

# 2020 年中国电力工业经济运行报告

中国电力企业联合会

2020 年，面对新冠肺炎疫情巨大冲击和复杂严峻的国内外环境，在以习近平同志为核心的党中央坚强领导下，全国上下科学统筹疫情防控和经济社会发展，扎实做好“六稳”工作、全面落实“六保”任务，经济运行稳定恢复。电力行业坚决贯彻落实党中央、国务院决策部署，积极推进电力企业疫情防控和复工复产，为社会疫情防控和复工复产、复商复市提供坚强电力保障；四季度电力消费实现较快增长，经济社会发展对电力的消费需求已恢复常态。

## 一、2020 年全国电力供需情况

### （一）电力消费需求情况

2020 年，全社会用电量 7.5 万亿千瓦时，同比增长 3.1%，“十三五”时期全社会用电量年均增长 5.7%。2020 年，各季度全社会用电量增速分别为-6.5%、3.9%、5.8%、8.1%，经济运行稳步复苏是用电量增速回升的最主要原因。全社会用电量季度增速变化趋势，反映出随着疫情得到有效控制以及国家逆周期调控政策逐步落地，复工复产、复商复市持续取得明显成效，国民经济持续稳定恢复。

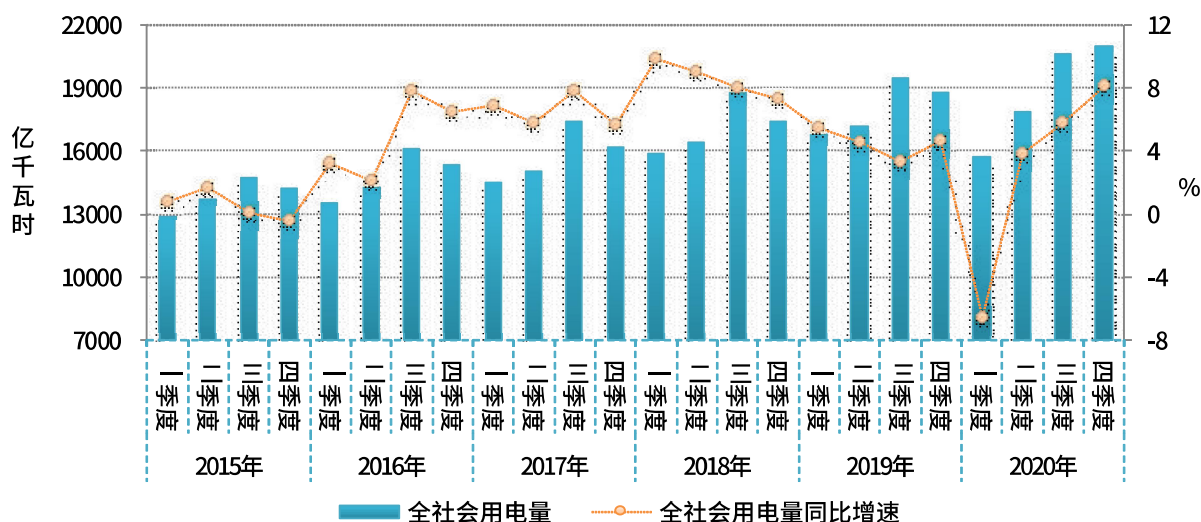


图1 分季度全社会用电量及其增速

一是第一产业用电量同比增长 10.2%，连续三个季度增速超过 10%。2020 年，第一产业用电量 859 亿千瓦时，同比增长 10.2%，各季度增速分别为 4.0%、11.9%、11.6%和 12.0%。第一产业用电量的快速增长主要是近年来国家加大农网改造升级力度，村村通动力电，乡村用电条件持续改善，电力逐步代替人力和畜力，电动机代替柴油机，以及持续深入推进脱贫攻坚战，带动乡村发展，促进第一产业用电潜力释放。

