损益较多影响公司真实利润水平 PE 估值难以类比的情况下，我们参考美国公用电力公司 PB，以分析过去 10 年的市场估值判断。由于美股极其重视分红以及公用事业板块初期高投资+后期收利润还债的盈利模式，无风险利率（十年期国债）对于其估值的判断也存在极大的影响（无风险利率降低，现金流不变的情况，折现总和对应市值更高），加入无风险利率作为影响其估值的根本因素之一。

我们挑选美国当前市值最高的三家公用电力公司进行比较，分析市场对于其估值的逻辑在过去十年的改变。从历史数据来看，南方能源与杜克能源 PB 走势保持高度一致且二者估值水平与十年期国债收益率呈现明显反向关系。从 2009 年 -2012 年间，十年期国债收益率震荡下行，杜克能源和南方电力公司 PB 倍率均实现约 0.3 左右的增加；从 2013-2018 年间，十年期国债收益率呈现先下降后上升的态势，由于幅度较小，两股 PB 倍率仅表现为缓慢增长；2018 年中-2020 年中，十年

期美债收益率大幅下行，南方能源公司估值倍率有所上升。

图 74：美国龙头公用电力公司 PB 倍率及美债十年期收益率（%）



资料来源：wind，国信证券经济研究所整理

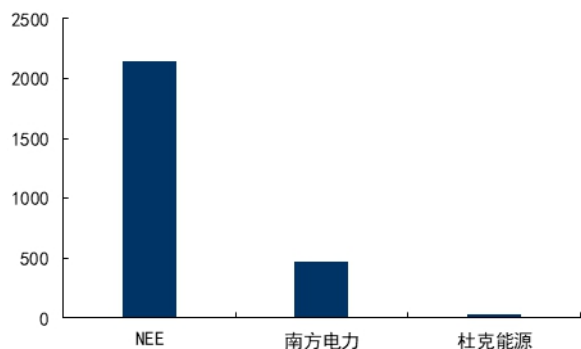
NEE 基本趋势向上，整体行业估值变动造成细微波动，脱离传统行业估值框架。

从 NEE 的历史 PB 倍率来看，基本趋势为持续向上，当行业整体估值水平提升时，NEE 自身增长趋势叠加行业整体向上趋势实现估值快速增长（2010–2014 年，PB 增速快于南方能源公司从而将其超越；2017–2020 年末，PB 增速进一步提升，大幅甩开同业竞争对手）。同为电力公用事业公司，NEE 之所以实现估值及市值的反超，其根本原因就在于从事的业务类型存在差异，电力批发市场+地方电力零售市场双轮驱动 VS 单地方电力零售市场，新能源 VS 传统能源，导致的高成长性+稳定性兼备 VS 严格稳定性：

1) 垂直一体化地方监管电力体制大大抑制装机成长性，电力批发市场竞争体制则充分激励电力系统迭代更新。Duke 以及南方电力主要业务为受监管电力市场，而 NEE 旗下 NEER 新能源分部构成当前营收大部分，参与电力批发市场交易。在电力监管市场下，电力公司所进行的装机投资如果没有获得批准，则无法被纳入 base rate 或是 recovery clause，从而形成利润，甚至无法回收成本。在地方电力需求趋于饱和的情况下，额外的任何装机投资都会受到用户的阻力，对 PSC 批准相应项目造成压力，严重抑制了电力公司的新装机投资，即便是当新能源发电已经具备竞争力的情况下。而在电力批发市场，当新能源的正外部性得以变现以及自身技术成长带来成本下降从而实现与传统能源具有经济性竞争力的时候，新能源在电力市场中挤出传统能源，实现增长。根据 2020 年末数据，NEE、DUKE 能源以及南方能源公司分别约有 36%、10%和 24%的电力参与电力批发市场交易，在电力交易业务侧重方面存在很大差异。电力批发市场特性一定程度上成就了 NEE 装机总量的成长性；

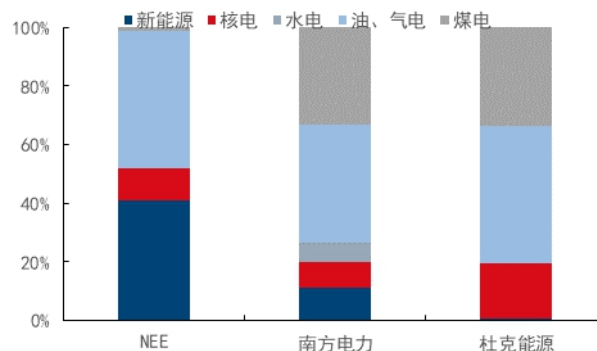
2) 新能源进一步降本叠加外部性成本还原成就效率成长性。相较于传统能源发电种类，光伏、风电可以通过进一步提升发电效率以及降低制造成本，在具有较大的度电成本下降空间情况下，提升项目的收益率。且由于当前美国风电主要分布中部地区，光伏分布于加州均参与电力批发市场交易，不会因为监管市场的固定收益率管制而限制项目的收益率增长。截至 2020 年末，NEE 的新能源装机占比明显高于 DUKE 能源和南方能源公司。

