

中国能源大数据报告（2023）

中能传媒

2023 年 7 月

目录

第一章 能源发展综述.....	1
一、宏观经济形势.....	1
（一）2022 年国民经济保持增长，国内生产总值同比增长 3.0%.....	1
（二）产业发展水平提升，新产业新业态新模式较快成长.....	2
（三）固定资产投资稳步增长，高技术产业投资增势较好.....	3
二、能源生产及供应.....	4
（一）能源生产稳步增长，能源保供成效明显.....	4
（二）煤炭增产保供成效显著.....	6
（三）能源进口量出现不同程度下跌.....	7
三、能源消费.....	9
（一）能源消费需求增幅收窄.....	9
（二）能源消费结构向清洁低碳加快转变.....	11
四、能源投资.....	12
（一）国内投资情况.....	12
（二）涉外投资情况.....	13
五、节能降碳.....	14
（一）能源利用效率不断提升.....	14
（二）万元国内生产总值二氧化碳排放持续下降.....	14
（三）能源消费弹性系数攀升.....	15
（四）碳市场建设不断完善.....	16
六、能源政策.....	17
（一）《“十四五”现代能源体系规划》出炉.....	17
（二）《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》发布.....	18
（三）《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》印发.....	18
（四）能耗双控制度进一步完善.....	18
（五）有序推进全国统一能源市场建设.....	19
第二章 煤炭行业发展.....	20
一、煤炭供需.....	20
（一）原煤产量同比增长 10.5%，再创历史新高.....	20
（二）煤炭生产开布局持续优化.....	20

(三) 煤炭消费量增长 4.3%.....	21
(四) 煤矿智能化建设达到新的高度	22
二、煤炭市场.....	22
(一) 煤炭价格坚挺，煤炭行业景气持续提升	22
(二) 煤炭采选业固定资产投资增速明显	23
(三) 煤炭行业利润总额 1.02 万亿元，同比增长 44.3%.....	24
(四) 全国煤炭进口量 2.93 亿吨，同比下降 9.2%.....	24
三、煤炭储运.....	25
(一) 全国统调电厂存煤 1.75 亿吨，同比增长 6.0%.....	25
(二) 煤炭转运能力提高	25
四、煤炭政策.....	26
(一) 多措并举确保电煤中长期合同签订履约	26
(二) 煤炭市场价格形成机制进一步完善	26
(三) 煤炭清洁高效利用金融支持力度加大	27
(四) 煤管票制度退出历史舞台	27
第三章 石油行业发展.....	29
一、原油供需	29
(一) 石油消费同比下降	29
(二) 原油产量重回 2 亿吨.....	29
(三) 原油进口量减价扬.....	30
二、成品油供需	31
(一) 成品油产量增长，消费下降	31
(二) 成品油净出口量回落	33
(三) 成品油价格调整	34
三、石油储运.....	35
四、石油政策.....	37
(一) 提升国内油气保障能力	37
(二) 国际油价超过每桶 130 美元调控上限后国内成品油价格暂不再上调	37
(三) 柴油全部纳入危化品管理范畴	38
第四章 天然气行业发展.....	39
一、天然气供需	39

(一) 天然气消费量首次出现下降	39
(二) 天然气产量连续 6 年增产超百亿方	39
(三) 天然气进口量同比下降约 10%	40
二、天然气储运	41
(一) 天然气管道建成里程稳步增长	41
(二) 储气库建设有序推进	42
(三) LNG 接收能力持续增长	43
(四) 天然气输配体系建设取得新进展	43
三、天然气价格	43
(一) 国内 LNG 均价创历史最高纪录	44
(二) 管道气和 LNG 进口均价差距较大	44
四、天然气政策	45
(一) 激励非常规天然气开采增产上量	45
(二) 进一步完善进口 LNG 接收站气化服务定价机制	45
(三) 浙江省网以市场化方式融入国家管网	46
(四) 推动城燃老旧管道更新改造，开展燃气安全“百日行动”	46
第五章 电力行业发展	48
一、电力生产	48
(一) 全国发电量同比增长 3.7%	48
(二) 全国电力总装机容量约 25.6 亿千瓦，同比增长 7.8%	48
(三) 发电装机绿色转型持续推进，新增可再生能源装机历史性超过煤电装机	49
(四) 全国发电设备利用小时同比降低 125 小时	51
二、电力消费	51
(一) 全社会用电量同比增长 3.6%	51
(二) 电力消费结构继续优化，二产用电占比继续保持递减	52
(三) 主要能耗指标持续下降，碳排放量总量增长放缓	53
(四) 用电营商环境持续优化	55
三、电力基建	56
(一) 电力投资量速均为十年来最高	56
(二) 火电投资有所回升	56
(三) 电网投运总规模平稳增长	57

四、电力体制改革形势与政策.....	58
（一）顶层设计开启全国统一电力市场建设新阶段	58
（二）全国开展分时电价市场化改革	58
（三）中长期交易稳步大幅增长，绿电交易细则出台	59
（四）我国省间电力现货市场启动试运行	59
（五）五个电力现货试点实现全年试运行	60
（六）辅助服务为煤电增加服务收益	61
（七）增量配电业务改革试点项目持续推进	61
第六章 非化石能源发展.....	62
一、总体发展概况.....	62
（一）非化石能源发电量同比增长 8.7%.....	62
（二）非化石能源发电装机占比接近 50%.....	62
（三）非化石能源新增装机创历史新高	63
（四）核电投资额再创新高	64
二、水电.....	64
（一）水电装机容量突破 4 亿千瓦	64
（二）水电年发电量恢复增长趋势	65
（三）水电利用小时数为 2014 年以来年度最低	65
（四）水电利用率持续增长	65
三、风电.....	66
（一）风电年度装机持续增长	66
（二）风电发电量首次突破 7000 亿千瓦时	66
（三）风电利用小时数创近十年第二高	66
（四）风电消纳情况稳定	67
四、太阳能发电.....	67
（一）太阳能发电新增装机创新高	67
（二）太阳能发电年度发电量首次突破 4000 亿千瓦时	68
（三）太阳能发电利用小时数大幅增长	68
（四）太阳能发电消纳水平持续增长	69
五、核电.....	69
（一）核电装机容量达 5553 万千瓦	69

(二) 核电发电量创新高.....	69
(三) 核电利用小时数.....	70
六、生物质发电.....	70
(一) 生物质发电装机容量突破 4000 万千瓦.....	70
(二) 生物质发电量创历年新高.....	71
七、非化石能源政策.....	71
(一) 明确非化石能源“十四五”及长期发展目标.....	71
(二) 为全面推进乡村振兴作出积极贡献.....	72
(三) 解决可再生能源补贴缺口工作再度推进.....	72
(四) 推进退役光伏组件和风机叶片的回收工作.....	73
第七章 储能氢能发展.....	74
一、储能.....	74
(一) 储能累计装机 5980 万千瓦，市场规模全球领先.....	74
(二) 新型储能规划在建规模远超顶层设计，百兆瓦级项目频繁落地.....	75
(三) 储能应用场景不断丰富，地方政策对市场影响较为明显.....	77
二、氢能.....	77
(一) 氢气产量全球第一，石油化工领域为产氢主力.....	77
(二) 输氢管道建设加码推进，高压气氢储运仍为主流.....	78
(三) 加氢站数量全球第一，氢能实现多场景应用.....	79
三、储能氢能政策.....	80
(一) 政策“组合拳”支持储能行业规模化发展.....	80
(二) 氢能产业发展顶层设计出台.....	82

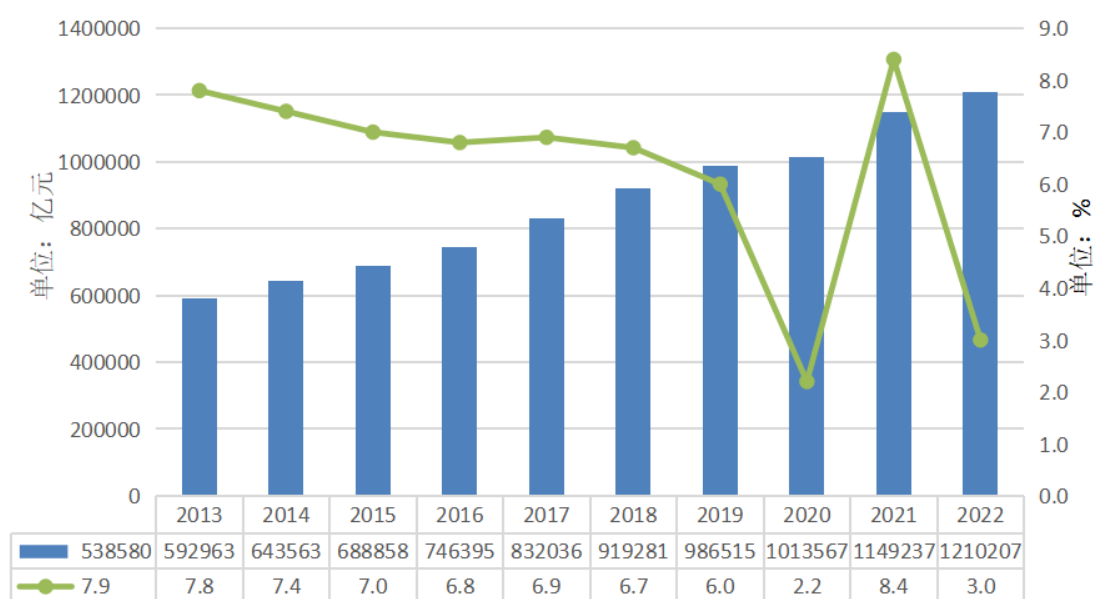
第一章 能源发展综述

一、宏观经济形势

（一）2022 年国民经济保持增长，国内生产总值同比增长 3.0%

2022 年是党和国家历史上极为重要的一年。面对风高浪急的国际环境和艰巨繁重的国内改革发展稳定任务，我国国民经济保持增长，发展质量稳步提升，创新驱动深入推进，改革开放蹄疾步稳，就业物价总体平稳，粮食安全、能源安全和人民生活得到有效保障，经济社会大局保持稳定，全面建设社会主义现代化国家新征程迈出坚实步伐。

据国家统计局初步核算，2022 年国内生产总值 1210207 亿元，比上年增长 3.0%。全年最终消费支出拉动国内生产总值增长 1.0 个百分点，资本形成总额拉动国内生产总值增长 1.5 个百分点，货物和服务净出口拉动国内生产总值增长 0.5 个百分点。全年人均国内生产总值 85698 元，比上年增长 3.0%。



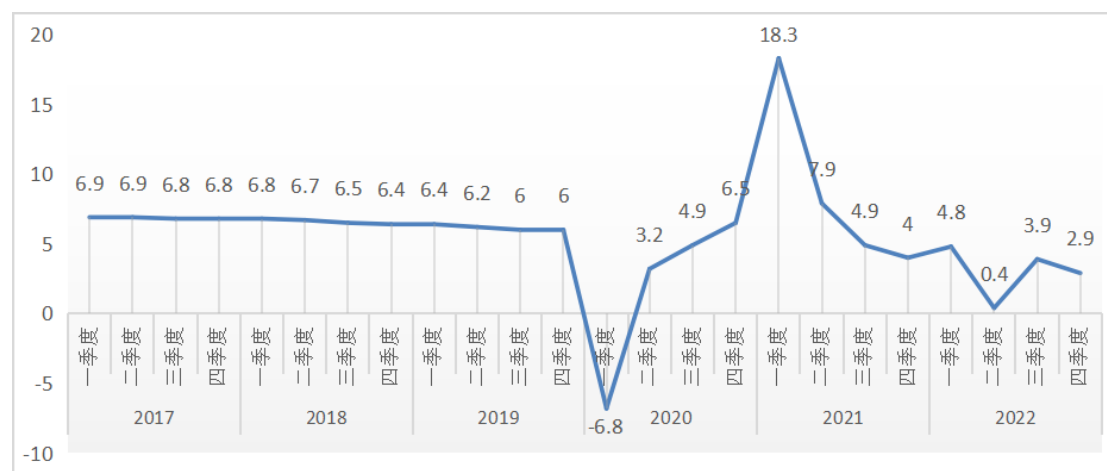
（数据来源：国家统计局）

图 1-1 2013—2022 年国内生产总值及增速

总体上看，2022 年国内经济受疫情冲击明显，加之国际地缘政治局势骤然恶化因素，全年国内生产总值增速降至 3.0%。

从季度走势看，2022 年我国经济恢复几经波折。一季度国内生产总值同比增长 4.8%，增速表现与市场预期基本相符；二季度在疫情、乌克兰危机等因素

影响下，国内生产总值增速降至 0.4%，为 2020 年二季度以来最低；三季度国内生产总值增速回升至 3.9%；四季度国内生产总值增速再度回落至 2.9%。



(数据来源：国家统计局)

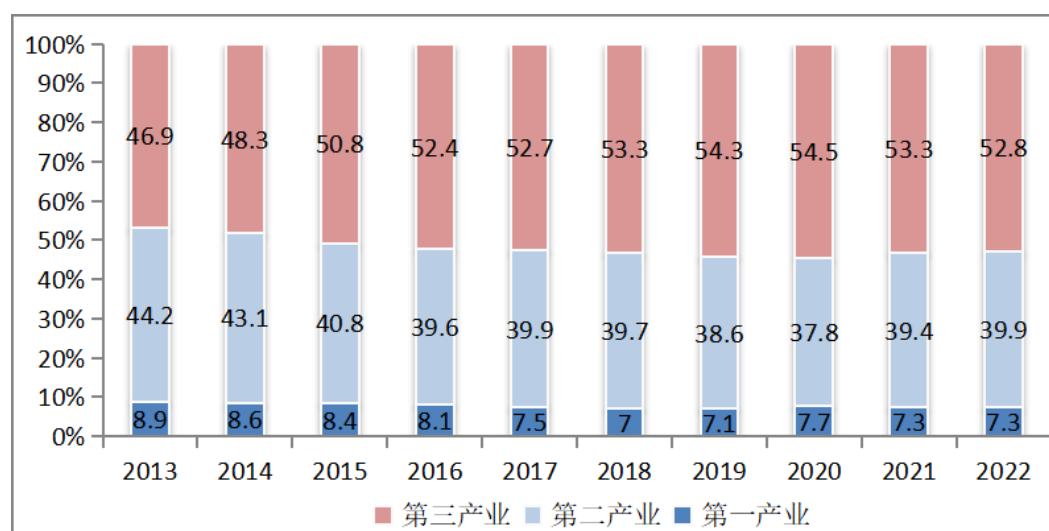
图 1-2 2017—2022 年各季度国内生产总值增速

(二) 产业发展水平提升，新产业新业态新模式较快成长

2022 年，第一产业增加值 88345 亿元，比上年增长 4.1%；第二产业增加值 483164 亿元，增长 3.8%；第三产业增加值 638698 亿元，增长 2.3%。

从占比看，2022 年第一产业增加值占国内生产总值比重为 7.3%，与上年持平；第二产业增加值比重为 39.9%，较上年增加 0.5 个百分点；第三产业增加值比重为 52.8%，较上年减少 0.5 个百分点。

疫情影响下，第三产业增加值占比持续回落，这是近年来第三产业增加值继上年之后的再次回落。



(数据来源：国家统计局)

图 1-3 2013—2022 年三次产业增加值占国内生产总值比重

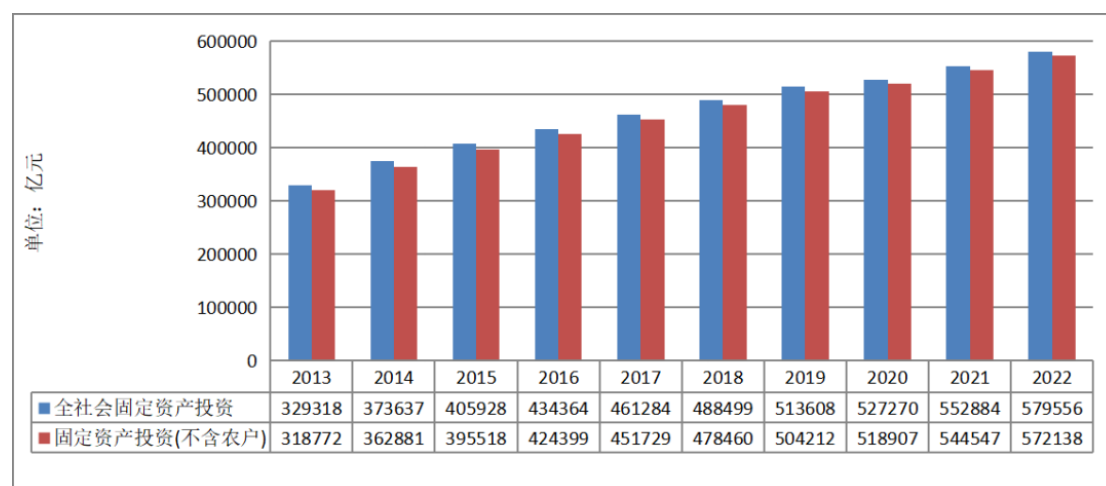
新产业新业态新模式较快成长。全年规模以上工业中，高技术制造业增加值比上年增长 7.4%，占规模以上工业增加值的比重为 15.5%；装备制造业增加值增长 5.6%，占规模以上工业增加值的比重为 31.8%。全年规模以上服务业中，战略性新兴产业服务业企业营业收入比上年增长 4.8%。全年高技术产业投资比上年增长 18.9%。全年新能源汽车产量 700.3 万辆，比上年增长 90.5%；太阳能电池（光伏电池）产量 3.4 亿千瓦，增长 46.8%。

2022 年，全年规模以上工业企业利润 84039 亿元，比上年下降 4.0%。分门类看，采矿业利润 15574 亿元，比上年增长 48.6%；制造业 64150 亿元，下降 13.4%；电力、热力、燃气及水生产和供应业 4315 亿元，增长 41.8%。

（三）固定资产投资稳步增长，高技术产业投资增势较好

2022 年，全社会固定资产投资 579556 亿元，比上年增长 4.9%。固定资产投资（不含农户）572138 亿元，增长 5.1%。

值得关注的是，高技术产业投资增长 18.9%，快于全部投资 13.8 个百分点。其中，高技术制造业、高技术服务业投资分别增长 22.2%、12.1%。高技术制造业中，医疗仪器设备及仪器仪表制造业、电子及通信设备制造业投资分别增长 27.6%、27.2%；高技术服务业中，科技成果转化服务业、研发设计服务业投资分别增长 26.4%、19.8%。

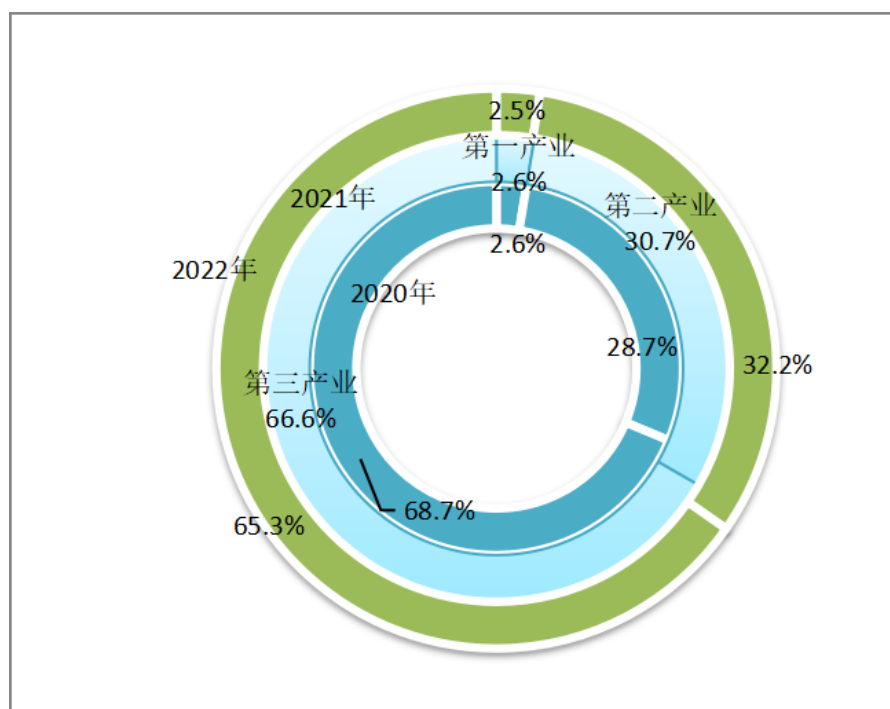


（数据来源：国家统计局）

图 1-4 2013—2022 年全社会固定资产投资

在固定资产投资（不含农户）中，分领域看，基础设施投资增长 9.4%，制造业投资增长 9.1%，房地产开发投资下降 10.0%。分区域看，东部地区投资增长 3.6%，中部地区投资增长 8.9%，西部地区投资增长 4.7%，东北地区投资增长 1.2%。

民间固定资产投资 310145 亿元，增长 0.9%。社会领域投资增长 10.9%。分产业看，第一产业投资 14293 亿元，比上年增长 0.2%；第二产业投资 184004 亿元，增长 10.3%；第三产业投资 373842 亿元，增长 3.0%。从三次产业投资占比情况来看，第二产业投资继 2021 年扭转收缩态势占比回升 2 个百分点后，2022 年占比再次提升 1.5 个百分点。



（数据来源：国家统计局）

图 1-5 三次产业投资占固定资产投资（不含农户）比重

二、能源生产及供应

（一）能源生产稳步增长，能源保供成效明显

2022 年，我国着力增强能源生产保障能力，充分发挥煤炭“压舱石”作用，不断提升油气勘探开发力度，大力发展多元清洁供电体系，有力保障了经济社会稳定发展和持续增长的民生用能需求。原煤、原油、天然气、电力生产增速均实现不同程度增长。

2022 能源生产

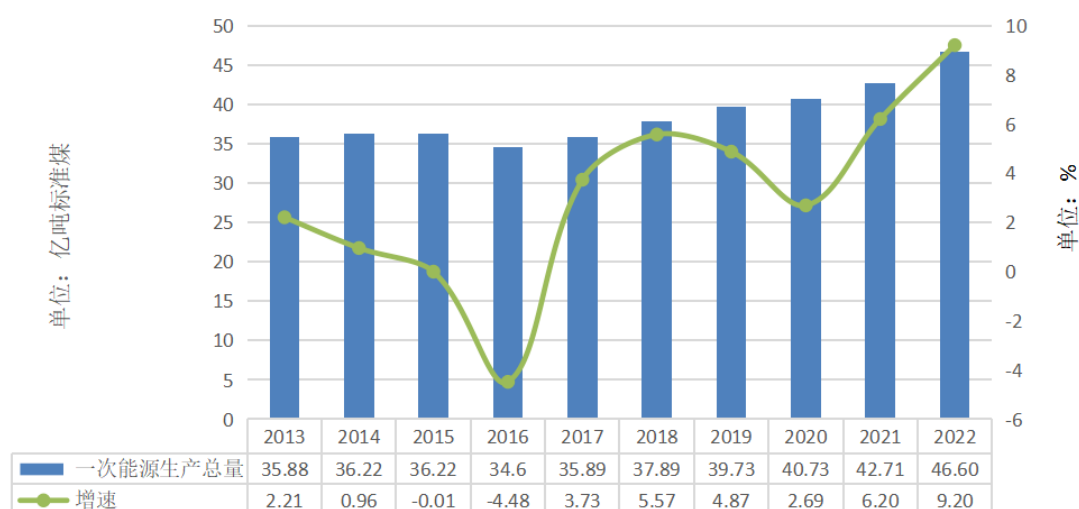
一次能源生产总量 **46.6** 亿吨标准煤，同比增长 **9.2%**。

原煤产量 **45.6** 亿吨，同比增长 **10.5%**。

原油产量 **20472.2** 万吨，同比增长 **2.9%**。

天然气产量 **2201.1** 亿立方米，同比增长 **6.0%**。

发电量 **88487.1** 亿千瓦时，同比增长 **3.7%**。



注：2021 年及之前增速系计算所得

（数据来源：国家统计局）

图 1-6 2013—2022 年能源生产总量及增速

2022 年，能源保供成效明显。针对国际能源市场波动，强化国内煤炭兜底保障和油气增储上产，统筹做好煤电油气运保障供应，有效应对国内极端高温干旱等严峻挑战，生活生产用能得到较好保障。

截至 2022 年底，全国发电装机容量 **256405** 万千瓦，比上年末增长 **7.8%**。

火电装机容量 **133239** 万千瓦，增长 **2.7%**；

水电装机容量 **41350** 万千瓦，增长 **5.8%**；

核电装机容量 **5553** 万千瓦，增长 **4.3%**；

并网风电装机容量 **36544** 万千瓦，增长 **11.2%**；

并网太阳能发电装机容量 **39261** 万千瓦，增长 **28.1%**。

2022 年，水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电量 **29599** 亿千瓦时，比上年增长 **8.5%**。

表1-1 2013—2022年主要能源品种生产总量

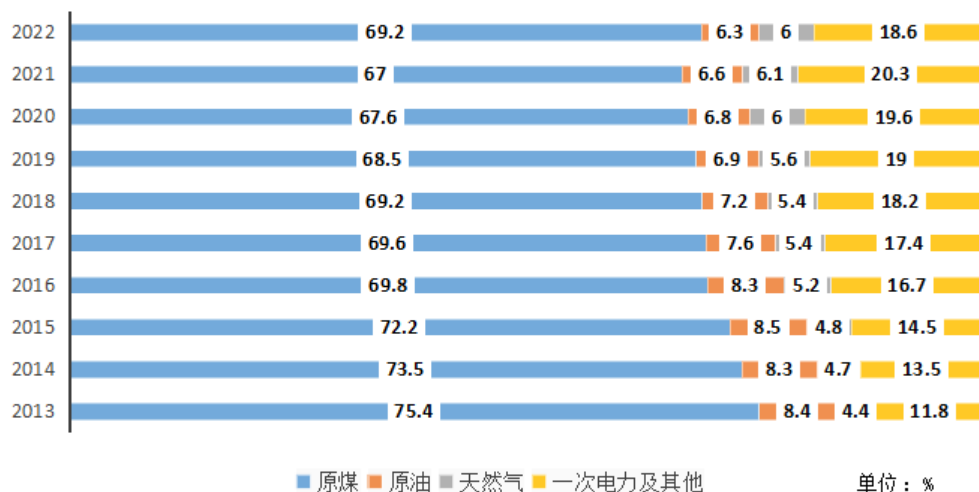
年份	原煤产量（亿吨）	原油产量（万吨）	天然气产量 （亿立方米）	发电量（亿千瓦时）
2013	39.74	20991.90	1208.58	54316.35
2014	38.74	21142.90	1301.57	57944.57
2015	37.47	21455.58	1346.10	58145.73
2016	34.11	19968.52	1368.65	61331.6
2017	35.24	19150.61	1480.35	66044.47
2018	36.98	18932.42	1601.59	71661.33
2019	38.46	19101.41	1753.62	75034.28
2020	39.02	19476.86	1924.95	77790.6
2021	41.26	19888.11	2075.84	85342.5
2022	45.60	20472.20	2201.10	88487.1

（数据来源：国家统计局）

（二）煤炭增产保供成效显著

2022年，面对复杂国内外形势，各地各部门落实党中央、国务院决策部署，助力能源行业多措并举保供稳价，煤炭增产保供成效显著，充分发挥了兜底保障作用，能源供应保持总体平稳，为经济恢复向好发挥重要作用。与此同时，风电、太阳能发电等新能源发展势头强劲，为我国经济社会发展提供绿色动能。

近十年来，不同品种能源占比呈现不同趋势。原煤生产占比持续下降，2021年较2013年下降8.4个百分点。但因兜底保供原因，这一趋势在2022年发生临时性扭转，2022年占比较2021年回升2.2个百分点。



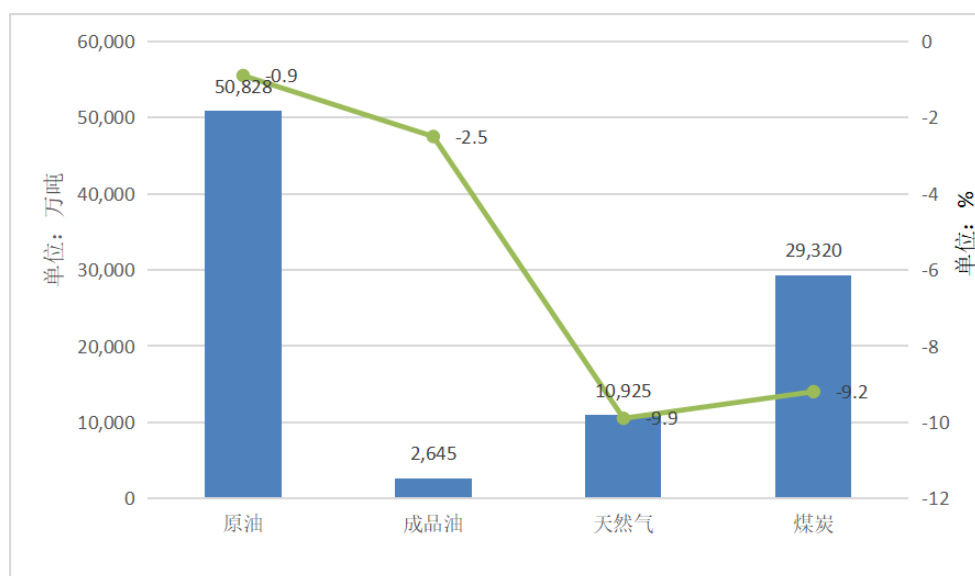
（数据来源：国家统计局）

图 1-7 2013—2022 年能源生产结构

这对其他能源品种占比也产生了挤压。原油生产总量占比继续下降，2022 年较 2013 年降低 2.1 个百分点。天然气生产占比同比略有下降，总体上看，2022 年较 2013 年提升 1.6 个百分点。水电、核电、风电等一次电力生产占比略有收窄，但总体趋势在扩大，2022 年较 2013 年提升 6.8 个百分点。2022 年，我国非化石能源发电装机历史性突破 12 亿千瓦，达到 12.7 亿千瓦，同比增长 13.8%，占总装机容量比重上升至 49.6%，比上年提高 2.6 个百分点，延续绿色低碳转型趋势。

（三）能源进口量出现不同程度下跌

2022 年，我国能源产品进口量均出现不同程度下跌。2022 年我国进口原油 50828 万吨，同比下降 0.9%；进口天然气 10925 万吨，同比下降 9.9%。进口煤炭 29320 万吨，同比下降 9.2%。



