

行业展望

2026年2月

中国电力生产行业

中国电力生产行业展望，2026年2月

预计2026年全国电力供需总体平衡，电源建设清洁化趋势延续，高技术及新质生产力的发展将带动全社会用电量保持中速增长。行业内企业经营状况仍将凭借其畅通的融资渠道及较好的获现能力整体保持稳健。

中国电力生产行业展望维持稳定，中诚信国际认为，未来12~18个月该行业总体信用质量不会发生重大变化；其中，火电、水电、核电、风电及太阳能发电展望维持稳定。

摘要

- 2025年以来，我国在经济复杂的外部环境下实现稳健增长，全社会用电量同比保持中速增长；预计2026年国内高技术及新质生产力的发展仍将对用电增量需求提供支撑，加之经济提质增效政策的持续发力以及极端天气等因素，我国全社会用电需求或将继续保持中速增长态势。
- 2025年我国新能源装机维持高速增长，预计2026年电源结构清洁化发展趋势在政策影响下仍将延续；新型电力系统下，灵活调节型火电、抽水蓄能及新型储能需求提升，相关建设亦将加速推进。用电增速放缓、极端天气增多、来水不确定性加大及新能源电量消纳受限等因素对电力供需平衡造成一定影响，在目前电力供需总体平衡的全国形势下，仍需关注上述因素对部分地区2026年电力供需造成的影响。
- 2025年以来，受电力装机供给增速较快而用电需求增速放缓影响，全国发电设备平均利用小时数继续走低；2026年在国内经济增速放缓、能源供给结构变化及新型电力系统建设等因素影响下，全国发电设备利用情况面临较多不确定性，不同电源类型机组利用效率仍将延续分化态势。
- 2025年以来我国构建起了电力市场“1+6”基础规则体系，电力市场化规则完善程度及市场化进程加速推进。同时，随着新能源全面入市，电力市场竞争加剧，国内各电源上网电价普遍面临下行压力，但新能源差价结算机制的出台以及煤电容量电价回收固定成本比例跃升将一定程度稳定2026年发电企业收益预期。此外，国内碳排放权、CCER、绿电和绿证等交易市场发展迅速，有助于促进可再生能源电量消纳并提升新能源发电企业相关收益。
- 电力行业呈央企主导、国企补位、民企活跃参与的竞争格局，行业当前存在集中度高特征。伴随电力市场化改革深化与能源转型进程提速，行业兼并重组向提质增效方向推进，各类电源功能定位持续重构、发展路径日趋分化。预计2026年行业集中度将进一步提升，成本管控能力、技术创新水平及营销服务质量将成为核心竞争要素，驱动电力系统向清洁化、智能化加速演进。
- 2025年以来电力投资仍保持较高增速，电力生产企业债务规模持续增长，但依托于经营规模扩张、良好的融资及获现能力，行业内企业财务状况整体表现较为良好，但分化情况趋于明显，其中火电企业受益于燃料价格下行盈利能力及获现水平进一步增强；风电及太阳能发电企业受限电率增加及电价下行影响盈利及财务杠杆承压；水电及核电企业整体财务状况仍相对稳健；发电企业债券融资规模稳步增长、结构优化，央企主导新能源提速，融资成本下行，集中到期压力较小。预计2026年电力生产行业企业财务风险整体可控。

目录

摘要	1
分析思路	2
行业基本面	2
行业内企业信用分析	15
结论	24
附表	25

联络人

作者

企业评级部

盛 蕾 010-66428877
lsheng@ccxi.com.cn

王琳博 010-66428877
lbwang@ccxi.com.cn

马 骁 010-66428877
xma@ccxi.com.cn

赵曰鹏 010-66428877
ypzhao@ccxi.com.cn

其他联络人

王梦莹 010-66428877
mywang01@ccxi.com.cn



一、分析思路

电力生产行业的信用基本面分析，主要是通过分析用电需求及供给、发电设备利用情况以及电力体制改革、新型电力系统建设、碳排放权及绿电市场开展情况等相关因素，对各电源类型装机规模、机组利用效率及电价等走势进行判断，并分析相关走势对行业企业盈利水平和偿债能力等信用基本面的影响。本文指出，在国内外经济增长承压、国内产业转型升级及稳增长政策逐步推进等综合影响下，具备公用事业属性的电力生产行业内不同电源类企业虽然财务表现有所分化，但整体信用水平保持稳定。

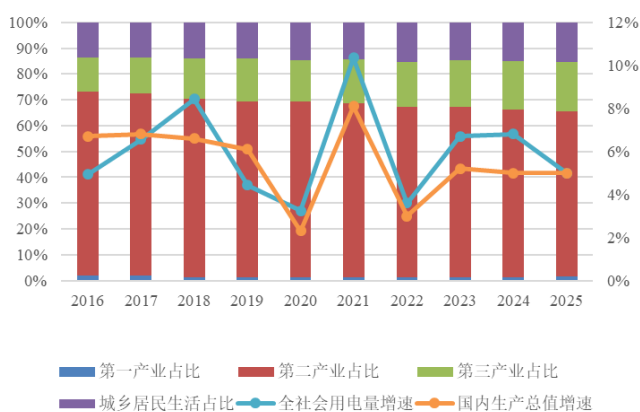
二、行业基本面分析

用电需求

2025 年以来，我国经济在复杂的外部环境下实现稳健增长，全社会用电量同比保持中速增长；预计 2026 年国内高技术及新质生产力的发展仍将对用电增量需求提供支撑，加之经济提质增效政策的持续发力以及极端天气等因素，我国全社会用电需求或将继续保持中速增长态势

