

市场竞争趋势及投资战略分析报告



电力行业 (2021-2022 年度)

版权与免责声明

本报告版权属于北京国研网信息股份有限公司。任何购买、收存和保管本报告各种版本的单位和个人，未经北京国研网信息股份有限公司允许，不得将本报告转借他人，亦不得随意复制、抄录、拍照或以其他方式传播。违反上述声明者，北京国研网信息股份有限公司将追究其相关法律责任。

欢迎读者对本报告提出任何问题或建议。同时，由于任何研究都会具有一定程度的不足或局限性，因此，本报告仅供读者参考。北京国研网信息股份有限公司不承担读者由于阅读或使用此报告引起的投资、决策等行为风险。

北京国研网信息股份有限公司

2022年3月

要点提示

- ★ **行业迎来新一轮发展建设，技术水平不断提升。**电力行业作为基础能源产业，在国民经济中占有极其重要的地位。近年来，随着我国经济进入高质量发展阶段，电力行业正处于从高速增长到平稳发展的调整转变时期，高效、清洁、安全、经济的高质量现代电力体系正在加速构建。2021 年，面对百年变局和世纪疫情，电力生产供应能力企稳向好，无论是新能源发电还是传统火电在证券市场的表现均跑赢主流宽基指数，尤以风电与光伏最为强势，电力行业迎来新一轮发展建设。与此同时，我国电力行业技术水平不断提升，以重大项目工程应用为依托，以拥有自主知识产权的大型发电成套装备、特高压输变电装备、智能电网用成套装备等为代表的多项电力装备技术，达到国际领先水平。
- ★ **行业发展环境整体较好，关联行业运行平稳。**2021 年，全球经济在波动中不均衡复苏，受疫情反复影响，全年经济增速呈“W 型”走势。面对复杂严峻的国际环境和国内疫情散发等多重考验，我国经济持续稳定恢复，经济发展和疫情防控保持全球领先地位，主要指标实现预期目标，实现“十四五”良好开局。另外，煤炭行业投资增速回升至双位数，市场供需形势由相对紧张转变为供需两旺，煤炭价格逐步回归合理区间，产量创历史新高；高耗能行业仍以供给侧结构性改革为主线，化解过剩产能成果进一步巩固，继续向高质量发展方向迈进。
- ★ **行业政策环境持续向好，产业发展更加规范有序。**2021 年，新出台的电力行业政策主要涉及电力体制改革、行业监管、可再生能源发电及新型电力系统建设四大方向。具体来看，一是电力体制改革持续深化。通过价格机制的调节，对资源进行有效配置，持续深化电价市场化改革，完善电价形成机制，建立电网企业代理购电机制。二是电力行业监管工作有序推进。全面提升“获得电力”服务水平，持续优化用电营商环境，电力业务许可管理全过程监管制度体系形成，电网公平开放监管工作进一步加强，电力安全监管工作力度继续加大。三是可再生能源发电再获政策加码。可再生能源发电金融支持力度将加大，组织开展清洁能源消纳情况综合监管，全面部署 2021 年风电、光伏发电开发建设，对我国新能源发电发展逻辑、发展理念和发展思路进行了相应调整，发展环境继续优化，可再生能源发电项目开发建设进一步推动。四是多措并举构建新型电力系统。电力源网荷储一体化和多能互补发展将加快推进，数字化赋能新型电力系统建设，加快推动新型储能发展的指导意见出台，煤电机组能耗进一步降低，电力系统调节性资源潜力进一步释放。
- ★ **行业运行总体平稳，电力市场供需平衡偏紧。**2021 年，电力行业主要指标呈现以下运行特点：一是电力工程建设投资同比增长，再次超过 1 万亿元；其中，电源投资增速明显放缓，电网投资增速企稳向好，实现回正。二是全国发电设备装机容量保持平稳增长，风电、太阳能发电装机容量均延续高增长态势，并网海上风电新增装机创新高；全社会

发电量增速稳中有升，全年呈现“前高后低”的态势，全口径非化石能源发电量保持高速增长，电力供给结构延续绿色低碳发展趋势，但火电仍发挥电力供应的基础保障作用，为我国主要电源。三是全社会用电量增速摆脱下滑趋势，实现双位数增长，各产业用电量增速较 2020 年全面提升，其中，第一产业继续高速增长，第二产业加速增长，第三产业迎来爆发式增长，城乡居民生活用电量稳中有升。四是电力行业营业收入增速大幅反弹，利润总额增速呈现指数式下跌。

- ★ **行业发展区域特征明显，电力市场化程度进一步加快。**各地区装机容量保持同比增长。东部、中部地区发电装机容量增速延续较快增长势头，中部、西部地区增速同比由升转降，其中，西部地区增速同比下滑幅度最大。与此同时，西部地区发电装机容量占比也有所回落。在发电环节已初步形成多元化市场竞争格局，但五大发电集团仍占据我国发电市场的主导地位。随着新一轮电力体制改革相关配套文件的密集出台与落地，售电侧市场竞争机制初步建立，售电市场的活跃度及竞争程度日趋增强，我国一直以来电网独家垄断配售电的体制正在被彻底打破。
- ★ **行业发展环境将持续改善，电力结构转型步伐将加快。**展望 2022 年，全球经济增速将逐渐回落至常态，供应链瓶颈加剧通胀压力，全球“滞胀”风险加大，主要经济体财政支持力度减弱，货币政策收紧，全球流动性面临拐点，金融市场存在波动风险。世纪疫情冲击下，百年变局加速演进，外部环境更趋复杂严峻。我国经济发展面临需求收缩、供给冲击、预期转弱三重压力，但同时我国经济韧性强，长期向好的基本面不会改变，预计我国经济增长将呈现前稍低后略高趋势。随着能源结构转型升级、严控煤炭消费增长等长期政策的影响力度将逐步加大，预期煤炭行业景气高位回落，但仍继续保持在乐观区间稳定运行；释放电力系统调节性资源潜力，支撑新能源大规模接入，对新型电力系统具有重要意义。
- ★ **行业各领域投资价值凸显，但仍需警惕各种风险。**展望 2022 年，煤电在电力供应中仍将发挥稳定器和压舱石的作用，煤电平均利用小时数有望持续回升；预计 2022 年起沿海省份的地方性补贴和海上风电的安装成本的下降将持续推动我国海上风电高速增长；核能在我国清洁能源低碳系统中的定位将更加明确，作用将更加凸显，我国核电发展的空间和市场前景广阔；随着大型风光基地项目开工建设，预计 2022 年新增装机中，大型地面电站的装机占比将重新超过分布式；我国电网投资将提速，并将有效带动整个产业链相关电力设备的需求增长。但仍需警惕政策变动、供需随机变化、宏观经济变化、节能环保及海外拓展等因素给行业投资带来的风险。

正文目录

1	2021 年电力行业总体发展情况	9
1.1	电力行业概述	9
1.1.1	行业定义	9
1.1.2	行业分类	9
1.2	电力行业发展的主要特征	10
1.2.1	行业发展周期	10
1.2.2	行业垄断程度	12
1.2.3	市场供求状况	14
1.2.4	产业依赖度	14
1.2.5	行业替代性	15
1.2.6	行业技术水平	16
2	2021 年电力行业发展环境分析	19
2.1	宏观经济环境分析	19
2.1.1	2021 年全球经济形势分析	19
2.1.2	2021 年国内经济形势分析	21
2.2	产业政策环境分析	25
2.2.1	电力体制改革持续深化	26
2.2.2	电力行业监管工作有序推进	27
2.2.3	可再生能源发电再获政策加码	30
2.2.4	多措并举构建新型电力系统	34
2.3	关联行业分析	38
2.3.1	煤炭行业运行情况分析	38
2.3.2	四大高耗能行业运行情况分析	42
3	2021 年电力行业运行情况分析	48
3.1	电力行业固定资产投资情况	48
3.1.1	投资增速大幅回落	48
3.1.2	电力投资向电源投资微弱倾斜	49
3.2	电力生产情况分析	52
3.2.1	电源新增装机容量同比下降	52
3.2.2	发电设备装机结构持续优化	53
3.2.3	总发电量增速显著提升	55
3.2.4	火电基础保障作用明显	57
3.2.5	水电发电量同比负增长	58
3.2.6	核电发电量增长势头良好	59
3.2.7	风电发电量增速创新高	60
3.2.8	发电设备利用小时同比增长	62
3.3	电力输送情况分析	62
3.3.1	变电设备容量增长稳定	62
3.3.2	跨区跨省送电量稳中趋缓	64

3.4	电力需求情况分析	65
3.4.1	全社会用电量加速增长	65
3.4.2	电力消费结构继续优化	66
3.5	电力行业经营情况分析	68
4	2021 年电力行业竞争格局分析	70
4.1	行业区域特征分析	70
4.1.1	装机容量区域特征分析	70
4.1.2	发电量区域特征分析	70
4.1.3	用电量区域特征分析	71
4.2	行业竞争力分析	72
4.2.1	市场竞争格局分析	72
4.2.2	重点企业发展情况分析	73
4.2.3	重点上市公司竞争力分析	79
5	2022 年电力行业发展趋势预测	84
5.1	宏观经济形势预测	84
5.1.1	2022 年全球经济形势展望	84
5.1.2	2022 年我国经济形势预测	86
5.2	关联行业发展趋势预测	87
5.2.1	煤炭行业预测	87
5.2.2	四大高耗能行业预测	87
5.3	电力行业发展趋势预测	90
5.3.1	产业政策环境预测	90
5.3.2	重点技术发展趋势	93
5.3.3	电力供需形势预测	95
6	2022 年电力行业投资机会与风险分析	97
6.1	投资机会分析	97
6.1.1	煤电领域	97
6.1.2	风电领域	97
6.1.3	核电领域	98
6.1.4	太阳能发电领域	99
6.1.5	电网领域	100
6.2	投资风险分析	101
6.2.1	政策变动风险	101
6.2.2	供需随机风险	101
6.2.3	宏观经济风险	102
6.2.4	节能环保风险	102
6.2.5	海外拓展风险	102

图表目录

图目录

图 1	2003-2021 年国内生产总值与发电量同比增长率变化趋势	10
图 2	电力生产业各子行业发展阶段	12
图 3	2007 年-2021 年世界主要发达经济体 GDP 同比增长变化趋势	20
图 4	2007 年-2021 年世界主要新兴经济体 GDP 同比增长变化趋势	21
图 5	2011-2021 年国内生产总值及三次产业同比增长率变化趋势	22
图 6	2011 年-2021 年工业生产以及投资、消费、出口需求同比增长趋势	24
图 7	2011 年-2021 年 CPI 和 PPI 变化趋势	25
图 8	2011-2021 年煤炭行业累计固定资产投资同比增长率变化趋势	39
图 9	2011-2021 年煤炭行业产量增长率变化趋势	39
图 10	2011-2021 年我国煤炭进、出口量及同比增长率变化趋势	40
图 11	2012-2021 年全国及重点行业煤炭累计消费量增长率变化趋势	41
图 12	2011 年 1 月-2021 年 12 月 BSPI 动力煤综合平均价格（5500 大卡）变化趋势	42
图 13	2011-2021 年全国及电力、热力生产和供应业累计固定资产投资额同比增长率变化趋势	48
图 14	2011-2021 年电源、电网投资额及同比增长率变化趋势	49
图 15	2011-2021 年电力工程建设完成投资额结构变化趋势	49
图 16	2011-2021 年各类型电源投资同比增长率变化趋势	51
图 17	2021 年与 2020 年电源基本建设投资结构比较	51
图 18	2011-2021 年各类型电源新增发电装机容量变化趋势比较	52
图 19	2011-2021 年末发电装机容量及同比增长率变化趋势	54
图 20	2021 年末与 2020 年末全国发电设备装机容量结构比较	55
图 21	2011-2021 年总发电量及同比增长率变化趋势	56
图 22	2021 年与 2020 年电源结构比较	57
图 23	2011-2021 年火电发电量及同比增长率变化趋势	58
图 24	2011-2021 年水电发电量及同比增长率变化趋势	59
图 25	2011-2021 年核能发电量及同比增长率变化趋势	60
图 26	2014-2021 年风电发电量及同比增长率变化趋势	61
图 27	2011-2021 年规模以上电厂发电设备平均利用小时变化情况	62
图 28	2011-2021 年新增 220 千伏及以上输电线路回路长度及同比增长率变化趋势	63
图 29	2011-2021 年新增 220 千伏及以上公用变电设备容量及同比增长率变化趋势	64
图 30	2011-2021 年跨区、省送电量累计同比增长率变化趋势	65
图 31	2011-2021 年全社会用电量及同比增长率变化趋势	66
图 32	2011-2021 年各产业用电量同比增长率变化趋势	67
图 33	2012-2021 年电力、热力生产和供应业营业收入及增长率变动趋势	68
图 34	2012-2021 年电力、热力生产和供应业利润总额及增长率变动趋势	69
图 35	装机容量分区域增速比较及结构变化	70
图 36	发电量分区域增速比较及结构变化	71
图 37	用电量分区域增速比较及结构变化	72
图 38	2010-2021 年华能集团营业收入变化情况	74
图 39	主要经济体经济 2022 年 GDP 增长率预测	85

图 40 2011-2021 年国内光伏年度新增装机规模以及 2022-2030 年新增规模预测..... 99
图 41 2021-2030 年不同类型光伏应用市场变化趋势..... 100

表目录

表 1 电力行业分类及说明..... 9
表 2 行业生命周期发展阶段的主要特征..... 11
表 3 2010-2021 年各产业国内生产总值及同比增长情况..... 22
表 4 2021 年电力体制改革相关政策..... 26
表 5 2011-2021 年各类型电源投资完成额及同比增长情况..... 50
表 6 2011-2021 年发电装机容量及同比增长情况..... 53
表 7 2011-2021 年总发电量及同比增长情况..... 55
表 8 2011-2021 年火电发电量及同比增长情况..... 57
表 9 2011-2021 年水电发电量及同比增长情况..... 59
表 10 2011-2021 年核电发电量及同比增长情况..... 60
表 11 2014-2021 年风电发电量及同比增长情况..... 61
表 12 2011-2021 年 220 千伏及以上输电线路回路长度、公用变电设备容量及同比增长情况..... 63
表 13 2011-2021 年全社会用电量及同比增长情况..... 65
表 14 2011-2021 年各产业用电量及用电结构变化情况..... 67
表 15 2021 年五大发电集团世界 500 强排名情况..... 72
表 16 2010-2021 年南方电网主要指标情况..... 78
表 17 2022 年全球经济增速预测概览..... 85
表 18 2017-2021 年我国电子元器件行业相关政策汇总..... 94
表 19 2012-2021 年政府工作报告中对发展核电的表述..... 98

1 2021 年电力行业总体发展情况

1.1 电力行业概述

电力行业是国民经济的基础能源产业，对国民经济各产业的健康发展提供支撑，同时对人民生活水平的提高具有重要意义，在国民经济中占有极其重要的地位。

1.1.1 行业定义

电力行业是把各种类型的一次能源通过对应的各种发电设备转换成电能，并且把电能输送到最终用户处，向最终用户提供不同电压等级和不同可靠性要求的电能以及其他电力辅助服务的一个基础性的工业行业。

在电力市场条件下，电力工业虽然在运行上保持整体状态，但是在功能上需要分环节相互作用并为最终用户提供服务。因此，由发电、输电、变电、配电和用电等环节组成的电力生产与消费系统成为电力工业的基本形态。

1.1.2 行业分类

根据国家统计局国民经济行业分类标准（GB/T 4754-2017），电力行业属于 D 门类（电力、热力、燃气及水生产和供应业）下属的 44 大类（电力、热力生产和供应业），与燃气生产和供应业、水的生产和供应业同属于传统意义上的公共事业部门，包括电力生产和电力供应两个子行业，其中，电力生产又包括火力发电、热电联产、水力发电、核力发电、风力发电、太阳能发电、生物质能发电及其他电力生产。行业具体分类如表 1 所示：

■ 表 1 电力行业分类及说明

行业分类及代码		说明
电力生产（441）	火力发电（4411）	不包括既发电又提供热力的活动
	热电联产（4412）	指既发电又提供热力的生产活动
	水力发电（4413）	指通过建设水电站、水利枢纽、航电枢纽等工程、将水能转换成电能的生产活动
	核力发电（4414）	指利用核反应堆中重核裂变所释放出的热能转换成电能的生产活动
	风力发电（4415）	--
	太阳能发电（4416）	--
	生物质能发电（4417）	指主要利用农业、林业和工业废弃物、甚至城市垃圾为原料，采取直接燃烧或气化等方式的发电活动
	其他电力生产（4419）	指利用地热、潮汐能、温差能、波浪能及其他未列明的能源的发电活动

电力供应（442）

指利用电网出售给用户电能的输送与分配活动，以及供电局的供电活动

资料来源：国民经济行业分类与代码(GB/T 4754-2017)

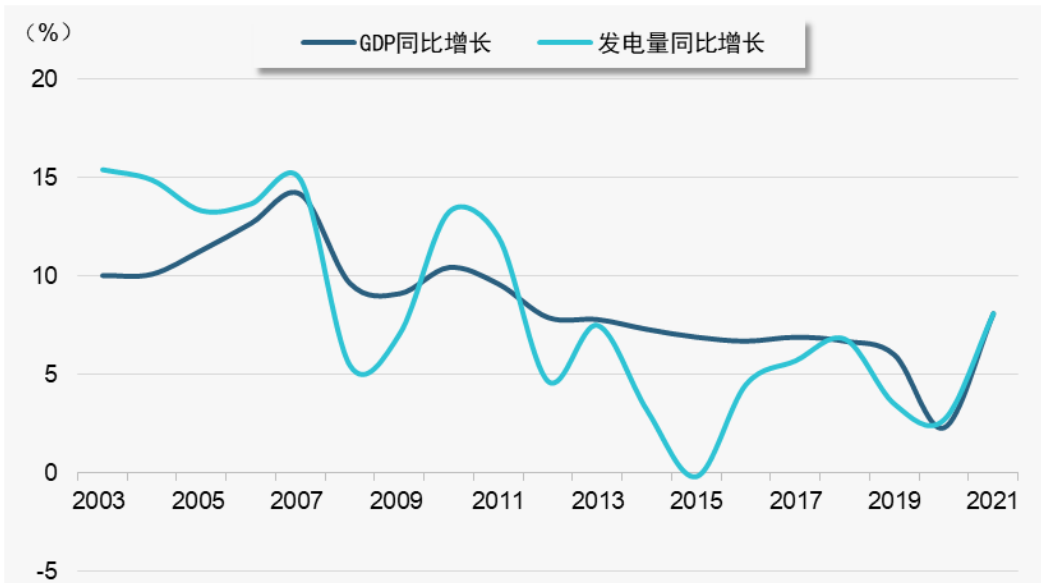
1.2 电力行业发展的主要特征

1.2.1 行业发展周期

电力行业作为关系国计民生的基础能源产业，不仅是国家经济的重要组成部分，也是国民经济和社会发展的重要条件，其发展周期与宏观经济周期紧密相关。一方面，宏观经济的发展要依赖电力行业提供可靠的能源支持；另一方面，国民经济增长对电力行业发展亦具有驱动作用。当国民经济处于稳定发展期时，发电量随电力需求量的增加而上升，并促使电力行业快速发展；当国民经济增长放缓或处于低谷时，发电量随电力需求量的减少而下降，电力行业发展也随之放缓。

从数据走势来看，2003 年至 2007 年，国民经济的高速增长和工业化水平的不断提高，对电能的需求不断增加，并带动电力行业进入快速发展期。但受国际金融危机影响，2008 年我国国民经济增速一度下行，电力需求明显放缓，电力行业随之进入调整期。2009 年至 2011 年，随着我国宏观调控效果不断显现，我国国民经济增速呈现阶段性回升。2012 至 2019 年因国际金融危机的影响仍未褪去，而我国又处于“三期叠加”的背景之下，我国经济发展进入新常态，经济由高速增长阶段向高质量阶段转变，电力行业随之持续周期性调整。2020 年，受新冠肺炎疫情冲击，我国经济增速显著下滑，电力行业发展也受到较大影响。2021 年，面对百年变局和世纪疫情，我国高质量发展取得新成效，国民经济运行逆势而上，用电需求大幅回升，电力生产供应能力企稳向好，无论是新能源发电还是传统火电在证券市场的表现均跑赢主流宽基指数，尤以风电与光伏最为强势，电力行业迎来新一轮发展建设。另外，通常来看，在经济上行的时期，发电量增速会高于 GDP 增速；而在经济下行的时期，发电量增速则会低于 GDP 增速。

■ 图 1 2003-2021 年国内生产总值与发电量同比增长率变化趋势



数据来源：国家统计局

从行业自身发展周期来看，行业发展生命周期一般可以划分为形成期、成长期、成熟期和衰退期四个阶段，其形态呈现 S 型。行业处于不同的生命周期阶段其要素的投入数量、产业的产出规模以及市场的需求状况都会有所不同，因此在不同阶段会呈现出不同的特征。在我国电力行业发展过程中，由于各种能源发电技术的起点不同，因此各子行业所处的发展阶段也不同。其中，火力发电起步较早，发电技术较为成熟，在丰富的煤炭资源的支持下，火电行业已经步入成熟期，并在我国电力供应系统中发挥着支撑作用。经过百年的发展，水电技术也相对较为成熟，近年来行业规模保持稳定增长，并发展成为我国第二大电源，已经步入成长期。风电在新能源中技术最为成熟，近年来，随着风电成本逐步下降，同时在国家政策的支持下，我国风电行业进入快速成长期。目前，我国核电行业处于刚脱离形成期进入成长期的发展阶段，整个行业产业链发展不均衡，行业健康发展还有赖于科学合理的发展规划以及配套的政策及措施。另外，我国太阳能等其他清洁能源发电技术起步相对较晚，其中，太阳能光伏发电近年来在政策的支持下迅速发展，技术显著进步，成本持续下降，已经进入成长期；但是太阳能光热发电尚处于试点阶段，仍存在着一些成本、技术上的问题，尚处于形成期；另外，其他诸如生物质发电等清洁能源发电技术发展相对缓慢，在整个电源结构中占比依旧较小，仍处于形成期。

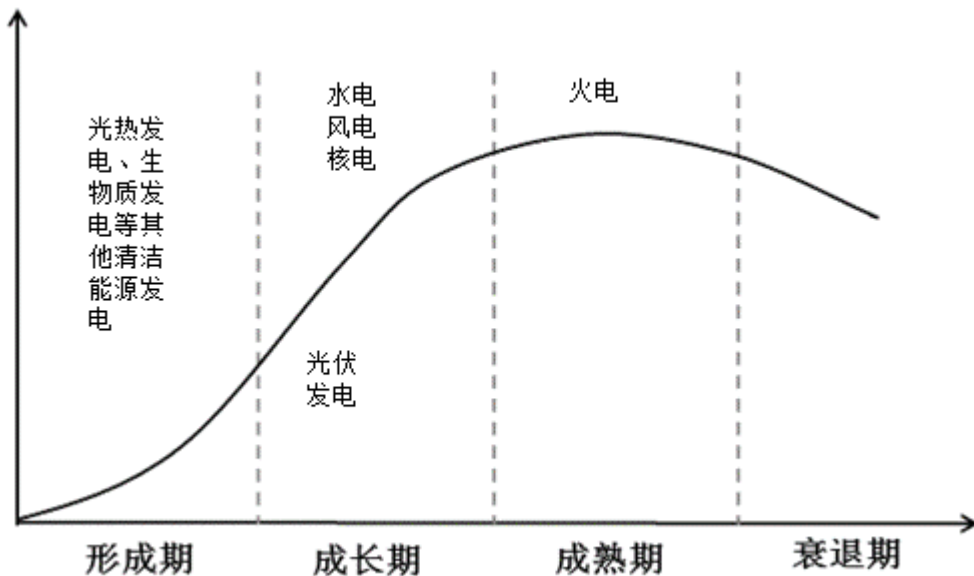
表 2 行业生命周期发展阶段的主要特征

发展阶段	主要特征
形成期	行业内企业数量较少，技术水平不成熟，生产成本较高，要素投入增长缓慢，不能实现大批量生产，产品的售价偏高；且由于市场刚刚建立，消费者对产品缺乏了解，需求量不足，销量有限；厂商难以获得较高的利润。

成长期	一方面生产工艺水平、生产设施和产业结构相对完善，逐渐实现产品的规模化生产，进入产业的企业数量逐渐增多，生产要素开始集中，生产成本不断降低，并逐步与相关产业结合形成产业链和产业集群；另一方面，市场的需求量不断增加，市场规模随之扩大，销量也大幅提升，企业利润实现快速增长。
成熟期	一方面生产技术水平、产品工业和产业组织都已基本成熟，生产扩张的速度开始减缓，生产要素增加的速度逐渐减慢，企业进入的数量与成长期相比明显减少；另一方面，随着市场需求逐渐趋于饱和，销售量虽然会继续增加，但是增速会逐渐放缓进入一个相对平稳的阶段，企业的竞争重点开始转向服务的提升以及通过采用最新的装备设施来降低生产成本，以阻止利润水平的下降。
衰退期	新兴替代品不断涌现，人们的需求结构和消费偏好逐渐发生变化，产品的需求量会不断下降，销量开始缩减；同时在产业内部会出现生产能力过剩、利润率降低、过度竞争、资金状况恶化等现象。

资料来源：公开资料加工整理

图 2 电力生产各子行业发展阶段



资料来源：公开资料加工整理

1.2.2 行业垄断程度

电力行业作为公共事业部门，其提供的产品——电力是一种特殊商品，具有同质性和不能储存的特点，并且是现代人类社会生产生活的必需品，在国民经济发展中起着重要作用，具有一定的自然垄断性。

首先，电力行业具有规模经济效应，这不仅体现在发电机组规模经济方面，同时电网规模的扩大也可以增加电网的利用率，降低用户的平均成本，并且可以调剂余缺，增加电网的可靠性和安全性。

其次，电力行业资产具有沉淀性与专用性。一方面，电力行业属于资本密集型产业，发

电设备、设施及输电网络等建设需要大规模的固定资本投入，折旧时间长，变现能力差，从而导致整个行业大量的资本沉淀；另一方面，电力投资形成的企业资产只能用于电力的生产与供应，难以改为其他用途，从而使得电力行业固定资产具有较强的专用性。

第三，电力行业还具有网络经济特征，即电力产品的提供及服务依赖于电网来完成。

电力行业的上述特征决定了电力行业政府参与的程度较高且受政策的影响较大，具有垄断经营特性，不可能完全实现市场化。但是，电力行业各个环节的垄断程度略有差异，其中，发电和售电环节垄断程度较低，而输电和配电环节垄断程度相对较高。

从我国电力行业经营特点来看，1985 年之前我国电力行业处于政企合一国家独家垄断经营阶段；1985 年至 1997 年，为了解决电力供应严重短缺的问题，实行了发电市场的部分开放，以鼓励社会投资，这一时期我国电力行业存在着政企合一和垂直一体化垄断两种模式；1997 年至 2000 年，以解决政企合一问题作为改革的重点，成立了国家电力公司，同时将政府的行业管理职能移交到经济综合部门，电力行业处于垂直一体化垄断阶段；2002 年，在实施电力政企分开的基础上，国务院印发了《电力体制改革方案》（国发[2005]5 号），全面启动了以市场化为导向的电力改革。随着电力体制改革的不断实施，我国电力行业逐渐破除了独家办电的体制束缚，从根本上改变了指令性计划体制和政企不分、厂网不分等问题，电力工业逐步向竞争性市场结构转变。在发电侧组建了多层面、多种所有制、多区域的发电企业，已形成多元化竞争格局。在电网方面，除国家电网和南方电网外，组建了内蒙古电网、陕西电网等若干地方电网企业。但是，总体来看，我国电力市场垄断程度依旧较高，在发电侧五大发电集团仍占据主导地位，而售电侧输电、配电、售电环节仍然处于一体化经营的状态，国家电网公司和中国南方电网公司处于垄断地位。

2015 年，我国新一轮电力体制改革拉开序幕。2015 年 3 月，党中央、国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）（简称“中发 9 号文”），指出将在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立，规范运行；继续深化对区域电网建设和适合我国国情的输配体制研究；进一步强化政府监管，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。与此同时，9 号文还强调指出此轮电力体制改革将坚持市场化改革原则，区分竞争性和垄断性环节，在发电侧和售电侧开展有效竞争，培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，形成适应市场要求的电价机制，激发企业内在活力，使市场在资源配置中起决定性作用。近年来，在中发 9 号文指引下，我国新一轮电力体制改革持续深入推进，在增量配电改革、电力现货市场建设、交易机构股份制改革等方面取得了积极进展。2021 年，我国新一轮电力体制改革进入第六个年头，电力市场化改革加速推进，电力交易规则不断完善，电价浮动范围进一步扩大，初步建立了能涨能跌的电价市场化运作机制，电力商品属性逐渐还原，电力行业市场化程度不断提高，

行业垄断性持续下降。

1.2.3 市场供求状况

进入新世纪以来，随着我国经济步入工业化中期，为了满足经济持续高速增长对用电量的需求，我国电力行业投资规模不断扩大，电源、电网发展取得显著成就。但是，由于我国能源资源供应与能源需求具有逆向分布特征，同时受气候、来水、电煤供应、体制机制不畅等多种因素影响，我国部分地区、部分时段电力供需矛盾依旧比较突出。尤其是在 2011 年以前，迎峰度夏期间“电荒”时有发生。近年来，随着我国经济发展进入新常态，电力发展业已进入以绿色化、智能化、市场化为主要特征的新时代，电力生产消费也呈现新常态特征。电力供应结构持续优化，电力消费呈现出明显的“减速换挡”趋势，与此同时，我国电力供需格局逐步由电力供需总体宽松、部分地区相对过剩转变为总体平衡、局部地区高峰时段电力供应偏紧。

中国电力企业联合会发布的《2021-2022 年度全国电力供需形势分析预测报告》显示，2021 年，全国电力供需形势总体偏紧，年初、迎峰度夏以及 9-10 月部分地区电力供应紧张。1 月，受寒潮天气等因素影响，江苏、浙江、蒙西、湖南、江西、安徽、新疆、四川等 8 个省级电网，在部分用电高峰时段电力供应紧张，采取了有序用电措施。迎峰度夏期间（6-8 月），广东、河南、广西、云南、湖南、贵州、江西、蒙西、浙江、重庆、陕西、湖北等 12 个省级电网，在部分用电高峰时段电力供应紧张，采取了有序用电措施。9-10 月，受电煤等燃料供应紧张、水电发电量同比减少、电力消费需求较快增长以及部分地区加强“能耗双控”等多重因素叠加影响，全国电力供需总体偏紧，共有超过 20 个省级电网采取了有序用电措施，个别地区少数时段出现拉闸限电。国家高度重视并出台一系列能源电力保供措施，效果显著，2021 年 11 月 7 日起至 2021 年底，全国有序用电规模基本清零，仅个别省份对部分高耗能、高污染企业主动执行有序用电。

1.2.4 产业依赖度

产业依赖度是指行业经营状况受其上下游产业的影响程度。从国民经济产业分布情况来看，电力行业作为基础能源行业处于整个国民经济产业链的上游；而从能源产业链来看，电力作为二次能源，属于中游中间品。因此，电力行业对其他产业的依赖主要表现在对上游原料供应商——煤炭行业的主要燃料供应依赖，以及对主要下游行业——高耗能行业的电力消费需求依赖。

首先，从对煤炭行业的依赖情况来看。目前，在我国电力生产结构中，燃煤火电装机比重在 65%左右，火电发电量占总发电量的比重仍在 70%以上。同时，由于水电资源总量有限，且受季节性因素影响较大；核电受技术、安全等制约，开发规模尚小；风电、太阳能等新能源发电成本高、出力不稳定，短期内无法有效替代化石能源，从而决定了在今后较长时期内我国的电源结构仍将以火电为主。因此，我国电力行业对煤炭行业具有较高的依赖性，一方

面，煤炭供给情况直接关系到电力的有序供应；另一方面，煤炭价格的波动也会对电力行业的经济效益产生重要影响。

其次，从对高耗能行业的依赖情况来看。在我国电力消费结构中，虽然近年来随着工业转型升级步伐加快，拉用电增长的主要动力正在从传统高耗能产业向服务业、生活用电、新兴技术行业及大众消费品业转换，电力消费结构在不断调整，但工业用电，特别是高耗能行业用电仍占有绝对比重，是拉动全社会用电量增长的主要动力。2021 年，工业用电量占全社会用电量的比重为 66.3%；而根据各行业的生产工艺和耗电特点，耗电量较大的有化工（化学原料及制品业）、建材（非金属矿物制品业）、钢铁（黑色金属冶炼及压延加工业）、有色金属（有色金属冶炼及压延加工业）四大重点行业，2021 年上述四大行业合计用电量占全社会用电量的比重为 27.3%，仍逾 1/4。因此，电力行业对工业特别是主要高耗能行业的电力消费需求仍具有较强的依赖度。不过，近年来，随着供给侧结构性改革深入推进、经济结构继续优化、产业结构持续升级以及民生福祉的不断改善，电力行业对工业及高耗能行业的电力消费需求依赖度在逐步下降。

1.2.5 行业替代性

电力是国民经济和社会发展所必需的基础能源，从整个能源行业来看，煤炭、石油、天然气等均可以看作电能的替代品。

1.2.5.1 煤炭对电力的替代作用

我国的能源储备结构决定了煤炭在我国能源消费结构中占据绝对比重。在工业生产中，煤炭与电力作为基础能源具有较强的相互替代性。但是，煤炭作为动力能源具有使用效率偏低、污染严重等缺点，因此，在环保标准日益严格的背景下，大部分工业企业都将技术发展方向定位在电力替代煤炭方面。与此同时，随着污染防治政策持续加码，我国能源结构调整步伐加快，电力对煤炭的替代作用更为明显。

实际上，为不断提高电能占终端能源消费比重，推进社会节能减排，破解城市雾霾难题，国家电网公司于 2013 年 8 月 15 日印发电能替代实施方案，在其经营区域全面启动电能替代工作，主要在供暖、交通和居民生活三大领域采取措施：一是在城市集中供暖、工商业等重点领域实施大型热泵、电采暖、电锅炉等以电代煤代气项目；二是在电动汽车领域建设运营充换电设施，在城市轨道交通领域做好配套供电建设；三是推广家庭电气化，促进居民生活用电增长，在城郊和农村推广“煤改电”。

近年来，数据显示我国电能替代屡创新高。2017 年、2018 年全国电能替代快速发展，量分别达 1286 亿千瓦时、1577 亿千瓦时，占当年全社会用电量比重达到了 2.0% 和 2.3%；电能占终端能源消费比重从 2015 年的 22.9% 提高到 2018 年的 25.5%，年均提升近 0.87 个百分点。2020 年，国家电网全面完成北方地区“煤改电”，完成北方 15 省份 10248 项“煤

改电”配套电网工程建设任务，累计完成取暖电量 367 亿千瓦时，相当于在居民冬季取暖领域减少散烧煤 2055 万吨，减排二氧化碳 3658 万吨，减排二氧化硫、氮氧化物和粉尘等污染物 1162 万吨；同时在钢铁、铸造、玻璃、陶瓷等重点行业推广工业电锅炉、电窑炉等技术，因地制宜制定“一户一策”替代改造方案，替代燃煤锅炉、冲天炉，累计替代项目 2.5 万个，完成替代电量 1145 亿千瓦时；另外，南方电网实现电能替代电量 314 亿千瓦时，其中广东 207 亿千瓦时。2021 年，两大电网公司相继推出“十四五”期间电能替代规划目标，其中，国家电网计划实现电能替代目标值为 1515 亿千瓦时，南方电网预计实现电能替代 1800 亿千瓦时，电能占终端能源消费比重力争达到 35%。

1.2.5.2 石油、天然气对电力的替代作用

石油、天然气也是国民经济发展的基础能源，且与煤炭相比具有更加高效和清洁的特性。在工业领域，石油对电力具有一定的替代性。但随着石油消费进口依赖度的不断提高，消费成本高企，石油在工业领域对电力的替代性已经逐渐弱化。

天然气具有环保、高效的特性。在民用领域，随着我国城市化水平的不断提高，目前城市燃气已成为第一大用气领域，并在居民用电及取暖领域对电力具有一定替代性。

1.2.6 行业技术水平

先进技术是保证行业健康发展的重要条件。近年来，随着国家不断加大电力技术投入，我国电力行业技术水平迅速提高，在发电和输配电等方面形成较为完整的产业体系，同时在科技创新、装备国产化和科研成果产业化方面都取得较大进步，建设了一批具有国际先进水平的重大能源技术示范工程。2021 年，我国电力行业关键技术再获突破，整体技术水平进一步提升。其中，光伏制氢在国内由概念走向规模化实践，呈现“示范”特点。

在火电领域，在我国以煤为主的能源形势下，火力发电仍将在相当长的时期内在电力结构中占据主导地位。然而，随着我国环保形势日益严峻，火力发电的清洁高效发展成为必然选择。近年来，我国火电机组节能减排技术的研发投入和开发力度不断加强，火力发电机组正在向高效率、高参数、大容量的超临界、超超临界机组发展，洁净煤发电技术等也成为研发重点。目前，我国燃煤电厂超低排放限值已经是世界上最严格的燃煤机组大气污染物排放要求，且建立了世界上规模最大的清洁煤电体系。2021 年，国内首套燃煤污染物一体化控制装置正式投运，成功实现将燃煤锅炉产生的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物等多种污染物一体化脱除；我国自主研发的世界参数最高、容量最大的超临界二氧化碳循环发电试验机组顺利完成试运行，成功验证了超临界二氧化碳循环发电技术工业运行的可行性，标志着我国在超临界二氧化碳循环发电技术领域已处于世界领先水平；国电电力上海庙电厂 1 号机组——国内最大在建火电项目首台百万千瓦火电机组正式投产发电，是我国首创 4×1000MW 超超临界间接空冷火电机组，全国首例以能源大数据为基础的全面智慧化火电厂，在国际同类型、同容量等级燃煤机组中机组热效率、环保水平最高，供电煤耗、发电水耗指标最低。

