



Research and  
Development Center

# 碳达峰和碳中和：碳市场前景与影响分析

能源行业

2021年07月19日

证券研究报告

行业研究

投资策略报告

能源 行业

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明 能源行业首席分析师

执业编号: S1500518070001

联系电话: +86 10 83326795

邮箱: zuoqianming@cindasc.com

信达证券股份有限公司

CINDA SECURITIES CO., LTD

北京市西城区闹市口大街9号院1号楼

邮编: 100031

## 碳达峰和碳中和：碳市场前景与影响分析

2021年07月19日

### 本期内容提要：

- **核心提要：**碳市场作为有效的减排手段，受到国家高度重视。本文对全球碳市场（国际碳市场、欧盟碳市场和碳边境调节机制、我国碳市场）进行了全面分析，**建议关注碳市场对行业产生的结构性影响，重点把握技术路径、用能形式存在明显差异的行业的投资机会，如电解铝（水电铝 vs 火电铝）、钢铁（电炉钢 vs 转炉钢）等，以及区分不同类型电源的环境属性下的非化石能源发电（水电、风电、光伏等）板块机会；同时须注意碳交易所股权价值、CCER 价值存在的风险。**
- **国际碳市场中，碳配额交易机制难以落地实施，仍将以碳信用交易机制为主，但预计交易量和交易金额较为有限。**《京都议定书》构建了三大市场化的减排机制，其中清洁发展机制（CDM）发展规模最大，但在2013年后因欧盟政策调整而趋于消亡。2020年后，《巴黎协定》成为全球减排总纲领，但其对于碳市场机制尚存在较多未明确之处，缔约方间也存在大量分歧与争议。预计未来较长一段时间内，国际碳市场仍将以碳信用交易机制为主，且交易量和交易金额较为有限。
- **欧盟碳边境调节机制（CBAM）是欧盟碳市场在边境的延伸，其本质是碳关税。**（1）欧盟内部存在争议，完成立法并非易事，预计最终立法内容与当前可能存在较大差异；（2）虽然欧盟极力避免将CBAM定位为“碳关税”而上升至WTO层面进行讨论，但可能难以实现，而一旦进入WTO层面讨论，大概率将引发广泛争议，预计将大大推迟CBAM落地进程；（3）按照当前规则，**CBAM对我国出口影响有限，主要受影响行业为钢铁和电解铝。未来应重点关注欧盟碳市场对工业免费配额的减少和CBAM对商品上游投入物排放的计算方式，上述变化是CBAM对我国出口影响的核心变量。**
- **全国碳市场在“十四五”期间影响主要为结构性而非系统性。**预计“十四五”期间配额总量将总体充足，不会给行业带来系统性的减排压力；从配额分配方法来看，主要采用的基准法、历史强度法将会对所纳入行业产生结构性影响，主要利好碳排放强度低于行业基准值的头部企业。对于火电行业，300MW以上和300MW及以下机组采用不同基准线，若考虑基准线约为每档机组度电排放加权平均值，则度电利润影响不超过3%。对于下一步有望纳入碳市场的电解铝行业，目前电解铝外购电量采用区域电网平均排放因子，则火电铝/水电铝利润弹性为-1.4%/+2.6%。未来，随着碳价上升，碳配额交易对于电解铝行业的结构性影响将会持续扩大；同时需重点关注电解铝等行业碳排放核算时外购电排放因子的选择，若能够由区域电网平均排放因子调整为实际排放因子，碳交易为水电铝带来的业绩提升将明显扩大（+7.2%）。
- **投资机会：（1）关注技术路径、用能形式存在明显差异的行业的投资机会，如电解铝（水电铝 vs 火电铝）、钢铁（电炉钢 vs 转炉钢）等；（2）区分不同类型电源的环境属性下的电力投资机会，看好水电、新**

能源运营商、生物质发电板块。

- **风险提示:** (1) 碳交易所股权价值或存在高估; (2) **CCER 政策不确定性大, 应把握业绩修复逻辑, 而非额外收益逻辑。** 预计平价风电、光伏等难以继续申请 CCER, CCS、生物质发电等项目或仍能受益, 林业碳汇项目需重点考虑其能否满足额外性要求, 从历史经验看该类型项目较难申请。
- **风险因素:** 1、自然因素导致全球温升控制目标出现变化; 2、欧美联合推进碳边境调节机制; 3、全国碳交易市场覆盖行业碳配额分配政策出现较大变化 (基准线出现较大调整、大幅提高有偿分配比例等)。

## 目 录

关于减排政策工具的对比分析.....	7
1、推动温室气体减排的政策工具.....	7
2、碳定价机制在全球的应用情况.....	7
3、我国减排政策前瞻.....	11
全球碳市场的架构与发展.....	11
1、碳市场的构成与运行.....	11
2、全球碳市场的总体架构.....	12
3、全球碳市场的发展现状与趋势.....	14
国际碳市场发展前瞻.....	16
1、《京都议定书》下的国际碳市场.....	16
2、《巴黎协定》下的国际碳市场.....	23
欧盟碳市场与碳边境调节机制.....	24
1、欧盟碳市场.....	24
2、欧盟碳边境调节机制.....	28
全国碳市场与投资机会.....	32
1、基本框架及行业影响.....	32
2、行业影响.....	36
3、投资分析.....	40
4、重点投资领域和相关上市公司.....	44
风险因素.....	44

## 表 目 录

表 1: 三种减排政策工具对比.....	7
表 2: 碳市场与碳税在全球的实施情况.....	8
表 3: 《联合国气候变化框架公约》附件一国家及相关限排减排承诺.....	16
表 4: 《京都议定书》下的三种减排合作机制.....	17
表 5: CDM 项目分类.....	19
表 6: 欧盟碳市场的四个发展阶段对比.....	24
表 7: 欧盟碳边境调节机制政策制订进程.....	28
表 8: 欧盟碳边境调节机制立法草案的主要内容.....	29
表 9: 边境调节机制与世界贸易组织规则适应性.....	31
表 10: 区域试点市场采用的初始配额分配方法.....	33
表 11: 基准线法和历史强度法可能涉及的行业.....	34
表 12: 发电行业碳配额分配规则.....	36
表 13: 不同煤种的单位热值含碳量和标煤碳排放系数.....	37
表 14: 国标要求的机组单位产品能耗限额等级.....	37
表 15: 典型火电机组度电碳配额收益/支出测算.....	38
表 16: 华能国际火电度电业绩弹性测算.....	38
表 17: 2019 年电解铝 CO <sub>2</sub> 排放测算.....	39
表 18: 全国碳市场的组织架构.....	41
表 19: 参股地方碳交易所的上市公司及相关公司.....	41
表 20: 十四五风电和光伏产生的减排量测算.....	43
表 21: 重点投资领域和相关上市公司.....	44

## 图 目 录

图 1: 碳市场与碳税在全球的实施情况.....	8
图 2: 全球碳定价机制运行数量和覆盖的温室气体排放量占比.....	9
图 3: 各国家和地区碳价水平.....	10

图 4: 不同国家/地区碳市场所覆盖的行业 .....	10
图 5: 碳市场的架构 .....	11
图 6: 碳配额分配方法的分类 .....	12
图 7: 碳配额分配方法对比 .....	12
图 8: 碳市场的运行流程 .....	12
图 9: 全球温室气体排放增长情况 .....	13
图 10: IPCC 所建议的全球减排路径 .....	13
图 11: 全球碳市场的总体架构 .....	14
图 12: 全球碳市场发展现状 .....	15
图 13: 欧盟与瑞士碳市场连接前后的碳价变化 .....	15
图 14: 《京都议定书》下的三种减排合作机制示意图 .....	18
图 15: CDM 项目开发流程图 .....	19
图 16: 各阶段 CDM 项目统计 .....	19
图 17: 提交 PDD 和已签发 CERs 的各类型 CDM 项目数统计 .....	21
图 18: 各类型 CDM 项目 CERs 签发量和占比统计 .....	21
图 19: 年新增注册项目数和新增签发 CERs 项目数 .....	22
图 20: CERs 新增签发量和累计签发量 .....	22
图 21: 签发的 CERs 的主要来源国 .....	22
图 22: CDM 项目的主要开发国 .....	22
图 23: 签发 ERUs 项目数及占比 .....	22
图 24: 各领域项目 ERUs 签发量及占比 .....	23
图 25: 月新增 JI 开发项目数和注册项目数 .....	23
图 26: ERUs 月新增签发量和累计签发量 .....	23
图 27: 欧盟碳市场配额总量下降趋势 .....	25
图 28: 欧盟碳配额期货价格走势及主要原因 .....	26
图 29: 欧盟碳配额期货价格与 CERs 期货价格对比 .....	26
图 30: 欧盟碳市场第三阶段免费配额总量与占比 .....	27
图 31: 欧盟碳市场第三阶段各类免费配额度 .....	27
图 32: 欧盟低收入国家电力行业免费配额度 .....	27
图 33: 欧盟发电（供热）行业碳排放量 .....	27
图 34: 欧盟制造业分行业排放量 .....	27
图 35: 欧盟制造业分行业免费配额度 .....	27
图 36: 欧盟对于 CBAM 的进度安排 .....	28
图 37: 欧盟碳边境调节机制的可能征收方式 .....	30
图 38: 欧盟普通立法程序 .....	30
图 39: 中国对欧盟出口中当前欧盟 CBAM 所涉行业金额占比 .....	32
图 40: 中国对欧盟出口中当前欧盟碳市场所涉行业金额占比 .....	32
图 41: 全国碳市场的基本框架 .....	33
图 42: 北京关于水泥行业二氧化碳排放的核算规则 .....	35
图 43: 国内八个试点碳市场碳配额日成交均价 .....	36
图 44: 国内八个试点碳市场碳配额加权平均成交价 .....	36
图 45: 全国碳排放权交易市场的预期价格 .....	36
图 46: 典型机组度电排放（供电煤耗取能耗限额 1、3 级均值） .....	38
图 47: 典型机组度电排放（供电煤耗取能耗限额 3 级） .....	38
图 48: 2020 年铝电解环节电力消耗产生的单位排放（企业） .....	39
图 49: 电力供给和需求曲线 .....	40

图 50: 碳价提高非化石能源发电利润空间 .....	40
图 51: 核电主要上市公司市场化电量占比 .....	41
图 52: 核电平均上网电价 (元/MWh) .....	41
图 53: 公开披露的各类型 CCER 项目备案减排量及占比 .....	43
图 54: CCER 项目流程及供给量测算 .....	44

# 关于减排政策工具的对比分析

## 1、推动温室气体减排的政策工具

减排可以通过行政命令、碳税、碳市场三种方式实现。行政命令，一般是政府通过控制高排放产品的供需来实现减排，通常采用限制新项目核准、限制存量项目产量或要求存量项目进行节能减排改造等方式；碳税，是指针对二氧化碳排放征税，主要面向煤炭、石油、天然气等化石燃料，按照其碳含量或碳排放量进行征收；碳市场，是碳排放权交易市场的简称，指建立在温室气体减排量基础上将排放权作为商品流通的交易市场，采用“总量管制与排放交易（Cap & Trade）”的运作方式，即设定排放总量控制目标，然后引导边际减排成本不同的各方进行交易，以最低的成本实现减排目标。

碳税和碳市场是有效的碳定价工具，能够将二氧化碳等温室气体的负外部性内部化，相较行政命令而言，效率更高、社会福利损失更少。碳税和碳市场均遵循“污染者付费原则”，通过具体的碳价，鼓励生产者和消费者将温室气体排放所产生的社会成本的一部分实现内部化。

碳市场能够控制碳排放量，但存在价格波动；碳税能够控制碳排放成本，但排放量难以直接确定。在完全竞争、完全信息和零交易费用的条件下，碳税和碳市场可以达到相同的政策效果，两者可以相互替代，只要将价格或者排放上限确定在边际减排成本与边际减排收益相等处即可。但现实中上述条件很难满足，因而碳税和碳市场的政策效果并不相同。一般来说，碳市场是基于总量干预的环境经济政策，其实质是控制碳排放量；而碳税是基于价格的干预手段，其实质是控制碳排放成本。

行政命令、碳税、碳市场三种政策工具市场化程度、效率依次升高，但执行难度逐渐变大，因而在不同的减排阶段、面向不同的减排领域可能需要不同的政策工具组合。通过对比三种政策工具的优劣势，我们认为：行政手段适合碳排放较快增长阶段，以规划控制等方式限制新增项目，快速降低新增排放；碳税适合碳排放低速增长或下降阶段，可运用在参与方众多、排放强度较低、边际减排成本相近，而交易成本较高的领域，如建筑、交通部门等；碳市场适合碳排放低速增长或下降阶段，可运用在参与方相对有限、排放强度较高、边际减排成本存在差异、交易成本较低的领域，如电力、工业部门等。

表 1：三种减排政策工具对比

减排政策工具	优势	劣势	适用范围
行政命令	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 执行速度很快</li> <li>• 具有数量确定性</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 难以准确测算各排放主体的合理减排量，容易出现一刀切、不公平等现象，影响企业生产经营，甚至造成相关产品价格异常波动</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 适合碳排放较快增长阶段，以规划控制等方式限制新增项目，快速降低新增排放</li> </ul>
碳税	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 具有价格确定性</li> <li>• 可依托现有税收渠道，执行速度较快</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 实际减排量难以预知</li> <li>• 增加控排企业税负，容易引发强烈反对</li> <li>• 难以确定合适的税率，税率过高影响经济发展，过低影响减排效果</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 适合碳排放低速增长或下降阶段，适用于参与方众多、排放强度较低、边际减排成本相近、交易成本较高的领域，如建筑、交通部门等</li> </ul>
碳市场	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 具有数量确定性</li> <li>• 灵活性高。一是可通过抵消机制、配额储存和有限的预借等方式让控排企业自由选择减排的时间和地点；二是不同碳市场之间可以连接而扩展其政策范围和效益</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 需要建立碳交易相关基础设施，不断健全配额分配模式、监测/报告/核查体系等</li> <li>• 价格波动可能较大，影响排放主体的预期和决策</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 适合碳排放低速增长或下降阶段，适用于参与方相对有限、排放强度较高、边际减排成本存在差异、交易成本较低的领域，如电力、工业部门等</li> </ul>

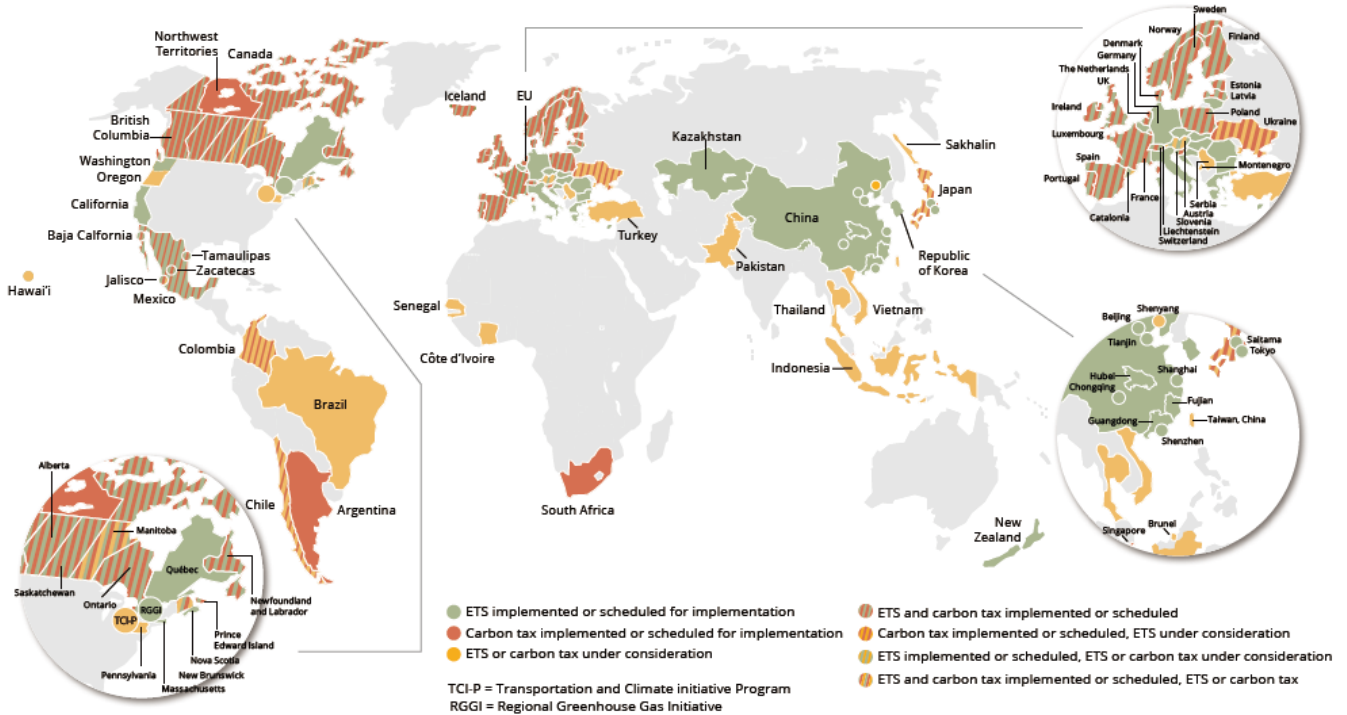
资料来源：ICAP，信达证券研发中心

## 2、碳定价机制在全球的应用情况

从全球来看，碳市场和碳税均有较大范围应用。采用碳市场的有 1 个共同体、9 个国家和 20 个地区，主要包括

欧盟、中国、美国部分州、韩国、德国、英国等；采用碳税的有 27 个国家和 7 个地区，主要包括法国、英国、日本等；同时采用碳市场和碳税的有 19 个国家和 2 个地区，主要包括法国、英国、加拿大、西班牙、葡萄牙等。

图 1：碳市场与碳税在全球的实施情况



资料来源：世界银行，信达证券研发中心（截至 2021 年 4 月）

表 2：碳市场与碳税在全球的实施情况

国家/地区	实施中	计划实施	考虑实施
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 个共同体：欧盟</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 个地区：安大略省（加拿大）、美国东北部的交通和气候倡议计划（TCI-P）、美国气候行动储备方案（Climate Action Reserve, CAR）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 个国家：日本、越南、泰国、印度尼西亚、巴基斯坦、土耳其、乌克兰、黑山、哥伦比亚、智利</li> <li>• 6 个地区：沈阳市（中国）、台湾省（中国）、库页岛（俄罗斯）、马尼托巴省（加拿大）、宾夕法尼亚州（美国）、俄勒冈州（美国）</li> </ul>
<b>碳市场</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 20 个地区：北京市、天津市、上海市、广东省、深圳市、湖北省、福建省、重庆市（中国）；东京市、埼玉县（日本）；魁北克省、纽芬兰和拉布拉多省、新斯科舍省、萨斯喀彻温省、阿尔伯塔省、不列颠哥伦比亚省（加拿大）；马萨诸塞州、弗吉尼亚州、加利福尼亚州、区域温室气体倡议 RGGI（美国）</li> </ul>		
<b>碳税</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 27 个国家：法国、英国、西班牙、葡萄牙、瑞士、爱尔兰、荷兰、卢森堡、列支敦士登、斯洛文尼亚、波兰、乌克兰、拉脱维亚、爱沙尼亚、芬兰、瑞典、挪威、丹麦、冰岛、加拿大、墨西哥、哥伦比亚、阿根廷、智利、日本、南非、新加坡</li> <li>• 7 个地区：纽芬兰和拉布拉多省、不列颠哥伦比亚省、爱德华王子岛、西北地区（加拿大）；塔毛利帕斯州、萨卡特卡斯州、下加利福尼亚州（墨西哥）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 无</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 个国家：塞内加尔、科特迪瓦</li> <li>• 4 个地区：加泰罗尼亚（西班牙）、马尼托巴省（加拿大）、哈利斯科州（墨西哥）、夏威夷州（美国）</li> </ul>



**碳市场&碳税**

- **19个国家**: 法国、英国、西班牙、葡萄牙、荷兰、瑞士、卢森堡、爱尔兰、斯洛文尼亚、波兰、爱沙尼亚、拉脱维亚、芬兰、瑞典、挪威、丹麦、冰岛、加拿大、墨西哥

• 无

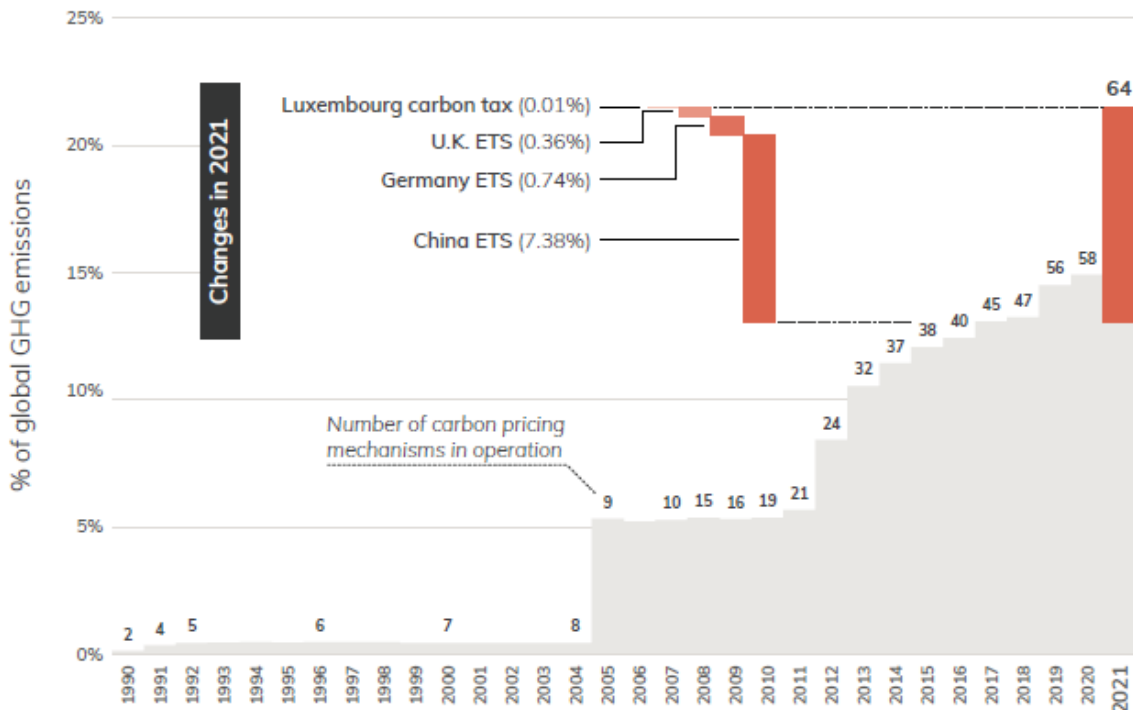
• 无

- **2个地区**: 纽芬兰和拉布拉多省、不列颠哥伦比亚省 (加拿大)