图 75: NEE 新能源装机量大幅领先 (GW)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 76: 装机结构表明 NEE 已转型成为新能源公司



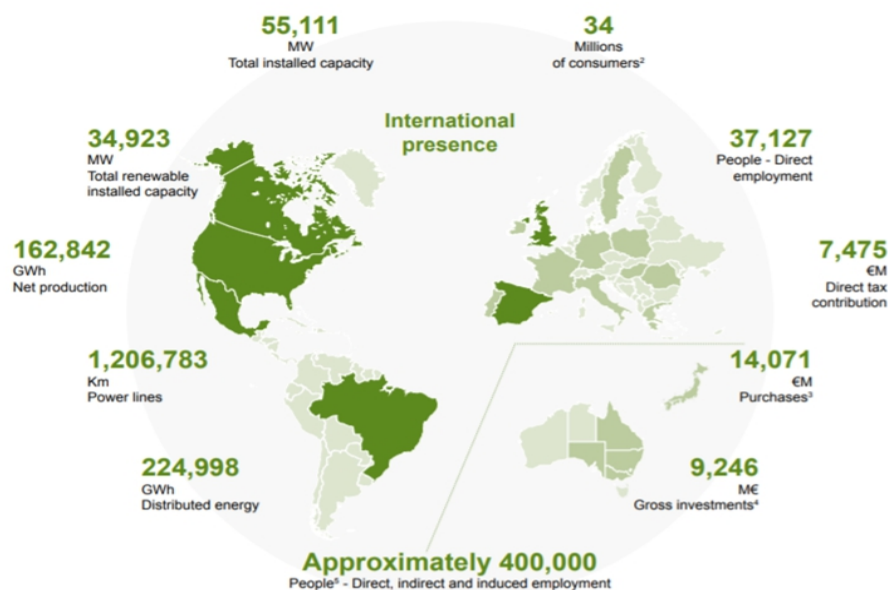
资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

新能源装机高速增长回归, 政策环境利好, 估值更上一层楼。2020 年-2021 年 NEE 公司 PB 倍率大幅提升拉开与可比公司差距, 一方面来自于公司 2020 年间 NEER 风电的大量投产 (NEER 调整后净利润增长 16%), 另一方面则来自于对于 NEER 在 2021 年初宣布的 2021-2024 年装机规划的肯定:4 年增加可再生能源装机 30GW, 新能源装机复合增速重归 20%左右。政策环境方面, 拜登政府给予新能源发展高度肯定性, 全面利好 NEER 未来新能源发展规划的实现。

西班牙: Iberdrola 伊维尔德罗拉 (IBE)

公司成立至今已有 170 多年, 致力于清洁能源发展超过 20 年, Iberdrola 也是世界上最大的风电生产商和市值最大的电力公司之一。集团为数十个国家的近 1 亿人提供能源, 资产超过 1220 亿欧元。主要经营可再生能源运营, 智能电网运营, 大规模储能和数字转型的投资, 引领能源向可持续模式的转变, 为客户提供能源电力等产品和服务。

图 77: IBE 公司主要业务分布及规模

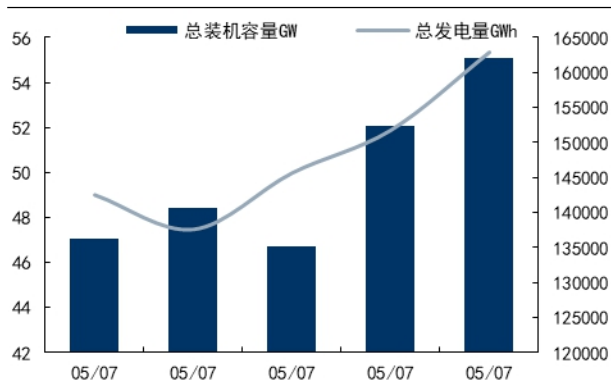


资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司可再生能源装机从 2016 年末 27.7GW 增长至 2020 年末 35GW, 新增 7.2GW 占