在水电领域，经过近百年的发展，我国在水电规划设计、施工、运行管理、主要机电设备制造等方面已形成较为完备的产业技术体系，形成了具有中国特色的水力发电成套技术。目前，我国已经位于世界水电强国前列，不仅是世界上水电装机规模最大的国家，也是在在建规模最大、发展速度最快的国家，并且在高坝工程技术领域处于国际领先地位。2021年，白鹤滩水电站首批机组正式投产发电，完全建成后将成为仅次于三峡水电站的中国第二大水电站，电站首次采用了完全由我国设计制造的百万千瓦级水轮机发电机组，实现了我国高端装备制造制造业的重大突破；金沙江乌东德水电站全部机组正式投产发电，是中国第四座、世界第七座跨入千万千瓦级行列的巨型水电站，先后创造世界最薄300米级特高拱坝等7项“世界第一”，创下全坝采用低热水泥混凝土等12项“全球首次”，攻克大体积混凝土温控防裂、800兆帕高强钢焊接等系列世界级难题；广东梅州（五华）抽水蓄能电站投运，总库容位居全国抽水蓄能电站第二，是国内为数不多能够实现周调节的抽水蓄能电站。

在核电领域，经过多年的引进、消化、吸收和再创新，我国已经在核电技术研发、工程设计、设备制造、工程建设、运营管理等方面，积累了丰富经验。近年来，我国核电产业发展取得了举世瞩目的成绩，核电技术研发和工程应用走在世界前列。以“华龙一号”开工建设和CAP1400成功研发为标志，我国成为继美国、法国、俄罗斯等核电强国后又一个拥有独立自主三代核电技术和全产业链的国家，且我国的三代核电装备的制造能力，在成本和规模上都处于世界的领先地位。2021年，全球第一台“华龙一号”核电机组——中核集团福建福清核电5号机组投入商业运行，标志着我国核电技术水平和综合实力跻身世界第一方阵，有力支撑我国由核电大国向核电强国跨越；“华龙一号”海外首堆工程——巴基斯坦卡拉奇2号机组正式投入商业运行，我国自主三代核电“走出去”的首台机组顺利建成，“华龙一号”作为当前核电市场接受度最高的三代机型之一，其已成为我国核电走向世界的“国家名片”；全球首座球床模块式高温气冷堆核电站——石岛湾高温气冷堆核电站示范工程送电成功，预计2022年实现投产商运，这是全球首个并网发电的第四代高温气冷堆核电项目，标志着我国成为世界少数几个掌握第四代核电技术的国家之一；位于中国甘肃武威的世界首个第四代核能技术的钍基熔盐堆进行了试运行，中国是首个尝试将其商业化的国家，钍基熔盐堆成功摆脱了之前铀和钚元素为燃料的核能发电模式，改用以放射性极低的钍元素为核燃料，在核能发电领域具有划时代意义。

在其他可再生能源领域，相对发达国家，我国在可再生能源技术领域起步较晚。但近几年，在政府相关政策的引导下，通过引进消化吸收和自主研发，我国风能、太阳能和生物质能发电技术均获得较快提升。目前，在风电领域，随着风电市场规模的迅速扩大，我国风电设备制造技术进一步提高，已初步形成较为完整的产业链体系，涵盖原材料加工、零部件制造、整机制造、开发建设、技术研发、标准和检测认证体系等各个环节。另外，我国已基本掌握风电行业关键核心技术，并且在适合低风速风况和恶劣环境风电机组开发方面取得了突破性进展，处于全球领先地位，在大容量机组开发上也实现了与世界同步。在太阳能发电领

域,近年来,我国光伏行业的技术进步飞速,光电转换效率不断提高,光伏发电技术在国际市场拥有绝对竞争优势,太阳能热发电初步形成具有自主知识产权的产业链。另外,我国生物质能实现了多元化技术发展和应用;地热能实现了工程规模化应用;海洋能技术研究和应用示范不断取得新进展。值得注意的是,虽然我国制氢技术研究起步相对较晚,对可再生能源制氢技术的研究较少,但在“3060”目标下,一方面国内对制氢技术的高度重视及政策支持力度加大,另一方面光伏、风电电站规模扩大,电解水制氢过程可有效地缓解可再生能源引起的功率波动,氢化工、氢储能、氢发电等工业领域的氢应用场景增加,2021年成为光伏制氢在国内由概念走向规模化实践的关键节点,国内光伏制氢项目仍呈现出“示范”的特点,但已经开始逐步具备规模化推广实践的基础。2021年,中广核汕尾后湖50万千瓦海上风电项目91台机组全部并网发电,标志着国内在运单体容量最大的海上风电项目正式投产运营,项目所处的粤东沿海海域,是国内海况最复杂的海域之一,地质状况复杂,施工难度大;宝丰能源实施的“国家级太阳能电解水制氢综合示范项目”正式投产,该项目包括20万千瓦光伏发电装置和产能为每小时2万标方的电解水制氢装置,是国内最大的一体化可再生能源制氢储能项目,也是全球已知单厂规模最大、单台产能最大的电解水制氢项目,采用单台产能1000标方/小时的国产最先进高效碱性电解槽,实现了国内光伏制氢领域关键性突破;中石化新疆库车年产两万吨绿氢示范项目正式启动建设,是国内首次规模化利用光伏发电直接制氢的项目,主要包括光伏发电、输变电、电解水制氢、储氢、输氢五大部分,为国内光伏制氢的高质量发展提供了持续的推力;领先的质子交换膜(PEM)电解水制氢技术在南海仙湖氢谷进行本地化产品开发、生产和销售,以水电解技术加可再生能源制氢科技,突破可再生能源发展瓶颈。

此外,在输配电领域,先进的输配电技术是保证电力工业健康、可持续发展的重要基础。目前,我国大容量远距离输电技术、电网安全保障技术、配电自动化技术和电网升级关键技术等均取得了显著进展。其中,±1100千伏特高压直流输电是我国电力领域取得的最新创新成果,采用先进的高电压、大电流、低损耗换流技术和装备制造技术,成功实现“直流电压、交流电压和输送容量”的全面提升,首次具备在3000-5000千米范围内输送千万千瓦级电力的能力,是国际高压输电领域的重大技术跨越和重要里程碑。2021年,陕北—湖北±800千伏特高压直流输电工程启动送电,将有力推动陕北能源基地集约开发和电力大规模外送,依托此项工程,不仅推进了特高压直流技术、设备和设计的标准化,而且带动了特高压直流全产业链国产化和创新发展;青海—河南±800千伏特高压直流输电工程正式投运,“青豫直流”工程是全世界首条专为清洁能源外送建设的特高压通道,代表着我国发展运用特高压输电技术推动新能源大规模开发利用的一次重大创新,将进一步提升特高压输电的安全可靠性和标准化水平,并在世界上首次采用了特高压换流变现场组装技术,标志着我国全面攻克了特高压换流变现场大规模组装技术和高海拔环境下的制造工艺控制难题。

2 2021 年电力行业发展环境分析

2.1 宏观经济环境分析

电力行业作为一个基础性的工业行业，同时也是提供经济发展和人民生活最重要的能源行业，在整个国民经济中都具有举足轻重的地位，宏观经济发展对电力行业的稳定、健康发展具有重要的影响。

2.1.1 2021 年全球经济形势分析

2021 年，全球经济在波动中复苏，受疫情反复的影响，全年经济增速呈“W 型”走势。全球各经济体经济依然保持了恢复态势，工业生产和商品贸易稳步修复，已高于疫情前水平，发达经济体复苏态势好于新兴经济体。从全球经济的景气度来看，2021 年 11 月摩根大通发布的全球综合 PMI、制造业 PMI 以及服务业 PMI 指数分别为 54.80%、55.60%及 54.20%，处于近年来较高水平，但较 5 月的高点明显回落，表明疫情影响下全球经济持续恢复而节奏已有所放缓。世界银行于 2022 年 1 月 11 日发布《全球经济展望》，认为全球经济增速 2020 年降至 3.4%，2021 年则快速反弹至 5.5%，主要是由于疫情防控措施的放松使得需求强劲增长，其中，发达经济体在大规模刺激性预算和货币政策的影响下，其经济增长达到 5%。然而，随着相关刺激性政策的退出，2021 年末美国、欧洲乃至中国等主要经济体的增长已出现放缓势头。

具体来看，2021 年，全球经济继续恢复但并不均衡。受前期刺激政策带来的流动性泛滥以及全球供应链混乱与物流受阻的影响，大宗商品价格大幅上升并引起了全球性的通胀攀升。为抑制通胀的上行，全球主要经济体开始逐步将货币政策由宽松转向紧缩，部分新兴经济体开始面临债务偿还压力。2021 年全球经济主要表现出以下特征：

一是全球经济逐渐从底部恢复。从经济恢复情况来看，各主要发达经济体的季度同比增速的走势大致趋同，全球经济呈现“W 型”复苏，一季度减速、二季度复苏、三季度再度放缓、四季度有所回升。经过将近 2 年的艰难复苏，全球经济逐渐走出低谷。在 IMF 统计的 194 个经济体中，2020 年有 163 个经济体实际 GDP 总量低于疫情前，2021 年降至 103 个，2022 年有望进一步降至 50 个。从重点区域看，2021 年全年美国经济增长 5.7%，为 1984 年以来的最高水平，据欧盟统计局公布的初步数据显示，2021 年欧盟 27 国的 GDP 总和约为 15.73 万亿美元，经季节和工作日调整后，2021 年欧元区和欧盟去年 GDP 均增长 5.2%，预计到 2021 年底 G20 中约半数经济体 GDP 将超过疫情前水平。

二是各经济体间经济恢复不平衡出现缓和迹象。从经济增长来看，发达经济体与新兴经济体之间、发达经济体内部以及新兴经济体内部的经济恢复的分化现象仍然较为显著。不过从景气度方面来看，2021 年下半年以来，随着发达经济体制造业 PMI 逐步见顶以及新兴经

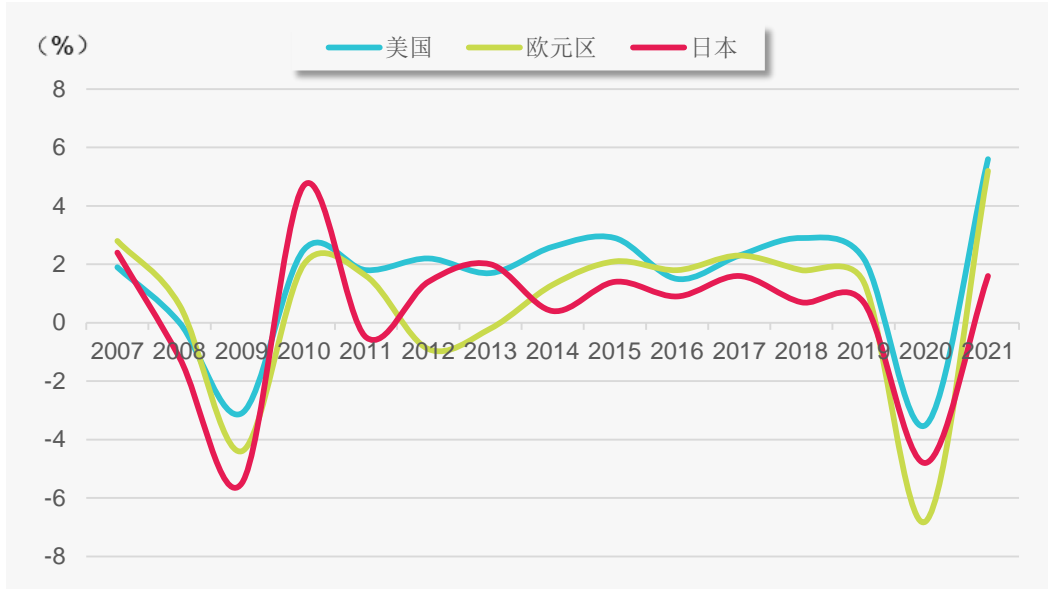
济体制造业 PMI 的回升，两者之间的差异明显缩小，全球经济恢复的不平衡出现缓和的迹象。具体来看，美国、欧元区及英国的制造业 PMI 指数仍然领先主要新兴经济体，但其绝对值已较 2021 年年内的高点有所下降，而新兴经济体中的印度、俄罗斯及南非在经历了年中疫情冲击后景气指数已开始回升。

三是全球通胀压力持续。疫情发生后，为了对冲疫情对经济产生的冲击，全球各经济体均实行了极为宽松的货币政策，全球的流动性泛滥。以对全球影响较大的美、欧、日为例，截至 2021 年 11 月末，美联储资产负债表较 2019 年末扩大了 4.49 万亿美元、欧洲央行资产负债表扩大了 3.76 万亿欧元、日本央行资产负债表扩大了 155.17 万亿日元。同时，由于作为上游原材料生产国的新兴经济体经济恢复缓于发达经济体，导致大宗商品的供应相对紧缺。流动性泛滥与供应紧缺叠加，大幅推升了全球商品的价格。根据世界银行的商品价格指数，截至 2021 年 11 月末，能源价格指数为 114.56，较上年末上涨了 82.07%；非能源价格指数为 115.43，较上年末上涨 18.67%，其中农业价格指数上涨 14.47%，金属和矿物价格指数上升 14.42%。商品价格的上升带动全球各国 PPI 迅速上升。

具体来看，疫情前长期处于低通胀状态的发达经济体中，2021 年 11 月美国的 CPI、核心 CPI 及 PPI 同比增速分别达到了 6.80%、4.90%和 22.80%，均为 30 年来的最高值；欧元区的 CPI、核心 CPI 及 PPI 分别达到了欧元区建立以来的最高值 4.90%、2.60%和 21.90%（11 月数据尚未更新，为 10 月值）；日本 CPI 及核心 CPI 增速仍然较低，为 0.60%及 0.50%，但 PPI 增速则达到了 40 年以来最高 9.03%；英国 CPI、核心 CPI 及 PPI 同比增速分别为 5.10%、4.00%和 9.14%，也均创 10 年来新高。主要新兴经济体中，2021 年 11 月，金砖五国中除中国外的俄罗斯、巴西、南非及印度的 CPI 同比增速分别为 8.40%、10.74%、5.48%和 4.91%，其中俄罗斯及巴西的 PPI 增速也达到了 20.00%以上，而部分新兴经济体在疫情前便面临通胀压力，疫情后其通胀压力进一步上升，以土耳其及阿根廷为例，两国 11 月的 CPI 同比增速分别高达 21.31%和 51.20%，通胀水平已远远超过合理区间。

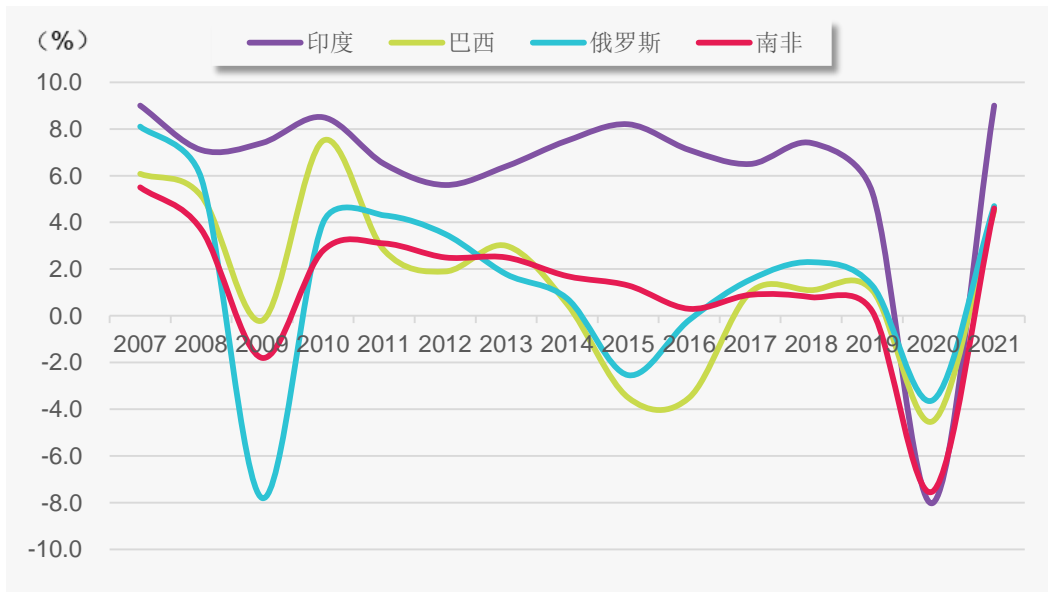
四是部分新兴经济体面临债务偿还压力。为了应对通胀带来的压力，全球主要经济体货币政策纷纷开始转向，而受各经济体不同的经济实力、通胀水平等影响，不同经济体间政策转向的节奏有所不同。对于新兴经济体而言，由于其同时面临通胀及汇率双重压力，故其货币政策转向的时间相对较早，2021 年以来包括巴西、土耳其、俄罗斯、墨西哥、阿根廷、智利、斯里兰卡、匈牙利、捷克、秘鲁等多个新兴经济体均已开启了加息节奏，其中俄罗斯已连续加息 7 次至 8.50%、巴西连续加息 7 次至 9.25%、墨西哥连续加息 5 次至 5.50%，货币政策收紧的力度较大。

■ 图 3 2007 年-2021 年世界主要发达经济体 GDP 同比增长变化趋势



数据来源：美国商务部经济分析局、欧盟统计局数据库、日本内阁府数据库

图 4 2007 年-2021 年世界主要新兴经济体 GDP 同比增长变化趋势



数据来源：国际货币基金组织（IMF）

2.1.2 2021 年国内经济形势分析

2021 年，面对复杂严峻的国际环境和国内疫情散发等多重考验，我国经济持续稳定恢复，经济发展和疫情防控保持全球领先地位，主要指标实现预期目标，实现“十四五”良好开局。国家统计局数据显示，初步核算，2021 年国内生产总值 1143670 亿元，按不变价格计算，比上年增长 8.1%，两年平均增长 5.1%。分季度看，一季度同比增长 18.3%，二季度增长 7.9%，三季度增长 4.9%，四季度增长 4.0%。分产业看，第一产业增加值 83086 亿元，比

上年增长 7.1%；第二产业增加值 450904 亿元，增长 8.2%；第三产业增加值 609680 亿元，增长 8.2%。

电力行业与宏观经济发展态势关系密切。2021 年，面对复杂严峻的国际环境和国内疫情散发等多重考验，我国经济发展和疫情防控保持全球领先地位，主要指标实现预期目标，高质量发展取得新成效。其中，农业较快增长，工业服务业不断恢复；扩内需促消费政策持续发力，消费需求持续释放，消费对经济增长的贡献稳步提升，支撑国民经济稳定恢复；投资缓中趋稳，发展韧性增强；净出口增势良好，拉动经济增长作用提升；另外，随着供给侧结构性改革和创新驱动发展战略的深入实施，高技术制造业投资增长强劲，居民消费结构进一步改善优化升级。在此背景下，全年电力消费增速实现两位数增长，电力装机结构延续绿色低碳发展态势。我国电力行业全力以赴保民生、保发电、保供热，采取有力有效措施提升能源电力安全稳定保障能力。

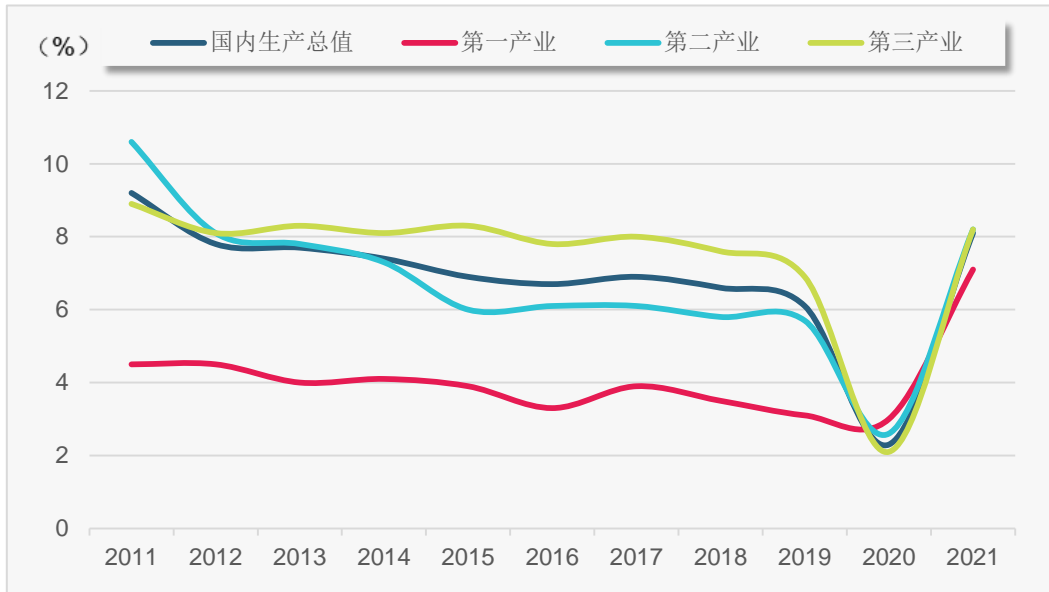
表 3 2010-2021 年各产业国内生产总值及同比增长情况

单位：亿元，%

时间	国内生产总值		第一产业		第二产业		第三产业	
	绝对数	同比增长	绝对数	同比增长	绝对数	同比增长	绝对数	同比增长
2010年	413,030	↑ 10.6	39,363	↑ 4.3	191,630	↑ 12.7	182,038	↑ 9.7
2011年	489,301	↑ 9.5	46,163	↑ 4.2	227,039	↑ 10.7	216,099	↑ 9.5
2012年	540,367	↑ 7.9	50,902	↑ 4.5	244,643	↑ 8.4	244,822	↑ 8
2013年	595,244	↑ 7.8	55,329	↑ 3.8	261,956	↑ 8	277,959	↑ 8.3
2014年	643,974	↑ 7.3	58,344	↑ 4.1	277,572	↑ 7.4	308,059	↑ 7.8
2015年	689,052	↑ 6.9	60,862	↑ 3.9	282,040	↑ 6.2	346,150	↑ 8.2
2016年	740,061	↑ 6.7	60,139	↑ 3.3	296,548	↑ 6.3	383,374	↑ 7.7
2017年	820,754	↑ 6.8	62,100	↑ 4	332,743	↑ 5.9	425,912	↑ 7.9
2018年	900,310	↑ 6.6	64,734	↑ 3.5	366,001	↑ 5.8	469,575	↑ 7.6
2019年	990,865	↑ 6.1	70,467	↑ 3.1	386,165	↑ 5.7	534,233	↑ 6.9
2020年	1,015,986	↑ 2.3	77,754	↑ 3	384,255	↑ 2.6	553,977	↑ 2.1
2021年	1,143,670	↑ 8.1	83,086	↑ 7.1	450,904	↑ 8.2	609,680	↑ 8.2

数据来源：国家统计局

图 5 2011-2021 年国内生产总值及三次产业同比增长率变化趋势

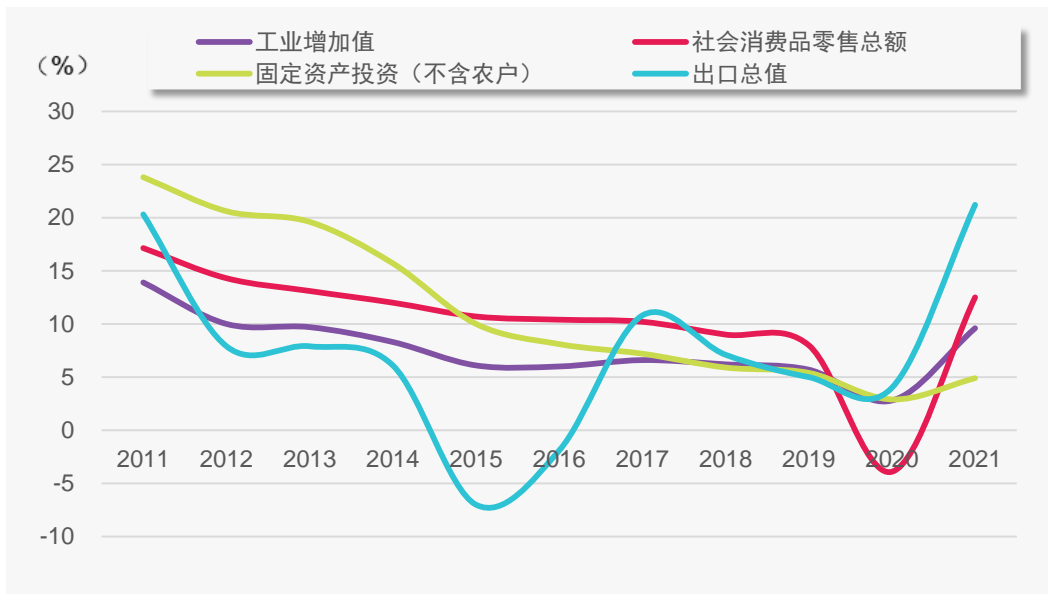


数据来源：国家统计局

具体来看，宏观经济运行的以下特点对电力行业产生不同程度的影响：

工业生产持续发展，高技术制造业和装备制造业较快增长，支撑电力需求实现双位数增长。2021 年全国规模以上工业增加值比上年增长 9.6%，两年平均增长 6.1%。分三大门类看，采矿业增加值增长 5.3%，制造业增长 9.8%，电力、热力、燃气及水生产和供应业增长 11.4%。高技术制造业、装备制造业增加值分别增长 18.2%、12.9%，增速分别比规模以上工业快 8.6、3.3 个百分点。分产品看，新能源汽车、工业机器人、集成电路、微型计算机设备产量分别增长 145.6%、44.9%、33.3%、22.3%。分经济类型看，国有控股企业增加值增长 8.0%；股份制企业增长 9.8%，外商及港澳台商投资企业增长 8.9%；私营企业增长 10.2%。在我国用电结构中，工业用电量占比逾六成，工业生产较快恢复仍是带动全社会用电量增长的主要动力。与此同时，高技术制造业用电量实现较快增长，进一步促使全社会用电量增长动力加速转换。

图 6 2011 年-2021 年工业生产以及投资、消费、出口需求同比增长趋势

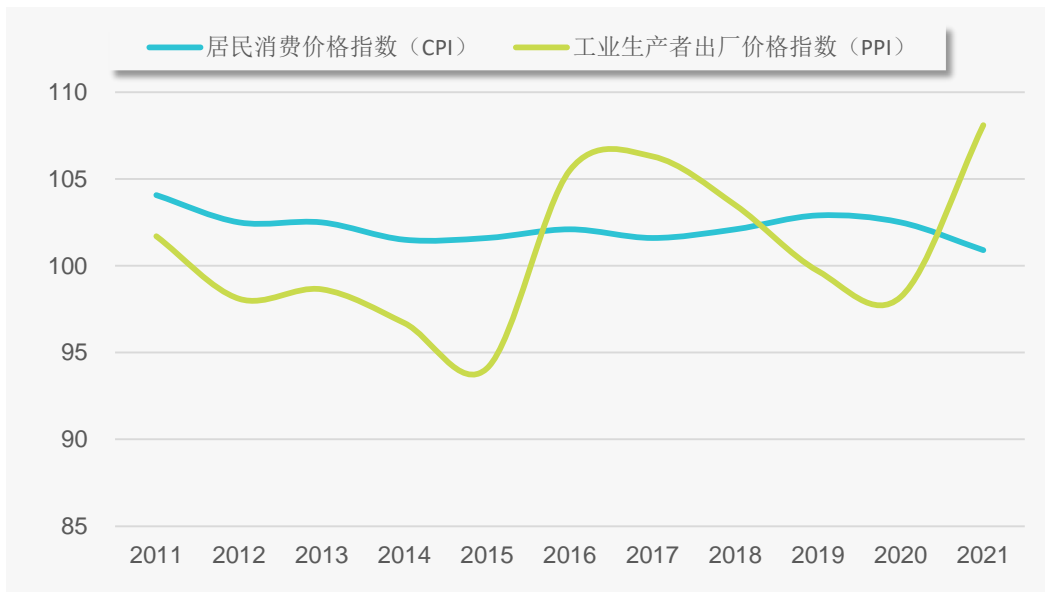


数据来源：国家统计局

消费领域价格温和上涨，生产领域价格高位回落，电力企业依然面临生产成本压力。

2021 年，全年居民消费价格比上年上涨 0.9%，涨幅比上年回落 1.6 个百分点，低于涨幅 3% 左右的全年预期目标，总体运行在合理区间。与民生相关的消费品和服务市场供应充足，价格涨幅较低，居民得到更多实惠。2021 年，工业生产者出厂价格比上年上涨 8.1%，工业生产者购进价格比上年上涨 11.0%。另外，煤炭开采和洗选业价格大幅度上涨，全年平均上涨 45.1%。生产领域尤其是煤炭价格指数上行，导致电力生产面临的发电成本上涨压力加大。随着供需双向调节、期货现货市场联动监管、预期引导等多项保供稳价、助企纾困措施有力推进，4 季度煤炭价格上涨势头得到遏制，从高点明显回落，但电力企业依然面临成本压力。

图 7 2011 年-2021 年 CPI 和 PPI 变化趋势



数据来源：国家统计局

居民人均可支配收入增长与经济增长基本同步，城乡居民生活用电需求持续增长。2021 年，全国居民人均可支配收入 35128 元，比上年名义增长 9.1%。扣除价格因素后，全国居民人均可支配收入实际增长 8.1%，与经济增长基本同步。分城乡看，2021 年城镇居民人均可支配收入 47412 元，增长 8.2%，扣除价格因素，实际增长 7.1%；农村居民人均可支配收入 18931 元，增长 10.5%，扣除价格因素，实际增长 9.7%，我国城乡居民人均收入比逐渐缩小。经济社会稳定发展，民生得到有效保障，人均可支配收入增长与经济增长基本同步，居民消费支出持续恢复，基本生活消费增长较快，带动城乡居民生活用电需求持续增长。

2.2 产业政策环境分析

2021 年，新出台的电力行业政策主要涉及电力体制改革、行业监管、可再生能源发电及新型电力系统建设四大方向。具体来看，一是电力体制改革持续深化。通过价格机制的调节，对资源进行有效配置，持续深化电价市场化改革，完善电价形成机制，建立电网企业代理购电机制。二是电力行业监管工作有序推进。全面提升“获得电力”服务水平，持续优化用电营商环境，电力业务许可管理全过程监管制度体系形成，电网公平开放监管工作进一步加强，电力安全监管工作力度继续加大。三是可再生能源发电再获政策加码。可再生能源发电金融支持力度将加大，组织开展清洁能源消纳情况综合监管，全面部署 2021 年风电、光伏发电开发建设工作，对我国新能源发电发展逻辑、发展理念和发展思路进行了相应调整，发展环境继续优化，可再生能源发电项目开发建设进一步推动。四是多措并举构建新型电力系统。电力源网荷储一体化和多能互补发展将加快推进，数字化赋能新型

电力系统建设，加快推动新型储能发展的指导意见出台，煤电机组能耗进一步降低，电力系统调节性资源潜力进一步释放。

2.2.1 电力体制改革持续深化

2021 年，我国电力体制继续深化改革，在电价形成机制、电价市场化改革及电网企业代理购电工作等方面取得积极进展。从 5 月份开始，国家发改委陆续出台了一系列电力价格改革部署落实方面重要的政策性文件。其中，《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》的印发，通过价格机制的调节，对资源进行有效配置，有利于持续深化电价市场化改革，完善电价形成机制，提升保供稳价能力和水平，促进新能源产业发展与消纳，优化能源消费结构，推动电力行业绿色低碳、高质高效发展。抽水蓄能电站具有调峰、调频、调压、系统备用和黑启动等多种功能，是电力系统的主要调节电源，随着电力市场化改革的加快推进，抽水蓄能电站也面临与市场发展不够衔接、激励约束机制不够健全等问题，《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》的出台，理顺了抽水蓄能电站的定价机制，将持续推动其健康发展，为抽水蓄能项目提供了最低回报保障，抽水蓄能产业有望迎来快速发展的“黄金期”。《关于进一步完善分时电价机制的通知》的印发，明确了完善我国目录分时电价机制的具体措施，有利于在“双碳”目标绿色约束以及电力体制改革加快推进下充分发挥分时电价信号作用。

随着产业技术进步、效率提升，近年来新建光伏发电、风电项目成本不断下降，当前已经具备平价上网条件，行业对平价上网也形成高度共识，在此背景下，《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》的印发，释放出清晰强烈的价格信号，有利于调动各方面投资积极性，合理引导投资、促进资源高效利用，推动风电、光伏发电产业加快发展，促进以新能源为主体的新型电力系统建设。此外，《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》的印发，推动了“能跌能涨”的市场化电价机制的建立，标志着电力市场化改革又迈出了重要一步，有利于更好发挥市场在电力资源配置中的作用。与此同时，《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》的印发，推动了电网企业代理购电机制的建立，保障机制平稳运行，是进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革提出的明确要求，对有序平稳实现工商业用户全部进入电力市场、促进电力市场加快建设发展具有重要意义。

■ 表 4 2021 年电力体制改革相关政策

发布时间	发布机构	政策名称	主要内容
2021.05.07	国家发展改革委	《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》	要求在现阶段，坚持以两部制电价政策为主体，进一步完善抽水蓄能价格形成机制，以竞争性方式形成电量电价，将容

			量电价纳入输配电价回收，同时强化与电力市场建设发展的衔接，逐步推动抽水蓄能电站进入市场，着力提升电价形成机制的科学性、操作性和有效性。
2021.05.18	国家发展改革委	《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》	重点围绕助力“碳达峰、碳中和”目标实现，促进资源节约和环境保护，深入推进价格改革，完善价格调控机制，提升价格治理能力，确保价格总水平在合理区间运行。
2021.06.11	国家发展改革委	《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》	充分发挥电价信号作用，合理引导投资、促进资源高效利用，推动光伏发电、风电等新能源产业高质量发展。
2021.07.29	国家发展改革委	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	提出关于“持续深化电价市场化改革”“进一步完善目录分时电价机制”等总体要求，及适应供需特征变化的分时电价时段划分机制。
2021.10.11	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》	指出按照电力体制改革“管住中间、放开两头”总体要求，明确4项重要改革措施：有序放开全部燃煤发电电量上网电价，扩大市场交易电价上下浮动范围，推动工商业用户都进入市场，保持居民和农业、公益性事业用电价格稳定。
2021.10.23	国家发展改革委	《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》	对规范电网企业代理购电方式流程提出了具体要求，明确加强政策协同，形成改革合力。

资料来源：公开资料加工整理

2.2.2 电力行业监管工作有序推进

全面提升“获得电力”服务水平，持续优化用电营商环境。2021年5月8日，国家能源局正式印发《提升“获得电力”服务水平综合监管工作方案》（简称《工作方案》），决定在全国范围内组织开展提升“获得电力”服务水平综合监管。本次监管主要包括八个方面的内容：一是责任落实情况；二是办电时间情况；三是办电便利度情况；四是办电成本情况；五是供电能力和供电可靠性情况；六是信息公开情况；七是用户受电工程“三指定”情况；八是专项整治发现问题整改落实情况。

本次综合监管分为启动部署、自查自纠、现场督导、总结整改四个阶段。监管工作坚持问题导向和目标导向，重点是督促各省级能源（电力）主管部门、供电企业落实职责，对照监管要求，认真查找目标差距，尤其是要对农村地区“获得电力”情况、高压“三省”服务落实情况以及“三指定”等群众反映集中问题的治理情况予以重点关注、重点解决。国家能源局将成立督导组，结合疫情防控常态化要求，适时开展现场督导。对监管发现的突出问题，视情况采取情况通报、约谈督办、执法问责等方式督促整改落实，并及时形成综合监管报告，

重要情况将按要求上报国务院。

提升“获得电力”服务水平是深化“放管服”改革优化营商环境的重点任务之一。2020年9月，经国务院同意，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于提升“获得电力”服务水平持续优化用电营商环境的意见》，明确用三年时间，即到2022年底，在全国范围内实现居民和低压小微企业用电报装“三零”服务、高压用户用电报装“三省”服务。今年是文件发布实施后的关键一年，综合监管工作的开展，将有利于查找实施过程中存在的突出问题和薄弱环节，及时督促解决，切实推动各阶段目标任务按时按质完成。

电力业务许可管理全过程监管制度体系形成。国家能源局对原电监会《电力业务许可证注销管理办法》（电监资质〔2012〕47号）进行了修订，并于2021年7月12日印发了《电力业务许可证注销管理办法》（国能发资质规〔2021〕33号）（以下简称《办法》）。

《办法》依据《中华人民共和国行政许可法》、《电力监管条例》、《电力业务许可证管理规定》等法律、法规修订，针对持证企业不能持续保持法定的许可条件、丧失从事许可事项活动能力、主动申请停业歇业，以及电力业务许可被撤销撤回、许可证被吊销等各种情形，明确了企业不再从事电力业务、办理许可证注销手续的程序和具体要求。另外，考虑到在撤销、撤回电力业务许可或注销电力业务许可证前，存在被许可人无法联系的情形，《办法》参照其他部委及地方政府做法，分别在第八条、十六条设置了为期30天的公告期，起到提醒被许可人的作用。

