



中国煤炭、电力及碳市场年度报告

(2021 年总结及 2022 年展望)

国家能源集团技术经济研究院

2022 年 4 月

前 言

2021 年是能源市场波动最为剧烈的年份之一，全球范围内能源供需矛盾凸显，一场全球性的“能源危机”席卷而来，我国煤炭电力阶段性供应紧张问题突出，煤炭等能源价格创多年来新高，欧洲天然气价格和电价飙升，碳价也刷新历史纪录。得益于党中央、国务院有力推动能源安全保供，我国全年能源经济总体向好，能源市场强势攀升后回稳，传统能源行业仍在能源稳定供应中发挥重大作用。

国家能源集团是我国能源市场的“稳定器”和“压舱石”，是最大的煤炭、电力供应企业，同时也是全国碳市场最大参与主体。国家能源集团技术经济研究院作为集团公司一流智库建设单位，立足集团公司主责主业，积极开展新形势下的能源市场分析工作，旨在及时总结能源市场变化、把握能源市场发展规律、研判能源市场发展趋势。近期形成《中国煤炭、电力及碳市场年度报告（2021 年总结及 2022 年展望）》，作为系列年度报告，总结概括我国煤炭、电力及碳市场发展基本情况，分析国内外能源市场联动关系及热点问题，研判下一年度发展趋势，力求为集团和有关部门、相关企事业单位提供有价值的参考。

本报告分煤炭篇、电力篇和碳市场篇。煤炭篇从煤炭供给、需求、运输、库存、价格等多个方面，回顾了 2021 年我国煤炭市场发展状况和特征，结合产、运、需形势，对 2022 年煤炭供需、运输和价格趋势作出研判，并提出煤炭市场领域需要关注的

几个问题。电力篇重点梳理分析了 2021 年电力消费、电力生产供应、电力工程建设、电力市场化改革等四个方面的内容，对 2022 年电力供需与市场化改革发展形势进行展望，并提出需要关注的几个问题。碳市场篇从政策制度、交易情况、履约情况、存在问题等多个方面，回顾了 2021 年国外主要碳市场、全国统一碳市场、地区试点碳市场及 CCER 的运行情况，结合国内外气候政策动向、俄乌冲突与国际能源地缘政治局势等因素对 2022 年碳市场发展进行展望，并就欧盟碳市场价格攀升、碳边境调节税等热点问题进行专题分析。

报告数据采用国家统计局、生态环境部、中国煤炭工业协会、中国电力企业联合会、中国碳排放交易网、碳市场试点地区生态环境主管部门和地方政府等权威机构发布的最新数据，以及国家能源集团技术经济研究院调研收集、整理统计、分析预测数据。除了特别说明，报告中国内各项统计数据不包含港澳台地区。

受时间和水平限制，编写过程中疏漏与不足之处在所难免，恳请各位读者批评指正，以便再版时修正。

国家能源集团技术经济研究院

2022 年 4 月

编写组

主 审：孙宝东 倪 炜

主 编：朱吉茂 李睿智 姜大霖

编写人员：吴 璘 刘大正 李 涛 向柏祥

数据支持：李 花 高 莹 高 华

目 录

第一篇 综合篇.....	1
第二篇 煤炭篇.....	8
第一章 2021 年煤炭市场回顾.....	8
一、煤炭供给.....	8
二、煤炭需求.....	13
三、煤炭运输.....	17
四、煤炭库存.....	20
五、煤炭价格.....	22
第二章 2022 年煤炭市场展望.....	27
一、宏观经济与政策形势.....	27
二、煤炭供需分析.....	30
三、煤炭价格预测.....	32
第三章 需要关注的几个问题.....	34
一、新的产需错配风险.....	34
二、俄乌局势对煤炭市场的影响.....	34
三、新形势下产能管理问题.....	35
四、煤炭与其他要素协调发展问题.....	35
五、库存调节与煤炭储备问题.....	36
第三篇 电力市场篇.....	37
第一章 电力消费.....	38
一、总体情况.....	38

二、分产业用电情况.....	39
三、分地区用电情况.....	41
四、工业和制造业用电情况.....	42
第二章 电力生产供应.....	44
一、总体情况.....	44
二、火电.....	50
三、水电.....	53
四、核电.....	55
五、风电.....	57
六、太阳能发电.....	59
七、生物质发电.....	61
第三章 电力工程建设.....	62
一、电源建设.....	62
二、电网建设.....	62
三、重点工程建设.....	64
第四章 电力市场化改革.....	66
一、电力市场交易情况.....	66
二、电力市场建设.....	67
第五章 2022 年电力市场展望.....	70
一、电力消费需求预测.....	70
二、电力生产供应预测.....	72
三、电力供需形势预测.....	74

第六章 需要关注的几个问题.....	76
一、2022 年电力消费增长的支撑因素.....	76
二、2022 年电力消费增长的制约因素.....	77
三、1439 号文件对电力市场的影响.....	79
四、相关政策对新能源项目建设的影响.....	80
五、“三改”联动对煤电企业的影响.....	82
第四篇 碳市场篇.....	84
第一章 国外主要碳市场 2021 年运行情况.....	85
一、总体情况.....	85
二、欧洲碳市场.....	87
三、北美碳市场.....	93
四、韩国碳市场.....	97
五、新西兰碳市场.....	99
六、其他碳市场.....	101
第二章 国内碳市场 2021 年政策进展及运行情况.....	104
一、全国碳市场.....	104
二、试点碳市场.....	112
三、国家核证自愿减排量（CCER）.....	124
第三章 2022 年碳市场展望.....	128
一、国际碳市场展望.....	128
二、国内碳市场展望.....	135
第四章 碳市场热点专题聚焦.....	144

目 录

一、从欧盟碳市场价格攀升看能源转型与能源安全.....	144
二、欧美碳边境调节税进展及影响分析.....	152

国家能源集团技术经济研究院

第一篇 综合篇

1. 煤炭市场

2021 年我国煤炭市场经历了波动剧烈的一年，全年煤炭产量、进口量、消费量和价格均创近年或历史新高，受需求超预期增长、产能相对不足、煤炭进口格局变化、异常气候等多重因素影响，煤炭阶段性供需矛盾凸显，在一系列增产保供政策推动下，煤炭供需关系逐步好转、市场运行趋稳。

一是煤炭主体能源定位得到进一步明确，晋陕蒙煤炭核心地位进一步巩固。全年煤炭生产持续偏紧，年度产量达到 41.3 亿吨，创历史新高，在能源电力保供中发挥重要作用。全年晋陕蒙三省区煤炭产量及增量达到 29.3 亿吨、1.89 亿吨，分别占全国产量和增量的 72%、82%。

二是煤炭消费仍处达峰过程中，电力行业和东南沿海消费增速显著。全年煤炭消费超预期增长，达到 42.7 亿吨，成为新的峰值，消费增量最大的当属电力行业及煤电布局集中的东南沿海地区。电力行业耗煤同比上升 2 个百分点达到 56.7%，东南沿海的广东增长 23%，浙江增长 20%，上海增长 14%。

三是煤炭进口量增价涨，进口格局出现重大变化。全年煤炭进口 3.23 亿吨创 2014 年来新高，进口均价同比上升 67.9%。印尼第一进口国地位得到提升，份额由 46%上升为 60%，俄罗斯取代澳大利亚成为第二来源国，蒙古受疫情影响对我国出口减少。

四是全年煤炭市场伴随库存大幅变化而剧烈波动，增产保供成为改善供需和稳定市场的关键，中长协继续发挥稳市场作用。尽管年度煤炭供需总量基本平衡，但时段性的供需矛盾带来煤炭市场的剧烈波动，库存作为煤炭市场最灵敏的指标出现剧烈变化，秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓价（以下称港口煤价）作为煤炭市场风向标，全年呈双周期五段式波动运行。

展望 2022 年，预计国民经济发展前低后高、稳中有进，全年经济增长 5.5% 左右。**煤炭需求**仍有增长，经济持续稳定恢复推动电煤需求保持强劲，高油价驱动煤化工生产热情，基建适度超前发力促使钢铁建材用煤维持刚需，预计全年煤炭消费量达到 43.7 亿吨（30 亿吨标煤），继续刷新峰值。**煤炭产能**将有较明显的提升，上年 2.2 亿吨永久核增产能将会全面释放、1 亿吨应急核增产能随保供政策延续继续发挥作用，国家发改委还提出采取综合措施增加 3 亿吨有效产能，“保供给，稳价格，强储备”基础更为牢固，预计全年煤炭产量达到 43 亿吨的新高。受地缘政治和国际贸易形势变化影响，**进口煤**不确定性增加，预计 2.5~3 亿吨。**综合来看**，2022 年我国煤炭市场基本可以实现供需平衡，同时也有能力在日益复杂的国际能源供需环境中保持相对稳定并在全球煤炭市场发挥重要影响力。在港口和产地煤价“合理区间”等引导下，2022 年煤炭市场价格中枢将出现一定幅度回归，预计在年初冲高回落后趋稳运行，波动幅度趋窄。中长协基准价

由每吨 535 元上升至 675 元，将在新的供需环境下推动长协煤价稳中有升，并继续发挥市场“稳定器”作用。

2. 电力市场

2021 年电力消费实现两位数增长；电力装机结构延续绿色低碳发展态势，发电量突破 8 万亿千瓦时；电力投资增加，电源建设扎实推进，电网建设稳步恢复；全国市场交易电量保持快速增长势头。

一是全年全社会用电快速增长，高技术及装备制造业用电量增长显著。2021 年，全国全社会用电量 8.31 万亿千瓦时，同比增长 10.3%。全国工业、制造业用电量同比分别增长 9.1% 和 9.9%，比上年同期分别提高 6.4 和 6.8 个百分点。高技术及装备制造业用电量同比增长 15.7%，较全年第二产业整体用电量增速快 6.6 个百分点，领跑二产用电需求。

二是全国发电装机容量增速放缓，水电、风电新增装机分别为“十三五”以来年投产最多和第二多。全年新增装机容量 1.8 亿千瓦，同比减少 7.9%。截至 2021 年底，全国发电装机容量 23.8 亿千瓦，同比增长 7.9%，比上年同期降低 1.6 个百分点。

三是发电量增速连续两年回落后激增，除水电发电量同比减少外其他类型发电量均同比增长。2021 年，全国发电量 8.38 万亿千瓦时，同比增长 9.8%。全年受电力消费快速增长、水电发电量负增长等影响，火力发电量增速放缓，水电发电量有所下降，核能发电量稳步增长，风电、太阳能发电增速较快。

四是全国发电设备利用小时同比增加，除水电设备利用小时同比降低外其他类型发电设备利用小时均同比增加。2021 年，全国发电设备利用小时 3817 小时，同比增加 60 小时。分类型看，核电、火电和风电设备利用小时均同比增加，水电发电设备利用小时同比降低，并网太阳能发电与上年总体持平。

五是非化石能源发电装机首超煤电，可再生能源在能源和电力清洁低碳转型中发挥了重要作用。截至 2021 年底，非化石能源装机及煤电装机分别达到 11.2、11.1 亿千瓦，占总装机容量比重分别为 47%和 46.7%。煤电仍然是我国电力供应的最主要电源，也是保障我国电力安全稳定供应的基础电源。清洁能源供给能力不断提升，电力供应结构持续优化。

预计 2022 年，全年全社会用电量增长 5%~6%。各季度增速总体呈逐季上升态势。预计上半年全社会用电量同比增长 4%~5%，下半年同比增长 6.5%~7.5%。发电装机容量，预计 2022 年底全国发电装机容量将达到 26 亿千瓦左右，同比增长 9%，非化石能源发电装机合计将达到 13 亿千瓦左右。煤电、气电和水电供应方面，预计全年煤电发电设备利用小时 4400~4500 小时，煤电发电量占全国总发电量比重将降至 58%左右。电煤供需总体平衡，部分地区可能存在时段性紧张，2022 年电煤供需形势总体将比 2021 年缓和，部分时段仍然存在时段性电煤供应偏紧的可能性。发电用天然气供需偏紧；预计 2022 年南网经营区来水总体偏枯。供需形势方面，预计全年电力供需总体平衡，高峰时

段部分地区电力供需偏紧；预计迎峰度夏、迎峰度冬期间全国电力缺口或将分别达到 4000 和 5000 万千瓦左右。

3. 碳市场

2021 年，全球碳排放权交易市场出现诸多具有里程碑意义的进展，碳市场覆盖规模和地区进一步扩大，各大碳市场活跃度显著提升，欧盟等主要碳市场价格大幅攀升、迭创新高。总的来看，全球低碳政策机制逐渐完善，市场信心持续走强。

一是，国际方面，主要国家碳减排政策目标不断强化，叠加全球能源危机爆发，主要碳市场价格均呈现大幅上涨。国际主要碳市场均不断强化市场机制建设并收紧碳配额，其中欧盟调高 2030 年碳减排目标，区域温室气体减排倡议（RGGI）宣布进行“第三次存储配额调整”、进一步收紧排放总量，加州-魁北克碳市场（WCI）配额总量递减速率升至 4%并提升碳价上限，韩国碳市场进一步扩大纳入范围、提升配额拍卖比例到 10%，新西兰碳市场也正式启动了排放配额拍卖等市场机制。与此同时，全球能源危机与天然气价格大幅上涨，共同推动了主要碳市场年内碳价大幅攀升，其中欧盟碳期货结算价由年初的 33.56 欧元/吨攀升至 73.28 欧元/吨，碳价全年涨幅高达 118%，英国、北美及新西兰碳市场碳价全年涨幅达到 70%左右，韩国碳市场碳价全年涨幅为 40%。

二是，国内方面，全国碳市场正式启动，首个履约期内总体碳价格稳定，交易活跃度较低，市场运行平稳有序。2021 年 7

月 16 日全国碳市场正式上线交易，首批纳入 2162 家发电企业，覆盖碳排放量约 45 亿吨，一举成为全球覆盖碳排放量最大的碳排放权交易市场。开始首年，全国统一碳市场累计成交约 1.79 亿吨碳配额，成交额约 76.61 亿元。从总体碳市场走势来看，首个履约期内碳价格总体平稳，平均碳价约 42 元/吨；受市场基本制度和交易机制尚不完善等因素影响，市场主体总体以履约为目的进行交易，全国碳市场首个履约期活跃度总体偏低，平均换手率仅为 2%，且市场主体在临近履约期集中交易的“潮汐”现象明显。

三是，国内试点碳市场方面，由于总量设定、配额分配方法、交易主体、交易产品、MRV 体系等市场机制方面有较大差异，各试点市场价格、成交量分化问题较为明显。北京碳价格水平最高，全年在 40~90 元/吨震荡；深圳碳价格最低，全年在 15~25 元/吨徘徊。广东成交量、成交额整体占比最高，分别占比 41.83% 和 44.15%；福建成交量、成交额占比整体相对最低，分别占比 3.15% 和 1.30%。

四是，国家核证自愿减排量 (CCER) 交易方面，受到 CCER 允许被用于抵消全国碳市场履约的政策影响，2021 年 CCER 价格累计增长近一倍，交易量同比大幅增长。CCER 由年初的十几元/吨攀升至 30 元/吨以上；年内共计成交 17678 万吨，同比大幅增长。截至 2021 年底，CCER 累计成交 4.43 亿吨。其中，上海成交量持续领跑，累计成交 1.70 亿吨，占比 38%。

展望 2022 年碳市场，俄乌冲突对地缘政治格局和国际经济贸易走势产生不可预见性影响，尤其将进一步加剧短期内全球能源供需紧张局势，2022 年能源价格或将延续上涨态势，对碳价格走势增添较大不确定性。欧盟碳边境调节机制（CBAM）政策将于 2023 年正式执行，国际碳市场和碳定价机制的联动效应或将逐步显现。国内碳市场将进一步加快相关制度体系的建设与完善，《碳排放权交易管理暂行条例》有望于 2022 年正式发布，通过立法进一步明确碳市场的作用和地位，将为我国碳市场建设提供更高层次、更加清晰坚实的法律保障。随着全国碳市场控排规模和减排需求的逐步扩大，全国 CCER 项目备案和减排量签发有望加速重启。

第二篇 煤炭篇

第一章 2021 年煤炭市场回顾

2021 年我国煤炭产量、进口量、消费量和价格均创近年或历史新高。全年煤炭生产持续偏紧，年度产量达到 41.3 亿吨，创历史新高，在能源电力保供中发挥重要作用。煤炭进口量前低后高，全年进口 3.23 亿吨仍创 2014 年来新高，印尼第一来源国地位更加巩固，俄罗斯取代澳大利亚成为第二大来源国。全年煤炭消费超预期增长，达到 42.7 亿吨（29.34 亿吨标煤），成为新的峰值，电煤消费比重进一步提升至 56.7%，传统消费重地煤炭消费高速增长。尽管年度煤炭供需总量基本平衡，但时段性供需矛盾带来煤炭市场剧烈波动，库存作为煤炭市场最灵敏的指标出现剧烈变化，全社会煤炭库存进入 2021 年后持续波动下行，八九月份罕见跌破 2 亿吨，此后在一系列保供政策推动下全面回升至年底的 2.8 亿吨。考虑原煤洗选加工和储运损耗（约 1.7 亿吨）及库存变动（450 万吨），全年煤炭供需平衡。煤炭价格与库存呈显著的反向关系，产地和港口煤价接连创出历史新高，10 月下旬开始伴随强有力的增产保供快速理性回归。

一、煤炭供给

1. 生产情况

煤炭生产持续偏紧，兜底保障作用凸显，年度产量创历史新高。2021 年煤炭主体能源定位得到进一步明确，全年能源保供

任务艰巨，在多方共同努力下有效发挥了能源“压舱石”“稳定器”的作用，全年煤炭产量达到 41.3 亿吨，同比增长 5.7%，并创历史新高，为做好“六稳”“六保”工作、推进经济社会高质量发展提供坚强保障。

分阶段看，1-2 月去冬今春高强度保供带来煤炭产量大幅增长，两个月煤炭产量达到 6.2 亿吨（在需求相对较低阶段，达到月均 3.1 亿吨），同比增长 25%，同时带来短暂的煤炭供应宽松局面；3-9 月随着煤炭超产正式入刑、安全监察和环保督察趋严，煤炭产能释放趋缓，七个月累计煤炭产量 23.1 亿吨（月均 3.3 亿吨），同比减少 0.8%，煤炭供应偏紧局面逐步加剧；为应对煤炭供应紧缺局面，党中央、国务院 10 月作出一系列重大部署，煤炭主产地紧急扩能和应急增产，能源保供取得实效，全国日均产量突破 1200 万吨，连创历史新高，三个月累计煤炭产量 11.4 亿吨（月均 3.8 亿吨），同比增长 7.4%，筑牢了人民群众温暖过冬和经济社会发展的能源保障底线。

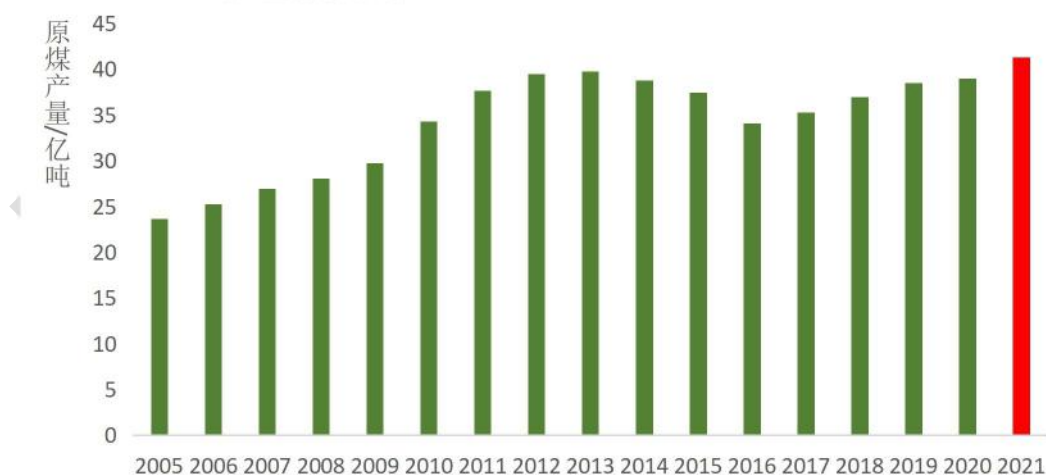


图 2-1 全国年度煤炭产量变化

来源：中国煤炭市场网

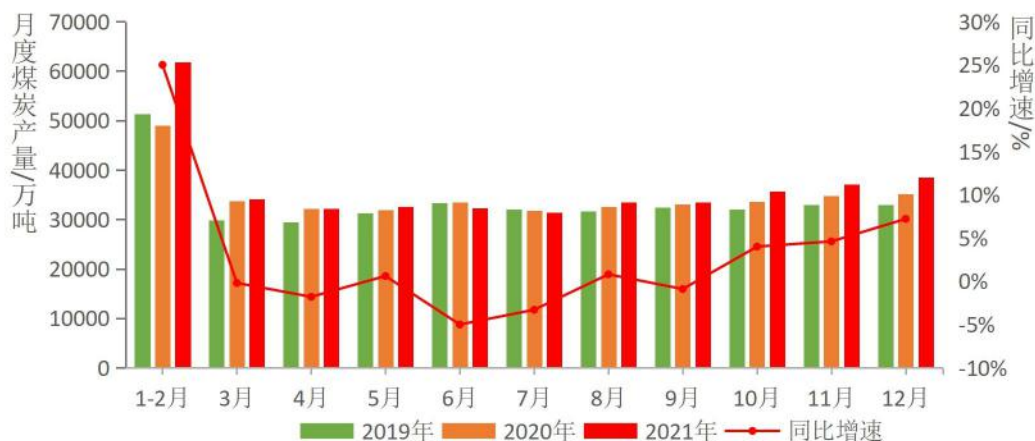


图 2-2 全国月度煤炭产量同比情况

来源：中国煤炭市场网

煤炭生产进一步向晋陕蒙集中。晋陕蒙三省（区）是全国煤炭增产保供的重心，全年煤炭产量 29.3 亿吨，占全国的 72%，较上年增加 0.6 个百分点。其中山西是扩能增产的最大省份，产量增量最高，达 1.3 亿吨，全年产量 11.9 亿吨；内蒙古、陕西分别增产 3800 万吨、2050 万吨，全年产量分别为 10.4 亿吨、7 亿吨。煤炭生产增量较明显的还有新疆、贵州，分别增产 5400 万吨、1190 万吨。分区域看，西部地区除川渝外均实现增产，产量增加 5.5%；中部地区除山西、安徽两省外均明显减产，得益于山西增产，产量增加 9%；东部地区全面减产，产量减少 5.6%。



图 2-3 2019-2021 各省区煤炭产量比较

来源：中国煤炭市场网

2. 进口情况

煤炭进口量先低后高，全年进口创 2014 年来新高。2021 年进口煤炭 3.23 亿吨，同比增长 6.6%，仅次于 2013 年的 3.27 亿吨。分阶段看，1-9 月累计负增长，其中前 5 月月度进口均为负增长、累计负增长 25.3%，6-9 月月度转为正增长，但未扭转累计负增长的局面，前 9 月累计负增长 3.7%，月均进口 2564 万吨；10 月开始累计进口量转为正增长，10-12 月月均进口 3098 万吨，同比增长 44.2%。全年煤炭净进口 3.21 亿吨，创历史新高。

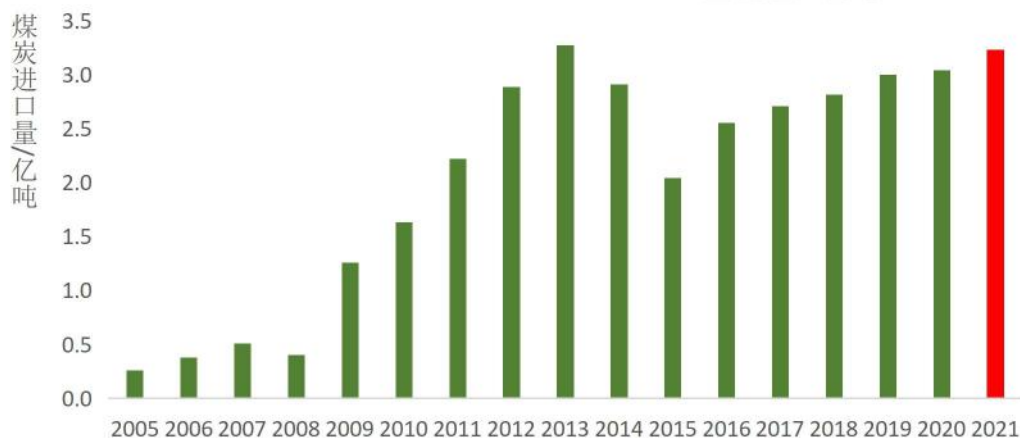


图 2-4 全国年度煤炭进口量变化

来源：海关总署、中国煤炭市场网

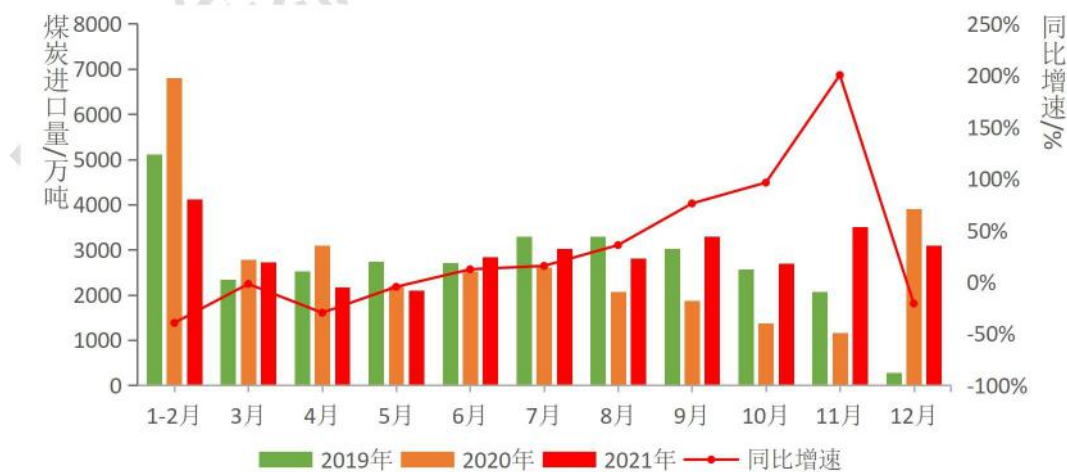


图 2-5 全国月度煤炭进口量同比情况

来源：海关总署、中国煤炭市场网

进口来源国结构发生重大变化,印尼第一来源国地位更加巩固,俄罗斯成为第二大来源国。从印尼、俄罗斯、蒙古、加拿大、美国等五个主要煤炭进口来源国合计进口煤量 2.9 亿吨,占进口总量的 90%。印尼第一进口国地位得到巩固,对我国出口 1.96 亿吨,同比增长 38.8%,份额由 46%上升为 60%;俄罗斯取代澳大利亚成为第二来源国,对我国出口 5699 万吨,同比增长 44.1%,份额由 13%上升为 18%;蒙古受疫情影响对我国出口同比减少 42.4%,降至 1644 万吨,份额由 9%降为 5%;美国、加拿大对我国出口分别为 1060 万吨、1043 万吨,同比增长 1015%、90%。此外,5 年来南非煤从零开始,全年进口 704 万吨。



图 2-6 煤炭分国别（前十位）进口量同比情况

来源：海关总署、中国煤炭资源网

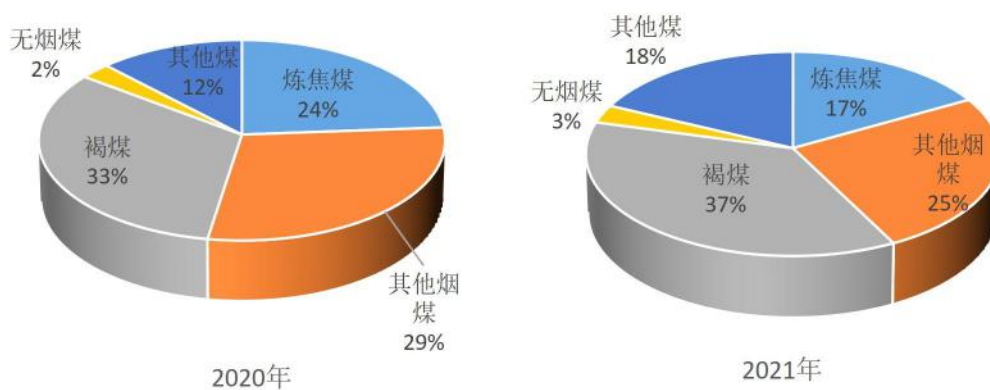


图 2-7 中国进口煤煤种构成变化

来源：海关总署、中国煤炭市场网

进口煤种仍以烟煤为主，总体量增价涨。烟煤进口量同比减少 14.2%，但仍是我国进口量最大的煤种，2021 年共进口 1.4 亿吨，占比 42%；其中，炼焦煤 5470 万吨，占比 17%，其他烟煤 8238 万吨，占比 25%。褐煤次之，进口 1.2 亿吨，占比 37%。受进口澳煤骤减、印尼煤大增等结构性因素影响，炼焦煤和其他烟煤进口量分别同比减少 24.6%、5.6%，褐煤、无烟煤、其他煤进口量分别同比增加 20%、18.5%、56.6%。所有煤种进口均价均同比上升，其他煤、褐煤进口均价增幅最大，分别达到 106.4%、93.8%；其余煤种进口均价增幅在 66%~73.5%之间。全年煤炭进口金额 2319.3 亿元，同比增加 64.1%、906 亿元。

表 2-1 2021 年中国主要进口煤种进口情况

商品名称	进口量 (万吨)	同比 (%)	进口均价 (美元/吨)	同比 (%)
烟煤	13707.7	-14.2	142.4	+64.3
其中：炼焦煤	5469.7	-24.6	201.5	+73.5
其他烟煤	8237.9	-5.6	103.2	+66.0
褐煤	11910.9	20.0	75.2	+93.8
无烟煤	924.0	18.5	145.3	+71.3
其他煤	5825.3	56.6	102.6	+106.4
	32368	6.6	110.6	+67.9

来源：海关总署、中国煤炭市场网

二、煤炭需求

1. 消费总量

煤炭消费超预期增长，出现新峰值。2021 年我国统筹疫情防控和社会经济发展，宏观经济持续复苏向好，出口维持景气，能源需求快速增长，全社会用电量稳步提升，终端工业用煤继续

释放，拉动煤炭需求超预期增长。全年煤炭消费 42.7 亿吨，同比增长 5%，占一次能源消费总量的 56%，较上年下降 0.9 个百分点；折标煤 29.34 亿吨，成为新的峰值。分月度看，1-3 月经济复苏叠加上年同期低基数因素，煤炭消费高速增长，月度消费增速均在 15% 以上；4-10 月受经济持续复苏推动，煤炭消费稳步增长，除 8 月份同比小幅下降外，均同比正增长；11-12 月降温不及预期叠加能耗双控约束，居民用电增速回落，企业生产经营活动扩张力度有所减弱，煤炭消费同比负增长。

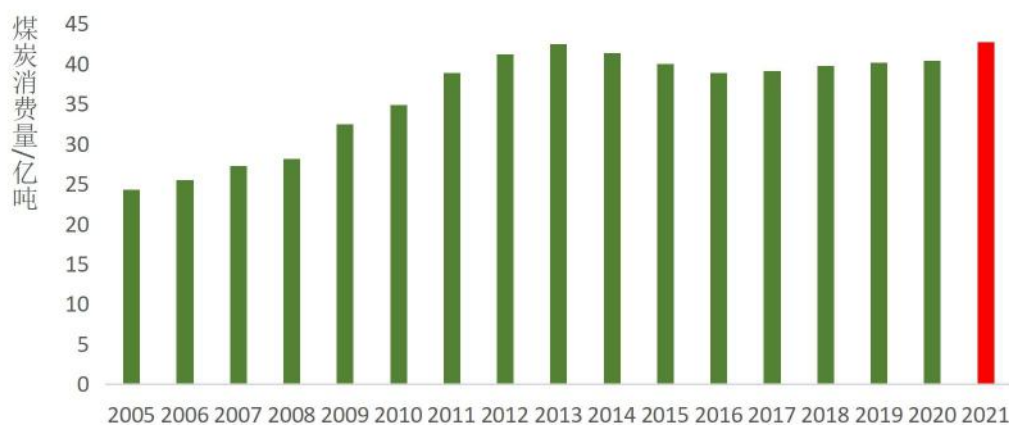


图 2-8 全国年度煤炭消费量变化

来源：中国煤炭市场网

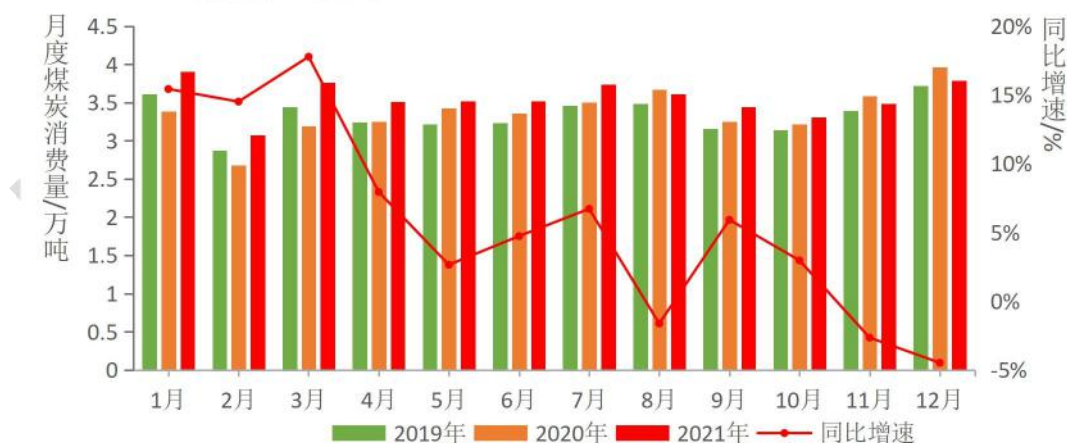


图 2-9 全国月度煤炭消费量同比情况

来源：中国煤炭市场网

2. 行业消费

电煤消费比重进一步提升。2021 年电力、钢铁、建材、化工及其他行业耗煤分别为 24.2 亿吨、6.7 亿吨、5.5 亿吨、3.1 亿吨、3.3 亿吨，分别同比增长 8.9%、-1.9%、1.1%、3.6%、0.8%。电力行业耗煤占比 56.7%，同比上升 2 个百分点；钢铁行业耗煤占比 15.6%，同比下降 1.1 个百分点；建材行业耗煤占比 12.8%，同比下降 0.5 个百分点；化工行业耗煤占比 7.2%，同比下降 0.1 个百分点；其他行业耗煤占比 7.8%，同比下降 0.3 个百分点。分行业发展情况看，电力行业在全社会用电量增长 10.3% 的带动下，占总发电量 60% 的煤电发电量同比增长 8.6%；钢铁行业在深化供给侧结构性改革中实现产消双降，全年粗钢产量 10.33 亿吨，同比下降 3%，表观消费量 9.92 亿吨，同比下降 5.3%；建材行业在地产业走弱、基建向新基建转型的作用下相对平稳，水泥产量同比下降 1.2%，平板玻璃产量同比增长 8.4%；煤化工行业在国际油价强周期带动下稳步发展，耗煤量总体保持上升。