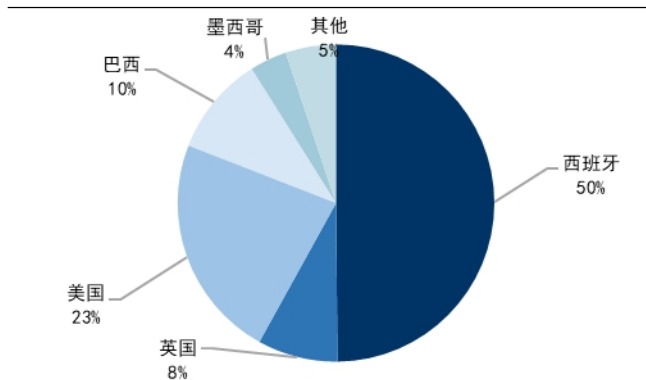
公司新增总装机规模的 90%。公司计划在 2025 年实现可再生能源容量达到 60GW，到 2030 年将增加到 95GW。

图 78: IBE 公司发电总装机及发电量



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 79: IBE 公司可再生能源装机分布



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

随着公司发电量增长及电网等相关业务增长，公司营业收入从 2016 年 292 亿欧元增长至 2019 年 364 亿欧元，2020 年受疫情影响下滑至 331 亿欧元。净利润稳定增长，从 2016 年 27 亿欧元增长至 36 亿欧元。

图 80: IBE 公司营业收入（亿欧元）



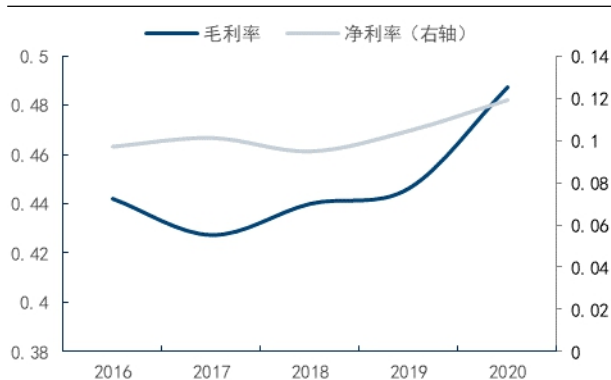
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 81: IBE 公司净利润（亿欧元）



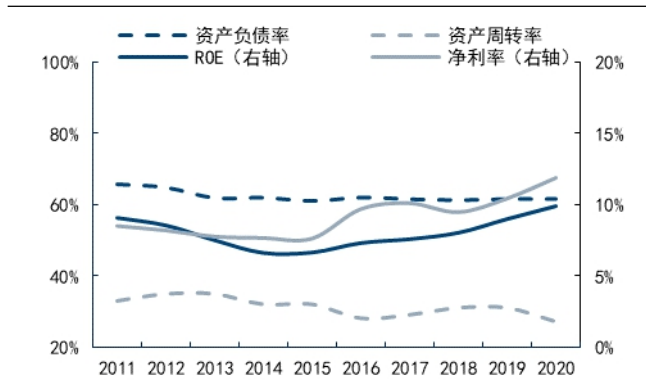
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 82: IBE 公司毛利率净利率有所提升



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 83: IBE 净利率带动 ROE 提升



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司规模较大，全球化经营成熟稳健，西班牙伊维尔德罗拉（IBE）ROE 同样呈先降后升，2011-2015 年，由于净利率和负债率下降，带动 ROE 从 9%下降至 7%；2016 年以来，随着电力交易价格不断回升，绿电交易价格回升带动 ROE 从 7%提升至 2020 年 9.9%。公司资产负债率和资产周转水平基本保持平稳。

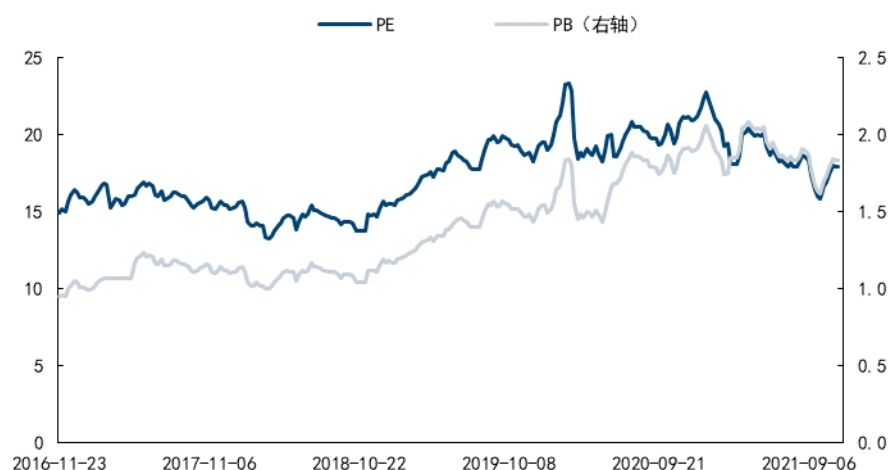
图 84: EU-ETS 碳配额价格变化趋势（期货结算价，欧元/吨）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司股价近自 2012 年最低 2.7 欧元左右，至 2021 年 11 月 19 日上涨 278%，年化收益率 16.9%。随着股价上升，2018 年至 2020 年公司 PE 提升至 20 倍以上。2021 年至今公司股价阶段性下跌，同时叠加公司净利润提升，公司 PE 降至 18 倍左右，PB 则从 1.1 倍左右提升至当前 1.8 倍左右。当前，公司 PE、PB 估值较西班牙 IBEX35 指数高约 50%。