《办法》在总体结构上未作大调整，主要在三个方面进行了修订：一是将实施主体由电监会、电力监管机构等修改为国家能源局、国家能源局各派出机构。二是明确国家能源局与各派出机构在电力业务许可的撤回、撤销及电力业务许可证注销方面的职责界面，即国家能源局派出机构可以做出撤回电力业务许可的决定，国家能源局及其派出机构根据不同条件均可以做出撤销电力业务许可、吊销电力业务许可证的决定，同时，明确了国家能源局派出机构是电力业务许可证注销的实施主体。三是对原办法中不符合“放管服”改革、“证明事项清理”等要求的内容进行了删除或修改，如企业提出注销申请时无需再提供其他证明材料、注销手续办理时限由20日进一步压减至10个工作日等。

《办法》的出台，将与《电力业务许可证管理规定》、《电力业务许可证监督管理办法》配套，形成覆盖电力业务许可管理全过程的监管制度体系。

电网公平开放监管工作进一步加强。按照《国家能源局关于印发〈2021年能源监管重点任务清单〉的通知》（国能发监管〔2021〕5号）安排部署，国家能源局综合司于2021年8月10日发布《关于开展电力中长期交易市场秩序专项监管工作的通知》（以下简称《通知》），定于2021年8月至12月开展电力中长期交易市场秩序专项监管工作。

《通知》明确了监管工作重点关注的六项工作内容：一是市场交易规则规范制定情况；

二是电能交易合同签订和调整情况；三是电能交易组织和执行情况；四是电费结算情况；五是市场运营机构履行主体责任情况；六是市场交易信息披露和报送情况。

《通知》指出，监察工作功夫分为以下五步：一是启动部署（8月）；二是开展自查（8月-9月）；三是现场监管（10月），现场监管工作组赴河北、江西、广西、重庆等4个重点地区，采取监管座谈、查阅资料、问询笔录、核查账簿、调查问卷等方式开展现场监管，视情况采取非现场、非接触监管等方式；四是约谈整改（11月）；五是总结规范（12月）。

《通知》提出了加强组织保障、主动配合监管、务求监管实效的工作要求，现场监管工作组要切实防止形式主义和走过场，聚焦电力中长期交易中市场主体反映强烈的突出问题、典型问题、苗头性问题，扎实开展专项监管工作。

《通知》的出台，有助于我国电力市场保持良好的运行秩序，尽管《通知》中开展监管的地区目前只有4个，但工作都是有序逐步开展的，相信其他地区的监管工作安排也会在后续发布。

电力安全监管工作力度继续加大。为维护全国电力安全生产形势持续稳定，国家能源局对2021年电力安全监管工作进行部署。2020年12月22日召开的能源监管工作会议强调，2021年要着力增强安全保障能力，持续提升油气勘探开发力度，完善产供储销体系，夯实煤炭煤电兜底保障，深化电力安全监管。2021年1月20日召开的全国电力安全生产电视电话会议要求，2021年，电力行业要深入学习贯彻习近平总书记关于安全生产工作的重要论述和指示精神，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，牢固树立总体国家安全观，主动践行能源安全新战略，统筹好发展和安全，贯彻“四个安全”基本理念，落实电力安全生产责任，建立安全风险管控机制，夯实电力安全生产基础，实现安全生产治理体系与治理能力现代化。

随后，国家能源局2021年1月30日印发《2021年电力安全监管重点任务的通知》（简称《通知》），从加强党建统领、完善法规体系、健全工作机制和平台、谋划“十四五”电力安全生产工作、着力管控电力安全风险、加强电力生产安全监管、加强施工安全监管和电力工程质量监督、开展安全生产专项整治和专项监管、加强电力应急管理、加强安全文化建设等十个方面对2021年电力安全监督重点工作任务性部署。根据《通知》，2021年，颁布《电力可靠性监督管理办法》，完成原电监会规范性文件“立改废”工作；制定《电力建设工程质量监督暂行规定》《电力建设工程质量监督机构考核管理办法》《电力企业水电站大坝运行安全应急管理办法》《国家能源局派出机构电力安全监管工作考核办法》及年度考核细则；配合《关键信息基础设施安全保护条例》等法律法规的出台，开展网络安全配套法规建设。

此外，国家能源局于2021年4月27日印发《电力行业班组安全建设专项监管工作方案》（简称《工作方案》），组织开展电力行业班组安全建设专项监管工作。专项监管的重点包括班组安全生产责任落实、安全规章制度体系建设、安全教育培训、应急能力建设和安全

文化建设等五方面内容，分为工作推进、现场核查和总结提高三个阶段。具体来看，一是对班组安全生产责任落实情况进行监管，包括建立健全班组安全生产责任制，分包人员管理，班组人员实名制等。二是对安全规章制度体系建设和落实情况进行监管，包括涉及班组安全的规章制度、规程规范的管理，危大工程和危险作业的管理等。三是对班组安全教育和培训情况进行监管，包括岗位技术培训，安全教育活动，事故警示教育，对外协队伍和劳务派遣人员的安全教育培训等。四是对班组应急能力建设情况进行监管，包括班组应急工作开展情况，应急体系建设情况，现场处置方案细化，应急演练情况等。五是对班组安全文化建设情况进行监管，包括班组安全文化建设，安全文化宣传等。《工作方案》的出台，旨在通过开展电力行业班组安全建设专项监管的形式，以强化安全意识、规范安全行为、提升事故防范能力、养成安全习惯为目标，创新载体、注重实效，推动构建自我约束、持续改进的班组安全建设长效机制，全面提升电力行业安全生产水平。

值得注意的是，2021年9月以来，全国发电领域发生多起人身伤亡情况，发电安全生产形势非常严峻。在此背景下，国家能源局综合司于2021年9月29日发布了《关于进一步加强发电安全生产工作的通知》（以下简称《通知》）。《通知》主要提出以下要求：一是严格落实企业主体责任，二是强化安全风险隐患整治，三是强化安全生产教育培训，四是认真开展安全专项检查，五是不断加强安全监管执法。各企业发电机组经过“迎峰度夏”期间连续高负荷运行，累积了一定风险隐患。《通知》的出台，正值电力企业秋季检修和“迎峰度冬”准备工作关键时期，也是安全风险叠加、事故易发多发阶段，对防范遏制各类事故发生和加强发电安全生产工作至关重要。

2021年是“十四五”开局之年，同时也将迎来建党100周年，加大电力安全监管工作力度，提升监管效能，不断推进电力安全监管体系和能力现代化，将有利于确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，为新时代能源事业高质量发展营造安全可靠的电力供应环境。

2.2.3 可再生能源发电再获政策加码

2.2.3.1 可再生能源发电金融支持力度将加大

近年来，在相关政策的支持与推动下，我国风电、光伏发电等行业快速发展。但与此同时，部分可再生能源企业受多方面因素影响，现金流紧张，生产经营出现困难。其中，企业反映较多的是电价补贴资金拖欠问题。为此，国家发展改革委、财政部、中国人民银行、银保监会、国家能源局于2021年3月12日联合发布《关于引导加大金融支持力度促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知》（简称《通知》），引导加大金融支持力度，支持风电、光伏发电、生物质发电等行业健康有序发展。

具体来看，《通知》主要从以下几个方面对可再生能源企业加大金融支持力度：一是金融机构按照商业化原则与可再生能源企业协商展期或续贷。对短期偿付压力较大但未来有发展前景的可再生能源企业，金融机构可以按照风险可控原则，在银企双方自主协商的基础上，

根据项目实际和预期现金流，予以贷款展期、续贷或调整还款进度、期限等安排。二是金融机构按照市场化、法治化原则自主发放补贴确权贷款。已纳入补贴清单的可再生能源项目所在企业，对已确权应收未收的财政补贴资金，可申请补贴确权贷款。三是优先发放补贴和进一步加大信贷支持力度。企业结合实际情况自愿选择是否主动转为平价项目，对于自愿转为平价项目的，可优先拨付资金，贷款额度和贷款利率可自主协商确定。此外，《意见》还强调了要足额征收可再生能源电价附加，确保可再生能源补贴资金的来源，同时通过合法绿色电力证书的方式，适当弥补企业分担的利息成本，另外，基础条件好、积极性高的地方，以及资金需求特别迫切的企业可先行开展试点，积极落实国家政策，并在国家确定的总体工作方案基础上探索解决可再生能源补贴问题的有效做法。多方面加大了金融机构对可再生能源企业发展的支持。

自 2006 年起，我国对可再生能源发电实行基于固定电价下的补贴政策，补贴资金来源是随电价征收的可再生能源电价附加。数据显示，2012 年纳入政府性基金管理以来，中央财政累计拨付补贴资金超过 5,000 亿元，有力支持了可再生能源行业快速发展。但由于光伏、风电的快速发展和可再生能源附加收入部分未实现足够征收，导致了可再生能源补贴缺口持续扩大。相关数据显示，当前可再生能源补贴缺口或已达 3,000 亿元以上。补贴拖欠问题不仅制约了可再生能源企业的生产经营，同时也带来了金融安全风险。《通知》的出台，加大金融机构对可再生能源企业的支持力度，彰显了政府对于解决补贴拖欠问题的决心，并将极大改善可再生能源企业现金流情况，促进行业健康发展。

2.2.3.2 组织开展清洁能源消纳情况综合监管

为深入贯彻《可再生能源法》，全面落实“碳达峰、碳中和”战略目标和中央生态环境保护督察要求，促进清洁能源消纳，根据《2021 年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2021〕5 号）安排，国家能源局 2021 年 3 月 17 日印发《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》（简称《方案》），组织开展清洁能源消纳情况综合监管。

从监管内容来看，根据《方案》，本次综合监管聚焦六个方面内容：一是清洁能源消纳主要目标完成和重点任务落实情况；二是落实可再生能源电力消纳责任权重情况；三是清洁能源发电项目并网接入情况；四是清洁能源优化调度情况；五是清洁能源跨省区交易消纳情况；六是清洁能源参与辅助服务市场情况。

从监管工作进度安排来看，《方案》明确，本次综合监管分为启动部署、自查整改、现场监管、形成监管报告四个阶段，监管工作坚持问题导向和目标导向，主要针对清洁能源问题多发的重点地区、重点企业，重点对地方政府主管部门、电网企业、电力调度机构、电力交易机构、发电企业进行监管。国家能源局将结合疫情防控常态化要求，适时组织相关司、第三方机构专家赴部分重点地区、重点企业开展核查工作。对监管发现的突出问题，将按照《可再生能源法》等相关规定进行严肃处理，监管情况将适时按程序公布。

总体来看，本次综合监管以促进清洁能源高效利用为目标，督促相关地区和企业严格落实国家清洁能源政策，优化清洁能源并网接入和调度运行，规范清洁能源参与市场化交易，及时发现清洁能源发展中存在的突出问题，确保清洁能源得到高效利用，进一步促进清洁能源行业高质量发展，助力实现“碳达峰、碳中和”。

2.2.3.3 2021 年风电、光伏发电开发建设工作全面部署

2021 年是“十四五”开局之年，也是风电、光伏发电平价上网的第一年，同时随着碳达峰、碳中和目标的提出，风电、光伏发电进入新发展阶段。为持续推动风电、光伏发电高质量发展，2021 年 5 月 11 日，国家能源局印发《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》（简称《通知》），提出了 2021 年风电、光伏发电开发建设总体要求，并对相关工作进行部署。具体来看，

首先，面对新形势新任务，《通知》就 2021 年风电、光伏发电项目开发建设提出目标要求，并建立了三方面的长效机制。根据《通知》，2021 年，全国风电、光伏发电发电量占全社会用电量的比重达到 11%左右，后续逐年提高，确保 2025 年非化石能源消费占一次能源消费的比重达到 20%左右。同时，《通知》要求，强化可再生能源电力消纳责任权重引导机制、建立并网多元保障机制以及保障性并网竞争性配置机制。根据《通知》，今后风电、光伏发电项目将分为两类。一是各省（区、市）完成年度非水电最低消纳责任权重所必需的新增并网项目为保障性并网项目，由电网企业实行保障性并网。二是保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目为市场化并网项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网，促进电力系统整体灵活性的提升。保障性并网和市场化并网只是并网条件有差异，两类项目在并网后执行同等的消纳政策。

其次，考虑到项目建设周期，为保障 2022 年风电、光伏发电项目如期并网，确保完成 2022 年可再生能源电力消纳责任权重，今年须储备 2022 年拟并网的项目。为此，《通知》要求，今年各地除重点推进存量项目并网、稳步推进户用光伏发电建设外，还要做好明年投产并网项目的储备和建设工作。近期，国家将发布 2021 年和 2022 年各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重，各地要按照 2022 年非水电可再生能源电力消纳责任权重确定 2022 年度保障性并网规模，结合实施可再生能源发展“十四五”规划，抓紧组织开展保障性并网项目竞争性配置，组织核准（备案）一批新增风电、光伏发电项目，做好项目储备，推动项目及时开工建设，实现接续发展。

另外，《通知》对电网企业做好并网消纳工作提出了明确要求。一要确保纳入各省年度建设方案的保障性并网项目和市场化并网项目实现“能并尽并”；二要推广新能源云平台，简化接网流程，方便接网手续办理，加强接网工程建设；三要会同全国新能源消纳监测预警中心，及时公布各省级行政区域并网消纳情况及预测分析，引导市场主体自主决策、理性投资、有序建设，保障风电、光伏发电利用率处于合理水平。

习近平总书记明确提出二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值、努力争取 2060 年前实现碳中和，到 2030 年非化石能源占一次能源消费的比重达到 25%左右，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上等目标，为我国能源革命和绿色低碳转型设立了新的航标，为风电、光伏发电发展明确了新的任务。《通知》的出台，对我国风电、光伏发电发展逻辑、发展理念和发展思路进行了相应调整，使得风电、光伏发电发展环境继续优化，对促进风电、光伏发电持续健康发展、高质量发展具有重要意义。

2.2.3.4 2021 年可再生能源电力消纳责任权重下发

为贯彻落实碳达峰、碳中和任务，实现 2025 年非化石能源占一次能源消费比重提高至 20%左右的目标，根据 2019 年出台的《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》，2021 年 5 月 25 日，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（简称《通知》），下发了各省 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及 2022 预期目标。

《通知》明确，从 2021 年起，每年初滚动发布各省权重，同时印发当年和次年消纳责任权重，当年权重为约束性指标，各省按此进行考核评估，次年权重为预期性指标，各省按此开展项目储备。另外，各省在确保完成 2025 年消纳责任权重预期目标的前提下，由于当地水电、核电集中投产影响消纳空间或其他客观原因，当年未完成消纳责任权重的，可以将未完成的消纳责任权重累计到下一年度一并完成。各省可以根据各自经济发展需要、资源禀赋和消纳能力等，相互协商采取灵活有效的方式，共同完成消纳责任权重。对超额完成激励性权重的，在能源双控考核时按国家有关政策给予激励。

可再生能源电力消纳责任权重是指按省级行政区域对电力消费规定应达到的可再生能源电量比重，包括可再生能源电力总量消纳责任权重和非水电可再生能源电力消纳责任权重。《通知》的下发，将促使各省级区域优先消纳可再生能源，加快解决弃水弃风弃光问题，同时对于推动我国能源结构调整，构建清洁低碳、安全高效的能源体系具有重要意义。

2.2.3.5 可再生能源发电项目开发建设进一步推动

根据《国家发展改革委 国家能源局关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改能源〔2021〕704 号）和《国家能源局关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》（国能发新能〔2021〕25 号）要求，为进一步推动可再生能源发电项目开发建设，确保实现全年开发建设目标，2021 年 8 月 5 日国家能源局公布了《关于开展可再生能源发电项目开发建设按月调度的通知》（以下简称“通知”）。

通知提出，要建立可再生能源发电项目开发建设按月调度机制，对可再生能源发电项目从核准（审批、备案）、开工、建设、并网到投产进行全过程调度。自 2021 年 8 月起，各省级能源主管部门、各主要中央发电企业于每月 15 日前分别将本省（区、市）、本企业可再生能源发电项目上月开发建设情况统计汇总后直报国家能源局新能源司。

通知还提出，国家电网公司每月 15 日前要将新能源云平台覆盖范围内可再生能源项目上月开发建设情况报国家能源局新能源司。南方电网公司、内蒙古电力公司要将企业经营区域内可再生能源项目并网、投产信息每月 15 日前报国家能源局新能源司。

此外，各省级能源主管部门要组织本省可再生能源项目开发建设单位依托国家可再生能源信息管理中心可再生能源发电项目信息管理系统及时填报可再生能源发电项目开发建设情况。国家可再生能源信息管理中心每月 20 日前要将上月全国可再生能源电力开发建设情况形成月度监测评估报告报国家能源局新能源司，并抄报各省级能源主管部门。

目前该制度覆盖的项目包括光伏、风电、水电、生物质发电、整县推进分布式光伏以及源网荷储项目。通知的印发，是我国国家层面首次开始对可再生能源项目的建设纳入到日常工作范例范畴标志，说明风光新能源项目已经受到国家高度重视。

2.2.4 多措并举构建新型电力系统

2.2.4.1 电力源网荷储一体化和多能互补发展将加快推进

为实现“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”的目标，着力构建清洁低碳、安全高效的能源体系，提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，贯彻新发展理念，更好地发挥源网荷储一体化和多能互补在保障能源安全中的作用，积极探索其实施路径，2021 年 3 月 5 日，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（简称《指导意见》），重点提出了电力源网荷储一体化和多能互补的重要意义、总体要求、实施路径、实施重点和政策措施。具体来看：

在源网荷储一体化实施路径和重点方面，《指导意见》明确，在实施路径上，通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，充分发挥负荷侧的调节能力，依托坚强局部电网建设提升重要负荷中心应急保障能力和风险防御能力，调动市场主体积极性，探索构建以电网为平台、统筹电源负荷与调度运行各环节、源网荷储高度融合的新一代电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级等具体模式。在实施重点上，一是区域（省）级侧重于通过电力市场价格信号引导各类市场主体灵活调节、多向互动，落实电源、电力用户、储能、虚拟电厂参与市场机制。二是市（县）级侧重于重点城市坚强局部电网建设、清洁取暖和清洁能源消纳一体化示范，提出保障电源以及自备应急电源配置方案，热电联产机组、新能源电站、灵活运行电热负荷一体化运营方案。三是园区（居民区）级侧重于调动负荷侧调节响应能力，在城市商业区、综合体、居民区开展分布式发电与电动汽车（用户储能）灵活充放电相结合的园区（居民区）级源网荷储一体化建设，在工业负荷大、新能源条件好的地区开展源网荷储一体化绿色供电园区建设。

在电力多能互补实施路径和重点方面，《指导意见》指出，在实施路径上，通过利用存量常规电源，合理配置储能，强化电源侧灵活调节作用，优化各类电源规模配比，统筹各类

电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，主要包括风光储、风光水（储）、风光火（储）等具体模式。在实施重点上，一是将“风光储一体化”定位于积极探索，结合储能成本下降进度深入研究配置储能的经济技术可行性。二是稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，考虑到当前水电外送通道利用小时约 5000 小时，汛期枯期差异较大，“风光水（储）一体化”主要利用水电的调节能力以及水电外送通道的闲置空间，积极开发消纳新能源。三是严控增量“风光火（储）一体化”，强调优先推进存量输电通道的改造提升，将可行的存量火电发展为“一体化”项目，通过灵活性改造挖掘机组调节能力，扩大就近打捆新能源电力规模；对于“风光火（储）”增量项目，则鼓励优先利用近区现役及已纳规火电项目，以减少新增火电规模，新建外送输电通道可再生能源电量比例原则上不低于 50%，优先规划建设比例更高的输电通道；对于就地开发消纳项目，在充分评估当地资源条件和消纳能力的基础上，优先利用新能源电力。

总体来看，电力源网荷储一体化和多能互补作为提升电力发展质量和效率的重要抓手，符合新一代电力系统的建设方向，符合能源电力绿色低碳发展的相关要求，有助于促进非化石能源加快发展，提高我国在应对气候变化中的自主贡献度，提升能源清洁利用水平、电力系统运行效率和电力供应保障能力。

2.2.4.2 数字化赋能新型电力系统建设

为贯彻落实党中央、国务院关于加快推动 5G 应用的相关部署要求，积极推进能源领域 5G 应用，国家发展改革委、国家能源局、中央网信办、工业和信息化部于 2021 年 6 月 11 日联合印发《能源领域 5G 应用实施方案》（简称《方案》），明确了能源领域 5G 应用的总体要求、主要任务和保障措施。具体来看，

《方案》明确了能源领域 5G 应用的发展目标。《方案》指出，未来 3-5 年，围绕智能电厂、智能电网、智能煤矿、智能油气、综合能源、智能制造与建造等方面拓展一批 5G 典型应用场景，建设一批 5G 行业专网或虚拟专网，探索形成一批可复制、易推广的有竞争力的商业模式。研制一批满足能源领域 5G 应用特定需求的专用技术和配套产品，制定一批重点亟需技术标准，研究建设能源领域 5G 应用相关技术创新平台、公共服务平台和安全防护体系，显著提升能源领域 5G 应用产业基础支撑能力。

为实现上述目标，《方案》从进一步拓展能源领域 5G 应用场景、加快能源领域 5G 专用技术研发和加大相关基础设施和安全保障能力建设三方面提出了主要任务。其中，在 5G 应用场景“智能电厂+5G”建设方面，《方案》指出，研究面向智能电厂的 5G 组网和接入方案，开展电厂 5G 无线网覆盖建设，综合利用物联网、大数据、人工智能、云计算、边缘计算等技术，在确保电厂安全前提下，以需求为牵引，搭建适应电厂复杂环境的全域工业物联网和数据传输网络。开展基于 5G 通信的工业控制与监测网络升级改造，实现生产控制、智能巡检、运行维护、安全应急等典型业务场景技术验证及深度应用，在火电、核电、水电和新能

源等领域形成一批 5G 典型应用场景。在“智能电网+5G”建设方面,《方案》指出,加快研制 5G 通信终端、模块样机等行业定制化设备,开展端到端切片安全测试,研究电力行业的 5G 物联网设备操作系统标准,搭建融合 5G 的电力通信管理支撑系统和边缘计算平台,重点开展输变配电运行监视、配网保护与控制、新能源及储能并网、电网协同调度及稳定控制等典型业务场景现网验证及深度应用,探索 5G 网络切片服务租赁、电力基础设施资源与通信塔跨行业资源共享等商业合作模式,形成一批“智能电网+5G”典型应用场景。

此外,为保障各项工作任务落实与顺利开展,《方案》还从加强组织实施、推动协同创新、加大支持力度和开展试点应用四个方面制定了详细的保障措施。

5G 具有高速率、低时延、大连接等特征,是支撑能源转型的重要战略资源和新型基础设施。5G 与能源领域各行业深度融合,将有效带动能源生产和消费模式创新,为能源革命注入强大动力。目前,能源领域 5G 应用总体处于发展初期阶段,尚需深入挖掘应用场景、完善配套支撑体系、培育有竞争力的商业模式。《方案》的出台,将拓展能源领域 5G 应用场景,探索可复制、易推广的 5G 应用新模式、新业态,支撑能源产业高质量发展。

2.2.4.3 加快推动新型储能发展的指导意见出台

新型储能是除抽水蓄能外,以电力为主要输出形式的储能技术。为推动新型储能快速发展,支撑以新能源为主体的新型电力系统构建,促进碳达峰碳中和目标实现,国家发展改革委、国家能源局于 2021 年 7 月 23 日联合印发了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》(以下简称《指导意见》)。

《指导意见》着力加强顶层设计,梳理总结了“十三五”新型储能行业发展的问题和经验,广泛听取行业意见,旨在统筹指导新型储能行业新阶段、新目标下的发展。同时,充分衔接《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》等文件精神。

《指导意见》强调电源、电网、用户均应紧密结合能源结构、电力供需、用能需求配置储能。并指出将开展专项规划,对储能发展需求、布局和配置原则等开展系统性研究。此外,新型储能规划要与能源、电力、能源技术创新等规划衔接,地方规划也要与国家规划充分衔接。

《指导意见》还从多维度着力,强调要统筹协调创新资源,加强产学研用融合;研究建立与新型储能特点相适应的市场机制和配套政策,破除政策瓶颈,科学疏导成本;统筹推动国家、地方有关部门明确新型储能管理职能和流程;统筹完善新型储能标准体系建设,加强与现有能源电力系统相关标准规范的衔接。

值得注意的是,《指导意见》首次从国家层面提出装机规模目标,预计到 2025 年,新型储能装机规模达 3000 万千瓦以上,接近当前新型储能装机规模的 10 倍,充分展望了行业发

展前景和市场规模，给企业发展带来巨大信心。

2.2.4.4 煤电机组能耗进一步降低

为推动能源行业结构优化升级，进一步提升煤电机组清洁高效灵活性水平，促进电力行业清洁低碳转型，助力全国碳达峰、碳中和目标如期实现，国家发展改革委、国家能源局于2021年10月29日联合印发了《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行〔2021〕1519号）（以下简称《通知》），并制定了《全国煤电机组改造升级实施方案》（以下简称《方案》）。

《通知》明确了煤电机组改造升级的指导思想、基本原则和主要目标，从节能提效改造、供热改造、灵活性改造、淘汰关停低参数小火电、规范自备电厂运行、优化机组运行管理、严格新建机组准入等方面提出了实施路径，并提出从加强技术攻关、加大财政金融支持、健全市场机制等方面加大政策支持。

《方案》明确指出，要推动煤电行业实施节能降耗改造、供热改造和灵活性改造“三改联动”，严控煤电项目，持续优化能源电力结构和布局，深入推进煤电清洁、高效、灵活、低碳、智能化高质量发展，努力实现我国煤电行业碳达峰目标。

《方案》提出，全面梳理煤电机组供电煤耗水平，结合不同煤耗水平煤电机组实际情况，探索多种技术改造方式，分类提出改造实施方案。统筹考虑大型风电光伏基地项目外送和就近消纳调峰需要，以区域电网为基本单元，在相关地区妥善安排配套煤电调峰电源改造升级，提升煤电机组运行水平和调峰能力。

按特定要求新建的煤电机组，除特定需求外，原则上采用超超临界、且供电煤耗低于270克标准煤/千瓦时的机组。设计工况下供电煤耗高于285克标准煤/千瓦时的湿冷煤电机组和高于300克标准煤/千瓦时的空冷煤电机组不允许新建。到2025年，全国火电平均供电煤耗降至300克标准煤/千瓦时以下。

《通知》的发布及《方案》实施将为我国煤电发展提供规范和方向，进一步降低煤电机组能耗，提升灵活调节能力和清洁高效水平。对当前煤电能耗治理，以及未来以新能源为主体的新型电力系统下煤电发展趋势与角色定位具有重要的指导意义，充分体现了我国在双碳目标落实方面的决心与使命担当。

2.2.4.5 电力系统调节性资源潜力进一步释放

为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，规范电力系统并网运行管理及电力辅助服务管理，国家能源局于2021年12月21日对《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号）和《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号）进行了修订，并将名称修改为《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）（以下简称《规定》）和《电力辅助服务管理办法》（国

能发监管规（2021）61 号）（以下简称《办法》）。

《规定》重点对包括新能源在内的发电侧并网主体、新型储能、用户可调节负荷等并网管理内容进行了修订完善。要求新能源电站并网时的一次调频、AGC 服务、无功服务能力等满足国家要求，否则并网上存在限制；相较于是否配储，考核指标更侧重于并网电力性能；电站为满足性能要求需自行配置储能、进行机组改造、购买调频服务等。

《办法》重点对辅助服务提供主体、交易品种分类、电力用户分担共享机制、跨省跨区辅助服务机制等进行了补充深化。扩大了辅助服务提供主体范围，将提供辅助服务主体范围由发电厂扩大到包括新型储能、自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、聚合商、虚拟电厂等主体；进一步明确补偿方式与分摊机制，强调按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，确定补偿方式和分摊机制；将辅助服务分摊主体扩大到上游发电企业+下游用户，由市场化交易形成价格。

此次《规定》和《办法》的修订有助于释放电力系统调节性资源潜力，支撑新能源大规模接入，对形成源网荷储协调发展，安全、优质、经济运行的新型电力系统具有重要意义。

2.3 关联行业分析

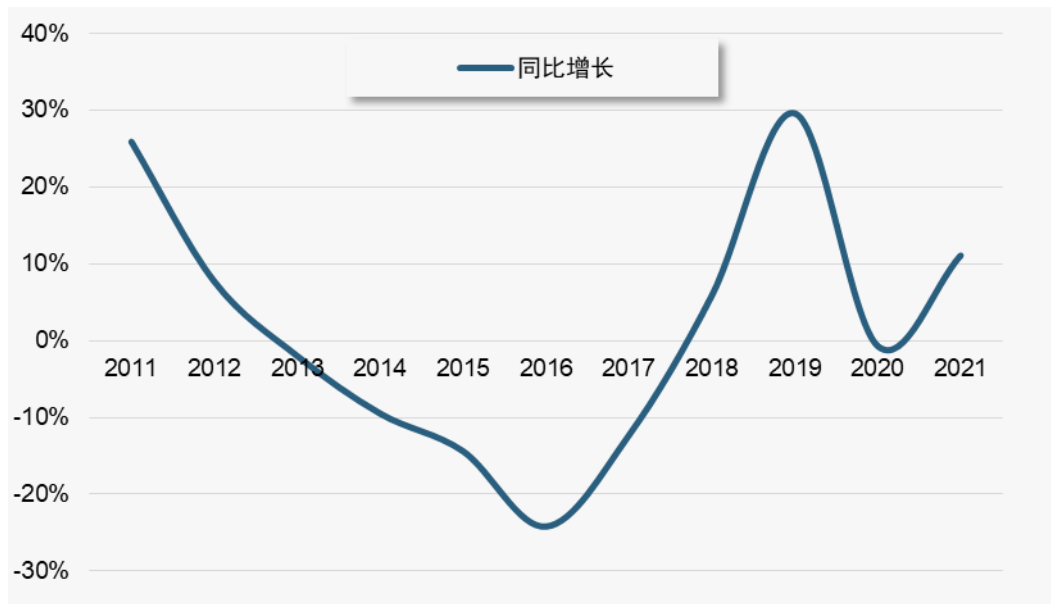
2.3.1 煤炭行业运行情况分析

2021 年，国家供给侧结构性改革持续深入，煤炭行业投资增速回升至双位数，优质产能加快释放，过剩产能得到有效化解，煤炭产量创历史新高，进口量稳步增加，转运能力提高，煤炭市场供给不断提升。与此同时，煤炭需求保持稳定增长，主要耗煤行业中，火电成为拉动煤炭消费的主力。总体来看，煤炭市场供需形势由相对紧张转变为供需两旺，煤炭价格逐步回归合理区间。

2.3.1.1 煤炭供需基本平衡

煤炭行业固定资产投资增速回升至双位数。近年来，随着煤炭行业供给侧结构性改革持续深入，煤炭行业开发布局不断优化，产业结构调整、转型升级步伐加快，供应能力持续增强，行业效益持续好转，行业投资积极性明显改善。2018 年，煤炭行业整体固定资产投资增速自 2013 年以来首次由负转正。2019 年，煤炭行业投资预期继续向好，加之受上年低基数效应影响，煤炭行业投资增速持续攀升。2020 年，受新冠肺炎疫情及上年同期高基数影响，煤炭行业投资增速仍处于较低水平，且增速再次进入负增长区间。2021 年，我国固定资产投资稳定恢复，结构持续优化，煤炭领域中长期政策导向日益明晰，煤矿企业在扩能增产、安全保障、智能化发展等领域的投资需求持续释放，煤炭行业固定资产投资增速实现回正，恢复双位数增长。国家统计局发布的数据显示，2021 年，煤炭开采和洗选业累计完成投资同比增长 11.1%，上年同期为同比下降 0.7%。

图 8 2011-2021 年煤炭行业累计固定资产投资同比增长率变化趋势



注：煤炭行业在此处特指煤炭开采和洗选业。国家统计局 2011 年起上调投资统计起点，投资项目统计起点标准由原来的 50 万元调整为 500 万元。“固定资产投资（不含农户）”等于原口径的城镇固定资产投资加上农村企事业组织项目投资。

数据来源：国家统计局

煤炭产量创历史新高。近年来，随着煤炭行业供给侧结构性改革持续推进，大型现代化煤矿已经成为全国煤炭生产的主体，行业供给质量和效率在大幅提升。2021 年，新冠疫情防控常态化，国内经济持续复苏，推动全社会用电增长，作为基础能源的煤炭需求量加大，原煤产量破 40 亿吨，创历史新高。国家统计局发布的数据显示，2021 年，全国规模以上工业原煤产量 40.7 亿吨，同比增长 4.7%，增速较上年提高 3.8 个百分点；比 2019 年增长 5.6%，两年平均增长 2.8%。此外，下游需求拉动，叠加保供稳价政策逐步发力等因素，煤炭运输需求不断升温，铁路及港口煤炭运力稳定释放，全国铁路及港口煤炭发运量保持较快增长，但受基数抬升影响，增速呈现回落态势。中国煤炭运销协会发布的数据显示，2021 年，全国铁路煤炭发送量完成 25.8 亿吨，同比增长 8.8%，较上年增加 2.1 亿吨；其中，全国铁路电煤发运量完成 20.0 亿吨，同比增长 16.2%，较上年增加 2.8 亿吨。同期，全国主要港口累计发运煤炭 8.45 亿吨，同比增长 12.6%。其中，内贸煤炭累计发运量 8.39 亿吨，同比增长 12.2%；外贸煤炭累计发运量 497.2 万吨，同比增长 50.6%。

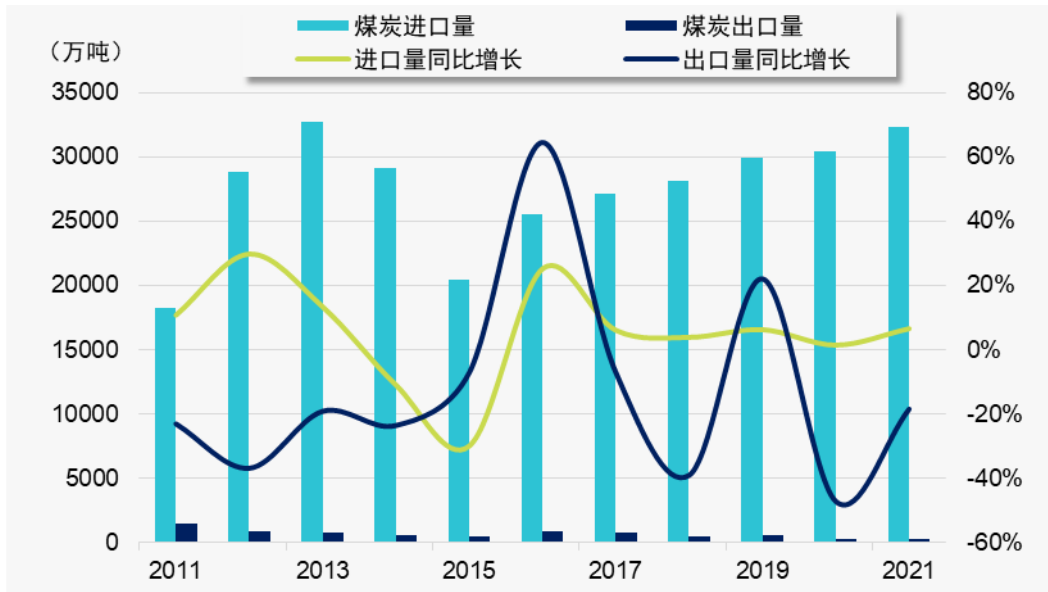
图 9 2011-2021 年煤炭行业产量增长率变化趋势



数据来源：国家统计局

煤炭进口增速“先抑后扬”。自 2019 年我国煤炭进口规模突破 3 亿吨，进口量呈逐年递增趋势，2021 年我国煤炭进口量保持同比增长，增速呈现“先抑后扬”的“V”型走势。2021 年年初，煤炭海运成本上升导致进口煤价差优势缩小，加之澳煤被限制进口，国内供给水平上升，进口煤炭需求有所降温；随着我国加强了与俄罗斯，蒙古等不同国家的煤炭贸易往来，尤其是加大了对印尼煤碳的进口力度，进口煤源得到了有效补充，同时在国内煤炭保供的背景下，得益于在政策层面鼓励电企增加进口煤采购力度，确保了我国全年煤炭进口量稳步增加，再创近年新高。与此同时，受国内能源保障压力加大，煤企出口动力不足等因素影响，煤炭整体出口规模仍处于较低水平，且持续双位数下滑，但降幅收窄明显。国家海关总署发布的数据显示，2021 年，全国煤及褐煤累计进口量为 32,322 万吨，同比增长 6.6%，增速较上年提高 5.1 个百分点；全国煤及褐煤累计出口量为 260 万吨，同比下降 18.4%，降幅较上年收窄 28.7 个百分点。