（数据来源：海关总署）

图 1-8 2022 年能源进口量及增速

地缘政治影响下，国际油价异常高涨，原油进口成本过高，是 2022 年中国原油进口量同比下降的主要原因。国际天然气价格屡创历史新高，持续的高气价挫伤了国内进口商采买 LNG 现货的积极性。国际煤炭进口量同比减少的原因，一是 2022 年年初印尼颁布了煤炭出口禁令，进一步加剧国际市场煤炭资源的紧张状况，二是乌克兰危机引发国际煤炭资源紧张，全球开展抢煤热潮，引发煤价持续高位运行，国内进口中高卡煤炭价格出现倒挂现象，较大程度抑制了中国煤炭进口。

2022 年原油、成品油进口

原油进口 **50828** 万吨，同比减少 **0.9%**，金额 24350 亿元，同比增加 **45.9%**。

成品油进口 **2645** 万吨，同比减少 **2.5%**，金额 1309 亿元，同比增加 **21.2%**。

2022 年天然气进口

天然气进口 **10925** 万吨（约合 1508 亿立方米），同比减少 **9.9%**，金额 4683 亿元，同比增加 **30.3%**。

2022 年煤炭进口

进口煤及褐煤 **29320** 万吨，同比减少 **9.2%**，金额 2855 亿元，同比增加 **22.2%**。

表1-2 2013—2022年我国能源进口情况

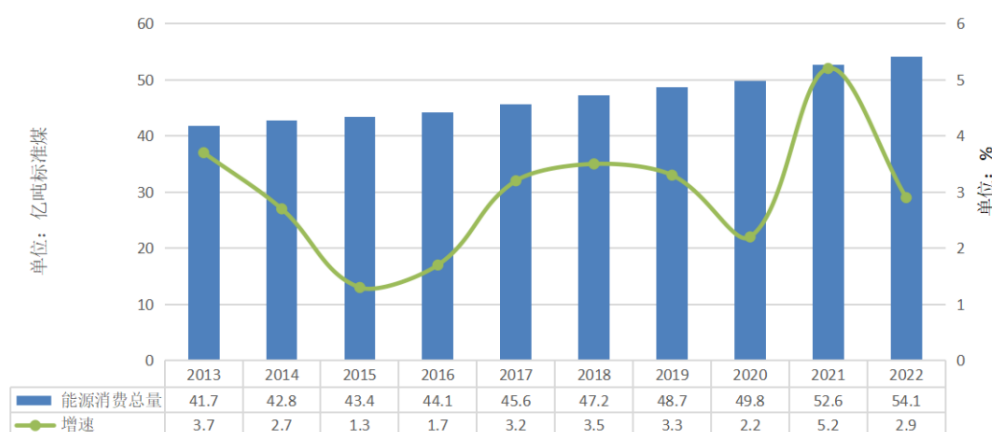
	煤及褐煤（万吨）	原油（万吨）	天然气（亿立方米）	电力（亿千瓦时）
2013	32702	28174	525	75
2014	29122	30837	591	68
2015	20406	33548	611	62
2016	25555	38101	746	62
2017	27092	41946	946	64
2018	28210	46189	1246	57
2019	29977	50568	1332	49
2020	30361	54201	1397	48
2021	32294	51292	1675	—
2022	29320	50828	1508	—

（数据来源：国家统计局、海关总署）

三、能源消费

（一）能源消费需求增幅收窄

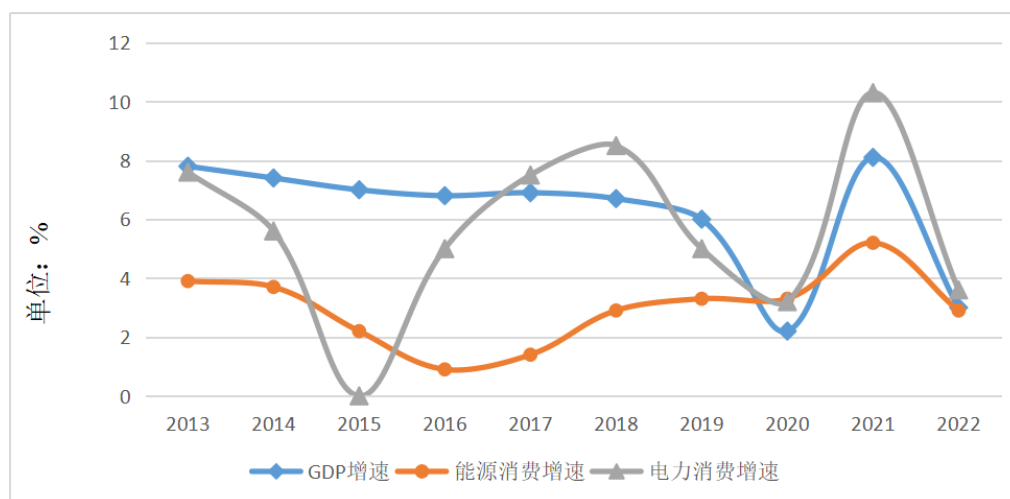
初步核算，2022 年全国能源消费总量 54.1 亿吨标准煤，比上年增长 2.9%。煤炭消费量增长 4.3%，原油消费量下降 3.1%，天然气消费量下降 1.2%，电力消费量增长 3.6%。煤炭消费量占能源消费总量的 56.2%，比上年上升 0.3 个百分点；天然气、水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源消费量占能源消费总量的 25.9%，上升 0.4 个百分点。2013 年以来，我国能源消费总量处于低速增长态势，以较低的能源消费增速支撑着经济的中高速发展。



（数据来源：国家统计局）

图 1-9 2013—2022 年能源消费总量及增速

2022 年，全社会用电量 8.67 万亿千瓦时，同比增长 3.6%。据中电联数据，高技术及装备制造业全年用电量同比增长 2.8%。其中，电气机械和器材制造业、医药制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业全年用电量增速超过 5%；新能源车整车制造用电量大幅增长 71.1%。四大高载能行业全年用电量同比增长 0.3%。



（数据来源：国家统计局）

图 1-10 2013—2022 年国内生产总值增速、能源消费增速、电力消费增速对比

表1-3 2013—2022年主要能源品种消费量（单位：万吨标准煤）

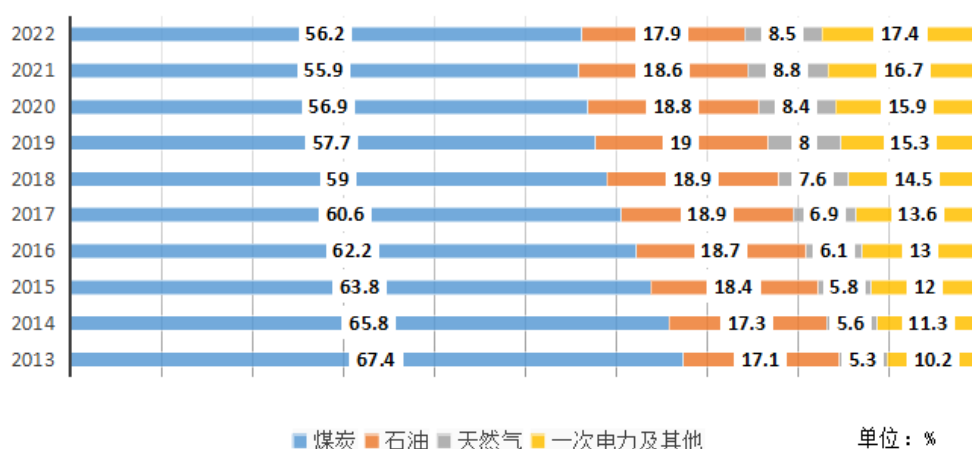
年份	煤炭消费总量	石油消费总量	天然气消费总量	水电、核电、风电等消费总量
2013	280999.36	71292.12	22096.39	42525.13
2014	279328.74	74090.24	24270.94	48116.08
2015	273849.49	78672.62	25364.40	52018.51
2016	270207.78	80626.52	27020.78	57963.93
2017	270911.52	84323.45	31397.03	61897
2018	273760	87696	36192	66352
2019	281280.6	92622.7	38999.0	74585.7
2020	283540.7	93683	41858	79231
2021	293975.9	97816.7	46278.8	87824.6
2022	304042	96839	45444	94675

注：2020 年及以后数据系计算所得

（数据来源：国家统计局）

（二）能源消费结构向清洁低碳加快转变

初步测算，2022 年能源消费总量比上年增长 2.9%。非化石能源消费占能源消费总量比重较上年提高 0.8 个百分点，煤炭比重提高 0.2 个百分点，石油比重下降 0.6 个百分点，天然气比重下降 0.4 个百分点。

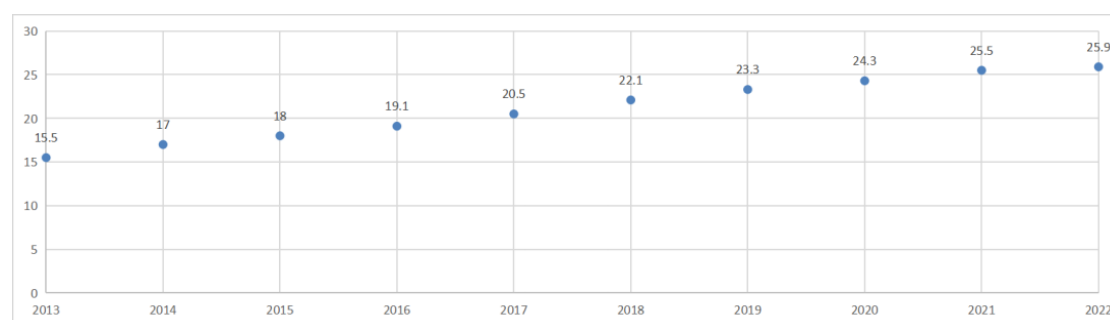


（数据来源：国家统计局）

图 1-11 2013—2022 年能源消费结构

能源消费低碳化趋势不变，低碳能源消费占比稳步提升。分能源品种看，煤炭需求持续高位运行，足量稳价供应态势良好，煤炭消费量占能源消费总量的 56.2%，比上年提升 0.2 个百分点。

2022 年，天然气、水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源消费量占能源消费总量的 25.9%，较上年提升 0.4 个百分点。近十年来，清洁能源消费占能源消费总量的比重从 2013 年的 15.5% 上升到 2022 年的 25.9%，提升超 10 个百分点，能源消费结构持续向清洁低碳转型。



（数据来源：国家统计局）

图 1-12 2013—2022 年清洁能源消费占能源消费总量的比重

据清洁供热产业委员会不完全统计，截至 2022 年底，我国北方地区供热总面积 238 亿平方米（城镇供热面积 167 亿平方米，农村供热面积 71 亿平方米），其中，清洁供热面积 179 亿平方米，清洁供热率为 75%。能源与生态环境友好性明显改善，能源节约型社会加快形成，能源消费结构更加优化。

四、能源投资

（一）国内投资情况

2022 年，我国采矿业投资同比增长 4.5%，制造业投资同比增长 9.1%，电力、热力、燃气及水生产和供应业投资同比增长 19.3%。

2022 年，全国电力工程建设投资完成额达 12220 亿元，同比增长 13.3%，为近十年最高水平。

2022 年电源投资

全国主要发电企业电源工程完成投资 7208 亿元，同比增长 22.8%。

水电 863 亿元，同比下降 26.5%。

火电 909 亿元，同比增长 28.4%。

核电 677 亿元，同比增长 25.7%。

2022 年电网投资

全国电网工程完成投资 **5012 亿元**，同比增长 **2.0%**。

新增 220 千伏及以上变电设备容量 **25839 万千伏安**，比上年多投产 **1505 万** 千伏安，同比增长 **6.3%**。

新增 220 千伏及以上输电线路长度 **38967 千米**，较上年多投产 **6747 千米**，同比增长 **21.2%**。

表1-4 2013—2022年能源行业固定资产投资（不含农户）（单位：亿元）

年份	煤炭采选业	石油及天然气 开采业	石油及炼焦加 工业	电源投资	电网投资
2013	5213	3821	3039	3872	3856
2014	4684	3948	3208	3686	4119
2015	4007	3425	2539	3936	4640
2016	3038	2331	2696	3408	5431
2017	2648	2649	2677	2900	5339
2018	2804	2630	2947	2721	5373
2019	3635	3306	3313	3139	4856
2020	3609	2327	3624	5292	4896
2021	—	—	—	5530	4951
2022	—	—	—	7208	5012

（数据来源：国家统计局）

（二）涉外投资情况

2022 全年对外非金融类直接投资额 **7859 亿元**，比上年增长 **7.2%**，折 **1169 亿美元**，增长 **2.8%**。其中，对“一带一路”沿线国家非金融类直接投资额 **1410 亿元**，增长 **7.7%**，折 **210 亿美元**，增长 **3.3%**。

采矿业

对外非金融类直接投资额 **50.1 亿美元**，同比增加 **0.6%**。

制造业

对外非金融类直接投资额 **216 亿美元**，同比增加 **17.4%**。

电力、热力、燃气及水生产和供应业

对外非金融类直接投资额 **35.2 亿美元**，同比减少 **28%**。

《2023 年能源工作指导意见》提出，坚持共商共建共享，深入推进互利共赢务实合作，增强国内国际两个市场两种资源联动效应，提升能源开放合作质量和

水平，不断开创能源国际合作新局面。支持发展中国家能源绿色低碳发展，因地制宜采取贸易、工程承包、投资、技术合作等方式开展双方、三方和多方市场合作，推动更多清洁能源合作项目落地。建设运营好“一带一路”能源合作伙伴关系，扎实推进能源务实合作。

五、节能降碳

（一）能源利用效率不断提升

2022 年，“双碳”目标约束下节能增效工作取得新进展。在能源外部环境挑战不断、国内疫情反复等诸多不利条件下，我国坚持加大节能减排力度，持续完善能源消费强度和总量双控制度，坚决遏制“两高”项目盲目发展。2022 年全国万元国内生产总值能耗比上年下降 0.1%。



（数据来源：国家统计局）

图 1-13 2013—2022 年万元国内生产总值能耗降低率

目前，我国火电厂超低排放、大型垃圾焚烧、燃煤烟气治理技术装备达到世界领先水平，已建成世界上最大的超低排放火电厂群。据悉，“十三五”以来，得益于技术的进步，我国燃煤电厂超低排放改造了 9.5 亿千瓦。

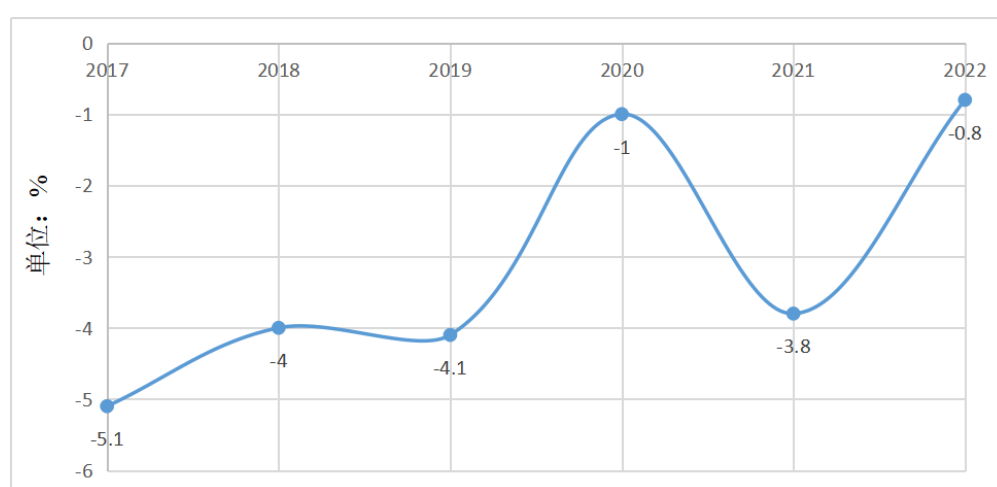
2022 年，我国可再生能源保持高利用率水平，全国主要流域水能利用率 98.7%、风电平均利用率 96.8%、光伏发电平均利用率 98.3%。

（二）万元国内生产总值二氧化碳排放持续下降

2022 年，重点耗能工业企业单位电石综合能耗下降 1.6%，单位合成氨综合能耗下降 0.8%，吨钢综合能耗上升 1.7%，单位电解铝综合能耗下降 0.4%，每千

瓦时火力发电标准煤耗下降 0.2%。全国万元国内生产总值二氧化碳排放下降 0.8%。

近十年来，污染物排放下降明显。烟尘排放总量由 2012 年的 151 万吨下降到 2021 年的 12.3 万吨，单位火电发电量的烟尘排放量由每千瓦时 0.39 克下降到每千瓦时 0.022 克；二氧化硫排放总量由 2012 年的 883 万吨下降到 2021 年的 54.7 万吨，单位火电发电量的二氧化硫排放量由每千瓦时 2.26 克下降到每千瓦时 0.101 克；氮氧化物排放总量由 2012 年的 948 万吨下降到 2021 年的 86.2 万吨，单位火电发电量的氮氧化物排放量由每千瓦时 2.4 克下降到每千瓦时 0.152 克。

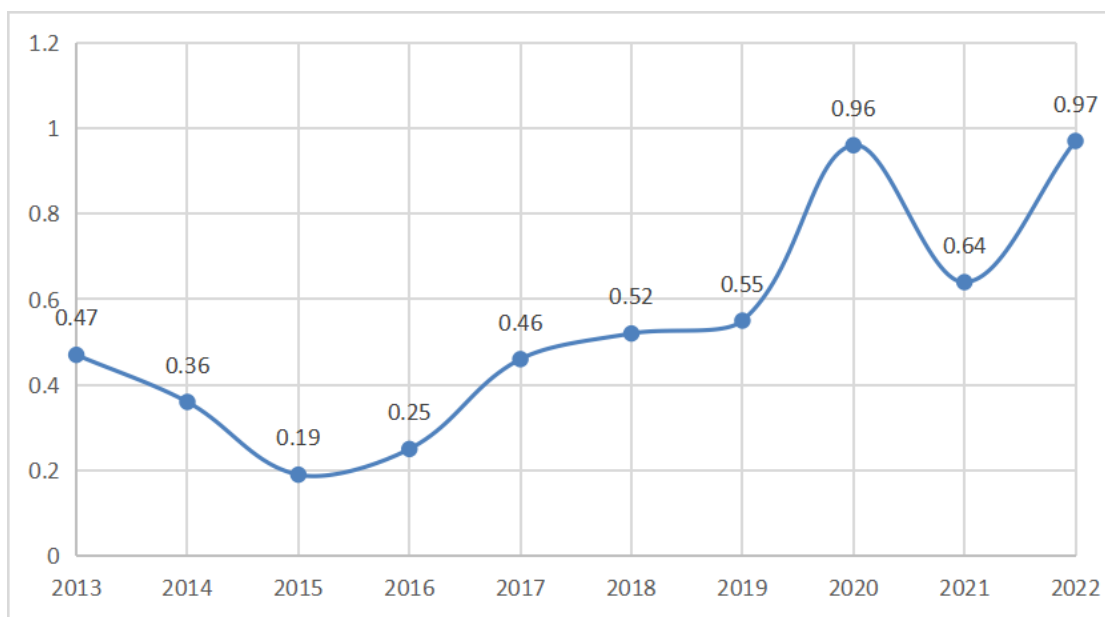


（数据来源：国家统计局）

图 1-14 2017—2022 年全国万元国内生产总值二氧化碳排放下降情况

（三）能源消费弹性系数攀升

能源消费弹性系数是指能源消费的增长率与国内生产总值增长率之比，是反映能源消费增长速度与国民经济增长速度之间比例关系的指标，能够反映经济增长对能源的依赖程度。据测算，2022 年能源消费弹性系数为 0.97，电力消费弹性系数为 1.2。



注：2022 年数据系计算所得

（数据来源：国家统计局）

图 1-15 2013—2022 年能源消费弹性系数

十年数据来看，2015 年 0.19 为近十年最低点，近几年来保持在 0.5 上下。2020 年因疫情对经济发展造成严重冲击，国内生产总值增速从 2019 年的 6% 下降到 2.3%，造成能源消费弹性系数明显提升。2021 年有所回调。2022 年，受疫情冲击及上年基数影响，经济增速减缓，能源消费弹性系数攀升至 0.97。

（四）碳市场建设不断完善

2022 年，国家相关部门出台系列政策，碳市场建设不断完善。4 月，《中共中央 国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》中提出建设全国统一的能源市场以及培育发展全国统一的生态环境市场。6 月，生态环境部等 17 部门联合印发《国家适应气候变化战略 2035》，生态环境部等 7 部门印发《减污降碳协同增效实施方案》。8 月，科技部等 9 部门印发《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022—2030 年）》，国家发展改革委、国家统计局、生态环境部联合印发《关于加快建立统一规范的碳排放统计核算体系实施方案》。10 月，国家能源局印发《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》，市场监管总局等 9 部门联合印发《建立健全碳达峰碳中和标准计量体系实施方案》。12 月，生态环境部办公厅印发《企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施》《企业温室气体排放核查技术指南 发电设施》。2022 年，全国碳市场迈入第二个履约周期，总体运行平稳，碳价较 2021 年有所上涨。全年共运行 50 周（242 个交易日），全国碳市

场碳排放配额（CEA）年度成交量 5088.95 万吨，年度成交额 28.14 亿元。截至 2022 年 12 月 31 日，CEA 累计成交量 2.30 亿吨，累计成交额 104.75 亿元。每日收盘价在 55~62 元/吨之间波动，成交均价为 45.61 元/吨。

表1-5 2022年全国碳市场成交数据

交易品种	最高价 (元/吨)	最低价 (元/吨)	收盘价（元/吨）			成交量 (万吨)	成交额 (亿元)	交易方式
			12月31日	12月30日	涨跌幅			
CEA	61.6	50.54	54.22	55	1.44%	622	3.58	挂牌协议交易
						4467	24.56	大宗协议交易
						5089	28.14	小计
截至2022年12月30日累计						3699	18.09	挂牌协议交易
						19269	86.66	大宗协议交易
						22968	104.75	合计

（来源：上海环境能源交易所）

六、能源政策

（一）《“十四五”现代能源体系规划》出炉

2022 年 1 月 29 日，国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》。《规划》明确了“十四五”时期现代能源体系建设五方面主要目标：能源保障更加安全有力，到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，发电装机总容量达到约 30 亿千瓦。能源低碳转型成效显著，单位国内生产总值二氧化碳排放量五年累计下降 18%。到 2025 年，非化石能源消费比重提高到 20%左右，非化石能源发电量比重达到 39%左右，电能占终端用能比重达到 30%左右。能源系统效率大幅提高，单位国内生产总值能耗五年累计下降 13.5%。到 2025 年，灵活调节电源占比达到 24%左右，电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的 3%~5%。创新发展能力显著增强，“十四五”期间能源研发经费投入年均增长 7%以上，新增关键技术突破领域达到 50 个左右。普遍服务水平持续提升，人均年生活用电量达到 1000 千瓦时左右，天然气管网覆盖范围进一步扩大。

展望 2035 年，《规划》提出，能源高质量发展取得决定性进展，基本建成现代能源体系。能源安全保障能力大幅提升，绿色生产和消费模式广泛形成，非

化石能源消费比重在 2030 年达到 25%的基础上进一步大幅提高，可再生能源发电成为主体电源，新型电力系统建设取得实质性成效，碳排放总量达峰后稳中有降。

（二）《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》发布

2022 年 9 月 20 日，国家能源局印发《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》。《计划》提出，到 2025 年，初步建立起较为完善、可有力支撑和引领能源绿色低碳转型的能源标准体系，能源标准从数量规模型向质量效益型转变，标准组织体系进一步完善，能源标准与技术创新和产业发展良好互动，有效推动能源绿色低碳转型、节能降碳、技术创新、产业链碳减排。到 2030 年，建立起结构优化、先进合理的能源标准体系，能源标准与技术创新和产业转型紧密协同发展，能源标准化有力支撑和保障能源领域碳达峰、碳中和。

（三）《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》印发

2022 年 1 月 30 日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》。在完善引导绿色能源消费的制度和政策体系方面，《意见》提出推动完善能源相关的绿色消费机制，通过消费端优先使用绿色能源的需求选择带动能源生产供应端绿色低碳转型，在全社会倡导节约用能、绿色用能。绿色能源消费促进机制将为追求零碳低碳的绿色工厂、绿色园区、绿色社区等提供实现途径，并使之得到社会广泛认可。《意见》重点围绕工业、建筑、交通等行业领域，提出电价、分布式电力交易、国土空间保障等支持政策，推动提升终端用能低碳化和电气化水平，控制化石能源消费。

在建立绿色低碳为导向的能源开发利用新机制方面，《意见》强调化石能源清洁开发利用和减污降碳的重要性。在较长时期，立足以煤为主的基本国情，建立煤矿绿色发展长效机制，完善煤矸石、矿井水等资源综合利用政策，支持绿色智能煤矿建设，严格合理控制煤炭消费增长。完善推进煤电机组超低排放改造、灵活性改造、供热改造的机制和政策，推动燃煤自备机组公平承担社会责任，加快推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。提升油气田清洁高效开采能力，完善油气与地热能以及风能、太阳能等协同开发机制。

（四）能耗双控制度进一步完善

2022 年 11 月 1 日，国家发展改革委、国家统计局联合发布《关于进一步做好原料用能不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》，明确原料用能的基本定

义和具体范畴，即能源产品不作为燃料、动力使用，而作为生产非能源产品的原料、材料使用。用于生产非能源用途的烯烃、芳烃、炔烃、醇类、合成氨等产品的煤炭、石油、天然气及其制品，属于原料用能范畴；若用作燃料、动力使用，不属于原料用能范畴。《通知》明确提出将原料用能从能源消费总量中扣除，树立节能目标责任评价考核新导向，是完善能耗双控政策的重要举措，对科学有序推动节能降碳工作具有重要意义。

11月16日，国家发展改革委、国家统计局和国家能源局联合发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量有关工作的通知》，明确现阶段不纳入能源消费总量的可再生能源，主要包括风电、太阳能发电、水电、生物质发电、地热能发电等可再生能源。随着技术进步和发展，其他可准确计量的可再生能源类型将逐步动态纳入。在开展全国和地方能源消费总量考核时，以各地区2020年可再生能源电力消费量为基数，“十四五”期间每年较上一年新增的可再生能源电力消费量在考核时予以扣除。《通知》提出，以绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证。此外，还将积极推动绿证交易体系建设。新增可再生能源电力消费量不纳入能源消费总量控制，将推动新增可再生能源消费量作为促进经济社会高质量发展的重要支撑和保障，有利于为经济社会发展提供充足用能空间，是完善能耗双控政策的重要举措，对推动能源清洁低碳转型、保障高质量发展合理用能需求具有重要意义。

（五）有序推进全国统一能源市场建设

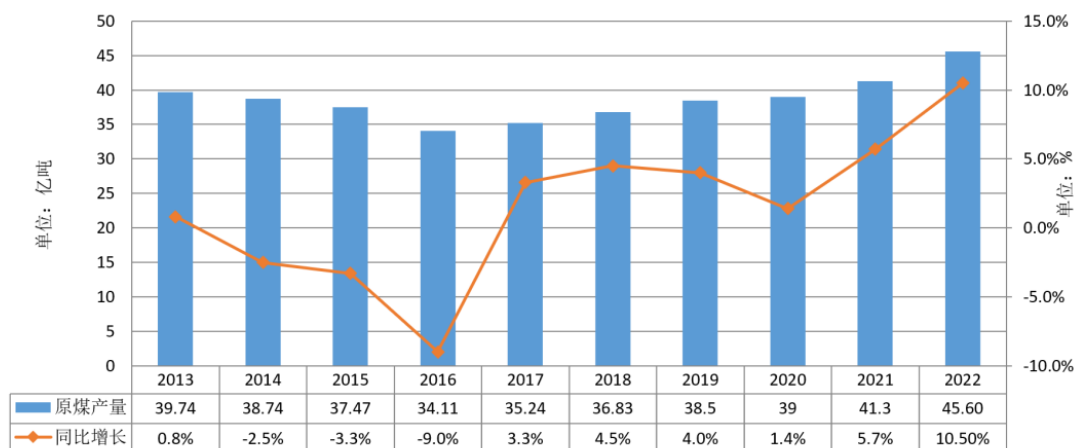
2022年3月25日，《中共中央 国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》印发。《意见》提出，建设全国统一的能源市场。在有效保障能源安全供应的前提下，结合实现碳达峰碳中和目标任务，有序推进全国能源市场建设。在统筹规划、优化布局基础上，健全油气期货产品体系，规范油气交易中心建设，优化交易场所、交割库等重点基础设施布局。推动油气管网设施互联互通并向各类市场主体公平开放。稳妥推进天然气市场化改革，加快建立统一的天然气能量计量计价体系。健全多层次统一电力市场体系，研究推动适时组建全国电力交易中心。进一步发挥全国煤炭交易中心作用，推动完善全国统一的煤炭交易市场。

第二章 煤炭行业发展

一、煤炭供需

（一）原煤产量同比增长 10.5%，再创历史新高

国家统计局数据显示，2022 年，全国原煤产量 45.6 亿吨，同比增长 10.5%，原煤生产增速加快。另据国务院国资委信息，2022 年，中央企业煤炭日均产量 296 万吨，同比增长 7.6%，再创历史新高。



2013—2022 年全国原煤产量及增速

（数据来源：国家统计局）

（二）煤炭生产开发布局持续优化

煤炭生产中心加快向资源禀赋好、开采条件好的地区集中。2022 年，全国规模以上煤炭企业原煤产量完成 45.0 亿吨，同比增加 3.7 亿吨，增长 9.0%。2022 年，亿吨级产煤省份产量比重继续增加。山西、内蒙古、陕西、新疆、贵州 5 省（区）原煤产量合计 37.68 亿吨，占全国总产量的 82.64%。其中，山西、内蒙古、陕西、新疆原煤产量累计同比分别增长 8.7%、10.1%、5.4%和 28.6%。福建、青海、江西、山东、贵州、安徽 6 省煤炭产量累计同比分别下降 17%、15.6%、8.3%、6%、4%、0.9%。