图 85: IBE 公司 PE 及 PB 倍数



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

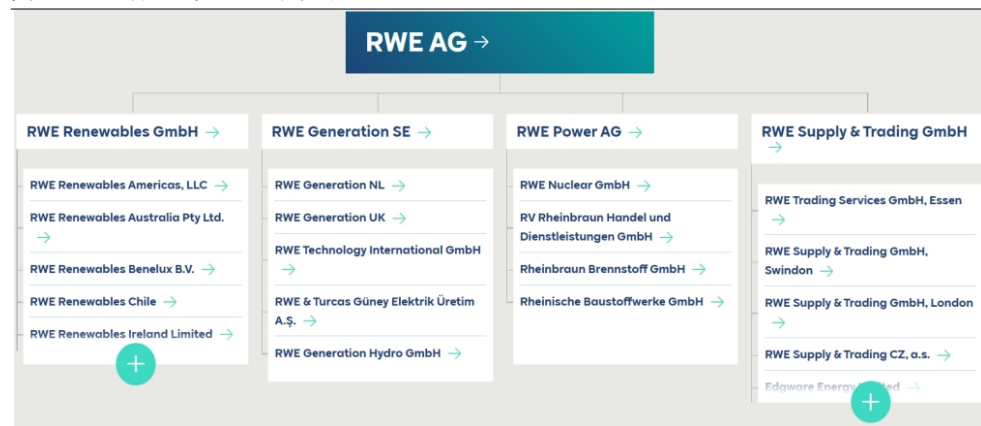
德国：莱茵集团 (RWE)

德国莱茵集团 (RWE) 成立于 1898 年，总部位于德国埃森。是德国第一大能源公司，德国第一大发电公司，德国第一大可再生能源公司，欧洲第三大可再生能源公

司。也是英国重要的电力供应运营商。

莱茵集团旗下四大板块独立运营，共同支撑莱茵集团业务发展。分别是莱茵集团发电欧洲股份公司 RWE Generation SE，莱茵集团能源股份公司 RWE Power AG，莱茵集团交易有限责任公司 RWE Supply&Trading GmbH 以及近年新成立的莱茵集团可再生能源有限责任公司 RWE Renewables GmbH。业务覆盖能源全产业链，包括发电，能源规划，电力供应销售、环境咨询，电力工程设计，能源交易等。1922 年首次在柏林证券交易所上市。现于德国证券交易所及法兰克福交易所交易。

图 86: RWE 旗下主要子公司布局

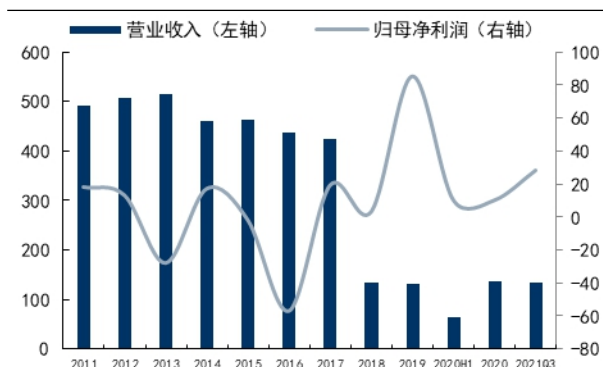


资料来源：英国政府白皮书，国信证券经济研究所整理

2018 年 RWE 集团与 E.ON 集团重组完成，剥离旗下 Innogy 电网相关业务，吸收 E.ON 的可再生能源发电以及核电业务公司，聚焦发电运营，加速转型可再生能源。重组及业务调整后营收合并口径变化较大。合并报表营收从 2017 年度 424 亿欧元，降至 2018 年度 134 亿欧元，此后基本保持平稳 2019 及 20 年分别为 131 和 137 亿欧元。

同时可再生能源发电量实现了较快增长。重组前公司可再生能源发电量基本在 100GWh 左右波动，重组完成后公司加快可再生能源发展，2019 及 2020 年发电量达 164 亿千瓦时（+66%）和 297 亿千瓦时（+81%）。