资料来源: 世界银行, 信达证券研发中心 (截至2021年4月)

从覆盖面看, 2021年运行的碳定价机制(碳税和碳市场)数量达到**64**个, 覆盖的温室气体排放量占全球温室气体排放总量的**21.5%**。根据世界银行统计, 2020年运行的碳定价机制数量为58个, 覆盖全球15.1%的温室气体排放量。2021年增量主要来自于中国全国碳排放权交易市场的建立。

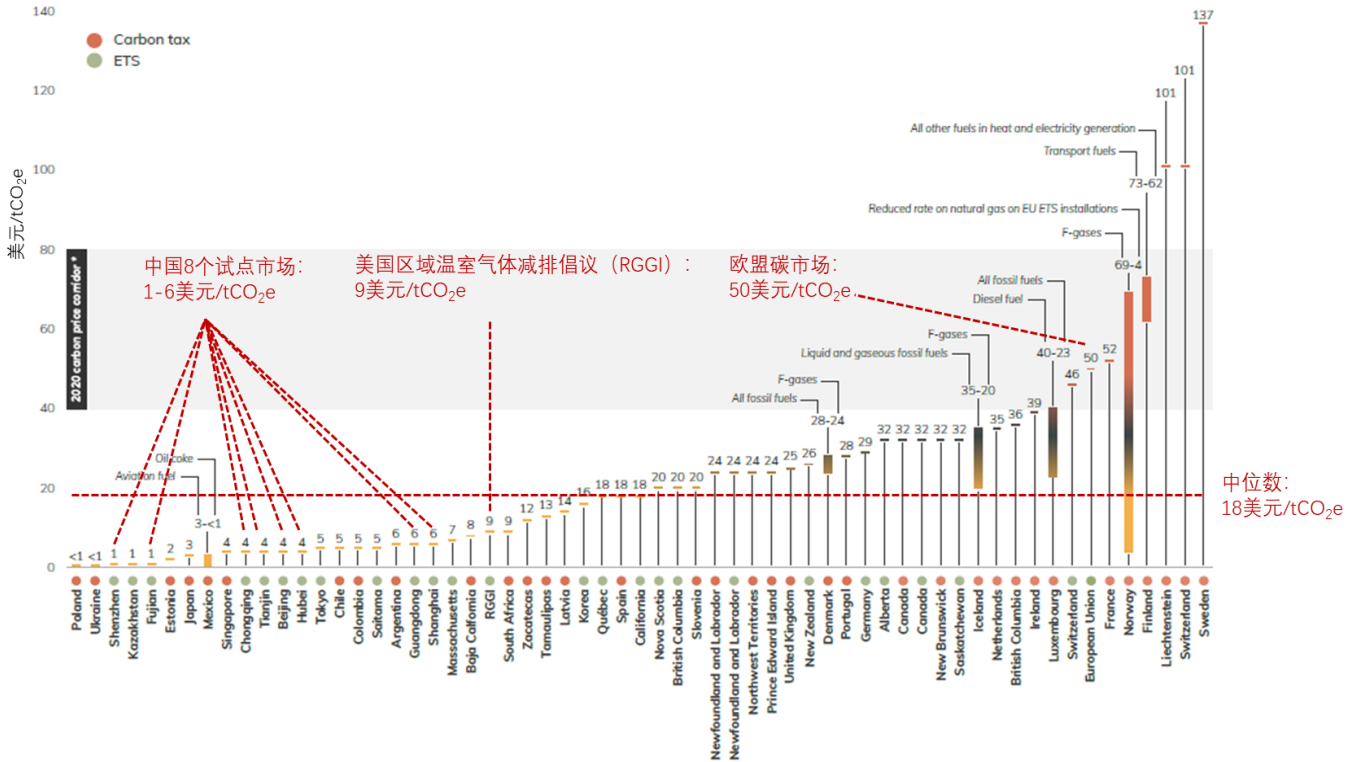
图 2: 全球碳定价机制运行数量和覆盖的温室气体排放量占比



资料来源: 世界银行, 信达证券研发中心

从碳价水平看, 无论采用碳税还是碳市场, 碳价均存在较大差异, 中位数为**18**美元/吨二氧化碳当量, 与实现**2°C**温升控制目标要求下的碳价水平还存在较大差距。世界银行预测, 为实现全球**2°C**温升控制目标要求, 碳价应达到**40-80**美元/吨二氧化碳当量水平, 而目前碳价高于这一水平的温室气体覆盖率仅为**3.76%**, 均为瑞典、瑞士、列支敦士登等欧洲发达国家。

图 3：各国家和地区碳价水平



资料来源：世界银行，信达证券研发中心（2021年4月1日价格）

从涉及的领域来看，碳市场普遍直接覆盖电力和工业部门，大多通过覆盖上游排放源的形式纳入建筑和交通部门。国内航空、废弃物、林业等行业，碳市场涉及较少。

图 4：不同国家/地区碳市场所覆盖的行业



资料来源：ICAP，信达证券研发中心（截至2020年底）

碳市场适合覆盖的领域排放占比很高，加之其适用边界在不断延伸，预计将加快发展，成为最主要的减排政策工具。一是碳市场覆盖的电力部门和工业部门，二者排放的 CO<sub>2</sub> 在 CO<sub>2</sub> 排放总量中占比较高，以我国为例，该比例约为 80%；二是碳市场能够通过一些技术手段替代碳税，扩展适用范围。如面向交通和建筑领域，美国、加拿大部分地区通过覆盖上游市场主体（如交通部门上游的燃料分销商、建筑部门上游的供暖燃料分销商等）等方式，将相关部门纳入碳市场；又如北京在碳排放权交易试点过程中，通过细分交通部门，将排放源相对集中、易于监测的公共交通企业纳入碳市场管理。

### 3、我国减排政策前瞻

在碳达峰前，预计我国主要采用“行政命令+碳市场”进行减排。一是推动我国二氧化碳排放达峰，重在控制排放增量。目前，各地仍在积极上马“两高”（高耗能、高排放）项目，国家通过规划控制，压缩新增项目、减少排放增量，必定是碳达峰前的主要政策选择之一。4月15日，生态环境部已印发《关于加强高耗能、高排放项目生态环境源头防控的指导意见（征求意见稿）》，要求坚决遏制“两高”项目盲目发展。二是建立健全全国碳市场，积极探索满足碳排放要求的最低成本路线，将为碳达峰之后的深度减排阶段做好体制机制准备。

碳达峰至碳中和阶段，预计我国主要采用“碳市场+碳税”进行减排。碳市场至少覆盖电力、工业等部门，排放量占比高，加之其具有灵活扩展能力，因此将是碳达峰至碳中和阶段的主要政策工具。碳税将作为碳市场的补充，主要针对排放点多、面广、浓度低的领域。需要特别说明的是，碳税覆盖的排放总量较小，因而若是未来减排压力不大，则国家有可能不出台碳税政策。

## 全球碳市场的架构与发展

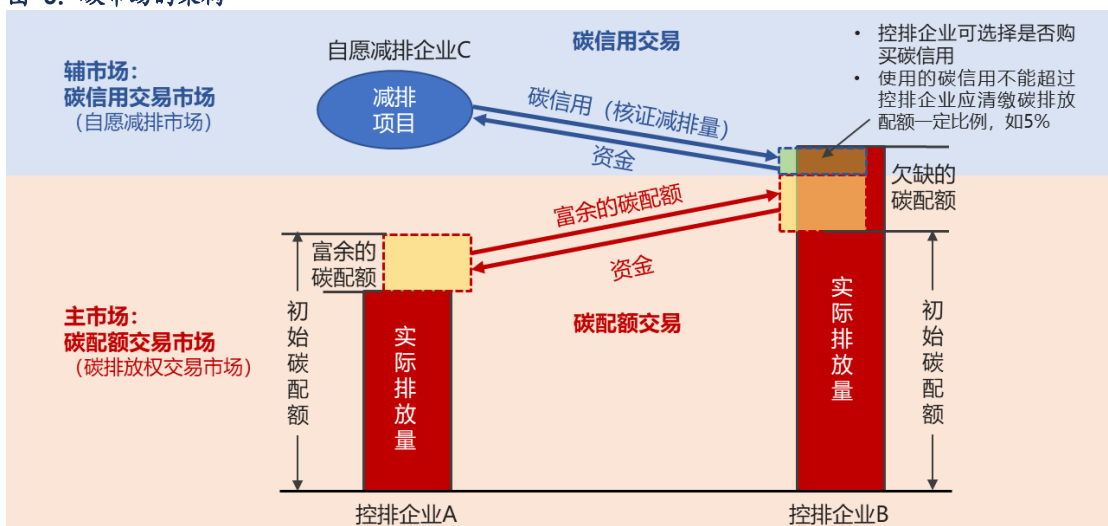
### 1、碳市场的构成与运行

#### (1) 碳市场的架构

碳市场通常包括一主一辅两个市场。主市场为碳配额交易市场（碳排放权交易市场），交易主体主要为控排企业（市场较为成熟后，可将交易主体进一步扩充至金融机构、个人投资者等），交易标的为碳配额，实际排放量大于初始碳配额的企业可向存在富余碳配额的企业购买；辅市场为碳信用交易市场（自愿减排市场），交易主体主要为控排企业和自愿减排企业，交易标的为碳信用（核证减排量）。控排企业可使用碳信用完成配额清缴，但为了确保控排企业有效减排，该使用量会存在限制，一般不超过控排企业应清缴碳排放配额的5%或10%。该机制又称基线与信用机制、抵消机制等。

- **碳信用（Carbon Credit）**是指自愿减排企业实施提升能源使用效率、吸收温室气体、减少温室气体排放等类型项目，产生的相较于基线（上述项目未实施时通常可能发生的情况）的减排量。该减排量需要由政府部门或国际组织核证签发，可用于抵消量化减排义务。

图 5：碳市场的架构



资料来源：ICAP，中国碳排放交易网，信达证券研发中心

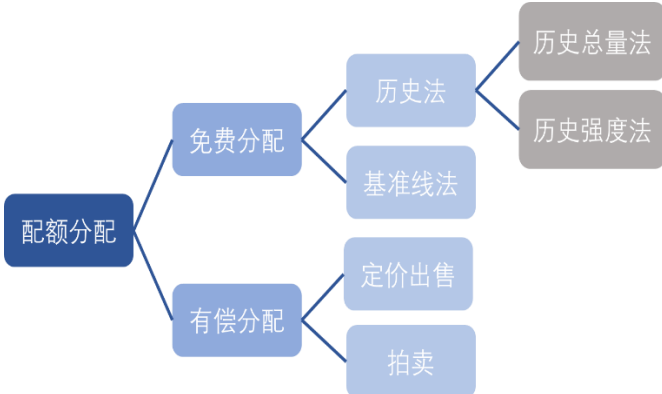
#### (2) 碳市场的 Cap & Trade 模式

碳市场采用总量控制和交易（Cap & Trade）模式。根据政策要求确定年度排放总量上限，将碳配额分配给控排企业，之后组织碳配额和碳信用交易，通过市场机制寻找成本最低的减排路径。总量上限决定了对控排行业的系统性影响，而配额分配方式决定了对控排行业的结构性影响。

碳配额的分配方法包括免费分配和有偿分配两类，一般由免费分配起步，逐步提高有偿分配的占比。

- **历史总量法：**控排企业碳配额=企业过去 N 年的排放均值×减排系数。利好减排潜力大的企业，但此类企业多为落后产能。
- **历史强度法：**控排企业碳配额=企业的历史排放强度值×减排系数×产量。如果减排系数相同，则低排放强度的高效产能反而受损；如果设置差异化的减排系数，则能够达到鼓励先进、鞭策落后的效果。
- **基准线法：**控排企业碳配额=行业基准值×产量。利好排放强度位于行业基准线以下的企业，一般为行业头部、技术水平较高的企业，其每生产一单位产品，将产生实际排放与行业基准线差值的碳配额富余，可以通过碳市场出售给碳配额不足的企业；而排放强度位于行业基准线以上的企业，与此相反。

图 6：碳配额分配方法的分类



资料来源：中创碳投，信达证券研发中心

图 7：碳配额分配方法对比

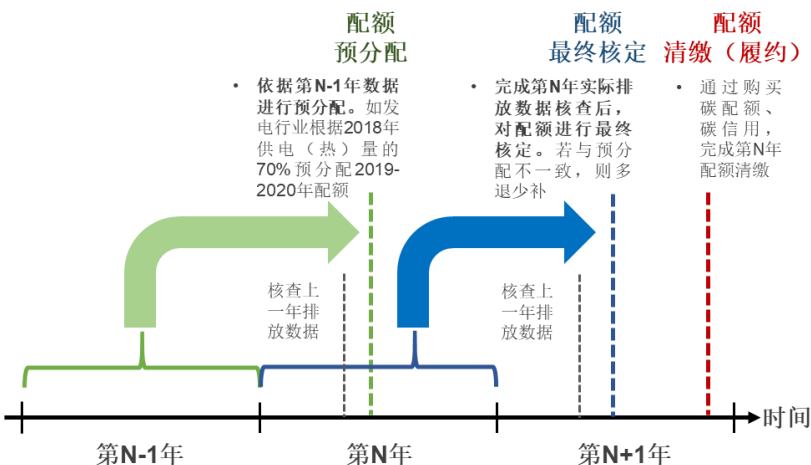
名称	分配方式	优点	缺点
历史总量法	• 企业配额参考过去N年的平均排放量，根据控排要求，确定年下降幅度	• 简单	• 排放越多反而获得更多配额 • 难以随着企业产品产量等变化而及时调整
历史强度法	• 基于某一家企业的历史单位排放（单位产品排放、单位燃料排放等），然后以此为基数逐年下降	• 配额可随着产品产量的变化而调整	• 容易出现“鞭打快牛”的情况
基准线法	• 以行业排放水平前xx%的平均单位排放（单位产品排放、单位燃料排放等）为基准，确定行业中各企业的排放配额	• 促进企业相互竞争减排，优胜劣汰	• 需要掌握全行业的投入产出、排放数据等 • 要有统一规范的核算方法，确保不同企业间的数据可比

资料来源：中国碳排放交易网，信达证券研发中心

### （3）碳市场的运行流程

碳市场的运行大致包括三个关键节点：**配额预分配**，根据上一年度产量等数据预分配目标年的配额，如我国发电行业根据 2018 年供电（热）量的 70% 预分配 2019-2020 年配额。**配额最终核定**，次年对目标年的实际排放进行核查，对配额进行最终核定，若与预分配不一致，则多退少补。**配合清缴（履约）**，控排企业完成目标年的配额清缴，其中配额不足的企业可通过购买碳配额、碳信用等方式完成清缴。

图 8：碳市场的运行流程



资料来源：《2019-2020 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案》（发电行业），信达证券研发中心

## 2、全球碳市场的总体架构

理想条件下，全球形成统一碳市场。通过在不同控排主体、不同行业、不同国家之间碳配额的充分交易，实现碳排放权在全球的最优配置，同时形成最低成本的减排路径。

- **排放总量的确定：**基于温升控制目标确定全球剩余碳排放预算，然后结合经济社会发展等因素，确定年度排

**放总量限额。**如政府间气候变化专门委员会（IPCC）测算表明，若希望将全球温升控制在 1.5°C 以内（50% 以上概率），剩余碳排放预算约为 580-770 GtCO<sub>2</sub>，然后可结合经济社会发展、技术条件等因素，确定年度碳排放上限。

- **碳配额的分配：**基于一定原则，将全球年度排放总量限额分配至各个国家，各国进一步分配至各个控排主体。国家碳配额的分配可综合考虑历史排放水平、人均排放水平等因素进行分配；国内碳配额的分配可基于历史排放、行业平均排放强度、拍卖等形式进行分配。
- **碳配额的交易：**将全球所有控排主体纳入统一的碳交易市场，使其能够直接、充分地进行碳配额交易，以此最大程度降低减排成本。

三方面因素限制了理想条件下的全球统一碳市场的形成，约束了其发展形态。

- 一是碳配额在国家之间的分配面临巨大争议，在较长一段时间内全球碳配额交易市场或难以形成，国家/经济体之间或仅能够通过一些国际减排合作机制，开展有限的碳信用交易。从碳配额分配的可行性看，若要满足 1.5°C/2°C 温升控制目标，根据 IPCC 测算，全球碳排放需要立刻下降，争取在 2050 年/2070 年左右实现碳中和，但实际上全球碳排放至今仍持续保持上升（2020 年受新冠疫情影响，除外），全球碳配额总体不足背景下，难以向各国分配碳配额。从历史经验上看，《京都议定书》设置了联合履约、排放贸易、清洁发展机制开展国际减排合作，其中排放贸易机制下的国家分配单位（Assigned Amount Units, AAUs）类似国家碳配额，但其交易远不及清洁发展机制下的经认证减排单位（Certified Emission Reduction, CERs）交易活跃，从一定程度上表明了在国家之间推行 Cap & Trade 减排模式存在极大阻力。《京都议定书》下的国家碳配额交易仅面向发达国家，其执行情况尚且如此，若要面向全球所有国家，其难度可想而知。

图 9：全球温室气体排放增长情况

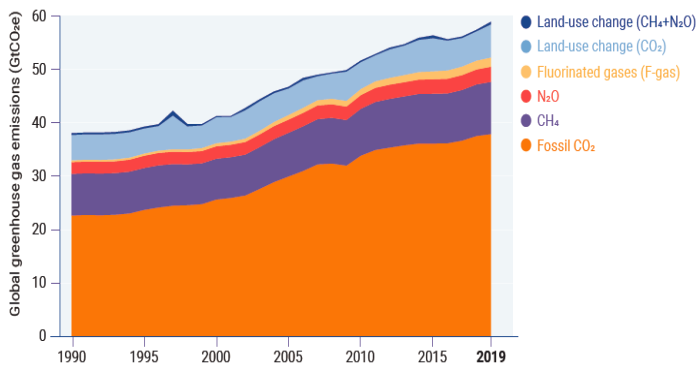


图 10：IPCC 所建议的全球减排路径

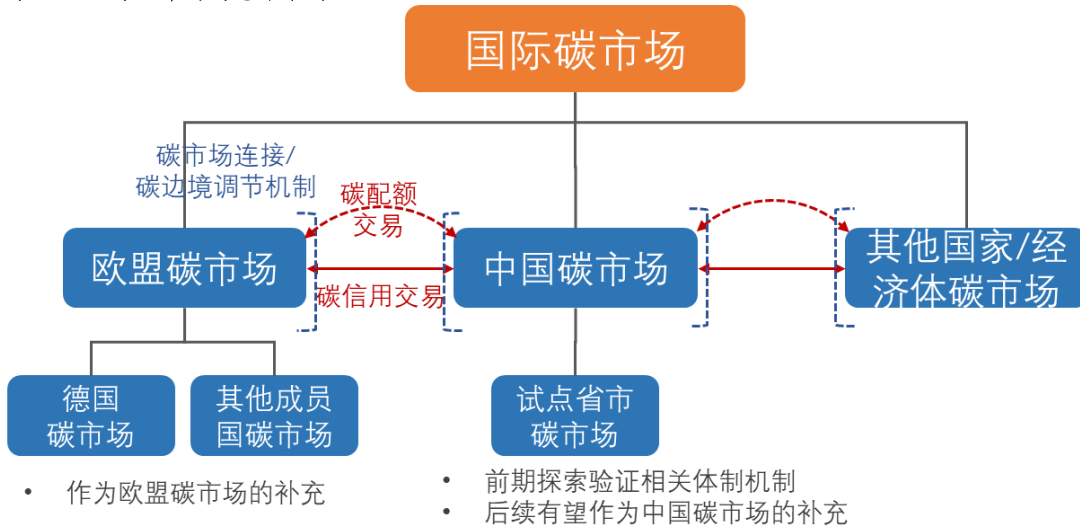


- 二是减排初期各国成本差异巨大，大量控排企业进行国际碳交易有可能扰乱国家的经济、产业部署，构建国家/经济体层面的碳市场并以此为主推进碳交易，或为更加现实的方式。碳市场寻求碳排放权的最优配置，而国家发展需要考虑产业链完整、就业情况等多方面因素，二者或难以完全契合。因此，以国家/经济体碳市场为主，在考虑产业结构要求等条件下引导控排企业减排更加切实可行。这种模式虽然有可能损失一部分效率，但国家将获得宏观调控自主性。
- 三是国际碳市场、国家/经济体碳市场难以一次性覆盖所有排放源，在发展初期国家/经济体内部可能还会存在一些小型市场，作为前者的补充。如欧盟碳市场主要覆盖电力、工业等部门，德国碳市场覆盖建筑、交通部门，实现对欧盟碳市场的补充。

在理想情景下考虑现实约束，我们认为全球碳市场将主要包括国际碳市场和国内/经济体碳市场两个层面。国际碳市场在未来相当长的一段时间内将主要开展碳信用交易，且交易规模较为有限。国内/经济体碳市场是主体，作为各国推进减排的重要政策工具；国内/经济体碳市场内部，可能存在一些小型市场，主要覆盖前者未涉及的行业、领域。国内/经济体碳市场之间，碳定价水平的差异影响产品竞争力并可能导致“碳泄露”问题（碳泄露是

指对于严格减排的国家,其国内一些产品(尤其是高耗能产品)生产可能转移到其他未采取严格减排措施的国家,导致前者减少的碳排放,将会被后者因产业转移带来的新增碳排放而抵消)。这将会产生两种影响:一是不同国家/经济体碳市场进行连接,市场交易将拉平二者碳定价水平,商品在生产环节即支付相同的碳成本,之后可开展自由贸易;二是高碳定价国家通过构建碳边境调节机制(碳关税),在国际贸易环节拉平进口商品与国内商品的碳成本。