图 2-10 全国煤炭分行业消费量同比情况

来源：中国煤炭市场网

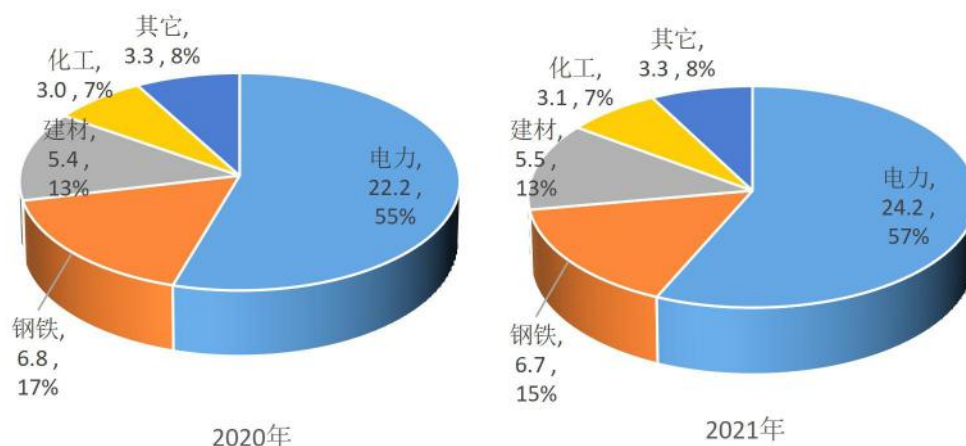


图 2-11 2020 年和 2021 年煤炭消费结构

来源：中国煤炭市场网

3. 地区消费

传统消费重地煤炭消费高速增长。外贸订单拉动下，东南沿海等传统消费重地重拾升势且增幅较大，其中广东增长 23%，浙江增长 20%，上海增长 14%，海南增长 12%，广西增长 10%；其他增幅超过两位数的传统消费省份有湖北 15%、湖南 10%、重庆 11%。主产地除新疆增长 13%以外，增幅相对较小，其中山西 0.4%、陕西 0.3%、内蒙古 4%、宁夏 5%。分区域看，除京津冀原煤消费同比下降 9%以外，晋陕蒙宁甘新、东北、华东、中南、云贵、川渝青藏等地区呈不同程度上升，仅河南、辽宁、西藏等个别省区实现同比下降。

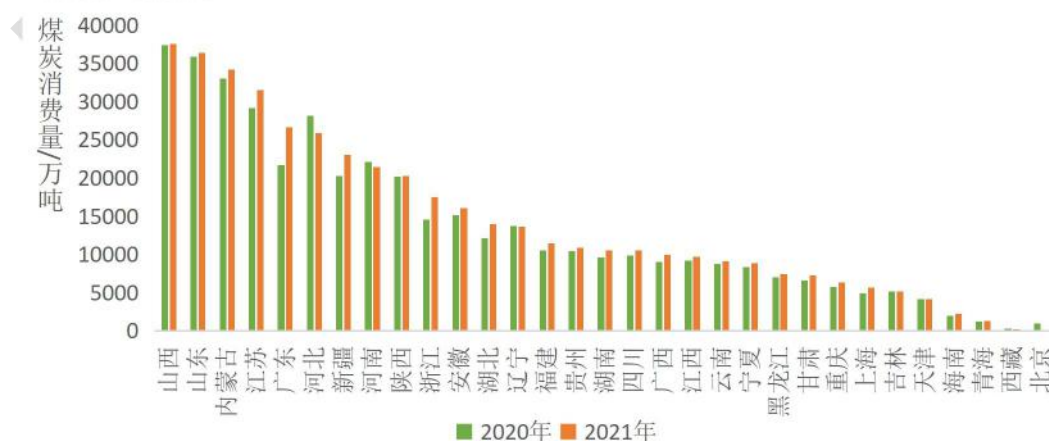


图 2-12 全国原煤分省区消费量同比情况

来源：中国煤炭市场网



图 2-13 各地区原煤消费量变化对比

来源：中国煤炭市场网

三、煤炭运输

1. 铁路运输情况

煤炭铁路运量强势复苏。在需求拉动和保供增运要求下，煤炭铁路运量较上年同期增长。2021 年全国铁路煤炭发运量 25.8 亿吨，同比增加 2.1 亿吨，上升 8.9%。其中，大秦线煤炭发运量 4.21 亿吨，同比增加 0.16 亿吨，上升 3.96%。分月度看，1-5 月在煤炭保供和需求增长相继推动下，煤炭铁路运量持续增长，期间全国铁路煤炭发运量、大秦线煤炭运量分别同比增长 16%、18%；6-7 月受生产端减量影响，煤炭铁路运量大幅回落，期间全国铁路煤炭发运量、大秦线煤炭运量分别同比下降 6%、17%；8-12 月在下游补库、冬储拉动和保供增运相继影响下，煤炭铁路发运量逐步提升，期间全国铁路煤炭发运量、大秦线煤炭运量分别同比上升 8%、1.5%。

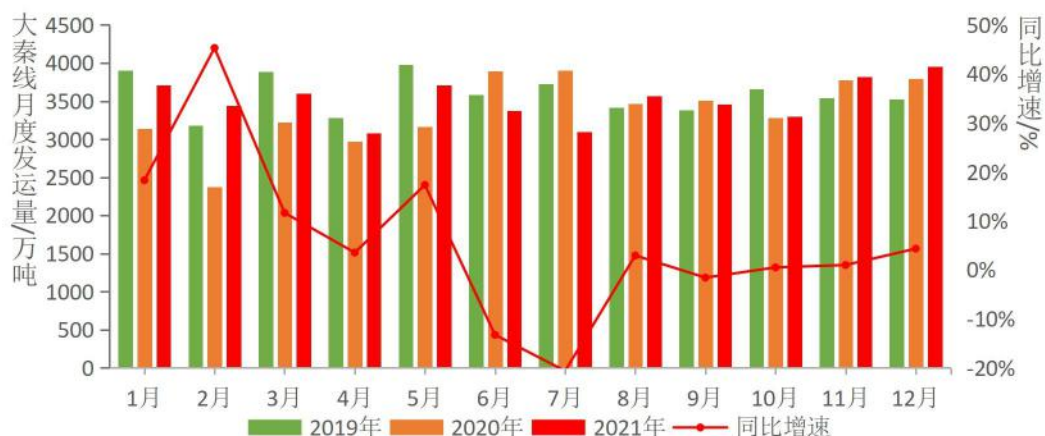


图 2-14 大秦线月度煤炭运输量同比情况

来源：中国煤炭市场网



图 2-15 全国月度煤炭铁路运输量同比情况

来源：中国煤炭市场网



图 2-16 大秦线月度煤炭运输量同比情况

来源：中国煤炭市场网

2. 港口发运情况

主要港口煤炭发运量创历史新高。2021 年全国主要港口煤炭发运量 8.4 亿吨，同比上升 12.6%。其中北方七港发运量 8 亿吨，同比上升 11.1%。分月度看，港口煤炭发运量“两下两上”，1 月份延续上年末保供增运下的高发运量后，在 2 月份春节淡季发运量快速下降，3-5 月受需求拉动明显上升，6-9 月在供应不足影响下有所回落且总体保持同比下降，10-12 月在强有力的保供增运措施下持续提升，特别是 12 月份同比增幅达到 16.9%。



图 2-17 全国主要港口、北方七港年度煤炭发运量变化

来源：中国煤炭市场网

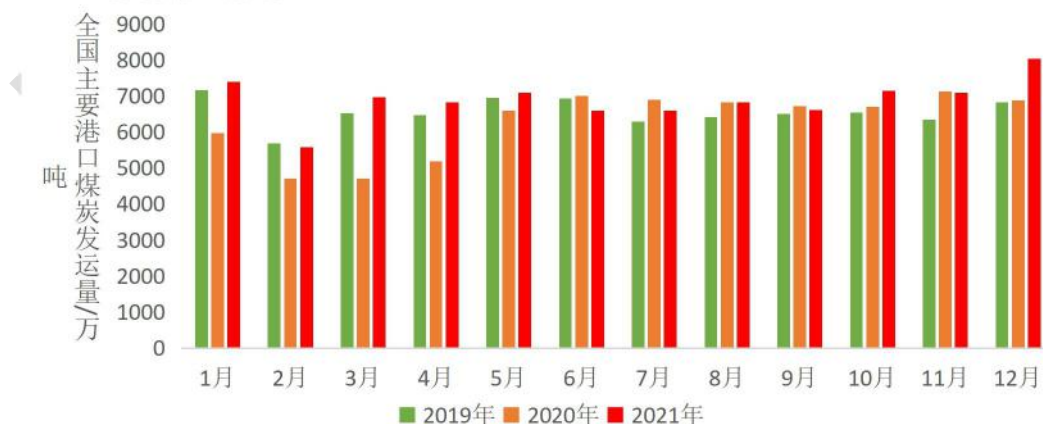


图 2-18 全国主要港口月度煤炭发运量同比情况

来源：中国煤炭市场网



图 2-19 北方七港月度煤炭发运量同比情况

来源：中国煤炭市场网

四、煤炭库存

1. 全社会煤炭库存

全社会煤炭库存出现近年新低，全年呈 V 形走势。在 2020 年结束连续三年抬升趋势后，2021 年全社会煤炭库存一路波动下行，到 8 月、9 月更是罕见跌破 2 亿吨，与 3 亿吨左右的正常水平相去甚远，此后在保供政策推动下全面回升，到 12 月已达到 2.8 亿吨，恢复到 2020 年底的库存水平，年度库存变动为 450 万吨。



图 2-20 全社会煤炭库存变化

来源：中国煤炭市场网

2. 重点电厂和煤企库存

电厂由低库存策略回归正常水平，煤企库存为近年新低。为应对高煤价，电厂一改以往错峰补库节奏，普遍采取低库存策略，进入 2021 年后库存波动下滑，到 9 月份用煤旺季重点电厂库存已降至 4584 万吨低位，较上年最低点（6665 万吨）下降 31%，较上年最高点（8827 万吨）下降 48%；此后在一系列增产保供、提升库存政策推动下，重点电厂库存快速提升至 9000 万吨左右的水平，较最低点实现翻番，并创两年内新高。煤企库存在供应偏紧的形势下波动下行，由年初的 6500 万吨左右降至 9 月份的 4500 万吨左右，此后在增产增供作用下回升至 5000 万吨以上，年均库存 5485 万吨，较 2017-2020 年平均水平（7606 万吨）下降 28%。

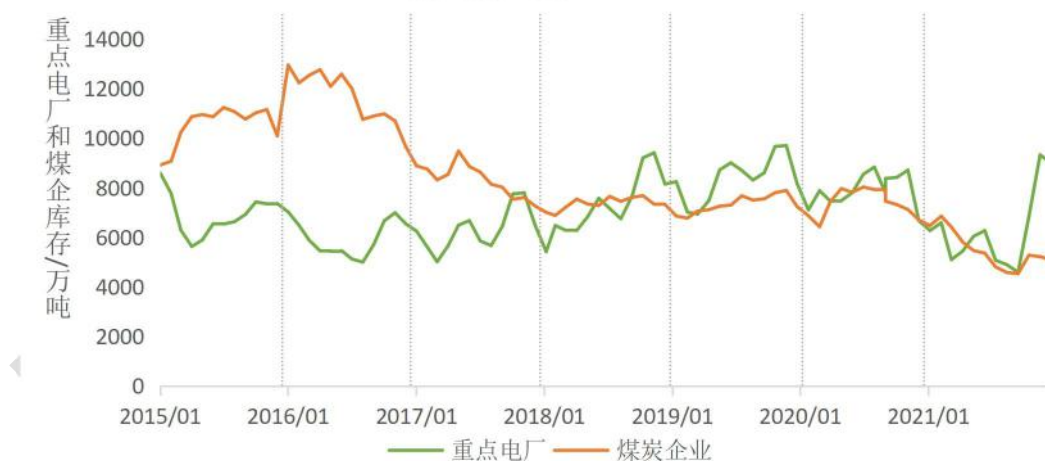


图 2-21 重点电厂和煤炭企业库存变化

来源：中国煤炭市场网

3. 港口库存

港口库存整体水平进一步下降。2021 年上半年在煤炭供应

紧张程度相对较轻的情况下，港口库存维持在略低于正常的水平，主要港口库存在 3300~3800 万吨之间，北方七港库存在 2380~2710 万吨之间；7-9 月用煤旺季，在煤炭供应偏紧的情况下，港口库存快速下滑，主要港口库存跌破 3000 万吨，北方七港库存跌破 2000 万吨；在产地加大供应力度后，港口库存逐步提升，11 月份主要港口、北方七港库存分别升至 3756 万吨、2700 万吨，年底小幅回落至 3429 万吨、2529 万吨，较上年末分别增加 6%、23%，但年度均值分别同比下降 8.9%、2.2%。

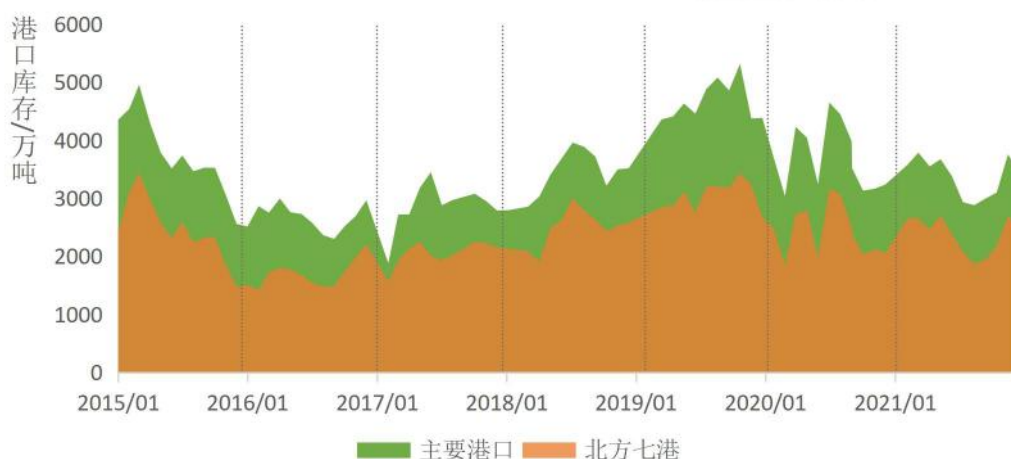


图 2-22 港口煤炭库存变化

来源：中国煤炭市场网

五、煤炭价格

1. 产地煤价

产地煤价暴涨，全年冲高回落。主产地煤价年初延续强势后春节淡季快速回落，3 月份之后受需求拉动持续攀升，进入 9 月份后煤炭供应偏紧凸显，煤价加速上扬，到 10 月下旬创出历史新高价，其中鄂尔多斯 5500 大卡动力煤坑口价升至 1775 元/吨，

较年初的 505 元/吨上升了 251%；此后在保供稳价政策干预下快速理性回归，其中鄂尔多斯 5500 大卡动力煤坑口价年底回落至 665 元/吨，较最高价下挫 62.5%，较年初高 31.7%。



图 2-23 主产地坑口煤价变化

来源：中国煤炭市场网

2. 港口煤价

港口煤价走出前低后高“双峰”，全年大起大落，长协煤价站上新台阶。受阶段性供需因素变化及由此带来的库存变动影响，港口煤价呈现两次明显的周期性波动。第一个周期是 1-2 月，先是在冬季用煤旺季，秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓价延续前期涨势，由年初的 840 元/吨升至 1 月中旬的 1015 元/吨（全社会库存由 2.8 亿吨降至 2.5 亿吨），此后在强力保供叠加淡季因素影响下，快速回落至 2 月底的 571 元/吨（全社会库存升至 2.7 亿吨）。第二个周期是 3-12 月，先是在煤炭需求持续增长、产量滞涨和进口减量的共同作用下，实现 3-8 月共半年时间的波动上行，8 月底秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓价突破 1100 元/吨（全

社会库存降至 1.95 亿吨)；9 月至 10 月中旬，煤炭供应短缺、各环节库存偏低问题凸显，港口煤价加速上行，10 月 18 日秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓价创出 2600 元/吨高价（全社会库存处于 2 亿吨左右低位水平）；此后系列保供稳价政策陆续见效，港口煤价快速理性回归，到 11 月上旬秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓就已回落至 1100 元/吨左右，短暂持稳后继续下挫，到年底降至 793 元/吨（全社会库存升至 2.8 亿吨），已低于年初和上年底水平。环渤海动力煤价格指数在市场价推动下形成上扬态势，最高达 848 元/吨，较年初的 593 元/吨上升 57.3%，年底回落至 737 元/吨。全年均值 1013 元/吨，较上年的 600 元/吨上升 69%。

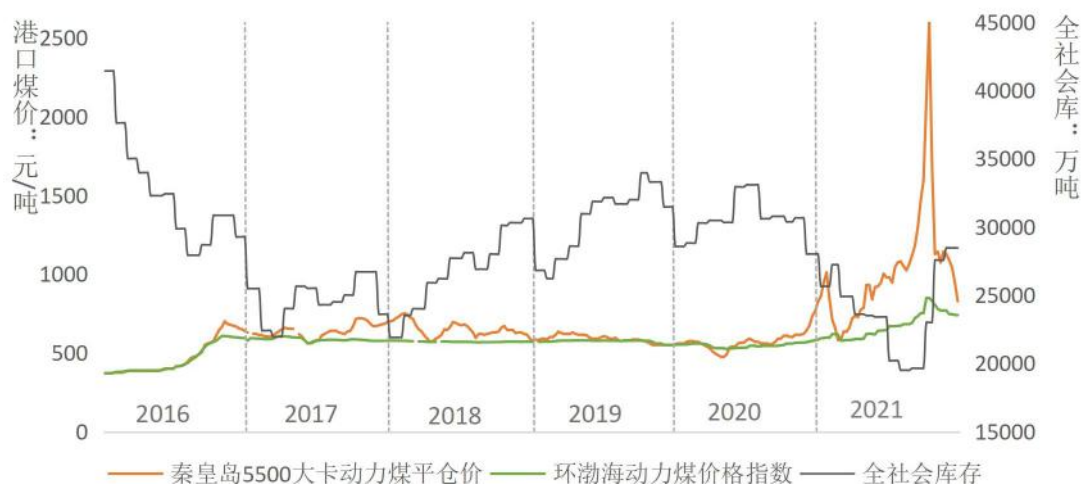


图 2-24 港口煤价与全社会库存变化

来源：中国煤炭市场网

年度长协煤价打破连续四年在绿色区间波动运行的格局，稳步走高，最高达到 754 元/吨，较年初的 581 元/吨上升 29.8%；全年均值 648 元/吨，较上年的 543 元/吨上升 19.4%，站上新的台阶。

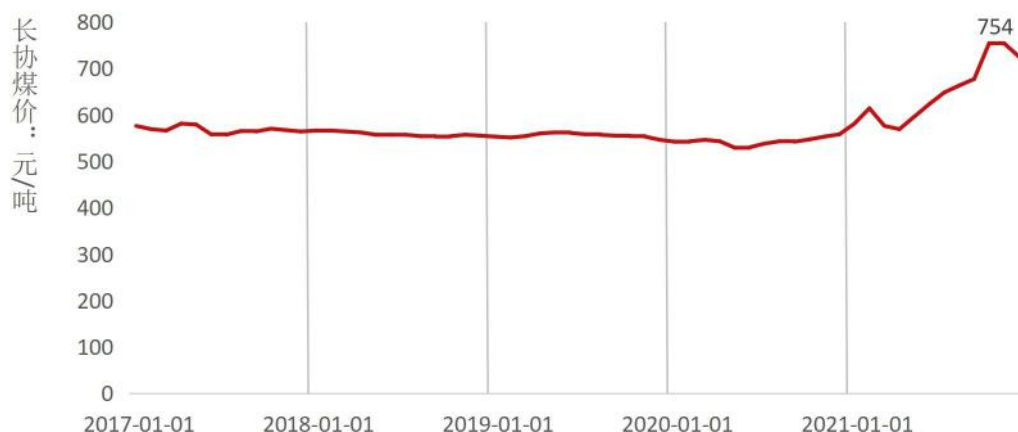


图 2-25 中长期合同煤价变化

来源：中国煤炭市场网

3. 国际煤价

国际煤价走势偏强。在全球能源价格攀升、煤炭供应紧缺的大背景下，国际煤价强势上行，上涨幅度总体强于国内煤价。年初延续上年末涨势，与国内煤价年初冲高后大幅回落相比，涨势更强；5月份加速攀升，年末快速回落，但回落幅度明显小于国内市场。以纽卡斯尔 5500 大卡动力煤离岸价为例，5 月底涨至 63.75 美元/吨，较上年末上涨 26.2%；此后快速攀升，10 月底走高至 155 美元/吨，较 5 月底上涨 143.1%；到 12 月底回落 33.2% 至 103.5 美元/吨；全年上涨 105%。

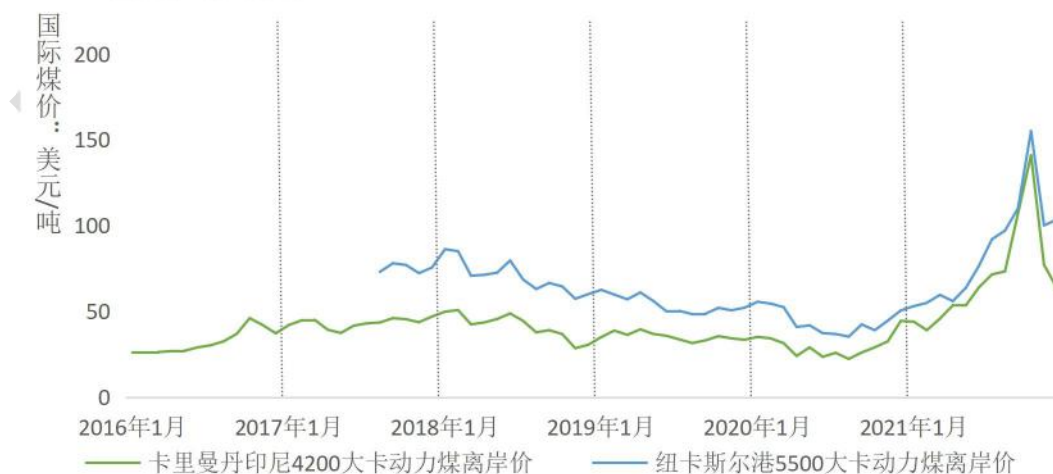


图 2-26 国际煤价变化

来源：中国煤炭市场网

4. 动力煤期货价格

动力煤期货全年大部分时间处于贴水状态。年初动力煤期货领涨领跌，较现货市场贴水幅度最高超过 300 元/吨；2 月下旬率先企稳并波动上行，进入 9 月份后开始加速上行，受市场惯性推动，10 月中旬一度达到 1982 元/吨，期间较现货市场的升贴水状态由 3-4 月的小幅升贴水交错演变为 5-10 月的贴水幅度不断加大，10 月中旬贴水幅度最高超过 800 元/吨；在国家发改委提出“研究依法对煤价实行干预”后上演过山车行情，不到 10 个交易日就下挫至 1000 元/吨以内，失去价格发现和引领现货市场的功能，此后降速趋缓、波动下行，年底降至 671 元/吨，期间较现货市场贴水幅度有所收窄，年末贴水幅度收窄至 122 元/吨。



图 2-27 动力煤期货与现货煤价比较

来源：中国煤炭市场网

第二章 2022 年煤炭市场展望

2022 年我国国民经济下行压力加大，在疫情防控 and 稳增长政策保障下有望保持平稳发展，呈现前低后高、稳中有进良好态势，预计全年经济增长 5.5% 左右。产业政策面高度重视“保供给，稳价格，强储备”，积极推进煤炭高质量发展和绿色低碳转型。预计全年煤炭产量稳中有增达到 43 亿吨左右，进口存在较大不确定性，预计 2.5~3 亿吨；煤炭需求仍有增长，达到 30 亿吨标煤（实物量约 43.7 亿吨），较上年增加 2.2%。全年基本可以实现供需平衡，煤炭市场价格中枢或将出现一定幅度回归，波动幅度收窄。

一、宏观经济与政策形势

1. 宏观经济

过去一年，我国统筹疫情防控和经济社会发展，积极构建国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局，对外贸易大幅增长，国民经济持续稳定恢复，消费、投资、净出口分别拉动经济增长 5.3 个、1.1 个、1.7 个百分点，“十四五”实现良好开局。展望 2022 年，在疫情防控 and 稳增长政策保障下，国民经济有望保持平稳发展，呈现前低后高、稳中有进良好态势，预计全年经济增长 5.5% 左右。当然也要看到，国际形势更趋复杂严峻，全球分工调整，能源供应链、产业供应链风险增加，国内经济发展面临需求收缩、供给冲击、预期转弱三重压力，经济

下行压力进一步加大。2022年3月份中国制造业采购经理指数（PMI）降至49.5%，低于临界点，表明国民经济受疫情反复和国际局势的冲击较大，需要充分把握国内外环境变化，扎实有力推动稳增长。

消费方面，局部疫情时有发生，中小微企业、个体工商户生产经营持续面临挑战，稳就业形势严峻，非政府部门债务上升也给内需带来较大的下行压力，扩大内需难度增加，消费对经济增长的拉动作用可能减弱，提振消费将是一项长期任务。

出口方面，新的国际形势下挑战大于机遇，我国出口面临国际市场空间增长乏力、技术合作制约因素增多的难题，大宗商品价格上升将削弱出口竞争力，全年出口可能出现前高后低、份额升高但规模增长有限的局面。

投资方面，在消费和出口增长制约因素较大的情况下，扩大有效投资将成为经济稳增长的重要抓手。房地产政策或有边际放松，暂不扩大房地产税试点范围，进一步释放经济稳增长信号，但“房住不炒”基调不变，预计房地产业维持平稳。新基建、高端制造业作为有效投资主力将成为稳经济的重要动力。

政策方面，2022年喜迎党的二十大，中央经济工作会议明确提出宏观政策要稳健有效。货币政策将以稳为主、稳中偏松，财政政策或更关注政策精准度和可持续性，例如适度扩大财政支出规模，稳定赤字的基础上继续实施结构性减税降费等，发挥政府投资的撬动作用，带动扩大有效投资，为全年稳中求进的经济

发展格局奠定良好政策环境。

2. 政策形势

政策面高度重视“保供给，稳价格，强储备”，积极推进煤炭高质量发展和绿色低碳转型。

保供给方面。煤炭主体能源地位和“压舱石”作用日渐深入人心。中央经济工作会议再次明确指出，“传统能源逐步退出要建立在新能源安全可靠替代的基础上”，有关方面将更加注重“先立后破”。2022年全国能源工作会议强调，要继续发挥煤炭“压舱石”作用。

稳价格方面。国家发改委等有关部门高度重视煤价区间调控长效机制的建立，更加重视市场化价格形成机制的构建和中长协稳价作用的发挥。2022年2月24日国家发展改革委发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303号），要求引导煤炭价格在合理区间运行，认为近期秦皇岛港下水煤（5500大卡）中长期交易价格每吨570~770元（含税）较为合理，并对晋陕蒙出矿环节中长期交易价格合理区间提出建议，即山西、陕西、蒙西5500大卡煤分别为每吨370~570元、320~520元、260~460元，蒙东3500大卡煤为每吨200~300元。

强储备方面。《国家发改委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）提出，健全煤炭产品、产能储备和应急储备制度，完善应急调峰产能、可调节库存和重点电厂煤炭储备机制，建立以企业为

主体、市场化运作的煤炭应急储备体系。国家发改委还提出，全国实现 6.2 亿吨煤炭储备，其中中央政府 7000 万吨、地方政府 1.5 亿吨、发电企业 2 亿吨、煤炭企业 1 亿吨、其他大用户 1 亿吨。

高质量发展和绿色低碳转型方面。煤炭产业发展已进入高质量发展的新阶段，国家发改委有关负责人表示，将加强顶层设计，抓紧制定推进煤炭高质量发展的指导意见，提出分阶段的重点目标和主要措施，促进煤炭资源安全绿色开发、清洁低碳利用。

二、煤炭供需分析

1. 供应情况

年度煤炭产量稳中有增，进口量存在不确定性。国内生产方面。2021 年煤炭保供期间，相关部门将约 200 处符合安全增产保供条件的煤矿列入应急保供名单，增加煤炭产能约 3.2 亿吨/年，其中 2.2 亿吨/年的永久核增产能，将在新的一年陆续达产，为煤炭供应贡献增量。同期采取露天矿用地手续批复、联合试运转到期延期、在建煤矿加快投产等保供举措，也将继续在 2022 年产生实效。国家发改委还提出要采取综合措施增加 3 亿吨/年有效产能，其中新投产 1.5 亿吨/年，核增、停产煤矿复产等方式新增 1.5 亿吨/年。同时，一些资源枯竭煤矿面临减产和关闭，东部等地区继续实施落后产能退出。预计 2022 年煤炭产能有较明显提升，跨季灵活调节性有望增强，**全国煤炭产量 43 亿吨左右**，

增长 4%左右。煤炭进口方面。2022 年新冠疫情对各国经济活动和全球煤炭供需的影响有望减弱，但俄乌冲突可能重塑全球能源贸易格局，推高国际煤炭市场需求，进而造成进口货源紧张局面。从主要进口来源国看，印尼短暂实施煤炭出口禁令后放开，全年对我国出口影响相对有限，但不排除未来一段时间受印尼本国需求和国际市场影响对亚洲市场供应量减少；俄罗斯、蒙古均有增大对我国煤炭出口的意愿和计划，特别是俄乌冲突后俄煤东运可能会加强。同时考虑到海外煤价和海运费抬升，煤炭进口存在不确定性，**预计 2022 年我国煤炭进口 2.5~3 亿吨。**

2. 需求情况

煤炭需求仍有增长。双碳目标推进和能源转型进程中，可再生能源将继续替代一部分煤炭需求，但不能忽视煤炭在能源兜底保供和支撑新能源发展中的重要作用。预计 2022 年，电力和化工用煤保持强劲，钢铁和建材维持刚性用煤需求，煤炭消费仍处于达峰过程中。**电煤需求保持增长。**全社会用电量预计增长 5%~6%，新增电量 4000 亿~5000 亿千瓦时，其中 1/3 到一半增量由煤电提供，初步预计煤电发电量同比增长 2%~4.5%，增加电力煤耗 4000 万吨~7500 万吨标煤。**化工用煤小幅增长。**按照中央经济工作会议要求，国家发改委明确 2022 年起将对煤化工企业原料与非原料用能进行区分，原料用能不纳入能源消费总量。叠加高油价下煤化工优势提升，新型煤化工高端化、多元化、低碳化发展，将带动化工用煤继续增长，初步预计 2022 年增长

4%左右，增加化工耗煤 800 万吨标煤。钢铁建材用煤维持刚需。中央经济工作座谈会提出“2022 年我国存在经济下行的风险，要适度超前开展基础设施投资”。同时考虑到冬奥会等重要活动期间限产因素，预计 2022 年钢铁、建材耗煤量与 2021 年相当。其他行业耗煤保持减量趋势。随着节能减排、低碳转型等工作的推进，民用散煤等领域耗煤量继续压缩，预计 2022 年下降超过 500 万吨标煤。总体看，预计 2022 年煤炭消费量在 30 亿吨标煤左右，折实物量约 43.7 亿吨，较上年增加 2.2%。

三、煤炭价格预测

综合以上，预计 2021 年煤炭消费仍有增长，自产煤保障度提高，基本可以实现供需平衡，同时也有能力在日益复杂的国际能源供需环境中保持相对稳定并在全球煤炭市场发挥重要影响力。我国煤炭中长期合同范围扩大、煤价“合理区间”等对煤价起到有效引导作用，2022 年我国煤炭市场价格中枢或将出现一定幅度回归，走势上仍呈较为明显的季节波动性，但在新的市场环境 and 价格机制作用下，波动幅度将收窄，煤炭市场运行进一步趋向平稳。中长协价格方面，基准价由每吨 535 元上升至 675 元，将在新的供需环境下推动长协煤价稳中有升；市场煤价方面，秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓价目前处于 900 元/吨指导价水平，但市场报价在 3 月初已达到 1800 元/吨，全年看有望在年初冲高回落后以 800 元/吨为轴心波动，波动幅度趋小，总体向合理区

间逐步靠拢。

分阶段看，年初相继经历冬季用煤高峰和春节淡季、冬奥及两会安全保障，煤价冲高回落后持稳；三月中下旬及四月份天气转暖，市场转淡，煤价稳中趋弱运行；五至八月气温逐渐升高，工业和民用电负荷上升，市场逐渐转旺，煤价呈上行趋势；九十两月煤炭需求转弱，但生产可能受重要会议召开安全生产大排查影响，煤价仍有支撑；年末两月煤炭需求再次进入旺季，煤价或将上行。同时，仍然不能忽视新冠疫情、极端天气尤其是俄乌局势等不确定性因素带来的区域性、阶段性、结构性煤炭供需失衡和煤价剧烈波动的风险。

表 2-2 影响煤炭价格的主要因素分析

煤价影响因素	煤价利多方面	煤价利空方面	煤价预测
经济	稳中有进，全年增长 5.5%		煤炭市场价格中枢或将出现一定幅度回归，波动幅度收窄。中长协基准价由每吨 535 元上升至 675 元，将在新的供需环境下推动长协煤价稳中有升；市场煤价方面，全年看有望在年初冲高回落后以 800 元/吨为轴心波动，波动幅度趋小，总体向合理区间逐步靠拢。
政策	1.长协基准价由 535 元/吨提升至 675 元/吨 2.煤炭储备目标较高，储备工作短期内存在加剧市场竞争的风险	1.稳供给，继续发挥煤炭“压舱石”作用 2.稳价格，提出港口和产地价格合理区间 3.强储备，提出政府、发电企业、煤炭企业等煤炭储备目标 4.能耗双控减弱煤炭消费，国家要求遏制“两高”项目盲目发展	
供应	1.重大活动期间煤炭供应可能减量 2.国际形势变化导致进口不确定性增加，印尼 4 月和 8 月仍有可能限制煤炭出口	煤炭产能增加，产量稳中有增	
需求	煤炭需求仍有增长，电煤、化工用煤增量较大		
其他因素	国际能源等大宗商品价格仍处高位，通胀预期	来水可能好于上年，减少煤炭消费	

第三章 需要关注的几个问题

一、新的产需错配风险

要充分重视产能超预期释放叠加需求超预期下滑带来新的产需错配风险。供给方面，保供仍然是 2022 年的能源工作要务，若永久核增产能等带来的供给增量超预期，可能会带来煤炭生产过剩隐患。需求方面，若全球供应链恢复加快，我国出口增速回落超预期，电力等对煤炭需求的拉动将明显减弱，届时也会产生供过于求的问题。因此，十分有必要构建全国统一、信息共享、产运需全覆盖的煤炭供需信息平台，加强煤炭市场动态监测，尤其是加强重点区域、重要时段的煤炭供需预测预警，促进全国煤炭供需动态平衡。

