

中国能源大数据报告（2024）

中能传媒研究院

2024年6月

目 录

第一章 能源发展综述	1
一、宏观经济形势	1
（一）国民经济回升向好，国内生产总值同比增长 5.2%.....	1
（二）产业升级稳步推进，工业新动能培育壮大.....	2
（三）固定资产投资平稳增长，高技术产业投资占比稳步提高.....	3
二、能源生产及供应	4
（一）能源安全稳定供应能力稳步增强.....	4
（二）可再生能源发电实现新突破.....	6
（三）能源进口量出现不同程度上升.....	7
三、能源消费	9
（一）能源消费增速加快.....	9
（二）能源消费结构持续向清洁低碳转型.....	10
四、能源投资	11
（一）国内投资情况.....	11
（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）重点用能工业企业能耗持续下降.....	15
（三）能源消费弹性系数攀升.....	15
（四）碳市场活跃度大幅提高.....	16
六、能源政策	17
（一）碳达峰碳中和“1+N”政策体系不断完善.....	17
（二）新型电力系统建设加快推进.....	18
（三）电力市场建设持续深化.....	19
（四）能源领域民营企业发展活力进一步激发.....	19
第二章 煤炭行业发展	21
一、煤炭供需	21
（一）全国原煤产量 47.1 亿吨，再创历史新高.....	21
（二）全国煤炭进口量 4.74 亿吨，同比增长 61.8%.....	21
（三）煤炭生产开布局持续优化，煤炭资源配置能力显著增强.....	22

(四) 煤炭消费量占比 55.3%，同比下降 0.7 个百分点	23
(五) 现代化煤炭产业体系建设取得重要进展	24
(六) 煤炭全生命周期清洁利用不断提升	24
二、煤炭市场	25
(一) 煤炭中长期合同价格保持稳定，动力煤市场现货价格回落	25
(二) 国际煤炭市场价格下行	26
(三) 煤炭采选业固定资产投资增速回落	27
(四) 规模以上煤炭企业营业收入 3.5 万亿元，利润总额同比下降 25.3% ...	27
三、煤炭储运	28
(一) 全国统调电厂存煤超过 2 亿吨，位于历史高位	28
(二) 煤炭转运能力提高	28
四、煤炭政策	28
(一) 煤炭中长协合同定价机制继续实施	28
(二) 煤矿产能储备建设提上日程	29
(三) 推动现代煤化工产业健康发展	29
(四) 超千亿元保供专项贷款助力电煤供应	30
第三章 石油行业发展	31
一、原油供需	31
(一) 石油消费创历史峰值纪录	31
(二) 原油产量站稳 2 亿吨	31
(三) 原油进口量同比增长 11%	32
二、成品油供需	33
(一) 炼油能力延续小幅增长态势	33
(二) 成品油供需两侧齐增	34
(三) 成品油净出口量有所回落	36
三、石油储运	36
四、石油价格	37
(一) 原油价格	37
(二) 成品油价格	38
五、石油政策	40
(一) 确保供应保障能力持续增强	40
(二) 坚持油气勘探开发与新能源融合大规模发展	40

(三) 扎实推进中国炼油行业绿色创新高质量发展	41
(四) 提升油气行业甲烷排放控制水平	42
第四章 天然气行业发展	43
一、天然气供需	43
(一) 天然气消费量重回增长轨道	43
(二) 天然气产量连续 7 年增产超百亿方	43
(三) 天然气进口量同比增长 9.9%	44
二、天然气储运	45
(一) 管道互联互通取得新进展	45
(二) 储气库建设快速推进	46
(三) LNG 接收能力大幅增长	46
三、天然气价格	47
(一) 国内 LNG 价格呈 V 字型走势	47
(二) LNG 进口均价出现明显回落	47
四、天然气政策	48
(一) 跨省天然气管道运输价格首次分区域核定	48
(二) 天然气上下游价格联动机制逐渐完善	49
(三) 天然气利用政策优化调整	49
(四) 城镇燃气安全专项整治工作高质量推进	50
第五章 电力行业发展	51
一、电力生产	51
(一) 全国发电量同比增长 6.9%	51
(二) 全国电力装机规模同比增长 13.9%	51
(三) 发电装机绿色转型成效显著，煤电装机占比首次降至 40% 以下	52
(四) 主要能耗指标持续下降，碳排放量增长有效减少	53
(五) 全国发电设备利用小时同比降低 101 小时	55
二、电力消费	55
(一) 全社会用电量增速高于 GDP 增速 1.5 个百分点	55
(二) 电力消费结构继续优化，二产用电占比持续降低	57
(三) 绿色电力消费占比逐年上升	58
(四) 用电营商环境持续优化提升	58
三、电力基建	59

(一) 电力投资量速均创新高	59
(二) 电网投运总规模平稳增长	60
四、电力体制改革形势与政策	61
(一) 市场化交易电量比重持续增加	61
(二) 电价机制持续完善	62
(三) 中长期交易稳步增长	62
(四) 电力现货市场建设进入“快车道”	62
(五) 辅助服务市场潜力持续挖掘	63
(六) 增量配电业务改革试点项目持续推进	64
第六章 非化石能源发展	65
一、总体发展概况	65
(一) 非化石能源发电量突破 3.3 万亿千瓦时	65
(二) 非化石能源发电装机首次超过火电，占比过半	65
(三) 非化石能源新增装机增长近一倍	66
(四) 非化石能源发电投资占电源投资比重近九成	67
二、水电	67
(一) 水电装机容量 42154 万千瓦，增速放缓	67
(二) 水电发电量同比下降 4.9%	68
(三) 水电利用小时数十年来最低	68
三、风电	69
(一) 风电新增装机创历史新高	69
(二) 风电发电量再创新高	69
(三) 风电利用小时数再提高	70
四、太阳能发电	70
(一) 太阳能新增发电装机破 2 亿千瓦	70
(二) 太阳能发电量持续增长	71
(三) 太阳能发电利用小时数有所下降	71
(四) 太阳能发电消纳平稳	72
五、核电	72
(一) 核电装机稳步发展	72
(二) 核电发电量持续增长	72
(三) 核电利用小时数有所提高	73

六、生物质发电	73
(一) 生物质发电装机保持增长	73
(二) 生物质发电量近 2000 亿千瓦时	74
七、非化石能源政策	74
(一) 促进绿电交易、绿证核发全覆盖，体现可再生能源绿色低碳环境价值	74
(二) 加强风电、光伏电站退役管理，促进循环利用	75
(三) 组织开展可再生能源发展利用试点示范	75
(四) 推动光热发电规模化发展	76
第七章 储能氢能发展	77
一、储能	77
(一) 储能累计装机 8650 万千瓦，新增规模持续引领全球市场	77
(二) 百兆瓦级储能项目火热，源网侧占据市场主要地位	78
(三) 电化学储能整体运行平稳，新投运电站能效水平较好	79
(四) 政策引导储能有序发展，盈利渠道更趋通畅	81
二、氢能	83
(一) 氢气产量占全球三分之一，化石能源制氢仍为主流	83
(二) 输氢管道建设加码推进，液氢储运取得多项突破	84
(三) 加氢站数量保持全球第一，加注能力持续提升	86
(四) 标准体系持续完善，氢能产业进入鼓励类指导目录	87

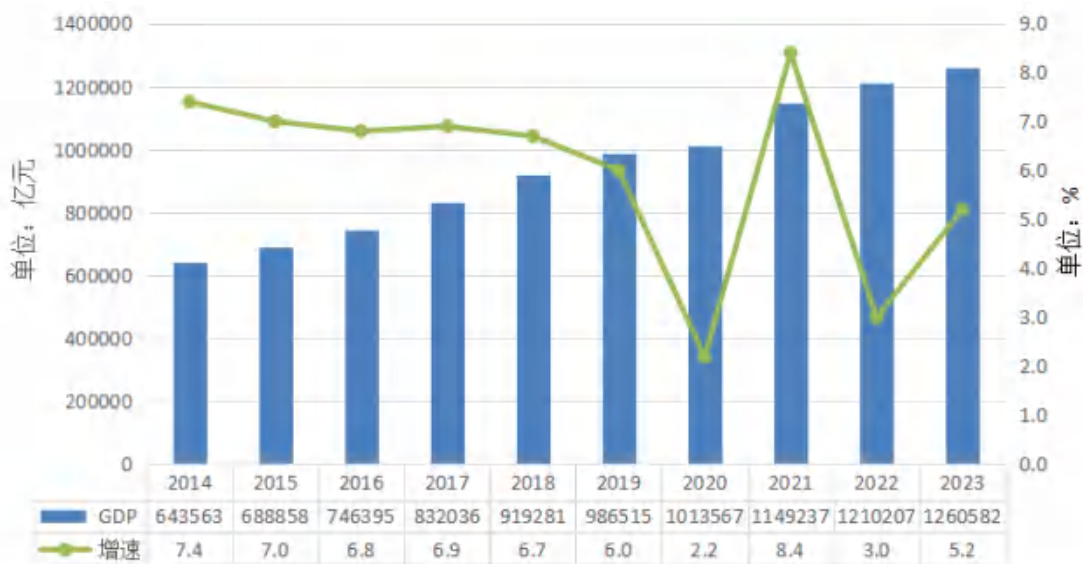
第一章 能源发展综述

一、宏观经济形势

(一) 国民经济回升向好，国内生产总值同比增长 5.2%

2023 年是全面贯彻党的二十大精神开局之年，是三年新冠疫情防控转段后经济恢复发展的一年。2023 年，面对复杂严峻的国际环境和艰巨繁重的国内改革发展稳定任务，我国经济回升向好，供给需求稳步改善，转型升级积极推进，就业物价总体稳定，粮食能源安全、产业链供应链等关键领域的保障能力建设取得实效，全年经济社会发展主要目标任务圆满完成，高质量发展扎实推进，社会大局保持稳定，全面建设社会主义现代化国家迈出坚实步伐。

据国家统计局初步核算，2023 年国内生产总值 126.0582 万亿元，比上年增长 5.2%，高于全球 3% 左右的预计增速，居世界主要经济体前列，对全球经济增长的贡献率有望超过 30%。随着经济结构优化升级，服务业和消费的经济增长主引擎作用更加凸显。2023 年服务业增加值占国内生产总值比重达到 54.6%，比上年提高 1.2 个百分点；最终消费支出对经济增长的贡献率达到 82.5%，比上年提高 43.1 个百分点。全年人均国内生产总值 89358 元，比上年增长 5.4%。



(数据来源：国家统计局)

图 1-1 2014~2023 年国内生产总值及增速

从经济增长看，2023 年国内生产总值超过 126 万亿元，增速比 2022 年加快 2.2 个百分点。分季度看呈现前低、中高、后稳的态势，向好趋势进一步巩固。一季度随着疫情防控较快平稳转段，国内生产总值同比增长 4.5%，增速比上年

四季度高 1.6 个百分点，市场预期明显改善；在上年同期的低基数效应推动下，二季度国内生产总值增速升至 6.3%；三季度政策效应显现，国内生产总值增速为 4.9%，明显高于市场预期；四季度国内生产总值增长 5.2%。从环比看，经季节因素调整后，四季度国内生产总值增长 1.0%。

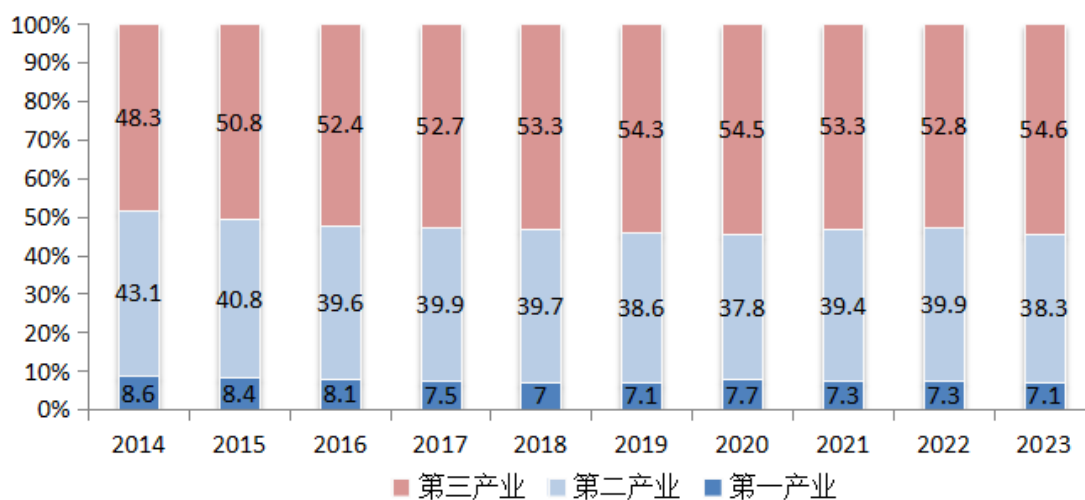


(数据来源：国家统计局)

图 1-2 2018~2023 年各季度国内生产总值增速

(二) 产业升级稳步推进，工业新动能培育壮大

2023 年，第一产业增加值 89755 亿元，比上年增长 4.1%；第二产业增加值 482589 亿元，增长 4.7%；第三产业增加值 688238 亿元，增长 5.8%。从产业结构看，第一、二、三产业增加值占比分别为 7.1%、38.3%、54.6%，整体经济增长趋势向好。



(数据来源：国家统计局)

图 1-3 2014~2023 年三次产业增加值占国内生产总值比重

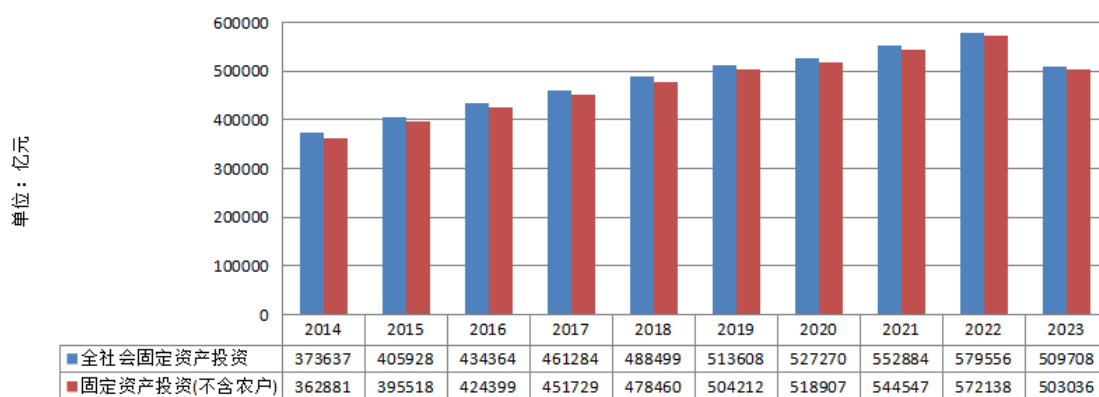
工业生产明显加快。2023 年超六成行业和产品产量增长，带动第二产业增加值增长 4.7%，较 2022 年增速加快 0.9 个百分点。其中，制造业高端化、智能化、绿色化升级稳步推进，发展优势更加巩固；装备制造业增加值增长 6.8%，对全部规上工业增长贡献率接近五成；新能源汽车、汽车用锂电池、服务机器人产量分别增长 30.3%、22.8%、23.3%。

2023 年，全国规上工业企业利润 76858.3 亿元，比上年下降 2.3%，其中，装备制造业增速为 4.1%，比上年加快 2.4 个百分点，为相关领域扩大生产和投资提供了有力支撑。分行业看，电气机械行业受光伏、锂离子电池等新能源产业带动，利润增长 15.7%；通用设备行业受产业链持续恢复带动，利润增长 10.3%；石油煤炭及其他燃料加工业利润增长 26.9%；随着宏观经济回升向好，发、售电量较快增长，叠加燃料价格同比下降、发电成本降低等因素，电力热力生产和供应业利润增长 71.9%。

（三）固定资产投资平稳增长，高技术产业投资占比稳步提高

2023 年全社会固定资产投资 50.9708 万亿元，比上年增长 2.8%。固定资产投资（不含农户）50.3036 万亿元，增长 3.0%。

值得关注的是，2023 年高技术产业投资增长 10.3%，快于全部投资 7.3 个百分点，占全部投资的比重比上年提高 0.7 个百分点。其中，高技术制造业、高技术服务业投资分别增长 9.9%、11.4%。高技术制造业中，航空、航天器及设备制造业，计算机及办公设备制造业，电子及通信设备制造业投资分别增长 18.4%、14.5%、11.1%；高技术服务业中，科技成果转化服务业、电子商务服务业投资分别增长 31.8%、29.2%。



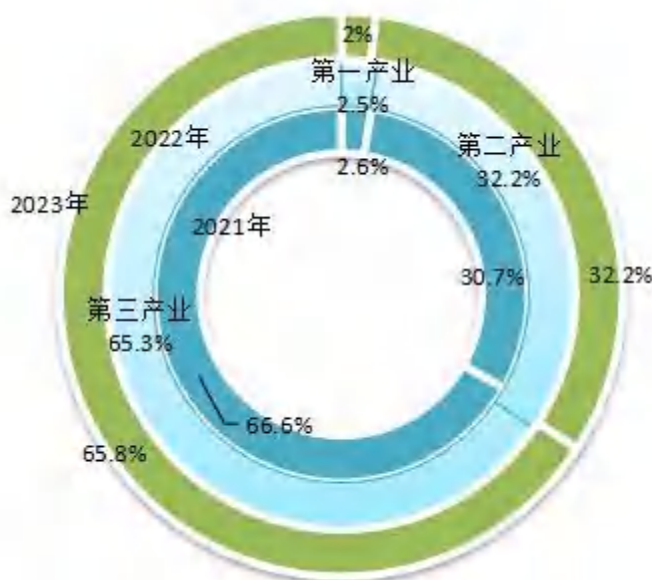
（数据来源：国家统计局）

图 1-4 2014~2023 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，能源、水利等基础设施和制造业投资较快增长。基础设施投资增长 5.9%，制造业投资增长 6.5%，其中基础设施民间投资增长 14.2%，制造业民间投资增长 9.4%。

分区域看，东部地区投资增长 4.4%，中部地区投资增长 0.3%，西部地区投资增长 0.1%，东北地区投资下降 1.8%。分产业看，第一产业投资 10085 亿元，比上年下降 0.1%；第二产业投资 162136 亿元，增长 9.0%；第三产业投资 330815 亿元，增长 0.4%。

从三次产业投资占比情况来看，与 2022 年相比，一产占比下降，二产占比相当，三产占比略有增加。



（数据来源：国家统计局）

图 1-5 2021~2023 年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）能源安全稳定供应能力稳步增强

2023 年，我国能源领域统筹推进能源安全保障和绿色低碳转型，充分发挥煤炭主体能源作用，多措并举增加油气供给，强化电力安全保障，能源生产供应总体稳定。原煤、原油、天然气、电力生产增速均实现不同程度增长。

◆ 2023 能源生产

一次能源生产总量 48.3 亿吨标准煤，同比增长 4.2%。

原煤产量 47.1 亿吨，同比增长 3.4%。

原油产量 20902.6 万吨，同比增长 2.1%。

天然气产量 2324.3 亿立方米，同比增长 5.6%。

发电量 94564.4 亿千瓦时，同比增长 6.9%。



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 2014~2023 年能源生产总量及增速

2023 年，能源保供稳价政策措施持续发力，能源生产稳步增长，规上工业煤油气电产量均保持增长，能源安全稳定供应能力进一步增强，为推动经济高质量发展和满足人民美好生活需要提供了坚实保障。

截至 2023 年底，全国发电装机容量 291965 万千瓦，比上年末增长 13.9%。

火电装机容量 139032 万千瓦，增长 4.1%；

水电装机容量 42154 万千瓦，增长 1.8%；

核电装机容量 5691 万千瓦，增长 2.4%；

并网风电装机容量 44134 万千瓦，增长 20.7%；

并网太阳能发电装机容量 60949 万千瓦，增长 55.2%。

2023 年，水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电量 31906 亿千瓦时，比上年增长 7.8%。

表 1-1 2014~2023 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)
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	61331.60
2017	36.98	19150.61	1480.35	66044.47
2018	36.98	18932.42	1601.59	71661.33
2019	38.46	19162.83	1753.62	75034.28
2020	39.02	19476.86	1924.95	77790.60
2021	41.26	19888.11	2075.84	85342.48
2022	45.59	20472.24	2201.10	88487.12
2023	47.10	20902.60	2324.30	94564.40

(二) 可再生能源发电实现新突破

2023 年我国可再生能源装机同比增长超 19.5%，创出近十年的最大增幅。我国电力总装机达到 29 亿千瓦、同比增长 13.9%，可再生能源成为保障电力供应的新力量。

十余年来，不同品种能源占比呈现不同趋势。原煤生产占比降至 70% 以下，2021 年较 2013 年下降 8.4 个百分点。作为我国能源保供的“压舱石”，2022 年原煤生产占比有所回升，2023 年煤炭供需紧张形势得到有效扭转，其占比较 2022 年回升 1.7 个百分点。

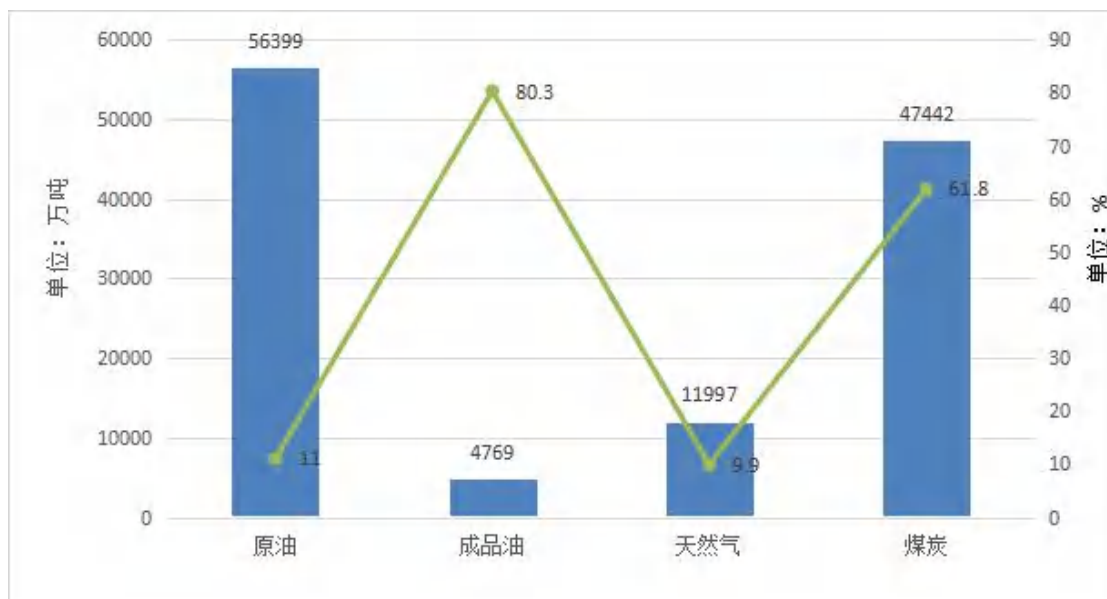


(数据来源：国家统计局)

图 1-7 2014~2023 年能源生产结构

(三) 能源进口量出现不同程度上升

2023 年，我国能源产品进口量均出现不同程度上升。2023 年我国进口原油 56399 万吨，同比上升 11%；进口天然气 11997 万吨，同比上升 9.9%。进口煤炭 47442 万吨，同比上升 61.8%。



(数据来源：海关总署)

图 1-8 2023 年能源进口量及增速

2023 年，我国进口原油、天然气、煤炭等能源产品 11.58 亿吨，增加 27.2%。2023 年全年原油进口创历史新高，全年进口量相当于每日进口 1128 万桶，打破此前在 2020 年创下的每日进口 1081 万桶的历史纪录。原油进口强劲背后主要是因为，2023 年随着经济复苏，燃料需求增长，带动炼厂油种加工进入常态化。同

时，天然气进口量是仅次于 2021 年进口 12140 万吨之后的第二高纪录。此外，2022 年年初，受国际能源供需形势影响，煤炭进口价格远高于国内价格，进口受到较大影响。为降低进口成本，保障国内煤炭供应，我国决定对煤炭进口实施零关税。2023 年国际煤炭进口量大幅增长，对国内煤炭市场起到了良好的调控效果。

◆2023 年原油、成品油进口

原油进口 56399 万吨，同比上升 11%，金额 23733 亿元，同比下降 2.6%。

成品油进口 4769 万吨，同比增加 80.3%，金额 1965 亿元，同比增加 50%。

◆2023 年天然气进口

天然气进口 11997 万吨（约合 1656 亿立方米），同比上升 9.9%，金额 4523 亿元，同比减少 3.4%。

◆2023 年煤炭进口

进口煤及褐煤 47442 万吨，同比上升 61.8%，金额 3723 亿元，同比增加 30.2%。

表 1-2 2014~2023 年我国能源进口情况

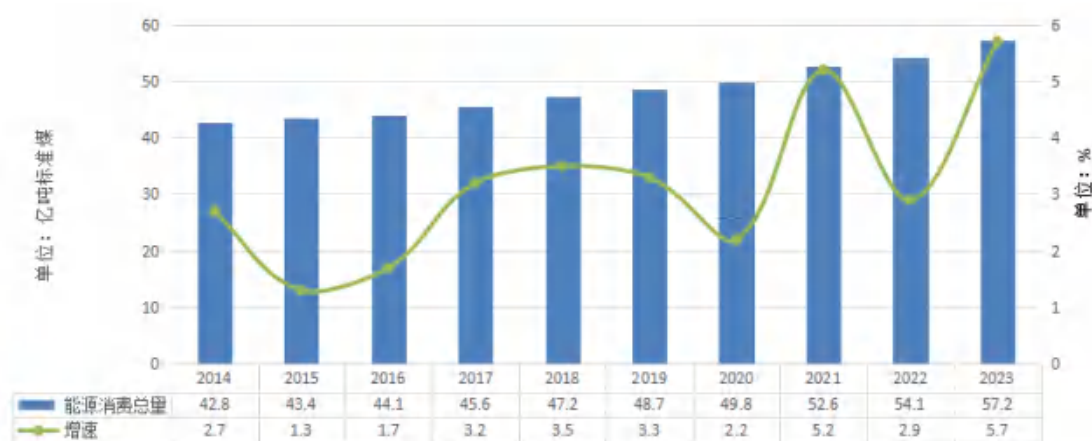
年份	煤及褐煤 (万吨)	原油 (万吨)	天然气 (亿立方米)	电力 (亿千瓦时)
2014	29122	30837	591	68
2015	20406	33548	611	62
2016	25555	38101	746	62
2017	27092	41946	946	64
2018	28210	46189	1246	57
2019	29977	50568	1332	49
2020	30361	54201	1397	48
2021	32327	51292	1675	—
2022	29320	50828	1508	—
2023	47442	56399	1656	—

（数据来源：国家统计局、海关总署）

三、能源消费

（一）能源消费增速加快

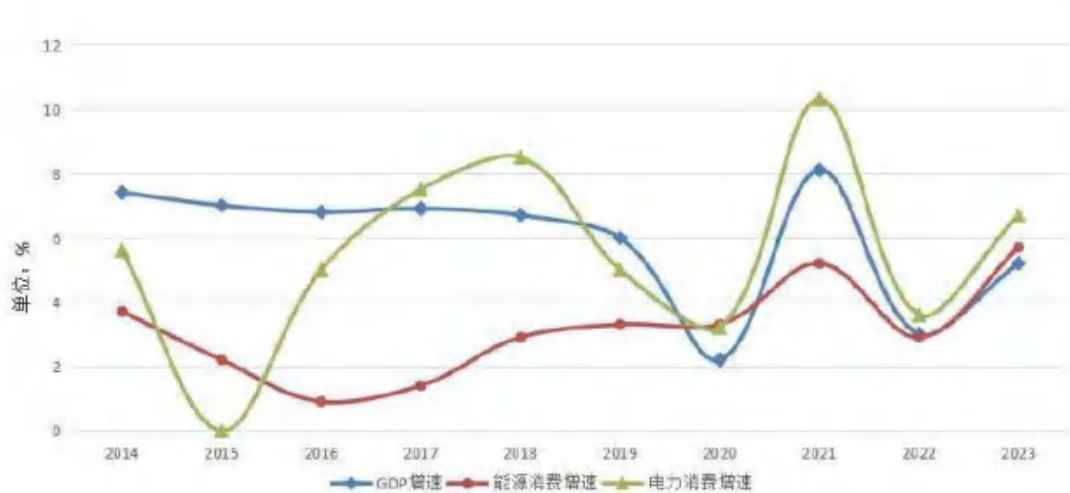
初步核算，2023年能源消费总量57.2亿吨标准煤，比上年增长5.7%。煤炭消费量增长5.6%，原油消费量增长9.1%，天然气消费量增长7.2%，电力消费量增长6.7%。煤炭消费量占能源消费总量比重为55.3%，比上年下降0.7个百分点；天然气、水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源消费量占能源消费总量比重为26.4%，上升0.4个百分点。2013年以来我国能源消费总量呈现逐年增加的趋势，年复合增长率为3.8%左右。受疫情影响造成2020年和2022年的增幅低于复合增长率，也由于2020年和2022年的低基数导致2021年和2023年的增幅高于复合增长率。