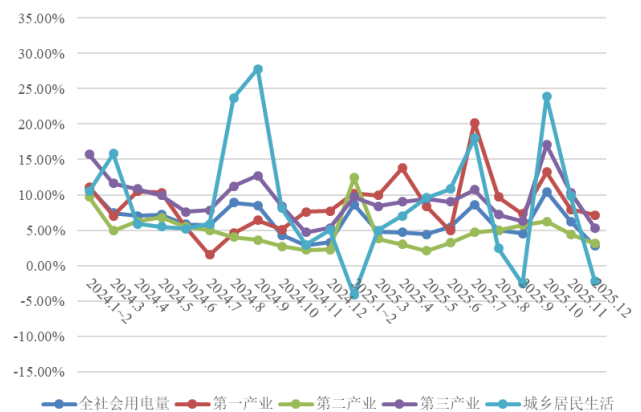
我国用电需求水平受宏观经济环境及自然气候影响较大，整体变化趋势与宏观经济走势趋同。根据国家能源局及中国电力企业联合会（以下简称“中电联”）数据，2025 年以来，得益于国民经济持续增长、产业结构转型升级等因素，我国电力消费需求增加，其中 7、8 月全社会用电量连续突破万亿千瓦时，创历史新高。2025 年全社会用电量同比增长 5.0%，首次超过 10 万亿千瓦时，但增速同比放缓，较上年下降 1.8 个百分点。

图 1：近年来我国经济增速及各产业用电量占比情况



资料来源：国家能源局及中电联，中诚信国际整理

图 2：2024 年以来我国各产业电力消费增速情况



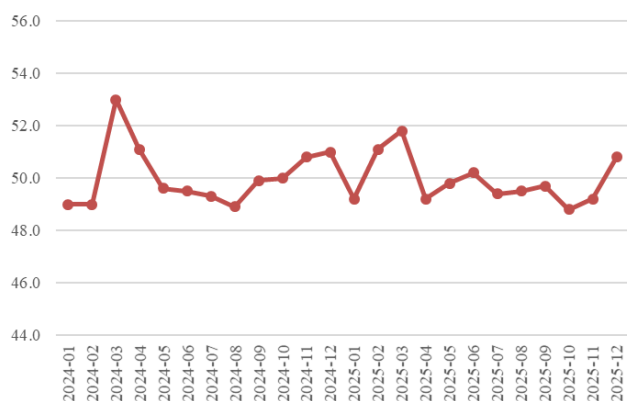
资料来源：国家能源局及中电联，中诚信国际整理

分产业看，2025 年三次产业和城乡居民生活用电量增速分别为 9.9%、3.7%、8.2%和 6.3%，第二产业虽仍为用电量主要增长引擎但增速较往年进一步放缓，同期第一、第三产业用电量维持了较高增速，且城乡居民用电量亦同比增幅较为显著。具体来看，第一产业用电量增长

主要得益于近年来“乡村振兴”对农业生产、乡村产业电气化改造升级持续推进，农村清洁能源供给能力和消费水平提升等因素的促进，农林牧渔业电气化水平不断提升；第二产业方面，2025年前三季度汽车制造业、电气机械和器材制造业、通用设备制造业和铁路/船舶/航空航天和其他运输设备制造业用电量实现了同比两位数以上的增速，但受基建及房地产投资增速放缓等因素影响，四大高载能行业用电增速¹较低，第二产业用电量增速较上年同期有所回落；第三产业方面，2025年随着互联网、云计算、大数据、人工智能和新能源汽车充换电基础设施等新兴产业的快速发展，相关行业用电量保持高速增长，对全社会用电量的增长贡献率占比持续增大；城乡居民生活用电方面，在城镇化率持续提升以及2025年夏季持续高温高湿导致全国大部分地区夏季负荷屡创新高因素带动下，2025年用电量增速同比提升较大。