二是第二产业用电量同比增长 2.5%，高技术及装备制造业用电量增速连续两个季度超过 10%。2020 年，第二产业用电量 5.1 万亿千瓦时，同比增长 2.5%，各季度增速分别为 -8.8%、3.3%、5.8%、7.6%，复工复产持续推进拉动各季度增速持续回升。2020 年，制造业用电量增长 2.9%，其中，高技术及装备制造业、四大高载能行业、其他制造业行业、消费品制造业用电量增速分别为 4.0%、3.6%、3.3%、-1.8%。三、四季度，高技术及装备制造业用电量增速分别为 10.8%、

11.9%，是当前工业高质量发展中展现出来的一大亮点。

**三是第三产业用电量同比增长 1.9%，信息传输/软件和信息技术服务业用电量持续高速增长。**2020 年，第三产业用电量 1.2 万亿千瓦时，同比增长 1.9%，各季度增速分别为 -8.3%、0.5%、5.9%、8.4%，随着复商复市的持续推进，第三产业用电量增速逐季上升。2020 年，部分科技类服务行业仍保持快速增长，如，充换电服务业用电量增长 71.6%，得益于近年来新能源汽车的快速推广应用；信息传输/软件和信息技术服务业用电量增长 23.9%，其中互联网和相关服务业、软件和信息技术服务业增速分别高达 30.5%和 45.2%，主要是大数据、云计算、物联网等新技术逐步推广应用，并促进在线办公、生活服务平台、文化娱乐、在线教育等线上产业实现高速增长。

**四是城乡居民生活用电量同比增长 6.9%，四季度用电量快速增长。**2020 年，城乡居民生活用电量 1.2 万亿千瓦时，同比增长 6.9%，增速比上年提高 1.2 个百分点。分季度看，各季度增速分别为 3.5%、10.6%、5.0%、10.0%。由于 7 月华东、华中、华北部分省份气温较常年同期偏低，三季度增速比二季度回落较多；受 12 月份低温天气因素影响，四季度居民生活用电量再次实现快速增长，当月城乡居民生活用电量同比增长 16.2%。其中，山东、四川、江西、广西、安徽、湖北、湖南、天津、福建当月城乡居民生活用电量增速均超

过 20%。分城乡看，城镇居民用电量同比增长 5.5%，乡村居民用电量增长 8.7%。分地区看，东、中、西部和东北地区城乡居民生活用电量增速分别为 6.8%、4.7%、8.6%和 9.3%。

**五是西部地区用电增速领先，全国有 27 个省份用电量为正增长。**2020 年，东、中、西部和东北地区全社会用电量增速分别为 2.1%、2.4%、5.6%、1.6%。全国共有 27 个省份用电量为正增长，其中，云南、四川、甘肃、内蒙古、西藏、广西、江西、安徽等 8 个省份增速超过 5%。

## **(二) 电力生产供应情况**

截至 2020 年底，全国全口径发电装机容量 22.0 亿千瓦，同比增长 9.5%；“十三五”时期，全国全口径发电装机容量年均增长 7.6%，其中非化石能源装机年均增长 13.1%，占总装机容量比重从 2015 年底的 34.8% 上升至 2020 年底的 44.8%，提升 10 个百分点；煤电装机容量年均增速为 3.7%，占总装机容量比重从 2015 年底的 59.0% 下降至 2020 年底的 49.1%。2020 年，全国全口径发电量为 7.6 万亿千瓦时，同比增长 4.0%；“十三五”时期，全国全口径发电量年均增长 5.8%，其中非化石能源发电量年均增长 10.6%，占总发电量比重从 2015 年的 27.2% 上升至 2020 年的 33.9%，提升 6.7 个百分点；煤电发电量年均增速为 3.5%，占总发电量比重从 2015 年的 67.9% 下降至 2020 年的 60.8%，降低 7.1 个百分点。

**一是电力投资同比增长 9.6%，非化石能源投资快速增**

长。2020年，纳入行业投资统计体系的主要电力企业合计完成投资9944亿元，同比增长9.6%。电源工程建设完成投资5244亿元，同比增长29.2%，其中风电、太阳能发电、水电投资分别增长70.6%、66.4%、19.0%；电网工程建设完成投资4699亿元，同比下降6.2%，主要因电网企业提前一年完成国家新一轮农网改造升级任务，占电网投资比重达44.3%的35千伏及以下电网投资同比下降20.2%。