（数据来源：国家统计局）

图 1-9 2014~2023 年能源消费总量及增速

2023年全社会用电量92241亿千瓦时，同比增长6.7%，较2022年增长超5800亿千瓦时，有力支撑了国内生产总值5.2%的增速。据中电联数据，高技术及装备制造业用电量同比增长11.3%，增速领先于制造业整体水平3.9个百分点。从行业情况来看，2023年光伏设备及元器件制造业用电量同比增长76.8%；在新能源汽车的快速发展带动下，新能源车整车制造用电量同比增长38.8%；制造业中的消费品制造业各季度的同比增速以及两年平均增速呈逐季上升态势，反映出2023年我国终端消费品市场呈逐步回暖态势。此外，制造业中的四大高载能行业全年用电量同比增长5.3%，低于制造业整体增长水平2.1个百分点。



(数据来源: 国家统计局)

图 1-10 2014~2023 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 2014~2023 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	原油消费总量	天然气消费总量	水电、核电、风电等消费总量
2014	279328.74	74090.24	24270.94	48116.08
2015	273849.49	78672.62	25364.4	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	74585.7
2020	283540.7	93683	41858	79231
2021	293975.9	97816.7	46278.8	87824.6
2022	304042	96839	45444	94675
2023	316316	104676	49764	101244

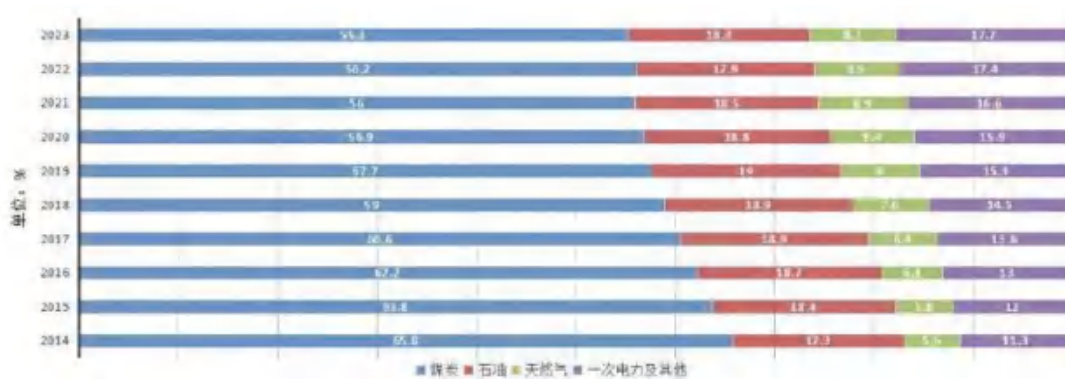
注: 2020 年及以后数据系计算所得

(数据来源: 国家统计局)

(二) 能源消费结构持续向清洁低碳转型

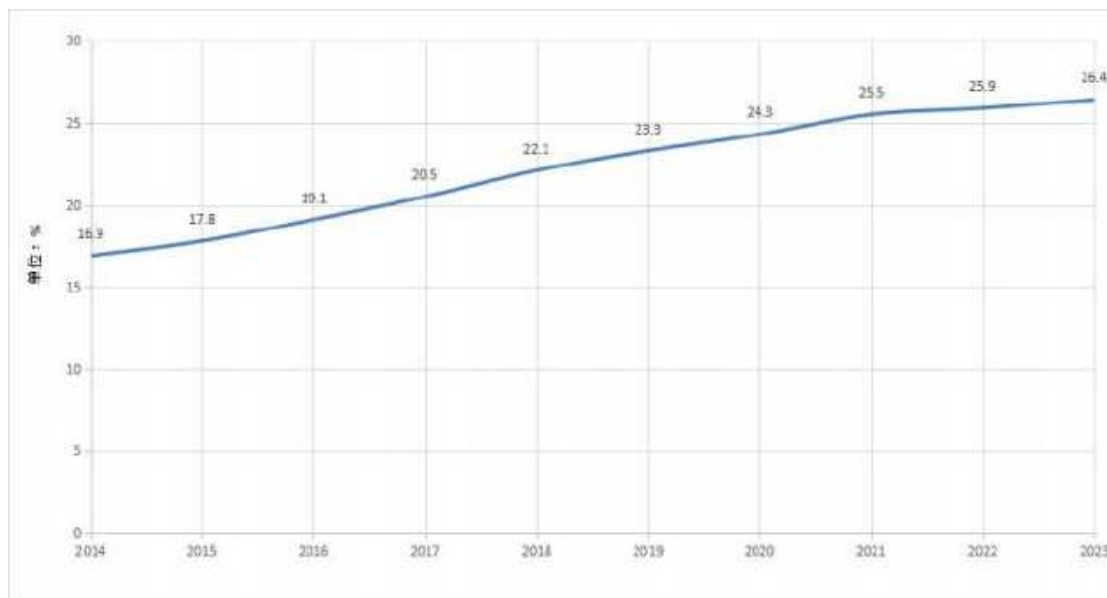
初步核算，2023年能源消费总量比上年增长5.7%。2023年非化石能源消费占能源消费总量的比重，比上年提高了0.2个百分点，煤炭消费量占能源消费总量比重下降0.7个百分点，石油上升0.4个百分点，天然气上升0.1个百分点。

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，十年来煤炭在我国能源消费中的比重不断下降，由2014年的65.8%降至2023年的55.3%。清洁能源消费的比重则是不断上升，由2014年的16.9%增加至2023年的26.4%。石油消费的比重没有发生较大变化。



(数据来源：国家统计局)

图 1-11 2014~2023 年能源消费结构



(数据来源：国家统计局)

图 1-12 2014~2023 年清洁能源消费占能源消费总量的比重

四、能源投资

(一) 国内投资情况

2023年，我国能源投资保持快速增长，据监测，全国在建和年内拟开工能源重点项目完成投资额约2.8万亿元。分类别看，常规项目和新业态项目完成投资额同比分别增长16%和152.8%。分地区看，东部、中部、西部地区完成投资额同比分别增长28.5%、13.6%、22.5%。

◆2023年基础设施投资

电力、热力的生产和供应业投资比上年增长27.3%，燃气生产和供应业投资增长16.7%。

◆2023年新能源投资

太阳能发电完成投资额超过6700亿元，云南、河北、新疆等3个省（区）集中式光伏完成投资额同比增速均超过100%。风电完成投资额超过3800亿元，辽宁、甘肃、新疆3个省（区）陆上风电投资加快释放，广东、山东2个省新建大型海上风电项目投资集中释放。

◆2023年电源投资

主要发电企业电源工程完成投资9675亿元，同比增长30.1%。

支撑性调节性电源完成投资额同比增速超过12%。在建核电项目全面推进，年内新核准项目加快形成实物工作量。大型水电项目投资持续恢复向好。

◆2023年电网投资

电网工程完成投资5275亿元，同比增长5.4%。

◆2023年能源新业态投资

综合能源完成投资额快速增长，西北地区一批源网荷储一体化和多能互补项目加快推进。新疆、甘肃、湖南、山东、重庆、广东6个省（区、市）电化学储能投资高速增长。内蒙古、新疆一批绿电制氢项目有序推进。

表 1-4 2014~2023 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	电网
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
2023	—	—	—	9675	5275

(数据来源：国家统计局)

(二) 涉外投资情况

2023 年我国对外非金融类直接投资 9169.9 亿元人民币，同比增长 16.7%，折合 1301.3 亿美元，同比增长 11.4%。其中，对共建“一带一路”国家非金融类直接投资额 2240.9 亿元人民币，增长 28.4%，折合 318 亿美元，增长 22.6%。

◆采矿业

对外非金融类直接投资额 70 亿美元，同比增加 39%。

◆制造业

对外非金融类直接投资额 279 亿美元，同比增加 29%。

◆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 31 亿美元，同比减少 12.5%。

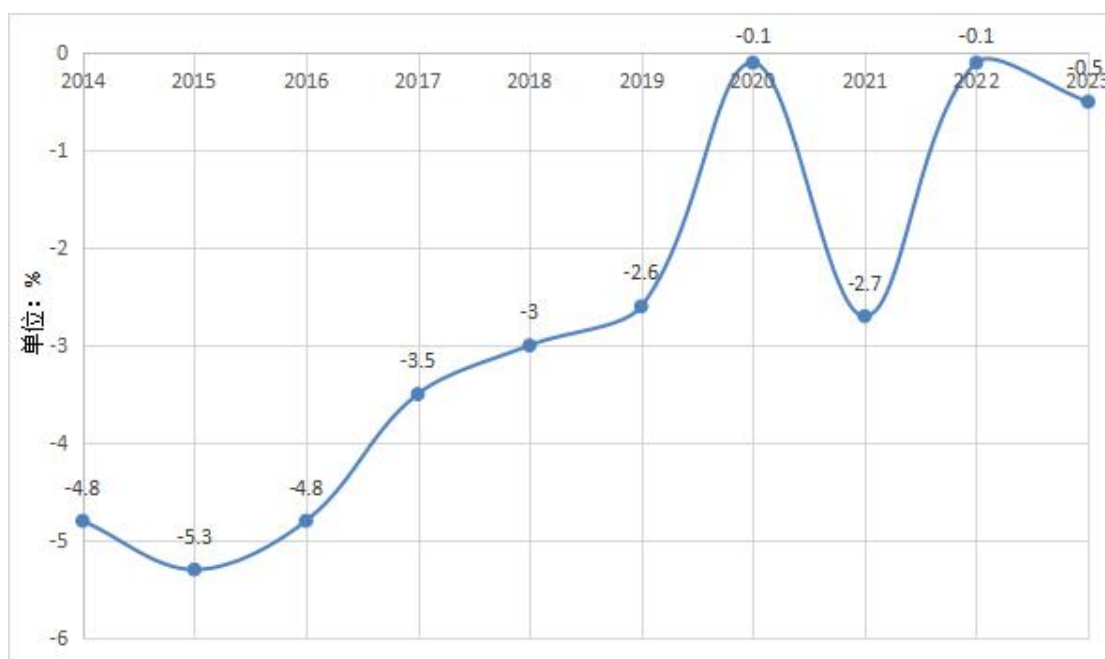
《2024 年能源工作指导意见》提出，密切关注国际能源形势变化，统筹利用国内国际两个市场、两种资源，扩大高水平能源国际合作，增强开放条件下的能

源安全。深化新能源科技创新国际合作，加强中欧在风电、智慧能源、储能等重点领域合作，推动一批中欧能源技术创新合作示范项目落地实施。高质量建设“一带一路”能源合作伙伴关系和全球清洁能源合作伙伴关系。

五、节能降碳

（一）能源利用效率不断提升

2023年，我国能源消耗总量和强度调控不断优化。重点控制化石能源消费，实施原料用能和非化石能源不纳入能耗调控，加强绿证与节能降碳政策衔接，为能耗双控转向碳排放双控做好充分准备。初步测算，扣除原料用能和非化石能源消费量后，“十四五”前三年，全国能耗强度累计降低约7.3%，在保障高质量发展用能需求的同时，节约化石能源消耗约3.4亿吨标准煤、少排放二氧化碳约9亿吨。2023年全国万元国内生产总值能耗比上年下降0.5%。



（数据来源：国家统计局）

图 1-13 2014~2023 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。“十四五”前三年，全国完成煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造超7亿千瓦，火电平均供电煤耗降低0.9%。

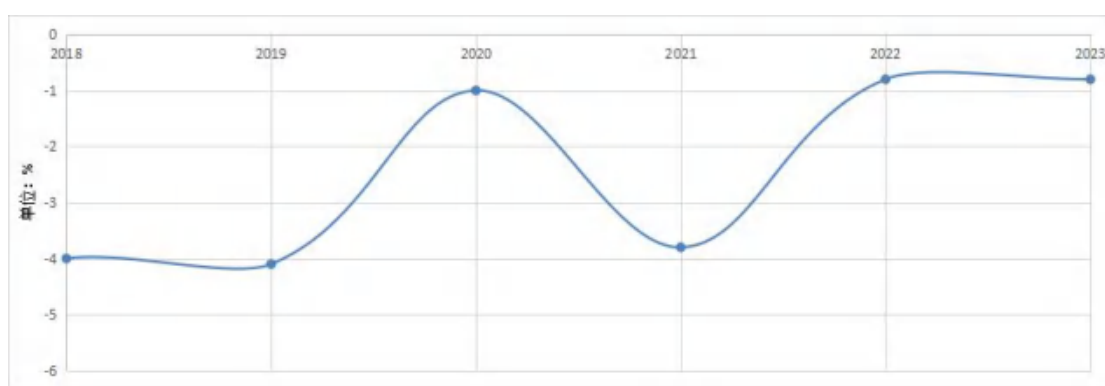
节能降碳技术产业蓬勃发展。发布绿色低碳产业转型指导目录，扎实建设绿色低碳先进技术示范工程，支撑先进高效光伏电池、漂浮式海上风电、氢基竖炉

冶金、碳捕集利用与封存、第三代核电等关键技术取得突破。我国已建成完整的清洁能源产业链，新能源汽车产销量连续 9 年位居全球第一。

2023 年，我国可再生能源保持高利用率水平，风电平均利用率 97.3%、光伏发电平均利用率 98%。

（二）重点用能工业企业能耗持续下降

2023 年，重点耗能工业企业单位电石综合能耗下降 0.8%，单位合成氨综合能耗上升 0.9%，吨钢综合能耗上升 1.6%，单位电解铝综合能耗下降 0.1%，每千瓦时火力发电标准煤耗下降 0.2%。全年全国万元国内生产总值二氧化碳排放与上年持平。



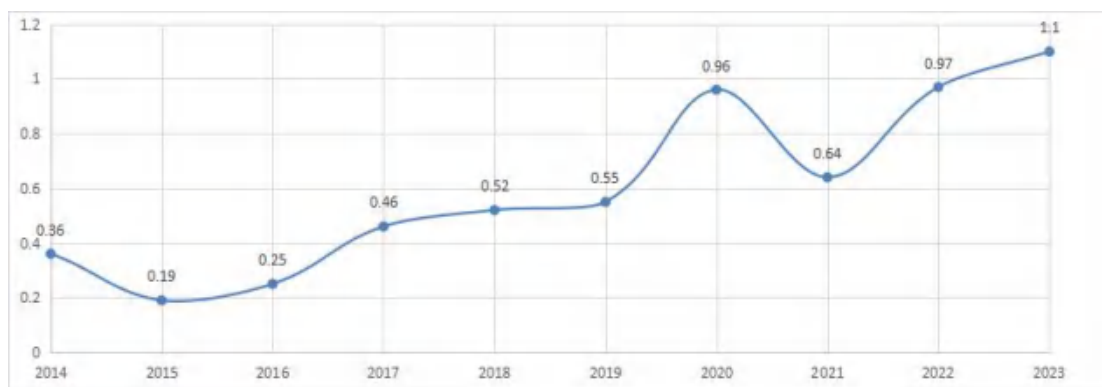
（数据来源：国家统计局）

图 1-14 2018~2023 年全国万元国内生产总值二氧化碳排放下降情况

十余年来，污染物排放量下降明显。烟尘排放总量由 2013 年的 142 万吨下降到 2022 年的 9.9 万吨，单位火电发电量的烟尘排放量由每千瓦时 0.34 克下降到 0.017 克；二氧化硫排放总量由 2013 年的 780 万吨下降到 2022 年的 47.6 万吨，单位火电发电量的二氧化硫排放量由每千瓦时 1.85 克下降到 0.083 克；氮氧化物排放总量由 2013 年的 834 万吨下降到 2022 年的 76.2 万吨，单位火电发电量的氮氧化物排放量由 2013 年每千瓦时 1.98 克下降到 2022 年的 0.133 克。

（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，2023 年能源消费弹性系数为 1.1，电力消费弹性系数为 1.29。



注：2023 年数据系计算所得

（数据来源：国家统计局）

图 1-15 2014~2023 年能源消费弹性系数

随着能效水平不断提升，我国能源消费弹性系数总体较低，较好实现了以较低的能源发展速度支撑经济的高速发展。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。2023 年，我国经济增长对能源消耗的依赖程度升高，能源消费弹性系数再度超过 1。

（四）碳市场活跃度大幅提高

2023 年，一系列文件的出台逐渐完善了碳排放交易体系，并且规范了温室气体自愿减排活动，碳市场建设不断完善。全国碳市场碳排放配额（CEA）交易在 2023 年量价齐升，市场活跃度较 2022 年大幅提高。价格方面，碳价屡屡创下新高，碳价发现机制的作用逐步显现。2023 年全国碳市场碳排放配额年度成交额为 144.44 亿元。其中，挂牌协议交易成交额 25.69 亿元，大宗协议交易成交额 118.75 亿元。2023 年市场成交均价 68.15 元/吨，较 2022 年市场成交均价上涨 23.24%。成交量方面，2023 年全国碳市场碳排放配额年度成交量为 2.12 亿吨，较 2022 年增长了 3 倍，交易主要集中在下半年。其中，挂牌协议交易成交量 3499.66 万吨，大宗协议交易成交量 1.77 亿吨。

表 1-5 2023 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29日	12月30日	涨跌幅			
CEA	81.67	50.52	79.42	55	1.44%	3499.66	25.69	挂牌协议交易
						17700	118.75	大宗协议交易
						21199.66	144.44	小计
截至 2023 年 12 月 31 日累计						44200	249.19	合计

六、能源政策

(一) 碳达峰碳中和“1+N”政策体系不断完善

绿色低碳政策体系更加完善。“双碳”目标提出3年多来，我国夯实碳排放双控基础能力，推动能耗双控逐步转向碳排放双控。推出碳减排支持工具和支持煤炭清洁高效利用专项再贷款，截至2023年6月，两项工具余额分别为4530亿元、2459亿元。深化能源价格改革，推动燃煤发电上网电价市场化改革，实施新能源平价上网政策，完善分时电价机制，健全抽水蓄能两部制电价政策。健全绿色电力交易体系，中电联数据显示，2023年全国绿色电力省内交易量537.7亿千瓦时，同比增长279%。2023年中央财政安排生态环保和绿色低碳相关资金4640亿元。绿色贷款、绿色债券、绿色保险、绿色基金、绿色信托、碳金融产品等绿色金融创新提速，支持“双碳”发展。

全国自愿减排市场加快建设。2023年8月17日，北京绿色交易所发布公告称，全国温室气体自愿减排（CCER）交易系统即日起开通开户功能，接受市场参与主体对登记账户和交易账户的开户申请。10月以来，《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》《温室气体自愿减排项目方法学造林碳汇（CCER-14-001-V01）》等4项方法学、《关于全国温室气体自愿减排交易市场有关工作事项安排的通告》等一系列相关政策的密集出台，加快了CCER重启脚步。其中，生态环境部、市场监管总局于10月19日发布《温室气体自愿减排交易管理办法（试

行)》，不仅对温室气体自愿减排交易进一步作出规范，把一些时间限制加以明确表述，还对以前已备案但未申请减排量项目的处理作出了清晰规定，相关条款也约束得更为清楚。

“双碳”标准体系建设提速。2023年4月1日，国家标准化管理委员会、国家发展改革委等11部门联合印发《碳达峰碳中和标准体系建设指南》，对碳达峰碳中和标准体系建设明确具体目标、搭建体系框架、确定重点内容，对解决碳排放数据“怎么算”、如何“算得准”，碳排放“怎么减”“怎么中和”等问题具有重要意义，为支撑重点行业和领域碳达峰碳中和工作提供协调、全面的标准支撑。

碳达峰试点探索降碳新路径。2023年10月20日，国家发展改革委印发的《国家碳达峰试点建设方案》明确提出，要在全国范围内选择100个具有典型代表性的城市和园区开展碳达峰试点建设，聚焦破解绿色低碳发展面临的瓶颈制约，探索不同资源禀赋和发展基础的城市和园区碳达峰路径，为全国提供可操作、可复制、可推广的经验做法，同时还明确了2025年和2030年的主要目标。12月6日，国家发展改革委发布首批碳达峰试点名单，包括张家口市等25个城市、长治高新技术产业开发区等10个园区。

(二) 新型电力系统建设加快推进

2023年7月召开的中央全面深化改革委员会第二次会议审议通过《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，强调要深化电力体制改革，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，更好推动能源生产和消费革命，保障国家能源安全。

2023年6月2日，国家能源局发布《新型电力系统发展蓝皮书》，全面阐述新型电力系统的发展理念、内涵特征，并以2030年、2045年、2060年为构建新型电力系统的重要时间节点，制定新型电力系统“三步走”发展路径。此外，《蓝皮书》还提出构建新型电力系统的总体架构和重点任务，包括电源侧、网络侧和终端侧的多层次布局。《蓝皮书》是我国官方发布的首部关于新型电力系统建设文件，清晰描画了2023—2060年新型电力系统发展蓝图，有助于实现电力领域的可持续发展，推动我国的电力革命，为我国新型电力系统的建设明确发展道路。

2023年9月21日，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见》，提出了在全面落实碳达峰碳中和战略部署，及“四个革命、一个合作”能源安全新战略等新形势下做好电力系统稳定工作的思

路与策略。总体来看，本次《指导意见》立足于“电力系统稳定问题将长期存在”的认识，着重于新形势下电力系统的稳定工作，从物理基础、管理体系和科技创新三方面对新型电力系统的规划建设提出多方要求，是继6月《新型电力系统发展蓝皮书》后，又一对新型电力系统的整体构建和要素规划做详细指导安排的政策。

（三）电力市场建设持续深化

2023年9月，《电力现货市场基本规则（试行）》出台，这是国家层面首份电力现货市场建设规则。10月，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司联合印发《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，进一步明确电力现货市场的建设要求。2023年以来，全国统一电力市场体系加快建设，多层次统一市场体系已基本形成，适应新能源高比例发展的市场机制逐步完善。中长期、辅助服务市场已实现全覆盖，23个省（区、市）启动电力现货市场试运行。电力市场交易规模稳步扩大，预计全年市场化交易电量达到5.67万亿千瓦时、同比增长8%，占全社会用电量的61.3%，通过辅助服务市场挖掘调峰潜力超1.17亿千瓦、增加清洁能源消纳1200亿千瓦时。推动出台煤电容量电价政策，促进煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。

（四）能源领域民营企业发展活力进一步激发

2023年7月14日，《中共中央 国务院关于促进民营经济发展壮大的意见》发布。《意见》从持续优化民营经济发展环境、加大对民营经济政策支持力度、强化民营经济发展法治保障、着力推动民营经济实现高质量发展等8个方面提出31条举措。针对能源领域，《意见》明确支持民营企业参与推进碳达峰碳中和，提供减碳技术和服 务，加大可再生能源发电和储能等领域投资力度，参与碳排放权、用能权交易。这为进一步激活能源领域民营经济提供了指导。实现碳中和目标，已成全球共识，在新能源汽车、氢能、光伏太阳能、智慧物联网等领域，将催生庞大产业链和规模市场，民营经济迎来广阔市场空间。

民营经济占据国内生产总值半壁江山，在稳增长、促创新、增就业等方面发挥着重要作用。政策支持下，民营资本加大能源产业尤其是新能源产业布局，积极推动技术创新，扮演着“生力军”角色。《2023 胡润中国能源民营企业 TOP100》榜单显示，有89家企业主营新能源业务，11家企业主营传统能源业务。以风电、光伏、新能源汽车为代表的新能源产业是重资产产业，对资金需求规模大、数量

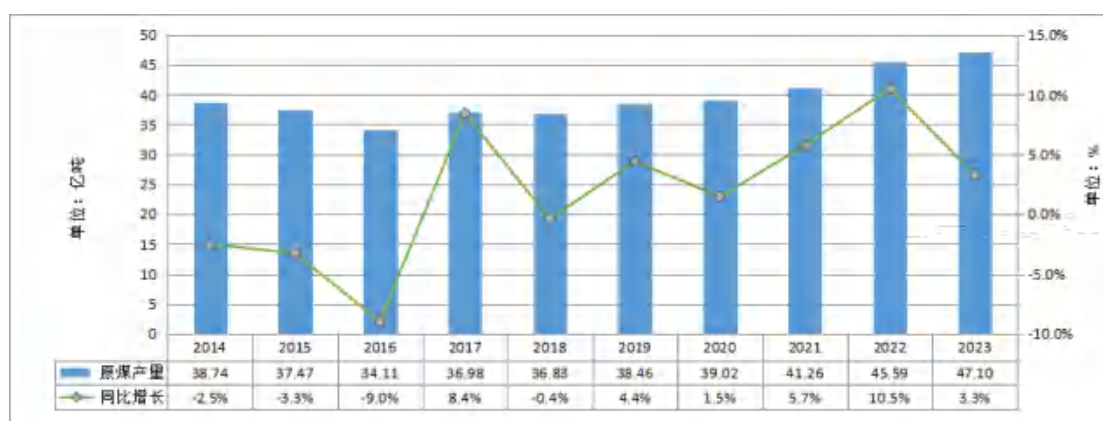
多。一旦民营企业在资金方面出现问题，产品研发、扩产、日常经营都可能会受到影响。如何拓宽融资渠道、增强资金流动是民营企业未来发展的重要课题。

第二章 煤炭行业发展

一、煤炭供需

(一) 全国原煤产量 47.1 亿吨，再创历史新高

国家统计局数据显示，2023 年，全国原煤产量 47.1 亿吨，同比增长 3.4%，保障能源安全稳定供应。另据国务院国资委信息，2023 年中央煤炭企业加大煤炭开采力度，最大限度保障电煤供应，全年累计产煤 11.3 亿吨，日均产量 308.3 万吨，同比增长 4.5%，再创历史新高。

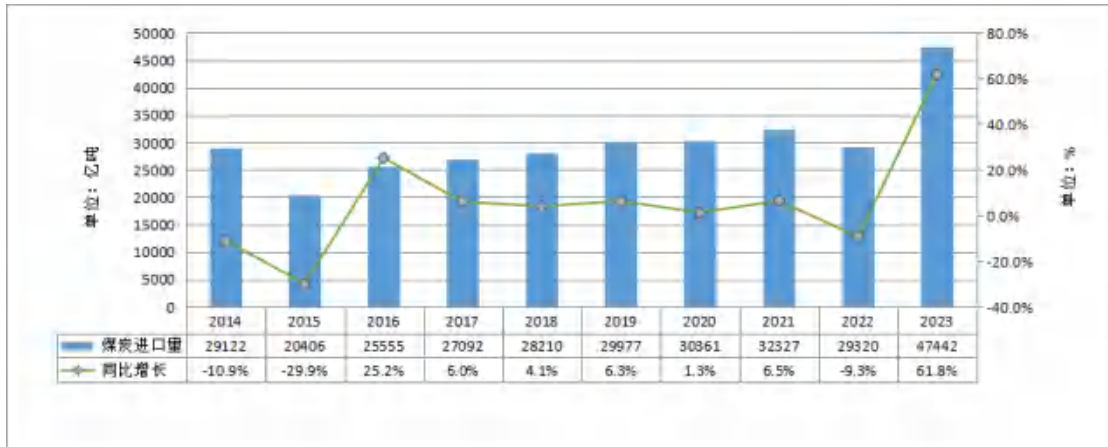


(数据来源：国家统计局)

图 2-1 2014~2023 年全国原煤产量及增速

(二) 全国煤炭进口量 4.74 亿吨，同比增长 61.8%

2023 年，全国煤炭进口量 4.74 亿吨，同比增长 61.8%，创历史新高；全年出口煤炭 447 万吨，同比增长 11.7%；煤炭净进口 4.7 亿吨。2023 年在我国执行进口煤炭零关税政策支持下，印尼煤供应充足，俄煤贸易东移，进口澳煤放开，蒙煤通关常态化，且因受 2022 年暖冬影响，欧洲地区采购的煤炭库存未被消化，导致 2023 年西方国家的需求不足、库存外溢，较多煤炭资源转移到亚太地区。同时国际煤炭价格波动中不断下行，相较于国内同热值煤炭，进口动力煤价格更具优势，提高了国内终端采购积极性，煤炭进口量屡创新高。



(数据来源：国家统计局)

图 2-2 2014~2023 年全国煤炭进口量及增速

(三) 煤炭生产开发布局持续优化，煤炭资源配置能力显著增强

大型煤炭企业引领能力显著增强。2023 年，17 家企业原煤产量超 5000 万吨，原煤产量合计约为 26.9 亿吨，占全国煤炭总产量的 57.1%；其中，8 家企业原煤产量超亿吨，比上年增加 1 家，8 家企业原煤产量合计 21.4 亿吨，占全国煤炭总产量的 45.4%。

从地区来看，煤炭产能继续向中、西部地区集中。2023 年，全国规模以上煤炭企业原煤产量完成 46.6 亿吨，同比增长 2.9%。2023 年，原煤产量超亿吨的省（区）共 7 个，原煤产量 41.8 亿吨，占全国产量的 88.7%。山西、陕西、内蒙古、新疆四省（区）原煤产量 38.3 亿吨，占全国总产量的 81.3%。其中，陕西、内蒙古、山西原煤产量分别在 7 亿吨、12 亿吨、13 亿吨的台阶上再创新高；新疆原煤产量约 4.57 亿吨，同比增长 10.7%，疆煤外运突破 1 亿吨，已成为全国煤炭供应的新增长极。青海、江苏、四川、辽宁、广西、福建 6 省规模以上煤炭企业原煤产量分别下降 17.5%、15.6%、9.9%、9.4%、9.0%、8.6%。山西、蒙西、蒙东、陕北和新疆五大煤炭供应保障基地建设加快推进，煤矿先进产能持续释放，煤炭运输通道体系日益完备，全国煤炭资源配置能力显著增强。

