

行业报告：碳中和系列

2023年3月9日



中航证券有限公司
AVIC SECURITIES CO., LTD.

中国的全球“碳中和”战略与绿色能源领域投资重点机会梳理

行业评级：增持

分析师：曾帅
证券执业证书号：S0640522050001

分析师：邹润芳
证券执业证书号：S0640521040001

股市有风险，入市需谨慎

1. “碳中和”的由来

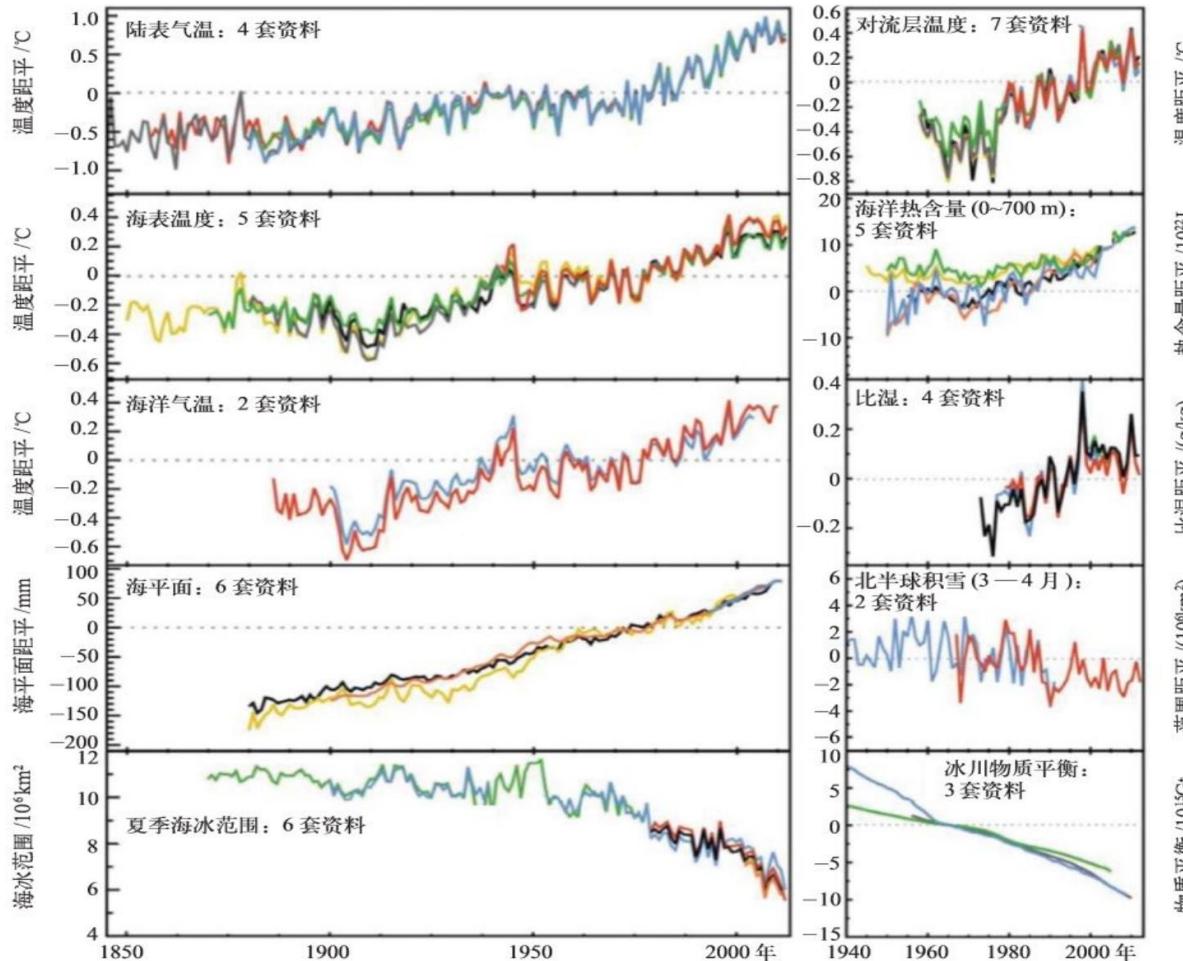
2. 全球碳中和的金融政策

3. 碳中和的实现方案

1、“碳中和”的初衷——全球气候变化，地球自身周期叠加人类活动的结果

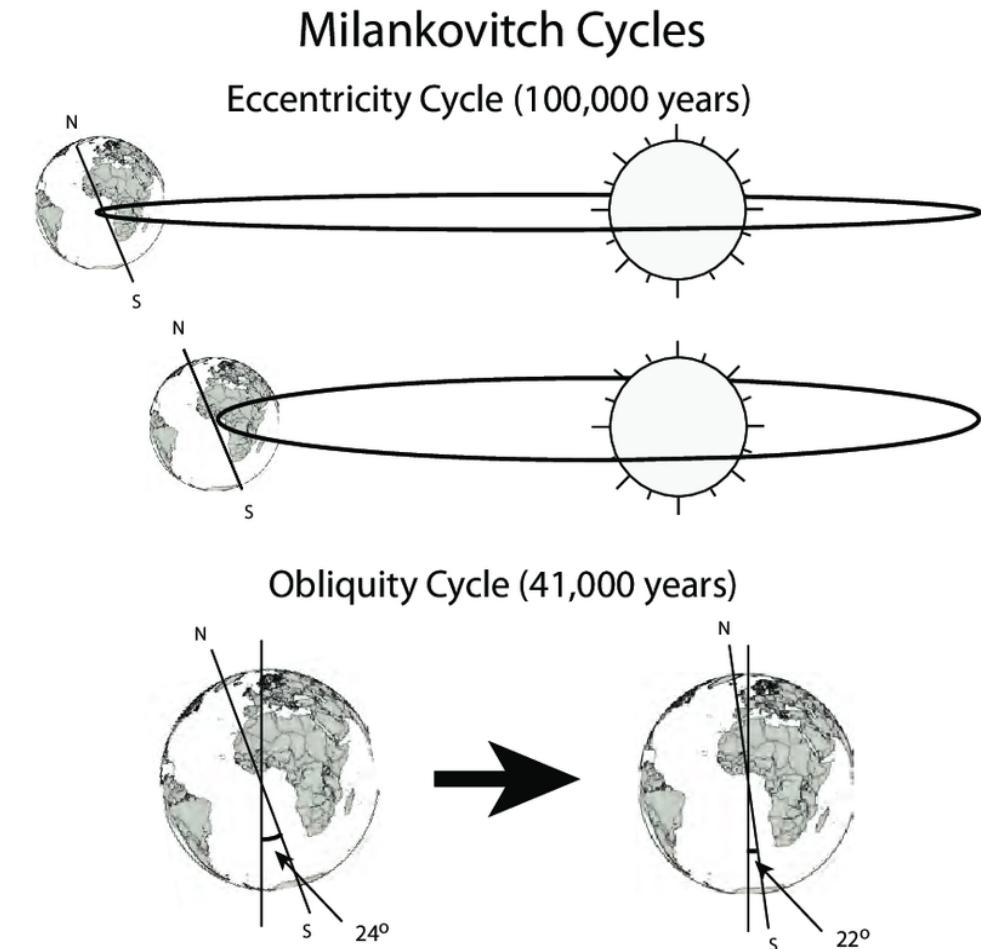
- 全球变暖确有其事，主要原因包括：1) 地-日轨道周期；2) 太阳自身周期；3) 地球的自身周期与倾角；4) 人类近200年来的工业排放。
- 已经认定的七种温室气体二氧化碳/甲烷/氧化亚氮/三氟化氮/氢氟碳化物/全氟碳化物/六氟化硫，后三类气体造成温室效应能力最强，但CO₂所占比例最高、对全球升温的贡献最大。因此温室气体交易往往以每吨二氧化碳当量 (tCO₂e) 为计量单位，统称为“碳交易”。

图1：多项指标表明全球温升的趋势明显



资料来源：IPCC第五次气候变化评估报告(AR5)技术摘要，联合国政府间气候变化专门委员会(IPCC)，NASA，HadCRUT5，Allmon et.al，中航证券研究所

图2：温度周期行变化原因——地日轨道与地球自身黄道倾角变化



1、“碳中和”的初衷——全球气候变化，地球自身周期叠加人类活动的结果



图3: 2022年夏天多地温度创历史新高

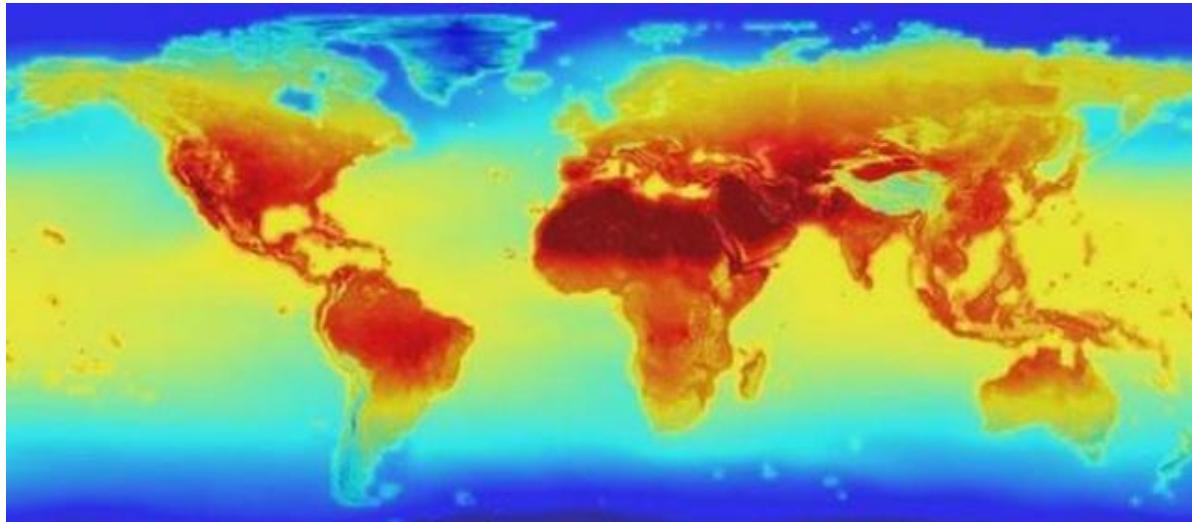
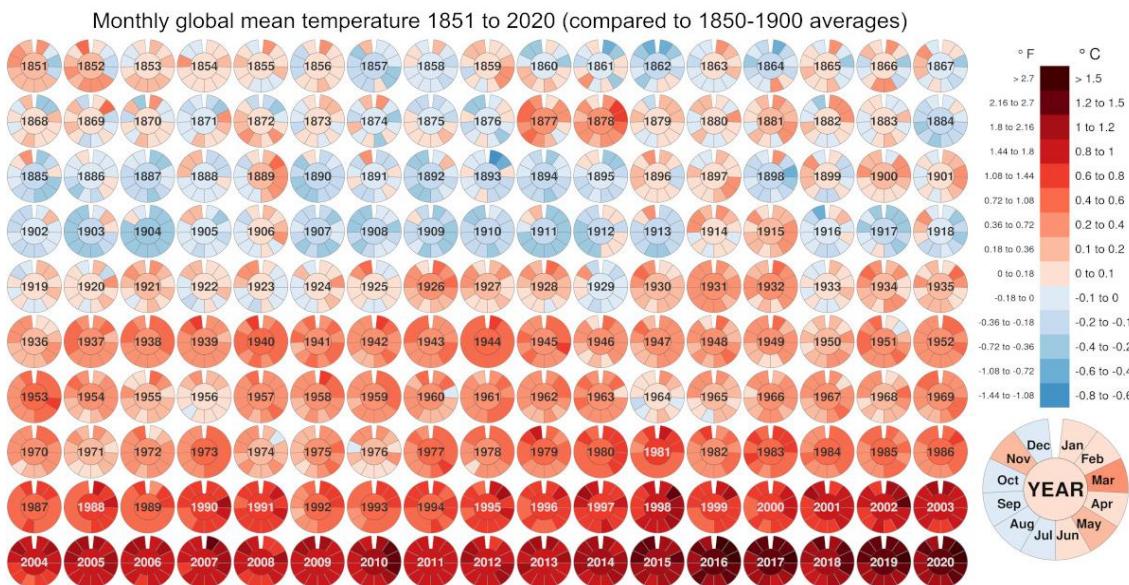


图5: 工业化以来全球气温越来越高



资料来源: IPCC第五次气候变化评估报告(AR5)技术摘要, 联合国政府间气候变化专门委员会(IPCC), NASA, HadCRUT5, 世界气象组织, Hansen et.al, 中航证券研究所

图4: 五百万年维度地球在变冷, 但最近百万年内地球温度变化呈现十万年周期性波动

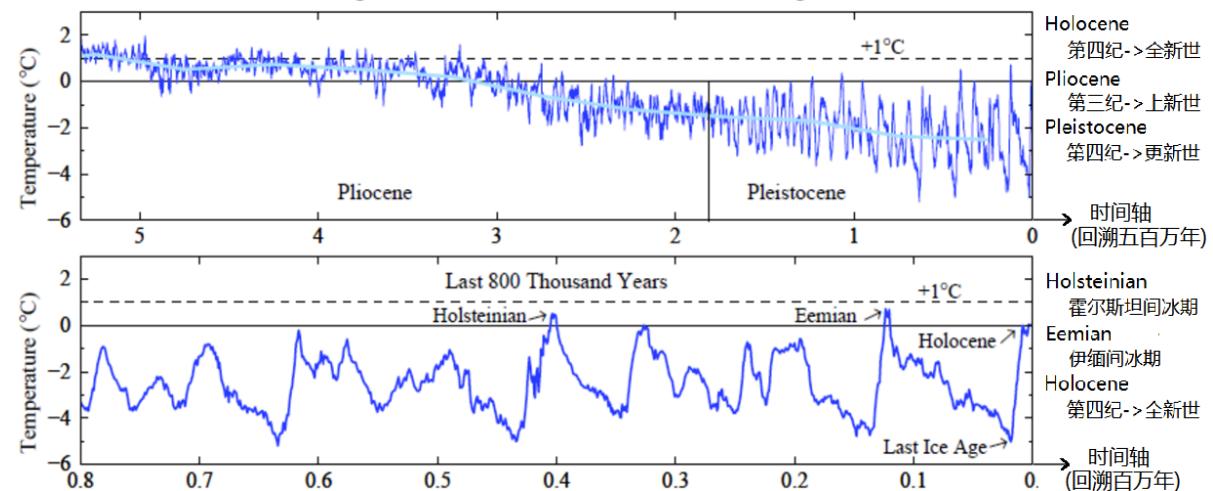
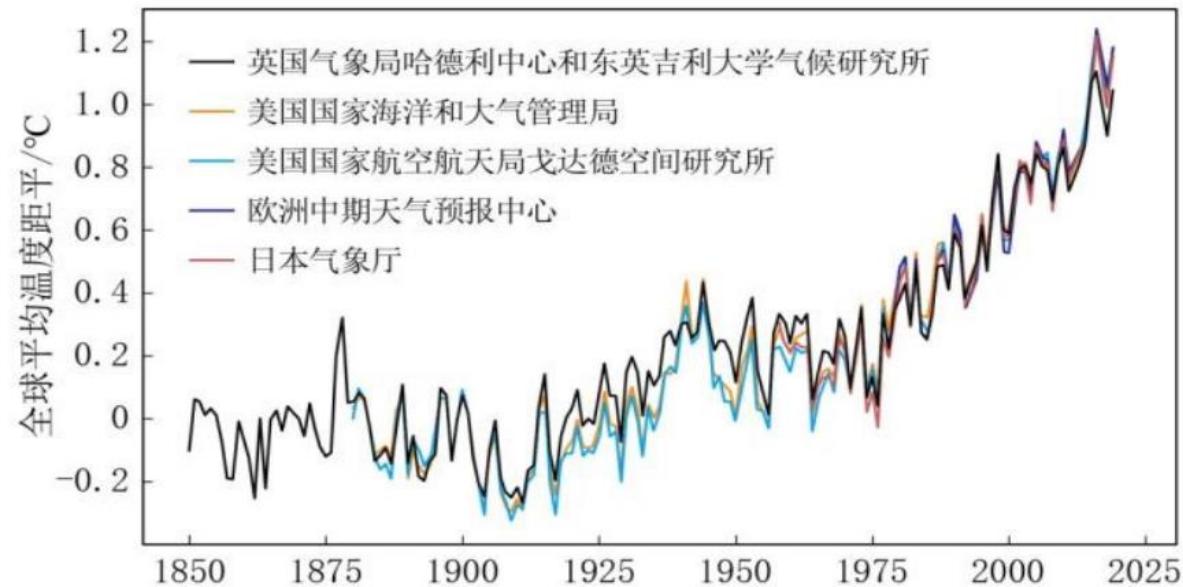


图6: 2000年之后本应进入降温周期, 但温度反而越来越高



1.1 “碳中和”的博弈——发达国家VS发展中国家



- 欧美强推碳中和“一石四鸟”：1) 控制全球温升、道德制高点；2) 构筑国家发展壁垒；3) 技术推广获益；4) 提升标准、创造新需求。
- 欧美手握筹码：1) 基本实现碳达峰—欧盟(及主要成员国)1990、美国2007、日本2013；2) 技术优势；3) 资金优势。
- 发展中国家与发达国家存在长期博弈：1) 发展中国家倡导“共同但有区别责任原则”。2) 排放权=发展权。发达国家通过排放权等限制其他国家发展、强调排放总量；发展中国家强调人均排放量、单位排放量及历史排放量的影响。3) 购买/出售排放权的权利、消费者的义务等。
- 博弈后达成共识：1) 1997年《联合国气候变化框架公约》参加国制定《京都议定书》，确定了将大气中温室气体含量稳定在适当水平的目标(美、加先后退出)；2) 2015年巴黎气候大会通过《巴黎协定》制定21世纪内全球平均气温较工业化前(1850年)上升幅度控制在2°C以内的长期目标，努力限制在1.5°C以内。

表1：全球多国承诺碳达峰和碳中和时间表（不完全统计，截止2022年底）

承诺碳中和时间	国家
已经实现碳中和	苏里南、不丹
2030	乌拉圭、马尔代夫、巴巴多斯
2035	芬兰(政策宣传)
2040	冰岛(政策宣传)、奥地利(政策宣传)
2045	瑞典(已立法)、德国(已立法)
2050	已立法：英国、法国、丹麦、新西兰、匈牙利、欧盟、日本、韩国、加拿大、西班牙、爱尔兰、智利、葡萄牙、卢森堡、斐济 政策宣传：瑞士、挪威、哥斯达黎加、斯洛文尼亚、马绍尔群岛、南非、新加坡(本世纪下半叶尽早)、斯洛伐克
2060	中国
2070	印度

资料来源：各国统计局，世界银行，Wind，国际碳行动伙伴组织(ICAP)，中航证券研究所

图7：各国人均二氧化碳排放量(吨/人/年，美数据为右轴)

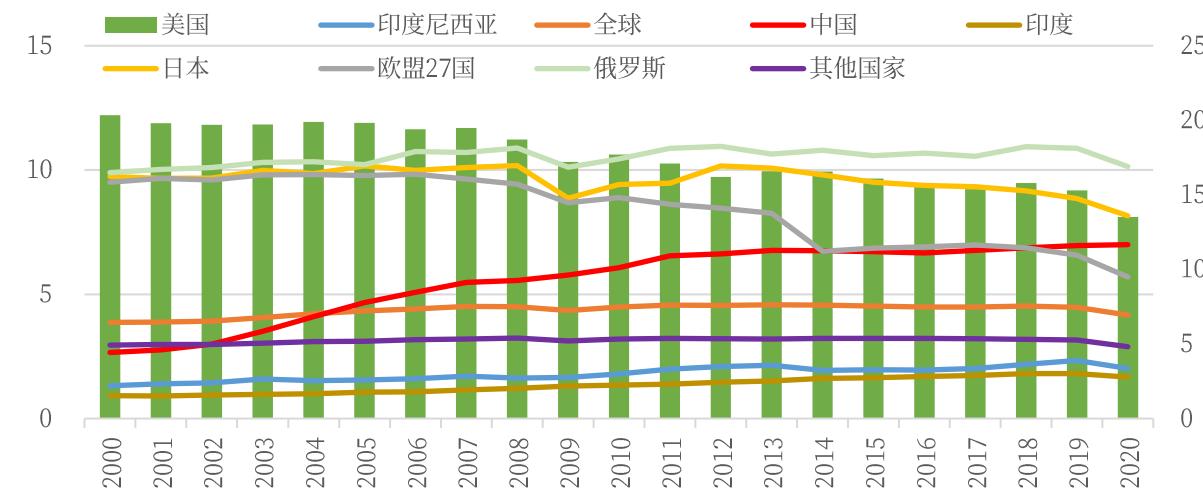
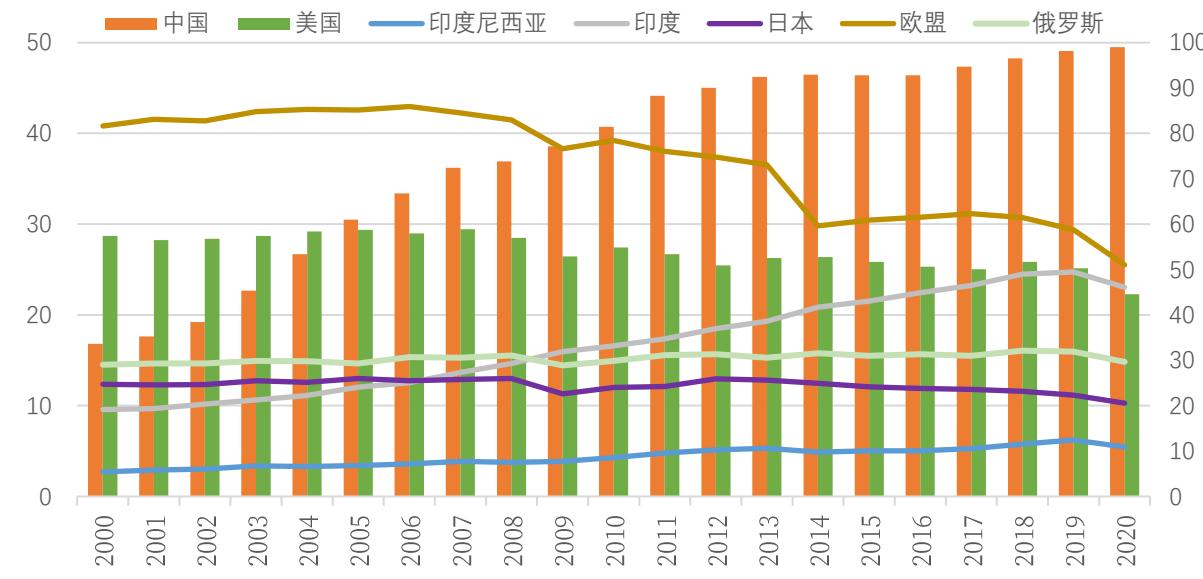


图8：各国二氧化碳排放总量(亿吨，中、美数据为右轴)



➤ 中国碳达峰与碳中和的提出

2020年9月22日，习总书记在第七十五届联合国大会上宣布，中国二氧化碳排放力争在2030年前达到峰值、在2060年前实现碳中和。

2020年11月12日，习总书记在第三届巴黎和平论坛发表视频致辞再次强调：我国将力争在2030年前实现碳达峰、在2060年前实现碳中和。

➤ 中国为什么如此坚定参与碳中和？

- 1) 2021年我国碳排放总量占全球近29%、约为美国2倍和欧盟3倍，主要国家均制定了2050年碳中和目标，减排减碳已成为国际舆论共识；
- 2) 目前我国已掌握光伏/风电/新能源车/储能/核电/水电/特高压等领域的全球技术优势和供应链优势，可以推动国内科技发展、引领全球，同时推广中国智造并制定全球标准，实现产业转型，巩固全球产业链优势；
- 3) 我国金融市场已经初具规模，具备服务实体、助力国家能源转型和能源安全的能力；
- 4) 助力一带一路沿线国家的基础设施建设与能源供给。

➤ 我国对外的承诺与兑现情况(部分摘要):

2009年哥本哈根大会承诺：至2020年，单位GDP二氧化碳排放比2005年下降40%-45%(2017年已完成)、非化石能源占一次能源消费的比重达到15%左右(2019年已完成)、森林面积比2005年增加4000万公顷、森林蓄积量比2005年增加13亿立方米。