图 87: RWE 公司营业收入及净利润（亿欧元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 88: RWE 公司可再生能源发电量（亿千瓦时）

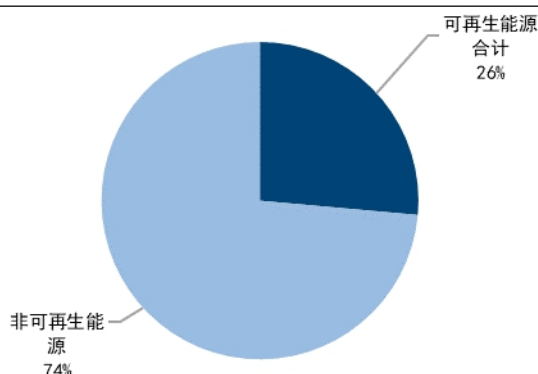


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

2019 年公司置入 E.ON 的可再生能源发电资产后，同时公司加速新项目建设，可再生能源装机规模从 4.29GW 提升至 9.18GW，截止 2021Q3 进一步增长至 10.8GW，可再生能源装机占比提升至 26%。非可再生能源中以燃气发电和煤电为主，占公

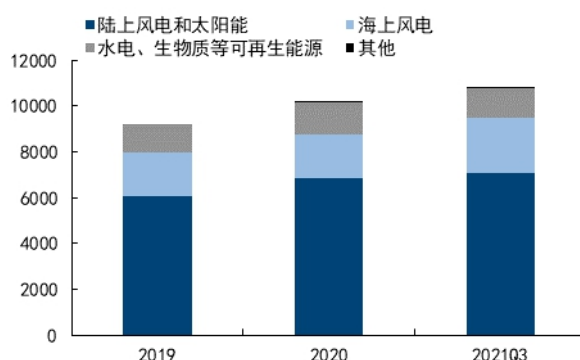
司总装机的 34.4%和 25.8%，此外包含抽水蓄能及储能（5.8%）、核电（6.8%）。

图 89: RWE 公司可再生能源装机占比 (2021Q3)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 90: RWE 可再生能源装机规模 (MW)

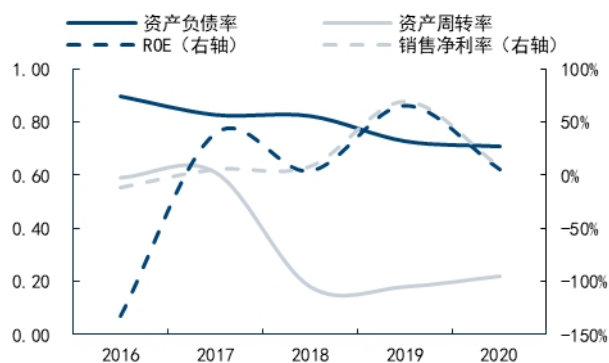


资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司重组前后业务变动较大, 对净利润统计包含较多已终止经营业务利润, 2020 年重组完成后基本平稳, 但德国整体退出煤电的背景下, 公司未来仍将处置缩减煤电资产规模。整体来看随着重组, 近年公司资产负债率下降至 2020 年的 71%, 由于公司有能源贸易及电力交易等业务, 营收体量较大使得资产周转率相对纯新能源运营商较高, 净利率、EBIT margin 等指标相对较低。

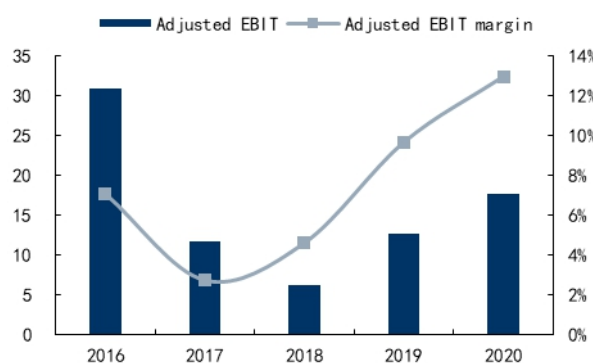
从公司经调整 EBIT 指标来看, 由于只反应了持续经营业务业绩成果, 可以看到 2019 年完成重组后聚焦发电业务, 提升可再生能源比例有效改善了公司盈利能力和质量。经调整 EBIT 稳步提升至 2020 年的 17.7 亿欧元, EBIT margin 提升至 13%。

图 91: RWE 公司营业收入及净利润 (亿欧元)