二、俄乌局势对煤炭市场的影响

俄乌冲突引发各方对国际能源供给的担忧，近期国际油价突破 130 美元，天然气价格飙升，煤炭价格大幅上涨。由于欧盟严重依赖俄罗斯油气资源，我国与俄罗斯的能源关系也越来越紧密，俄乌冲突引发西方对俄罗斯的经济制裁可能会对欧盟和中国产生重大影响，并可能重塑国际煤炭供需格局。短期内，由于天然气供应短缺，延缓燃煤电厂退出可能是欧洲的优先选项；长期看，将加速新能源的发展进程，为摆脱能源对外依赖，德国已提出新的立法草案，将“完成电力 100%可再生能源供给，放弃化石燃料”的目标由 2040 年提前至 2035 年。短期内国际煤炭需求

增加、煤价高企，叠加国内煤价“合理区间”调控，可能会带来国际煤炭贸易流向的改变，增加我国煤炭进口难度，也可能会增加高煤价和通胀向国内传导的压力。

三、新形势下产能管理问题

我国不同地区煤炭资源、煤矿生产情况千差万别，产能利用率差异较大，产能底数难以摸清，影响各方面对煤炭实际供给能力的准确判断。产能增减在全国范围内的统筹难度较大，个别地方“一刀切”或刚性的管理方式，对区域煤炭供应造成不利影响。部分煤矿现有的生产运营管理水平完全适应强监管需要一个过程，产能释放受到一定制约。新形势下，煤炭兜底保供和支撑新能源发展的责任更为重大。有必要全面摸底煤炭有效产能并动态跟踪分析，夯实煤炭供应基础数据；坚持全国一盘棋，有序开展煤矿建设、产能核增、煤矿退出等工作，增强持续稳定供应能力；优化产能管理，建设弹性产能，更好适应新能源快速发展、能源供应波动加大的新形势。

四、煤炭与其他要素协调发展问题

煤炭开发是一项复杂工程，煤炭能源兜底保障和高质量发展，需要资源、土地、生态、资金、人才等各方面要素的协调。现阶段，部分区域存在生态与煤炭资源开发不协调，一些现有资源被压覆，一些优势资源得不到合理开发。尽管保供期间一批露天矿用地获批，但征地问题仍是制约露天矿开发的重大因素。“十

三五”以来，煤炭产业投资不足，导致发展后劲和高质量发展动能不足。技能和高素质人才培养滞后，难以适应智能化发展的形势。为夯实煤炭能源“压舱石”基础、推动产业高质量发展，需要推动煤炭开发与各方面要素的协调，增强财税金融对煤炭产业的必要支持，加大科技研发和新型人才培养力度，筑牢产业智能化发展根基。

五、库存调节与煤炭储备问题

合理库存和适度储备对煤炭安全供应至关重要。过去一年，煤炭生产端库存长期处于相对低位，下游电厂为应对高煤价长期采用低库存策略，在供应偏紧形势下暴露出很多问题，有关部门多次强调安全库存和能源储备问题。煤炭储备具有一定特殊性，产品储备会增加二次倒运和资金占用成本，带来煤质下降、自燃、环境污染等问题。有必要构建以产能储备为核心、产品储备为调节、资源储备为支撑的煤炭储备体系。重点推动煤炭产能储备，增强煤炭产能释放弹性，适度放宽月度产量约束，提升煤矿产能跨季节灵活调节能力。同时也要高度重视生产经营库存管理，增强产业链库存安全性和可调节性。

第三篇 电力市场篇

2021 年，国民经济持续恢复发展，全社会用电量达到 8.31 万亿千瓦时，同比增长 10.3%，保持较快增长；各省份全社会用电均实现正增长，18 个省份用电增速超过全国平均水平；工业和制造业用电保持平稳增长，高技术及装备制造业用电增速领先制造业整体用电水平。截至 2021 年底，全口径发电装机容量 23.8 亿千瓦，同比增长 7.9%；全国发电量 8.38 万亿千瓦时，同比增长 9.8%；全国发电设备利用小时 3817 小时，同比提高 60 小时。全年新增并网海上风电创历年新高、非化石能源发电装机首次超过煤电装机规模；全国电力供需形势总体偏紧，年初、迎峰度夏以及 9-10 月部分地区电力供应紧张。

预计 2022 年全社会用电量增长 5%~6%；各季度增速总体呈逐季上升态势。上半年全社会用电量同比增长 4%~5%，下半年同比增长 6.5%~7.5%。2022 年底，全国发电装机容量将达到 26 亿千瓦，同比增长 9%左右；非化石能源发电装机合计达到 13 亿千瓦左右。在水电出力正常情况下，预计全年煤电发电设备利用小时 4400~4500 小时，煤电发电量占全国总发电量比重降至 58%左右。全年电力供需总体平衡，高峰时段部分地区电力供需偏紧，预计迎峰度夏、迎峰度冬期间全国电力缺口或将分别达到 4000 和 5000 万千瓦左右。

第一章 电力消费

一、总体情况

全年电力消费增速实现两位数增长。2021 年，全国全社会用电量 8.31 万亿千瓦时，同比增长 10.3%，两年平均增长 7.1%，用电量快速增长主要受国内经济持续恢复发展、上年同期低基数、外贸出口快速增长等因素拉动。全年用电增速自 2018 年连续两年持续回落后高位攀升，比上年提高 7.1 个百分点，凸显了我国经济的韧性与活力。



图 3-1 2015-2021 年全国全社会用电量及增速

来源：中国电力企业联合会

全年用电增速总体呈现逐季回落态势。各季度全社会用电量同比分别增长 21.2%、11.8%、7.6%和 3.3%，两年平均增速分别为 7.0%、8.2%、7.1%和 6.4%，总体保持平稳较快增长。受同期基数由低走高等因素影响，同比增速逐季回落。全年除 12 月外其他月份用电增速均为正增长，其中 1 至 7 月受工业复工复产、

制造业形势良好及出口订单大幅增加等因素拉动，用电增速较快；8至12月受能耗双控政策下主动限电、消费增速放缓及部分服务业等用电增速回落影响，用电增速较前期有所降低。全年用电高峰期出现在首末两月和7至8月，用电低谷期为2至4月。



图 3-2 2021 年 1-12 月全国全社会用电量及增速

来源：中国电力企业联合会

二、分产业用电情况

各产业用电量均同比增长，一三产业用电保持两位数以上较快增长。2021 年，第一、二、三产业和城乡居民生活用电量分别为 1023 亿千瓦时、5.61 万亿千瓦时、1.42 万亿千瓦时和 1.17 万亿千瓦时，同比分别增长 16.4%、9.1%、17.8%和 7.3%，两年平均分别增长 14.6%、6.4%、9.5%和 7.0%。

2021 年，国家深入推进乡村振兴战略，农村电网改造升级持续推进，乡村用电条件持续改善，第一产业电气化水平逐步提升，多重因素拉动第一产业用电量快速增长；全年疫情总体得到

有效控制，住宿、交通、旅游及餐饮等行业用电消费延续良好恢复态势，第三产业用电量增速已恢复至疫情前的水平；由于能耗双控及遏制“两高”项目盲目发展，叠加总体疫情零星散发状态下部分行业企业限产停产，第二产业用电量受四大高载能行业用电降低影响呈现逐季回落态势。

全国产业结构继续转型升级，电力消费结构不断优化。近年来，第三产业和居民生活用电比重持续上升；主要因四大高载能行业用电比重同比逐年降低，第二产业用电比重逐年回落。2021年，第一、二、三产业及城乡居民生活用电比重分别为1.2%、67.5%、17.1%和14.1%。其中，第三产业所占比重同比提高1.1个百分点，第二产业、城乡居民生活用电比重分别降低0.7和0.4个百分点，各产业用电和工业用电内部结构持续优化。

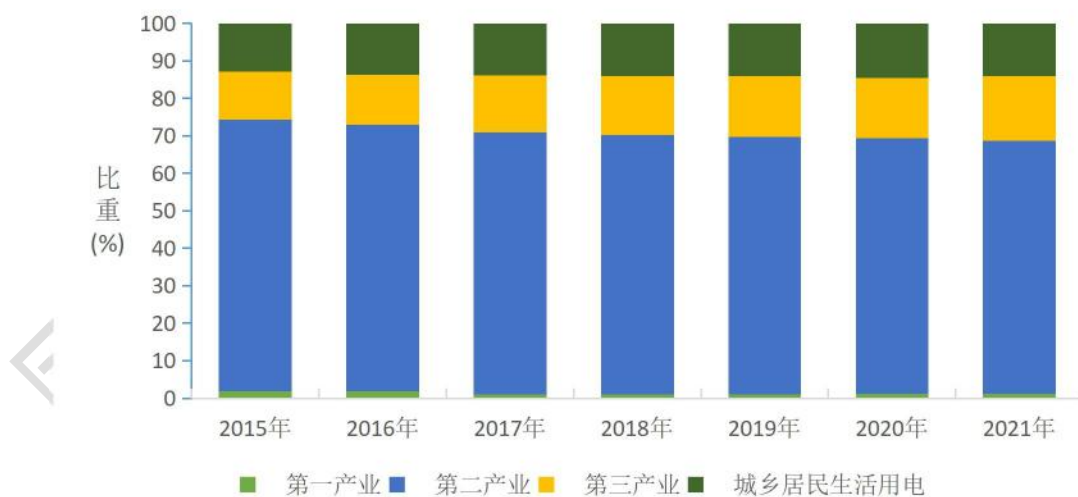


图 3-3 2015-2021 年电力消费结构情况

来源：中国电力企业联合会

三、分地区用电情况

全国各区域用电均正增长，中部和东部用电增速领先。2021年，分区域看，东、中、西部和东北地区全社会用电量分别为39366、15459、23795和4508亿千瓦时，同比分别增长11%、11.5%、9.4%和6.2%。其中，中部、东部用电消费增速保持两位数以上快速增长，西部用电消费增速由于去年基数较高等因素略低于中部、东部仍实现同比较快增长。

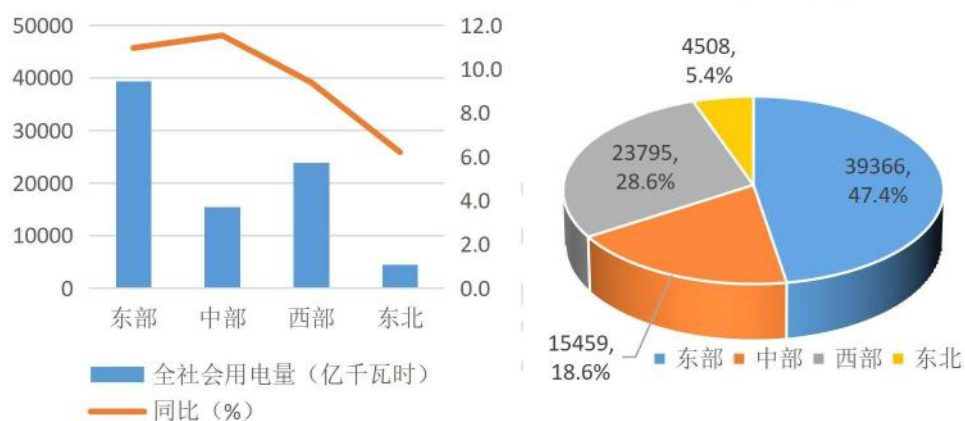


图 3-4 2021 年全国全社会用电量区域分布情况

来源：中国电力企业联合会

2021 年，全国各省份全社会用电量均为正增长，有 18 个省份的全社会用电量增速超过全国平均水平。其中，西藏、青海、湖北、江西、四川、福建、浙江 7 个省份的全社会用电量增速实现 14% 以上的增长，内蒙古、吉林、云南、辽宁、山东 5 个省份的全社会用电量增速低于 7%。

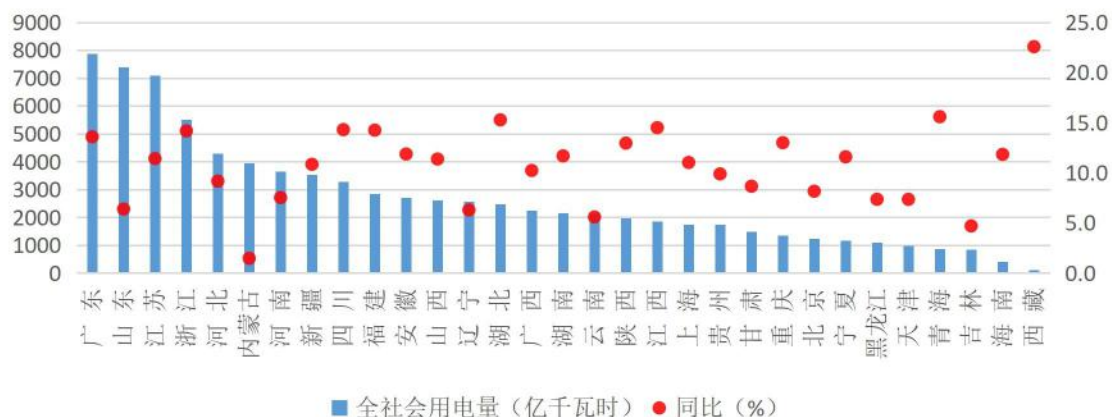


图 3-5 2021 年全国各省份全社会用电量及增速

来源：中国电力企业联合会

四、工业和制造业用电情况

全国工业和制造业用电保持平稳增长。2021 年，全国工业用电量 5.51 万亿千瓦时，同比增长 9.1%，比上年同期提高 6.4 个百分点，占全国全社会用电量的比重为 66.3%；全国制造业用电量 4.18 万亿千瓦时，同比增长 9.9%，比上年同期提高 6.8 个百分点，两年平均增长 7.2%。

高技术及装备制造业领跑二产用电需求。2021 年，高技术及装备制造业用电量 8912 亿千瓦时，同比增长 15.7%，比上年同期提高 11.7 个百分点，较全年第二产业整体用电量增速快 6.6 个百分点。高技术及装备制造业持续释放活力，用电增速明显高于同期制造业用电平均水平，反映出当前制造业延续转型升级态势。部分新兴制造行业用电高速增长，如医疗仪器设备及器械制造、风能原动设备制造、新能源车整车制造、光伏设备及元器件制造的用电量同比分别增长 24.9%、25.4%、46.8%和 91.3%。

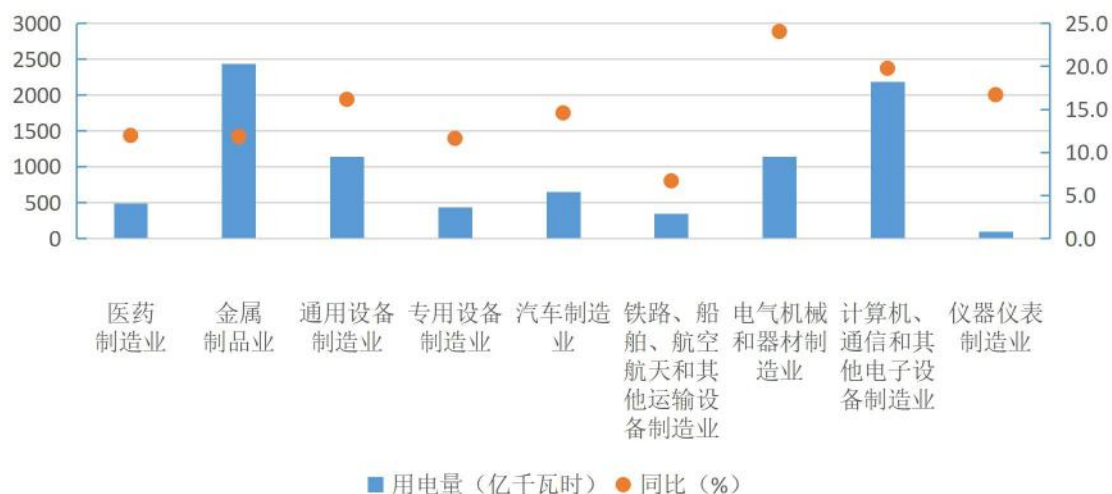


图 3-6 2021 年高技术及装备制造业用电量及增速

来源：中国电力企业联合会

四大高载能行业用电量同比增长，有色金属冶炼行业用电增速回落。2021 年，四大高载能行业用电量合计 2.27 万亿千瓦时，同比增长 6.4%，比上年同期提高 2.4 个百分点，两年平均增长 6%。其中，化工、建材、黑色金属冶炼和有色金属冶炼行业用电量分别为 5097、4211、6361 和 7002 亿千瓦时，同比分别增长 6.9%、7.4%、6.7%和 5.4%，增速比上年同期分别提高 4.5、3.7、2.8 和-0.1 个百分点。

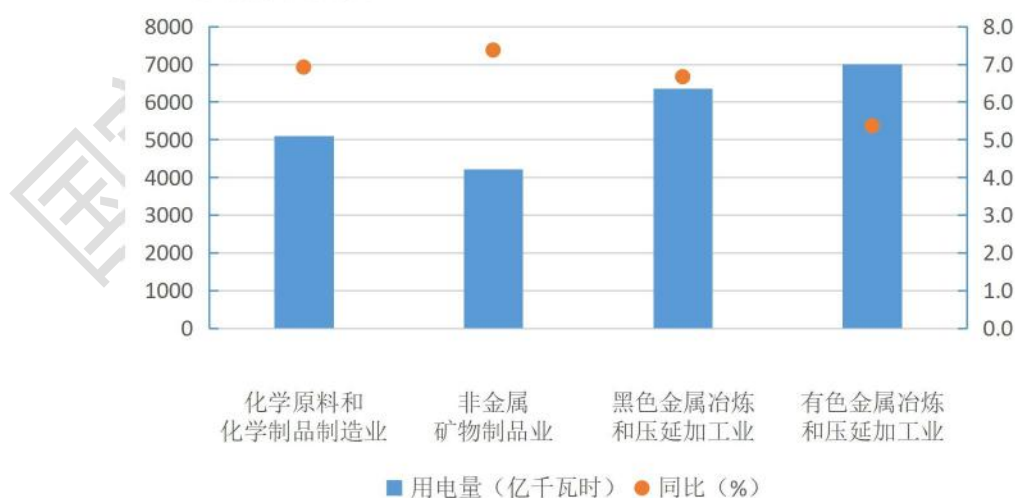


图 3-7 2021 年四大高载能行业用电量及增速

来源：中国电力企业联合会

第二章 电力生产供应

一、总体情况

1. 发电装机容量增速放缓，新增装机容量下降

截至 2021 年底，全国发电装机容量 23.8 亿千瓦，同比增长 7.9%，比上年同期降低 1.6 个百分点。2021 年，全国新增装机容量 1.8 亿千瓦，同比减少 7.9%，比上年同期降低 89.7 个百分点。随着 2021 年进入风电平价年后抢装潮结束，陆上风电新增装机量从高位回落，以及能耗双控背景下火电新增装机规模受限，并考虑上年高基数影响等因素，全国发电装机容量增速放缓，全年新增装机容量同比下降。

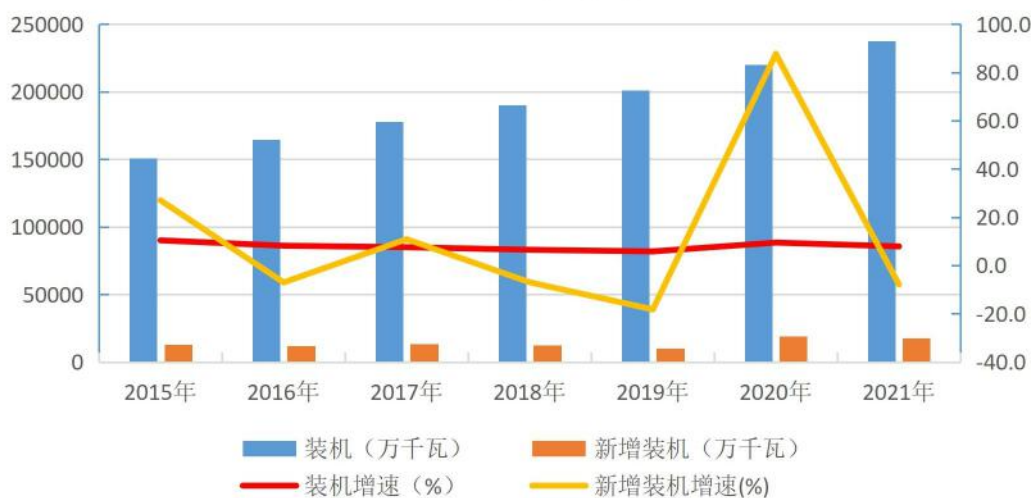


图 3-8 2015-2021 年全国装机容量、新增装机容量及增速

来源：中国电力企业联合会

2021 年，装机容量超过 1 亿千瓦省份有山东、广东、内蒙古、江苏、新疆、四川、山西、河南、河北、浙江和云南，装机合计 14.2 亿千瓦，占全国总装机的 59.7%。山东自 2017 年以来

历年装机均居全国首位，今年达到 1.7 亿千瓦。其中，西藏、天津、四川等 15 个省份的装机增速超过全国平均水平，青海、陕西等 13 个省份的装机增速低于上年同期水平。

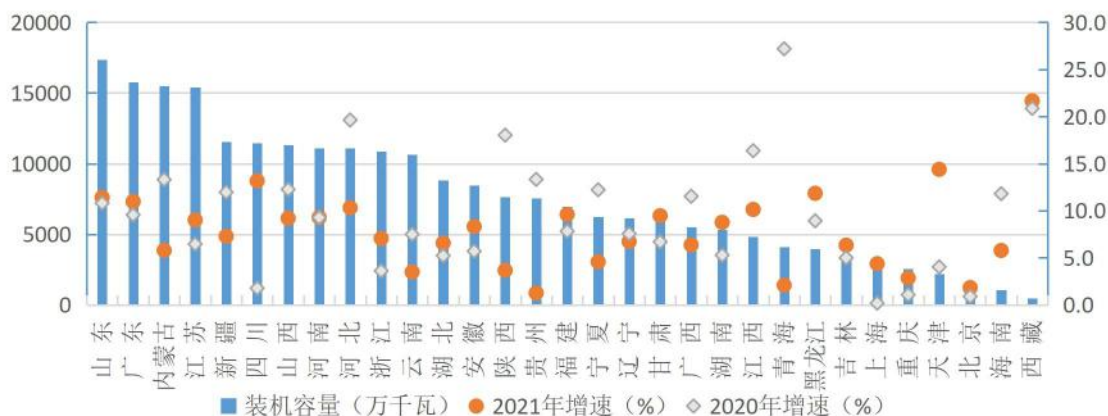


图 3-9 2021 年各省份装机容量及增速

来源：中国电力企业联合会

山东、广东、四川、江苏、河北 5 个省份的新增装机超过 1000 万千瓦。其中，山东太阳能发电、广东风电加火电、四川水电、江苏风电、河北太阳能发电的新增装机，分别占本省份新增装机的 64.8%、79.2%、74.7%、50.7%和 60.2%。

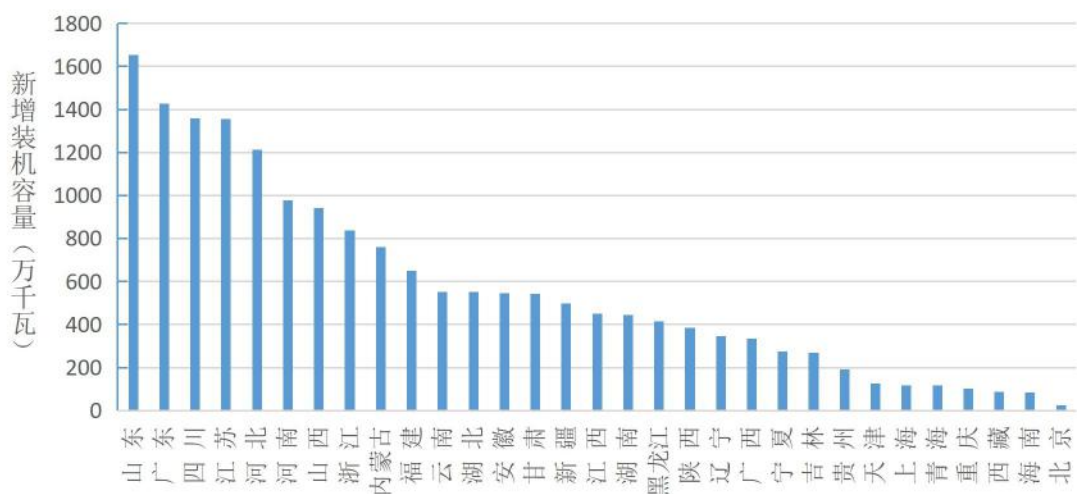


图 3-10 2021 年各省份新增装机容量

来源：中国电力企业联合会

2. 发电量保持增长，增速连续两年回落后激增

2021 年，全国发电量 8.38 万亿千瓦时，同比增长 9.8%，比上年同期提高 5.8 个百分点，增速自 2018 年连续两年回落以来与全社会用电量同步快速增长。具体到发电类别，2021 年我国火力发电量增速放缓；水电受天气和清退小水电影响，发电量有所下降；随着新的核电机组的建成和并网商运，2021 年我国的核能发电量稳步增长；与此同时，受到国家政策的大力推动，风电、太阳能发电增速较快。



图 3-11 2015-2021 年全国发电量及增速

来源：中国电力企业联合会

2021 年，发电量超过 5000 亿千瓦时的省份分别是山东 6195 亿千瓦时、广东 6154 亿千瓦时、内蒙古 6010 亿千瓦时和江苏 5867 亿千瓦时，西藏发电量仅为 113 亿千瓦时。吉林、云南、青海、新疆、广西、山东 6 个省份发电量增速较上年回落，吉林是唯一一个发电量下降的省份，发电量同比减少 0.7%。

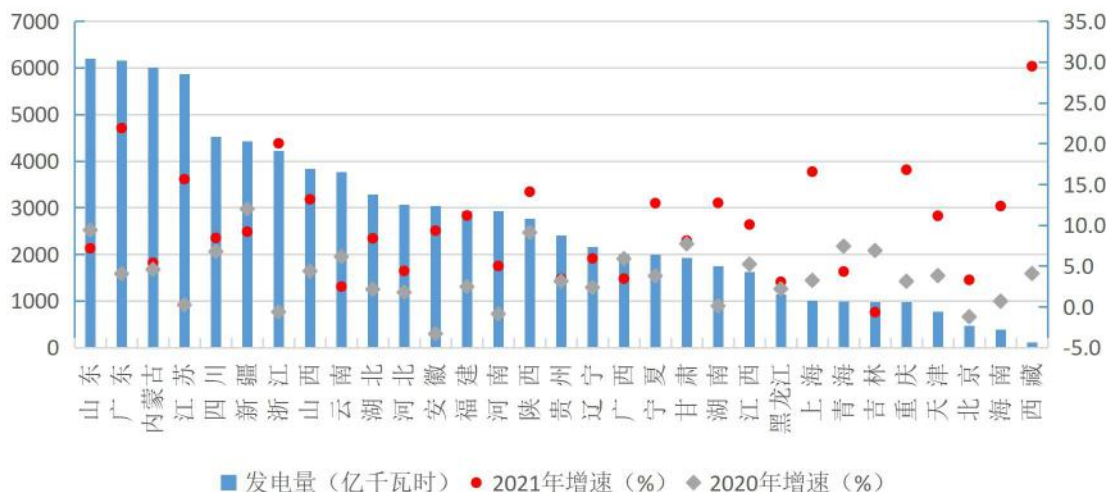


图 3-12 2021 年各省份发电量及增速

来源：中国电力企业联合会

3. 全国发电设备利用小时同比提高

2021 年，全国 6000 千瓦以上电厂发电设备平均利用小时 3817 小时，比上年同期增加 60 小时，增速自 2018 年连续两年下滑以来有所回升。分类型看，核电、火电和风电设备利用小时均同比提高，煤电、气电设备利用小时也同比提高，水电发电设备利用小时同比降低，并网太阳能发电与上年总体持平。



图 3-13 2015-2021 年发电设备利用小时及增速

来源：中国电力企业联合会

2021 年，全国 16 个省份的发电设备利用小时超过全国平均水平，其中江苏、浙江、福建、山东、广东、重庆、四川 7 个省份发电设备利用小时超过 4000 小时。18 个省份的发电设备利用小时为正增长，其中上海、江苏、浙江、广东、海南、重庆和西藏同比增长超过 200 小时，河北、内蒙古、广西和青海同比减少超过 200 小时。



图 3-14 2021 年各省份发电设备利用小时及增速

来源：中国电力企业联合会

4. 供应结构持续优化，非化石能源装机首超煤电

从累计装机看，截至 2021 年底，全口径非化石能源发电装机达到 11.2 亿千瓦，同比增长 13.4%，占总装机容量比重为 47%，比上年同期提高 2.3 个百分点；煤电装机容量 11.1 亿千瓦，同比增长 2.8%，占总发电装机容量的比重分别为 46.7%，比上年同期降低 2.3 个百分点。这是全口径非化石能源发电装机容量首次超过煤电，全国电力生装机凸显绿色低碳发展趋势。

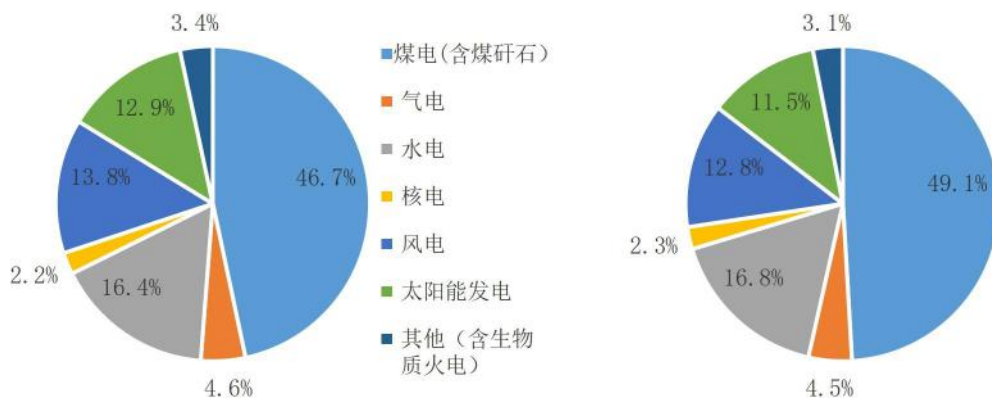


图 3-15 2021 年和 2020 年装机容量结构情况

来源：中国电力企业联合会

此外，全口径非化石能源发电量 2.9 万亿千瓦时，同比增长 12%，占全口径总发电量的比重为 34.6%，同比提高 0.7 个百分点；全口径煤电发电量 5.03 万亿千瓦时，同比增长 8.6%，占全口径总发电量的比重为 60%，同比降低 0.7 个百分点。无论从装机规模看还是从发电量看，煤电仍然是我国电力供应的最主要电源，也是保障我国电力安全稳定供应的基础电源。

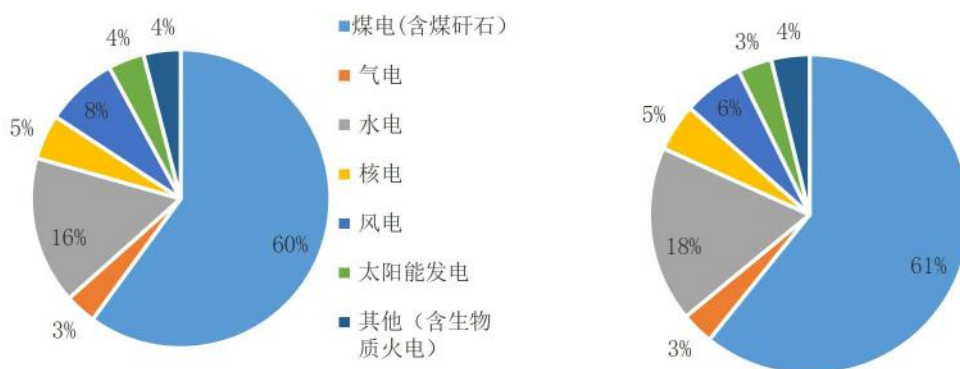


图 3-16 2021 年和 2020 年发电量结构情况

来源：中国电力企业联合会

2021 年可再生能源装机突破 10 亿千瓦，新增装机 1.34 亿千瓦，占全国新增发电装机的 76.1%。全年可再生能源发电量稳步

增长，发电量达 2.48 万亿千瓦时，占全社会用电量的 29.8%、全国全口径发电量的 29.6%。可再生能源在能源和电力清洁低碳转型中发挥了重要作用，我国清洁能源供给能力不断提升，电力供应结构持续优化。

二、火电

1. 火电装机容量持续增长但增速有所放缓

截至 2021 年底，全国全口径火电装机容量 13 亿千瓦，同比增长 4.1%，占全部装机容量的 54.6%，比上年降低 0.6 个百分点。其中，煤电（含煤矸石）装机容量 11.1 亿千瓦，同比增长 2.8%；气电装机容量 10859 万千瓦，同比增长 8.9%。

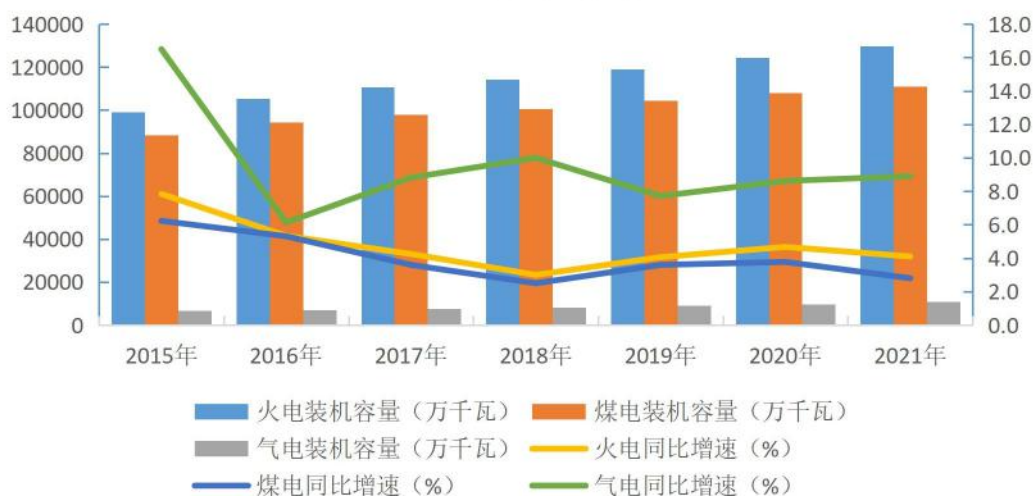


图 3-17 2015-2021 年火电、煤电、气电装机及增速

来源：中国电力企业联合会

2021 年，全国全口径火电新增装机容量 4628 万千瓦，同比降低 18.2%。其中，煤电新增装机容量 2805 万千瓦，同比降低 30.4%；气电新增装机容量 639 万千瓦，同比降低 22.4%。