2015年巴黎气候大会承诺：至2030年，单位GDP二氧化碳排量比2005年下降60%-65%、化石能源消费的CO₂排放达峰、非化石能源比重提升到20%左右、森林蓄积量比2005年增加45亿立方米。

➤ 我国的政策支持(近期部分政策统计):

- 1) 制定目标：2020年12月发布《新时代的中国能源发展白皮书》；2021年3月发布《十四五规划和2035年远景目标纲要》。
- 2) 指南方案与实施细则：2022年针对多行业领域出台一系列方案与指南，包括科技与制造业的《科技支撑碳达峰碳中和实施方案(2022-2030)》、《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022版)》、《绿色交通“十四五”发展规划》等，能源与电力相关的《智能光伏产业创新发展行动计划(2021-2025)》、《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》等，减排与循环经济相关的《“十四五”节能减排综合工作方案》、《“十四五”生态环境监测规划》、《关于加快推动工业资源综合利用的实施方案》等。
- 3) 碳交易体系：2021年1月5日生态环境部发布《碳排放权交易管理办法(试行)》覆盖钢铁、电力、水泥等20多个行业。
- 4) 金融支持：2021年1月4日人民银行工作会议部署2021年10大工作，明确“落实碳达峰、碳中和”是仅次于货币、信贷政策的第三大工作。

2、全球碳金融：碳交易系统

► 碳交易市场可分为碳排放权交易市场和信用机制碳市场

- 1) 碳排放权交易：政府设定各行业排放总量，通过拍卖/免费发放等方式发放配额给企业；配额富余/不足的主体可以相互出售/购买。
- 2) 信用机制：碳减排项目产生的碳排放量减少额可冲减受管制企业的碳排放。减排行动与交易时间不同步，该形式与商业信用类似。

► 现有碳排放交易系统

根据国际碳行动伙伴组织数据，目前全球已经实施的碳市场达到25个，覆盖17%的温室气体排放、全球30%的人口，另外有22个碳市场正在筹备或考虑建设当中。2021年底，正在运行碳市场的国家及司法管辖区占全球GDP总量的55%。

图9：全球启动碳交易的时间轴



资料来源：国际碳行动伙伴组织(ICAP)，中航证券研究所

表2：全球碳交易市场启动情况

已经启动的碳排放交易体系	预备实施的碳排放交易体系	考虑实施的碳排放交易体系
中国全国碳市场及8个地方试点	TCI(交通和气候倡议)	日本
欧盟+3(冰岛/列支敦士登/挪威)	宾夕法尼亚州	中国台湾
英国	哥伦比亚	菲律宾
德国	乌克兰	泰国
瑞士	越南	土耳其
魁北克	印度尼西亚	巴基斯坦
新斯科舍省	库页岛	芬兰
加利福尼亚州	黑山	华盛顿州
马萨诸塞州		俄勒冈州
RGGI (区域温室气体倡议)		巴西
墨西哥		智利
新西兰		
东京		
韩国		
哈萨克斯坦		

表3：全球碳交易市场覆盖气体统计

国家	地区	二氧化碳CO ₂	甲烷CH ₄	氧化亚氮N ₂ O	氢氟烃HFCs	全氟化合物PFCS	六氟化硫SF ₆	三氟化氮NF ₃
中国	北京	✓						
	上海	✓						
	广东	✓						
	深圳	✓						
	湖北	✓						
	天津	✓						
	重庆	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
欧盟	27国	✓		✓		✓		
美国	加利福尼亚州	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	马萨诸塞州	✓						
	RGGI体系(10州)	✓						
加拿大	新斯科舍省	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	魁北克省	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
日本	东京埼玉县	✓						
瑞士	全境	✓		✓		✓		
韩国	全境	✓	✓	✓	✓	✓		✓
新西兰	全境	✓	✓	✓	✓	✓		✓

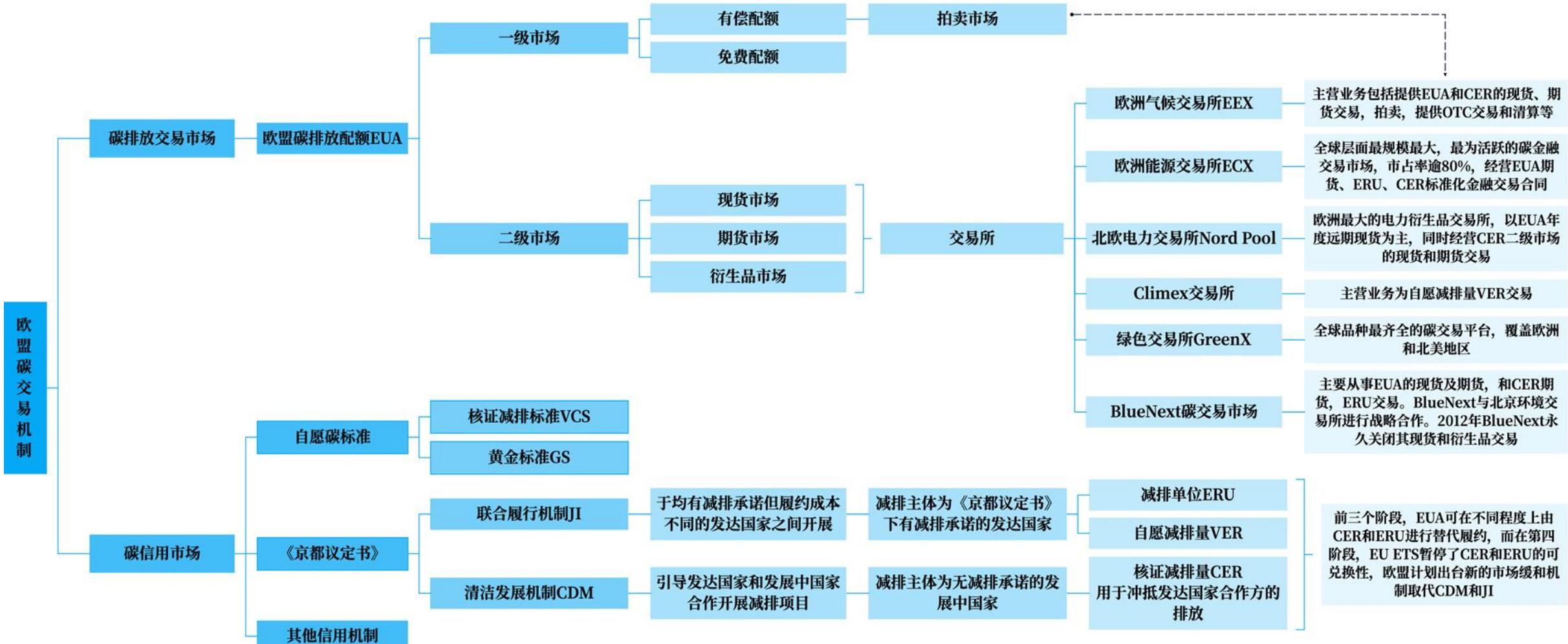
2.1 全球碳金融：欧盟碳排放交易体系(EU ETS)框架



欧盟拥有成熟的碳交易体系，现货和二级衍生品交易量全球领先。需求方在一级或二级市场购买包括现货、期货和衍生品在内的各种碳交易品种。

欧盟的碳交易体系下，欧盟委员会、CDM机制下的海外减排项目、实际排放额小于所获得免费配额的控排企业为配额的供给方。

图10：欧盟碳交易机制梳理



碳税作为财政手段，将因二氧化碳排放带来的环境成本转化为生产经营成本，具有见效快，覆盖范围广的优势。与碳交易系统(ETS)不同，碳税体制并不设定碳排放上限，而是将碳排成本内部化以促进减排。在实践中，不同的碳定价政策可以并存，如根据行业特性来选择不同的碳定价机制，相互促进发挥作用。

图11：碳税机制思维导图



2.1 全球碳金融：碳边境调节机制(CBAM)框架



2019年在欧盟绿色法案中就提到了“碳边境调节机制”(CBAM)。2021年7月，欧盟委员会发布《适应2050目标的适合气候法案》(Fit for 55 Package)，其中包括了第一个版本的CBAM立法提案。2023年2月，欧洲议会环境、公共卫生和食品安全委员会(ENVI)正式通过了欧洲碳边界调整机制(CBAM)协议，具体生效日期为2023年10月1日，欧盟将成为世界上第一个对其进口产品设定碳价格的贸易区，覆盖行业包括CBAM将按照委员会的提议涵盖钢铁、水泥、铝、化肥和电力，并扩展到氢气等。

图12：欧盟碳关税机制思维导图



2.2 全球碳金融：欧盟碳排放交易体系(EU ETS)发展历程



- 欧盟碳排放交易体系(EU ETS)是欧盟为了实现《京都议定书》确立的二氧化碳减排目标，于2005年建立的气候政策体系，也是世界上第一个多国参与的碳排放交易体系。
- EU ETS交易机制：配额制度+市场化交易。
- EU ETS交易范围：市场参与主体包括欧盟27成员国、列支敦士登、挪威、冰岛，2020年与瑞士碳市场建立连接；纳入交易体系的控排企业从电力行业扩展至航空业和部分工业；主要交易温室气体从CO₂开始，逐渐增加N₂O_x和铝生产过程中的PFCs。
- 欧盟碳交易市场经历四个发展阶段，循序渐进从实验到成熟，分阶段设立目标，减少免费配额，增加覆盖行业。培育出多层次的碳排放市场交易体系，促进了欧盟碳金融产业的发展，并提升欧盟在国际气候谈判中的话语权。
- EU ETS交易情况：总成交量持续提高，交易价格从最初4欧元一度涨至接近100欧元。欧盟碳配额价格一路高升，自最初的4欧元上涨到如今90欧元以上。相比于2021年，2022年欧盟碳市场呈现量跌价升的态势，EUA成交量与成交价分别为7349百万吨和80.84欧元/吨。2022年内来看，全年价格在81欧元/吨附近波动，8月19日时达到年内高点97.56吨，上半年价格走势较为平稳，下半年价格呈U型走势。当前EUA成交价呈快速上涨趋势，并再次冲击100欧元/吨大关。

表4：欧盟碳排放交易体系发展历程

	第一阶段	第二阶段	第三阶段	第四阶段
时间	2005-2007	2008-2012	2013-2020	2021-2030
阶段目标及进度	碳排放交易市场试验阶段	目标为在2012年达到京都议定书的标准，减排8%。冰岛，列支敦士登，挪威加入体系	在2020年计划总排放量相较2005年减少21%。截至2012年市场总成交额增长超过24倍	计划2050年达到碳中和，要求2030年达成减少55%温室气体排放的目标。
覆盖行业	包括发电厂和内燃机规模超过20MW的企业（炼油厂、焦炉、水泥、造纸等行业的企业）	2012年新增航空业	新增制铝、石油化工、制氨、硝酸、乙二酸、乙醛酸生产、碳捕获、管线输送、CO ₂ 地下储存	同第三阶段
配额分配制度	几乎所有配额都是免费发放，配额分配模式为自下而上的分配模式--国家分配计划(NAP)，即各成员国制定各自指标由欧盟委员会审查最后汇总成为欧盟总指标。	配额分配模式不变，免费发放配额降至90%，配额总额下降在6.5%左右	计划逐渐以拍卖制度代替免费分配，自2013年开始逐年递减(-1.74%/年)，电力行业自2013年起不再分配免费的配额，需要通过拍卖获得配额。	每年配额递减幅度从1.74%升至2.2%。2026年后将逐步取消免费分配，将为密集型工业部门和电力部门建立低碳融资基金。
覆盖气体	仅覆盖二氧化碳排放	二氧化碳，少数国家开始覆盖氧化亚氮	二氧化碳，氧化亚氮，全氟化合物	二氧化碳，氧化亚氮，全氟化合物
特点	出现配额过剩的情况，使碳价在2007年一度跌至0欧元	2008年全球金融危机及欧债危机影响欧盟碳市场，由于能源相关产业产出不达预期，配额需求下滑，所以交易情况及价格未见好转。超额排放处罚从40欧元每吨升至100欧元每吨。EU ETS允许第二阶段的剩余配额带入第三阶段继续使用	欧盟碳交易系统发生大规模变化，取消NAP国家分配计划，启用国家履行措施(NIM)，制定实行欧盟统一的排放总量。	2019建立MSR市场稳定储备机制，根据碳市场流通的配额量进行调整，以稳定市场环境。

2.2 全球碳金融：欧盟碳排放交易体系(EU ETS)



表5：欧盟碳交易机制中的碳金融工具

交易工具				
碳现货				
减排指标		项目减排量 (被控排主体用于抵消一定比例的EUA)		
欧盟碳配额 EUA	欧盟航空碳配额 EUAA	发达国家和发展中国家 CDM机制下的核证减排量 CER	发达国家和发达国家 JI机制下的减排量 ERU	
碳期货				
碳期权				
碳远期				
碳掉期				
融资工具				
碳质押				
碳回购				
碳托管				
支持工具				
碳指数		碳保险		
标普欧洲350碳效率指数	标普欧洲大中盘碳效率指数	碳保险		

表6：欧盟碳交易体系的参与主体

管理机构		
欧盟委员会		
各成员国政府		
欧洲能源交易所		
洲际交易所		
核查机构		
服务机构		
清算服务机构		
技术服务机构		
金融服务机构		
交易者		
一级市场(配额拍卖)		二级市场(配额交易)
控排企业	投资公司	欧盟内人员
信贷机构	控制控排企业的 公共机构或国有企业	符合规定的其他国家人员

2.2 全球碳金融：欧盟EU ETS体系运行情况



图13：欧盟碳交易市场基本形式

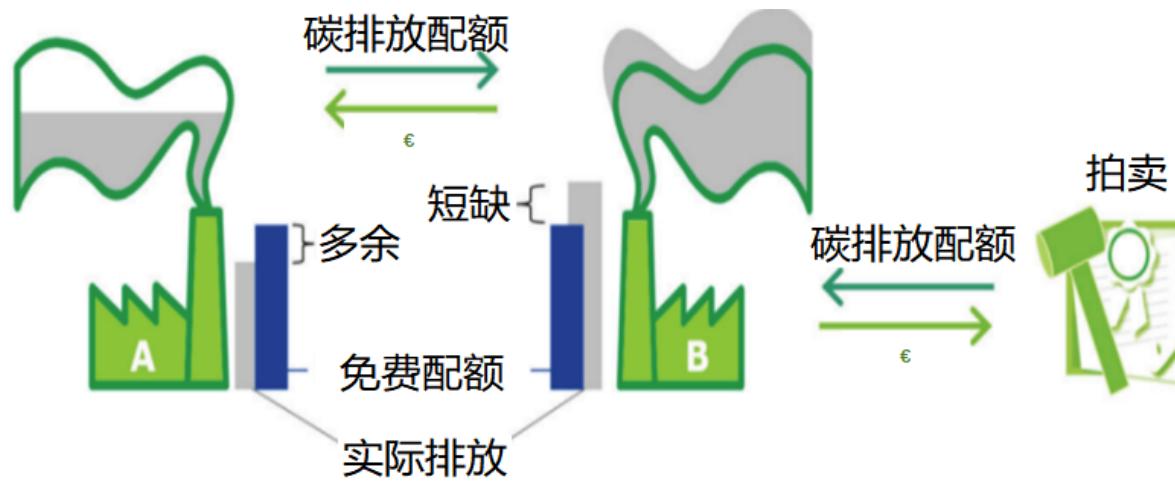
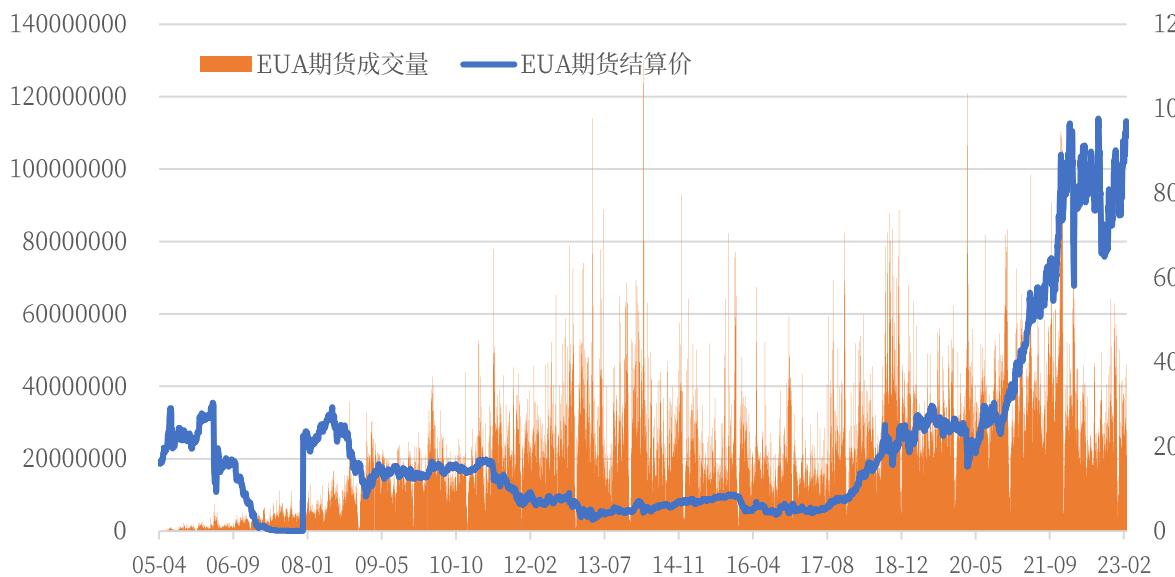


图15：2005年至今每日欧盟碳配额(EUA)期货成交量及结算价(吨, 欧元/吨)



资料来源：国际碳行动伙伴组织(ICAP), EEA, Wind, 中航证券研究所

图14：EU ETS碳配额及认证排放量(百万吨)

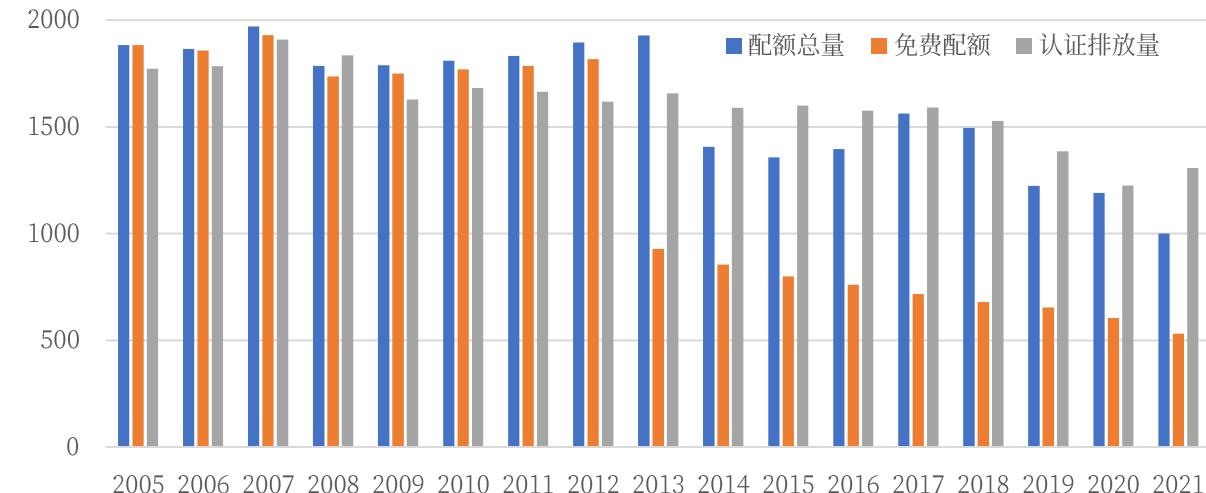


图16：2021年至今每日EUA现货成交量及结算价(吨, 欧元/吨)



2.3 国内碳金融：碳排放权交易市场运行机制



2005至2012年我国主要在CDM框架下参与国际碳交易。2013年起欧盟表示将仅从最不发达国家购入CER，导致我国CDM签发数量大幅减少。自此，我国开始积极筹备建设独立的碳交易市场。2017年我国停止参与CDM，同年底发改委印发《全国碳排放权交易市场建设方案(发电行业)》，标志着中国全国碳市场完成总体设计并正式启动。

2011年国家发改委发布《关于开展碳排放权交易试点工作》，同意北京/天津/上海/重庆/湖北/广东/深圳七省市开展碳排放权交易试点。2013年起，各个省市的试点市场相继启动运行。截止2021年底，共覆盖钢铁、电力、水泥等20多个行业，接近3000家企业，一级及二级配额市场累计成交量4.55亿吨，累计成交额超过105.45亿元；试点碳市场范围内的碳排放总量和强度实现“双下降”。

2021年7月全国碳排放权交易市场正式开放交易，会同试点碳排放权交易市场共同构成国内碳排放权交易体系。目前全国碳排放权交易市场已经顺利完成第一个履约周期，履约完成率高达99.5%，为控制企业减排成本、实现碳减排提供了有效途径。目前主要交易产品为碳排放权配额(CEA)以及国家核证自愿减排量(CCER)——企业可使用CCER抵消不超过应清缴排放额的5%，但2017年已暂停CCER项目备案申请。

2021年5月生态环境部相继印发《碳排放权登记管理规则(试行)》、《碳排放权交易管理规则(试行)》和《碳排放权结算管理规则(试行)》，确定了全国碳排放权市场交易体系。2021年7月15日上海环境能源交易所披露，全国碳排放权交易于2021年7月16日开市。

图17：中国碳交易相关政策

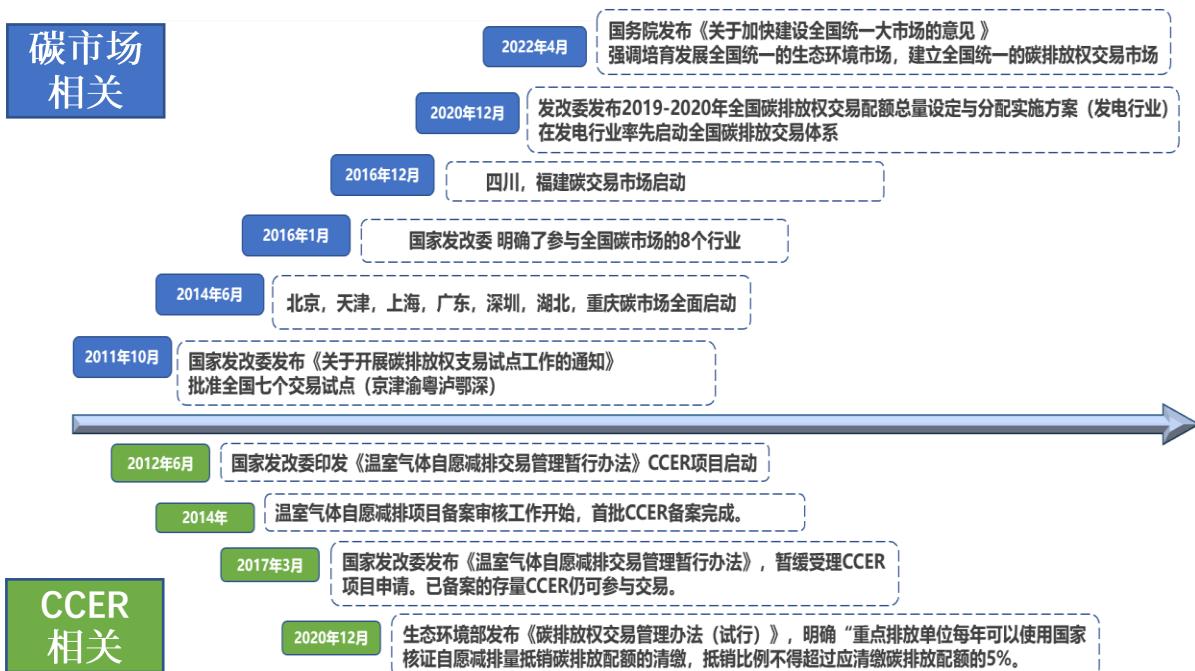
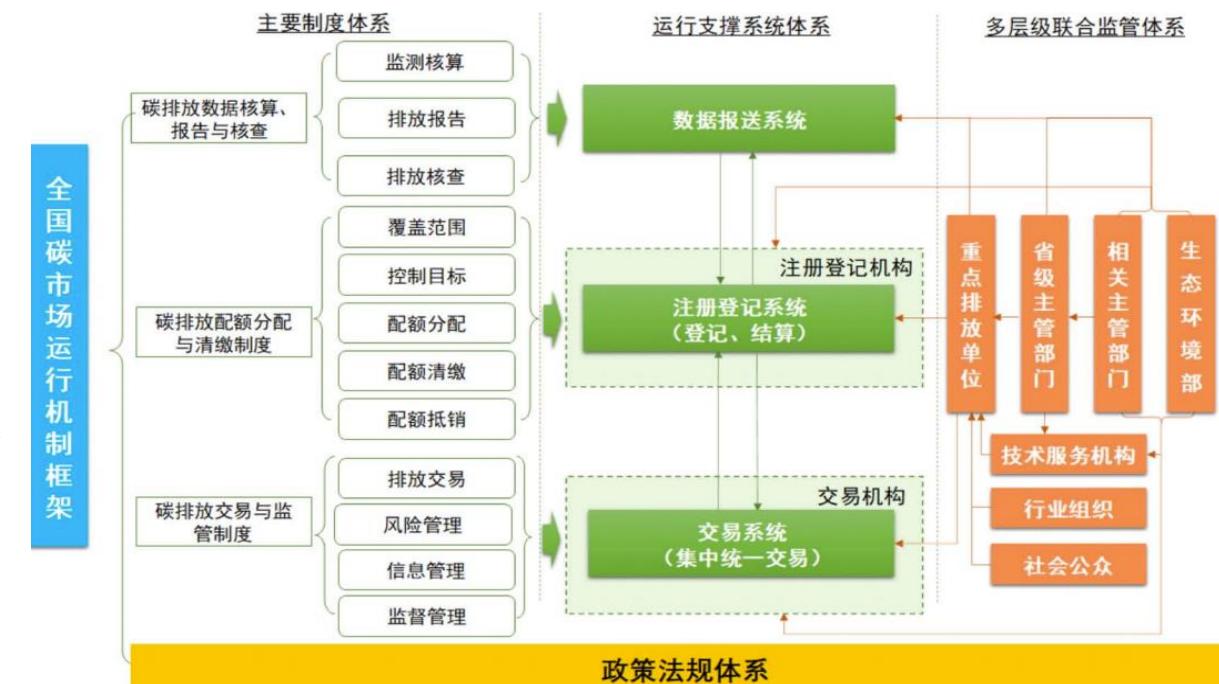