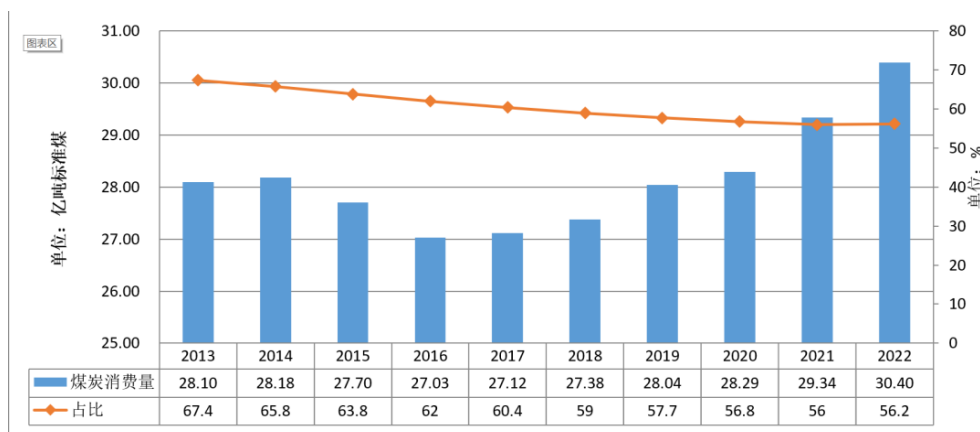
2022 年全国规模以上企业原煤产量（按地区）

地区	产量（亿吨）	同比增速	占全国原煤产量比重
山西	13.07	8.7%	28.67%
内蒙古	11.74	10.1%	25.75%
陕西	7.46	5.4%	16.36%
新疆	4.13	28.6%	9.05%
贵州	1.28	-4.0%	2.81%
安徽	1.12	-0.9%	2.45%
河南	0.98	4.2%	2.14%
宁夏	0.94	8.4%	2.05%
山东	0.88	-6.0%	1.92%
黑龙江	0.70	8.4%	1.52%
云南	0.67	9.6%	1.46%

（数据来源：国家统计局）

（三）煤炭消费量增长 4.3%

据国家统计局初步核算，2022 年全国煤炭消费量增长 4.3%，煤炭消费量占能源消费总量的 56.2%，比上年上升 0.3 个百分点。过去十年，煤炭消费量占一次能源消费比重下降了 11.2 个百分点。



2013—2022 年全国煤炭消费总量及占比

（数据来源：国家统计局）

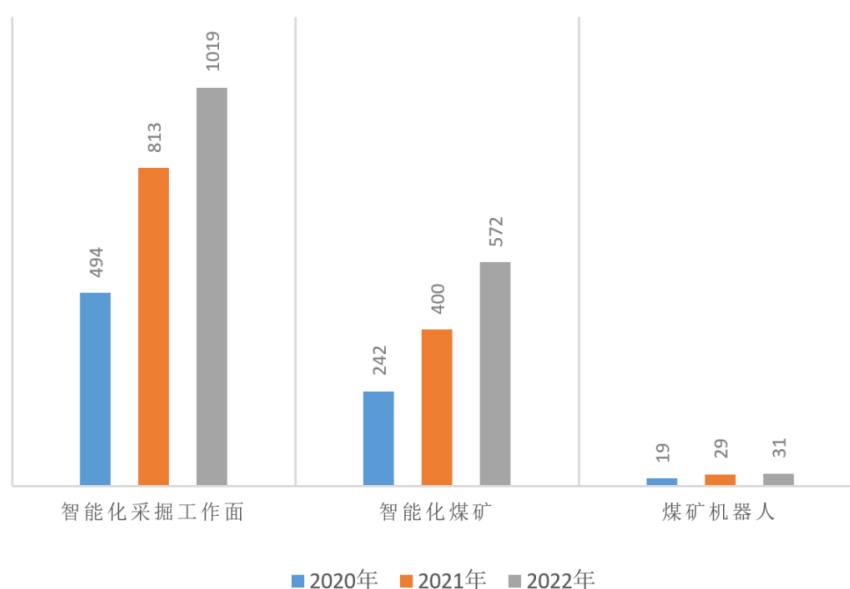
注：2022 年煤炭消费量系根据占比计算所得

从主要耗煤行业分析，发电用煤方面，根据中电联发布的数据，2022 年，全国煤电发电量为 50770 亿千瓦时，同比增长 0.7%。非电用煤方面，钢铁和建材

行业是煤炭的两大下游行业，主要产品分别为钢铁和水泥。国家统计局数据显示，2022 年，全国粗钢产量 10.13 亿吨，同比下降 2.10%；全国水泥产量 21.2 亿吨，同比下降 10.80%。钢铁和水泥产量不同程度的下降，对煤炭需求减弱。此外，根据中电联发布的数据，2022 年，化工行业用电量同比增长 5.2%，对用煤需求有一定提振。

（四）煤矿智能化建设达到新的高度

据统计，截至 2022 年底，我国大型煤炭企业采煤机械化程度已超 99%，煤矿智能化采掘工作面已达 1019 个，同比增加 25%。智能化煤矿增至 572 处，产能达到 19.36 亿吨。全国有 25 个地方政府出台了财税支持保障措施，全国智能化煤矿建设投资累计达到 1000 亿元，提前实现了煤矿安全专项整治三年行动建设 1000 个智能化采掘工作面的目标。已有 31 种煤矿机器人在煤矿现场应用。



智慧矿山建设最新进展

（数据来源：据公开资料整理）

注：2021 年智能煤矿数量为国家能源局在 2022 年初新闻发布会上公布的初步统计数据

煤矿机械化、智能化水平大幅提升，也让煤矿生产效率稳步提高。近十年来，全国煤矿平均单井（矿）产能由 38 万吨/年左右提高到 120 万吨/年以上，人均生产效率由 750 吨/年提高到 1800 吨/年。

二、煤炭市场

（一）煤炭价格坚挺，煤炭行业景气持续提升

2022 年煤炭价格高位维稳。受国际能源价格大涨等多重因素叠加影响，国内煤炭价格呈现高位波动态势，年内价格峰谷差达到 900 元/吨左右。1—10 月中国沿海电煤采购价格指数（CECI 沿海指数）综合价 5500 大卡规格品均价 883.4 元/吨，市场交易价 5500 大卡规格品均价 1256.2 元/吨。10 月 28 日 CECI 沿海指数市场交易价 5500 大卡规格品报收于 1603 元/吨，创年内高点。进入 11 月后，因非电用煤需求疲软，我国煤炭供需形势逐步改善，叠加煤炭进口快速恢复，煤炭市场价格快速回落。

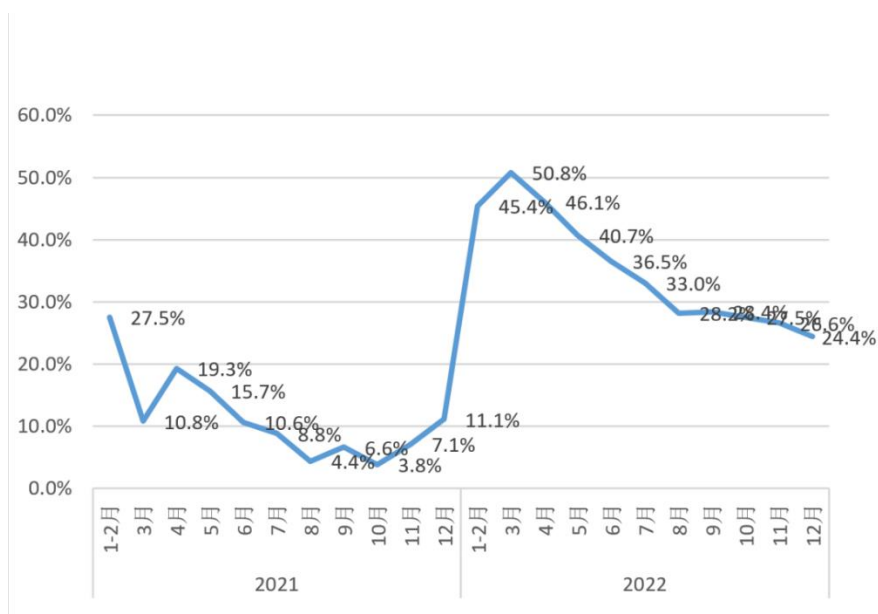


2022 年环渤海动力煤价格指数走势

（数据来源：秦皇岛煤炭网）

（二）煤炭采选业固定资产投资增速明显

2022 年，煤炭开采和洗选业固定资产投资累计同比增长 24.4%，较上年提升 13.3 个百分点，其中民间投资同比增长 39.0%。

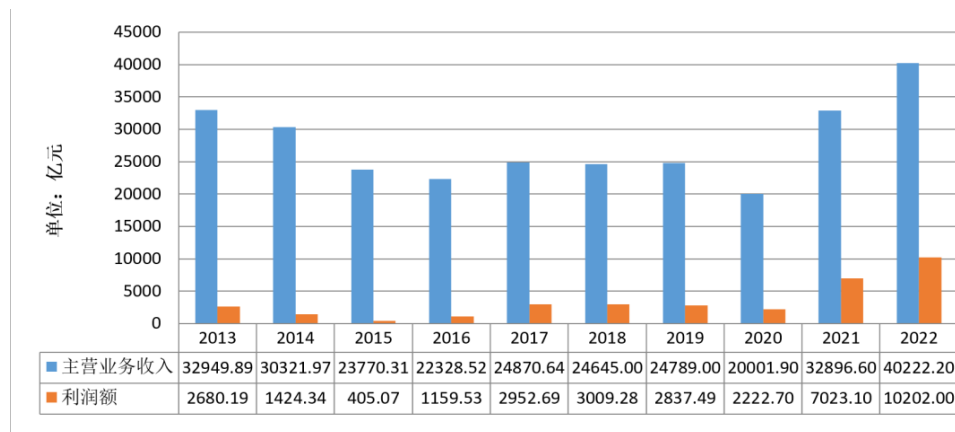


2021—2022 年全国煤炭采选业固定资产投资增速

（数据来源：国家统计局）

（三）煤炭行业利润总额 1.02 万亿元，同比增长 44.3%

得益于煤炭价格坚挺，煤炭行业景气持续提升，盈利能力创新高。2022 年，全国规模以上煤炭企业营业收入 4.02 万亿元，同比增长 19.5%；利润总额 1.02 万亿元，同比增长 44.3%。



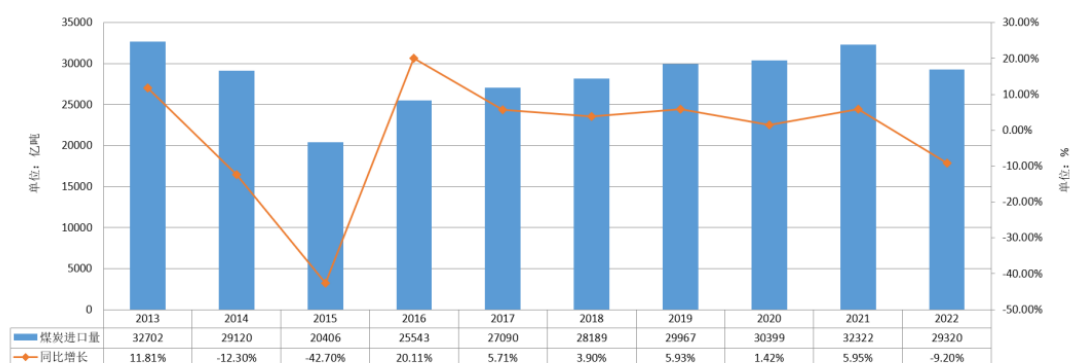
2013—2022 年全国规模以上煤炭企业营收与利润

（数据来源：国家统计局）

（四）全国煤炭进口量 2.93 亿吨，同比下降 9.2%

2022 年，在国际地缘政治冲突、气候异常等多重因素叠加影响下，能源危机加剧，全球煤炭产量及消费双双反弹，国际煤炭价格高位运行。2022 年全年我国煤炭进口量 2.93 亿吨，较 2021 年的 3.23 亿吨下降 9.2%，为近七年来首次出现负增长。从进口国别来看，2022 年我国进口煤炭主要来自印尼、俄罗斯、蒙古国、

菲律宾、加拿大等国。虽然印尼动力煤进口量比 2021 年有所减少，但印尼仍是我国进口动力煤第一大来源国。



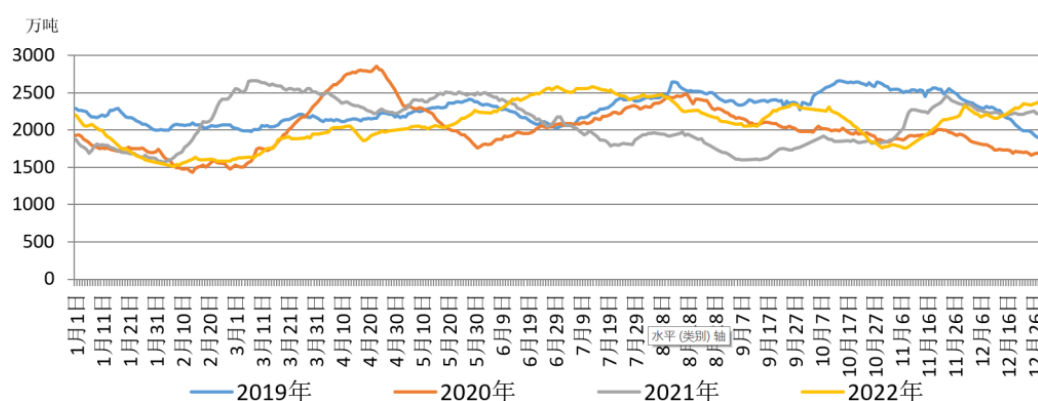
2013—2022 年全国煤炭进口量及增速

（数据来源：海关总署）

三、煤炭储运

（一）全国统调电厂存煤 1.75 亿吨，同比增长 6.0%

国家能源局发布的数据显示，2022 年上半年，全国统调电厂电煤的库存超过 1.7 亿吨，同比增长 51.7%。中国煤炭工业协会发布的数据显示，截至 2022 年 12 月末，全国煤炭企业存煤 6600 万吨，同比增长 26.6%；全国主要港口存煤 5530 万吨，同比下降 6.8%，其中，环渤海主要港口存煤 2385 万吨，同比增长 7.5%；全国统调电厂存煤 1.75 亿吨，同比增长 6.0%。



北方九港库存年度对比情况

（数据来源：据公开资料整理）

（二）煤炭转运能力提高

中国煤炭工业协会发布的数据显示，2022 年，全国铁路累计发运煤炭 26.8 亿吨以上，同比增长 3.9%；其中，电煤发运量 21.8 亿吨，同比增长 8.7%。全国主要港口内贸煤发运量约 7.3 亿吨，同比下降 1.8%。

四、煤炭政策

（一）多措并举确保电煤中长期合同签约履约

稳定的长协价格对保障煤电企业基本用煤需求、稳定电价具有重要意义。2022 年煤炭中长期合同签订范围进一步扩大。为保证中长期合同有效落实，2022 年 7 月 1 日，国家发展改革委召开会议安排部署电煤中长期合同换签补签工作，要求中长期合同严格执行“欠一补三”条款，严格落实三个 100%。随即，全国煤炭交易中心发布《关于加快推进 2022 年电煤中长期合同补签换签相关工作的公告》，协助相关企业开展本次电煤中长期合同补签换签、上传“欠一补三”补充协议、签订新版诚信履约承诺书、核验推送符合要求的合同数据补充衔接运力等相关平台服务工作，确保煤炭生产企业签订的中长期合同数量应达到自有资源量 80% 以上。

2022 年 10 月底，国家发展改革委印发《2023 年电煤中长期合同签订履约工作方案》，对 2023 年电煤长协合同价格、数量提出了明确要求，2023 年电煤中长期合同签订工作正式启动。12 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于做好 2023 年电力中长期合同签订履约工作的通知》，提出要坚持电力中长期合同高比例签约。随着政策的不断完善，煤炭中长期合同的履约力度将进一步强化，长协煤保供的“压舱石”和“稳定器”作用将得以充分发挥。

此外，国家发展改革委多次对各地和中央企业 2022 年煤炭中长期合同签订履约情况开展专项检查。要求各地和有关企业要对照签订履约政策要求进行自查梳理，不符合要求的抓紧整改。9 月以来，全国统调电厂存煤保持在 1.7 亿吨以上，电煤供应形势持续向好，有效保障了发电供热用煤需求。另据国务院国资委消息，2022 年以来，中央企业煤炭日均产量 296 万吨，同比增长 7.6%，再创历史新高。国家能源集团、中煤集团 2 家企业带头执行电煤中长期合同，自产煤合同签约率达 93.6%、履约率近 100%，2021 年以来累计让利超 2400 亿元。

（二）煤炭市场价格形成机制进一步完善

2022 年上半年，国家发展改革委先后发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》《2022 年第 4 号公告》《关于明确煤炭领域经营者哄抬价格行

为的公告》。《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》明确了秦皇岛港下水煤（5500 大卡）中长期交易价格每吨 570~770 元（含税），并对晋陕蒙相应煤炭出矿环节中长期交易价格合理区间进行了限定。《2022 年第 4 号公告》提出了煤炭领域哄抬价格行为的具体认定标准，实质上明确了煤炭现货价格合理区间。《关于明确煤炭领域经营者哄抬价格行为的公告》明确了国产动力煤领域经营者哄抬价格行为及监管红线，为煤炭企业提供了清晰的行为指引。三份文件构建了煤炭价格预期引导和调控监管的闭环机制，为相关经营者依法合规经营提供了明确指引，是煤炭价格运行在合理区间的重要政策保障。

此外，国家发展改革委连发价格调控监管政策系列解读，关注煤炭市场供需形势和价格变化，加强煤炭中长期合同签约履约监管，采取有力有效措施保障煤炭价格运行在合理区间，并召集重点煤炭和电力企业、行业协会、市场资讯机构和全国煤炭交易中心召开专题会议，研判煤炭价格形势，研究加强煤炭价格调控监管工作。

（三）煤炭清洁高效利用金融支持力度加大

2022 年 5 月，经国务院批准，人民银行增加 1000 亿元支持煤炭清洁高效利用专项再贷款额度，专门用于支持煤炭开发使用和增强煤炭储备能力。新增额度支持领域包括煤炭安全生产和储备，以及煤电企业电煤保供。值得注意的是，本次增加的 1000 亿元专项再贷款额度专门用于“同煤炭开发使用和增强煤炭储备能力相关领域”，具体支持领域有两种：一是煤炭安全生产和储备领域。包括现代化煤矿建设、绿色高效技术应用、智能化矿山建设、煤矿安全改造、煤炭洗选、煤炭储备能力建设等项目；二是煤电企业电煤保供领域。此次增加 1000 亿元额度后，支持煤炭清洁高效利用专项再贷款总额度达到 3000 亿元，有助于进一步释放煤炭先进产能，保障能源安全稳定供应，支持经济运行在合理区间。

据了解，国家开发银行“十四五”期间设立总规模为 5000 亿元（等值人民币，含外汇）的能源领域“碳达峰、碳中和”专项贷款，其中 2021 年安排发放 1000 亿元，助力构建清洁低碳安全高效的能源体系。2022 年前三季度，国家开发银行持续加大对清洁能源、能源保供、煤炭清洁高效利用等能源重点领域的支持力度，发放能源贷款 4069 亿元，同比增长 26%。

（四）煤管票制度退出历史舞台

2022 年 8 月 31 日，国务院第十六督查组提出停止使用榆林市煤炭销售计量

专用票的意见。根据国务院督查组指导意见，榆林市委、市政府决定从 2022 年 9 月 1 日起，全市所有涉煤企业停止使用榆林市煤炭销售计量专用票（以下称煤管票），宣告运行 16 年之久的煤管票制度成为历史。最大产煤区鄂尔多斯紧随其后，撤销全市所有煤管路站，取消煤炭运输车辆“带票通行、路站查验、流动稽查”的监管方式。

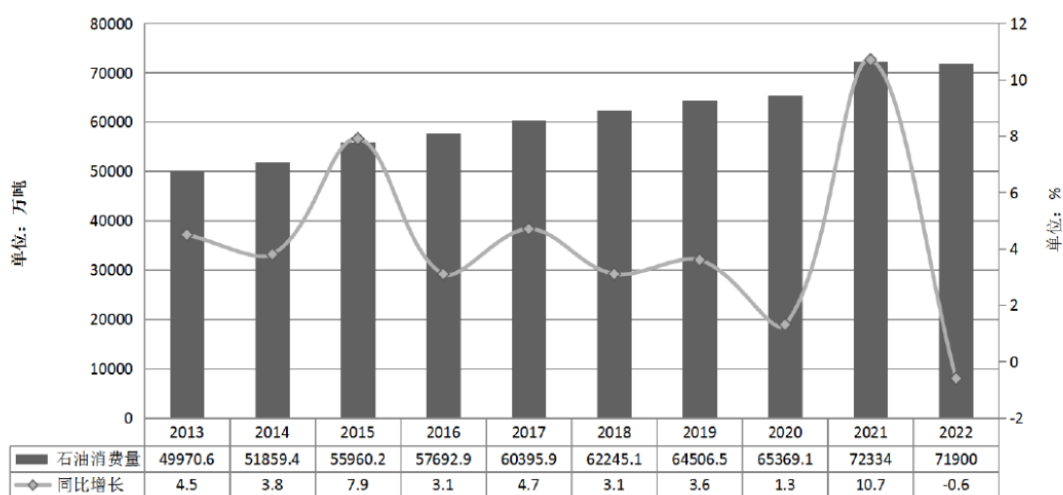
煤管票是中国煤炭主产地的一种煤炭管理方式，是产煤区煤炭生产、销售、加工、运输等环节的唯一有效凭证，具有煤炭产量控制、运输管控、计量统计等功能，可防止非法生产的煤炭进入流通和消费领域。煤管票在晋陕蒙三大主要产煤区影响较大，曾被作为原煤出产地的唯一有效票据。但随着煤炭市场监管制度的完善，煤管票功能已经完全被更高效的市场监管机制所替代，如煤矿产能管理由矿监部门负责、非法开采由矿产资源部门负责、煤炭计量以出厂磅单作为依据、税务部门以发票作为计税依据等。实践证明，全面取消有助于产能释放、煤价松动，让煤炭流通速度得到有效提升。

第三章 石油行业发展

一、原油供需

（一）石油消费同比下降

2022 年，受多重因素的影响，国内石油消费同比下滑。根据中石油经济技术研究院的统计数据，2022 年，中国石油表观消费量为 7.19 亿吨，同比下降 0.6%，是近 30 年以来的首次负增长；从终端消耗的角度测算，2022 年中国石油表观消费量为 6.92 亿吨，同比下降 4.4%，较 2019 年同期下降 0.6%。



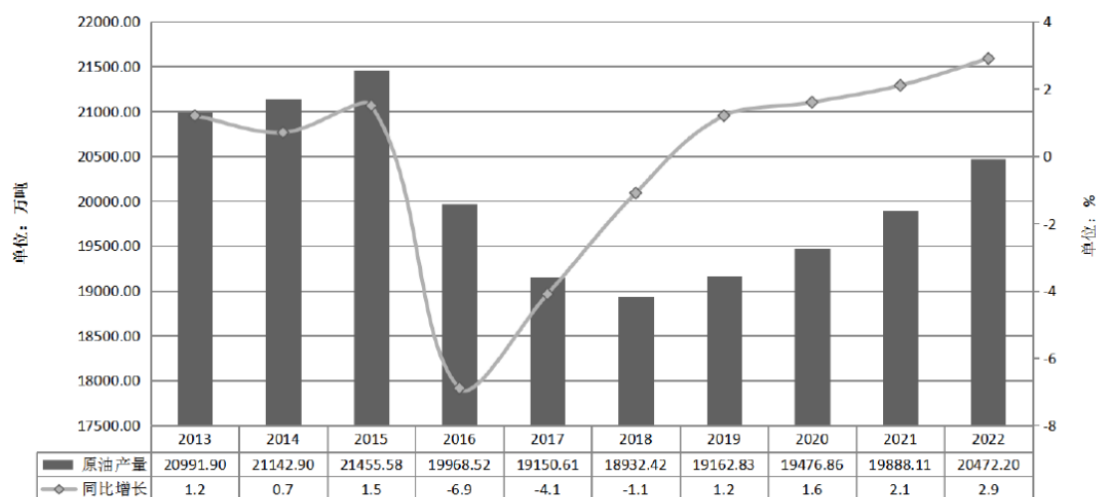
2013—2022 年石油消费量及增速

（数据来源：国家统计局、中石油经济技术研究院）

注：2021、2022 年数据系表观消费量及同比增长

（二）原油产量重回 2 亿吨

国家统计局数据显示，2022 年，我国原油产量重回 2 亿吨，达到 20472.2 万吨，同比增长 2.9%，这是我国原油产量连续 4 年实现增长。非常规油气成为石油稳产的重要领域。2022 年非常规原油产量约占总产量 10%，其中页岩油产量突破 300 万吨，成为原油稳产生力军。



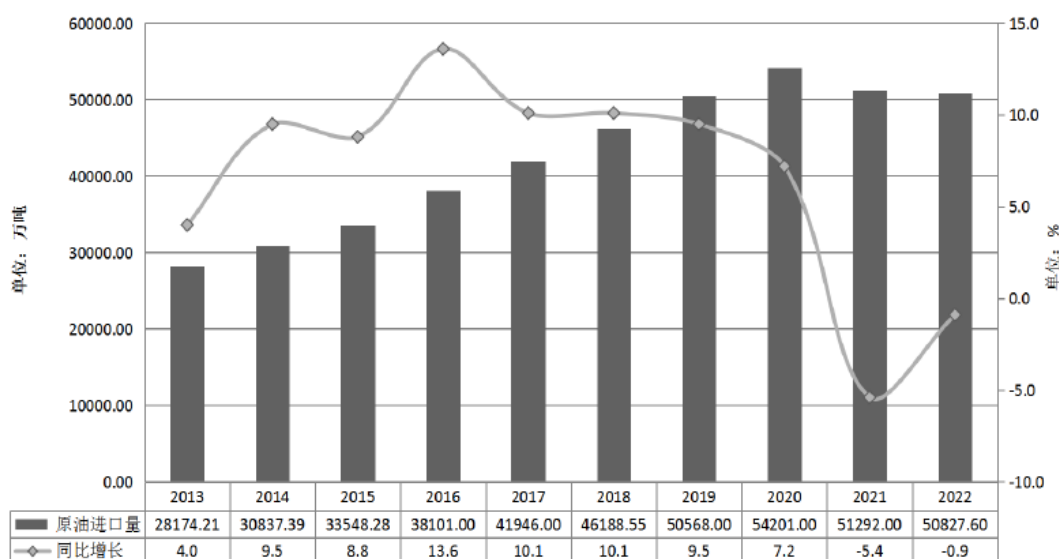
2013—2022 年原油产量及增速

（数据来源：国家统计局）

2022 年国内油气企业扎实推进“七年行动计划”实施，持续加大勘探力度，其中新增石油探明地质储量近 14.6 亿吨，主要来自鄂尔多斯盆地、渤海湾盆地（含海域）和塔里木盆地。深层油气勘探、深水油气勘探和非常规油气勘探取得重大发现和新突破，我国首个以“深地工程”命名的油气项目“深地一号”顺北油气田基地，高效落实了两个资源量超亿吨级油气富集区；渤海湾盆地渤南潜山、塔里木盆地富满奥陶系、苏北盆地页岩油新区、渤海湾盆地济阳页岩油国家级示范区等均落实亿吨级原油资源。

（三）原油进口量减价扬

海关总署数据显示，2022 年，我国进口原油 50827.6 万吨，同比下降 0.9%，进口金额 24350 亿元，同比增长 41.4%。原油进口占我国 2022 年货物贸易进口总额 13%，仍是继集成电路之后我国第二大进口商品。在地缘政治影响下，国际油价异常高涨，原油进口成本过高，是 2022 年我国原油进口量同比下降的主要原因。2022 年，我国原油对外依存度降至 71%左右。



2013—2022 年原油进口量及增速

(数据来源：国家统计局、海关总署)

2022 年，我国原油进口来源国主要有沙特、俄罗斯、伊拉克、阿联酋、阿曼、马来西亚、科威特、安哥拉、巴西、哥伦比亚。其中，沙特作为我国第一大原油进口国，全年向我国出口原油 8748.852 万吨，交易总金额为 4323.830 亿元，平均售价为 4942 元/吨；俄罗斯为我国第二大原油进口来源国，向我国出口原油 8624.807 万吨，交易总金额 3893.166 亿元，平均售价 4514 元/吨；伊拉克为第三大原油进口来源国，向我国出口原油 5548.667 万吨，交易总金额 2607.958 亿元，平均售价 4700 元/吨。

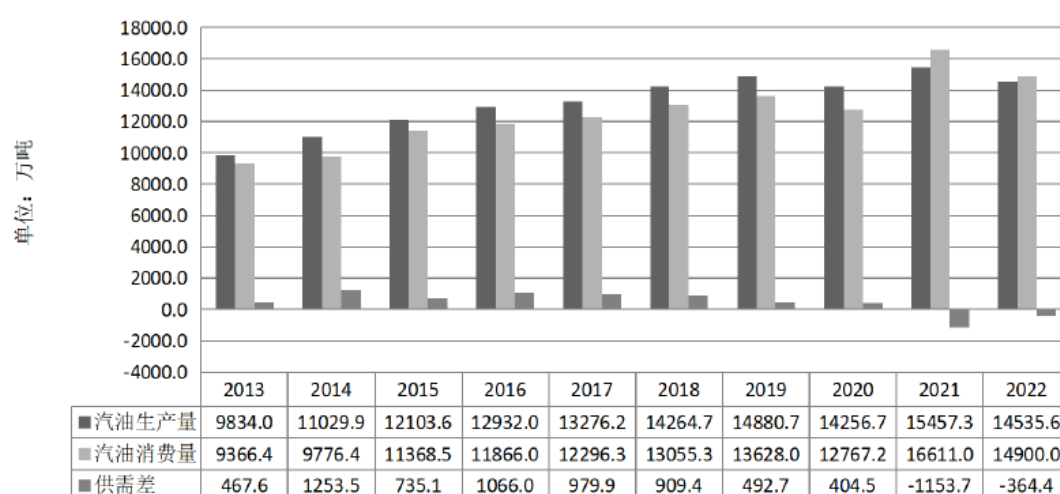
二、成品油供需

(一) 成品油产量增长，消费下降

近年来，随着我国石化产业高质量发展，尤其是不断有新的炼化一体化装置建成投产，我国石化产业的规模集中度、石化基地的集群化程度、行业整体技术水平和核心竞争力都实现了新的跨越。根据中国石油和化学工业联合会发布的数据，当前，我国千万吨及以上炼厂已增加到 32 家，炼油总产能达到 9.2 亿吨/年，首次跃居世界第一。按照“十三五”期间对大型炼化项目的审批情况，2023 年及以后还有 1 亿吨/年左右的大型炼化产能在建或规划中，“十四五”期间将迎来投产高峰。