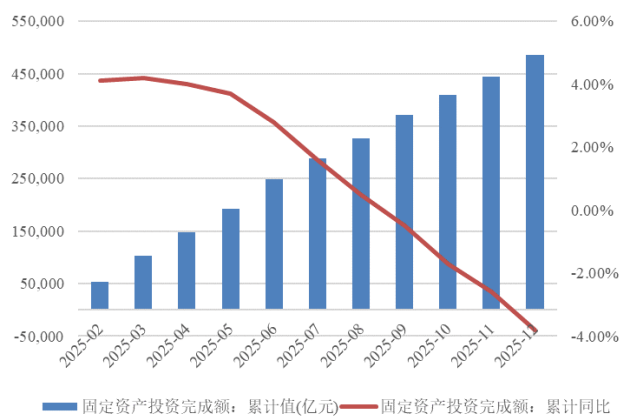
用电结构方面，我国第二产业用电量占比仍保持绝对比重，2025年全年占比为64.01%；近年来在我国经济高质量发展及产业结构转型升级的背景下，第二产业用电量占比持续下降，且2024年以来下降幅度小幅增长，主要系出口及内需增速放缓使得制造业用电需求增速低于其他产业所致。2025年，第三产业用电量在战略性新兴产业用电需求增长以及文旅出行、餐饮商贸等用电增长共同推动下，占比持续提升至19.23%。此外，城镇化率及居民消费水平提高叠加2025年夏秋高温天气频发影响，2025年城乡居民生活用电量占比增至15.32%。总体来看，我国电力消费结构持续优化，随着我国产业结构的不断转型升级，未来第二产业用电量占比或将进一步下降，第三产业和城乡居民生活用电将成为未来用电增量增长的主要拉动因素。

图3：2024年以来我国PMI新出口订单指数



资料来源：国家统计局，iFind，中诚信国际整理

图4：2025年以来我国固定资产投资完成额变化情况



资料来源：国家统计局，iFind，中诚信国际整理

从未来的用电形势来看，出口方面，随着外需增长乏力叠加全球关税贸易壁垒加剧、欧美制造业回流等地缘政治不利因素的进一步加深，短期内我国外需将持续承压，根据国家统计局公布的PMI新出口订单指数，其于2025年2、3月得益于“抢出口”订单的增加越过荣枯线，随后整体呈波动下降态势，除6月外均处于荣枯线下，直至12月因制造业市场需求显著回升，再次越过荣枯线。整体来看，预计未来出口对我国用电量增长的推动作用或将持续减弱。基建及房地产投资方面，2025年全年房地产新开工面积同比减少10.0%，下行幅度有所放缓，

¹ 2025年前三季度四大高载能行业用电量同比增长1.6%。其中，黑色金属冶炼和压延加工业、化学原料和化学制品业、有色金属冶炼和压延加工业同比分别增长3.8%、3.7%和1.2%；非金属矿物制品业同比下降3.6%。

与之相关的建筑、钢铁等产业的景气度均相应受到影响，上述产业对用电需求增长的拉动作用进一步弱化，虽然国家持续出台刺激政策以推动房地产市场止跌回稳，但后续作用效果仍有待观察。在房地产市场低迷形势下，基建投资在一定程度上起到了稳增长的托底作用，但受宏观环境等影响，2025年全国固定资产投资同比下降3.8%，其中基础设施投资同比下降2.2%。未来随着中央预算内投资规模的适当增加、“两重”项目的优化实施、地方政府专项债券的优化发放及民间投资的活力激发，预计基建投资对用电需求的支撑作用或将继续保持。2025年，随着“两新”²等相关内需促进政策的进一步贯彻，国内消费意愿得到一定刺激，当期社会消费品零售总额同比增长3.7%，增速同比提升，且受基数差异等因素影响，其月度增速呈“凸”型波动态势，后续消费持续增长的内生动力仍有待关注。未来，根据2025年10月国务院发布的《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》（以下简称“我国十五五发展规划”），我国“十五五”期间将“坚持高质量发展”、“培育壮大新兴产业和未来产业”、“大力提振消费并扩大有效投资”，预计“十五五”期间我国经济社会的持续发展将对电力需求起到托底作用；此外，2025年12月召开的中央经济工作会议在“推动经济实现质的有效提升和量的合理增长”基调下提出的“坚持稳中求进工作总基调”、“实施更加积极有为的宏观政策”、“持续扩大内需、优化供给”方针等因素，强调“深入实施提振消费专项行动，制定实施城乡居民增收计划”，叠加今冬我国出现拉尼娜现象或将带来极端天气频现，结合中电联预计2026年我国全社会用电量同比增长5%~6%，中诚信国际认为，2026年及中长期内我国全社会用电需求增速将保持中速稳定增长。

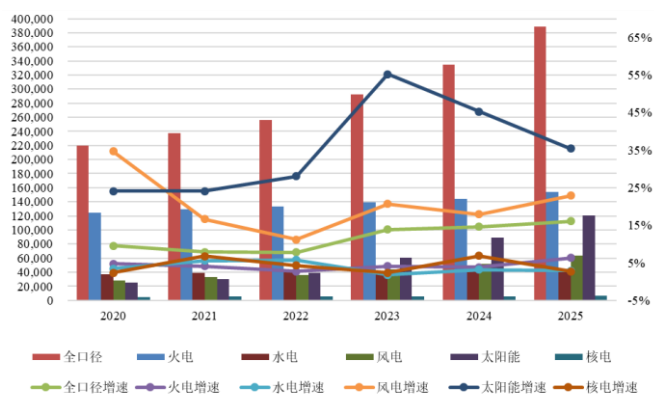
用电供给

2025年我国新能源装机维持高速增长，预计2026年电源结构清洁化发展趋势在政策影响下仍将延续；新型电力系统下，灵活调节型火电、抽水蓄能及新型储能需求提升，相关建设亦将加速推进。用电增速放缓、极端天气增多、来水不确定性加大及新能源电量消纳受限等因素对电力供需平衡造成一定影响，在目前电力供需总体平衡的全国形势下，仍需关注上述因素对部分地区2026年电力供需造成的影响