图18：全国碳市场运行机制框架



2.3 国内碳金融：国家核证自愿碳减排量(CCER)



2012年我国开始筹建国内自愿减排碳交易市场，国家发改委颁布《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》及《温室气体自愿减排项目审定与核证指南》，系统规范了CCER(国家核证自愿碳减排量)项目减排量从产生到交易的全过程，采用CCER供国内的企业间进行交易，替代CDM机制下发达国家和发展中国家交易的CER。

2017年由于在《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》施行中存在着温室气体自愿减排交易量小、个别项目不够规范的问题，2017年3月国家发改委发布关于暂缓受理温室气体自愿减排交易备案申请的公告，暂停了CCER项目的备案申请受理，进一步完善和规范温室气体自愿减排交易，此后CCER市场活跃度下降。截至2021年4月，国家发改委公示的CCER审定项目累计2871个，备案项目861个，进行减排量备案的项目254个。

2019年广东和北京碳市场重新启动CCER交易，CCER在两年的完善期后逐渐进入恢复期。目前国家正积极筹备恢复CCER项目的备案和减排量的签发，全国CCER市场有望于2022年重新启动，对全国碳市场提供有效的补充。

目前，CCER可涉及项目开发领域有16个，我国备案的CCER方法学200个，其中173个由CDM方法学转化。

表7：CCER相关行业领域

专业领域	
能源工业(可再生能源/不可再生能源)	碳卤化合物和六氟化硫的生产和消费产生的飞逸性排放
能源分配	金属生产
能源需求	燃料的飞逸性排放
制造业	矿产品
化工行业	溶剂的使用
建筑行业	废物处置
交通运输业	农业
碳捕捉与存储	造林和再造林

表8：使用排名前十CCER方法学目录

CCER方法学编号	CDM方法学编号	中文名称
CM-001	ACM0002	可再生能源联网发电
CMS-026	AMS-I.C/AMSIIR	用户使用的热能,可包括或不包括电能/家庭或小农场农业活动甲烷回收
CM-072	ACM0022	多选垃圾处理方式
CMS-002	AMS-I.D.	联网的可再生能源发电
AR-CM-001		碳汇造林项目方法学
CM-003	ACM0008	回收煤层气、煤矿瓦斯和通风瓦斯用于发电、动力、供热和/或通过火炬或无焰氧化分解
CM-092	ACM0018	纯发电厂利用生物废弃物发电
CM-075	ACM0006	生物质废弃物热电联产项目
CM-005	ACM0012	通过废能回收减排温室气体
CM-077	ACM0001	垃圾填埋气项目

林业碳汇是指利用森林的储碳功能，通过植树造林、加强森林经营管理、减少毁林、保护和恢复森林植被等活动，吸收和固定大气中的二氧化碳，经过审核认定后，可在指定交易所挂牌出售，由具有减排需求和意愿的主体向项目业主购买，用于冲抵自身碳排放量的一种碳排放权交易形式。

目前我国林业碳汇项目主要交易参与形式有：国际上的清洁发展机制项目(CDM)、国际核证碳减排标准项目(VCS)和黄金标准项目(GS)；国内的国家核证自愿减排项目(CCER)、BCER(北京林业碳汇)、福建林业碳汇项目(FFCER)和广东碳普惠项目(PHCER)。

林业碳汇是国际公认的具有减缓和适应气候变化双重功能，也是最经济的负排放途径。据相关资料表明，林木每生长1立方米蓄积量，大约可以吸收1.83吨二氧化碳，释放1.62吨氧气，单位面积森林吸收固定二氧化碳的能力达到每公顷150.47吨。以云杉为例，一棵在30年内能吸收二氧化碳100公斤左右，而经过核证后的碳汇量是有经济价值的。

2022年9月，福建省高级人民法院与省林业局近日联合发布《关于在生态环境刑事案件中开展生态修复适用林业碳汇赔偿机制的工作指引(试行)》。该指引所建立的林业碳汇损失计量及赔偿机制系全国首创。2021年，福建省共成交福建林业碳汇94.1万吨、CCER243.16万吨。

表9：林业碳汇代表项目

林业碳汇项目	规模
广东长隆碳汇造林项目(2011)	13000亩
浙江临安毛竹林碳汇项目(2008)	700亩
北京市房山区碳汇造林项目(2007)	2000亩
青海省2012年碳汇造林项目(2012)	20512亩
香港马会东江源碳汇造林项目(2013)	8000亩
老牛冬奥碳汇林	约30000亩

表10：林业碳汇类型

林业碳汇类型				
	造林类		林业经营类	
方法学	碳汇造林	竹子造林	森林经营	竹林经营
计入期	计入期最短为20年 最长不超过60年	计入期最短为20年 最长不超过30年	计入期最短为20年 最长不超过60年	计入期最短为20年 最长不超过40年
土地范畴	不属于湿地和有机土壤	不属于湿地	矿质土壤	不属于湿地和有机土壤
土地类型	无林地		人工幼、中龄林	
土壤扰动	符合水土保持要求，土壤扰动面积比例不超过地表面积的10%、且20年内不重复扰动	符合水土保持要求，草地、林地，土壤扰动面积比例不超过地表面积的10%	符合水土保持要求，土壤扰动面积比例不超过地表面积的10%、且20年内不重复扰动	符合水土保持要求
原有林木处理方式	禁止烧除	不清除	禁止烧除	不清除
枯木处理	不移除地表枯落物、不移除树根、枯死木及采伐剩余物	不清除原有的散生林木	除改善卫生状况外 不移除枯死木和地表枯落物	不移除枯落物

➤ 第一个履约周期（2019~2020年度，清缴截至2021年12月31日前）

- 1) 2021年10月23日，生态环境部下发《关于做好全国碳排放权交易市场第一个履约周期碳排放配额清缴工作的通知》，公布《全国碳市场第一个履约周期使用CCER抵销配额清缴程序》。
- 2) 生态环境部根据国家温室气体排放控制要求，制定碳排放总量与分配方案，给重点排放单位在分配在规定时间内的碳排放额度。第一个履约周期采用行业基准法通过核算重点排放单位拥有的各类机组确定分配数量，再加总确定全国配额总量，所有配额通过预分配和核定分配两个阶段全部免费发放。
- 3) 全国碳市场第一个履约周期（2019-2020年度）纳入了发电行业年排放量达2.6万吨二氧化碳当量的企业，在共2162家重点排放单位间开展碳排放配额现货交易，“十四五”期间有望逐步纳入，电解铝、水泥、钢铁、化工、造纸等八大高耗能行业。在第一个履约周期中，市场交易配额量基本可以满足履约需求，约847家重点排放单位存在配额缺口，总量约为1.88亿吨，第一个履约周期中累计使用约3273万吨国家核证自愿减排量(CCER)抵消清缴配额，为风电、光伏、林业碳汇等189个自愿减排项目的项目业主和相关市场主体带来9.8亿元左右的收益。
- 4) 大宗协议交易是目前主要的交易方式。第一个履约周期中，挂牌协议交易累计成交量3,077.46万吨，累计成交额14.51亿元；大宗协议交易累计成交量14,801.48万吨，累计成交额62.10亿元，成交总量17878.93万吨，成交总额76.61亿元。大宗协议交易累计成交量占总累计成交量的82.69%，成交额占总累计成交额的81.06%。2022年度挂牌协议交易成交量为3,077.46万吨，成交额14.51亿元；大宗协议成交量4467.05万吨，成交额24.56亿元。
- 5) 自2021年7月16日启动交易至12月30日清缴截止，全国碳市场累计运行114个交易日，年度覆盖二氧化碳排放量45亿吨左右。碳排放配额累计成交量1.79亿吨，累计成交额76.61亿元，12月31日收盘价54.22元/吨，年度成交均价42.85元/吨。第一个履约周期中共有1833家重点企业完成全部配额清缴，178家重点企业完成部分清缴，企业履约率为91.15%，按履约量计，履约完成率为99.5%。

➤ 第二个履约周期（2021~2022，清缴截至2023年12月31日）

- 6) 2022年全国碳市场碳排放配额成交量为5089亿吨，累计成交额28亿元，同比下降71.54%和63.27%；CEA收盘价55.00元/吨，年内成交均价为55.30元/吨，同比上升29.05%。共计成交国家核证自愿减排量(CCER) 795.9万吨，同比2021年下降95.46%。2022市场工作关注重点为完善碳配额分配方案以及治理数据体系质量，并未扩大市场覆盖范围和体积。配额交易量下降主要原因是2022年底并无清缴任务，第二个履约周期（2021-2022年度）需要于2023年12月30日前完成清缴。
- 7) 截至2022年底全国碳市场碳排放配额累计成交量2.30亿吨，累计成交额104.80亿元。市场交易活跃，运行健康有序，交易价格稳中有升，促进企业减排温室气体和加快绿色低碳转型的作用初步显现。

2.4 国内碳金融：全国碳排放权交易市场现状



图19：第一个履约周期各地区配额清缴完成情况(%)

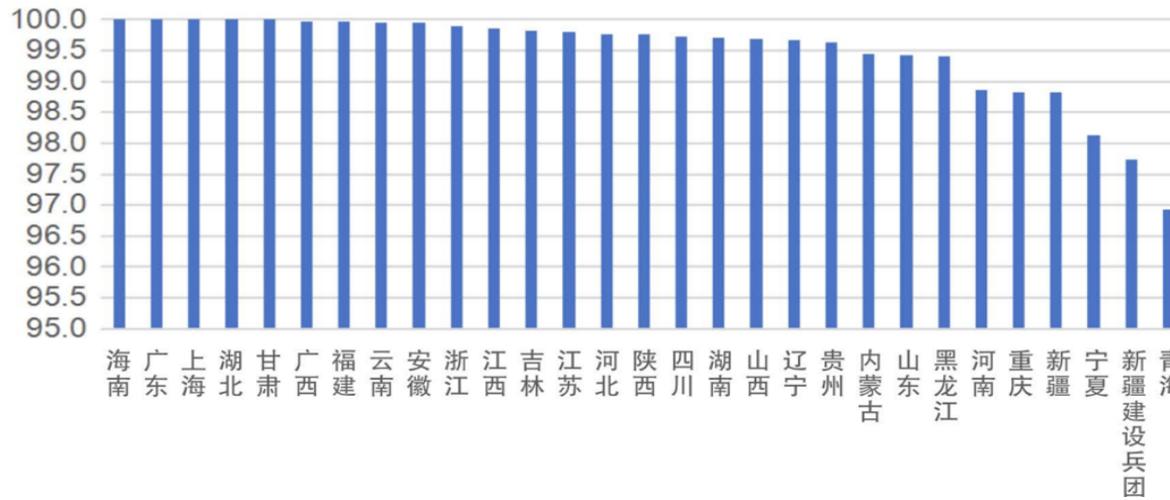


图21：全国碳市场第一个履约周期覆盖重点排放单位省市分布情况(个)

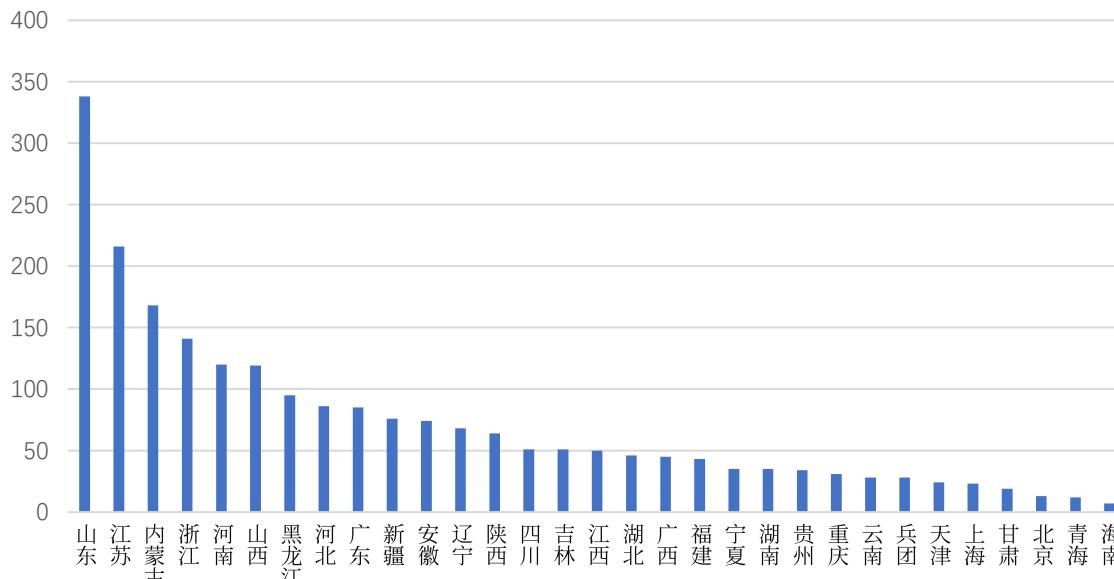


图20：全国碳市场排放配额(CEA)成交量及最新价情况(吨, 元/吨)

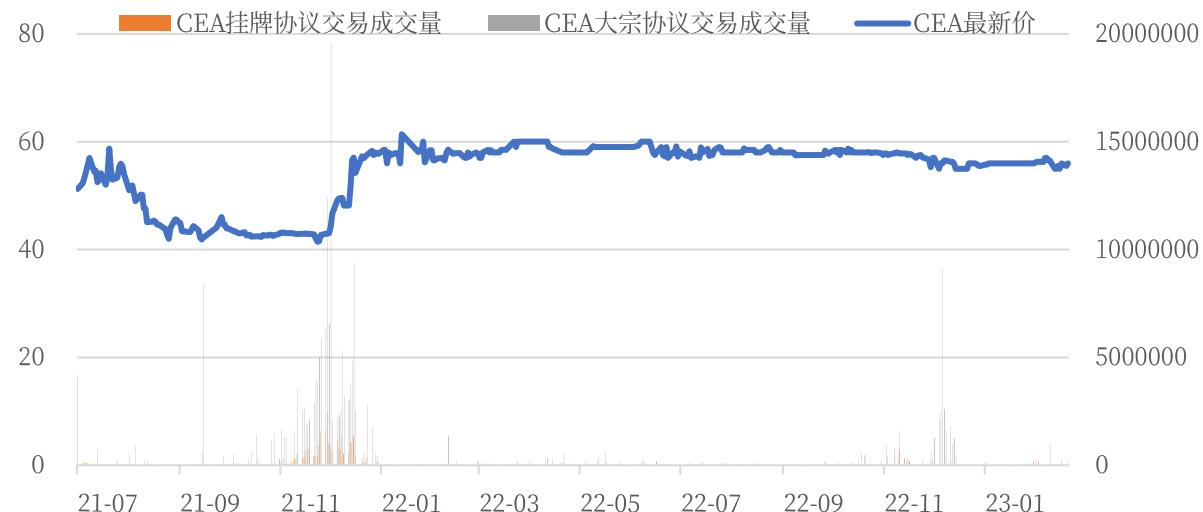
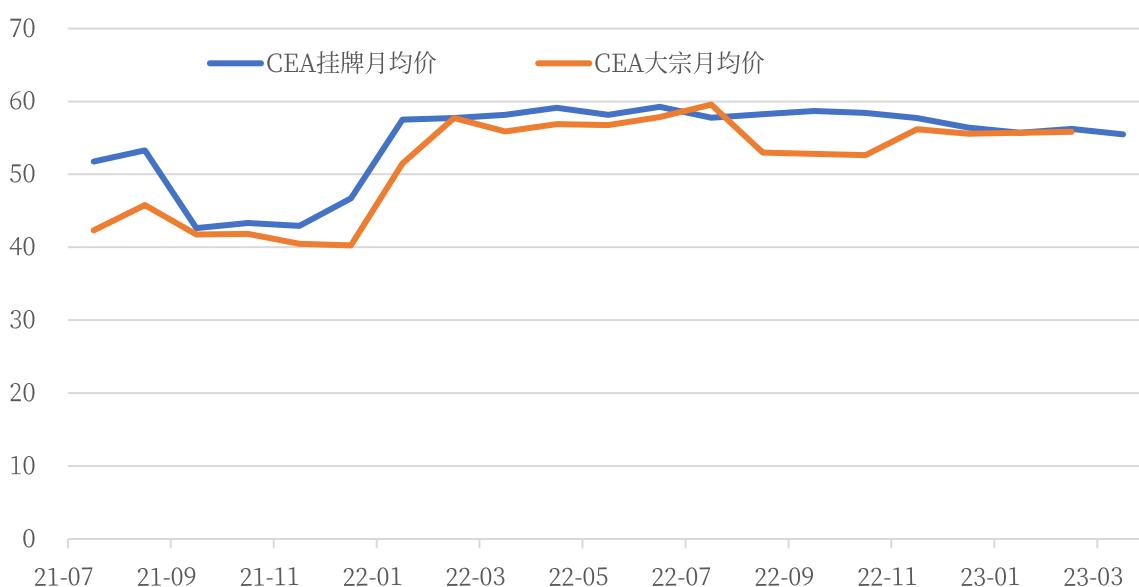


图22：全国碳市场排放配额(CEA)挂牌及大宗交易月均价情况(元/吨)



2.5 国内碳金融：地方试点碳排放权交易市场现状



自2011年10月，全国七地方碳排放权试点交易市场工作（北京、天津、上海、重庆、广东、湖北、深圳）启动，2013年陆续开始线上交易，福建在2016年成为第八个试点碳市场。覆盖行业包括电力、热力、水泥、石化、工业、服务业、交通运输等。

2022年全国八试点碳市场成交量为5056.9万吨，相较2021年成交量6157.5万吨，同比下降18%；其中广东(-1289.7)，天津(-316.7)，北京(-218.8)，深圳(-179.2)，重庆(-39.1)五个市场活跃程度下降；湖北(39.8)，上海(358.7)，福建(544.4)市场活跃度上升。

2022年全国八试点碳市场总成交额为26.5亿元，相较2021年的21.2亿元，同比上升25%。其中天津(-6.73)，广东(-1.90)，北京(-1.50)，重庆(-0.72)四个市场成交额略有下降；湖北(10.55)，深圳(14.99)，福建(15.78)，上海(22.80)四个市场成交额上升。

八碳市场中，广东碳市场规模最大，2022年成交量1460.91万吨，成交总额10.30亿元，分别占全国试点碳交易市场的28.9%和38.8%，北京碳市场碳价最高，2022年成交均价达到109.45元/吨。

各碳市场成交均价均有上涨，其中深圳市场成交均价涨幅最高，达到286%；2022年广州和北京碳市场成交均价超过全国碳市场均价。

图23：地方试点碳市场2021-2022年度成交量占比变化

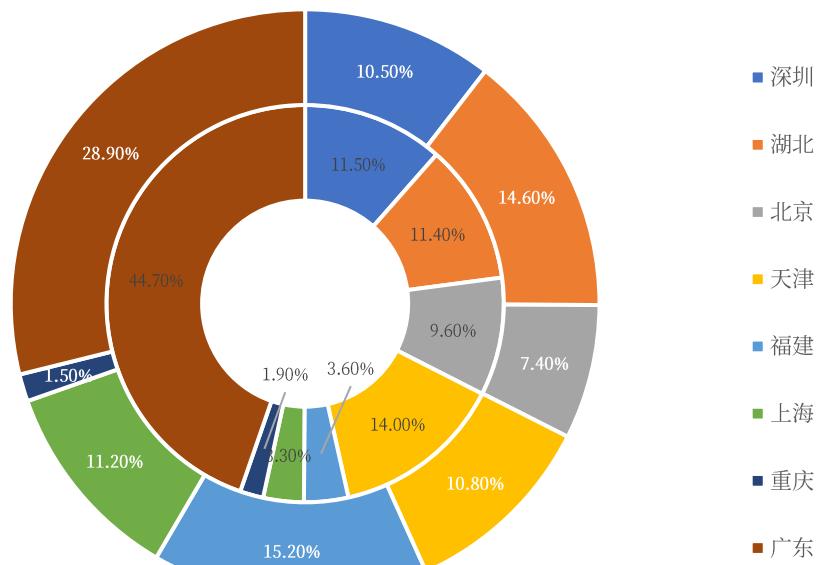
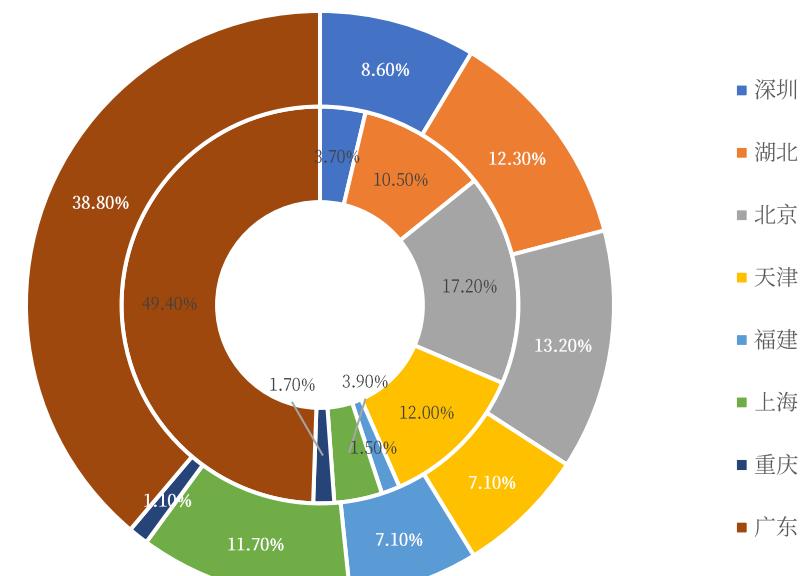


图24：地方试点碳市场2021-2022年度成交额占比变化



2.5 国内碳金融：地方试点碳排放权交易市场现状



图25：2021-2022年各地方碳试点交易市场总成交量(万吨)