资料来源: wind, 国信证券经济研究所整理

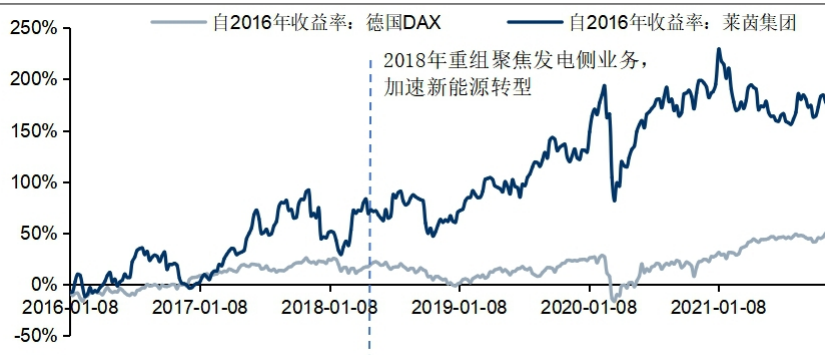
图 92: RWE 公司经调整 EBIT (亿欧元)



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司自 2016 年以来收益率表现较好, 至 2021 年 11 月 22 日, 股价前复权后收益率达 180.6%, 远超同期德国 DAX 指数 (50.4%)。当前, 公司 PE、PB 估值较西班牙 IBEX35 指数高约 50%。

图 93: RWE 公司股价收益率情况

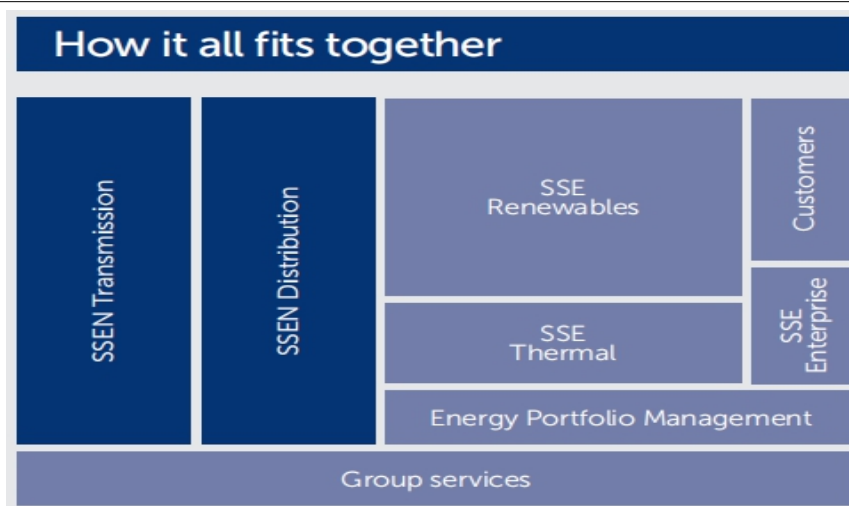


资料来源: wind, 国信证券经济研究所整理

英国: 南苏格兰电力公司 (SSE)

南苏格兰电力公司 (SSE, 伦敦证券交易所) (Scottish and Southern Energy plc) 最初从事水电及电网业务, 是英国第四大能源公司, 是英国和爱尔兰领先的可再生能源开发商和运营商。SSE 为工业、商业和家庭客户提供发电、传输、配电和供电服务。该公司还从事能源贸易、天然气销售、热电以及电气和公共设施承包业务。2008 年, SSE 收购了爱尔兰风电场企业 Airtricity, 成为英国和爱尔兰本土企业中最大的可再生能源运营商。2018 年向奥沃集团 (OVO) 出售其能源服务业务公司, 将可再生能源业务整合, 成为公司重点业务板块。2020 年, 出售 16 个生产气田的非经营性权益、出售电力供应业务, 进一步专注于电网和可再生能源核心业务。在运海上风电 3 个, 装机 579MW, 水电 1.46GW, 陆上风电近 2GW (含在开发)。目前参与主导投资全球最大海上风电场—Dogger Bank3.6GW 海上风电。(公司以 3 月 31 为年度资产负债表日)

图 94: SSE 公司主要业务领域



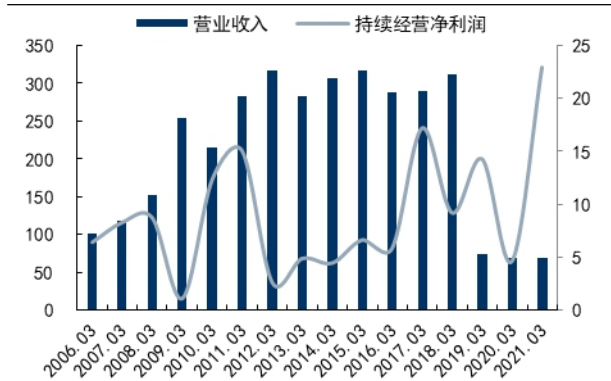
资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