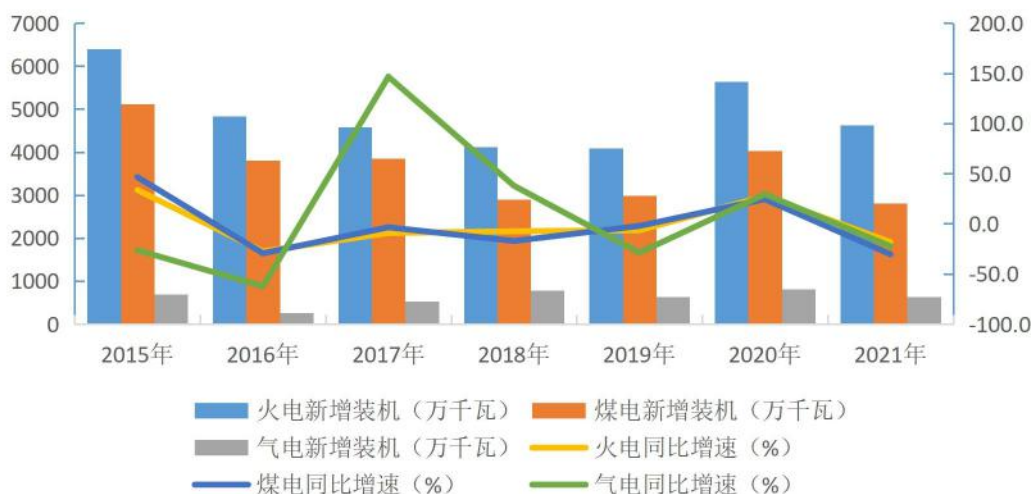


图 3-18 2015-2021 年火电、煤电、气电新增装机及增速

来源：中国电力企业联合会

截至 2021 年底，全国前十大火电装机省份分别是山东、江苏、广东、内蒙古、山西、河南、新疆、浙江、安徽和河北，火电装机容量合计 8.1 亿千瓦，约占全国火电装机的 62.7%，其中山东、江苏和广东的火电装机超过 1 亿千瓦。有 12 个省份火电装机增速超过全国平均水平，其中四川、天津、江西和湖南 4 个省份火电装机增速实现两位数以上增长。

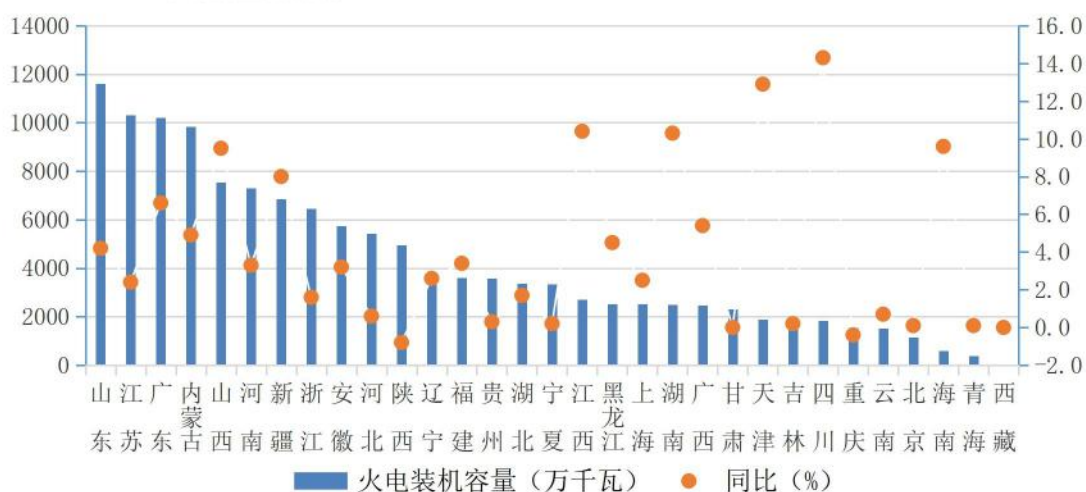


图 3-19 2021 年各省份火电装机容量及增速

来源：中国电力企业联合会

2. 火电、煤电及气电发电量均同比增长

2021 年，受电力消费快速增长、水电发电量负增长等影响，火电发电量 5.65 万亿千瓦时，同比增长 9.1%，占全国发电量的 67.4%，比上年回落 0.5 个百分点。其中，煤电 5.03 万亿千瓦时，同比增长 8.6%；气电 2834 亿千瓦时，同比增长 12.2%。

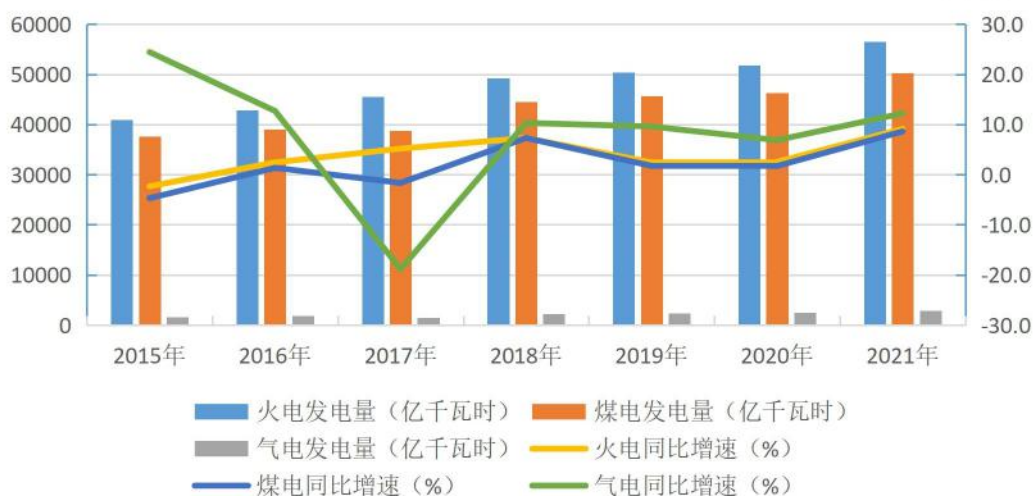


图 3-20 2015-2021 年火电、煤电、气电发电量及增速

来源：中国电力企业联合会

分省份看，山东、内蒙古、江苏和广东 4 个省份的火电发电量超过 4000 亿千瓦时，分别达到 5266、4769、4739 和 4486 亿千瓦时。青海、广东、四川、浙江、重庆和湖南 6 个省份的火电发电量增速超过 20%，同比分别增长 42.2%、31%、27.8%、25.5%、24.1%和 20.6%。河北、辽宁、吉林、河南、西藏 5 个省份的火电发电量同比减少。

3. 火电设备利用小时连续两年下滑后大幅增长

2021 年，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时为 4448 小时，同比增长 237 小时。其中，煤电设备利用小时为 4586

小时，同比增长 263 小时；气电设备利用小时为 2814 小时，同比增长 204 小时。全年经济回暖向好，火电设备利用小时自 2018 年连续两年下滑以后大幅增长，涨幅为 5.6%。



图 3-21 2015-2021 年火电设备利用小时及增速

来源：中国电力企业联合会

分省份看，有 20 个省份的火电设备利用小时超过 4000 小时，其中江西、新疆超过 5000 小时，分别为 5170 小时和 5060 小时。青海、广东等 21 个省份的火电设备利用小时同比增加，河北、内蒙古等 10 个省份的火电设备利用小时同比降低。

三、水电

水电新增装机为“十三五”以来年投产最多。2021 年，全国新增水电并网容量 2349 万千瓦。截至 2021 年底，全国水电装机容量约 3.9 亿千瓦（含抽水蓄能装机容量 3639 万千瓦），同比增长 5.6%，占全部装机容量的 16.4%。全年新增水电装机较多的省份为四川 1015 万千瓦、云南 470 万千瓦和安徽 152 万千瓦，占全国新增水电装机容量的 69.7%。



图 3-22 2015-2021 年水电装机、新增装机及增速

来源：中国电力企业联合会

水电发电量同比减少，增速有所回落。2021 年，受汛期主要流域降水偏少等因素影响，水电发电量 1.34 万亿千瓦时，同比下降 1.1%，占全国发电量的 16%，比上年回落 1.8 个百分点。四川、云南、湖北、贵州和湖南水电发电量位居全国前 5 名，其合计发电量占全国水电发电量的 71.9%。全国主要流域水能利用率约 97.9%，同比提高 1.5 个百分点；弃水电量约 175 亿千瓦时，较去年同期减少 149 亿千瓦时。



图 3-23 2015-2021 年水电发电量及增速

来源：中国电力企业联合会

水电设备利用小时同比降低。2021 年，全国水电设备利用小时为 3622 小时，同比降低 203 小时。全国有 7 个省份的水电设备利用小时超过 4000 小时，分别是宁夏 4894 小时、四川 4574 小时、甘肃 4534 小时、西藏 4470 小时、湖北 4309 小时、陕西 4280 小时和青海 4234 小时。



图 3-24 2015-2021 年水电设备利用小时及增速

来源：中国电力企业联合会

四、核电

核电装机规模继续增长。2021 年，全国基建新增核电装机容量 340 万千瓦。截至 2021 年底，全国核电装机容量 5326 万千瓦，同比增长 6.8%，占全部装机容量的 2.2%。

截止 2021 年底，全国前八大核电装机省份分别是广东 1614 万千瓦、福建 986 万千瓦、浙江 911 万千瓦、江苏 661 万千瓦、辽宁 558 万千瓦、山东 250 万千瓦、广西 217 万千瓦、海南 130 万千瓦。



图 3-25 2015-2021 年核电装机、新增装机及增速

来源：中国电力企业联合会

核电发电量同比增长。2021 年，全国核电发电量 4075 亿千瓦时，同比增长 11.3%，占全国发电量的 4.9%，比上年提高 0.1 个百分点。



图 3-26 2015-2021 年核电发电量及增速

来源：中国电力企业联合会

核电设备利用小时同比增加。2021 年，核电设备利用小时 7802 小时，同比增加 352 小时。广西、浙江和辽宁核电设备利用小时超过 8000 小时，分别为 8345、8047 和 8027 小时。



图 3-27 2015-2021 年核电设备利用小时及增速

来源：中国电力企业联合会

五、风电

风电新增并网装机为“十三五”以来年投产第二多，风电装机保持两位数以上增长。2021 年，全国风电新增并网装机 4757 万千瓦，其中陆上风电新增装机 3067 万千瓦、海上风电新增装机 1690 万千瓦。截至 2021 年底，全国并网风电装机达 3.3 亿千瓦（含陆上风电 30209 万千瓦、海上风电 2639 万千瓦），同比增长 16.6%，占全部装机容量的 13.8%。从新增装机分布看，中东部和南方地区占比约 61%，“三北”地区占 39%，风电开发布局进一步优化。今年海上风电异军突起，是此前累计建成总规模的 1.8 倍，目前累计装机规模跃居世界第一。

截止 2021 年底，全国前十大风电装机省份分别是内蒙古 3996 万千瓦、河北 2546 万千瓦、新疆 2408 万千瓦、江苏 2234 万千瓦、山西 2123 万千瓦、山东 1942 万千瓦、河南 1850 万千瓦、甘肃 1725 万千瓦、宁夏 1455 万千瓦、广东 1195 万千瓦。



图 3-28 2015-2021 年风电装机、新增装机及增速

来源：中国电力企业联合会

风电发电量及风电平均利用率大幅提升。2021 年，风电发电量 6556 亿千瓦时，同比增长 40.5%，占全国发电量的比重比上年提高 1.7 个百分点。全国风电平均利用率 96.9%，同比提升 0.4 个百分点，尤其是湖南、甘肃和新疆，风电利用率同比显著提升，湖南风电利用率 99%、甘肃风电利用率 95.9%、新疆风电利用率 92.7%，同比分别提升 4.5、2.3、3.0 个百分点。



图 3-29 2015-2021 年风电发电量及增速

来源：中国电力企业联合会

风电设备利用小时同比增加。2021 年，全国风电设备利用小时 2232 小时，同比增加 154 小时。利用小时数较高的省区中，分别是福建 2703 小时、云南 2618 小时。山西风电设备利用小时增长最快，同比增长 668 小时；广西风电设备利用小时下降最快，同比降低 417 小时。



图 3-30 2015-2021 年风电设备利用小时及增速

来源：中国电力企业联合会

六、太阳能发电

太阳能发电装机增速超 20%，新增装机为历年以来年投产最多。2021 年，并网太阳能发电新增装机 5493 万千瓦。截至 2021 年底，全国并网太阳能发电 3.1 亿千瓦（含光伏发电 3.06 亿千瓦、光热发电 57 万千瓦），同比增长 20.9%，占全部装机容量的 12.9%。从新增装机布局看，装机占比较高的区域为华北、华东和华中地区，分别占全国新增装机的 39%、19%和 15%。

截止 2021 年底，全国前十太阳能发电装机省份分别是山东 3343 万千瓦、河北 2921 万千瓦、江苏 1916 万千瓦、浙江 1842

万千瓦、安徽 1707 万千瓦、青海 1632 万千瓦、河南 1556 万千瓦、山西 1458 万千瓦、内蒙古 1412 万千瓦、宁夏 1384 万千瓦。

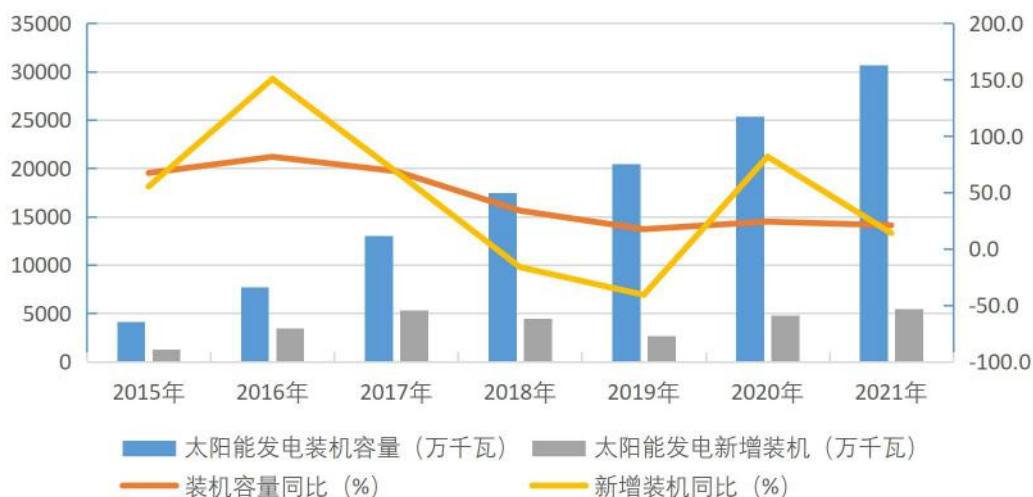


图 3-31 2015-2021 年太阳能发电装机、新增及增速

来源：中国电力企业联合会

太阳能发电量增长提速。2021 年，并网太阳能发电量 3270 亿千瓦时，同比增长 25.2%，占全国发电量的比重比上年提高 0.5 个百分点。全国光伏发电利用率 98%，与上年基本持平。新疆、西藏等地光伏消纳水平显著提升，光伏利用率同比分别提升 2.8 和 5.6 个百分点。



图 3-32 2015-2021 年太阳能发电量及增速

来源：中国电力企业联合会

太阳能发电设备利用小时同比基本持平。2021 年，并网太阳能发电设备利用小时 1281 小时，同比增加 1 小时。分省份看，吉林、四川、黑龙江和内蒙古超过 1500 小时。上海增长最快，同比增长 310 小时；河北下降最快，同比降低 228 小时。



图 3-33 2017-2021 年太阳能发电设备利用小时及增速

来源：中国电力企业联合会

七、生物质发电

生物质发电继续保持稳步增长势头。2021 年，生物质发电新增装机 808 万千瓦，累计装机达到 3797 万千瓦，同比增长 27.1%；全年生物质发电量 1653 亿千瓦时，同比增长 22%。

累计装机排名前 5 名的省份是山东、广东、浙江、江苏和安徽，分别为 395.6、376.6、291.7、288 和 239.1 万千瓦；新增装机较多的省份是河北、河南、黑龙江、山东和浙江，分别为 91.8、78.7、72.3、61.1 和 58.1 万千瓦；年发电量排名前 5 名的省份是广东、山东、浙江、江苏和安徽，分别为 206.6、180.2、143.8、133.9 和 117.4 亿千瓦时。

第三章 电力工程建设

2021 年，全国全口径电力工程建设投资完成 1.05 万亿元，同比增长 2.9%。十几年来，电力投资总体呈增长态势，“十二五”期间年均投资约为 7800 亿元，“十三五”期间年均投资约为 8800 亿元，2021 年是近十年电力投资的最高水平。

一、电源建设

电源建设扎实推进。2021 年全年电源工程建设投资完成 5530 亿元，同比增长 4.5%，其中水电 988 亿元，同比降低 7.4%；火电 672 亿元，同比增长 18.3%；核电 538 亿元，同比增长 41.8%；风电 2478 亿元，同比降低 6.6%。



图 3-34 2015-2021 年电源建设投资完成情况及同比

来源：中国电力企业联合会

二、电网建设

电网建设稳步恢复。2021 年，电网工程建设投资完成 4951 亿元，同比增长 1.1%。分类型看，直流工程投资同比下降 28.7%，

其中， ± 800 、 ± 500 千伏电网投资同比分别下降 24.8%、87.3%，部分直流工程陆续竣工投产导致在建项目减少。交流工程投资同比增长 5.6%，其中，1000 千伏、500 千伏、330 千伏、220 千伏和 110 千伏等级电网投资同比分别增长 68.8%、4.7%、5.4%、16.4%和 17.8%；750 千伏电网投资同比下降 11.2%。



图 3-35 2015-2021 年电网建设投资完成情况及同比

来源：中国电力企业联合会



图 3-36 2015-2021 年线路回路长度、公变设备容量及增速

来源：中国电力企业联合会

2021 年，全国新增 220 千伏及以上输电线路回路长度为 3.2 万千米，同比减少 8%。220 千伏及以上输电线路回路长度达 84.34 万千米，同比增长 3.8%；全国新增 220 千伏及以上变电设备容量（交流）24334 万千伏安，同比增长 9.2%；公用变电设备容量达 49.39 亿千伏安，同比增长 5%。

三、重点工程建设

2021 年，我国多项大规模、高难度的世界级电力工程竣工投产，创造了多项“世界第一”、“国内首个”和“全球首次”，为世界电力工程建设树立了新标杆，对我国增加清洁能源供给、提高环保效益，优化能源结构等具有十分重大的意义。

表 3-1 2021 年我国投产重点电力工程概况

名 称	容量 (万 kw)	投资 (亿元)	地点	项目特色	目前状态
白鹤滩水电站	1600	约 1800	四川、云南 交界	装机规模全球 第二大水电站	全部吊装完 成，首批机组 投产发电
乌东德水电站	1020	约 1000	四川、云南 交界	装机规模全球 第六大水电站	全部机组投产 发电
阳江沙扒海上风 电项目	170	约 350	广东	国内首个百万 千瓦级海上风 电项目	全容量并网发 电
如东海上风电项 目	80	约 143	江苏	我国首个柔性 直流海上风电 项目	全容量并网发 电
大丰 H8-2 海上 风电项目	30	约 50	江苏	国内离岸最远 海上风电项目	全容量并网发 电

第三篇 电力篇

田湾核电站三期	223.6	约 500	江苏	国内 M310 压水堆核电机组收官之作	全面建成投产
雅中—江西±800千伏特高压直流工程	800	244	途经四川、云南、贵州、湖南和江西	连接雅砻江中游水电基地和华中电网。	竣工投产
陕北—湖北±800千伏特高压直流工程	800	185	途经陕西、山西、河南、湖北	将陕西丰富的风、光、火电打捆直送湖北负荷中心	启动送电

来源：北极星电力网

第四章 电力市场化改革

一、电力市场交易情况

全国市场交易电量保持快速增长势头。2021 年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 3.78 万亿千瓦时，同比增长 19.3%，占全社会用电量比重为 45.5%，同比提高 3.3 个百分点。省内交易电量（仅中长期）合计为 3.08 万亿千瓦时，其中电力直接交易 2.85 万亿千瓦时、绿色电力交易 6.3 亿千瓦时、发电权交易 2038.8 亿千瓦时、抽水蓄能交易 117.6 亿千瓦时、其他交易 83 亿千瓦时。省间交易电量（中长期和现货）合计为 7027.1 亿千瓦时，其中省间电力直接交易 1890.1 亿千瓦时、省间外送交易 5037.5 亿千瓦时、发电权交易 99.5 亿千瓦时。

三大电网市场交易电量情况。2021 年，国家电网区域各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 2.91 万亿千瓦时，占该区域全社会用电量的比重为 44.5%，其中北京电力交易中心组织完成省间交易电量合计为 6379 亿千瓦时；南方电网区域各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 6702.8 亿千瓦时，占该区域全社会用电量的比重为 46.6%，其中广州电力交易中心组织完成省间交易电量合计为 590.4 亿千瓦时；内蒙古电力交易中心累计组织完成市场交易电量 1913.1 亿千瓦时，占该区域全社会用电量的比重为 61%。

中长期交易电量同比增长超 20%。2021 年，全国电力市场

中长期电力直接交易电量合计 3.04 万亿千瓦时，同比增长 22.8%。其中，省内电力直接交易电量合计为 2.85 万亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为 1890 亿千瓦时，分别占全国电力市场中长期电力直接交易电量的 93.8%和 6.2%。

二、电力市场建设

1. 国家电力市场建设加快

11 月 24 日，中央全面深化改革委员会第二十二次会议审议通过《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》。会议指出，“要健全多层次统一电力市场体系，加快建设国家电力市场，引导全国、省（区、市）、区域各层次电力市场协同运行、融合发展，规范统一的交易规则和技术标准，推动形成多元竞争的电力市场格局。”

我国已初步形成在空间范围上覆盖省间、省内，在时间周期上覆盖多年、年度、月度、月内的中长期交易及日前、日内现货交易，在交易标的上覆盖电能量、辅助服务、合同、可再生能源消纳权重等交易品种的全市场体系结构。目前省间、省内中长期市场已较为完善并常态化运行。

2. 省间电力交易体系基本建成

《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》于

2021 年 9 月正式印发，为市场主体参与跨区跨省电力中长期交易提供依据。细则在年度、月度交易的基础上，增设月内（周、多日）交易。南方区域跨区跨省市场首次开展周电力交易品种。

现货市场方面，11 月，国家电网印发了《省间电力现货交易规则（试行）》，计划在国家电网公司和内蒙古电力公司范围内启动试点交易。此次规则不仅放开售电公司、电网代购、电力用户参与省间电力现货交易，市场范围由跨区域省间扩大到所有省间，还将市场定位在利用省间通道剩余输电能力，开展省间日前、日内电能量交易的省间电力现货交易，通过市场化手段调动全网资源余缺互济。实现日前 96 点、日内 2 小时滚动交易的时间维度，覆盖多种能源的电量交易，对建立完整的电力市场体系起到了重要的衔接和支撑作用。其运行标志着我国完整、统一的省间电力交易体系已经基本建成。

3. 售电侧改革持续推进

11 月，国家发展改革委、国家能源局正式印发《售电公司管理办法》，用以替代已经执行了 5 年的《售电公司准入与退出管理办法》。新版管理办法明确了售电公司注册条件、注册程序及相关权利与义务等内容。其有三个亮点，一是注册条件和注册程序更有针对性，二是更加注重售电公司动态管理和风险管理，三是启动保底售电服务，衔接电网企业代理购电机制。

增量配电业务改革方面，国家发展改革委、国家能源局批复

了五批 459 个增量配电业务改革试点项目。《2021 年增量配电发展研究白皮书》显示，有 292 个试点完成配电网规划编制，300 个试点确定业主，240 个试点业主单位通过工商注册，224 个试点公布股比，220 个试点确定供电范围，185 个试点取得电力业务许可证。

4. 辅助服务市场建设稳步推进

2021 年辅助服务市场建设速度加快，运营规则持续完善。全国 6 个区域电网和 30 个省级电网已启动电力辅助服务市场，实现各区域、省级辅助服务市场全面覆盖，电力辅助服务市场体系基本建立。国家能源局 11 月发布的《关于强化市场监管 有效发挥市场机制作用促进今冬明春电力供应保障的通知》，要求激发需求侧等第三方响应能力，结合用户侧参与辅助服务市场机制建设，全面推动高载能工业负荷、工商业可调节负荷、新型储能、自备电厂、电动汽车充电网络、虚拟电厂、5G 基站、负荷聚合商等参与辅助服务市场。国家能源局 12 月印发了《电力辅助服务管理办法》和《电力并网运行管理规定》，对电力辅助服务主体、交易品种以及补偿与分摊机制做了补充深化。新增了新能源等发电侧主体、新型储能、负荷侧并网主体等并网技术指导及管理要求，新增了转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷等辅助服务品种，建立用户参与的分担共享机制。浙江成为国内首个引入第三方主体开展旋转备用品种交易的电力辅助服务市场。

第五章 2022 年电力市场展望

一、电力消费需求预测

分产业看：第一产业方面，习近平主席在 2021 年 12 月召开的中央农村工作会议上强调：“为应对各种风险挑战，必须着眼国家战略需要，稳住农业基本盘、做好‘三农’工作，确保稳产保供，确保农业农村稳定发展。中国人的饭碗任何时候都要牢牢端在自己手中”。为保障粮食安全，国家采取了耕地保护，污染耕地修复等一系列应对措施，不断改善生态环境；建立起了生态保护政策体系，全力做好化肥生产用能保障。此外，近年来我国在农村电网改造方面保持较大投资力度，农村电气化水平持续提升，为 2022 年第一产业用电量增长提供了坚实支撑。

第二产业方面，国家发展改革委、工业和信息化部在 2021 年 12 月印发的《关于振作工业经济运行 推动工业高质量发展的实施方案》中提出了 16 条推动工业高质量发展的举措。其中，第四条提出要促进重大项目落地见效，加快“十四五”规划重大工程、区域重大战略规划及年度重大项目实施，推进具备条件的重大项目抓紧上马，能开工的项目尽快开工建设，在建项目加快建设进度，争取早日竣工投产。同月，工业和信息化部等部门印发了《“十四五”原材料工业发展规划》，提出粗钢、水泥等重点原材料大宗产品产能只减不增；钢铁、有色金属、建材等重点行业能源消耗总量、碳排放总量控制取得阶段性成果。预计 2022 年

第二产业总体仍将保持一定增长水平，但产业内部用电增长形势分化，高技术及装备制造业用电量增速将继续呈现高增长态势，化工建材等高载能行业用电将继续走低甚至负增长。

第三产业方面，2021 年，受多地疫情散发等因素影响，第三产业用电量增速在下半年有所放缓，其中交通运输、住宿和餐饮等接触型服务业增速放缓较多。2022 年，随着国内疫情精准防控和多款新冠治疗药物的上市，疫情对服务业等带来的负面影响有望继续减弱。同时，国家在服务贸易、金融、电信、交通、旅游、教育等多个领域将进一步提升开放水平，促进服务业生产消费。综合判断，预计 2022 年第三产业用电量将实现较快增长。

城乡居民生活方面，2021 年 11 月，国务院正式批复的《“十四五”公共服务规划》将普惠性非基本公共服务和高品质多样化生活服务纳入规划范围。同年 12 月召开的国务院常务会议决定，2022 年将继续实施部分个人所得税优惠政策。同时，2022 年国家将加快释放重点领域消费潜力，鼓励开展新能源汽车、智能家电、绿色建材下乡行动，鼓励有条件的地方推出新一轮家电以旧换新行动，加快智能家电和新能源汽车的推广应用。上述政策将成为助力 2022 年城乡居民生活用电量增长的主要因素。

综合分析，考虑国内外经济形势、电气化水平、上年基数前后变化等因素，结合中电联等机构的预测结果，**预计 2022 年全年全社会用电量增长 5%~6%；各季度增速总体呈逐季上升态**

势。预计上半年全社会用电量同比增长 4%~5%，下半年同比增长 6.5%~7.5%。

二、电力生产供应预测

1. 全国装机规模

“双碳”目标下，能源电力将加快低碳转型，实现绿色发展。2021 年，国家相关部门组织开展了整县（市、区）屋顶分布式光伏开发，并加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的新能源大基地建设。目前，第一批约 1 亿千瓦大型风电光伏基地项目在 2021 年底已开工约 7500 万千瓦，其余项目已在 2022 年一季度开工。在新能源快速发展带动下，2022 年基建新增装机规模或将达到历史新高，中电联预计全年全国基建新增发电装机容量 2.3 亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机投产 1.8 亿千瓦左右。

根据中电联等权威机构的预测，2022 年底全国发电装机容量将达到 26 亿千瓦左右，同比增长 9%左右。非化石能源发电装机合计将达到 13 亿千瓦左右。其中，水电 4.1 亿千瓦、并网风电 3.8 亿千瓦、并网太阳能发电 4 亿千瓦、核电 5557 万千瓦、生物质发电 4500 万千瓦左右。煤电装机容量 11.4 亿千瓦左右。在水电出力正常情况下，预计全年煤电发电设备利用小时 4400~4500 小时，煤电发电量占全国总发电量比重将降至 58%左右。

2. 电力生产要素

电煤供需总体平衡，部分地区可能存在时段性紧张。从供给端看，一方面，国家发改委要求煤炭中长期合同签订范围扩大，供应方原则上覆盖所有核定产能 30 万吨/年及以上的煤炭生产企业，需求方首次实现发电供热用煤全覆盖；另一方面，中央煤炭企业将聚焦拓展增量，优化存量，加快释放优质煤炭产能。煤炭进口方面，俄罗斯对我国出口煤炭主要在远东地区，受战争影响较小。但日韩等国进口俄煤受限后，需求将转向印尼、澳大利亚等国市场，国际货源更加紧张，进口煤炭价格或将继续走高。从需求端看，2022 年国家着力稳定宏观经济基本面，保持经济运行在合理区间，全国电力消费仍将保持一定增长水平，煤电发电量以及电煤消耗量仍将保持一定增长。但在水电出力不确定，以及风、光投产规模及进度不确定的情况下，煤电发电量存在一定的不确定性。根据中电联等机构的研究，初步判断，2022 年电煤供需形势总体将比 2021 年缓和。考虑到部分地区煤炭产能释放受限，部分时段仍然存在时段性电煤供应偏紧的可能性。

发电用天然气供需偏紧。从供给端看，国产气加速开采叠加进口气源多元化，在一定程度上保障了天然气供应。同时，随着国家管网公司成立、LNG 接收站接卸储存能力不断加强，上下游价格联动机制不断完善，总体供应能力将显著增强。进口方面，随着欧美各国对俄罗斯实施的制裁措施逐步升级，国际石油天然气市场的供求关系进一步恶化，石油天然气价格将剧烈波动并保

持高位，对我国油气进口造成不利影响。从需求端看，在经济稳增长政策下，工业用气预计将保持中高速增长水平；“双碳”目标下，“煤改气”快速推进，对天然气的需求继续增加。根据中电联等机构的研究，初步判断，2022 年国内天然气供需形势总体较 2021 年有所缓解。但我国天然气进口依存度较高，受全球政治经济局势动荡的影响较大，全球天然气供应紧张的风险，可能对广东、江苏、浙江等气电大省的天然气供应造成影响。迎峰度冬期间，在大范围寒潮天气下，为保障民生用气，天然气供应可能存在时段性紧张，也将影响到燃气机组顶峰发电能力。

2021 年底全国重点流域水电厂蓄能值同比总体持平，预计 2022 年南网经营区来水总体偏枯。2021 年底，国家电网公司经营区重点水电厂蓄能值 312 亿千瓦时，同比增加 14 亿千瓦时。南方电网公司经营区水电蓄能全网水电蓄能 500 亿千瓦时，同比减少 16 亿千瓦时；中电联预计 2022 年来水总体偏枯，与多年平均相比，红水河偏枯 2.5 成（同比多 1 成）、乌江偏枯 3 成（同比少 2 成）、澜沧江偏枯 2.5 成（同比持平）、金沙江偏枯 0.5 成（同比持平）。

三、电力供需形势预测

随着我国产业及消费结构的持续调整升级，冬夏负荷逐步呈现双高峰特征。世界疫情仍在持续，外部形势更加复杂多变。受宏观经济、气候变化、燃料供应等多方面因素叠加影响，电力供

需形势存在较大的不确定性。综合考虑新投产装机、跨省跨区电力交换、发电出力及合理备用，结合中电联等机构的预测结果，预计**2022**年全国电力供需总体平衡，迎峰度夏和迎峰度冬期间部分区域存在电力缺口。

迎峰度夏期间，电力供需总体平衡，高峰时段部分地区电力供需偏紧，中电联预计全国最大电力缺口或将达到**4000**万千瓦左右。分区域看，华北、东北、西北区域电力供需基本平衡；华东、华中、南方区域电力供需偏紧，存在电力缺口。省级电网中，江苏、浙江、安徽、蒙西、湖北、湖南、四川、重庆、广东、广西、云南、贵州等在高峰时段存在电力缺口。

迎峰度冬期间，电力供需总体平衡，高峰时段部分地区电力供需偏紧，中电联预计全国最大电力缺口可能达到**5000**万千瓦左右。分区域看，华北、东北区域电力供需基本平衡；华东、华中、西北区域电力供需偏紧，存在电力缺口；南方区域电力供需形势较为严峻，存在电力电量缺口。省级电网中，江苏、浙江、安徽、江西、陕西、甘肃、青海、四川、重庆、广东等在高峰时段存在电力缺口，广西、云南、贵州存在电力和电量缺口。

第六章 需要关注的几个问题

一、2022 年电力消费增长的支撑因素

支撑 2022 年电力消费增长的因素主要有：

一是中央经济工作以稳为主。2022 年中央将继续坚持稳字当头、稳中求进工作总基调，统筹疫情防控和经济社会发展，做好“六稳”、“六保”工作，保持经济运行在合理区间，迎接党的二十大胜利召开。2021 年 12 月召开的中央经济工作会议要求，社会各方要积极推出有利于经济稳定的政策，政策发力适当靠前。经济稳增长将为 2022 年社会用电量增长提供最主要的支撑。中科院预测科学中心预计 2022 年中国 GDP 增速在 5.5%左右。

二是国民经济循环保持畅通。2021 年 12 月中央政治局会议要求，2022 年要坚定实施好扩大内需战略，多措并举促进消费持续恢复。同月召开的中央经济工作会议指出，结构政策要着力畅通国民经济循环，要深化供给侧结构性改革，重在畅通国内大循环，重在突破供给约束堵点，重在打通生产、分配、流通、消费各环节；全国商务工作会议强调，2022 年要聚焦促进消费持续恢复，推动畅通国内大循环，提升传统消费能级，加快新型消费发展，办好消费促进活动，补齐城乡流通短板，加快建设现代流通体系，促进消费升级，增强消费对经济发展的基础性作用。