图 11: 全球碳市场的总体架构



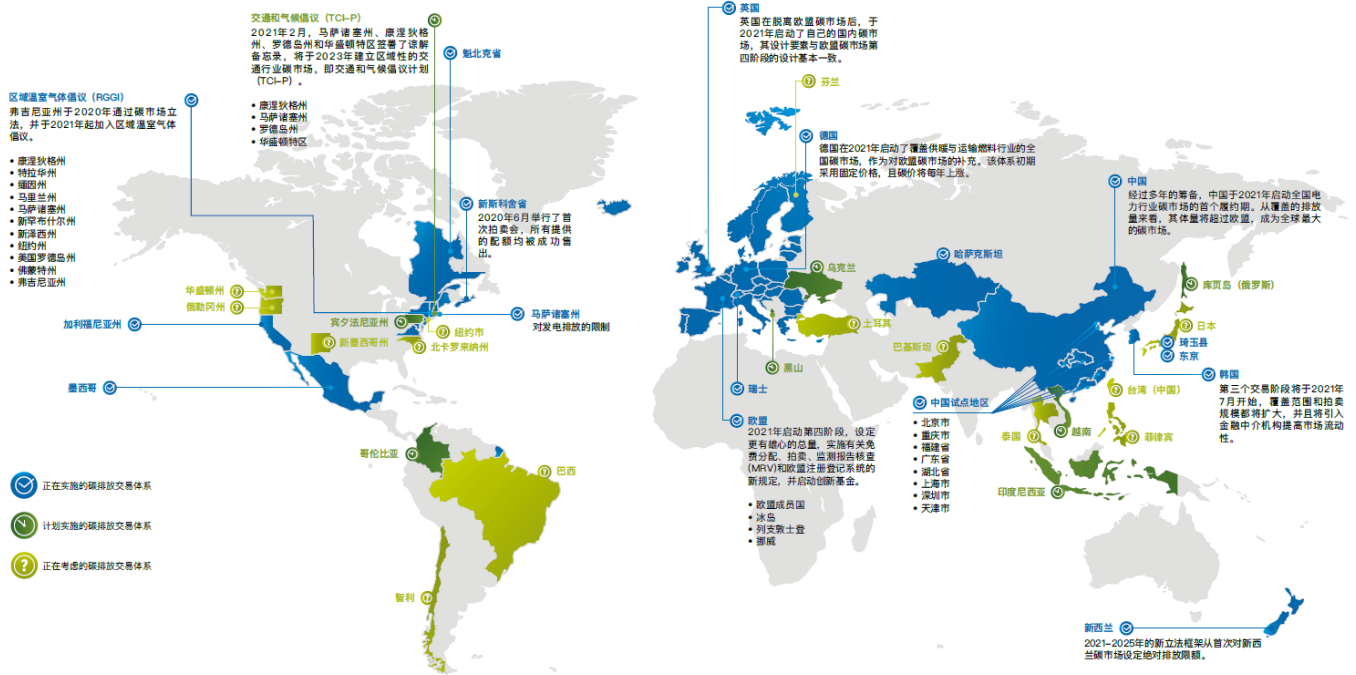
资料来源: 京都议定书, 巴黎协定, 信达证券研发中心

### 3、全球碳市场的发展现状与趋势

当前, 全球碳市场建设总体呈现“下沉”特征:

- **国际碳市场陷于停滞。碳配额交易市场**, 因难以在全球年排放上限、各个国家碳配额分配等问题上达成共识, 故一直无法建立; **碳信用交易市场**, 受益于《京都议定书》设立的三种灵活合作机制(国际排放贸易机制、联合履约机制、清洁发展机制)推动, 国际碳信用交易在《京都议定书》第一承诺期(2008-2012年)初步建立; 但之后, 由于各国参与《京都议定书》第二承诺期(2013-2020年)的积极性大打折扣、发达经济体调整碳信用购买要求等原因, 该市场成交量出现了明显下降。《京都议定书》于2020年到期, 新的全球气候协议《巴黎协定》开展了新合作机制探讨, 但距离机制出台仍需时日。
- **国家/经济体碳市场之间相互影响加深。一是开展碳市场连接的探索**, 瑞士碳市场于2020年与欧盟碳市场完成了连接; **二是欧盟积极推进碳边境调节机制**, 3月10日, 欧洲议会投票通过“碳边境调节机制”(Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM)议案, 计划2023年正式施行。
- **国家/经济体碳市场加快建设**。随着2020年多国提出碳中和目标, 更多国家/经济体开始推动碳市场建设。据国际碳行动伙伴组织(International Carbon Action Partnership, ICAP)统计, 截至2021年1月31日, 全球共有24个运行中的碳市场; 有8个碳市场正在计划实施, 预计将在未来几年内启动运行; 还有14个国家/地区在考虑碳市场这一政策工具在其气候变化政策组合中所能发挥的作用。

图 12: 全球碳市场发展现状



资料来源: ICAP, 信达证券研发中心 (截至2021年1月底)

展望未来,自上而下的 Cap & Trade 模式难以推行,自下而上推动国家/经济体碳市场连接、逐步组建全球碳市场将是可行途径。《京都议定书》总体采用自上而下的管理方式,带来各方争议过大、难以形成共识等问题。《巴黎协定》转向自下而上的管理方式,规定各方将以“自主贡献”的方式参与全球应对气候变化行动,各方根据不同的国情,逐步增加当前的自主贡献,并尽可能增大力度。在此政策背景下,结合上述理论和现状分析,我们认为,未来全球碳市场大概率将自下而上、由各个国家/经济体碳市场耦合连接而成。

- **碳价相近国家的碳市场或将逐步连接。**碳市场连接后碳价将趋同。边际减排成本相近的碳市场连接,价格变化有限,对控排企业影响较小。瑞士碳市场于2020年与欧盟碳市场完成了连接,此后价格趋于一致。

图 13: 欧盟与瑞士碳市场连接前后的碳价变化



资料来源: ICAP, 信达证券研发中心 (截至2021年3月)

- **碳价差异较大的国家,或通过碳边境调节机制、经贸谈判等方式,对碳市场施加间接影响。**碳价差异较大的国家难以直接推动碳市场连接,而维持不同的碳价将对各国经济发展、出口商品竞争力产生差异化影响,因而碳价将成为国际竞争博弈的重要内容。可以预见,减排进度较快国家将通过碳边境调节机制、经贸谈判等方式,对减排进度较慢国家的碳市场施加间接影响,提高后者的碳成本。

## 国际碳市场发展前瞻

### 1、《京都议定书》下的国际碳市场

#### (1) 三大机制

《京都议定书》为发达国家设定了温室气体减排目标，同时构建了三大市场化的减排机制，推动全球低成本减排。《联合国气候变化框架公约》附件一确定了 43 个存在减排要求的缔约方，主要为发达国家/经济体（部分为向市场经济过渡的国家）。《京都议定书》为附件 B 中 39 个缔约方设定了量化减排目标，同时构建了三种灵活合作机制，推动发达国家缔约方通过配额交易或减排项目合作等方式灵活地完成减排任务，同时使发展中国家获得相关技术和资金支持。

表 3: 《联合国气候变化框架公约》附件一国家及相关限排减排承诺

序号	缔约方	纳入时间	是否为向市场经济过渡的国家	《京都议定书》第一期（2008-2012 年）限制或减少排放的承诺 以下为相对基准年或基准期（一般为 1990 年）的百分比
1	澳大利亚	1992 年 5 月		108
2	奥地利	1992 年 5 月		92
3	白俄罗斯	1992 年 5 月	是	
4	比利时	1992 年 5 月		92
5	保加利亚	1992 年 5 月	是	92
6	加拿大	1992 年 5 月		94
7	克罗地亚	1998 年 8 月增加	是	95
8	塞浦路斯	2013 年 1 月增加		
9	捷克共和国	1998 年 8 月增加	是	92
10	丹麦	1992 年 5 月		92
11	欧洲经济共同体	1992 年 5 月		92
12	爱沙尼亚	1992 年 5 月	是	92
13	芬兰	1992 年 5 月		92
14	法国	1992 年 5 月		92
15	德国	1992 年 5 月		92
16	希腊	1992 年 5 月		92
17	匈牙利	1992 年 5 月	是	94
18	冰岛	1992 年 5 月		110
19	爱尔兰	1992 年 5 月		92
20	意大利	1992 年 5 月		92
21	日本	1992 年 5 月		94
22	拉脱维亚	1992 年 5 月	是	92
23	列支敦士登	1998 年 8 月增加		92
24	立陶宛	1992 年 5 月	是	92
25	卢森堡	1992 年 5 月		92
26	马耳他	2010 年 10 月增加		



27	摩纳哥	1998年8月增加		92
28	荷兰	1992年5月		92
29	新西兰	1992年5月		100
30	挪威	1992年5月		101
31	波兰	1992年5月	是	94
32	葡萄牙	1992年5月		92
33	罗马尼亚	1992年5月	是	92
34	俄罗斯联邦	1992年5月	是	100
35	斯洛伐克	1998年8月增加	是	92
36	斯洛文尼亚	1998年8月增加	是	92
37	西班牙	1992年5月		92
38	瑞典	1992年5月		92
39	瑞士	1992年5月		92
40	土耳其	1992年5月		
41	乌克兰	1992年5月	是	100
42	英国	1992年5月		92
43	美国	1992年5月		93

资料来源：联合国气候变化框架公约，京都议定书，信达证券研发中心

- **联合履约 (Joint Implementation, JI)** 是指《联合国气候变化框架公约》附件一国家（主要是发达国家）之间开展项目级的合作，其所实现的温室气体减排抵消额称为“排放减量单位”(Emission Reduction Units, ERUs)，项目的东道国可以将 ERUs 转让给那些需要额外的排放权才能兑现其减排义务的国家，但是同时必须在东道国的允许排放限额上扣减相应的额度。
- **清洁发展机制 (Clean Development Mechanism, CDM)** 是指附件一国家和非附件一国家（发展中国家）之间开展项目级的合作，发展中国家可以将项目所产生的“核证减排量”(Certified Emission Reductions, CERs) 转让给发达国家，后者将其用于完成在《京都议定书》下的减排承诺。

**CDM 的项目开发主要有三种模式：**（1）**单边模式**。发展中国家独立实施 CDM 项目活动，没有发达国家的参与。发展中国家在市场上出售项目所产生的 CERs。（2）**双边模式（主要模式）**。发达国家实体和发展中国家实体共同开发 CDM 项目，或发达国家在发展中国家投资开发 CDM 项目，由发达国家获得项目产生的 CERs。（3）**多边模式**。项目产生的 CERs 被出售给由多个发达国家的投资者组成基金。

清洁发展机制是一项“双赢”机制：一方面，通过这种合作，发展中国家可以获得资金和技术，有助于实现可持续发展；另一方面，发达国家可以大幅度降低实现减排所需的费用。

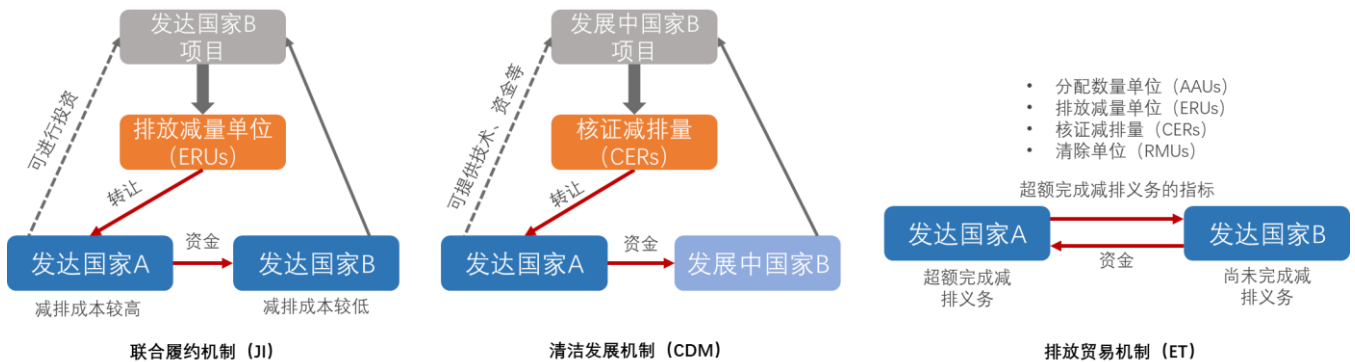
- **排放贸易 (Emission Trading, ET)** 是附件一国家之间的合作，一个发达国家，可以将其超额完成减排义务的指标，以贸易的方式转让给另外一个未能完成减排义务的发达国家，并同时从转让方的允许排放限额上扣减相应的转让额度。转让的指标主要包括：（1）“分配数量单位”(Assigned Amount Units, AAUs)，即由发达国家在《京都议定书》下的排放限额分解而成的计量单位；（2）排放减量单位 (ERUs)；（3）核证减排量 (CERs)；（4）清除单位 (Removal Units, RMUs)，即利用变换土地利用方式、减少森林砍伐、重新造林等方式实现大气中温室气体减少，可认定产生清除单位。

表 4：《京都议定书》下的三种减排合作机制

机制	主体	内容	交易单位
<b>联合履约机制 (JI)</b>	• 附件一缔约方之间	• 发达国家之间通过 <b>项目合作</b> ，项目的东道国将产生的减排单位交易与转让给需要额外的排放权才能兑现其减排义务的发达国家	• 排放减量单位 (ERUs)
<b>清洁发展机制 (CDM)</b>	• 附件一缔约方与非附件一缔约方之间	• 发达国家通过资金支持或技术援助帮助发展中国家开展 <b>减排项目</b> ，或发展中国家独立开发 <b>项目</b> ，取得减排额度用于发达国家履约	• 核证减排量 (CERs)
<b>排放贸易 (ET)</b>	• 附件一缔约方之间	• 超额完成减排义务的发达国家通过交易和转让相关 <b>指标</b> ，促进未能完成减排义务的发达国家履约	• 分配数量单位 (AAUs) • 排放减量单位 (ERUs) • 核证减排量 (CERs) • 清除单位 (RMUs)

资料来源：京都议定书，信达证券研发中心

图 14：《京都议定书》下的三种减排合作机制示意图



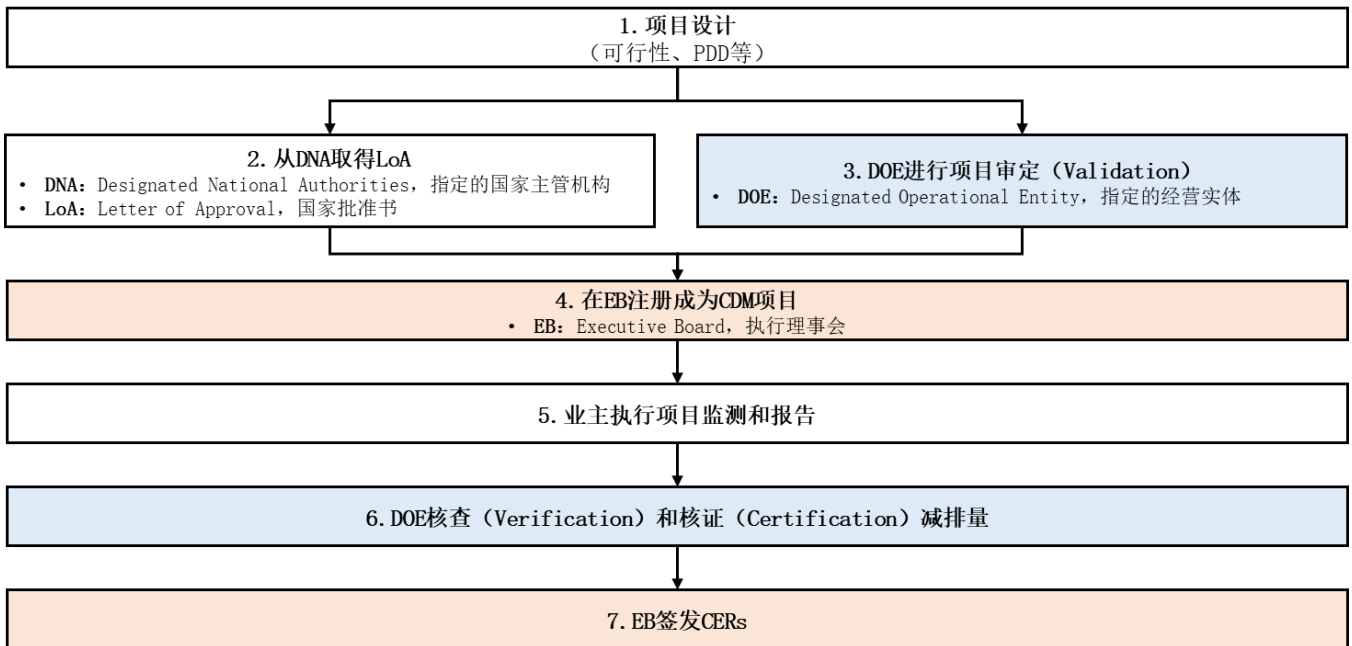
资料来源：京都议定书，中国碳交易网，信达证券研发中心

## (2) 执行效果

《京都议定书》时代，清洁发展机制 (CDM) 交易最为活跃，联合履约机制 (JI) 次之，排放贸易机制 (ET) 关于分配数量单位 (AAUs) 等重点标的的交易较少。显示出，**国际碳信用交易市场发展迅速，而碳配额交易市场发展缓慢**。随着《京都议定书》第一承诺期于 2012 年到期，发达国家参与度下降，加之欧盟等主要经济体进行了政策调整，CDM 和 JI 项目量出现快速下滑，结合目前各国政策走向判断，**未来国际碳市场仍将以碳信用交易机制为主，但交易量和交易金额较为有限**。

### • 清洁发展机制 (CDM)

**CDM 项目开发主要涉及两个关键主体：**执行理事会 (Executive Board, EB)，指定的经营实体 (Designated Operational Entity, DOE)；**七个关键阶段：**①项目设计，②取得国家批准书 LoA，③DOE 进行项目审定，④在 EB 注册成为 CDM 项目，⑤业主执行项目监测和报告，⑥DOE 核查和核证减排量，⑦EB 签发 CERs。

**图 15: CDM 项目开发流程图**


资料来源: 中国赛宝实验室, 中能碳科技, 信达证券研发中心

从各阶段项目数来看, 签发 CERs 存在较高难度, 完成审定和注册的项目占比约 7 成, 完成签发 CERs 的项目占比近 3 成。截至 2021 年 6 月底, 项目设计阶段, 提交 PDD 的总项目数为 11432 个。审定阶段, 完成审定项目 8218 个, 占总项目数的比例为 71.9%; 在审项目 556 个, 占比 4.9%; DOE 拒绝项目 2658 个, 占比 23.3%。注册阶段, 已注册项目 7859 个, 占比 68.9%; EB 拒绝项目 280 个, 占比 2.4%。签发阶段, 已签发 CERs 项目 3288 个, 占比 28.8%; 未签发 CERs 项目 4571 个, 占比 40.0%。

**图 16: 各阶段 CDM 项目统计**

		提交PDD项目 (提交PDD总计12519项, 其中1087项为更改的PDD)			
设计阶段		11432 100.0%			
审定阶段	审定项目	项目个数: 8218 在提交PDD项目中的占比: 71.9%		在审项目 556 4.9%	DOE拒绝项目 2658 23.3%
	注册阶段	已注册项目 7859 68.9%	正在注册项目 3 0.0%	EB拒绝项目 280 2.4%	撤回项目 64 0.6%
签发阶段	已签发CERs项目	3288 28.8%		未签发CERs项目	4571 40.0%
				取消注册项目 12 0.1%	

资料来源: UNEP DTU, 信达证券研发中心 (截至 2021 年 6 月底)

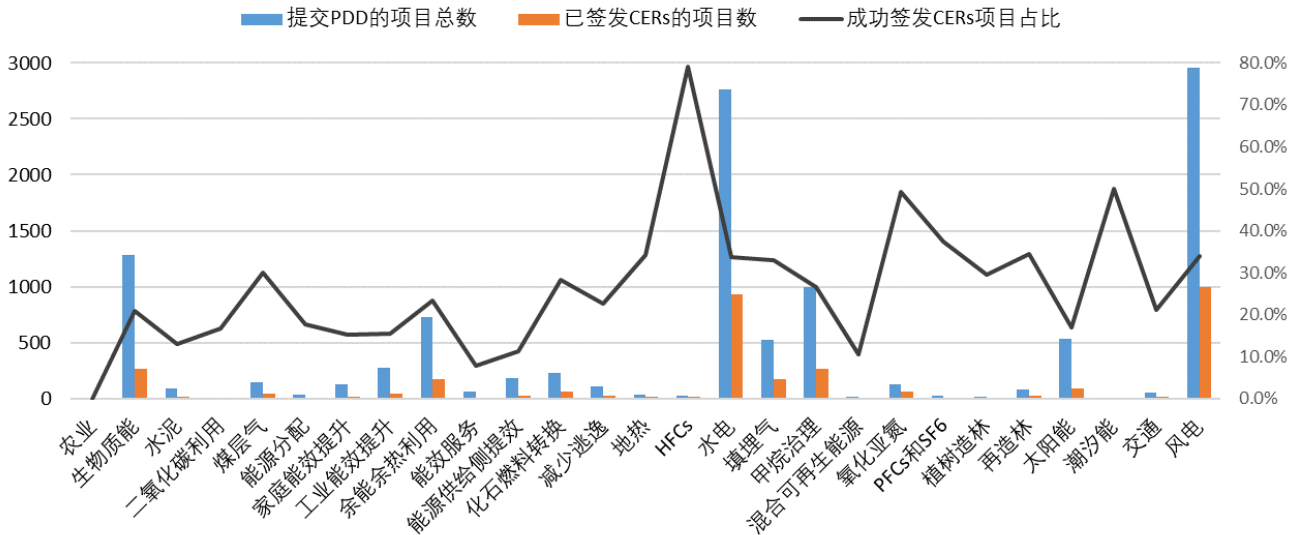
从项目的领域来看, CDM 项目分为 27 大类, 累计签发 CERs 20.7 亿吨 CO<sub>2</sub>e。其中风电、水电、生物质能、甲烷治理、填埋气领域签发 CERs 项目数较多, 分别为 1001、934、266、265、173 项; 氢氟碳化物 (HFCs)、氧化亚氮 (N<sub>2</sub>O)、水电、风电、填埋气领域签发 CERs 量较大, 分别为 53994、36142、31401、27438、12742 万吨 CO<sub>2</sub>e。

**表 5: CDM 项目分类**

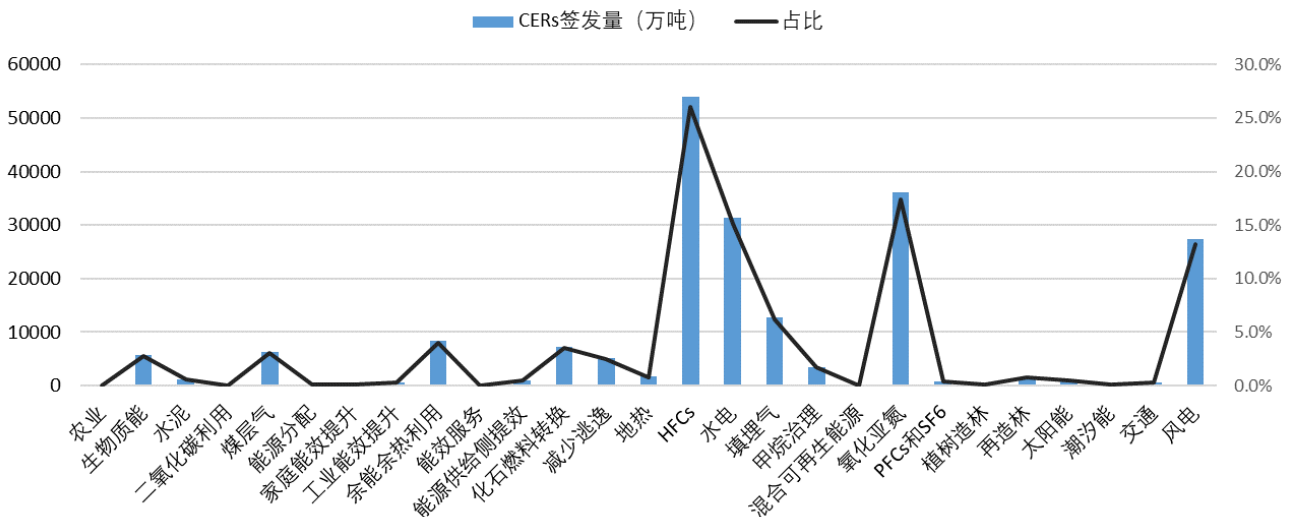
序号	大类	小类
1	农业 (Agriculture)	灌溉、能源效率、替代肥料、免耕、水稻等