**二是煤电装机容量占总装机容量比重首次低于50%，新增并网风电装机规模创历史新高。**2020年，全国新增发电装机容量19087万千瓦，同比增加8587万千瓦，其中新增并网风电、太阳能发电装机容量分别为7167万千瓦和4820万千瓦，新增并网风电装机规模创历史新高。截至2020年底，全国全口径水电装机容量3.7亿千瓦、火电12.5亿千瓦、核电4989万千瓦、并网风电2.8亿千瓦、并网太阳能发电装机2.5亿千瓦。全国全口径非化石能源发电装机容量合计9.8亿千瓦，占全口径发电装机容量的比重为44.8%，比上一年底提高2.8个百分点。全口径煤电装机容量10.8亿千瓦，占总装机容量的比重为49.1%，首次降至50%以下。

2020年，全国已投产运营的核电装机容量为4989万千瓦，同比增长2.4%，其中，广东、浙江和福建核电装机容量排名前三，分别为1614万千瓦、911万千瓦和871万千瓦。11月27日，华龙一号全球首堆——中核集团福清核电5号

机组首次并网成功，标志着中国打破了国外核电技术垄断，正式进入核电技术先进国家行列。

表1 2020年全国全口径发电装机容量及结构

发电类型	发电装机容量（万千瓦）	装机增速（%）	装机占比（%）
合计	220058	9.5	100
水电	37016	3.4	16.8
其中：常规水电	33867	3.3	15.4
抽水蓄能	3149	4.0	1.4
火电	124517	4.7	56.6
其中：燃煤(含煤矸石)	107992	3.8	49.1
燃气	9802	8.6	4.5
核电	4989	2.4	2.3
风电	28153	34.6	12.8
太阳能发电	25343	24.1	11.5

**三是并网风电、太阳能发电量快速增长。**2020年，全国全口径发电量同比增长4.0%。其中，全国全口径水电、核电、并网风电和并网太阳能发电量分别为13552、3662、4665和2611亿千瓦时，同比分别增长4.1%、5.0%、15.1%和16.6%。水电发电量上半年为负增长，进入汛期以来，重点流域来水量偏丰，带动2020年以来水电累计发电量从9月份开始一直保持快速增长；风电和太阳能发电量均实现两位数增长，主要是得益于装机容量的快速增长。2020年，三峡电站全年发电1118亿千瓦时，创单座水电站年发电量世界纪录。

2020年,全国全口径非化石能源发电量2.6万亿千瓦时,同比增长7.9%,占全国全口径发电量的比重为33.9%,同比提高1.2个百分点。全国全口径煤电发电量4.6万亿千瓦时,同比增长1.7%,占全国全口径发电量的比重为60.8%,同比降低1.4个百分点。

**四是水电、核电设备利用小时同比提高。**2020年,全国发电设备平均利用小时3758小时,同比降低70小时。其中,水电设备利用小时3827小时,历年来首次突破3800小时,同比提高130小时;核电设备利用小时7453小时,同比提高59小时;火电设备利用小时4216小时,同比降低92小时,其中煤电4340小时,同比降低89小时;并网风电设备利用小时为2073小时,同比降低10小时;太阳能发电设备利用小时1281小时,同比降低10小时。

**五是跨区送电量同比增长13.4%。**2020年,全国完成跨区送电量6130亿千瓦时,同比增长13.4%,各季度增速分别为6.8%、11.7%、17.0%、15.3%。全国跨省送电量15362亿千瓦时,同比增长6.4%,各季度增速分别为-5.2%、5.9%、9.9%、12.3%。2020年,全国共有16个省份外送电量规模超过200亿千瓦时,其中,新疆、宁夏、湖北和吉林外送电量同比分别增长41.8%、19.1%、16.0%和15.4%,外送电量快速增长,清洁能源在更大范围内实现消纳;辽宁、青海、内蒙古外送电量同比分别下降19.0%、2.6%和0.6%。内蒙古外