三是基础建设领域投资加大。2021 年中央经济工作会提出，2022 年要继续实施积极的财政政策和稳健的货币政策，保证财

政支出强度，加快支出进度，实施减税降费政策，适度超前开展基础设施投资；同年 12 月召开的全国财政工作会议强调，2022 年要充分挖掘国内需求潜力，发挥财政稳投资促消费作用，拉动有效投资。财政部、国家发改委提前下达了 2022 年 1.46 万亿元的新增专项债限额，并明确了交通、能源、农林水利等 9 大投向领域。2022 年 1 月召开的国务院常务会议提出，要加快推进“十四五”规划《纲要》确定的 102 项重大工程项目和专项规划重点项目实施，扩大有效投资。

四是电能绿色替代持续推进。一方面，中央经济工作会议指出，要科学考核，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量；另一方面，我国将加快产业发展绿色化，积极实施节能低碳行动，进一步推动以电力为中心的现代能源体系建设，工业生产制造、交通运输、居民采暖及农业等领域的电能替代力度和范围将继续加大，我国电气化水平进一步提升。中电联预计 2022 年电能替代电量规模或将超过 2000 亿千瓦时。

二、2022 年电力消费增长的制约因素

制约 2022 年电力消费增长的因素主要有：

一是国外货币政策影响我国经济。疫情发生以来，为刺激经济，美国等西方国家大规模扩大财政支出，并通过量化宽松政策释放了大量流动性。在宽松政策刺激下，美国通货膨胀明显加剧，达到 40 年来的最高水平。为缓解本国通胀形势，美联储于当地

时间 3 月 17 日宣布加息 25 个基点，并预计今年还将加息 6 次，货币政策开始转向紧缩。美国等发达国家货币政策的转向将导致新兴市场与发展中国家面临资本外流、汇率贬值、经济增速放缓的冲击。如果美国货币政策的收紧速度超出市场预期，给我国经济发展带来的负面冲击将更为凸显。

二是国内经济发展面临较大压力。总体而言，我国经济发展面临需求收缩、供给冲击、预期转弱三重压力。从部分宏观经济指标来看，固定资产投资两年平均增速从 2021 年上半年的 4.4% 下降至全年的 3.9%；社会消费品零售总额两年平均增速从 2021 年上半年的 4.4% 下降至全年的 3.9%；规模以上工业增加值两年平均增速从 2021 年上半年的 7% 下降至全年的 6.1%。中国人民银行 2021 年第四季度问卷调查显示，企业家宏观经济热度指数为 37.3%，比上季度下降 2.6 个百分点；银行家宏观经济热度指数为 35.3%，比上季度下降 3.4 个百分点。2022 年以来，吉林省、上海市相继出现大规模爆发性疫情，其他地区仍呈现多点散发态势，国内整体疫情防控形势已经达到自 2020 年疫情爆发以来最严峻的时期。二季度长三角地区疫情形势加剧将对上半年国内经济发展造成较大影响，给全年经济发展造成一定压力。

三是国际出口增长仍有不确定性。2021 年中央经济工作会议指出，在世纪疫情冲击下，百年变局加速演进，外部环境更趋复杂严峻。疫情时代全球产业链、供应链的调整，将给我国进出口带来较大的不确定性。2021 年 12 月发布的制造业 PMI 新出口

订单指数为 48.1%，较 11 月下降 0.4 个百分点，持续低于 50%“荣枯线”，显示出我国出口存在下行压力。2022 年，随着全球疫情防控常态化，世界主要出口国家的生产恢复进程将好于 2021 年，我国出口市场占有率存在下滑压力，出口增速或将趋缓。

三、1439 号文件对电力市场的影响

2021 年 10 月，国家发展改革委印发发改价格〔2021〕1439 号文件《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，明确有序放开全部燃煤发电电量上网电价，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价，上下浮动原则上均不超过 20%，电力现货价格不受上述幅度限制。有序推动工商业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电，取消工商业目录销售电价。居民、农业用电执行现行目录电价政策。

与 2019 年出台的《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》中“浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则不超过 15%”相比，市场交易价格浮动范围扩大，能够基本覆盖煤炭长协与现货价格综合涨幅，有助于缓解煤电企业经营困难。目前，市场化电量占煤电总发电量超 70%，大约 44%的工商业用电量已通过参与市场形成用电价格。此举明确推动其余 30%的燃煤发电电量全部进入电力市场，进而带动其他类型电源发电量进入市场，为全面放开发电侧上网电价奠定坚实基础，也对加快推动发用电计划改革、售电侧体制改革等其他电力体制改革发挥

重要作用。

《通知》同时明确，尚未进入市场的用户，10千伏及以上的用户要全部进入，对暂未直接从电力市场购电的用户由电网企业代理购电。目前，国家电网、南方电网和内蒙古电网均已出台相应举措积极服务未直接从电力市场购电的用户。此外，全国首个电网企业代理购电挂牌交易结果于2021年11月出炉，国网安徽电力公司代理购电挂牌总量21.27亿千瓦时，成交电价0.4613元/千瓦时。

电网企业规范开展代理购电有利于燃煤发电电量市场化政策的平稳落地，在保障居民、农业用电价格水平稳定的前提下，有序推动工商业用户参与电力市场，有利于建立科学的电价传导机制，并为未来开展电力市场建设奠定了坚实基础。

四、相关政策对新能源项目建设的影响

2021年5月31日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于做好新能源配套送出工程投资建设有关事项的通知》。《通知》提到，优先电网企业承建新能源配套送出工程，满足新能源并网需求，确保送出工程与电源建设的进度相匹配。对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的新能源配套送出工程，允许发电企业投资建设，缓解新能源快速发展并网消纳压力。发电企业建设的新能源配套工程，经电网企业与发电企业双方协商同意，可在适当时机由电网企业依法依规进行回购。

新能源配套送出工程等涉电网的业务一般由电网企业建设，但出于规划和资金的问题，目前新能源的送出渠道仍不通畅。风电与光伏等新能源出力具有较强的不确定性和不可控性，需要大量区域内输电网和智能增量配电网、智能微网的投资支撑和建设。《通知》的落地或将扭转持续下降的电网投资形势，对新能源消纳形成实质性利好。

7月，国家发展改革委、国家能源局印发的《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》明确，在电网企业承担风电和太阳能发电等可再生能源保障性并网责任以外，仍有投资建设意愿的可再生能源发电企业，鼓励在自愿的前提下自建储能或调峰资源增加并网规模。为鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设，《通知》要求超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率15%的挂钩比例（时长4小时以上）配建调峰能力，按照20%以上挂钩比例进行配建的优先并网。配建比例2022年后根据情况适时调整，每年公布一次。

在可再生能源呈现良好发展势头的背景下，保障并网和消纳是推动行业高质量发展的重要措施之一，《通知》明确提出了鼓励可再生能源发电企业自建合建、购买调峰资源等方式，以及增加并网规模的政策措施和运行管理要求，有利于促进风电、太阳能发电等可再生能源大力发展和充分消纳。

五、“三改”联动对煤电企业的影响

2021年10月29日，国家发展改革委、国家能源局印发《全国煤电机组改造升级实施方案》。《方案》提出的主要目标如下：对供电煤耗在300克标准煤/千瓦时以上的煤电机组，应加快创造条件实施节能改造，对无法改造的机组逐步淘汰关停，并视情况将具备条件的转为应急备用电源。“十四五”期间改造规模不低于3.5亿千瓦；鼓励现有燃煤发电机组替代供热，积极关停采暖和工业供汽小锅炉，对具备供热条件的纯凝机组开展供热改造，在落实热负荷需求的前提下，“十四五”期间改造规模力争达到5000万千瓦；存量煤电机组灵活性改造应改尽改，“十四五”期间完成2亿千瓦，增加系统调节能力3000~4000万千瓦，促进清洁能源消纳。“十四五”期间，实现煤电机组灵活制造规模1.5亿千瓦。煤电机组改造升级是提高电煤利用效率、减少电煤消耗、增加煤电机组收益、促进清洁能源消纳的重要手段，对推动碳达峰碳中和目标如期实现具有重要意义。对煤电企业而言，在响应国家政策、积极进行“三改”联动的同时，要把握好升级改造节奏，科学有序进行，不能一拥而上。针对不同区域的电源禀赋应选择不同的技术路线，因地制宜进行“三改”项目实施，防止“一刀切”。同时，机组改造升级需要投入大量资金，而目前各省对改造成本疏导普遍缺少指导性政策，对此，一方面煤电企业在改造项目立项过程中要加强技术经济分析，审慎决策，避免造成资源浪费；另一方面要积极建言献策，推动地方改

造激励政策切实落实到煤电企业，加快构建辅助服务市场等调节性资源市场，推动容量电价等基础性保障措施落地，平稳实现煤电机组由“电量型”电源向“电力型”、“服务型”电源的过渡。

国家能源集团技术经济研究院

第四篇 碳市场篇

2021 年，全球碳排放权交易市场出现诸多具有里程碑意义的进展，碳市场覆盖规模和地区进一步扩大，各大碳市场活跃度显著提升，总交易量同比增长 18.5%。总的来看，全球低碳政策机制逐渐完善，市场信心持续走强。国际方面，主要国家碳减排政策目标不断强化，叠加全球能源危机爆发，主要碳市场价格均呈现大幅上涨，其中欧盟碳价全年涨幅高达 118%，北美及新西兰碳市场碳价全年涨幅也高达 70% 以上，韩国碳市场碳价全年涨幅为 40%。国内方面，2021 年 7 月 16 日全国碳市场正式上线交易，首批纳入 2162 家发电企业，覆盖碳排放量约 45 亿吨，一举成为全球覆盖碳排放量最大的碳排放权交易市场。

2022 年，俄乌冲突导致国际地缘政治紧张局势加剧，全球能源供需矛盾短期内难以缓解，多重因素交织影响下国际碳市场走势呈现较大不确定性。国内方面，在行业覆盖范围、碳配额总量管控及分配方式、CCER 重启等方面，仍需持续开展市场制度机制的建设完善，如何有效提升市场活跃度成为各方关注重点。

第一章 国外主要碳市场 2021 年运行情况

一、总体情况

目前，全球范围内主要碳排放权交易体系包括欧盟碳市场、英国碳市场、美国区域温室气体倡议（Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI）、加州-魁北克碳市场、韩国碳市场、新西兰碳市场、中国全国统一碳市场和试点地区碳市场等(如图 4-1 所示)。截至 2021 年，全球共有 33 个碳排放权交易体系已投入运行，涉及电力、工业、航空、建筑等多个行业，覆盖国家和地区的 GDP 总量约占全球总量的 54%，人口总数约占全球总人口的 1/3，温室气体排放总量约占全球总量的 16%以上，通过拍卖配额累计筹集超 1030 亿美元资金。（如表 4-1 所示）



图 4-1 2021 年全球碳市场地图

来源：国际碳行动伙伴组织（ICAP）2021 年度报告

表 4-1 全球主要碳交易体系覆盖行业及覆盖率

序号	名称	碳排放覆盖率	覆盖行业						
			电力	工业	建筑	交通	航空	废弃物	林业
1	新斯科舍省	82%	●	●	●*	●*			
2	魁北克省	78%	●	●	●*	●*			
3	加利福尼亚州	75%	●	●	●*	●*			
4	韩国	74%	●	●	●		●	●	
5	新西兰	51%	●	●	●*	●*	●*	●	●
6	哈萨克	41%	●	●					
7	中国	40%	●						
8	德国	40%			●*	●*			
9	墨西哥	40%	●	●					
10	欧盟	39%	●	●			●		
11	中国试点地区	32%		●	●(京沪深)	●(京沪深)	●(闽粤沪津)		
12	英国	31%	●	●			●		
13	埼玉县	20%		●	●				
14	东京市	20%		●	●				
15	马萨诸塞州	11%	●						
16	区域温室气体倡议	10%	●						
17	瑞士	10%	●	●			●		

来源：国际碳行动伙伴组织（ICAP）2021 年度报告。

说明：1）在上游覆盖排放源的体系以星号（*）表示；

2）当行业有至少一部分控排企业面临明确的履约义务时，该行业被视为覆盖行业；

3）由于纳入门槛等限制，通常并非该行业所有的设施、温室气体类型或工艺都被纳入碳市场进行监管；

4）中国地方自 2013 年起陆续启动的碳交易试点均覆盖了电力行业，但随着国家碳市场的启动，重合的履约单位将纳入国家碳市场。

尽管新冠疫情给全球经济带来极大不确定性，但截至目前政府和企业在应对气候变化的承诺方面均未有所动摇。就总体而言，新冠疫情对碳市场的影响较为有限，经济活动的减少虽然造成全球大多数碳市场碳配额价格暂时下降，但都能够在短期内快速修复，显示了碳市场价格或供应调整机制在面对外部冲击时在维持系统运行稳定方面具有较强的韧性。此外，新冠疫情对核证自愿减排市场的影响也总体较为有限，企业希望借助核证自愿减排量来实现其部分气候目标的意愿仍旧在不断强，因此核证自愿减排市场有望继续呈现快速增长态势。

2021 年全球各大碳市场价格均呈现较大幅度的上涨，其中欧盟碳价全年涨幅高达 118%，北美及新西兰碳市场碳价全年涨幅也高达 70% 以上，韩国碳市场碳价全年涨幅为 40%。此外，2021 年我国全国碳市场、德国国家碳市场以及 RGGI 弗吉尼亚州也正式加入全球碳市场行列，全球碳市场覆盖碳排放规模和地区进一步扩大，且各大碳市场也呈现出前所未有的活跃度，总交易量同比增长 18.5%。继我国在 2020 年 9 月 22 日提出“双碳”目标后，日本、韩国、新西兰也纷纷提出或更新了各自的碳中和目标及时间进度表。总的来看，全球低碳政策机制逐渐完善，碳排放权交易的市场信心持续走强。

二、欧洲碳市场

2021 年欧盟碳市场进入了第四个交易阶段（2021-2030 年），

碳期货结算价由年初的 33.56 欧元/吨一路上涨至 73.28 欧元/吨，全年涨幅为 118%。在第四阶段，欧盟碳市场减排要求更为苛刻（55%的减排目标），2021 年配额总量进一步缩减至 15.72 亿吨/年，配额总量的减少叠加疫情后的复工复产、市场投机者的看涨情绪以及英国（碳配额净出口国）脱离欧盟碳市场等，共同奠定了 2021 年欧盟碳价格上涨的主基调。欧盟天然气短缺直接导致了能源价格的上涨，由于此轮天然气价格的上涨，欧盟电力供应商纷纷转向煤电，煤炭的高碳属性使得欧盟总体碳排放量增多，从而推动了碳价格的进一步上涨。2020 年底，英国政府发布的能源白皮书提出英国将从 2021 年 1 月 1 日起正式拥有本国的排放权交易体系（UK ETS）。在脱离欧盟体系后，英国碳市场允许的排放上限较欧盟碳市场低 5%。英国碳市场在 2021 年半年的运行时间内，碳价基本保持在欧盟碳价之上，从 5 月开盘时的 52.47 欧元/吨稳步上升至 87.98 欧元/吨，碳价涨幅达到 68%。

1. 欧盟

欧盟碳市场于 2005 年启动，是全球启动最早的碳市场，也是目前全球发展最为成熟和交易最为活跃的碳市场。其覆盖范围涵盖了欧盟经济区内电力、制造业和航空业约 40%的排放。2021 年，欧盟碳市场进入第四阶段，将年度总量折减因子由第三阶段的 1.74%提高至 2.20%，修订制造业免费分配的基准值，并创立创新基金和现代化基金。其中，创新基金主要旨在为创新低碳技术商业化试点提供资金支持，侧重项目试点示范；现代化基金主

要旨在为欧盟 10 个较低收入国家提供碳中和转型所需资金，帮助实现能源系统现代化并提升能源效率。

欧盟碳市场自启动以来，配额总量逐步缩减，市场机制日益完善。在前两个阶段（2005-2012 年），碳市场配额总量采用自下而上的方式确认，之后转为由欧盟确定统一的排放总量，且在第三、四阶段分别按照年均下降 1.74% 和 2.20% 的幅度来收紧配额。同时，为了稳定市场预期，避免碳价大幅波动，欧盟碳市场还建立市场稳定机制（MSR），一方面可以减少市场上流通的碳配额数量，降低碳价暴跌风险；另一方面，配额的储备与预存机制经逐步完善，从不允许跨期使用到阶段内剩余配额储备可留到未来阶段使用，避免碳价短期大幅波动。（如图 4-2 所示）



图 4-2 欧盟碳市场配额总量与核证碳排放量

来源：欧盟委员会

2021 年欧盟碳市场活跃度有明显提升，成交量同比增长 12.8%，且以期货交易为主。2021 年欧盟碳市场排放配额（拍卖、现货和期货）累计成交 113.75 亿吨，其中欧盟碳市场第四阶段排放配额现货累计成交 6229.40 万吨，累计成交额 33.69 亿欧元。

2021 年欧盟碳配额期货累计成交 107.13 亿吨，碳配额期货交易占绝对主导。其中，洲际交易所（ICE）的欧盟碳期货交易量为 100.48 亿吨，单个交易日成交量最高 1.10 亿吨，日平均成交 3806.14 万吨；加权平均结算价 55.63 欧元/吨。此外，核证减排量期货累计成交 79.10 万吨，累计成交额 30.93 万欧元。

受宏观政策、能源市场波动等多重因素影响，2021 年欧盟碳配额期货价格迭创新高。严苛的减排目标叠加越演越烈的天然气短缺影响，致使 2021 年欧盟碳市场空前活跃，碳配额期货价格迭创新高，成交量、成交额远超其他碳市场。欧盟碳价由 2021 年 1 月 1 日的 33.56 欧元/吨一路上涨至 2021 年 12 月 31 日的 73.28 欧元/吨，全年涨幅为 118%。

积极引领全球应对气候变化是长期以来推动欧盟碳市场不断发展的重要动力和政策目标，并支撑了欧盟碳配额价格长期走强的市场预期。2020 年底，欧盟再次更新和提升中长期碳减排目标，欧洲各国政府首脑通过协议，同意将欧盟的 2030 年减排目标从较 1990 年水平下降 40%提高到 55%。该协议与欧盟委员会在 2020 年 9 月的提议一致，即进一步提升 2030 年的减排目标，并据此调整欧盟碳排放权交易体系，从而确保 2050 年之前实现碳中和。碳市场政策方面，欧盟委员会在 2021 年年中针对碳市场提交修正案，确保欧盟碳市场与欧盟 2030 年的减排雄心目标保持一致，具体体现为：一是继续降低碳排放上限，到 2030 年减少至 43%；二是总量限额的线性折减系数将从原定的 2.20%提

升到 4.20%，同时一次性减少总量配额 1.17 亿吨；三是到 2026 年，将单独制定针对燃料的碳排放交易体系；四是到 2027 年，将逐步取消航空业的免费碳排放配额；五是覆盖范围扩大至建筑供暖和道路交通行业；六是建立碳边境调节税机制以防止碳泄漏。欧盟碳市场制度修正案是一项具有里程碑意义的改革，一次性降低排放上限和更宏远的年度总排放量减少目标彰显其更大的雄心。此外，一揽子政策还包括提议建立单独的建设和交通行业碳市场，加强基准线和碳泄漏规定，包括碳边界调整机制（CBAM）、更新市场稳定储备机制（MSR）参数以及出台旨在解决分配效应和刺激创新的收入使用新规。到第四阶段，欧盟碳市场达成更加严格的 55%减排目标，2021 年配额总量进一步缩减至 15.72 亿吨/年，配额总量的减少、疫情稳定后多数企业复工复产、市场投机者的看涨情绪及英国（碳配额净出口国）脱离欧盟碳市场，这一系列因素奠定了 2021 年度欧盟碳价格上涨的总基调。

欧洲能源市场波动、天然气供应短缺等多重偶发因素叠加，共同推动碳价格急剧攀升。2021 年，受美国对俄罗斯的制裁行动影响，德国政府暂停俄罗斯连接德国的“北溪 2”天然气供应项目审查程序，且来自俄罗斯的其他天然气管道供应也频频受阻，致使欧洲天然气供应短缺，形成“气荒”。欧洲天然气短缺直接导致了能源价格的短期过快上涨，使得欧盟电力供应商纷纷转向煤电，煤炭的高碳属性使得欧盟总体碳排放量增多，从而增

加了市场对碳配额的需求，进而推动了碳价格的短期快速攀升。尤其是冬季到来，供暖需求上升进一步加剧了欧盟“气荒”，使得欧盟碳价直线飙升，2021年12月8日更是达到了88.88欧元/吨历史高位。随后在美国的LNG（液化天然气）强劲供给下，欧盟碳价稍微有所回落，截止2021年欧盟碳市场收盘，碳价格最终锁定在73.28欧元/吨，但年内增幅仍旧高达54.20%。（如图4-3所示）

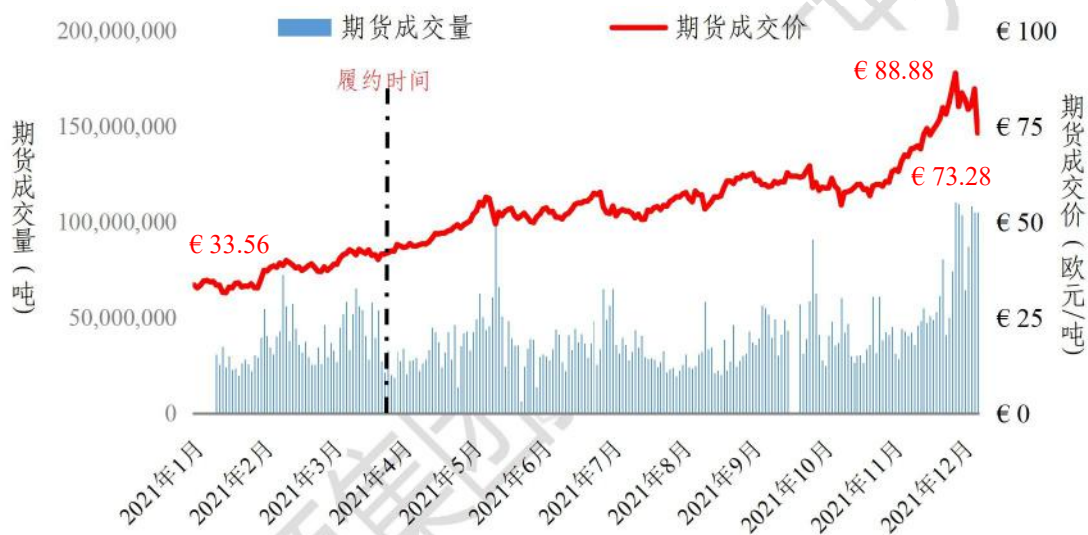


图 4-3 2021 年欧盟碳期货市场交易情况

来源：洲际交易所 ICE

2. 英国

受英国脱欧推动，2021年起英国正式脱离欧盟碳市场，英国境内的碳排放设施不再纳入欧盟碳市场进行管理。2021年5月19日，英国碳市场举行了首次配额拍卖会。英国政府提供了约600万个配额用于拍卖，拍卖结算价格为43.99英镑/吨（合51.14欧元/吨），略低于同一天拍卖的欧盟碳市场配额价格。英国政府计划每两周拍卖一次，截止到2021年12月中旬，英国累

计拍卖 8300 万个配额。

英国碳市场是继欧盟碳市场第三阶段基础上独立启动的配额交易市场，履约截止日期同当前欧盟碳市场一致，即每年 4 月 30 日。2021 年 5 月 19 日，英国碳期货市场正式上线交易，开盘价格为 52.47 欧元/吨，且在刚启动的一段时间能与欧盟碳市场保持较为紧密的趋同效应，但随后受到英国碳市场独立机制影响，英国碳价逐渐与欧盟碳价脱节。到了下半年，随着欧洲能源危机越演越烈，英国碳价也明显受天然气价格快速攀升影响，逐步攀升至 87.98 欧元/吨，年内涨幅高达 67.68%。（如图 4-4 所示）



图 4-4 2021 年英国碳期货市场交易情况

来源：洲际交易所 ICE

三、北美碳市场

1. 美国区域温室气体减排倡议

区域温室气体减排倡议（Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI）于 2003 年 4 月创立，2008 年正式启动碳市场交易，是

美国第一个旨在减少温室气体排放的区域性强制减排组织，共涉及康涅狄格、特拉华、缅因、马里兰、马萨诸塞、新米尔斯海默、纽约、罗德岛和佛蒙特等地区。覆盖范围包括装机容量大于 25MW 且化石燃料占比 50% 以上的电厂，约合上述覆盖区域 95% 的电力碳排放。2021 年 3 月，RGGI 宣布进行“第三次存储配额调整”，下调其排放上限，以解决存储配额过剩的问题。由此，2021-2025 年的排放上限分别减少 16%~18% 不等。

RGGI 的正常履约期限为三年，2009-2020 年共计经历了四个履约期，2021-2030 年进入第五个且为期十年的履约期。RGGI 碳市场覆盖范围持续扩展，2021 年 1 月起弗吉尼亚州在正式加入 RGGI。

RGGI 碳市场的配额发放以拍卖为主，每个季度举行一次拍卖。2021 年，RGGI 碳市场共计拍卖配额 9641 万吨。其中，12 月拍卖价格为 13.0 美元/吨，同比上涨 75%。（如图 4-5 所示）



图 4-5 2021 年 RGGI 季度拍卖情况

来源：RGGI 官网

2. 加州-魁北克碳市场

加州-魁北克碳市场最初起源于北美的西部气候倡议（Western Climate Initiative, WCI），WCI 是 2007 年 2 月由美国七个州和加拿大四个省组成的同盟，旨在构建北美的碳交易市场。但截至目前，WCI 成员只剩下加利福尼亚、新斯科舍和魁北克省。2013 年 9 月，美国加州与加拿大魁北克签署《加州空气资源委员会与魁北克政府关于协调和融合消减温室气体的碳排放交易体系合作协议》。《协议》为合作提供了总体性框架和指导，提出了构建咨询委员会监督和协调双方市场，且约定双方碳交易市场于 2014 年实现对接合作，并于 2014 年 11 月进行了第一联合拍卖。美国加州与加拿大魁北克虽属不同的交易体系，但具有相似的减排目标、控排部门和范围、配额拍卖规则和价格控制机制等，兼容度较高，且通过碳市场对接，双方能够获取更多减排的选择和机会，实现双赢。一方面，由于魁北克的减排目标更加激进，属于碳排放额的净买家，因此魁北克控排企业从加州购买配额，降低碳交易价格和减排成本；另一方面，加州获得出售配额的收入，不仅能弥补其提高的减排成本，还带来额外收益。美国加利福尼亚-加拿大魁北克碳市场的链接，是截至目前全球唯一跨国家和地区之间的联合碳市场。

2006 年加州州长签署《全球气候变暖解决方案法案》（即 AB32 法案），提出 2020 年的温室气体排放要恢复到 1990 年水平，2050 年排放比 1990 年减少 80%，并相继出台了一系列政策，

例如可再生能源配额制、低碳燃油标准和碳交易政策等，为加州碳市场的正式启动提供了必要的条件。

加州碳市场于 2013 年正式启动，可分为四个阶段：第一阶段（2013-2014 年）纳入加州境内年度碳排放量超过 2.5 万吨的大型工业企业、电厂、电力进口商及石油、天然气设施等；第二阶段（2015-2017 年）开始扩大其碳市场覆盖范围，纳入燃料供应商与所有电力进口商，覆盖该州温室气体比例增至 85%。2016 年《SB32 法案》和 2017 年《AB398 法案》和《AB617 法案》的相继出台，进一步提高了碳减排目标，也完善了碳市场的运行规则，为市场提供了长期稳定的政策信号。第三阶段（2018-2020 年）还纳入了天然气、交通燃料和其它燃料的供应企业。加州碳市场配额总量在 2015 年的基础上逐年减少，到 2020 年时为 3.34 亿吨。第四阶段（2021 年-）配额总量递减速率进一步提升，由第三阶段的 3.3% 增加至 4%；对碳价设置了价格上限，其中 2021 年的碳价上限为 65.00 美元/吨；碳价上限为每年增加 5%，考虑通货膨胀影响，2022 年碳价上限为 72.29 美元/吨；抵销机制中还对核证碳信用配额的使用采取进一步限制，比如使用非加州项目的碳减排量进行抵销的比例不得超过抵销配额总量的 50%，同时使用抵销配额最高比例上限从 8% 下降为 4%。

此外，加州-魁北克碳市场的初始配额发放以拍卖为主，且每个季度举行一次。2021 年加州-魁北克碳市场共计拍卖 29951 万吨配额，12 月拍卖成交价格为 28.86 美元/吨，同比上涨 69.86%。

(如图 4-6 所示)



图 4-6 2021 年加州-魁北克季度拍卖情况

来源：California ARB 官网

四、韩国碳市场

2020 年 12 月 30 日，韩国正式向联合国气候变化框架公约秘书处提交了“2030 国家自主贡献”（NDC）和“2050 长期温室气体低排放发展战略”（LEDS）等文件。此前，韩国政府国务会议表决提出争取到 2030 年将温室气体排放量较 2017 年减少 24.4%，至 2050 年实现碳中和，并将当前以化石燃料发电为主的电力供应体系转换为以可再生能源和绿色氢能为主的能源系统。相比韩国之前在哥本哈根气候大会上宣布的 2030 年较 2005 年的排放水平减少 4% 的目标，减排力度显著加强。

2021 年韩国碳市场进入第三阶段，纳入范围、拍卖比例等市场机制建设方面得到进一步优化完善。韩国碳排放交易系统于 2015 年启动，2021 年进入第三阶段，涵盖范围扩大到建筑公司和（大型）运输公司，覆盖实体从约 610 家增至 685 家。由此，2021-2025 年韩国碳市场覆盖二氧化碳当量增至 6.09 亿吨，覆盖

率达到 73.5%，相当于平均年度上限增加了 3.2%。此外，拍卖份额也从第二阶段的 3%增加到第三阶段的 10%。2020 年 4 月，韩国政府修改了《排放交易法》，允许金融公司、机构等第三方参与二级碳市场交易，并从第三阶段开始在韩国交易所交易配额或转换碳抵销单位。2021 年 3 月，韩国政府进一步修改了碳排放交易体系规则，取消对国内和国际碳抵销的区分。相比过去控排主体最多可以在总计 5%的减排补偿中使用一半的份额进行国际碳履约，新规则将允许排放主体从 2022 年开始使用国际信用额度。

受前期市场配额盈余和政府采取稳定市场措施等因素影响，**2021 年韩国碳价格先抑后扬，较 2020 年底上涨 40%**。年初，韩国碳市场开盘价为 21.0 美元/吨。受 2020 年度市场配额盈余影响，碳价一度下跌到 13 美元/吨，叠加第三阶段韩国政府下调了允许企业储存配额上限，随着 2020 年度履约期将近，配额盈余的企业在二级市场进行大量抛售，碳价甚至一度下跌至 9.3 美元/吨。4 月，韩国环境部设定了二级市场的临时底价。据韩国碳市场相关规定，临时价格底线被设定为比前五天的最低交易价格低 10%。此外，同欧盟碳市场一样，韩国碳市场随后也受到了天然气价格上涨的影响，碳价格逐渐恢复至年初价格并进一步上涨至 29 美元/吨，全年累计涨幅为 40%。6 月中旬后，韩国碳市场价格连续震荡上行。至 2021 年 12 月底，相比 6 月 22 日的价格最低点上涨超过了 200%。

2021 年韩国碳市场交易活跃度同比有明显提升，但存在明显“潮汐”现象，即交易目的总体以市场履约为主。成交量方面，由于配额发放仍以年度免费集中发放为主，2021 年成交量达到 0.51 亿吨，同比增长了 16%；而与此同时，2021 年配额总量同比仅增长了 8%。由此可见，2021 年韩国碳市场交易活跃度同比有明显提升。此外，成交量及交易时间分布来看，5~6 月的集中履约期的成交量及活跃度显著高于其他月份。（如图 4-7 所示）



图 4-7 2021 年韩国碳市场交易情况

来源：KRX 市场数据系统

五、新西兰碳市场

2001 年，新西兰通过《2002 年应对气候变化法》，由此正式确立了新西兰碳排放权交易体系的法律框架¹。2008 年，新西兰碳交易体系正式开始运营。新西兰碳市场涵盖了电力、工业、国内航空、交通、建筑、废弃物、林业、农业（农业仅需要报告

¹ 此后，分别于 2008 年、2011 年、2012 年、2020 年进行过修订

排放数据，不需要履行减排义务）等 8 个行业，是目前覆盖行业门类最广的碳市场，且纳入的门槛较低。但由于新西兰农业排放达到国家总排放的 46%，且并未纳入控排范围，因此碳排放权交易体系覆盖碳排放总量仅占温室气体总排放量的 51% 左右，约合 0.38 亿吨。

新西兰曾在 2015 年承诺，2030 年之前将排放总量较 2005 年减少 30%；2019 年底将 2050 年碳中和目标纳入《零碳法案》中，其中非农领域 2050 年实现碳中和，农业领域（生物甲烷）到 2030 年排放量在 2017 年水平上降低 10%，到 2050 年降低 24%~47%。但在 2021 年 10 月《联合国气候变化框架公约》第二十六次缔约方大会（COP26）召开期间，新西兰政府公布了新的减排目标，承诺到 2030 年将减少大约 50% 的温室气体排放，比之前承诺的减排 30% 的目标有大幅提升。

2021 年，新西兰碳市场开盘时价格为 27.2 美元/吨。受新西兰政府实施了更加严格的减排政策影响，叠加 3 月份增加了季度拍卖机制，新西兰碳价一路上涨。截至年底收盘，碳价格涨至 46.7 美元/吨，全年累计上涨 72%。2020 年之前，新西兰总体并未实施严格的排放管控政策，且配额分配实行全部免费发放形式。2020 年 6 月，新西兰政府推出新法令加强碳减排计划，逐步提升碳市场配额的拍卖比例。2021 年 3 月，新西兰碳市场正式启动拍卖排放配额，由新西兰交易所（NZX）和欧洲能源交易所（EEX）共同运营，且每季度举行一次。2021 年 8 月，新西

兰政府发布新规，涉及未来五年新西兰碳市场监管，包括更新碳配额供应总量，设定配额拍卖量，提高拍卖底价和成本控制储备（CCR）的触发价格等。随后，在9月1日的第三次拍卖中，成交价格达到创纪录的37.40美元/吨，售出475万个可用配额，并促使成本控制储备额外发放了700万个配额。（如图4-8所示）



图 4-8 2021 年新西兰碳市场交易情况

来源：Carbonnews

六、其他碳市场

除了以上主要国家和地区碳市场（欧盟、英国、RRGI、加州、韩国、新西兰）以外，目前全球还有 8 个碳排放权交易体系即将开始运营，14 个碳排放交易体系正在建设中。（如表 4-2 所示）