国家统计局数据显示，2022 年，我国原油加工量 67589.7 万吨，同比下降 3.4%。这是我国原油加工量连续多年增长后首次下降。炼油活动减少的主要原因是国内石油需求的下降，以及石油产品出口配额的减少。

在原油加工量减少的情况下，成品油总产量实现增长，但品种间产量出现较大分化。具体来看，成品油三大油品（汽油、柴油、煤油）总产量为 3.66 亿吨，同比增长 3.2%。其中汽油产量 14535.6 万吨，同比下降 5.1%；柴油产量为 19125.7 万吨，同比增长 17.9%；煤油产量 2949.1 万吨，同比下降 24.9%。汽油、柴油、煤油三大油品的产量占比分别为 39.7%、52.2%、8.1%。

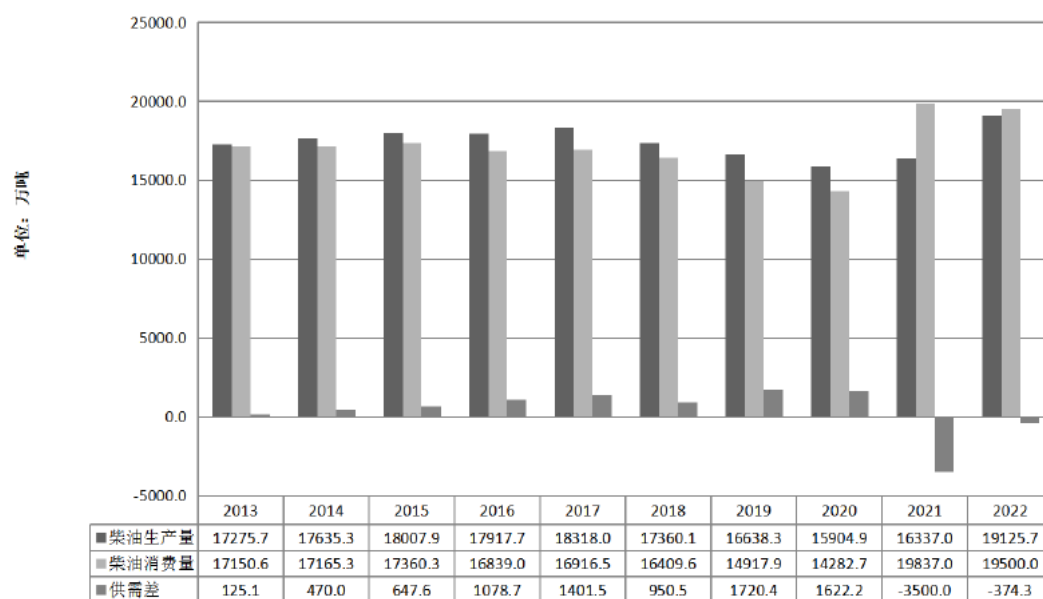


2013—2022 年汽油供需情况

（数据来源：国家统计局、中石油经济技术研究院）

反观需求侧，根据中石油经济技术研究院的统计数据，2022 年，国内成品油消费量为 3.65 亿吨，同比下降 7.7%，是近 30 年来第二次负增长，且降幅大于 2020 年的首次下降。具体来看，汽油方面，2022 年疫情多点散发抑制出行需求，汽油油品升级带动汽车油耗降低，以及新能源汽车较快发展对传统汽车形成替代，共同导致汽油消费量下滑，但国内汽车保有量仍维持增长趋势，庞大的基数支撑汽油消耗维持高位。全年汽油消费量为 1.49 亿吨，同比下降 10.3%。

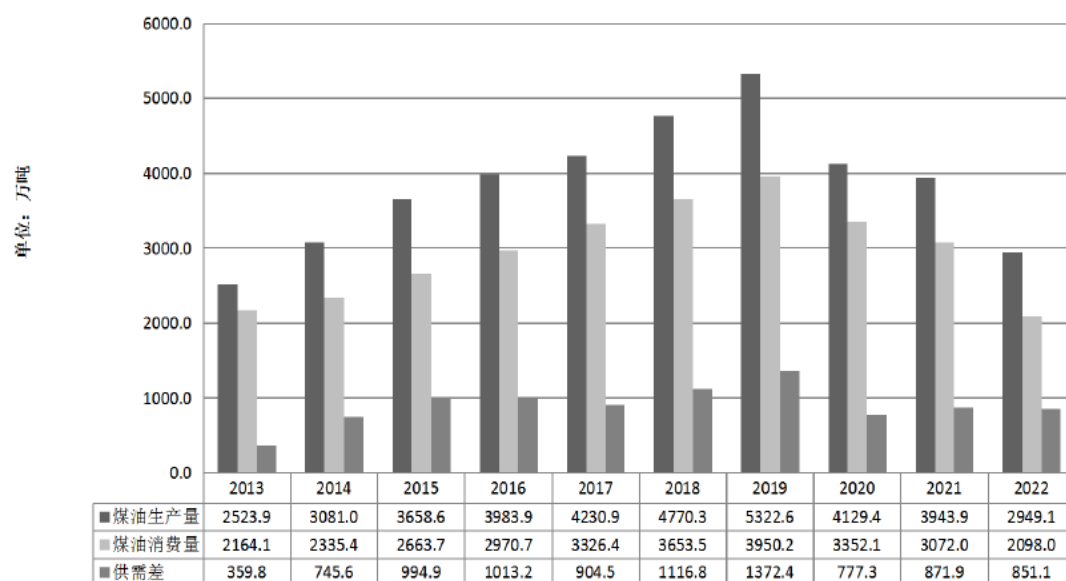
柴油方面，2022 年疫情导致交通物流业用油明显减少，但国六阶段机动车污染物排放标准升级、国三老旧车提前淘汰等政策，一定程度上带动柴油市场发展。全年柴油消费量为 1.95 亿吨，同比下降 1.7%。



2013—2022 年柴油供需情况

（数据来源：国家统计局、中石油经济技术研究院）

煤油方面，2022 年受疫情影响，国内国际航线市场不振，导致航空煤油需求大幅下降。全年航煤消费量为 2098 万吨，同比下降 31.7%。



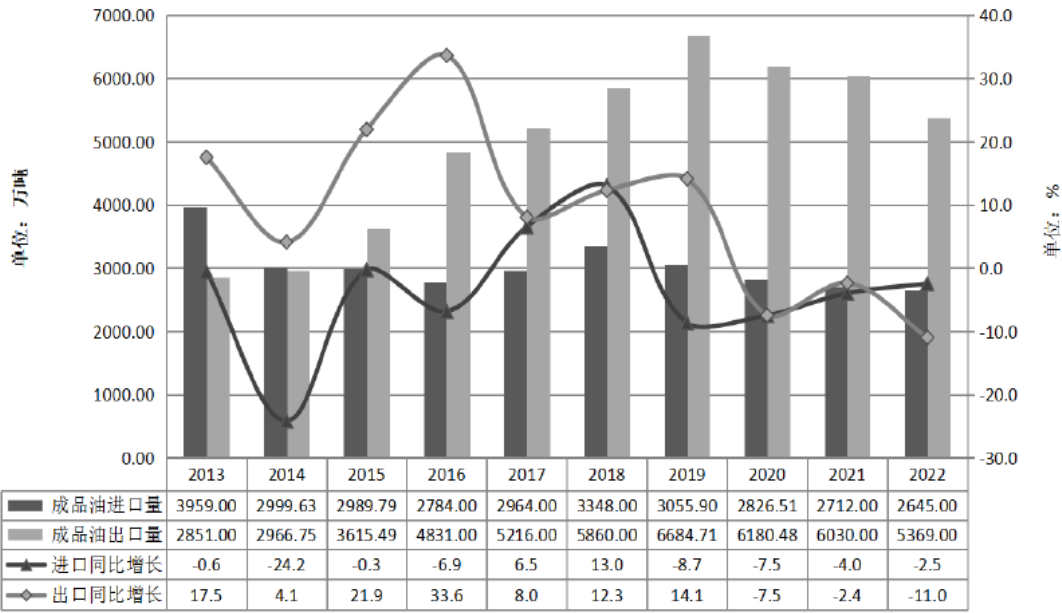
2013—2022 年煤油供需情况

（数据来源：国家统计局、中石油经济技术研究院）

（二）成品油净出口量回落

海关总署数据显示，2022 年，我国成品油进口量为 2645 万吨，同比下降 2.5%，成品油出口量为 5369 万吨，同比下降 11.0%。全年成品油净出口量回落至 2724 万吨，较 2021 年减少约 594 万吨。近年来，为落实“双碳”目标，改变以

往“大进大出”的贸易格局，国家逐步收紧成品油出口配额，2021、2022 年下达的成品油出口配额均在 3700 万吨左右，较之前高峰时配额减少 36%左右。在当前国内炼油产能过剩的背景下，“减油增化”已是大势所趋，出口端政策收紧成为常态，未来我国成品油出口将呈现维持下降趋势。



2013—2022 年成品油进出口量及增速

（数据来源：国家统计局、海关总署）

（三）成品油价格调整

2022 年，国内成品油零售限价共经历了 24 轮调价窗口期，为“13 涨 10 跌 1 搁浅”，涨跌相抵后，国内汽、柴油价格累计分别上调 550 元/吨和 530 元/吨。2022 年上半年国际油价高位运行，在当前成品油定价机制背景下，国内成品油零售限价调整较为及时，整体呈现涨多跌少局面。进入下半年，随着国际原油价格水平不断回落，国内成品油零售限价下调居多。具体来看，3 月 17 日 24 时，国内汽、柴油零售限价每吨分别上调 750 元、720 元，92 号汽油、95 号汽油、0 号柴油每升分别上调 0.59 元、0.62 元、0.61 元，为现行定价机制下的最大涨幅。4 月 15 日 24 时，国内汽、柴油零售限价每吨分别下调 545 元、530 元，折合升价后，92 号汽油、95 号汽油、0 号柴油每升分别下调 0.43 元、0.45 元、0.45 元，为年内最大跌幅。6 月 28 日 24 时至 8 月 23 日 24 时，国内成品油零售限价呈现出“五连跌”的行情。整体而言，受国际原油震荡走势影响，2022 年国内成品油零售限价调整以上调居多，且主要集中在上半年。

2022 年我国成品油价格调整一览表

调价窗口	汽油（标准品）	柴油（标准品）
1 月 17 日 24 时	上调 345 元/吨	上调 340 元/吨
1 月 29 日 24 时	上调 310 元/吨	上调 300 元/吨
2 月 17 日 24 时	上调 210 元/吨	上调 200 元/吨
3 月 3 日 24 时	上调 260 元/吨	上调 250 元/吨
3 月 17 日 24 时	上调 750 元/吨	上调 720 元/吨
3 月 31 日 24 时	上调 110 元/吨	上调 110 元/吨
4 月 15 日 24 时	下调 545 元/吨	下调 530 元/吨
4 月 28 日 24 时	上调 205 元/吨	上调 200 元/吨
5 月 16 日 24 时	上调 285 元/吨	上调 270 元/吨
5 月 30 日 24 时	上调 400 元/吨	上调 390 元/吨
6 月 14 日 24 时	上调 390 元/吨	上调 375 元/吨
6 月 28 日 24 时	下调 320 元/吨	下调 310 元/吨
7 月 12 日 24 时	下调 360 元/吨	下调 345 元/吨
7 月 26 日 24 时	下调 300 元/吨	下调 290 元/吨
8 月 9 日 24 时	下调 130 元/吨	下调 125 元/吨
8 月 23 日 24 时	下调 205 元/吨	下调 200 元/吨
9 月 6 日 24 时	上调 190 元/吨	上调 185 元/吨
9 月 21 日 24 时	下调 290 元/吨	下调 280 元/吨
10 月 10 日 24 时	成品油价格不作调整	
10 月 24 日 24 时	上调 185 元/吨	上调 175 元/吨
11 月 7 日 24 时	上调 155 元/吨	上调 150 元/吨
11 月 21 日 24 时	下调 175 元/吨	下调 165 元/吨
12 月 5 日 24 时	下调 440 元/吨	下调 425 元/吨
12 月 19 日 24 时	下调 480 元/吨	下调 460 元/吨

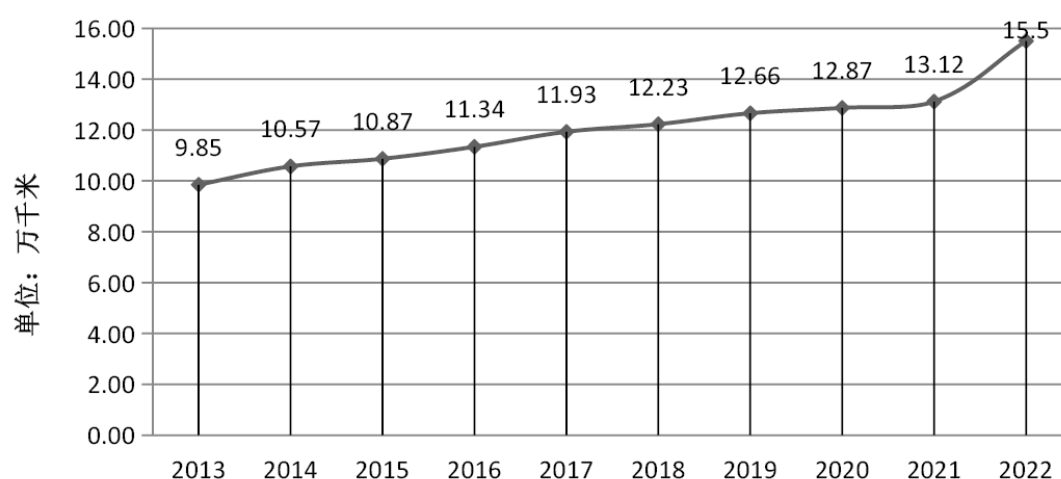
（数据来源：国家发展改革委）

三、石油储运

根据行业统计数据，截至 2022 年底，国内建成油气长输管道总里程累计达到 15.5 万千米，其中原油管道里程约 3.2 万千米，成品油管道里程约 3.0 万千米。

2022 年，新建成油气长输管道总里程约 4668 千米，其中原油管道新建成里程 802 千米、无新建成品油管道，与 2021 年原油管道新建成里程 1690 千米、成品油管道新建成里程 598 千米相比，2022 年原油、成品油管道建设大幅放缓。考虑我国石油消费逐渐进入平台期，原油、成品油管道将更多以现有管线提效运营为主，预计今后管道新建里程数将呈现逐步走低趋势。

2022 年建成或投产的主要原油管道有：董家口—东营原油管道，董东线东黄复线东营输油站进站段改线工程，黄泽山—鱼山原油管道，山东烟台港原油管道复线（干线）等。2022 年无续建或开工建设的原油管道，无建成或投产的成品油管道。



2013—2022 年油气管道累计里程数

（数据来源：国家统计局、行业统计数据）

2022 年 7 月 4 日，山东烟台港原油管道复线（干线）正式启输。该项目是“十四五”期间国内首条建成投产的 2000 万吨级输油管道，总长度 370 余千米，于 2022 年 5 月 28 日全线贯通，项目投产后，与烟台港原有的 650 千米烟淄长输管道项目形成“双管齐下”新布局，使烟台港原油输送能力由原来的 2000 万吨/年提升至 4000 万吨/年。

2022 年 8 月 24 日，董家口—东营原油管道成功投产。该项目是“十四五”期间国内投产的首条 1500 万吨输量级输油管道，全长 365 千米。项目投产后，逐步替代已运行 30 余年的东黄线（东营—黄岛）等老旧原油管道，提升输油能力 260 万吨/年，日输送量达到 4.3 万吨。

2022 年 12 月 26 日至 12 月 28 日，黄泽山—鱼山原油管道工程完成投油试运。该项目是“十四五”期间浙江省投入使用的首条 2000 万吨输量级原油管道，具备扩建至年 3000 万吨的输送能力。管道全长约 46.5 千米，其中海底管道约 45.7 千米，陆上管道约 0.8 千米。此次投油试运后，黄泽山油品储运基地与舟山绿色石化基地实现互联互通。

四、石油政策

（一）提升国内油气保障能力

2022 年 3 月 22 日，国家发展改革委、国家能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》，强调增强油气供应能力，提高发展水平，到 2025 年，国内原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上。3 月 29 日，国家能源局发布《2022 年能源工作指导意见》，明确年度能源发展重点，强调以保障能源安全稳定供应为首要任务，着力增强国内能源生产保障能力，切实把能源饭碗牢牢地端在自己手里。根据年度目标，全国能源生产总量达到 44.1 亿吨标准煤左右，原油产量 2 亿吨左右，天然气产量 2140 亿立方米左右。10 月，党的二十大报告提出，深入推进能源革命，加强煤炭清洁高效利用，加大油气资源勘探开发和增储上产力度，加快规划建设新型能源体系，统筹水电开发和生态保护，积极安全有序发展核电，加强能源产供储销体系建设，确保能源安全。

（二）国际油价超过每桶 130 美元调控上限后国内成品油价格暂不再上调

2022 年 6 月 29 日，财政部、国家发展改革委联合发布《关于做好国际油价触及调控上限后实施阶段性价格补贴有关工作的通知》，明确国际油价超过每桶 130 美元调控上限后国内成品油价格暂不再上调。我国石油外采比例超过 70%，按照现行成品油价格机制，国内成品油价格根据国际市场原油价格（以下简称国际油价）变动，每 10 个工作日调整一次。根据《石油价格管理办法》有关规定，当国际油价超过每桶 130 美元调控上限后，汽、柴油价格原则上不提或少提。为减轻下游用户和消费者负担，降低实体经济运行成本，经国务院同意，当国际油价超过每桶 130 美元调控上限后，国内成品油价格短期内（不超过两个月）不再上调，后续如国际油价高于每桶 130 美元调控上限的时间累计超过两个月，将提前明确有关政策措施。同时，为保护炼油企业生产积极性，保障成品油安全稳定供应，由中央财政对炼油企业给予阶段性价格补贴，补贴标准为调价周期内汽、柴油价格应调未调金额，符合条件的炼油企业均可按流程提出申请。

（三）柴油全部纳入危化品管理范畴

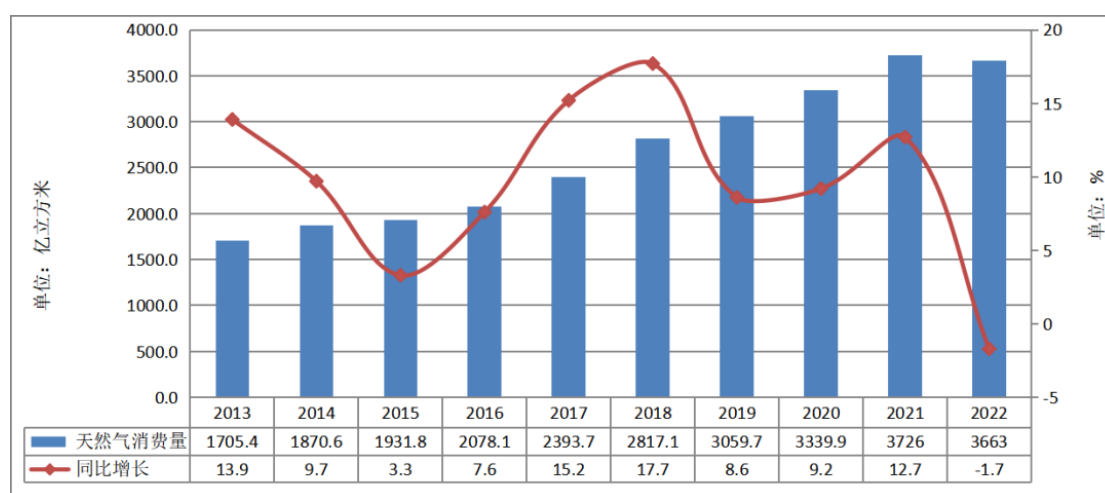
2022 年 10 月 13 日，应急管理部等十部门发布《公告》（2022 年第 8 号），将全部柴油均纳入危险化学品名录，不再区分闭杯闪点的大小，该《公告》自 2023 年 1 月 1 日起实施。这意味着，自 2023 年 1 月 1 日起，柴油将全部纳入危化品管理，柴油的生产、经营、使用必须遵循《危险化学品安全管理条例》《危险化学品经营许可证管理办法》等相关规定。柴油列入危化品管理是多方要求的结果，也是完善国内成品油行业监管的重要举措。违规经营危化品将面临更严重的惩罚，甚至涉及危险作业罪、非法经营罪等刑事责任风险。危化品管理界限明确、条例清晰，各地如果能够妥善配套、严格执行，将有效提升行业消防安全和国家能源安全水平，净化市场。如果市场公平竞争，炼油企业将更加专注于技术升级，有利于炼油结构转型，加快高质量发展。

第四章 天然气行业发展

一、天然气供需

（一）天然气消费量首次出现下降

国家发展改革委数据显示,2022年,我国天然气表观消费量3663亿立方米,同比下降1.7%。这是我国天然气年度消费量首次出现下降。具体来看,天然气市场需求从2022年上半年就已出现颓势,3—6月天然气消费量同比增幅均为负值,下半年市场需求仍未有明显反弹,全年消费量同比呈现负增长。究其原因,一方面,在多重超预期因素反复冲击下国内经济增长放缓,导致工业用气、化工用气和交通用气消费疲软;另一方面,国际天然气价格高企,抑制了国内天然气消费需求。



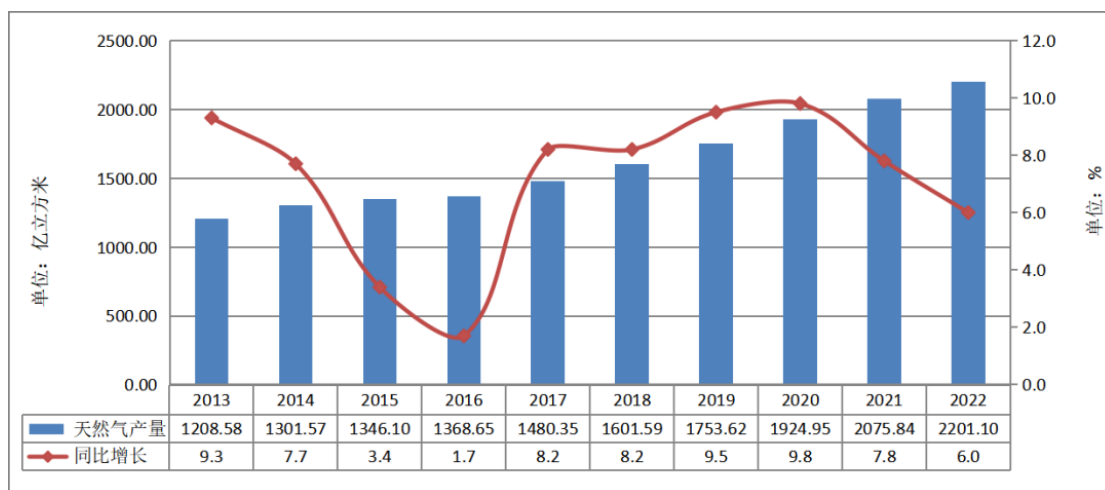
注：2021、2022 年数据系表观消费量及同比增长

（数据来源：国家统计局、国家发展改革委）

图 4-1 2013—2022 年天然气消费量及增速

（二）天然气产量连续 6 年增产超百亿方

国家统计局数据显示,2022年,我国天然气产量达到2201.1亿立方米,同比增长6.0%,这是我国天然气产量连续6年增产超过100亿立方米。非常规油气成为天然气上产的重要领域,非常规天然气产量约占总产量40%,其中页岩气产量达到近240亿立方米,较2018年增加122%。



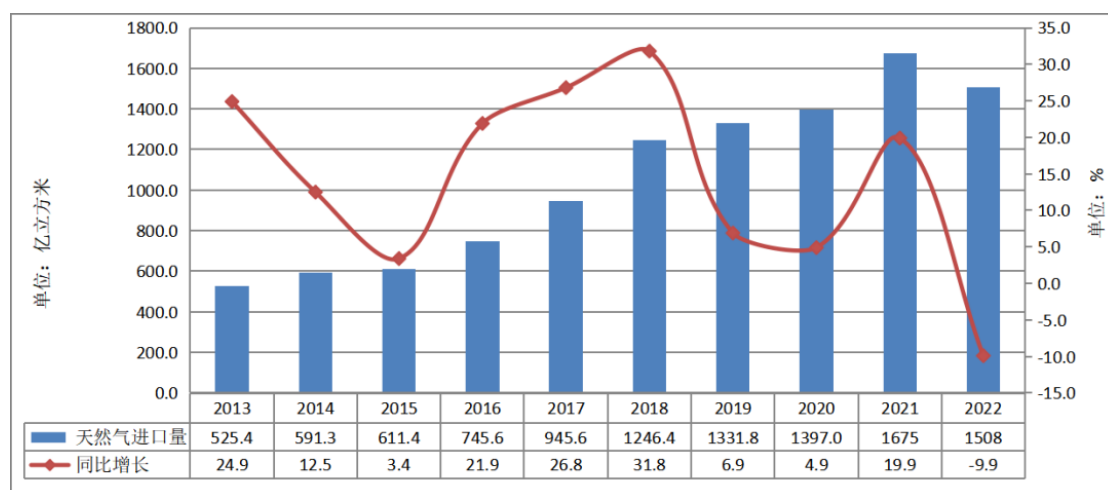
(数据来源: 国家统计局)

图 4-2 2013—2022 年天然气产量及增速

2022 年国内油气企业扎实推进“七年行动计划”实施，持续加大勘探力度，其中天然气新增探明地质储量超 1.2 万亿立方米，主要来自鄂尔多斯盆地、四川盆地和塔里木盆地。深层油气勘探、深水油气勘探和非常规油气勘探取得重大发现和新突破，四川盆地东南缘綦江页岩气田，川南寒武系筇竹寺组页岩气，准噶尔盆地中部深层二叠系、三叠系等落实了千亿方级天然气资源。

(三) 天然气进口量同比下降约 10%

海关总署数据显示，2022 年，我国进口天然气 10925 万吨（约 1508 亿立方米），同比下降 9.9%，进口金额 4682.87 亿元，同比上涨 30.3%。其中，LNG 进口量 6344 万吨，同比降低 19.5%，进口金额 3488.37 亿元，同比上涨 22.7%；管道气进口量 4581 万吨，同比增长 7.8%，进口金额 1194.50 亿元，同比上涨 58.9%。受地缘政治影响，全球能源价格飙升，国际天然气价格屡创历史新高，持续的高气价挫伤了国内进口商采买 LNG 现货的积极性，且亚欧套利窗口频繁开启，部分长协资源被转售至欧洲，是 2022 年我国天然气进口量同比下滑的主要原因。2022 年，我国天然气对外依存度降至 41% 左右。



(数据来源: 国家统计局、海关总署)

图 4-3 2013—2022 年天然气进口量及增速

2022 年, 我国 LNG 进口来源国主要有澳大利亚、卡塔尔、马来西亚、俄罗斯、印度尼西亚、巴布亚新几内亚、美国、阿曼、尼日利亚、特立尼达和多巴哥。其中, 澳大利亚和卡塔尔仍为我国第一、二大 LNG 进口来源国, 但进口量差距明显, 主要是因为部分新签 LNG 长协已于 2022 年初开始执行, 我国从澳大利亚进口的 LNG 总量同比大跌 30%, 而从卡塔尔进口的 LNG 总量同比涨幅高达 75%。2022 年, 我国管道气进口来源国为土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦、俄罗斯、缅甸, 其中俄罗斯通过中俄东线加大了对我国天然气供应。

二、天然气储运

(一) 天然气管道建成里程稳步增长

根据行业统计数据, 截至 2022 年底, 国内建成油气长输管道总里程累计达到 15.5 万千米, 其中天然气管道里程约 9.3 万千米。2022 年, 新建成油气长输管道总里程约 4668 千米, 其中天然气管道新建成里程约 3867 千米, 较 2021 年增加 741 千米。续建或开工建设的管道整体建设趋势维持向好态势, 并且仍以天然气管道为主。

2022 年建成或投产的主要天然气管道有: 中俄东线河北安平—山东泰安段、山东泰安—江苏泰兴段, 苏皖管道 (江苏滨海 LNG 外输管道), 神木—安平煤层气管道工程 (神安管道), 中国石化天然气分公司集气总站—轮南天然气管道工程, 中缅天然气管道泸西—弥勒—开远支线, 西气东输一线延安支线管道, 西气东输二线南阳—西峡支线西峡 (回车镇) 分输站管道, 青宁管道末站与西气东输青山站联通工程, 阿克苏末站管道联络线工程 (南疆利民管网互联互通重点工

程），金安—叶集—金寨联络线项目，京石邯输气管道复线（原京石邯管道涿州站—国家管网集团保定分输站），涿州—永清输气管道，萧山—义乌天然气管道工程，中原储气库群东部气源管道主线，丁山页岩气外输管道工程，洋浦石化功能区天然气管道工程，上海闵行电厂配套天然气管道工程，云南宣威—者海—邵阳区天然气管道工程，湖南花垣—张家界天然气支线管道，陕西省网富县—宜川输气管道，威远—乐山输气管道工程，揭阳天然气管道工程，嘉兴 LNG 汽化外输管线，遵义—湄潭天然气管道，遵义—绥阳—正安天然气输气管道，广西天然气支线管网宜州支线，定西—渭源天然气管道等。

2022 年续建或开工建设的主要天然气管道有：西气东输四线吐鲁番—中卫段，古浪—河口天然气联络管道工程，山东管网东干线天然气管道工程，青岛胶州湾海底天然气管线工程，河北辛集—赞皇输气管道工程一期，皖东北天然气管道工程二期，六安—霍邱—颍上干线，濮阳—鹤壁输气管道工程（濮鹤线），川西气田雷口坡组气藏一期外输管道工程，广东云浮—新兴天然气管道，“缅气入攀（攀枝花）”管道，广宁石涧—怀集闸岗天然气管道工程，贵州铜仁松桃天然气管道工程，合肥庐北—池州天然气管道工程（庐江—枞阳段），深圳白石岭区域天然气管线调整工程，盘锦双台子储气库双向输气管道工程，务川—镇南镇务正道煤电铝一体化工业园天然气管道工程，云阳—奉节—巫山输气管道复线，奉节—巫溪输气管道工程等。

