

经济预测分析

第 60 期

国家信息中心

2022年12月06日

2022年电力形势分析及2023年展望

内容摘要：2022年，电力总体呈现消费增速明显回升、消费结构向绿转型、电力生产供应安全可靠、局部地区部分时段供应偏紧、电力生产结构绿色低碳、清洁电力装机比重加快提升、全国电力供需总体平衡，局部地区保供形势较为严峻等特点。展望2023年，受经济继续保持恢复向好态势、电动汽车渗透率进一步提升、电能替代步伐加快、2022年基数较低等因素影响，预计2023年全社会用电量约92868亿千瓦时，同比增长6.6%，增速较2022年提高1.8个百分点，电力供应较为充足，总体供需基本平衡，但迎峰度夏、迎峰度冬期间局部地区电力供需依然偏紧。

一、2022年电力形势及特征分析

2022年前三季度，我国高效统筹疫情防控和经济社会发展，实现了GDP同比增长3.0%的恢复向好态势，电力行业为经济持续恢复发展提供了安全保障。总体来看，电力行业呈现消费增速明显回升、消费结构向绿转型、产业内部用电结构优化升级、电力生产供应安全可靠、局部地区部分时段供应偏紧、电力生产结构绿色低碳、清洁电力装机比重加快提升、全国电力供需总体平衡，局部地区保供形势较为严峻等特点。

1. 电力消费增速明显回升，总体延续平稳较快增长态势

前三季度，全国全社会用电量6.5万亿千瓦时，同比增长4.0%，一、二、三季度增速分别为5.0%、0.8%和6.0%，二季度增速明显回落主要受4、5月部分地区疫情等因素影响，三季度在稳经济一揽子政策和接续政策措施加快落实以及持续大范围极端高温天气等多重因素作用下，电力消费增速较二季度明显回升。分产业来看，第一产业用电量858亿千瓦时，同比增长8.4%，高出全社会用电量增速4.4个百分点，主要得益于乡村振兴战略全面推进以及乡村电气化水平不断提升等；第二产业用电量4.24万亿千瓦时，同比增长1.6%，低于全社会用电量增速2.4个百分点；第三产业用电量1.14万亿千瓦时，同比增长4.9%，高出全社会用电量增速0.9个百分点，主要得益于疫情得到有效控制、服务业得到一定程度复苏；城乡居民生活用电量1.03万亿千瓦时，同比增长13.5%，高出全社会用电量增速9.5个百分点，其中，受持续高温天气影响，第三季度用电量大幅增长19.8%。分区域来看，除辽宁、广西、广东、上海和新疆外，其他26个省份全社会用电量实现正增长，其中增速高于全国平均水平（4.0%）的省份有18个，增速较高的前5个省份为西藏、云南、安徽、湖北、河

南，其增速均在9%以上。

2. 电力消费结构向绿转型，产业内部用电结构优化升级

前三季度，第一产业、城乡居民生活用电量占全社会用电量的比重分别为1.32%和15.91%，较上年同期分别提高0.09个和1.17个百分点，第二产业、第三产业用电量占全社会用电量的比重分别为65.24%和17.52%，较上年同期分别下降1.23个和0.04个百分点。从制造业内部用电结构来看，国家推进钢铁、有色、石化、化工、建材等行业节能降碳，坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展成效显著，化工、建材、黑色金属冶炼、有色金属冶炼等四大高耗能行业合计用电量同比下降0.2%，低于全国制造业同比增长0.6%的平均水平，其中，化工、有色金属冶炼行业用电形势良好，分别同比增长5.1%和3.0%，黑色金属冶炼、建材行业用电受影响较大，分别同比下降5.3%和4.2%。高技术及装备制造业合计用电量同比增长2.3%，高于全国制造业同比增速1.7个百分点，其中，电气机械和器材制造业、医药制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业用电量增速分别达到18.0%、8.2%和5.4%；在纯电动汽车、插电式混合动力汽车和燃料电池汽车产销高速增长作用下，新能源车整车制造用电量同比大幅增长74.1%。其他制造业行业合计用电量同比增长3.1%，高于全国制造业同比增速2.5个百分点，其中，废弃资源综合利用业、石油/煤炭及其他燃料加工业用电量分别同比增长11.0%和9.7%。从服务业内部结构来看，批发和零售业、租赁和商务服务业、公共服务及管理组织用电量同比分别增长6.6%、6.6%和5.7%，高于第三产业用电量同比增长4.9%的平均水平；电动汽车相关技术快速发展带动电动汽车的渗透率进一步提升，相应拉动充换电服务业用电量增长41.9%。