从发电装机规模及结构来看，截至2025年末，全国发电装机容量38.91亿千瓦，较上年末增长16.10%；其中非化石能源（包括可再生能源及核电）装机比重增至60.45%。作为“双碳目标的主战场”，“十四五”以来我国以风电、太阳能发电为代表的绿色低碳清洁能源投资力度保持快速增长，非化石能源发电装机规模及其占比持续提升。展望2026年及“十五五”期间，电力装机结构清洁化趋势将得到延续。

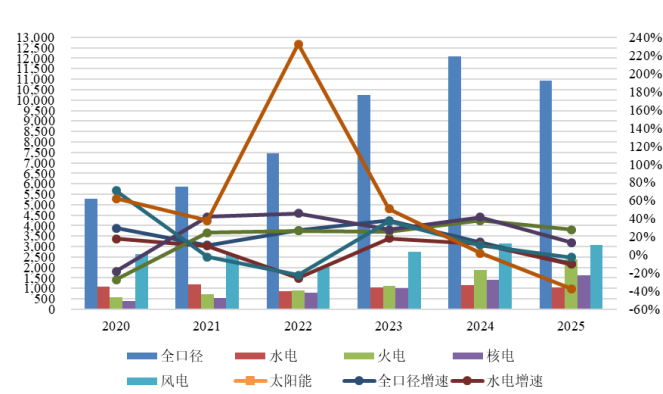
² 指推动新一轮大规模设备更新和消费品以旧换新相关政策，2024年7月，国家发展改革委、财政部联合印发《关于加力支持大规模设备更新和消费品以旧换新的若干措施》。2025年12月中央经济工作会议强调2026年将优化“两新”政策实施，清理消费领域不合理限制措施，释放服务消费潜力；推动投资止跌回稳，适当增加中央预算内投资规模，优化实施“两重”项目，优化地方政府专项债券用途管理，继续发挥新型政策性金融工具作用，有效激发民间投资活力。

图 5：近年来我国发电装机容量及增速（万千瓦）



资料来源：国家能源局、中电联，中诚信国际整理

图 6：近年来我国电源工程投资完成情况（亿元）



资料来源：中电联，iFind，中诚信国际整理

从电源投资规模及结构来看，根据国家能源局发布的全国电力工业统计数据，2025 年全国主要发电企业电源工程完成投资 10,928 亿元，受上年高基数影响同比下降 9.57%。近年来在“双碳目标”等政策推动下，我国电源建设重心逐步向新能源和调节型电源转移，近五年全国电源完成投资中清洁能源发电投资比重均在 78% 以上。但受近年来水不稳定、极端天气增多、新能源爆发式增长带来的调节性需求增加等影响，火电的支撑性、调节性电源地位有所凸显，2022 年下半年国家发改委明确提出煤电“三个 8,000 万”³目标，叠加火电项目加速向高效、低碳、智慧化转型，综合带动 2024 年及 2025 年火电投资增速分别达到 38.00% 和 27.73%，火电投资阶段性加速。我国核电项目经过审批提速后进入常态化审批，带动核电投资规模相应增长，2024 年及 2025 年，核电投资增速分别达到 41.60% 及 13.46%。传统水电投资受资源限制以及此前“大水电”建成投运影响有所放缓，但抽水蓄能电站的持续审批⁴带动 2024 年水电投资额同比增长 12.20%，但 2025 年受基数影响，水电投资额同比下降 10.25%。同时，随着国内第一批风光大基地项目的基本建成投产及第二批、第三批风光大基地建成投产约 5,000 万千瓦，2024 年以来我国风电和太阳能发电投资额增速有所放缓，其中 2024 年风电及太阳能发电投资额分别同比增长 10.90% 及 1.90%，并受高基数影响分别于 2025 年同比下降 2.61% 及 37.35%，但仍保持较高投资规模。此外，2025 年我国电网工程投资额达 6,395.02 亿元，同比增长 5.11%，“十四五”期间累计完成投资约 2.9 万亿元。作为“十四五”的收官之年，2025 年青藏联网二期扩建工程及金上-湖北±800 千伏特高压直流工程等重大电网工程完成投运，同时我国共有蒙西至京津冀±800 千伏特高压直流、藏东南至粤港澳大湾区±800 千伏特高压直流等 5 条特高压工程获批。“十五五”期间，为实现新型电力系统建设，国家电网预计完成固定资产投资 4 万亿元，较“十四五”期间增长 40% 左右。同时，南方电网计划于 2026 年完成固定资产投资 1,800 亿元。电网建设的不断推进有助于解决风光电等新能源“发得出、送不走、用不好”的难题，进而打通能源生产、输送、消费全链条的堵点难点，为 2026 年及“十五五”期间电力供应和消纳提供有力支撑。