送电量 2070 亿千瓦时，占全国跨省送出电量总规模的 13.5%，是外送电量规模最大的省份。

12 月 27 日，国家西电东送重点工程乌东德电站送电广东广西特高压多端柔性直流示范工程（简称昆柳龙直流工程）正式启动投产送电，是全球首个特高压柔性直流工程，这一工程连通了装机规模世界第七的乌东德水电站和粤港澳大湾区，每年新增 800 万千瓦西电东送通道能力，将为国家西电东送和粤港澳大湾区发展带来重要影响。12 月 30 日，青海—河南 ±800 千伏特高压直流输电工程完成 168 小时双极高端试运行，全面竣工投产，设计年输送电量 400 亿千瓦时，相当于替代受端原煤 1800 万吨，减排烟尘 1.4 万吨、二氧化硫 9 万吨、氮氧化物 9.4 万吨、二氧化碳 2960 万吨，将有效促进大气污染防治，推动能源转型与绿色发展。

**六是市场交易电量同比增长 11.7%，交易电量占全社会用电量比重同比提高。**2020 年，全年全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 31663.3 亿千瓦时，同比增长 11.7%；其中，全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 24759.9 亿千瓦时，同比增长 13.7%，占全社会用电量比重为 32.9%，同比提高 2.8 个百分点。

从省内和省间看，2020 年省内交易电量（仅中长期）合计 26075.8 亿千瓦时，其中电力直接交易 23387.7 亿千瓦时、发电权交易 2474.5 亿千瓦时、抽水蓄能交易 132.4 亿千瓦



时、其他交易 81.2 亿千瓦时。省间交易电量（中长期和现货）合计 5587.5 亿千瓦时，其中省间电力直接交易 1372.2 亿千瓦时、省间外送交易（网对点、网对网）3950.1 亿千瓦时、发电权交易 265.2 亿千瓦时。

**七是四季度电煤供应偏紧，电煤市场价格持续攀升。**从库存看，受疫情影响，2020 年煤炭库存呈现先松后紧的趋势；进入四季度以来，全国燃煤电厂库存煤量及可用天数迅速降低。根据《电力行业燃料统计日报》监测，2020 年 12 月 31 日，在已纳入电力行业燃料统计的发电集团中，电煤库存低于 7 天的燃煤电厂合计 139 个。其中，内蒙古有 24 个，江苏有 15 个，河北、山东有 14 个，辽宁有 11 个，新疆有 8 个，安徽、陕西有 7 个。

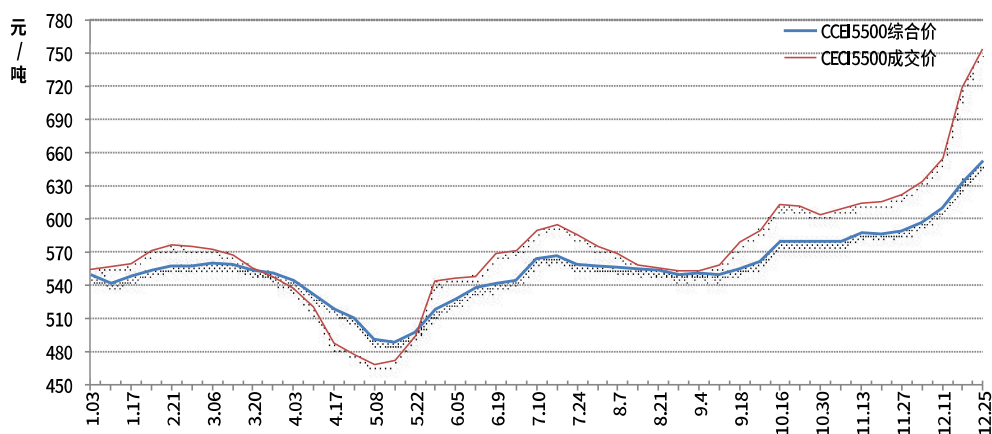


图 2 中国沿海电煤采购价格指数 (CECI 沿海指数) 5500 大卡周价

从价格看，2020 年电煤价格整体呈现上涨态势，特别是进入四季度，市场电煤价格高位攀升，根据中国沿海电煤采购价格指数 (CECI 沿海指数) 显示，市场电煤价格从 10 月初进入“红色区间”后持续上涨，2020 年最后一期 CECI 沿海