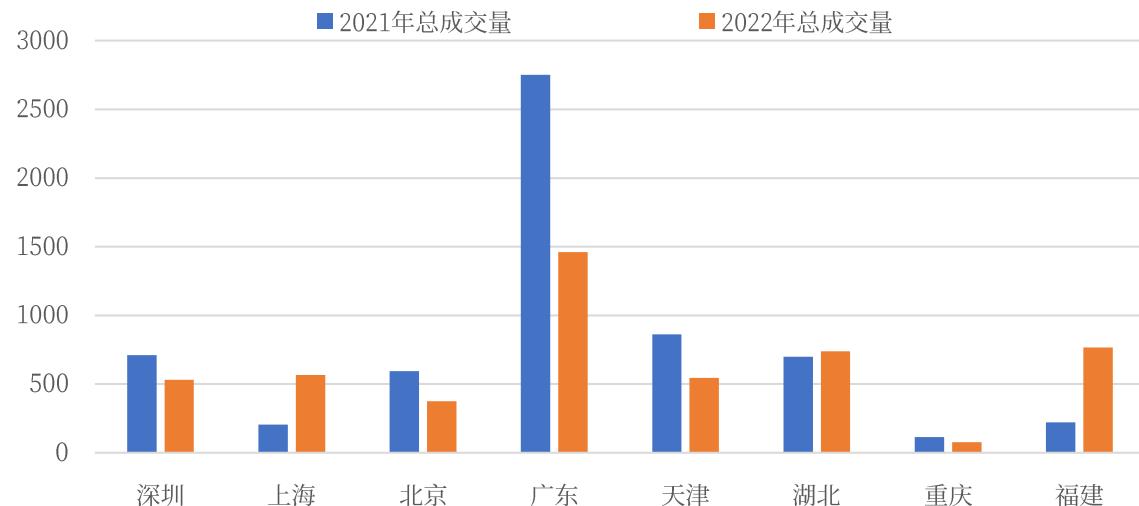
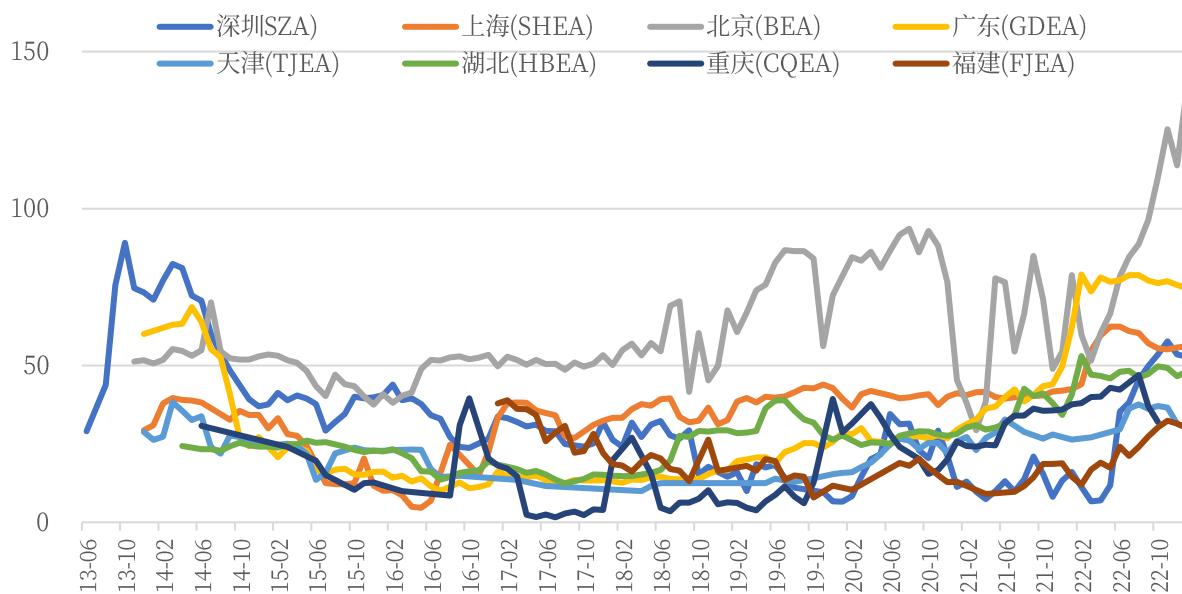


图27：地方试点碳市场月成交均价(元/吨)



资料来源：中央财经大学绿色金融国际学院，各交易所官网&文件，Wind，中航证券研究所

图26：2021-2022年各地方试点碳市场总成交额累计成交额(百万元)

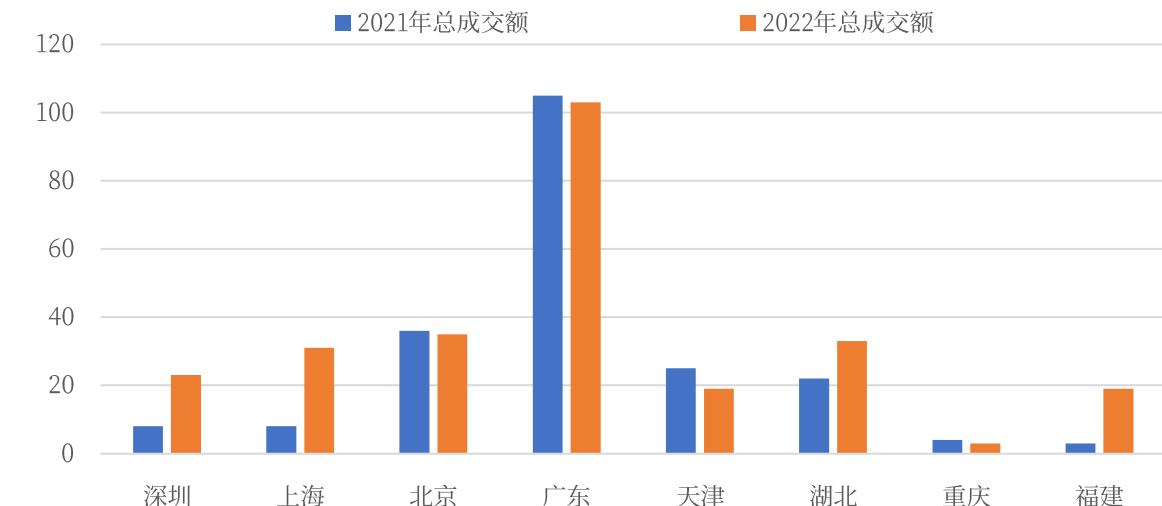
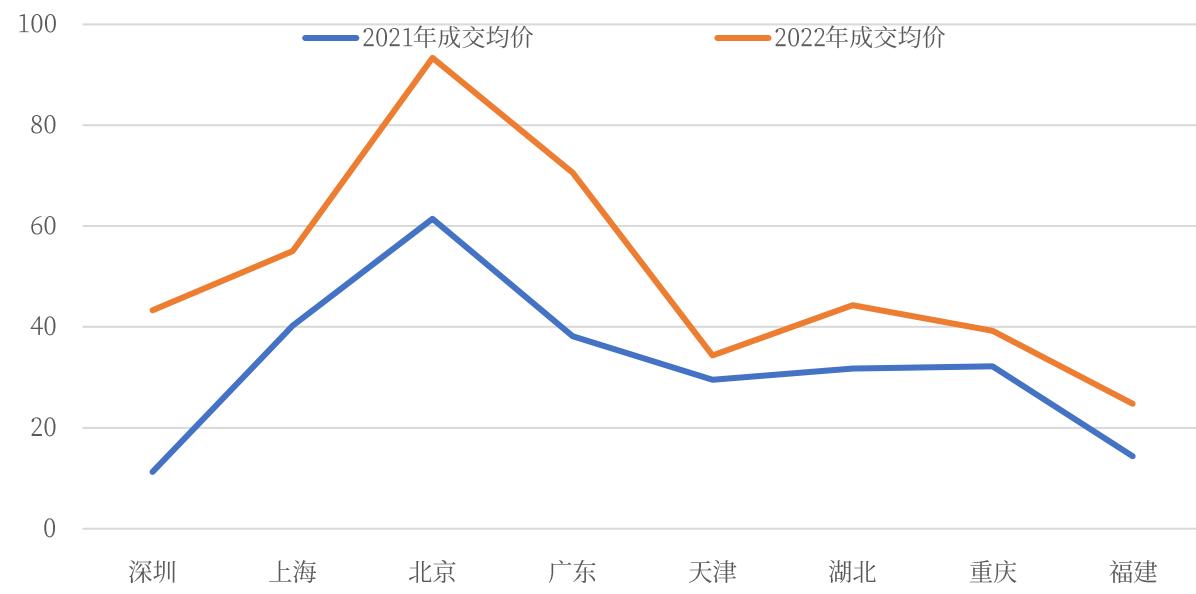


图28：地方试点碳市场2021-2022年度碳配额成交均价对比(元/吨)



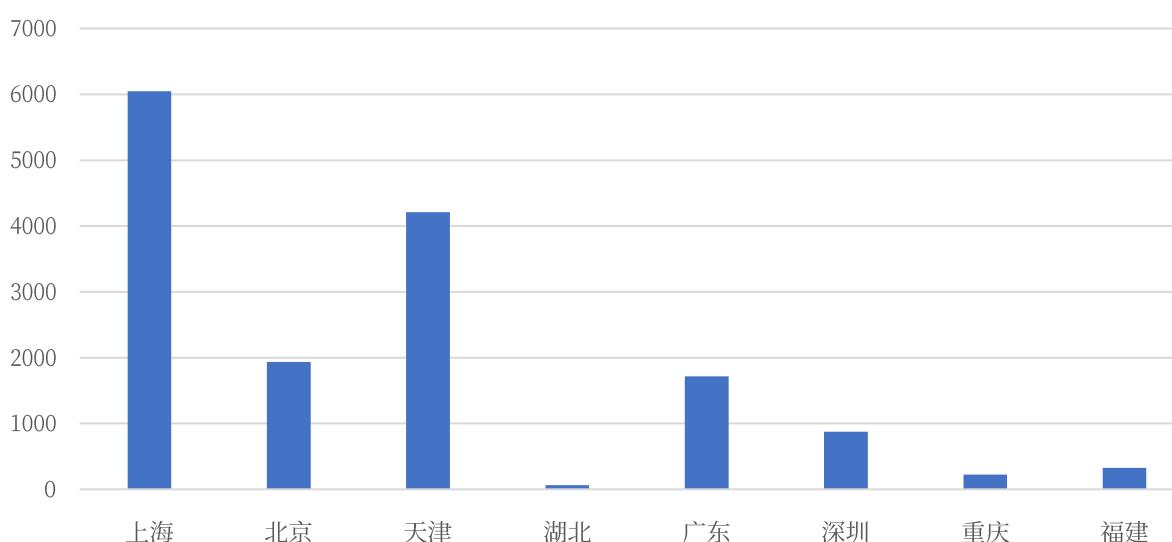
2.6 国家核证自愿碳减排量(CCER)市场交易情况

CCER项目自2017年停止签发后，市场中流通的CCER皆为存量，2022年CCER成交量为796万吨，相较2021年成交量17533万吨，同比下降95.46%。重点排放单位每年可以使用CCER抵消碳排放配额清缴，抵消比例不超过应清缴碳排放配额的5%，根据生态环境部发布的全国碳市场第一个履约周期报告，全国第一个履约周期累计使用CCER约3273万吨用于配额清缴抵消，市场中剩余存量有限，加上2022年底无清缴需求，导致2022年CCER交易量减少。

CCER交易普遍采用线下协商的方式，CCER项目的类型、时间和地域都是影响价格的因素，2022年CCER成交价格在20元/吨-80元/吨。根据复旦CCER碳价指数，CCER价格区间从2021年底30元/吨左右到2023年初上升至50元/吨-80元/吨，其中北上CCER和广州CCER价格指数要高于全国CCER和其余城市CCER价格指数。

各试点碳市场中，可用的CCER抵消比例不尽相同，多数可用于抵消10%的应缴配额；上海可用的抵消比例为3%，为八省市当中最低。2022年，上海碳市场CCER成交量为290.3万吨，占全国CCER累计成交量的34%，位居全国首位。

图30：地方试点碳市场2021年CCER成交量(万吨)



资料来源：生态环境部，中央财经大学绿色金融国际学院，各交易所官网&文件，2021中国碳价调查，Wind，中航证券研究所

图29：CCER逐年成交量(万吨)

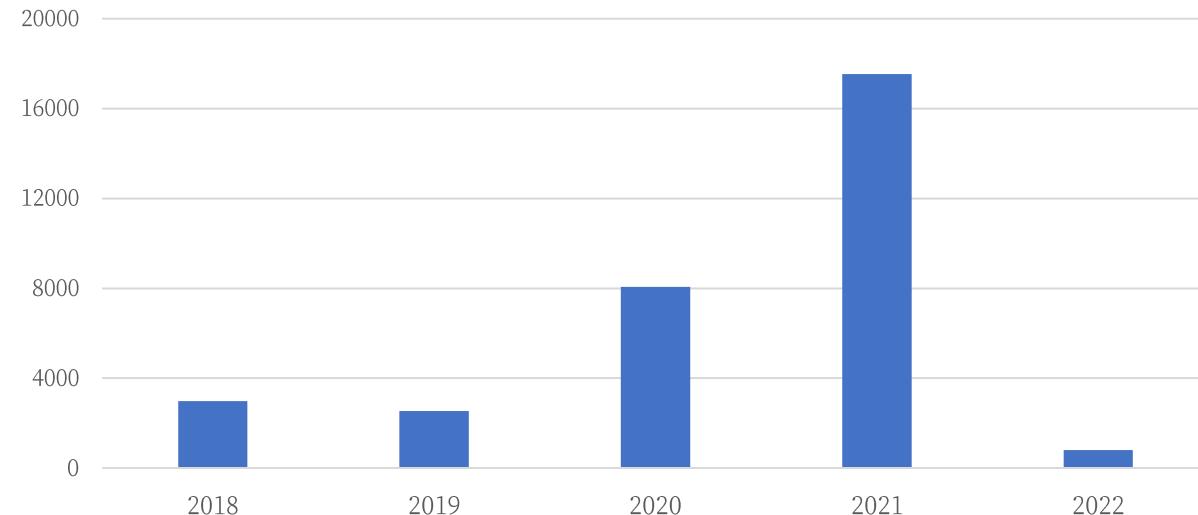
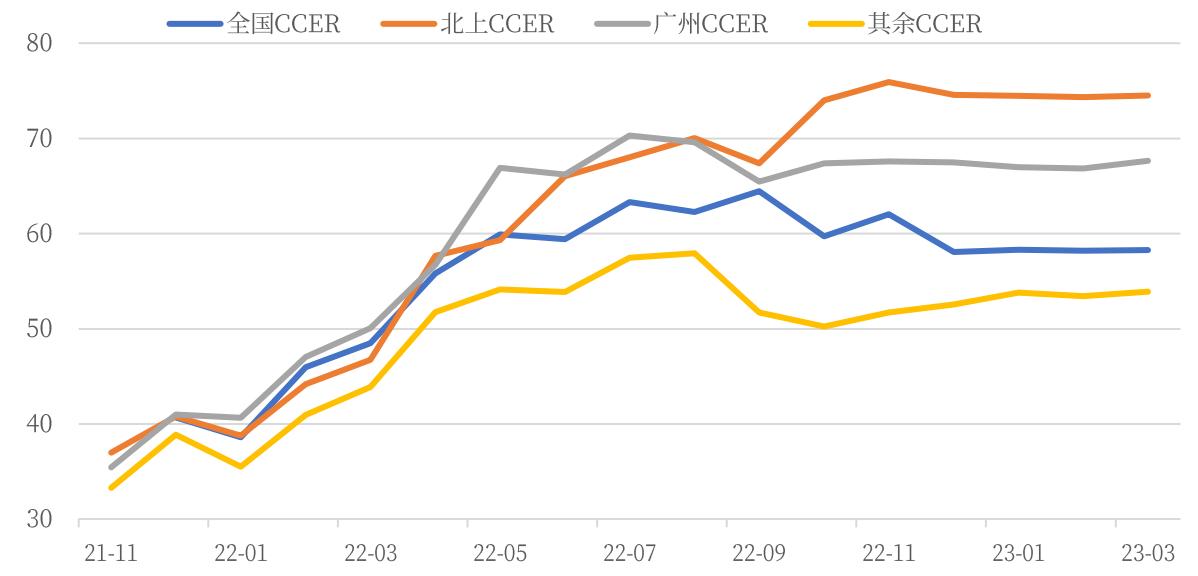


图31：复旦CCER碳价指数(元/吨)



2012年，中国发展绿色金融，银监会发布了《绿色信贷指引》。

2016年，人民银行等七部委联合印发《关于构建绿色金融体系的指导意见》。

2016年，中国担任G20主席国，首次将绿色金融引入G20框架。此外，人民银行参与发起的央行与监管机构绿色金融网络（NGFS）已扩展至83家正式成员和13家观察机构，我国还与欧盟等经济体共同发起可持续金融国际平台（IPSF），促进国际绿色金融标准趋同。

截至2020年末，本外币绿色贷款余额约12万亿元，存量规模位居世界首位；绿色债券存量超过8000亿元，居世界第二。同时，我国绿色金融资产质量整体良好，绿色贷款不良率远低于全国商业银行不良贷款率，绿色债券尚无违约案例。

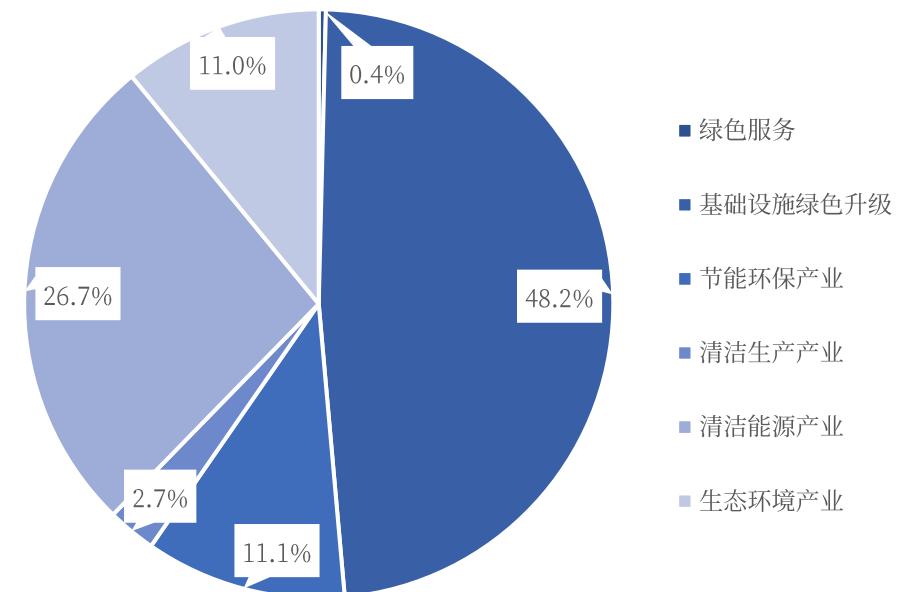
2021年，人民银行确立“三大功能，五大支柱”的绿色金融发展思路。

绿色金融标准体系稳步构建，《绿色债券的支持项目目录》、《环境权益融资工具》、《金融机构环境信息披露指南》、《碳金融产品》等标准相继发布。自中央部委至地方均已深化部署绿色金融。

表11：人民银行提出“三大功能”“五大支柱”的绿色金融发展政策思路

三大功能
资源配置
风险管理
市场定价
五大支柱
完善绿色金融标准体系
强化金融机构监管和信息披露要求
逐步完善激励约束机制
不断丰富绿色金融产品和市场体系
积极拓展绿色金融国际合作空间

图32：分行业的绿色贷款余额占比情况



2.7 国内碳金融：以REITs基金为代表的的金融支持全面开启



2012年，中国发展绿色金融，银监会发布了《绿色信贷指引》；2016年，人民银行等七部委联合印发《关于构建绿色金融体系的指导意见》；2021年，人民银行确立“三大功能，五大支柱”的绿色金融发展思路。2016年，中国担任G20主席国，首次将绿色金融引入G20框架。此外，人民银行参与发起的央行与监管机构绿色金融网络(NGFS)已扩展至83家正式成员和13家观察机构，我国还与欧盟等经济体共同发起可持续金融国际平台(IPSF)，促进国际绿色金融标准趋同。同时，绿色金融标准体系稳步构建，《绿色债券的支持项目目录》、《环境权益融资工具》、《金融机构环境信息披露指南》、《碳金融产品》等标准相继发布。自中央部委至地方均已深化部署绿色金融。截至2020年末，本外币绿色贷款余额约12万亿元，存量规模位居世界首位；绿色债券存量超过8000亿元，居世界第二。同时，我国绿色金融资产质量整体良好，绿色贷款不良率远低于全国商业银行不良贷款率，绿色债券尚无违约案例。

不动产投资信托基金(Real Estate Investment Trust, 简称REITs)是一种以发行收益凭证的方式汇集特定多数投资者的资金，由专门投资机构进行不动产投资经营管理，并将投资综合收益按比例分配给投资者的一种信托基金，其底层资产包括高速公路、产业园区、保障性租赁住房、清洁能源基础设施等。基础设施公募REITs的收益依赖于基础设施项目运营产生的收益，主要影响因素包括基础设施项目所属行业的平均收益水平、项目自身的运营情况等方面。2022年新上市REITs为13只，发行规模合计419.48亿元。根据公募REITs交出的2022三季度“成绩单”，多数公募REITs项目经营表现稳定，较二季度有所好转，6个项目营收超1亿元，6个项目净利润超2000万元。

新能源公募REITs属于清洁能源基础设施，其有助于企业盘活存量优质资产，提升流动性，回收资金用于投资新能源项目建设，推动新能源基础设施建设发展。目前申报的新能源公募REITs仅有两支，为中信建投国家电投新能源封闭式基础设施证券投资基金和中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金。REITs发行规模的扩大，增加市场对优质资产的需求，发展新能源产业为落实双碳政策重要途径，行业处于高速发展期，相关资产符合优质资产定义，与REITs结合将释放出更大的投资机遇。

表12：REITs相关支持政策梳理

政策主体	文件名称	发布时间	主要内容
国家发改委、中国证监会	《关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作通知》（证监发[2020]40号）	20.4.24	我国基础设施公募REITs正式起步
上海证券交易所、深圳证券交易所	《公开募集基础设施证券投资基金（REITs）规则适用指引第一号——审核关注事项（试行）》	21.1.29	深交所暂免收基金上市初费、上市月费、交易经手费、及非限售份额参与要约收购业务费用
国家发改委	《关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金试点工作的通知》（发改投资[2021]958号）	21.6.29	将试点区域扩大至全国范围，明确了全国各地区符合条件的项目均可申报
国家发改委	《关于加快推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）有关工作的通知》（发改办投资[2021]1048号）	21.12.29	全国基础设施REITs试点项目库遵循愿入尽入，应入尽入对发行基础设施REITs的企业，在资金安排等方面给予优先支持
国家发改委	《关于进一步完善政策环境加大力度支持民间投资发展的意见》（发改投资[2022]1652号）	22.10.28	支持民间投资项目参与基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点

资料来源：发改委，证监会，上交所，深交所，中航证券研究所

表13：新能源REITs基金相关情况

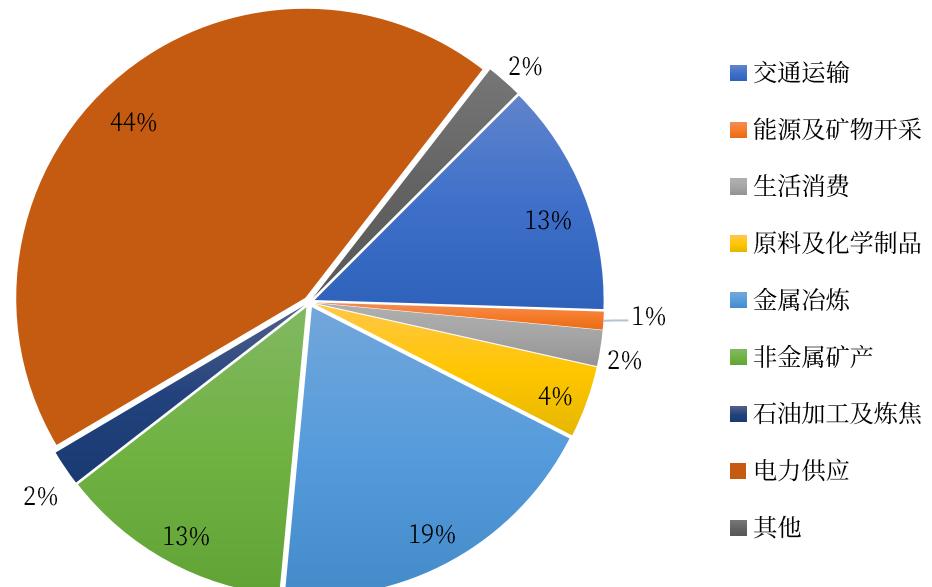
中信建投国家电投新能源封闭式基础设施证券投资基金	中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金		
原始权益人	国家电力投资集团有限公司，国家电投集团江苏电力有限公司	京能国际能源发展(北京)有限公司，联合光伏(常州)投资基集团有限公司	
基金管理人	中信建投基金	中航基金	
专项基金管理人	中信建投证券	中航证券	
项目状态	已受理	已受理	