	农业：蔗渣粉、棕榈油固体废弃物、稻壳、芥菜作物、家禽粪便
2	生物质能（Biomass energy） 林业：纸和纸浆的残留液、锯木厂废料、森林生物质 工业：工业废弃物 燃料：生物质气化、管道沼气替代化石燃料、生物质成型燃料或颗粒、生物柴油、废油制备生物柴油、生物乙醇等
3	水泥（Cement） 熟料替代
4	二氧化碳利用（CO <sub>2</sub> usage） 二氧化碳回收、二氧化碳替代
5	煤层气（Coal bed/mine methane） 煤矿瓦斯、煤层气、通风瓦斯等
6	能源分配（Energy distribution） 集中供热、集中供热锅炉的更换、孤网连接、区域制冷、高效配电等
7	家庭能效提升（EE households） 照明、太阳能、炉灶、保温隔热、家电等
8	工业能效提升（EE industry） 化工、石化、造纸、水泥、钢铁、机械、纺织品、电子、食品、建筑材料、玻璃、有色金属、焦炉、采矿、建筑施工、金属制品、木制品、回收利用等
9	余能余热利用（EE own generation） 化工余热、石化余热、钢铁余热、建材余热、有色金属余热、炭黑尾气、焦炉煤气等
10	能效服务（EE service） 暖通空调、照明、路灯、水泵、水质净化、公共炉灶、公共建筑、商业建筑等
11	能源供给侧提效（EE supply side） 单循环升级联合循环、热电联产、生物质掺烧、高效煤电、高效燃油发电、高效余热发电、电厂改造、高效蒸汽锅炉等
12	化石燃料转换（Fossil fuel switch） 煤改气、煤改油、新建气电、油改电、油改液化石油气、油改天然气等
13	减少逃逸（Fugitive） 减少油田坑口燃烧、减少油气加工过程释放、减少天然气管道泄露、减少煤堆自燃等
14	地热（Geothermal） 地热发电、地热供暖
15	氢氟碳化合物（HFCs） HFC23、HFC134a
16	水电（Hydro） 径流式发电、既有大坝、新建大坝、高效水力发电
17	填埋气（Landfill gas） 填埋气燃烧、填埋气发电、城市生活垃圾焚烧、城市生活垃圾气化、城市生活垃圾制沼气、固体废弃物综合管理、管道填埋气替换化石燃料、垃圾堆肥等
18	甲烷治理（Methane avoidance） 肥料、家畜粪便、废水、工业固体废物、废水好氧处理、堆肥等
19	混合可再生能源（Mixed renewables） 太阳能和风能，太阳能和水电，风能和水电，太阳能、风能和水电，太阳能、风能和其他等
20	氧化亚氮（N <sub>2</sub> O） 己二酸、硝酸、己内酰胺等
21	全氟化碳和六氟化硫（PFCs and SF <sub>6</sub> ） 全氟化碳、六氟化硫等
22	林业（Forests） 植树造林、红树林、农用林业、再造林等
23	太阳能（Solar） 光伏发电、光热发电、太阳能供热、太阳能热水、太阳能烹饪等
24	潮汐能（Tidal） 潮汐能
25	交通（Transport） 快速公交、摩托车、公路转铁路、更高效的列车系统、更高效的车辆、轨道交通再生制动、地铁高效运营、旧车报废、交通用生物柴油、缆车
27	风能（Wind） 陆上风电、海上风电

资料来源：UNEP DTU，信达证券研发中心

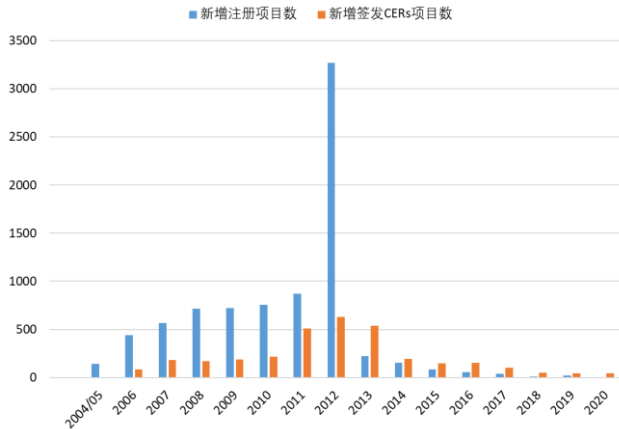
**图 17: 提交 PDD 和已签发 CERs 的各类型 CDM 项目数统计**


资料来源: UNEP DTU, 信达证券研发中心 (截至 2021 年 6 月底)

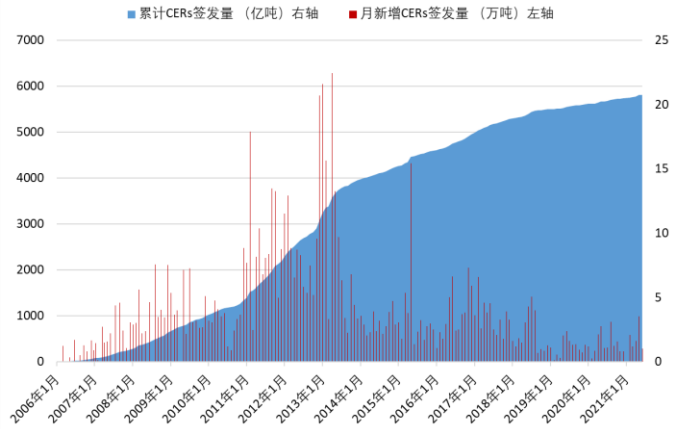
**图 18: 各类型 CDM 项目 CERs 签发量和占比统计**


资料来源: UNEP DTU, 信达证券研发中心 (截至 2021 年 6 月底)

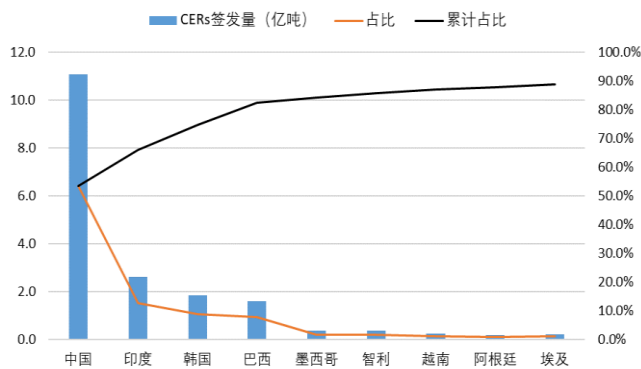
从时序来看，注册项目和签发 CERs 项目数、CERs 新增签发量分别在 2012 年、2013 年达到峰值，之后受欧盟政策调整影响而快速下降，CDM 机制已日渐式微。2012 年《京都议定书》第一承诺期到期，欧盟调整 CDM 项目来源要求，只允许来自最不发达国家的新 CDM 项目进入欧盟市场。从 CDM 供需来看，欧洲是最大的买方，约 6 成 CDM 项目为欧洲国家与发展中国家共同开发，中国是最大的卖方，签发的 CERs 占比高达 53.4%。因此，欧盟政策调整对中国 CDM 项目发展影响最大。

**图 19: 年新增注册项目数和新增签发 CERs 项目数**


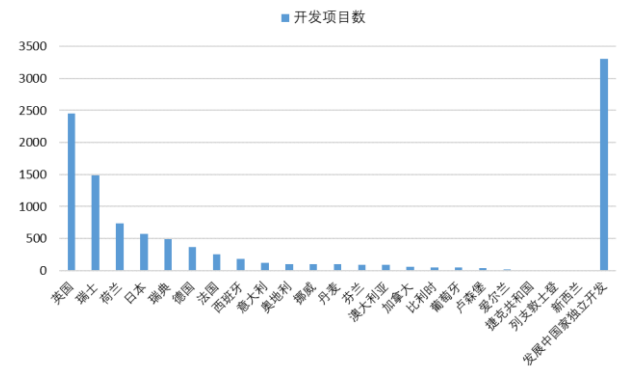
资料来源: UNEP DTU, 信达证券研发中心

**图 20: CERs 新增签发量和累计签发量**


资料来源: UNEP DTU, 信达证券研发中心

**图 21: 签发的 CERs 的主要来源国**


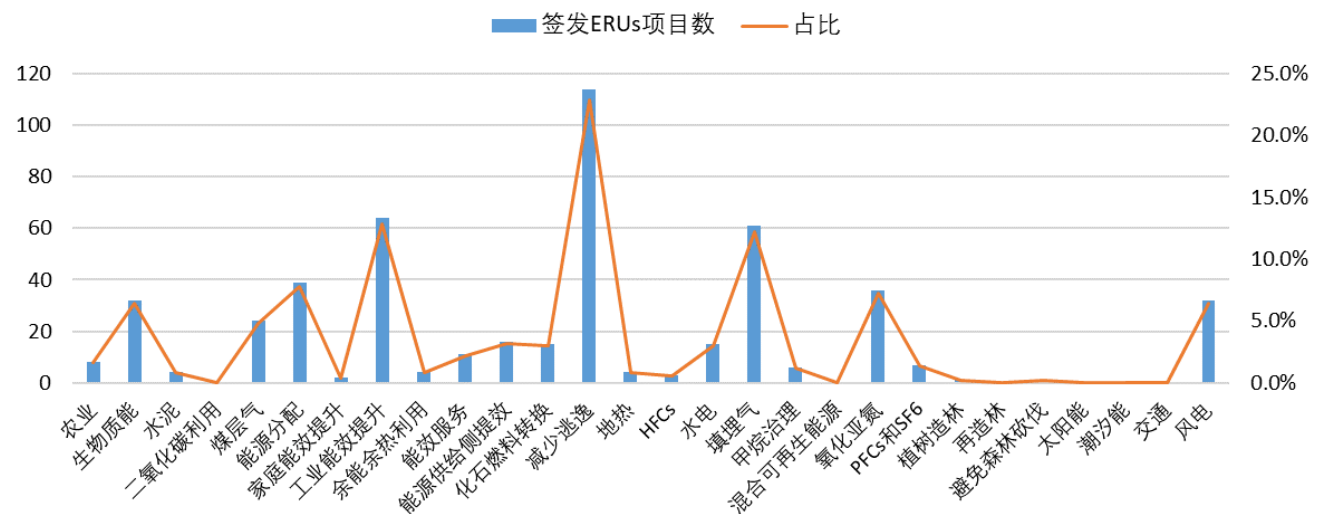
资料来源: UNEP DTU, 信达证券研发中心

**图 22: CDM 项目的主要开发国**


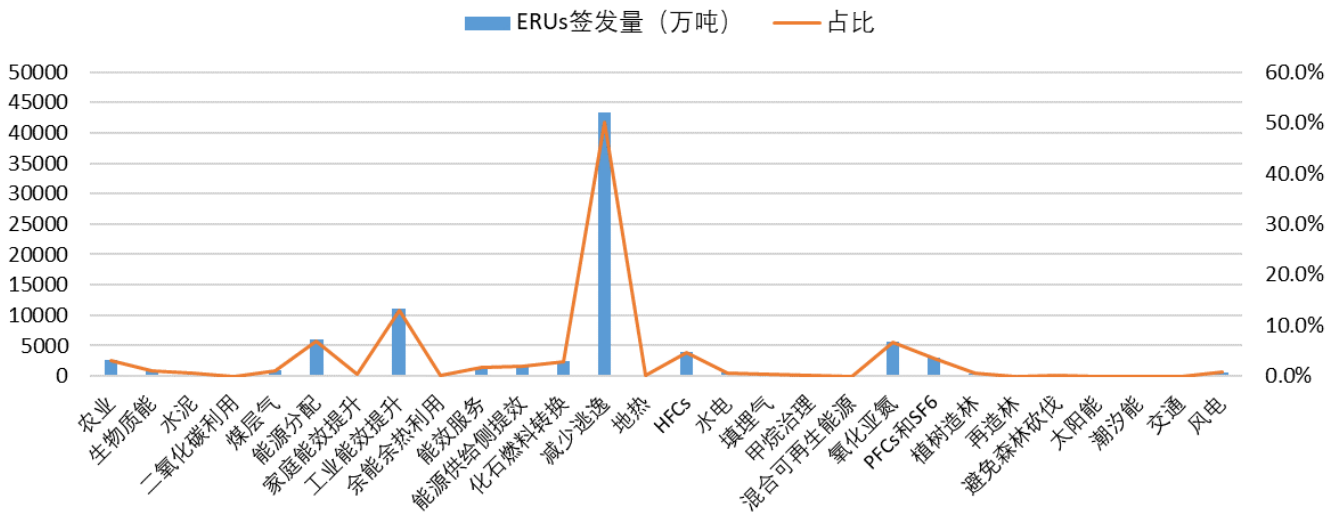
资料来源: UNEP DTU, 信达证券研发中心

### • 联合履约 (JI)

JI 项目涉及领域与 CDM 项目相同。项目数量上, 主要集中于减少逃逸、工业能效提升、填埋气等领域, 占比分别为 22.8%、12.8%、12.2%; ERUs 签发量上, 合计签发 8.6 亿吨 CO<sub>2</sub>e, 主要集中于减少逃逸、工业能效提升、能源分配领域, 占比分别为 50.1%、12.9%、7.0%。

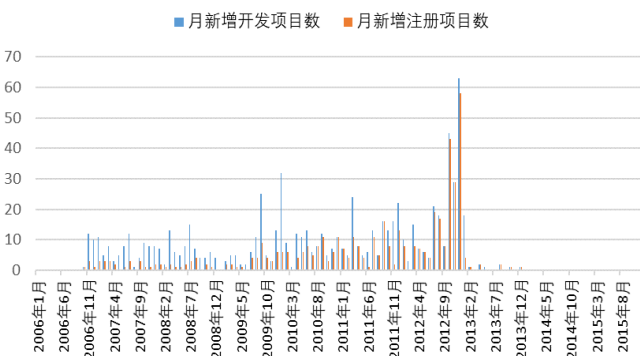
**图 23: 签发 ERUs 项目数及占比**


资料来源: UNEP DTU, 信达证券研发中心 (截至 2021 年 6 月底)

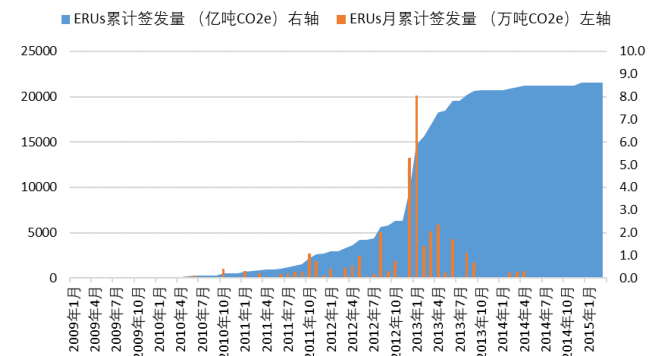
**图 24: 各领域项目 ERUs 签发量及占比**


资料来源: UNEP DTU, 信达证券研发中心 (截至 2021 年 6 月底)

从时序来看, JI 项目开发和注册、ERUs 签发量分别集中于 2012 年、2013 年前, 目前该市场已基本消亡。《<京都议定书>多哈修正案》就《京都议定书》第二承诺期(2013-2020 年)作出安排, 该协议于 2012 年 12 月 8 日通过, 但 2020 年 12 月 31 日才最终生效。发达国家参与积极性较第一承诺期(2008-2012 年)明显下降, 因而发达国家之间的 JI 合作项目也快速减少。

**图 25: 月新增 JI 开发项目数和注册项目数**


资料来源: UNEP DTU, 信达证券研发中心

**图 26: ERUs 月新增签发量和累计签发量**


资料来源: UNEP DTU, 信达证券研发中心

## • 排放贸易 (ET)

排放贸易 (ET) 主要交易“分配数量单位”(AAUs), AAUs 是由发达国家在《京都议定书》下的排放限额分解而成的计量单位, 类似于国家碳配额。ET 机制是《京都议定书》三大机制中最能表现气候资源市场化的机制, 但随着美国(2001 年 3 月)、加拿大(2011 年 12 月)退约, ET 机制已基本名存实亡。

## 2、《巴黎协定》下的国际碳市场

《京都议定书》第二承诺期于 2020 年到期, 《巴黎协定》取代其成为全球气候协议, 建立了合作方法和可持续发展机制, 形成自主参与的新市场机制。缔约方可利用这两种机制开展合作减排以达成国家自主贡献(Nationally Determined Contribution, NDC), 并在未来进一步提升减排力度。

- **合作方法 (Cooperative Approaches):** 由《巴黎协定》第 6.2-6.3 条确立, 允许缔约方使用国际转让的减排成果(Internationally Transferred Mitigation Outcomes, ITMOs) 实现 NDC, 提升减排力度, 促进可持续发展, 其重点在于确保环境完整性并建立稳健的核算准则以避免双重核算。合作方法可以看成是一个管理

不同减排合作活动的框架,这一框架通过建立一套核算准则去管理不同减排合作活动产生的 ITMOs 的转让。产生 ITMOs 方式主要包括区域间碳市场的连接、政府之间的减排成果转让以及信用机制等,其中信用机制可能包括由缔约方管理的双边或多边信用机制,或是下述可持续发展机制。

- 可持续发展机制 (Sustainable Development Mechanism, SDM):** 由《巴黎协定》第 6.4-6.7 条确立,允许缔约方以东道国或购买国的身份使用该机制下所产生的减排量实现 NDC,是一种信用型市场机制。根据《〈巴黎协定下〉的国际碳市场机制:基本形式和前景展望》分析,可持续发展机制 (SDM) 在一定程度上可视为清洁发展机制 (CDM) 的发展延伸: CDM 是以项目为主的市场机制,减排量有限;《巴黎协定》虽然尚未明确 SDM 的覆盖范围,但大多数缔约方认为其应将减排活动扩展到行业、子行业等层面以弥补 CDM 在这方面的缺陷,形成以行业/部门为基线设定最小单元的机制。

《巴黎协定》对于市场机制尚存在较多未明确之处,缔约方间也存在大量分歧与争议。预计未来较长一段时间内,国际碳市场中,碳配额交易机制难以落地实施,仍将以碳信用交易机制为主,且交易量和交易金额较为有限。

## 欧盟碳市场与碳边境调节机制

### 1、欧盟碳市场

**欧盟碳市场 (EU ETS)** 至今已经历四个发展阶段。目前覆盖的行业包括电力和热力生产、炼油、钢铁、建材 (水泥、石灰、玻璃等)、纸浆和造纸、航空、化工、石化、合成氨、电解铝等。覆盖的温室气体包括二氧化碳 (CO<sub>2</sub>)、氧化亚氮 (N<sub>2</sub>O)、全氟碳化物 (PFCs)。配额总量由欧盟直接进行总量控制,每年下降 2.2%;同时加快回收过剩配额,建立了市场稳定储备机制 (Market Stability Reserve, MSR),2019 年到 2023 年间,24% 的剩余配额将放入 MSR 中 (第四阶段的正常比例为 12%),2023 年后 MSR 中超过上一年度拍卖数量的配额将会失效。分配方式以拍卖为主,占比超过 50%,计划于 2027 年实现全部配额的有偿分配;配额可跨期存储,但不可借贷;允许使用国际碳信用,但使用 CERs 仍存限制。

表 6: 欧盟碳市场的四个发展阶段对比

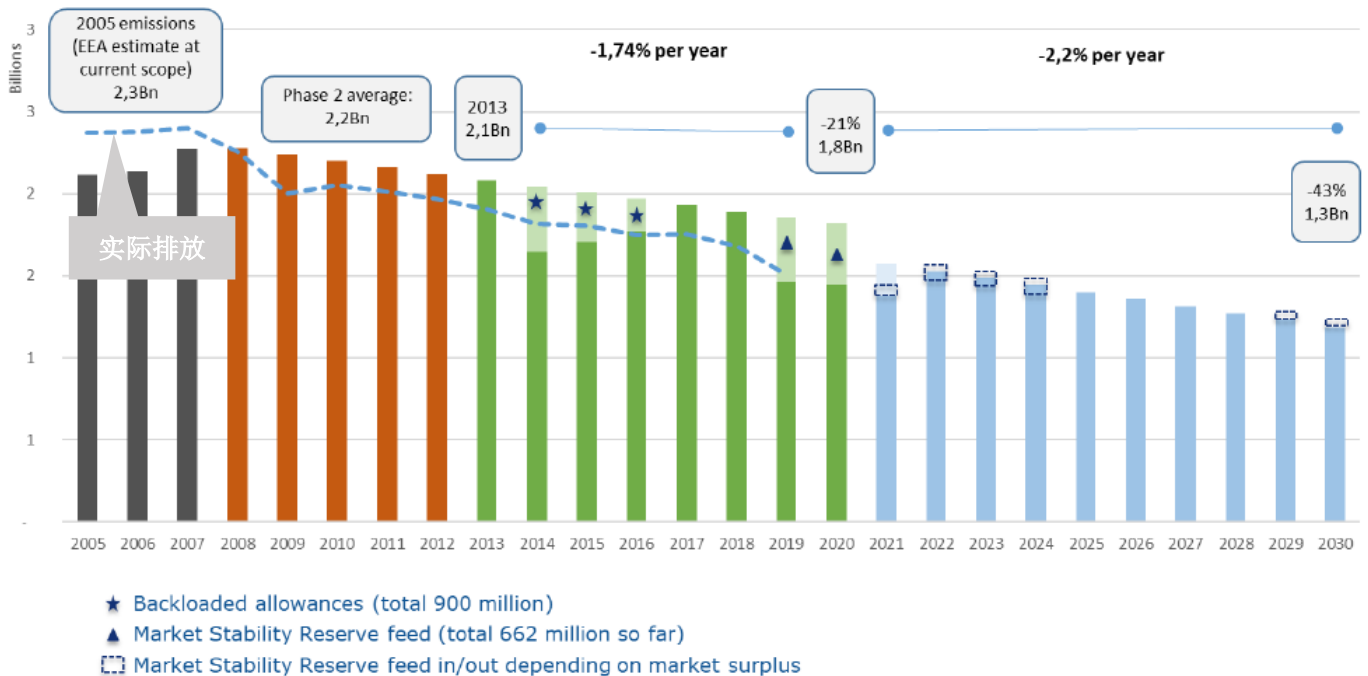
发展阶段	覆盖国家	控排气体和行业	配额总量	分配方式
第一阶段: 2005-2007 年 (试运行期)	欧盟 25 个成员国	仅涉及 CO <sub>2</sub> 排放  电力和热力生产、工业制造、炼油、炼焦、钢铁、水泥、玻璃、石灰、砖、陶瓷、纸浆、造纸和纸板	“国家申报,欧盟调节”方式。控排企业填报历史排放数据后,上报国家碳排放管理机构,在对具体数据进行汇总、统计与分析后,形成本国的国家分配计划 (National Allowance Plan, NAP),最后提交欧盟委员会。针对各国的 NAP,欧盟委员会会进行统筹调整。 <b>第一阶段欧盟削减了 NAP 总量中 2.2 亿吨排放量</b>  年均约 23 亿吨 (欧洲环境署 (EEA) 修正为当前口径)	<ul style="list-style-type: none"> <li>至少 95% 配额免费分配 (历史法)</li> <li>配额不可跨期存储或借贷</li> <li>超排罚款 40 欧元/吨</li> </ul>
第二阶段: 2008-2012 年	增加 2 个欧盟成员国 (罗马尼亚、保加利亚) 和冰岛、挪威、列支敦士登	仅涉及 CO <sub>2</sub> 排放  2012 年新纳入航空行业	“国家申报,欧盟调节”方式。 <b>第二阶段削减了 10.4% 上报总量</b>  逐年下降,年均约 22 亿吨	<ul style="list-style-type: none"> <li>约 90% 配额免费分配 (历史法+基准线法),约 10% 配额拍卖</li> <li>配额可跨期存储,不可借贷</li> <li>开始允许使用国际碳信用 (CERs、ERUs 等),使用比例不超过欧盟排放总量的 6%</li> <li>超排罚款 100 欧元/吨,并扣除次年排放额度超标相应数量</li> </ul>