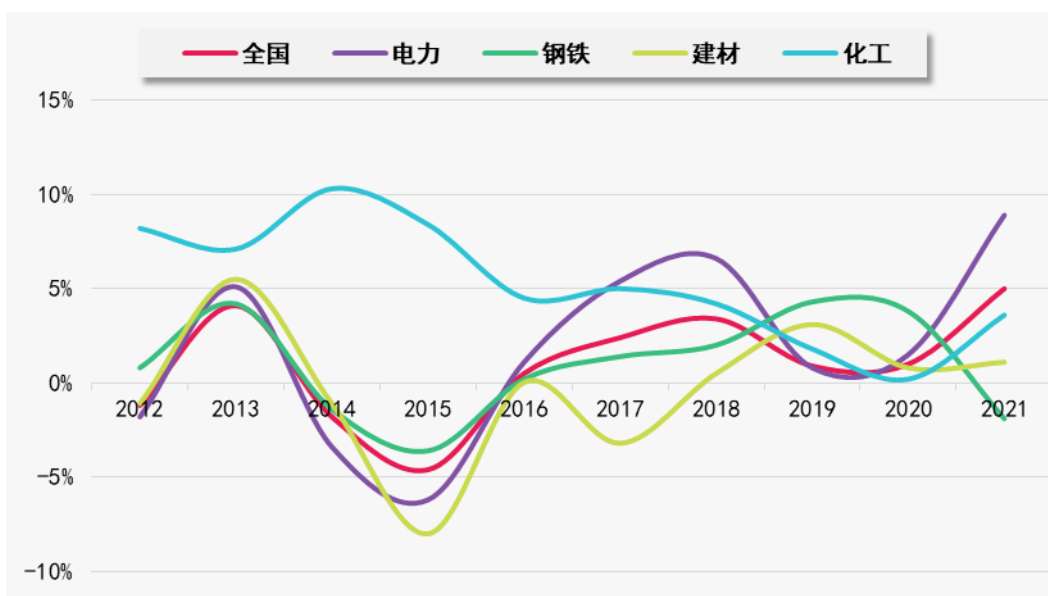
图 10 2011-2021 年我国煤炭进、出口量及同比增长率变化趋势



数据来源：国家海关总署

煤炭消费量稳定增长。2021 年，随着我国国民经济持续恢复发展，工业经济活动日益活跃，作为煤炭重要下游行业，电力、钢铁、建材、化工等行业煤炭消费需求稳定释放，全国商品煤消费量同比保持较快增长。但在“双碳”背景下，同时受基数抬升等因素影响，全国商品煤消费量同比增速呈逐月回落态势。中国煤炭运销协会测算数据显示，2021 年，全国商品煤累计消费量 42.7 亿吨，同比增长 5.0%，增速较上年提高 4.0 个百分点；其中，电力、钢铁、建材、化工四大行业煤炭消费量分别 24.2 亿吨、6.7 亿吨、5.5 亿吨和 3.1 亿吨，同比分别增长 8.9%、-1.9%、1.1%和 3.6%。

图 11 2012-2021 年全国及重点行业煤炭累计消费量增长率变化趋势

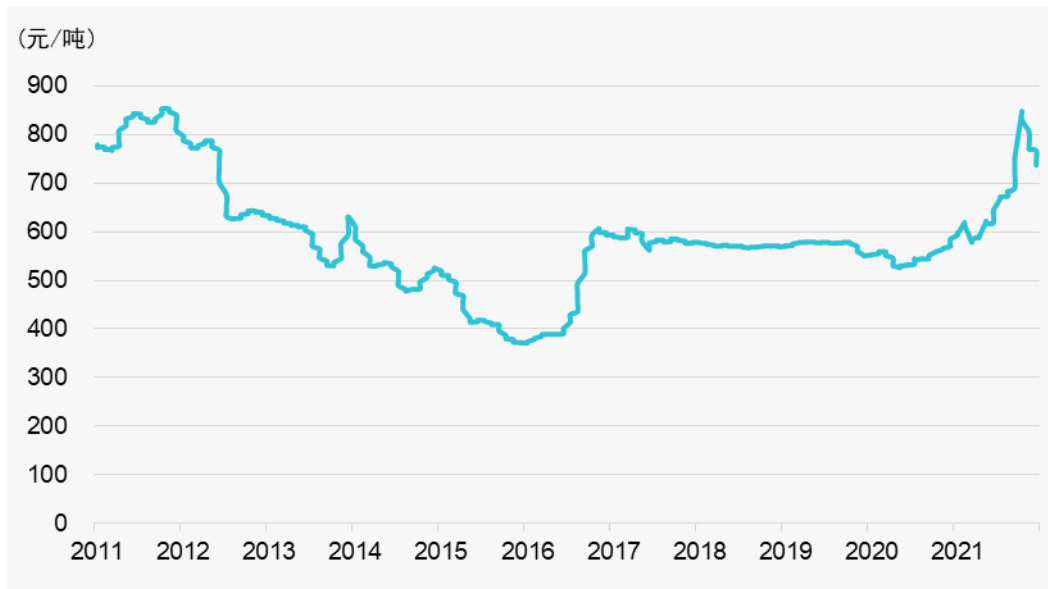


数据来源：中国煤炭运销协会

2.3.1.2 煤炭价格逐步回归合理区间

煤炭价格呈“M”型运行。2021年1-10月份，动力煤价格起起落落，一度刷新历史极值，其主要原因还是市场供需趋于偏紧，给予煤炭价格有力支撑。进入11月份后，在一系列政策密集调控下，煤炭增产保供成效显著，有力保障了下游行业，尤其是电力行业的动力煤消费需求，供需偏紧局面不断改善，动力煤价格快速回落，但仍处于相对高位运行。2021年全年煤炭价格经历“先涨后跌又涨再跌”的行情，总体呈“M”型运行。秦皇岛煤炭网2021年12月29日发布的环渤海动力煤价格指数周评显示，本报告期（2021年12月22日至2021年12月28日）环渤海动力煤价格指数报收于737元/吨，环比下行3元/吨，比2021年9月末下行15元/吨，较上年同期上行152元/吨。

图 12 2011年1月-2021年12月 BSPI 动力煤综合平均价格（5500大卡）变化趋势



数据来源：秦皇岛煤炭网

2.3.1.3 电煤库存恢复高位波动

电煤库存先降后升。2021年前3季度，煤炭价格大幅波动，导致煤电库存始终低于上年同期水平，加之高温天气耗煤量增加和煤炭供应紧张等因素，电煤库存快速下降。10月份，有关各方多措并举，煤矿核增产能得到释放，电厂存煤水平快速提升。进入11月份后，经过前期集中补库后，全国电厂存煤已超过往年同期水平，且在“拉尼娜”冷冬预期影响下，下游电厂仍保持拉运积极性，煤炭进口量亦保持高位，在内外贸共同发力下，电厂库存维持高位波动。中国煤炭运销协会发布的数据显示，2021年12月末，全国统调电厂存煤1.65亿吨，创历史新高，环比增长5.7%，同比增长2.7%。库存可用天数22天，环比减少2天，同比增加5天。

2.3.2 四大高耗能行业运行情况分析

2.3.2.1 钢铁行业运行情况

投资增速企稳回暖。2021 年，伴随各项促进政策落地和市场预期不断向好，钢铁行业聚焦产能置换、超低排放改造、环保技改等重点领域，推动固定资产投资需求稳定释放。受基数效应影响，钢铁行业固定资产投资增速逐月回落，呈企稳态势。国家统计局发布的数据显示，2021 年，钢铁行业固定资产投资累计同比增长 14.6%，增速较上年回落 11.9 个百分点。

粗钢产量前高后低，累计同比下降，钢铁工业增加值增速持续回落。2021 年上半年，受国内外需求拉动，全国累计粗钢产量 5.63 亿吨，同比增长 11.80%，创同期历史新高；进入下半年，随着国家调控政策的落实，钢铁领域粗钢压产、环保限产等工作深入推进，钢铁产量过快增长得到有效遏制，企业生产运行逐步放缓；自 7 月以来，粗钢产量连续 6 月保持同比下降。国家统计局发布的数据显示，2021 年全年，我国钢铁工业增加值同比增长 1.2%，增速较上年回落 5.5 个百分点；钢材累计产量为 133,666.8 万吨，同比增长 0.6%，增速较上年回落 7.1 个百分点；生铁累计产量为 86,856.8 万吨，同比下降 4.3%，上年为同比增长 4.3%；粗钢累计产量为 103,278.8 万吨，同比减少 3197.9 万吨，下降 3.0%，上年为同比增长 5.2%。另据，工业和信息化部资料显示，2021 年，我国累计粗钢表观消费量约 9.92 亿吨，同比下降 5.3%。

铁矿石价格上半年持续冲高，下半年震荡回落。2021 年上半年进口铁矿石价格大幅上涨，5 月 12 日达到历史最高点 230.59 美元/吨，极大偏离了供需基本面，严重影响了钢铁行业稳定运行。下半年随着钢铁产量下降带动铁矿石需求减少，铁矿石价格明显回落。国家海关总署发布的数据显示，2021 年全年，我国累计进口铁矿砂及其精矿（铁矿石）112431.5 万吨，同比减少 4519.0 万吨，下降 3.9%。按美元计算，2021 年铁矿石进口额 1846.7 亿美元，同比增加 609.4 亿美元，增长 49.3%。据此测算，铁矿石进口均价为 164.3 美元/吨，同比增加 58.5 美元/吨，增长 55.3%。

钢材价格波动上行，四季度开始高位回调。2021 年以来，受铁矿石、焦煤等原燃料价格大幅上涨影响，上半年钢材价格一路走高，随后钢材价格高位回调，尤其是四季度以来，受需求减少等影响，钢材价格大幅下滑。中国钢铁工业协会统计数据显示，2021 年，国内钢材综合价格指数 5 月中旬达到 174.81 点，创历史新高，12 月末为 131.70 点，较 2021 年最高点下降 24.7%，全年平均指数为 142.03 点，同比上涨 36.46 点。

钢材出口总量高于去年，下半年逐月回落。2021 年，受国外需求恢复较快、国际钢材价格大幅上涨等因素影响，我国钢材出口在连续 5 年下降的情况下大幅反弹。上半年，钢材出口持续增长，随着取消出口退税等政策效果显现，自 7 月开始，钢材出口环比持续下降。国家海关总署发布的数据显示，2021 年全年，我国累计出口钢材 6689.5 万吨，同比增长 24.6%；累计进口钢材 1426.8 万吨，同比下降 29.5%。

销售利润率明显改善，行业效益创历史最高。2021年，受国民经济整体向好、全球大宗商品价格上涨等因素影响，钢铁行业效益呈前高后低走势，钢铁行业效益创历史最高。国家海关总署发布的数据显示，2021年全年，钢铁行业累计实现营业收入96662.3亿元，同比增长32.2%，增速较上年提高27.0个百分点；累计实现利润总额4240.9亿元，同比增长75.5%，上年同期为同比下降7.5%；销售毛利率为8.4%，较上年上升0.7个百分点；销售利润率为4.4%，较上年提高1.0个百分点。另据，工业和信息化部资料显示，2021年全年，重点大中型钢铁企业累计营业收入6.93万亿元，同比增长32.7%；累计利润总额3524亿元，同比增长59.7%，创历史新高；销售利润率达到5.08%，较上年提高0.85个百分点。

2.3.2.2 有色金属行业运行情况

有色金属工业固定资产投资回正。2021年，虽然疫情散发、局部汛情、大宗商品上涨、高基数等多重影响，但随着下半年以来加快地方政府专项债券发行节奏，“两新一重”项目有序建设，财政货币投资等政策支持力度加大，我国投资保持了恢复态势，规模继续扩大，结构不断优化，有色金属工业固定资产投资恢复正增长。中国有色金属工业协会统计数据显示，2021年，有色金属工业固定资产投资完成额同比增长4.1%，两年平均增长1.5%。其中，有色金属矿采选业固定资产投资额累计同比增长1.9%，两年平均下降1.1%，上年为同比下降4.0%；有色金属冶炼和压延加工业固定资产投资额累计同比增长4.6%，两年平均增长2.1%，上年为同比下降0.4%。此外，民间有色金属固定资产投资完成额同比增长11.2%，两年平均增长5.6%。

有色金属生产保持平稳增长。2021年，有色金属行业克服疫情反复不利影响，在国内和国际市场复苏的背景下，持续深化供给侧结构性改革，保障产业链供应链有效供给，全年有色金属产量平稳增长。国家统计局发布的数据显示，2021年，十种有色金属产量6454万吨，同比增长5.4%，增幅较上年回落0.1个百分点；两年平均增长5.1%。其中，铜产量1049万吨，增长7.4%，增速与上年基本持平；电解铝产量3850万吨，增长4.8%，回落0.1个百分点；铅产量737万吨，增长11.2%，提高1.8个百分点；锌产量656万吨，增长1.7%，回落1个百分点。氧化铝产量7748万吨，增长5%，提高4.7个百分点。

主要有色金属价格高位回调。2021年，大宗有色金属价格持续高位运行，5月份铜价为年内高点，6月份在高位回调，下半年总体呈震荡回落的态势；9、10月份铝价为年内高点，11、12月份在高位回调。其中，全球经济恢复，叠加新能源产业发展拉动有色金属需求增加，是支撑有色价格维持高位震荡的主要动力。其次，考虑到国际油价和有色金属具有一定的关联，油价上涨也在一定程度上带动了所有的有色金属的成本，刚性成本有所增加。中国有色金属工业协会数据统计显示，2021年，国内现货市场铜年均价格68490元/吨，创历史新高，比上年上涨40.5%，但比上年上半年增幅回落8.7个百分点；国内现货市场铝年均价格达到18946元/吨，年均价格创14年的新高，比上年上涨33.5%，但比前三个季度增幅回落1.4个百分点。另外，铅、锌现货均价分别为15278元/吨、22579元/吨，同比上涨3.4%和22.1%。

有色金属进出口金额大幅增长。2021 年，国内国际循环相互促进，内需扩大拉动了进口，外需拓展促进了出口，加之年初《区域全面经济伙伴关系协定》（RCEP）正式生效，主要有色金属产品出口好于预期。国家海关总署发布的数据显示，2021 年，有色金属进出口贸易总额（含黄金贸易额）2616.2 亿美元，比上年增长 67.8%。其中，进口额 2151.8 亿美元，增长 71.0%；出口额 464.5 亿美元，增长 54.6%。铜精矿进口 2340.4 万吨，同比增长 7.6%，进口金额 567.6 亿美元，同比增长 55.6%；未锻轧铜及铜材进口 552.9 万吨，同比下降 17.2%，进口金额 524.5 亿美元，同比增长 20.5%；未锻轧铝及铝材出口 561.9 万吨，同比增长 15.7%，出口金额 194.7 亿美元，同比增长 48.7%。值得注意的是，加入贸易组织 20 年来，我国出口未锻轧铝及铝材从 2001 的 54.4 万吨增至 2021 年的 561.9 万吨，年均增长 12.5%。

规上有色金属企业实现利润创新高。2021 年，有色行业景气度较高，大多有色金属价格上涨，产销增长，规模以上有色金属企业实现利润创历史新高，国际竞争力持续提升。中国有色金属工业协会统计数据显示，2021 年，9031 家规模以上有色金属工业企业（包括独立黄金企业）实现利润总额 3644.8 亿元，比上年增长 101.9%。

2.3.2.3 建材行业运行情况

2021 年，我国建材行业克服疫情多点散发、原燃料价格快速上涨、限电限产等影响因素，经济运行保持平稳较好发展态势，具体呈现以下特点：

生产保持平稳。2021 年，我国主要建材产品生产平稳。国家统计局发布的数据显示，2021 年，全国水泥产量 236281.2 万吨，同比下降 1.2%，上年为增长 1.6%；商品混凝土产量 329330 万立方米，同比增长 6.9%，增速较上年提高 4.0 个百分点。平板玻璃产量 101664.7 万重量箱，同比增长 8.4%，增速较上年提高 7.1 个百分点。此外，工业和信息化部发布的数据显示，2021 年，我国建材工业增加值同比增长 8%，较整个工业增速低 1.6 个百分点。其中，12 月当月增速 7.4%，自 9 月份由负转正后持续提高。

价格整体上行。中国建筑材料联合会发布的数据显示，2021 年，我国建材及非金属矿工业产品全年平均出厂价格同比上涨 4.1%，其中，水泥平均出厂价格同比上涨 6.0%，平板玻璃平均出厂价格同比上涨 35.1%。

效益增长显著。工业和信息化部发布的数据显示，2021 年，我国规模以上建材企业营业收入 6.6 万亿元，较上年增加 1.0 万亿元，同比增长 13.5%，其中，水泥行业营业收入 10754 亿元，较上年增加 794 亿元，同比增长 7.3%，平板玻璃行业营业收入 1184 亿元，较上年增加 258 亿元，同比增长 28.1%。我国规模以上建材企业利润总额 5754 亿元，较上年增加 883 亿元，同比增长 14.7%，其中，水泥行业利润总额 1694 亿元，较上年减少 139 亿元，同比下降 10.0%；平板玻璃行业利润总额 247 亿元，较上年增加 117 亿元，同比增长 89.3%。

投资持续恢复。中国建筑材料联合会发布的数据显示，2021 年，我国建材行业固定资产投资全年继续保持增长，其中非金属矿采选业固定资产投资同比增长 26.9%，非金属矿制品业固定资产投资同比增长 14.1%。

出口再创新高。国家海关总署发布的数据显示，1-11 月我国建材及非金属矿产品出口金额 421.3 亿美元，同比增长 23.5%，预计全年出口金额 470 亿美元左右，同比增长 21.0% 左右。

2.3.2.4 化工行业运行情况

化工行业保持高景气态势。2021 年，在国际油价反弹、化工产品价格回升的背景下，需求侧，化工行业持续回暖，国内化工品需求总体稳中有升，下游市场不断走强；供给侧，化工行业趋向平稳，持续改善，炼化企业生产走向正轨，头部企业份额持续提升，进而带动行业向一体化和集中化发展。综合影响下，2021 年化工行业延续 2020 年 3 季度以来的高景气度。根据国家统计局发布的数据，1 季度，化工行业在经济复苏和高油价支撑下，景气指数上升至 144.6，高于同期制造业景气指数 0.8 个点；2 季度，行业景气度小幅回落至 139.1，高于同期制造业景气指数 0.1 个点；3 季度，大宗商品价格回落，化工产品价格随之下降，行业景气指数回落至 130.1，低于同期制造业景气指数 0.8 个点；4 季度，行业整体经济效益好转，景气指数上升至 133.3，高于同期制造业景气指数 0.4 个点。

固定资产投资快速增长。2021 年，各地区、各部门统筹常态化疫情防控和经济社会发展，着力做好补短板稳投资相关工作，不断深化供给侧结构性改革，合理扩大有效投资，随着政策支持和投资项目建设力度进一步加大，化工行业固定资产投资增速实现回正，达到两位数增长。国家统计局发布的数据显示，2021 年全年，化工行业固定资产投资总额同比增长 15.7%，上年同期为同比下降 1.2%，高于同期全国固定资产投资 10.8 个百分点。

化工行业生产稳定增长。2021 年，化工行业下游需求持续复苏，企业生产加快，产能利用率处于近年来较高水平，加之化工出口势头良好，对工业生产拉动作用增强，多数产品产量持续回升，化工行业增加值平稳增长。国家统计局发布的数据显示，2021 年全年，化工行业增加值累计同比增长 7.7%，增速较上年增长 4.3 个百分点，但低于全国规模以上工业增加值增速 1.9 个百分点。其中主要产品，乙烯产量 2826 万吨，增长 18.3%。初级形态的塑料产量 11039 万吨，增长 5.8%；合成橡胶产量 812 万吨，增长 2.6%；合成纤维产量 6152 万吨，增长 9.1%。烧碱产量 3891 万吨，增长 5.2%；纯碱产量 2913 万吨，增长 3.4%。化肥产量 5446 万吨，增长 0.8%；其中，氮肥增长 1.6%，磷肥下降 0.7%，钾肥下降 1.3%。农药产量 250 万吨，增长 7.8%。橡胶轮胎外胎产量 89911 万条，增长 10.8%。电石产量 2825 万吨，增长 0.9%。

化工行业出口成绩亮眼。2021 年，国内经济稳定复苏，市场主体活力增强，为外贸持续稳定增长提供了有力支撑。与此同时，海外经济逐步恢复带来物资需求增加，我国外贸进

出口形势持续向好，化工出口交货值增速实现大幅增长。国家统计局发布的数据显示，2021年全年，化工行业出口交货值累计 4763.4 亿元，同比增长 40.3%，而上年同期为同比下降 8.8%。

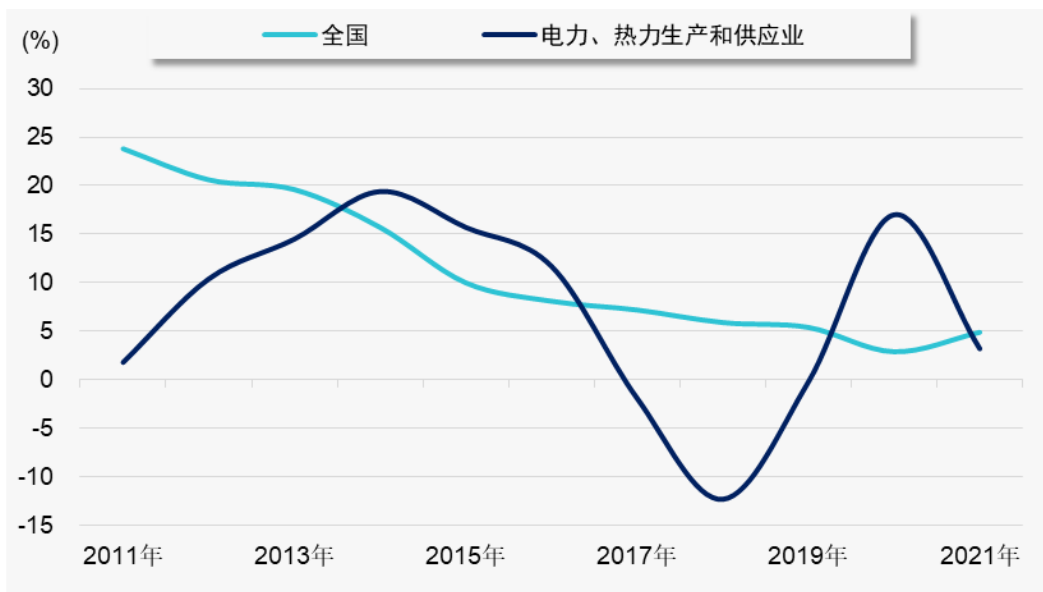
3 2021 年电力行业运行情况分析

3.1 电力行业固定资产投资情况

3.1.1 投资增速大幅回落

近年来，全社会固定资产投资增速明显放缓，但电力、热力生产和供应业投资增速却受益于行业经营状况的持续改善，自 2012 年以来明显回升，并在 2014 年首次超过全社会固定资产投资增速，占全社会固定资产投资增速的比重也有所提高。2015 年-2016 年，电力、热力生产和供应业固定资产投资仍保持较快增长，但受基数效应影响，增速较前几年有所放缓。2017 年，随着电源、电网投资增速放缓，电力、热力生产和供应业固定资产投资在近年来首次进入负增长区间。2018 年-2019 年，电力、热力生产和供应业固定资产投资仍延续 2017 年的负增长态势，但 2019 年降幅明显收窄。2020 年，受新冠肺炎疫情影响，全社会固定资产投资增速继续放缓，但受政策提振，在电源投资较快增长的带动下，电力、热力生产和供应业固定资产投资由负转正并持续快速增长。2021 年，作为拉动内需的“三驾马车”中重要一环的投资，全年保持恢复态势，规模持续扩大，结构不断优化。其中，全国固定资产投资（不含农户）超过 50 万亿，增长缓中趋稳；电力、热力生产和供应业固定资产投资保持同比增长，增速大幅回落。国家统计局发布的数据显示，2021 年，全国固定资产投资（不含农户）544,547 亿元，同比增长 4.9%，比 2019 年增长 8.0%，两年平均增长 3.9%；增速较上年提高 2.0 个百分点。其中，电力、热力生产和供应业固定资产投资同比增长 3.2%，增速较上年下降 13.8 个百分点。

图 13 2011-2021 年全国及电力、热力生产和供应业累计固定资产投资额同比增长率变化趋势

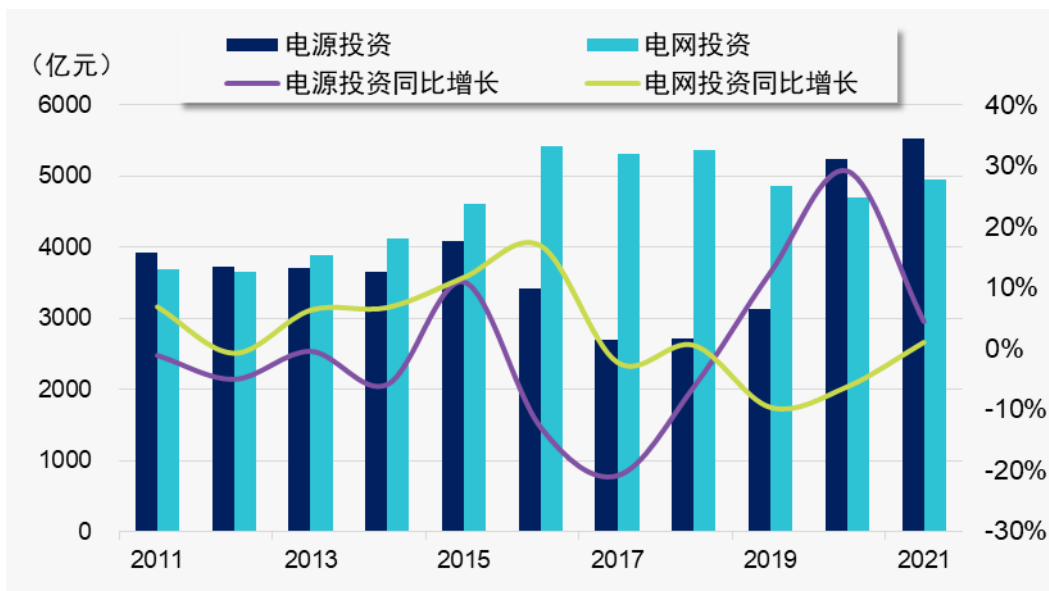


数据来源：国家统计局

3.1.2 电力投资向电源投资微弱倾斜

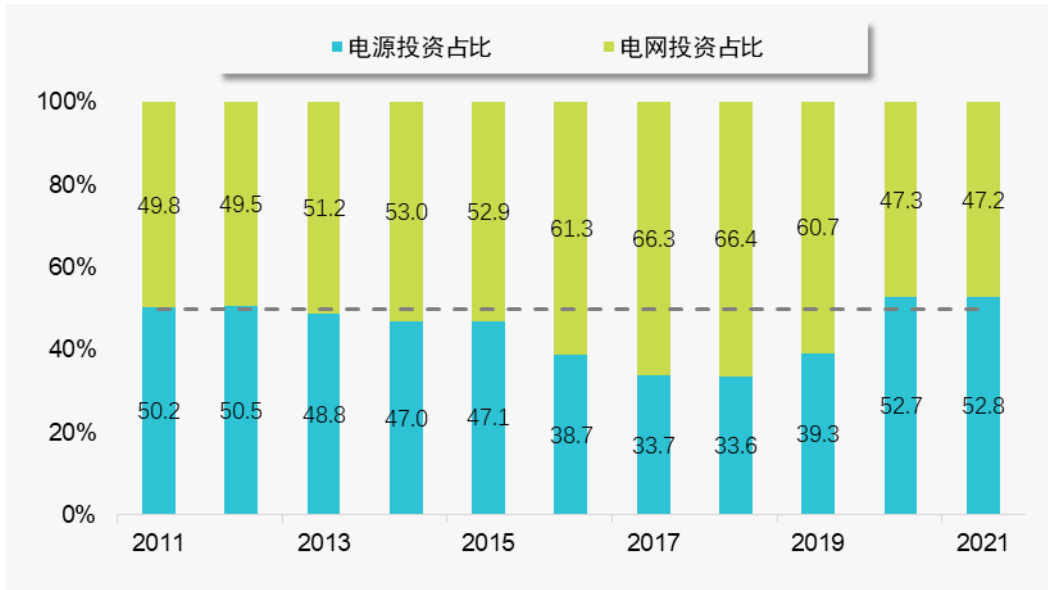
电源投资与电网投资并驾齐驱之势愈发明显。从电力投资结构来看，为了改变我国长期以来电网投资落后于电源投资的局面，2009 年以来，电力行业建设投资持续向电网投资倾斜，2009 年，电网基本建设完成投资占全国电力工程建设完成投资的比重首次超过 50%。2011 年-2016 年，随着特高压电网建设的加快、城市配电网建设改造提速及农村电网改造升级工作的持续开展，电网建设投资增速逐年提升，电源、电网投资失衡矛盾不断改善。2017 年电源和电网投资增速双双下降，导致电力工程总投资增速由正转负。2018 年，电力工程建设总投资延续上年的负增长态势，但电网投资实现小幅增长，电源投资持续负增长。2019 年，电力工程总投资同比仍处于负增长区间，其中，电源投资增速持续回升，电网投资仍保持负增长，但电网基本建设完成投资占比仍在 60%以上，明显高于电源投资。2020 年，受益于风电、太阳能发电投资较快增长，电力投资明显向电源投资倾斜，电源投资实现快速增长，电网投资仍延续负增长态势。2021 年，电源与电网完成投资均同比增长，电源投资增速明显放缓，电网投资增速企稳向好，实现回正。虽然电源投资额占比依然稍高于电网投资，但我国电力行业建设投资正逐步呈现电源投资和电网投资并重的局面。中国电力企业联合会发布的数据显示，2021 年全年，电力工程建设完成投资 10,481 亿元，同比增长 2.9%，增速较上年下降 6.7%。其中，全国电源工程完成投资 5,530 亿元，同比增长 4.5%，占电力基本建设投资完成额的比重为 52.8%；电网基本建设完成投资 4,951 亿元，同比增长 1.1%，占电力基本建设投资完成额的比重为 47.2%。

图 14 2011-2021 年电源、电网投资额及同比增长率变化趋势



数据来源：中国电力企业联合会

图 15 2011-2021 年电力工程建设完成投资额结构变化趋势



数据来源：中国电力企业联合会

从电源投资结构来看，2021年，一方面，非化石能源发电投资占电源投资比重逾8成。另一方面，水电、风电投资热情逐渐回归理性，增速落入负增长区间，投资占比较上年有所下降。与此同时，火电、核电投资摆脱持续下滑，实现高速增长，占比较上年明显提高。中国电力企业联合会发布的数据显示，2021年全年，水电完成投资988亿元，同比下降7.4%；占电源投资的比重为17.9%，较上年降低2.6个百分点。火电完成投资672亿元，同比增长18.3%；所占比重为12.2%，较上年提高1.7个百分点。核电完成投资538亿元，同比增长41.8%；所占比重为9.7%，较上年提高2.5个百分点。风电完成投资2,478亿元，同比下降6.6%，所占比重为44.8%，较上年降低5.1个百分点。此外，非化石能源发电投资占电源投资比重达到88.6%

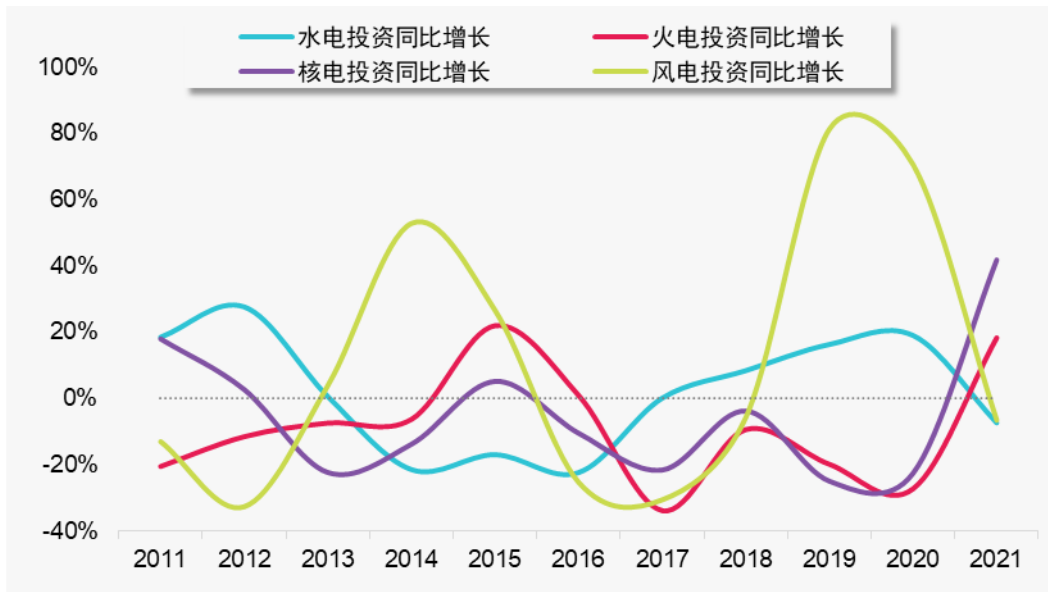
表 5 2011-2021 年各类型电源投资完成额及同比增长情况

单位：亿元，%

年份	水电		火电		核电		风电	
	投资额	同比增长	投资额	同比增长	投资额	同比增长	投资额	同比增长
2011年	971	↑ 18.5	1,133	↓ -20.5	764	↑ 18.0	902	↓ -13.0
2012年	1,239	↑ 27.6	1,002	↓ -11.6	784	↔ 2.7	607	↓ -32.7
2013年	1,223	↔ 0.6	1,016	↔ -7.4	609	↓ -22.4	631	↔ 3.87
2014年	960	↓ -21.5	952	↔ -6.3	533	↓ -13.8	993	↑ 52.8
2015年	782	↓ -17	1,396	↑ 22.0	560	↔ 5.2	1,159	↑ 26.6
2016年	612	↓ -22.4	1,174	↔ 0.9	506	↓ -10.5	896	↓ -25.3
2017年	618	↔ 0.1	740	↓ -33.9	395	↓ -21.6	643	↓ -30.6
2018年	674	↔ 8.4	777	↔ -9.4	437	↔ -3.8	642	↔ -5.7
2019年	814	↑ 16.3	630	↓ -19.9	335	↓ -25.0	1,171	↑ 81.3
2020年	1,077	↑ 19.0	553	↓ -27.3	378	↓ -22.6	2,618	↑ 70.6
2021年	988	↔ -7.4	672	↑ 18.3	538	↑ 41.8	2478	↔ -6.6

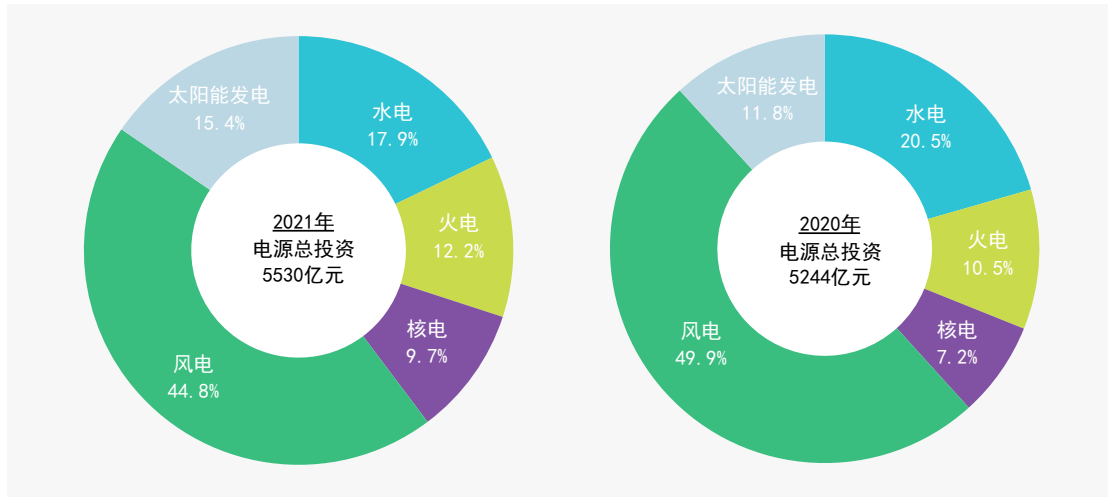
数据来源：中国电力企业联合会

图 16 2011-2021 年各类型电源投资同比增长率变化趋势



数据来源：中国电力企业联合会

图 17 2021 年与 2020 年电源基本建设投资结构比较



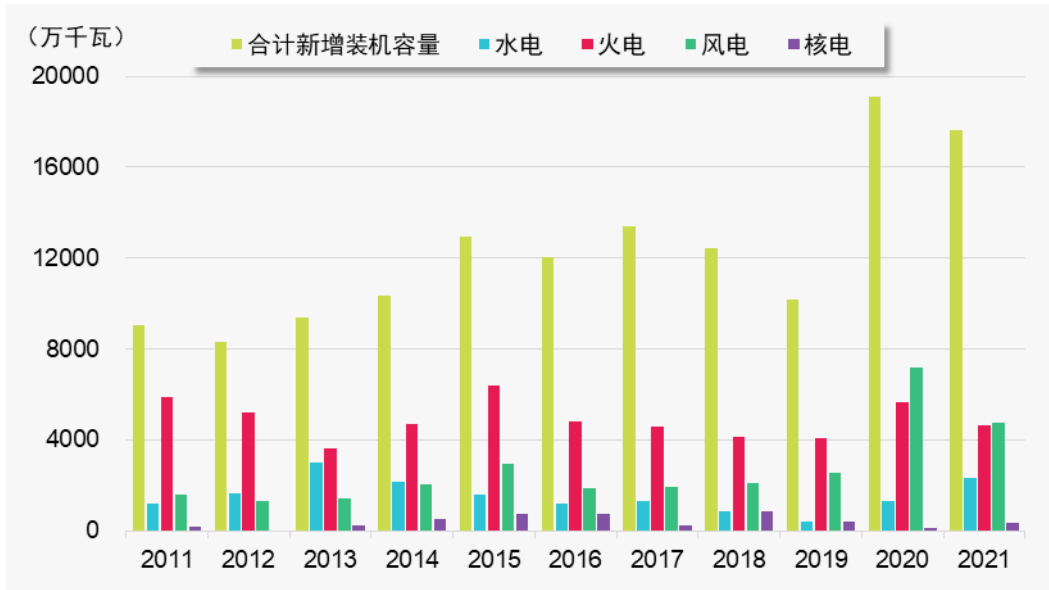
数据来源：中国电力企业联合会

3.2 电力生产情况分析

3.2.1 电源新增装机容量同比下降

并网海上风电新增装机创新高。2009 年以来，全国重点电源项目建设顺利，除 2012 年新增电源生产能力为 8,315 万千瓦外，其他年份电源新增生产能力均保持在 9,000 万千瓦以上的较高水平。2020 年，受风电、太阳能发电“抢装”带动，电源新增装机容量明显超过上年同期。2021 年，电源新增装机容量同比负增长，但水电、核电及太阳能新增装机保持较快增长，而且基于海上风电新并网项目今年为国家财政补贴最后一年的政策原因，并网海上风电新增装机创新高，新增清洁能源发电装机占比超过 7 成。中国电力企业联合会发布的数据显示，2021 年，全国新增发电装机容量 1,7629 万千瓦，比上年少投产 1,515 万千瓦，同比下降 7.9%。其中，水电新增装机 2,349 万千瓦，比上年多投产 1,036 万千瓦，同比增长 78.9%；火电新增装机 4,628 万千瓦，比上年少投产 1,032 万千瓦，同比下降 18.2%；太阳能发电新增生产能力 5,493 万千瓦，比上年多投产 673 万千瓦，同比增长 14.0%；核电新增装机 340 万千瓦，比上年多投产 228 万千瓦，同比增长 203.6%；风电新增生产能力 4,7457 万千瓦，比上年同期少投产 2,454 万千瓦，同比下降 34.0%，但全国新增并网海上风电 1,690 万千瓦，创历年新高。