3、我国实现碳中和的重点方向

我国产业现状与碳中和实施的重点方向：

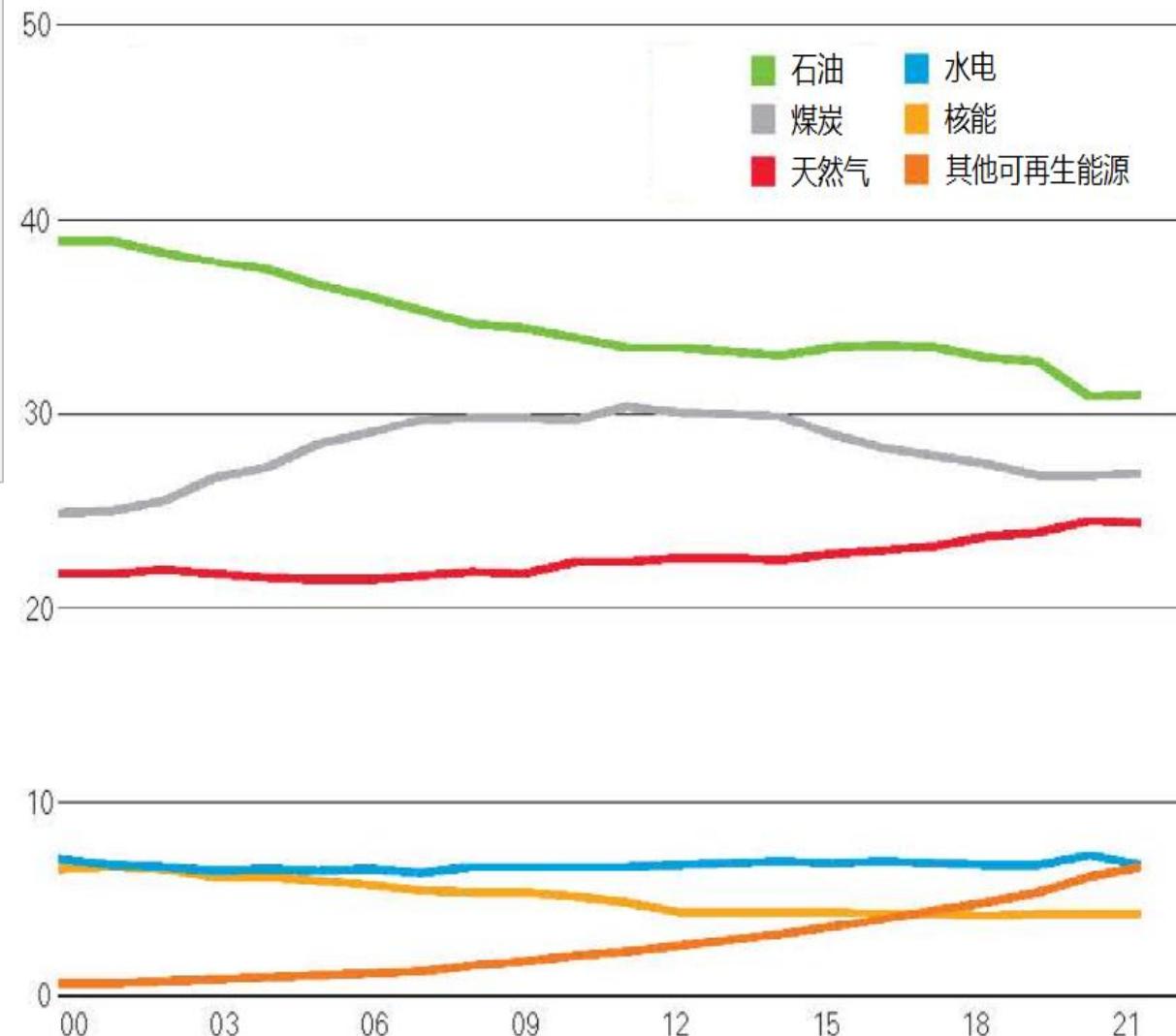
- (1) 总量增长：经济发展、尤其是制造业持续发展，以及人均收入增长，将带来能源需求的总量增长
- (2) 重点行业：电力与供热、制造业、交通占我国碳排放的80%以上，其中能源采掘、金属冶炼、石油炼化等领域是重点控制方向。限制重点行业（钢铁、火电、建材、石化、有色、化工、造纸、印染、化纤等）持续供给侧改革，持续降低单位能耗和单位排放
- (3) 结构优化：增加水电/核电/风电/太阳能等清洁能源的消费比例，同时建立配套的储能和特高压实现高效利用能源，推广减碳/减排技术/碳捕集/碳储存/碳追踪技术

图34：国内二氧化碳排放分行业数据



资料来源：《2022年世界能源展望报告(BP公司)》，国家统计局，观研报告，中航证券研究所

图33：全球能源结构中可再生能源占比在2005年之后开始快速提升(%)



3.1 碳中和基石：经济发展与电力需求匹配，油气资源的缺口巨大、电气(动)化成为未来重要方向



图35：若未来全球经济复苏则能源需求将有相应幅度的增长

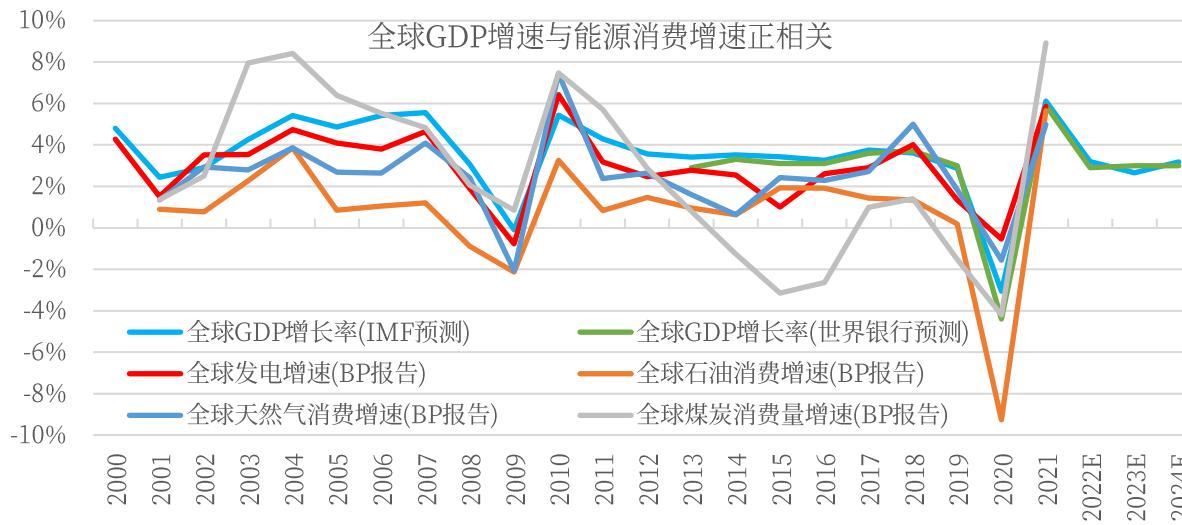
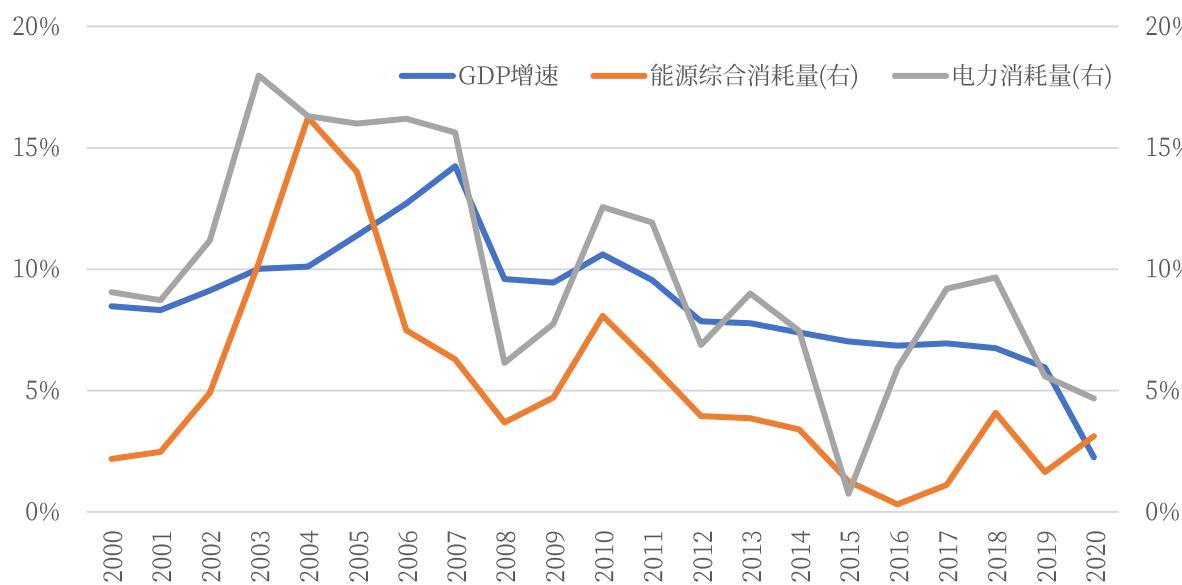


图37：中国能源需求随经济发展减速放缓、电力消费增速与GDP高度相关(GWh)



资料来源：IMF, 世界银行, BP石油公司, 中国国家统计局, 中国国家能源局, 中航证券研究所

图36：石油和天然气自2021年出现一定缺口、煤炭亦出现供需缺口大幅收窄

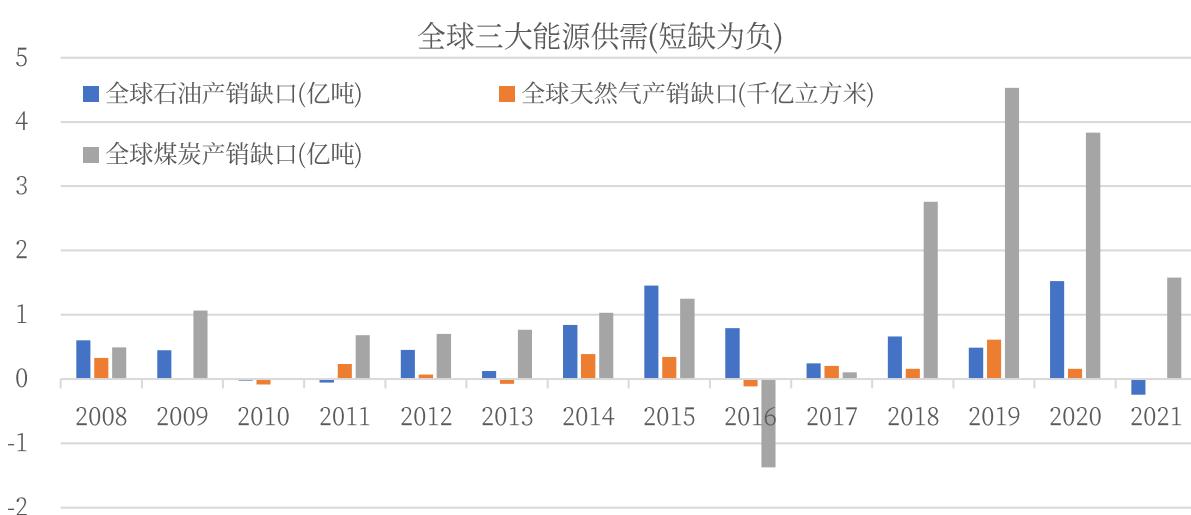
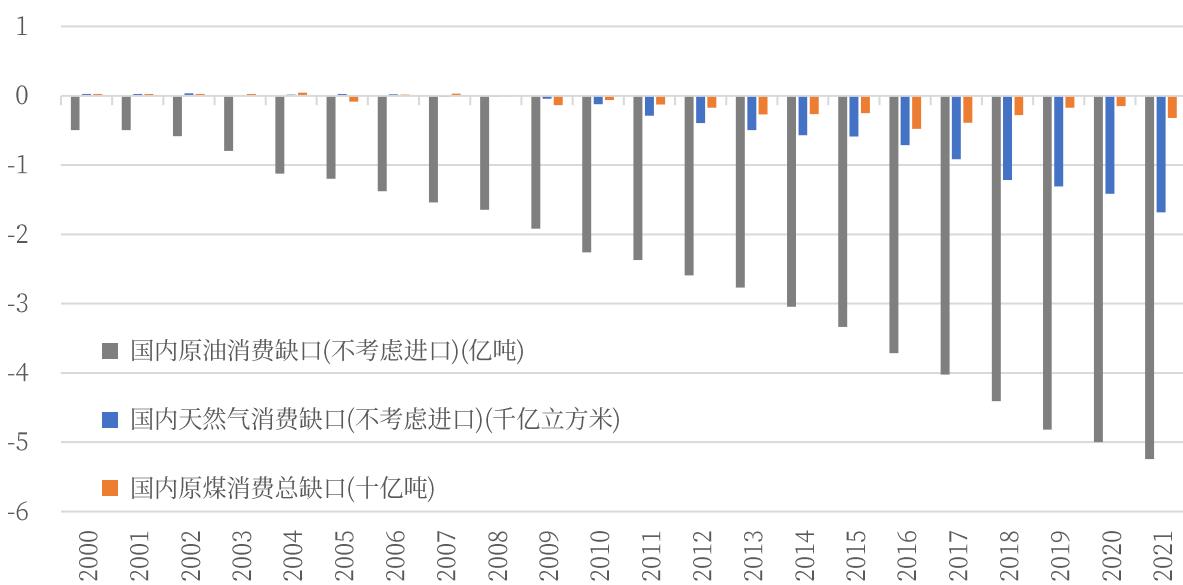


图38：国内三大能源产销存在长期缺口(国内消费量-国内生产量, 短缺为负)



在经历三年疫情影响和俄乌军事冲突带来的不确定性影响下，全球经济渡过艰难的三年，未来有希望在不同地区迎来不同程度的复苏。随着缓慢复苏、未来能源的需求将持续增长，主要动力来自于：人口持续增长，且主要为第三世界国家；科技进步带来产业升级和生活方式改变，如互联网普及推动数据运算量增加、设备自动化比例提升等；主流经济体的经济缓慢复苏和人均收入增加，以往全球经济增长率和能源消费需求增速的正相关关系；能源结构转型，电力在能源需求中的占比逐步提升、部分替代天然气与石油。

中国经济增速略高于能源消耗，但与全球规律相同、仍呈现正相关。需要注意的是，在能源领域，中国的国情与欧美日等发达国家有区别。首先，能源消费结构差异较大，煤炭消费占比高、石油次之、天然气最少，其中对外依存度最高的是石油、缺口明显且逐年扩大；第二，能源的使用结构有明显差异，尤其是制造业(第二产业)的占比最高；第三点巨大的差异是中国新能源产品的全球供应链占据主导地位，得益于全球最大的制造业基地(技术供应方)和新能源应用市场(能源需求方)两方面的产业培育。因此未来的整体能源需求增长、成本控制、新技术迭代等多方面将保持优势。

2021年以来国内CPI处于温和状态、市场利率水平持续降低，而电力运营商普遍处于合理负债率，因此未来国家和企业层面持续支持新能源转型的财务基础扎实。作为制造业景气度先行指标的工业土地成交面积数据自4月以来持续同比为正，而工业机器人产量数据自9月以来数月同比为正，均为未来制造业景气度(亦即电力需求景气度)有正向指引。

图39：国内用电结构中第二产业占比预计保持60%以上(GWh)

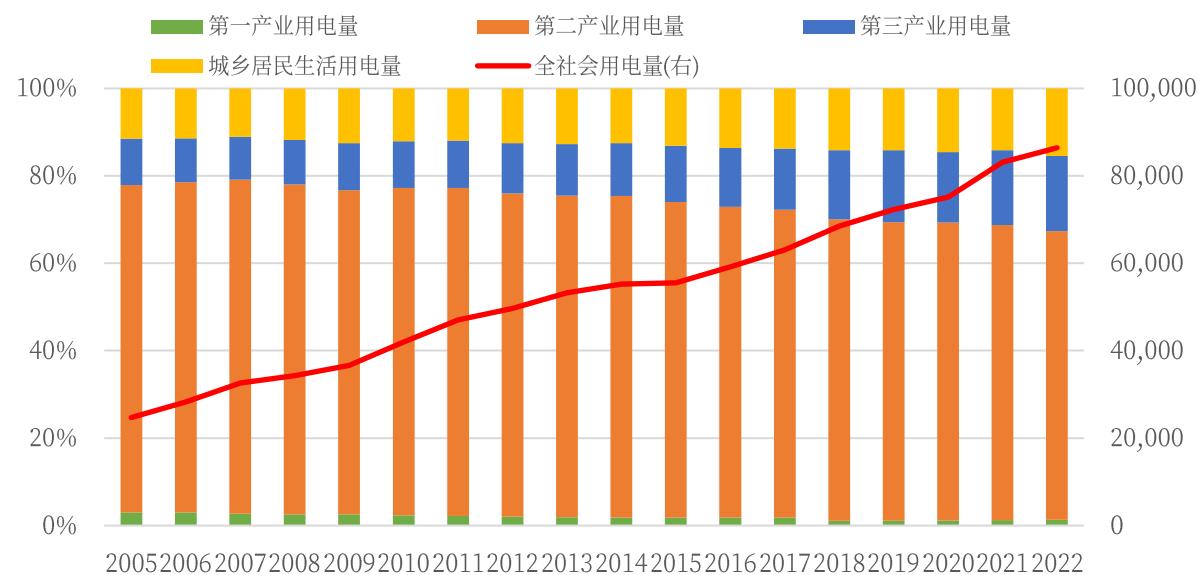
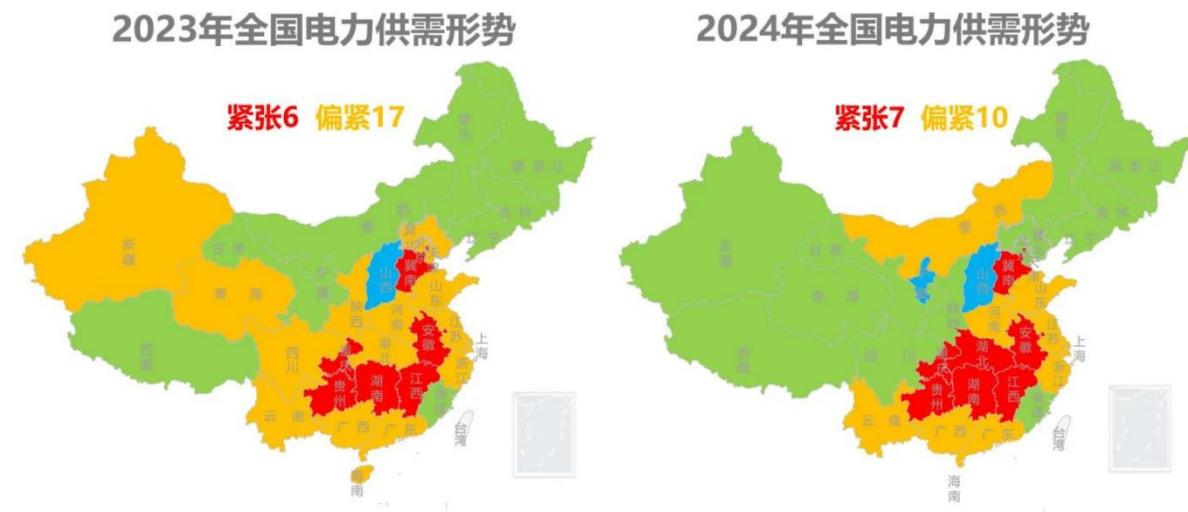


图40：2023年和2024年中国电力供应较为紧张



3.1 碳中和基石：发展不可停滞、能源总量持续增长，2021开始电力供给紧张



国内用电量持续增长。根据电力规划总院发布的《未来三年电力供需形势分析》，近三年来我国疫情防控表现优异，国民经济持续稳定恢复，2021年经济增长8.1%、带动全社会用电量同比+10.3%，当年的全社会用电量净增量达8018亿千瓦时，远高于“十四五”以前峰值5493亿千瓦时。预计今年全年用电量8.6-8.7万亿千瓦时。另外，欧洲部分高端制造业若转移到我国，未来数年用电量增速可能超预期。因此，根据我国当前发展阶段和“十四五”经济社会发展目标，剔除新冠疫情突发影响，预计未来三年我国全社会用电量年均增速5%左右。

多重因素叠加造成局部地区电力供需偏紧。在需求侧，除了制造业快速恢复外，2021年先面临冬季寒潮、夏季持续高温带动用电量快速增长；在供给侧，“十三五”以来持续降低火电审批和过快收缩煤炭产能，长江上游高温导致预计枯水等多重困难，制约了电力供应能力。因此未来三年，电力供应紧张局面将日趋严峻。在2021年9~10月不同省份的全面限电后，按照《未来三年电力供需形势分析》，2022年供需紧张和供需偏紧的省份分别为5个和12个，2023年这两数据将升高至6个和17个，2024年又调整为升至7个和10个、初步缓解但仍不容乐观。

能源供给结构变化，清洁能源占比提升，核电、火电投资重启、将明显加速。火电、水电的占比从2016年的74.7%和17.8%降低到2021年的71.1%和14.6%，核电、风电、太阳能等占比则分别提高了1.4%、3.4%和1.6%。未来能源结构改变将带来更大规模的新能源投资和更长周期的建设。据中国核能行业协会统计，今年初至九月底的核电累计核准10台机组、超过2015年的8台，全年核准总量有望达到2019~2021年合计13台。根据我们统计，年初至9月底核准的火电装机容量累计达40.81GW、接近过去五年中的年度峰值46.12GW(2020年)，其中三季度核准20.86GW、明显加速。按照通常项目建设周期30~36个月测算，这些项目将在2025年投产，因此未来两年仍将面临能源短缺局面。

图41：电规院预测未来三年中国社会总用电量增速将保持在4~6%(亿千瓦时)

