

2023 年电力行业经济运行报告

中国电力企业联合会

2023 年，电力行业以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，认真贯彻习近平总书记关于能源电力的重要讲话和重要指示批示精神，以及“四个革命、一个合作”能源安全新战略，落实党中央、国务院决策部署，弘扬电力精神，经受住了上半年来水持续偏枯、夏季多轮高温、冬季大范围极端严寒等考验，为经济社会发展和人民美好生活提供了坚强电力保障。电力供应安全稳定，电力消费稳中向好，电力供需总体平衡，电力绿色低碳转型持续推进。

一、2023 年全国电力供需情况

（一）电力消费需求情况

2023 年，全国全社会用电量 9.22 万亿千瓦时，人均用电量 6539 千瓦时；全社会用电量比上年增长 6.7%，增速比 2022 年提高 3.1 个百分点，国民经济回升向好拉动电力消费增速提高。各季度全社会用电量同比分别增长 3.6%、6.4%、6.6%和 10.0%，同比增速逐季上升；受 2022 年同期低基数以及经济回升等因素影响，四季度全社会用电量同比增速明显提高，四季度的两年平均增速为 6.8%，与第三季度的两年平均增速接近。

一是第一产业用电量延续快速增长势头。2023 年，第一产业用电量 1278 亿千瓦时，比上年增长 11.5%；各季度同比

分别增长 9.7%、14.2%、10.2%和 12.2%。近年来电力企业积极助力乡村振兴，大力实施农网巩固提升工程，完善乡村电力基础设施，推动农业生产、乡村产业电气化改造，拉动第一产业用电保持快速增长。分行业看，农业、渔业、畜牧业全年用电量比上年分别增长 7.8%、9.2%、18.3%。

二是第二产业用电量增速逐季上升。2023 年，第二产业用电量 6.07 万亿千瓦时，比上年增长 6.5%；各季度同比分别增长 4.2%、4.7%、7.3%和 9.4%。2023 年制造业用电量比上年增长 7.4%，分大类看，**四大高载能行业**全年用电量增长 5.3%，各季度同比分别增长 4.2%、0.9%、7.2%和 8.7%，三、四季度的同比增速以及两年平均增速均有较为明显的回升。**高技术及装备制造业**全年用电量增长 11.3%，超过制造业整体增长水平 3.9 个百分点，增速领先；各季度同比分别增长 4.0%、11.7%、13.3%和 14.8%。其中，电气机械和器材制造业用电量增速领先，各季度的同比增速及两年平均增速均超过 20%。**消费品制造业**全年用电量增长 7.0%，季度用电量同比增速从一季度的下降 1.7%转为二季度增长 7.1%，三、四季度增速分别进一步上升至 8.4%、13.1%，各季度的两年平均增速也呈逐季上升态势，在一定程度上反映出 2023 年我国终端消费品市场呈逐步回暖态势。**其他制造业行业**全年用电量增长 10.4%，各季度同比分别增长 5.2%、10.7%、12.7%和 12.2%；其中，石油煤炭及其他燃料加工业用电量增速领先，该行业各季度的同比增速及两年平均增速均超过 10%。

三是第三产业用电量恢复快速增长势头。2023年，第三产业用电量1.67万亿千瓦时，比上年增长12.2%。各季度同比分别增长4.1%、15.9%、10.5%和19.1%；各季度的两年平均增速分别为5.3%、7.9%、9.3%和11.1%，逐季上升，反映出随着新冠疫情防控转段，服务业经济运行呈稳步恢复态势。批发和零售业、住宿和餐饮业、租赁和商务服务业、交通运输仓储和邮政业全年用电量增速处于14%—18%，这四个行业在2022年部分时段受疫情冲击大，疫情后恢复态势明显。电动汽车高速发展拉动充换电服务业2023年用电量比上年增长78.1%。

四是城乡居民生活用电量低速增长。2023年，城乡居民生活用电量1.35万亿千瓦时，比上年增长0.9%，上年高基数是2023年居民生活用电量低速增长的重要原因。各季度的同比增速分别为0.2%、2.6%、-0.5%、2.3%，各季度的两年平均增速分别为5.9%、5.0%、9.4%和8.7%。

五是全国31个省份用电量均为正增长，西部地区用电量增速领先。2023年，东、中、西部和东北地区全社会用电量比上年增长分别增长6.9%、4.3%、8.1%和5.1%。分省份看，2023年全国31个省份全社会用电量均为正增长，其中，海南、西藏、内蒙古、宁夏、广西、青海6个省份增速超过10%。