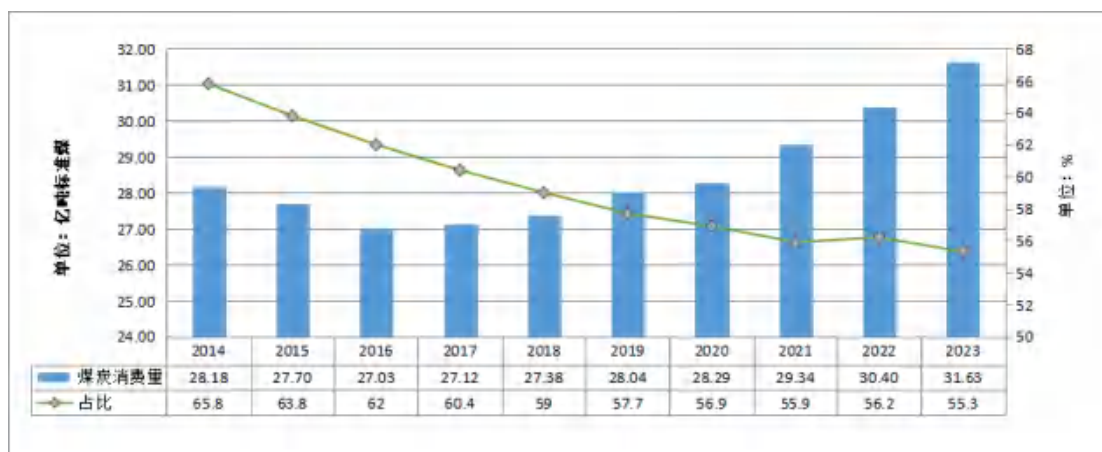
表 2-1 2023 年全国规模以上企业原煤产量（按地区）

地区	产量（亿吨）	同比增速	占全国原煤产量比重
山西	13.57	3.3%	28.81%
内蒙古	12.11	0.2%	25.71%
陕西	7.61	2.3%	16.16%
新疆	4.57	10.7%	9.70%
贵州	1.31	12.3%	2.78%
安徽	1.12	0.3%	2.38%
河南	1.02	4.3%	2.17%
宁夏	0.99	5.2%	2.10%
山东	0.87	-0.7%	1.85%
云南	0.74	11.2%	1.57%
黑龙江	0.68	-5.1%	1.44%
甘肃	0.60	10.2%	1.27%

（数据来源：国家统计局）

（四）煤炭消费量占比 55.3%，同比下降 0.7 个百分点

据国家统计局初步核算，2023 年全国煤炭消费量增长 5.6%，煤炭消费量占能源消费总量的 55.3%，比上年下降 0.7 个百分点。伴随清洁能源的不断发展，未来煤炭消费占比将进一步降低。过去十年，煤炭消费量占一次能源消费比重下降了 10.5 个百分点。



注：2023 年煤炭消费量系根据占比计算所得

(数据来源：国家统计局)

图 2-3 2014~2023 年全国煤炭消费总量及占比

电力、化工、建材、钢铁是主要耗煤行业。根据中电联发布的数据，2023 年，全国全口径煤电发电量占全口径总发电量 57.9%，为 5.48 亿千瓦时左右，同比降低 0.6%。在钢材出口增长的带动下，2023 年钢铁总需求增长。国家统计局数据显示，2023 年钢铁全国生铁产量 8.71 亿吨，同比增长 0.7%，为近三年首次正增长；粗钢产量 10.19 亿吨，与 2022 年持平。全国水泥产量持续下降，2023 年产量 20.2 亿吨，同比下降 0.7%。煤化工方面，2023 年甲醇周均产量达到 162 万吨，同比增长 4%；尿素产量达到 6103 万吨，同比增长 8.29%。2023 年钢铁、化工需求旺盛，带动煤炭消费增长，对煤炭市场价格形成支撑。

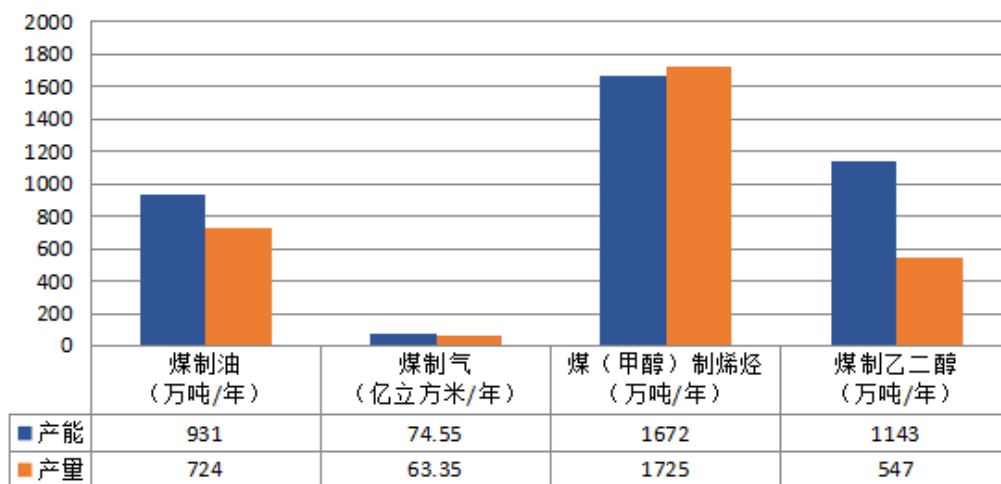
(五) 现代化煤炭产业体系建设取得重要进展

截至 2023 年底，全国煤矿数量减少至 4300 处左右，其中年产 120 万吨及以上的大型煤矿产量占全国的 85% 以上。全国建成安全高效煤矿 1146 处，其原煤产量占全国的比重超过 70%，平均产能 273 万吨/年，主要生产指标显著高于全国平均水平；百万吨死亡率 0.00069，达到世界领先水平。截至 2023 年底，煤矿智能化采掘工作面达 1600 个左右，煤炭数字产业营业收入、利润、研发投入等主要指标均保持 30% 左右增长态势，数字煤炭建设助推煤炭企业走上创新发展新赛道。

(六) 煤炭全生命周期清洁利用不断提升

在技术工程应用取得新突破的基础上，煤炭深加工精细化程度不断提高，煤基资源开发利用效能持续提升，煤炭加快向原料和燃料并重转变，现代煤化工产业集聚化、园区化、基地化、规模化发展格局初步形成。2023 年，煤制油、煤制

气、煤（甲醇）制烯烃、煤制乙二醇产能分别达到 931 万吨/年、74.55 亿立方米/年、1872 万吨/年、1143 万吨/年，产量分别为 724 万吨/年、63.35 亿立方米/年、1725 万吨/年、547 万吨/年。



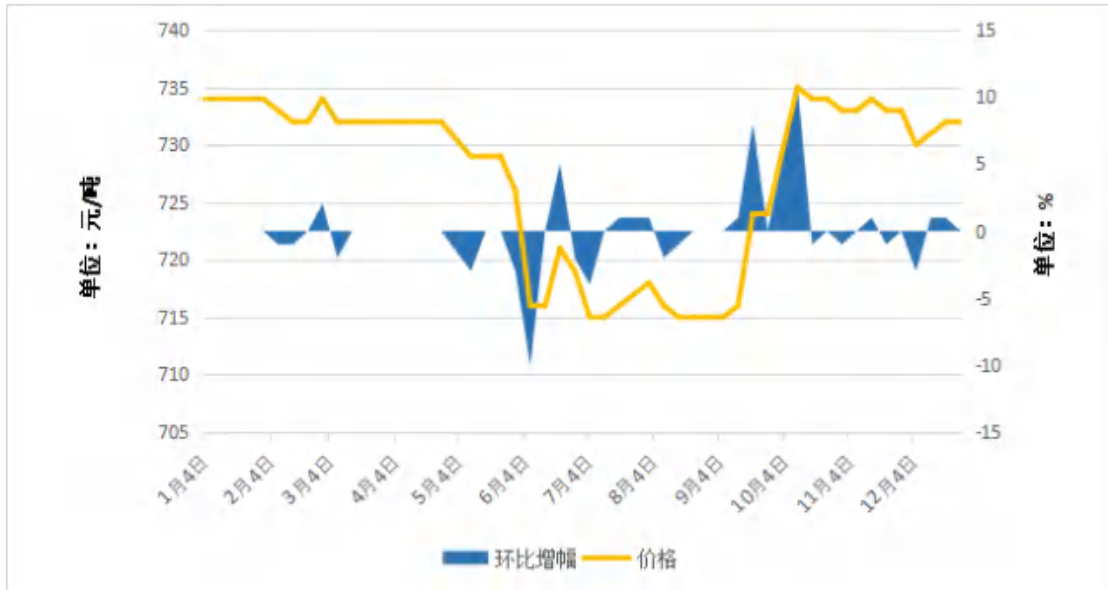
（数据来源：中国煤炭工业协会）

图 2-4 2023 年煤化工主要产品产能产量

二、煤炭市场

（一）煤炭中长期合同价格保持稳定，动力煤市场现货价格回落

强监管下 2023 年动力煤长协合同履约率明显提升，价格保持稳定。全年长协煤 5500 大卡均价 713.83 元/吨，较 2022 年均价 721.67 元/吨回落 7.84 元/吨；其中最高价为 1 月的 728 元/吨，最低价为 9 月的 699 元/吨。全年价格先降后升，在紧邻最高限价之下窄幅波动，发挥了煤炭市场“稳定器”作用。2023 年国内动力煤市场价格先抑后扬“V”型波动，波动幅度收窄，价格中枢回落。年初，国内煤炭市场供需紧，动力煤市场价格快速上涨至 1150 元/吨左右的高位水平后持续下行，二季度动力煤市场价格快速下跌至 770 元/吨年内低点，三季度随着电力、钢铁等下游市场需求逐步好转，动力煤市场价格有所反弹，10 月中旬达到自年初下降以来的最高点后持续回落，维持在 800~950 元/吨区间波动。2023 年环渤海港口 5500 大卡动力煤现货市场全年均价 971 元/吨，同比下跌 324 元/吨。



(数据来源：秦皇岛煤炭网)

图 2-5 2023 年环渤海动力煤价格指数走势

(二) 国际煤炭市场价格下行

2023 年国际动力煤市场供大于求，国际煤炭市场价格自 2022 年创纪录高点波动下行。印尼、澳大利亚、俄罗斯、蒙古等煤炭市场贸易价格同比下降 23%~53%。2023 年 12 月印尼动力煤（高位发热量 6322 千卡/千克）参考价（HBA）117.38 美元/吨，同比下降 164.10 美元/吨。2023 年末，印尼加里曼丹港 3800 套上动力煤离岸价 46.8 美元/吨，同比下跌 27.2 美元/吨；澳大利亚纽卡斯尔港 5500 大卡动力煤离岸价 91.8 美元/吨，同比下跌 42.5 美元/吨。

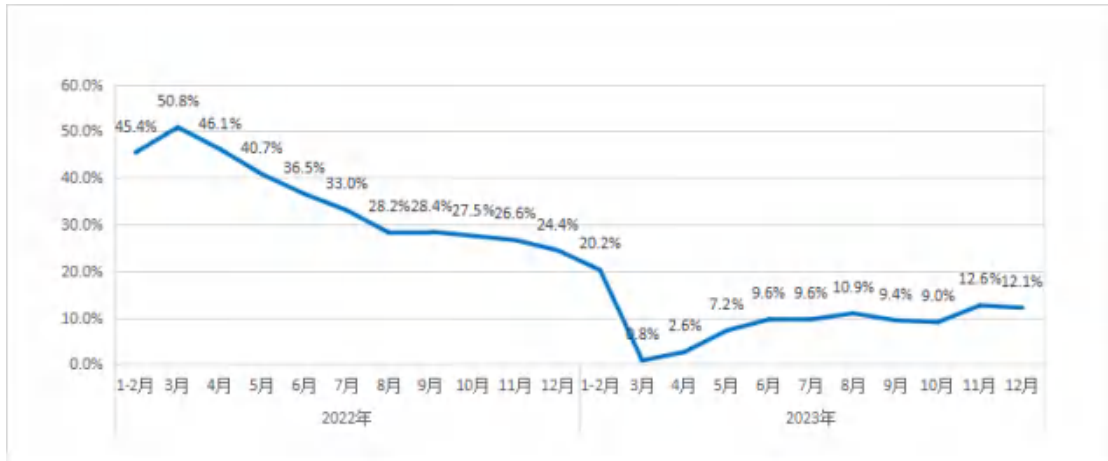


(数据来源：中国煤炭经济研究会)

图 2-6 印尼动力煤出口标杆价格 (HBA)

(三) 煤炭采选业固定资产投资增速回落

2023 年煤炭行业固定资产投资增速放缓，全年煤炭开采和洗选业固定资产投资完成额同比增长 12.1%，较上年回落 12.3 个百分点，其中民间投资同比增长 3.3%。

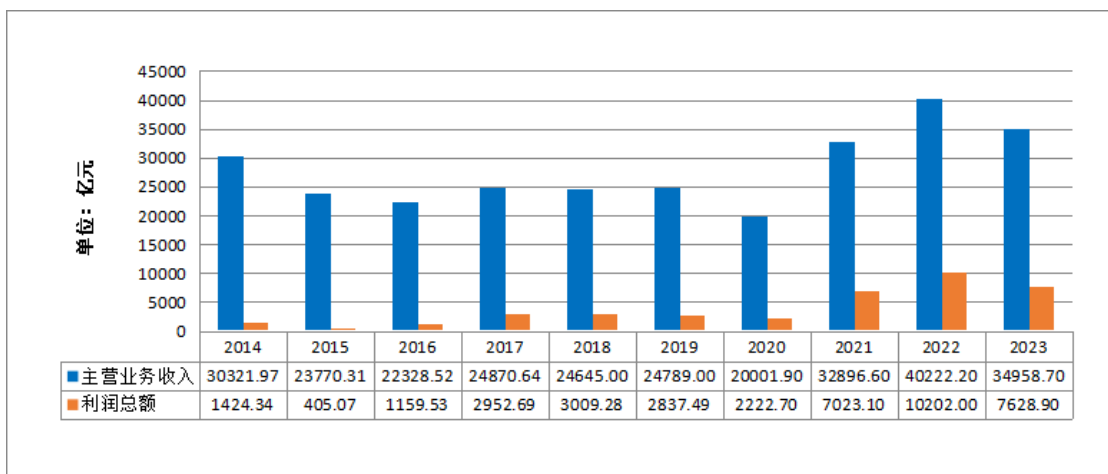


(数据来源：国家统计局)

图 2-7 2022~2023 年全国煤炭采选业固定资产投资增速

(四) 规模以上煤炭企业营业收入 3.5 万亿元，利润总额同比下降 25.3%

受煤炭价格下行、生产成本上涨等因素影响，2023 年煤炭企业利润同比下降；同时受益于相对较高的长协价格，煤炭企业的盈利空间虽呈收缩之势，但绝对规模仍然较好。据国家统计局数据，2023 年，煤炭开采和洗选业营业收入 34958.7 亿元，同比下降 13.1%；利润总额 7628.9 亿元，同比下降 25.3%。整体而言，行业景气度较 2022 年有所回落。



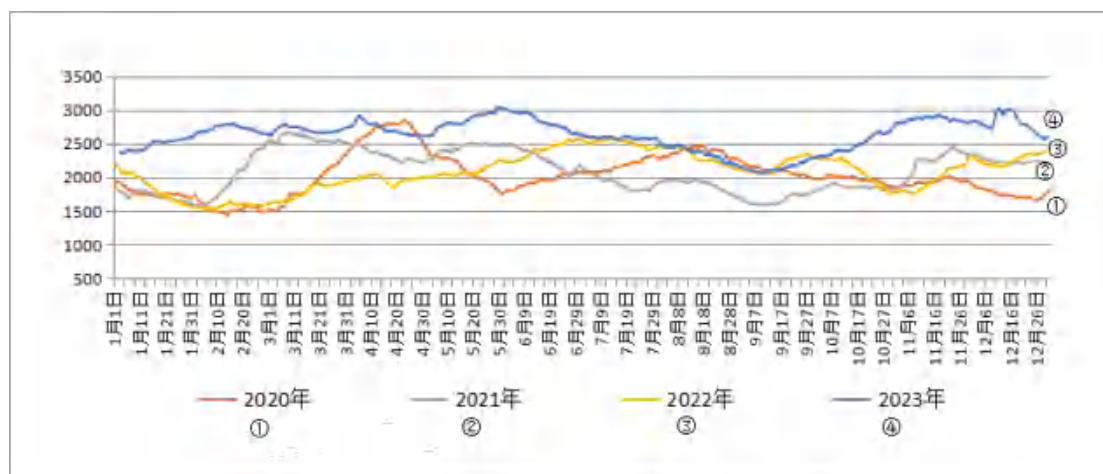
(数据来源：国家统计局)

图 2-8 2014~2023 年全国规模以上煤炭企业营收与利润

三、煤炭储运

（一）全国统调电厂存煤超过 2 亿吨，位于历史高位

中国煤炭工业协会数据显示，截至 2023 年 12 月底，全国煤炭企业存煤 6700 万吨，同比下降 1.5%；全国主要港口存煤 6312 万吨，同比增长 14.1%，其中，环渤海主要港口存煤 2581 万吨，同比增长 8.2%；全国统调电厂存煤超过 2 亿吨，同比增加约 3000 万吨，同比增长 6.0%，保持在历史高位。



（数据来源：据公开资料整理）

图 2-9 北方九港库存年度对比情况

（二）煤炭转运能力提高

2023 年全国多条煤运铁路运量创新高。大秦铁路累计完成货物运输量 4.2 亿吨，同比增长 6.38%，创 4 年来新高；朔黄铁路全年累计完成货运量 3.68 亿吨，同比增加 1930.2 万吨，创历史最高纪录。另据中国煤炭工业协会数据，2023 年，全国铁路累计发运煤炭 27.5 亿吨以上，同比增长 2.6%；其中，电煤发运量 22.8 亿吨，同比增长 4.5%。全国主要港口内贸煤发运量约 8.4 亿吨，同比下降 1.1%。

四、煤炭政策

（一）煤炭中长协合同定价机制继续实施

中长期合同制度和“基础价+浮动价”的定价机制，发挥了维护煤炭经济平稳运行的“压舱石、稳定器”作用。2023 年初，国家发展改革委会同有关方面坚持问题导向、系统观念，及早研究谋划，加强统筹协调，搭建市场化衔接平台，全力做好 2023 年电煤中长期合同签订各项工作并取得积极成效，基本实现 2023 年煤炭中长期合同签约全覆盖。同时，国家发展改革委和全国煤炭交易中心对电煤中长协合同的签约、履约监管进一步增强。2023 年 11 月，国家发展改革委发布的

《关于做好 2024 年电煤中长期合同签订履约工作的通知》，肯定了中长协合同“压舱石”作用，并将延续定价机制。煤炭中长期合同保证能源保供基本盘的同时，煤炭企业加大与电力、钢铁、建材等下游产业协同发展，煤炭期货市场不断培育，煤炭市场价格形成机制不断完善，市场发现价格功能显著增强。煤炭生产成本调查和煤炭市场价格监测不断强化，市场决定作用与有效政府作用实现有机结合，为全国煤炭市场平稳运行奠定了基础。

（二）煤矿产能储备建设提上日程

2023 年 12 月初，国家发展改革委发布的关于《关于建立煤矿产能储备制度的实施意见（征求意见稿）》中提出，到 2027 年，初步建立煤矿产能储备制度，有序核准建设一批产能储备煤矿项目，形成一定规模的可调度煤炭产能储备；到 2030 年，将力争形成 3 亿吨/年的可调度产能储备。根据《征求意见稿》，产能储备煤矿的设计产能由常规产能和储备产能两部分组成。设计产能不低于 300 万吨/年的新建、在建煤矿项目可以申报建设储备产能，且需为五大煤炭供应保障基地内的大型现代化露天煤矿或安全保障程度高的井工煤矿。满足条件的煤矿可以申报在常规产能以外建设储备产能，后者是指常规产能基础上预留的规模适度、用于调峰的产能，应急状态下按国家统一调度与常规产能同步释放。此外，国家发展改革委将同时给予产能储备煤矿产能置换政策优惠。其中，新建煤矿按设计产能 20%、25%、30%建设储备产能的，其新增产能（含常规产能和储备产能）的 60%、80%、100%免于实施产能置换；已审核确认产能置换方案的（包括在建煤矿），其产能置换指标总量的 60%、80%、100%可另行使用，指标不再进行折算。

在此制度下，当煤炭供需形势转向紧张时，国家发展改革委、国家能源局可根据煤炭市场现货价格是否超出合理区间等情况，视不同情形对储备产能实施统一调度，这一制度的实施将有效完善煤炭储备体系，未来动力煤价格波动或进一步降低。

（三）推动现代煤化工产业健康发展

2023 年 6 月 14 日，国家发展改革委、工业和信息化部等六部门联合印发《国家发展改革委等部门关于推动现代煤化工产业健康发展的通知》，作为《现代煤化工产业创新发展布局方案》的重要补充，《通知》提出了规范项目建设管理、加强规划布局引导、加大科技创新力度、推动绿色低碳发展、加强安全环保

监管等五项原则要求，并明确了各部门的责任分工，旨在不断优化现代煤化工产业规划布局，提高技术创新、产业创新和绿色低碳发展水平，推动现代煤化工产业健康发展。

《通知》指出，要规范项目建设管理，从严从紧控制现代煤化工产能规模和新增煤炭消费量，《现代煤化工产业创新发展布局方案》明确的每个示范区“十三五”期间 2000 万吨新增煤炭转化总量不再延续。另外，《通知》强调要加强规划引导，优化产业布局。根据资源环境禀赋和承载能力，优化传统能源产业空间布局和用地结构，大气污染防治重点区域严禁新增煤化工产能。对于现有现代煤化工产能规模较大的地区，鼓励通过上大压小、煤炭用量置换等方式实施新建项目，避免同质化、低水平重复建设。同时《通知》充分体现了绿色低碳的发展理念，有助于推动现代煤化工产业能效、水效持续提升，助力实现碳达峰目标。并将有力遏制部分地区盲目规划建设现代煤化工项目的势头，加快构建终端产品高端化、差异化、低碳化发展新格局。

（四）超千亿元保供专项贷款助力电煤供应

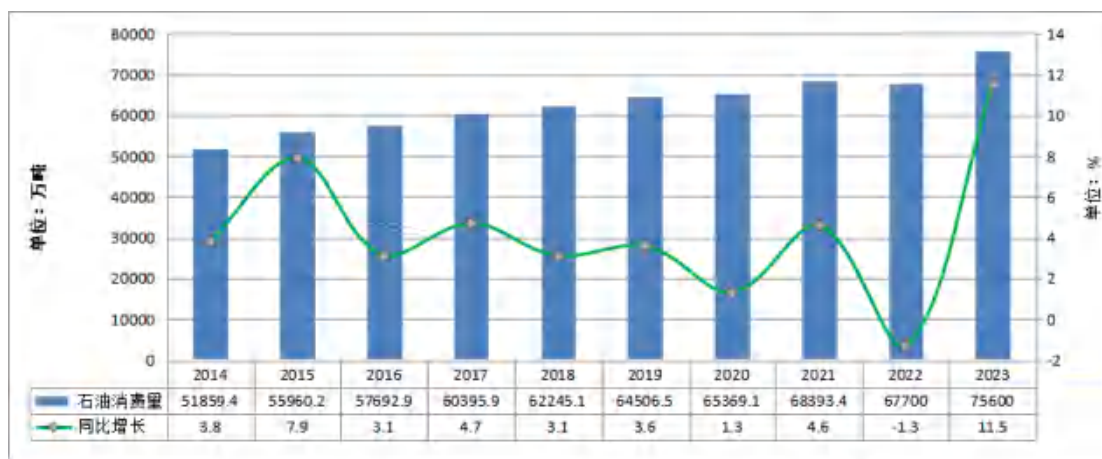
国家开发银行持续用好专项差异化政策，2023 年以来发放能源保供专项贷款超 1000 亿元，精准支持煤炭主产区和重点煤炭企业增加电煤供应，支持河北、辽宁等受灾地区和供电供暖重点地区重点电力企业电煤储备，服务保障今冬明春保暖保供工作。截至 11 月，国家开发银行已借助专项再贷款政策累计支持 29 个大型现代化煤矿建设，总产能约 1.15 亿吨/年，支持 94 个煤电项目建设，总装机近 1 亿千瓦。下一步，国家开发银行将继续扎实做好能源保供金融服务，积极发展绿色金融，为煤炭清洁高效利用重点项目提供中长期融资支持，持续为构建清洁低碳安全高效的能源体系贡献力量。

第三章 石油行业发展

一、原油供需

(一) 石油消费创历史峰值纪录

根据中石油经济技术研究院的统计数据，2023年，我国石油消费快速增长至7.56亿吨，同比增长11.5%，创历史峰值纪录。2023年，国内经济发展持续回升向好，产生需求拉动，在此大背景下，我国石油消费显著增长。



(数据来源：国家统计局、中石油经济技术研究院)

图 3-1 2014~2023 年石油消费量及增长情况

(二) 原油产量站稳 2 亿吨

国家统计局数据显示，2023年，我国原油产量达到20902.6万吨，同比增长2.1%，这是我国原油产量连续5年实现增长，国内原油2亿吨长期稳产的基本盘进一步夯实。海洋原油大幅上产成为关键增量，产量突破6200万吨，连续4年占全国石油增产量的60%以上。页岩油勘探开发稳步推进，新疆吉木萨尔、大庆古龙、胜利济阳3个国家级示范区及庆城页岩油田加快建设，苏北溱潼凹陷多井型试验取得商业突破，页岩油产量突破400万吨，再创新高。陆上深层超深层勘探开发持续获得重大发现，高效建成多个深层大油田，2023年产量1180万吨，我国已成为全球陆上6000米以深超深层油气领域引领者。2023年，油气行业增储上产“七年行动计划”持续推进，全年石油新增探明地质储量约13亿吨。



(数据来源：国家统计局)

图 3-2 2014~2023 年原油产量及增长情况

(三) 原油进口量同比增长 11%

海关总署数据显示，2023 年，我国进口原油 56399 万吨，同比增长 11.0%；进口金额 23732.72 亿元，同比下降 2.6%。2023 年之前，2020 年是我国原油进口数量最高的年份，进口的原油为 5.42 亿吨，此后的 2021 年和 2022 年我国原油进口数量都没有超过 2020 年，2023 年我国原油进口量超过 2020 年，创下了新的历史纪录。2023 年，随着国内解除疫情相关防控措施，燃料需求尤其是航空燃料和汽油消费增长，国内独立炼厂加工油种调整后基本进入常态化，受此影响，我国原油进口增长强劲。2023 年，我国原油对外采买度略有回升，仍然保持在 72%左右。



(数据来源：国家统计局、海关总署)

图 3-3 2014~2023 年原油进口量及增长情况

2023 年，我国原油进口来源国主要有俄罗斯、沙特、伊拉克、马来西亚、阿联酋、阿曼、巴西、安哥拉、科威特等。其中，俄罗斯和沙特位居第一位、第二

位,进口数量分别达 10702.45 万吨和 8595.91 万吨,占比分别为 18.98%、15.24%,俄罗斯是历史上第一个中国进口原油单一超亿吨的国家。伊拉克和马来西亚进口数量为 5929.06 万吨、5479.28 万吨,占比为 10.51%、9.72%。阿联酋进口数量为 4181.69 万吨,占比为 7.41%。阿曼、巴西和安哥拉进口数量为 3914.69 万吨、3774.59 万吨和 3002.81 万吨,占比为 6.94%、6.69%和 5.32%。科威特进口数量为 2453.32 万吨,占比为 4.35%。

二、成品油供需

(一) 炼油能力延续小幅增长态势

2023 年,国内炼油能力延续小幅增长态势,增长 1200 万吨,是 2017 年以来的最低增量,总炼油能力升至 9.36 亿吨/年,稳居世界第一。全国千万吨级炼厂由上年的 35 家增至 36 家,产业集中度与规模化程度进一步提升。从企业布局看,遵循靠近资源地、靠近市场、靠近沿海沿江地区建设原则,形成了以东部为主,中、西部为辅的梯次分布,其中华东、东北、华南是中国炼油能力集中地区。受成品油需求快速反弹、市场整顿持续推进等利好因素推动,炼厂平均开工率达到 79%左右,为历史最高水平。

国家统计局数据显示,2023 年,我国原油加工量 73477.8 万吨,创历史新高,同比增长 9.3%。根据国家统计局、海关总署数据,2023 年我国国内原油产量为 20902.6 万吨,进口原油 56399 万吨,合计原油供应总量为 77301.6 万吨,原油加工量约占全年原油供应总量的 95%左右,是国内原油消费的绝对主力。



(数据来源:国家统计局)