3. 电力生产供应安全可靠，局部地区部分时段供应偏紧

前三季度，电力行业认真贯彻落实党中央国务院关于能源电力安

全保供的有关要求，为疫情防控和经济社会发展提供了电力安全供应保障。从电厂发电量来看，全国规模以上电厂发电量为 6.29 万亿千瓦时，同比增长 2.2%。分品种来看，水电发电量 9507 亿千瓦时，同比增长 5.0%，较上年同期提高 5.9 个百分点，但三季度部分地区出现罕见的“丰水期缺水、大发期少发”现象，水电出力明显受限，7-9 月全国水电发电量分别同比下降 0.5%、11.0%和 31.0%；火电发电量 4.37 万亿千瓦时，增长 0.5%，同比下降 11.4 个百分点，分区域来看，四川、河南、重庆、山西、安徽、湖北、宁夏、内蒙古和青海等 9 个省份增速超过 5.0%，西藏、广西和黑龙江等 3 个省份下降超过 10%；全国核电发电量 3046 亿千瓦时，增长 0.5%，同比下降 11.8 个百分点；全国并网风电厂发电量 5449 亿千瓦时，增长 15.6%，同比下降 26.0 个百分点；全国并网太阳能发电量 3291 亿千瓦时，增长 32.1%，同比提高 7.6 个百分点。从发电设备平均利用小时数来看，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时 2799 小时，同比降低 87 小时，其中风电、火电、水电、核电发电设备平均利用小时分别为 1616、3295、2729 和 5576 小时，同比分别降低 24、49、64、267 小时，太阳能发电设备平均利用小时 1063 小时，同比提高 57 小时。从可再生能源利用率来看，全国主要流域水能利用率约 98.6%，较上年同期提高 1.1 个百分点；全国风电平均利用率 96.5%，同比降低 0.5 个百分点；全国光伏发电平均利用率 98.2%，同比提高 0.2 个百分点。

4. 电力生产结构绿色低碳，清洁电力装机比重加快提升

前三季度，电力行业锚定碳达峰碳中和目标任务，落实“十四五”可再生能源发展规划，加快推进大型风电光伏基地、大型水电站和抽水蓄能电站等重大项目建设，可再生能源得到大力发展，电力生产结构朝着绿色化低碳化稳步迈进。从新增发电装机容量结构看，前三季度全国新增发电装机容量 11463 万千瓦，其中新增非化石能源发电装

机容量 9402 万千瓦，占比高达 82.0%；分类型看，水电、火电、核电、风电、太阳能发电新增装机容量分别为 1590、2358、228、1924 和 5260 万千瓦，水电、风电和太阳能发电分别较上年同期多投产 154、281 和 2705 万千瓦，火电较上年同期少投产 888 万千瓦。从发电装机容量结构看，截至 9 月底，全国发电装机容量 24.8 亿千瓦，同比增长 8.1%，其中，非化石能源发电装机容量 12.1 亿千瓦，占比达到 48.7%，同比提高 3.1 个百分点，电力延续绿色低碳转型趋势；分类型看，水电、核电、风电、太阳能发电装机容量分别为 4.1 亿千瓦、5553 万千瓦、3.5 亿千瓦、3.6 亿千瓦，同比分别增长 5.8%、4.3%、16.9%和 28.8%，火电装机容量 13.1 亿千瓦，其中煤电 11.1 亿千瓦，占比为 44.8%，同比下降 3.1 个百分点。从电力投资结构看，全国主要发电企业电源工程完成投资 3926 亿元，同比增长 25.1%，其中，非化石能源发电投资占比达到 86.6%；分类型看，水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的 84.1%。

5. 全国电力供需总体平衡，局部地区保供形势较为严峻

前三季度，全国新增 220 千伏及以上变电设备容量 18772 万千伏安，新增 220 千伏及以上输电线路长度 22265 千米，为跨区跨省电力输送提供了坚实保障。从跨区跨省输出电量来看，全国完成跨区送电量 5752 亿千瓦时，同比增长 6.0%，其中，华北送华东、西南送华东分别同比增长 27.7%和 25.5%，华北送华中、东北送华北、华中送华东、华中送南方、西北送华北和华中合计分别同比下降 37.2%、11.4%、23.5%、18.0%和 13.4%。全国完成跨省送出电量 13234 亿千瓦时，同比增长 3.2%，其中，内蒙古、云南、四川、山西、陕西、新疆分别同比增长 3.4%、9.4%、19.8%、16.2%、0.4%和 4.3%，宁夏送出电量同比下降 5.1%。从市场交易电量来看，前三季度全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 38889 亿千瓦时，同比增长 43.5%，占