图 18 2011-2021 年各类型电源新增发电装机容量变化趋势比较



数据来源：中国电力企业联合会

3.2.2 发电设备装机结构持续优化

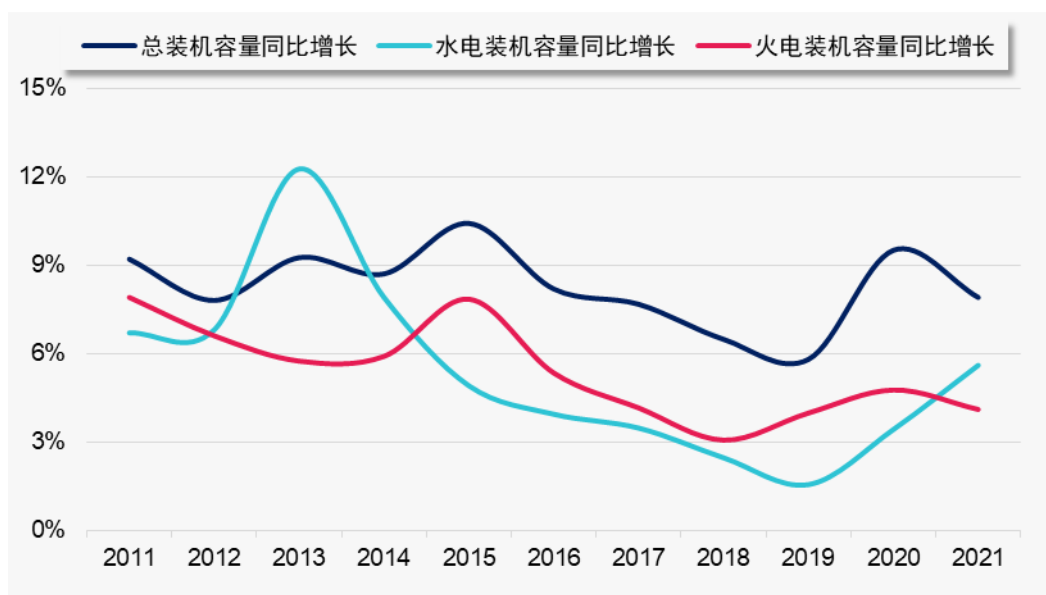
全国发电设备装机容量平稳增长。随着电力投资结构不断调整，同时受火电机组“上大压小”等因素影响，2010-2012 年全国发电设备容量增速呈现逐年回落态势；2013 年，随着西南地区水电装机集中投产，同时受新能源发电装机容量快速增长带动，全国发电设备容量增速扭转了近年来的持续回落态势而有所回升；2014 年，受火电装机容量增速依旧较低以及基数较高等因素影响，全国发电设备容量增速仍有所放缓；2015 年，虽然水电装机容量增速明显放缓，但火电装机容量增速明显回升，同时在风电、光伏发电装机容量快速增长的带动下，全国发电设备容量实现较快增长，增速接近“十一五”末期水平。2016 年以来，随着新的发电机组相继投产，全国发电设备容量保持增长态势，但随着电源投资整体放缓，全国发电设备容量增速逐年回落。2020 年，随着电源投资整体加快，全国发电设备容量增速明显回升。2021 年，全国发电设备装机容量保持平稳增长，风电、太阳能发电装机容量均延续高增长态势。中国电力企业联合会发布的数据显示，截至 2021 年 12 月末，全国发电设备装机容量 237,692 万千瓦，同比增长 7.9%。其中，水电 39,092 万千瓦，同比增长 5.6%；火电 129,678 万千瓦，同比增长 4.1%；核电 5,326 万千瓦，同比增长 6.8%；风电 32,848 万千瓦，同比增长 16.0%；太阳能发电装机容量 30,656 万千瓦，同比增长 20.9%。

表 6 2011-2021 年发电装机容量及同比增长情况

单位：万千瓦，%

年份	全国总计		水电		火电	
	装机容量	同比增长	装机容量	同比增长	装机容量	同比增长
2011年	105,576	↑ 9.2	23,051	↑ 6.7	76,456	↑ 7.9
2012年	114,179	↗ 7.8	24,945	↑ 6.8	81,554	↑ 6.6
2013年	125,165	↑ 9.3	27,975	↑ 12.3	86,496	↗ 5.7
2014年	136,019	↗ 8.7	30,183	↑ 7.9	91,569	↗ 5.9
2015年	150,673	↑ 10.4	31,937	↗ 4.9	99,021	↑ 7.8
2016年	164,575	↗ 8.2	33,211	↗ 3.9	105,388	↗ 5.3
2017年	177,703	↗ 7.6	34,119	↗ 2.7	110,604	↗ 4.3
2018年	189,976	↗ 6.5	35,226	↗ 2.5	114,367	↗ 3.0
2019年	201,066	↗ 5.8	35,640	↗ 1.1	119,055	↗ 4.1
2020年	220,058	↑ 9.5	37,016	↗ 3.4	124,517	↗ 4.7
2021年	237,692	↗ 7.9	39,092	↑ 5.6	129,678	↗ 4.1

数据来源：中国电力企业联合会

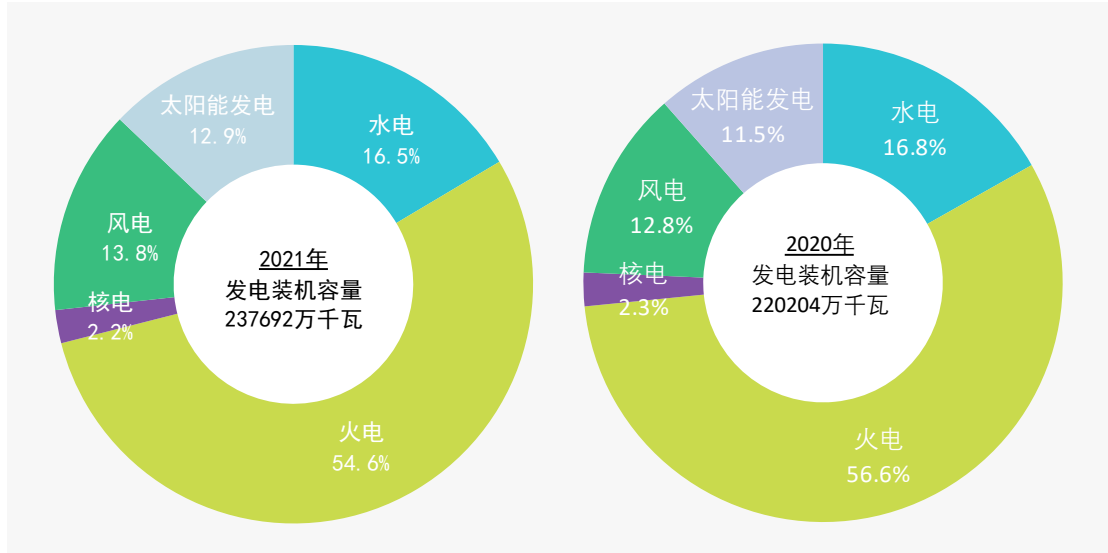
图 19 2011-2021 年末发电装机容量及同比增长率变化趋势


数据来源：中国电力企业联合会

从发电设备装机容量结构来看，近年来，随着能源结构调整步伐加快，全国发电设备装机容量结构不断优化，新能源发电装机比重持续上升，火电装机比重持续下降。2021年，全国发电设备装机结构持续向绿色低碳清洁化转型，非化石能源发电装机容量占比较上年同期进一步提升。中国电力企业联合会发布的数据显示，截至2021年末，全国水电设备装机容量占总装机容量的比重为16.5%，比上年同期下降0.3个百分点。火电占总装机容量的比重为54.6%，比上年同期下降2.0个百分点。核电占总装机容量的比重为2.2%，比上年同期下

降 0.1 个百分点。风电占总装机容量的比重为 13.8%，比上年同期提高 1.0 个百分点。太阳能发电占总装机容量的比重为 12.9%，比上年同期提高 1.4 个百分点。

图 20 2021 年末与 2020 年末全国发电设备装机容量结构比较



数据来源：中国电力企业联合会

3.2.3 总发电量增速显著提升

全社会发电量增速“前高后低”。2021 年，电力、热力生产和供应业增加值增长较快，全社会发电量增速稳中有升，但受汛期主要流域降水偏少，导致水电出力不足，电煤供需偏紧等因素影响，全社会发电量增速全年呈现“前高后低”的态势。国家统计局发布的数据显示，2021 年，全国规模以上电厂发电量 81121.8 亿千瓦时，同比增长 8.1%，增速较上年提高 5.4 个百分点，比 2019 年相比增长 11.0%，两年平均增长 5.4%。

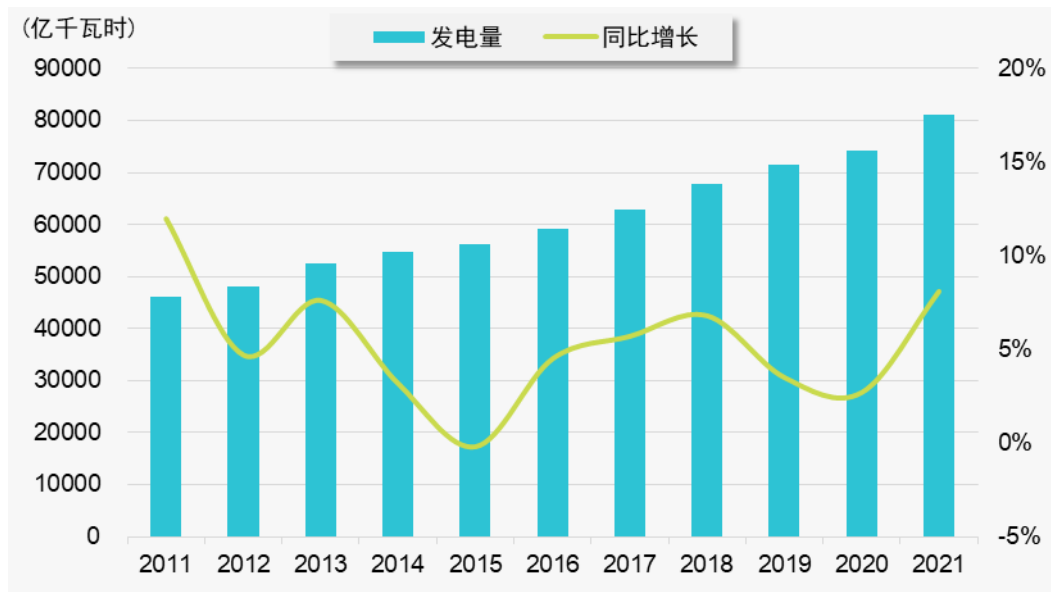
表 7 2011-2021 年总发电量及同比增长情况

单位：亿千瓦时，%

年份	总发电量	同比增长
2011年	46,037	12.0
2012年	48,188	4.7
2013年	52,451	7.6
2014年	54,638	3.2
2015年	56,184	-0.2
2016年	59,111	4.5
2017年	62,758	5.7
2018年	67,914	6.8
2019年	71,422	3.5
2020年	74,170	2.7
2021年	81,122	8.1

数据来源：国家统计局

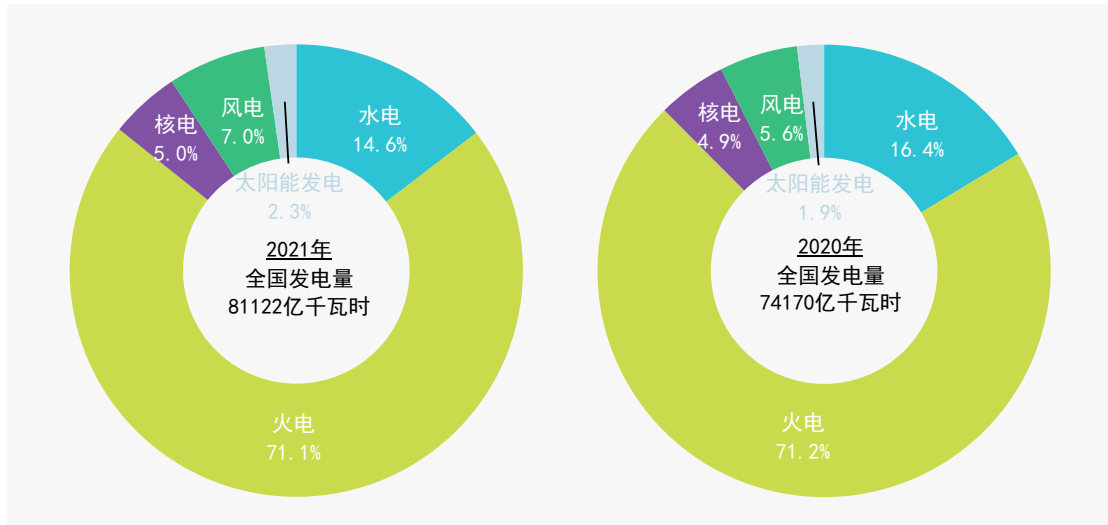
图 21 2011-2021 年总发电量及同比增长率变化趋势



数据来源：国家统计局

从电源结构来看，2021 年，全口径非化石能源发电量保持高速增长，电力供给结构延续绿色低碳发展趋势，但火电仍发挥电力供应的基础保障作用，为我国主要电源。根据国家统计局发布的数据，2021 年，水力发电量占全国发电量的比重为 14.6%，比上年同期下降 1.8 个百分点；火力发电量所占比重为 71.1%，与上年同期基本持平；核能发电量占全国发电量的比重为 5.0%，与上年同期基本持平；全国并网风电厂发电量及太阳能发电量所占比重分别为 7.0%和 2.3%，比上年同期分别提高 1.4 和 0.4 个百分点。此外，全口径非化石能源发电量同比增长 12.0%。

图 22 2021 年与 2020 年电源结构比较



数据来源：国家统计局

3.2.4 火电基础保障作用明显

火电——电力系统中的“压舱石”。目前我国电力供应仍主要来自于火电，受电力消费需求增长乏力、清洁能源发电调峰能力快速增长等因素影响，火电出力明显不足，火电单月发电量增速自 2014 年 7 月开始进入负增长区间，累计发电量增速也在 2014-2015 年连续两年呈现负增长。2016 年-2018 年，随着电力消费需求持续好转以及水电出力受限，火电累计发电量增速逐年回升。2019 年，因电力需求增长乏力，同时受清洁能源发电较快增长挤压，火电发电量增速明显低于其他电源类型。2020 年，清洁能源发电较快增长叠加疫情影响，火电发电量增速较上年继续放缓。2021 年，电力消费需求旺盛，叠加水电发电量负增长等因素，全国规模以上电厂火电发电量增长较快，既是当前我国电力供应的主要电源，也是保障我国电力安全稳定供应的基础电源。国家统计局发布的数据显示，2021 年，全国规模以上电厂火电发电量 57702.7 亿千瓦时，同比增长 8.4%，增速较上年提高 7.2 个百分点。

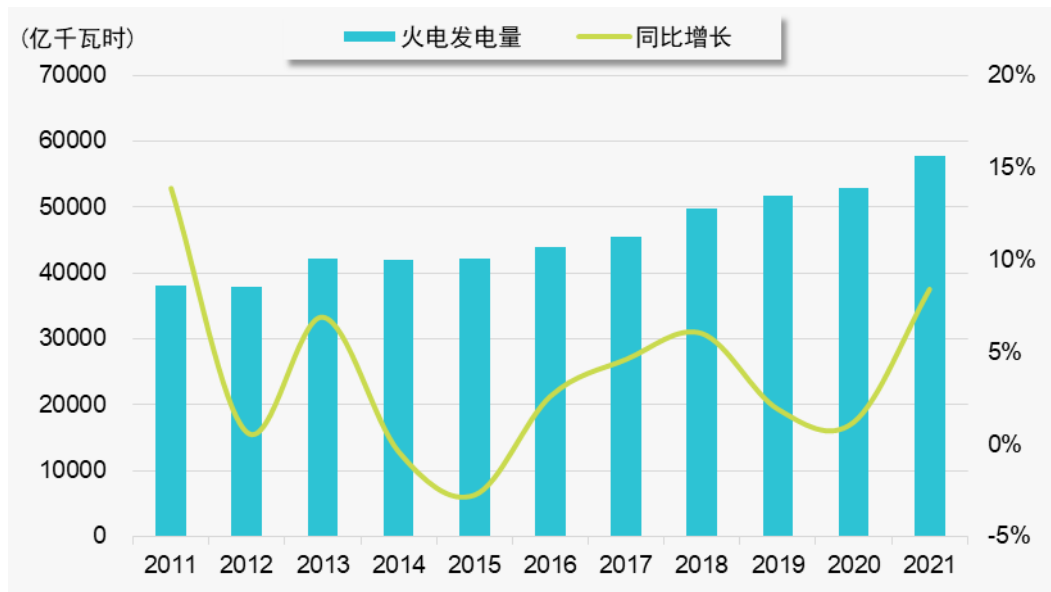
表 8 2011-2021 年火电发电量及同比增长情况

单位：亿千瓦时，%

年份	火电发电量	同比增长	
2011年	38,138	↑	13.9
2012年	37,867	↔	0.6
2013年	42,153	↑	6.9
2014年	42,049	↓	-0.4
2015年	42,102	↓	-2.8
2016年	43,958	↔	2.6
2017年	45,513	↔	4.6
2018年	49,795	↑	6.0
2019年	51,654	↔	1.9
2020年	52,799	↔	1.2
2021年	57,703	↑	8.4

数据来源：国家统计局

图 23 2011-2021 年火电发电量及同比增长率变化趋势



数据来源：国家统计局

3.2.5 水电发电量同比负增长

水电出力具有较强的季节性特征。近年来，随着水电发电量装机不断增加，水电发电量规模基本呈现出逐年递增态势，增速稳中有升，但因受季节、气候因素影响较大，水电发电量增速呈现一定的波动性特征。2021年，汛期主要流域降水偏少，而后迎来冬季枯水期，全年水电出力持续走弱，全国规模以上电厂水电发电量同比负增长。国家统计局发布的数据显示，2021年，全国规上电厂水电发电量11840.2亿千瓦时，同比下降2.5%，上年为同比增

长 5.3%。

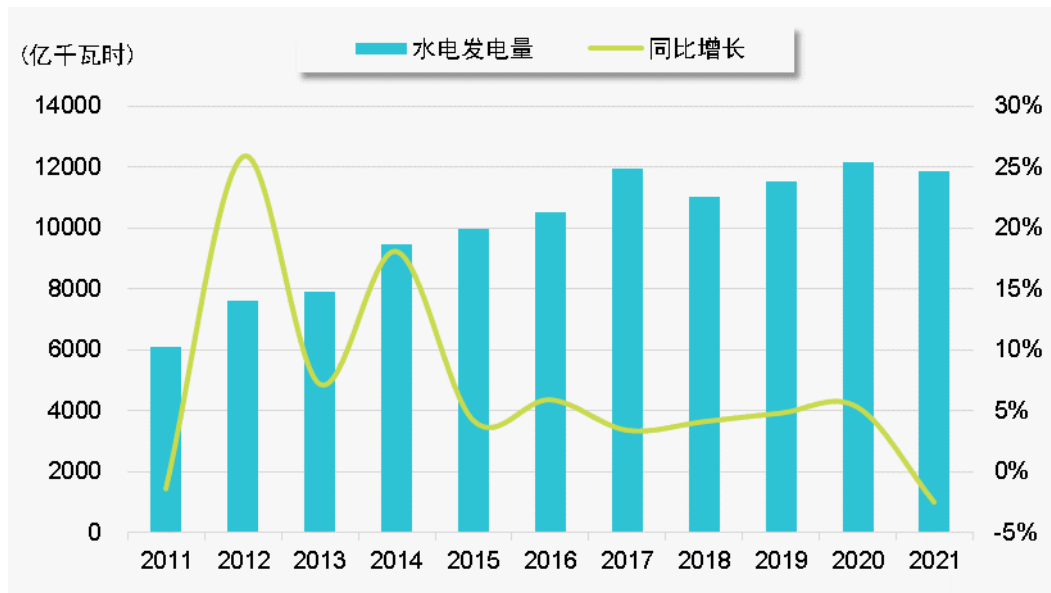
表 9 2011-2021 年水电发电量及同比增长情况

单位：亿千瓦时，%

年份	水电发电量	同比增长
2011年	6,108	-1.4
2012年	7,595	25.8
2013年	7,891	7.2
2014年	9,440	18.0
2015年	9,960	4.2
2016年	10,518	5.9
2017年	11,945	3.4
2018年	11,028	4.1
2019年	11,534	4.8
2020年	12,140	5.3
2021年	11,840	-2.5

数据来源：国家统计局

图 24 2011-2021 年水电发电量及同比增长率变化趋势



数据来源：国家统计局

3.2.6 核电发电量增长势头良好

核能发电量逐年增长。核电是一种清洁、高效、优质的现代能源。发展核电对优化能源结构、保障能源安全、促进减排和应对气候变化等具有重要意义。日本核能事故后，我国在采取国际最高安全标准、确保安全的前提下，启动了东部沿海地区新的核电项目建设。近年

来，得益于新增机组设备陆续完工投产，核能发电量保持快速增长，但 2020 年因新机组投产规模较小，同时受基数效应影响，增速明显回落。2021 年，随着核电应用进一步推广，核能发电量恢复双位数增长。国家统计局发布的数据显示，2021 年，全国核电发电量 4075.2 亿千瓦时，同比增长 11.3%，增速较上年同期提高 6.2 个百分点。

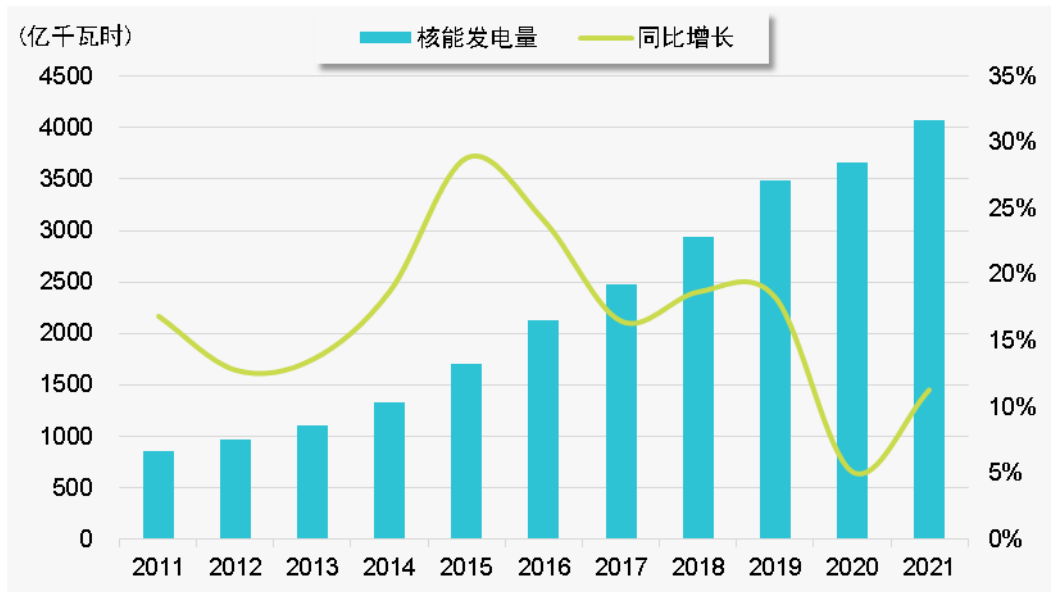
表 10 2011-2021 年核电发电量及同比增长情况

单位：亿千瓦时，%

年份	核电发电量	同比增长
2011年	864	↑ 16.9
2012年	974	↑ 12.8
2013年	1,106	↑ 13.6
2014年	1,325	↑ 18.8
2015年	1,708	↑ 28.9
2016年	2,127	↑ 24.1
2017年	2,483	↑ 16.5
2018年	2,944	↑ 18.7
2019年	3,484	↑ 18.3
2020年	3,663	↗ 5.1
2021年	4,075	↑ 11.3

数据来源：国家统计局，中国核能行业协会

图 25 2011-2021 年核能发电量及同比增长率变化趋势



数据来源：国家统计局，中国核能行业协会

3.2.7 风电发电量增速创新高

风力发电量保持快速增长势头。风电是现阶段最具规模化开发和市场化利用条件的非水可再生能源，随着装机容量的不断增长，近年来我国风电发电量保持较快增长势头，但因行业发展缺乏科学规划和统筹安排，从而造成无序竞争和盲目发展，消纳与上网成为风电可持续发展主要瓶颈。2021 年，海上风电国家补贴末班车拉动“抢装潮”，逻辑与 2020 年进入倒计时补贴的陆上风电相同。随着装机规模持续扩大，2020 年风电发电量不仅保持增长态势，且增速明显回升；进入 2021 年，风电发展再提速，发电量迎来爆发式增长，增速创历年新高。国家统计局发布的数据显示，2021 年，全国并网风电累计完成发电量 5667.0 亿千瓦时，同比增长 29.8%，增速较上年提高 19.3 个百分点。

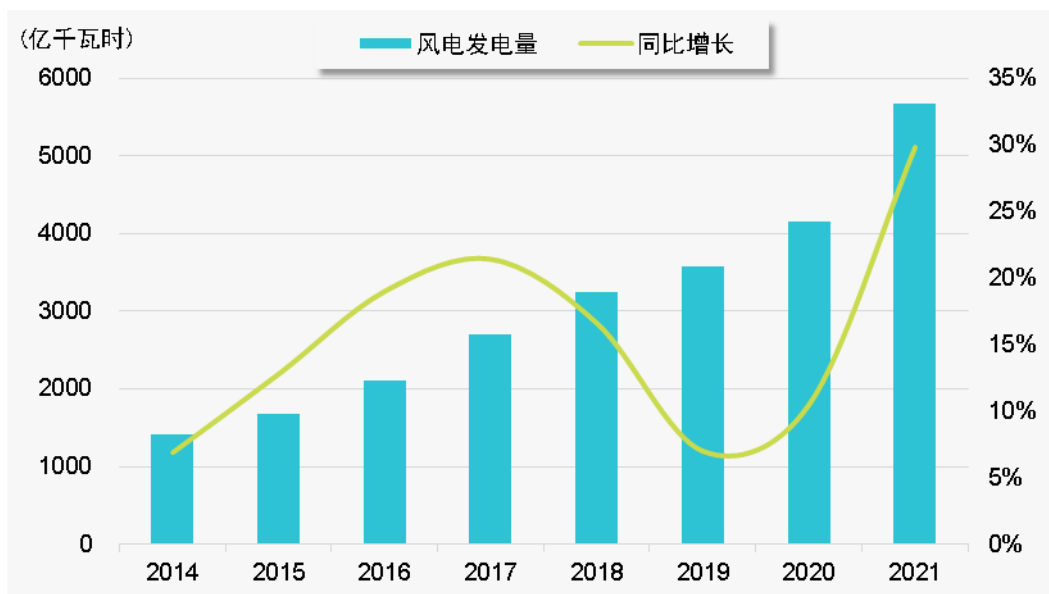
表 11 2014-2021 年风电发电量及同比增长情况

单位：亿千瓦时，%

年份	风电发电量	同比增长
2014年	1,412	6.9
2015年	1,681	12.8
2016年	2,113	19.0
2017年	2,695	21.4
2018年	3,253	16.6
2019年	3,577	7.0
2020年	4,146	10.5
2021年	5,667	29.8

数据来源：国家统计局

图 26 2014-2021 年风电发电量及同比增长率变化趋势

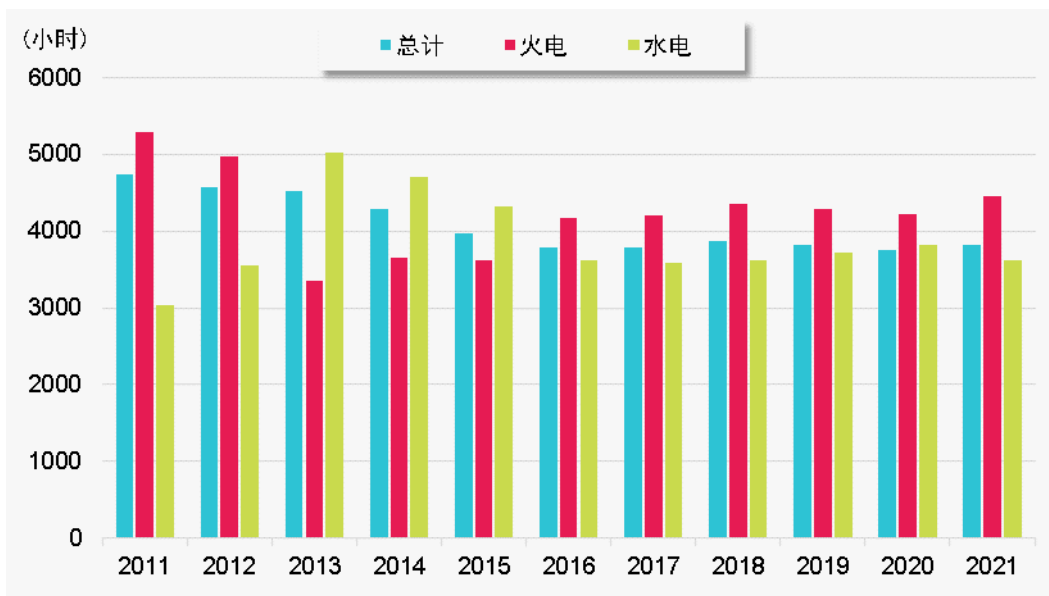


数据来源：国家统计局

3.2.8 发电设备利用小时同比增长

核电、火电和风电发电设备利用小时同比分别提高 352、237、154 小时。发电设备平均利用小时数主要取决于全社会发、用电量和全国电力装机容量的增长情况，同时也受外部客观经济环境因素影响。2021 年，电力需求形势持续向好，全国发电设备累计平均利用小时同比提高，从各类型发电设备利用情况来看，除水电外，其他类型发电设备利用小时均同比增加。中国电力企业联合会发布的数据显示，2021 年，全国发电设备累计平均利用小时 3,817 小时，比上年同期增加 60 小时。其中，全国水电设备平均利用小时为 3,622 小时，比上年同期降低 203 小时。全国火电设备平均利用小时为 4,448 小时，比上年同期增加 237 小时；其中，燃煤发电设备平均利用小时为 4,586 小时，比上年同期增加 263 小时，燃气发电设备平均利用小时为 2,814 小时，比上年同期增加 204 小时。全国核电设备平均利用小时 7802 小时，比上年同期增加 352 小时。全国并网风电设备平均利用小时 2,232 小时，比上年同期增加 154 小时。全国太阳能发电设备平均利用小时 1,281 小时，比上年同期增加 1 小时。

图 27 2011-2021 年规模以上电厂发电设备平均利用小时变化情况



数据来源：中国电力企业联合会

3.3 电力输送情况分析

3.3.1 变电设备容量增长稳定

全国电网 220 千伏及以上输电线路回路长度、公用变电设备容量同比增长。近年来，特高压电网建设提速，城市配电网以及农网升级改造稳步推进，城乡输配电网络不断完善，电力供应能力及可靠性不断增强，清洁能源大范围优化配置能力持续提升。2021 年，随着电网投资规模加大，全国基建新增 220 千伏及以上变电设备容量明显高于上年同期，而由于直

流工程在建项目减少，全国基建新增 220 千伏及以上输电线路长度同比下降。中国电力企业联合会发布的数据显示，2021 年，全国基建新增 220 千伏及以上输电线路长度 32,220 千米，同比下降 8.0%，降幅较上年扩大 5.5 个百分点，比上年减少 2,809 千米；全国基建新增 220 千伏及以上变电设备容量（交流）24,334 万千伏安，同比增长 9.2%，上年为同比下降 6.4%，较上年同期增加 2,046 万千伏安。截至 2021 年底，全国电网 220 千伏及以上输电线路回路长度、公用变电设备容量分别为 84.3 万千米和 49.4 亿千伏安，分别同比增长 3.8% 与 5.0%。

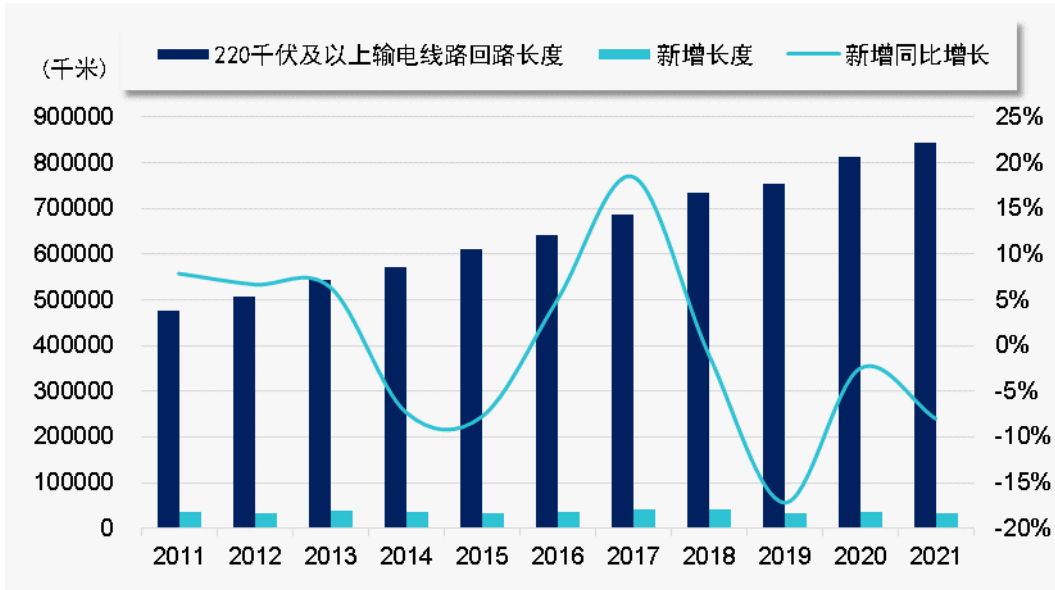
表 12 2011-2021 年 220 千伏及以上输电线路回路长度、公用变电设备容量及同比增长情况

单位：千米，万千伏安

年份	220 千伏及以上输电线路回路长度			220 千伏及以上公用变电设备容量		
	累计	新增长度	新增同比增长	累计	新增容量	新增同比增长
2011年	474,964	35,071	↗ 7.9%	210,215	20,906	↗ 10.5%
2012年	507,362	34,229	↗ 6.7%	242,600	18,841	↗ 8.3%
2013年	543,896	38,927	↗ 6.4%	278,166	19,831	↗ 8.1%
2014年	571,969	36,085	↘ -7.3%	302,699	22,394	↗ 12.9%
2015年	610,889	33,152	↘ -7.8%	313,240	21,785	↘ -2.6%
2016年	642,389	34,906	↗ 5.0%	341,564	24,336	↗ 11.1%
2017年	687,786	41,459	↗ 18.5%	373,331	24,263	↘ -0.5%
2018年	733,393	41,035	↘ -0.9%	402,255	22,082	↘ -8.9%
2019年	754,785	34,022	↘ -17.2%	426,392	23,042	↗ 3.7%
2020年	794,118	35,029	↘ -2.5%	452,810	22,288	↘ -6.4%
2021年	843,390	32,220	↘ -8.0%	493,921	24,334	↗ 9.2%