图 3-4 2014~2023 年原油加工量及增长情况

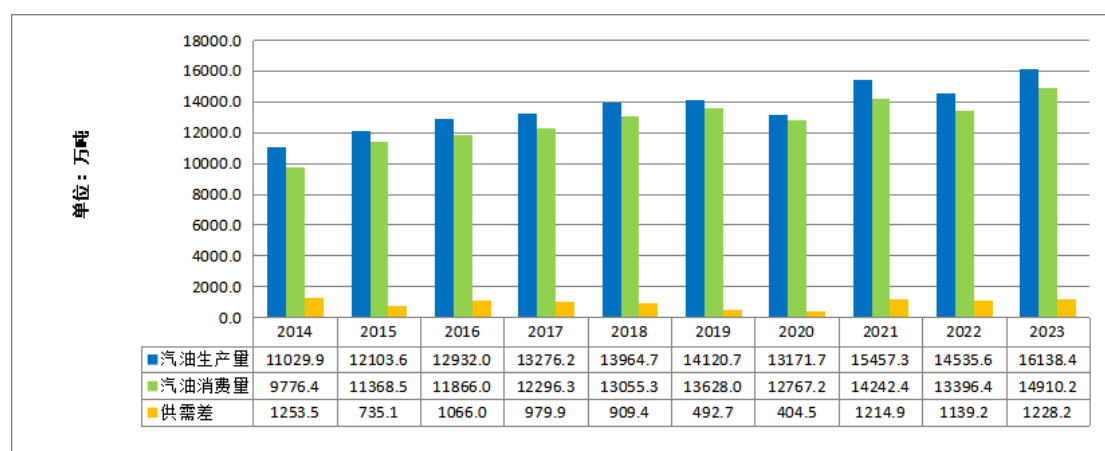
2023年，国内石油公司积极推进以“油转化、油转特”为主的产品结构调整，强化炼化一体化和产销协同，加快世界级炼化一体化基地建设。千万吨级广东石化炼化一体化项目顺利投产，独山子石化二期、吉林、广西等项目持续推进，重油催化裂化、加氢裂化、催化裂解、催化汽油吸附脱硫、柴油超深度加氢脱硫等技术不断提升，支撑千万吨级炼厂建设。大型炼化一体化企业数量为28家，成为国内石油加工行业的重要组成部分。沙特阿美石油公司积极布局中国市场，分别与华锦、荣盛、盛虹和裕龙石化等炼化企业签署相关合作协议。对于独立炼厂来讲，未来大量的资金注入，以及获得稳定且长期的原油供应，将进一步提高其市场竞争力和拓宽化工品营销渠道，使企业保持强劲的可持续发展能力。

（二）成品油供需两侧齐增

在供应侧，国家统计局数据显示，2023年，我国成品油（汽油、柴油、煤油）总产量为42835.8万吨，同比增长16.4%。其中，汽油产量16138.4万吨，同比增长10.1%；柴油产量为21729.0万吨，同比增长13.3%；煤油产量4968.4万吨，同比增长68.3%。随着2023年我国原油产量的增加和炼油能力的提高，成品油产量较快增长，国内成品油供应能力得到有力保障。

在需求侧，根据中国石油与化学工业联合会的统计数据，2023年，我国成品油表观消费量为38698.8万吨，同比增长15.5%，恢复并超越2019年的水平。

具体来看，汽油方面，2023年，随着交通和物流限制的解除，人们的出行需求得到充分释放，全国范围内的人员流动显著增加，私家车使用频率和距离都有所提高。同时，机动车产销量同比增长迅速，也为汽油消费增长提供了动力。全年汽油表观消费量为14910.2万吨，同比增长11.3%。

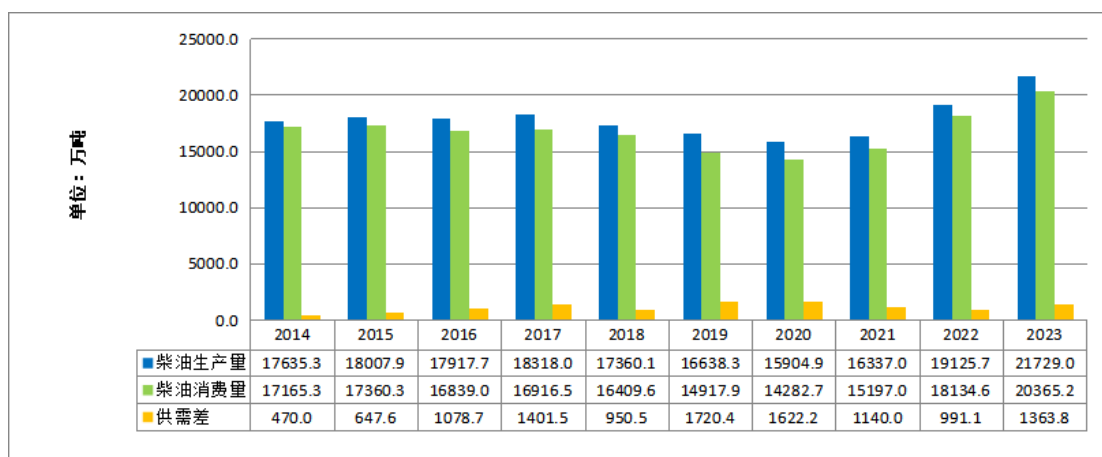


注：2022、2023年消费量数据系表观消费量

(数据来源：国家统计局、中国石油与化学工业联合会)

图 3-5 2014~2023 年汽油供需情况

柴油方面，2023 年，随着我国交通运输持续恢复、人员流动性大幅增加，货运量、港口吞吐量、交通固定资产投资同比均实现较快增长，各地还将加快推进基础设施建设，如道路建设、水利设施建设等，这些基建投资项目的开工共同推动柴油需求回暖。全年柴油表观消费量为 20365.2 万吨，同比增长 12.3%。

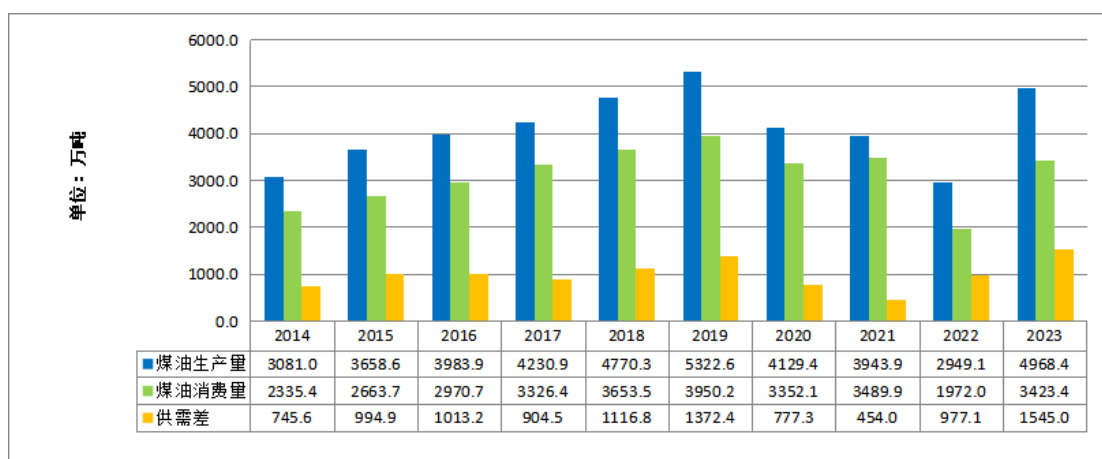


注：2022、2023 年消费量数据系表观消费量

(数据来源：国家统计局、中国石油与化学工业联合会)

图 3-6 2014~2023 年柴油供需情况

煤油方面，2023 年，随着我国民航业稳步复苏，商务、旅游出行需求以及货物运输业务量显著增加，国内航班已基本恢复到 2019 年的同期水平。全年航空煤油表观消费量为 3423.4 万吨，同比增长 73.6%。



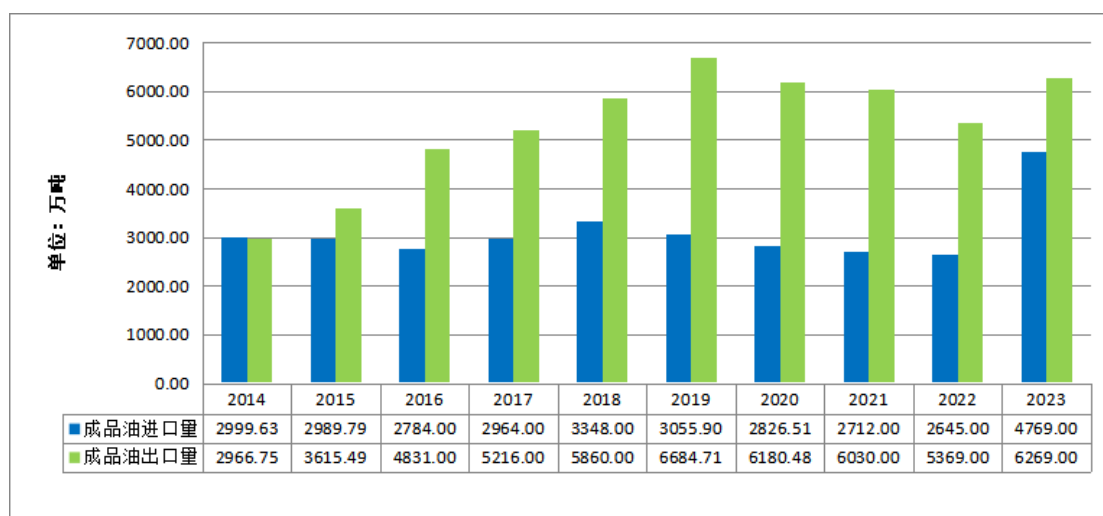
注：2022、2023 年消费量数据系表观消费量

(数据来源：国家统计局、中国石油与化学工业联合会)

图 3-7 2014~2023 年煤油供需情况

（三）成品油净出口量有所回落

海关总署数据显示，2023年，我国成品油进口4769万吨、同比增长80.3%，进口金额1965.17亿元、同比增长50.0%；成品油出口6269万吨、同比增长16.7%，出口金额3400.09亿元、同比增长5.4%。全年成品油净出口量1500万吨，相比2022年2724万吨的净出口量有所回落。近年来，我国成品油出口量和出口配额都经历了先增后降的变化。结合政策导向和行业趋势，在“双碳”目标背景下，叠加炼油产能过剩、“减油增化”、“减油增特”和炼化一体化的行业趋势不断深化，未来我国成品油出口或将维持下降走势。



（数据来源：国家统计局、海关总署）

图 3-8 2014~2023 年成品油进出口量及增长情况

三、石油储运

2023年，随着原油贸易业务快速发展，新业务、新业态、新模式快速崛起，上下游关联企业加速集聚，对基础设施建设的需求愈加迫切。

福建省首个公用型原油保税仓库启用。2023年8月22日，福建省首个公用型原油保税仓库在泉州启用。公用型保税仓库由主营仓储业务的中国境内独立企业法人经营，专门向社会提供保税仓储服务。公用原油保税仓库不仅能提高原油进口企业应对原油市场波动的能力，对缓解石油供需矛盾、抑制油价大幅波动、促进地方经济发展和保障区域能源安全都有重要作用。此前，山东、河南两省也申请并启用了公用型原油保税仓库。

国内沿海港口最大的单体油品库区全面建成投产。2023年8月23日，山东省港口集团青岛港董家口原油商业储备库（三期）举行投产仪式。至此，董家口

港区原油商业储备库一期、二期、三期工程共计 520 万立方米原油储罐及配套设施全部建成投产，这标志着我国沿海港口单体容量最大的油品库区全面建成投产。本次投产的三期工程与董家口港区已建成投用库区互联互通，共同形成总库容达 1106 万立方米的原油罐群，为腹地石化企业原油、燃料油和稀释沥青等原料的供应提供有力保障。

国内凝点最高的长输原油管道魏荆新线一次投产成功。2023 年 11 月 3 日，魏荆新线一次投产成功。魏荆新线起自河南南阳，途经河南、湖北两省三市，终至湖北荆门，全长 232 公里，设计年输油量 90 万吨，全线设 7 座输油站，对原油进行全程加热。工程于 2022 年 11 月 14 日全面开工，投产后将替代魏荆老线，承担将河南油田原油输至荆门石化的重要任务。

国内最大商业地下石油储备项目全面开工。2023 年 12 月 9 日，由中国海油投资建设的我国最大商业地下石油储备项目——大榭商储项目全面开工建设。该项目位于浙江省宁波市北仑区大榭岛，设计库容 300 万立方米，总投资约 30 亿元，建设周期 40 个月，地面设施占地面积约 50 亩，预计 2026 年底建成。我国自 20 世纪 70 年代开始研究、建造地下水封洞库，2000 年以后进入高速发展期。经过二十几年的技术积累，首次将地下水封洞库技术用于大榭商储项目，将为我国推进石油商业储备开辟新的路径。

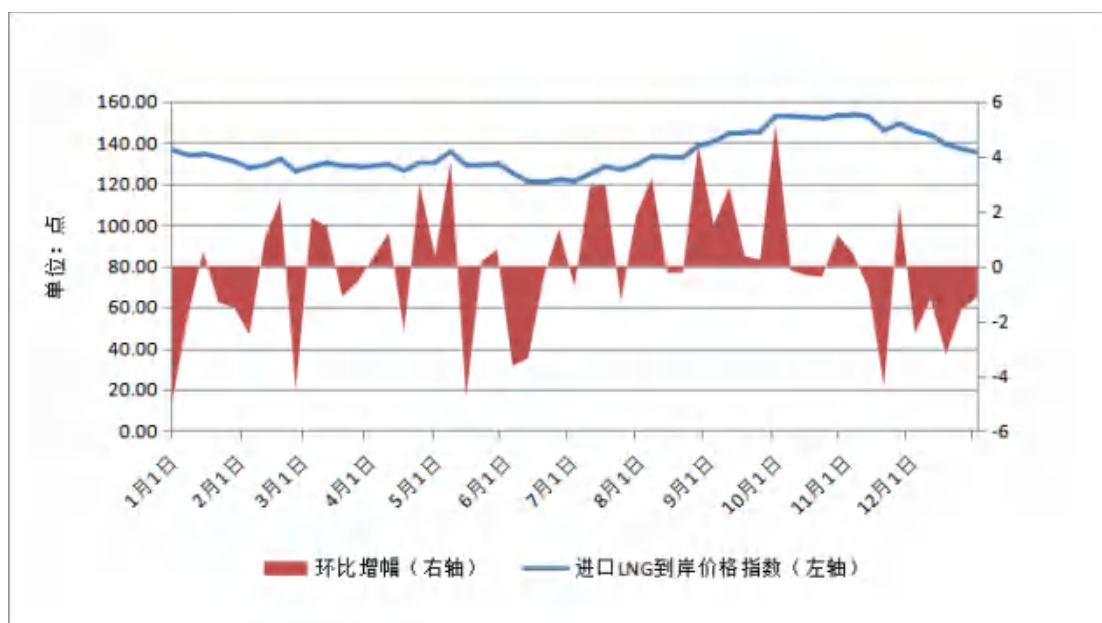
博研资讯数据显示，2023 年底我国油气储备市场规模将达到 4050 亿元，油气储备建设行业的发展前景看好，有望保持较快增长态势。

四、石油价格

（一）原油价格

2023 年，国际油价虽然总体回落，但仍在高位宽幅震荡，全年均价为 70~90 美元/桶。其中，WTI 原油均价为 77.7 美元/桶，同比下降 17.8%；布伦特原油均价为 82.6 美元/桶，同比下降 18.4%；普氏迪拜原油均价为 82.1 美元/桶，同比下降 14.8%。上半年，欧美通胀水平下降缓慢、美联储及欧洲央行持续加息对经济产生负向影响，增加了全球经济衰退的风险。尤其是 3 月份爆发的欧美银行业危机更加剧了油价的跌势。4 月，“欧佩克+”产油国相继宣布大幅自愿减产计划，合计减产规模超过 160 万桶/日，止住了油价下滑态势；下半年，在“欧佩克+”延续减产的背景下，叠加美国进入成品油消费旺季，在供应紧张和需求旺盛的加持下，油价持续上涨。9 月，美联储加息预期升温，以及高利率环境对经济带来实

质性的压力，需求预期下降，油价进入下跌通道。2023年，根据进口数量和进口金额计算，我国原油进口均价为598.4美元/吨，按7.3桶折合1吨换算，单价在每桶82美元左右。



(数据来源：上海石油天然气交易中心)

图 3-9 2023 年中国原油综合进口到岸价格指数走势

(二) 成品油价格

2023年，国内成品油累计开启25轮调价窗口，呈现“10涨12跌3搁浅”局面，涨跌相抵后，标准汽油及标准柴油均累计下调幅度在50元/吨，折合升价92号、95号汽油及0号柴油均下调0.04元/升。其中，上调幅度最大的是4月17日，汽柴油分别上调550元/吨、525元/吨；下调幅度最大的是12月19日，汽柴油分别下调415元/吨、400元/吨。从全年来看，成品油价格高点出现在9月下旬，但四季度整体出现较大幅度回落，大部分省（区、市）的92号汽油曾在三季度冲高至8元以上水平，95号汽油也多冲高至9元以上水平，但在四季度纷纷回落到7元区间、8元区间。年末国内终端用户用油成本较年初相比小幅下跌。汽油方面，按油箱容量为50升的小型车计算，加满一箱油节省1.5元左右；柴油方面，按油箱容量为160升的大货车计算，加满一箱油节省6.4元左右。

表 3-1 2023 年国内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3日24时	上调250元/吨	上调240元/吨
1月17日24时	下调205元/吨	下调195元/吨
2月3日24时	上调210元/吨	上调200元/吨
2月17日24时	成品油价格不作调整	
3月3日24时	成品油价格不作调整	
3月17日24时	下调100元/吨	下调95元/吨
3月31日24时	下调335元/吨	下调320元/吨
4月17日24时	上调550元/吨	上调525元/吨
4月28日24时	下调160元/吨	下调155元/吨
5月16日24时	下调380元/吨	下调365元/吨
5月30日24时	上调100元/吨	上调95元/吨
6月13日24时	下调55元/吨	下调50元/吨
6月28日24时	上调70元/吨	上调70元/吨
7月12日24时	上调155元/吨	上调150元/吨
7月26日24时	上调275元/吨	上调260元/吨
8月9日24时	上调240元/吨	上调230元/吨
8月23日24时	上调55元/吨	上调55元/吨
9月6日24时	成品油价格不作调整	
9月20日24时	上调385元/吨	上调370元/吨
10月10日24时	下调85元/吨	下调80元/吨
10月24日24时	下调70元/吨	下调70元/吨
11月7日24时	下调140元/吨	下调135元/吨
11月21日24时	下调340元/吨	下调330元/吨
12月5日24时	下调55元/吨	下调50元/吨
12月19日24时	下调415元/吨	下调400元/吨

（数据来源：国家发展改革委）

五、石油政策

（一）确保供应保障能力持续增强

2023年3月《政府工作报告》中部署了“加强重要能源、矿产资源国内勘探开发和增储上产”等能源领域工作，重点强调能源供给安全。随即在国家能源局发布的《2023年能源工作指导意见》提出，以把能源饭碗牢牢地端在自己手里为目标，着力增强能源供应链的弹性和韧性，提高安全保障水平，并在主要目标中提出，原油稳产增产，天然气较快上产。自2016年国内原油产量跌破2亿吨以来，2022年全年原油产量重回2亿吨以上，在守住了国家油气供应安全的底线基础上，2023年国家政策对原油产量的要求变为稳产增产，反映出在全球地缘政治不断激化、各国各地区能源安全供应受到严峻挑战、国际油价持续动荡的大背景下，确保中国能源安全稳定供应水平、有效应对能源市场波动和风险挑战的重要意义。

（二）坚持油气勘探开发与新能源融合大规模发展

2023年3月，国家能源局印发《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案（2023—2025年）》，围绕推动油气开发企业提高油气商品供应量、新能源开发利用和存储能力，推动能源清洁低碳、安全高效开发利用的指导思想，提出油气供给稳步增长、绿色发展效果显著、行业转型明显加快三大目标，以及统筹推进陆上油气勘探开发与风光发电、海上油气勘探开发与风电建设、提升油气上游新能源存储消纳能力、积极推进绿色油气田示范建设四大举措。《行动方案》还提出，到2025年，通过低成本绿电支撑减氧空气驱、二氧化碳驱、稠油热采电加热辅助等三次采油方式累计增产原油200万吨以上；加快开发利用地热、风能和太阳能资源，积极推进环境友好、节能减排、多能融合的油气生产体系，努力打造“低碳”“零碳”油气田。随后，4月，国家能源局组织召开加快油气勘探开发与新能源融合发展启动会，推动《行动方案》落实落地。

传统油气行业与新能源产业有着天然的结合点，如何在油气田勘探开发中加大清洁能源利用和生产用能替代，以增加油气商品供应，成为油气企业面临的重要问题。特别我国老油区已逐步进入开发后期，面临油气资源接替不足、稳产难度大、生产成本高等难题，以新能源开发利用推动传统油气生产向综合能源开发利用转型发展，则变得更加紧迫。

各油气开发企业，正紧密结合油气生产实际，推动绿色低碳转型和高质量发展。中国石油 2023 年新能源开发利用能力达到 1150 万吨标准煤/年，同比增长 44%，同时将加快推动青海、新疆、内蒙古、松辽新能源大基地建设，抓好风光发电、气电、地热、氢能、CCUS（碳捕获、利用与封存技术）等项目布局落地，提高清洁电力指标转化率和并网率。中国石化向“油气氢电服”综合能源服务商转型，非油业务经营质量和效益持续提升。目前，中国石化聚焦氢能交通、绿氢炼化布局氢能业务，打通氢走廊；风光发电量稳步增长，CCUS 产业化取得突破，绿色低碳发展优势加速形成。中国海油则大力推进新能源与海上油气生产融合发展，包括打造海上风电平台、陆上光伏项目等，首座深远海浮式风电平台“海油观澜号”成功并网发电。目前，中国海油正稳妥发展 CCS/CCUS 新业态，研究适合海上油气开发的 CCS/CCUS 降碳技术。中国海上首个 CCS 项目恩平 15-1 示范项目正式投用，乐东 15-1 气田 CCS 示范项目建成投产，大亚湾 CCS/CCUS 集群研究示范项目扎实推进。

（三）扎实推进中国炼油行业绿色创新高质量发展

2023 年 10 月，国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部、生态环境部等四部门联合发布《关于促进炼油行业绿色创新高质量发展的指导意见》（以下简称《指导意见》），提出炼油行业 2025 年、2030 年主要目标。到 2025 年，国内千万吨级炼油产能占比 55% 左右，产能结构和生产力布局逐步优化，能源资源利用效率进一步提升。“十四五”期间污染物排放和碳排放强度进一步下降，绿色发展取得显著成效。到 2030 年，产能结构和生产力布局进一步优化。化工原材料和特种产品保障能力大幅提升。能效和环保绩效达到标杆水平的炼油产能比例大幅提升。技术装备实力、能源资源利用效率达到国际先进水平。

石化产业是国民经济的重要支柱产业，炼油是石化的重要领域，向上承接油气勘探开发，向下连接民生用能保障和化工原材料供应，承担着保障国家能源安全的重要责任。据统计，2022 年我国炼油行业年营业收入约占石油和化学工业的 31%、占全国规模以上工业的 4%。2023 年以来，我国炼油行业整体保持较快增长。从市场需求看，我国经济率先恢复增长，物流运输和交通出行已经恢复正常，原油加工量、成品油消费基本恢复到疫情前水平，航煤还有很大潜力，而化工下游需求逐步释放，进一步缓解产能压力，产业链、供应链均表现出较强韧性。从产品结构看，随着成品油需求逐渐达峰，化工品需求仍有增长空间，高速发展

的新能源等产业为化工材料拓展了消费空间，炼化企业布局一批炼化转型升级项目的同时，在高端新材料、绿色石化产品、生物能源、氢能、CCUS 等领域迎来发展新机遇。但也要看到，我国炼油工业在快速发展的同时仍面临市场阶段性、结构性供应过剩风险，淘汰落后产能、减油增化、节能降碳等措施仍需持续推进。

《指导意见》的出台，从我国炼油行业实际出发，系统部署了相关工作，将有力指导炼油行业推进绿色创新高质量发展的实践。

（四）提升油气行业甲烷排放控制水平

2023 年 11 月，生态环境部、国家发展改革委等 11 部门联合发布《甲烷排放控制行动方案》，论述我国甲烷控排面临的形势，总结甲烷排放控制工作的重大意义和相关工作现状。针对甲烷减排工作目标，行动方案指出，石油天然气开采行业力争逐步实现陆上油气开采零常规火炬。到 2025 年，煤矿瓦斯年利用量达到 60 亿立方米，到 2030 年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。同时，行动方案还指出了能源领域甲烷排放控制的原则性措施，包括加强甲烷排放监测、核算、报告和核查体系建设，强化甲烷综合利用，推广应用泄漏检测与修复技术，推动逐步减少油气系统常规火炬。

“十四五”规划和《中共中央、国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》等文件均对甲烷管控提出要求。在执行层面，2014 年 12 月，国家发展改革委办公厅专门发布了涉及油气生产、加工、焦化以及煤炭行业温室气体排放核算方法与报告指南。

第四章 天然气行业发展

一、天然气供需

（一）天然气消费量重回增长轨道

国家发展改革委数据显示，2023年，全国天然气表观消费量3945.3亿立方米，同比增长7.6%。对比2022年消费增速-1.7%，2023年我国天然气表观消费一改颓势，市场重回增长轨道。2023年，我国宏观经济回升向好，商业服务业景气度快速提升，工业生产逐步恢复，带动商服、工业、交通、发电等用气需求增长，同时国际气价下行带动国内LNG市场价下降，天然气经济性改善，叠加水电不及预期，气电补位需求增长，在多重因素作用下，我国天然气消费实现较快增长。



注：2022、2023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 2014~2023 年天然气消费量及增长情况

（二）天然气产量连续 7 年增产超百亿方

国家统计局数据显示，2023年，我国天然气产量达到2324.3亿立方米，同比增长5.6%，这是我国天然气产量连续7年增产超过100亿立方米。四川、鄂尔多斯、塔里木三大盆地是增产主阵地，2018年以来增产量占全国天然气总增产量的70%。非常规天然气产量突破960亿立方米，占天然气总产量的43%，成为天然气增储上产重要增长极。其中，致密气夯实鄂尔多斯、四川两大资源阵地，产量稳步增长，全年产量超600亿立方米；页岩气新区新领域获重要发现，中深层生产基地不断巩固，深层持续突破，全年产量250亿立方米；煤层气稳步推进中浅层滚动勘探开发，深层实现重大突破，全年产量超110亿立方米，成为国内

天然气供应的重要补充。2023年，油气行业增储上产“七年行动计划”持续推进，全年天然气新增探明地质储量近万亿立方米。



(数据来源：国家统计局)

图 4-2 2014~2023 年天然气产量及增长情况

(三) 天然气进口量同比增长 9.9%

海关总署数据显示，2023年，我国天然气进口 11997 万吨（约 1656 亿立方米），同比增长 9.9%，这是仅次于 2021 年进口 12140 万吨之后的第二高。其中，LNG 进口量 7132 万吨、同比增长 12.6%，进口金额 3160.52 亿元、同比下降 9.4%，我国重新超越日本的 6610 万吨成为全球第一大 LNG 进口国；管道气进口量 4865 万吨、同比增长 6.2%，进口金额 1362.11 亿元、同比上涨 13.9%，管道气进口量增长主要受中俄东线增量拉动，中俄东线超量完成年度供应气量，全年对我国天然气供应超过 220 亿立方米。从进口结构上看，LNG 进口量涨幅大于管道气。2023 年，从国际看，全球天然气供需形势较 2022 年大幅缓解，欧亚竞购减弱，推动我国 LNG 进口增加；从国内看，经济形势好转带动终端需求增加，全年共计约 11 份新的 LNG 长协开始执行，合同量约 640 万吨/年，且新的 LNG 接收站投产运营，接收产能释放。在多重因素影响下，我国天然气进口增长显著。2023 年，我国天然气对外采买度小幅提升至 42% 以上。



(数据来源: 国家统计局、海关总署)

图 4-3 2014~2023 年天然气进口量及增长情况

2023 年, 我国 LNG 进口来源国主要有澳大利亚、卡塔尔、俄罗斯、马来西亚、印尼、美国等。其中, 澳大利亚仍是我国第一大 LNG 进口来源国, 占进口总量的 33.9%, 共计 2416 万吨, 其次分别是卡塔尔、俄罗斯、马来西亚、印度尼西亚、美国, 分别占比 23.4%、11.3%、9.9%、5.6%、4.4%。我国管道气进口来源国为土库曼斯坦、俄罗斯、哈萨克斯坦、缅甸、乌兹别克斯坦。其中, 土库曼斯坦是我国最大的管道气供应国, 供应量为 2480 万吨, 占比超过一半; 俄罗斯提供了 1630 万吨的管道气, 占比超过了三成; 哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦和缅甸的管道气供应量均未超过 350 万吨, 占比较小。

二、天然气储运

(一) 管道互联互通取得新进展

2023 年以来, 我国大力推动油气管网基础设施建设, 一批国家重点项目加速建设、顺利投产, “全国一张网” 加速完善。省级天然气管线加速建设, 山东省环网南干线正式供气, 湖南省桂阳至临武输气管道投产。中俄东线、西气东输一线、川气东送一线、青宁管道、苏皖管道 5 条天然气主干管道在江苏境内全面实现互联互通, 每年转供能力达 75 亿立方米。中开线与平泰线互联互通工程顺利完工, 为我国中东部地区最大的天然气储气库—文 23 储气库提供更多的输气通道。西气东输四线天然气管道工程新疆段主线路管道焊接正式完成, 整个工程建成后每年可向中东部地区输送天然气 300 亿立方米。全长 4269 千米的川气东送二线管道正式开工建设, 这是构建我国天然气管网“五纵五横”新格局的关键一步, 项目建成后每年可输送天然气超 200 亿立方米。此外, 设计年输气能力 300 亿立