2018 年向奥沃集团 (OVO) 出售其能源服务业务公司, 将可再生能源业务整合, 成为公司重点业务板块, 相应营收从 2018 年 3 月的 272.5 亿英镑降至 2019 年 3 月的 73.3 亿英镑。此后营收基本保持稳定。但持续经营净利润则在 2021 年 3 月

创出新高，达到 22.9 亿英镑。

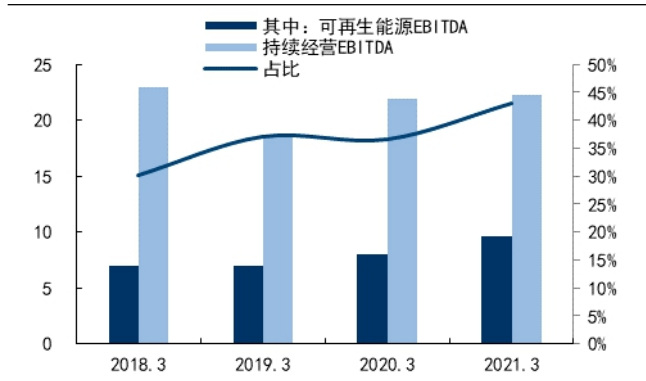
根据公司公告，从公司经调整营业利润来看，整体未出现增长，但可再生能源业务贡献占比有所提升，从 31% 提升至 49%，公司聚焦可再生能源业务得到体现。

图 95: SSE 公司营业收入及净利润（亿英镑）



资料来源: wind, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

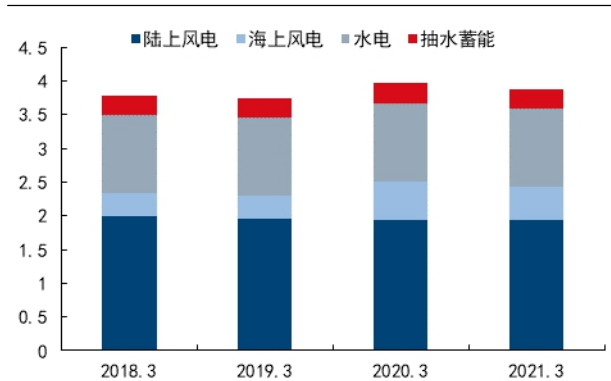
图 96: SSE 公司经调整营业利润（亿英镑）



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

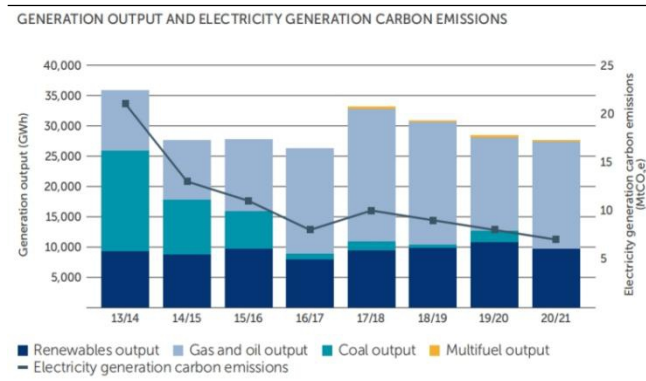
2018 年以来公司开发项目进度较缓，可再生能源装机未有明显增长。2018-2021 年分别为 3.79、3.75、3.97 和 3.88GW。相应发电量为 9,428 GWh、10,399 GWh、11,384 GWh、10,171GWh，由于煤电和燃气发电略有减少，整体发电量有所下降。