全社会用电量比重为 59.9%，同比提高 16 个百分点，其中，中长期电力直接交易电量合计 31048.5 亿千瓦时，同比增长 43.1%。在跨区跨省输出电量和市场交易电量增长的共同作用下，全国电力供需总体平衡，但局部地区保供形势较为严峻。分季度看，一、二季度全国电力供需总体平衡，2 月份江西、湖南、四川、重庆、上海、贵州等地在部分用电高峰时段供需平衡偏紧；三季度全国电力供需总体偏紧，有 21 个省级电网用电负荷创新高，华东、华中区域电力保供形势严峻，浙江、江苏、安徽、四川、重庆、湖北等地区供需形势尤为紧张。

二、2023 年电力供需形势预测

展望 2023 年，受经济继续保持恢复向好态势、电动汽车渗透率进一步提升、电能替代步伐加快、2022 年基数较低等因素影响，预计 2023 年用电消费呈现较快回升态势，增速较 2022 年有所提高，电力供应较为充足，总体供需基本平衡，但迎峰度夏、迎峰度冬期间局部地区电力供需依然偏紧。

1. 电力消费呈“增速较快回升、结构持续优化”态势

从消费增速看，电力消费呈现增速较快回升态势，预计 2023 年全社会用电量约 92868 亿千瓦时，同比增长 6.6%，增速较 2022 年提高 1.8 个百分点。其中，第一产业用电量同比增长 10.9%，增速较上年提高 2.9 个百分点；第二产业用电量增长 5.5%，增速同比提高 2.7 个百分点；第三产业用电量增长 8.8%，增速同比提高 3.5 个百分点；城乡居民生活用电量增长 8.7%，增速同比回落 5.1 个百分点。从消费结构看，第一产业、第三产业和城乡居民生活用电量比重持续提升，第二产业用电量比重继续下降，电力消费结构持续优化。其中，第一产业用电量占全社会用电量的比重为 1.32%，较上年略提高 0.05 个百分点，第三产业和城乡居民生活用电量占比分别为 17.57%和

15.63%，较上年分别提高 0.36 个和 0.30 个百分点，第二产业用电量占比为 65.49%，较上年下降 0.70 个百分点。

表 1：2021-2023 年电力需求预测

用电量 (亿千瓦时)	2021 年实际		2022 年预测		2023 年预测	
	绝对值	增速 (%)	绝对值	增速 (%)	绝对值	增速 (%)
全社会用电量	83128	10.3	87118	4.8	92868	6.6
第一产业	1023	16.4	1105	8.0	1226	10.9
第二产业	56131	9.1	57665	2.7	60818	5.5
第三产业	14231	17.8	14992	5.4	16314	8.8
城乡居民生活用电	11743	7.3	13355	13.7	14511	8.7

2. 电力供应呈“总体供需平衡、局部地区偏紧”态势

综合考虑现有发电装机规模、新增发电装机容量、风电光伏基地、大型水电站和抽水蓄能电站等重大项目建设步伐、煤电装机控制力度等因素，预计 2023 年全年新增发电装机容量超过 2.0 亿千瓦，其中水电、核电、风电、太阳能发电等非化石能源发电装机容量超过 1.5 亿千瓦；年底全国发电装机达到 28.0 亿千瓦，非化石能源发电装机比重超过 50%。综合发电设备利用小时数、电力市场交易、跨区跨省电力输送、用电负荷高峰、气候影响等因素，预计全年电力供应总体较为充足，供需总体基本平衡，但迎峰度夏、迎峰度冬期间局部地区供需依然偏紧。分区域来看，华北、东北地区电力供需基本平衡，华东、华中、西北、南方地区的部分省份在用电高峰时段供需偏紧。

三、电力行业保障经济平稳运行的政策建议

2023 年是全面贯彻党的二十大精神开局之年，是积极稳妥推进碳达峰碳中和的关键之年，是全面构建风光水核等清洁能源供应体系的攻坚之年。电力行业作为国民经济发展的基础产业、碳减排的关键领域、能源转型的中心环节，亟须从多方面着力，着眼短期和长远发展需要，为经济保持恢复向好态势、碳达峰碳中和稳步推进、能源转