（二）储气库建设有序推进

2022 年，国内 7 座储气库投产、扩容，新增工作气量 21 亿立方米。截至 2022 年底，我国累计在役储气库（群）15 座，总工作气量 192 亿立方米，占全国天然气消费量比重 5.2%。

2022 年 2 月 28 日，国家管网文 23 储气库一期项目建设正式完成。文 23 储气库设计总库容 103 亿立方米，工作气量 40 亿立方米，是我国中东部地区库容最大、工作气量最高、调峰能力最强的地下储气库。6 月 23 日，文 23 储气库二期项目正式开工建设，项目建成后，文 23 储气库储气能力可整体提升 20%，新增库容 19.34 亿立方米、工作气量 7.35 亿立方米，实现总注气规模 2400 万立方米/日、采气规模 3900 万立方米/日的建设目标。5 月 23 日，随着双台子储气库国产注气系统试运投产成功，中国石油辽河储气库群整体注气能力提升至 3000 万立方米/日，成为国内注气能力最大的储气库群。6 月 8 日，国内最深的盐穴地

下储气库——江汉盐穴天然气储气库王储 6 井正式投产注气，首日注气量达 19 万立方米。6 月 28 日，中国石油长庆油田苏东 39-61 储气库投用，预计 2024 年达容达产后将实现工作气量 10.8 亿立方米。

（三）LNG 接收能力持续增长

2022 年，国内 3 座 LNG 接收站投产、扩建，新增接收能力 600 万吨/年。截至 2022 年底，我国已有 24 座接收站投运，总接收能力 9730 万吨/年，在建总能力超 1.2 亿吨/年。

2022 年以来，中国石油唐山 LNG 接收站、江苏 LNG 接收站高效运行，江苏 LNG 接收站累计接卸总量超 570 万吨，创历史同期新高。中国石化天津 LNG 接收站二期工程储罐建设逐步推进，青岛 LNG 接收站年底投用“二号泊位”，年接转能力由 700 万吨增长至 1100 万吨，助力华北地区去冬今春天然气供应。中国海油盐城“绿能港”、珠海 LNG 二期项目建设全力推进。“绿能港”项目一期工程共建造 10 座大型 LNG 储罐，其中 4 座 22 万立方米储罐已于 2022 年 9 月投入使用，其余 6 座 27 万立方米储罐将于 2023 年底建成投用，是国内在建规模最大的 LNG 储备基地，全部投产后总罐容达 250 万立方米。

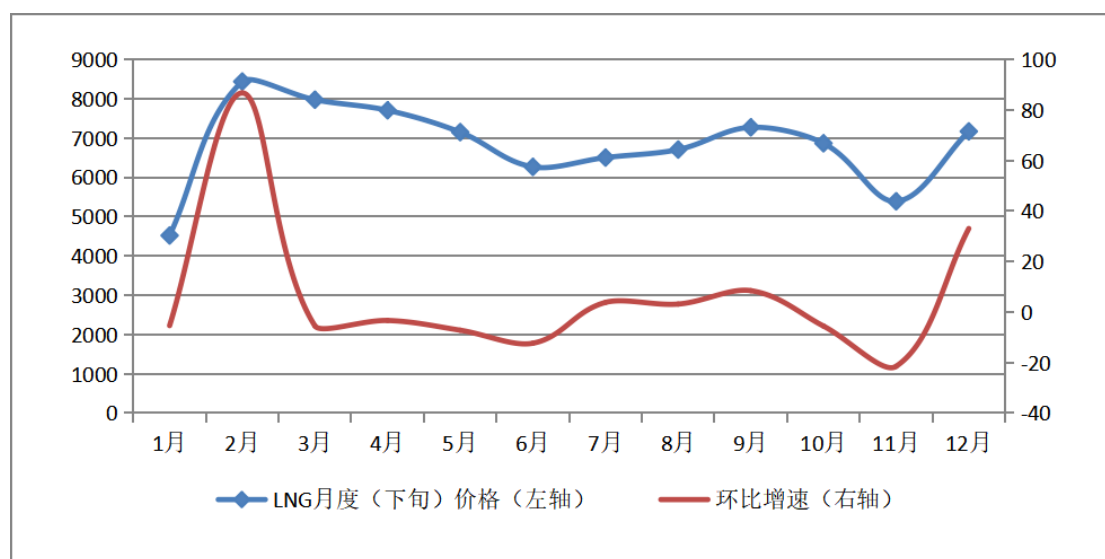
（四）天然气输配体系建设取得新进展

2022 年我国多条互联互通管道建成。9 月 16 日，中俄东线天然气管道安平至泰安段正式投产，我国东部能源通道进一步完善。12 月 7 日，中俄东线天然气管道泰安至泰兴段正式投产，自此，我国东部能源通道全面贯通，由北向南的中俄东线天然气管道与由西向东的西气东输管道系统在江苏泰兴正式联通。9 月 28 日，西气东输四线天然气管道工程正式开工，建成后将与西气东输二线、三线联合运行，使西气东输管道系统年输送能力达到千亿立方米。11 月 8 日，国家管网集团川气东送管道增压工程（二期）全面完成，川气东送管道年输气能力提高至 170 亿立方米。11 月 18 日，随着沈阳联络压气站压缩机组正式投入运行，我国东北地区最大的天然气枢纽压气站全面建成投运，日增输天然气能力提升至 1 亿立方米左右。经过多年发展，我国油气“全国一张网”初步形成，管网规模超过 18 万千米，比十年前翻了一番，西北、东北、西南和海上四大油气进口战略通道进一步巩固。根据规划，到 2025 年，全国油气管网规模将达到 21 万千米左右。

三、天然气价格

（一）国内 LNG 均价创历史最高纪录

2022 年，乌克兰危机导致国际原油和 LNG 价格狂飙至非理性价位，也推动国内 LNG 价格不断上升。全年布伦特原油期货均价为 99.04 美元/桶，同比增长 40%；东北亚 LNG 现货到岸均价为 34.5 美元/百万英热单位，同比大幅上涨 138%；国内 LNG 均价为 6776 元/吨，同比上涨 37%，创造了历史最高纪录。具体来看，2022 年 1 月 1 日国内 LNG 出厂均价 4710 元/吨，12 月 31 日为 6060 元/吨，年内最高价为 8446 元/吨，年内最低价为 3866 元/吨。2 月份和 12 月份价格大幅上涨，10 月份和 11 月份大幅下跌，其他月份以震荡运行为主。



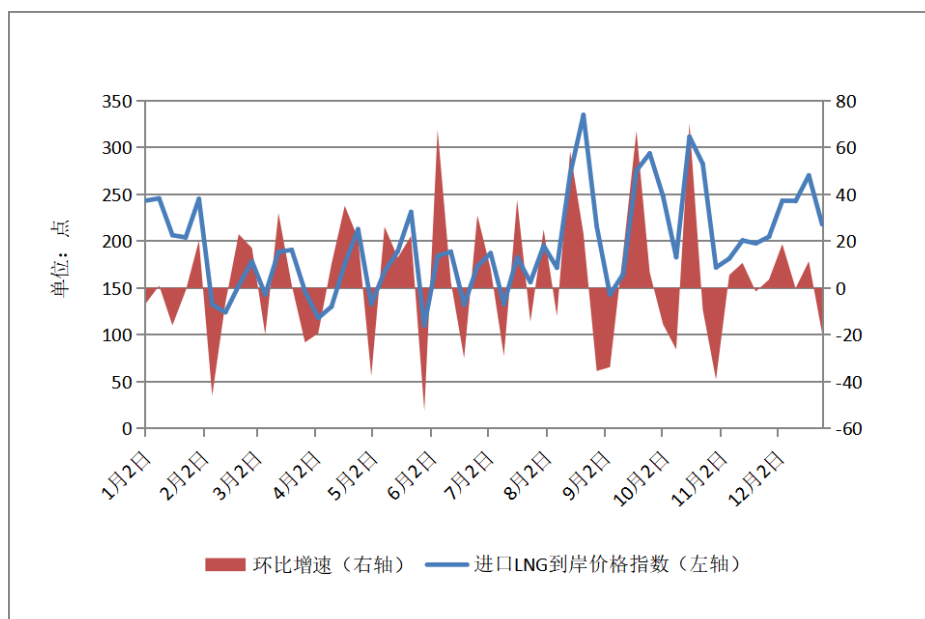
（数据来源：国家统计局）

图 4-4 2022 年全国 LNG 市场价格变动情况

（二）管道气和 LNG 进口均价差距较大

2022 年我国管道气进口均价为 2596.23 元/吨，折合 1.85 元/立方米，同比大涨 47.52%。我国进口管道气定价和原油挂钩且有 10 到 12 个月的计价延迟周期。2021 年供需两端的利好对油价形成支撑，国际原油价格较 2020 年大幅反弹，受此影响，挂钩 2021 年原油价格的 2022 年管道气进口成本增幅较大。

2022 年我国 LNG 进口均价为 5410.40 元/吨，折合 3.86 元/立方米，同比增幅高达 51.35 个百分点。我国进口 LNG 大部分为长协，合同价格挂靠原油价格，同时我国是 LNG 现货和短约市场的主要买方。2022 年乌克兰危机升级加剧全球能源供应危机，国际原油价格和 LNG 现货价格高位运行，带动我国 LNG 整体进口成本上涨。



(数据来源：上海石油天然气交易中心)

图 4-5 2022 年进口 LNG 到岸价格指数走势

四、天然气政策

(一) 激励非常规天然气开采增产上量

2022 年 5 月 30 日，财政部印发《财政支持做好碳达峰碳中和工作的意见》。《意见》立足当前发展阶段，以支持实现碳达峰工作为侧重点，提出综合运用财政资金引导、税收调节、多元化投入、政府绿色采购等政策措施做好财政保障工作。《意见》明确，支持构建清洁低碳安全高效的能源体系、重点行业领域绿色低碳转型、绿色低碳科技创新和基础能力建设、绿色低碳生活和资源节约利用、碳汇能力巩固提升、完善绿色低碳市场体系等六大方面，其中明确提出，完善支持政策，激励非常规天然气开采增产上量。

自 2012 年将页岩气纳入补贴范围以来，国内非常规天然气产量连续多年稳步增长。2019 年起，纳入补贴范围的非常规天然气包括页岩气、煤层气、致密气等气种。按照“多增多补、冬增多补”的原则，非常规天然气补贴按照增量考核的梯级奖励方式，以结果为导向，鼓励地方和企业增气上产。在政策支持下，2022 年非常规天然气产量占到我国天然气总产量的四成左右，成为天然气上产的重要保障。

(二) 进一步完善进口 LNG 接收站气化服务定价机制

2022 年 5 月 26 日，国家发展改革委发布《关于完善进口液化天然气接收站气化服务定价机制的指导意见》，指导各地进一步完善气化服务定价机制，规范

定价行为，合理制定价格水平。这是我国首次专门就接收站气化服务价格制定的政策文件。

接收站是进口 LNG 资源的重要通道，2015 年接收站气化服务价格由中央下放至省级价格主管部门制定。近年来，随着国家油气管网运营机制改革持续推进，接收站逐步向第三方开放，但由于缺乏统一明确的气化服务定价方法，加之一些省份接收站气化服务价格多年不调整，不利于接收站公平开放。为此，《指导意见》明确了气化服务价格定义及内涵，将气化服务价格由政府定价转为政府指导价，实行最高上限价格管理，鼓励“一省份一最高限价”，并明确按照“准许成本加合理收益”的方法制定最高气化服务价格。

《指导意见》的出台，为各地制定和调整气化服务价格提供标准和参照，有利于指导各地进一步完善价格机制，规范定价行为，合理制定价格水平，推动形成有序竞争的市场环境，助力接收站公平开放，促进天然气行业高质量发展，保障国家能源安全。

（三）浙江省网以市场化方式融入国家管网

2022 年 7 月 12 日，国家管网集团与浙江省能源集团举行浙江省天然气管网融入国家管网签约仪式。根据协议约定，双方合资成立国家管网集团浙江省天然气管网有限公司，作为浙江省天然气管网的唯一建设运营主体，按照“统一规划、统一建设、统一运营、统一管理、统一运价”原则，推进浙江省内国家天然气干线和支干线管道建设。浙江省级天然气管网里程超过 2500 千米，与沿海 LNG 接收站相连通，是我国“海气上岸”重要通道之一，在全国天然气管网布局中具有典型性和代表性。“十四五”期间，国家管网集团在浙江地区规划新建省级天然气管道 1600 千米、LNG 接收站 1 座，同步实施互联互通工程，优化省网布局。预计到 2025 年，浙江省级天然气管道总里程将超过 4000 千米。

在此之前，国家管网集团已与广东、海南、湖北、湖南、福建、甘肃等多个省份签署合作协议建立省级管网公司，天然气“全国一张网”全面铺开。2022 年浙江省级天然气管网融入国家管网，标志着“全国一张网”建设又迈出重要一步。

（四）推动城燃老旧管道更新改造，开展燃气安全“百日行动”

2022 年 3 月，住房和城乡建设部、国家发展改革委发布《关于做好 2022 年城市燃气管道等老化更新改造工作的通知》，要求各地政府要组织研究制定 2022

年城市燃气管道等老化更新改造计划，并积极申请中央预算内投资，同时要抓紧推进老旧管网更新改造。

6月10日，国务院办公厅发布《关于印发城市燃气管道等老化更新改造实施方案（2022—2025年）的通知》，明确提出2022年抓紧启动实施一批老化更新改造项目；2025年底前，基本完成城市燃气管道等老化更新改造任务。

6月14日，国家发展改革委印发《城市燃气管道等老化更新改造和保障性安居工程中央预算内投资专项管理暂行办法》指出，城市燃气管道等老化更新改造和保障性安居工程中央预算内投资专项对符合条件的项目予以支持，推进城市燃气管道等老化更新改造，加强市政基础设施体系化建设，保障安全运行，促进城市高质量发展。

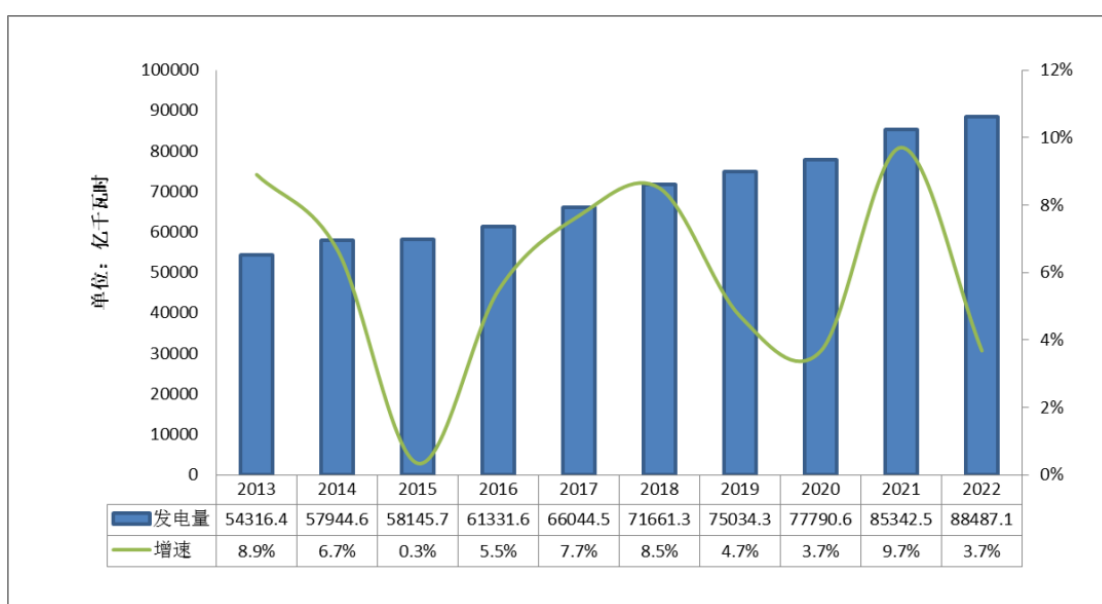
7月4日，国务院安委办在京召开全国燃气安全防范专题视频会议。为坚决遏制燃气事故多发频发势头，根据国务院安委会部署要求，国务院安委办、应急管理部、住房城乡建设部、市场监管总局决定从即日起至10月底开展燃气安全“百日行动”。会议强调，要扎实开展燃气安全“百日行动”，尽快扭转事故多发的被动局面，同时继续深入开展全国城镇燃气安全排查整治工作，根据安全风险程度，加快老旧燃气管线更新改造，着力从根本上消除事故隐患、从根本上解决问题，全面提升燃气本质安全水平。

第五章 电力行业发展

一、电力生产

(一) 全国发电量同比增长 3.7%

2022 年全国电力生产供应能力持续提高，供需总体偏紧。据国家统计局发布的国民经济和社会发展统计公报数据，2022 年，全国发电量 88487.1 亿千瓦时，同比增长 3.7%。其中，火电发电量 58887.9 亿千瓦时，同比增长 1.4%；水电发电量 13522.0 亿千瓦时，同比增长 1.0%；核电发电量 4177.8 亿千瓦时，同比增长 2.5%；风电发电量 7626.7 亿千瓦时，同比增长 16.2%；太阳能发电量 4272.7 亿千瓦时，同比增长 31.2%。



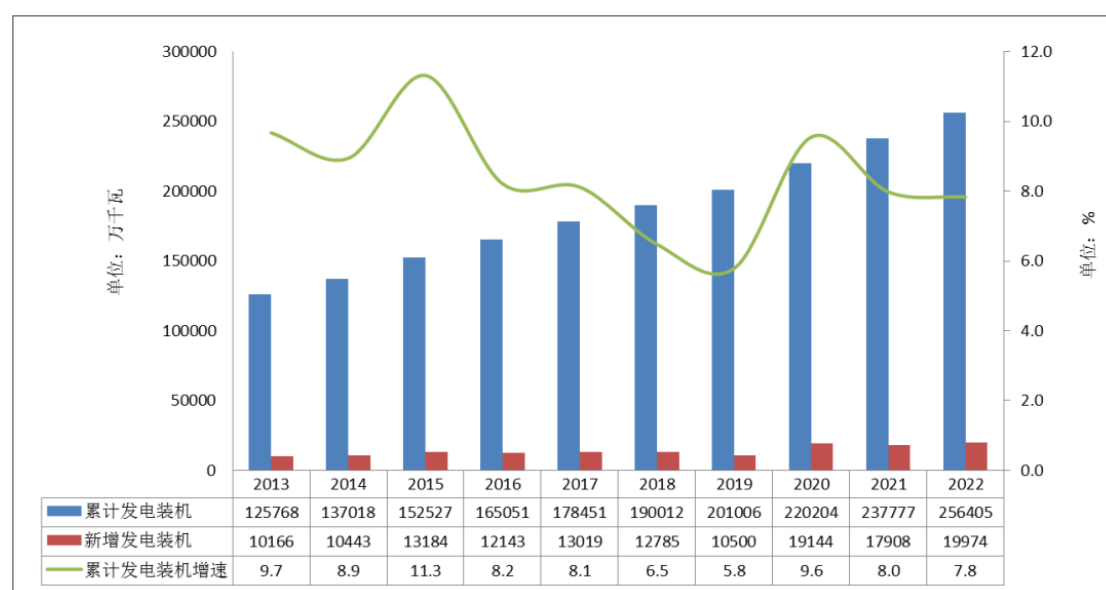
注：数据来自国家统计局历年国民经济和社会发展统计公报，增速系计算所得（数据来源：国家统计局）

图 5-1 2013—2022 年全国发电量及增速

发电结构持续优化。据国家统计局数据，2022 年全国非化石能源发电量占总发电量的比重为 36.2%，同比提高 1.7 个百分点。火电发电量同比增长 1.4%，占总发电量的比重为 66.6%，同比降低 1.5 个百分点。另据国家能源局数据，全国可再生能源发电量 2.7 万亿千瓦时，占全国发电量的 31.3%、占全国新增发电量的 81%，已成为我国新增发电量的主体。其中，风电、光伏发电量达到 1.19 万亿千瓦时。

(二) 全国电力总装机容量约 25.6 亿千瓦，同比增长 7.8%

2022 年，全国新增发电装机容量 19974 万千瓦，同比增长 11.5%，较 2021 年提高近 18 个百分点。截至 2022 年底，全国电力总装机容量约 25.6 亿千瓦，同比增长 7.8%，增幅收缩 0.1 个百分点。我国发电装机容量在近十年内保持中高速增长。2013—2022 年，我国发电装机累计容量从 12.6 亿千瓦增长到 25.6 亿千瓦，装机增速呈波动走势。2015—2019 年，装机增速整体呈下降趋势，受电力供需形势变化等因素影响，新增水电、核电、太阳能发电装机大幅下降；2020 年装机增速陡然回升，最主要原因是风电、太阳能发电等新能源新增装机创历史新高；2021—2022 年电力装机增速维持相似水平。



注：2022 年数据来自于中电联快报，其他来自中电联历年电力工业统计数据，增速系计算所得，如无特殊标注，下同

（数据来源：中电联，下同）

图 5-2 2013—2022 年全国发电装机及增速

（三）发电装机绿色转型持续推进，新增可再生能源装机历史性超过煤电装机

2022 年，全国新增非化石能源发电装机容量 1.6 亿千瓦，占全国新增发电装机总容量的比重为 80.1%。新增可再生能源装机 1.52 亿千瓦，占全国新增发电装机的 76.2%，已成为我国电力新增装机的主体。其中，新增水电、风电、太阳能、生物质发电装机 2387 万千瓦、3763 万千瓦、8741 万千瓦（分布式光伏发电 5111 万千瓦）、334 万千瓦。新增火电装机 4471 万千瓦，核电 228 万千瓦。值得注意的是，风电、光伏发电新增装机规模连续三年突破 1 亿千瓦，新增分布式光伏在历史上首次超过集中式电站。

截至 2022 年底，全国全口径火电装机容量 13.3 亿千瓦，其中，煤电 11.2 亿千瓦，与 2021 年基本持平，占总发电装机容量的比重为 43.8%，同比降低 2.9 个百分点。非化石能源发电装机规模创历史新高，达 12.7 亿千瓦，同比增长 13.8%，占总发电装机容量比重为 49.6%，同比提高 2.6 个百分点。可再生能源发电装机容量达到 12.13 亿千瓦，在全国发电总装机容量占比达 47.3%，较 2021 年提高 2.5 个百分点。

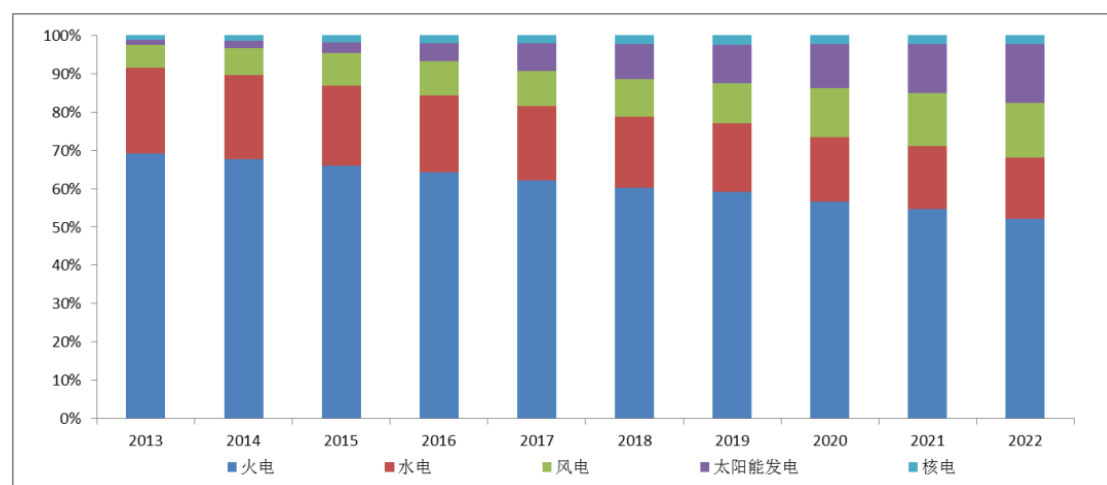


图 5-3 2013—2022 年全国电力装机结构

截至 2022 年底，水电装机容量突破 4 亿千瓦，达 4.1 亿千瓦（常规水电 3.68 亿千瓦，抽水蓄能 4579 万千瓦）；并网风电 3.65 亿千瓦（陆上风电 3.35 亿千瓦，海上风电 3046 万千瓦）；并网太阳能发电装机 3.9 亿千瓦（集中式光伏 2.3 亿千瓦，分布式光伏 1.6 亿千瓦，光热 58.8 万千瓦）；核电 5553 万千瓦；生物质发电 3798 万千瓦。水电、风电、太阳能发电、生物质发电装机规模均已连续多年稳居全球首位。

从装机增速看，2022 年，太阳能发电装机以 28.1% 的速度大幅增长，风电装机增速回落到与 2017 年相同的 11.2%，核电装机增速为 4.3%，水电装机增速 5.8%，火电装机增速 2.7%。

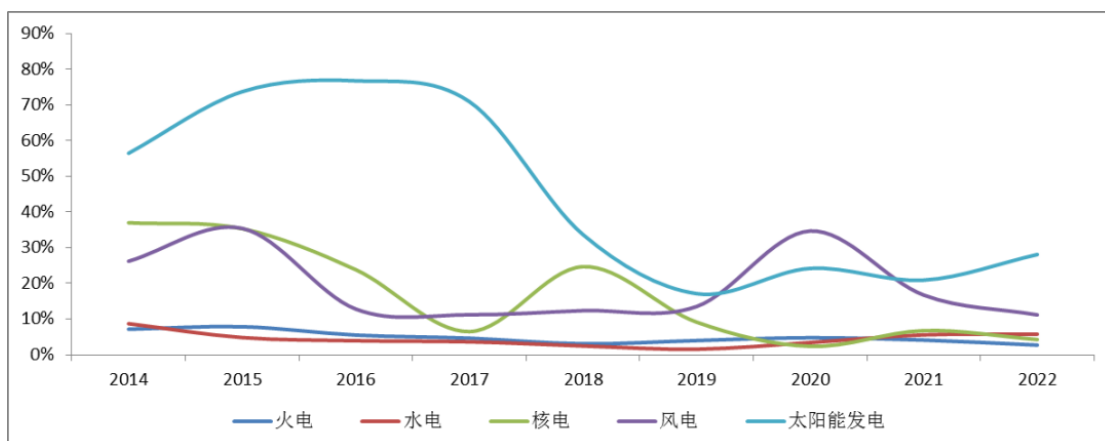


图 5-4 2014—2022 年全国分类型发电装机增速

(四) 全国发电设备利用小时同比降低 125 小时

2022 年，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 3687 小时，比上年同期减少 125 小时。火电设备利用小时 4379 小时，其中，煤电 4594 小时，气电 2429 小时；水电设备利用小时 3412 小时；核电 7616 小时；并网风电 2221 小时；并网太阳能发电 1337 小时。

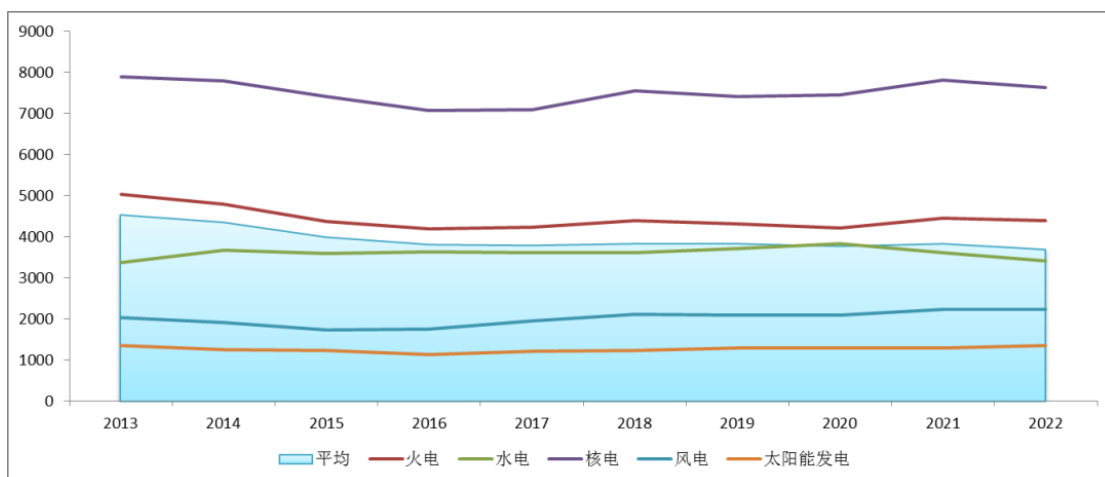


图 5-5 2013—2022 年不同电源发电设备利用小时数

二、电力消费

(一) 全社会用电量同比增长 3.6%

根据国家能源局发布数据，2022 年，全社会用电量 86372 亿千瓦时，同比增长 3.6%。受疫情、气候变化等因素影响，2022 年用电量增速回落，为近 5 年来最低，略低于 2020 年的 4.1%。