（二）电力生产供应情况

截至2023年底，全国全口径发电装机容量29.2亿千瓦，比上年增长13.9%；人均发电装机容量自2014年底历史性突

破 1 千瓦/人后，在 2023 年首次历史性突破 2 千瓦/人，达到 2.1 千瓦/人。非化石能源发电装机在 2023 年首次超过火电装机规模，占总装机容量比重在 2023 年首次超过 50%，煤电装机占比首次降至 40% 以下。从分类型投资、发电装机增速及结构变化等情况看，电力行业绿色低碳转型趋势持续推进。

一是电力投资快速增长，非化石能源发电投资占电源投资比重达到九成。2023 年，重点调查企业电力完成投资比上年增长 20.2%。分类型看，电源完成投资增长 30.1%，其中非化石能源发电投资增长 31.5%，占电源投资的比重达到 89.2%。太阳能发电、风电、核电、火电、水电投资分别增长 38.7%、27.5%、20.8%、15.0% 和 13.7%。电网工程建设完成投资增长 5.4%。电网企业进一步加强农网巩固提升及配网投资建设，110 千伏及以下等级电网投资占电网工程完成投资总额的比重达到 55.0%。

二是新增并网太阳能发电装机规模超过 2 亿千瓦，并网风电和太阳能发电总装机规模突破 10 亿千瓦。2023 年，全国新增发电装机容量 3.7 亿千瓦，比上年多投产 1.7 亿千瓦；其中，新增并网太阳能发电装机容量 2.2 亿千瓦，比上年多投产 1.3 亿千瓦，占新增发电装机总容量的比重达到 58.5%。截至 2023 年底，全国全口径发电装机容量 29.2 亿千瓦，其中，非化石能源发电装机容量 15.7 亿千瓦，占总装机容量比重在 2023 年首次突破 50%，达到 53.9%。分类型看，水电

4.2 亿千瓦，其中抽水蓄能 5094 万千瓦；核电 5691 万千瓦；并网风电 4.4 亿千瓦，其中，陆上风电 4.0 亿千瓦、海上风电 3729 万千瓦；并网太阳能发电 6.1 亿千瓦。全国并网风电和太阳能发电合计装机规模从 2022 年底的 7.6 亿千瓦，连续突破 8 亿千瓦、9 亿千瓦、10 亿千瓦大关，2023 年底达到 10.5 亿千瓦，比上年增长 38.6%，占总装机容量比重为 36.0%，比上年提高 6.4 个百分点。火电 13.9 亿千瓦，其中，煤电 11.6 亿千瓦，比上年增长 3.4%，占总发电装机容量的比重为 39.9%，首次降至 40% 以下，比上年降低 4.0 个百分点。

三是水电发电量下降，煤电发电量占比仍接近六成，充分发挥兜底保供作用。2023 年，全国规模以上电厂发电量 8.91 万亿千瓦时，比上年增长 5.2%。全国规模以上电厂中的水电发电量比上年下降 5.6%。年初主要水库蓄水不足以及上半年降水持续偏少，导致上半年规模以上电厂水电发电量同比下降 22.9%；下半年降水形势好转以及上年同期基数低，8—12 月水电发电量转为同比正增长。2023 年，全国规模以上电厂中的火电、核电发电量比上年分别增长 6.1% 和 3.7%。2023 年煤电发电量占总发电量比重接近六成，煤电仍是当前我国电力供应的主力电源，有效弥补了水电出力的下降。

四是火电、核电、风电发电设备利用小时均提高。2023 年，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 3592 小时，比上年降低 101 小时。分类型看，水电 3133 小时，降低 285

小时，其中，常规水电 3423 小时，降低 278 小时；抽水蓄能 1175 小时，降低 6 小时。火电 4466 小时，提高 76 小时；其中，煤电 4685 小时，提高 92 小时。核电 7670 小时，提高 54 小时。并网风电 2225 小时，提高 7 小时。并网太阳能发电 1286 小时，降低 54 小时。

五是跨区、跨省输送电量较快增长。2023 年，全国新增 220 千伏及以上输电线路长度 3.81 万千米，比上年少投产 557 千米；新增 220 千伏及以上变电设备容量（交流）2.57 亿千伏安，比上年少投产 354 万千伏安；新增直流换流容量 1600 万千瓦。2023 年，全国完成跨区输送电量 8497 亿千瓦时，比上年增长 9.7%；其中，西北区域外送电量 3097 亿千瓦时，占跨区输送电量的 36.5%。2023 年，全国跨省输送电量 1.85 万亿千瓦时，增长 7.2%。