型先立后破提供坚强的电力安全保障。

1. 确保电力可靠供应，加快电力供需平衡体系建设

在我国经济发展与能源转型的过程中，能源保供对电力可靠供应提出了更高的要求，亟须立足我国能源结构“以煤为主”的基本国情，在新能源并网的稳定性尚不能有效保障之前，增强传统能源生产供应的兜底作用，加快电力供需平衡体系建设。一是充分发挥煤电的基础性调节性作用，保障电力燃料可靠供应。统筹资源接续和矿区可持续发展，有序核准一批优质先进产能煤矿。加快推进在建煤矿建设投产，推动符合条件的应急保供产能转化为常态化产能。加大对迎峰度夏、迎峰度冬期间电力供应偏紧地区电煤、发电用燃气的合同履约的执行力度。二是加快电力系统调节能力建设。加快龙头水库建设，提升流域调蓄能力，缓解部分地区枯水期缺电量、汛期缺调峰容量的问题。在保障电力稳定供应、满足电力需求的前提下，积极推进煤电机组节能降耗改造、供热改造和灵活性改造“三改联动”。三是提升能源需求侧响应能力。健全分时电价、峰谷电价，支持用户侧储能多元化发展，充分挖掘需求侧潜力，引导电力用户参与虚拟电厂、移峰填谷、需求响应。进一步优化有序用电管理措施，加强可中断负荷管理，梳理业务流程及标准，精准实施用能管理。优化完善电网主网架，在关键节点布局电网侧储能，提升省间电力互补互济水平，鼓励用户投资建设以消纳新能源为主的智能微电网。

2. 锚定双碳目标任务，加快清洁能源供应体系建设

推进碳达峰碳中和是经济社会高质量发展的内在要求，大力推进能源绿色低碳转型势在必行，亟须着眼长远发展需要，全面构建风、光、水、核等清洁能源供应体系。一是扎实推动水电、核电重大工程建设。稳步推进雅鲁藏布江下游水电开发前期工作，加快推动雅砻江孟底沟、黄河羊曲水电站建设，推进旭龙水电站核准。在确保安全的

前提下，积极有序推动新的沿海核电项目核准建设。二是统筹推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风光电基地的建设。锚定双碳目标任务，加大力度规划建设以大型风光基地为基础、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。优化近海风电布局，开展深远海风电建设示范，稳妥推动海上风电基地建设。积极推进水风光互补基地建设。充分利用油气矿区、工矿场区、工业园区的土地、屋顶资源开发分布式风电、光伏。三是因地制宜发展氢能、地热能等其他可再生能源。开展可再生能源制氢示范，探索氢能技术发展路线和商业化应用路径。开展地热能发电示范，支持中高温地热能发电和干热岩发电，积极探索作为支撑、调节性电源的光热发电示范。加快推进纤维素等非粮生物燃料乙醇产业示范，稳步推进生物质能多元化开发利用。

3. 破解体制机制障碍，加快统一电力市场体系建设

“双碳”目标下，我国电力市场依然存在体系不完整、功能不完善、交易规则不统一、跨省跨区交易存在市场壁垒等问题，亟须遵循电力运行规律和市场经济规律，适应碳达峰碳中和目标的新要求，破解体制机制障碍，加快统一电力市场体系建设。一是健全多层次统一电力市场体系，着力破除跨省跨区交易壁垒。国家层面，研究适时组建全国电力交易中心，构建适应国家电力市场发展的交易平台；主体层面，稳步推进省级/区域市场建设，提高省域内电力资源配置效率；协同运行维度，引导各层次电力市场协同运行，条件成熟时支持省级市场与国家市场融合发展，或多省级联合形成区域市场后再与国家市场融合发展；跨省跨区维度，有序推进跨省跨区市场间开放合作，分类放开跨省跨区优先发电计划，推动将国家送电计划、地方政府送电协议转化为政府授权的中长期合同。二是健全电力市场交易机制，着力化解统一市场发展中的难点。规范统一市场基本交易规则和技

术标准，推动交易中心之间有效衔接。完善电价形成机制，统一规范各地电力市场价格规则，妥善处理政策性交叉补贴。做好市场化交易与调度运行的高效衔接，健全完善电网企业相关业务流程和制度标准。加强信息共享和披露，依法依规披露关键信息，健全信息安全保障机制。三是通过市场化手段促进清洁能源消纳，推动构建适合我国国情、具备更强新能源消纳能力的新型电力系统。提升电力市场对高比例新能源的适应性，有序推动新能源参与电力市场交易，以市场化收益吸引社会资本，促进新能源可持续投资。因地制宜建立发电容量成本回收机制，保障电源固定成本回收和长期电力供应安全。开展绿色电力交易，做好绿色电力交易与绿证交易、碳排放权交易的有效衔接。健全分布式发电市场化交易机制，鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易。

（执笔：肖宏伟）

编辑部地址：北京三里河路58号国家信息中心预测部
联系电话：68557142，68557122
电子邮箱：gxfx@sic.gov.cn

邮编：100045
传真：68558210