表 4-2 2021 年其他碳市场建设情况

状态	国家/地区	概述
即将开始运营	美国交通和气候倡议计划 (TCI-P)	2021 年 2 月，马萨诸塞州、康涅狄格州、罗德岛州和华盛顿特区已签署最终谅解备忘录，参与交通与气候倡议计划 (TCI-P)。预计，第一个三年履约期将于 2023 年 1 月开始，排放报告将于 2022 年开始
	美国华盛顿	2021 年 1 月，华盛顿州在英斯利州长气候计划的基础上提出“气候承

		诺法”法案。该法案以西方气候倡议 (WCI) 为蓝本，指示生态部在 2023 年 1 月之前实施一项总量控制和交易计划
	哥伦比亚	2018 年，哥伦比亚通过一项气候变化管理法，其中包括建立“国家温室气体可交易排放配额计划”，哥伦比亚碳市场试点阶段预计将在 2023 年至 2024 年之间开始
	乌克兰	乌克兰生态和自然资源部部长罗曼·阿布拉莫夫斯基在 2021 年 1 月 19 日的一次发言中表示，乌克兰计划于 2025 年启动碳市场。目前乌克兰已经建立了发电和一些工业部门的排放监测报告核查 (MRV) 系统，要求主要排放实体从 2021 年初开始报告排放情况
	黑山	2019 年 12 月，黑山通过《保护免受气候变化负面影响法》，要求制定一整套气候政策，包括温室气体清单、低碳发展战略和国家 MRV 系统
	印度尼西亚	2021 年 3 月，印尼政府宣布启动一项自愿碳排放交易计划，80 座燃煤电厂参加到这一计划中，占印尼电力行业二氧化碳排放量的 75% 以上。该计划目的是让利益相关方了解碳市场的运行和履约流程，并为建立全国碳市场提供相关的信息如企业的碳排放数据
	越南	2020 年 11 月，越南国会通过修订后的《环境保护法》，授权自然资源与环境部 (MONRE) 和财政部 (MOF) 设计国内排放交易计划和计入机制，赋予 MONRE 建立排放交易计划、设定上限和确定配额分配方法的法律授权，并允许纳入国内和国际抵销。试点系统预计将于 2025 年启动，并于 2027 年全面投入使用
	俄罗斯萨哈林	2021 年 1 月，俄罗斯经济发展部与俄罗斯萨哈林地区政府合作批准“在萨哈林开展建立温室气体排放特别监管实验的路线图”来规范该地区的温室气体排放，总体目标是确保库页岛到 2025 年实现碳中和
	巴基斯坦	2019 年 12 月，巴基斯坦启动建立碳市场国家委员会，评估碳市场在实现巴基斯坦国家自主贡献方面的作用和范围，并确定改善排放数据的机遇和挑战
	日本	目前日本在全国范围内实施碳税，且在国家层面实验多种机构牵头的碳排放交易和碳抵销项目体系，包括自愿碳排放交易体系 JVETS、碳排放信用体系 J-Credit、联合信用机制等
	美国俄勒冈州	2019 年以来，俄勒冈州一直通过其立法机构推行全州范围内的总量控制与交易计划，并于 2020 年发布一项关于基于总量控制的减排的行政命令
正在建设中	美国纽约	作为 2024 年开始为大多数大型建筑设定排放强度限制的地方法律的一部分，纽约市 (NYC) 市长可持续发展办公室 (MOS) 正研究全市范围内的贸易计划可行性
	美国北卡罗来纳州	北卡罗来纳州环境管理委员会 (EMC) 开始筹划建立与区域温室气体倡议 (RGGI) 的设计特征一致的 ETS
	美国新墨西哥州	2019 年 1 月，新墨西哥州成立跨机构气候变化工作组，评估该州减少温室气体排放的战略和政策，如计划设定排放限制，以减少新墨西哥州的二氧化碳和其他温室气体污染物
	巴西	巴西政府对可能实施的市场工具进行研究，以实现巴西的减缓目标并降低总体减缓成本，包括开发设计方案、经济和监管影响评估，以及分析碳定价工具和现有政策之间的潜在相互作用

第四篇 碳市场篇

智利	自 2013 年以来,智利一直在对该国碳定价工具的设计和实施进行一系列研究和讨论,2014 年的税制改革对一些移动和固定排放源引入了绿色税,2017 年开始征收碳税
土耳其	土耳其已经制定立法草案以提高技术和体制能力,为试行合适的碳定价政策奠定基础,土耳其目前正在考虑加入 PMR 的继任者市场实施伙伴关系 (PMI)
泰国	泰国“国家气候变化总体规划(2015-2050)”将碳市场作为减少私营部门温室气体排放的潜在机制
菲律宾	2020 年初,菲律宾众议院气候变化委员会有条件地批准“低碳经济法案”众议院法案 (HB),其中包括国内碳排放上限

来源: ICAP

第二章 国内碳市场 2021 年政策进展及运行情况

一、全国碳市场

2017 年 12 月，经国务院同意，国家发展改革委印发《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》（以下简称《建设方案》），明确碳市场是控制温室气体排放的政策工具，并确定以发电行业为突破口，分阶段稳步推进。2021 年 7 月 16 日，全国碳市场正式上线交易。其中，全国碳排放权交易中心位于上海，碳配额登记系统设在武汉。截止 2021 年 12 月 31 日，全国碳市场第一个履约周期顺利收官。2021 年全国统一碳市场建设和运行关键时间节点和事件如表 4-3 所示。

表 4-3 2021 年全国碳市场进展情况

序号	时间	重要节点概述
1	2021/3/30	生态环境部发布《碳排放权交易管理暂行条例（草案修改稿）》
2	2021/5/19	生态环境部发布《碳排放权登记、交易和结算管理规则（试行）》
3	2021/6/30	重点排放单位（发电行业）完成核算
4	2021/7/16	全国碳市场正式上线交易，开盘价 48 元/吨
5	2021/10/26	生态环境部发布通知明确允许控排企业使用 CCER 抵销不超过 5% 的碳排放配额
6	2021/12/31	全国碳市场第一个履约周期顺利结束，履约完成率 99.5%（按履约量计）

1. 政策、制度进展情况

政策法规方面，当前碳市场的顶层设计文件为生态环境部发布的《碳排放权交易管理办法（试行）》，我们预计国务院《碳排放权交易管理暂行条例》有望于 2022 年正式出台，为碳市场

提供更高层级的法律支撑。

履约主体方面，首批纳入全国碳市场的重点排放单位共计 2162 家，纳入门槛为 2013-2019 年任一年温室气体排放量达 2.6 万吨二氧化碳当量（综合能源消费量约 1 万吨标准煤）及以上的发电企业（含其他行业自备电厂），合计年覆盖二氧化碳排放量约 45 亿吨二氧化碳。

配额管理方面，2019-2020 年配额实行全部免费分配，并采用基准法核算重点排放单位所拥有机组的配额量，电力行业平均排放因子为 0.6101 tCO₂/MWh。

交易管理方面，纳入全国碳市场的重点排放单位不再参与地方试点碳市场；交易产品为碳排放配额（CEA）现货，交易方式为协议转让。协议转让又可分为挂牌协议交易和大宗协议交易，10 万吨以下以挂牌协议交易的方式成交，10 万吨（含）以上以大宗协议交易的方式成交。其中，挂牌协议交易的成交价格仅限于上一个交易日收盘价的 $\pm 10\%$ 之间，大宗协议交易的成交价格可在上一个交易日收盘价的 $\pm 30\%$ 之间。

配额清缴方面，各省碳市场主管部门负责督促和指导重点排放单位完成配额清缴，并确保 2021 年 12 月 15 日 17 点前本行政区域 95% 的重点排放单位完成履约，12 月 31 日 17 点前全部重点排放单位完成履约。此外，重点排放单位允许使用国家核证自愿减排量（CCER）用于抵销配额清缴，但不能超过应清缴配额的 5%。（如表 4-4 所示）

表 4-4 我国碳市场制度框架

政策法规	概述
覆盖范围	1) 年度温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量及以上的企业或者其他经济组织; 2) 首先从发电行业开始交易、履约, 条件成熟后纳入其他行业。
总量设定	1) 省级生态环境主管部门根据生态环境部确定的配额分配方法, 核定各重点排放单位的配额数量, 加总形成省级行政区域配额总量; 2) 将各省配额总量加总, 最终确定全国配额总量。
配额分配	1) 2019-2020 年配额全部实行免费发放; 2) 采用基准法核算发电行业重点排放单位所拥有机组的配额量。
交易规则	1) 交易产品为碳排放配额, 生态环境部适时增加其他产品; 2) 重点排放单位, 符合规定的有关交易规则的机构和个人参与交易; 3) 交易采取协议转让、单向竞价或者其他符合规定的方式。
履约清缴	1) 当发电控排企业配额缺口量占其经核查排放量比例超过 20% 时, 其配额清缴义务最高为其获得的免费配额量加 20% 的经核查排放量; 2) 为鼓励燃气机组发展, 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。
MRV 制度	1) 为统一和确保全国体系下重点排放单位排放数据的质量, 国家发改委发布重点行业温室气体排放检测、核算、报告、核查的管理细则和技术指南, 为全国碳市场制度设计提供数据基础。
监管处罚	1) 重点排放单位未按时足额清缴碳排放配额的, 由其生产经营场所所在地设区的市级以上地方生态环境主管部门责令限期改正, 处二万元以上三万元以下的罚款; 2) 逾期未改正的, 对欠缴部分, 由重点排放单位生产经营场所所在地的省级生态环境主管部门等量核减其下一年度碳排放配额。

2. 总体运行情况

全国碳市场首个履约期内碳价格走势总体平稳, 市场活跃度先冷后热。2021 年 7 月 16 日, 全国碳市场正式上线交易, 开盘价由主管部门设定的 48 元/吨, 同《2020 年全国碳价调查》中数百位受访者对开市价格预期的平均值 (49 元/吨) 十分接近², 但较五大电力集团的心理预期价位 (20~30 元/吨) 明显偏高。开盘当天, 共计成交 410.4 万吨, 总成交额超 2.1 亿元。进入 8 月, 碳市在经历开市短暂的上涨后开始缩量下跌, 并在当月底首次

² 本次调查由 ICF 国际咨询公司和北京中创碳投科技有限公司联合开展

“破发”，碳市场交易也一度十分冷清，部分交易日仅成交几百吨。到9月，碳价持续下跌至42元/吨，期间受市场预期发电行业重点排放单位完成2019-2020年度的配额核定工作，一度出现单日成交840万吨的高额大宗协议交易，单日成交量超过前两月的总和。10月，碳价小幅上行后持续下跌，但日均交易量呈稳步上涨态势。11月，碳价稳定在42~43元/吨，但交易量开始快速攀升，当月日均交易量超过100万吨，累计成交2303万吨，超过前四个月的总和。12月，碳价稳步上涨，单日成交量在500~1000万吨不等，交易活跃程度远超其他月份。其中，12月16日单日成交量达2048.09万吨，创全国碳市场上线交易以来的纪录。（如图4-9所示）



图 4-9 2021 年全国碳市场成交情况

截至2021年12月31日，全国碳市场碳排放配额（CEA）累计成交约1.79亿吨，成交额约76.61亿元，成交均价42.85元/吨，收盘价为54.22元/吨，年内累计上涨12.96%。其中，单个交易日成交量最高2048.09万吨。

3. 交易类型

大宗协议交易量和交易额占绝对主导，但平均成交价格低于挂牌协议交易。2021 年，全国碳市场大宗协议成交总量为 1.48 亿吨，成交总额为 62.1 亿元，挂牌协议成交总量为 0.31 亿吨，成交总额为 14.5 亿元；大宗协议成交量、成交额分别占比 82.7% 和 81.1%。成交均价方面，挂牌协议的加权平均价格为 47 元/吨，大宗协议的加权平均价格为 42 元/吨，较挂牌协议加权平均价格低 5 元/吨。（如图 4-10 所示）



图 4-10 2021 年全国碳市场线上交易和大宗交易均价

4. 市场活跃度

截至 2021 年 12 月 31 日，全国碳市场配额累计成交约 1.79 亿吨，较全国碳市场 2019-2020 年度的配额总量（约 90 亿吨）相比，平均换手率（即全年总交易量/全年配额总量）约为 2%，低于试点碳市场的 5%，远低于欧盟碳市场超 20% 的现货换手率和超 400% 的期货换手率。由此，反映出全国碳市场目前处于初期阶段，企业存在较强的“惜售”心理，交易意愿较低。未来，随着碳市场基本制度和交易机制逐渐完善，以及引入投资机构、

创新交易品种等，预期市场活跃度还有较大的提升空间。

5. 交易集中度

从月度交易量和集中度来看，全国碳市场目前存在较为明显的“潮汐现象”，约 75% 的交易发生在履约前的一个月。究其原因，一方面控排企业主观上尚未形成常规化的交易思路，另一方面原计划 9 月 30 日完成的配额核定工作有所推迟，配额最终发放后只留给市场主体不到 2 个月的交易时间。（如图 4-11 所示）

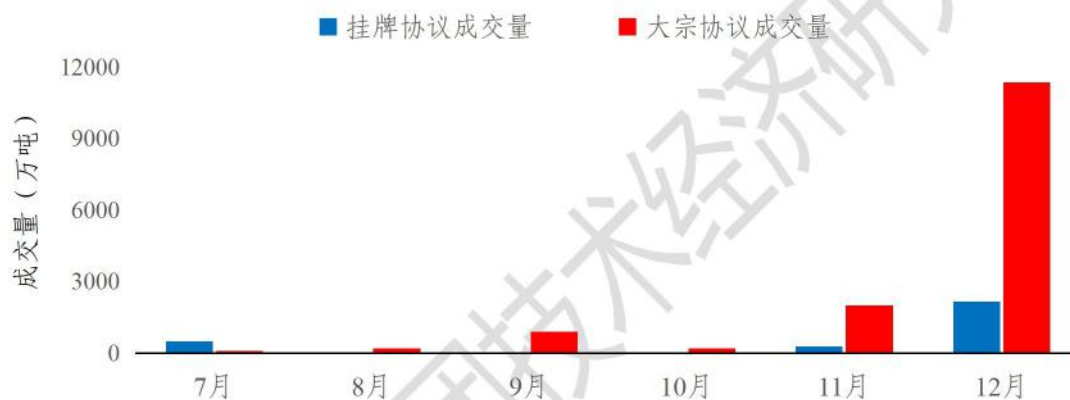


图 4-11 2021 年全国碳市场月度交易量走势

6. 履约情况

据生态环境部统计，截至 2021 年 12 月 31 日，按履约量计，全国碳市场履约完成率为 99.5%，也即意味着最终仍有 0.5% 核定应履约量未完成履约。但按重点排放单位数量为准的履约完成率至今尚未公布。

多个省份积极履约，实现减排目标。2021 年 12 月 7 日，海南省纳入全国首批碳排放权交易市场的 7 家发电行业重点排放单位完成第一个履约周期配额清缴，成为全国首个实现履约率 100% 的省份。作为用能大省，山东省是全国履约任务最繁重的

省份，是唯一一个纳入全国碳市场重点排放单位超过 300 家的省份。截至 2022 年 1 月 10 日，除 13 家被法院查封账号和 2 家关停注销企业无法交易不能履约外，其余 305 家企业全部完成履约。其中，山东省应履约总量为 11.54 亿吨，实际履约量为 11.52 亿吨，履约完成率为 99.82%，基本实现“应履尽履”。

多家企业积极行动，提前完成履约。作为是全球规模最大的煤炭生产公司、火力发电公司和煤制油煤化工公司，2021 年 12 月 21 日国家能源集团所属 149 家火电企业和化工企业自备电厂全部履约完毕。2021 年 12 月 14 日，中国华电最后一家重点排放单位完成配额清缴，标志着中国华电 105 家重点排放单位全部提前完成配额清缴。同日，中国大唐完成最后一家重点排放单位在全国碳市场的配额清缴工作，所属 96 家重点排放单位提前完成配额清缴工作。此外，浙能集团、内蒙古能源集团等地方企业，也均在 2021 年 12 月 31 日前完成履约。

7. 存在的问题

同欧盟、美国等发达国家相比，我国仍是一个发展中国家，能源消费和碳排放仍处于增长阶段，且能源消费以高碳能源为主，协调经济增长和碳减排的难度较大，市场基本制度和交易机制有待进一步完善，全国碳市场在运行过程中还面临诸多问题。

第一，缺乏顶层法律支持。碳排放权交易需要建立强有力的法律法规来保证交易、履约的顺利进行。当前全国碳市场的法律依据为生态环境部发布的《碳排放权交易管理办法（试行）》，

对未如期完成清缴履约的控排企业，受限于行政罚款规定仅能执行二万元以上三万元以下的罚款，同数十万、数百万的配额购买成本相比微乎其微，因此对数据造假、违规交易等行为尚不能进行强有力的处罚。为此，生态环境部于2021年3月30日发布《碳排放权交易管理暂行条例（草案修改稿）》，要求进一步加强跨部门联合监管、明确长远的配额总量制定和分配，并提出更为严格的违规处罚；生态环境部和国务院正在积极推进碳市场顶层法律建设。我们预计《碳排放权交易管理暂行条例》有望于2022年正式发布，并将为我国碳市场建设提供强有力的法律保障。

第二，数据质量有待提升。目前各地核查机构能力参差不齐，部分核查机构甚至无法判断企业的数据是否准确，更有企业面对利益诱惑铤而走险，篡改燃料的碳元素检测报告，试图通过篡改数据降低企业的碳排放量。究其原因，一方面当前的惩罚力度还不够，我们认为惩罚范围上不能仅局限于造假企业，对帮助其造假的中介服务机构也有必要进行惩罚；惩罚方式上不能仅局限于直接罚款，也可以对相关企业的声誉进行惩罚。另一方面，当前企业排放数据和信息的透明度还有待提升，我们认为亟需建立信息公开平台，并采取统一的规定和指导，明确公开配额总量、排放总量等关键信息，提升信息和数据透明度，接受更广泛的社会监督。此外，我们认为政府还可以借助其他碳排放量化方法（如连续监测）对核算结果进行验证，确保数据可靠性及维护碳市场公平公正和健康可持续发展。

第三，监管制度有待完善。政府监管方面，MRV 体系作为对碳交易数据进行监管的关键环节，但当前还存在诸多需要进一步完善的地方。为此，我们建议有关部门严格规范数据报送与核查管理，加强核查机构、核查人员的资质管理和能力建设，强化对信息造假相关行为的处罚力度，确保企业碳排放数据的准确可靠。

二、试点碳市场

2011 年 10 月，国家发改委印发《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》，批准北京、上海、天津、重庆、湖北、广东和深圳等七省市开展碳交易试点，标志着我国试点碳市场建设工作正式启动。2013 年 6 月，深圳率先启动试点碳市场，之后上海、北京、广东、湖北、广东、重庆试点碳市场也相继启动。2016 年 12 月，福建碳市场正式启动，成为我国第八个区域碳市场。

1. 政策、制度进展情况

自启动以来，各试点碳市场分别在制度体系建设、配额分配、市场机制建设、监管体系、排放数据报告等管理体系，以及交易平台、注册登记平台和能力建设等方面进行了不同的探索，表 4-5 比较了当前各试点碳市场在行业覆盖、纳入标准、配额分配及 MRV 监管制度等方面的差异。

政策制定方面，深圳和北京试点市场的指导政策以地方人大立法形式，2012 年 10 月深圳市人大通过《深圳经济特区碳排放管理若干规定》，2013 年 12 月北京市人大通过《北京市人民代

表大会常务委员会关于北京市在严格控制碳排放总量前提下开展碳排放权交易试点工作的决定》；上海、广东、天津、湖北、重庆和福建则均为以政府法令形式发布的相应管理办法。

排放覆盖方面，受各试点市场纳入行业、企业及其排放特征等不同影响，各试点市场覆盖规模占个各区域碳排放总量的比例也不相同，约为 40%~60%。其中，广东、天津碳市场总量占比最高，约占当地排放总量的 60%；湖北次之，约为 45%；深圳、北京、上海、重庆约为 40%。

覆盖行业方面，各试点市场均将直接、间接排放源（净购入用于生产的电力或热力蕴含的排放）纳入管控范围。上海、北京、天津、重庆、福建还将移动排放源（交通行业）纳入管控对象，但深圳、广东、湖北均仅纳入固定排放源。

纳入标准方面，湖北、福建纳入门槛相对最高，年综合能耗在 6 万吨标煤及以上（排放量约为 12 万吨 CO₂ 及以上）的企业或单位，这主要与湖北、福建当地高排放企业较多有关。深圳纳入标准相对最低，年排放量在 3000 吨 CO₂ 以上的工业企业即须纳入控排范围。

表 4-5 试点碳市场制度

政策制度	覆盖范围	纳入标准	配额分配	MRV 制度
深圳	工业（电力、水务、制造业等）和建筑	工业：3000 吨二氧化碳排放量以上；公共建筑：20000 m ² ；机关建筑：10000m ²	竞争博弈（工业）与总量控制（建筑）结合，初始配额免费分配	企业出资自主选择核查机构
上海	电力、钢铁、石化、化工、有色、建材、纺织、造纸、橡胶和化纤；航空、机场、港口、商业、宾馆、商务办公建筑和铁路站点	工业：二氧化碳排放量达到 2 万吨及以上；非工业：二氧化碳排放量达到 1 万吨及以上；水运：二氧化碳排放量达到 10 万吨及以上	历史法和基准线法，初始配额免费分配	政府出资并分配
北京	电力、热力、水泥、石化、	5000 吨二氧化碳排放量以	历史法和基准线法，初始配	14 年政府出

第四篇 碳市场篇

其它工业和服务业、交通		上	额免费分配	资并配，15 年及之后企 业出资自主 选择核查机 构
广东	电力、水泥、钢铁、石化、陶瓷、纺织、有色、化工、造纸、民航	年排放 2 万吨二氧化碳或年综合能源消费 1 万吨标准煤	历史法和基准线法，初始配额免费分配+有偿分配。电力企业的免费配额比例为 95%，钢铁、石化、水泥、造纸企业的免费配额比例为 97%，航空企业的免费配额比例为 100%	政府出资并分配
天津	电力、热力、钢铁、化工、石化、油气开采、建材、造纸、航空	1 万吨二氧化碳排放量以上	历史法和基准线法，初始配额免费分配	政府出资并分配
湖北	电力、钢铁、水泥、化工、石化、造纸、热力及热电联产、玻璃及其他建材、纺织业、汽车制造、设备制造、食品饮料、陶瓷制造、医药、有色金属和其他金属制品 16 个行业	综合能耗 1 万吨标准煤及以上的工业企业	采用标杆法、历史强度法和历史法相结合的方法计算。其中，水泥（外购熟料型水泥企业除外）、电力行业采用标杆法，热力及热电联产、造纸、玻璃及其他建材、水的生产和供应、设备制造（部分）行业采用历史强度法，其他行业采用历史法。	政府出资并分配
重庆	发电、化工、热电联产、水泥、自备电厂、电解铝、平板玻璃、钢铁、冷热电三联产、民航、造纸、铝冶炼、其他有色金属冶炼及延压加工	温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量以上（含）	政府总量控制与企业竞争博弈相结合，初始配额免费分配	政府出资并分配
福建	电力、钢铁、化工、石化、有色、民航、建材、造纸、陶瓷	年综合能源消费总量达 1 万吨标准煤以上	基准线法和历史强度法，初始配额免费分配	政府出资并分配

2. 总体运行情况

截至 2021 年 12 月 31 日，试点碳市场共计纳入排放企业和单位约 3200 家，累计分配的碳排放配额约 100 亿吨。成交量方面，试点碳市场累计成交约 7.9 亿吨，分交易类型看，线上累计成交 2.2 亿吨，线下累计成交 2.6 亿吨，累计拍卖 0.4 亿吨，远期累计成交 2.7 亿吨；分地区看，广东累计成交 1.99 亿吨，湖北

累计成交 3.63 亿吨，深圳累计成交 0.65 亿吨，上海累计成交 0.48 亿吨，北京累计成交 0.47 亿吨，天津累计成交 0.27 亿吨，重庆累计成交 0.22 亿吨，福建累计成交 0.13 亿吨，如图 4-12 所示。

成交额方面，试点碳市场累计成交约 193 亿元，分交易类型看，线上累计成交约 59 亿元，线下累计成交约 55 亿元，累计拍卖约 14 亿元，远期累计成交约 65 亿元；分地区看，广东累计成交约 46 亿元，湖北累计成交约 86 亿元，深圳累计成交约 15 亿元，上海累计成交约 13 亿元，北京累计成交约 21 亿元，天津累计成交约 6 亿元，重庆累计成交约 4 亿元，福建累计成交约 3 亿元，如图 4-13 所示。

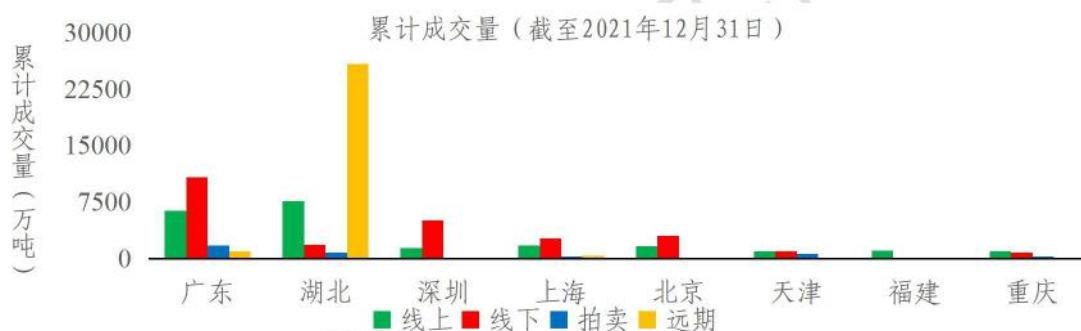


图 4-12 试点碳市场累计成交量

来源：中国碳排放交易网、试点地区的生态环境主管部门和地方政府

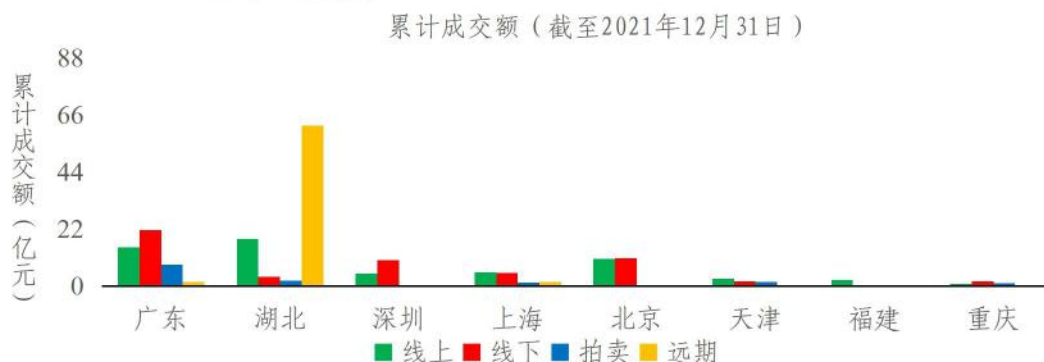


图 4-13 试点碳市场累计成交额

来源：中国碳排放交易网、试点地区的生态环境主管部门和地方政府

此外，从图 4-12 和 4-13 还可以看到，湖北成交量占比约 46%，

成交额占比约 44%，成交均价约 23.64 元/吨；广东成交量占比约 25%，成交额占比约 24%，成交均价约 23.80 元/吨；深圳成交量占比约 8%，成交额占比约 8%，成交均价约 22.38 元/吨；北京成交量占比约 6%，成交额占比约 11%，成交均价约 44.54 元/吨；上海成交量占比约 7%，成交额占比约 7%，成交均价约 25.13 元/吨；天津成交量占比约 3%，成交额占比约 3%，成交均价约 22.61 元/吨；福建成交量占比约 2%，成交额占比约 1%，成交均价约 19.94 元/吨；重庆成交量占比约 3%，成交额占比约 2%，成交均价约 15.99 元/吨。综上可以看到，湖北交易量、交易额占比最高，福建交易量、交易额占比最低；北京交易均价最高，重庆交易均价最低。

3. 总体活跃度情况

表 4-6 比较了 2013-2020 年度各试点碳市场的配额总量、线上成交量、线下成交量、拍卖量、远期成交量及交易活跃度情况。各试点碳市场 2013-2020 年度的活跃度分别在 0.21%~48.21% 不等，分布范围相对较宽，表明各试点市场分化问题较为突出。分地区来看，深圳活跃度分布在 4.77%~48.21%，平均活跃度为 26.36%，市场整体活跃度最高；北京活跃度分布在 3.42%~19.44%，平均活跃度为 12.48%，市场整体活跃度仅次于深圳；福建活跃度分布在 0.69%~1.56%，平均活跃度为 1.13%，市场整体活跃度最低。分时间来看，各试点市场整体活跃度随着市场交易制度的不断完善逐渐提高，到 2018 年度平均活跃度达

到 12.1%，但随后受新冠疫情、全国碳市场启动等因素影响，2019、2020 年度分别回落至 10.2%和 6.6%。其中，2018 年度各试点市场活跃度分布在 1.3%~38.86%，市场整体活跃度最高；2017 年度各试点市场活跃度分布在 0.21%~48.21%，平均活跃度为 11.73%，市场整体活跃度仅次于 2018 年度。

表 4-6 2013-2020 年度试点碳市场的活跃情况

地区	履约年度	配额估算值 (亿吨)	线上交易 (万吨)	线下交易 (万吨)	拍卖交易 (万吨)	远期交易 (万吨)	交易总量 (万吨)	活跃度 (%)
深圳	2013	0.33	138.92	10.91	7.50		157.33	4.77
	2014	0.31	145.22	110.46	0		255.67	8.25
	2015	0.3	299.76	859.86	0		1159.63	38.65
	2016	0.29	183.06	284.47	0		467.53	16.12
	2017	0.3	317.53	1128.84	0		1446.37	48.21
	2018	0.29	138.79	988.09	0		1126.88	38.86
	2019	0.29	75.64	1044.45	0		1120.09	38.62
	2020	0.3	134.66	388.10	0		522.76	17.43
上海	2013	1.6	92.30	62.64	0.72	62.64	218.31	1.36
	2014	1.62	202.00	56.93	0.00	56.93	315.87	1.95
	2015	1.55	344.75	318.80	0.00	318.80	982.35	6.34
	2016	1.48	282.44	765.67	4.19	765.67	1817.96	12.28
	2017	1.6	234.56	337.63	30.52	337.63	940.34	5.88
	2018	1.5	287.92	408.96	7.34	408.96	1113.18	7.42
	2019	1.58	164.45	204.20	211.80	204.20	784.66	4.97
	2020	1.05	108.97	24.47	54.30	24.47	212.23	2.02
北京	2013	0.47	57.50	103.11			160.61	3.42
	2014	0.47	171.88	194.24			366.12	7.79
	2015	0.46	240.12	393.49			633.61	13.77
	2016	0.45	240.77	497.98			738.75	16.42
	2017	0.5	274.71	567.12			841.83	16.84
	2018	0.45	349.18	525.48			874.66	19.44
	2019	0.5	126.43	366.83			493.25	9.87
	2020	0.5	177.12	438.73			615.85	12.32
广东	2013	3.88	87.09	32.04	1112.33	0.00	1231.47	3.17
	2014	3.7	96.33	94.28	343.85	0.00	534.47	1.44
	2015	3.86	699.85	768.92	110.00	0.00	1578.77	4.09
	2016	3.99	861.66	1894.46	150.00	0.00	2906.12	7.28
	2017	4.22	664.03	1225.44	0.00	0.00	1889.47	4.48
	2018	4.65	1263.42	3540.86	0.00	264.31	5068.59	10.90

第四篇 碳市场篇

天津	2019	4.65	1253.99	2231.98	40.00	357.31	3883.29	8.35
	2020	4.65	1036.95	1541.75	0.00	39.50	2618.20	5.63
	2013	1.6	23.69	82.02	0.00		105.71	0.66
	2014	1.6	4.48	93.10	0.00		97.58	0.61
	2015	1.5	3.53	34.83	0.00		38.36	0.26
	2016	1.5	8.75	107.55	0.00		116.30	0.78
	2017	1.6	2.31	226.46	0.00		228.78	1.43
	2018	1.5	0.00	108.73	107.65		216.38	1.44
	2019	1.6	469.78	188.80	281.26		939.83	5.87
	2020	1.6	451.35	207.72	275.73		934.80	5.84
湖北	2013	2.81						
	2014	3.24	1358.47	204.06	200.00		1762.53	5.44
	2015	2.53	1522.49	278.61	0.00		1801.10	7.12
	2016	2.57	1242.68	303.22	0.00		1545.91	6.02
	2017	2.5	828.78	432.18	0.00		1260.97	5.04
	2018	2.4	625.11	157.25	500.00		1282.36	5.34
	2019	2.7	1524.08	355.84	178.89		2058.80	7.63
	2020	1.66	560.25	119.31	0.00		679.56	4.09
	2013	1.3						
	2014	1.06	20.81	0.00	0.00		20.81	0.20
重庆	2015	1	20.93	0.00	0.00		20.93	0.21
	2016	1	775.70	0.00	0.00		775.70	7.76
	2017	1.3	26.97	0.00	0.00		26.97	0.21
	2018	1.17	55.84	96.22	0.00		152.06	1.30
	2019	1.3	92.64	658.61	0.00		751.25	5.78
	2020	1.3	33.46	95.19	350.00		478.65	3.68
	2016	2.0	304.51	54.31			358.82	1.79
	2017	2.0	241.35	0.00			241.35	1.21
	2018	2.0	227.89	129.74			357.63	1.79
	2019	2.2	139.96	12.00			151.96	0.69
福建	2020	1.26	196.90	0.00			196.90	1.56

来源：中国碳排放交易网、试点地区的生态环境主管部门和地方政府

4. 总体履约情况

表 4-7 比较了 2013-2020 年度试点碳市场的履约情况。从表 4-7 可以看到，除暂未公布年度履约情况的试点外，各试点履约完成情况总体较好。其中，上海履约完成率连续八年达到 100%，天津履约完成率连续六年达到 100%，广东共计五个年度的履约完成率达到 100%。重庆截至目前除仅公布两个年度的履约完成

率外，年均履约完成率仅 70%，履约完成情况相对较差。

总体来看，经过八年多的试点运行，各试点市场经过不断总结、积累经验和教训，以及通过逐步完善市场制度设计，加强前期培训和履约管理等，试点地区企业不仅更加熟悉碳市场的履约机制、市场行情、系统操作等，而且主动履约意识也显著增强，试点碳市场开始逐步走向成熟。