六是市场交易电量较快增长。2023 年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 5.67 万亿千瓦时，比上年增长 7.9%，占全社会用电量比重为 61.4%，比上年提高 0.6 个百分点。其中全国电力市场中长期电力直接交易电量 4.43 万亿千瓦时，比上年增长 7%。

（三）全国电力供需情况

2023 年电力系统安全稳定运行，全国电力供需总体平衡，电力保供取得好成效。年初，受来水偏枯、电煤供应紧张、用电负荷增长等因素叠加影响，云南、贵州、蒙西等少数省级电网在部分时段电力供需形势较为紧张，通过源网荷

储协同发力，守牢了民生用电安全底线。夏季，各相关政府部门及电力企业提前做好了充分准备，迎峰度夏期间全国电力供需形势总体平衡，各省级电网均未采取有序用电措施，创造了近年来迎峰度夏电力保供最好成效。冬季，12月多地出现大范围强寒潮、强雨雪天气，电力行业企业全力应对雨雪冰冻，全国近十个省级电网电力供需形势偏紧，部分省级电网通过需求侧响应等措施，保障了电力系统安全稳定运行。

二、2024年全国电力供需形势预测

（一）电力消费预测

预计2024年全国电力消费平稳增长。综合考虑宏观经济、终端用能电气化等因素，根据不同预测方法对全社会用电量的预测结果，预计2024年全年全社会用电量9.8万亿千瓦时，比2023年增长6%左右。预计2024年全国统调最高用电负荷14.5亿千瓦，比2023年增加1亿千瓦左右。

（二）电力供应预测

预计2024年新投产发电装机规模将再超3亿千瓦，新能源发电累计装机规模将首次超过煤电装机规模。在新能源发电持续快速发展的带动下，预计2024年全国新增发电装机将再次突破3亿千瓦，新增规模与2023年基本相当。2024年底，全国发电装机容量预计达到32.5亿千瓦，比上年增长12%左右。火电14.6亿千瓦，其中煤电12亿千瓦左右，占总装机比重降至37%。非化石能源发电装机合计18.6亿千

瓦，占总装机的比重上升至 57%左右；其中，并网风电 5.3 亿千瓦、并网太阳能发电 7.8 亿千瓦，并网风电和太阳能发电合计装机规模将超过煤电装机，占总装机比重上升至 40%左右，部分地区新能源消纳压力凸显。

（三）电力供需形势预测

预计 2024 年迎峰度夏和迎峰度冬期间全国电力供需形势总体紧平衡。电力供应和需求，以及气候的不确定性等多方面因素交织叠加，给电力供需形势带来不确定性。综合考虑电力消费需求增长、电源投产等情况，预计 2024 年全国电力供需形势总体紧平衡。迎峰度夏和迎峰度冬期间，在充分考虑跨省跨区电力互济的前提下，华北、华东、华中、西南、南方等区域中有部分省级电网电力供应偏紧，部分时段需要实施需求侧响应等措施。

三、有关建议

2024 年，我国宏观经济及电力消费保持平稳增长，电力保供压力上升。为切实做好今春及后续电力保供工作，全力保障大电网安全稳定，守好民生用电底线，推动经济社会高质量发展，结合电力供需形势和行业发展趋势，提出以下几点建议：

（一）扎实做好电力安全供应工作

一是做好一次能源跟踪监测、负荷预警和灾害应急机制建设。加强来水、风、光跟踪监测，提升预报准确性；加强煤炭、油气等能源供耗存监测；滚动开展用电负荷预测及预

警。建立健全电力气象灾害监测系统，完善微气象、覆冰等在线监测装置部署，加强极端天气对电网影响灾害研判预警。进一步强化民生保供应急机制，提升灾害应急处置能力。加大重点地区应急装备配置力度，确保系统安全运行，提升极端条件下民生保障供电能力。

二是统筹做好源网规划建设。分析电力送受端不同地区的网源投资合理比例，统筹推进电网电源建设，避免由于网源建设不协同引起大规模弃能。补强电网抵御自然灾害的薄弱环节，提升电网设备防灾能力。结合新能源汽车充电桩建设，开展城市配电网扩容和改造升级，大力推广智能有序充电设施建设和改造。加快农村电网巩固提升工程，支撑农村可再生能源开发。

三是提升电源供应能力。做好一次燃料供应保障，继续执行煤炭保供政策，加大煤炭先进产能释放力度，巩固电力保供基础；保持进口煤政策稳定，给予用煤企业平稳长久的政策预期；引导电煤价格稳定在合理区间。推动纳入规划的电源按时投产，同时做好并网服务，确保常规电源应并尽并，强化机组运行维护，严格非计划停运和出力受阻管理，挖掘机组顶峰潜力。