指数（12月25日）5500大卡现货成交价已达到754元/吨，2021年1月份继续延续上涨态势。

### **（三）全国电力供需情况**

2020年，全国电力供需总体平衡，部分地区有余，局部地区用电高峰时段电力供应偏紧，疫情防控期间电力供应充足可靠，为社会疫情防控和国民经济发展提供坚强电力保障。分区域看，东北、西北区域电力供应能力富余，华北、华东、南方区域电力供需总体平衡，华中区域用电高峰时段电力供应偏紧。分省份看，迎峰度夏期间，湖南、四川等少数电网用电高峰时段采取了有序用电措施；迎峰度冬期间，湖南、江西、广西以及内蒙古西部电网等少数电网用电高峰时段电力供应紧张，采取了有序用电措施。

## **二、有关建议**

当前，在国家加快构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局背景下，在“中国二氧化碳排放力争2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”的目标要求下，一方面，电力行业要保障电力安全可靠供应，以满足国民经济发展目标以及人民生活用电需求；另一方面，电力行业需加快清洁低碳供应结构转型进程，实现碳减排目标。结合当前电力供需形势和行业发展趋势，提出如下建议：

### **（一）保障电力供需平衡和安全稳定运行**

2020年入冬以来，受宏观经济持续回暖以及低温寒潮天气等多重因素叠加影响，电力消费需求快速增长，部分省份在用电高峰时段电力供应紧张，出现有序用电现象。为保障电力安全可靠供应，就电力燃料供应、电网结构、需求响应等方面提出以下建议：

**一是保障电力燃料供应。**切实落实国家关于煤炭的保供稳价措施。增加国内煤炭供应，对于安全条件好且具备生产能力的煤矿，在保供的关键时期按照最大产能安排生产计划。继续加大先进产能的释放力度，进一步增加国内煤炭产能储备，以应对经济持续复苏以及季节性气候变化等对煤炭消费需求的增加。进一步增加进口煤配额指标，允许异地报关，加速通关放行，快速有效补充国内供应，释放有利于市场稳定的信号。加大电煤中长期合同履行监管力度，对于故意不履行或少履行电煤中长期合同等行为要按照有关规定严肃查处。

**二是进一步优化电网运行方式，强化电网风险预控。**密切跟踪经济走势、电力需求、天气变化合理安排电网运行方式，加强电网运行方式和电力电量平衡协调。推动建立跨省跨区备用辅助服务市场，强化跨省跨区交易组织保障，充分应用跨区跨省输电通道能力。对各种情形下电网供电能力进行风险评估，并根据结果制定合理的解决措施。

**三是加快构建大规模源网荷储友好互动系统。**加强源网

荷储协同互动，对电力柔性负荷进行策略引导和集中控制，充分利用用户侧资源，化解短时电力供需矛盾。通过源网荷储协同互动的整体解决方案，增强电网柔性调节能力，并基于柔性输电技术加强电网弹性，提升对特大自然灾害、事故灾难等极端情况的承受和恢复能力。

## **（二）推进能源电力供应结构低碳转型**

“十四五”是国家构建新发展格局和能源电力结构转型的关键期，为保障实现国家碳排放目标，促进电力行业低碳转型，就规划制定、电源发展、用能终端等方面提出以下建议：

**一是坚持系统观念，统筹规划电力行业各环节有序发展。**统筹考虑各类电源中长期规划、网源规划以及电力行业内部产业链条的紧密接续，将国家清洁能源战略更好融入电力规划顶层设计，推动电力规划从供应侧、输电网向配网侧、用户端延伸。在用户侧和配电网紧密耦合的趋势下，以客户需求为导向，通过开展配电网差异化规划来满足终端用能需求。

**二是推动煤电发电量尽早达峰。**统筹推进煤电规划实施，有力发挥电力系统煤电保底的支撑作用。根据区域煤电机组的特点以及在系统调节中的作用和地位，推进机组灵活性改造，加快煤电向电量和电力调节型电源转换。开展煤电机组延寿、相关配套政策的系统研究。