第三阶段: 2013-2020 年	增加 1 个欧盟成员国(克罗地亚)  瑞士碳市场于 2020 年与欧盟碳市场链接	扩大至氧化亚氮 (N <sub>2</sub> O)、全氟碳化物 (PFCs) 排放  新纳入石化、合成氨、有色金属、电解铝、硝酸等行业	取消 NAP, 由欧盟直接进行总量控制  每年下降 1.74% (从 2013 年的 20.8 亿吨下降到 2020 年的 18.2 亿吨)	<ul style="list-style-type: none"> <li>约 57% 配额拍卖, 剩余免费分配配额采用历史法+基准线法, 其中电力行业全部拍卖</li> <li>配额可跨期存储, 不可借贷</li> <li>允许使用国际碳信用, 但要求 CERs 来自最不发达国家</li> <li>2019 年初启动市场稳定储备机制 (Market Stability Reserve, MSR), 旨在减少碳市场过剩配额, 并提升市场抵御未来冲击的能力</li> </ul>
第四阶段: 2021-2030 年	英国脱欧, 于 2021 年剔除, 但会保留北爱尔兰的电力企业	目前无变化  考虑进一步纳入建筑、交通等部门	欧盟直接进行总量控制  自 2021 年起每年下降 2.2%	<ul style="list-style-type: none"> <li>逐步提高拍卖比例, 计划于 2027 年实现全部配额的有偿分配</li> <li>配额可跨期存储, 不可借贷</li> <li>允许使用国际碳信用, 但使用 CERs 仍存限制</li> </ul>

资料来源: 《中国碳交易市场的机制设计与国际比较研究》, 《全球碳市场建设历程回顾与展望》, European Commission, 信达证券研发中心

图 27: 欧盟碳市场配额总量下降趋势



资料来源: European Commission, 信达证券研发中心

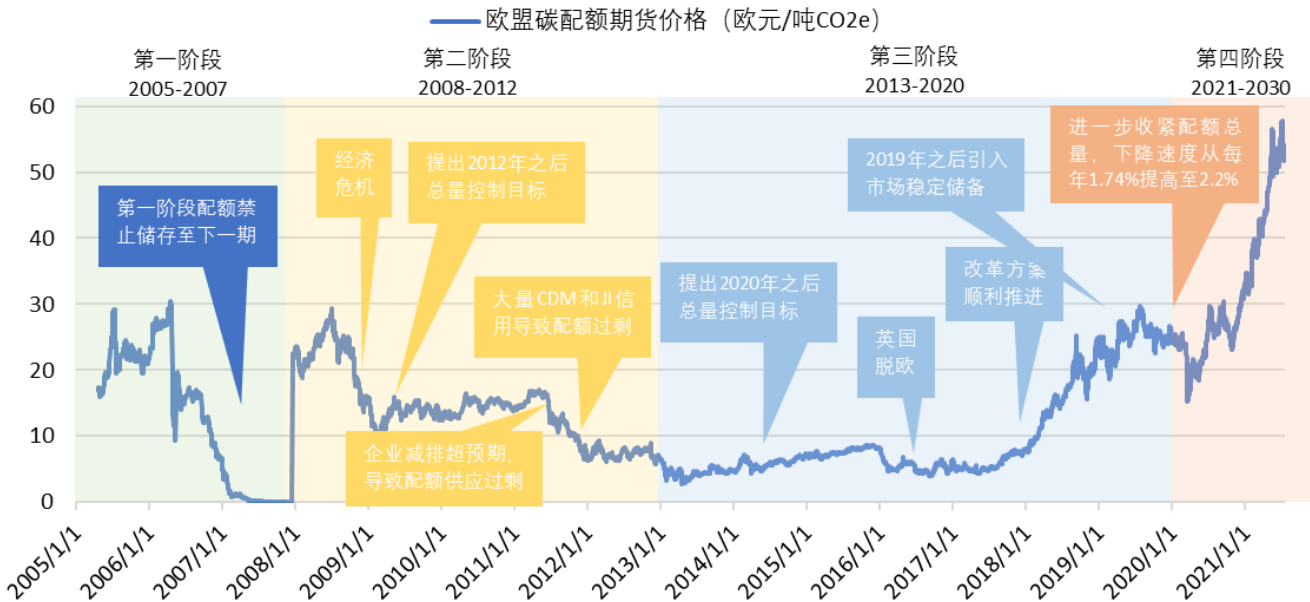
### (1) 碳价分析

欧盟碳配额期货价格, 初期由于规则不完善而出现波动, 自 2018 年开始稳步上涨。分析其价格波动原因, 能够得出三点结论:

- **碳价何时会近 0? 配额过剩且无法存储。**第一阶段 (2005-2007 年) 因欧盟成员国在分配配额时有很大的自主权, 加之以历史法为主的配额分配方式, 导致配额过剩; 又由于第一阶段配额禁止存储至第二阶段, 因而第一阶段末碳价几乎为 0。第二阶段 (2008-2012 年) 开始, 配额可跨期存储, 此后碳价再未近 0。
- **何时碳价会不断下降?** 供给侧在于过多的碳配额或碳信用, 需求侧在于经济危机冲击、减排超预期等。第一阶段至第三阶段初期, 欧盟碳市场配额+碳信用整体过剩, 造成碳价的持续低迷, 这一情况在第三阶段中后期建立了过剩配额回收机制后得以好转。此外, 经济危机冲击带来经济产出下降 (第二阶段前期)、减排超预期造成配额过剩 (第二阶段后期) 也将造成局部时段碳价低迷。
- **何时碳价会稳步上涨?** 严格的总量控制、持续加强的控排预期和不断提高拍卖占比。第三阶段 (2013-2020

年)和第四阶段(2021-2030年)与第一阶段(2005-2007年)和第二阶段(2008-2012年)相比,欧盟碳市场的主要变化有三:一是取消了国家分配方案(National Allowance Plan, NAP),配额直接发放给排放源,实现了对配额总量的严格控制;二是制订了长期减排规划,为各方形成了稳定的政策预期,配额总量每年下降幅度由1.74%提高至2.2%,稀缺性大幅提升;三是不断提高拍卖占比,由第二阶段的10%,提高至57%,并计划于2027年实现全部配额的有偿分配。这三方面因素支撑了近年来欧盟碳价的稳步上涨。

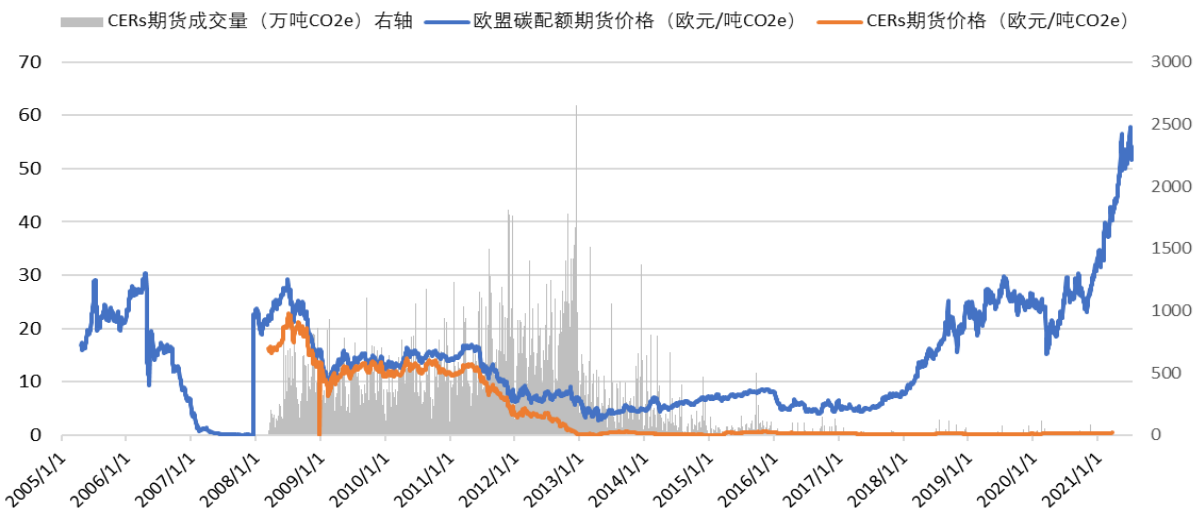
图 28: 欧盟碳配额期货价格走势及主要原因



资料来源:《全球碳市场建设历程回顾与展望》, 万得, 信达证券研发中心

对于碳信用价格, 其上限为碳配额价格, 下限由自身供需情况决定, 供给过多时价格将接近 0。欧盟 CERs 期货价格和碳配额价格相比具有两个特点: 一是 CERs 期货价格均低于碳配额价格, 这一现象主要由交易规则决定。在进行碳配额清缴时, 碳配额可以完全替代碳信用, 而碳信用使用量存在上限, 无法完全替代碳配额, 因此在碳配额交易市场能够出清时, 碳信用价格一定不高于碳配额价格。即使考虑极端情况, 若市场中碳配额供小于需, 存在硬缺口, 则碳配额价格可能大幅上涨, 逼近无法完成配额清缴时的惩罚价格, 此时碳信用价格依旧无法超过碳配额价格。而且当碳配额价格过高时, 政府将会拿出额外碳配额进行拍卖, 确保市场有效出清。二是 CERs 期货价格从 2013 年至今持续低迷, 低于 1 欧元/吨 CO<sub>2</sub>e。供给端, CERs 在 2012、2013 年大量签发, 需求端, 欧盟要求 2013 年之后只能使用最不发达国家 CDM 项目所签发的 CERs, 导致 CERs 供过于求, 价格近 0。

图 29: 欧盟碳配额期货价格与 CERs 期货价格对比

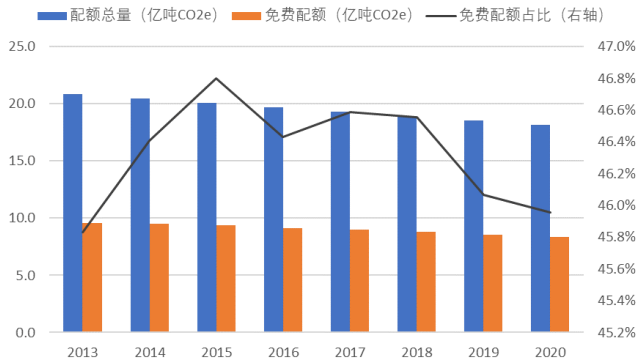


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

## (2) 碳配额分析

欧盟碳市场第三阶段免费配额占比维持在**46%**（不计航空业）。免费配额主要包括3项，一是根据历史法或基准线法分配的基础额度，二是面向新进入者的储备额度，三是因设备退役或产能产量变化等带来的未分配额度。

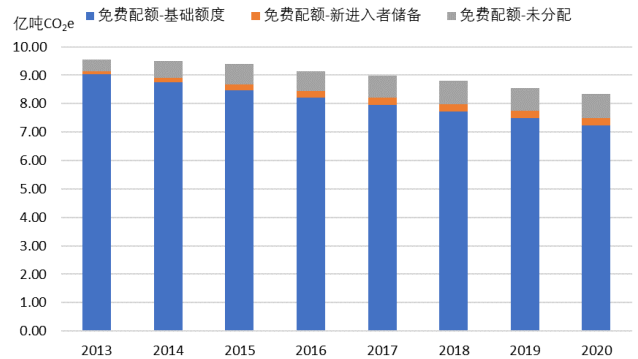
图 30: 欧盟碳市场第三阶段免费配额总量与占比



资料来源: European Commission, 信达证券研发中心

注: 2020 年免费配额数据截止 2020 年 6 月

图 31: 欧盟碳市场第三阶段各类免费配额量

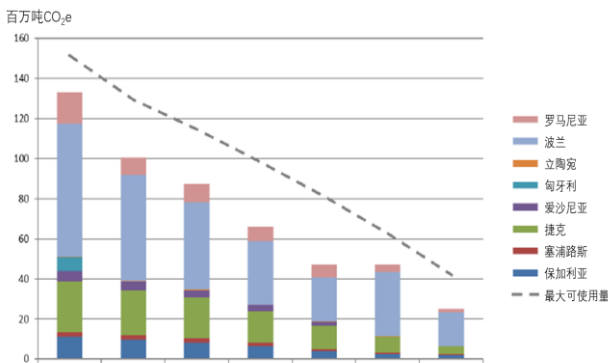


资料来源: European Commission, 信达证券研发中心

注: 免费配额-未分配来源于设备退役或产能产量变化等

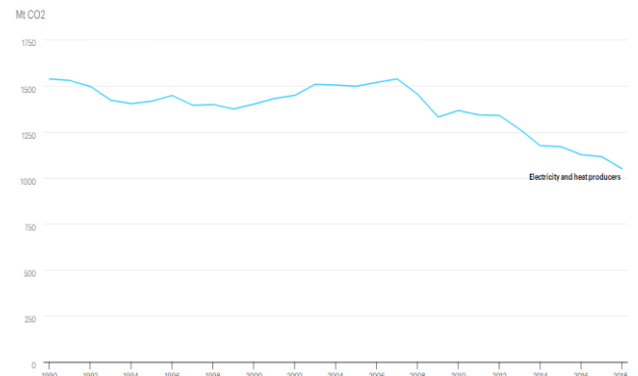
电力行业自 2013 年起碳配额全额拍卖。其中低收入成员国可将已分配给该国用于拍卖的配额免费分配给发电装置，以支持其升级电力系统，此部分占欧盟电力行业碳排放总量的**4.5%**（2018 年）。低收入成员国包括保加利亚、塞浦路斯、捷克、爱沙尼亚、匈牙利、立陶宛、波兰、罗马尼亚等国。2018 年欧盟发电（工业）行业碳排放 10.49 亿吨 CO<sub>2</sub>e，低收入国家电力行业免费配额发放量为 0.47 亿吨，占比 4.5%。

图 32: 欧盟低收入国家电力行业免费配额发放量



资料来源: European Commission, 信达证券研发中心

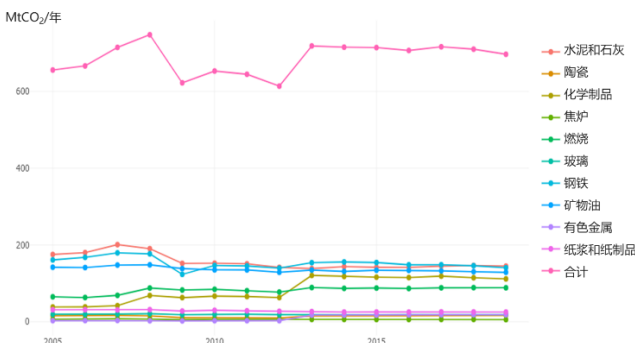
图 33: 欧盟发电（供热）行业碳排放量



资料来源: IEA, 信达证券研发中心

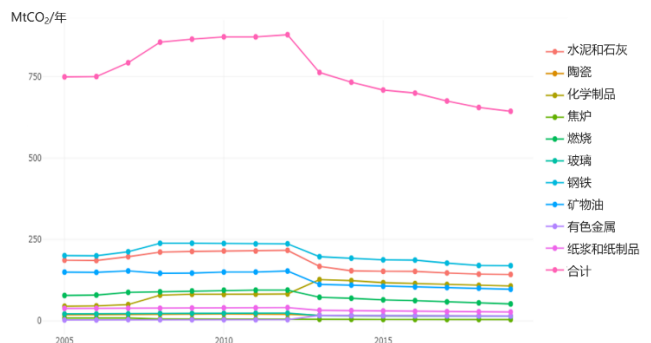
制造业采用基准线法确定免费配额，同时兼顾碳泄露带来的影响，给予受影响行业更多免费配额。总体来看，免费配额占比**80%**以上。

图 34: 欧盟制造业分行业排放量



资料来源: Sandbag, 信达证券研发中心

图 35: 欧盟制造业分行业免费配额量



资料来源: Sandbag, 信达证券研发中心

## 2、欧盟碳边境调节机制

### (1) 政策背景

欧盟在不断提高减排目标过程中，面临“碳泄露”问题。碳泄露（Carbon Leakage）是指对于严格减排的国家，其国内产品生产（尤其是高耗能产品）可能转移到其他未采取严格减排措施的国家，导致前者减少的碳排放，被后者因产业转移带来的新增碳排放而抵消。

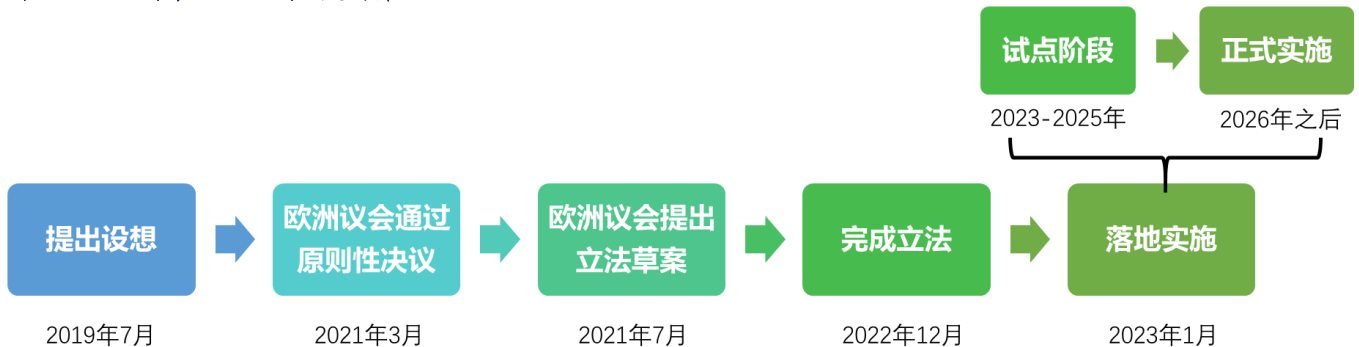
欧盟进一步控排需要降低工业部门免费配额占比，但担心“碳泄露”，陷入两难境地。欧盟碳市场主要覆盖电力行业和工业部门，目前电力行业的碳配额已接近全额有偿分配，进一步控排需要降低工业部门的免费配额占比。目前覆盖的高碳行业占欧盟工业碳排放的94%左右，但是大部分仍然获得相当比例的免费配额，为欧盟实现2050温室气体中和计划带来了困难。但如果减少这些碳密集行业的免费配额，又可能引发碳泄露，导致产业转移。

欧盟提出碳边境调节机制，意在确保进口产品与本土产品承担相同的碳排放成本，以此CBAM提升自身产业竞争力并实现更高减排目标。欧盟推行CBAM，一方面能够保护本国工业免受碳定价弱或无碳定价国家的外国竞争的影响，另一方面也能进一步降低内部工业企业的免费配额占比，促使其作出更大减排努力。

### (2) 政策进度

欧盟计划于2023年1月落地实施CBAM，2026年正式征收相关费用。CBAM在2019年7月即被欧盟委员会主席Ursula提出，目前已进入立法程序。欧盟预计于2022年底完成立法，2023年落地实施。实施过程将分为两个阶段，根据能源基金会（Energy Foundation）分析，2023-2025年为试点阶段，所涵盖领域的产品仅需履行排放报告义务，欧盟在此期间不征收任何费用；2026年之后正式实施，欧盟将逐年减少10%的生产企业免费配额直至2035年完全取消免费配额，同时要求产品进口者需要根据产品生成过程中产生的碳排放支付碳费用，并逐年提高费率。

图 36：欧盟对于CBAM的进度安排



资料来源：European Commission，信达证券研发中心

表 7：欧盟碳边境调节机制政策制订进程

时间	事件
2019年7月	• 欧盟委员会主席 Ursula 首次提出了碳边境税概念，随后发展为碳边境调节机制。
2019年12月	• 欧盟在《欧洲绿色协议》中提出，如果随着欧盟增加其气候雄心，但全世界的雄心水平仍然不提升，欧盟委员会将为几个选定的行业提出碳边境调节机制，以减少碳泄漏的风险。
2020年3月	• 欧盟委员会对碳边境调节机制进行了初始影响评估，宣布“将与立法提案一起准备实施计划”。
2020年3月4日-4月1日	• 欧盟委员会对碳边境调节机制进行公众咨询，邀请公众就欧盟针对特定产业进口产品设定碳价格提出意见建议。
2020年10月7日	• 欧盟委员会环境、公共卫生和食品安全委员会发布了题为“建立与WTO兼容的欧盟碳边境调节机制”草稿报告。