表 4-7 2013-2020 年度试点碳市场的履约情况

地区	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度
深圳	99.4% (631/635)	99.7% (634/636)	99.8% (635/636)	99.0% (803/811)	97.4% (787/808)	99.0% (786/794)	99.6% (704/707)	99.6% (687/690)
上海	100% (191/191)	100% (190/190)	100% (191/191)	100% (368/368)	100% (381/381)	100% (381/381)	100% (313/313)	100% (323/323)
北京	97.1% (403/415)	100% (543/543)	99.0% (945/954)	100% (947/947)	100% (943/943)	未公布	未公布	未公布
广东	98.9% (200/202)	100% (184/184)	100% (184/184)	100% (244/244)	100% (246/246)	99.2% (247/249)	100% (242/242)	100% (245/245)
天津	95.6% (110/114)	99.1% (111/112)	100% (109/109)	100% (109/109)	100% (109/109)	100% (107/107)	100% (113/113)	100% (104/104)
湖北	—	100% (138/138)	100% (167/167)	100% (236/236)	100% (344/344)	未公布	未公布	未公布
重庆	—	约 70%	约 70%	未公布	未公布	未公布	未公布	未公布
福建	—	—	—	98.6% (273/277)	100% (255/255)	100% (255/255)	100% (269/269)	100% (284/284)

来源：中国碳排放交易网、试点地区的生态环境主管部门和地方政府

5. 各试点运行情况

2020 年度各试点市场现货价格涨跌不一、分化明显。其中北京碳价的振幅最大，先是稳定在 40 元/吨左右，进入 5 月份后开始逐步攀升，但到 90 元/吨后又开始逐渐回落，跌至 70 元/吨左右时逐渐企稳。上海碳价全年度均在 40 元/吨上下波动；广东碳价呈现稳步上涨态势，迄今已涨至 53 元/吨左右；湖北碳价先

稳步上涨，后在 40 元/吨左右横盘，随后小幅回落，直至 37 元/吨左右企稳；天津碳市场交易主要集中在上半年度，碳价一度攀升至 33 元/吨左右，下半年度仅发生零星交易，价格徘徊在 28 元/吨左右；深圳一直未公开发布配额分配方法，全年度价格徘徊在 15~25 元/吨，且不同品种配额价格出现较大差异；福建碳价在 2019 年度曾一度跌至 10 元/吨以下，但在 2020 年度开始逐步企稳并增长至 25 元/吨左右；重庆碳价先是由年初的 25 元/吨左右攀升至 30~40 元/吨，但随后冲高回落，最终收盘在在 35 元/吨左右。

图 4-14 比较了 2013-2020 年度各试点碳市场加权平均价格变化情况。从图 4-14 可以看到，试点市场成交均价分布在 2.55~69.11 元/吨，分布范围相对较宽，表明试点市场价格分化问题较为明显。北京碳价格整体水平最高，其中最高价 60.93 元/吨，最低价 31.93 元/吨，平均价 60.93 元/吨，2020 年度成交均价 60.93 元/吨；上海碳价格整体水平仅次于北京，其中最高价 40.04 元/吨，最低价 6.80 元/吨，平均价 28.78 元/吨，2020 年度成交均价 40.04 元/吨；重庆碳价格整体水平最低，其中最高价仅 31.32 元/吨，最低价 2.55 元/吨，平均价 15.42 元/吨，2020 年度成交均价 31.32 元/吨。



图 4-14 2013-2020 年度试点碳市场加权平均价格走势

来源：中国碳排放交易网、试点地区的生态环境主管部门和地方政府

图 4-15 和 4-16 分别比较了 2013-2020 年度各试点碳市场成交量、成交额占比变化情况。从图 4-15 和 4-16 可以看到，广东成交量、成交额整体占比最高，其中 2020 年度成交量、成交额分别占比 41.83%和 44.15%；湖北成交量、成交额整体占比仅次于广东，其中 2020 年度成交量、成交额分别占比 10.86%和 10.33%；福建成交量、成交额占比整体相对最低，其中 2020 年度成交量、成交额分别占比 3.15%和 1.30%，这可能与福建碳市场启动最晚有关，市场基本制度和交易机制均有待进一步修订完善。

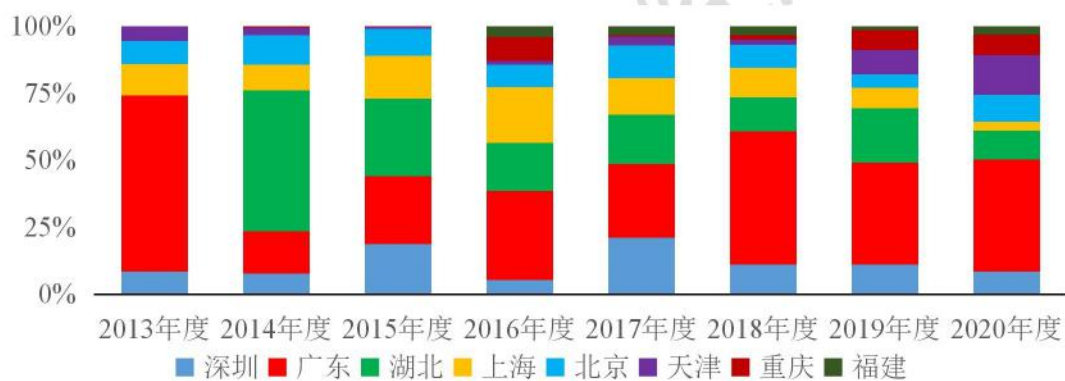


图 4-15 2013-2020 年度试点碳市场年度交易量占比情况

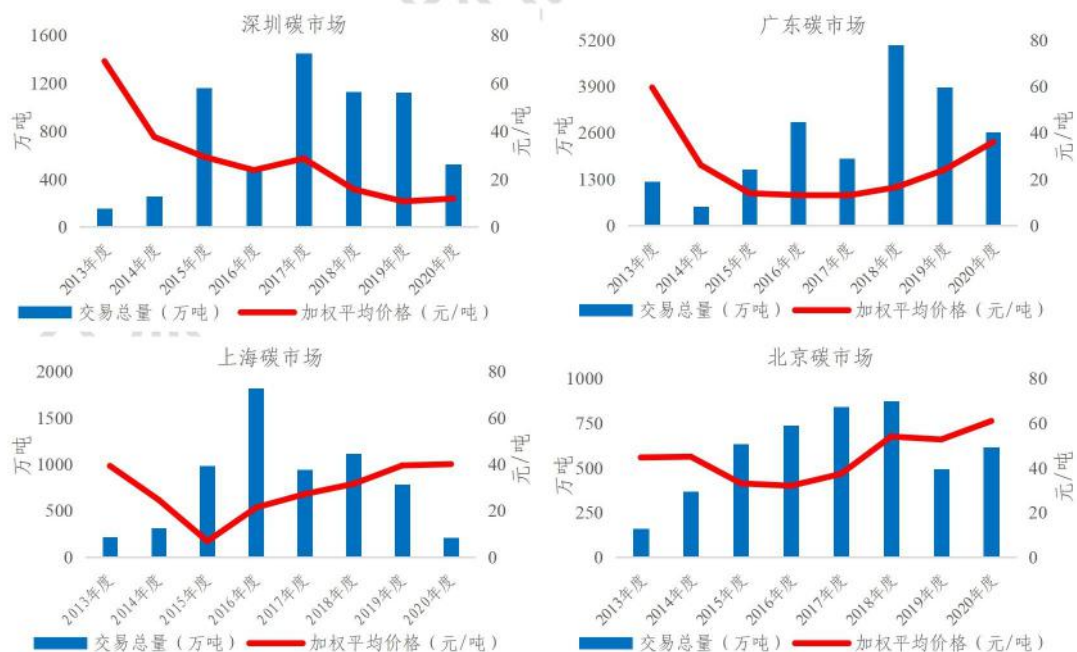
来源：中国碳排放交易网、试点地区的生态环境主管部门和地方政府



图 4-16 2013-2020 年度试点碳市场年度交易额占比情况

来源：中国碳排放交易网、试点地区的生态环境主管部门和地方政府

图 4-17 比较了 2013-2020 年度各试点碳市场成交量、成交额变化情况。从图 4-17 可以看到，2013-2020 年度广东、北京、天津、重庆成交量、成交额整体呈逐年增长，深圳、上海、福建呈先增长后回落，湖北整体相对较为平稳。从各试点市场 2020 年度的表现来看，试点碳市场共计成交配额 6259 万吨，其中线上成交 2700 万吨、线下成交 2815 万吨、拍卖 680 万吨、远期成交 64 万吨；成交额合计 21.36 亿元，其中线上成交 9.58 亿元、线下成交 9.53 亿元、拍卖 2.03 亿元、远期成交 0.22 亿元。分市场来看，广东最为活跃，共计成交配额 2618 万吨，成交额合计 9.43 亿元；天津市场次之，共计成交 935 万吨，成交额合计 2.72 亿元；湖北共计成交 680 万吨，成交额合计 2.21 亿元；福建、上海活跃度相对最低，全年度仅成交 200 万吨左右。



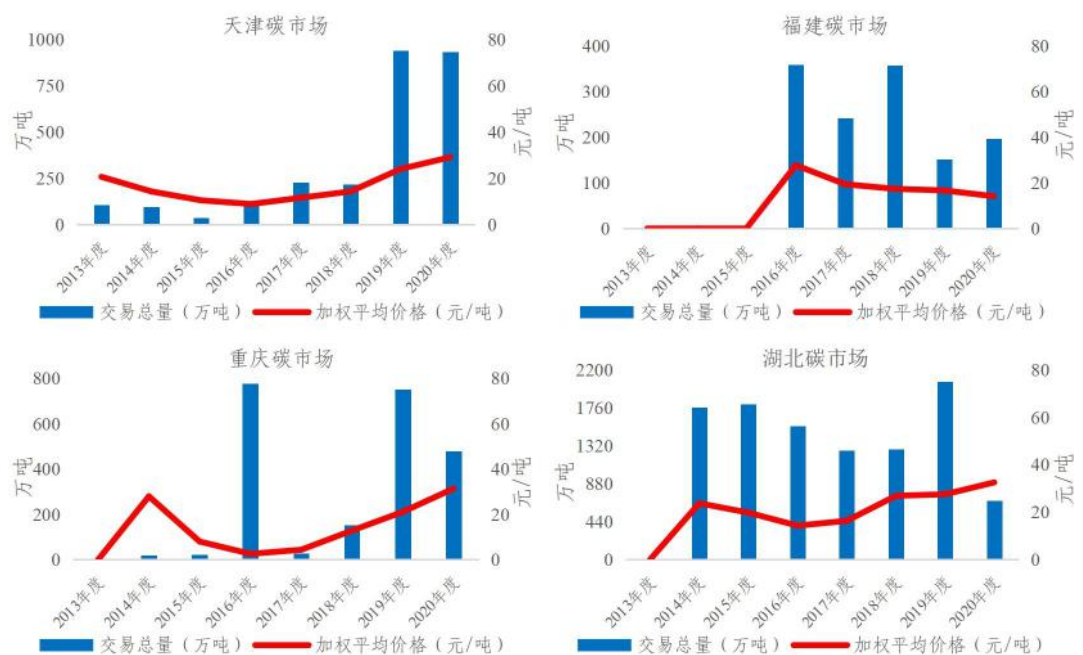


图 4-17 2013-2020 年度试点碳市场交易情况

来源：中国碳排放交易网、试点地区的生态环境主管部门和地方政府

6. 存在的问题

自启动以来，各试点市场分别在制度体系建设、配额分配、市场机制建设、监管体系、排放数据报告等管理体系，以及交易平台、注册登记平台和能力建设等多个方面进行了探索，取得了初步成效，为 2021 年全国碳市场的正式上线交易及首个履约年度的顺利履约清缴提供了重要支撑。但相对国外成熟碳市场，国内各试点市场起步相对较晚，在市场机制建设、监管体系、排放数据报告等方面较国外碳市场还存在一定差距。具体来看：

一是“潮汐”现象较为明显，交易活跃度还有待提升。从成交量发生的时间来看，存在着明显“潮汐”现象，即交易主要集中在临近履约截止日期前的一段时间；年度履约完成后，市场流动性面临不足。“潮汐”现象表明，市场过于依赖履约推动，控

排企业对碳资产管理工作的积极性有待提升，市场流动性有待进一步增强。为此，我们建议逐步扩大行业覆盖范围、拓宽控排企业规模、创新交易品种和丰富交易主体等增强碳资产金融投资属性，提升市场流动性，改善当前的“潮汐”现象。

二是履约质量有待提升，监管机制有待进一步优化。

2013-2020 年度各试点市场履约完成情况统计表明，上海试点市场自启动以来不仅及时发布履约完成信息，且每个履约年度均实现 100%履约；深圳、广东、天津虽未全部实现 100%履约，但能够及时发布履约完成信息；重庆、北京、湖北、福建均存在未及时发布年度履约完成信息的情况，其中重庆迄今仅公布两个履约年度的完成情况。我们认为碳市场作为典型的受政策推动的市场，信息是否公开透明、数据是否真实可信、市场是否公平公正正是市场能否实现健康可持续发展的关键。为此，我们建议有关部门应尽快建立信息公开平台，并采取统一的规定和指导，明确公开配额总量、排放总量等关键信息，提升信息和数据透明度，接受更广泛的社会监督。

三、国家核证自愿减排量（CCER）

1. 政策、制度进展情况

国家核证自愿减排量（CCER）于 2013 年底正式开始启动项目备案，是我国碳市场的重要组成部分。但在接下来的试点碳市场运行期间暴露出有效监管难、公信力不足等问题。2017 年 3

月，国家发改委暂停 CCER 项目和减排量备案的申请，且截至目前尚未恢复。截至当前，经公示的 CCER 审定项目累计达到 2871 个，备案项目共计 861 个，获得减排量备案项目共计 287 个。其中，获得减排量备案项目中挂网公示共计 254 个，合计备案减排量约 5283 万吨 CO₂。（如图 4-18 所示）

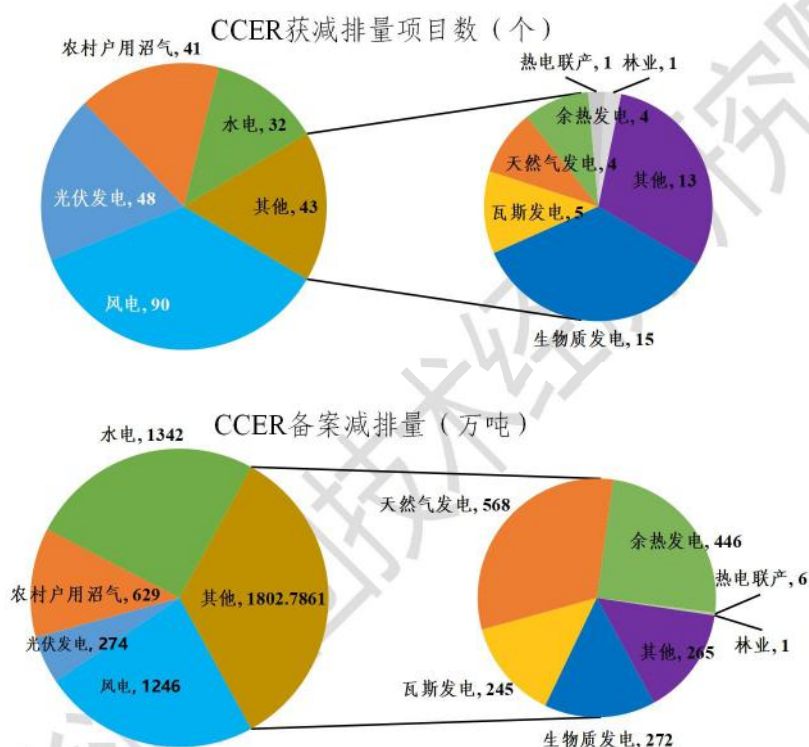


图 4-18 CCER 项目备案数与减排量

2021 年 10 月生态环境部发布《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》，明确第一个履约周期允许企业使用 CCER 抵销 ≤5% 的应清缴配额，且用于抵销的 CCER 除不得来自纳入全国碳市场配额管理的减排项目外，对 CCER 的种类和产生时间均不限制。据统计，当前存量 CCER 累计在 3000~4000 万吨，这意味着数千万吨的存量 CCER

被允许进入全国碳市场，甚至此前被限制使用的水电 CCER 项目也可进入全国碳市场参与交易。此后，CCER 价格迅速走高，从不足十几元/吨迅速攀升至 30 元/吨以上。由此，CCER 价格和全国碳市场配额价格产生趋近效应。（如图 4-19 所示）

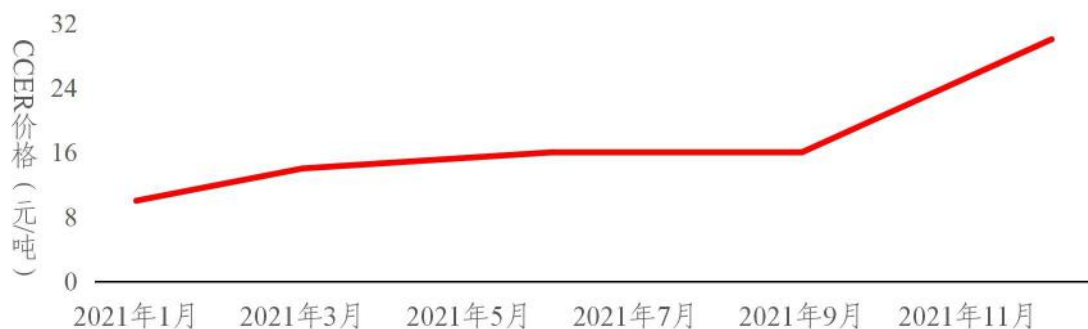


图 4-19 2021 年 CCER 价格走势

2. CCER 交易情况

2021 年，CCER 共计成交 17678 万吨，同比大幅增长。其中上海、广东继续保持活跃态势，分别成交 6060.8 和 1748.2 万吨；天津活跃度同比显著增加，共计成交 4276.6 万吨。（如图 4-20 所示）

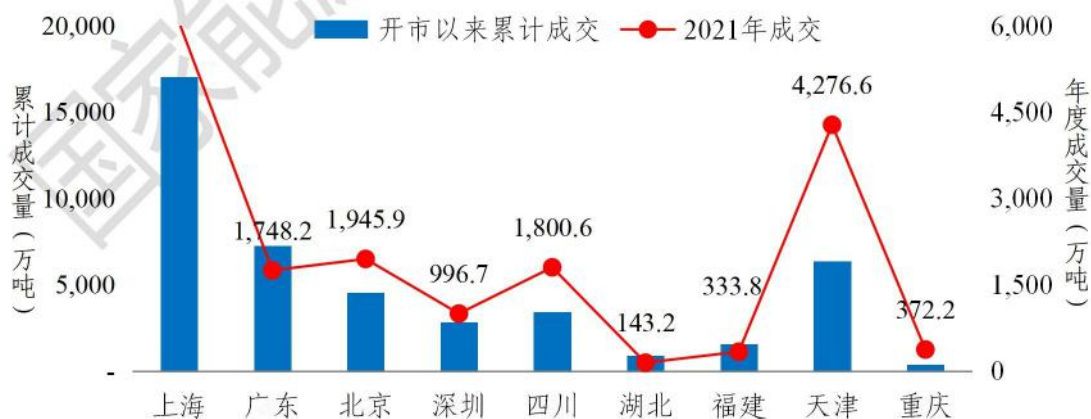


图 4-20 各交易所 CCER 历史与 2021 年成交量

截至 2021 年 12 月 31 日，全国 CCER 累计成交 4.43 亿吨。

其中上海成交量持续领跑，累计成交 1.70 亿吨，占比 38%；广东排名第二，累计成交 0.71 亿吨，占比 16%；天津排名第三，累计成交 0.62 亿吨，占比 14%；北京累计成交 0.45 亿吨，占比 10%；四川累计成交 0.34 亿吨，占比 8%；湖北、重庆累计成交均不足 1000 万吨。

国家能源集团技术经济研究院

第三章 2022 年碳市场展望

一、国际碳市场展望

1. 全球碳市场总体环境分析

(1) 能源危机

2021 年，全球能源价格持续攀升、供需形势紧张，天然气、动力煤、石油价格飙升，多国电价快速上涨。英国油荒、欧盟气荒、美国石油和电力供给吃紧，印度、巴西、黎巴嫩等国出现大规模停电，能源电力供应面临严峻挑战。在碳市场机制下，煤炭发电的成本会因为碳排放成本的升高而水涨船高，从而倒逼发电企业转向相对较为低碳的天然气发电，而当碳价进一步抬升时，这一趋势将更进一步趋向于清洁能源发电发展(如图 4-21 所示)。2021 年受能源价格持续攀升，尤其是欧洲天然气供给不足进而引发严重“气荒”影响，欧洲天然气价格年内累计上涨 600%。

Illustration of how carbon allowances can reduce emissions

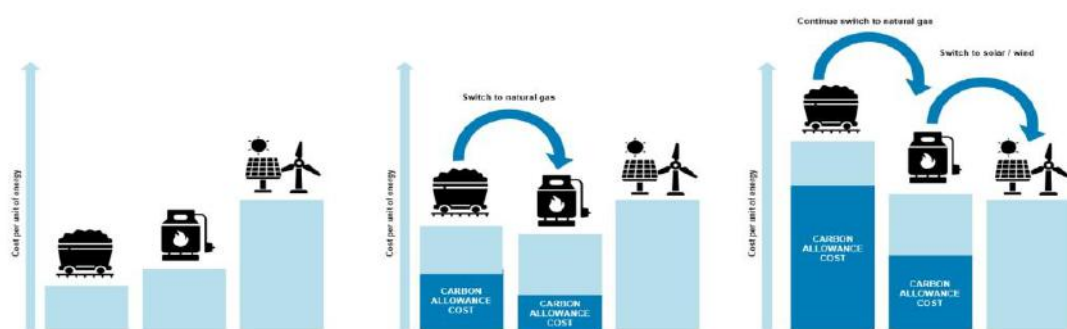


图 4-21 碳市场机制控制碳排放原理

来源：美国能源信息署（EIA）

欧洲天然气价格的暴涨，使得与碳价叠加后的天然气发电成本高于煤电成本，导致欧洲电网产生“逆低碳现象”，即纷纷转

向煤炭发电。经初步计算，在欧洲当前天然气发电价格超过 10 欧元/MWh，只有当欧盟碳价达到 105 欧元/吨，天然气才会比煤炭更有竞争力。因此，若天然气价格始终保持高位，则气电成本将高于煤电成本，届时碳价也将居高不下。鉴于 2022 年新冠疫情影响有望逐渐减弱，后疫情时代全球经济复苏对能源需求将显著增强，但近日俄乌爆发自上世纪 90 年代前苏联解体以来最严重的地缘政治冲突，美国、欧洲等北约国家随后对俄罗斯采取一系列经济、贸易制裁。俄罗斯作为全球石油、天然气等出口大国，势必将会对全球能源贸易产生深远影响，由此可以预见全球能源供给紧张局势短期内难以缓解，2022 年能源价格或将延续上涨态势，对碳价格走势增添较大不确定性。

（2）疫情影响

全球二氧化碳排放量在经历连续数十年的稳步上升后，在 2020 年由于 COVID-19 大流行抑制了世界各地的经济和社会活动，使得全球二氧化碳排放在 2020 年同比下降了 6.4%，约 23 亿吨。随着后疫情时代的全球经济活动逐步回暖，2021 年全球二氧化碳排放开始出现回升，碳排放配额的需求也随之增长，由此奠定了碳价格的整体上涨基调。

（3）欧盟碳边境调节机制（CBAM）

在欧盟碳市场机制下，大型工业和能源生产企业必须购买二氧化碳排放配额，如果其他国家的公司不必承担排放成本，这将导致欧盟企业丧失竞争力。欧盟高耗能企业就很可能把工厂迁

至联盟以外，这就出现了所谓的“碳泄漏”。在这种情况下，不仅欧盟减排政策的实施将会大打折扣，且在经济层面欧洲各国也将无法创造并保留工作岗位，同时政府也将失去大量税收收入。欧盟的自主贡献减排目标一直相对高于美国等工业化国家。在《巴黎协定》生效前，法国、德国等国多年来一直致力于通过碳关税来减少因能源产品和能源密集产品国际贸易和能源密集产业国际转移等引起的碳泄漏和碳转移，以及保护本国产业不因低碳目标而处于竞争劣势，但是受制于欧盟内部不同观点（例如认为碳关税是一种生态帝国主义等），一直未能就此达成一致。直到 2019 年，欧盟内部终于就此达成统一立场，并将碳关税列入未来三年立法计划。同年 12 月，欧委会在绿色协议中首次提出“碳边境调节机制”。2021 年 3 月，欧洲议会通过“建立一个与 WTO 兼容的欧盟碳边境调节机制”决议，并提交欧委会和欧洲理事会。同年 7 月，欧委会向欧洲议会提交碳边境调节机制的建议，目前已进入立法程序，预计将于 2022 年底完成立法，2023 年落地实施。其中实施过程将分为两个阶段，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% 的免费配额直至 2035 年完全取消免费配额，同时要求产品进口商需要根据产品生产过程中产生的碳排放支付碳费用，并逐年提高费率。但对于下列情形，碳边境税也是可以被减免的，如进口商能够证明进口的商品在整个生产过程中已经为碳排放支付了

一定的费用，那这部分花费可以从最终的碳税中扣除。在碳边境税政策下，进口商需要根据进口商品产生的碳排放来购买相应数量的电子证书，且每张电子证书的价格并不固定，主要由当周的欧盟碳交易市场的价格决定。

（4）《联合国气候变化框架公约》第二十六次缔约方大会（COP26）

2021 年 11 月，《联合国气候变化框架公约》第二十六次缔约方大会（COP26）在英国格拉斯哥落下了帷幕。此次会议的主要成果有：1）各方在巴黎协定的基础上细化了实施细则，并且提出要搭建全球碳市场；2）首次明确了大幅降低煤炭的使用；3）同意落实对于发展中国家的 1000 亿美元的财政支持，用以降低碳排放；4）各国同意减少并逐步取消对于化石燃料的补贴政策；5）中美达成协议，同意一致降低甲烷排放；6）各国同意在 2030 年前停止森林砍伐；7）推广零排放车辆；8）各国陆续宣布了新的 NDC（国家自主减排）目标和路线图。

经过六年艰难的技术谈判，联合国气候谈判终于就如何进行碳市场国际合作提供了一个强有力的《巴黎协定》第六条实施细则。值得一提的是，尽管各国政府尚未发布《协定》第六条的实施细则，但一些国家已经开始了试点合作项目。在这些项目中，投资从一个国家流向另一个国家，减排量也将从资金接受国转移到投资国。根据国际排放交易协会（IETA）的预测研究显示，通过《协定》第六条的国际合作将刺激国际市场交易增长，预计

到 2030 年每年可节省 3000 亿美元,到 2050 年每年可节省 10000 亿美元。

2. 欧盟与英国碳市场

据欧盟委员会于 2021 年 7 月最新发布的“Fit for 55”一揽子气候计划,为使碳市场与欧盟 2030 年气候目标保持一致,出台多项进一步完善市场设计的政策,包括继续降低碳排放上限,到 2030 年减少至 43%;总量限额的线性折减系数将从原定的 2.2%提升到 4.2%,同时一次性减少总量配额 1.17 亿单位;到 2026 年,将单独制定针对燃料的碳排放交易体系;到 2027 年,逐步取消航空业的免费碳排放配额,覆盖范围扩大至建筑供暖和道路交通行业。此外,根据当前国际形势判断,俄罗斯直通德国的“北溪 2”天然气供应项目将继续受到美国的制裁行动,且根据目前俄罗斯与周边国家关系来看,俄罗斯通向欧洲的其他天然气管道的供应也将持续低迷,因此欧盟“气荒”的局面在 2022 年初难以缓解。但随着夏季的到来,供暖需求逐渐下降,天然气需求也将随之下降。综合欧盟碳市场所处阶段、配额政策、能源危机的影响,预计欧盟碳价有望将在 2022 年进一步上涨,但增速或将有所减缓。

3. 美国 RGGI 与加州-魁北克碳市场

区域温室气体减排倡议(RGGI)已经进入第五个履约期(2021-2030 年),期间配额总量将以每年 3%的速率下降(前一阶段为 2.5%),且设定了排放控制储备(ECR),即如果价格

低于设定的触发价格，ECR 配额将不予出售。2021 年，CCR 的触发价格为 13.00 美元/吨，而 ECR 触发价格为 6.00 美元/吨。此外，RGGI 的覆盖区域也将在 2022 年进行扩大，其中宾夕法尼亚州预计最早将在 2022 年与 RGGI 建立链接。

加州-魁北克碳市场从 2021 年起进入第四阶段，加州碳市场配额总量递减速率由第三阶段的 3.3% 提升至 4%，且对碳价设置了价格上限。同时，抵销机制中对核证碳信用配额的使用也有了进一步限制，如使用非加州项目的碳减排量进行抵销的比例不得超过抵销总额的 50%，使用抵销配额最高比例上限在 2021-2025 年内从 8% 下降至 4%。受国际形势及日益严格的碳市场总量控制目标等因素推动，预计 2022 年北美 RGGI 和加州-魁北克碳市场或将延续上涨态势。

4. 韩国碳市场

自韩国碳排放交易系统启动以来，始终存在较为严重的“供过于求”的现象，使得碳价格在每年履约清缴前都呈下跌走势。2021 年进入第三阶段，涵盖范围扩大到建筑公司和（大型）运输公司，覆盖实体从约 610 家增至 685 家。由此，2021-2025 年韩国碳市场覆盖二氧化碳当量增至 6.09 亿吨，覆盖率达到 73.5%，相当于平均年度上限增加了 3.2%。此外，拍卖份额也从第二阶段的 3% 增加到第三阶段的 10%。由此，预计 2022 年初韩国碳市场碳价将至少保持在 2021 年底水平，到 7 月底的履约期前仍将会有一定的跌幅，但跌势同比有所减弱，并在年底前重新

回到或超过年初的价格水平。

碳衍生品发展方面，韩国碳市场有着完备的碳市场法律体系、多样化的市场稳定机制，但由于碳市场建立时间较短，故存在碳市场机制设置相对宽松、市场交易活跃度不高等问题。此外，韩国早期对于碳金融保持着较为保守的态度，第一阶段只有履约企业及三家国有银行可以参与碳市场现货交易，到第二、三阶段才逐渐放开对现货交易参与主体的限制。在一份韩国碳市场相关调查问卷的总结中，韩国希望在第三阶段引入现货衍生品（期货等）来解决市场流动性及价格信息不对称的问题，但并未明确其具体时间。

5. 新西兰碳市场

2021 年 8 月新西兰政府发布新规，涉及未来五年新西兰碳市场更新配额供应总量、设定配额拍卖量、提高拍卖底价和设立成本控制储备（CCR）的触发价格等。此外，在 2021 年 10 月《联合国气候变化框架公约》第二十六次缔约方大会（COP26）召开期间，新西兰政府公布了新的减排目标，承诺到 2030 年将减少大约 50% 的温室气体排放，比之前承诺的减排 30% 的目标有大幅提升。配额总量的调整、拍卖底价和成本控制储备（CCR）的触发价格的提高及更加严格的减排目标，必将推动新西兰碳价进一步上涨。

二、国内碳市场展望

1. 全国碳市场

(1) 政策制度

当前，生态环境部和国务院正在积极推进碳市场顶层法律建设。我们预计《碳排放权交易管理暂行条例》有望于 2022 年正式发布，并将为我国碳市场建设提供强有力的法律保障。通过立法进一步明确碳市场的作用和地位，并对碳市场违规行为提出更严格的处罚措施、加大处罚力度，可以有效推动实现 2030 年碳达峰、2060 年碳中和的愿景，加快促进经济社会向绿色社会转型。此外，我们预计主管部门接下来通过持续完善全国碳市场的基础制度，强化顶层设计，以碳市场法律法规和政策为导向，加强政策跟踪评估，统筹协调和责任落实，更好地发挥碳市场作用。

2021 年 12 月 21 日，生态环境部发布《企业环境信息依法披露管理办法》（以下简称《管理办法》），明确企业须对外披露碳排放相关信息，并对环境信息依法披露提出具体要求。一是符合《管理办法》要求的主体必须强制依法披露；二是对披露主体、披露内容、披露形式和时限均作出了明确规定，解决了披露责任分散、内容零散、监管不足、信息质量不高、信息获取难等问题。**披露主体方面**，除重点排污单位，还包含实施强制性清洁生产审核的企业、有生态环境违法的上市公司和发债企业；**披露内容方面**，要聚焦对生态环境、公众健康和公民利益有重大影响，市场和社会关注度高的企业环境行为，且明确企业年度环境信息

披露报告中须包含对碳排放信息的公开,如排放量、排放设施等。

(2) 覆盖范围

2021 年,全国碳市场首个履约期纳入发电行业年二氧化碳排放量 2.6 万吨及以上的 2162 家重点排放单位,覆盖碳排放量约 45 亿吨,一举成为全球覆盖碳排放量最大的碳排放权交易市场。但受同行业间的约束相同、操作方式相近,内部同质化程度较高及所受政策影响大体一致等影响,不同电厂及火电机组的碳减排成本差异并不大。因此,我们认为**通过扩大行业覆盖范围,逐步纳入包括有色、建材、钢铁等在内更多的高排放行业,引入更多碳减排成本有差异的排放主体,促进碳交易机制更好发挥市场配置的作用。**

鉴于监测、核查与配额分配方法的成熟与否,是全国碳市场对纳入行业的主要考量因素,以及遵循成熟一个行业,纳入一个行业的原则,我们预计“十四五”期间,石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力和民用航空等高耗能行业都有望陆续纳入全国碳市场,届时碳排放规模如图 4-22 所示³。届时,全国碳市场覆盖碳排放规模有望达到 85 亿吨左右⁴。考虑到全国碳市场将纳入高耗能行业中规模以上的大部分企业,清华大学能源环境经济研究所所长、全国碳排放交易体系总体设计技术专家组负责人张希良估计最终碳市场年覆盖二氧化碳排放量将有望达到 70 亿吨,占到全国碳排放总量的 60%左右。若按照目前的碳价水平,

³ 根据相关行业协会披露的能源消耗量或碳排放相关数据估算;

⁴ 预测扩容后排放量不包含间接排放

到碳达峰的 2030 年，累计成交额有望达到 1000 亿元。



图 4-22 全国碳市场行业纳入顺序及规模变化预估

（3）总量设定和配额分配

我们预计生态环境部将根据《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）》（征求意见稿）等有关政策，联合行业主管部门共同确定“1+N”政策中各行业长期减排目标和碳市场配额分配方法。通过自上而下的配额分配方案，逐步从以强度控制为主过渡到总量控制为主，充分发挥碳市场对减排的促进作用，助力双碳目标如期实现。具体而言，生态环境部将优先采用基准法，通过配额分配方法标尺来调控行业减排压力；对行业基准值在纳入初期难以确定的行业，将联合行业协会和主要企业完善数据收集方案，在数据完善基础上再制定合适的行业基准值；随着碳市场运行逐渐成熟，再分阶段扩大有偿分配比例，并逐步过渡到以拍卖为主的交易模式。

（4）交易主体和交易产品

当前全国碳市场参与主体仅限于发电行业重点排放单位且

交易总体受清缴履约推动，受同行业间的约束相同、操作方式相近，内部同质化程度较高及所受政策影响大体一致等影响，在相同政策条件下交易相对集中，存在明显“潮汐”现象。因此，我们认为通过逐步创新交易方式、丰富交易品种、扩大交易主体，能有效提升全国碳市场流动性，更好发挥碳价格发现功能。