分电源来看，火电方面，《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳

³ 2022 年 8 月，国家发改委明确提出煤电“三个 8,000 万”目标，要求 2022 年、2023 年煤电各开工 8,000 万千瓦、2024 年保障投运煤电项目 8,000 万千瓦，并将“十四五”煤电发展目标 12.5 亿千瓦调增到 13.6 亿千瓦。

⁴ 根据水电水利规划设计总院发布的《抽水蓄能产业发展报告 2024 年度》，2024 年全国新核准抽水蓄能电站 23 座，核准规模 3,090 万千瓦；新投产装机容量 775 万千瓦，当期末在运总装机容量达 5,869 万千瓦。

中和工作的意见》（以下简称“双碳意见”）、《2030年前碳达峰行动方案》（以下简称“碳达峰行动方案”）、《2025年能源工作指导意见》及《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》等政策文件要求要推动煤炭、煤电一体化联营，推动现役煤电机组的降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”并提高系统调节能力，合理布局支撑性调节性煤电，并发挥好煤炭、煤电在推动能源绿色低碳发展中的支撑作用，有序释放先进煤炭产能。根据上述政策要求，结合部分地区电力供需偏紧的现状，“十四五”中期火电装机审批及投产规模整体加速，截至2025年末，我国火电装机规模为15.39亿千瓦，同比增长6.30%，增速较上年增长2.46个百分点；其中2025年1~10月的火电新核准容量约为5,300万千瓦，同比增长约27%。考虑到国家新核准的火电项目情况，未来我国火电投资仍将主要集中于具有调节性、大型煤电一体化、风光火储一体化、特高压外送及淘汰落后产能后的同规模置换等项目。随着“三个8,000万”火电项目的建设及“三改联动”等技术改造的过峰，未来我国火电装机增速或将有所回稳，但结合煤电容量电价机制对火电收益性的部分保障，作为我国电力安全稳定供应的基础电源及灵活调节及容量支撑型电源，未来一段时间内火电仍将维持供给端的主导电源地位。

水电方面，截至2025年末，我国水电装机规模为4.48亿千瓦，较上年增长2.90%，仍维持低速增长状态。受制于自然资源禀赋、环保考量和经济性约束，预计我国常规水电除扩容扩机以外的增长空间有限。根据“碳达峰行动方案”，未来我国将积极推进金沙江上游、澜沧江上游、雅砻江中游和黄河上游等水电基地建设，“十五五”期间将新增常规水电装机容量4,000万千瓦左右。抽水蓄能方面，2024年以来抽水蓄能核准持续加速，根据国家能源局发布的《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》，计划到2025年和2035年抽水蓄能投产规模将分别增至6,200万千瓦及1.2亿千瓦以上，截至2025年末我国抽水蓄能在运装机容量超6,600万千瓦，提前完成“十四五”规划。综合上述情况，预计未来我国水电装机规模将保持逐年增长态势，但装机规模增速将维持低位。

风电和太阳能发电方面，在“双碳目标”等政策推动下，近年来我国风电和太阳能发电装机规模保持快速增长，2025年装机规模分别同比增长22.90%和35.40%，增速远高于其他电源品种；截至2025年末，风电和太阳能发电装机规模分别达到5.40亿千瓦和12.02亿千瓦，合计装机占比高达47.33%。为践行国家战略，“十四五”以来，我国全力推动风光大基地项目建设，其中“第一批”9,705万千瓦大基地项目已基本建成投产；“第二批”、“第三批”项目正在加速推进过程中；根据国家发展改革委、国家能源局发布的《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》，到2030年我国将规划建设风光基地项目总规模约455吉瓦，其中“十四五”时期规划建成约200吉瓦，“十五五”时期规划建成约255吉瓦。根据“我国十五五发展规划”，在“十五五”期间我国要“持续提高新能源供给比重，推进化石能源安全可靠有序替代，着力构建新型电力系统，建设能源强国”。此外，根据国家发展改革委、国家能源局于2025年11月发布的《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》及“2026年全国能源工作会议”，预计包括2026年在内的未来十年，我国每年新增新能源装机2亿千瓦以上。此外，2025年12月中央经济工作会议强调“推动全面绿色转型、加快新型能源体系建设，扩大绿电应用”。在上述政策规划推动下，预计2026年及“十五五”期间，我国风电及太阳能发电装机规模仍将维持较快增长态势、可再生能源装机占比亦将持续提升，