**三是保障高比例新能源消纳。**因地制宜发展新能源，综合各地资源条件、电网条件、负荷水平等因素优化可再生能源项目开发时序，坚持集中式和分布式并举开发新能源。持续优化新能源发展布局，风电和光伏发电进一步向中东部地区和南方地区优化布局，在东部地区建立多能互补能源体系，在西部北部地区加大风能、太阳能资源规模化、集约化开发力度。提高新能源在电网的渗透率，对于新能源消纳困难的地区，可考虑部分 60 万千瓦亚临界煤电机组进行灵活性改造参与深度调峰。加快跨省跨区电力通道的建设，有效发挥大电网综合平衡能力，促进新能源发电消纳。拉大峰谷分时电价差，调动各类负荷侧资源参与系统调节，促进需求侧主动响应新能源出力变化。

### **（三）建立健全市场机制和政策体系保障电力低碳转型**

“十四五”期间，新能源消纳、煤电转型都将面临更多挑战，为保障我国电力加速低碳转型，就电价形成机制、中长期市场、现货市场、碳市场等市场长效机制方面提出以下建议：

**一是理顺市场环境下电价形成机制。**以第二轮输配电价核定为契机，理顺市场电价形成机制，将“价差”模式过渡到“顺价”模式。总结市场电价结算经验，研究相关措施扩大市场峰谷价差，引入容量补偿机制，促进不同类型机组进入市场，使价格机制满足现货市场要求。

**二是加强中长期市场和现货市场的协调。**合理确定中长期合同在现货市场的交割方式及中长期交易曲线，促进中长期市场和现货市场有效衔接。尽快完善外来电、优先发购电权参与市场交易规则，明晰不平衡资金定义、分类以及疏导原则。进一步完善现货市场，丰富交易品种，特别是灵活性资源和备用资源交易品种。建立容量市场或容量成本补偿机制，保障发电企业合理利益。

**三是加快和完善碳市场建设。**根据碳达峰、碳中和要求，完善全国碳市场配额分配方案，科学测算全国碳市场发电行业配额总量和基准值，按照煤电在电力系统中的功能定位，以市场机制更好发挥煤电的兜底保供和灵活性调节电源作用。完善交易机制和规则，尽快发布中国核证减排量（CCER）抵消机制，推动发电企业从集团和企业层面积极参与碳交易，实现低成本减排和技术创新。

### **三、2021 年全国电力供需形势预测**

#### **（一）2021 年全社会用电量增长 6%—7%**

2021 年，是我国实施“十四五”规划开局之年、全面建设社会主义现代化国家新征程开启之年。在新的国内外环境形势下，我国面临的机遇与挑战并存，综合考虑国内外经济形势、电能替代、上年低基数等因素，以及疫情和外部环境存在的不确定性，预计 2021 年全社会用电量增速前高后低，全年增长 6%—7%。

## （二）非化石能源发电装机比重继续提高

预计全年全国基建新增发电装机容量 1.8 亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机投产 1.4 亿千瓦左右。预计年底全国发电装机容量 23.7 亿千瓦，同比增长 7.7%左右；其中，煤电装机容量 11 亿千瓦、水电 3.9 亿千瓦、并网风电 3.4 亿千瓦、并网太阳能发电 3.0 亿千瓦、核电 5441 万千瓦、生物质发电 3300 万千瓦左右。非化石能源发电装机合计达到 11.2 亿千瓦左右，占总装机容量比重上升至 47.3%，比 2020 年底提高 2.5 个百分点左右。风电和太阳能发电装机比重提高至 27.2%，同比提高 3 个百分点左右，新能源装机比重持续明显提高，对电力系统灵活性调节能力的需求也进一步增加。