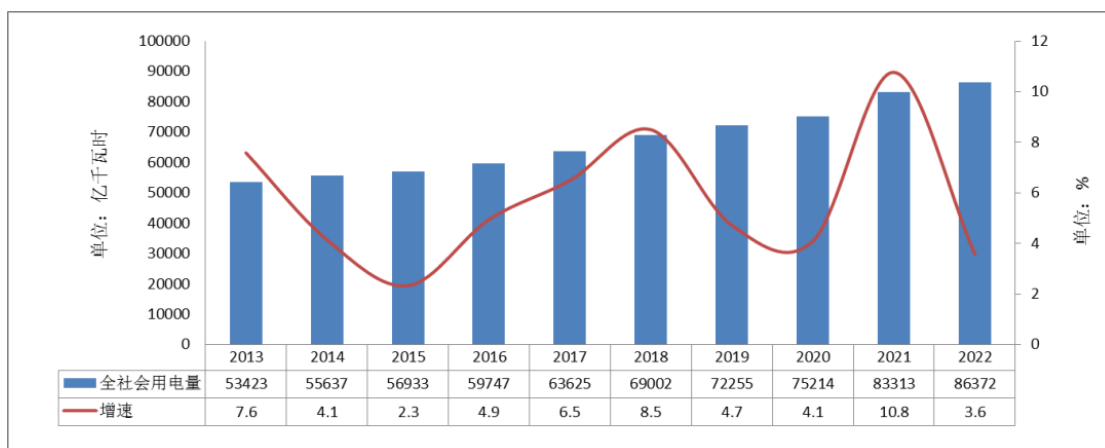


图 5-6 2013—2022 年全国全社会用电量及增速

2022 年各季度全社会用电量总体波动明显，一、二、三、四季度，全社会用电量同比分别增长 5.0%、0.8%、6.0%、2.5%。

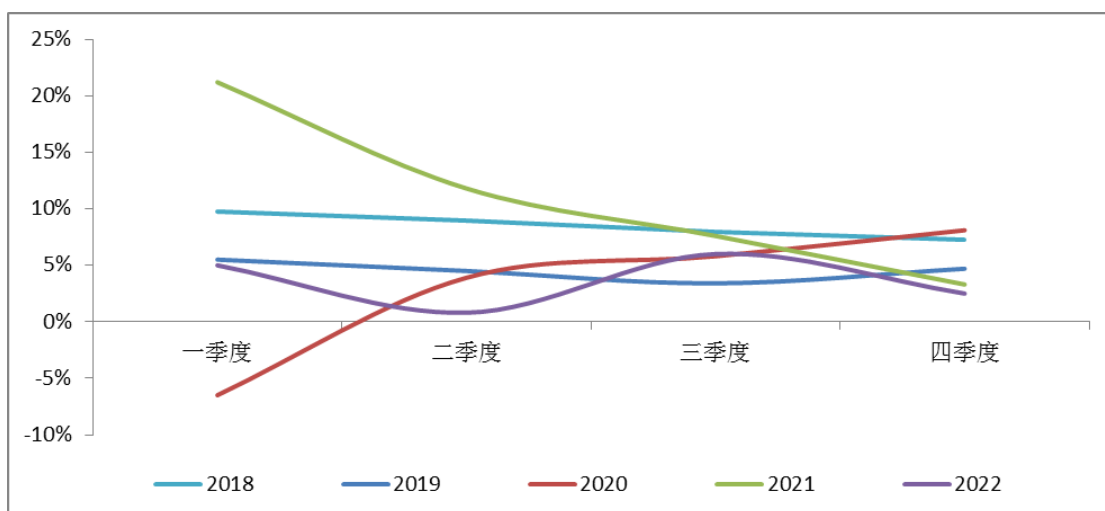


图 5-7 2018—2022 年全国全社会用电量季度增速

一季度电力消费小幅增长，第一产业、第三产业用电成为拉动全社会用电增长的主要动力。乡村电气化水平的持续提升，拉动第一产业用电量保持快速增长。受气温偏冷影响，城乡居民生活用电量增速同比提升。进入二季度，各产业用电增速较一季度有所下滑，受 3 月多地疫情散发等因素影响，交通运输/仓储和邮政业、住宿和餐饮业受到冲击，第三产业用电量下降。8 月，全国出现大范围持续高温天气，全国平均气温达到近 20 年历史同期最高水平，当月居民生活用电量增长 33.5%，拉动三季度居民生活用电量快速增长。10 月多地再次出现散发疫情，12 月受四次冷空气过程影响全国平均气温为近十年来最低，当月居民生活用电量增长 35.0%，拉动四季度居民生活用电量快速增长。

（二）电力消费结构继续优化，二产用电占比继续保持递减

2022 年全社会用电量保持平稳增长，电力消费结构正日益优化。第一产业用电量 1146 亿千瓦时，同比增长 10.4%；第二产业用电量 57001 亿千瓦时，同比增长 1.2%；第三产业用电量 14859 亿千瓦时，同比增长 4.4%；城乡居民生活用电量 13366 亿千瓦时，同比增长 13.8%。

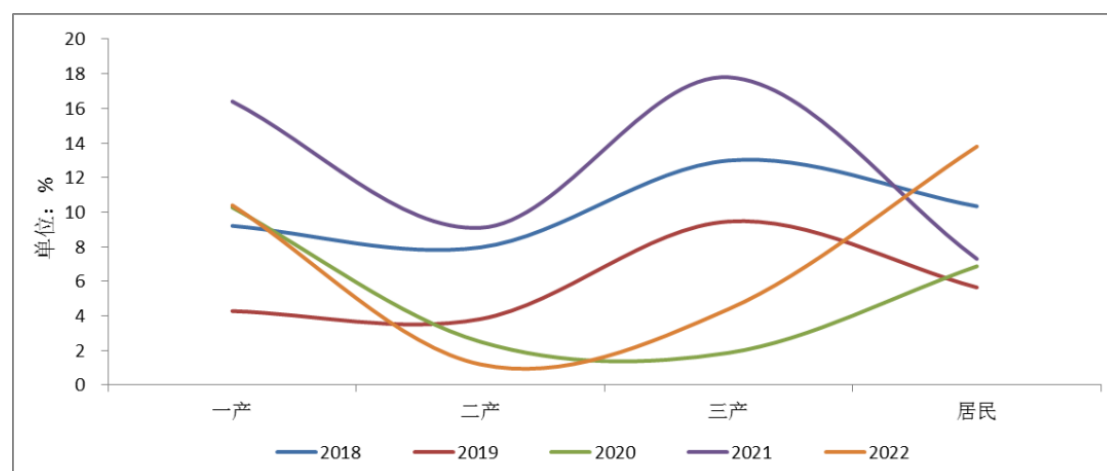


图 5-8 2018—2022 年分产业用电量增速

第二产业用电比重保持收缩趋势，第一产业、第三产业、城乡居民生活用电比重略微扩大。随着乡村用电条件持续改善，高技术及装备制造业、充换电服务业、新兴服务业等进一步快速发展和城乡居民生活水平的提高，用电结构将进一步向一产、三产和居民生活用电倾斜。

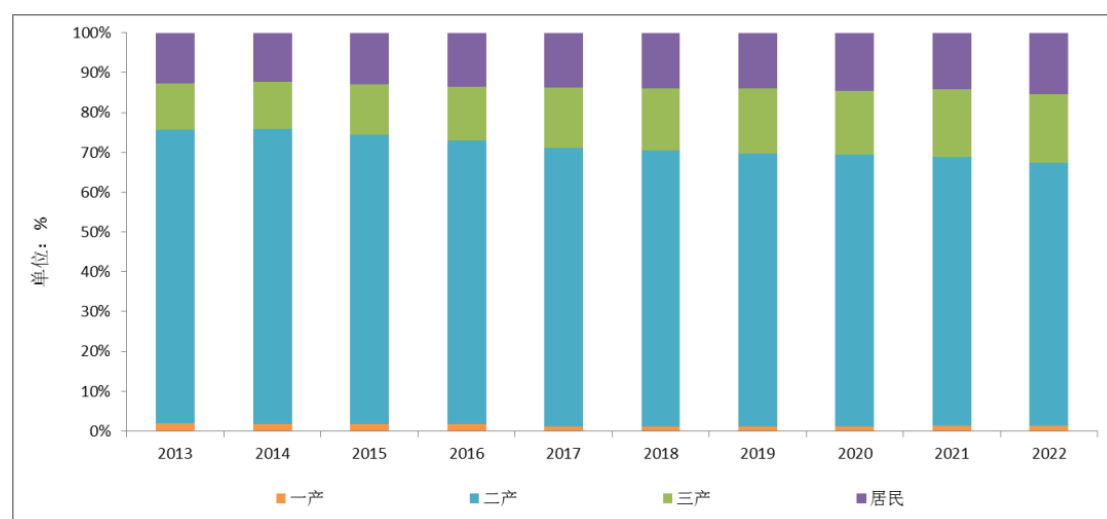


图 5-9 2013—2022 年全社会用电结构

（三）主要能耗指标持续下降，碳排放量总量增长放缓

全国供电标准煤耗持续下降。据国家能源局数据，2022 年全国 6000 千瓦及以上电厂供电标准煤耗 301.5 克/千瓦时，同比降低 0.1 克/千瓦时，较 2013 年下降了 19.5 克/千瓦时。

全国线损率持续下降至 5% 以下。2022 年全国线损率 4.84%，同比下降 0.42 个百分点，保持继续下降走势，较 2013 年下降了 1.84 个百分点。

2022 年厂用电率尚未见公开数据，但总体呈现下降趋势。2021 年，全国厂用电率下降至 4.36%，比上年降低 0.29 个百分点。其中，水电 0.26%，比上年升高 0.01 个百分点；火电 5.59%，比上年下降 0.39 个百分点。

表 5-1 2013—2022 年 6000 千瓦及以上电力行业能耗情况

费用项目	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
供电煤耗 (克/千瓦时)	321	319	315	312	309	308	306.4	304.9	302.5	301.5
线损率 (%)	6.68	6.64	6.64	6.47	6.48	6.21	5.93	5.60	5.26	4.84
厂用电率 (%)	5.05	4.83	5.09	4.77	4.80	4.69	4.67	4.65	4.36	—
其中： 火电 (%)	6.01	5.84	6.04	6.01	6.04	5.95	6.01	5.98	5.59	—

燃煤电厂超低排放改造持续推进，污染物排放下降明显。“十三五”以来，得益于技术的进步，我国燃煤电厂超低排放改造 9.5 亿千瓦。2022 年，我国大力推动煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”，改造升级煤电规模超过 2.2 亿千瓦，促进了煤电的清洁低碳发展。目前，我国火电厂超低排放、大型垃圾焚烧、燃煤烟气治理技术装备达到世界领先水平，已建成世界上最大的超低排放火电厂群。

据中电联统计，2021 年，全国火电烟尘排放总量约为 12.3 万吨，同比下降 20.7%。单位火电发电量烟尘排放量约 22 毫克/千瓦时，比上年下降约为 10 毫克/千瓦时。全国火电二氧化硫排放量约为 54.7 万吨，同比下降 26.4%。单位火电发电量二氧化硫排放量为 101 毫克/千瓦时，比上年降低 59 毫克/千瓦时。氮氧化物排放量约为 86.2 万吨，同比下降 1.4%。单位火电发电量氮氧化物排放量约为 152 毫克/千瓦时，比上年降低约为 27 毫克/千瓦时。

电力行业碳排放量有效减少。据中电联数据，2021 年全国单位火电发电量二氧化碳排放量约为 828 克/千瓦时，比上年降低 0.5%，比 2005 年降低 21.0%；单位发电量二氧化碳排放量约为 558 克/千瓦时，比上年降低 1.2%，比 2005 年降低 35.0%。2006—2021 年，通过发展非化石能源、降低供电煤耗和线损率等措施，电力行业累计减少二氧化碳排放约 215.1 亿吨，有效减缓了电力二氧化碳排放总量的增长。

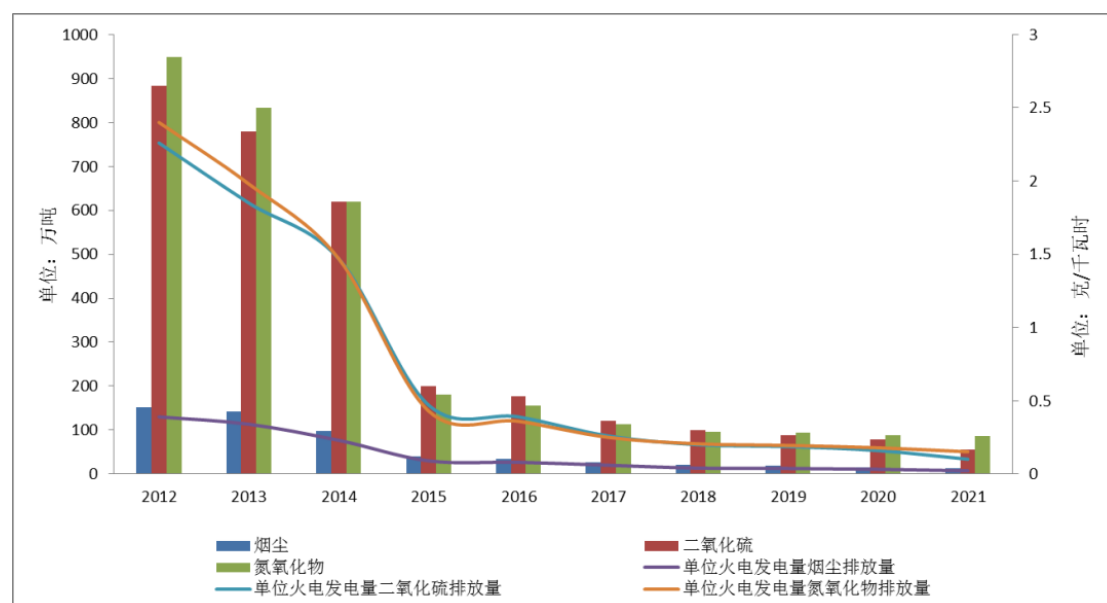


图 5-10 2012—2021 年污染物排放总量和排放绩效

（四）用电营商环境持续优化

2022 年，我国加快推动《国家发展改革委 国家能源局关于全面提升“获得电力”服务水平 持续优化用电营商环境的意见》全面落实。3 月 30 日，国家能源局召开 2022 年提升“获得电力”服务水平工作推进会。5 月，国家能源局印发《国家能源局 2022 年深化“放管服”改革优化营商环境重点任务分工方案》提出，精简整合能源项目投资建设审批流程，在确保工程质量前提下，进一步清理规范项目审批全流程涉及的行政许可、技术审查等事项，公开事项办理流程 and 条件标准等信息，不在法定条件之外增加前置条件。2022 年，全国全面完成“获得电力”服务水平主要目标任务，基本实现用电报装“三零”“三省”服务全覆盖，累计为电力用户节省办电投资超过 1800 亿元。并取得了以下显著成效：一是居民用户和 160 千瓦及以下的低压小微企业告别了“花钱办电”的历史。是继 2015 年全国解决无电人口用电问题、2020 年实现全国村村通动力电后，我国电力发展史上的又一个里程碑。二是全国 31 个省（区、市）都建成了互联网办电服务体系，全面实

现了线上办电服务，“刷脸办电”“一证办电”方式逐步普及。三是高压办电难点堵点获得了历史性突破。各地基本实现了政府工程建设项目审批管理系统与供电企业用电报装系统互联互通。四是“获得电力”服务水平提升深刻改变了供电企业和用户的关系，人民群众的获得感体验感成为检验供电服务的最好标准。五是供电能力显著提升，各地停电时间和停电次数持续下降，深圳等部分城市供电可靠性已达到国际一流水平。

三、电力基建

（一）电力投资量速均为十年来最高

2022 年，全国电力工程建设投资总额达 12220 亿元，同比增长 13.3%。其中，电源基本建设投资完成 7208 亿元，电网基本建设投资完成 5012 亿元。2018 年以来，电力工程建设投资额连年增长。“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 8900 亿元。“十四五”以来，电力工程建设连续两年创新高，年均 11503 亿元。

网源投资差距明显拉大。2022 年全国电源基本建设投资占电力投资的比重为 59%，较上年增加 5.6 个百分点；电网基本建设投资占电力投资的比重为 41%。

（二）火电投资有所回升

2022 年全国主要发电企业电源工程建设投资完成 7208 亿元，同比增长 22.8%。其中，水电投资 863 亿元，同比下降 26.5%；火电投资 909 亿元，同比增长 28.4%；核电投资 677 亿元，同比增长 25.7%。

“十二五”以来，我国新能源投资力度加大。2019—2021 年受平价上网政策影响，风电、太阳能发电投资猛增，2019 年、2020 年、2021 年两者投资占电源投资总额的比重分别为 47.4%、61.9%、58.8%。2021 年四季度以来，基于火电“压舱石”角色及调峰电源的重要性，火电保供地位凸显，火电核准装机速度明显加快。

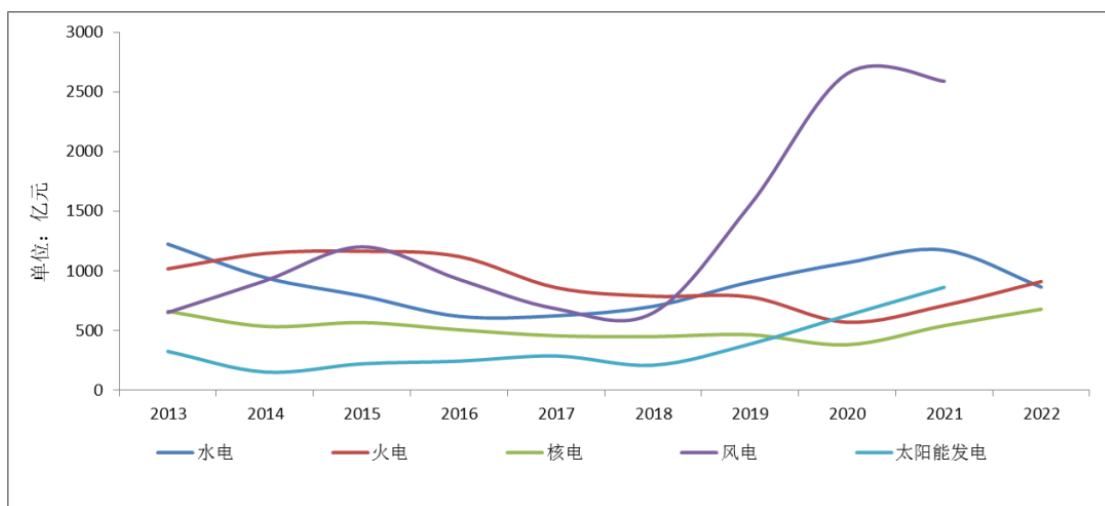


图 5-11 2013—2022 年分类型电源投资

（三）电网投运总规模平稳增长

2022 年，全国电网基本建设投资完成 5012 亿元，同比增长 2.0%。从近十年数据看，自“十二五”后期至“十三五”前期，电网投资占比呈现增长趋势，2018 年电网投资接近电源投资 2 倍。2019 年开始，电网投资占比呈下降趋势，并从 2020 年起低于电源投资。

电网投运总规模平稳增长。2022 年全国新增 220 千伏及以上变电设备容量 25839 万千伏安，比上年多投产 1505 万千伏安，同比增长 6.3%；新增 220 千伏及以上输电线路长度 38967 千米，较上年多投产 6747 千米，同比增长 21.2%。截至 2022 年底，全国 220 千伏及以上变电设备容量共 51.98 亿千伏安，同比增长 5.2%；220 千伏及以上输电线路回路长度共 88.2 万千米，同比增长 4.6%。



图 5-12 2013—2022 年 220 千伏及以上变电设备容量及增速

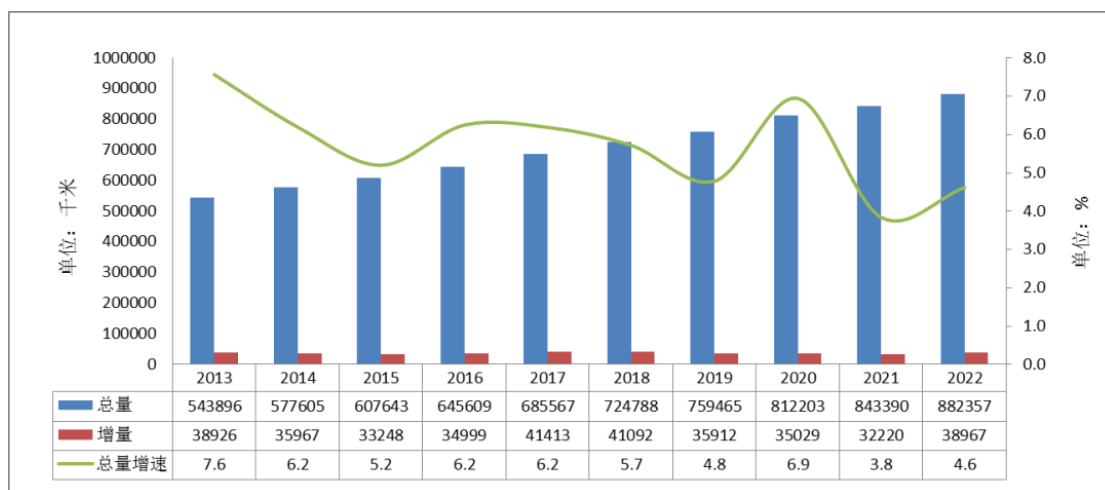


图 5-13 2013—2022 年 220 千伏及以上输电线路回路长度及增速

四、电力体制改革形势与政策

（一）顶层设计开启全国统一电力市场建设新阶段

我国电力市场建设稳步推进，主体多元、竞争有序的电力交易市场体系初步形成。2022 年 1 月 18 日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，明确到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成；到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成。在健全统一电力市场体系的交易机制方面，提出规范统一市场基本交易规则和技术标准，提升电力市场对高比例新能源的适应性，完善适应高比例新能源的市场机制，有序推动新能源参与电力市场交易，到 2030 年，新能源要全面参与电力市场。此后，国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》，并先后批复同意《中国南方区域电力市场工作方案》和《中国南方区域电力市场实施方案》，推动多层次统一电力市场体系加速构建。

按交易结算口径统计，2022 年全国市场交易电量共 5.25 万亿千瓦时，同比增长 39%，占全社会用电量比重达 60.8%，同比提高 15.4 个百分点。其中，跨省跨区市场化交易电量首次超 1 万亿千瓦时，同比增长近 50%。2022 年国家电网经营区域市场交易电量达 4.16 万亿千瓦时，同比增长 42.7%；南方电网经营区域市场交易电量 0.85 万亿千瓦时，同比增长 27.4%；内蒙古电网经营区域市场交易电量 0.24 万亿千瓦时，同比增长 24.9%。在电力交易机构注册的市场主体数量首次超过 60 万家，同比增长 29%。

（二）全国开展分时电价市场化改革

国家发展改革委 2021 年发布的《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，进一步放开各类电源发电计划，加强与分时电价政策衔接。2022 年，全国燃煤发电机组市场平均交易价格达 0.449 元/千瓦时，较全国平均基准电价上浮约 18.3%。全国 31 个省、市、自治区进行了分时电价改革，平均价差超过 0.7 元/千瓦时的有 16 个省市。

（三）中长期交易稳步大幅增长，绿电交易细则出台

中电联数据显示，2022 年，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 41407.5 亿千瓦时，同比增长 36.2%。其中，省内电力直接交易（含绿电、电网代购）电量合计为 40141 亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为 1266.5 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 96.9%和 3.1%。

2022 年 2 月，《南方区域绿色电力交易规则（试行）》发布。5 月，《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》发布，详细解释了绿电交易的过程细节。中电联数据显示，2022 年全国省内绿色电力交易 227.8 亿千瓦时。

此外，2022 年 8 月，国家发展改革委、国家统计局、国家能源局联合印发《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》，明确将绿色电力证书作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证。国家能源局于 2022 年 10 月下发了《关于完善可再生能源绿色电力证书制度的通知（征求意见稿）》，明确了绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。2022 年，全年核发绿证 2060 万个，对应电量 206 亿千瓦时，较 2021 年增长 135%；交易数量达到 969 万个，对应电量 96.9 亿千瓦时，较 2021 年增长 15.8 倍。截至 2022 年底，全国累计核发绿证约 5954 万个，累计交易数量 1031 万个，有力推动经济社会绿色低碳转型和高质量发展。

（四）我国省间电力现货市场启动试运行

继《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则》在 2021 年 9 月正式印发后，2022 年 1 月，《南方区域跨区跨省电力中长期交易规则》正式发布。

国家发展改革委、国家能源局 2021 年 11 月正式批复《省间电力现货交易规则（试行）》。2022 年 1 月 1 日，省间电力现货市场启动试运行。期间市场运行总体平稳，市场主体踊跃参与。国家电网公司数据显示，2022 年省间现货市场全

年累计交易电量 278 亿千瓦时，日均成交电量 0.88 亿千瓦时，单日最大成交电力超 1900 万千瓦。从售电侧来看，21 个地区累计超 6000 家新能源、火电和水电企业参与省间现货售电，其中，风电、火电主要集中在“三北”地区，光伏主要集中在西北、华北地区，水电集中在西南地区。新能源企业在省间现货市场“报量报价”参与交易。从购电侧来看，25 个省级电网企业按照地方政府要求参与省间现货购电。从电源类型来看，全年火电成交量最多，其次是水电、风电、光伏，春季主要以新能源为主，度夏和度冬期间以火电为主，5—6 月、10—11 月西南水电大发时期以水电为主。从交易均价看，现货市场在夏冬用电高峰时段较高，其余月份均低于中长期市场。2022 年全年，省间现货市场清洁能源累计成交电量 133.1 亿千瓦时，减少风电、光伏弃电 47.7 亿千瓦时，在新能源装机增长过 7000 万千瓦的情况下，仍保持了 97%以上的利用率。

国家发展改革委、国家能源局 2022 年 1 月 27 日正式批复同意《中国南方区域电力市场工作方案》。7 月 23 日，南方区域电力市场启动试运行。当天云南、贵州、广东合计超过 157 家电厂和用户通过南方区域电力市场交易平台，达成南方区域首次跨省现货交易，全天市场化电量合计达 27 亿千瓦时。南方区域电力市场对跨省跨区电力直接交易进行了有效探索。首次组织海南发电企业与广东售电公司“点对点”中长期交易 0.2 亿千瓦时；区域调频市场全年连续平稳运行，市场规模总费用约 11.1 亿元，累计带动火储联合调频项目投运 29 个，有效保障了系统频率处于优质水平；区域现货市场于 2022 年 7 月 23 日启动不结算试运行。随着广西、海南纳入，南方区域现货市场进入五省区全模型试运行。12 月份首次开展了连续 2 天调电运行，实现了区域电力现货交易与广东现货、区域调频等在运市场的有序衔接。

（五）五个电力现货试点实现全年试运行

2022 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》，明确加快推进电力现货市场的总体要求，第一批试点地区原则上 2022 年现货市场长周期连续试运行，第二批试点地区原则上在 2022 年 6 月底前启动现货市场试运行。

省级现货市场方面，第一批试点长周期结算试运行形成了连续运营的现货市场。其中，国家电网公司经营区已有 20 个省级电网开展现货市场试运行。山西、甘肃、山东、福建、广东实现 2022 年现货市场全年试运行，山西、甘肃现货市

场已连续结算试运行近 2 年。山东实现全国首次储能项目参与现货市场，增加调峰能力 50 万千瓦。第二批六个电力现货试点——上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北，已全部启动模拟试运行。其中江苏完成了交易规则发布、技术支持系统建设、3 次模拟试运行和 3 次结算试运行，各项工作走在全国第二批现货市场试点省份的前列。

（六）辅助服务为煤电增加服务收益

截至 2022 年底，我国电力辅助服务实现了 6 大区域、33 个省区电网的全覆盖，统一的辅助服务规则体系基本形成。通过辅助服务市场化机制，2022 年全国共挖掘全系统调节能力超过 9000 万千瓦，年均促进清洁能源增发电量超过 1000 亿千瓦时；煤电企业因为辅助服务获得补偿收益约 320 亿元。

交易品种方面，除传统调频、调峰市场外，山西增加一次调频辅助服务市场，华北、西北分别建设了调峰容量市场、备用市场等。参与主体方面，除常规电源外，18 个网省公司推动储能、虚拟电厂等新型市场主体参与辅助服务市场。

此外，川渝一体化辅助服务市场 2022 年 7 月 6 日正式启动。当日通过日前市场交易电量 118 万千瓦时，川渝两地调峰资源首次实现跨省优化配置。此后，川渝两地水电厂、火电厂等市场主体将在市场化机制的激励下积极参与调峰资源跨省配置。

（七）增量配电业务改革试点项目持续推进

国家发展改革委、国家能源局印发的《售电公司管理办法》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，共计 9 章 46 条。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，目前全国有 459 个增量配电业务改革试点项目。中国能源研究会《2022 年度增量配电发展研究白皮书》显示，有 328 个试点完成配电网规划编制，同比增加 36 个；358 个试点确定业主，同比增加 58 个；318 个试点公布股比，同比增加 94 个；330 个试点业主单位通过工商注册，同比增加 90 个。共计 249 个试点确定供电范围，同比增加 29 个，其中第一批增加 1 个，第三批增加 8 个，第四批增加 6 个，第五批增加 11 个。共计 217 个试点取得电力业务许可证（供电类），同比增加 32 个。

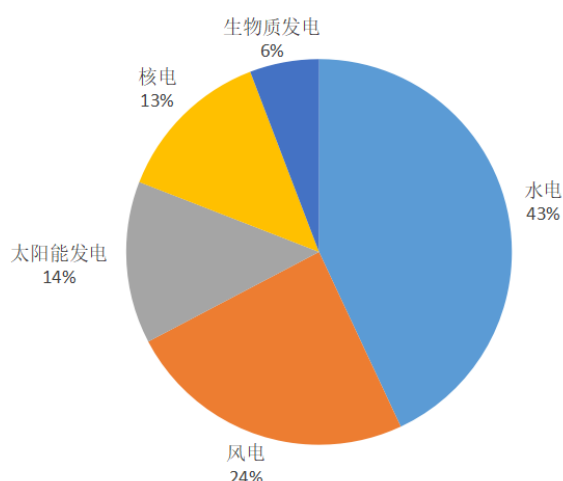
第六章 非化石能源发展

一、总体发展概况

（一）非化石能源发电量同比增长 8.7%

2022 年，全国全口径非化石能源发电量同比增长 8.7%，占全国全口径发电量比重 36.2%，比上年提高 1.7 个百分点，在保障能源供应方面发挥的作用越来越明显。

2022 年，风电、太阳能发电年发电量首次突破 1 万亿千瓦时，达 1.19 万亿千瓦时，同比增长 21%，占全社会用电量的 13.8%，比上年提高 2 个百分点，接近全国城乡居民生活用电量。水电发电量 13522 亿千瓦时，同比增长 1.0%。核电发电量 4178 亿千瓦时，同比增长 2.5%。生物质发电量 1824 亿千瓦时，同比增长 11%。2022 年，可再生能源发电量达到 2.7 万亿千瓦时，占全社会用电量的 31.6%，较 2021 年提高 1.7 个百分点，可再生能源在保障能源供应方面发挥的作用越来越明显。