四是挖掘输电通道能力。加强跨省跨区电力余缺互济，优化跨省区电力调配机制，做好中长期、现货、应急调度的衔接。用足用好跨省跨区输电通道，做到资源互补、时空互

济、市场互惠。充分发挥配套电源的调节能力，允许配套电源富余能力在更大范围内进行市场化配置。

五是拓宽需求侧响应覆盖范围。按照“谁承担谁受益”的原则，拓宽资金渠道，优化调整市场分担费用和运行费用等相关政策措施，形成合理的需求响应市场化补偿机制。进一步完善电价体系，细化峰期、谷期电价时段，增加较小时间尺度的分时电价，引导和激发用户错峰用电的积极性。适当降低负荷聚合商的准入门槛。

（二）加快建立健全市场化电价体系

一是落实好煤电“两部制”电价政策。建议各省份尽快出台煤电容量电价实施细则，稳定煤电企业固定成本回收预期，推动煤电机组进行必要的投资和改造。加强对各地落实煤电电价政策监管，及时纠正以降价为目的专场交易，避免不合理干预。建立健全跨省跨区容量电价分摊机制，推动跨省跨区中长期交易的签约履约，保障电力供应基本盘。加强国家层面对热价调整的指导，考虑优化供热机组容量成本回收机制，研究热工况下供热机组灵活性调节能力与煤电容量电价机制的合理衔接。研究并推动新型储能容量电价政策尽快出台。

二是加快完善新能源参与市场交易电价机制。增加新能源发电调整合同的机会，缩短交易周期，提高交易频率。允许不同电源品种之间自由转让市场合同，增加市场合同的流通性。新能源优先发电计划应转为政府授权合约机制，保障

新能源企业合理收益。各地结合实际情况，开展用户峰谷电价的时段调整，挖掘午间用电需求。

三是加快推进绿色电力市场建设。加快推进绿证交易方法及实施细则出台，丰富绿证应用场景。逐步将分布式发电、生物质发电等形式的可再生能源纳入绿电供应体系，进一步扩大绿电供应规模。加快培育绿电消费市场，体现新能源绿色环境价值，提升新能源参与市场的经济性。完善绿证交易机制，畅通购买绿电和绿证的渠道，落实全社会共同推动能源转型的责任。

（三）加快推动新型电力系统建设

一是加强新型电力系统顶层设计。坚持系统观念，加强对新型电力系统的源网荷储统筹规划和建设。统筹优化电力系统发展规划，加强电力规划与其他专项规划的指导与衔接作用。完善构建新型电力系统的相关配套政策，从市场机制建设、技术创新、示范推广等多方面统筹推进。

二是统筹推进新能源大基地建设。强化新能源基地、支撑性电源和输送通道同步规划设计和同步运行，保障大基地按期投产，积极推动绿色清洁电力消纳。加强指导地方政府解决非技术成本不断攀升问题，加大对土地价格、配套产业等限制性政策的监督，保障大基地开发企业合理权益和收益。在大基地建设用地、用林、用草、用水等手续办理上开设绿色通道，以满足大基地的建设进度要求。综合考虑各地

资源禀赋、调节能力、电网建设等因素制定合理的差异化的新能源利用率目标。

三是统筹提升电力系统调节能力。加大政策支持力度，持续推进煤电“三改联动”及支撑性调节性煤电的建设，提升电力系统应急保障和调峰能力。完善峰谷电价，积极推动完善新型储能参与市场机制，发挥储能调节作用。加快抽水蓄能电站建设及改造，推动已开工的项目尽快投产运行，尽早发挥作用；因地制宜建设中小型抽水蓄能电站。加快确立抽水蓄能电站独立经营主体地位，推动电站平等参与电力中长期市场、现货市场及辅助服务市场交易。发挥流域水电集群效益，实现水电与新能源多能互补运行。推进多元化储能技术研发与应用，优化储能布局场景，推动独立储能发挥调节作用。

四是推动电力领域科技创新。加强新型电力系统基础理论研究，推动能源电力技术研发与应用向数字化、智能化和绿色化转型。深入研究适应大规模高比例新能源友好并网的先进电网和储能等新型电力系统支撑技术，开展高比例新能源和高比例电力电子装备接入电网稳定运行控制技术研究。鼓励电力企业围绕技术创新链开展强强联合和产学研深度合作，集中突破关键核心技术。加大新技术应用示范的支持力度，加快新型电力系统、储能、氢能、CCUS 等标准体系研究，发挥标准引领作用。