图 97: SSE 公司营业收入及净利润



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

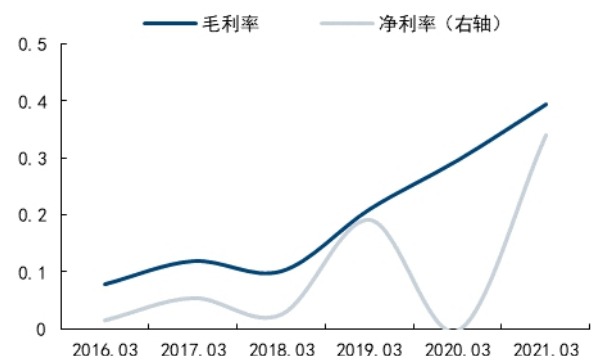
图 98: SSE 公司发电量结构



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

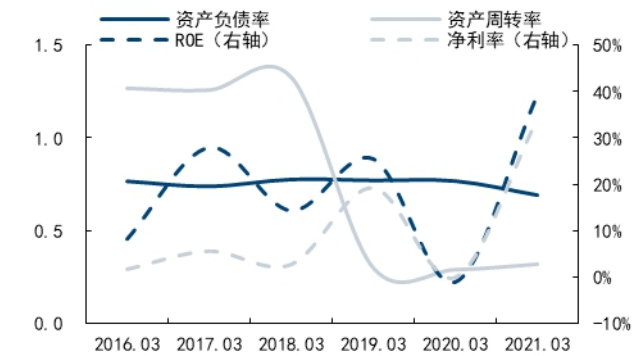
随着公司聚焦可再生能源业务，从 2018/19 财年毛利率开始明显提升。而 ROE 随净利率波动，近年来有所增长，并且随着营业收入下降，资产周转率相应下降，单位净利率变化对 ROE 带动作用减小，和 ROE 变化更加同步。

图99: SSE 公司毛利率净利率有所提升



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图100: SSE 净利率带动 ROE 提升



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

从公司出售其能源服务业务公司，整合可再生能源业务成为公司重点业务板块。从2018/19财年统计，公司自2018年4月以来收益率表现较好，至2021年11月22日，股价前复权后收益率达（25.1%），远超同期英国富时100指数（2.4%）。

图101: SSE 公司股价收益率情况



资料来源: wind, 国信证券经济研究所整理

投资建议

从全球经验看，绿电市场交易机制是大势所趋。全球主要国家促进绿色电力制度的发展，基本经历了财政补贴→到配额制&绿证→再到市场化绿电交易。在此过程中PPA协议成为重要交易方式，是双方共赢的选择。中国已经具备绿色电力市场化交易基础，作为清洁能源装机世界第一有望实现绿色电力交易利用的弯道超车。

绿电的稳定收益率和增长高确定性，带动绿电公司估值提升。2011-2021年，NEE公司股价叠加股息率收益约994%，年化收益率约27%，远高于同期道琼斯工业指数年化11.4%的收益率。随着股价上升，公司PE从12倍提升至50倍以上，高于道琼斯工业指数平均PE；PB则从1.5倍左右提升至4倍以上。对其收益率进行拆分，盈利增长（EPS增长）贡献约26%，分红贡献约13%，估值提升（PE提升）贡献约61%。IBE公司PE约18倍，PB约1.8倍，较西班牙IBEX35指数高约50%。

市场化阶段，绿电收益率或取决于电力供需匹配和碳排放控制强度，ROE一般不低于

7%。市场化交易阶段，我们认为绿电价值=电能价值+环境价值-非自身支出辅助服务成本。绿电运营公司收益率或取决于电力供需匹配和碳排放控制强度。

2011-2021 年，美国新纪元能源（NEE）ROE 总体呈先降后升，但基本保持在 10%以上。前期主要由于市场化电价，特别是 PPA 价格下降较快，导致资产周转率从 0.28 降至 0.15，带动 ROE 下降；2021 年，由于全球碳排放控制趋严，PPA 价格上涨，公司 ROE 触底回升。西班牙伊维尔德罗拉（IBE）ROE 同样呈先降后升，2011-2015 年，由于净利润率和负债率下降，带动 ROE 从 9%下降至 7%；2016 年以来，随着电力交易价格不断回升，绿电交易价格回升带动 ROE 从 7%提升至 2020 年 9.9%。

当前，由于储能成本较高，且碳排放控制处于初始阶段，绿电运营商收益率可能会一定程度受到影响；随着我国碳排放控制强度不断加大，对应环境价值不断提升，而辅助服务成本随着储能发展将不断下降，新能源运营商充分受益绿电价值提升。

短期看，上游产能不断扩张，成本将有望下降；长期看，新能源运营商充分受益绿电价值提升，将维持合理收益率，并保持高确定性的高增速。

- （1）推荐有较大抽水蓄能和新能源规划，估值处于底部的**湖北能源**；
- （2）推荐现金流良好，“核电与新能源”双轮驱动**中国核电**；
- （3）推荐积极转型新能源，现金流充沛火电龙头**华能国际**、**华润电力**、**中国电力**等；
- （4）推荐有资金成本、资源优势的新能源运营龙头**三峡能源**、**龙源电力**。

风险提示

行业政策不及预期；新能源项目推进不及预期；电价下调；上游成本上涨；新能源运营竞争加剧。

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

类别	级别	说明
股票 投资评级	买入	股价表现优于市场指数 20%以上
	增持	股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	卖出	股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	超配	行业指数表现优于市场指数 10%以上
	中性	行业指数表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	低配	行业指数表现弱于市场指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中所提及的意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层

邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032