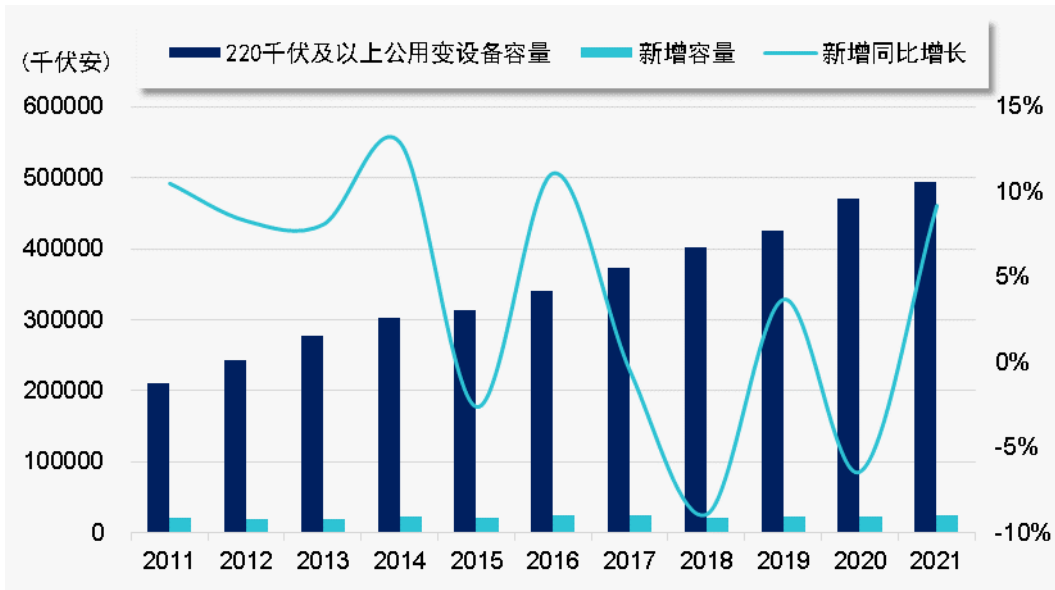
数据来源：中国电力企业联合会

图 28 2011-2021 年新增 220 千伏及以上输电线路回路长度及同比增长率变化趋势



数据来源：中国电力企业联合会

图 29 2011-2021 年新增 220 千伏及以上公用变电设备容量及同比增长率变化趋势



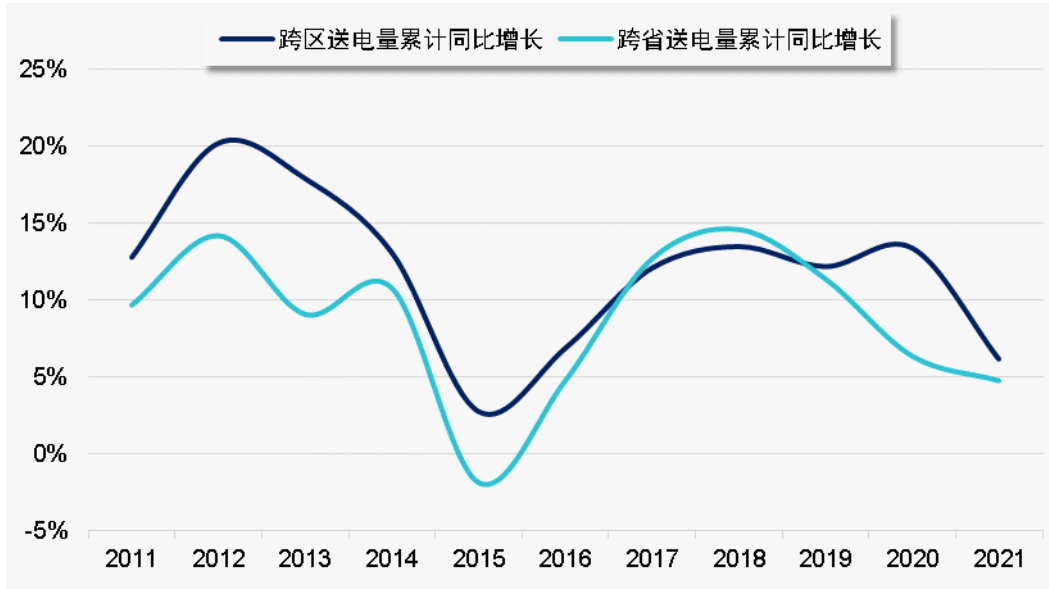
数据来源：中国电力企业联合会

3.3.2 跨区跨省送电量稳中趋缓

全国跨区、跨省送电量增长放缓。近年来，随着电网建设步伐加快，尤其在多条特高压工程陆续投产的拉动下，我国大范围优化配置资源能力不断提高，跨区、跨省送电保持稳步增长，对缓解地区性、时段性缺电问题，保障电力高效有序供应发挥了重要作用。2021 年，全国跨区、跨省送电量延续稳定增长态势，增速有所回落。中国电力企业联合会发布的数据显示，2021 年，全国跨区送电完成 6,876 亿千瓦时，同比增长 6.2%（两年平均增长 12.8%），涨幅较上年降低 7.2 个百分点；其中，西北区域外送电量 3156 亿千瓦时，同比增长 14.1%，

占全国跨区送电量的 45.9%。全国跨省送出电量合计 1.6 万亿千瓦时，同比增长 4.8%（两年平均增长 5.4%），涨幅较上年回落 1.6 个百分点。

图 30 2011-2021 年跨区、省送电量累计同比增长率变化趋势



数据来源：中国电力企业联合会

3.4 电力需求情况分析

3.4.1 全社会用电量加速增长

电力消费弹性随经济周期波动起伏。过去数十年，中国的电力需求持续增长，电能在中国终端能源消费中的比重稳步提高。2010 年受金融危机影响，全社会用电量增速从高位快速回落，经济新常态下电力消费也减速换挡。2015 年受宏观经济尤其是工业生产下行、产业结构调整、工业转型升级等因素影响，全社会用电量增速仅为 0.5%，是中国过去四十年电力同比增长数据最低的一年。2016 年-2018 年，在宏观经济运行稳中向好的背景下，电力需求形势持续好转，全社会用电量增速持续回升。2019 年，我国国民经济平稳运行，全社会用电量保持增长态势，但电力需求增长动力不足，增速明显回落。2020 年，受疫情影响，全社会用电量增速继续放缓。2021 年，得益于我国宏观经济持续恢复，主要指标处于合理区间，实体经济稳中有升，外贸出口快速增长等因素拉动，全国全社会用电量增速摆脱下滑趋势，实现双位数增长。国家能源局发布数据显示，2021 年，全国全社会用电量 83,128 亿千瓦时，同比增长 10.3%，增速较上年提高 7.2 个百分点。

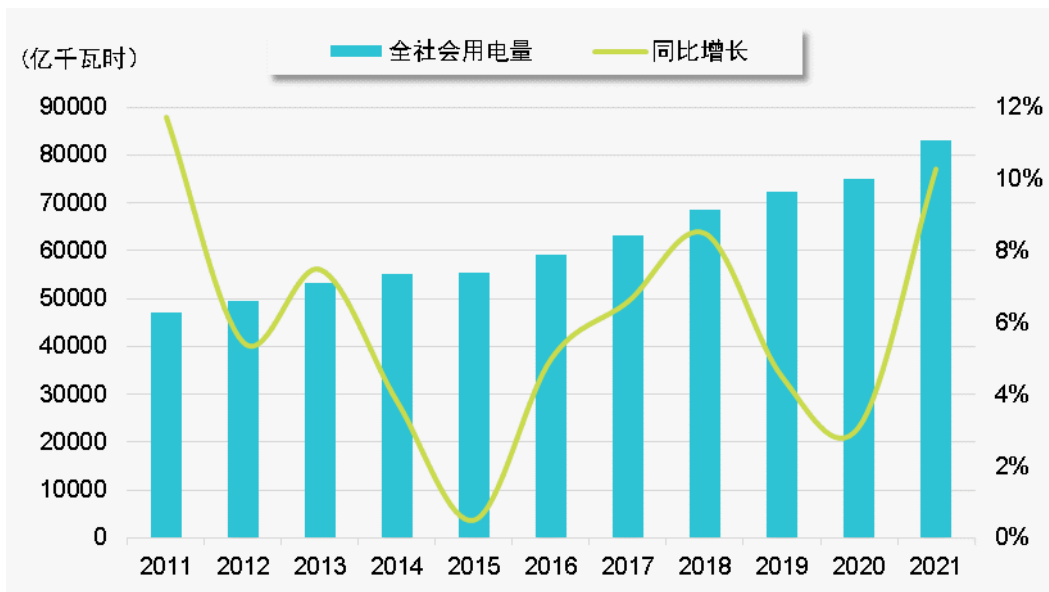
表 13 2011-2021 年全社会用电量及同比增长情况

单位：亿千瓦时，%

年份	全社会用电量	同比增长
2011年	47,026	↑ 11.7
2012年	49,514	↗ 5.5
2013年	53,225	↑ 7.5
2014年	55,233	↗ 3.8
2015年	55,500	↘ 0.5
2016年	59,198	↗ 5
2017年	63,077	↑ 6.6
2018年	68,449	↑ 8.5
2019年	72,255	↗ 4.5
2020年	75,110	↗ 3.1
2021年	83,128	↑ 10.3

数据来源：国家统计局

图 31 2011-2021 年全社会用电量及同比增长率变化趋势



数据来源：中国电力企业联合会

3.4.2 电力消费结构继续优化

各产业用电量增速较上年全面提升。从电力消费结构来看，2021 年，我国三大产业及城乡居民用电情况具体如下：第一产业用电得益于国家深入推进乡村振兴战略，其产业电气化水平逐步提升，农林牧渔业投资增加，乡村用电条件持续改善等多重因素拉动，**第一产业用电量继续高速增长**。第二产业用电在高技术及装备制造业用电增速一路领先的带动下，**第二产业用电量加速增长**，但受上年同期基数逐步提高影响，纵观全年用电量同比增速逐季回落。第三产业用电得益于电动汽车的持续迅猛发展，充换电服务业用电量持续高速增长，**第**

三产业用电量迎来爆发式增长。城乡居民用电随着电能替代工作的深入，城乡居民生活用电量稳中有升。国家能源局发布的数据显示，2021年，第一产业用电量1,023亿千瓦时，同比增长16.4%（两年平均增长14.6%），增速较上年提高6.2个百分点；第二产业用电量56,131亿千瓦时，同比增长9.1%（两年平均增长6.4%），增速较上年提高6.6个百分点；第三产业用电量14,231亿千瓦时，同比增长17.8%（两年平均增长9.5%），增速较上年提高15.9个百分点；城乡居民生活用电量11,743亿千瓦时，同比增长7.3%（两年平均增长7.0%），增速较上年同期提高0.4个百分点。

电力消费增长的动力正从传统高载能行业向服务业、居民消费、高技术和装备制造业等转换。从对全社会用电量增长的贡献率以及用电结构来看，第二产业依然是电力消费的主要动力，第三产业用电比重较上年继续保持上升。根据国家能源局发布数据测算，2021年，第一产业、第二产业、第三产业和城乡居民生活累计用电量对全社会用电量增长的贡献率分别是2%、60%、28%和10%；占全社会用电量的比重分别为1.2%、67.5%、17.1%和14.1%，与上年相比，第一产业用电量占比基本持平，第三产业用电量占比提高1.0个百分点，第二产业与城乡居民生活用电量占比分别下降0.7个百分点和0.5个百分点。

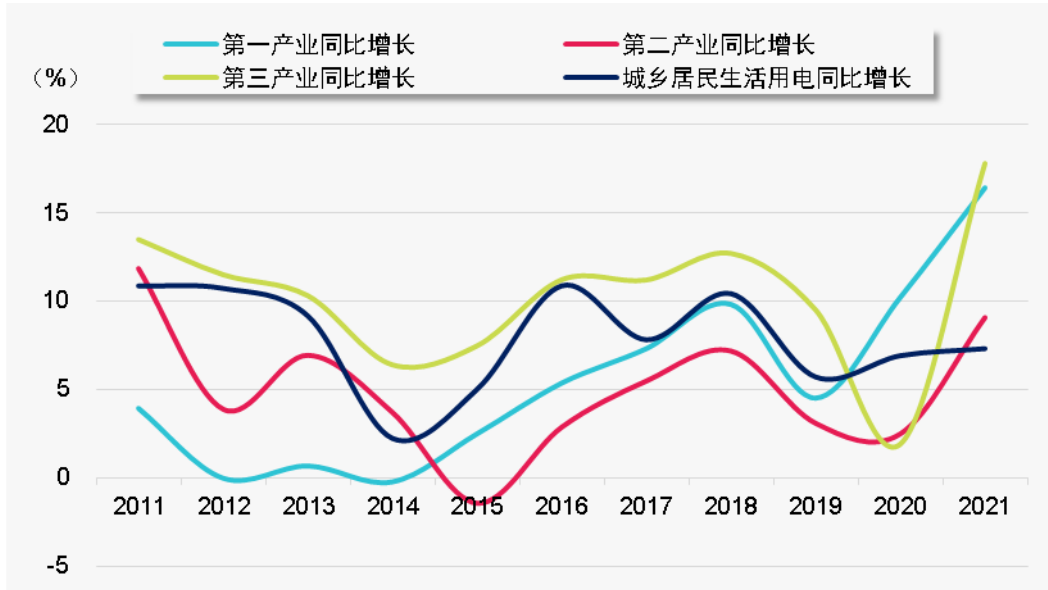
表 14 2011-2021 年各产业用电量及用电结构变化情况

单位：亿千瓦时，%

年份	用电量				占比			
	第一产业	第二产业	第三产业	城乡居民	第一产业	第二产业	第三产业	城乡居民
2011年	1,015	35,185	5,082	5,646	★ 2.2	★ 75	★ 10.8	★ 12
2012年	1,007	36,597	5,687	6,224	★ 2	★ 73.9	★ 11.5	★ 12.5
2013年	997	39,192	6,260	6,776	★ 2	★ 72.2	★ 12.4	★ 13.4
2014年	994	40,650	6,660	6,928	★ 1.8	★ 73.6	★ 12.1	★ 12.5
2015年	1,020	40,046	7,158	7,276	★ 1.8	★ 72.4	★ 12.8	★ 13
2016年	1,075	42,108	7,961	8,054	★ 1.8	★ 71.1	★ 13.4	★ 13.6
2017年	1,155	44,413	8,814	8,695	★ 1.8	★ 70.4	★ 14	★ 13.8
2018年	728	47,235	10,801	9,685	★ 1.1	★ 69	★ 15.8	★ 14.1
2019年	780	49,362	11,863	10,250	★ 1.1	★ 68.3	★ 16.4	★ 14.2
2020年	859	51,215	12,087	10,950	★ 1.1	★ 68.2	★ 16.1	★ 14.6
2021年	1,023	56,131	14,231	11,743	★ 1.2	★ 67.6	★ 17.1	★ 14.1

数据来源：中国电力企业联合会

图 32 2011-2021 年各产业用电量同比增长率变化趋势

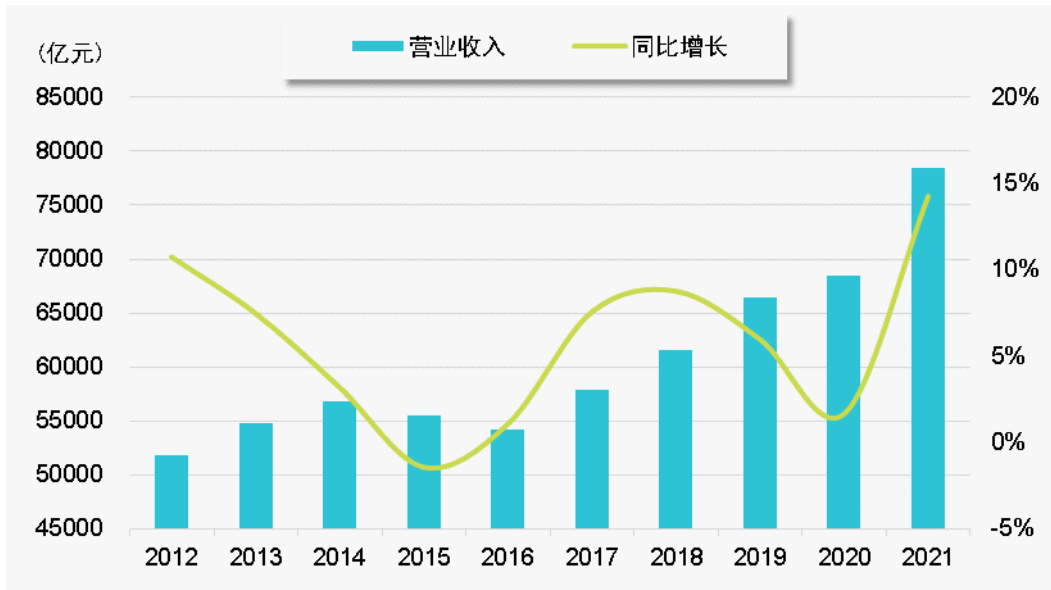


数据来源：中国电力企业联合会

3.5 电力行业经营情况分析

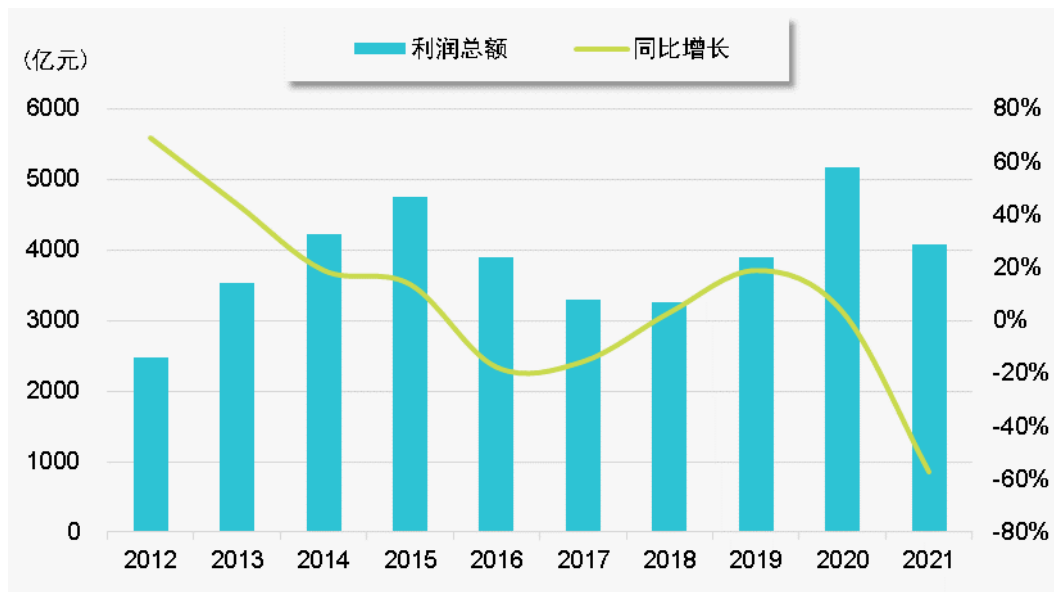
2012-2015 年，虽然电力行业主营业务收入因发、用电量增速持续放缓而逐年回落，但电煤价格的持续走低推动火电行业盈利能力持续攀升，电力行业利润总额持续快速增长。2016 年以来，随着电力需求形势好转，发电量增速回升，电力行业主营业务收入增速由负转正并持续回升，但由于电煤价格维持高位运行，煤电企业采购成本居高不下，加之受电力行业供给侧结构性改革、一般工商业电价以及市场化交易电价进一步下降等因素影响，电力行业盈利能力依旧较弱。进入 2019 年，因发、用电量增速明显放缓，电力行业营业收入增速有所下滑，但因煤炭市场供应整体相对宽松，煤炭价格稳中有降，主要燃料成本上涨压力持续缓解，电力行业经营状况有所改善，利润总额实现较快增长。2020 年，因发、用电量增速放缓，同时受煤炭价格持续攀升影响，电力行业营业收入持续放缓，利润总额增速明显回落。2021 年，保供稳价、助企纾困等政策措施有力推进，虽然主要燃料成本上涨势头得到遏制，但电力企业依然面临成本压力。在此背景下，**电力、热力生产和供应业营业收入增速大幅反弹，但利润总额增速呈现指数式下跌**。国家统计局发布的数据显示，2021 年，全国规模以上工业企业实现营业收入 1,279,226.5 亿元，同比增长 19.4%；实现利润总额 87,092.1 亿元，同比增长 34.3%。在 41 个工业大类行业中，32 个行业利润总额比上年增长，8 个行业下降，1 个行业由盈转亏。其中，电力、热力生产供应业实现营业收入为 78,502.7 亿元，同比增长 14.3%，涨幅较上年提高 12.6 个百分点；实现利润总额为 1,793.1 亿元，同比下降 57.1%，上年同期为同比增长 3.4%。

图 33 2012-2021 年电力、热力生产和供应业营业收入及增长率变动趋势



数据来源：国家统计局

■ 图 34 2012-2021 年电力、热力生产和供应业利润总额及增长率变动趋势



数据来源：国家统计局

4 2021 年电力行业竞争格局分析

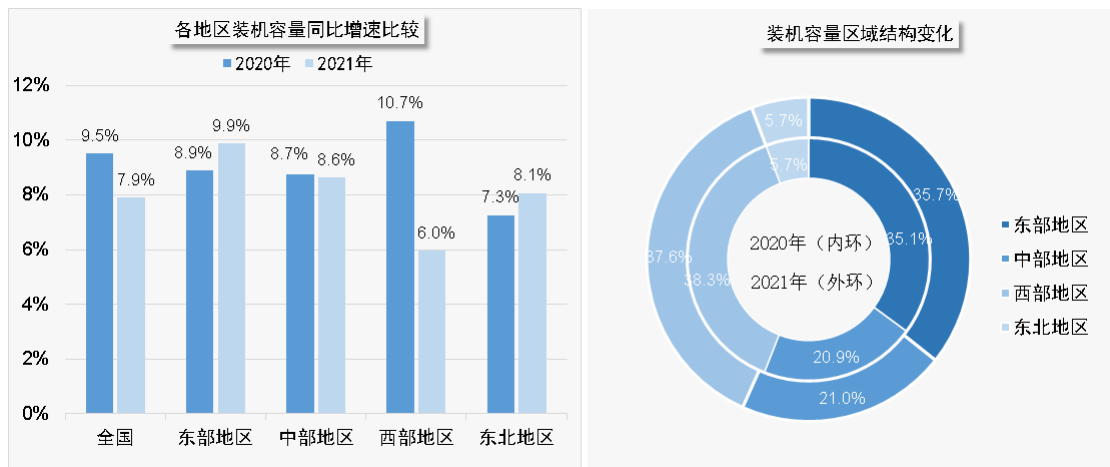
4.1 行业区域特征分析

4.1.1 装机容量区域特征分析

2021 年，各地区装机容量保持同比增长。东部、中部地区发电装机容量增速延续较快增长势头，中部、西部地区增速同比由升转降，其中，西部地区增速同比下滑幅度最大。与此同时，西部地区发电装机容量占比也有所回落。

根据中国电力企业联合会数据测算，2021 年，东部地区发电装机容量同比增长 9.9%，较上年提高 1.0 个百分点；占总发电量的比重为 35.7%，较上年提升 0.6 个百分点。中部地区发电装机容量同比增长 8.6%，较上年回落 0.1 个百分点；所占比重为 21.0%，较上年提升 0.1 个百分点。西部地区发电装机容量同比增长 6.0%，较上年下降 4.7 个百分点；所占比重为 37.6%，较上年下滑 0.7 个百分点。东北地区发电装机容量同比增长 8.1%，较上年提高 1.0 个百分点；所占比重为 5.7%，与上年持平。

图 35 装机容量分区域增速比较及结构变化



注：1、发电装机容量指标数据为中电联行业统计的全口径数据。

2、报告中所涉及东部、中部、西部及东北地区的具体划分为：东部地区包括北京、天津、河北、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东和海南。中部地区包括山西、安徽、江西、河南、湖北和湖南。西部地区包括内蒙古、广西、重庆、四川、贵州、云南、西藏、陕西、甘肃、青海、宁夏和新疆。东北地区包括辽宁、吉林和黑龙江。（下同）

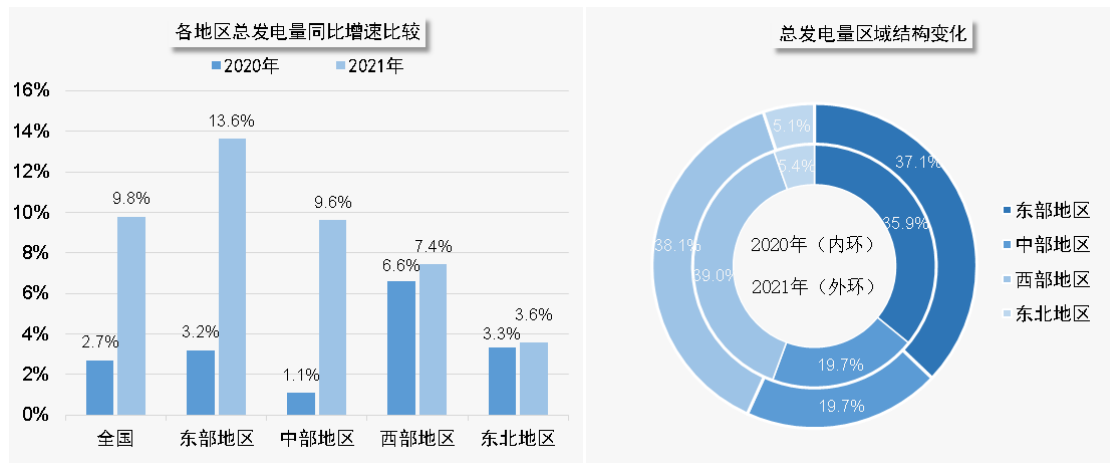
数据来源：中国电力企业联合会

4.1.2 发电量区域特征分析

2021 年，各地区发电量增速均不同程度提升。其中，东部地区发电量增速领跑全国，且

占总发电量的比重上升明显；西部地区发电量增速同比下降最大，占总发电量的比重下滑幅度也最大。根据中国电力企业联合会数据测算，2021年，东部、中部、西部和东北地区发电量分别同比增长13.6%、9.6%、7.4%和3.6%，增速较上年分别提高10.4、8.5、0.8和0.3个百分点。同期，东部、中部、西部和东北地区发电量占总发电量的比重分别为37.1%、19.7%、38.1%和5.1%，与上年相比，西部、东北地区分别下滑0.9和0.3个百分点，东部地区提升1.2个百分点，中部地区与上年持平。

图 36 发电量分区域增速比较及结构变化



注：发电量指标数据为中电联行业统计的全口径数据。

数据来源：中国电力企业联合会

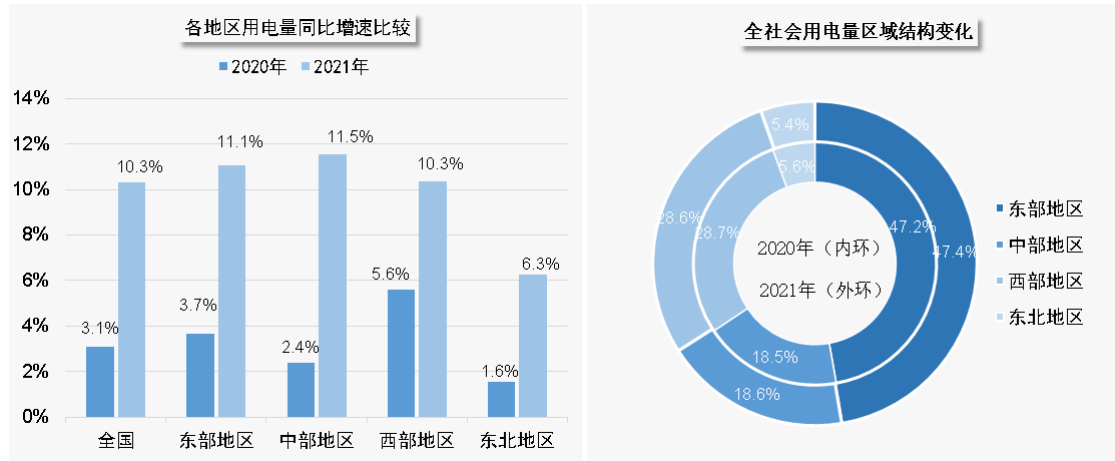
4.1.3 用电量区域特征分析

2021年，各地区用电量增速均明显提升。东部、中部、西部地区用电量增速全部突破两位数，其中，中部地区用电量增速居各区域之首，同比涨幅最大，且占全社会用电量的比重较上年也有所提升；东部地区用电量占比仍近全国一半。东北地区用电量增速低于其他各区域，同比涨幅最少，占全社会用电量的比重较上年下滑相对最为明显。根据中国电力企业联合会数据测算，2021年，东部、中部、西部和东北地区用电量分别同比增长11.1%、11.5%、10.3%和6.3%，增速较上年分别提高7.4、9.1、4.7和4.7个百分点。同期，东部、中部、西部和东北地区用电量占全社会用电量的比重分别为47.4%、18.6%、28.6%和5.4%，与上年相比，东部、中部地区分别提升0.2和0.1个百分点，西部、东北地区分别下滑0.1和0.2个百分点。

另外，从地区用电量情况来看，2021年，全国共19个省市自治区累计用电量同比增长超过10%，31个省市自治区两年平均增速均为正增长。中国电力企业联合会发布的数据显示，其中，西藏、青海、湖北3个省级行政区用电量同比增速超过15%，分别为22.6%、15.6%和15.3%；江西、四川、福建、浙江、广东、重庆、陕西、安徽、海南、湖南、宁夏、江苏、山西、上海、新疆、广西16个省级行政区用电量同比增速超过10%。此外，西藏、四川、江

西 3 个省级行政区用电量两年平均增速超过 10%，分别为 14.1%、11.5%和 10.1%；青海、山东、福建、安徽、云南、新疆、广东、广西、浙江、陕西 10 个省级行政区两年平均增速位于 8%-10%之间。

图 37 用电量分区域增速比较及结构变化



注：全社会用电量指标数据为中电联行业统计的全口径数据。

数据来源：中国电力企业联合会

4.2 行业竞争力分析

4.2.1 市场竞争格局分析

电力是国民经济发展的基础产业，长久以来我国电力工业一直由国家垄断经营。2002 年 12 月，根据国务院下发的《电力体制改革方案》，原国家电力公司被拆分为两大电网公司（国家电网公司和南方电网公司）和五大发电集团（即中国国电集团公司、中国华电集团公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司和中国电力投资集团公司）。

目前，我国电力行业在发电环节已初步形成多元化市场竞争格局，但五大发电集团仍占据我国发电市场的主导地位。2015 年，中国电力投资集团公司与国家核电技术公司重组组建为国家电力投资集团有限公司。2017 年，由中国国电集团公司与神华集团有限责任公司合并重组成的新公司——国家能源投资集团有限责任公司正式成立，也标志着新五大发电集团诞生。

2021 年，新五大发电集团发电量合计占全国总发电量的比重为 46%，占全国发电量近半壁江山。另外，五大发电集团均上榜 2021 年《财富》世界 500 强排行榜，且排名均有明显上升。其中，中国大唐集团公司排名第 435 位，上升幅度最大；国家能源投资集团、中国华能集团公司、国家电力投资集团、中国华电集团公司排名分别为第 101、248、293、352 位。

表 15 2021 年五大发电集团世界 500 强排名情况

集团名称	2021 年《财富》世界 500 强公司 排名	2020 年《财富》世界 500 强公司 排名
国家能源投资集团	101	108
中国华能集团公司	248	266
国家电力投资集团	293	316
中国华电集团公司	352	370
中国大唐集团公司	435	465

数据来源：公开资料加工整理

在输配电环节，国家电网有限公司与中国南方电网公司仍处于垄断地位。但随着新一轮电力体制改革相关配套文件的密集出台与落地，电力交易机构组建基本已完成，输配电价改革持续扩大，售电侧市场竞争机制初步建立，售电市场的活跃度及竞争程度日趋增强，我国一直以来电网独家垄断配售电的体制正在被彻底打破。中国电力企业联合会发布的数据显示，2021 年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 37787.4 亿千瓦时，同比增长 19.3%，占全社会用电量比重为 45.5%，同比提高 3.3 个百分点。其中，电力市场中长期电力直接交易电量合计为 30404.6 亿千瓦时，同比增长 22.8%。

4.2.2 重点企业发展情况分析

(1) 中国华能集团有限公司

中国华能集团有限公司(以下简称华能集团)是经国务院批准成立的国有重要骨干企业。主营业务涵盖电源开发、投资、建设、经营和管理，电力(热力)生产和销售，金融、煤炭、交通运输、新能源、环保相关产业及产品的开发、投资、建设、生产、销售，实业投资经营及管理。目前，华能集团拥有 58 家二级单位、480 余家三级企业、5 家上市公司(分别为华能国际、内蒙华电、新能泰山、华能水电、长城证券)。在世界 500 强最新排名第 248 位，较上一年上升 18 位，连续 12 年，累计 16 次获得国资委年度经营业绩考核 A 级，在国内同类发电企业中次数最多。

从集团总体发展情况来看，2021 年，面对百年变局、世纪疫情和能源电力紧张形势，华能集团迎难而上、主动作为，为能源保供作出重大贡献，绿色低碳转型迈出更大步伐，经营效益行业领先，自主创新能力显著增强，改革攻坚取得重大进展，党的建设得到新加强，推动“六个新领先”战略任务取得显著成效，营业收入创历史最好水平，新能源发展规模再创历史新高，电力装机突破 2 亿千瓦，供热面积突破 9 亿平方米，发电量、供热量、煤炭产量等均创历史最好水平，在建党百年、“十四五”开局之年彰显新担当新作为。2021 年前三季度，华能集团实现营业总收入 2713.91 亿元，上年同期为 2212.29 亿元，同比增长约 22.67%；

实现利润总额 164.13 亿元，上年同期为 174.28 亿元，同比降低约 5.82%；实现净利润 111.82 亿元，上年同期为 116.18 亿元，同比降低约 3.75%。

图 38 2010-2021 年华能集团营业收入变化情况



注：1. 2013 年数据根据合并营业收入同比增速及上年同期数值计算所得。

2. 2021 年为华能集团前 3 季度数据

数据来源：中国华能集团公司

从集团发电业务发展情况来看，2021 年，华能集团签约新能源项目 22 个，签约规模达到 39.59GW；与山东、河南和福建等八省共计 20 个县域达成整县光伏开发协议。新能源发展规模再创历史新高；核电发展取得实质性突破，华能集团控股的昌江核电 3 号、4 号机组分别于 3 月 31 日、12 月 28 日正式开工，石岛湾高温气冷堆示范工程于 12 月 20 日并网发电。新能源发电项目核准（备案）容量实现翻番，新增实体开工容量突破 1600 万千瓦，新增并网容量突破 1000 万千瓦，居行业领先。

(2) 中国华电集团有限公司

中国华电集团有限公司（简称“中国华电”）是 2002 年底国家电力体制改革组建的国有独资发电企业，属于国务院国资委监管的特大型中央企业。主营业务为：电力生产、热力生产和供应；与电力相关的煤炭等一次能源开发以及相关专业技术服务。近年来，中国华电综合实力不断增强，行业地位明显提升。2021 年，中国华电全面完成了国资委“两利四率”考核目标，连续 9 年荣获国资委经营业绩考核 A 级企业，考核得分连续 6 年名列同类型企业前茅；连续 10 年上榜世界 500 强；再次入选世界品牌实验室发布的中国 500 最具价值品牌榜，以 968.35 亿元的品牌价值位列第 58 位，较去年跃升 18 位。

从集团总体发展情况来看，2021 年，中国华电积极应对复杂严峻经营形势，扎实推进

公司“十四五”发展规划落实落地，各项工作取得了新成效，总体实现了“十四五”良好开局。2021年，中国华电实现百万千瓦机组DCS、9E燃机TCS等自主可控工控系统重大突破和新能源国产密码系统上线运行，相继解决一批“卡脖子”问题，创造一年7个“国内首次”；水电监控和保护装置等5项技术入选能源领域首台（套）重大技术装备，其中重型燃机国产化控制系统入选“2021年中央企业数字化转型十大成果”。截至2021年三季度，中国华电实现营业总收入1966.31亿元，上年同期为1705.49亿元，同比增长约15.29%；实现利润总额91.11亿元，上年同期为122.82亿元，同比降低约25.82%；实现净利润58.45亿元，上年同期为87.21亿元，同比降低约32.99%。

从集团发电业务发展情况来看，2021年中国华电累计发电量为2.33亿兆瓦时，同比增长约7.52%，上网电量完成2.19亿兆瓦时，同比增长约7.67%。发电量及上网电量同比增长的主要原因是集团各服务区域用电需求旺盛。2021年，集团市场化交易电量约为1.4亿兆瓦时，占比为63.8%；平均上网电价为430.02元/兆瓦时。截至2021年底，中国华电控股装机容量为53352.55兆瓦。

（3）中国大唐集团有限公司

中国大唐集团有限公司（简称中国大唐）成立于2002年12月29日，是中央直接管理的国有特大型能源企业。主要业务覆盖电力、煤炭、金融、海外、煤化工、能源服务六大板块。所属企业包括5家上市公司（大唐国际发电股份有限公司、大唐华银电力股份有限公司、广西桂冠电力股份有限公司、中国大唐集团新能源股份有限公司、大唐环境产业集团股份有限公司）、43家区域公司和专业公司。截至2021年底，中国大唐在役及在建资产分布在全国31个省区市和香港特别行政区，以及缅甸、柬埔寨、老挝、印尼等多个国家和地区。连续12次入选世界500强。

从集团总体发展情况来看，2021年，面对百年变局和世纪疫情，中国大唐按照“二次创业”总体工作安排，生产经营保持平稳运行，能源电力保供攻坚战和煤化工突围脱困攻坚战取得阶段性成果，守住了不发生重大系统性风险底线；绿色低碳转型迈出坚实步伐，防范化解重大风险坚决有力，改革效能不断释放，运营管控能力进一步增强，党的领导党的建设全面加强，各方面工作取得重要进展，实现了“十四五”良好开局。2021年，中国大唐与13个省区市签署11份战略合作协议，与8家中外企业签署绿色低碳战略合作协议，推进与京津冀、长江经济带、黄河流域、大湾区、西部大开发、海南自贸港、“一带一路”等产业合作。截至2021年三季度，中国大唐实现营业总收入1560.57亿元，上年同期为1374.35亿元，同比增长约13.55%；实现利润总额31.77亿元，上年同期为116.59亿元，同比降低约72.75%；实现净利润6.98亿元，上年同期为83.40亿元，同比降低约91.64%。

从集团发电业务发展情况来看，2021年，中国大唐全年完成发电量5922亿千瓦时，其中新能源发电量同比增长37.54%，创历史最高水平。内蒙古、陕西、广西等6个大型风电