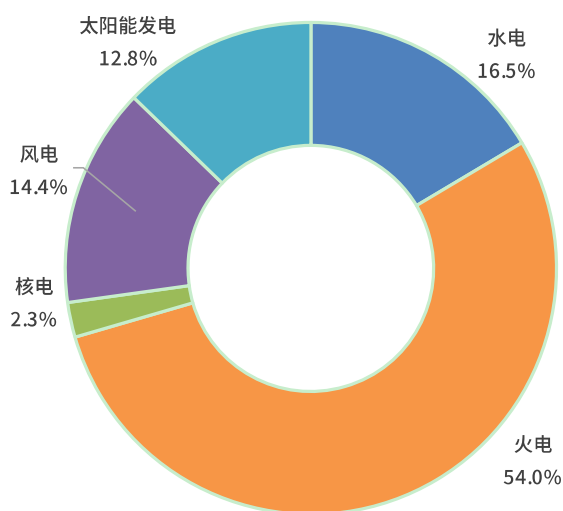


图 3 2021 年底发电装机结构

## （三）全国电力供需总体平衡，局部地区电力供应偏紧

2021 年，电力消费需求较快增长。居民生活用电中的夏季降温负荷和冬季取暖负荷比重持续上升，电力负荷峰谷差

逐年增大，“尖峰负荷”现象日益显著，同时，新能源发电装机比重持续上升，电力系统时段性灵活性调节能力不足现象将进一步加剧。此外，国内煤炭供需将呈紧平衡态势，局部地区部分时段电煤供应保障压力较大。在多重因素叠加、交互影响下，预计全国电力供需总体平衡、局部地区高峰时段电力供应偏紧甚至紧张。

分区域看，预计华中、南方区域用电高峰时段电力供需紧张；华北电力供需偏紧；华东电力供需平衡；东北、西北电力供应存在富余。具体情况看，华北区域主要是内蒙古西部电网从3月开始存在电力缺口，迎峰度夏期间电力缺口300万千瓦左右；河北和山东电力供应偏紧，通过跨省区电力支援，可基本保障电力供应。华中区域主要是湖南用电高峰时段电力供应仍然紧张，预计在1、7、8、12月份用电高峰时段均存在电力缺口，预计迎峰度夏期间电力缺口400万-500万千瓦，迎峰度冬期间电力缺口200万千瓦-300万千瓦；湖北、江西电力供需平衡偏紧，极端气候情况下用电高峰时段可能出现一定电力缺口。南方区域中的广东、云南、广西均存在较大错峰限电风险，广东汛前及度夏期间存在电力缺口，5月缺口最大；云南4-12月电力和电量均存在一定缺口；广西岁末年初电力供应紧张，12月电力缺口最大。

#### **四、“十四五”电力发展展望**

“十四五”时期是我国由全面建成小康社会向基本实现



社会主义现代化迈进的关键时期。国际政治经济秩序正在经历百年不遇的大变局，一系列“黑天鹅”事件出现的频次和影响仍将超出预期，新冠肺炎疫情影响下的国际能源供需格局与能源产业链布局将发生复杂深刻变化。同时，我国经济长期向好的基本面没有改变，要素投入、结构优化和制度变革将对我国经济发展长期持续稳定起到积极的支撑作用，使我国潜在经济增长率长期稳定在合理增长区间。面对不断变化的国际环境，以及我国经济增长已由高速转向高质量发展等新形势，我国电力发展将主要呈现以下 5 个方面的趋势。

**电力需求保持刚性增长，终端用能电气化水平持续提高。**我国总体处于工业化后期的后半阶段，重化工业用电增速将有所放缓。新旧动能转换、高技术及装备制造业快速成长、战略性新兴产业迅猛发展、传统服务业向现代服务业转型、新型城镇化建设均将带动相关领域用电较快增长，成为中长期电力消费增长的主要动力。在经济增速趋缓、产业结构调整影响下，预计“十四五”期间电力消费预计将以中速保持刚性增长，西部地区用电比重将有所提高，东中部地区仍是我国的用电负荷重心。同时，电能在工业、建筑、交通部门替代化石能源的力度将不断加大，带动电能占终端能源消费比重持续提高。持续优化用电营商环境将会在更大范围内提升用户的电力获得感。城乡用电普遍服务均等化将进一步改善农村地区用电条件，扩大乡村电能利用规模。