方米的国家管网集团天津 LNG 外输管道一次投产成功，实现与中俄东线、陕京管道、蒙西管道等多条天然气主干管道联通。

截至 2023 年底，我国天然气长输管道总里程 8.7 万千米。随着西气东输四线加快建设，川气东送二线以及中俄东线嫩江支线、济宁支线等管线建成，天然气长输管道总里程将进一步增加。

（二）储气库建设快速推进

2023 年，中国石油长庆油田雷龙湾储气库、吐哈油田温八储气库，中国石化文 24 储气库等相继投产。中国石油有序推进大港油田大张坨、新疆油田呼图壁、西南油气田相国寺、华北油田京 58 和华北油田苏桥等 5 座在役储气库的达容达产、提压扩容工程，以及西南油气田铜锣峡、黄草峡，冀东油田南堡 1 号等储气库的建设工作。目前，中国石油在役储气库共有 13 座，在建储气库共有 8 座。中国石化已建成中原储气库群、金坛、文 96、江汉盐穴等 12 座天然气储气库，并有序推进天津、青岛 LNG 接收站扩建工作，已形成储气能力近 50 亿立方米。

截至 2023 年底，我国在役储气库（群）29 座，形成储气调峰能力 230 亿立方米，同比增长 19.8%，占国内天然气消费量的 5.9%。

（三）LNG 接收能力大幅增长

2023 年，我国新投运 LNG 接收站 4 座，业主全部是非央企能源企业。6 月 18 日，河北新天绿能唐山 LNG 接收站投运，一期接收能力为 500 万吨/年，建有 4 座 20 万立方米储罐，首船在港 6 天；8 月 7 日，浙能集团温州 LNG 接收站投运，一期接收能力为 300 万吨/年，建有 4 座 20 万立方米储罐，首船在港 8 天；8 月 8 日，广州发展液化天然气投资有限公司位于广州的接收站投运，总接收能力为 100 万吨/年，建有 2 座 16 万立方米储罐，首船在港 8 天；9 月 15 日，北京燃气集团天津南港 LNG 接收站投运，一期接收能力为 500 万吨/年，建有 4 座 20 万立方米储罐，首船在港 8 天。与此同时，中国石化天津 LNG 接收站扩建接收能力 480 万吨/年（总计达 1080 万吨/年）。自 2006 年大鹏 LNG 接收站投运以来，2023 年是我国新增 LNG 接收能力最大的一年，数量达到 1880 万吨/年。

截至 2023 年底，我国大陆已投运接收站达到 28 座，年设计接收能力扩至 1.3057 亿吨，储罐能力达到 1824.5 万立方米。

2023 年 6 月，中国海油香港海上 LNG 项目交付，项目新建香港海上 LNG 接收站。投产后，年最大外输天然气接收量可达 110 亿立方米，香港天然气发电

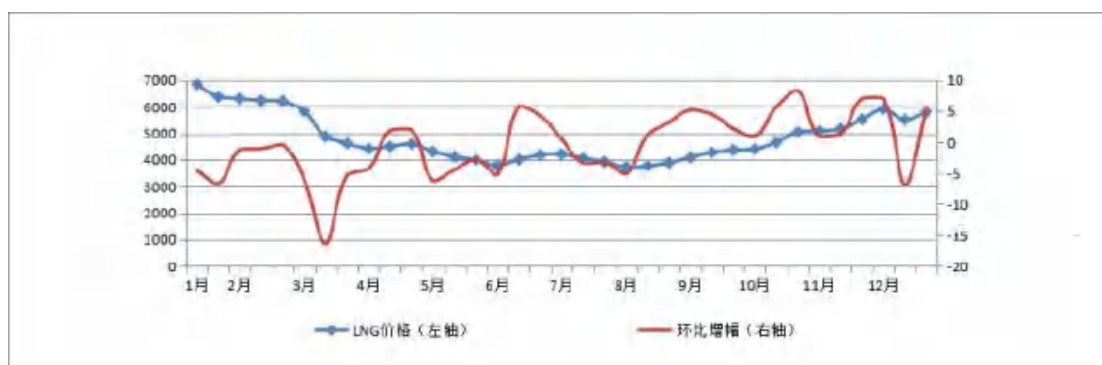
比例将从 50% 提升至 75%，进一步优化香港能源供给结构，确保香港能源供应更多元、可靠，为香港经济发展提供坚强能源保障。

三、天然气价格

（一）国内 LNG 价格呈 V 字型走势

2023 年，国内市场 LNG 价格呈 V 字型走势。上半年 LNG 价格高开低走，因经济复苏慢于预期，而天然气整体供应充足，供需失衡导致天然气价格逐步回落。具体来看，1 月逢元旦及春节，节日期间市场供需均有减少，场内交投氛围一般，价格震荡盘整。2 月终端需求缓慢恢复，加之冷空气支撑，储备库补库等多重利好消息刺激，价格以走高为主。3 月随着气温回升城燃需求减少，且下游工业及车用均有停工停产，价格大幅下调。4 月下游需求未有明显改善，上游液厂多降价排库。5 月至 6 月，市场氛围延续低迷，虽检修液厂增加，资源减量明显，但下游需求有限，而原料气竞拍价格持续走跌，难以对液厂形成较大支撑，利空持续，价格稳中继续回落。

下半年 LNG 价格总体呈先低后高趋势，随着采暖季的到来，各地区成交价格季节性上涨。具体来看，7 月主产区部分液厂集中检修，场内供应缩减，随后需求不济致价格下滑，但市场整体涨幅大于跌幅。8 月市场行情整体呈下行趋势，传统淡季下需求难有起色，加之对高价资源抵触心理明显，成交重心下滑，为年内最低点。9 月至 12 月，成交价格保持上涨势头，其中原料气竞拍价格上涨，成本增加带来了有利的影响，加之四季度气温下降，城燃补库需求旺盛，部分液厂以及接收站为保供停产停出，市场资源供应偏紧，进一步助推价格大幅上涨。

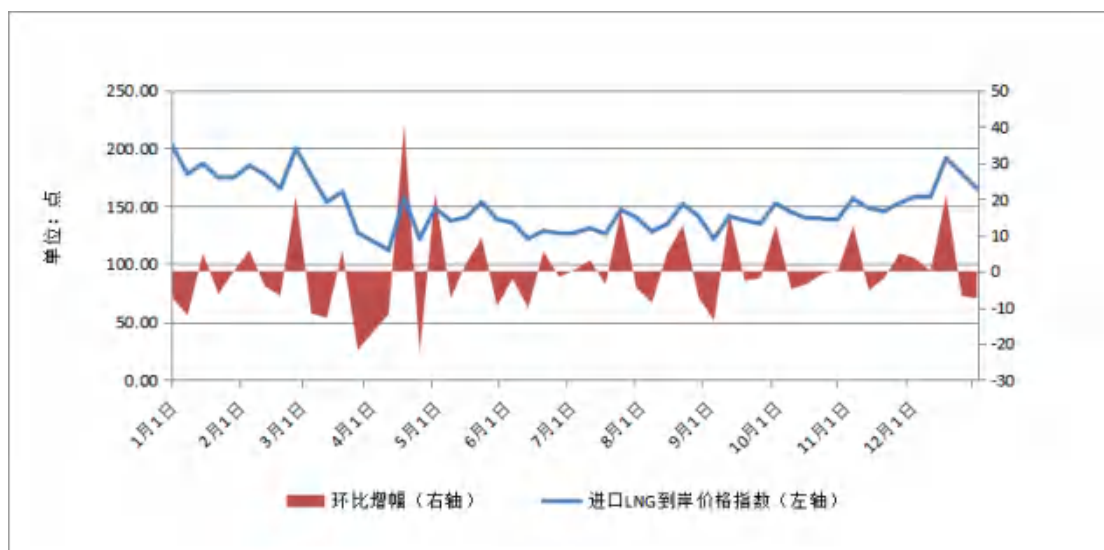


（数据来源：国家统计局）

图 4-4 2023 年国内 LNG 市场价格变动情况

（二）LNG 进口均价出现明显回落

2023年，全球天然气市场趋于平衡，国际气价受地缘溢价逐步消退的影响，从历史高点大幅回落，欧洲、亚太和北美三大市场气价均回落至乌克兰危机前水平，全年欧洲 TTF 现货、东北亚 LNG 现货和美国 HH 现货均价分别为 12.9 美元/百万英热单位、15.8 美元/百万英热单位和 2.54 美元/百万英热单位，同比分别下跌 65.8%、54.4% 和 60.5%。随着全球市场 LNG 现货价格走低，我国 LNG 进口价格亦出现明显回落。2023 年，根据进口数量和进口金额计算，我国 LNG 进口均价为 4431.47 元/吨，折合 3.21 元/立方米，同比下降 19.4%；管道气进口均价为 2799.82 元/吨，折合 2.03 元/立方米，同比增长 7.4%。



(数据来源：上海石油天然气交易中心)

图 4-5 2023 年中国 LNG 综合进口到岸价格指数走势

四、天然气政策

(一) 跨省天然气管道运输价格首次分区域核定

2023 年 12 月，国家发展改革委发布《关于核定跨省天然气管道运输价格的通知》，首次分区域核定了国家管网集团经营的跨省天然气管道运输价格。通知分别明确了西北、东北、中东部及西南价区的跨省天然气管道运价率，并要求国家管网集团根据各价区运价率，以及天然气入口与出口的运输距离，计算确定管道运输具体价格，并向社会公开。

此次核价是天然气管网运营机制改革以来的首次定价，也是国家首次按“一区一价”核定跨省天然气管道运输价格。价格核定后，国家管网集团经营的跨省天然气管道运价率由 20 个大幅减少至 4 个，构建了相对统一的运价结构，打破了运价率过多对管网运行的条线分割，有利于实现管网设施互联互通和公平开放，

加快形成“全国一张网”，促进天然气资源自由流动和市场竞争，助力行业高质量发展。

（二）天然气上下游价格联动机制逐渐完善

2023年初，国家发展改革委向各省市下发《关于提供天然气上下游价格联动机制有关情况的函》，将天然气价格联动事项视作重点工作推进。2023年6月，国家发展改革委出台《关于建立健全天然气上下游价格联动机制的指导意见》，意在健全上下游成本疏导机制，促使天然气终端价格及时反映市场与成本变化。

理顺上下游价格联动机制是我国天然气价格改革的重点工作之一。2022年以来，国际天然气价格显著提升，我国LNG进口成本随之增加，理顺天然气价格联动机制对保障城燃企业合理收益的重要性不断凸显。此次的指导意见是国家层面首次就天然气终端价格联动机制出台的专项指导性文件，有助于进一步理顺和疏导终端环节价格，推动气价灵敏反映市场形势变化、发挥价格对供需的调节作用，引导资源合理供应，保障我国天然气供应安全。在其指导下，各地纷纷开启或加快价格联动改革，多个省（区、市）出台天然气上下游价格联动机制相关政策，或优化了价格联动机制的具体内容，对价格联动条件进行了一定放宽。

（三）天然气利用政策优化调整

2023年9月，国家能源局发布《天然气利用政策（征求意见稿）》。该《征求意见稿》提出，综合考虑天然气利用的社会效益、环境效益和经济效益以及不同用户的用气特点等各方面因素，天然气用户分为优先类、允许类、限制类和禁止类。按照天然气利用优先顺序加强需求侧管理，优化用气结构，有序发展增量用户，鼓励优先类、支持允许类天然气利用项目发展，对限制类项目的核准和审批要从严把握，列入禁止类的利用项目不予许可、不予用气保障。新建天然气利用项目（包括优先类）立项报批时应落实气源，与上游供气企业落实购气协议，并确保项目布局与管网规划等相衔接；已用气项目供用气双方也要有合同保障。

与2012年出台的政策相比，天然气利用领域扩展，利用限制放宽，禁止项目减少。一是在优先类增加“已纳入国家规划计划、气源落实、气价可承受且已完成施工的农村煤改气取暖项目”“气源落实、经济可行的调峰气电项目”“带补燃的太阳能热发电项目”“远洋运输、作业船舶和工程装备”“油气电氢综合能源供应项目和终端天然气掺氢示范项目”等。二是在允许类增加“新增农村煤改气取暖项目”，但将原优先类“可中断天然气制氢项目”降级为允许类——“为炼油、化工企

业加氢装置配套的天然气制氢项目”。三是将原禁止类“煤炭基地建设基荷燃气发电项目”和“天然气制甲醇项目”升级为限制类，禁止类仅保留“天然气常压间歇转化工工艺制合成氨”一项。整体来看，新政策明显有利于促进市场消费规模扩大。

（四）城镇燃气安全专项整治工作高质量推进

2023年8月，国务院安全生产委员会印发《全国城镇燃气安全专项整治工作方案》，开启全国城镇燃气安全专项整治行动。《工作方案》提到，用3个月左右时间开展集中攻坚，全面排查整治城镇燃气全链条风险隐患，建立整治台账，切实消除餐饮企业等人员密集场所燃气安全突出风险隐患；再用半年左右时间巩固提升集中攻坚成效，组织开展“回头看”，全面完成对排查出风险隐患的整治，构建燃气风险管控和隐患排查治理双重预防机制；到2025年底前，建立严进、严管、重罚的燃气安全管理机制，完善相关法规标准体系，提升本质安全水平，夯实燃气安全管理基础，基本建立燃气安全管理长效机制。

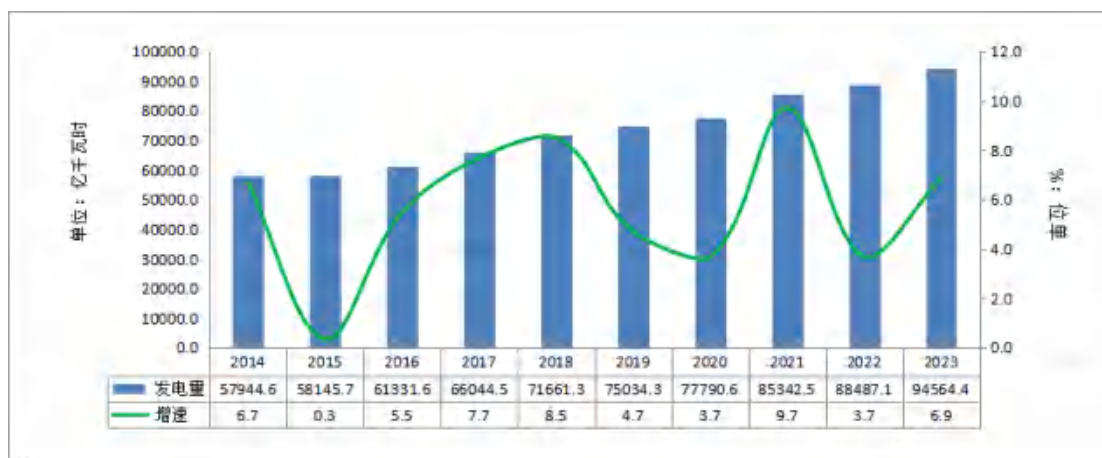
燃气安全涉及千家万户，事关人民群众生命财产安全，事关社会大局和谐稳定。此次专项整治工作紧盯城镇燃气领域“气、瓶、阀、软管、管网、环境”六大方面突出问题，按照“聚焦重点、集中攻坚、系统治理、全面整改、建立机制”总体思路，围绕“大起底、大整治、大保障、大提升、大督查、大评估、大宣传、大培训”八大任务，全链条整治城镇燃气安全风险隐患，坚决防范重特大事故发生，切实保障人民群众生命财产安全。

第五章 电力行业发展

一、电力生产

(一) 全国发电量同比增长 6.9%

2023 年全国电力供需总体平稳，电力生产供应能力进一步提升。据国家统计局数据，2023 年全国规模以上电厂发电量 9.5 万亿千瓦时，比上年增长 6.9%。其中，火力发电量 6.3 万亿千瓦时，比上年增长 6.4%；水电、核电、风电和太阳能发电等清洁能源发电 3.2 万亿千瓦时，比上年增长 7.8%。



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 2014~2023 年全国发电量及增速

发电结构持续向绿色转型，清洁能源发电量同比增长 7.8%。据国家能源局数据，2023 年，全国可再生能源发电量近 3 万亿千瓦时，接近全社会用电量的三分之一。风电光伏发电量已超过同期城乡居民生活用电量，占全社会用电量比重突破 15%。煤电发电量占总发电量比重接近六成。

(二) 全国电力装机规模同比增长 13.9%

2023 年，全国新增发电装机容量首次超过 3 亿千瓦，达 3.7 亿千瓦，同比增长 81.8%。截至 2023 年底，全国发电装机容量约 29.2 亿千瓦，同比增长 13.9%。

我国发电装机容量在近十年中保持中高速增长。2014—2023 年，我国发电装机累计容量从 13.7 亿千瓦增长到 29.2 亿千瓦。人均发电装机容量自 2014 年底历史性突破 1 千瓦后，在 2023 年首次历史性突破 2 千瓦，达 2.1 千瓦。装机增速呈波动走势，2019 年为近十年最低，2020 年扭转形势，2021—2023 年逐步回升，2023 年达到近十年增速的最高点。



注：2023 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

图 5-2 2014~2023 年全国电力装机及增速

（三）发电装机绿色转型成效显著，煤电装机占比首次降至 40% 以下

发电装机绿色低碳发展加速，风光新能源在电力新增装机中的主体地位更加巩固。2023 年，全国新增可再生能源装机 3.05 亿千瓦，占全国新增发电装机的 82.7%，超过全球可再生能源新增装机的一半。其中，新增并网太阳能发电装机容量 2.2 亿千瓦，同比多投产 1.3 亿千瓦，占新增发电装机总容量的比重达到 58.5%。

截至 2023 年底，非化石能源发电装机容量再创历史新高，达 15.7 亿千瓦，占总装机容量比重达 53.9%，首次突破 50%，首次超过火电装机容量。可再生能源装机达 14.5 亿千瓦，占全国发电总装机超过 50%，历史性超过火电装机。全国全口径火电装机容量 13.9 亿千瓦。其中，煤电 11.6 亿千瓦，同比增长 3.4%，占总发电装机容量的比重为 39.9%，首次降至 40% 以下，同比降低 4.0 个百分点。

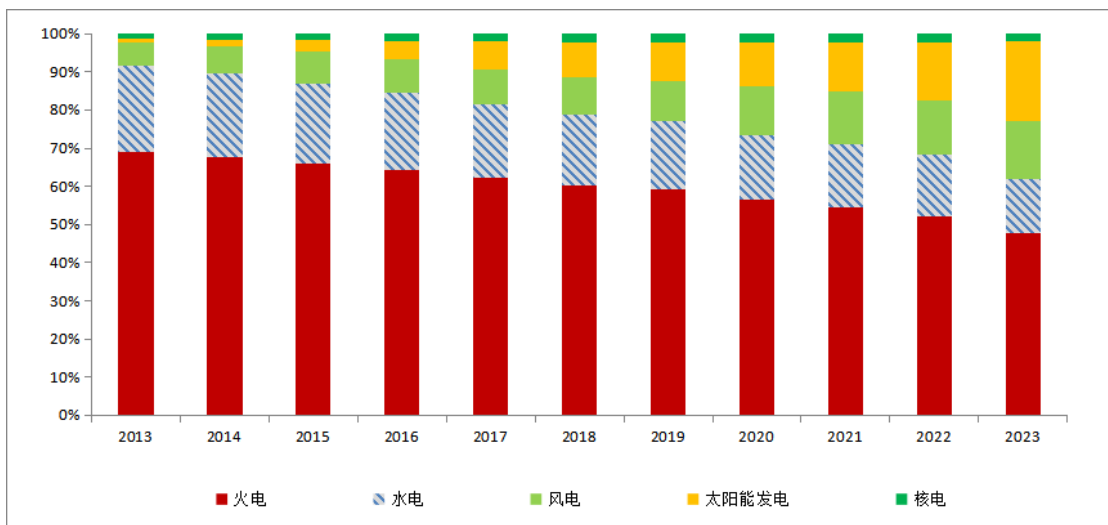


图 5-3 2014~2023 年全国电力装机结构

截至 2023 年底，水电装机容量 4.2 亿千瓦（常规水电 3.7 亿千瓦，抽水蓄能 5094 万千瓦）。全国并网风电和太阳能发电合计装机容量为 10.5 亿千瓦，同比增长 38.6%，占总装机容量比重为 36.0%，同比提高 6.4 个百分点，其中，并网风电 4.4 亿千瓦（陆上 4.0 亿千瓦、海上 3729 万千瓦）；并网太阳能发电 6.1 亿千瓦（集中式 3.5 亿千瓦，分布式 2.5 亿千瓦），户用光伏规模突破 1 亿千瓦、覆盖农户 500 多万。核电装机容量 5691 万千瓦。

从装机增速看，2023 年，太阳能发电装机以 55.2% 的速度加速增长，高于近十年平均增长水平 10 个百分点；风电装机增速为 20.7%，略高于近十年平均增长水平。核电同比增长 2.4%，水电同比增长 1.8%，火电同比增长 4.1%，均低于近十年平均增长水平。

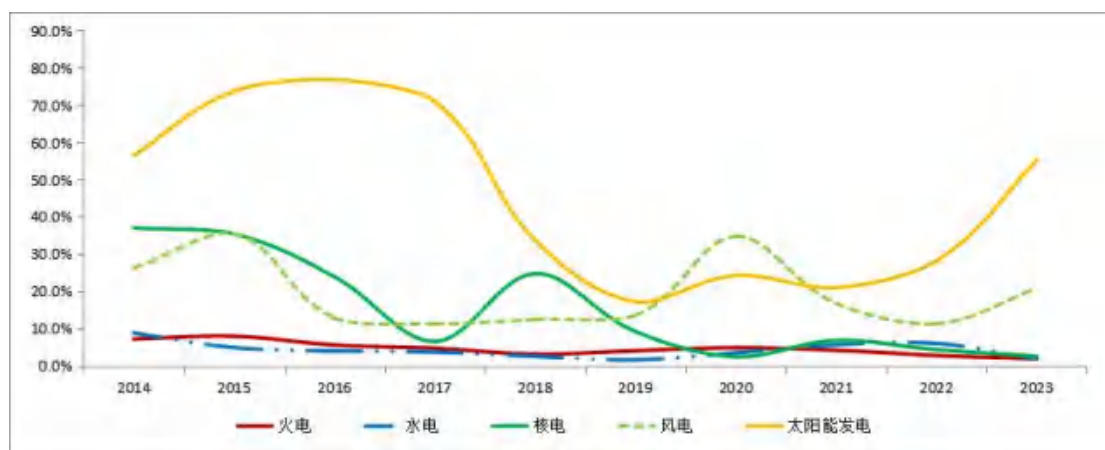


图 5-4 2014~2023 年全国分类型发电装机增速

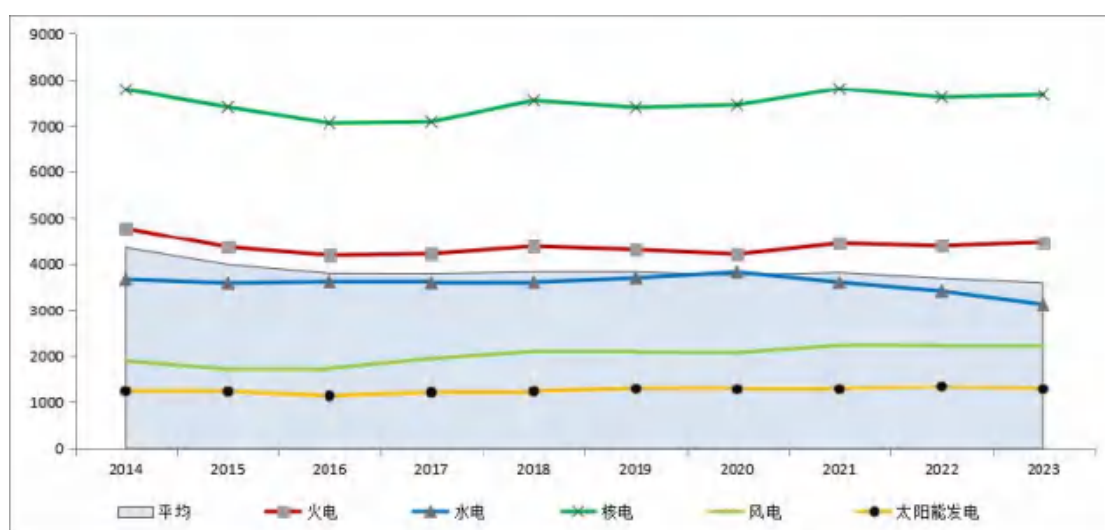


图 5-5 2014~2023 年不同电源发电设备利用小时数

(四) 主要能耗指标持续下降，碳排放量增长有效减少

据中电联数据，2023 年全国 6000 千瓦及以上电厂供电标准煤耗 302.0 克/千瓦时。

全国线损率保持下降走势。据国家能源局数据，2023 年全国线损率 4.54%，同比下降 0.28 个百分点。

表 5-1 2014~2023 年 6000 千瓦及以上电力行业能耗情况

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
供电煤耗 (克/千瓦时)	319	315	312	309	308	306.4	303.5	301.7	300.7	302.0
线损率(%)	6.64	6.64	6.47	6.48	6.27	5.93	5.6	5.26	4.82	4.54
厂用电率 (%)	4.83	5.09	4.77	4.8	4.69	4.67	4.65	4.36	4.49	-
其中：火电 (%)	5.84	6.04	6.01	6.04	5.95	6.01	5.98	5.59	5.78	-

2023 年厂用电率尚未见公开数据，但从近十年数据看，总体呈现下降趋势。2022 年，全国 6000 千瓦及以上电厂厂用电率 4.49%，比上年增加 0.13 个百分点。其中，水电 0.25%，比上年降低 0.01 个百分点；火电 5.78%，比上年上升 0.19 个百分点。

超低排放改造稳步推进，污染物排放下降。我国已建成全球规模最大的电力供应系统和清洁发电体系。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。2023 年煤电机组完成节能降碳改造、灵活性改造、供热改造约 1.9 亿千瓦。

污染物排放量在十余年间下降明显。烟尘排放总量由 2013 年的 142 万吨下降到 2022 年的 9.9 万吨，单位火电发电量的烟尘排放量由每千瓦时 0.34 克下降到 0.017 克；二氧化硫排放总量由 2013 年的 780 万吨下降到 2022 年的 47.6 万

吨，单位火电发电量的二氧化硫排放量由每千瓦时 1.85 克下降到 0.083 克；氮氧化物排放总量由 2013 年的 834 万吨下降到 2022 年的 76.2 万吨，单位火电发电量的氮氧化物排放量由 2013 年每千瓦时 1.98 克下降到 2022 年的 0.133 克。

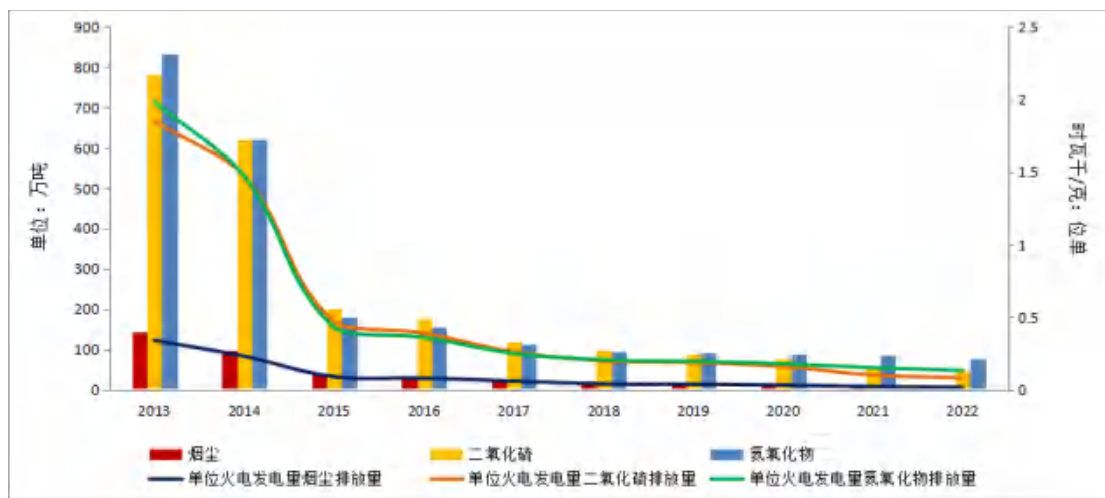


图 5-6 2013—2022 年污染物排放总量和排放绩效

电力行业碳减排取得显著成效。电力行业碳排放量增长有效减少。据中电联数据，2022 年全国单位火电发电量二氧化碳排放量约为 824 克/千瓦时，比上年降低 0.48%，比 2005 年降低 21.4%；单位发电量二氧化碳排放量约为 541 克/千瓦时，比上年降低 3.0%，比 2005 年降低 36.9%。2006—2022 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 247.3 亿吨，有效减缓了电力二氧化碳排放总量的增长。