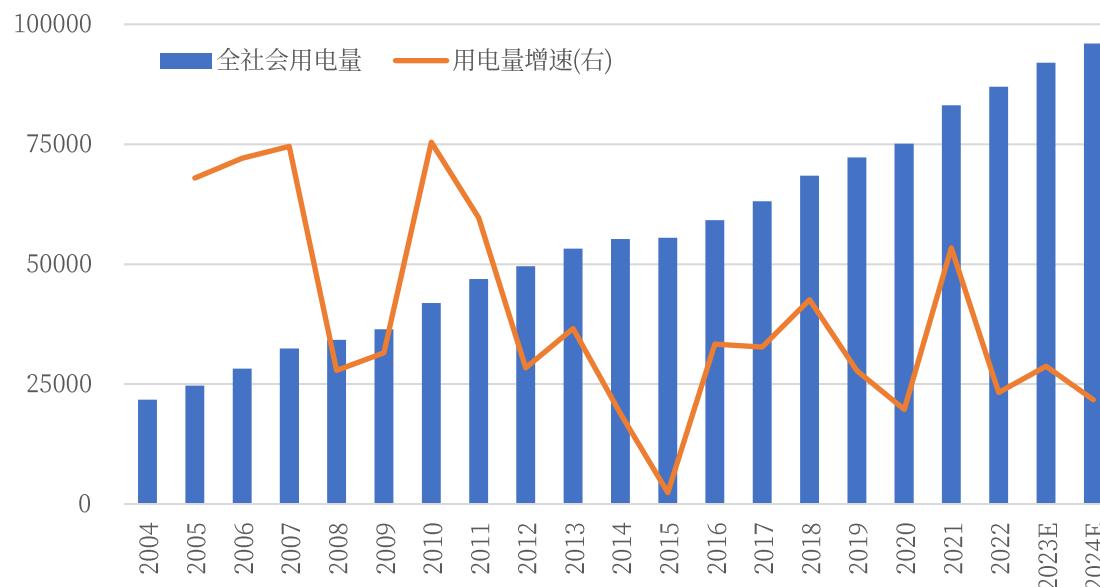
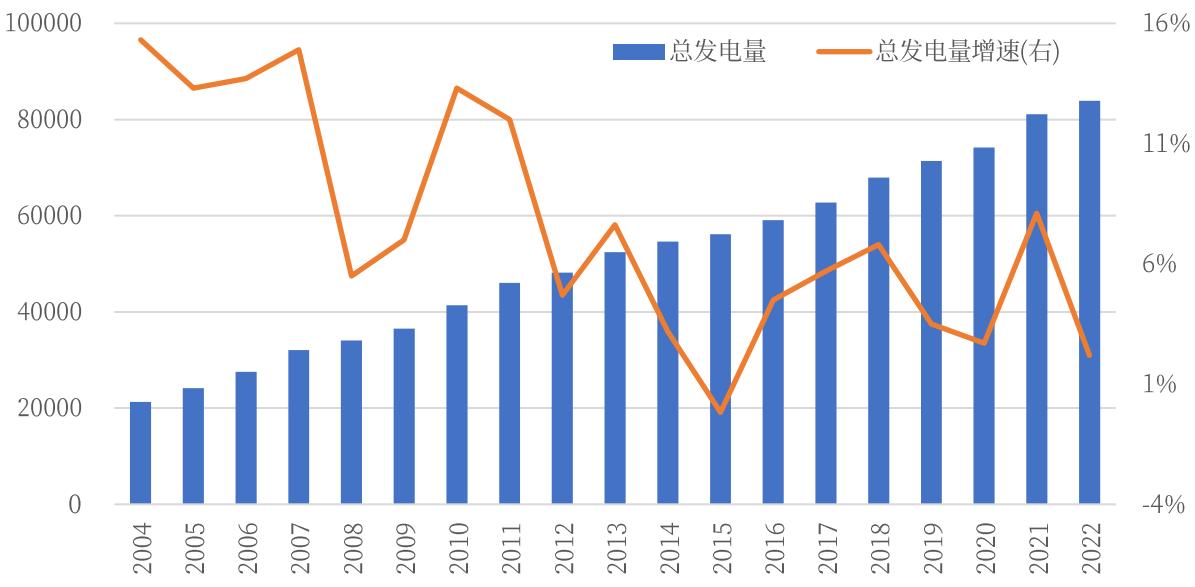


图42：中国发电量经2015~2016和2019~2020两次低谷后重回高增长(亿千瓦时)



3.1 碳中和基石：能源总量持续增长，2022年发电装机增量主要来自光伏与水电



图43：2021年新增煤炭装机增量仅为15年以来最低（万千瓦）

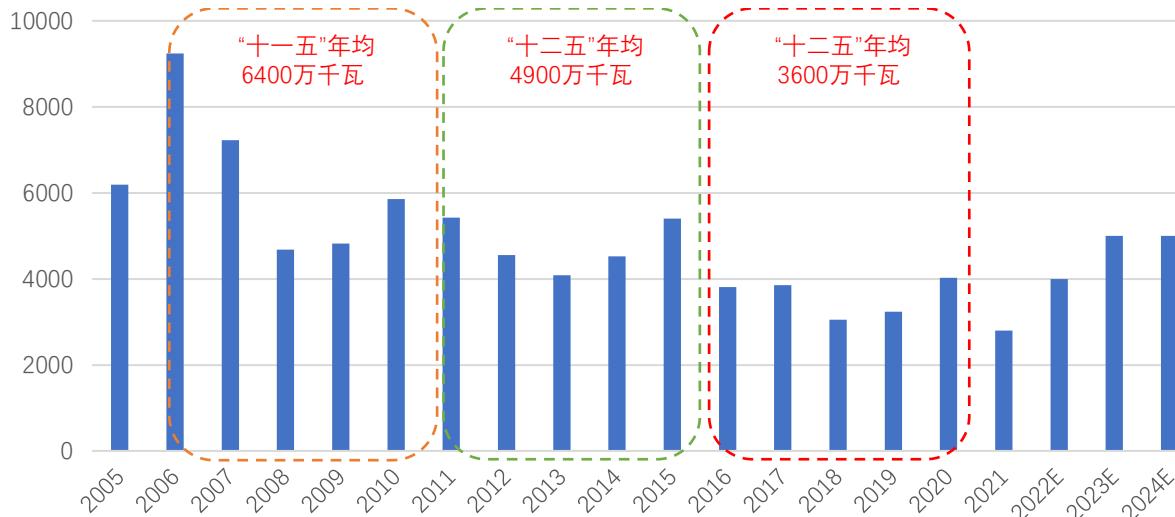


图44：历年新核准的火电装机容量数据 (GW)

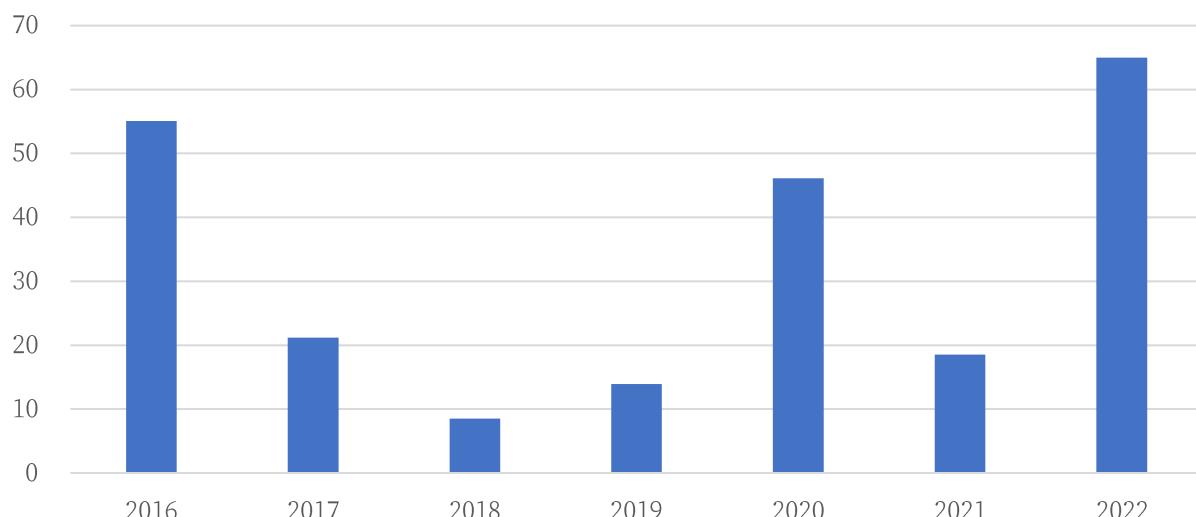


表14：前12个月全国发电量与发电装机容量情况

	发(用)电量 (亿千瓦时)				装机容量 (万千瓦)			
	当月值	当月同比	1~12月累计值	累计同比	当月新增装机	当月同比	1~12月累计新增装机	累计同比
火电	5578.0	1.30%	58531.0	0.90%	1,738	79.21%	4,471	-9.50%
水电	737.8	3.60%	12020.0	1.00%	327	-20.44%	2,387	1.60%
风电	722.2	15.40%	6867.2	12.30%	1,511	-33.93%	3,763	-21.00%
核电	397.6	6.60%	4177.8	2.50%	0	-	228	-
太阳能	164.7	3.20%	2290.0	14.30%	2170	7.96%	8741	60.30%
总发电量	7600.2	3.00%	83886.3	2.20%	5,398	0.40%	19,974	11.50%
总用电量	7784.0	0.40%	86372.0	3.50%	-	-	-	-

资料来源：国家能源局公告，国家统计局数据，中航证券研究所

3.1 碳中和基石：总量保持增长，未来电力供给增量重要来源——火电、核电重启、清洁能源



图45：2022年火电发电量占比较2016降低4.6%、风电和光伏分别提高4.6%和2.0%

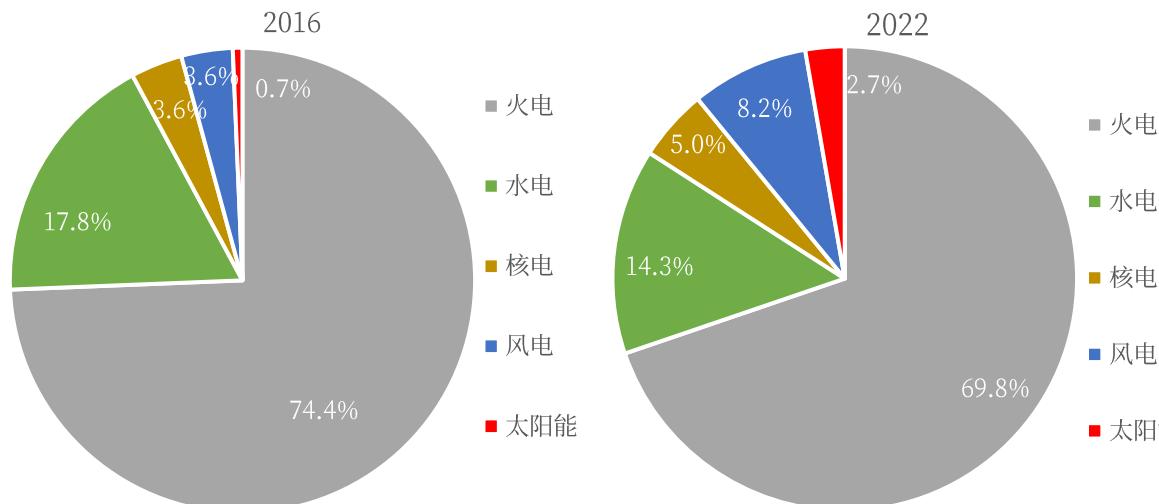


图46：2022年火电装机占比较2016年降低11.5%，风电和光伏分别提高5%和10.2%

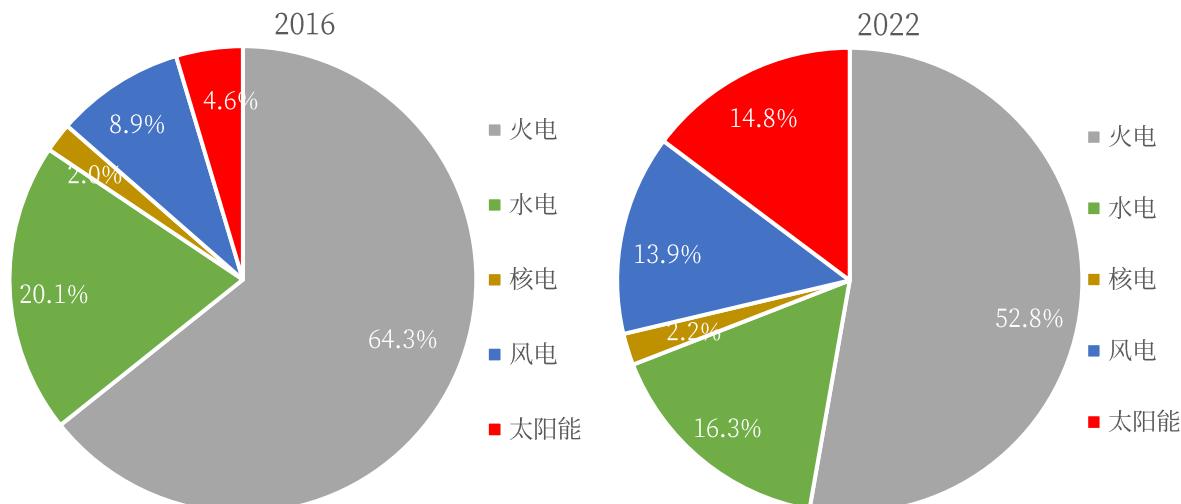


图47：前几年核电发展政策偏保守，2021年以来核电反应堆核准数量逐步增加(个)

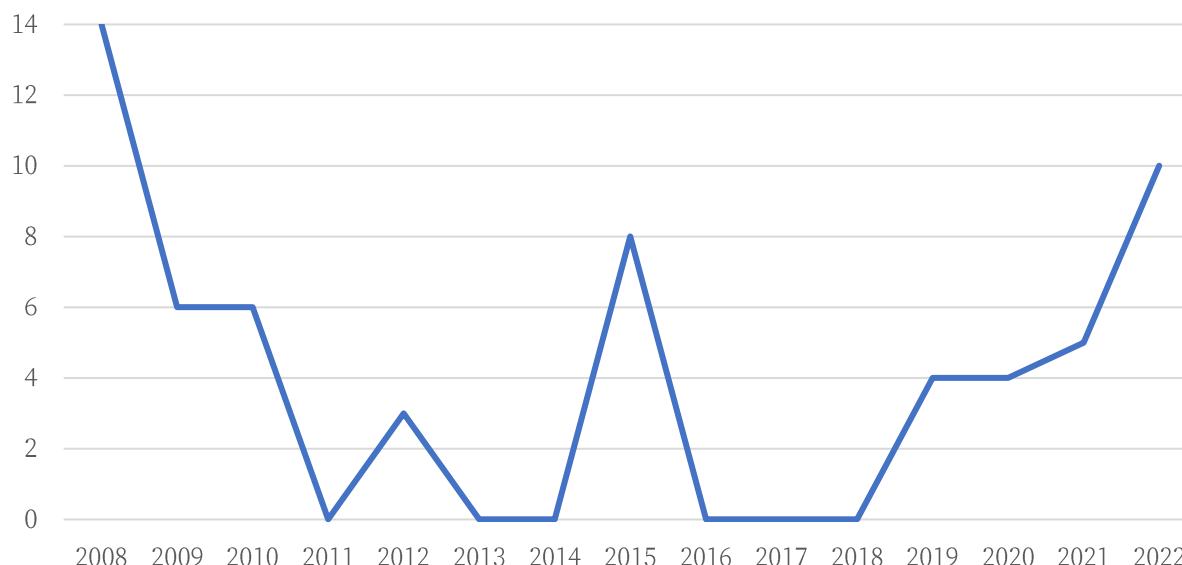
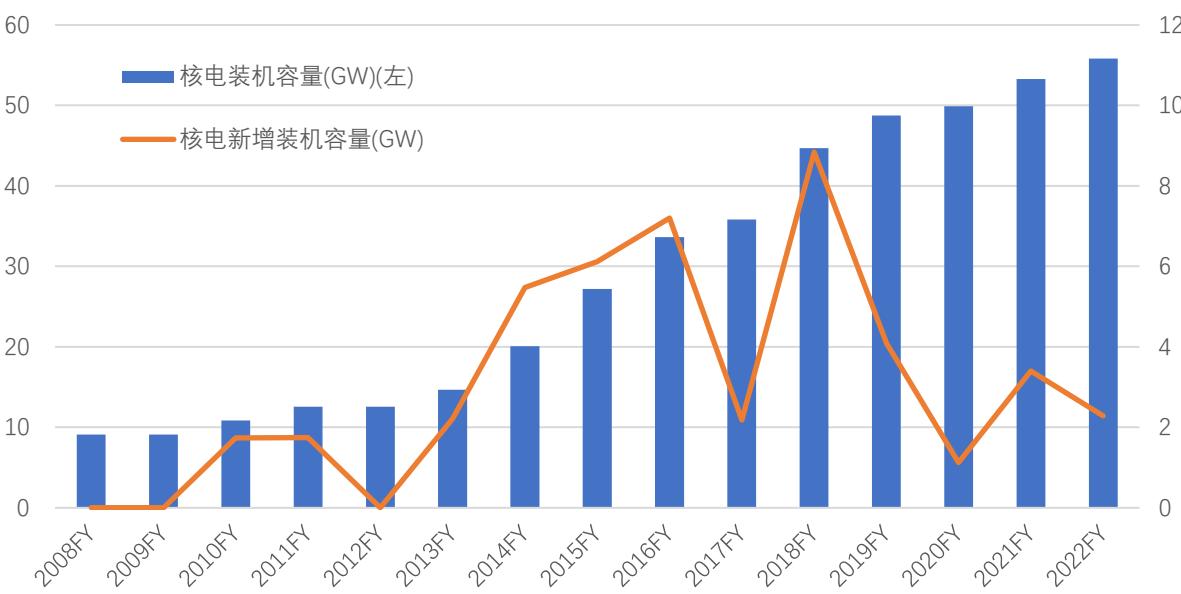


图48：核电新增装机容量，增速较高年份滞后于密集审批项目3年



3.2 碳中和利器：光伏绿能，实现能源可制造和科技快速发展

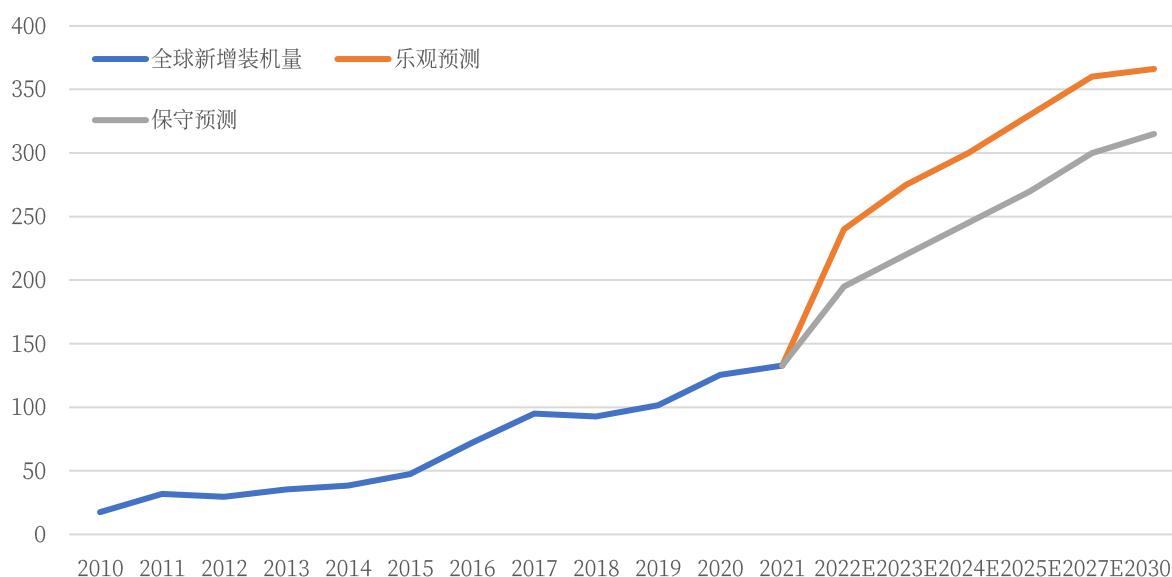


太阳能光伏发电技术实现了真正的“能源是制造出来的”，同时全产业链的技术快速迭代，兼具能源与科技两大属性。由于规模效应、持续的技术创新以及补贴退坡的刺激，光伏组件和系统的成本和售价持续下降，因此光伏行业在过去20年中快速增长、普及。彭博数据显示，2022年全球光伏装机容量约268GW、预计2023年将达到315~350GW，海外市场的需求强劲。

在全球主要经济体纷纷推动碳中和的背景下，中、美、欧主要抓手在于减排和提高绿能占比。当前中、美、欧三大市场常年占据全球光伏总装机量的80%以上，预计未来仍将保持这一比例。尽管增速可观、近几年快速增长，但光伏发电量占这三大经济体总发电量比例并不高，2021年分别占比4.2%、2.8%和8.7%（欧Top8）。中国占据光伏产业链的绝对垄断地位。据CPIA数据，2021年国产多晶硅、硅片、电池片和组件产量占全球份额分别达到78.8%、97.3%、88.4%和82.3%。2022年光伏产品出口超过512亿美元，光伏组件出口超153GW，预计未来除了组件厂家出口海外，其他主要环节的国产份额均有望提高。

光伏行业“卷”出更低成本，有利于终端需求推广。近年来各环节持续技术升级、自动化能力提升和管理优化，带来光伏组件的发电效率不断提高、生产成本持续降低。未来将在N型硅片与N型电池、低温银浆与减银技术、颗粒硅、BIPV、钙钛矿等新技术的应用上加速，持续降低行业成本。

图50：CPIA预测至2025全球光伏装机量将达到330GW(GW)



资料来源：CPIA, 欧盟官网, PV InfoLink, 中航证券研究所

图49：中美欧占全球光伏装机与发电量的80%

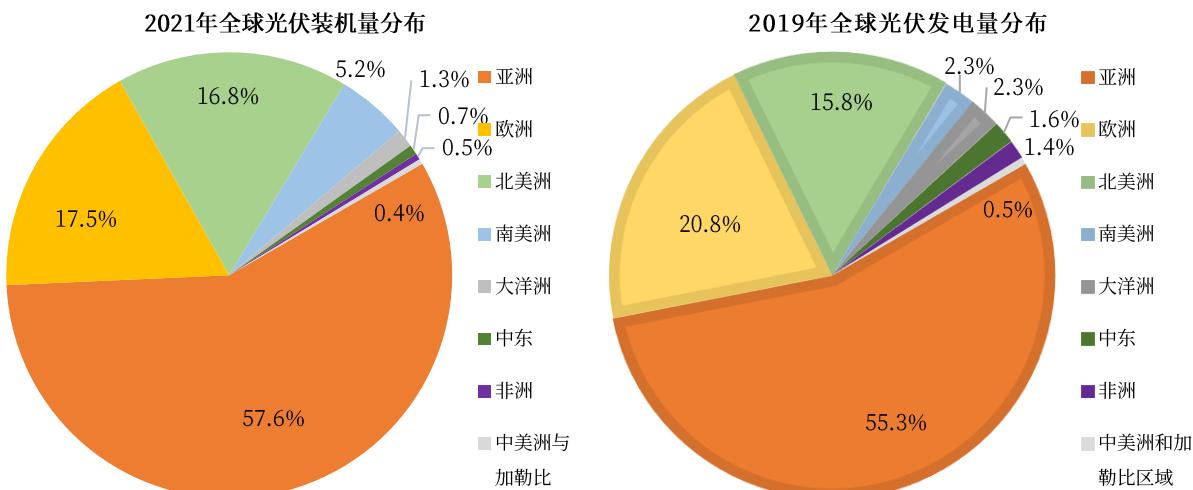
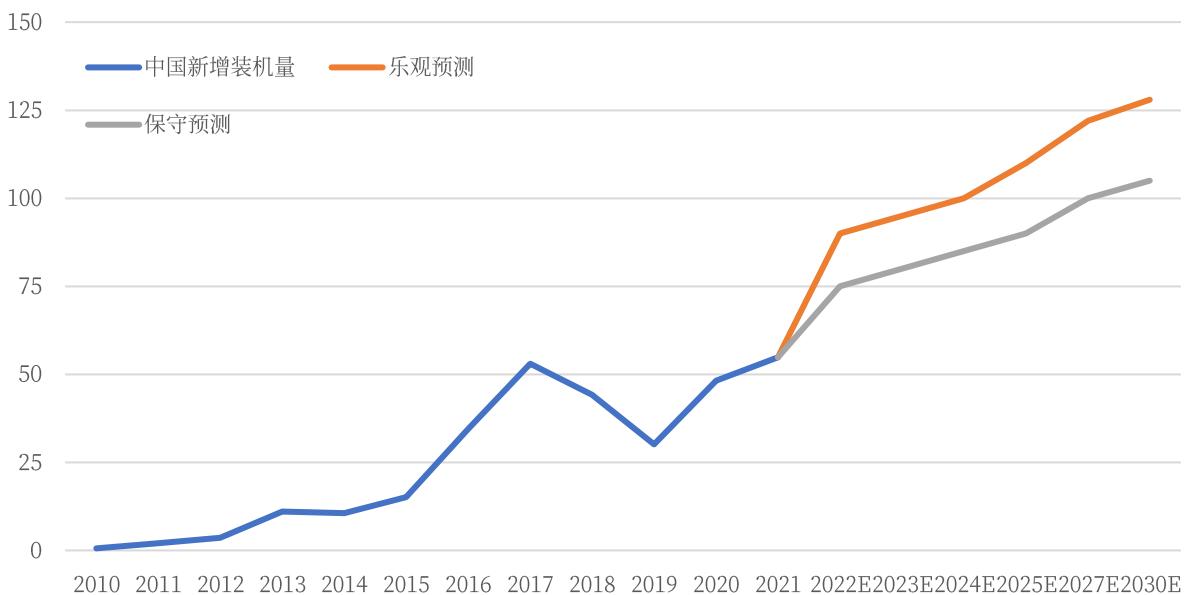