2021年3月10日	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧洲议会投票通过“欧盟碳边境调节机制决议”（444票赞成、70票反对、181票弃权），欧盟委员会希望欧洲议会在2021年第二季度采纳其CBAM的具体提议，并在2023年起正式施行。</li> </ul>
2021年6月	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧盟碳边境调节机制立法草案文件（“流出稿”）被披露，文件初步提出了CBAM的征收范围、征收主体、排放量计算方法、惩罚措施、实施时间等。</li> </ul>
2021年7月14日	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧盟委员会于7月14日正式提出气候、能源、土地利用、交通和税收等一揽子政策提案，以确保2030年欧盟温室气体排放量比1990年水平至少减少55%。其中，披露了碳边境调节机制（Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM）的正式提案文件。</li> </ul>

资料来源：European Commission，能源基金会，信达证券研发中心

### （3）政策内容

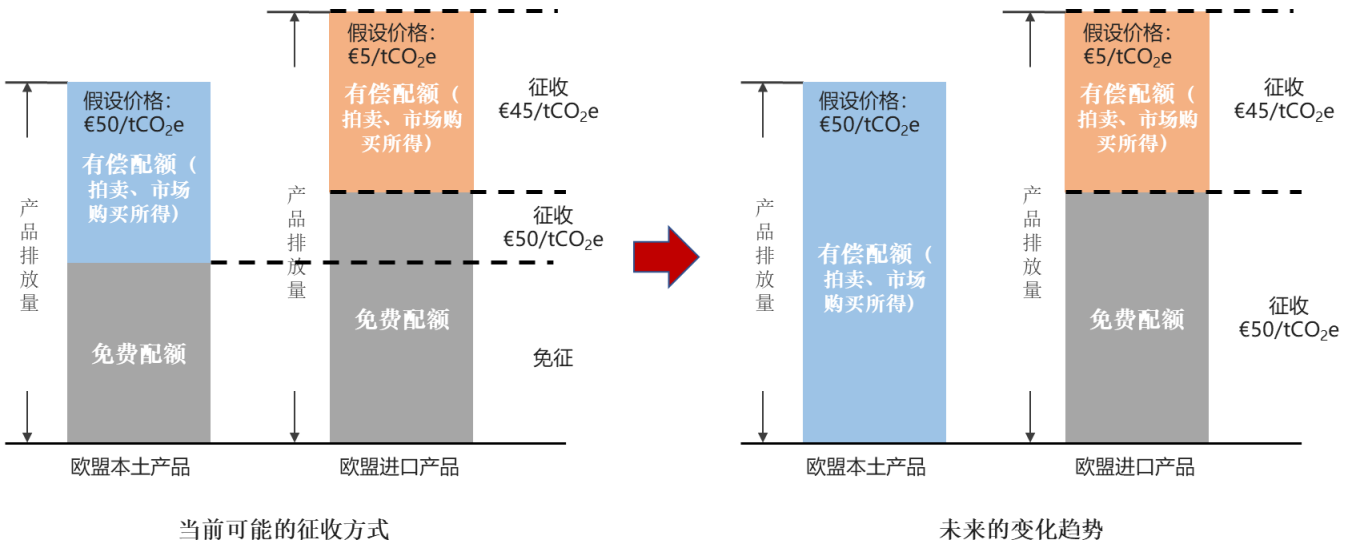
根据7月14日European Commission披露的草案文件，**CBAM**目前覆盖电力、钢铁、水泥、铝、化肥行业，涉及上述进口商品的直接排放（生产耗电不计），碳价取欧盟碳市场的平均价格，并且存在抵扣机制，即进口商品对标欧盟商品，征收二者付出的碳成本的差值部分。

表8：欧盟碳边境调节机制立法草案的主要内容

	内容
涉及行业	<ul style="list-style-type: none"> <li>5个行业：电力、钢铁、水泥、铝、化肥</li> <li>以这五种产品作为原材料的终端产品（例，车、机械零件、铝制品等）近期不纳入征收范围</li> </ul>
征收主体	<ul style="list-style-type: none"> <li>进口商承担缴纳义务</li> </ul>
商品碳排放的核算范围	<ul style="list-style-type: none"> <li>目前只计算直接排放，<b>不计算间接排放</b>（目前，生产耗电所产生的间接碳排放不被纳入碳边境调节机制，但是2025以后，欧盟委员会将再次考虑将其纳入）</li> </ul>
商品的碳排放强度	<ul style="list-style-type: none"> <li>如果进口产品能提供排放水平证明，欧盟则会采用其经过证明的、实际排放水平数据</li> <li>如果进口产品不能提供排放水平证明，欧盟将采用各国产品的最佳可用排放数据</li> </ul>
碳价	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧盟碳市场平均价格</li> </ul>
抵扣政策	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧盟在进口时征收的碳边境调节税可以按照在产品出口国本国碳市场或碳税机制中已经支付过的碳价进行相应地减除</li> </ul>
进度安排	<ul style="list-style-type: none"> <li>试点阶段（2023-2025年）：所涵盖领域的产品仅需履行排放报告义务，欧盟在此期间<b>不征收任何费用</b></li> <li>正式实施阶段（2026年开始）：逐年减少10%的生产企业免费配额直至2035年完全取消免费配额，同时要求产品进口者需要根据产品生成过程中产生的碳排放支付碳费用，并逐年提高费率</li> </ul>

资料来源：European Commission，能源基金会，信达证券研发中心

关于抵扣机制，欧盟目前尚未明确其细则，结合欧盟征收原则和实操可行性来看，**欧盟将依据免费配额占比不同、碳定价的不同，要求进口商品补齐碳成本**。CBAM机制设立后，欧盟可以进一步降低工业免费配额占比，能够提高对进口商品的征税额；而出口国需要通过减少免费配额、提高碳定价予以应对。

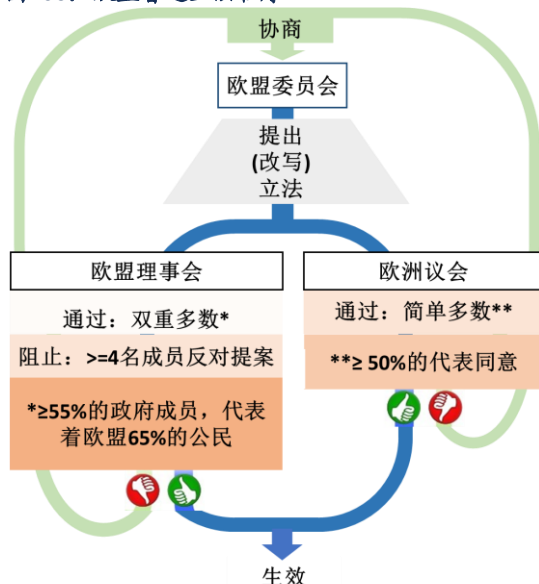
**图 37: 欧盟碳边境调节机制的可能征收方式**


资料来源：European Commission, 能源基金会, 《欧盟正在筹划的“碳关税”会是什么样子》, 信达证券研发中心

#### (4) 政策前瞻

- 欧盟完成立法并非易事，预计最终立法内容与当前可能与当前草案存在较大差异。

**CBAM 完成立法需要欧盟所有成员国同意。** CBAM 采用欧盟普通立法程序（Ordinary legislative procedure）。欧盟普通立法程序主要由三个机构共同完成，分别是欧盟委员会（发起者，无立法权）、欧洲议会（监督、咨询和立法机构）和欧盟理事会（欧盟立法与决策机构）。一般而言，欧盟委员会提出法案后，需要欧洲议会和欧盟理事会均投票通过才能完成立法。欧洲议会通过条件为简单多数，即不少于 50% 代表同意。欧盟理事会通过条件为双重多数，不少于 55% 的成员国支持且支持国人口达到欧盟人口的 65%；并且设置有少数否决权（blocking minority），即若有至少 4 个成员国反对，则可以否决提案。特别地，对于外交、税收等重要事项需要欧盟所有成员国通过才能完成立法，CBAM 正属于此类事项。

**图 38: 欧盟普通立法程序**


资料来源：wikipedia, 信达证券研发中心

结合目前支持率和工业部门阻力来看，完成立法并不容易，立法内容可能会有较大修改。从欧洲议会的投票情况来看，444 票赞成、70 票反对、181 票弃权，支持率仅 64%。进一步考虑 CBAM 设立后将降低工业部门的免费碳配额，目前欧盟工业界已提出强烈反对，因此预计立法难以一帆风顺。

- 虽然欧盟极力避免将 CBAM 定位为“碳关税”而上升至 WTO 层面进行讨论，但或难以实现，而一旦进入 WTO 层面讨论，大概率将引发广泛争议，预计将大大推迟 CBAM 落地进程。

从宏观上看，国际争议将集中于两点，且此两点在短时间内难以取得共识。(1) 一个国家的碳定价是否等于其减排努力？推行 CBAM 的背后是希望各国付出相同的减排努力，由于各国资源禀赋、要素价格存在差异，因而相同的减排努力往往不意味着相同的碳定价，至少应按照购买力平价进行考量；(2) 发展中国家与发达国家是否应当做出相同的减排努力？“共同但有区别的责任”是《联合国气候变化框架公约》的核心原则之一，而欧盟 CBAM 尚未考虑此差异性。

从 WTO 规则来看，CBAM 难以符合 WTO 核心原则，虽然满足一些例外条款，或能够设计出合规的机制，但预计难以获得共识。《碳边境调节机制与世界贸易组织规则适应性探讨与启示》研究发现，碳边境调节机制(CBAM) 与世界贸易组织规则适应性存在国际争议。分析《关税与贸易总协定》(GATT) 具体条款及相关经济体主张，从规则一致性、适用范围及正当性三方面来看，CBAM 的生产足迹属性和贸易限制属性使其难以符合世界贸易组织的核心原则，但相关经济体可能从世界贸易组织规则的例外条款入手，设计合规的碳边境调节机制。

表 9: 边境调节机制与世界贸易组织规则适应性

总体判断	分析
<p><b>CBAM 是否符合世界贸易组织核心原则？</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>难以符合世界贸易组织核心原则</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>CBAM 的生产足迹属性不符合最惠国待遇原则。</b>最惠国待遇原则下，缔约国禁止区别对待进口自不同国家和生产者的“同类产品”。“同类产品”的判断基于产品特性、产品的终端使用、产品在缔约国相关规则下的属性和消费者行为（即产品是否针对相似的消费人群）。碳关税的税基基于产品生产过程中的碳足迹，原则上不能作为区别对待的理由。</li> <li><b>CBAM 的贸易限制属性不符合国民待遇原则。</b>按照国民待遇原则，缔约国不应区别对待进口和国内生产的“同类产品”，也就是不能根据某同类产品在国内生产和在国外生产的不同碳足迹，提出不同的税率，但是可以征收与碳足迹无关的同等税率。</li> </ul>
<p><b>世界贸易组织规则对 CBAM 的适用范围？</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>《关税与贸易总协定》第 II.2 条款指出“本条的任何规定不得阻止任何缔约方对任何产品的进口随时征收下列关税或费用：(a) 对于同类产品或对于用于制造或生产进口产品的全部或部分的产品所征收的、与第 3 条第 2 款 (III.2) 的规定相一致且等于国内税的费用……”</li> <li>该条款下，缔约国可以对全部或部分进口产品征收与同类国内产品国内税相当的税费，这为参照国内标准征收进口税提供了一个角度——表面上与进口产品的碳含量无关，但是一旦某类型产品的国内税基与生产过程的碳足迹挂钩，则参照此国内产品标准征收的关税，就相当于碳关税。</li> </ul>
<p><b>CBAM 在世界贸易组织框架下的正当性？</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>WTO 存在例外情况下引入贸易限制规则的条款，给 CBAM 出台提供了一定机会</li> <li>长期以来，人们对“绿色贸易壁垒”的争议较大</li> <li>在世界贸易组织框架下，围绕环境相关政策是否符合世界贸易组织相关条约曾发生过多次诉讼，历史判例的结论显示，相关环境规则必须符合两个原则，才能被认为具备国际条约下的正当性：一是该措施不可以属于非正当歧视，二是该措施不可以变相限制贸易。而具体正当性的判断取决于特定案例。</li> </ul>

资料来源：《碳边境调节机制与世界贸易组织规则适应性探讨与启示》，信达证券研发中心

### (5) 落地可能性

从 2012 年欧盟将国际航空纳入欧盟碳市场的经验来看，即使完成立法，国际反对意见较大时，也难以实际执行。2008 年欧盟通过法案，决定将国际航空纳入欧盟碳排放交易体系，并与 2012 年 1 月起施行。该法案限制所有在欧盟境内飞行的航空公司的碳排放量，超出部分必须购买配额，否则将被禁止在欧盟境内飞行。2012 年 2 月 22 日，中国、美国、俄罗斯、印度等 29 国发表联合宣言，提出一揽子反制措施，包括利用法律禁止本国航空公司参与碳排放交易体系、修改与欧盟国家的“开放天空”协议、暂停或改变有关扩大商业飞行权利的谈判等。最终欧盟在 2012 年年底暂停征收航空碳税。

CBAM 的影响程度远超将国际航空纳入欧盟碳市场，目前已引发诸多国家反对，即使欧盟完成立法，其能否真正落地仍存在较大不确定性。根据德国阿登纳基金会针对中国、印度、日本、澳大利亚、泰国、韩国、新加坡和印度尼西亚等亚洲国家决策者的调查表明，亚洲国家对 CBAM 普遍持反对态度。美国对 CBAM 态度存在摇摆，但由于其国内尚未形成碳定价政策体系，因此不具备实施碳边境调节机制的前提，预计在美国能够自身设立 CBAM 前难以支持欧盟 CBAM。

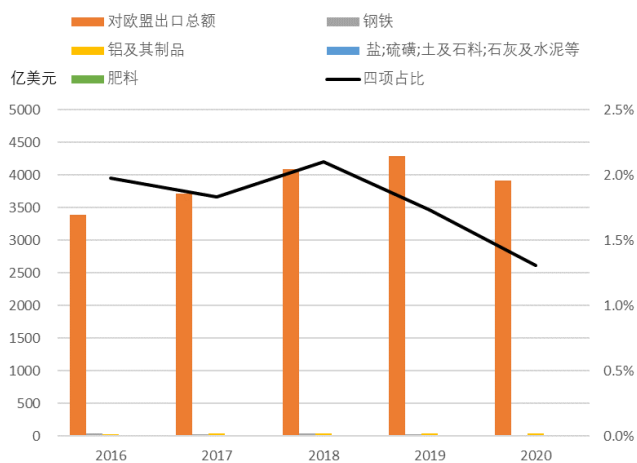
## (6) 政策落地影响

若欧盟 CBAM 超预期落地，在现行规则下，其影响仍然有限。

**影响范围：**欧盟碳边境调节机制作为欧盟碳市场在边境的延伸，其征收范围应为已纳入欧盟碳市场的行业，主要包括电力、工业（钢铁、炼焦、水泥、玻璃、石灰、造纸、制氮、炼铝、石油化工等行业）。根据 7 月 14 日欧盟披露的 CBAM 立法草案，目前仅涉及电力、钢铁、水泥、铝、化肥五个行业。

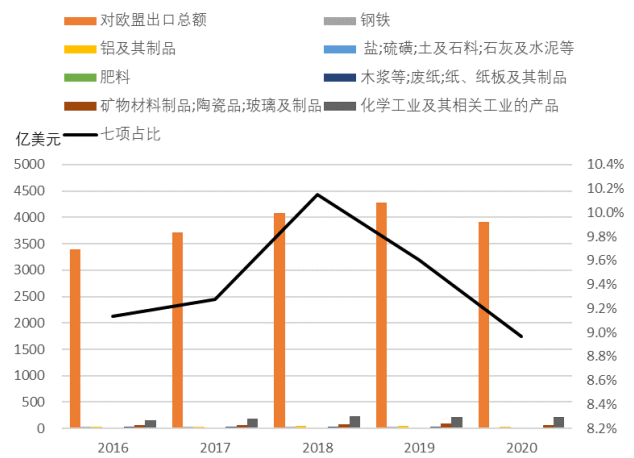
**影响程度：**中国对欧盟出口中，CBAM 所涉行业的出口金额占比不超过 2%，欧盟碳市场所涉行业的出口金额占比不超过 10%。利用海关总署 HS 分类数据进行影响上限估计（如无完全对应的统计数据则采用其上一级更大范围的统计数据，例如化肥出口数据采用 HS 分类中“25 章 盐；硫磺；土及石料；石灰及水泥等”项、化工产品全部纳入等），计算 CBAM 目前涉及我国对欧盟出口金额不足 2%；如果考虑 CBAM 进一步扩大至欧盟碳市场的全部范围，该占比也不超过 10%。

图 39：中国对欧盟出口中当前欧盟 CBAM 所涉行业金额占比



资料来源：万得，信达证券研发中心

图 40：中国对欧盟出口中当前欧盟碳市场所涉行业金额占比



资料来源：万得，信达证券研发中心

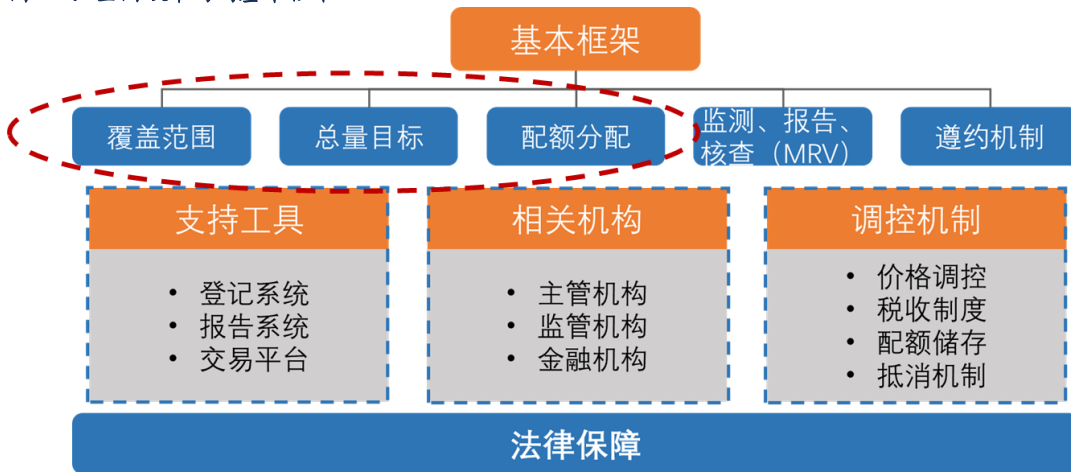
**影响分析：**一是欧盟 CBAM 将逐步对进口产品生产全过程排放进行溯源，将带来大量碳核查需求；二是在商品生产过程中，短时间难以改变工艺流程，则使用绿电替代化石能源电量成为最简单有效的减碳方法。预计非化石能源发电（水电、核电、风电、太阳能发电）市场化交易电价/绿证价格或将出现上行；三是或将加快我国碳价上涨，缩小与欧盟碳价差距，以此将更多“碳税”留在国内。四是未来需要进一步关注欧盟碳市场扩容，这将扩大 CBAM 可能征收的范围；特别是向下游行业/产品（如机电产品）的扩容，可能将对我国出口产生较大影响。

## 全国碳市场与投资机会

### 1、基本框架及行业影响

全国碳排放权交易市场于 7 月 16 日启动，需要重点关注其覆盖范围、总量目标、配额分配等要素，以及交易机制、排放核算方法等带来的影响。



**图 41：全国碳市场的基本框架**


资料来源：中创碳投，信达证券研发中心

### (1) 覆盖范围

电力、石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、民航等八个高能耗行业将纳入全国碳市场。目前，全国碳市场以发电行业（2225 家企业）为起步，预计“十四五”期间逐步纳入其他七大行业。考虑到良好的数据基础是纳入碳市场的重要前提，钢铁、有色、建材行业生产工艺流程相对较为标准化，排放等基础数据较好，或将于第二批纳入。

### (2) 总量目标

从整体政策背景看，碳交易对国内大部分企业而言仍是新鲜事物，当前的重点工作是充分验证市场机制、推动企业适应相关交易流程，因此预计“十四五”期间配额总量总体充足，不会给行业带来系统性减排压力。今年 1 月生态环境部印发《关于统筹和加强应对气候变化与生态环境保护相关工作的指导意见》，提出“十四五”期间的主要目标是“应对气候变化与生态环境保护相关工作统筹融合的格局总体形成，协同优化高效的工作体系基本建立，在统一政策规划标准制定、统一监测评估、统一监督执法、统一督察问责等方面取得关键进展”，体现当前总体还处于建章立制阶段。

从率先纳入的发电行业实际执行情况来看，据人民资讯调研，华北电力大学教授袁家海表示：“初期配额分配总体充足，企业履约压力暂时不大。碳排放配额指标会否收紧，要等市场机制充分验证后才会逐步导入。”

### (3) 配额分配

现阶段为 100% 免费发放，之后将逐步提升有偿分配占比。从国际经验看，配额分配一般会从免费分配开始，逐步向拍卖过度。《碳排放权交易管理暂行条例（草案修改稿）》亦明确提出“初期以免费分配为主，根据国家要求适时引入有偿分配，并逐步扩大有偿分配比例”。另据《2019-2020 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》，目前执行 100% 免费发放。

预计分配方法当前主要采用基准线法和历史强度法，当数据基础充足时，可全部采用基准线法。配额分配方法对控排行业将产生结构性影响。基准线法，控排企业碳配额=行业基准值×产量，利好排放强度位于行业基准线以下的企业，而排放强度位于行业基准线以上的企业将会受损。历史强度法，控排企业碳配额=历史强度值×减排系数×产量，其影响需要结合具体政策分析，如果对所有企业要求的减排系数相同，则已是低排放强度的优质企业反而受损；而如果能够设置差异化的减排系数，则有望达到鼓励先进、鞭策落后的效果。

结合理论分析和区域试点市场经验，我们认为目前适合采用基准线法的行业主要有发电、水泥、玻璃、电解铝等，适合采用历史强度法的行业主要有钢铁、铜冶炼、造纸等。若未来一段时间，行业数据基础有明显改善，八大重点行业或统一采用基准线法。

**表 10：区域试点市场采用的初始配额分配方法**

历史总量法	历史强度法	基准线法
-------	-------	------

北京	水泥、石化、其他行业、其他服务业、 交通运输行业企业的固定设施既有设施	供热企业(单位)、燃气及水的生产和供 应企业的既有设施, 交通运输企业移动 设施	发电企业(含热电联产)
天津	钢铁、化工、石化、油气开采		热力、电力、热电联产
上海	商场、宾馆、商务办公、机场等建筑 产品复杂、近几年边界变化大、难以采 用行业基准线法或历史强度法的企业	主要产品可归为3类(及以下)、产品产 量与碳排放相关性高且计量完善的工 业企业 航空、港口、水运、自来水生产行业	热电、电网和供热等电力热力行业
湖北	其他工业行业	造纸 玻璃及其他建材 陶瓷制造	水泥 电力、热力及热电联产
广东	水泥: 矿山开采、微粉粉磨生产企业 钢铁: 短流程企业和其他钢铁企业 石化企业	电力热力: 使用特殊燃料的发电机组、 供热锅炉 造纸: 特殊造纸和纸制品生产企业、纸 浆制造企业 航空其他航空企业	电力热力: 燃煤、燃气发电机组(含供 热、热电联产机组) 水泥: 熟料生产和粉磨 钢铁: 长流程企业 造纸: 普通造纸和纸制品生产企业 航空: 全面服务航空企业
深圳		水、电、气、港口、地铁、建筑及其他 纳入行业	
重庆		采用纳入企业其主申报的方法	
福建		电网、铜冶炼、钢铁、化工、原油加工、 乙烯、纸浆制造、机制板和纸版、航空、 机场、建筑陶瓷及卫生陶瓷等	发电、水泥、电解铝、平板玻璃