（五）全国发电设备利用小时同比降低 101 小时

2023 年，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 3592 小时，比上年同期减少 101 小时。火电设备利用小时 4466 小时，其中煤电 4685 小时；水电设备利用小时 3133 小时，其中，常规水电 3423 小时，抽水蓄能 1175 小时；核电 7670 小时；并网风电 2225 小时；并网太阳能发电 1286 小时。

二、电力消费

（一）全社会用电量增速高于 GDP 增速 1.5 个百分点

根据国家能源局发布数据，2023 年全社会用电量 92241 亿千瓦时，同比增长 6.7%。受国民经济回升、“新三样”产量增长等因素影响，2023 年用电量增速回升，高于 GDP 增速 1.5 个百分点，已连续四年超过 GDP 增速。

2020~2023 年，我国电力弹性系数均保持在大于 1 的水平，即我国近四年用电量增速均高于 GDP 增速。近几年各产业用电量规模持续增长，拉动用电量增

速超过 GDP 增速。经济发展和“双碳”目标推动我国现代化产业体系建设，传统产业转型升级用能替代、新兴产业增加产业用电，二产制造业和三产用电量快速增长、居民取暖“煤改电”等电能替代拉动电力消费。



图 5-7 2014~2023 年全国全社会用电量及增速

受到夏季台风、强对流天气等因素影响，以及冬季多次冷空气过程的影响，二、四季度的用电增速较为明显。经济活力对产业用电增速也有明显影响。一季度至四季度，二产用电整体呈现逐季上升的态势，反映出制造业转型升级的发展动力强劲、经济增长新动能持续壮大。2023 年，随着疫情影响的大幅减弱，制造业生产持续恢复，我国高技术及装备制造业用电量同比增加 11.3%，高于同期制造业平均水平 3.9 个百分点，其中电气机械和器材制造业用电量增速领先，各季度的同比增速及两年平均增速均超过 20%。消费品制造业季度用电量同比增速从二季度由负转正，三、四季度进一步上升，各季度的两年平均增速也呈逐季上升态势。一产、三产在第一、二季度逐季增长，但三季度用电增速微降，四季度再次增长。城乡居民生活用电各季度增速幅度低于 2022 年，各季度城乡居民生活用电量受到季节性气温变化影响，增速有波动。

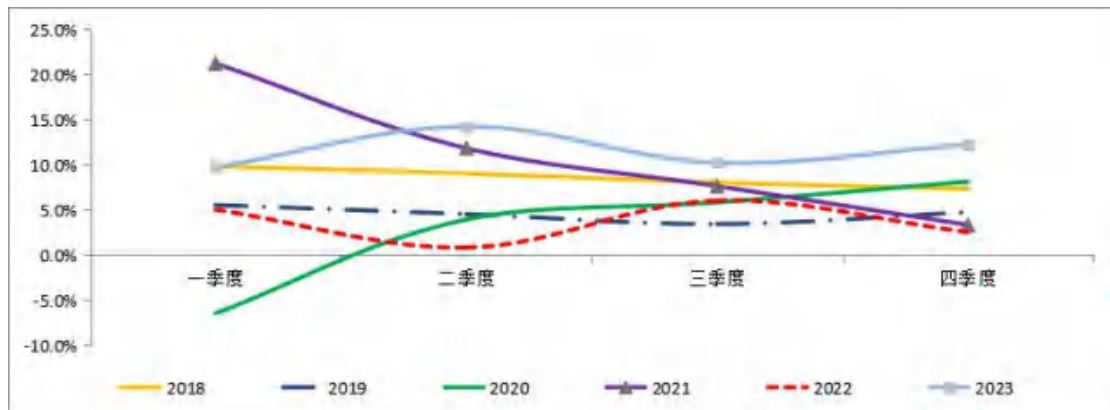


图 5-8 2018~2023 年全国全社会用电量季度增速

（二）电力消费结构继续优化，二产用电占比持续降低

2023 年全社会用电量保持平稳增长。第一产业和第三产业用电量同比增速均超过 10%，第二产业用电量增速远超 2022 年水平，城乡居民生活用电量低速增长。第一产业用电量 1278 亿千瓦时，同比增长 11.5%，延续近三年的增长势头；第二产业用电量 60745 亿千瓦时，同比增长 6.5%，与全社会用电量增速相当；第三产业用电量 16694 亿千瓦时，同比增长 12.2%，高于近十年增速的平均值；城乡居民生活用电量 13524 亿千瓦时，同比增长 0.9%，是近十年增速的最低值。

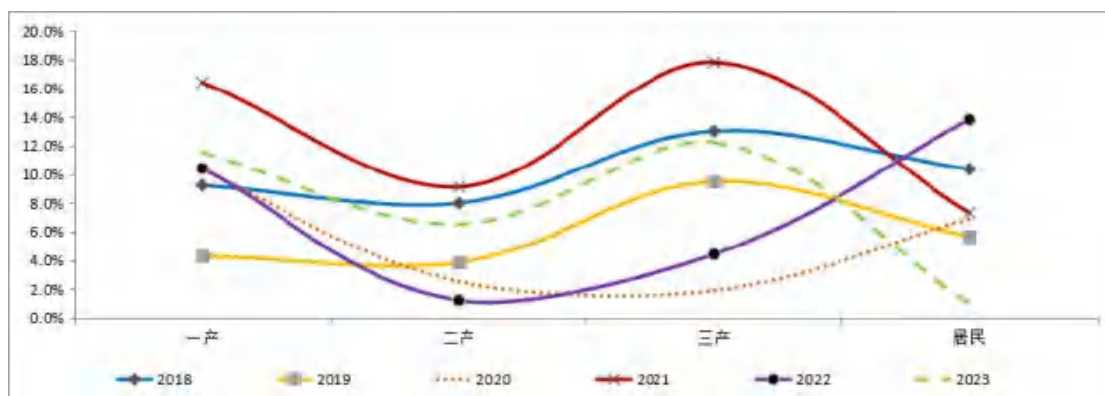


图 5-9 2018~2023 年分产业用电量增速

电力消费结构持续优化。第一产业、第三产业用电比重略有提高，第二产业和城乡居民生活用电量占比均略有下降。由于我国持续推进乡村振兴，提升乡村建设水平，乡村电力基础设施的不断完善拉动第一产业用电量增长。随着我国近年来现代化产业体系建设的推进，传统制造业等产业用能方式逐步转型升级，包括重点行业煤炭减量替代的推进，整体产业用电需求增速也随之加快。服务业经济运行呈稳步恢复态势，其中交通运输/仓储和邮政业、租赁和商务服务业、住宿和餐饮业、批发和零售业四个行业在疫情后恢复态势明显，全年用电量同比增速处于 14%~18%，特别是电动汽车高速发展拉动充换电服务业 2023 年用电量同比增长 78.1%。

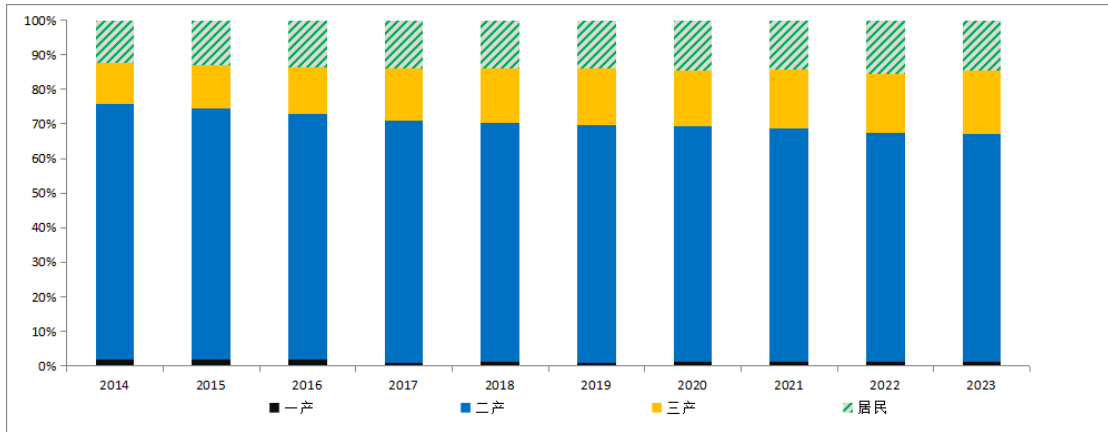


图 5-10 2014~2023 年全社会用电结构

(三) 绿色电力消费占比逐年上升

我国加快形成绿色低碳的生产方式和生活方式。2023 年，全国水电、核电、风电、太阳能发电等绿色电力消费量为 101244 万吨标准煤，占能源消费总量比重为 17.7%。自 2021 年 9 月启动绿电交易试点以来，绿电绿证交易规模稳步扩大。据国家能源局数据，预计 2023 年核发绿证 1.76 亿个，绿电交易电量累计达到约 611 亿千瓦时，分别是 2022 年的 7.8 倍和 10.5 倍。国家能源局首批核发绿证约 1191 万个，涉及项目 1168 个、发电企业 755 家。2023 年国家电网经营区完成绿电结算电量 576 亿千瓦时、绿证 2364 万张。南方区域绿电绿证交易电量在 2023 年上半年完成 2022 年全年的 1.5 倍，从 2021 年 9 月试点启动开始累计完成超 120 亿千瓦时。

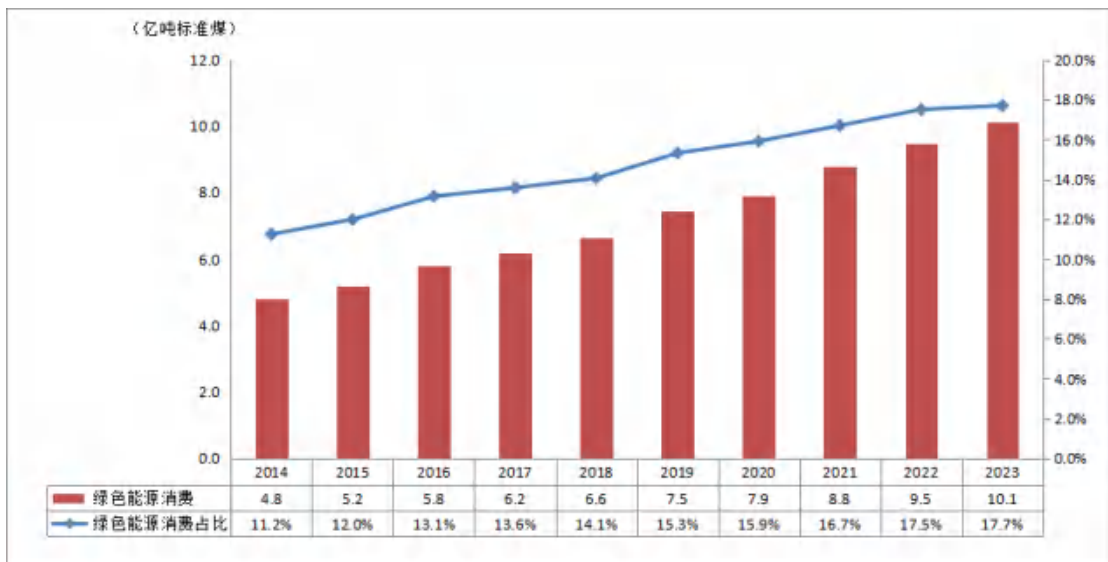


图 5-11 我国绿色电力消费情况

(四) 用电营商环境持续优化提升

近年来，国家能源局牵头组织各地能源（电力）主管部门和供电企业，全面推动《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》主要目标任务落地落实。目前，我国 31 个省份均已建立“获得电力”工作协调机制，基本实现用电“三零”（零上门、零审批、零投资）、“三省”（省时、省力、省钱）服务全覆盖，实现了跨部门、跨层级的政企协同，有效保障了民生用能福祉。通过推广“三零”和“三省”服务，2023 年全国为电力用户节省办电投资共计约 600 亿元，截至目前累计节省办电投资超过 2600 亿元。

三、电力基建

（一）电力投资量速均创新高

2023 年，全国电力工程建设投资完成额达 14950 亿元，同比增长 19.9%，为近十年最高水平。其中，电源基本建设投资完成 9675 亿元，电网基本建设投资完成 5275 亿元。“十四五”以来，电力工程建设投资额及同比增速均创新高，年均投资 12735 亿元。

网源投资差距进一步拉大，电源投资占比持续提升。2023 年全国电源基本建设投资占电力投资的比重为 64.7%，较上年增加 4.8 个百分点；电网基本建设投资占电力投资的比重为 35.3%。从近十年数据看，电网投资占比在“十三五”中期的 2018 年达到顶峰 65.8%，电网投资接近电源投资 2 倍。从 2019 年开始，电网投资占比呈下降趋势，电源投资占比连续升高。2020 年电源投资首次超过电网。“十四五”期间，电源投资占比持续提升，2023 年较电网多投资 4400 亿元，绝对值差距连续拉大。

2023 年，电源基本建设投资完成 9675 亿元，同比增长 30.1%。其中，火电 1029 亿元，同比增长 15.0%。非化石能源发电投资同比增长 31.5%，占电源投资的比重达到 89.2%。

“十二五”以来，我国新能源投资力度加大。进入“十四五”时期，风光发电投资占比有较大幅度提升，2023 年达电源总投资额的四分之三。

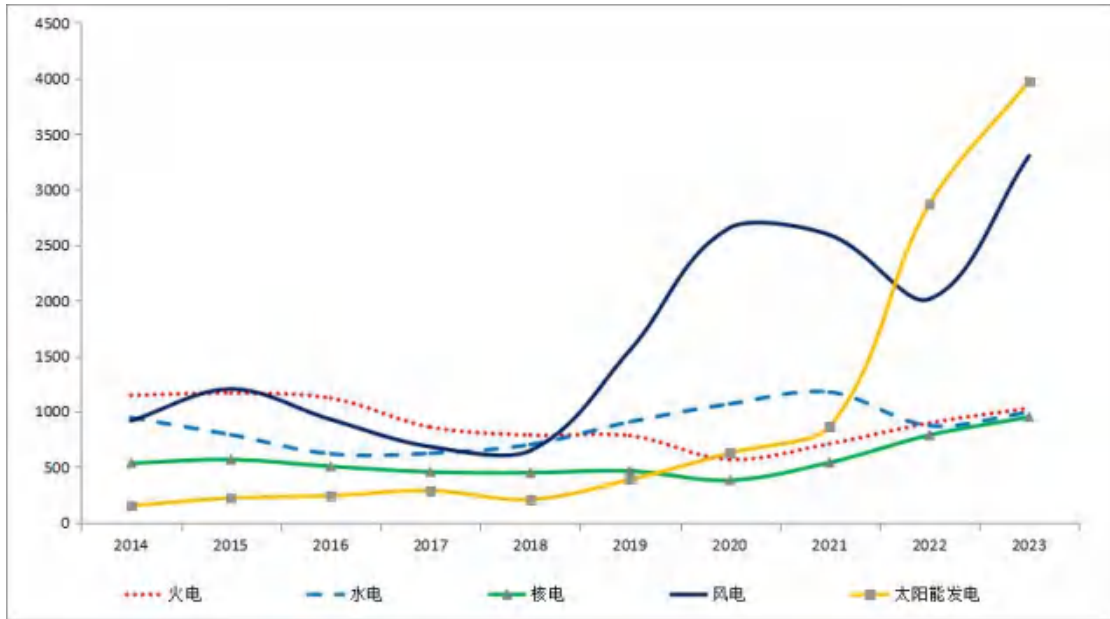


图 5-12 2014~2023 年分类型电源投资

(二) 电网投运总规模平稳增长

2023 年电网基本建设投资完成 5275 亿元，同比增长 5.4%。

2023 年全国新增 220 千伏及以上变电设备容量（交流）2.57 亿千伏安，同比少投产 354 万千伏安；新增直流换流容量 1600 万千瓦；新增 220 千伏及以上输电线路长度 3.81 万千米，同比少投产 557 千米。截至 2023 年底，全国电网 220 千伏及以上变电设备容量共 54.02 亿千伏安，同比增长 5.3%；220 千伏及以上输电线路回路长度共 92.05 万千米，同比增长 4.3%。电网企业进一步加强农网巩固提升及配网投资建设，110 千伏及以下等级电网投资占电网工程完成投资总额的比重达到 55.0%。

“十四五”以来，220 千伏及以上变电设备容量增速维持在 5% 左右，220 千伏及以上输电线路回路长度增速维持在 4% 上下。

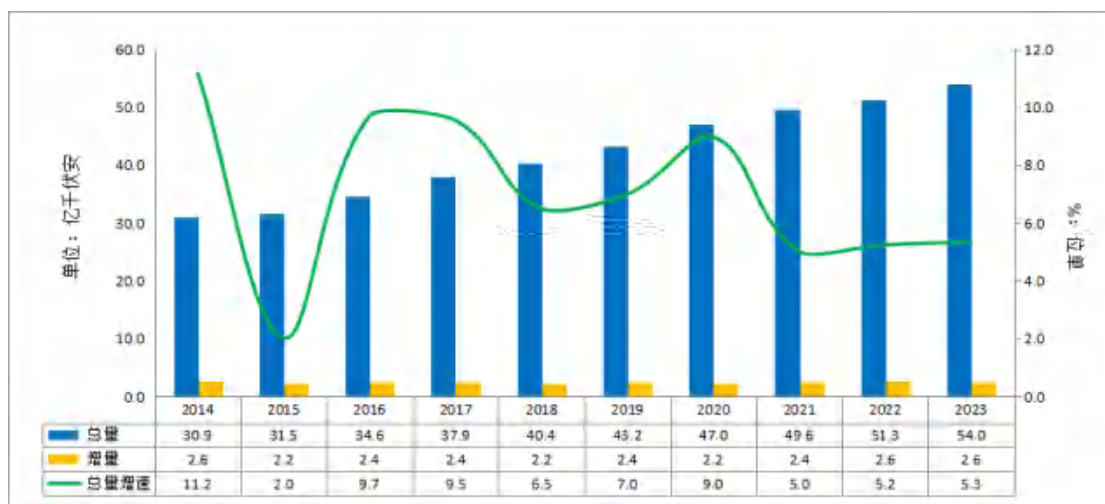


图 5-13 2014~2023 年 220 千伏及以上变电设备容量及增速

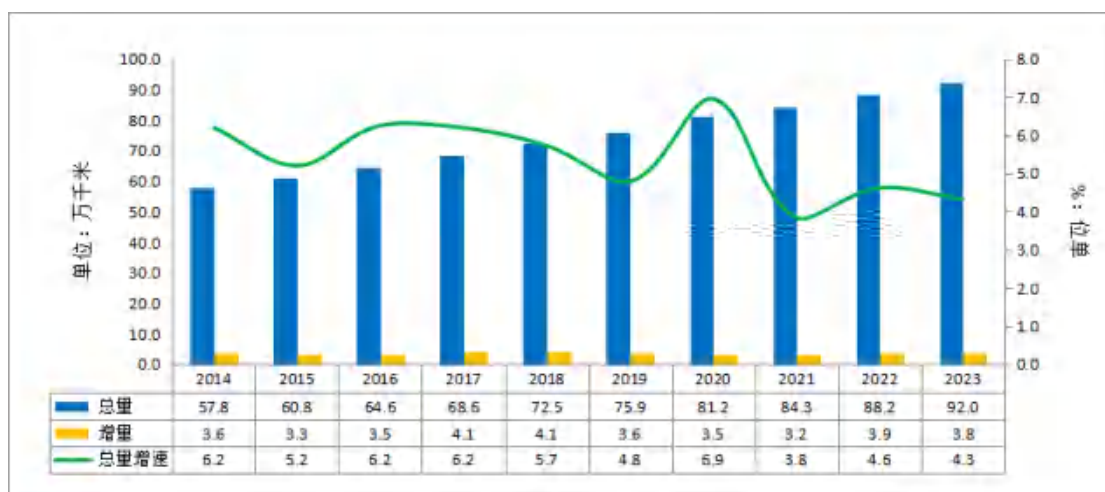


图 5-14 2014~2023 年 220 千伏及以上输电线路回路长度及增速

四、电力体制改革形势与政策

(一) 市场化交易电量比重持续增加

《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》出台以来，工商业用户全面入市，电力交易市场主体数量大幅增长。按交易结算口径统计，2023 年 1—12 月，全国电力市场交易电量 56679.4 亿千瓦时，同比增长 7.9%，占全社会用电量比例 61.4%，比上年提高 0.61 个百分点。其中，新能源市场化交易电量 6845 亿千瓦时，占新能源总发电量的 47.3%。跨省跨区市场化交易电量 11589.4 亿千瓦时，同比增长近 50%。2023 年国家电网经营区域市场交易电量达 44433.6 亿千瓦时，同比增长 6.8%，占该区域全社会用电量的比重为 61.1%；南方电网经营区域市场交易电量 9317.7 亿千瓦时，同比增长 9.2%，占该区域全社会用电量的比重为 59.2%；内蒙古电网经营区域市场交易电量 2928.1 亿千瓦时，同比增长 22.6%。

市场主体大量增长。2023年，在交易机构注册的主体数量达到70.8万家。截至2023年2月14日，国网经营区市场主体注册数量已突破50万家，达到500015家，较2021年底增长36.4%，是2015年底的18.2倍。

（二）电价机制持续完善

全国分时电价的峰谷电价价差持续拉大。全国31个省（区、市）进行了分时电价改革，北京、冀北、山东、江苏、福建、四川、辽宁、蒙东、青海、宁夏、新疆、蒙西、广西、云南、贵州等15个地区在2023年更新了分时电价政策，执行分时电价的用户普遍为大工业用户及一般工商业用户，个别省份用户范围可能有所扩大。浮动比例方面，各地峰谷电价浮动比例大多集中在50%~70%之间，尖峰及深谷电价浮动比例将在峰/谷电价基础上进一步拉大约20%。

国家发展改革委、国家能源局出台了《关于建立煤电容量电价机制的通知》，国家能源局印发了《关于明确煤电容量电价适用范围有关事项的暂行通知》，初步形成了容量电价回收固定成本、电量电价回收变动成本、辅助服务回收调节成本的煤电价格新机制。

（三）中长期交易稳步增长

中长期交易电量占市场化电量比重超90%。2023年1—12月，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为44288.9亿千瓦时，同比增长7%。其中，省内电力直接交易（含绿电、电网代购）电量合计为42995.3亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为1293.6亿千瓦时。国家电网区域中长期电力直接交易电量合计为33777亿千瓦时，同比增长5.6%；南方电网区域中长期电力直接交易电量合计为8149.7亿千瓦时，同比增长10.6%；蒙西电网区域中长期电力直接交易电量合计为2362.2亿千瓦时，同比增长15.5%。

（四）电力现货市场建设进入“快车道”

继2023年9月《电力现货市场基本规则（试行）》出台之后，10月出台的《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》为多地现货市场建设明确了时间表。

省间现货市场建设平稳推进，交易价格机制、交易平台持续完善，为连续开市奠定基础。一是省间现货交易价格发生限价调整。国家电力调度控制中心、北京电力交易中心于2023年7月联合发布《关于落实优化省间电力现货市场交易价格机制的通知》，主要调整申报限价和结算限价，并于7月10日起开始执行。

其中,申报价格上限调整为 3.0 元/千瓦时,比之前的 10.0 元/千瓦时大幅度下降。

二是我国覆盖面最广的省间电力现货交易系统投运。由中国电力科学研究院自主研发的首个基于云架构的省间电力现货市场技术支持系统于 6 月正式投运。系统已覆盖国家电网经营区所有省级电网和蒙西电网,支持 28 家省级电网内的 6000 多家经营主体开展省间电力现货交易,支撑 24 小时不间断开展电力交易。从市场运行来看,南方区域电力现货市场首次实现全区域结算试运行。南方区域电力市场自 2022 年 7 月启动试运行以来,经过多轮测试、优化,从广东省内扩大到广东、广西、云南、贵州、海南五省区。2023 年 10 月 25—29 日开展为期 5 天的调电试运行,10 月 27—28 日 2 天开展覆盖跨省跨区(贵州省网送广东、广东省网送海南、海南省网送广东)、广东、贵州和海南的结算试运行。12 月 15—16 日,南方区域电力现货市场开展全域结算试运行。其间,作为南方区域电力现货市场首批结算试运行省份,贵州电力市场经营主体自主申报率 100%,电力现货各业务环节及五大技术系统运转正常,市场运行平稳有序。南方五省区已基本具备电力现货跨省区交易条件,通过南方区域统一电力交易平台(现货),五省区范围内的电厂和用户不仅能跨省区购电,还能“货比三家”。此外,长三角电力市场建设已于 2024 年 1 月 18 日正式启动。

省内现货方面,山西、广东 2 个试点转入正式运行。第一批电力现货试点 8 个地区中,山西、广东电力现货市场 12 月 22 日、29 日相继转入正式运行,标志着我国电力市场建设取得突破性进展。另外有蒙西、山东、甘肃 3 个试点已进入长周期不间断结算试运行阶段,福建完成首次长周期双边结算试运行。第二批电力现货试点地区中,江苏、安徽、辽宁、河南、湖北已全部启动模拟试运行。此外,江西、河北南网、宁夏、陕西、重庆启动结算试运行,青海、新疆启动调电试运行。

(五) 辅助服务市场潜力持续挖掘

山东在全国率先发布电力爬坡辅助服务市场运行机制,丰富了我国电力辅助服务交易品种。云南、贵州等省份陆续发布有关参与电力辅助服务市场的交易规则。

国家能源局数据显示,截至 2023 年 6 月底,全国发电装机容量约 27.1 亿千瓦,其中参与电力辅助服务的装机约 20 亿千瓦。市场化补偿费用占比 73.4%,固定补偿费用占比 26.6%。从类型上看,调峰补偿 167 亿元,占比 60.0%;调频

补偿 54 亿元，占比 19.4%；备用补偿 45 亿元，占比 16.2%。从主体来看，火电企业获得补偿 254 亿元，占比 91.4%。2023 年上半年，全国电力辅助服务费用共 278 亿元，占上网电费 1.9%。

通过辅助服务市场化机制，2023 年全国挖掘系统调节能力超 1.17 亿千瓦，增加清洁能源消纳 1200 亿千瓦时。华中省间电力调峰及备用辅助服务市场交易量合计达 21.08 亿千瓦时，同比增长 93%，交易规模连续三年翻番。

（六）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》替代已经执行了五年的《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。

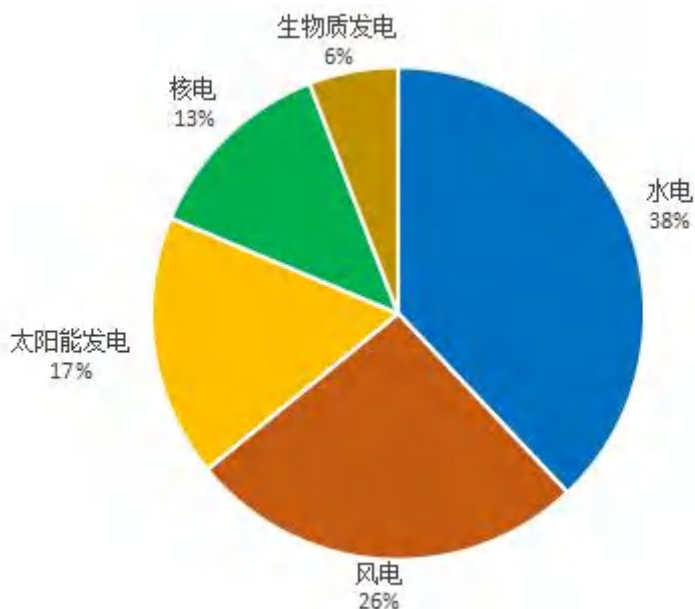
增量配电业务改革方面，《2023 年度增量配电发展研究白皮书》显示，全国 459 个增量配电业务改革试点中，329 个试点完成规划编制，占比超过试点总量的七成。其中，第一批 86 个，第二批 72 个，第三批 79 个，第四批 53 个，第五批 39 个，2023 年新增 1 个。已发布招标公告的共计 246 个，占比超过试点数量的五成，2023 年新增 1 个。359 个试点完成业主优选，约占试点总量的八成。256 个试点确定供电范围，227 个试点取得电力业务许可证（供电类）。

第六章 非化石能源发展

一、总体发展概况

（一）非化石能源发电量突破 3.3 万亿千瓦时

2023 年，我国非化石能源发电量突破 3.3 万亿千瓦时。据国家统计局数据，2023 年，我国水电发电量 12858.5 亿千瓦时，比上年降低 4.9 个百分点；核电发电量 4347.2 亿千瓦时，比上年增长 4.1 个百分点；风电发电量 8858.7 亿千瓦时，比上年增长 16.2 个百分点；太阳能发电量 5841.5 亿千瓦时，比上年增长 36.7 个百分点。另据中国产业发展促进会生物质能产业分会数据，2023 年生物质发电量约 1980 亿千瓦时，较上年增加 156 亿千瓦时。2023 年全国可再生能源年发电量约 3 万亿千瓦时，约占全社会用电量的三分之一。其中风电光伏发电量 1.43 万亿千瓦时，约占全社会用电量的 15.8%，高于 13% 的全球平均水平。