光伏项目成功纳入国家第一批大型能源基地项目清单。2021 年全年新能源项目核准(备案) 2568.24 万千瓦, 同比增长 242.9%, 累计核准电源项目占比 94.8%; 获取指标 2584.05 万千瓦, 同比增长 203.29%; 开工 676.55 万千瓦, 同比增长 24.14%, 高质量发展总量、质量、比例、进度均创历史最好水平。

(4) 国家电力投资集团有限公司

国家电力投资集团有限公司(简称“国家电投”)是中央直接管理的特大型国有重要骨干企业, 成立于 2015 年 7 月, 由原中国电力投资集团公司与国家核电技术有限公司重组组建。国家电投是我国五大发电集团之一, 是全球最大的光伏发电企业, 我国三大核电开发建设运营商之一, 2021 年在世界 500 强企业中位列 293 位, 业务范围覆盖 46 个国家和地区。国家电投现有员工总数 13 万人, 拥有 62 家二级单位, 其中 5 家 A 股上市公司、1 家香港红筹股公司和 2 家新三板挂牌交易公司。2021 年在世界 500 强排名第 293 位。

从集团总体发展情况来看, 2021 年, 国家电投经营发展改革各项工作迈上新台阶, 绿色智慧融合创新发展形成新格局, 在落实能源革命、保障能源安全、服务国家战略中展现新作为, 实现了“十四五”良好开局, 为建设具有全球竞争力的世界一流清洁能源企业奠定坚实基础。2021 年全年, 国家电投实现营业收入同比增长 20%, 新增装机 2392 万千瓦。

从集团发电业务发展情况来看, 截至 2021 年底, 国家电投累计装机规模达 1.95 亿千瓦, 同比增长 10.8%; 其中, 清洁能源装机占比 61.5%, 较上年提高 5.4 个百分点; 光伏装机容量为 3805 万千瓦, 继续稳居全球第一。

(5) 国家能源投资集团有限责任公司

国家能源投资集团有限责任公司(简称“国家能源集团”)于 2017 年 11 月 28 日正式挂牌成立, 是经党中央、国务院批准, 由中国国电集团公司和神华集团有限责任公司联合重组而成的中央骨干能源企业, 是国有资本投资公司改革、创建世界一流示范企业的试点企业。拥有煤炭、电力、运输、化工等全产业链业务, 产业分布在全国 31 个省区市以及美国、加拿大等 10 多个国家和地区, 是全球规模最大的煤炭生产公司、火力发电公司、风力发电公司和煤制油煤化工公司。2021 年在世界 500 强排名第 101 位。

从集团总体发展情况来看, 2021 年, 国家能源集团紧紧围绕“六个开新局”, 聚焦“四重一要”, 能源保供使命充分彰显, 企业经营绩效稳中有升, 绿色低碳发展合力攻坚, 改革三年行动纵深推进, 党的建设创新拓展, 多项生产经营指标创历史最好水平, 全面完成国务院国资委考核指标, 取得了发展方向更加坚定、能源压舱石作用更加突出、绿色低碳发展更加坚实、改革创新活力更加充足 4 个方面收获。截至 2021 年三季度, 国家能源集团实现营业总收入 4880.33 亿元, 上年同期为 3868.26 亿元, 同比增长约 26.16%; 实现利润总额 706.12 亿元, 上年同期为 617.23 亿元, 同比增长约 14.40%; 实现净利润 533.16 亿元,

上年同期为 428.46 亿元，同比增长约 24.44%。

从集团发电业务发展情况来看，2021 年，国家能源集团实现营业收入同比增长 24.7%，利润总额同比增长 6.0%，净利润同比增长 7.0%，全员劳动生产率同比增长 10.5%，呈现出稳中有进、进中向好的改革发展新局面，实现“十四五”良好开局。另外，实现煤炭产量 5.7 亿吨，煤炭销量 7.7 亿吨，发电量 1.1 万亿千瓦时，供热量 4.6 亿吉焦。

(6) 国家电网有限公司

国家电网有限公司成立于 2002 年 12 月 29 日，是根据《公司法》设立的中央直接管理的国有独资公司，注册资本 8295 亿元，以投资建设运营电网为核心业务，是关系国家能源安全和国民经济命脉的特大型国有重点骨干企业。国家电网经营区域覆盖全国 26 个省（自治区、直辖市），供电范围占国土面积的 88%，供电人口超过 11 亿。近 20 多年来，国家电网持续创造全球特大型电网最长安全纪录，建成 20 多项特高压输电工程，成为世界上输电能力最强、新能源并网规模最大的电网，专利拥有量持续排名央企第一。2021 年，在《财富》世界 500 强中排名第 2 位，连续 17 年获国务院国资委业绩考核 A 级，连续 9 年获标准普尔、穆迪、惠誉三大国际评级机构国家主权级信用评级（标普 A+、穆迪 A1、惠誉 A+），连续 6 年获中国 500 最具价值品牌第一名，连续 4 年位居全球公用事业品牌 50 强榜首，是全球最大的公用事业企业，也是具有行业引领力和国际影响力的创新型企业。

从公司总体发展情况来看，2021 年，国家电网攻坚克难、砥砺前行，有力应对了一系列风险挑战，全面打赢了一系列重大战役，成功啃下了一批改革发展“硬骨头”，实现了“十四五”良好开局，呈现人心齐、人心稳、人思进、干劲足的良好局面，得到了各方面的充分肯定。

从公司业务发展情况来看，《2021 年售电年度报告》数据显示，2021 年，国家电网有限公司经营区域各电力交易中心累计完成市场交易电量 29,172 亿千瓦时，同比增长 36.1%，占该区域全社会用电量的比重为 44.5%。截至 2021 年三季度，国家电网实现营收 2.2 万亿元，较去年同期增长 11.9%；营业总成本约 2997 亿元，较去年同期增长 9.2%；取得营业利润 529.3 亿，较去年同期增长 99.89%；实现归母净利润 408.6 亿元，较去年同期增长约 148%。

(7) 中国南方电网公司

中国南方电网公司是中央管理的国有重要骨干企业，由国务院国资委履行出资人职责。公司负责投资、建设和经营管理南方区域电网，参与投资、建设和经营相关的跨区域输变电和联网工程，为广东、广西、云南、贵州、海南五省区和港澳地区提供电力供应服务保障；从事电力购销业务，负责电力交易与调度；从事国内外投融资业务；自主开展外贸流通经营、国际合作、对外工程承包和对外劳务合作等业务。电网覆盖五省区，并与香港、澳门地区以及东南亚国家的电网相联，供电面积 100 万平方公里。供电人口 2.54 亿人，供电客户 1.07

亿万户。截至 2021 年，南方电网连续 15 年在国务院国资委经营业绩考核中位列 A 级；连续 17 年入围世界 500 强企业，目前列第 91 位。

从公司总体发展情况来看，南方电网东西跨度近 2000 公里，网内拥有水、煤、核、气、风力、太阳能、生物质能、抽水蓄能和新型储能等多种电源。截至 2021 年底，全网总装机容量 3.7 亿千瓦(其中火电 1.6 亿千瓦、水电 1.2 亿千瓦、核电 1960.8 万千瓦、风电 3407.6 万千瓦，光伏 2292.8 万千瓦，分别占 42.7%、32.3%、5.3%、9.2%、6.2%)；110 千伏及以上变电容量 11.6 亿千伏安，输电线路总长度 25.6 万公里。南方电网在特高压输电领域处于世界领先水平。目前西电东送已经形成“八条交流、十一条直流”(500 千伏天广交流四回，贵广交流四回；±500 千伏天广直流、江城直流、高肇直流、兴安直流、牛从双回直流、金中直流，以及±800 千伏楚穗特高压直流、普侨特高压直流、新东特高压直流、昆柳龙特高压直流)19 条 500 千伏及以上大通道，送电规模超过 5800 万千瓦。

从公司业务发展情况来看，从 2003 年到 2021 年，公司售电量从 2575 亿千瓦时增长到 12363 亿千瓦时，年均增长 9.1%；营业收入从 1290 亿元增长到 6725 亿元，年均增长 9.6%；西电东送电量从 267 亿千瓦时增长到 2206 亿千瓦时，年均增长 12.4%；资产总额从 2312 亿元增长到 10844 亿元，年均增长 8.9%；累计实现利税 6444.8 亿元。全网 110 千伏及以上变电容量从 2 亿千伏安增长到 11.6 亿千伏安，线路长度从 7.3 万公里增长到 25.6 万公里，分别增长了 4.8 倍和 2.5 倍。此外，南方电网积极落实“一带一路”倡议，持续深化国际电力交流合作。截至 2021 年底，累计向越南送电 394.9 亿千瓦时，向老挝送电 11.5 亿千瓦时，向缅甸购电 215.4 亿千瓦时，对缅甸送电 19.4 亿千瓦时。

■ 表 16 2010-2021 年南方电网主要指标情况

年份	完成售电量 (亿千瓦时)	西电东送量 (亿千瓦时)	营业收入(亿 元)	500 强排名
2010 年	3,027	1,117	3,696	第 156 位
2011 年	6,667	966	3,794	第 149 位
2012 年	7,010	1,243	4,192	第 152 位
2013 年	7,433	1,314	4,461	第 134 位
2014 年	7,859	1,723	4,738	第 115 位
2015 年	7,822	1,891	4,707	第 113 位
2016 年	8,297	1,953	4,765	第 95 位
2017 年	8,902	2,028	4,946	第 100 位
2018 年	9,702	2,175	5,373	第 110 位
2019 年	10,518	2,265	5,683	第 111 位
2020 年	11,064	2,305	5,775	第 105 位
2021 年	12,363	2,206	6,725	第 91 位

数据来源：南方电网公司

4.2.3 重点上市公司竞争力分析

4.2.3.1 华能国际（600011）

（1）公司概况

华能国际电力开发股份有限公司（以下简称“华能国际”）成立于 1994 年 6 月 30 日，主要业务是利用现代化的技术和设备，以及利用国内外资金，在国内外开发、建设和运营大型燃煤、燃气发电厂、新能源发电项目及配套港口、航运、增量配电网等设施，为社会提供电力、热力及综合能源服务。目前，华能国际中国境内电厂广泛分布在二十六个省、自治区和直辖市；在新加坡全资拥有一家营运电力公司，在巴基斯坦投资一家营运电力公司，是中国最大的上市发电公司之一。

截至 2021 年 12 月 31 日，华能国际拥有可控发电装机容量为 118,695 兆瓦，权益发电装机容量为 103,875 兆瓦。2021 年全年，中国境内各运行电厂按合并报表口径累计完成上网电量 4,301.65 亿千瓦时，同比增长 13.23%；供热量累计完成 2.97 亿吉焦，同比增长 12.64%；境内电厂全年平均利用小时 4,058 小时，同比增长 314 小时；全年中国境内各运行电厂平均上网结算电价为 431.88 元/兆瓦时，同比上升 4.41%；境内火电厂售电单位燃料成本为 316.36 元/兆瓦时，同比上涨 51.32%。

（2）公司经营情况

根据华能国际 2021 年年度报告显示，2021 年，华能国际实现营业收入 2,046.05 亿元，比上年同期上升了 20.75%；营业成本 2,052.81 亿元，比上年同期增长了 46.75%；营业利润为-148.02 亿元，比上年同期下降了 253.74%。受燃煤采购价格同比大幅上涨影响，全年业绩亏损，归属于母公司股东净利润为-102.64 亿元，比上年同期下降了 324.85%，每股收益为人民币-0.79 元。中国准则下，新加坡业务实现营业收入 163 亿元，实现净利润 1.25 亿元；巴基斯坦业务实现营业收入 52 亿元，实现净利润 7.62 亿元。

（3）公司核心竞争力分析

规模和装备优势突出

截至 2021 年底，华能国际可控发电装机容量达到 118,695 兆瓦，境内电厂全年上网电量 4,301.65 亿千瓦时。燃煤机组中，超过 54%是 60 万千瓦以上的大型机组，包括 16 台已投产的世界最先进的百万千瓦等级超超临界机组和国内首次采用的超超临界二次再热燃煤发电机组。此外，在新能源方面，华能国际在国内首次实现了 5 兆瓦风机批量投产。

低碳清洁能源比例不断提高

华能国际始终持续大力推进能源结构转型，低碳清洁能源比例不断提高。截至 2021 年底，风电装机容量为 10,535 兆瓦（含海上风电 2,012 兆瓦），太阳能发电装机容量为 3,311

兆瓦，水电装机容量为 368 兆瓦，天然气发电装机容量为 12,243 兆瓦，生物质能源装机容量为 120 兆瓦，低碳清洁能源装机容量占比提升至 22.39%。此外，华能国际的环保排放水平符合国家标准，燃煤机组均已按国家要求实现了烟气超低排放，平均煤耗、厂用电率、水耗等能耗指标也处于行业领先地位。

科技创新力度持续增强

华能国际不断加大科技创新力度，科技成果转化持续推进，科技创新对公司高质量发展的支撑作用日益凸显。供热增容、热电解耦、灵活性改造、污泥耦合等先进技术广泛应用，首套大型火电机组国产 DCS 分散控制系统、PLC 工控系统投入运行，高碱煤液态排渣锅炉技术、700℃ 高效超超临界发电技术和燃机自主运维技术完成主要研发工作并开展应用示范。2021 年，华能国际系统授权发明专利 80 件、实用新型专利 2,365 件，申请 PCT 专利 28 件、美日欧专利 20 件，授权国际专利 5 件。

电厂的区域布局优势

截至 2021 年底，华能国际在中国境内的电厂分布在二十六个省、自治区和直辖市，其中位于沿海沿江经济发达地区的电厂，是公司机组利用率高、盈利能力强的优质火力发电资产。这些区域运输便利，有利于多渠道采购煤炭、稳定供给，降低发电成本。同时，华能国际拥有诸多港口及码头资源，对提高集约化燃料管理起到了极大的支持作用，有利于统一库存、发挥淡储旺耗的功能，加速煤炭周转，减少滞期费用。

治理结构和市场信誉优势

作为三地上市的公众公司，华能国际受到境内外三个上市地证券监管部门的监管和广大投资者的监督。目前由股东大会、董事会、监事会和管理层组成的公司治理结构形成了决策权、监督权和经营权之间相互制衡、运转协调的运行机制。不断完善的治理结构，保障了公司的规范化运作。华能国际在境内外资本市场积累了良好的市场信誉优势，融资渠道广、融资能力强、融资成本低。

资本运作及海外发展经验丰富

华能国际先后于 1994 年、1998 年和 2001 年在纽约、香港和上海三地上市，利用境内外资本市场完成了一系列权益和债务融资，为公司经营筹措了大量资金。华能国际自成立以来，始终秉持“开发与收购并重”的发展战略，持续开展多种形式的收购，助力公司快速成长。实施“走出去”战略，收购、运营新加坡大士能源，响应国家“一带一路”倡议，全面建成中巴经济走廊首个重大能源项目——巴基斯坦萨希瓦尔燃煤电站，积累了海外发展的宝贵经验。

4.2.3.2 华电国际（600027）

(1) 公司概况

华电国际电力股份有限公司（以下简称“华电国际”）于1994年6月28日在中国山东省济南市注册成立，是中国最大型的综合性能源公司之一，其主要业务为建设、经营发电厂，包括大型高效的燃煤燃气发电机组及多项可再生能源项目。华电国际发电资产遍布全国十二个省、市、自治区，主要处于电力、热力负荷中心或煤炭资源丰富区域。

截至2021年底，华电国际累计完成发电量2328.01亿千瓦时，比上年同期增长7.52%；完成上网电量2188.16亿千瓦时，比上年同期增长7.67%；已投入运行的控股发电厂共计42家，控股装机容量约为53,355.55兆瓦，主要包括燃煤发电控股装机约42,360兆瓦，燃气发电控股装机约8,589.05兆瓦，水力发电控股装机约2,403兆瓦。2021年，华电国际市场化交易电量约为1396.09亿千瓦时，占比为63.80%，平均上网电价为430.02元/兆瓦时。

(2) 公司经营情况

华电国际2021年年报数据显示，2021年，华电国际实现营业总收入1,044.22亿元，比上年同期增长12.27%；营业总成本1,179.69亿元，比上年同期增加38.64%；合计完成售电量约75亿千瓦时；归属于母公司股东的净利润为-49.65亿元；基本每股收益为-0.61元。同时，公司董事会建议2021年度派发股息每股人民币0.25元。

(3) 公司核心竞争力分析

规模优势

华电国际是中国装机容量最大的上市发电公司之一，发电资产遍布全国十二个省、市、自治区，抵御系统风险能力较强。发电装机类型除燃煤发电机组外，还包括燃气发电、水力发电等多种类型机组。产业链相对完善，上游发展煤炭产业、煤炭物流和贸易业务。适应电力市场改革趋势，在下游发展面向用户的电力销售和服务业务。

先进的节能环保电力生产设备

截至2021年底，华电国际的火力发电机组中，90%以上是300兆瓦及以上的大容量、高效率、环境友好型机组，其中600兆瓦及以上的装机比例约占60%，远高于全国平均水平，华电国际95台燃煤机组已全部达到超低排放要求。所有300兆瓦及以下的机组都经过了供热改造，供热能力明显提升，为参与市场竞争奠定了优势。火电机组性能优良，单位能耗较低，在节能发电调度中持续保持较高的相对竞争力，并在行业中始终保持领先水平。

丰富的电力生产管理经验

华电国际拥有悠久的历史，拥有一批经验丰富、年富力强的公司管理者和技术人才，积累了丰富的发电厂建设运营管理经验，保证了公司电力经营管理和业务拓展的顺利推进。

4.2.3.3 大唐发电（601991）

（1）公司概况

大唐国际发电股份有限公司（以下简称“大唐发电”）成立于 1994 年 12 月，是由中国大唐集团公司控股的中外合资企业。是第一家在伦敦上市的中国企业、第一家在香港上市的中国电力企业，第一家同时在香港、伦敦、上海三地上市的中国企业，主要在役及在建资产分布全国 19 个省、市、自治区。业务范围包括：建设、经营电厂，销售电力、热力；电力设备的检修调试；电力技术服务等。主要经营以火电、水电、风电、光伏为主的发电业务，同时涉及煤炭、交通、循环经济等领域。

截至 2021 年底，大唐发电资产总额约为 2,959.68 亿元，总装机容量 68,770.03 兆瓦。2021 年，累计完成发电量约 2,729.25 亿千瓦时，同比增长约 1.54%；累计完成上网电量约 2,577.16 亿千瓦时，同比增长约 1.56%。大唐发电新投产机组容量共 774.15 兆瓦，其中，风电项目 446.05 兆瓦、光伏项目 328.10 兆瓦。共有 85 个电源项目获得核准，核准容量为 7,367.16 兆瓦，其中，6 个风电项目，核准容量 1,862 兆瓦；78 个光伏项目，核准容量 4,585.16 兆瓦；1 个火电燃机项目，核准容量 920 兆瓦。托电、蔚县基地合计 3,000 兆瓦，获得国家第一批大型风光基地批复。在广东、安徽、江西、天津等多个地区实现新能源产业布局优化和突破性进展，转型发展大幅提质提速。

（2）公司经营情况

大唐国际发电股份有限公司 2021 年年度报告显示，2021 年，大唐发电实现经营收入约为 1,034.12 亿元，比上年同期上升 8.16%；经营成本完成约为 1,043.62 亿元，比上年同期增加 33.87%；实现净利润约-118.96 亿元，同比下降约 323.78%；归属于母公司所有者的净利润约为-92.64 亿元，同比下降约 404.74%；资产总额约为 2,959.68 亿元，比上年末增加 5.58%；负债总额约为 2,198.01 亿元，比上年末增加 16.33%；资产负债率约为 74.27%，比上年末增加 6.87 个百分点。

（3）公司核心竞争力分析

业务布局及发展优势

大唐发电是中国大型独立发电公司之一，公司及子公司发电业务主要分布于全国 19 个省、市、自治区。截至 2021 年底，总装机容量达到 68,770.03 兆瓦，其中京津冀、东南沿海区域是公司火电装机最为集中的区域，水电项目大多位于西南地区，风电、光伏广布全国资源富集区域。大力推进低碳清洁能源转型，新投产机组 774.15 兆瓦，均为新能源机组，公司低碳清洁能源占比进一步提升至 30.27%。

环保设备技术优势

大唐发电始终严格按照国家环保部门要求，持续强化环保工作，在役燃煤火电机组累计完成超低排放环保改造 107 台，均已按照超低排放环保改造限值达标排放。大唐发电所属企业 31 台机组在全国火电机组能效评比中获奖，5 台机组荣获全国可靠性金牌机组。持续推进科技创新，2021 年内共获得省、部级及行业以上奖励 32 项。

融资能力优势

大唐发电在境内外市场信誉良好，拥有广泛的融资渠道，可以确保公司整体资金链顺畅，有效降低融资成本。2021 年，大唐发电结合资金需求及货币市场利率走势，共计发行 180 亿元超短期融资债券、47 亿元中期票据，其中：碳中和债 27 亿元，可持续发展挂钩债券 20 亿元。

5 2022 年电力行业发展趋势预测

5.1 宏观经济形势预测

5.1.1 2022 年全球经济形势展望

展望 2022 年，全球经济增速将逐渐回落至常态，供应链瓶颈加剧通胀压力，全球“滞胀”风险加大，主要经济体财政支持力度减弱，货币政策收紧，全球流动性面临拐点，金融市场存在波动风险。根据 2022 年 1 月 25 日国际货币基金组织(IMF)发布的《世界经济展望报告》，预计 2022 年全球经济将增长 4.4%，较 2021 年 10 月份预测值下调 0.5 个百分点。具体来看，发达经济体经济 2022 年预计将增长 3.9%，较此前预测值下调 0.6 个百分点，2023 年经济增速上调 0.4 个百分点至 2.6%；新兴市场和发展中经济体经济 2022 年预计将增长 4.8%，较此前预测值下调 0.3 个百分点，2023 年经济增速上调 0.1 个百分点至 4.7%。2022 年全球经济状况与此前预期相比更加脆弱，原因包括变异新冠病毒奥密克戎毒株广泛传播导致全球各经济体重新出台限制人员流动措施，受乌克兰危机影响，能源、小麦、玉米等大宗商品价格飙升，将加剧许多国家的通胀压力；实体经济也受到影响，出现贸易收缩、消费者信心下挫、购买力下降等。此外，高通胀下不少经济体货币政策收紧速度可能加快，新兴市场可能面临金融环境收紧和企业信心下滑的双重压力。预计到 2023 年抑制经济增长的各项因素将逐步消解，经济表现将会回暖。

从主要国家和地区来看：**美国增长动能不足，经济复苏可能走弱。**2022 年 1 月美国 CPI 同比增长 7.5%，更是续创 1982 年以来美国最大同比涨幅。通胀持续高企，主要受到消费者需求旺盛、全球供应短缺、劳动力不足以及货币宽松的政策影响，将在短期持续拖累经济动能，美国经济面临的供给扰动不断。IMF 预测 2022 年美国经济增长速度下调 1.2 个百分点至 4.0%。**欧盟经济将继续复苏，并将在 2022 年持续强劲扩张。**IMF 预计欧盟经济在 2022 年和 2023 年经济将分别增长 4.0%和 2.8%，而 2021 年秋季其对 2022 年经济增长的预测值为 4.3%。此前，IMF 2022 年 1 月份公布的《世界经济展望报告》显示，预计欧元区 2022 年经济增长 3.9%，比前一次预测调降 0.4 个百分点，而欧元区 2023 年的经济增速将放缓至 2.5%。欧盟经济增长预期遭遇下调，与域内供应链瓶颈、能源价格高企以及俄乌地缘政治关系紧张等多重因素影响下高度不确定性紧密关联。此外欧盟经济仍受全球供需波动影响，能源价格飙升也是一个严重问题，特别是对脆弱家庭和中小企业造成冲击。欧盟委员会也在其最新增长展望中表示，能源价格飙升将对今年欧洲经济造成比预期“更持久的拖累”，并推高通胀。**相对欧美而言，日本经济复苏较为迟缓。**日本央行 2022 年 1 月 18 日发布的《经济与物价展望报告》指出，日本服务业压力、供给侧制约正在缓解，外需带动出口保持增长，加之宽松货币政策及财政刺激计划等因素支持，日本经济正逐步恢复，并将 2022 财年经济增速预测由 2.9%上调至 3.8%。报告预计，随着能源及原材料价格上涨影响转嫁至消费端，2022 财年日

本物价涨幅将逐步扩大，报告将 2022 财年日本通胀预期由此前的 0.9% 上调至 1.1%，侧面显示日本通胀正在修复进程中。根据 IMF 的预测，2022 年发达经济体中仅有日本经济增速小幅上调 0.1 个百分点。**部分新兴经济体经济和金融脆弱性上升。**其中阿根廷、土耳其、巴西、俄罗斯等新兴经济体通胀压力高企。为应对高通胀和资本外流压力，巴西、土耳其、俄罗斯、墨西哥、泰国已率先加息，但加息并不一定能有效阻止资本外流和货币贬值，还可能加深经济衰退。此外，阿根廷、土耳其等新兴经济体外债规模较大、外汇储备水平较低，面临较大的债务清偿压力。在内需低迷、供给不足、通胀高企、货币贬值下，部分新兴经济体经济滞胀、债务危机和货币危机风险将明显上升。

综合来看，鉴于疫情影响仍将持续、前期货币和财政刺激措施大量退出、供应链问题在短期内仍难解决以及经济预期开始转弱，预计 2022 年全球经济复苏可能放缓。2022 年全球经济复苏将继续分化，发达经济体经济复苏放缓，但仍将好于新兴经济体。

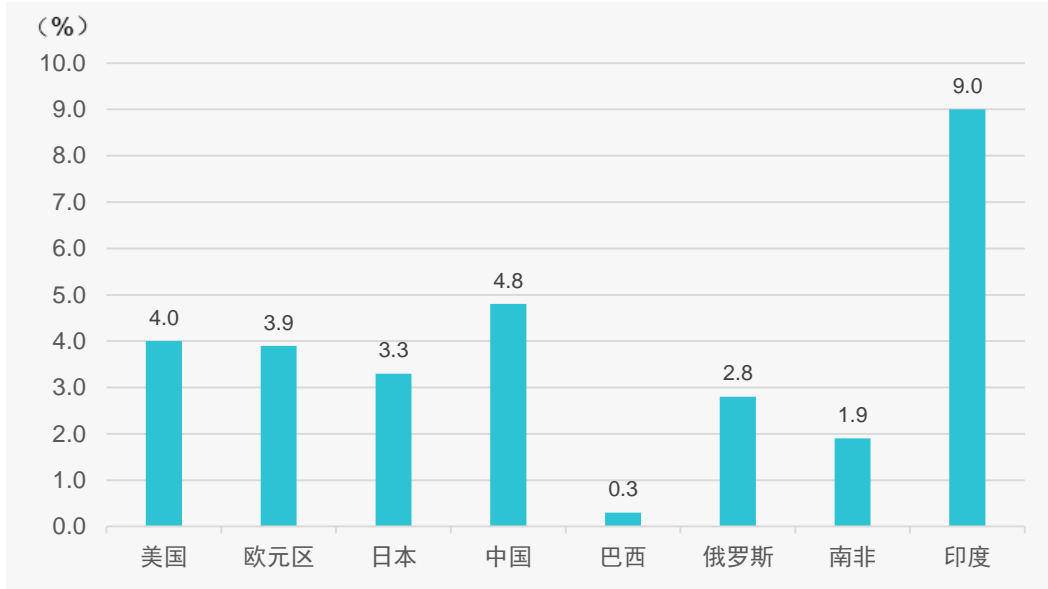
表 17 2022 年全球经济增速预测概览

单位：%

分类	2020 年	2021 年	2022 年预测值	与 2021 年 10 月《世界经济展望》预测值的差异
世界	-3.1	5.9	4.4	-0.5
发达经济体	-4.5	5	3.9	-0.6
美国	-3.4	5.6	4.0	-1.2
欧元区	-6.4	5.2	3.9	-0.4
日本	-4.5	1.6	3.3	0.1
新兴市场和发展中经济体	-2.0	6.5	4.8	-0.3
中国	2.3	8.1	4.8	-0.8
巴西	-3.9	4.7	0.3	-1.2
俄罗斯	-2.7	4.5	2.8	-0.1
南非	-6.4	4.6	1.9	-0.3
印度	-7.3	9.0	9.0	0.5

数据来源：IMF2022 年 1 月发布《世界经济展望报告》

图 39 主要经济体经济 2022 年 GDP 增长率预测



数据来源：IMF

5.1.2 2022 年我国经济形势预测

展望 2022 年，世纪疫情冲击下，百年变局加速演进，外部环境更趋复杂严峻。我国经济发展面临需求收缩、供给冲击、预期转弱三重压力，但同时我国经济韧性强，长期向好的基本面不会改变。预计我国经济增长将呈现前稍低后略高趋势，全年 GDP 增速为 5.5% 左右。

具体来看，**投资方面**，我国制造业投资仍有基础保持较快增长，但受基数影响增速绝对水平或略有下降，基建投资在适度超前以及前期政策成效显现带动下增速将企稳回升，并发挥一定的逆周期调节作用。其次，2022 年“十四五”规划中一些重大项目陆续开工，“两新一重”基础设施建设稳步推进以及“适度超前开展基础设施投资”的政策定调，均有利于提升基础设施建设投资增速。房地产方面，房地产投资惯性下滑后才会逐步企稳，我国“房住不炒”的总基调未改变。**消费方面**，随着国民经济的日益回暖、国内应急防范能力的提高、企业经营状况的不断改善、线下消费场景的不断放开，叠加从中央到地方出台的国内国际双循环、促消费等政策提振市场，国内消费市场明显改善。根据中科院预测，预计 2022 年我国最终消费将保持持续增长，同比名义增速为 5.4%-7.0%，是拉动经济增长的主要动力。**出口方面**，在全球疫情得到一定的控制、世界经济缓慢复苏、我国经济稳定增长的基准情景下，预计 2022 年我国进出口仍将具有韧性，但增速边际放缓，总额约为 6.41 万亿美元，同比增长约 6.14%。根据中科院预测，其中：出口额约为 3.58 万亿美元，同比增长约 6.79%，全球疫情短期内难言乐观，我国的防疫优势和产业链优势有望继续保持，且 RCEP 已正式生效，出口的韧性仍较强；预计进口额约为 2.83 万亿美元，同比增长约 5.33%；贸易顺差约为 0.75 万亿美元。**价格方面**，2022 年我国物价保持平稳运行具有坚实基础，CPI 延续温和上涨态势，PPI 涨幅可能逐步回落，上下游价格走势将更趋协调。在不出现较大变数的前提下，根据 2021 年的形势，预计 2022 年 CPI 在食品价格拉动下恢复性上涨 1.5% 左右，工业消费品预计

涨幅收窄、服务业价格低位徘徊；PPI 在高基数、煤炭钢铁供给改善、油价趋于回落的影响下全年预计同比增长 2.2%左右，两者收敛趋势或贯穿全年。

综合来看，2022 年在发达经济体经济恢复放缓、全球通胀压力大、主要央行货币政策收紧、海外疫情防控不明、全球供应链修复缓慢以及百年变局加速演进的背景下，我国经济发展的外部环境的复杂性和不确定性依旧较高。预计我国宏观经济将在“稳”的总基调下，进行深度结构优化，经济发展质量或将得到提升。

作为国民经济的基础产业和重要组成部分，电力行业的发展与宏观经济发展息息相关。总体来看，全球经济的复苏放缓将对我国外向型行业运行发展产生不利影响，相关行业电力需求增长将在一定程度上受到抑制，并对电力企业“走出去”产生制约。需求收缩、供给冲击、预期转弱三重压力对我国经济可能造成的冲击将使电力消费及投资增速放缓，但同时我国经济的长期向好的基本面好将有利于我国电力行业的平稳发展，在支撑全社会用电量增长的同时将促进电力行业发展方式转变及电力体制改革持续深化。

5.2 关联行业发展趋势预测

5.2.1 煤炭行业预测

展望 2022 年，随着煤炭市场供需矛盾逐步缓解，煤炭行业运行或将回归常态化，而能源结构转型升级、严控煤炭消费增长等长期政策的影响力度将逐步加大，预期煤炭行业景气高位回落，但仍继续保持在乐观区间稳定运行。

从投资方面来看，随着煤炭领域中长期政策导向日益明晰，市场前景预期整体向好，加上安全生产、环保节能、智能化升级等领域投资需求加快释放，预期煤炭行业固定资产投资仍将保持相对较快增长。

从供需形势来看，随着保供稳价工作深入推进，政策效应不断显现，煤炭供应将继续稳中有增，而能源结构转型、煤炭清洁高效利用步伐加快，将进一步缓解煤炭需求压力，综合影响下，预期煤炭市场整体供需形势将趋于宽松，但短期性、局部性供需紧张仍将难以避免。受此影响，预期煤炭价格将逐步高位回落，进入合理区间运行。

从进出口来看，出口方面，受国内能源保供稳价政策影响，预期煤炭出口仍将保持低位运行，但在低基数效应影响下，煤炭累计出口量或将逐步转为正增长。进口方面，受国内供需好转、海外煤价高企、同比基数偏高等多重因素影响，预期煤炭累计进口量保持低位增长。

5.2.2 四大高耗能行业预测

钢铁行业。展望 2022 年，国内宏观经济持续复苏向好的基本面，加之前期国家出台的一系列稳经济、稳投资措施，提出适度超前开展基础设施投资，推动制造业高质量发展，都将为钢铁行业发展营造出良好、宽松的市场需求环境。同时，围绕碳达峰、碳中和

的一系列政策措施将会出台落实，对钢铁行业的政策规制也越发严格，钢铁行业将进入深度转型阶段。另外，受 2021 年基数偏高影响，**预期钢铁行业景气将持续保持在乐观区间，但相对低位运行。**投资方面，在碳达峰、碳中和等系列政策导向下，钢铁产能置换、电炉炼钢、超低排放改造、低碳冶炼技改、清洁生产等依然是钢铁行业投资的重点领域，加上钢铁企业盈利能力普遍提升、市场预期不断向好，也为钢铁行业投资提供了充足动力，预期钢铁行业固定资产投资将继续保持稳定较快增长。需求方面，国内经济将持续复苏，稳经济、扩投资政策不断落地实施，为钢铁需求提供了基本支撑，但考虑到我国经济发展阶段、经济增长方式转变，叠加 2021 年全年钢材需求增速高位回落，呈现边际放缓态势等因素，我国钢铁需求已逐步进入峰值平台期，预期钢铁需求的增长空间有限。供给方面，伴随碳达峰、碳中和一系列政策落地，钢铁产能产量双控机制将进一步强化，钢铁市场供给仍将受制于政策引导和管控，粗钢全年产量或将继续稳定在 10 亿吨左右。出口方面，受国内供给受限、出口政策收紧等因素影响，加之同比基数偏高，预期钢铁出口量增速将明显放缓。进口方面，我国政策上不断鼓励加大对初级钢铁产品的进口，加上国内环保限产趋严，同比基数偏低，综合影响下，预期钢材进口量同比降幅将持续收窄，并大概率转为小幅增长。

有色金属行业。展望 2022 年，需求端，首先，新能源、信息产业，特别是新能源汽车的迅猛发展，对有色金属的需求拉动非常大，其中既有新能源电池对锂、镍、钴等有色金属的需求，也有汽车轻量化采用铝、镁等有色金属，新能源汽车的发展对有色金属行业是利好的；其次，当前与有色金属产业密不可分的国防军工和航空航天，对有色金属的需求还在增长。鉴于此，随着整个国民经济稳健发展，包括人民生活水平的提高，**预计对有色金属的需求量将保持比较强劲的增长。**供给端：受制于资源紧缺、环境压力等因素，**预计有色金属产量增长的幅度会逐渐回落，将保持一种平稳增长的态势，较难实现双位数增长。**成本端：2021 年有色金属价格整体处于高位运行，而且是行业近 10 多年来比较好的一个年份，这也令行业利润创下新高，企业经营形势很好。根据 2021 年底有色金属价格的走势，其商品价格依旧比较坚挺，**预计有色金属价格整体仍将维持高位震荡运行，伴有波动回调。**出口端，考虑到当前我国有色金属工业处于调控和转型之中，致使出口产品档次较低，而加大研发投入、科技创新，提高出口产品的技术含量和附加值需要一段过程，因此，**预计我国有色金属进出口贸易增长将呈现稳中趋缓的态势。**综上所述，在不出现‘黑天鹅’事件的前提下，初步判断有色金属行业增速总体将呈‘前低后稳’的态势。根据中国有色金属工业协会发布的预测数据显示：有色金属生产总体保持平稳，全年增幅有望保持在 3% 左右；预计主要有色金属价格总体将呈高位震荡的格局，年中后期主要有色金属价格出现震荡回调的可能性将成为大概率事件；规上有色金属企业实现利润维持 2021 年的盈利水平压力加大；有色金属行业固定资产投资额大体与 2021 年持平，出现大幅下降的可能性不大；有色金属产品出口量仍有望维持增长，但增幅可能会放缓，铜铝等矿山原料进口有望保持稳定或略有增加。

值得注意的是，中国有色金属工业协会发布的 2021 年四季度有色金属企业信心指数为 48.7，已处于临界点以下，表明企业信心出现较大回落的态势，整个有色金属行业经营活动面临较大下行压力。鉴于此，建议中国企业应谨慎扩充产能，时刻清醒认识剩余产能带来的危害，并结合自身的优势坚持“走出去”的发展道路。

建材行业。展望 2022 年，其中，水泥行业具体将呈现以下特征：

需求方面，尽管今年基建投资的政策支持力度有望加强，但房地产政策持续偏紧，投资趋势下行，房地产新开工面积将继续下降，水泥需求支撑较弱。虽然在稳增长背景下基建发力可能性较大，但基建项目难以立竿见影，地产下滑会对水泥需求形成一定拖累，**预计水泥市场需求仍然承压。**