注：占比系计算所得

（数据来源：国家统计局、中电联）

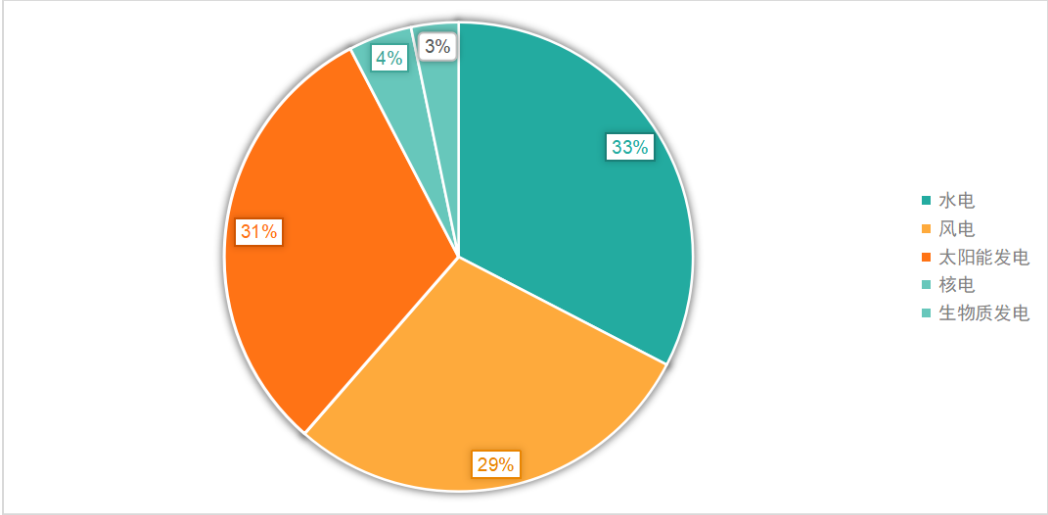
图 6-1 2022 年非化石能源发电量结构

（二）非化石能源发电装机占比接近 50%

截至 2022 年底，全国非化石能源发电装机容量 12.7 亿千瓦，同比增长 13.8%，占总装机容量比重上升至 49.6%，比上年提高 2.6 个百分点，延续绿色低碳转型趋势。

其中，水电装机容量达到 41350 万千瓦，同比增长 5.8%，连续 17 年稳居世界首位。风电装机容量 36544 万千瓦，同比增长 11.2%，连续 13 年稳居世界首

位。太阳能发电装机容量 39261 万千瓦，同比增长 28.1%，连续 8 年位居全球第一。核电装机容量达 5553 万千瓦，同比增长 4.3%。生物质发电装机容量达 4132 万千瓦，同比增长 8.8%。



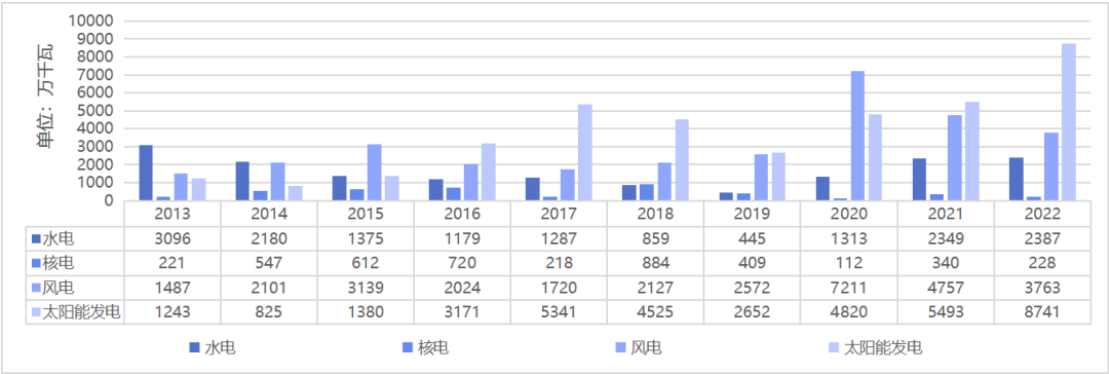
注：占比系计算所得
(数据来源：中电联)

图 6-2 2022 年非化石能源发电装机结构

（三）非化石能源新增装机创历史新高

2022 年，全国新增非化石能源发电装机容量 1.6 亿千瓦，占新增发电装机总容量的比重为 80.1%，创历史新高。其中，可再生能源新增装机 1.52 亿千瓦，占全国新增发电装机的 76.2%，已成为全国电力新增装机的主体。

2022 年，全国风电、太阳能发电新增装机突破 1.2 亿千瓦，达到 1.25 亿千瓦，连续 3 年突破 1 亿千瓦，再创历史新高。水电新增 2387 万千瓦，风电新增 3763 万千瓦，太阳能发电新增 8741 万千瓦，核电新增装机 228 万千瓦，生物质发电新增 334 万千瓦。

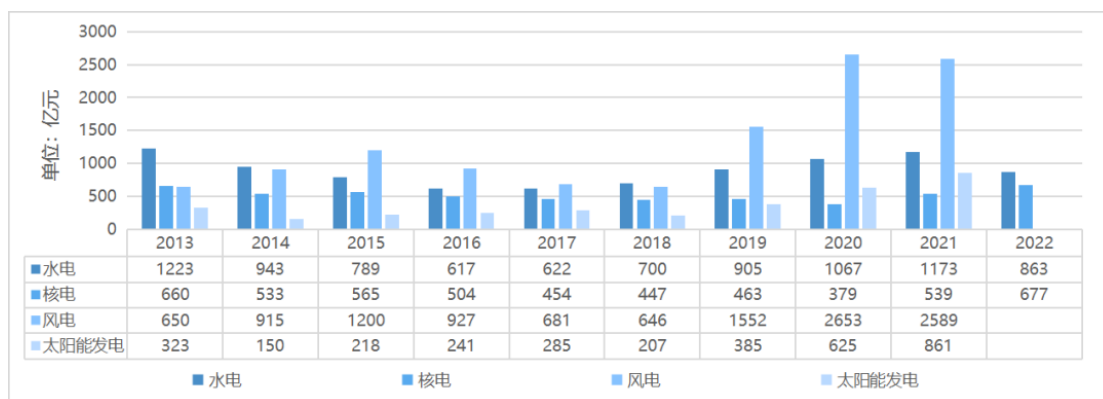


(数据来源：中电联)

图 6-3 2013—2022 年不同能源新增装机情况

（四）核电投资额再创新高

2022 年，非化石能源发电投资占电源投资比重达到 87.7%，比上年下降 0.9 个百分点。其中，水电投资 863 亿元，同比下降 26.5%；核电投资 677 亿元，同比增长 25.7%。



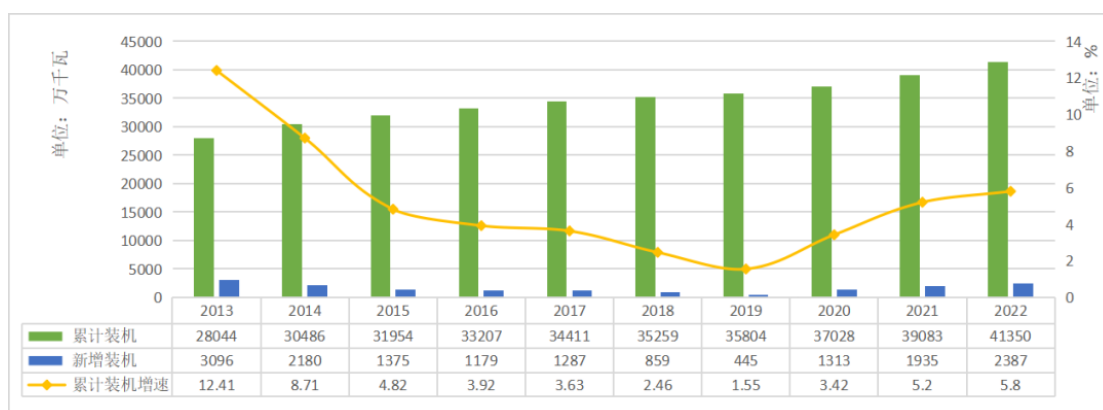
（数据来源：中电联）

图 6-4 2013—2022 年不同能源投资情况

二、水电

（一）水电装机容量突破 4 亿千瓦

截至 2022 年底，全国水电装机容量突破 4 亿千瓦，约 41350 万千瓦（其中常规水电装机 3.68 亿千瓦，抽水蓄能 4579 万千瓦），同比增长 5.8%，连续 17 年稳居世界首位。



（数据来源：中电联）

图 6-5 2013—2022 年水电装机及增速

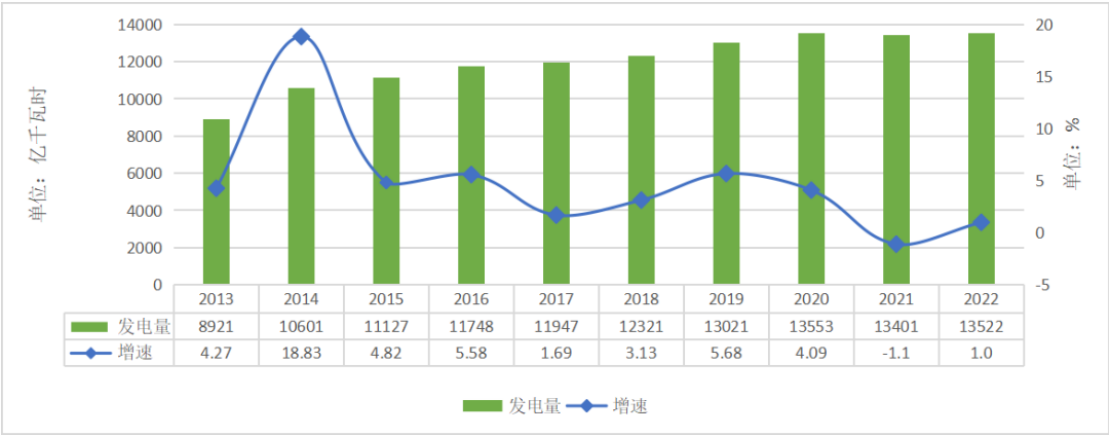
2022 年，水电新增装机创历史新高，达 2387 万千瓦，同比增长 1.6%。其中，常规水电新增 1507 万千瓦，抽水蓄能新增 880 万千瓦。2022 年，全国新核

准抽水蓄能项目 48 个，装机 6890 万千瓦，已超过“十三五”时期全部核准规模，创历史新高。

2022 年，白鹤滩水电站 16 台机组全部建成投产，至此，长江干流上的 6 座巨型梯级水电站——乌东德、白鹤滩、溪洛渡、向家坝、三峡、葛洲坝，形成世界最大“清洁能源走廊”。

（二）水电年发电量恢复增长趋势

2022 年，水电发电量 13522 亿千瓦时，创近十年来第二高，同比增长 1.0%，短暂下降后恢复增长趋势。

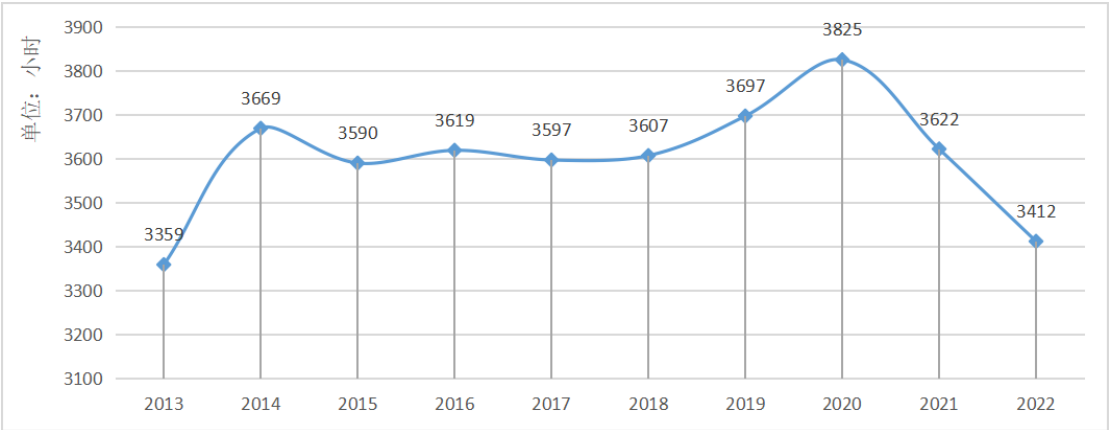


（数据来源：中电联）

图 6-6 2013—2022 年水电发电量及增速

（三）水电利用小时数为 2014 年以来年度最低

受长江流域来水偏枯影响，2022 年全国水电设备利用小时数 3412 小时，为 2014 年以来最低，比上年降低 210 小时。



（数据来源：中电联）

图 6-7 2013—2022 年 6000 千瓦及以上水电设备利用小时数

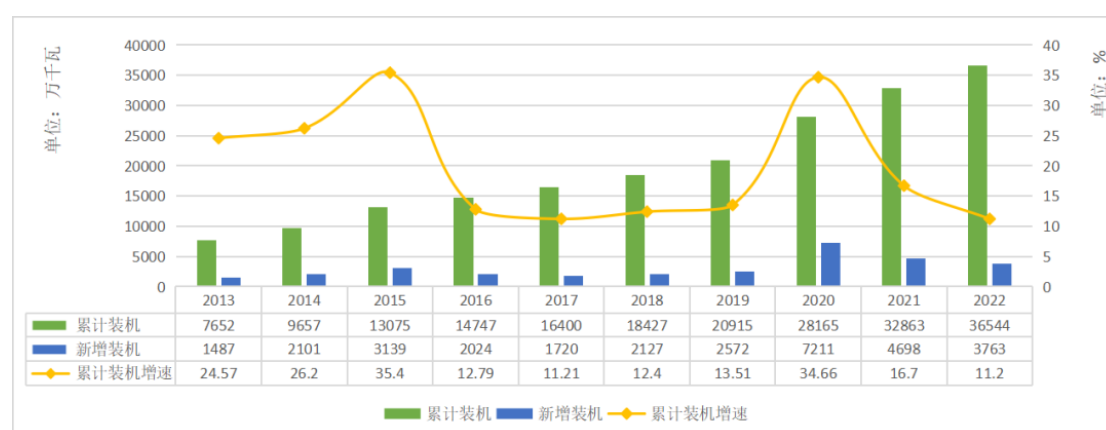
（四）水电利用率持续增长

2022 年，全国主要流域水能利用率约 98.7%，比上年提高 0.8 个百分点，弃水情况持续缓解，水电消纳情况稳定向好。

三、风电

（一）风电年度装机持续增长

2022 年，全国风电新增并网装机 3763 万千瓦。截至 2022 年底，全国风电累计装机容量达 36544 万千瓦，同比增长 11.2%，连续 13 年稳居世界首位。其中，陆上风电累计装机 3.35 亿千瓦、海上风电累计装机 3046 万千瓦。

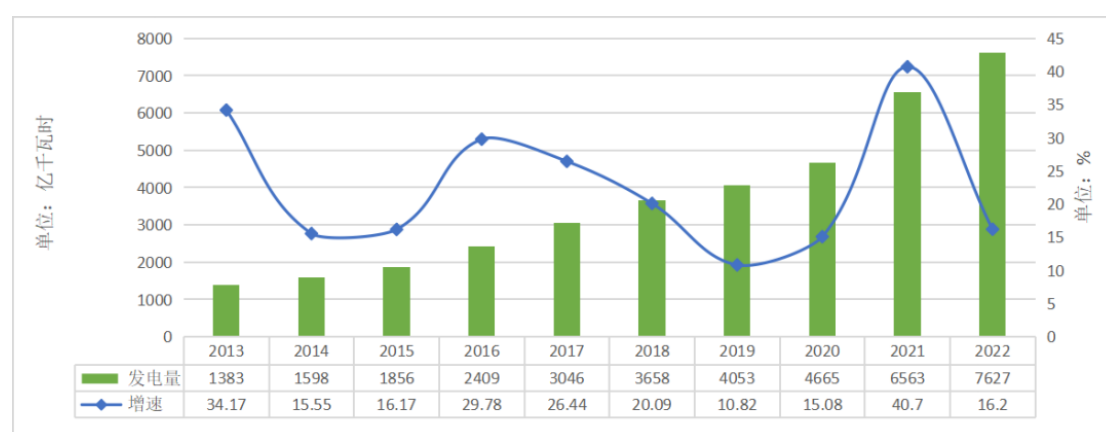


（数据来源：中电联）

图 6-8 2013—2022 年风电装机及增速

（二）风电发电量首次突破 7000 亿千瓦时

2022 年，全国风电发电量首次突破 7000 亿千瓦时，创历史新高，达 7626.7 亿千瓦时，同比增长 16.2%。

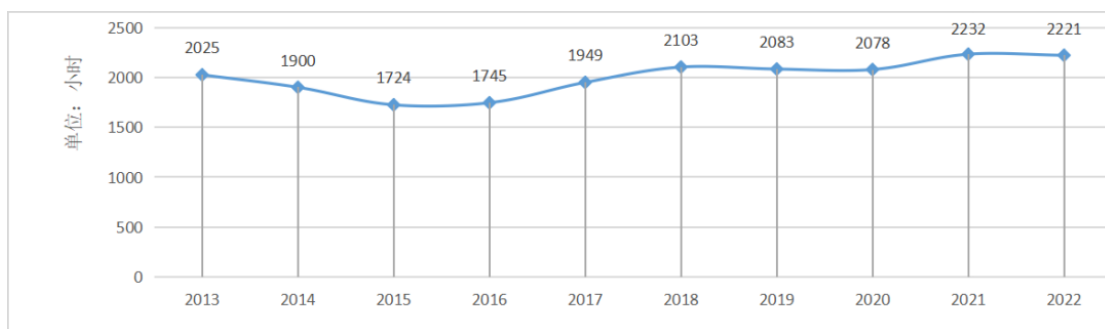


（数据来源：中电联）

图 6-9 2013—2022 年风电发电量及增速

（三）风电利用小时数创近十年第二高

2022 年，风电利用小时数 2221 小时，创近十年来第二高。



(数据来源: 中电联)

图 6-10 2013—2022 年 6000 千瓦及以上风电设备利用小时数

(四) 风电消纳情况稳定

2022 年, 全国风电平均利用率 96.8%, 比上年下降 0.1 个百分点, 与上年基本持平。其中, 北京、天津、上海、江苏、浙江、安徽、福建、湖北、重庆、四川、西藏、广西、海南实现风电电量 100% 利用。



(数据来源: 国家能源局)

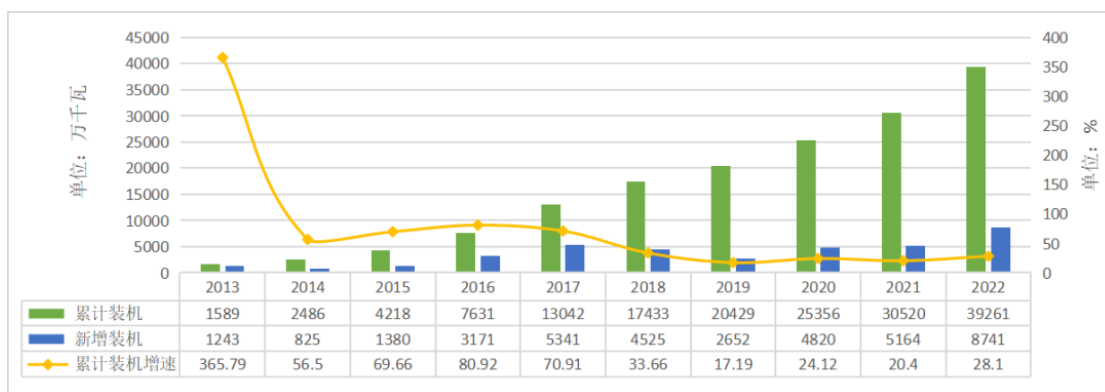
图 6-11 2013—2022 年风电弃风率

四、太阳能发电

(一) 太阳能发电新增装机创新高

2022 年, 全国太阳能发电新增装机 8740.8 万千瓦, 其中, 集中式光伏电站新增 3629.4 万千瓦, 分布式光伏发电新增 5111.4 万千瓦, 新增分布式光伏历史上首次超过集中式电站。户用光伏年度新增装机规模达到 2524.6 万千瓦, 主要分布在农村地区, 成为乡村振兴的重要支撑力量。

截至 2022 年底, 太阳能发电累计装机容量达 39261 万千瓦, 同比增长 28.1%, 连续 8 年位居全球第一。

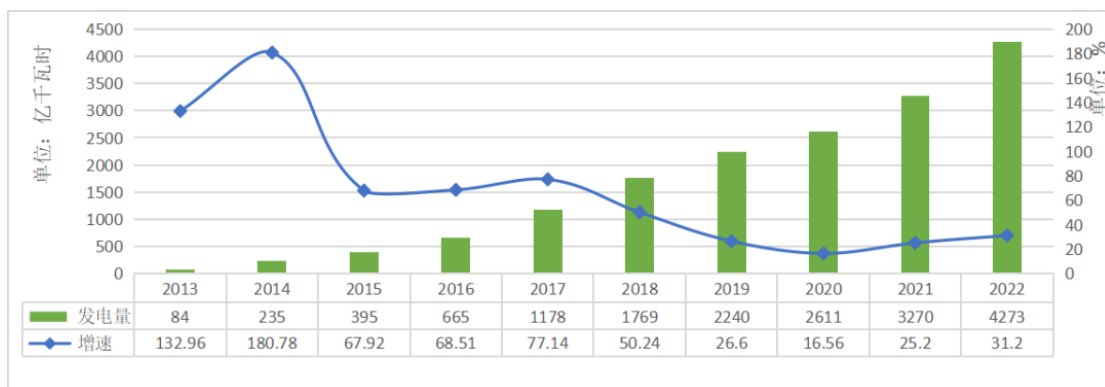


（数据来源：中电联）

图 6-12 2013—2022 年太阳能发电装机及增速

（二）太阳能发电年度发电量首次突破 4000 亿千瓦时

2022 年，全国太阳能发电年度发电量首次突破 4000 亿千瓦时，达 4272.7 亿千瓦时，同比增长 31.2%，创历史新高。

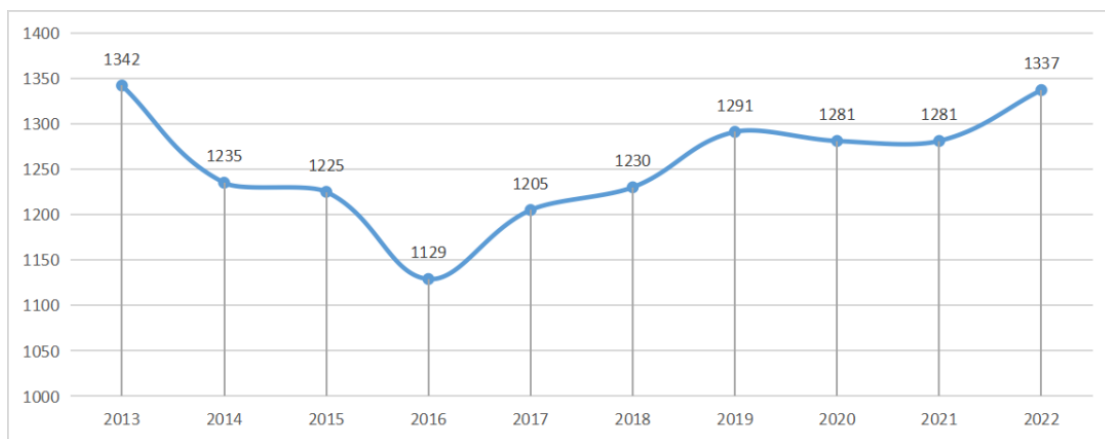


（数据来源：中电联）

图 6-13 2013—2022 年太阳能发电发电量及增速

（三）太阳能发电利用小时数大幅增长

2022 年，太阳能发电 1337 小时，比上年提高 56 小时，利用水平持续提升。



（数据来源：中电联）

图 6-14 2013—2022 年 6000 千瓦及以上太阳能发电设备利用小时数

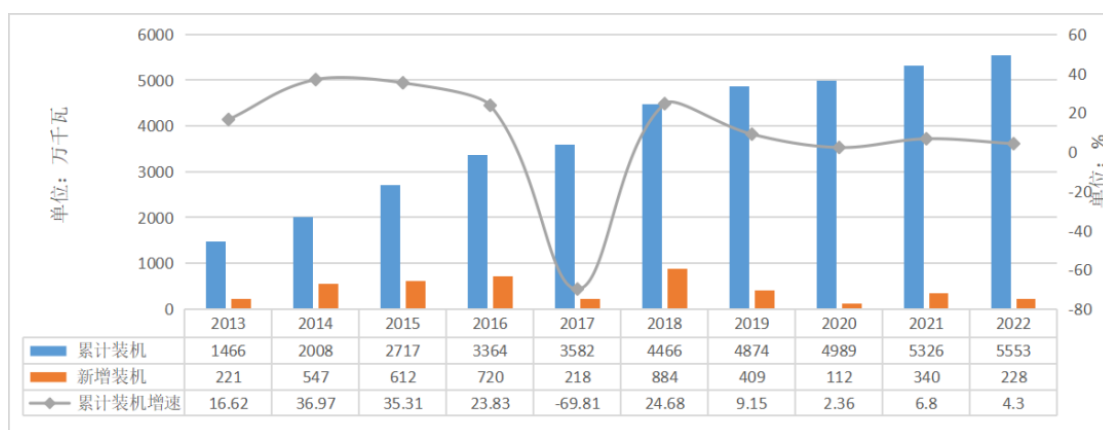
（四）太阳能发电消纳水平持续增长

2022 年，全国太阳能发电利用率 98.3%，比上年提高 0.3 个百分点，利用情况持续改善。其中，北京、天津、上海、江苏、浙江、安徽、福建、江西、湖北、湖南、重庆、四川、广东、广西、海南实现太阳能电量 100% 利用。

五、核电

（一）核电装机容量达 5553 万千瓦

2022 年，全国核电新增装机 227 万千瓦，核准开工 10 台机组，是核准开工机组最多的一年。截至 2022 年底，全国核电装机容量达 5553 万千瓦，同比增长 4.3%，在运机组达 55 台。

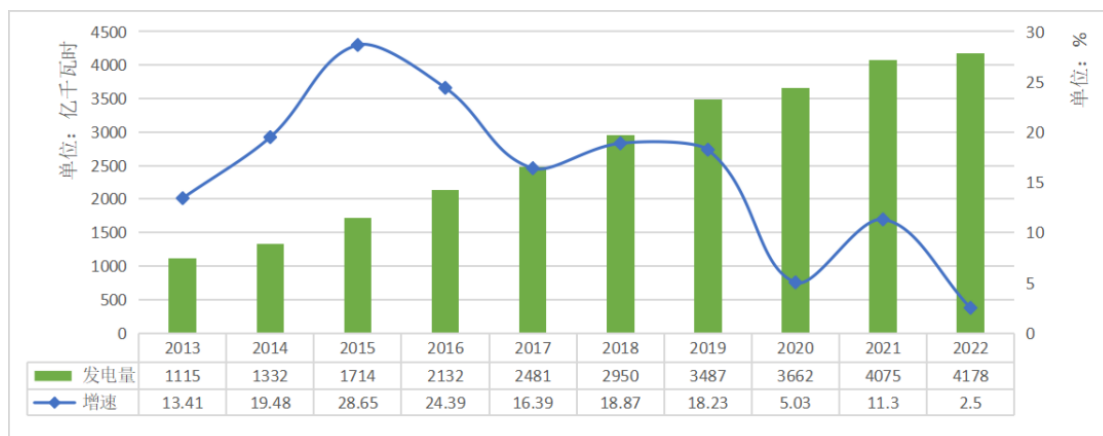


（数据来源：中电联）

图 6-15 2013—2022 年核电装机及增速

（二）核电发电量创新高

2022 年，核电发电量 4178 亿千瓦时，再创历年新高，同比增长 2.5%，增速较上年放缓，占全国累计发电量的比重为 4.98%。

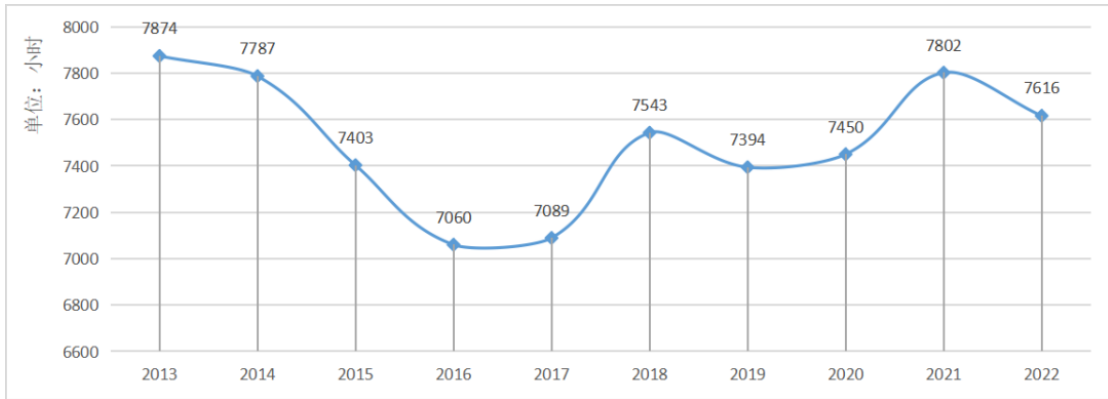


（数据来源：中电联）

图 6-16 2013—2022 年核电发电量及增速

（三）核电利用小时数

2022 年，核电利用小时数 7616 小时，比上年降低 186 小时。



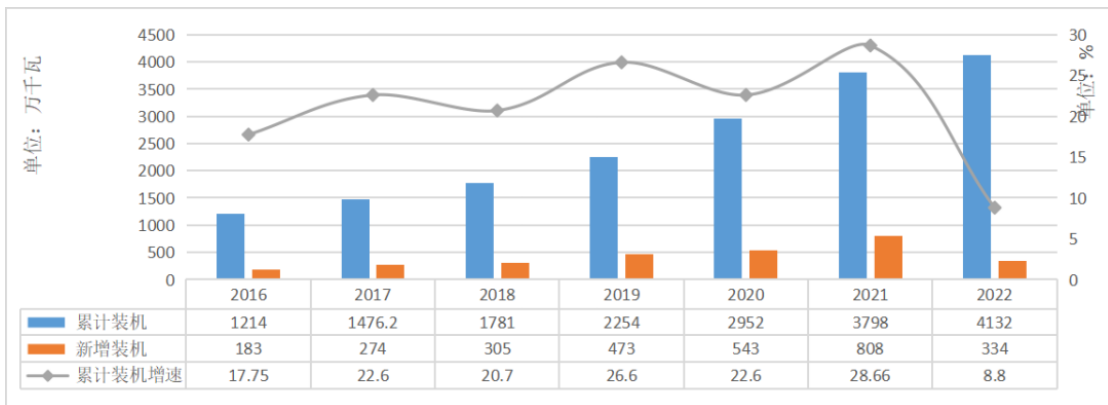
（数据来源：中电联）

图 6-17 2013—2022 年 6000 千瓦及以上核电设备利用小时数

六、生物质发电

（一）生物质发电装机容量突破 4000 万千瓦

截至 2022 年底，生物质发电装机容量突破 4000 万千瓦，达 4132 万千瓦，同比增长 8.8%。其中，生活垃圾焚烧发电累计装机达到 2386 万千瓦，农林生物质发电累计装机达到 1623 万千瓦，沼气发电累计装机达到 122 万千瓦。累计装机排名前五位的省份是广东、山东、江苏、浙江、黑龙江，装机规模分别是 422 万千瓦、411 万千瓦、297 万千瓦、284 万千瓦、259 万千瓦。