图51：CPIA预测至2025国内光伏装机量将达到110GW(GW)



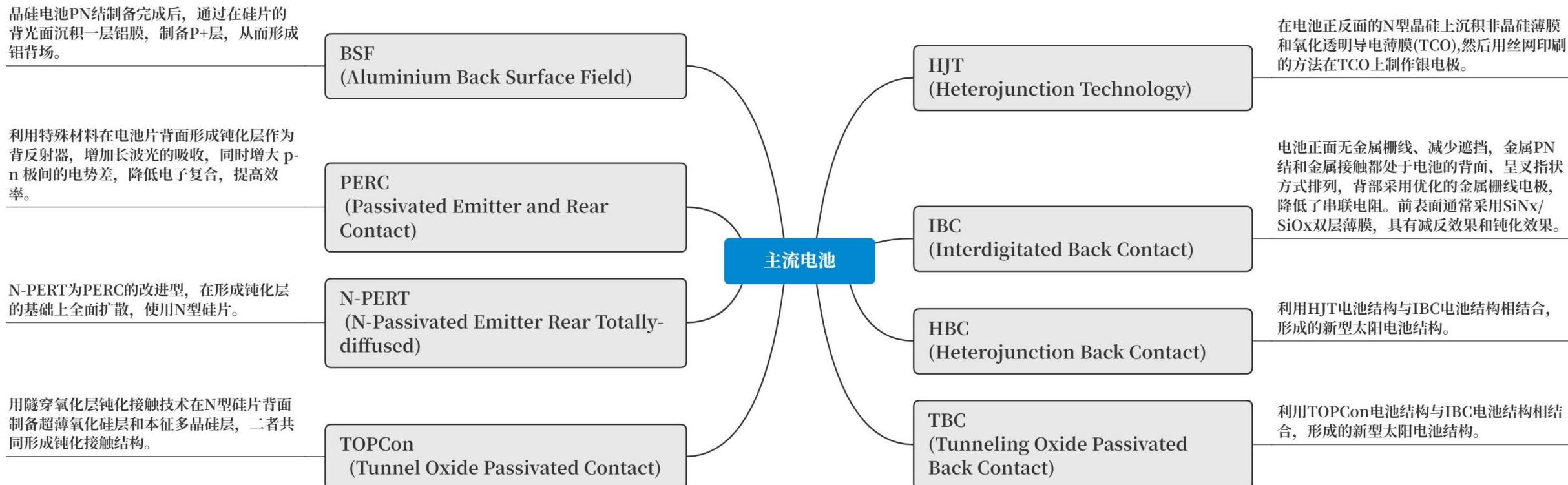
3.2 碳中和利器：光伏绿能，不同电池技术路线群雄逐鹿，2023年之后N型电池将快速增长



表15：国产光伏主材全面占领全球绝对份额(单位:多晶硅-万吨, 硅片/电池片/组件-GW)

	2019					2020					2021					2022		
	产能	产量	全球份额	利用率	CR5	产能	产量	全球份额	利用率	CR5	产能	产量	全球份额	利用率	CR5	产量	全球份额E	CR5
多晶硅	46.6	34.2	67.3%	73.4%	69.3%	42	39.6	75.4%	94.3%	87.5%	62.3	50.6	78.8%	81.2%	86.7%	82.7	63.3%	87.1%
硅片	173.6	134.7	97.4%	77.6%	72.8%	240	161.4	96.2%	67.3%	88.1%	407.2	226.6	97.3%	55.6%	84.0%	357	80.3%	66.0%
电池	163.8	108.6	78.7%	66.3%	37.9%	201.2	134.7	82.4%	67.0%	53.2%	360	197.9	88.4%	55.0%	53.9%	318	82.3%	56.3%
组件	151.3	98.6	71.3%	65.2%	42.8%	244.2	124.6	76.1%	51.0%	55.1%	359	181.8	82.3%	50.6%	63.0%	288.7	85.9%	61.4%

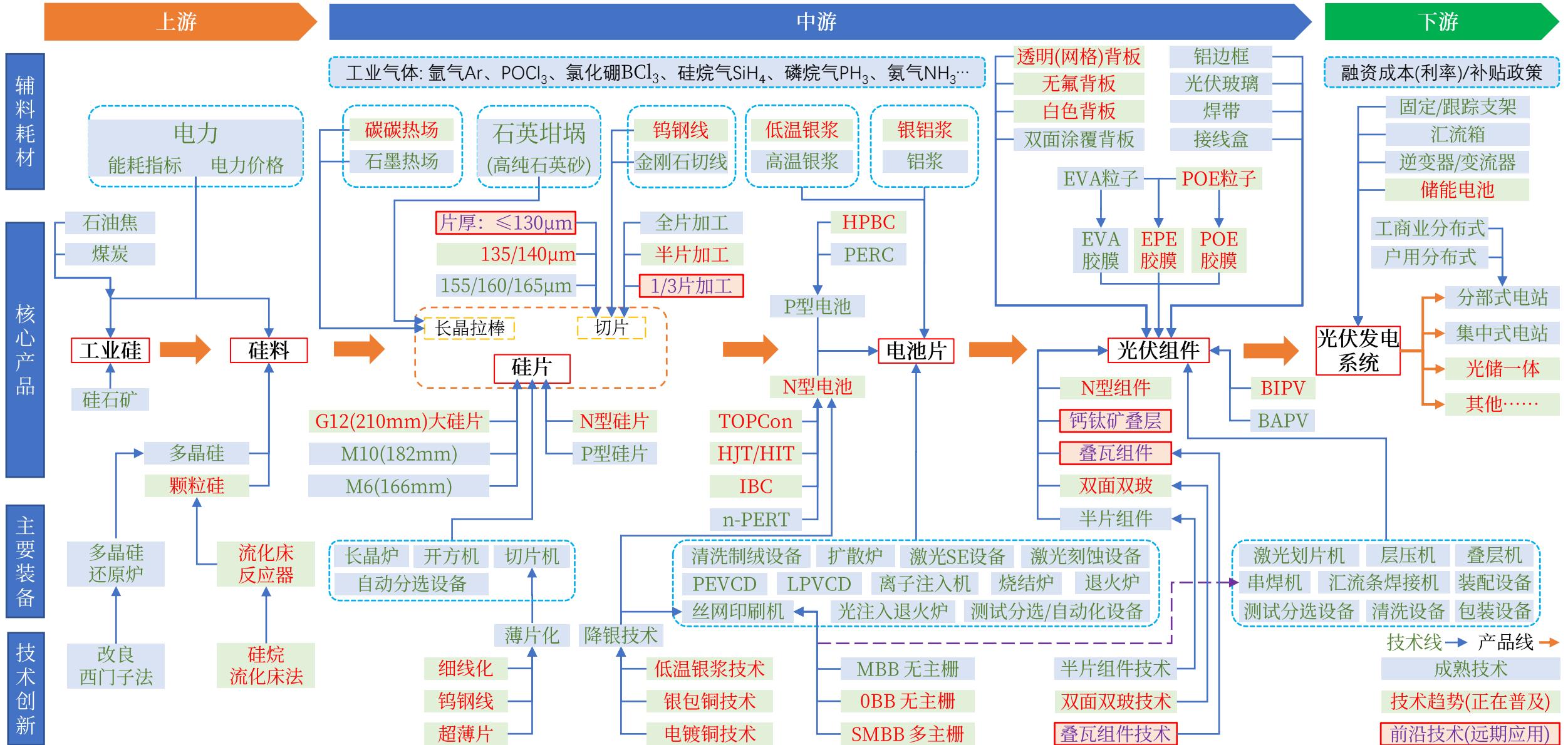
图52：晶硅电池主流技术分类、TOPCon与HJT先后登上历史舞台



3.2 碳中和利器：光伏产业链——发力降本与科技创新



图53：晶硅光伏产业链与技术革新路线梳理



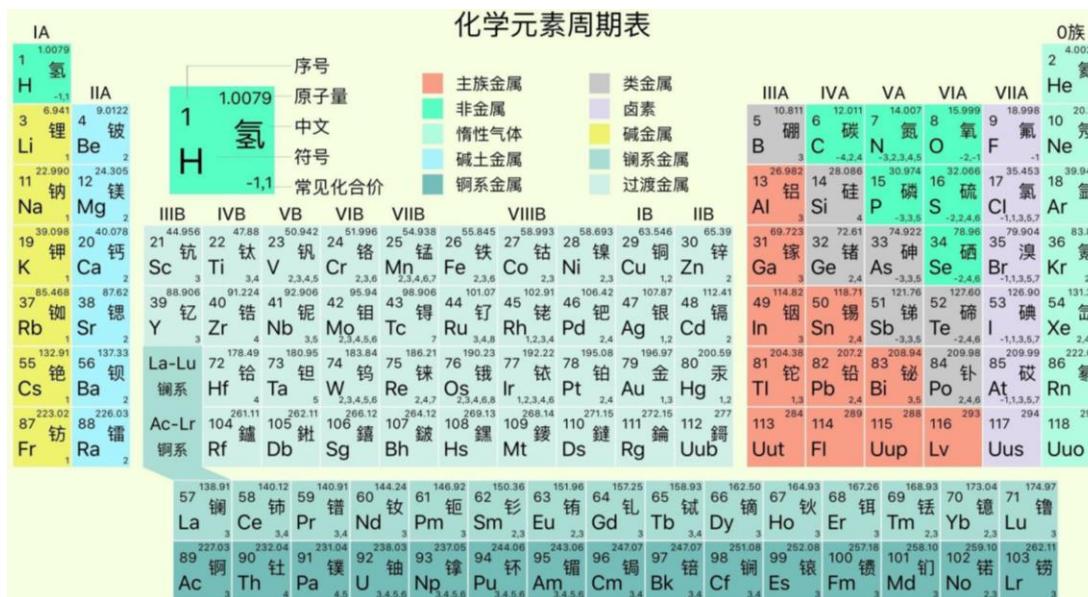
从原子结构决定了氢、锂和钠的得失电子能力更强、新能源相对活跃，且相对易于获取，因此更适合用于电化学储能电池；碳基化石材料更适合于燃烧放热，但随着碳达峰与碳中和的要求提高、未来终将成为萎缩性产业；硅基半导体材料更适合于光电能量转换场景。

当前主流的聚合物锂(钠)电池，充放电过程均属于化学反应，本质是通过正电子(原子核)的迁移、实现“摇椅式”充放电，即其中锂(钠)电池充电过程锂(钠)离子在从正极脱出、嵌入负极，放电过程锂(钠)离子从负极脱出、嵌入正极。

锂电池目前主流应用主要为新能源车动力和储能。其中车载动力的高速发展已经接近10年，PHEV和EV在中国、欧盟整体渗透率已经超过20%，预计未来增速放缓，但未来数年的投资机会仍然存在：低基数但要求本土化制造的美国市场；国产市占率低的欧洲市场；国产上游原材料的全球份额远高于电芯，二三线国产电芯的反超机会。储能市场的应用场景正在逐步打开、取得高速增长，尤其是2022年欧洲能源价格暴涨后带来欧盟户用光伏+储能需求井喷。我们预计2023年中美的风光集中电站和全球工商业分布式储能将取得高增长，且由于传统动力电芯与站用储能电芯的规格差异较大、因此独立供应大容量储能电芯的企业值得关注。除了产销量数据增长外，预计2023年上游锂资源的价格有望大幅回调，由此也将带来应用端的成本降低，有利于释放终端需求、主流企业可以快速提升销量和产能利用率。

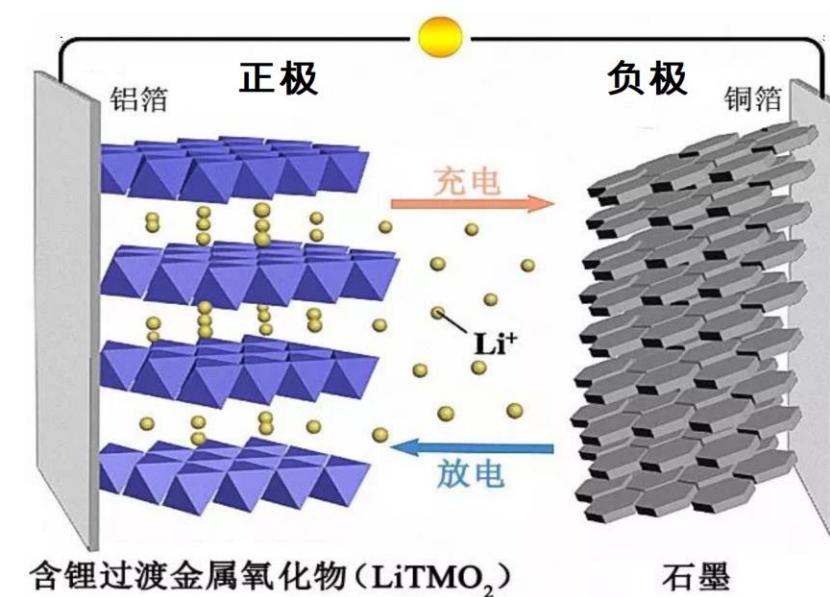
新技术应用带来的电池效率与寿命提升，甚至有可能带来革命性的变化。当前我们非常关注新技术包括但不限于：革命性的固态锂电池、钠电池、液流电池(长时储能)；LFMP正极/硅系负极、复合铝箔/铜箔等电池材料创新；辅材和系统配套的石墨烯/气凝胶/液冷板等。

图54: 元素周期表中第一族元素的得失电子能力更强



资料来源：中国化学会、新材料产业、中航证券研究所

图55: 聚合物锂(钠)离子电池工作原理



3.3 碳中和利器：锂电洁能，新能源车突击成功，新型储能开启新篇章



图56: 全球新能源汽车销量、增速以及渗透率预测(GWh)

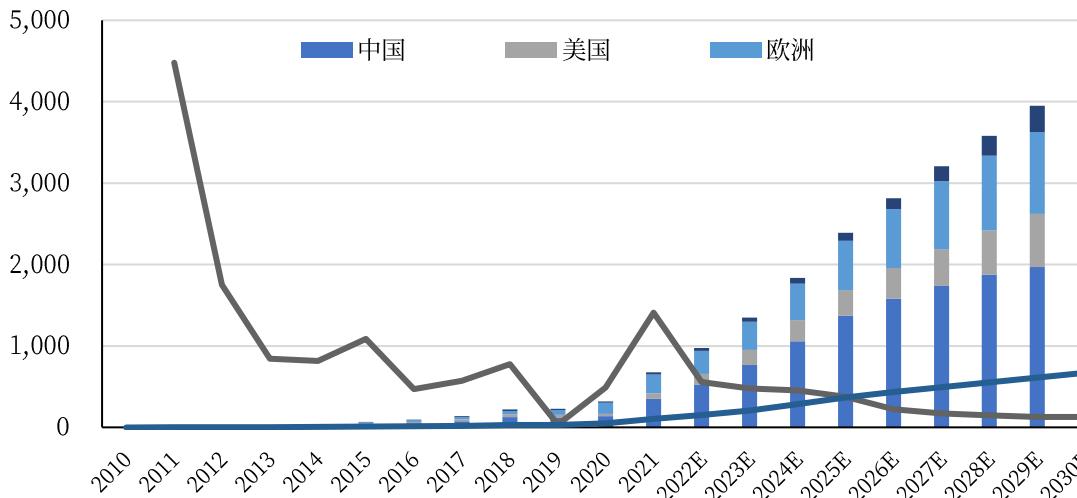


图57: 全球动力电池出货量及增速预测(GWh)

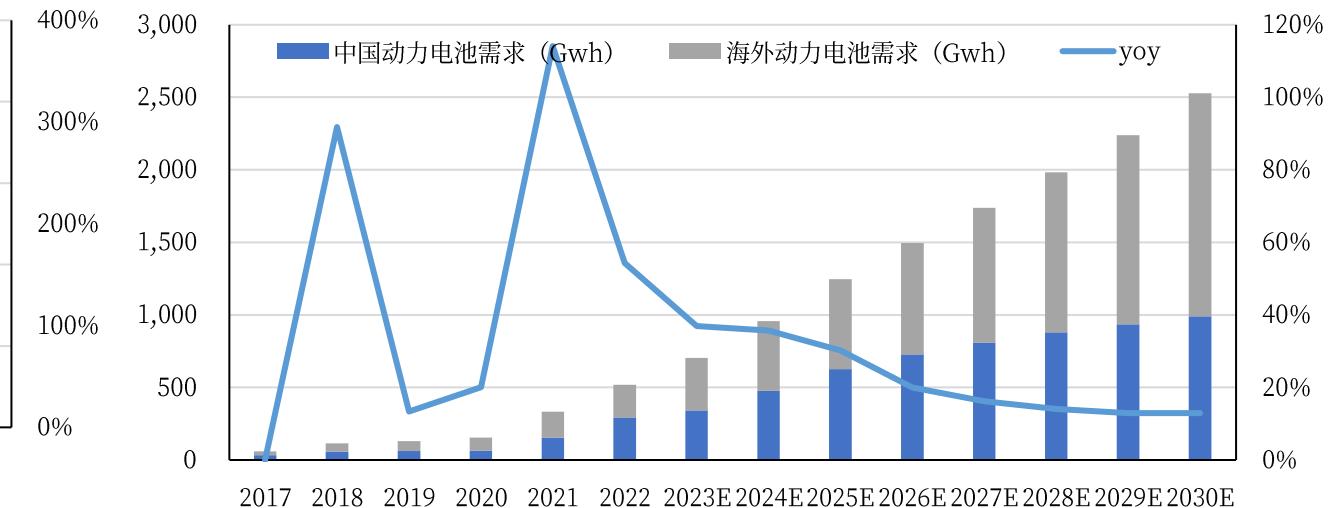


图58: 全球电化学储能新增装机预测(GW)

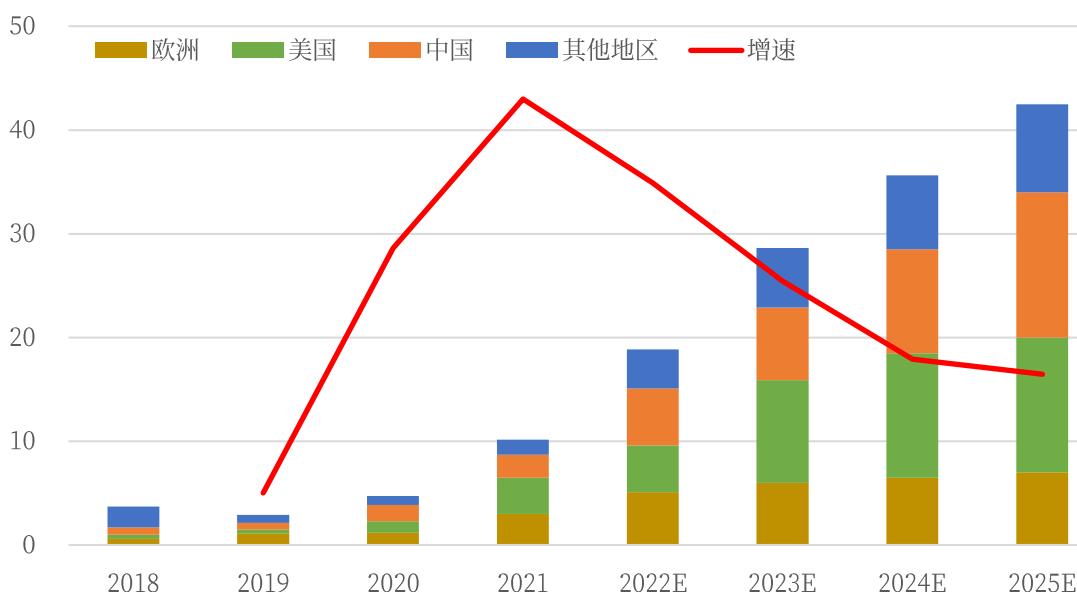


图59: 2020~2022三年中美欧新增储能装机实现高增长(GW)

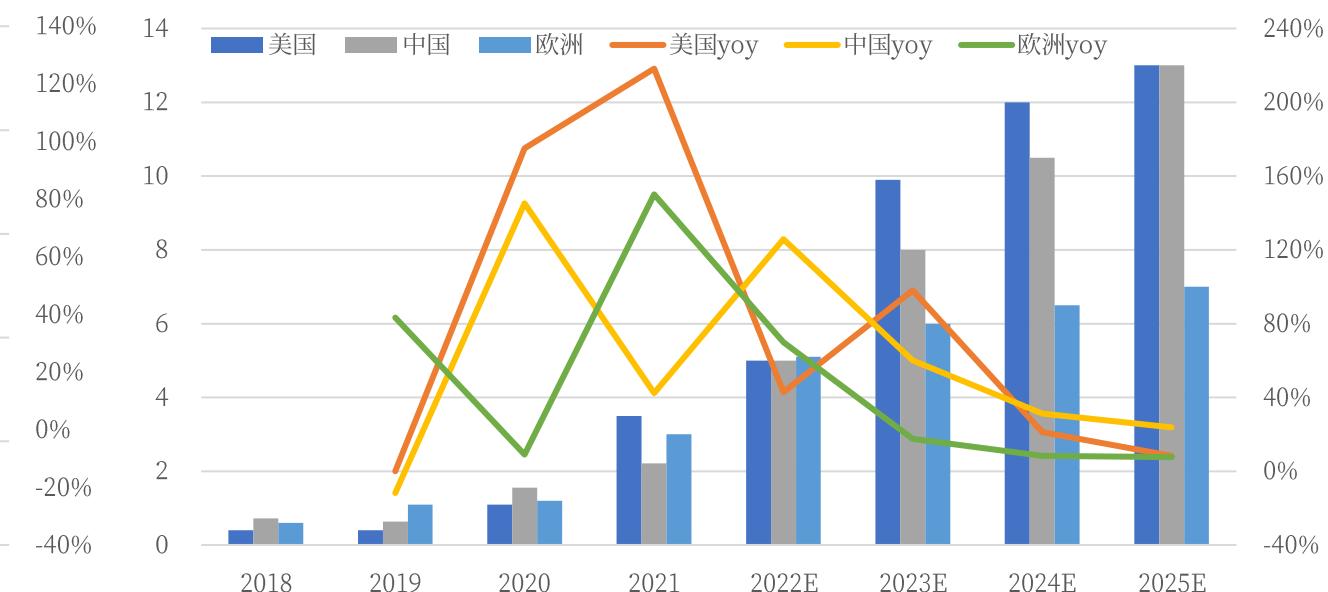
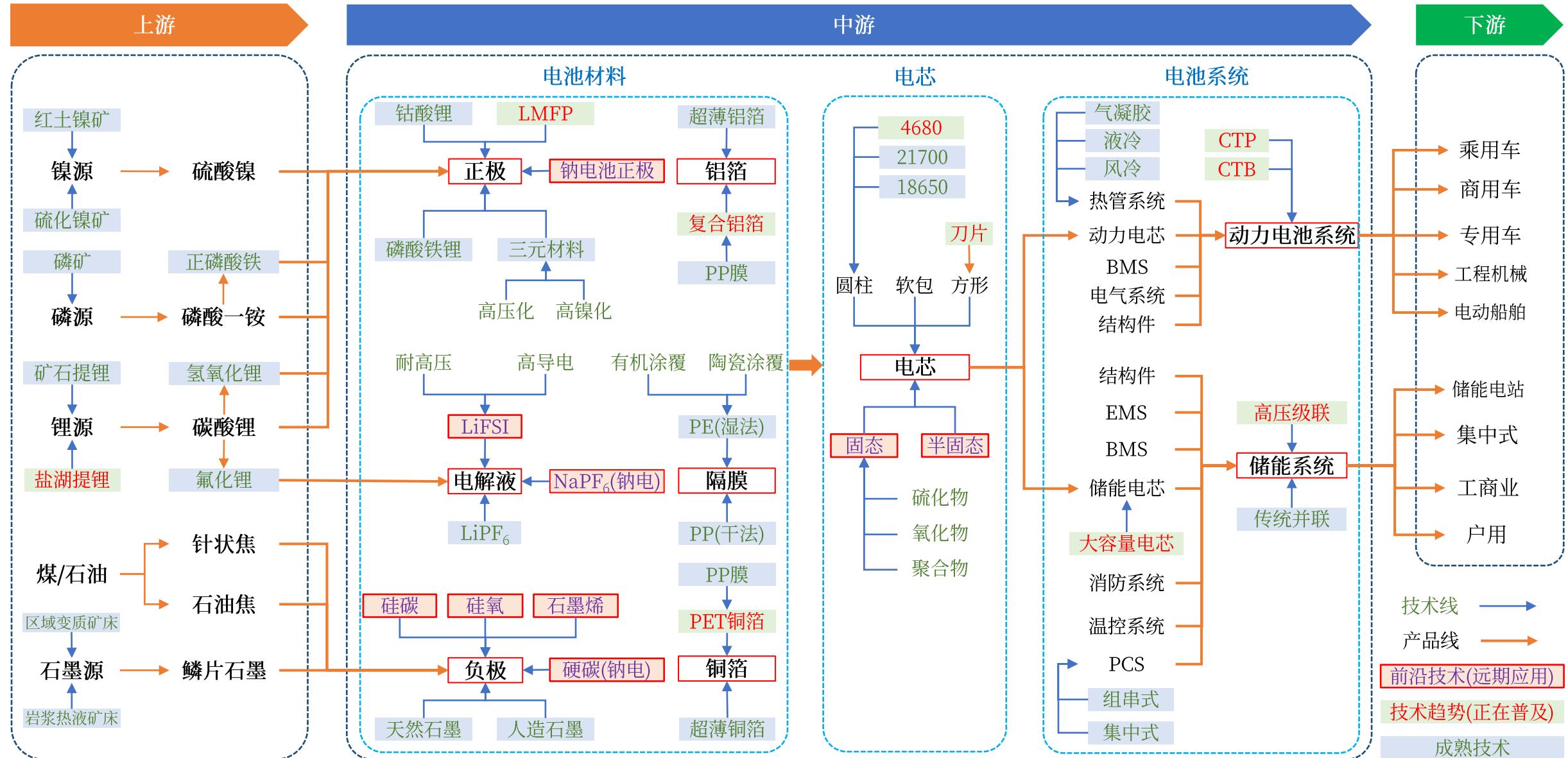