资料来源: 上海环境能源交易所, 信达证券研发中心

表 11: 基准线法和历史强度法可能涉及的行业

	基准线法	历史强度法
发电	发电	
钢铁		粗钢、钢压延加工
建材	水泥熟料、平板玻璃	
有色	电解铝	铜冶炼
石化	原油加工、乙烯	
化工	合成氨、甲醇等	其他行业
造纸		造纸
国内民航	航空公司	机场

资料来源: 中创碳投, 信达证券研发中心

#### (4) 交易机制

碳市场包括一主一辅两个市场。主市场为碳配额市场, 交易标的为碳配额, 由位于上海的全国碳排放交易中心管理交易, 位于湖北武汉的全国碳排放权注册登记机构管理注册登记; 辅助市场为自愿减排市场, 交易标的为国家核证自愿减排量(CCER), 由位于北京的全国温室气体自愿减排管理和交易中心管理。

根据《碳排放权交易管理办法（试行）》，全国碳排放权交易市场的交易产品为碳排放配额（生态环境部可以根据国家有关规定适时增加其他交易产品）。在配额清缴过程中，重点排放单位每年可以使用国家核证自愿减排量抵销碳排放配额的清缴，抵销比例不得超过应清缴碳排放配额的 5%。

- **国家核证自愿减排量（Chinese Certified Emission Reduction, CCER）**是指对我国境内可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证，并在国家温室气体自愿减排交易注册登记系统中登记的温室气体减排量。CCER 交易采取备案管理模式。参与自愿减排交易的项目，在国家主管部门备案和登记，项目产生的减排量在国家主管部门备案和登记，之后才能进行交易。

### （5）排放核算

控排企业排放核算主要包括本地燃烧排放、工业过程排放、外购电（热）排放三项，其中外购电排放的计算方法未来存在调整可能，外购电排放因子或由区域电网平均排放因子转变为依据购售电合同计算所得的实际排放因子。2015 年之前，电网售电为“统购统销”模式，控排企业外购电无法区分其来源，采用区域电网排放因子是合理的。2015 年新一轮电改开启，大力推行“管住中间，放开两头”方式，电力用户与发电企业已能够直接签订购售电合同，区分外购电来源已具备数据基础。

- 现行方法下，外购电排放采用区域电网平均排放因子，利好分布式非化石能源发展。企业可通过装设分布式光伏、天然气发电/热电联产/冷热电三联供等方式，降低  $E_{\text{燃烧}}$ 。
- 当外购电排放采用依据购售电合同所得的实际排放因子时，将区分不同电源的环境属性，非化石发电存在电价提升可能。

图 42：北京关于水泥行业二氧化碳排放的核算规则

$$E = E_{\text{燃烧}} + E_{\text{过程}} + E_{\text{外购电}} + E_{\text{协同处置}} \dots\dots\dots (1)$$

式中：

- $E$  ——报告主体的二氧化碳排放总量，单位为吨二氧化碳（ $tCO_2$ ）；
- $E_{\text{燃烧}}$  ——报告主体化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（ $tCO_2$ ）；
- $E_{\text{过程}}$  ——报告主体生产过程中碳酸盐分解产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（ $tCO_2$ ）；
- $E_{\text{外购电}}$  ——报告主体消耗外购电力产生的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（ $tCO_2$ ）；
- $E_{\text{协同处置}}$  ——报告主体协同处置废弃物过程产生化石燃料的二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳（ $tCO_2$ ）。

$$E_{\text{燃烧}} = \sum_{i=1}^n (AD_i \times EF_i) \dots\dots\dots (2)$$

式中：

- $AD_i$  ——核算和报告年度内第  $i$  种化石燃料的活动数据，单位为吉焦（GJ）；
- $EF_i$  ——第  $i$  种化石燃料的二氧化碳排放因子，单位为吨二氧化碳每吉焦（ $tCO_2/GJ$ ）；
- $i$  ——化石燃料类型代号。

$$E_{\text{过程}} = P_{\text{熟料}} \times F_{\text{熟料}} \dots\dots\dots (5)$$

式中：

- $P_{\text{熟料}}$  ——熟料实际生产量，单位为吨（ $t$ ）；
- $F_{\text{熟料}}$  ——单位熟料二氧化碳排放量，单位为吨二氧化碳/吨熟料（ $tCO_2/t$ ）。

$$E_{\text{外购电}} = AD_{\text{外购电}} \times EF_{\text{电}} \dots\dots\dots (8)$$

式中：

- $AD_{\text{外购电}}$  ——报告主体核算和报告年度内消耗外购电力电量，单位为兆瓦时（MWh）；
- $EF_{\text{电}}$  ——电网年平均供电排放因子，单位为吨二氧化碳每兆瓦时（ $tCO_2/MWh$ ）。

$$E_{\text{协同处置}} = \sum_{i=1}^n (W_i \times C_{m_i} \times F_{m_i} \times \eta_i \times \frac{44}{12}) \dots\dots\dots (9)$$

式中：

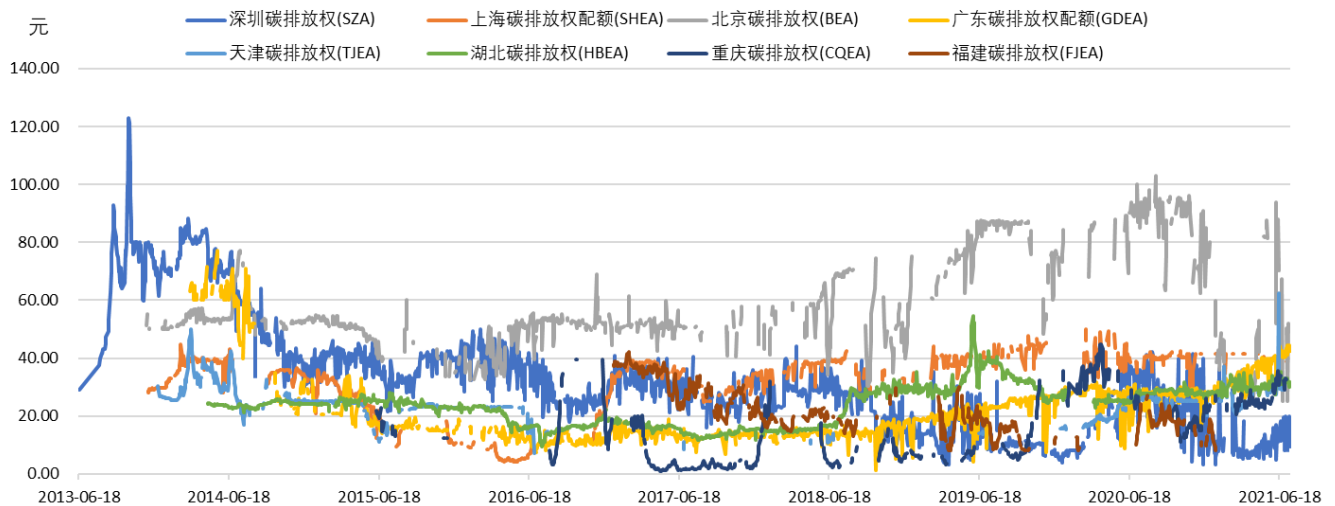
- $W_i$  ——第  $i$  种废弃物的处置量，单位为吨（ $t$ ）；
- $C_{m_i}$  ——第  $i$  种废弃物碳含量的比例（%）；
- $F_{m_i}$  ——第  $i$  种废弃物中矿物碳在碳总量中的比例（%）；
- $\eta_i$  ——第  $i$  种废弃物焚烧炉的燃烧效率（%）；
- $i$  ——废弃物种类数量；
- $\frac{44}{12}$  ——二氧化碳与碳的分子量之比。

资料来源：《二氧化碳排放核算和报告要求-水泥制造业（DB11/T 1782-2020）》，信达证券研发中心

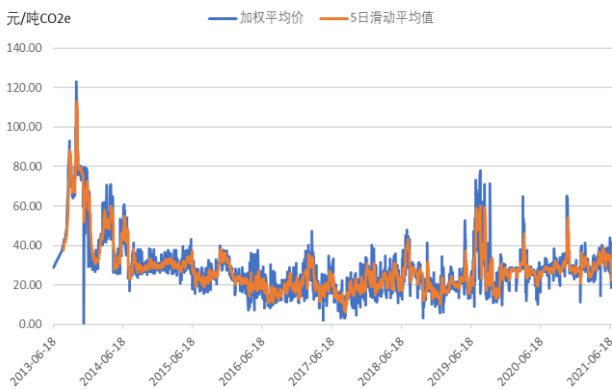
注：国标计算方法与北京地方标准基本相同

### （6）碳价预测

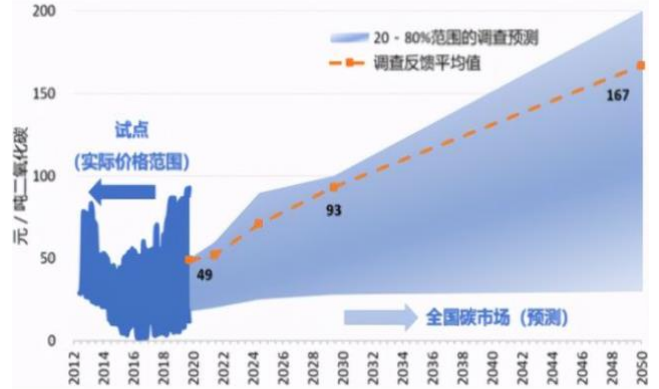
预计全国碳市场碳配额交易价格中枢在初期略高于试点市场均值，价格中枢大致为 40 元/吨  $CO_2e$ ，之后稳步上涨。理论上，碳交易价格代表企业的边际减排成本，在无明显减排技术突破条件下，边际减排成本将逐渐上升。各方预期上，据中国碳论坛发布的《2020 年中国碳价调查报告》，基于 2020 年 7 月至 8 月对 567 位各行业人士（76%来自重点排放行业）关于中国碳市场交易价格预期调查来看，全国碳市场平均碳价预期为：2021 年 49 元/吨，2025 年 71 元/吨，2030 年 93 元/吨。考虑到在调查开展之后我国做出了碳达峰、碳中和承诺，最新的价格预期可能会高于调查结果。

**图 43: 国内八个试点碳市场碳配额日成交均价**


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

**图 44: 国内八个试点碳市场碳配额加权平均成交价**


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

**图 45: 全国碳排放权交易市场的预期价格**


资料来源: 《2020 年中国碳价调查报告》, 信达证券研发中心

## 2、行业影响

### (1) 火电

发电行业的配额分配采用**基准线法**。总体来看, 由于在行业内部进行了细致分类, 每一类机组分别采用不同的基准值, 因而一定程度上降低了上述配额分配方法对于行业的结构性影响。

- 对于**燃气机组**, 实际上不考核其排放量。《2019-2020 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案(发电行业)》提出“在燃气机组配额清缴工作中, 当燃气机组经核查排放量不低于核定的免费配额量时, 其配额清缴义务为已获得的全部免费配额量; 当燃气机组经核查排放量低于核定的免费配额量时, 其配额清缴义务为与燃气机组经核查排放量等量的配额量”。
- 对于**常规煤电机组**, 主要分为 300MW 等级以上和 300MW 等级及以下两档, 前者主要包括 600MW 等级机组和 1000MW 等级机组, 后者主要包括 300MW 等级机组和 200MW、125MW 及以下等级机组。

**表 12: 发电行业碳配额分配规则**

机组类型	配额计算公式	供电基准值 (tCO <sub>2</sub> /MWh)	供热基准值 (tCO <sub>2</sub> /GJ)
300MW 等级以上常规燃煤机组	$A$ (机组配额总量) = $Ae$ (机组供电配额) + $Ah$ (机组供热配额)	0.877	0.126
300MW 等级及以下常规燃煤机组	$= Qe$ (机组供电量) × $Be$ (供电排放基准) × $Fl$ (冷却方式修正系数) × $Fr$ (供热量修正系数) × $Ff$ (机组负荷修正系数) + $Qh$	0.979	0.126

配额管理	燃煤矸石、煤泥、水煤浆等非常规燃	(机组供热量) × Bh (供热排放基准)	1.146	0.126
	煤机组 (含燃煤循环流化床机组)			
暂不纳入配	燃气机组	不考核	0.392	0.059
	生物质发电机组			
配额管理	掺烧发电机组 (掺烧比 > 10%)			
	特殊燃料发电机组 (煤层气、焦炉煤气、高炉煤气、转炉煤气等)			
	使用自产资源发电机组 (废气、尾气、煤气)			
	其他特殊发电机组 (燃煤锅炉改造形成的燃气机组、燃油机组、整体煤气化联合循环发电 (IGCC) 机组、内燃机组)			

资料来源:《2019-2020 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案 (发电行业)》, 信达证券研发中心

根据《省级温室气体编制指南 (试行)》, 选取电厂常用的烟煤、无烟煤和褐煤单位热值含碳量缺省值, 碳氧化率采用 98%, 计算得到不同煤种下标煤的碳排放系数。

表 13: 不同煤种的单位热值含碳量和标煤碳排放系数

	烟煤	无烟煤	褐煤
单位热值含碳量/(t/GJ)	0.02749	0.02618	0.02797
标煤的碳排放系数	2.757	2.895	2.946

资料来源:《省级温室气体编制指南 (试行)》,《火电机组碳排放特性研究及管理建议》, 信达证券研发中心

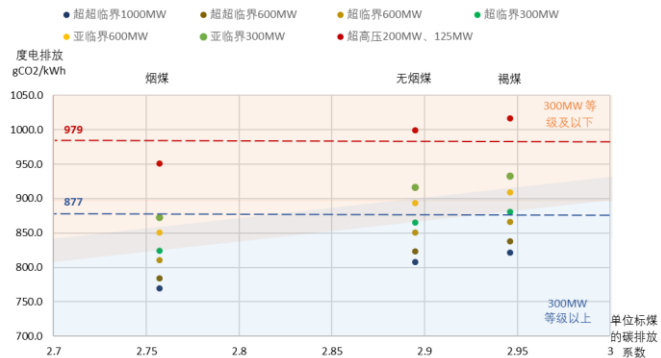
根据《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额 (GB 21258-2017)》, 分别选择 1 级和 3 级供电煤耗上限值均值、3 级供电煤耗上限值两种情景进行测算。

表 14: 国标要求的机组单位产品能耗限额等级

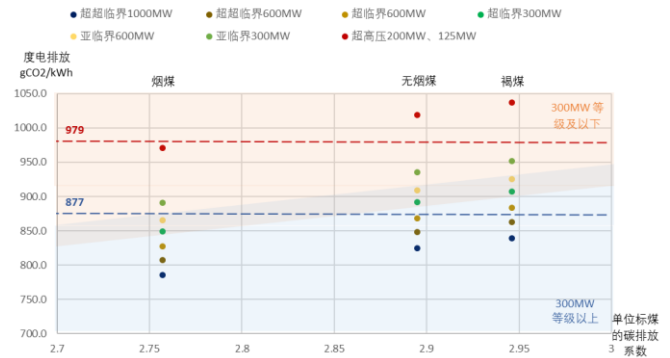
压力参数	容量	供电煤耗上限 (gce/kWh)		
		1 级	2 级	3 级
超超临界	1000	273	279	285
	600	276	283	293
超临界	600	288		300
	300	290		308
亚临界	600	303	295	314
	300	310		323
超高压	200、125	-		352

资料来源:《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额 (GB 21258-2017)》, 信达证券研发中心

分机组来看, 需要额外购买配额的机组主要是两档分类中的最低等级机组。300MW 等级以上燃煤机组中, 排放强度位于基准线以上的主要是亚临界 600MW 机组; 300MW 等级及以下燃煤机组中, 排放强度位于基准线以上的主要是超高压 200MW、125MW 机组。分煤种来看, 褐煤的标煤碳排放系数较高, 使用褐煤的机组度电排放强度明显高于使用烟煤的机组。

**图 46: 典型机组度电排放 (供电煤耗取能耗限额 1、3 级均值)**


资料来源:《省级温室气体编制指南(试行)》,《火电机组碳排放特性研究及管理建议》,《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额(GB 21258-2017)》,信达证券研发中心

**图 47: 典型机组度电排放 (供电煤耗取能耗限额 3 级)**


资料来源:《省级温室气体编制指南(试行)》,《火电机组碳排放特性研究及管理建议》,《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额(GB 21258-2017)》,信达证券研发中心

测算碳交易对于火电企业业绩影响,考虑基准线约为每档机组度电排放加权平均值,则度电利润影响不超过 3%。

- 各等级机组占比:** End Coal 统计数据显示,2019 年中国大陆的煤电机组数约 3000 台,装机容量 10.4 亿千瓦,其中,1000MW 级煤电机组 1.37 亿千瓦(13.2%),600MW 级机组 3.6 亿千瓦(34.6%),300MW 级机组 2.7 亿千瓦(26.0%)。因此 300MW 以下机组约 2.7 亿千瓦(26.3%)。
- 碳交易带来的度电利润影响:** 情景 1: 针对 300MW 等级以上燃煤机组,基准线为其加权平均值,则 1000MW 机组度电碳收益为 0.00138 元,600MW 机组度电碳支出为 0.00053 元。以华能国际火电业务测算碳交易对 2019 年、2020 年度电利润影响,假设全为 1000MW 机组,则+2.7%(2019 年)、+2.3%(2020 年);假设全为 600MW 机组,则-1.0%(2019 年)、-0.9%(2020 年)。情景 2: 针对所有典型燃煤机组,基准线为加权平均值,则 1000MW 机组度电碳收益为 0.00347 元,200MW、125MW 机组度电碳支出为 0.00391 元。以华能国际火电业务测算碳交易对 2019 年、2020 年度电利润影响,假设全为 1000MW 机组,则+6.8%(2019 年)、+5.7%(2020 年);假设全为 200MW、125MW 机组,则-7.6%(2019 年)、-6.4%(2020 年)。
- 若进一步考虑火电企业各容量机组间碳收益和碳支出存在正负相抵,则碳交易对于火电企业业绩影响将远低于上述测算值。

**表 15: 典型火电机组度电碳配额收益/支出测算**

		供电煤耗 (g 标煤 /kWh)	CO <sub>2</sub> 排放 (g/kWh)	假设碳价 (元 /tCO <sub>2</sub> )	碳收益/支出 (元 /kWh)
情景 1: 针对 300MW 等级以上燃煤机组,基准线为其加权平均值	1000MW	285	786	40	+0.00138
	600MW	293/300/314	834 (均值)		-0.00053
	假设基准线	298	820		
情景 2: 针对所有典型燃煤机组,基准线为加权平均值	1000MW	285	786		+0.00347
	200MW、125MW	352	970		-0.00391
	假设基准线	317	873		

资料来源:《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额(GB 21258-2017)》,信达证券研发中心  
 (注:因烟煤使用较多,故单位标煤 CO<sub>2</sub> 排放系数取烟煤的标煤碳排放系数 2.757)

**表 16: 华能国际火电度电业绩弹性测算**

	2019 年	2020 年
售电量 (亿 kWh)	3751.31	3630.92
收入 (亿元)	1539.95	1491.99
成本 (亿元)	1346.78	1271.00

度电利润 (元/kWh)	0.0515	0.0609
碳收益/支出 1 (元/kWh)	+0.00138 / -0.00053	+0.00138 / -0.00053
度电利润影响 1	+2.7% / -1.0%	+2.3% / -0.9%
碳收益/支出 2 (元/kWh)	+0.00347 / -0.00391	+0.00347 / -0.00391
度电利润影响 2	+6.8% / -7.6%	+5.7% / -6.4%

资料来源：公司年报，信达证券研发中心

## (2) 电解铝

对比火电铝和水电铝来看，碳交易带来的吨铝利润影响为-1.8%/+7.2%。火电铝、水电铝吨铝 CO<sub>2</sub> 排放分别为 13 吨、1.8 吨，若排放基准线取 10.8 吨 CO<sub>2</sub>/吨铝（20%水电铝、80%火电铝加权平均值），则每吨火电铝需购买碳配额为 2.2 吨，水电铝可出售碳配额 9 吨。在 40 元/tCO<sub>2</sub> 碳价下，每吨火电铝/水电铝利润影响为-88/+360 元。目前每吨电解铝盈利约 5000 元，则吨铝利润弹性为-1.8%/+7.2%。

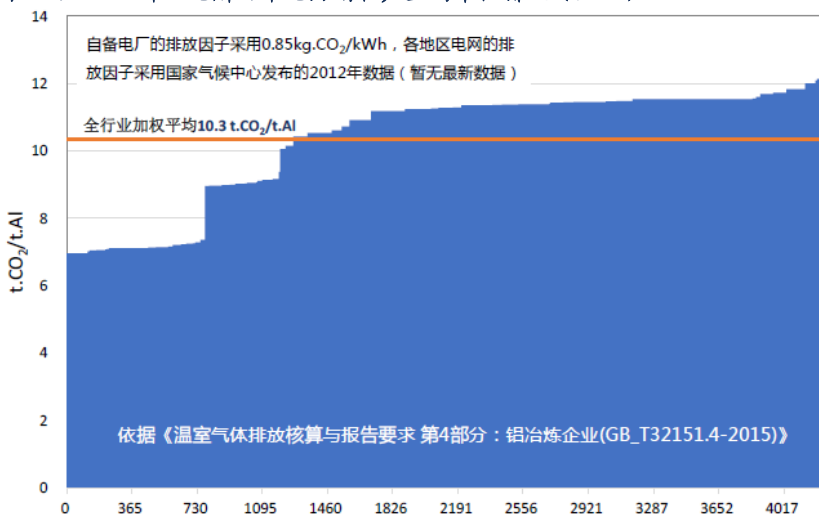
表 17：2019 年电解铝 CO<sub>2</sub> 排放测算

生产环节	排放来源	用火电生产 1 吨电解铝	用水电生产 1 吨电解铝
		排放量 (吨 CO <sub>2</sub> /吨铝)	排放量 (吨 CO <sub>2</sub> /吨铝)
电力环节	耗电量 13500kWh/t 铝	11.2 (排放系数 830gCO <sub>2</sub> /kWh)	0
电解环节	电解环节阳极消耗	1.4	1.4
	阳极效应	0.4	0.4
合计		13	1.8