交易品种方面，目前全国碳市场仅限于现货交易。中国人民银行原行长周小川在多次会议中提到：从金融的角度来讲，碳市场本身也是一个金融市场，需要资金的转换、风险管理及发展有关的金融衍生产品。为此，我们建议在好的基础框架上搭建碳期货、碳远期等衍生交易品种，引导跨期投资和风险管理。构建合理的调节制度避免过度投机和加强风险管控，引进碳期权、碳期货等碳金融产品提升市场交易活跃度和提高市场流动性，碳金融产品的价格发现功能助力实现公平合理的碳定价。

交易主体方面，目前全国碳市场交易主体仅限于发电行业重点排放单位。上海环境能源交易所表示全国碳市场正在积极推进纳入机构投资者，如碳资产公司、碳资产投资公司、券商等金融领域成熟机构等，并根据市场的发展情况再逐步引入个人投资者及境外机构。为此，我们认为通过制定合格机构投资者的准入标准，严格要求机构投资者的准入门槛，待条件成熟适时引入个人投资者入场，多元化的市场主体有助于金融机构提供金融服务，提升市场的交易活跃度。

交易方式方面，目前全国碳市场采取挂牌协议和大宗协议两

种交易方式。但事实上，生态环境部发布的《碳排放权交易管理暂行条例》明确碳排放配额分配包括免费分配和有偿分配两种方式，初期以免费分配为主，后续适时引入有偿分配，并逐步扩大有偿分配比例。从试点碳市场经验上看，通过有偿的拍卖和交易，可以有效地提高市场活跃性，同时有效地促进减排。为此，我们认为由于当前全国碳市场处于初期运行阶段，有偿分配还未立法明确，且对于拍卖收益的管理办法也未出台，但我们预计今后在碳配额总量收紧情况下，将适时引入有偿拍卖机制。

（5）MRV 体系

MRV 体系作为碳交易数据监管的关键环节，我们预计主管部门今后将进一步严格规范数据报送与核查管理办法，加强核查机构和核查人员的资质管理及能力建设，加强对相关信息造假行为的处罚手段，不断提升企业碳排放数据的真实可靠性。此外，探索采用二氧化碳排放连续监测法，即直接测量烟气流速、二氧化碳浓度来计算温室气体排放量，提高核算准确性；持续提升碳市场信息披露力度，充分发挥社会公众、行业协会、新闻媒体等对碳市场运行的舆论监督作用；将碳市场纳入金融监管范围，持续完善全国碳市场注册登记系统和交易系统，联合金融监管部门实时监控二级市场交易过程中可能出现的风险；不断加大执行力度，限制运行中违约和破坏市场环境的行为，如内幕交易、对敲、操纵市场等行为，规范持仓限额和大户报告制度，保障监管体系的完备公正和权责分明；持续提升碳市场信息披露力度，有效推

进交易政策的出台，以及加强外部监管机制。

（6）处罚力度

当前全国碳市场的法律依据为生态环境部发布的《碳排放权交易管理办法（试行）》，对未如期完成清缴履约的控排企业，受限于行政罚款规定仅能执行二万元以上三万元以下的罚款。为此，我们认为持续加强核查机构的资质管理和核查人员的能力培养，同时对照证券市场的监管方式，对上市公司数据造假采取强有力的处罚，包括罚款、禁入市场甚至刑事处罚等；对标资本市场，制定更为严厉的惩罚措施，不仅要惩罚造假控排企业，帮助其造假的中介服务机构也要惩罚。由此，我们预计通过积极推动国务院《碳排放权交易管理暂行条例》的正式颁布实施，加大对数据造假行为的处罚力度，加强执法保障。

（7）CCER 重启

2021 年 3 月 10 日中共北京市委办公厅、北京市人民政府办公厅印发的《北京市关于构建现代环境治理体系的实施方案》，明确北京来承建全国温室气体自愿减排管理和交易中心，并推动打造成为国际绿色金融中心。由此，我们认为主管部门和北京环境交易所正在积极筹备重新启动 CCER 项目的备案和减排量的签发，且预计全国 CCER 市场有望在 2022 年重启。

2. 试点碳市场

2021 年 7 月 14 日，生态环境部应对气候变化司司长李高在国务院政策例行吹风会上表示，在全国碳市场建立的情况下，今

后不再支持地方新增试点，现有试点可以在现行基础上进一步深化，同时做好向全国碳市场过渡的相关准备工作。由此，我们认为试点碳市场的先行探索，为全国碳市场顺利开市以及继续深入扩大提供了经验支撑，但随着全国碳市场高排放行业、重点排放单位、交易规模、交易主体、交易品种及影响力等逐渐扩大，试点碳市场的规模会有所减少，并与全国碳市场在配额分配方法、交易制度、交易流程、碳价等方面的制度性协调力度将加大。为此，我们建议通过结合地方特色，立足本地实际情况，灵活运用市场手段，以便更好促进当地绿色低碳转型发展。

（1）政策制度

2021年11月26日，生态环境部审议通过《企业环境信息依法披露管理办法》，明确环境信息的披露主体、披露内容和时限、监督管理及罚则等。对此，我们认为企业碳信息今后不再属于自愿性披露范畴，为市场相关方提供全面准确的环境信息，消除信息不对称导致市场失灵，有助于维护碳市场公平，有利于发挥市场对环境资源配置作用，提升市场流动性和繁荣碳市场，促进碳市场健康、平稳和可持续发展。

（2）覆盖范围

全国碳市场方面，我们预计“十四五”期间，石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力和民用航空等高耗能行业的重点排放单位都有望陆续纳入。试点碳市场方面，当前除重庆、深圳、福建还将移动排放源（交通行业）纳入管控对象外，其他各试点

市场均仅纳入固定排放源。由此，我们预计今后试点碳市场将逐步加大同全国碳市场的协调力度，同时结合各自区域产业结构特色，立足本地实际情况，适时调整行业覆盖范围。

（3）其他方面

自试点碳市场启动以来，各试点市场在总量设定和配额分配方法、交易主体和交易产品、MRV 体系和处罚罚则等方面的差异使得碳价格的分化问题越发明显，由此不利于形成有效均衡的碳价格。从国际碳市场发展经验来看，国家和地区间碳市场的统一衔接，可以在更广范围及经济领域内发现统一碳价，提高减排效率，降低减排成本。为此，我们预计试点碳市场与全国碳市场在配额分配方法、交易制度、交易流程、碳价等方面的协调力度将逐步增大，以避免市场割裂，维护市场完整性，推动全国碳市场“一盘棋”。

3. CCER 展望

2021 年 10 月，生态环境部发布《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》，明确全国碳市场首个履约期允许使用 CCER 抵消 $\leq 5\%$ 的清缴配额。据此估算，当前全国碳市场 CCER 需求上限约为 2.25 亿吨/年。由此，我们预计未来国内外碳市场对 CCER 的需求将持续增加。究其原因，一是随着高排放行业逐步纳入全国碳市场，最终碳市场年覆盖二氧化碳排放量有望达到 70 亿吨，届时全国碳市场 CCER 需求上限将逐步增加至 3.5 亿吨/年(如图 4-23 所示)；二是 CCER

作为企业实现碳中和的重要手段之一，随着企业自愿减排意愿逐渐增强，CCER 的需求或将增至百万吨/年；三是国际航空减排机制 CORSIA 已明确 CCER 为合格的抵消指标，CORSIA 机制下对 CCER 的需求量最终有望达到千万吨/年。

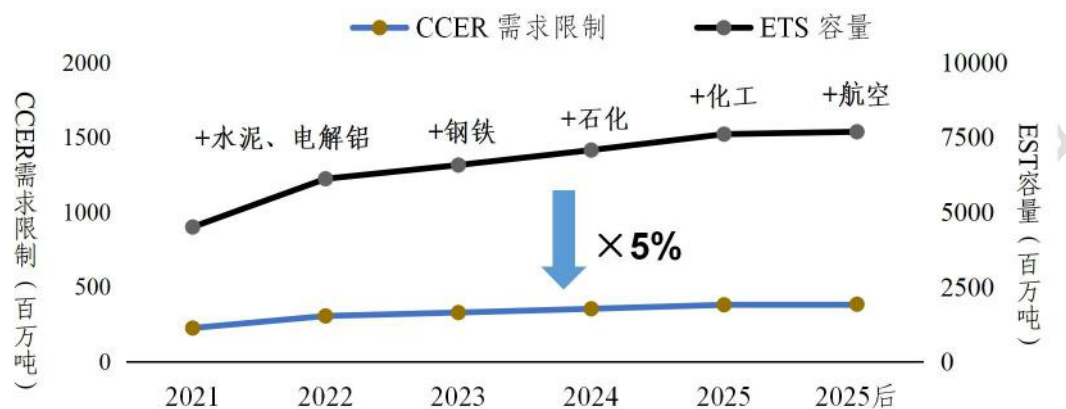


图 4-23 全国碳市场带来的 CCER 需求估计

第四章 碳市场热点专题聚焦

一、从欧盟碳市场价格攀升看能源转型与能源安全

1. 欧盟碳市场价格快速攀升

欧盟碳市场和能源市场相互促进，碳价格和天然气价格联动上涨。2021 年欧盟碳市场价格呈现飞涨之势，欧洲碳排放配额期货价格也迭创新高。欧盟碳排放配额期货价格从 2021 年 1 月 4 日的 33.6 欧元/吨上涨至 2022 年 2 月 16 日的 89.4 欧元/吨，上涨幅度达 166%（如图 4-24 所示）。期间，2022 年 2 月 8 日最高碳价更是达到 96.5 欧元/吨。

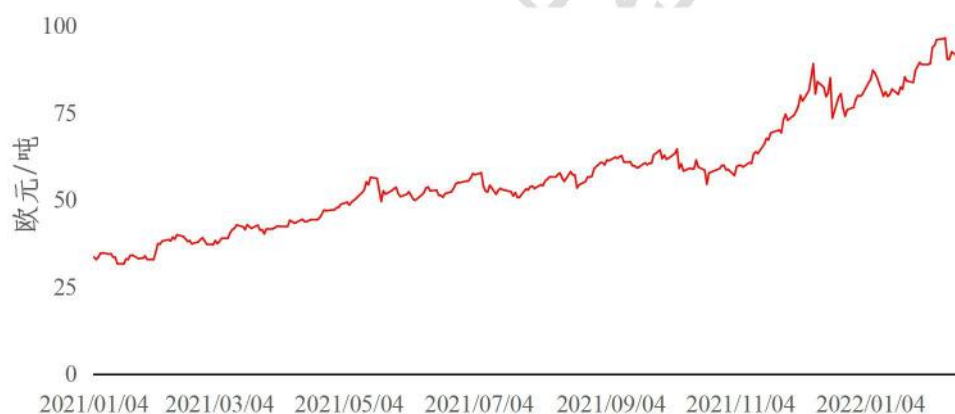


图 4-24 欧盟近一年来碳排放期货价格变化趋势

伴随着碳价格的攀升，欧洲天然气价格和电力价格也联动上涨，至今仍处于价格高位。欧洲天然气价格从 2021 年 1 月的 241 美元/千立方米上涨至 2022 年 1 月的 938 美元/千立方米，上涨幅度达 289%（如图 4-25 所示）。期间，2021 年 12 月最高天然气价格更是达到 1262 美元/千立方米。2021 年 12 月 21 日，被视为“欧洲天然气价格风向标”的 TTF 基准荷兰天然气期货价格攀

升至 179.89 欧元/兆瓦时，较年初上涨近 900%。与此同时，西班牙、德国等欧盟主要经济体的电价也不断突破历史新高，欧洲大陆俨然迎来了一场能源危机。碳价、气价、电价的不合理式暴涨，使得企业生产成本和居民生活成本大幅增加，引发了社会各界对能源安全和能源转型的普遍担忧。

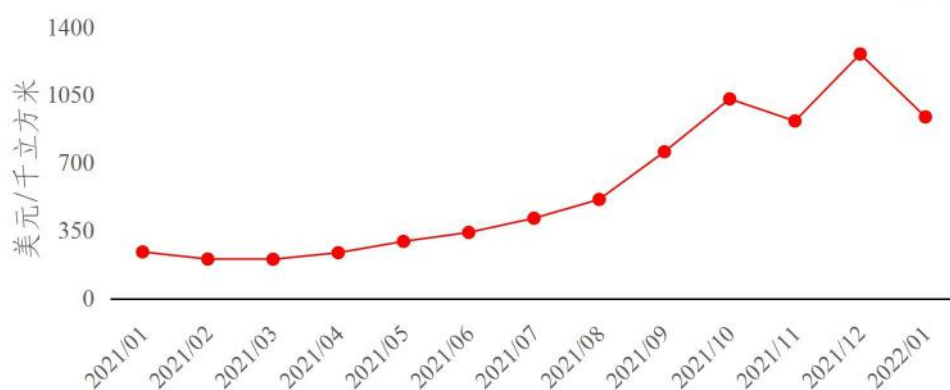


图 4-25 欧洲近一年来天然气价格变化趋势

2. 欧盟碳市场和能源市场联动上涨机制

碳配额供给减少及天然气供给不足是近期推动欧盟碳价快速攀升的主要因素。商品价格短期走势主要取决于市场供需，欧盟碳市场价格的快速攀升应归因于碳排放配额短期供需失衡，一方面，欧盟在激进气候政策下对碳排放配额进行逐年缩减；另一方面，由于欧盟的碳交易市场、电力市场、天然气市场存在着复杂的依存关系和极强的关联性，碳市场的价格还会受到能源市场的供需矛盾影响。欧洲自身能源禀赋匮乏，以天然气为主的能源对外依存度高。天然气市场的供不应求导致自身价格上涨，进而推升用电和取暖价格，叠加新能源发电量不足，倒逼煤炭发电需求量上升。在高天然气价格背景下，企业基于成本最小化原则会

选择使用煤炭发电，增加的碳排放会进一步传导至碳市场，并显著提升碳价。从欧盟碳市场、能源市场联动机制的角度看，近期欧盟碳市场价格攀升主要归咎于以下三方面原因：

一是，激进气候政策下碳排放配额的供给持续减少。作为应对气候变化的积极倡导者，欧盟正在逐步提升减排目标，以展现引领全球气候治理的政治雄心。目前，欧盟已经将 2030 年温室气体排放较 1990 年降低 40% 的气候目标提高到了 55%。由于碳市场主要依靠逐年降低配额来实现总量控制目标，欧盟减排目标的提升势必会减少碳排放配额供给。2021 年 7 月，欧盟委员会发布了“减碳 55”（Fit for 55）一揽子计划，进一步收紧碳排放配额的总量。预计到 2030 年，欧盟碳排放交易体系中免费碳配额总量将比 2005 年减少 43%。事实上，从 2021 年起，欧盟碳配额总量的年均递减速率从 1.74% 提高到 2.2%（如表 4-8 所示）。但与此同时，后疫情时代欧洲经济逐渐复苏，能源与电力需求增加显著，且能源需求上涨速率超过供给恢复速率，能源消费引致的碳排放随之增加。长期稳定且严格的气候政策背景下，市场对于碳配额减少形成稳定预期，奠定了碳价格稳定上涨的基础。

表 4-8 欧盟不同历史时期碳市场配额变化

状态	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
期初配额总量 (MtCO _{2e})	2096	2049	2084	1572
配额递减比率	-	-	1.74%	2.20%
配额分配模式	免费分配	10%拍卖	57%拍卖	57%拍卖
配额分配方法	历史法	历史法+标杆法	历史法+标杆法	历史法+标杆法

来源：国际碳行动伙伴组织 (ICAP)

二是，多重因素叠加下天然气市场的供需失衡。激进的能源低碳转型目标使得欧洲能源体系过度依赖天然气，而欧洲本土天然气产量的衰减造成对外依存度逐年攀升。2021 年欧洲风电出力不足，导致天然气发电需求增加，天然气库存跌至低位且未得到及时补充。2021 年 9 月底，欧洲天然气储存设施的负荷水平仅为 74.7%，为 2011 年以来最低水平。此外，当前俄罗斯与乌克兰地缘冲突又更加激化了欧洲天然气的供需紧张关系。欧洲对俄罗斯的天然气资源有很强的依赖，而乌克兰又恰恰是俄罗斯天然气输往欧洲国家的重要枢纽。在俄罗斯通往德国的“北溪-2”天然气管道迟迟无法运行的背景下，俄乌冲突将直接影响俄罗斯天然气能否向欧洲提供持续稳定供应。供不应求导致天然气价格持续走高，推动市场重新转向煤炭等发电燃料。欧洲多国重启燃煤电站，英国于 2021 年 9 月重启了西伯顿 A 煤电厂，当天便提供了 3% 的电力供应。欧洲煤电发电量从 2021 年 5 月的 10550 GWh 上升到 2022 年 1 月的 19230 GWh，上涨幅度达 82.3%。期间，煤电单月发电量最高更是在 2021 年 12 月份达到 21120 GWh(如图 4-26 所示)。英国能源咨询公司 EnAppSys 的数据也表明，2021 年欧洲煤炭和褐煤发电量较上年增长 17%。在成本最小化原则下，发电企业宁愿花费巨额资金购买碳排放配额以填补配额缺口，也要采取煤炭发电减少生产成本。大型能源对冲基金 Andurand Capital 研究发现，当欧洲天然气发电价格每兆瓦时超过 100 欧元时，只有欧盟碳价达到 105 欧元/吨，天然气才会比

煤炭更有成本竞争力。传统煤电的重新使用增加了欧盟的碳配额需求，进而传导至碳市场推升碳价。

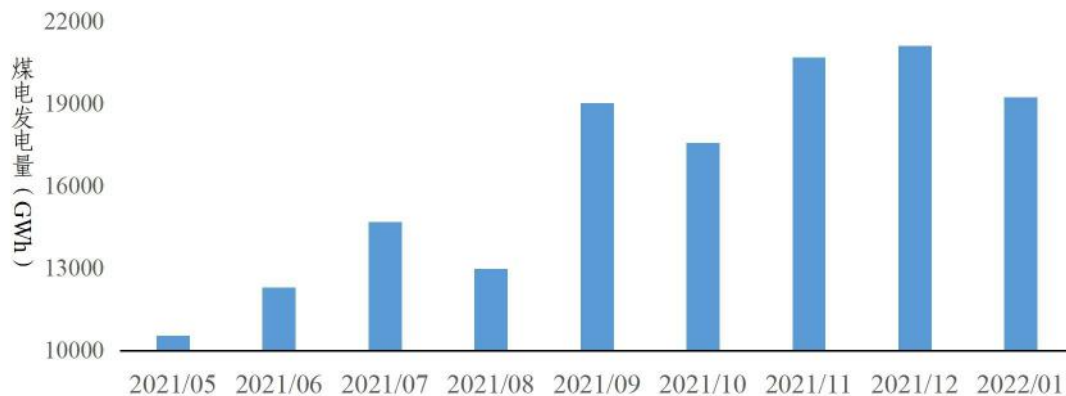


图 4-26 欧洲煤电发电量变化趋势

来源：BP

三是，新能源低出力下电力市场的保供能力下降。2021 年欧洲普遍出现持续低风天气，风电出力明显下降，风电供给较 2020 年下降幅度高达 17.29%。此外，八月底北欧水电进入季节性枯水季，水电出力下降，进一步加剧电力市场的供应缺口。风力发电量在 2021 年 6 月最低曾跌至 17270 GWh，水力发电量在 2021 年 9 月最低曾下降至 20320 GWh（如图 4-27 所示）。近年来，欧洲多国采取激进减退煤电和核电的方式，积极关停火电厂与核电站，并出台法规抑制对化石能源的投资。在此次可再生能源无法提供稳定可靠的电力供给的背景下，叠加天然气发电价格高昂，电力系统保供能力受到极大的挑战。欧洲多国政府无奈之下重新启用火电以提供安全稳定的电力供应。但按照现行欧盟碳交易市场机制，火电企业需要 100% 购买碳排放配额，市场对于碳市场配额的供需矛盾产生担忧，并逐渐反映到价格侧。

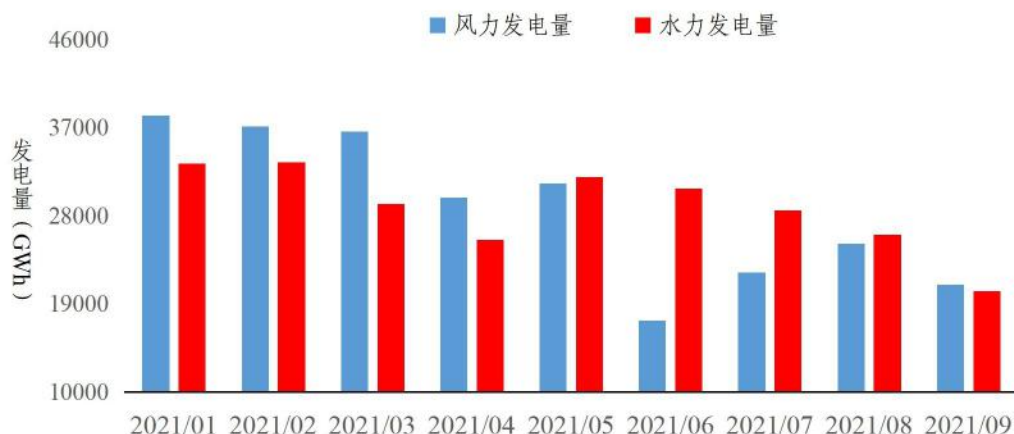


图 4-27 欧洲风力发电量和水力发电量变化趋势

3. 欧盟能源转型与能源安全带来的启示

近期欧洲能源危机和碳价格快速攀升的背后，反映了能源体系的转型发展短时间内将难以突破安全稳定供应、经济性、低碳环保的“能源不可能三角”。能源转型是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，需要在保障能源安全基础上逐步实现。在总结和思考 2021 年以来欧洲能源危机产生原因及各国应对措施的基础上，据此为我国实现安全有效的能源低碳转型提出相关建议，具体如下：

第一，应坚定立足国情，短期以稳为主的思路，强调煤炭的兜底保障作用。2021 年全球主要经济体都面临着不同程度上的能源电力短缺困扰。相较于欧盟应对能源危机后飞涨的能源价格和物价指数，我国政府则有效化解了此次全球能源供需矛盾引发的能源价格上涨危机。究其原因，是因为欧洲在快速抛弃化石能源的过程中逐渐丧失了能源主导权，居高不下的天然气对外依存度使得整体能源系统韧性不足。与之相对应的是，我国政府则充

分发挥了煤炭的压舱石和稳定器作用，在应对此次能源电力短缺时，采取了煤炭增产增供、电力多发满发、天然气增产增储等措施，建立了保供稳价的长效机制。这就启示我们，我国的低碳清洁发展需要兼顾能源安全，保障能源安全稳定供应。短期来看，应立足国情，以“安全”作为能源工作的主基调。由于现阶段可再生能源配置大规模储能还受到技术和成本的双重约束，所以需要强调煤炭的兜底保障作用。要着力提高能源系统调节平衡能力，多渠道增加能源供应，保持能源价格稳定，以应对极端天气下用电高峰期负荷飙升带来的区域性时段性能源供需失衡问题。同时，基于现代煤化工等煤炭清洁高效利用方式降低油气等战略性能源依存度，加强对外部能源供应风险的抵御能力，有效防范能源大宗商品价格大幅波动时（油价、气价暴涨或暴跌）引起的经济下行压力。

第二，应统筹碳市场、电力市场、一次能源市场协同发展，构建“电碳煤气”市场体系。欧盟在此次能源危机中经历了天然气价格—煤炭价格—电力价格—碳价的传导式增长，这得益于欧盟多个市场建立的良好联动关系。例如，伦敦洲际交易所和欧洲能源交易所，既可以开展碳配额交易，也可以开展电力期货交易。因此，传统能源企业可以基于利润最大化或成本最小化原则自主选择价格低廉的能源生产模式。但反观我国，碳市场、电力市场、一次能源市场由不同的国家部委负责建设，拥有不同的交易平台且相对独立运行，关联性较弱且缺乏有效协同。这使得推进市

场建设的资源容易分散化，增加改革成本和管理成本。未来，政府应强化顶层设计和规划，做好碳市场、电力市场和一次能源市场的政策协调和机制协同，立足国情开展实践创新。在政府主导下，统筹电力市场、碳市场、一次能源市场协同发展，形成路径明确的发展时间表和路线图，建立健全一次能源价格、碳交易价格和电力市场价格的联动机制。以碳市场为抓手构建统一开放的“电碳煤气”市场体系，助力能源行业上下游低碳化发展，降低全社会的碳减排成本，提高能源转型效率和降低能源转型成本。

第三，应以推动煤炭和新能源优化组合为抓手，科学有序推进能源转型。欧盟内部国家在此次能源价格上涨危机中受到的影响也呈现出较大差异。北欧国家由于在新能源领域投资较多，因而电价上涨较缓；波兰由于煤炭消费比例较高，电价上涨幅度也远低于欧洲国家平均值。因此，以煤炭作为主导能源和构建安全稳定的新能源电力系统均有利于抵御外部能源价格波动风险。这就启示我国未来应坚持科学有序的推进能源低碳转型。能源结构转型伴随着深刻的产业结构调整，因而需要坚持先立后破，传统化石能源的逐步退出要以安全可靠的可再生能源供给为基础，避免一刀切限电限产或运动式减碳。2021年中央经济工作会议提出推动煤炭与新能源优化组合，这是立足我国以煤为主的能源结构实际，推进社会绿色低碳发展的合理途径。未来，政府应当以能源安全为前提，按照“传统能源保电力供应、新能源调电量结构”的原则对各位电源进行统筹规划，优化电源结构、布局 and 发

展时序，实现电力电量“双平衡”。

二、欧美碳边境调节税进展及影响分析

欧盟碳边境调节税（也被称作“碳关税”或“碳边境调节机制”）是基于其境内严格气候规制，要求特定进口或出口产品缴纳或退还与其碳排放量相应的税费或碳配额。碳边境调节税的构想在气候谈判启动之初就被提出，且时常在国际社会加强气候规制时成为热点，但迄今为止并未真正付诸实施。近年来，世界各国纷纷提出碳中和目标，但雄心勃勃的减排目标也总伴随着竞争力受损的担心，由此欧盟、美国、加拿大等重提碳边境调节税。

1. 碳边境调节税的发展趋势

2019年以来，欧盟执意推动碳边境调节税的立法，美国、加拿大等也在谋划碳边境调节税，预计欧盟将在2022年底前完成碳边境调节税立法，由此少数发达国家未来将有望组成“气候俱乐部”。

（1）欧盟碳边境调节税的进展

欧盟委员会已经启动碳边境调节税的立法程序，并制定了时间表，目前已将欧盟碳边境调节税相关草案提请欧洲议会和理事会审议，预计将于2022年完成正式立法。从立法形式来看，欧盟碳边境调节税采用“条例”（Regulation）的形式，并采用普通立法程序（共同决定程序）。因此按照程序，在欧盟委员会提出碳边境调节税草案后，还需经欧洲议会和理事会审议通过才能

完成立法。具体而言，欧洲议会和理事会先后在“一读”和“二读”阶段进行审议，达成一致则通过立法，否则还需召开调解委员会进入“三读”，“三读”阶段达成的文本获欧洲议会和理事会认可后才算完成立法。2021年9月，欧洲议会宣布启动碳边境调节税草案的“一读”程序，并于已于2022年2月28日提交环境、公共健康和食品安全委员会进行投票表决。

（2）美国、加拿大碳边境调节税的进展

美国拜登政府为加快推动应对气候变化进程，承诺到2050年实现碳中和，并试图掌握新能源领域主导权，且多次提出碳边境调节税。但是鉴于国会通过严格气候规制的希望渺茫，在推动碳边境调节税上也是“有心无力”，因此目前拜登政府仅停留在口头支持上。

2019年加拿大建立了一套灵活的碳污染定价体系，各省可根据自身情况选择自建定价体系或采用联邦定价体系。2020年12月，加拿大政府发布了“增强版气候计划”，碳污染定价系统将在该计划中发挥核心作用。为此，联邦政府将推动碳价格水平在2022年达到50美元/吨，此后以每年15美元的速度增长，直到2030年上升至170美元/吨。为维持能源、重工行业的竞争力，加拿大政府宣称也将探索碳边境调节税的可能性，并将其作为向低碳经济转型政策的一部分。

（3）碳边境调节税发展趋势展望

2022年3月16日，欧盟碳边境调节税草案经欧盟理事会审

议通过，预计欧洲议会的方案将在 7 月左右确定，之后再进入三方协商阶段，并达成最终法律文本。与此同时，美国、加拿大、英国等已经提出明确的碳中和目标，且也都存在对竞争力受损、碳泄漏风险的担心。在欧盟执意推动碳边境调节税的情况下，欧盟与美国在气候领域结盟已现雏形，未来可能推动由少数实施碳定价国家组成的“气候俱乐部”，并对俱乐部外的其他国家和地区采取惩罚性贸易措施。2021 年 6 月，英国主办七国集团峰会之机，努力推动各国在碳边境调节税上达成协议，并鼓动组成“气候俱乐部”。

2. 碳边境调节税的影响评估

当前，仅欧盟出台了碳边境调节税的具体方案，加拿大仅大致划定了面临碳泄漏风险的行业范围。按加拿大财政部统计，2018-2020 年我国相关行业对加拿大平均出口额约为 107 亿美元，碳边境调节税的影响尚难衡量。鉴于数据可得性，接下来重点分析欧盟碳边境调节税的影响。按照目前欧盟委员会草案，欧盟碳边境调节税对中欧贸易的影响有限，但是随着后续适用范围的逐步扩大，欧盟碳边境调节税对中欧贸易的影响不容忽视。

（1）草案对中欧贸易的影响有限

欧盟委员会草案着眼于碳边境调节税的可行性和合法性，实施方式和适用范围等相对较为宽松。适用范围方面，草案规定电力、钢铁、水泥、化肥和铝等行业的初级产品，将从 2026 年起缴纳碳边境调节税；实施方式方面，碳排放量仅考虑“直接排放”，

缴纳水平参照欧盟碳市场的配额价格。因此，总体而言草案规定的适用范围较窄，我国仅钢铁、水泥、化肥和铝出口业务将受到影响。2019 年我国相关领域对欧出口额为 72.7 亿美元，约占对欧出口总额的 1.8%。假定欧盟碳市场配额价格为 60 欧元/吨，我国需支付约 4.3 亿美元碳边境调节税，受此影响对欧出口仅减少约 3.8 亿美元。

具体而言，钢铁行业受影响最大，按照草案确定的钢铁产品范围，2019 年中国对欧出口额约为 54.6 亿美元，占有受影响行业出口额的 75.1%。假定欧盟碳市场配额价格为 60 欧元/吨，我国钢铁行业将需缴纳 3.0 亿美元碳边境调节税，对欧销售的相关产品均价将因此上涨 5.5%，相应的出口额将减少约 2.3 亿美元。按照草案确定的铝制品范围，2019 年中国对欧出口额约为 17.3 亿美元，占我国对欧出口总额的 0.4%。此外，铝制品的主要排放来源于电力消耗等“间接排放”，而草案仅考虑“直接排放”，因此我国铝行业受影响相对有限，仅需缴纳 0.7 亿美元碳边境调节税。我国化肥、水泥行业因出口规模较小，因而受影响较小，但值得注意的是其均价上涨幅度较高。（如表 4-9 所示）

表 4-9 欧盟碳边境调节税草案对我国相关产业的影响评估

行业	贸易额 /亿美元	隐含碳排放 /吨	销售均价上涨 幅度	贸易额下降幅 度	碳边境调节税 /亿美元
钢铁	54.56	4248473	5.5%	-4.2%	3.0
铝	17.3	1047438	4.3%	-4.3%	0.7
化肥	0.8	707395	64.6%	-103.3%	0.5
水泥	0.3	4933	10.7%	-5.5%	0.0

（2）未来影响程度将取决于征收范围

欧盟碳边境调节税的适用范围并非固定，而是存在进一步扩大的可能。其中，草案就规定欧盟未来可根据情况扩大碳边境调节税的适用范围，如“间接排放”和产业链下游等。欧洲议会国际贸易委员会对草案的修改意见甚至建议，碳边境调节税应尽可能扩大到“间接排放”，并积极考虑产业链下游排放。按照此前欧洲议会的态度，碳边境调节税的产品范围将涵盖欧盟碳市场下所有覆盖产品。随着碳边境调节税逐步扩大适用范围，中欧贸易也将产生实质性影响，如考虑“间接排放”，则需支付 10 亿美元；若进一步扩展到下游制成品，则需支付 18 亿美元；若扩大至欧盟碳市场所有覆盖产品，我国 569 亿美元出口产品均将受影响。

（3）碳边境调节税对经贸规则的冲击

如果欧盟迫使 WTO 接受碳边境调节税，这将严重影响现行的经贸规则，并对当前贸易模式产生深远影响。

第一，国民待遇和最惠国待遇原则要求不能歧视不同产地的“同类产品”，而确定“同类产品”的标准一般不考虑与产品特性无关的生产过程或生产方法，尤其是并非物理性融入产品的碳排放量。若碳边境调节税按照产品碳排放量来区分是否属于“同类产品”，将严重冲击“同类产品”认定规则，可能导致与产品特性无关的规则泛滥。

第二，欧盟若绕开最惠国待遇和国民待遇原则，则需要援引一般例外条款。但是，WTO 一般例外条款非常严格，历史上成

功援引的案例很少，且与气候变化、碳排放无关。碳边境调节税作为与气候变化相关的单边贸易措施，将构成“对国际贸易的变相限制”。但如果碳边境调节税成功援引一般例外条款，将降低条款的门槛而导致滥用。

第三，欧盟碳边境调节税将同一类产品区分为高碳产品和低碳产品，且歧视高碳产品。此前，联合国贸发组织所对此进行警告称，这可能会改变现行贸易模式，且有利于资源效率高、工业生产碳排放较低的国家，但对发展中国家的出口将产生不利影响。

3. 碳边境调节税的应对措施

碳边境调节税在国际社会引起了广泛的争议，欧盟虽然可能通过相关立法，但最终能否真正实施也存在一定不确定性。我国应综合考虑“双碳”目标、中美欧关系、气候治理趋势等因素，利用多边、双边机制积极应对，同时依据国情制定碳中和路径、做好各种预案和应对准备。

第一，争取欧盟对我国相关能源气候政策的认可。我国应通过协商，敦促欧盟认可我国能源、气候相关政策，以减少国内减排政策叠加欧盟碳边境调节税给贸易所带来的双重负面影响。

第二，逐步扩大全国碳市场的覆盖范围。考虑将全国碳市场覆盖范围逐步扩展到钢铁、水泥、化肥和铝等高碳排放行业，并保持中欧在碳市场建设方面的沟通协调。

第三，优化我国对外出口产品、地区结构。一方面，为实现

碳中和目标，高耗能、高排放行业应控制产量、实现减量发展，包括降低高耗能高排放产品的出口规模。另一方面，走贸易多元化发展战略，增加在发展中国家的出口份额，减小欧盟碳边境调节税的潜在影响。

国家能源集团技术经济研究院