**电力供给向清洁能源转变，电力碳排放进入峰值平台期。**遵循以绿色低碳为引领的发展思路，电源发展步入提质增效期，发展动力由传统煤电引领增长向清洁能源成为主体增量转变。当前及未来一段时期，集中式开发与分布式开发并举将成为可再生能源开发的主流，核电在沿海地区加速布局，将带动清洁能源发电装机与发电量占比持续提高。适应我国应对气候变化提出的二氧化碳排放 2030 年左右达到峰值并争取尽早达峰的总体目标，在充分发挥煤电托底保供作用的基础上，煤电的市场定位将向电量和电力调节型电源转变，煤电利用小时数呈下降趋势。推动煤电有序、清洁、灵活、高效发展，可以实现在合理增加煤电装机容量的同时，减缓电力碳排放，降低电力碳排放强度。

**技术创新驱动力不断增强，综合智慧能源形态逐步形成。**通过电力技术创新培育壮大电力产业升级的新增长点，将有力驱动电力工业高质量发展。大容量风电机组、新型高效电池等先进技术更迭推动可再生能源发电成本持续下降，对优化电力结构产生积极推动作用，储能技术进步将促进电力系统的形态、结构和功能发生根本性变革。以云计算、大数据、物联网、移动互联网、人工智能、5G、区块链等技术为代表的科技革命和产业变革，正在重塑电力产业格局和管理模式，电力开发、生产、消费的全过程和各环节都呈现出新的特点。电力与现代信息通信技术和控制技术深度融合，

实现多能互补、智能互动，逐步扩大综合智慧能源系统的应用范围，更好地满足用户多元化用能需求。

**体制改革深入推进，市场高效配置资源优势进一步显现。**遵循本轮电力体制改革的基本路径，电力市场体系逐步完善，将会更好地还原电力的商品属性，发电侧和售电侧竞争环节加大多元化社会资本的引入力度，赋予电力用户充分的选择权，逐步形成多买多卖的双边交易市场和电价形成机制，促进更多的发电企业、售电企业与电力用户参与电力市场交易，实现资源配置的最优化。同时，全国碳市场（发电行业）建设加快推进，将会有力促进碳市场与电力市场协调发展、深度融合，协同推进碳减排与能源转型。

**共建“一带一路”持续推进，电力互联互通逐步加强。**受新冠肺炎疫情引发的贸易回潮、单边主义和保护主义抬头等影响，世界能源市场关系愈发政治化，能源地缘政治不稳定性增加，但能源全球化趋势仍将持续，电力国际合作仍然大有可为。随着我国电力技术装备制造加速转型升级，支持中国企业全球配置电力资源的保障制度逐步完善，将为我国在新的国际形势下抢得全球能源电力产业链重构先发战略机遇，在短期内加强与周边国家电力互联互通，推动“一带一路”沿线国家电力基础设施建设，在中长期主导构建全球能源互联网，在全球能源治理体系重塑进程中发出更多中国声音开拓了新的发展空间。

注释：

四大高载能行业包括：化学原料和化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼和压延加工业、有色金属冶炼和压延加工业 4 个行业。

高技术及装备制造业包括：医药制造业、金属制品业、通用设备制造业、专用设备制造业、汽车制造业、铁路/船舶/航空航天和其他运输设备制造业、电气机械和器材制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业、仪器仪表制造业 9 个行业。

消费品制造业包括：农副食品加工业、食品制造业、酒/饮料及精制茶制造业、烟草制品业、纺织业、纺织服装、服饰业、皮革/毛皮/羽毛及其制品和制鞋业、木材加工和木/竹/藤/棕/草制品业、家具制造业、造纸和纸制品业、印刷和记录媒介复制业、文教/工美/体育和娱乐用品制造业 12 个行业。

其他制造行业为制造业用电分类的 31 个行业中，除四大高载能行业、高技术及装备制造业、消费品行业之外的其他行业，包括：石油/煤炭及其他燃料加工业、化学纤维制造业、橡胶和塑料制品业、其他制造业、废弃资源综合利用业、金属制品/机械和设备修理业 6 个行业。

东部地区包括北京、天津、河北、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东、海南 10 个省（市）；中部地区包括山西、安徽、江西、河南、湖北、湖南 6 个省；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、新疆 12 个省（市、自治区）；东北地区包括辽宁、吉林、黑龙江 3 个省。