但受新能源全面入市⁵致使投资回报率重估等因素影响，增速或将有所放缓。

储能方面，随着新能源的集中开发以及消纳问题的日益突出，我国也在加速推动储能设施建设。据国家能源局统计，截至 2025 年末，我国已投运新型储能累计装机规模超过 1.36 亿千瓦/3.51 亿千瓦时，平均储能时长 2.58 小时，相较于 2024 年底增加 0.30 小时。2025 年全国新型储能等效利用小时数达 1,195 小时，同比增加近 300 小时。国家发改委及国家能源局于 2025 年 9 月印发的《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》明确提出到 2027 年计划全国新型储能装机规模达到 1.8 亿千瓦以上，带动项目直接投资约 2,500 亿元，新型储能技术路线仍以锂离子电池储能为主，各类技术路线及应用场景进一步丰富，培育一批试点应用项目，打造一批典型应用场景。同时指出“推动新型储能利用水平提升”、“加快新型储能市场机制完善”、“加快长时储能技术应用”等重点任务，强调“源网荷储”一体化，将新型储能打造成新型电力系统的核心支撑。此外，2026 年 1 月 30 日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于完善发电侧容量电价机制的通知》，强调对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价⁶。该通知首次在国家层面明确建立了电网侧独立新型储能容量电价机制，有助于推动新型储能公平参与电力市场，并带动独立储能电站的投资。在国家政策推动及新能源装机不断增长的背景下，预计 2026 年及“十五五”期间，新型储能将处于高速发展区间。

核电方面，“碳达峰行动方案”再次明确了我国未来积极安全有序发展核电的整体策略，同时受电力供需紧平衡等影响，近年来核电核准加速，2022~2025 年国务院常务会议分别核准核电机组项目 10 台、10 台、11 台（含一台高温气冷四代核电）及 10 台，规模化建设加速，进入“积极安全有序”发展核电的快速发展轨道。截至 2026 年 1 月 1 日，随着漳州 2 号机组的投运，我国（不含台湾地区）已投入商运核电机组共计 60 台，装机容量达 6,248 万千瓦，同期末核准在建机组达 54 台，在建装机容量 6,418 万千瓦，在运及在建装机规模均为世界首位，随着在建项目的推进以及根据“双碳意见”提及的 2030 年前非化石能源消费比重达 25% 的目标，预计未来核电装机规模将呈稳步增长态势。

中诚信国际认为，未来随着“双碳目标”和新型电力系统建设的推进，电力生产将延续绿色低碳发展趋势，国内非化石能源装机将保持快速增长，以煤电为主的火电机组在新型电力系统中将逐步向支撑性、调节性电源转型，装机增速或将有所放缓，但仍将发挥“压舱石”作用。2025 年以来煤炭价格虽进一步下降但仍处于历史偏高区间、拉尼娜等极端气候现象导致水电供给存在不确定性、新能源电量消纳受限等因素对电力供需平衡造成一定影响，但考虑到截至 2026 年 1 月末我国火电企业电煤库存较充足及主要水电站水库蓄水情况较好，预计 2026 年我国电力供需将保持整体平衡，但部分省区或出现电力供需偏紧情况⁷，可通过市场手段和跨省区余缺互济解决。长期来看，在我国“十五五发展规划”的有力推动下，全社会用

⁵ 2025 年 1 月，国家发改委、国家能源局发布的《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）明确推动新能源上网电价全面市场化，要求新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，电价通过市场交易形成，并建立“差价结算”机制。政策以 2025 年 6 月 1 日为节点区分存量和增量项目，存量项目与现行政策衔接，增量项目通过市场化竞价确定机制电价。改革旨在推动新能源公平参与市场竞争，公平承担系统调节责任，助力构建新型电力系统。各地需于 2025 年底前制定实施方案，确保改革平稳推进。

⁶ 容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算（折算比例为满功率连续放电时长除以全年最长净负荷高峰持续时长，最高不超过 1），并考虑电力市场建设进展、电力系统需求等因素确定。

⁷ 2025 年以来，夏季持续高温高湿天气使得迎峰度夏期间全国电力供需平衡偏紧，局部地区高峰时段电力供应偏紧。2025 年末迎峰度冬期间，中电联预测全国电力供需总体平衡，局部地区高峰时段电力供需偏紧，华北、华东电网区域电力供需平衡偏紧。

电需求将稳定增长，但与此同时，亦需持续关注观察燃料价格波动、来水情况、调节型电源建设、电网及储能配套设施建设叠加包括现货交易在内的全国统一电力市场建设等因素对电力供需形势的影响。

2025 年以来，受电力装机供给增速较快而用电需求增速放缓影响，全国发电设备平均利用小时数继续走低；2026 年在国内经济增速放缓、能源供给结构变化及新型电力系统建设等因素影响下，全国发电设备利用情况面临较多不确定性，不同电源类型机组利用效率仍将延续分化态势

近年来我国发电设备利用效率受宏观经济的周期性变化及电力供需关系等因素影响较大，2025 年以来国内电力消费需求在经济增长、产业结构转型升级及极端天气频发等因素带动下，延续稳定增长态势，但在当前外部环境日趋复杂、国际市场波动加大以及全球贸易保护加剧的情况下，我国经济增长及用电需求的不稳定和不确定因素有所增加。然而从供给角度来看，2025 年以来新能源装机规模的持续高速增长推升我国电源装机供给水平，相比之下电力消费需求增速则相对平缓，从而使得全国发电机组平均利用水平进一步降低。根据国家能源局统计数据，2025 年全国发电设备平均利用小时数为 3,119 小时，同比减少 323 小时。从各类电源运行状况来看，受电力供需、自然资源变化和国家调控等因素影响，不同电源类型机组利用效率有所分化。