注：占比系计算所得

（数据来源：国家统计局、中国产业发展促进会生物质能产业分会）

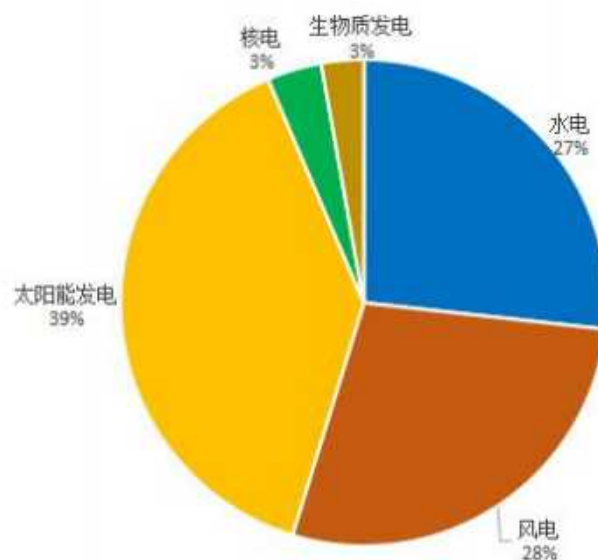
图 6-1 2023 年非化石能源发电量结构

（二）非化石能源发电装机首次超过火电，占比过半

据中电联统计，截至 2023 年底，全国全口径非化石能源发电装机容量 15.7 亿千瓦，占总装机容量比重首次突破 50%，达到 53.9%。电力行业绿色低碳转型趋势持续推进。分类型看，水电 4.2 亿千瓦，其中抽水蓄能 5094 万千瓦；核电 5691 万千瓦；并网风电 4.4 亿千瓦，其中，陆上风电 4.0 亿千瓦、海上风电 3729 万千瓦；并网太阳能发电 6.1 亿千瓦。全国并网风电和太阳能发电合计装机规模

从 2022 年底的 7.6 亿千瓦，连续突破 8 亿千瓦、9 亿千瓦、10 亿千瓦大关，2023 年底达到 10.5 亿千瓦，同比增长 38.6%，占总装机容量比重为 36.0%，同比提高 6.4 个百分点。

据中国产业发展促进会生物质能产业分会数据，截至 2023 年底，我国生物质发电全国并网装机容量约 4414 万千瓦，较上年增加 282 万千瓦。



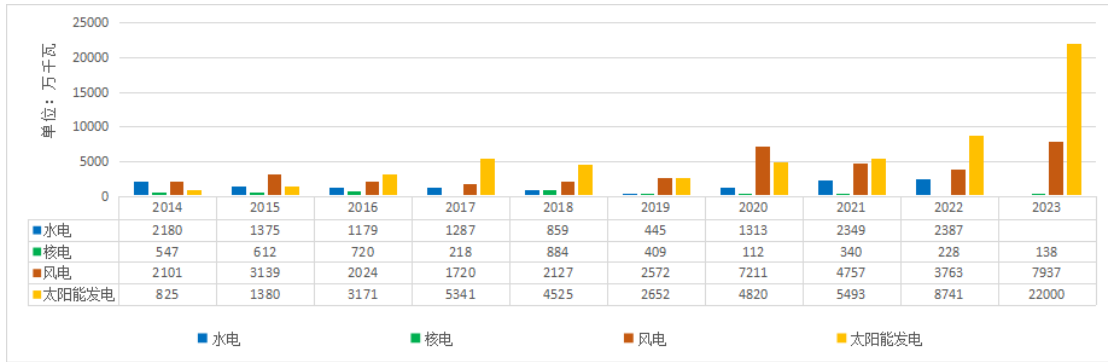
注：占比系计算所得

（数据来源：中电联、中国产业发展促进会生物质能产业分会）

图 6-2 2023 年非化石能源发电装机结构

（三）非化石能源新增装机增长近一倍

2023 年全国可再生能源新增装机 3.05 亿千瓦，占全国新增发电装机的 82.7%。新增并网太阳能发电装机容量 2.2 亿千瓦，同比多投产 1.3 亿千瓦，占新增发电装机总容量的比重达到 58.5%。新增风电装机容量 7937 万千瓦。风光在电力新增装机中的主体地位更加巩固。2023 年新增商运核电机组 2 台，即我国西部地区首台“华龙一号”核电机组——中国广核集团广西防城港核电站 3 号机组、华能山东石岛湾高温气冷堆核电站示范工程。从 2016 年开始，我国新能源和可再生能源新增装机占全国新增电力总装机的比重超过 50%，2023 年达到 85%，成为我国新增电力装机的主体。



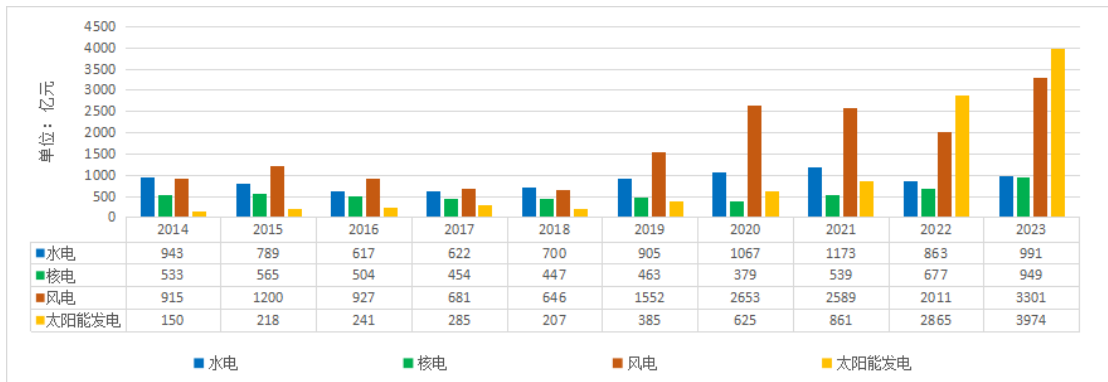
注：2023 年核电新增装机系计算所得

（数据来源：中电联、国家能源局、中国可再生能源学会风能专业委员会）

图 6-3 2014—2023 年不同能源新增装机情况

（四）非化石能源发电投资占电源投资比重近九成

2023 年，我国非化石能源发电投资同比增长 31.5%，占电源投资的比重达到 89.2%。太阳能发电、风电、核电、水电投资同比分别增长 38.7%、27.5%、20.8%、13.7%。近两年来，风光发电投资占比有较大幅度提升，2023 年达电源总投资额的四分之三。



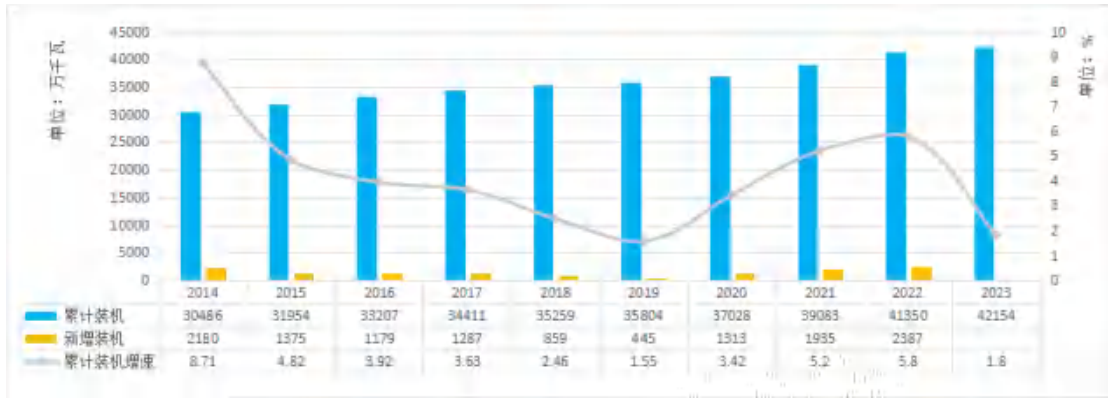
（数据来源：中电联、国家能源局）

图 6-4 2014—2023 年不同能源投资情况

二、水电

（一）水电装机容量 42154 万千瓦，增速放缓

据国家能源局数据，截至 2023 年底，全国水电发电装机容量 42154 万千瓦，同比增长 1.8%，增速放缓。我国水电装机连续 19 年稳居世界第一，约占全球水电装机的 30%。



(数据来源：中电联、国家能源局)

图 6-5 2014~2023 年水电装机及增速

(二) 水电发电量同比下降 4.9%

2023 年，我国水电发电量 12858.5 亿千瓦时，同比下降 4.9%。年初主要水库蓄水不足以及上半年降水持续偏少，导致上半年规模以上电厂水电发电量同比下降 22.9%；下半年降水形势好转以及上年同期基数低，8—12 月水电发电量转为同比正增长。



(数据来源：中电联、国家统计局)

图 6-6 2014~2023 年水电发电量及增速

(三) 水电利用小时数十年来最低

受上半年降水偏少影响，2023 年，6000 千瓦及以上水电设备利用小时数 3133 小时，比上年减少 285 小时，为十年来最低。



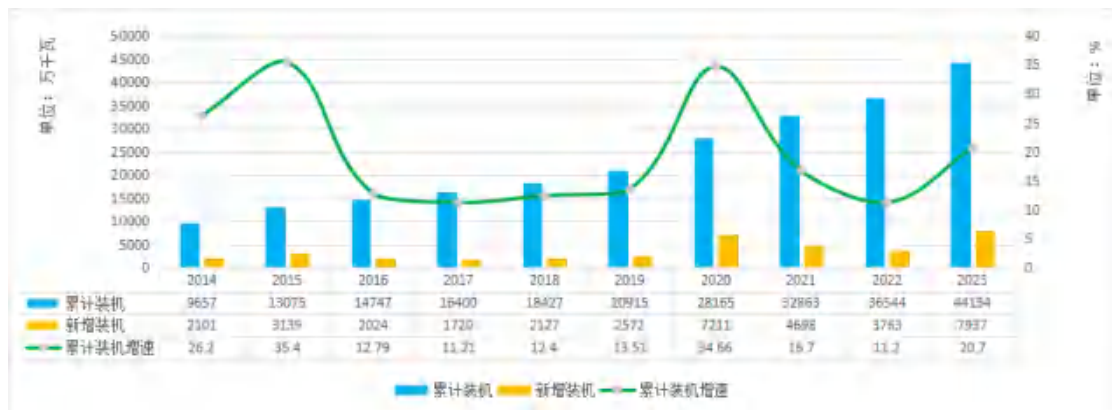
(数据来源: 中电联、国家能源局)

图 6-7 2014—2023 年 6000 千瓦及以上水电设备利用小时数

三、风电

(一) 风电新增装机创历史新高

据国家能源局数据,截至 2023 年底,我国并网风电装机容量 44134 万千瓦,增长 20.7%。连续 14 年稳居世界第一,约占全球风电装机的 43%。据中国可再生能源学会风能专业委员会数据,2023 年,全国(除港、澳、台地区外)新增装机 14187 台,容量 7937 万千瓦,同比增长 59.3%,创历史新高。其中,陆上风电新增装机容量 7219 万千瓦,占全部新增装机容量的 91%,海上风电新增装机容量 718.3 万千瓦,占全部新增装机容量的 9%。2012 年以来,我国风电装机增长了 6 倍,年均增长 20%左右。



(数据来源: 中电联、国家能源局、中国可再生能源学会风能专业委员会)

图 6-8 2014~2023 年风电装机及增速

(二) 风电发电量再创新高

2023 年,全国风电发电量 8858.7 亿千瓦时,比上年增长 16.2%。风电发电量在全社会用电量中占比首次超过 10%。

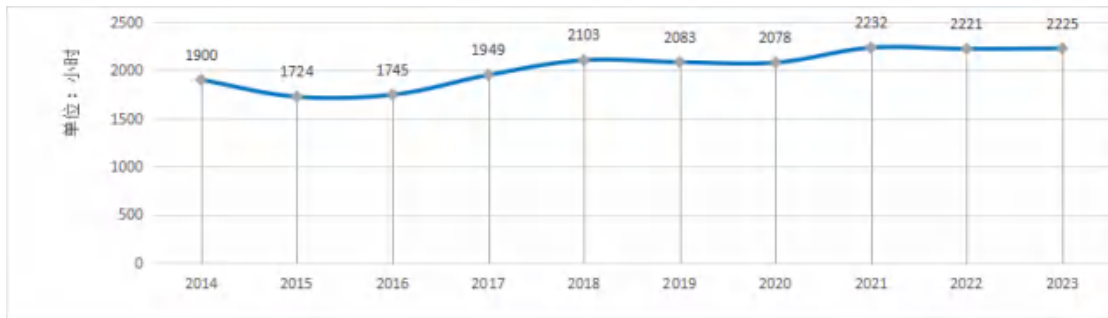


(数据来源: 中电联、国家统计局)

图 6-9 2014~2023 年风电发电量及增速

(三) 风电利用小时数再提高

2023 年, 全国 6000 千瓦及以上并网风电利用小时数 2225 小时, 同比提高 7 小时。



(数据来源: 中电联)

图 6-10 2014~2023 年 6000 千瓦及以上并网风电设备利用小时数

(四) 风电消纳情况稳定

根据全国新能源消纳监测预警中心发布 2023 年全国新能源并网消纳情况。2023 年 1~12 月, 我国风电利用率为 97.3%。天津、上海、江苏、浙江、安徽、福建、江西、重庆、四川、西藏、广西、云南实现风电电量 100% 利用。弃风最严重的地区为蒙西, 1~12 月风电利用率为 93.2%; 其次为青海、河北, 1~12 月风电利用率均低于 95%。

四、太阳能发电

(一) 太阳能新增发电装机破 2 亿千瓦

据国家能源局统计, 截至 2023 年底, 全国太阳能发电装机容量 60949 万千瓦, 同比增长 55.2%。连续 9 年稳居世界第一, 约占全球太阳能发电装机的 42%。

新增并网太阳能发电装机规模超过 2 亿千瓦，成为非化石能源新增装机的绝对主力。2012 年以来，我国光伏装机增长了 184 倍，年均增长 60% 左右。

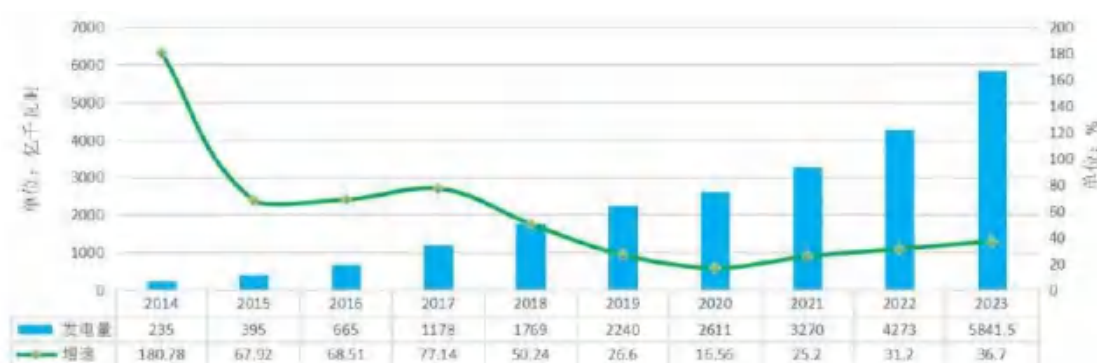


(数据来源：中电联、国家能源局)

图 6-11 2014~2023 年太阳能发电装机及增速

(二) 太阳能发电量持续增长

伴随着太阳能发电装机的大幅增长，太阳能发电量保持快速增长。据国家统计局数据，2023 年，太阳能发电量 5841.5 亿千瓦，比上年增长 36.7%。

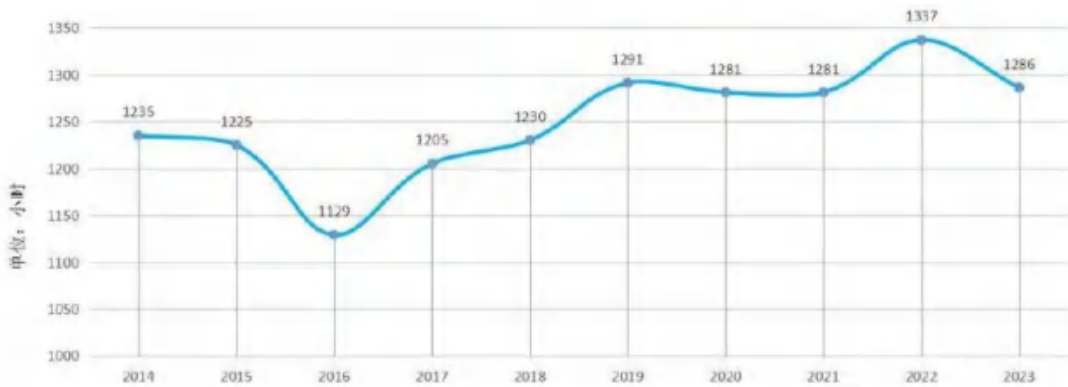


(数据来源：中电联、国家统计局)

图 6-12 2014~2023 年太阳能发电量及增速

(三) 太阳能发电利用小时数有所下降

据中电联统计，2023 年，全国 6000 千瓦及以上并网太阳能发电设备利用小时数为 1286 小时，同比降低 54 小时。



(数据来源: 中电联)

图 6-13 2014~2023 年 6000 千瓦及以上并网太阳能发电设备利用小时数

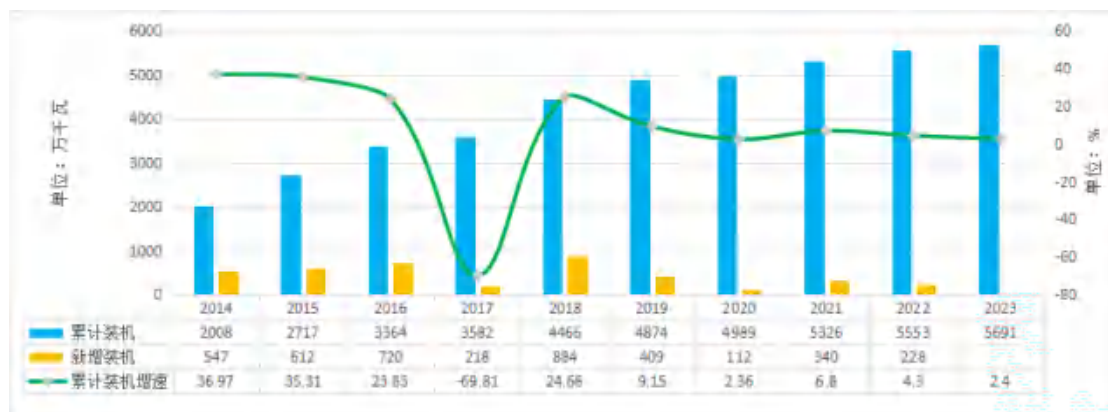
(四) 太阳能发电消纳平稳

根据全国新能源消纳监测预警中心发布 2023 年全国新能源并网消纳情况, 2023 年 1~12 月, 全国光伏发电利用率为 98.0%。其中, 北京、天津、上海、江苏、浙江、安徽、福建、湖南、重庆、四川、广西光伏发电利用率达到 100%; 西藏和青海利用率较低, 西藏利用率最低, 为 78%, 青海利用率为 91.4%。

五、核电

(一) 核电装机稳步发展

据国家能源局数据, 截至 2023 年底, 全国核电装机容量为 5691 万千瓦, 同比增长 2.4%。全年新增商运核电机组 2 台, 新开工核电机组 5 台。截至 2023 年底, 中国大陆在运核电机组 55 台, 总装机容量为 57 吉瓦, 核准及在建核电机组 36 台, 总装机容量为 44 吉瓦。



(数据来源: 中电联、国家能源局)

图 6-14 2014~2023 年核电装机及增速

(二) 核电发电量持续增长

据国家统计局数据,2023年我国核电发电量4347.2亿千瓦时,比上年增长4.1%。我国核电发电量占全国累计发电量的近5%,其中福建、辽宁、海南省核电发电量占比超过20%。

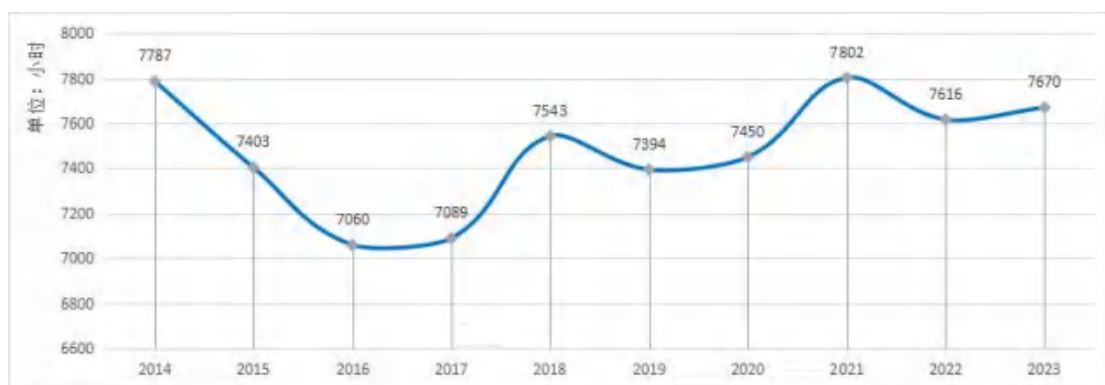


(数据来源:中电联、国家统计局)

图 6-15 2014~2023 年核电发电量及增速

(三) 核电利用小时数有所提高

据中电联数据,2023年,我国6000千瓦及以上核电设备利用小时数为7670小时,同比提高54小时。



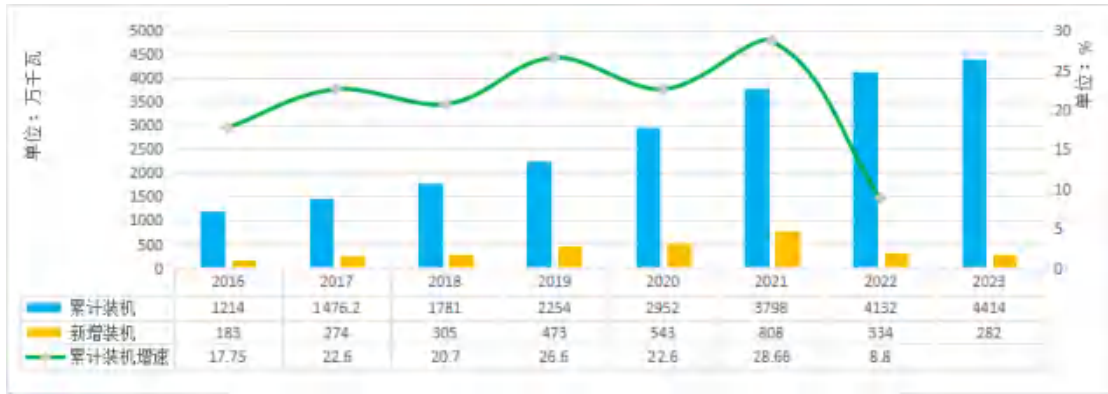
(数据来源:中电联)

图 6-16 2014~2023 年 6000 千瓦及以上核电设备利用小时数

六、生物质发电

(一) 生物质发电装机保持增长

据中国产业发展促进会生物质能产业分会数据,截至2023年底,生物质发电全国并网装机容量约4414万千瓦,较上年增加282万千瓦。从装机容量结构来看,垃圾焚烧发电装机容量最大,2023年我国生活垃圾焚烧发电装机容量占到生物质发电总装机容量的58%,农林生物质发电装机容量占到总装机容量的38%,沼气发电仅占4%。

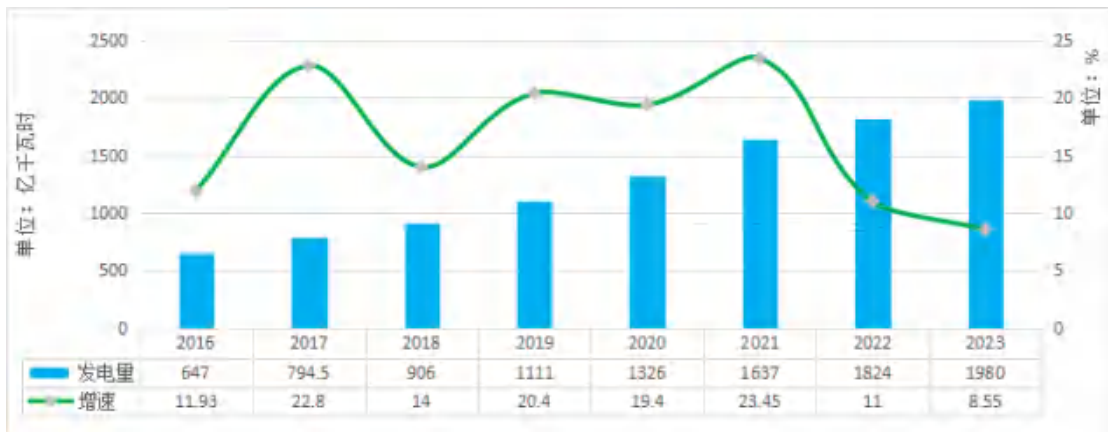


(数据来源: 国家能源局、中国产业发展促进会生物质能产业分会)

图 6-17 2016~2023 年生物质发电装机及增速

(二) 生物质发电量近 2000 亿千瓦时

据中国产业发展促进会生物质能产业分会数据, 2023 年, 生物质发电量约 1980 亿千瓦时, 较上年增加 156 亿千瓦时; 年上网电量约 1667 亿千瓦时, 较上年增加 136 亿千瓦时。



(数据来源: 根据公开资料整理)

图 6-18 2016~2023 年生物质发电量及增速

七、非化石能源政策

(一) 促进绿电交易、绿证核发全覆盖, 体现可再生能源绿色低碳环境价值

2023 年 2 月 15 日, 国家能源局、财政部、国家发展改革委印发《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》, 就进一步完善绿电交易机制和政策, 稳妥推进享受国家可再生能源补贴的绿电项目参与绿电交易, 更好实现绿色电力环境价值给出有关要求。根据文件: 包括风电、光伏、生物质等可再生能源项目 (含有补贴项目、平价上网项目) 将全部参与绿色电力市场化交易。扫清了补贴项目参与绿电交易的障碍, 发电企业可以在绿电溢价收益和补贴

之间二选一。这一政策增加了绿电供应量，亦有利于解决国家可再生能源补贴资金缺口问题，绿电市场迎来新的发展机遇。

2023年7月25日，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合印发《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》，进一步健全完善可再生能源绿色电力证书（绿证）制度，明确绿证适用范围，规范绿证核发，健全绿证交易，扩大绿电消费，完善绿证应用，实现绿证对可再生能源电力的全覆盖。进一步发挥绿证在构建可再生能源电力绿色低碳环境价值体系、促进可再生能源开发利用、引导全社会绿色消费等方面的作用。

（二）加强风电、光伏电站退役管理，促进循环利用

2023年6月5日，国家能源局印发《风电场改造升级和退役管理办法》，鼓励并网运行超过15年或单台机组容量小于1.5兆瓦的风电场开展改造升级。发电企业应依法依规负责风电场改造升级和退役的废弃物循环利用和处置。鼓励发电企业、设备制造企业、科研机构等有关单位开展风电场废旧物资循环利用研究，建立健全风电循环利用产业链体系，培育壮大风电产业循环利用新业态。

2023年7月21日，国家发展改革委等6部门印发《关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见》，其中提到完善设备回收体系。支持光伏设备制造企业通过自主回收、联合回收或委托回收等模式，建立分布式光伏回收体系。鼓励风电、光伏设备制造企业主动提供回收服务。支持第三方专业回收企业开展退役风电、光伏设备回收业务。支持发展退役新能源设备拆除、运输、回收、拆解、利用“一站式”服务模式。鼓励生产制造企业、发电企业、运营企业、回收企业、利用企业建立长效合作机制，畅通回收利用渠道，加强上下游产业衔接协同。引导风电机组拆除后进行就地、就近、集中拆解。引导再生资源回收企业规范有序回收废钢铁、废有色金属等再生资源。

（三）组织开展可再生能源发展利用试点示范

2023年9月27日，国家能源局印发《关于组织开展可再生能源发展试点示范的通知》提出，通过组织开展可再生能源试点示范，支持培育可再生能源新技术、新模式、新业态，拓展可再生能源应用场景，着力推动可再生能源技术进步、成本下降、效率提升、机制完善，为促进可再生能源高质量跃升发展、加快规划建设新型能源体系、如期实现碳达峰碳中和目标任务提供有力支撑。示范工程内容包括技术创新、开发建设、高比例应用三大类。

2023年11月13日，国家能源局印发《关于组织开展生物柴油推广应用试点示范的通知》提出，通过组织开展生物柴油推广应用试点示范，拓展国内生物柴油的应用场景，探索建立可复制可推广的政策体系、发展路径，逐步形成示范效应和规模效应。