供给方面，在全国推动水泥错峰生产地域和时间常态化的背景下，2021 年，新疆、江西、川渝、吉林、甘肃等多个省和地区纷纷发布了落实水泥行业常态化错峰生产的政策。**预计将会有更多省份加入常态化错峰行列，水泥行业的供给将保持动态收紧。**

产能方面，预计全国熟料总产能保持稳定，呈现由北向南转移的趋势。根据水泥大数据研究院发布的资料显示，2022 年全国水泥产量预计在 23 亿吨左右，与 2021 年相比有小幅下滑约 3%。此外，2021 年全国共点火 21 条水泥熟料生产线（3199.20 万吨），42 条新型干法熟料生产线退出（3194.55 万吨），年末熟料产能约为 18.1 亿吨，相比前一年净增加 4.65 万吨。其中南方多个省份净增，北方几省都处于产能净减的状态。2022 年有 49 条生产线预计将投产，主要集中在南方。

成本方面，在政策和市场调控之下，煤炭价格恢复理性水平，相关行业协会预计 2022 年煤炭供需格局偏宽松，煤价仍有一定下跌空间，鉴于此，**预计水泥企业成本同比有所缓解。**

价格方面，虽然成本压力有所缓解，但相较前几年总体有所抬升，考虑到水泥供需关系相对平衡，价格大幅波动现象出现概率较低。**预计全年水泥价格中枢整体上移，水泥价格全年振幅缩窄。**

营收方面，2022 在水泥价格依然呈现抬升趋势，加之成本压力缓解，**预计行业利润有望修复提升。**水泥大数据研究院测算，2022 年全年水泥行业利润总额将达到 1698.8 亿元，同比增长 9.4%。

能耗方面，国家发改委发布的《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南》《水泥行业节能降碳改造升级实施制指南》，要求推广节能技术应用，加强清洁能源原燃料替代，合理降低单位水泥熟料用量，合理压减水泥工厂排放。新版《水泥单位产品能源消耗限额》（GB 16780-2021，替代 GB16780-2012）发布，熟料综合能耗 1-3 级指标确定为不高于 100-117kg/t，相比旧版有明显降低。《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》中提出 2025 年水泥行业能效达到标杆水平的产能比例超过 30%，标杆水平为水泥熟料单位产

品综合能耗 100kg/t，基准水平为水泥熟料单位产品综合能耗 117kg/t。在政策高压下，预计水泥行业能耗标准全面升级，倒逼低效高耗能产能退出市场，节能降碳全面提速

化工行业。展望 2022 年，国内市场，稳经济政策持续加码，带动投资增长，同时需求下滑预期逐渐缓解；国外市场，在海外疫情得到有效控制的情况下，停产的产能复苏，全球供给逐步恢复，大宗商品价格或将继续回落；另外，在“双碳”背景下，化工行业资本支出仍受压制。综合分析，**近期预计化工行业有望维持高景气，远期预计高位震荡回落。**成本端，俄乌局势持续升温，加之西方国家对俄罗斯制裁增加油价的不稳定性，导致原油价格被不断推高，对化工产品价格形成一定支撑。因此，受成本端价格，行业集中度显著提高，供需格局不断优化集中等因素影响，预计化工产品价格将呈现高位震荡并伴随小幅回落态势。**供给端**，能耗双控和碳中和政策逐步落实，传统化工行业将迎来新一轮供给侧改革，落后产能逐步淘汰，预计短期化工产品供给将保持紧缩状态。**需求端**，在稳增长、扩大内需战略导向下，2022 年初，财政部提前下达新增专项债额度，央行降准释放流动性，加之近期多地政府也将基建投资作为稳增长的重要着力点，水利、交通、能源和互联网新基建等被多次提及，基建投资作为逆周期政策的重要工具，它的发力将对化工需求形成强有力支撑。另外，在上游芯片供给缓解后，汽车产量将逐步恢复到合理水平，同时国内新能源车浪潮与促进消费政策将带动其产销增速进一步提升。鉴于此，预计国内化工品需求有望保持平稳增长。

5.3 电力行业发展趋势预测

5.3.1 产业政策环境预测

5.3.1.1 面向新型电力系统的安全保障体系将逐步建立

电力是重要基础产业，电力安全生产事关人民生命财产安全，关系国计民生和经济发展全局。做好电力安全生产工作是以人民为中心发展思想的客观要求，是落实总体国家安全观和能源安全新战略的具体体现。“十四五”时期，我国电网规模将持续扩大，系统结构愈加复杂，交直流混联大电网与微电网等新型网架结构深度耦合，“双高”“双峰”特征凸显，灵活调节能力不足，系统性风险始终存在。电力大数据获取、存储、处理使数据篡改和泄漏可能性增加，云计算、物联网、移动互联技术在电力系统深度应用，电力行业网络安全暴露面持续扩大。为不断提升全国电力安全生产水平，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，国家能源局于 2022 年 1 月 26 日发布《电力安全生产“十四五”行动计划》（以下简称“行动计划”）提出，今后五年，是全国各行业大力实施“碳达峰、碳中和”战略目标的关键时期，也是电力体制改革继续深化、电力科技快速发展的重要时期，对于企业发展转型、安全新技术应用、电力市场化交易体系建设等方面可能给电力安全生产带来的风险因素，需要及时做出分析预判，也需要予以积极应对。

行动计划指出，“十四五”时期，我国能源消费增长迅猛，能源发展进入新阶段，在保

供压力明显增大的情形下，电力安全发展的一些深层次矛盾凸显，风险隐患增多。其一是电力供需平衡压力增大，预计“十四五”期间，全国用电增长将维持在 5%左右的中高速区间，2025 年全社会用电量将达到 9.5-9.8 万亿千瓦时。能源转型过程中，系统调峰能力阶段性不足，部分时段电力供应能力受到挑战，错峰限电风险将增加；其二是电力系统安全运行风险显著加大；其三是网络与信息安全风险持续升高；其四是电力建设施工安全风险集中凸显；其五是重大突发事件应对能力明显不足。

行动计划设定了电力安全总体目标：到 2025 年底，电力安全生产监督管理量化评价指标体系基本形成，电力安全治理体系基本完善，治理能力现代化水平明显提升。以本质安全为目标的高新技术应用覆盖率显著提高，面向新型电力系统的安全保障体系初步建立。安全文化核心理念实现全员渗透，安全生产责任层层落实机制有效运转。电力系统运行风险有效控制，电力安全生产状况稳定在控，电力突发事件处置应对有力，电力人身责任起数和事故死亡人数趋于“零”。

为了实现电力安全总体目标，行动计划提出进行电力安全生产政策法规体系建设行动、量化评价指标体系建设行动、电网安全运行水平提升行动、构建新型电力系统安全技术体系专项行动、强化新能源安全管理专项行动等共 16 项重点行动。

行动计划的出台，可以从国家总体安全观的高度，指导电力安全研究工作全局，不断完善我国电力安全防御体系，保障社会各领域平稳有序运行，支撑经济社会高质量发展和助力“碳达峰、碳中和”目标实现。

5.3.1.2 煤电机组能耗将进一步降低

为推动能源行业结构优化升级，进一步提升煤电机组清洁高效灵活性水平，促进电力行业绿色低碳转型，助力全国碳达峰、碳中和目标如期实现，国家发展改革委、国家能源局于 2021 年 10 月 29 日联合印发了《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行〔2021〕1519 号）（以下简称《通知》），并制定了《全国煤电机组改造升级实施方案》（以下简称《方案》）。

《通知》明确了煤电机组改造升级的指导思想、基本原则和主要目标，从节能提效改造、供热改造、灵活性改造、淘汰关停低参数小火电、规范自备电厂运行、优化机组运行管理、严格新建机组准入等方面提出了实施路径，并提出从加强技术攻关、加大财政金融支持、健全市场机制等方面加大政策支持。

《方案》明确指出，要推动煤电行业实施节能降耗改造、供热改造和灵活性改造“三改联动”，严控煤电项目，持续优化能源电力结构和布局，深入推进煤电清洁、高效、灵活、低碳、智能化高质量发展，努力实现我国煤电行业碳达峰目标。

《方案》提出，全面梳理煤电机组供电煤耗水平，结合不同煤耗水平煤电机组实际情况，

探索多种技术改造方式，分类提出改造实施方案。统筹考虑大型风电光伏基地项目外送和就近消纳调峰需要，以区域电网为基本单元，在相关地区妥善安排配套煤电调峰电源改造升级，提升煤电机组运行水平和调峰能力。

按特定要求新建的煤电机组，除特定需求外，原则上采用超超临界、且供电煤耗低于 270 克标准煤 /千瓦时的机组。设计工况下供电煤耗高于 285 克标准煤/千瓦时的湿冷煤电机组和高于 300 克标准煤/千瓦时的空冷煤电机组不允许新建。到 2025 年，全国火电平均供电煤耗降至 300 克标准煤/千瓦时以下。

《通知》的发布及《方案》实施将为我国煤电发展提供规范和方向，进一步降低煤电机组能耗，提升灵活调节能力和清洁高效水平。对当前煤电能耗治理，以及未来以新能源为主体的新型电力系统下煤电发展趋势与角色定位具有重要的指导意义，充分体现了我国在双碳目标落实方面的决心与使命担当。

5.3.1.3 电力系统调节性资源潜力将进一步释放

为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，规范电力系统并网运行管理及电力辅助服务管理，国家能源局于 2021 年 12 月 21 日对《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42 号）和《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43 号）进行了修订，并将名称修改为《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60 号）（以下简称《规定》）和《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61 号）（以下简称《办法》）。

《规定》重点对包括新能源在内的发电侧并网主体、新型储能、用户可调节负荷等并网管理内容进行了修订完善。要求新能源电站并网时的一次调频、AGC 服务、无功服务能力等满足国家要求，否则并网存在限制；相较于是否配储，考核指标更侧重于并网电力性能；电站为满足性能要求需自行配置储能、进行机组改造、购买调频服务等。

《办法》重点对辅助服务提供主体、交易品种分类、电力用户分担共享机制、跨省跨区辅助服务机制等进行了补充深化。扩大了辅助服务提供主体范围，将提供辅助服务主体范围由发电厂扩大到包括新型储能、自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、聚合商、虚拟电厂等主体；进一步明确补偿方式与分摊机制，强调按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，确定补偿方式和分摊机制；将辅助服务分摊主体扩大到上游发电企业+下游用户，由市场化交易形成价格。

此次《规定》和《办法》的修订有助于释放电力系统调节性资源潜力，支撑新能源大规模接入，对形成源网荷储协调发展，安全、优质、经济运行的新型电力系统具有重要意义。

5.3.1.4 分时电价机制进一步完善

为更好贯彻落实《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》（发改价格

(2021) 689 号) 文件中关于持续深化能源价格改革、完善电价形成机制的精神, 2021 年 7 月 29 日, 国家发展改革委印发了《关于进一步完善分时电价机制的通知》(以下简称《通知》)。

《通知》首先提出了关于“持续深化电价市场化改革”“进一步完善目录分时电价机制”等总体要求。作为电力体制改革的核心内容, 电价市场化改革成为众多改革政策的交汇点, 持续深化电价改革成为实现“双碳”目标的关键点之一。同时, 为兼顾用户的承受能力和接受度, 完善分时电价形成机制需要在保持电网销售电价总水平基本稳定的前提下开展, 才能顺利实施。

《通知》还提出适应供需特征变化的分时电价时段划分机制。对于峰谷电价, 明确了峰谷时段划分要统筹考虑“当地电力供需状况”“边际供电成本”等因素; 对于季节性电价, 季节时段划分要考虑“日内用电负荷或电力供需关系”的季节性差异; 对于丰枯电价, 丰枯时段划分要考虑“风光水多能互补”等因素。通过统筹考虑电力供需关系的变化以及可再生能源装机占比不断提高的影响, 科学开展分时电价时段划分, 不仅能够促进可再生能源消纳, 而且也有利于提升电力系统灵活性。

《通知》明确加快扩大工商业分时电价机制执行范围, 鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式削峰填谷, 按程序推广居民分时电价政策; 强调通过“精心组织实施”“做好执行评估”“强化宣传引导”多种渠道共同协力来保障分时电价政策的有力实施。

分时电价机制的抓好落实, 是充分发挥分时电价信号作用、深化推进电价市场化改革的关键。《通知》的出台, 明确了完善我国目录分时电价机制的具体措施, 有利于在“双碳”目标绿色约束以及电力体制改革加快推进下充分发挥分时电价信号作用, 服务以新能源为主体的新型电力系统建设, 促进能源绿色低碳发展。

5.3.2 重点技术发展趋势

5.3.2.1 特高压将迎来新一轮加速建设期

受全球气候变暖、不可再生的化石能源不断消耗等因素影响, 全球能源消费结构正加快向低碳化转型。2020 年我国宣布了“双碳目标”, 即 2030 年实现碳达峰, 2060 年实现碳中和, 未来我国将形成以可再生能源为主体的发电结构。特高压技术的发展有利于优化我国电网和电源布局, 促进电力工业整体和区域经济协调发展, 能够有效的实现能源和资源的配置。

特高压具有大容量、远距离输电、损耗小的特点, 发展特高压可以极大提升我国电网的输送能力。据国家电网公司提供的数据显示, 一回路特高压直流电网可以送 600 万千瓦电量, 相当于现有 500 千伏直流电网的 5 到 6 倍, 而且送电距离也是后者的 2 到 3 倍, 因此效率大大提高。此外, 据国家电网公司测算, 输送同样功率的电量, 如果采用特高压线路输电可以比采用 500 千伏高压线路节省 60% 的土地资源。因此, 2017 年起, 我国出台了多项政策

推动特高压行业的发展。

2022 年 1 月 29 日，国家发展改革委和国家能源局共同印发的《“十四五”现代能源体系规划》（以下简称“规划”）提出，要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。以规划为依据，国家电网和南方电网“十四五”电网规划投资累计将超过 2.9 万亿元，叠加国内地方性电网公司的投资规划，“十四五”期间国家电网总投资预计近 3 万亿元，将大幅高于“十三五”期间国家电网总投资的 2.57 万亿元。国家电网规划在“十四五”期间建设特高压工程“24 交 14 直”，涉及线路 3 万余公里，变电换流容量 3.4 亿千伏安，总投资 3800 亿元，较“十三五”特高压投资 2800 亿元大幅增长 35.7%。其中，2022 年，计划开工“10 交 3 直”共 13 条特高压线路。在国家顶层设计和两大电网公司投资建设的推动下，“十四五”期间我国特高压将迎来新一轮加速建设期。

5.3.2.2 电力电子器件市场规模将不断增长

电力电子器件又称为功率半导体器件，主要用于电力设备的电能变换和控制电路方面大功率的电子器件（通常指电流为数十至数千安，电压为数百伏以上）。电力电子器件是实现对电能高效产生、传输、转换、存储和控制，提高能源利用效率、开发可再生能源，推动国民经济可持续的基础。

我国自产电气控制装置的水平与国际先进水平相比大约落后二十年。其中更根本弱点在于元器件——大规模集成电路和新型电力电子器件。尤其电力电子器件的生产水平与国际水平相比差距甚大。因此，近年来我国相关部门颁布了一系列相关法律法规和政策来支持电力电子元器件行业发展。2021 年 3 月《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》发布，提到要培育壮大人工智能、大数据、区块链、云计算、网络安全等新兴数字产业，提升通信设备、核心电子元器件、关键软件等产业水平。在国家政策扶持以及新能源革命的推动下，我国电力电子元器件行业市场规模将整体增长。

■ 表 18 2017-2021 年我国电子元器件行业相关政策汇总

发布日期	政策名称	主要内容
2021 年 10 月	《基础电子元器件产业发展行动计划（2021-2023 年）》	明确“重点产品高端提升行动”，重点发展高磁能积、高磁导率、低磁损耗软磁原件，高导热、电绝缘、低损耗、无铅环保的电子陶瓷元件。
2021 年 3 月	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	培育壮大人工智能、大数据、区块链、云计算、网络安全等新兴数字产业、提升通信设施、核心电子元器件、关键软件等产业水平。
2019 年 10 月	《产业结构调整指导目录（2019 年本）》	目录中鼓励类包括“二十八、信息产业”之“22、半导体、光电子器件、新型电子元器件（片式元器件、电力电子器件、光

		电子器件、敏感元器件及传感器、新型机电元件、高频微波印制电路板、高速通信电路板、柔性电路板、高性能铜板等)等电子产品用材料”。
2019年3月	《2019年国务院政府工作报告》	培育新一代信息技术、高端设备、生物医药、新能源汽车、新材料等新兴产业集群。
2017年11月	《增强制造业核心竞争力三年行动计划(2018-2020年)》	聚焦关键领域和薄弱环节,着力加强高端智能化系统研制应用,着力提升产业基础支撑能力,着力推动新一代信息技术与制造技术深度融合,着力推进“互联网+”协同制造集成应用,加快制造业智能化发展。
2017年10月	《关于发挥民间投资作用推进实施制造强国战略的指导意见》	提出提升信息化和工业化融合水平,鼓励民营企业参与智能制造工程,围绕离散型智能制造、流程型智能制造、网络协同制造、大规模个性化定制、远程运维服务等新模式开展应用,建设一批数字化车间和智能工厂,引导产业智能升级。加快传统行业民营企业生产设备的智能化改造,提高精准制造、敏捷制造能力。
2017年1月	《战略性新兴产业重点产品和服务指导目录(2016版)》	将“1 新一代信息技术产业”之“1.3 电子核心产业”之“13.3 新型元器件”之“铝合金电缆、复合海底电缆及高压超高压电缆等新型电缆”列入战略性新兴产业重点产品和服务

资料来源:公开资料加工整理

5.3.3 电力供需形势预测

展望 2022 年,随着我国消费结构及产业结构持续调整升级,负荷“冬夏”双高峰特征逐步呈现常态化,结合国内外宏观经济形势、行业政策、燃料供应等多方因素,并基于气象、全球疫情形势等外部环境方面的不确定性综合考量,根据上文的电力需求预测,预计 2022 年,全国电力供需总体平衡,迎峰度夏、迎峰度冬期间部分区域电力供需偏紧。根据中国电力企业联合会发布的《2021-2022 年度全国电力供需形势分析预测报告》预判,2022 年迎峰度夏期间,电力供需总体平衡,高峰时段电力供需偏紧;其中,华北、东北、西北区域电力供需基本平衡,华东、华中、南方区域电力供需偏紧。2022 年迎峰度冬期间,电力供需总体平衡,高峰时段电力供需偏紧;其中,华北、东北区域电力供需基本平衡,华东、华中、西北、南方区域电力供需偏紧。

电力需求侧,用电量于合理区间稳定增长。2021 年年底举行的中央经济工作会议,强调 2022 年经济工作要稳字当头、稳中求进,各方面要积极推出有利于经济稳定的政策,为 2022 年全社会用电量增长提供了最主要支撑。另外,考虑到上年基数前后变化、电能替代等因素,预计 2022 年全社会用电量将于合理区间稳定增长。中国电力企业联合会发布的《2021-2022 年度全国电力供需形势分析预测报告》显示,我国 2022 年全年全社会用电量预计将落入 8.7 万亿千瓦时-8.8 万亿千瓦时这一区间内,同比增长 5%-6%,各季度全社会用电量增速总体呈逐季上升态势。

电力供给侧,发电设备新增装机凸显绿色低碳。在“双碳”目标的约束下,以及新能源

快速发展带动下，虽然火电作为能源基础保障的地位是不可或缺的，但火电的份额毫无疑问是会继续下降的。因此，预计 2022 年新增装机规模将创历年新高，非化石能源发电装机占总装机比重有望首次达到 50%。根据中国电力企业联合会发布的《2021-2022 年度全国电力供需形势分析预测报告》显示，2022 年全国全年基建新增发电装机容量预计将达到 2.3 亿千瓦左右，其中，非化石能源发电装机投产 1.8 亿千瓦左右。2022 年年底全口径发电装机容量预计将达到 26 亿千瓦左右，其中，煤电装机容量 11.4 亿千瓦左右；非化石能源发电装机合计达到 13 亿千瓦左右，将有望首次达到总装机规模的一半；水电 4.1 亿千瓦、并网风电 3.8 亿千瓦、并网太阳能发电 4.0 亿千瓦、核电 5557 万千瓦、生物质发电 4500 万千瓦左右。

6 2022 年电力行业投资机会与风险分析

6.1 投资机会分析

6.1.1 煤电领域

煤电是保障我国电力供应的基础性电源。近年来，在政策的驱动下，我国煤电行业供给侧结构性改革持续推进，煤电装机占比与发电量占比持续下降。2021 年，我国煤电装机容量 11.1 亿千瓦，占总发电装机容量比重的 46.7%，同比降低 2.3 个百分点；煤电发电量 5.03 万亿千瓦时，占总发电量比重的 60.0%，同比降低 0.7 个百分点。尽管我国新能源发展近年来取得了举世瞩目的成就，且未来仍将持续高速增长，但在大规模低成本储能技术成熟应用之前，为应对新能源电力可信容量不足问题，还需要煤电充分发挥“兜底保障”作用，以提高电力安全保障的能力。未来一段时间，随着全社会减碳按下“加速键”，煤电机组的发展必将受到碳排上限的约束，但在我国能源转型、电力系统脱碳步伐加快的背景下，煤电作为最经济可靠的调节型电源，在电力供应中仍将发挥稳定器和压舱石的作用，煤电平均利用小时数有望持续回升。

不过，面对新能源大规模并网对电力系统带来的一系列挑战，煤电要积极“转变角色”，由传统提供电力、电量的主体性电源，向提供可靠电力、调峰调频能力的基础性电源转变，积极参与调峰、调频、调压、备用等辅助服务，提升电力系统新能源消纳能力，将更多的电力市场让渡给新能源，为新能源健康持续发展，提供强有力的支撑保障；同时，低成本的煤电是全社会降低用电、用热成本的基础，对促进经济社会发展、提升人民幸福感具有重要意义。

6.1.2 风电领域

受上网电价补贴政策影响，我国风电新增装机容量 2020 年达到 52GW，创历史新高。这次“抢装潮”使风电行业的后续市场受到一定程度的影响，短期来看，随着补贴退出，陆上风电将出现装机波动，但预计不会出现断崖式下滑，而海上风电处于高景气周期；中长期来看，我国风电行业属性将从周期转向成长，朝着去补贴模式继续健康发展。根据储备项目量来看，“十四五”期间国内海上风电进入快速发展期，预计年均新增装机量为 4.7GW，占全球比重 35%左右，成为全球最大的海上风电装机市场。

2022 年是“十四五”发展的关键时期，在“双碳”目标背景下，风电行业将进入新的发展阶段。根据“十四五”非化石能源占一次能源消费比例 20%的规划预期，以及 2030 年之前碳达峰的刚性约束，中国风能协会预期我国风电新增装机在“十四五”期间需要不低于 50GW，预期 2026-2035 年均风电装机将接近 90GW。2021 年 5 月，国家能源局发布的《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》明确将加快开展项目储备和建设。将积

积极推进分散式风电建设，结合乡村乡村振兴战略，启动“千乡万村驭风计划”；有序推动海上风电发展，结合“十四五”规划组织省级海上风电规划修编，会同自然资源部门出台深远海海上风电规划及管理办法，启动深远海海上风电示范；有序推进风电基地项目建设；启动老旧风电项目技改升级；创新推动示范项目建设。2021年10月，国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》指出，支持陆海并重，推动风电协调快速发展，完善海上风电产业链，鼓励建设海上风电基地。预计2022年起沿海省份的地方性补贴和海上风电的安装成本的下降将持续推动我国海上风电高速成长。

6.1.3 核电领域

核电作为稳定高效的清洁能源，是唯一可以大规模替代传统化石能源的基荷电源。为实现“双碳”目标，在“十四五”及中长期，核能在中国清洁能源低碳系统中的定位将更加明确，作用将更加凸显，我国核电发展的空间和市场前景广阔。从2018年我国核电建设按下“暂停键”后，2021年政府工作报告再次提出“在确保安全的前提下积极有序发展核电”，同时也是近十年来政府工作报告在提及发展核电时首次使用“积极”一词来表述；2022年政府工作报告中虽然并未直接出现与核能发展相关的表述，但在2022年政府工作任务中有多项政策都会对核能产业发展产生影响。随着政府对核电发展态度的积极转变，我国核电有望在“十四五”期间迎来密集建设期。

■ 表 19 2012-2022 年政府工作报告中对发展核电的表述

年份	对核电发展的表述	年份	对核电发展的表述
2012 年	安全高效发展核电	2017 年	安全高效发展核电
2013 年	未提及	2018 年	未提及
2014 年	开工一批水电、核电项目	2019 年	未提及
2015 年	安全发展核电	2020 年	未提及
2016 年	建设水电核电等重大项目	2021 年	在确保安全的前提下积极有序发展核电
2022 年	未直接表述，多项政策将影响核电发展		

资料来源：政府工作报告

根据中国核能行业协会及相关机构的研究成果，到2025年我国核电在运装机容量预计达7000万千瓦左右，在建装机规模接近4000万千瓦；到2035年，我国核电在运和在建装机容量将达2亿千瓦左右，发电量约占全国发电量的10%左右。按照华龙一号每台机组装机容量116-120万千瓦进行测算，中国市场在2035年前需新建100-150台核电机组，预计未来5年我国年均核准6-8台核电机组。

此外，在技术迭代方面，2021年12月高温气冷堆核电机组成功并网发电，标志着全球首座具有第四代先进核能系统特征的球床模块式高温气冷堆实现了从“实验室”到“工程

应用”质的飞跃。高温气冷堆的优势体现在高发电效率以及低成本制氢上，未来的发展空间广阔。

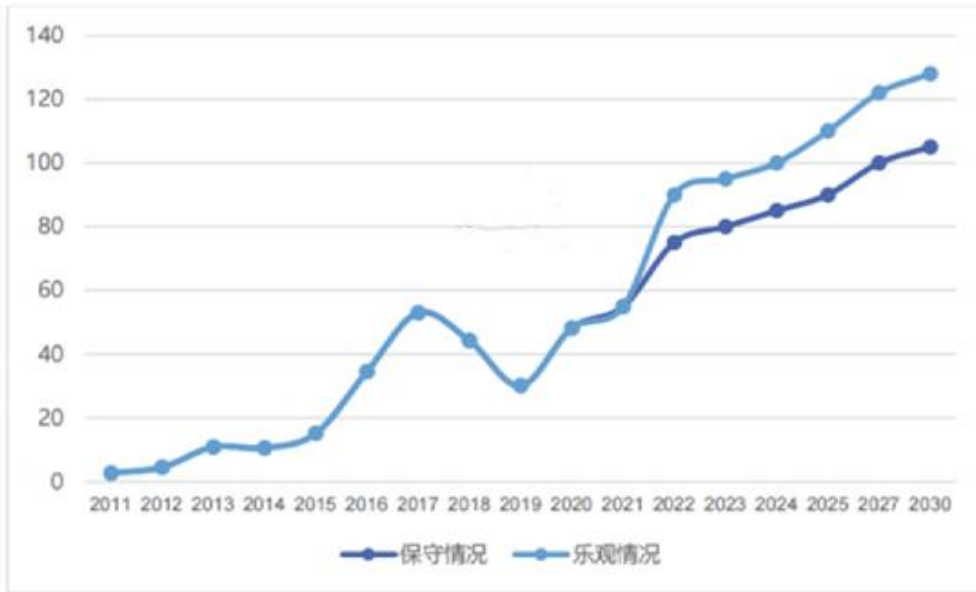
6.1.4 太阳能发电领域

随着政策支持和技术进步，我国光伏产业成长迅速，经过十余年的发展，成本下降和产品更新换代速度不断加快，已成为我国少有的形成国际竞争优势、实现端到端自主可控、并有望率先成为高质量发展典范的战略性新兴产业，也是推动我国能源变革的重要引擎。目前我国光伏产业在制造业规模、产业化技术水平、应用市场拓展、产业体系建设等方面均位居全球前列。截至 2021 年底，我国光伏发电并网装机容量突破 3 亿千瓦大关，已连续 7 年稳居全球首位。作为实现“双碳”目标的主力军，我国光伏发电正迎来空间的政策、市场、资本三重加持的红利期，2022 年有望迎来全面爆发式发展。根据清华能源转型中心估算，我国光伏装机容量需求在实现“碳中和”目标时人均光伏大约为 5-10 千瓦，需要约 85.8 亿千瓦光伏资源量，叠加“十四五”将通过加快构建以新能源为主体的新型电力系统提升光伏发电消纳和存储能力，既实现光伏发电大规模开发，也实现高水平的消纳利用，同时更加有力的保障电力可靠稳定供应，实现高质量跃升发展。

另外，根据《中国光伏产业发展路线图》（2021 年版）预计，在“十四五”期间，我国光伏年均新增光伏装机或将超过 75GW。随着大型风光基地项目开工建设，预计 2022 年新增装机中，大型地面电站的装机占比将重新超过分布式；但由于整县推进及其他工商业分布式和用户光伏建设将继续支撑分布式光伏发电市场，分布式光伏虽然占比下降，但装机总量仍将呈现上升态势，“十四五”初期将形成集中式与分布式并举的发展格局。随着光伏发电全面进入评价时代，叠加大基地的开发模式，集中式光伏电站有望迎来新一轮发展热潮。同时，随着光伏在建筑、交通等领域的融合发展，叠加整县推进政策的推动，分布式项目仍将保持一定的市场份额。

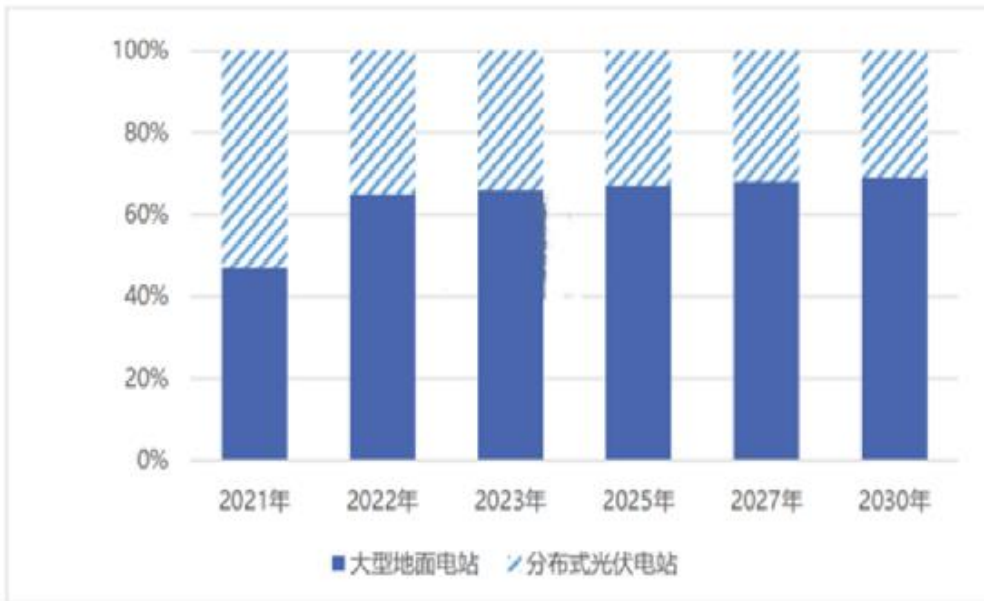
图 40 2011-2021 年国内光伏年度新增装机规模以及 2022-2030 年新增规模预测

单位：GW



资料来源：《中国光伏产业发展路线图》（2021 年版）

图 41 2021-2030 年不同类型光伏应用市场变化趋势



资料来源：《中国光伏产业发展路线图》（2020 年版）

6.1.5 电网领域

“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期，构建以新能源为主体的新型电力系统，意味着新能源将大规模并网，并将为电网带来高比例可再生能源、高比例电力电子设备的“双高”挑战。根据国家电网公司规划，“十四五”期间特高压交直流工程总投资 3002 亿元，新增特高压交流线路 1.26 万千米、变电容量 1.74 亿千伏安，新增直流线路 1.72 万千米、换流容量 1.63 亿千瓦，特高压电网将迎来新一轮的建设高峰期。南方电网公司数据显示，预计到 2025 年，骨干网架西电东送受端电力将继续增长为规划的 5200 万千瓦，年输入两广的清

洁电力将超过 2350 亿千瓦时，将取代燃煤消耗 7500 万吨。可见，为进一步提升清洁能源资源优化配置能力，保障电力系统安全运行、保障能源电力可靠供应、保障电力行业可持续发展，我国电网投资将提速，并将有效带动整个产业链相关电力设备的需求增长。

2021 年 3 月 1 日，国家电网公司发布碳达峰碳中和行动方案，提出加快构建清洁低碳、安全高效能源体系，持续推进碳减排，明确了推动能源电力转型主要实践、研究路径以及行动方案。提出加快构建坚强智能电网，推进各级电网协调发展，支持新能源优先就地就近并网消纳。在送端，完善西北、东北主网架结构，加快构建川渝特高压交流主网架，支撑跨区域直流安全高效运行。在受端，扩展和完善华北、华东特高压交流主网架，加快建设华中特高压骨干网架，构建水火风光资源优化配置平台，提高清洁能源接纳能力。预计 2025、2030 年，非化石能源占一次能源消费比重将达到 20%、25%左右。

2021 年 3 月 18 日，南方电网公司发布服务碳达峰碳中和工作方案，从 5 个方面提出 21 项措施，将大力推动供给侧能源清洁替代，以“新电气化”为抓手推动能源消费方式变革，全面建设现代化电网，带动产业链、价值链上下游加快构建清洁低碳安全高效的能源体系。方案中提出，到 2025 年，南方电网将推动南方五省区新能源新增装机 1 亿千瓦，达到 1.5 亿千瓦。到 2030 年，推动南方五省区新能源再新增装机 1 亿千瓦，达到 2.5 亿千瓦。针对新能源将大规模并网，对电网安全稳定运行带来挑战，工作方案提出，要全面建设安全、可靠、绿色、高效、智能的现代化电网，构建适应新能源发展的坚强网架，推进城市电网升级和现代农村电网建设，推动电网数字化转型和智能化调控，优化调度运行，保障电网安全稳定运行，提高新能源并网质量和效率。

6.2 投资风险分析

6.2.1 政策变动风险

电力行业的法律法规等文件在一定的时期会根据社会发展的需求进行调整变动，而大多数电力项目都具有建设周期长的问题，在项目建设的过程中难免会遇到政策发生调整变动的情况，对电力行业投资项目产生一定影响，建议注意及时关注与电力行业相关的产业政策、技术政策、金融政策、财政政策等。

6.2.2 供需随机风险

我国在构建新型电力系统过程中，新能源渗透率会持续增长，加之储能产业尚不发达，随着具有明显波动性、间歇性的新能源发电在电源结构中占比不断增长，供给侧不确定性加大，“源随荷动”的传统模式正悄然发生着根本性变化，新型电力系统将呈现供需双侧随机的特性，导致电力系统可控性降低，电网安全运行风险陡增，同时也对电力设备的运维提出了更为严苛的要求。

6.2.3 宏观经济风险

与大多数行业一样，电力行业发展及盈利水平与经济周期的相关性较为显著，离不开市场的供需平衡。当国民经济增速放缓时，工业生产及居民生活电力需求减少，用电的负荷减少使得电厂发电机组利用小时数下降，直接影响到电厂的生产经营以及盈利能力。相反当市场需求旺盛时，利于行业成本降低和技术的提升，电力投资项目才能够更好的发展。然而，新冠疫情的反复，给各行各业的复苏发展带来了极大的不确定性，社会电力需求面临一定压力，加之我国新能源加速发展，储能产业尚不发达，市场需求一旦下降势必会造成弃风、弃电情况的增加，造成资源浪费和成本的提高，从而降低电力行业发展速度。

此外，利率变化、汇率变化、通货膨胀、融资等经济影响因素都对电力行业的投资产生影响。我国电力项目资金由于其密集型特点，通常会通过世界银行、亚洲银行等外国的银行进行贷款，外币汇率下降，可以为企业带来汇兑收益，反之则是汇兑损失。值得注意的是，通常电力投资项目使用的是浮动利率融资，如果利率上升则会导致其生产的成本上升，从而影响项目投资。

6.2.4 节能环保风险

《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》，提出到 2025 年，绿色低碳循环发展的生产体系、流通体系、消费体系初步形成。到 2035 年，美丽中国建设目标基本实现。并从生产、流通、消费、基础设施、绿色技术、法律法规政策等 6 方面对绿色低碳循环发展作出了部署安排，并明确了 85 项重点任务和牵头单位，旨在统筹好经济发展和生态环境保护建设的关系，促进经济社会发展全面绿色转型。因此，2022 年我国环保形势依然严峻，仍将继续保持高压状态，力度不减。这将对发电企业大气污染防治及节能减排提出更高要求，煤电企业清洁化发展任务依旧艰巨。

6.2.5 海外拓展风险

一方面，“一带一路”战略的推进，在能源基础设施互联互通及贸易畅通等方面为我国电力企业带来广阔的海外投资空间。但不容忽视的是，随着企业“走出去”战略的实施与推进，在境外项目的投资过程中，将不可避免地遇到国际政治、经济、文化、技术等外部环境风险，并对企业海外市场风险管控能力提出更高的要求。

另一方面，随着电力企业海外项目的不断拓展，在工程造价、设备采购以及电费结算等环节将不可避免使用当地货币。人民币兑美元和其他货币的汇率受国内外政治经济环境、各国利率、通货膨胀、贸易摩擦等综合因素的影响而不断变动。当前，我国人民币不再单纯与美元挂钩，而是采用根据市场供求及参照一篮子其他货币的有管理的浮动汇率制度。如国结算周期过长，人民币汇率波动幅度较大，将给相关企业带来一定的汇率风险，从而为企业经营业绩和财务状况增加一定的不确定性。