火电方面，受用电需求、水电出力、燃料价格和新能源替代效应等因素影响，近年来我国火电机组利用小时数整体呈现波动态势。2025 年，受来水整体较好、新能源替代效应增强以及火电调峰备用情况增加等因素影响，火电机组利用小时数同比下降 253 小时。在政策推动下，我国新能源装机占比将持续提升，但由于目前储能及电网建设进度仍相对滞后，新能源发电的间歇性和波动性使得其在电量方面仍处于增量替代阶段，展望 2026 年，火电在现阶段作为基础保障性电源，仍将发挥至关重要的支撑调节作用。长期来看，在“双碳目标”背景下，新能源的大规模投运、碳配额供给总量收紧等因素将导致火电发电空间承压，火电机组低负荷运行、灵活启停等方式配合新能源出力的情况将更为常见，同时随着容量电价机制的全面落实，火电机组将更多承担系统调节性电源作用；但结合我国在能源安全战略下打造的煤、油、气、核及可再生能源多轮驱动的能源供应保障体系，火电在我国的能源电力系统中仍将具有不可替代的电源地位。

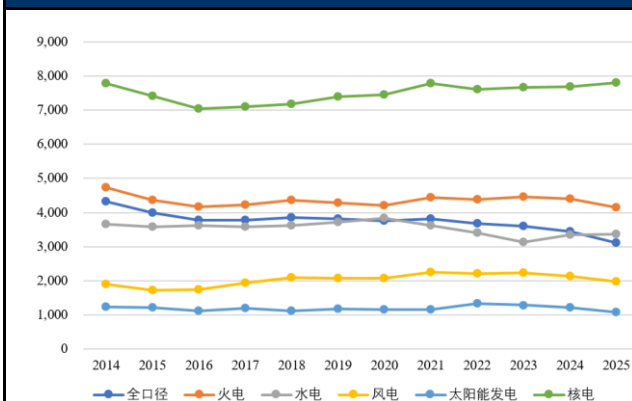
水电方面，2025 年上半年及主汛期前期，北方洪涝偏重、南方部分流域出现旱情，区域性旱涝分明，整体来水情况较为复杂，但整体仍处于历史较好水平，2025 年全国水电机组平均利用小时数为 3,367 小时，同比增长 18 小时。2025 年 9 月后长江、黄河等流域受秋季降雨增多影响来水偏多，为水库蓄水创造了有利条件，预计 2026 年春季水电将维持较为稳定的出力。

风电方面，2025 年以来，风电装机仍维持较高增速且来风情况历史相对偏优，但受用电需求增量有限影响，2025 年全国风电利用小时数同比下降 148 小时，风电利用率持续下降，特别是新疆、青海、甘肃、河北、陕西、蒙东等新能源富集区域弃风率显著升高。**太阳能发电方面**，2025 年以来太阳能发电装机规模仍呈现高速增长，供需失衡导致发电利用小时数下降明显，2025 年全国太阳能发电平均利用小时数同比下降 123 小时，太阳能发电利用率出现较大幅下降。目前，电网及调节设施建设相对滞后、新能源发用区域错位及就地消纳需求有限等

因素制约着新能源电量的消纳，新能源发电整体利用率呈现下行趋势，特别是“三北”地区弃风和弃光现象日益严重，对新能源项目收益造成了较大冲击。2026年，受用电需求增量有限影响，我国新能源发电仍将处于较为严峻的消纳环境中；长期来看，随着我国特高压输电及低压配电网的不断投建和更新、储能等调节设施的不断完善、源网荷储一体化及绿电直连等项目的推动、高耗能产业空间布局转移以及各省份及重点用能行业可再生能源强制消费政策的不断升级，未来我国新能源消纳问题或将得到一定缓解。

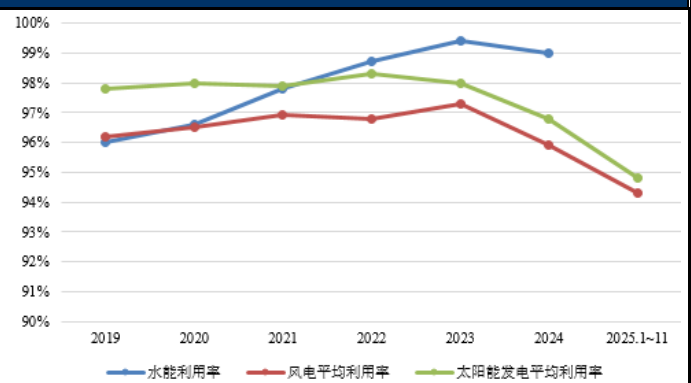
核电方面，受机组大规模检修同比减少等因素影响，2025年以来，受益于需求回升及各核电经营主体进一步优化检修安排，核电机组有效发电时间显著提升，推动2025年全国核电机组平均利用小时数同比增加126小时，利用效率大幅领先于其他电源品种。