（四）推动光热发电规模化发展

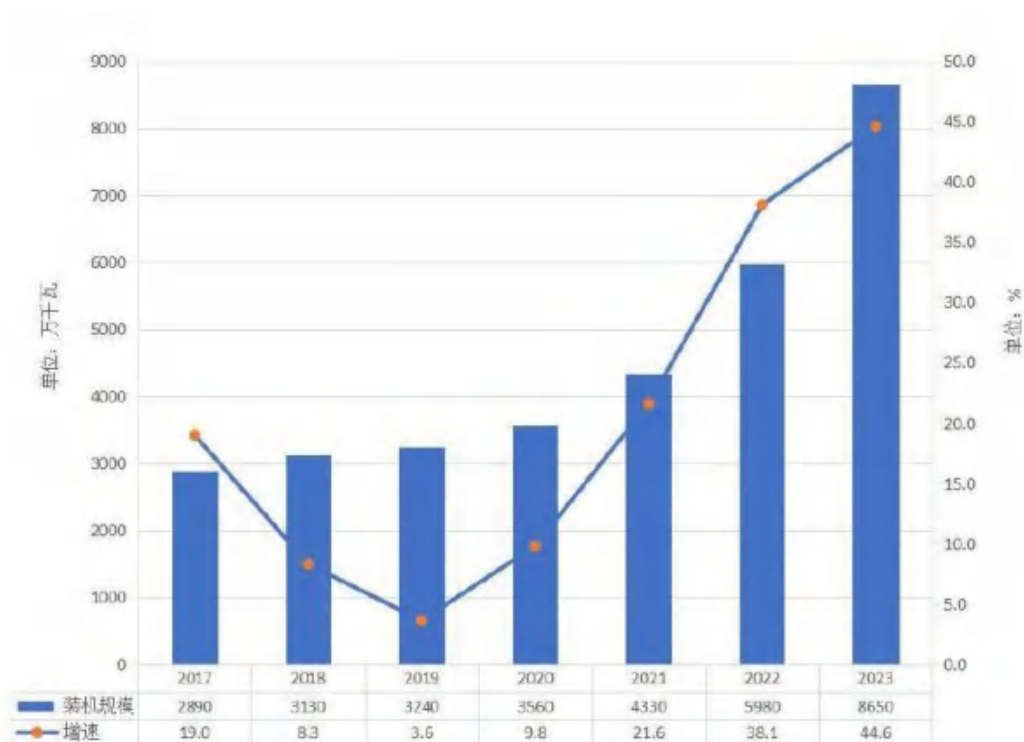
2023年3月20日，国家能源局印发的《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》指出，光热发电兼具调峰电源和储能的双重功能，可以实现用新能源调节、支撑新能源，可以为电力系统提供更好的长周期调峰能力和转动惯量，具备在部分区域作为调峰和基础性电源的潜力，是新能源安全可靠替代传统能源的有效手段，是加快规划建设新型能源体系的有效支撑，同时，光热发电产业链长，可消化提升特种玻璃、钢铁、水泥、熔融盐等传统产业，还可带动新材料、精密设备、智能控制等新兴产业发展，光热发电规模化开发利用将成为我国新能源产业新的增长点。《通知》提出，内蒙古、甘肃、青海、新疆等光热发电重点省份能源主管部门要积极推进光热发电项目规划建设，根据研究成果及时调整相关规划或相关基地实施方案，统筹协调光伏、光热规划布局，合理布局或预留光热场址，在本省新能源基地建设中同步推动光热发电项目规模化、产业化发展，力争“十四五”期间，全国光热发电每年新增开工规模达到300万千瓦左右。

第七章 储能氢能发展

一、储能

（一）储能累计装机 8650 万千瓦，新增规模持续引领全球市场

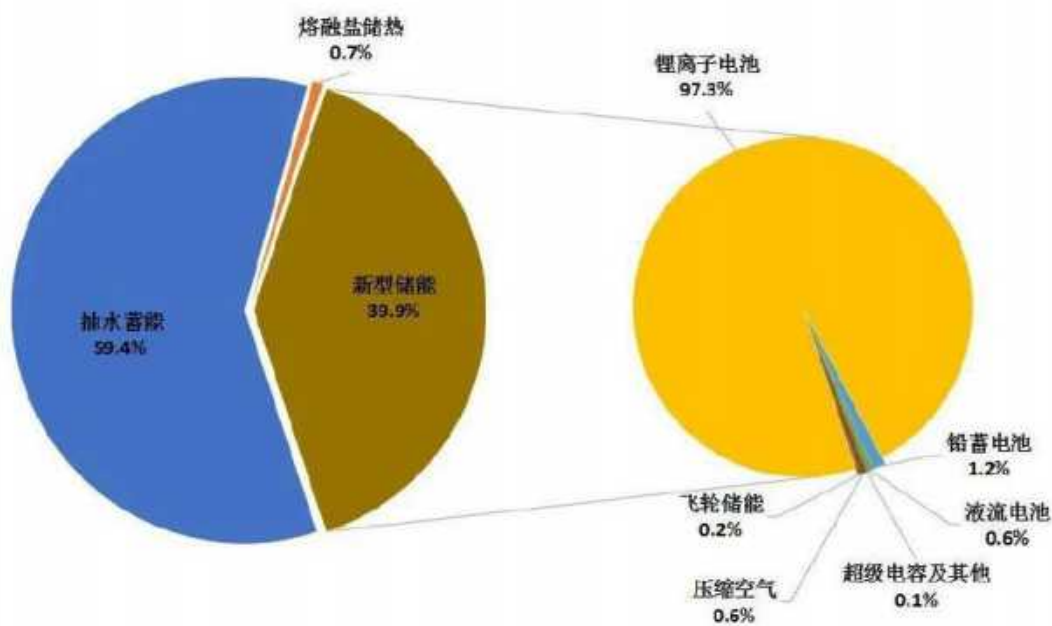
2023 年，在全球经济下行、诸多行业前景不明的大背景下，我国储能行业继续高歌猛进，展现出强劲的发展势头。同时，数万家企业入局加速了储能产业洗牌，行业内卷愈发严重。根据中国能源研究会储能专委会/中关村储能产业技术联盟（CNESA）全球储能项目库不完全统计，2023 年，我国已投运电力储能项目累计装机 8650 万千瓦，占全球市场总规模的 30%，继续领先全球，同比增长 45%。其中，抽水蓄能累计装机 5138.1 万千瓦，在全类型储能中占比首次低于 60%，与 2022 年同期相比下降了 17.7 个百分点；新型储能累计装机 3450 万千瓦，同比增长超过 150%。



（数据来源：CNESA 全球储能项目库）

图 7-1 截至 2023 年底我国已投运电力储能项目累计装机规模

新增投运新型储能项目装机规模首次突破 2000 万千瓦，达到 2150 万千瓦，3 倍于 2022 年新增投运规模水平。新型储能中，锂离子电池比重上升至 97%，压缩空气储能、钠离子电池、液流电池、飞轮、超级电容等其他技术路线规模均有突破。



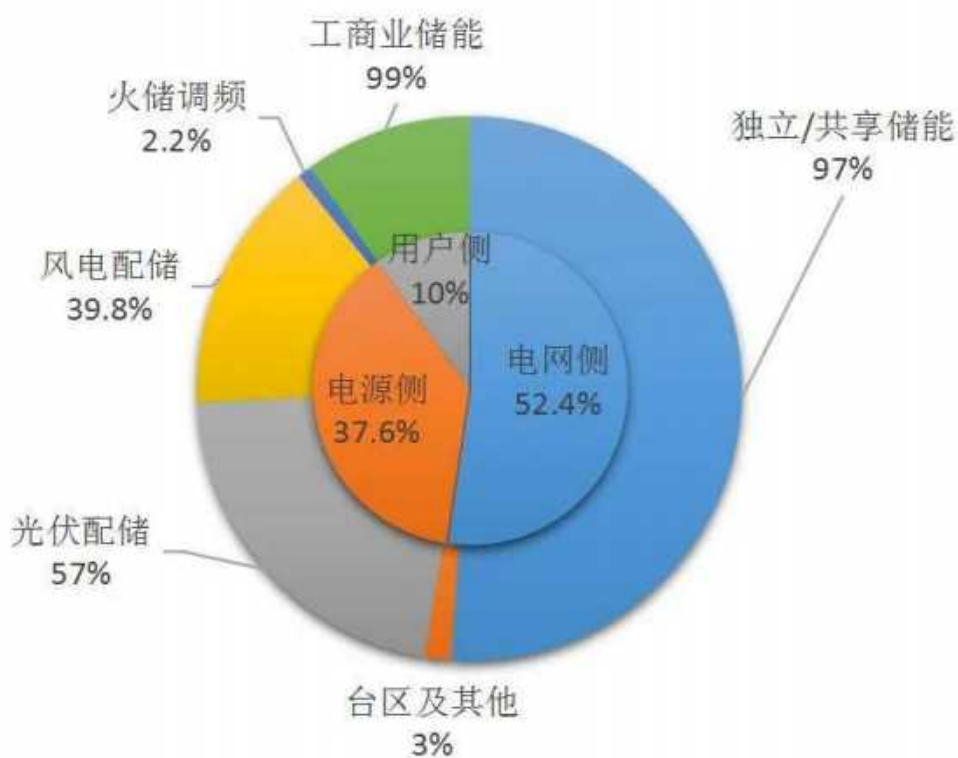
（数据来源：CNESA 全球储能项目库）

图 7-2 截至 2023 年底电力储能市场装机结构

（二）百兆瓦级储能项目火热，源网侧占据市场主要地位

根据 CNESA 全球储能项目库不完全统计，2023 年我国新增新型储能项目（含规划、在建和运行）数量为 2569 个，同比增长 46%。其中，新增投运项目数量为 561 个，超过 100 个百兆瓦级项目实现并网运行，该规模量级项目数量同比增长 370%，大储项目已成为国内新型储能市场的主力军。

2023 年，我国新能源市场规模持续提升，光伏发电、风电的大规模并网拉动源网侧储能配置需求同步上涨。根据储能领跑者联盟统计的装机功率数据，2023 年全国电源侧新型储能新增装机占比 37.6%，电网侧新增装机占比 52.4%，用户侧新增装机仅占 10%。而工商业储能新增装机占了用户侧新增装机的 99%。

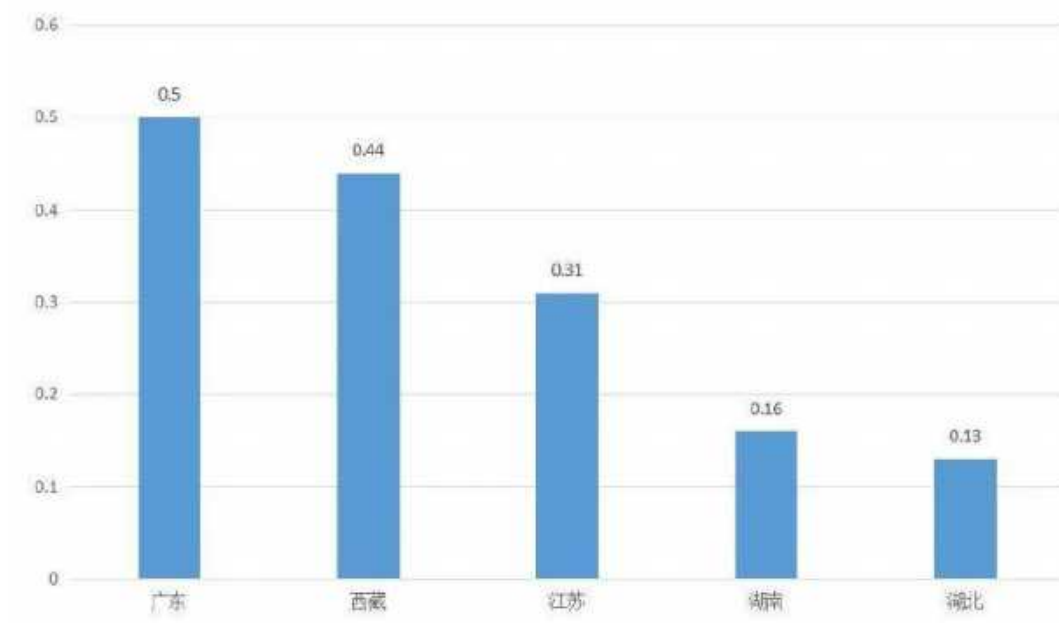


(数据来源: 储能领跑者联盟数据库)

图 7-3 2023 年我国新型储能市场新增装机应用场景占比

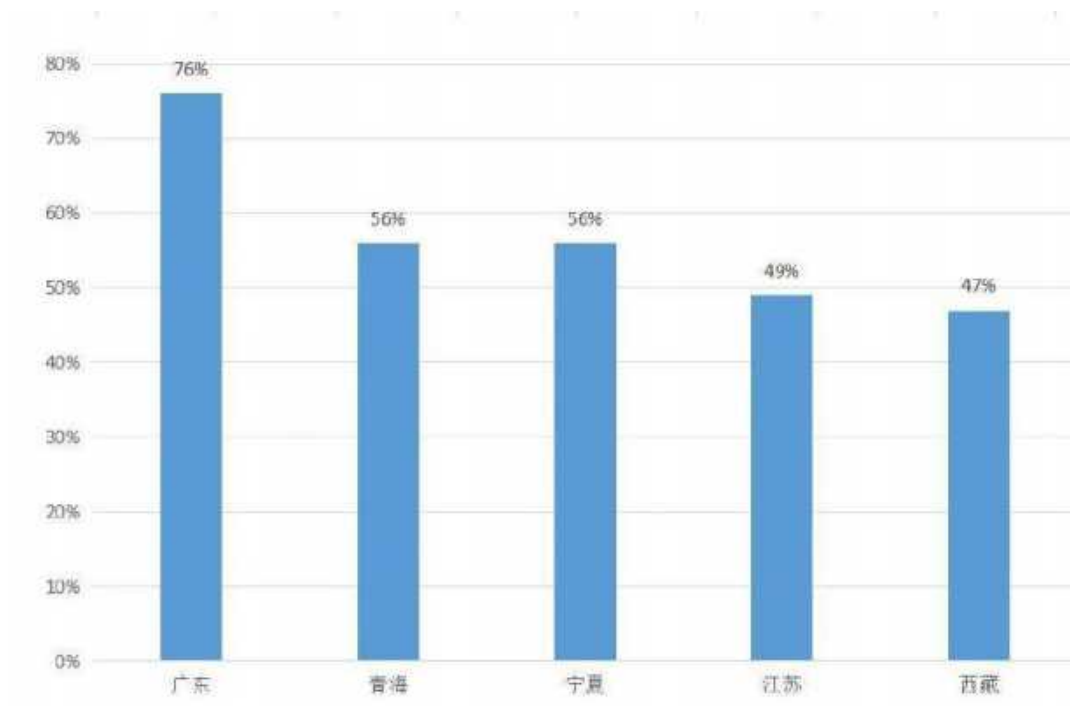
(三) 电化学储能整体运行平稳, 新投运电站能效水平较好

2023 年, 电化学储能电站整体运行基本平稳。根据中国电力企业联合会国家电化学储能电站安全监测信息平台不完全统计, 我国电化学储能电站 2023 年平均运行系数 0.13 (日均运行 3.12 小时、年均运行 1139 小时), 平均利用率指数 27%, 平均等效充放电次数 162 次, 平均出力系数 0.54, 平均备用系数 0.84。



（数据来源：中国电力企业联合会）

图 7-4 2023 年电化学储能累计投运功率 500 兆瓦以上平均运行系数排名前五省（区、市）



（数据来源：中国电力企业联合会）

图 7-5 2023 年电化学储能累计投运功率 500 兆瓦以上平均利用率指数排名前五省（区、市）

2023 年，电化学储能充电电量 3680.03 吉瓦时、放电电量 3195.25 吉瓦时、平均转换效率 86.82%，电网侧下网电量 1868.76 吉瓦时、上网电量 1475.87

吉瓦时、平均综合效率 78.98%。随着近年来储能技术的迭代升级，以及投运年限对电站能效的整体影响，新投运电化学储能电站的能效水平相对较好。

表 7-1 不同投运年限下电化学储能电站能效情况

投运年限	总计	1年以内	1-3年	3-5年	5年以上
总功率(兆瓦)	25005	14246	9210	1203	346
充电电量(吉瓦时)	3680.03	1384.95	2030.65	229.10	35.32
放电电量(吉瓦时)	3195.25	1208.25	1771.33	185.90	29.78
平均转换效率	86.82%	87.23%	87.23%	81.14%	83.64%
电网侧总功率(兆瓦)	12025	6772	4953	233	67
下网电量(吉瓦时)	1868.76	734.77	1116.60	4.12	13.27
上网电量(吉瓦时)	1475.87	582.65	880.40	3.11	9.71
平均综合效率	78.98%	79.30%	78.85%	75.40%	73.17%

(数据来源:中国电力企业联合会)

(四) 政策引导储能有序发展,盈利渠道更趋通畅

随着新型电力系统建设进入新的阶段,系统安全稳定高效运行对储能资源的配置与利用提出更高要求,“为用而储”成为储能发展的根本指导原则。2023年4月,国家能源局综合司印发《关于进一步做好抽水蓄能规划建设有关工作的通知》,针对目前部分地区抽水蓄能规划建设前期论证不够、工作不深、需求不清、项目申报过热等情况,提出抓紧开展抽水蓄能发展需求论证,并根据需求论证情况和实际需要,及时对全国或部分区域的中长期规划进行滚动调整,保持适度超前,支撑发展。10月,国家发展改革委、国家能源局印发《关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见》,提出科学安排储能建设。一是按需科学规划与配置储能,根据电力系统需求,统筹各类调节资源建设,因地制宜推动各类储能科学配置,形成多时间尺度、多应用场景的电力调节与稳定控制能力,改善新能源出力特性、优化负荷曲线,支撑高比例新能源

外送；二是有序建设抽水蓄能，有序推进具备条件的抽水蓄能电站建设，探索常规水电改抽水蓄能和混合式抽水蓄能电站技术应用，新建抽水蓄能机组应具备调相功能；三是积极推进新型储能建设，充分发挥电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能、氢储能、热（冷）储能等各类新型储能的优势，结合应用场景构建储能多元融合发展模式，提升安全保障水平和综合效率。与此同时，储能标准体系日臻完善，推动储能行业步入规范发展轨道。2023年2月，国家标准化管理委员会、国家能源局联合印发《新型储能标准体系建设指南》，共涉及205项新型储能标准，要求逐步建立适应我国国情并与国际接轨的新型储能标准体系。《指南》提出，2023年制修订100项以上新型储能重点标准，加快制修订设计规范、安全规程、施工及验收等储能电站标准，开展储能电站安全标准、应急管理、消防等标准预研，尽快建立完善安全标准体系；结合新型电力系统建设需求，初步形成新型储能标准体系，基本能够支撑新型储能行业商业化发展。到2025年，在电化学储能、压缩空气储能、可逆燃料电池储能、超级电容储能、飞轮储能、超导储能等领域形成较为完善的系列标准。

储能盈利渠道日渐明晰。2023年5月，国家发展改革委印发《关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》。《通知》的出台释放了清晰的电价信号，有利于形成稳定的行业预期，充分调动各方面积极性，推动抽水蓄能电站建设，发挥电站综合运行效益，更好促进新能源发展，更好保障电力系统安全稳定运行。9月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《电力现货市场基本规则（试行）》，提出了电力现货市场中远期建设主要任务，其中包括不断推动包括储能在内的各类经营主体平等参与市场，扩大新型经营主体参与交易范围，形成平等竞争、自主选择的市场环境。10月，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，提出鼓励新型主体参与电力市场，通过市场化方式形成分时价格信号，推动储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型主体在削峰填谷、优化电能质量等方面发挥积极作用，探索“新能源+储能”等新方式。11月，国家能源局综合司发布《关于促进新型储能并网和调度运用的通知（征求意见稿）》，提出以市场化方式促进新型储能调用，通过合理扩大现货市场限价区间、建立容量补偿机制等市场化手段，促进新型储能电站“一体多用、分时复用”，进一步丰富新型储能电站的市场化商业模式。

二、氢能

（一）氢气产量占全球三分之一，化石能源制氢仍为主流

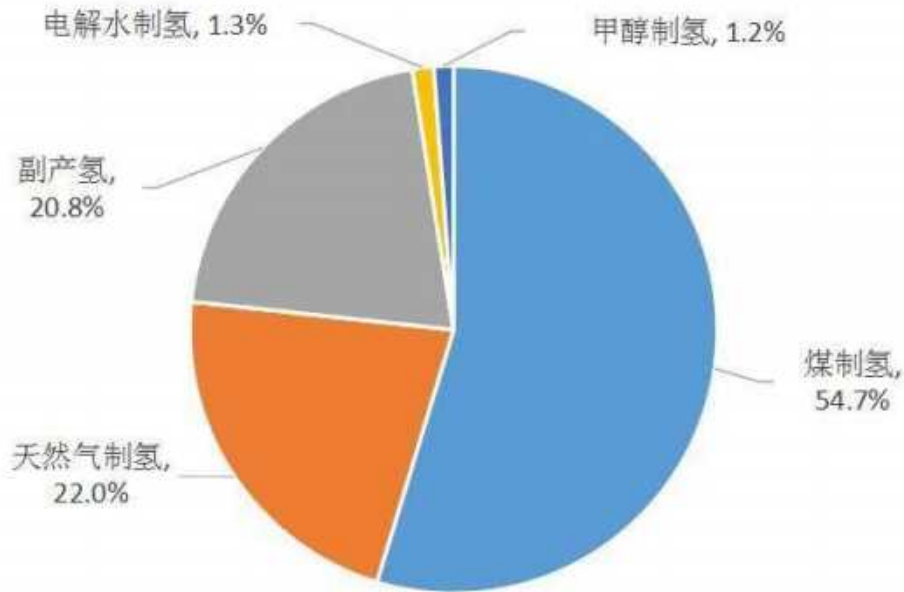
我国已经初步掌握了氢能制备、储运、加氢、燃料电池和系统集成等主要技术和生产工艺，基本构建了较为完整的制氢、储运、加注和应用的氢能产业链。在制氢环节，目前我国已成为世界上最大的制氢国，氢气年产能约 4952 万吨，2023 年全国氢气产量超过 3570 万吨，约占全球三分之一。氢气产能主要分布在西北、华东和华北地区，三个地区氢气产能分别为 1654 万吨、1364 万吨、683 万吨，合计占比 74.8%。



（数据来源：中国煤炭工业协会、中国氢能联盟）

图 7-6 2014~2023 年我国氢气产量及增速

化石能源制氢（包含煤制氢、天然气制氢和甲醇制氢）仍是我国主流的制氢方式，占我国氢气总产能的 78%。煤制氢产能为 2709 万吨，占比 54.7%，其次为天然气制氢和工业副产氢，分别约 1090 万吨和 1030 万吨，电解水制氢产能占比约 1.3%。



(数据来源: 中国氢能联盟)

图 7-7 截至 2023 年底我国氢气产能结构

(二) 输氢管道建设加码推进, 液氢储运取得多项突破

目前, 我国已建成及处于论证阶段的输氢管线总里程已超过 2000 公里。其中, 有 10 条纯氢管道、7 条掺氢管道, 另外还有 2 个纯氢与掺氢管线并行项目。20 兆帕高压气态长管拖车仍是我国当前主流的氢气储运方式, 目前已完成 30 兆帕技术储备, 具备推广应用条件。从整体看, 2023 年我国液氢储运取得多项关键突破, 车载液氢储氢系统、液氢罐车等相关装备制造能力整体升级, 氢液化规模已实现从 1.5 吨/天到 10 吨/天的进步, 并且逐步向 15 吨、30 吨/天突破, 液氢的大规模应用前景可期。

表 7-2 我国输氢管道一览表

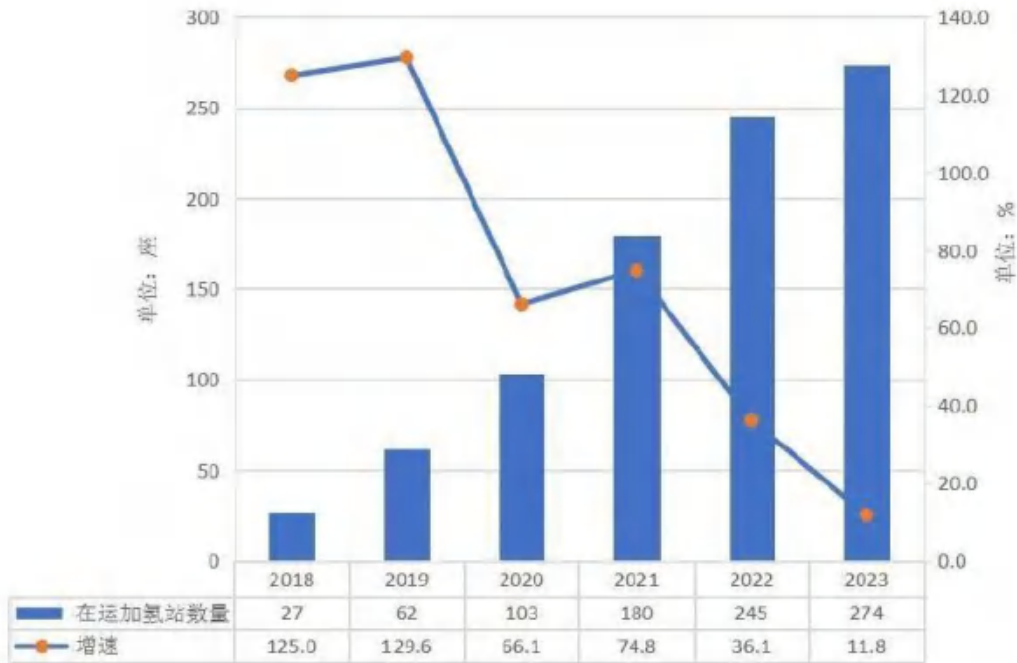
序号	类别	项目	时间及状态	长度（公里）	年输氢量
1	纯氢管线	济源-洛阳输氢管道	2015年8月建成	25	10.04万吨
2		定州-高碑店氢气管道工程	2021年6月启动，处于审批阶段	164.7	10万吨
3		巴陵-长岭输氢管道	2014年建成	42	4.42万吨
4		金陵-扬子氢气管道	2008年建成	32	4万吨
5		宁夏宁东输氢管线	2022年3月开建	1.2	200万立方米
6		玉门油田水电厂氢气输送管道	2022年8月建成	5.5	7000吨
7		宝钢无取向硅钢产品结构优化标段三项目输氢管道	2022年11月贯通	3.97	5040吨
8		乌兰察布陆上风电制氢一体化工程和输氢管道	2022年12月披露消息	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月披露消息	500	——
10		山东100公里纯氢管网示范	2023年1月披露消息	100	——

11		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	2023年3月建成	—	440万立方米
13		内蒙古西部天然气包头-临河输气管道工程	2023年3月开工	258	—
14	掺氢管线	宁夏银川宁东天然气掺氢管道示范平台	2023年4月披露消息	397	—
15		广东海底掺氢管道	正在推进	55	40亿立方米
16		陕宁一线掺氢示范项目	2021年完工	97	15.9吨
17		扎鲁特旗-乌兰浩特氢混天然气长输管线	正在推进	230	—
18	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月开建	4.7	—
19		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)

(三) 加氢站数量保持全球第一, 加注能力持续提升

我国加氢站基础设施布局持续完善, 截至 2023 年底, 我国已累计建成加氢站 428 座, 加氢站数量位居全球第一, 其中, 在运加氢站 274 座, 在运加氢站加氢能力平均 20.8 万千克/天。从建站类型看, 2023 年新建加氢站以合建站为主, 占比 72%, 以“油”养氢模式获得市场青睐。



(数据来源: 中国氢能联盟)

图 7-8 2018~2023 年我国在运加氢站增长情况

从氢气加注能力来看, 2023 年新建成加氢站中, 氢气加注能力在 500 千克/天~1000 千克/天区间的加氢站占比约 38%, 加注能力在 1000 千克/天及以上的超过 50%, 占主要地位。加注能力在 2000 千克/天及以上的代表性加氢站有重庆石油长寿经开区综合能源母站(含加氢功能)、华久新能源综合能源站、汇能正和加氢加气(LNG)一体站、金马氢能固定式加氢站等, 氢气日加注能力分别为 6400 千克/天、2000 千克/天、3000 千克/天、2000 千克/天。大型加氢站可满足多车型、大规模氢气加注需求, 同时可提升加氢站整体盈利水平。

(四) 标准体系持续完善, 氢能产业进入鼓励类指导目录

2023 年, 国家各部门发布涉氢政策超 43 项。在专项政策方面, 8 月国家标准委与国家发展改革委、工业和信息化部、生态环境部、应急管理部、国家能源局六部门联合印发《氢能产业标准体系建设指南(2023 版)》, 这是国家层面首个氢能全产业链标准体系建设指南, 涵盖基础与安全、氢制备、氢储存和输运、氢加注、氢能应用五个子体系, 旨在系统构建氢能制、储、输、用全产业链标准体系; 明确了近 3 年国内国际氢能标准化重点工作任务, 部署了核心标准研制行动和国际标准化提升行动等“两大行动”, 提出了组织实施的有关措施。在涉氢政策方面, 氢能相继被纳入《新型电力系统发展蓝皮书》《绿色产业指导目录(2023

年版)》《2023年能源工作指导意见》《产业结构调整指导目录(2024年本)》等多个文件。其中,2023年12月国家发展改革委印发的《产业结构调整指导目录(2024年本)》明确氢储能、氢能技术与应用、氢能、风电与光伏发电互补系统技术开发与应用、电解水制氢和二氧化碳催化合成绿色甲醇、可再生能源制氢、副产氢替代煤制氢等清洁利用技术等氢能产业相关内容均为鼓励类产业。

每日免费获取报告

- ☑ 每日微信群内分享7+最新重磅报告；
- ☑ 每周分享当周**华为街日报**、**经济学人**；
- ☑ 行业报告均为公开版，权利归原作者所有，**参一江湖**仅分发做内部学习。

| 行业报告 | 行业社群 | 参一江湖 聚焦行业前沿



关注公众号
领取粉丝福利