（数据来源：国家能源局）

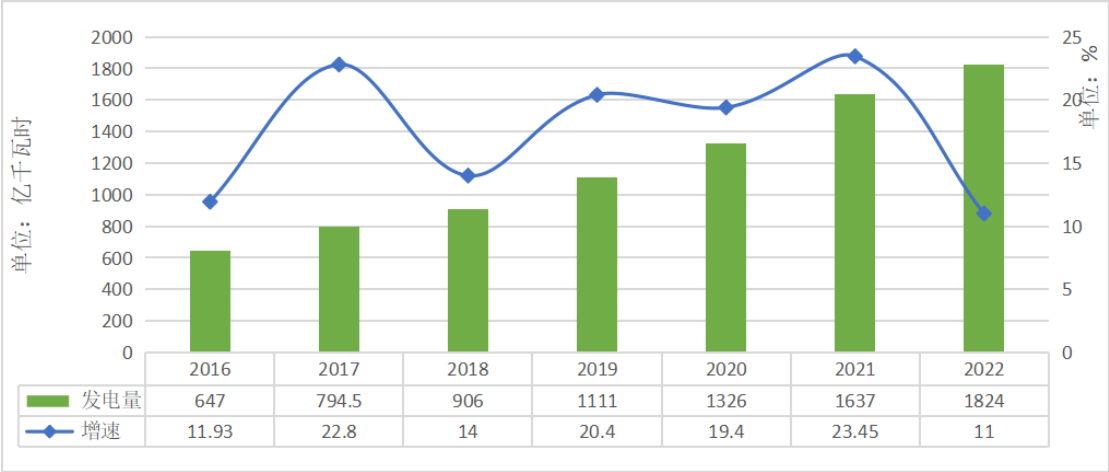
图 6-18 2016—2022 年生物质发电装机及增速

2022 年，生物质发电新增装机 334 万千瓦。其中，生活垃圾焚烧发电新增装机 257 万千瓦，农林生物质发电新增装机 65 万千瓦，沼气发电新增装机 12 万千瓦。

瓦。新增装机排名前五位的省份是广东、黑龙江、辽宁、广西、河南，分别是 45 万千瓦、37 万千瓦、33 万千瓦、26 万千瓦、24 万千瓦。

（二）生物质发电量创历年新高

2022 年全国生物质发电量创历年新高，达 1824 亿千瓦时，同比增长 11%。年发电量排名前五的省份是广东、山东、浙江、江苏、安徽，分别是 217 亿千瓦时、185 亿千瓦时、145 亿千瓦时、136 亿千瓦时、124 亿千瓦时。



（数据来源：据公开资料整理）

图 6-19 2016—2022 年生物质发电发电量及增速

七、非化石能源政策

（一）明确非化石能源“十四五”及长期发展目标

2022 年以来，我国接连发布多份能源发展相关文件，引导非化石能源健康有序发展。

《“十四五”现代能源体系规划》强调，坚持生态优先、绿色发展，壮大清洁能源产业，实施可再生能源替代行动，推动构建新型电力系统，促进新能源占比逐渐提高，推动煤炭和新能源优化组合。大力发展非化石能源，加快发展风电、太阳能发电，因地制宜开发水电，积极安全有序发展核电，因地制宜发展其他可再生能源。

《“十四五”可再生能源发展规划》明确，“十四五”期间，可再生能源在一次能源消费增量中占比超过 50%，年发电量达到 3.3 万亿千瓦时左右发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过 50%，全国可再生能源电力总量消纳责任权重达到 33%左右，可再生能源电力非水电消纳责任权重达到 18%左右。

《促进新时代新能源高质量发展实施方案》要求，坚持先立后破、通盘谋划，更好发挥新能源在能源保供增供方面的作用，助力扎实做好碳达峰、碳中和工作。创新新能源开发利用模式，加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系。

《2022 年能源工作指导意见》要求，2022 年，稳步推进结构转型。非化石能源占能源消费总量比重提高到 17.3%左右，风电、光伏发电发电量占全社会用电量的比重达到 12.2%左右。

（二）为全面推进乡村振兴作出积极贡献

“十三五”时期，光伏扶贫工程为保障我国如期实现全面脱贫作出积极贡献。进入“十四五”，在国务院、国家能源局等主管部门的引导下，太阳能、风电、生物质能等清洁能源将继续为全面推进乡村振兴贡献更多力量。

2022 年中央一号文件《中共中央国务院关于做好 2022 年全面推进乡村振兴重点工作的意见》要求，促进脱贫人口持续增收，巩固光伏扶贫工程成效，在有条件的脱贫地区发展光伏产业。扎实开展重点领域农村基础设施建设，推进农村光伏、生物质能等清洁能源建设。

2022 年初，国家能源局、农业农村部、国家乡村振兴局联合印发的《加快农村能源转型发展助力乡村振兴的实施意见》明确，到 2025 年，建成一批农村能源绿色低碳试点，风电、太阳能、生物质能、地热能等占农村能源的比重持续提升，分布式可再生能源发展壮大，新能源产业成为农村经济的重要补充和农民增收的重要渠道，绿色、多元的农村能源体系加快形成。

（三）解决可再生能源补贴缺口工作再度推进

进入 2022 年，停滞多年的可再生能源补贴拖欠解决工作再度开始推进。

3 月末，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合发布《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》明确，将在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，进一步摸清可再生能源发电补贴底数。

5 月 11 日，国务院常务会议指出，要确保能源供应，在前期支持基础上，再向中央发电企业拨付可再生能源补贴 500 亿元，为解决可再生能源补贴拖欠问题传来明确信号。

8月，国家发展改革委、财政部、国务院国资委授权国家电网、南方电网分别在北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司统筹解决可再生能源发电补贴问题。

伴随风电、太阳能发电等可再生能源行业的飞速发展，2016年以来，我国可再生能源基金缺口持续扩大，到2021年末已达到4000亿元左右，且仍处于持续增长中。如补贴缺口能够顺利解决或适度缩小，将有利于盘活企业资金流转链条，有效增强我国以风电、光伏发电为代表的新能源行业的投资能力，为推动我国能源绿色转型提供动力。

（四）推进退役光伏组件和风机叶片的回收工作

自21世纪初期开启规模化发展道路，经过近二十年的运行，我国首批风电、太阳能发电项目即将相继达到设计使用寿命，中国将迎来第一批大规模风电、光伏退役潮。2022年，国家相关部门发布《加快推动工业资源综合利用实施方案》《促进新时代新能源高质量发展实施方案》等多项政策，为回收工作的开展指明方向。

《加快推动工业资源综合利用实施方案》要求，探索新兴固废综合利用路径，推动废旧光伏组件、风电叶片等新兴固废综合利用技术研发及产业化应用。

《促进新时代新能源高质量发展实施方案》要求，推动退役风电机组、光伏组件回收处理技术和相关新产业链发展，实现全生命周期闭环式绿色发展。

《智能光伏产业创新发展行动计划(2021—2025年)》提出，实现全链条绿色发展，研究开发退役光伏组件资源化利用的技术路线和实施路径，推动废旧光伏组件回收利用技术研发及产业化应用，加快资源综合利用。

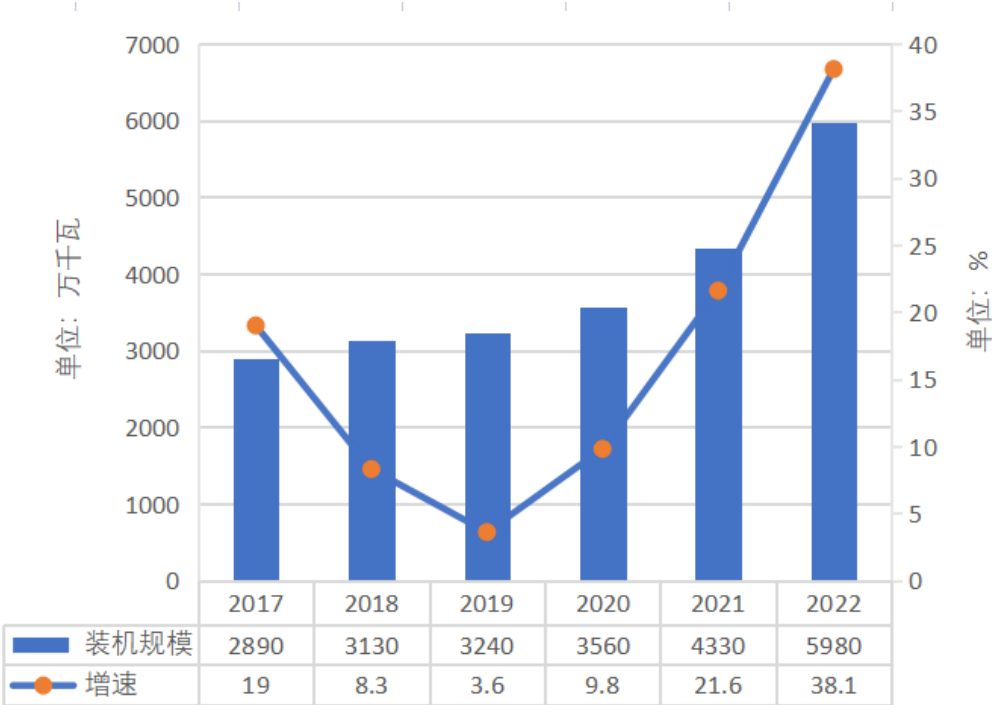
当前，我国风机叶片及光伏组件回收市场还处于起步阶段，技术和商业化模式都不具备规模化发展条件，亟待国家相关部门提供更多的政策支持与引导，为引导回收行业有序运行、推动风光行业健康发展提供保障。

第七章 储能氢能发展

一、储能

（一）储能累计装机 5980 万千瓦，市场规模全球领先

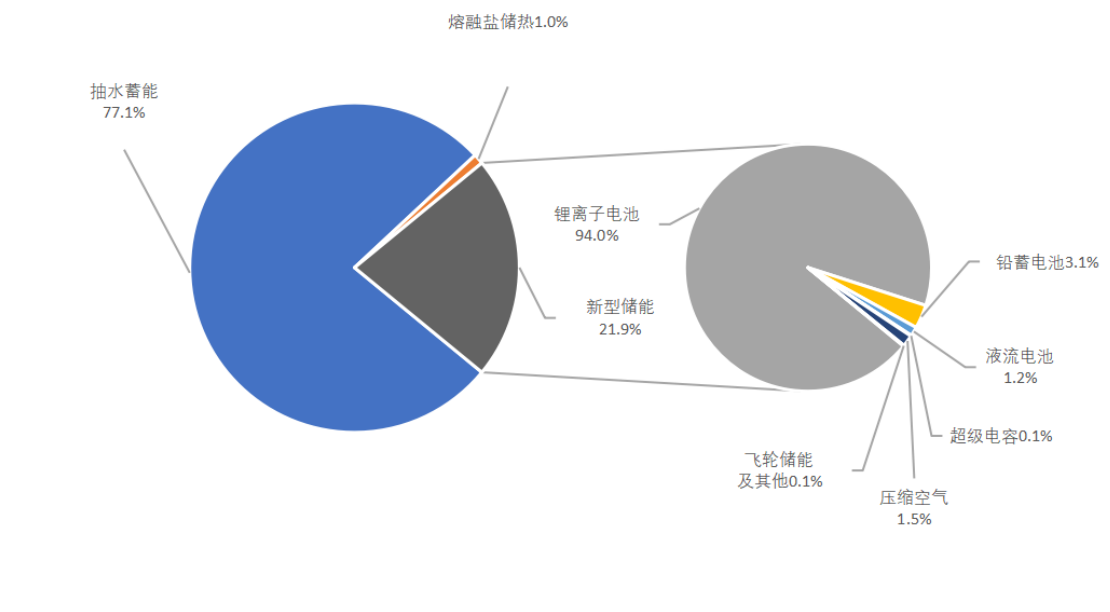
2022 年，在全球通胀高企、传统行业增长缓慢的大背景下，我国储能行业展现出强劲的发展势头。根据中国能源研究会储能专委会/中关村储能产业技术联盟（CNESA）全球储能项目库不完全统计，截至 2022 年底我国已投运电力储能项目累计装机 5980 万千瓦，占全球市场总规模的 25%，同比增长 38.1%，继续领先全球。其中，抽水蓄能累计装机 4610 万千瓦，同比增长 24.6%；新型储能累计装机 1307.7 万千瓦，同比增长 128.2%。



2017—2022 年已投运电力储能项目累计装机及增速

（数据来源：CNESA 全球储能项目库）

2022 年，新增投运电力储能项目装机规模首次突破 1500 万千瓦，达到 1650 万千瓦。其中，抽水蓄能新增 910 万千瓦，同比增长 75%；新型储能新增 734.7 万千瓦，功率规模同比增长 200%，能量规模同比增长 280%。新型储能中，锂离子电池比重上升至 94%，压缩空气储能、液流电池、钠离子电池、飞轮等其他储能技术路线的装机规模均有突破。



截至 2022 年底电力储能市场装机结构

（数据来源：CNESA 全球储能项目库）

（二）新型储能规划在建规模远超顶层设计，百兆瓦级项目频繁落地

截至 2022 年底，全国已有 25 个省市自治区规划了“十四五”时期新型储能装机目标，总规模超过 6700 万千瓦。其中，青海、甘肃和山西规划的储能规模最大，新型储能装机目标均为 600 万千瓦；山东、宁夏和内蒙古紧随其后，新型储能装机目标均达到 500 万千瓦。各地规划的规模总计已远超国家发展改革委、国家能源局印发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》中设置的 2025 年实现 3000 万千瓦装机的目标。

25 省（区、市）“十四五”时期新型储能装机目标

地区	文件名称	装机目标(万千瓦)
甘肃	《甘肃省“十四五”能源发展规划》	600
青海	《青海省碳达峰实施方案》	600
山西	《山西省“十四五”新型储能发展实施方案》	600
内蒙古	《内蒙古自治区“十四五”电力发展规划》	500
宁夏	《宁夏“十四五”新型储能发展实施方案》	500
山东	《山东省新型储能工程发展行动方案》	500
河北	《河北省“十四五”新型储能发展规划》	400
安徽	《安徽省新型储能发展规划（2022—2025 年）》	300
浙江	《浙江省“十四五”新型储能发展规划》	300
广东	《广东省推动新型储能产业高质量发展的指导意见》	300
江苏	《江苏省“十四五”新型储能发展实施方案》	260
河南	《河南省碳达峰实施方案》	220
湖北	《湖北省能源发展“十四五”规划》	200
湖南	《湖南省电力支撑能力提升行动方案（2022—2025 年）》	200
四川	《四川省电源电网发展规划（2022—2025 年）》	200
云南	《云南省应对气候变化规划（2021—2025 年）》	200
广西	《广西壮族自治区碳达峰实施方案》	200
陕西	《关于征求陕西省 2022 年新型储能建设实施方案意见的函》	200
辽宁	《辽宁省“十四五”能源发展规划》	100
贵州	《贵州省碳达峰实施方案》	100
江西	《江西省碳达峰实施方案》	100
北京	《北京市碳达峰实施方案》	70
福建	《福建省推进绿色经济发展行动计划（2022—2025 年）》	60
天津	《天津市碳达峰实施方案》	50
吉林	《吉林省碳达峰实施方案》	25
总计		6785

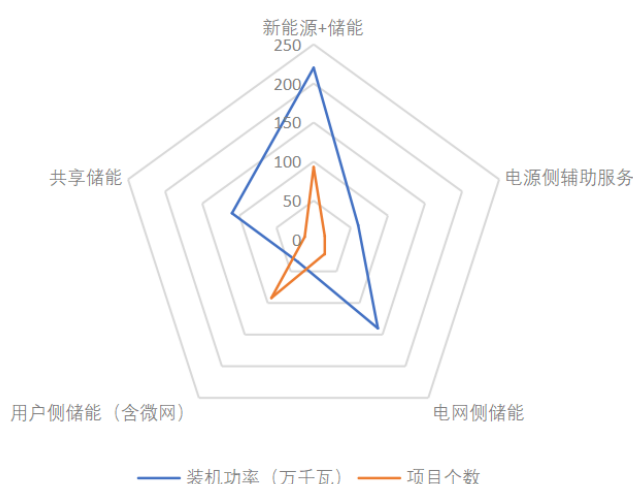
（数据来源：据公开资料整理）

从技术应用看，当前锂离子电池储能仍然占据主导地位，国内多家主流厂商为储能开发了专用 300 安时以上大容量电芯，个别厂商的电芯单体容量已达 560 安时；压缩空气储能加速发展，首个 100 兆瓦先进压缩空气储能电站并网发电，单机规模正向 300 兆瓦功率等级挺进；液流电池技术实现突破，首个 100 兆瓦全钒液流电池项目并网发电，锌基液流、铁基液流技术逐渐走出实验室，并获得资

本关注；飞轮储能等短时高频技术应用需求持续增长，已有 300 兆瓦以上规模项目进入建设阶段。

（三）储能应用场景不断丰富，地方政策对市场影响较为明显

据中国化学与物理电源行业协会储能应用分会不完全统计，2022 年，我国新增投运新型储能项目超过 230 个。其中，集中式新能源配储项目投运 93 个，电源侧辅助服务（调峰/调频）项目投运 15 个，电网侧储能项目投运 23 个，用户侧储能项目（不含微网）和分布式微电网储能项目（属于用户侧储能）分别投运 72 个和 20 个，共享储能项目投运 12 个。



2022 年新增新型储能各应用场景装机功率及项目数量

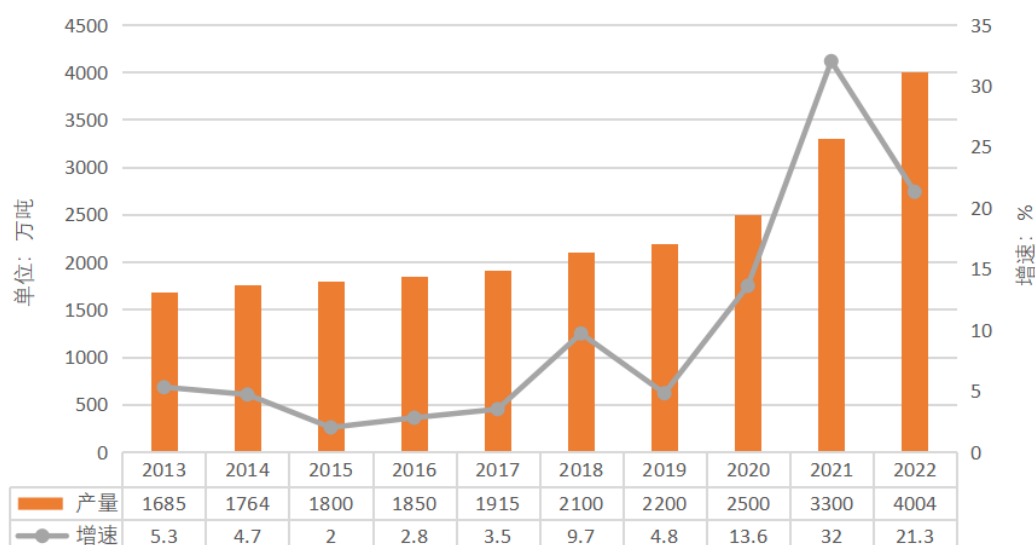
（数据来源：中国化学与物理电源行业协会储能应用分会）

2022 年，华东、西北地区新增新型储能项目数合计占比超 50%，山东、江苏、浙江、福建、广西、内蒙古、宁夏等二十余省（区、市）陆续发布新能源配置储能的政策，显著带动了当地新型储能市场需求。从各区域储能应用场景分布看，华北、西北地区以新能源配储为主，华东新能源配储、电网侧储能与用户侧储能应用分布较为均衡，南方区域以火电厂配储为主。相对而言，华北、西北地区新能源配储等效利用系数高于其他区域。

二、氢能

（一）氢气产量全球第一，石油化工领域为产氢主力

近年来，我国氢气产量保持连续增长，是世界上最大的氢气生产国，氢气产能约 4100 万吨/年，2022 年产量达 4004 万吨。



2013—2022 年氢气产量及增速

（数据来源：中国煤炭工业协会、中国氢能联盟）

我国制氢产能主要集中在石油化工领域，近年来，可再生能源电解水制氢产能占比有所提高，超过三分之一的省（区、市）年产能超过百万吨。大型能源央企引领，推动可再生能源制氢项目建设运营，这些项目主要集中在西北和华北等风光资源较为丰富的地区。工业副产氢价格保持稳定，多个地区电解水制氢价格初具竞争力，化石能源制氢价格下降明显。

不同来源氢气供应价格

种类	燃料氢	化工氢	工业氢	高纯电子氢	能源氢
供应来源	焦炉煤气氯碱尾气	煤制氢、天然气制氢	甲醇制氢、电解水制氢	电解水制氢	多种来源
纯度 (%)	60	96~99.9	99.9	99.9999	99.99
到货价格 (元/标准立方米)	0.6	1~1.5	3.0~4.0	>5.0	5.0

（数据来源：据公开资料整理）

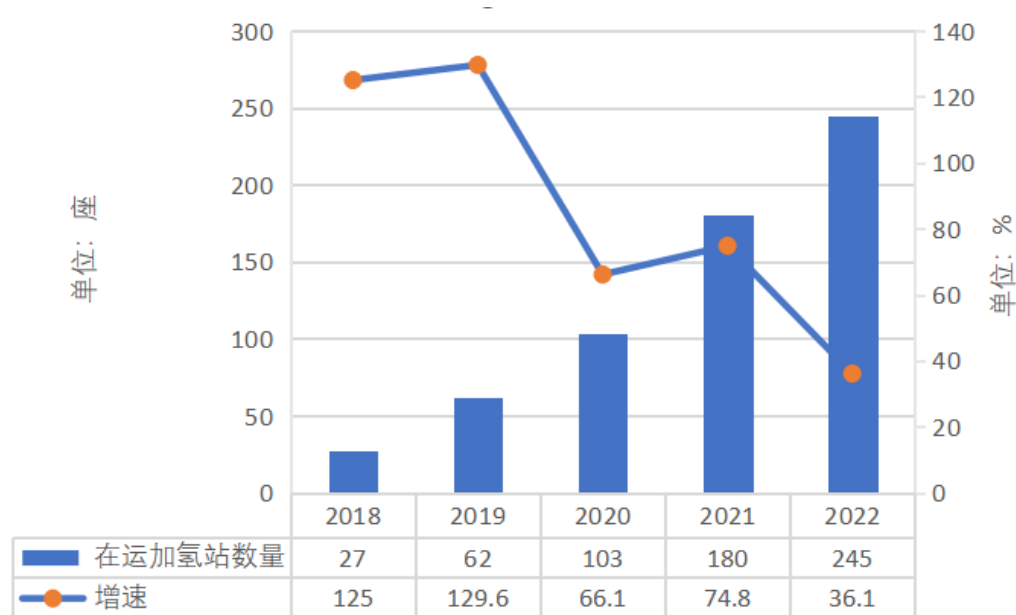
（二）输氢管道建设加码推进，高压气氢储运仍为主流

目前，我国包括规划中的输氢管线总长度已超过 1800 千米。其中有 10 条纯氢管道、6 条掺氢管道，另外两条比较特殊，是纯氢与掺氢管线并行的试验平台。

氢气储运方面，20 兆帕高压气态长管拖车仍是我国当前主流的氢储运方式，目前已完成 30 兆帕技术储备，具备推广应用条件。

（三）加氢站数量全球第一，氢能实现多场景应用

我国加氢站基础设施布局持续完善，截至 2022 年底，我国已累计建成加氢站 358 座，加氢站数量位居全球第一，其中，在运加氢站 245 座。从分布来看，我国加氢站已累计覆盖 28 个省（区、市）。广东佛山累计建成运营 35 座，位居全国地级市首位；山东省共建成 30 座，位于全国省级单位第二。从加氢站技术来看，30 兆帕加氢站技术已基本实现自主化贯通，70 兆帕加氢站加氢机处于示范验证阶段，液氢技术路线与国外先进相比仍存差距。



2018—2022 年在运加氢站增长情况

（数据来源：中国氢能联盟）

输氢管道一览表

序号	类别	项目	时间及状态	长度 (千米)	年输氢量
1	纯氢管线	济源—洛阳输氢管道	2015 年 8 月建成	25	10.04 万吨
2		定州—高碑店氢气管道工程	2021 年 6 月启动，处于审批阶段	164.7	10 万吨
3		巴陵—长岭输氢管道	2014 年建成	42	4.42 万吨
4		金陵—扬子氢气管道	2008 年建成	32	4 万吨
5		宁夏宁东输氢管线	2022 年 3 月开建	1.2	200 万标准立方米
6		玉门油田水电厂氢气输送管道	2022 年 8 月建成	5.5	7000 吨
7		宝钢无取向硅钢产品结构优化标段三项目输氢管道	2022 年 11 月贯通	3.97	5040 吨
8		乌兰察布陆上风电制氢一体化工程和输氢管道	2022 年 12 月 23 日信息披露	400	10 万吨
9		乌海至呼和浩特输氢管道暨“内蒙古氢能走廊”项目	2022 年 12 月 23 日信息披露	500	——
10		山东 100 千米纯氢管网示范	2023 年 1 月 16 日披露消息	100	——
11	掺氢管线	朝阳天然气掺氢示范工程	2019 年建成	——	——
12		张家口掺氢管道示范项目	2021 年 8 月开工，正在推进	——	440 万立方
13		达茂—工业区氢气管道工程	2020 年 7 月启动，正在推进	159	40 万吨
14		广东海底掺氢管道	正在推进	55	40 亿立方
15		陕宁—一线掺氢示范项目	2021 年完工	97	15.9 吨
16		扎鲁特旗—乌兰浩特氢混天然气长输管线	正在推进	230	——
17	纯氢与掺氢 管线并行	通辽市隆圣峰天然气有限公司甘旗卡综合站纯氢与掺氢燃气管道工程	2022 年 7 月 23 日开建	4.7	——
18		宁夏宁东天然气掺氢降碳示范化工程	2022 年 8 月中试主体完工	7.4	——

（资料来源：据公开资料整理）

除传统化工、钢铁等工业领域，氢能在交通、能源、建筑等领域逐步开展试点应用。交通领域，依托冬奥会等大型示范场景，2022 年我国氢燃料电池车销量超过 3600 辆，同比增长超过 110%，截至 2022 年底，新能源汽车国家监测与管理平台累计接入氢燃料电池车 10564 辆，首次破万辆。能源领域，多项重点氢电耦合工程陆续建成投产。

三、储能氢能政策

（一）政策“组合拳”支持储能行业规模化发展

一是新型储能发展目标任务进一步细化。2022 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”新型储能发展实施方案》提出，到 2025 年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件；到 2030 年，新型储能全面市场化发展。《方案》聚焦六大方向，明确了“十四五”期间的重点任务：一是注重系统性谋划储能技术创新；二是强化示范引领带动产业发展；三是以规模化发展支撑新型电力系统建设；四是强调以体制机制促进市场化发展；五是着力健全新型储能管理体系；六是推进国际合作提升竞争优势。《方案》在 2021 年印发的《加快推动新型储能发展的指导意见》基础上，进一步明确了新型储能发展目标和细化重点任务，提升规划落实的可操作性，旨在把握“十四五”新型储能发展的战略窗口期，加快推动新型储能规模化、产业化和市场化发展，保障碳达峰、碳中和工作顺利开局。

二是新型储能参与市场相关机制持续完善。5 月，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，提出新型储能可作为独立储能参与电力市场，鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场，加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰，充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务。《通知》进一步明确了新型储能市场定位，完善了相关市场机制、价格机制和运行机制，推动新型储能在源、网、荷各端的潜力加速释放，有利于提升新型储能利用水平。

三是电化学储能电站安全管理标准规范不断健全。4 月，《电化学储能电站应急演练规程》《电化学储能电站危险源辨识技术导则》《电化学储能电站生产安全应急预案编制导则》三项国家标准征求意见。同月，国家能源局综合司印发《关于加强电化学储能电站安全管理的通知》。11 月，工信部就《电能存储系统用锂离子电池和电池组安全要求》国家标准征求意见。一系列标准规范的出台，为电化学储能行业发展保驾护航。

四是储能领域高层次人才加快培养。8 月，教育部办公厅、国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于实施储能技术国家急需高层次人才培养专项的通知》，选取了清华大学等 10 家研究生培养单位和中国石油天然气股份有限公司等 18 家企业作为储能技术国家急需高层次人才培养专项实施单位，并公布了储能基础材料与工艺等 12 个培养方向，将围绕国家需求，充分发挥产学研

协同育人优势，为我国储能领域核心技术突破培养和储备一批创新能力强的复合型科技人才。

（二）氢能产业发展顶层设计出台

为促进氢能产业规范有序高质量发展，2022 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》，明确了氢能和氢能产业的战略定位：氢能是未来国家能源体系的重要组成部分、用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，氢能产业是战略性新兴产业和未来产业重点发展方向。

《规划》提出了氢能产业发展基本原则和氢能产业发展各阶段目标，明确到 2025 年，基本掌握核心技术和制造工艺，燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站，可再生能源制氢量达到 10~20 万吨/年，实现二氧化碳减排 100~200 万吨/年。到 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，有力支撑碳达峰目标实现。到 2035 年，形成氢能多元应用生态，可再生能源制氢在终端能源消费中的比例明显提升。

《规划》统筹谋划、整体布局氢能全产业链发展，是碳达峰、碳中和“1+N”政策体系中的“N”之一，既是能源绿色低碳转型的重要抓手，也为碳达峰碳中和目标实现提供了有力支撑。