图60：锂电池产业链与技术革新路线梳理



氢能产业应用场景多元，是理想的工业原料与储能介质。氢能产业链长且复杂，需要大型经济体的多产业部门协同发展、推动产业化和降本。氢的来源不同、制备工艺不同、及应用场景不同，对其提纯与储存运输工艺提出不同要求。由于氢的通常状态为气态，储运需以高压气态或液态的形式才能提高运输效率、降低单位运输成本，不同的储运技术应适应不同的应用场景才能实现成本最优化。而氢的充电和放电通常在两套装置中进行，分别为电解槽和燃料电池(系统)。氢的制出运整体成本偏高、尚不具备大幅推广的条件，因此目前国内的政策推动方向主要是先从商用车/专用车/工程机械等特殊场景开始、未来再到乘用车和储能领域的应用。综上，氢能产业链的主要环节分为获取/制备与储运、氢能化学反应与载荷装备、工业/民用/交通部门的氢能利用等上中下游，每个环节都需要进行技术攻关、进行原材料/核心零部件/关键工艺的国产化开发，且部分环节需要重资产投资。未来氢能核心推广的动力将从政策(如补贴)推动逐步转向经济性(包括直接运营成本和碳税成本等)驱动。

目前海外的技术研究、供应链准备与专利储备领先国内，而国内氢能行业规模小、制储运成本较高，因此向全行业推广的条件不完全成熟，若大规模补贴则可能主要流向海外零部件与原材料供应商、专利持有者。在2014年特斯拉开放多项专利后，助力全球造车新势力涌现，产业规模快速扩大、成本快速降低、加速替代传统汽车。在氢能领域，丰田公司曾经于2015年1月宣布将免费开放约5680项氢燃料电池专利技术给同行使用，以推动并主导氢燃料电池汽车产业的发展，但与燃料电池汽车相关专利仅免费开放至2020年。在此，我们建议丰田、本田、现代汽车、巴拉德及上述公司的供应链将产业化的重心放到中国，利用其丰富多元的产业链优势实现规模降本和更多应用场景开发，并进一步效仿特斯拉、将免费开放专利至更长时间、甚至是永久开放，由此将助力行业快速发展，否则相比错过锂电时代、氢能专利过期将是更大遗憾。

图61：PEM氢能燃料电池工作原理

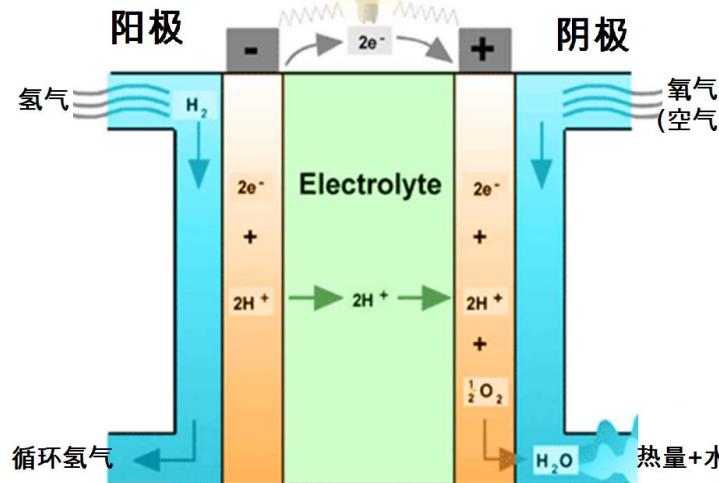


图62：氢气/氢能产业链梳理



3.4 碳中和利器：超级氢能，唯一打通工业/民用/电力能源/交通的终极能源



► 氢能主要优势：

- 1) 聚合物锂(钠)电池和氢燃料电池的充放电过程均属于化学反应，本质是正电子(质子)的迁移、实现储能。
- 2) 锂作为良好的能量载体，具备原子相对质量要小(重量能量密度高)、得失电子能力强、电子转移比例高等优势，同时基于在地球(尤其是地壳)中的元素丰度较高，成本相对可控。
- 3) 氢气/液氢的理论能量密度约为汽油和天然气的2.4~2.7倍，未来可以作为理想的储能介质。
- 4) 氢能未来可以打通交通、民用供暖、电力储能、化工原材料等多方面的跨行业需求。

表16：几种燃料的能量密度对比 氢能优势明显

	形态	体积能量密度	重量能量密度
氢能	常态氢气	0.003 kWh/L	33.6 kWh/kg
	35MPa高压气	0.77 kWh/L	33.6 kWh/kg
	70MPa高压气	1.2 kWh/L	33.6 kWh/kg
	-253°C液氢	2.36 kWh/L	33.6 kWh/kg
燃油(气)	92#汽油	9.26 kWh/L	12.7 kWh/kg
	95#汽油	9.31 kWh/L	12.6 kWh/kg
	0#柴油	11.16 kWh/L	13.1 kWh/kg
	LNG	15.23 kWh/L	13.9 kWh/kg
	气CNG	0.0099 kWh/L	13.9 kWh/kg

表17：氢燃料电池汽车示范城市群

批次	城市群	牵头城市(区)	联合城市(区)
第一批	京津冀城市群	北京市大兴区	海淀/昌平/经开区/延庆/顺义/房山等六区 天津滨海新区 河北保定/唐山/山东滨州/淄博等共12城市(区)
	上海城市群	上海市	江苏苏州/南通/浙江嘉兴 山东淄博/宁夏宁东/内蒙古鄂尔多斯等6城市(区)
	广东城市群	佛山市	广州/深圳/珠海/东莞/中山/阳江/云浮/福州/淄博/包头等
第二批	河北城市群	张家口市	河北唐山/保定/邯郸/秦皇岛/定州/辛集/雄安新区 内蒙古乌海市/上海奉贤区/福建厦门等
	河南城市群	郑州市	河南郑州/新乡/开封/安阳/洛阳/焦作 山东烟台/淄博/聊城/潍坊/广东佛山/宁夏宁东等

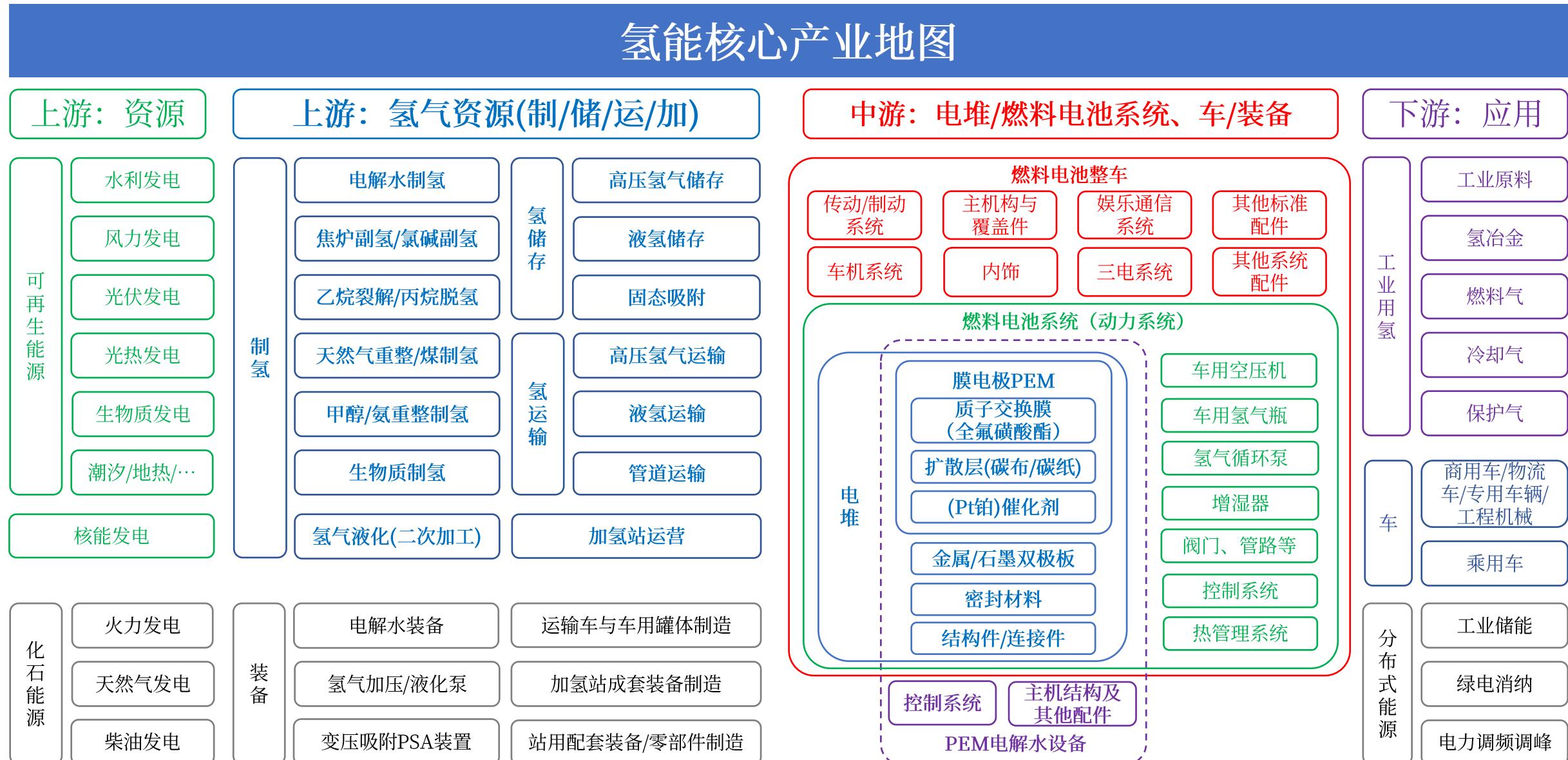
图63：氢气/氢能产业蓄力多年，政策持续发力且不断增强力度

- 2002.7 《“十五”国家高技术研究发展规划(863计划)电动汽车重大专项》确立了混动/纯电/燃料电池汽车和动力电池/驱动电机/多能源动力总成控制系统为重点
- 2006.10 《国家“十一五”科学技术发展规划》确立了混动/纯电/燃料电池汽车和动力电池/驱动电机/多能源动力总成控制系统为重点
- 2017.04 《国家“十一五”科学技术发展规划》制定混动/纯电动/氢燃料电池汽车及轻量化等技术路线图，推动成果转移扩散和商业化；支持动力电池、燃料电池全产业链攻关，实现革命性突破。
- 2019.03 《政府工作报告》首次将氢燃料电池车写入工作报告，明确推动加氢等设施建设。
- 2022.04 《“十四五”能源领域科技创新规划》推动新型大容量储能、氢能及燃料电池等关键技术装备全面突破，将氢气制备/储运/加注和燃料电池设备与系统集成/氢安全防控等关键技术列入重点任务。



- 2005.12 《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006-2020年)》确定将新能源(含燃料电池)车作为科学技术发展的优先主题。
- 2012.07 《“十二五”国家战略性新兴产业发展规划》将燃料电池车纳入国家战略性新兴产业重点方向，推进新能源车及零部件研究试验基地建设，构建产业技术创新联盟。
- 2016.11 《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》建设动力电池产业链的全球竞争力，系统推进燃料电池车研发与产业化，到2020年实现批量生产和规模化示范应用。
- 2020.09 《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》构建燃料电池车示范城市群，推动新技术、新车型的示范应用，构建燃料电池车产业链条、促进各环节技术研发和产业化。
- 2022.03 《氢能产业发展中长期规划(2021-2035)》明确目标：到2025年燃料电池车保有量5万辆，到2030年形成氢能产业技术创新体系和绿能制氢供应体系；到2035年氢能产业涵盖交通/储能/工业多领域。

图64：氢能核心产业地图



资料来源：中航证券研究所总结

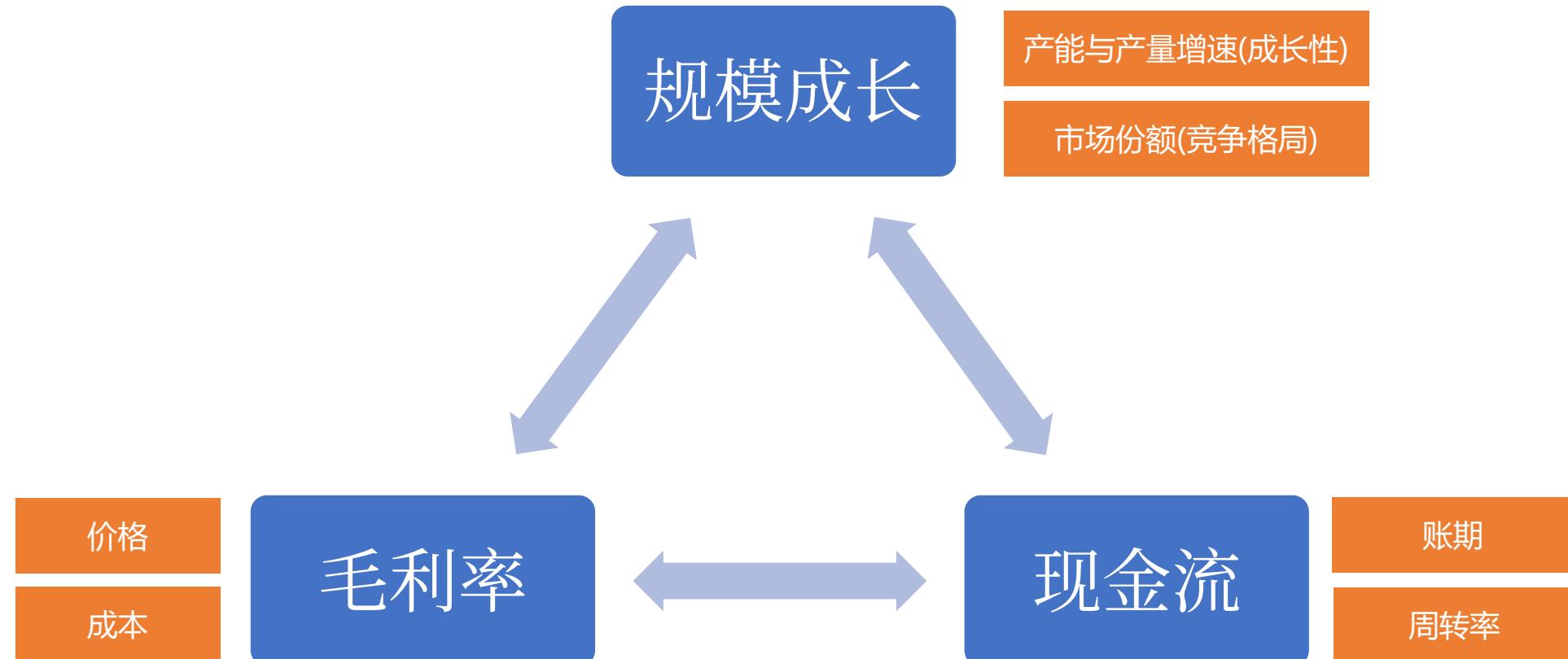
备注：核能发电是否清洁能源存在争议，因各国家/地区法规而异

根据我们总结的“规模企业经营不可能三角”筛选优质的商业模式：

- 1) 产能与产量规模持续成长、毛利率维持高水平、现金流充沛，三者兼得则企业/细分行业，处于绝佳投资机会；
- 2) 若牺牲其中一项指标可以换取另外两项指标的优化，仍然处于较为理想的投资阶段；
- 3) 若需要牺牲至少两项指标才能换取其中一项指标优化，或者三项指标同时恶化，则短期回避投资机会。

按此框架，在硅、锂降价和油气价格反弹后，有望出现下游装机需求快速增长、光伏/储能的各环节产能利用率提升、成本持续降低、周转率提高，由此将迎来新一轮投资机会。

图65：规模企业经营面临的“不可能三角”



根据我们总结的制造业“产品周期阶段共性规律”框架，可以用于更深刻理解企业不同阶段的经营模式和业务发展重点：

- 1) 在“工艺品”周期里，下游客户的痛点需求集中体现对极致性能的追求、采购不计成本，这类产品的产销量和客户群都相对小，适合于EPS增长投资逻辑。此间，EPS投资逻辑更适用，因为量的增长较慢、客群有限。
- 2) 在“工业品”周期里，下游客户通常以极致的性价比为首选，即相同价格下的最佳性能、或相同性能下的更低价格，目标客群迅速扩大，技术进步和成本控制成为双核发力点，先于周期上行而提前做好产能和供应链储备的企业具有极强的爆发力。当“工艺品”向“工业品”、“早期工业品”向“中期工业品”发展阶段，往往是技术革新加快、以价换量、下游快速普及、行业规模快速扩大的上行周期、PE弹性明显，做好成本控制的企业将取得较高的EPS增长，行业将随着几轮技术革新出现多次“小周期”。
- 3) 在“(类)大宗商品”周期里，商业模式进入到新阶段，即自由买卖和充分竞争，届时需求的分化与技术门槛降低都成为常态，期货类产品的金融杠杆可以放大数倍，但唯一明确的是制造厂家对成本的追求会更“卷”、更极致。当“工业品”向“(类)大宗商品”发展，因技术门槛降低、行业将进入恶性竞争阶段，则PE估值的回落不可避免。

表18：制造业不同产品周期阶段的共性规律

	工艺品	工业品	(类)大宗商品*
产品技术/品质	★★★★★	★★★	需求分化，但普遍技术门槛低
成本	往往不惜成本、追求极致的性能	性价比优先、甚至是极致的性价比	成本公开透明、价格随行就市，“卷”出极致成本
下游价格敏感度	不敏感，往往可付全款	相同品质价格更低、相同价格品质更优	价格极为敏感，波动可能极大
客户群	极为小众，堪比万分之一	不断扩大，力争下游覆盖50%~90%	基本可以覆盖全部人群或所有下游企业
技术壁垒	非常高	比较高，取决于成本	技术透明、可复制性强
牌照壁垒	小众领域，鲜有牌照	由乱到治，逐步提高准入门槛	准入门槛公开透明，通常头部优势明显
现金流与金融属性	往往可以收全款后发货 除了收藏品，基本无金融属性	开启“首付-过程款-尾款-质保金”模式	一般现款现货 期货产品金融杠杆十足，现货价格依赖供给周期

- 国内外“碳中和”政策发生逆转或暂缓，影响新能源投资需求
- 海外能源价格下跌，影响替代性的新能源需求、估值体系重构
- 美联储加息导致海外资金成本提高、导致整体行业需求减弱，影响科技股估值
- 美元升值导致进口原材料成本提高、影响企业盈利能力，同时非美货币资产的短期投资价值承压
- 新技术成熟度不及预期，影响行业推广
- 战争等不可抗力影响



邹润芳

中航证券总经理助理兼研究所所长

先后在光大、中国银河、安信证券负责机械军工行业研究，在天风证券负责整个先进制造业多个行业小组的研究。作为核心成员五次获得新财富最佳分析师机械（军工）第一名、上证报和金牛奖等也多次第一。在先进制造业和科技行业有较深的理解和产业资源积淀，并曾受聘为多家国有大型金融机构和上市公司的顾问与外部专家。团队擅长自上而下的产业链研究和资源整合。

SAC:S0640521040001



曾帅

新能源行业首席分析师

先后任职于中银国际证券、天风证券负责机械行业研究，2017年作为团队核心成员获得新财富最佳分析师（团队）机械行业第一名。在锂电装备、光伏装备、机器人与自动化等领域持续深度研究。曾先后就职于航天、医疗器械、钢铁等行业，热爱制造业，对科技和周期均有深入研究，建立了“中国制造业投资周期”研究框架。

SAC: S0640522050001

我们设定的上市公司投资评级如下：

- | | |
|----|----------------------------------|
| 买入 | ：未来六个月的投资收益相对沪深300指数涨幅10%以上。 |
| 持有 | ：未来六个月的投资收益相对沪深300指数涨幅-10%-10%之间 |
| 卖出 | ：未来六个月的投资收益相对沪深300指数跌幅10%以上。 |

我们设定的行业投资评级如下：

- | | |
|----|---------------------------|
| 增持 | ：未来六个月行业增长水平高于同期沪深300指数。 |
| 中性 | ：未来六个月行业增长水平与同期沪深300指数相若。 |
| 减持 | ：未来六个月行业增长水平低于同期沪深300指数。 |

分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告清晰、准确地反映了分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与，未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。风险提示：投资者自主作出投资决策并自行承担投资风险，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。

免责声明

本报告由中航证券有限公司（已具备中国证券监督管理委员会批准的证券投资咨询业务资格）制作。本报告并非针对意图送达或为任何就送达、发布、可得到或使用本报告而使中航证券有限公司及其关联公司违反当地的法律或法规或可致使中航证券受制于法律或法规的任何地区、国家或其它管辖区域的公民或居民。除非另有显示，否则此报告中的材料的版权属于中航证券。未经中航证券事先书面授权，不得更改或以任何方式发送、复印本报告的材料、内容或其复印本给予任何其他人。未经授权的转载，本公司不承担任何转载责任。

本报告所载的资料、工具及材料只提供给阁下作参考之用，并非作为或被视为出售或购买或认购证券或其他金融票据的邀请或向他人作出邀请。中航证券未有采取行动以确保于本报告中所指的证券适合个别的投资者。本报告的内容并不构成对任何人的投资建议，而中航证券不会因接受本报告而视他们为客户提供。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被中航证券认为可靠，但中航证券并不能担保其准确性或完整性。中航证券不对因使用本报告的材料而引致的损失负任何责任，除非该等损失因明确的法律或法规而引致。投资者不能仅依靠本报告以取代行使独立判断。在不同时期，中航证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告仅反映报告撰写日分析师个人的不同设想、见解及分析方法。为免生疑，本报告所载的观点并不代表中航证券及关联公司的立场。

中航证券在法律许可的情况下可参与或投资本报告所提及的发行人的金融交易，向该等发行人提供服务或向他们要求给予生意，及或持有其证券或进行证券交易。中航证券于法律容许下可于发送材料前使用此报告中所载资料或意见或他们所依据的研究或分析。