资料来源：安泰科，信达证券研发中心

目前电解铝外购电量采用区域电网平均排放因子，则吨火电铝/水电铝利润弹性进一步下降至-1.4%/+2.6%。自备电厂排放因子取 0.85kgCO<sub>2</sub>/kWh，南方电网排放因子取 0.5271kgCO<sub>2</sub>/kWh(2012 年数据，无后续官方数据)，则火电铝、水电铝排放约 12 吨 CO<sub>2</sub>/吨铝、7 吨 CO<sub>2</sub>/吨铝，基准线取全行业加权平均 10.3 吨 CO<sub>2</sub>/吨铝，则火电铝需购买碳配额为 1.7 吨，水电铝可出售碳配额 3.3 吨。在 40 元/tCO<sub>2</sub> 碳价下，每吨火电铝/水电铝利润影响为-68/+132 元。目前每吨电解铝盈利约 5000 元，则吨铝利润弹性为-1.4%/+2.6%。

图 48：2020 年铝电解环节电力消耗产生的单位排放（企业）



资料来源：安泰科，信达证券研发中心

未来，碳市场对电解铝行业影响主要集中于两方面：(1) 随着碳价上升，碳配额交易对于电解铝行业的结构性影响将会持续扩大；(2) 需重点关注电解铝行业碳排放核算时外购电排放因子的选择，由区域电网平均排放因子调整为实际排放因子时，碳交易为水电铝带来的业绩提升将明显扩大。

### 3、投资分析

#### • 哪里有机会？

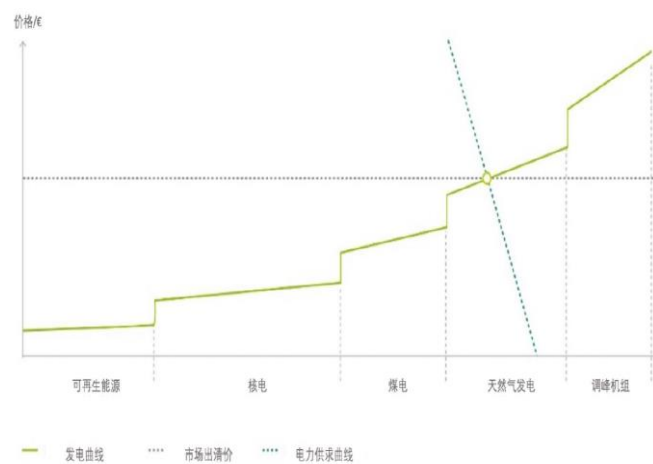
(1) 关注技术路径、用能形式存在明显差异的行业，如钢铁（转炉钢 vs 电炉钢）、电解铝（火电铝 vs 水电铝）等。未来随着碳价上升，对于行业的结构性影响将不断扩大。

“十四五”重在建立健全交易机制、推动企业适应碳交易过程，预计全国碳排放权交易市场不会对纳入行业产生系统性影响。结合采用的配额分配方法（基准线法、历史强度法）来看，将会产生结构性影响。需要特别关注技术路径、用能形式存在明显差异的行业，如钢铁（转炉钢 vs 电炉钢）、电解铝（火电铝 vs 水电铝）等。

#### (2) 区分不同类型电源的环境属性下的电力投资机会。

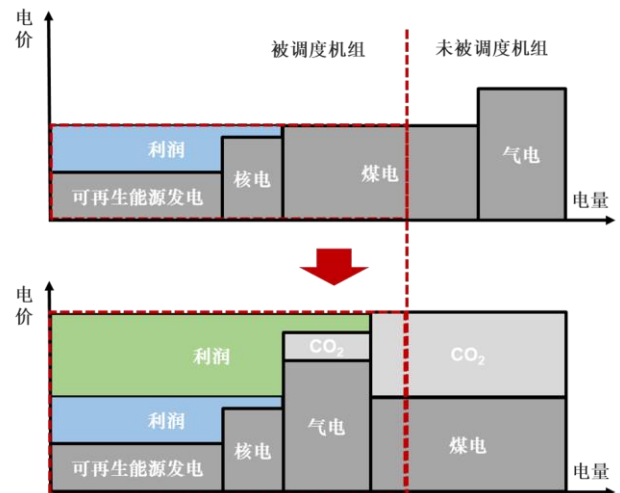
看好水电和新能源运营商，或将受益市场化电价/绿证价格抬升。从发电量来看，可再生能源发电优先上网，加之近年来新能源发电、水电消纳率持续保持高位，电量有保障。从电价来看，存在上行趋势。供给端，碳市场/碳税形成的碳价会改变电厂的调度顺序，导致市场出清价格抬升，可再生能源发电（水电、风电、光伏等）、核电将产生更多利润。需求端，无论是欧美所考虑的碳边境调节机制，还是企业出于社会责任考虑提升绿电使用率，均会推动非化石能源发电的需求曲线右移，进一步提升非化石能源发电出清价格。

图 49：电力供给和需求曲线



资料来源：Next-Kraftwerke，信达证券研发中心

图 50：碳价提高非化石能源发电利润空间

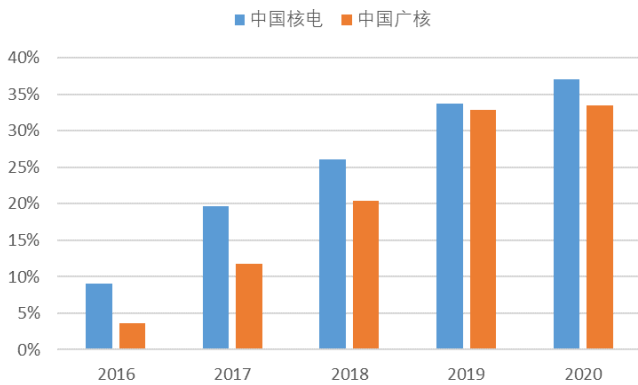


资料来源：信达证券研发中心

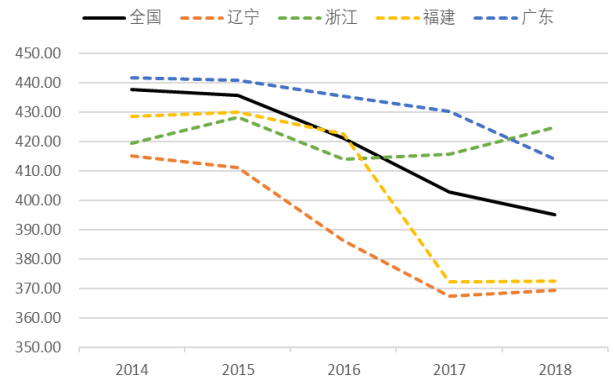
核电亦有望受益市场化电价/抬升，但运营商业绩短期或受市场化电量占比提升拖累，利好释放还需时日。

市场化电量占比逐年提升，核电运营商业绩将继续承压。目前核电市场化电量占比约 35%，与火电企业相比仍有较大差距（2020 年华能国际、华电国际市场化电量占比分别为 58.33%、59.6%），仍有较大提升空间。据中国核电 2020 年度业绩说明会披露，公司 2021 年市场化电量占比预计将达到 45% 左右，提升近 8 个百分点，仍处于快速上行阶段。市场化交易电价较标杆电价低 3-6 分/千瓦时，核电标杆上网电价约 0.43 元，折价率约 7%-14%。



**图 51: 核电主要上市公司市场化电量占比**


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

**图 52: 核电平均上网电价 (元/MWh)**


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

## • 哪里可能存在过于乐观的预期?

### (1) 碳市场相关机构股权价值或存在高估

据财联社披露, 全国碳排放权交易机构将由上海市政府指定的实施机构持有 24% 的股份, 湖北、北京、天津、江苏、福建、广东、重庆、深圳 8 省市的实施机构各持有 9.5% 的股份; 全国碳交易注册登记机构由湖北省政府指定的实施机构持有 24% 的股份, 北京、天津、江苏、上海、福建、广东、重庆、深圳 8 省市政府指定的实施机构则平均各自持有 9.5% 的股份。据业内人士透露, 除江苏外, 全国 8 大试点碳交易所将代表所在省市共同入股上述机构。部分能源企业已入股地方碳交易所, 将间接持有全国碳排放交易中心、全国碳排放权注册登记机构股权。

但根据 2020 年 10 月生态环境部印发的《全国碳排放权登记交易结算管理办法(试行)》(征求意见稿) 明确提出, 注册登记结算机构、交易机构, 不以营利为目的。另据华银电力公告披露, 公司参股深圳排放权交易所有限公司, 投资金额 2250 万元, 持股比例为 7.5%, 2019 年收到的分红金额为 3.38 万元(收益率 0.15%), 2020 年分红金额为 8.82 万元(收益率 0.39%), 收益十分有限。

**表 18: 全国碳市场的组织架构**

全国碳市场相关机构	职责定位	所在地点	承建机构
全国碳排放交易中心	进行碳配额交易	上海	上海联合产权交易所、上海环境能源交易所
全国碳排放权注册登记机构	进行碳配额注册登记	湖北武汉	湖北碳排放权交易中心
全国温室气体自愿减排管理和交易中心	管理 CCER 交易	北京	北京绿色交易所

资料来源: 北极星电力新闻网, 《北京市关于构建现代环境治理体系的实施方案》, 信达证券研发中心

目前已获正式备案的 8 个地方碳市场试点交易所分别为上海环境能源交易所、湖北碳排放权交易中心、北京绿色交易所、广州碳排放权交易中心、深圳排放权交易所、重庆碳排放权交易中心、天津排放权交易所、海峡股权交易中心, 参股地方碳交易所的上市公司及相关公司如下:

**表 19: 参股地方碳交易所的上市公司及相关公司**

碳交易所	主要股东	股比
上海环境能源交易所	国网英大国际控股集团有限公司	16.67%
	中国石化集团资产经营管理有限公司	16.67%
上海环境能源交易所	中国宝武钢铁集团有限公司	16.67%
	华能碳资产经营有限公司	6.67%
	中能(集团)有限公司	5.83%

湖北碳排放权交易中心	中国水利电力物资集团有限公司 (中国大唐集团公司全资子公司)	18.18%
	国电长源电力股份有限公司	9.09%
	武钢集团有限公司	6.06%
北京绿色交易所	金融街控股股份有限公司	19.98%
	中国国电集团有限公司	4%
	中海油能源发展股份有限公司	4%
	中国石化集团资产经营管理有限公司	4%
广州碳排放权交易中心有限公司	无	
深圳碳排放权交易所有限公司	中广核风电有限公司	15%
	深圳能源集团股份有限公司	12.5%
	大唐华银电力股份有限公司	7.5%
重庆碳排放权交易中心 (重庆联合产权交易所集团股份有限公司)	重庆燃气集团股份有限公司	4.88%
	重庆市能源投资集团有限公司	2.09%
天津排放权交易所	中国石油天然气集团有限公司	43.82%
海峡股权交易中心	兴业证券股份有限公司	35.71%
	福建闽东电力股份有限公司	4.76%

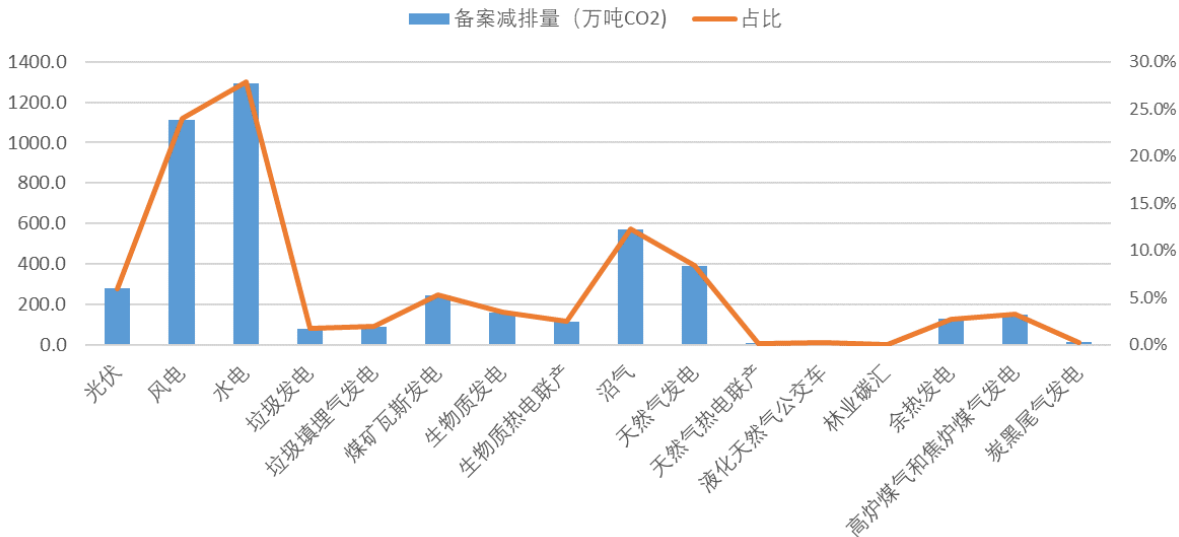
资料来源：天眼查，信达证券研发中心

## (2) CCER 价值或存在高估

**CCER 政策不确定性大，投资应把握业绩修复逻辑，而非额外收益逻辑。**2017 年 3 月发改委发布公告暂停了温室气体自愿减排项目备案申请的受理，并着手修订《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》，主因《暂行办法》施行中存在 CCER 交易量小、项目不够规范等问题。当前全国碳配额交易市场开市，CCER 项目备案有望重启（时间未定），但预计未来政策与先前或存在一定差异。从 CCER 项目所重点要求的额外性来看，CCER 主要补贴经济性不足的自愿减排项目，因此通过 CCER 一般难以获取超额利润。

范围上，预计平价的陆上风电、光伏等已具备经济性项目难以再申请 CCER，CCS、生物质发电等经济性较差项目仍有望继续申请。

- **额外性：**CCER 项目活动所产生的减排量相对于基准线是额外的，即这种项目活动在没有外来的 CCER 支持下，存在诸如财务、技术、融资、风险和人才方面的竞争劣势和/或障碍因素，靠国内条件难以实现，因而该项目的减排量在没有 CCER 时就难以产生。
- **林业碳汇项目需重点考虑其能否满足额外性要求，本身具有良好经济性、能够正常商业化运行的林业项目预计无法申请 CCER，从历史经验看该类型项目申请难度较高。**从目前中国自愿减排交易信息平台披露的项目信息来看，已签发 CCER 的林业碳汇项目仅有 1 个，为广东长隆碳汇造林项目。

**图 53: 公开披露的各类型 CCER 项目备案减排量及占比**


资料来源: 中国自愿减排交易信息平台, 信达证券研发中心

- 假设风电、光伏能够申请 CCER, 仅十四五新增装机对应 CCER 即可达到 1.1 亿吨 CO<sub>2</sub>e, 将迅速导致 CCER 供给过剩。

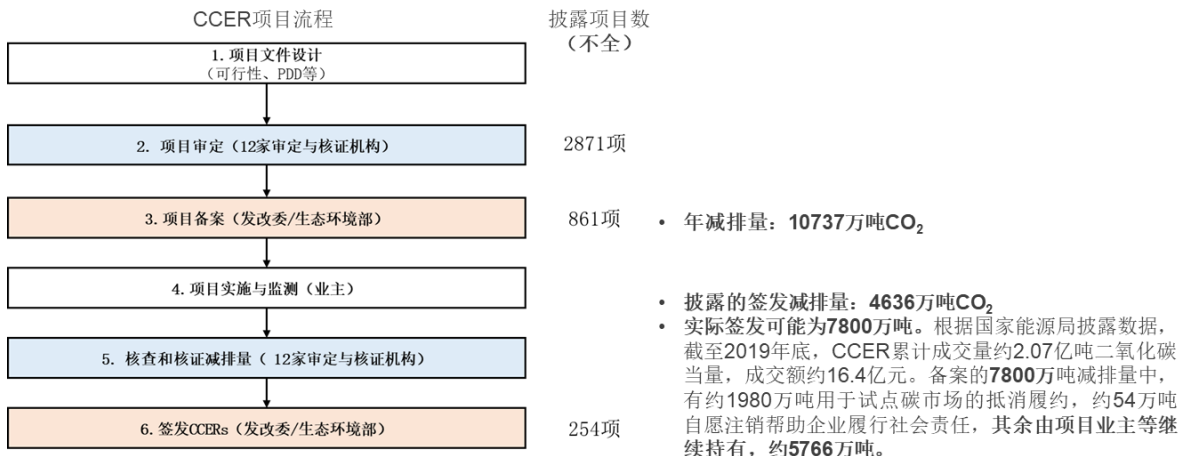
**表 20: 十四五风电和光伏产生的减排量测算**

		备注
年新增装机 (GW)	120	
平均利用小时数	1500	风电利用小时一般为 2100, 光伏 1200, 假设光伏风电新增装机为 2:1, 因此平均利用小时为 1500
年发电量 (亿 kWh)	1800	
年减排量 (亿吨 CO <sub>2</sub> e)	1.148	根据广州碳排放权交易所测算: 1000 千瓦时绿色电力约折合 0.6379 吨减排量

资料来源: 广州碳排放权交易所, 信达证券研发中心

价格上, 预计交易初期供需基本平衡, 成交价略低于碳配额价格; 远期逐步供大于求, 价格下降, 维持在较低水平。

- 需求端:** 发电行业碳排放总量约 40 亿吨, 若考虑有配额不足的企业碳排放量约占行业排放总量的一半, 按 5%抵消上限计, CCER 需求上限约 1 亿吨; 2030 年左右, 八大行业全部纳入碳市场, 涉及排放总量约 100 亿吨, CCER 需求上限约 2.5 亿吨。因此 CCER 需求上限将由 1 亿吨 (2021 年碳市场起步) 逐渐上升至 2.5 亿吨 (2030 年碳达峰), 之后逐渐下降。
- 供给端:** 基于中国自愿减排交易信息平台信息统计, 披露的签发减排量为 4636 万吨 CO<sub>2</sub>e。实际签发量可能为 7800 万吨 CO<sub>2</sub>e, 目前可交易量约 5766 万吨 CO<sub>2</sub>e。根据国家能源局披露数据, 截至 2019 年底, CCER 累计成交量约 2.07 亿吨二氧化碳当量, 成交额约 16.4 亿元。备案的 7800 万吨减排量中, 有约 1980 万吨用于试点碳市场的抵消履约, 约 54 万吨自愿注销帮助企业履行社会责任, 其余由项目业主等继续持有, 约 5766 万吨。进一步考虑已备案项目的年减排量, 为 10737 万吨 CO<sub>2</sub>e/年。

**图 54: CCER 项目流程及供给量测算**


资料来源: 中国自愿减排交易信息平台, 国家能源局, 信达证券研发中心

#### 4、重点投资领域和相关上市公司

我们结合上述分析, 列举重点领域部分相关上市公司如下 (仅代表所列公司从事相关领域, 不作为具体公司投资推荐), 供投资参考。

**表 21: 重点投资领域和相关上市公司**

领域	相关标的	证券代码	总市值 (亿元)	PE-TTM (x)	PB-MRQ (x)	Wind 一致预期收入 增速 (%) (21- 23E, CAGR)	Wind 一致预期净利 增速 (%) (21- 23E, CAGR)	
水电	华能水电	600025.SH	961	17.8	1.99	4.9	13.4	
	长江电力	600900.SH	4412	16.4	2.51	4.6	5.5	
	国投电力	600886.SH	676	12.9	1.58	6.5	9.0	
	川投能源	600674.SH	529	16.7	1.87	7.1	10.9	
受益 碳配 额交 易	节能风电	601016.SH	195	23.6	1.94	20.4	31.3	
	林洋能源	601222.SH	161	15.1	1.51	24.0	25.8	
	太阳能	000591.SZ	201	17.6	1.42	Na	Na	
	晶科科技	601778.SH	155	40.9	1.47	45.1	24.5	
水电铝	云铝股份	000807.SZ	441	31.6	3.55	18.4	76.1	
	神火股份	000933.SZ	255	28.8	3.44	20.9	123.0	
电炉钢	方大炭素	600516.SH	312	52.8	2.03	9.3	33.5	
	鲁阳节能	002088.SZ	90	18.5	3.29	19.9	27.3	
受益 CCER 交易	垃圾填埋气处理	百川畅银	300614.SZ	88	74.4	8.82	22.6	25.9
		维尔利	300190.SZ	51	14.3	1.21	21.4	25.7
	生物质发电	长青集团	002616.SZ	51	15.1	1.97	19.0	35.8
		韶能股份	000601.SZ	57	33.5	1.19	Na	Na

资料来源: 万得, 信达证券研发中心 (截至 2021 年 7 月 16 日收盘数据)

## 风险因素

1、自然因素导致全球温升控制目标出现变化;

- 2、欧美联合推进碳边境调节机制;
- 3、全国碳交易市场覆盖行业碳配额分配政策出现较大变化（基准线出现较大调整、大幅提高有偿分配比例等）。

## 研究团队简介

**左前明**，中国矿业大学（北京）博士，注册咨询（投资）工程师，兼任中国信达能源行业首席研究员、业务审核专家委员，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

**陈昕**，清华大学电气工程硕士，北京大学国家发展研究院经济学双学士，曾任国网能源研究院研究员，工程师，具有四年实业研究经验，2020年8月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

**周杰**，煤炭科学研究总院采矿工程硕士，中国人民大学工商管理硕士，2017年5月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

**杜冲**，同济大学经济与管理学院硕士，曾任国泰君安证券研究所交通运输行业、煤炭开采行业分析师，擅长从行业基本面挖掘价值投资机会。2020年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

## 机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiyue@cindasc.com
华北区销售副总监(主持工作)	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售	卞双	13520816991	bianshuang@cindasc.com
华北区销售	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	刘晨旭	13816799047	liuchenxu@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华东区销售副总监(主持工作)	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	李若琳	13122616887	liruolin@cindasc.com
华东区销售	张琼玉	13023188237	zhangqiongyu@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	王之明	15999555916	wangzhiming@cindasc.com
华南区销售	闫娜	13229465369	yanna@cindasc.com
华南区销售	焦扬	13032111629	jiaoyang@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com

## 分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

## 免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

## 评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）；  时间段：报告发布之日起 6 个月内。	<b>买入</b> ：股价相对强于基准 20% 以上；	<b>看好</b> ：行业指数超越基准；
	<b>增持</b> ：股价相对强于基准 5%~20%；	<b>中性</b> ：行业指数与基准基本持平；
	<b>持有</b> ：股价相对基准波动在±5% 之间；	<b>看淡</b> ：行业指数弱于基准。
	<b>卖出</b> ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

## 风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。