图 7：近年来我国发电设备利用小时数（小时）



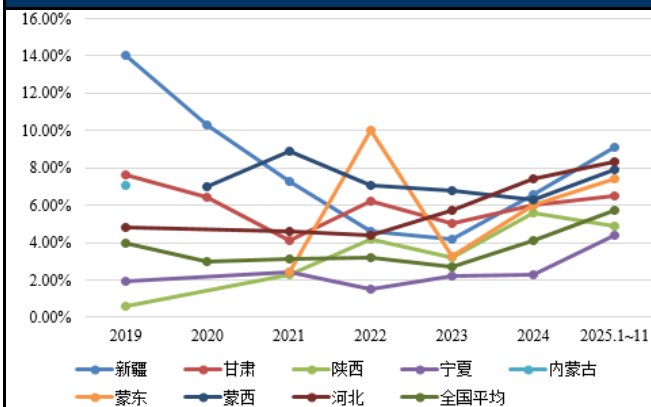
资料来源：国家能源局，中诚信国际整理

图 8：近年来我国水电、风电和太阳能发电利用率情况



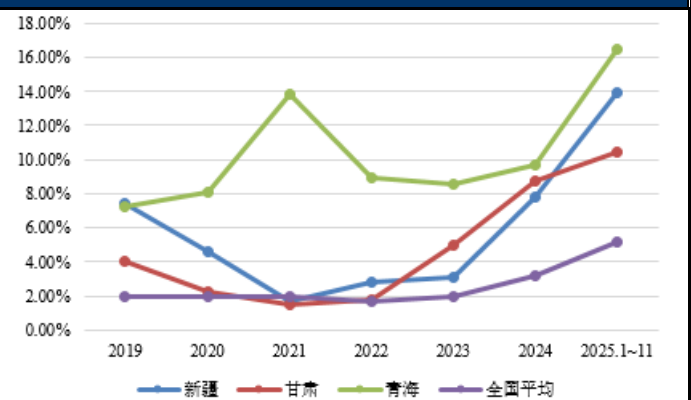
资料来源：电力行业规划研究与监测预警中心，中诚信国际整理

图 9：近年来我国部分省份弃风限电情况



资料来源：电力行业规划研究与监测预警中心，中诚信国际整理

图 10：近年来我国部分省份弃光限电情况



资料来源：电力行业规划研究与监测预警中心，中诚信国际整理

中诚信国际认为，考虑到未来复杂多变的国际形势、经济发展增速放缓、“双碳目标”之下新能源装机占比持续增加等因素，2026年全国发电设备平均利用水平将面临较多不确定性，各电源品种的运营效率将延续分化态势。

电力体制改革、电价水平、可再生能源补贴及碳排放交易等

2025年以来，我国构建起了电力市场“1+6”基础规则体系，电力市场化规则完善程度及市场化进程加速推进。同时，随着新能源全面入市，电力市场竞争加剧，国内各电源上网电价普遍面临下行

压力，但新能源差价结算机制的出台以及煤电容量电价回收固定成本比例跃升将一定程度稳定2026年发电行业收益预期。此外，国内碳排放权、CCER、绿电和绿证等交易市场发展迅速，有助于促进可再生能源电量消纳并提升新能源发电企业相关收益

近年来我国电力体制改革不断深化，新型电力系统建设持续推进。电力市场交易机制方面，2025年1月27日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》发改价格〔2025〕136号（以下简称“136号文”），推动新能源上网电量全面进入电力市场；4月29日，发布《电力辅助服务市场基本规则》，规范辅助服务交易品种设立流程，健全辅助服务费用传导机制；8月6日，发布《电力市场计量结算基本规则》，规范电力市场计量结算行为，统一电费收付要求，这也标志着以《电力市场运行基本规则》为基础，电力中长期、现货、辅助服务规则为主干，信息披露、市场注册、计量结算为支撑的电力市场“1+6”基础规则体系构建完成，为建设全国统一电力市场奠定坚实规则基础。此外，2025年7月1日国家发展改革委、国家能源局复函批复《跨电网经营区常态化电力交易机制方案》，将国家电网和南方电网两大经营区域的电力交易壁垒打通，将有利于提升我国电网通道利用效率、促进跨区域电力的供需互补，从而进一步推动全国统一电力市场的建设。

从交易情况来看，根据中电联统计，2025年1~12月，全国市场交易电量规模同比增长7.4%，占全社会用电量比重增至64.0%，同比提高1.3个百分点。从市场交易电量组成来看，2025年1~12月全国以省内中长期交易为主，占比为68.40%，其次是省间中长期交易，占比为22.90%，电力现货交易等其他交易形式占比较小，但占比呈上升趋势。2025年以来，我国中长期交易电量持续增长，发挥保供稳价的“压舱石”作用。电力现货市场建设加快推进，根据2025年4月16日国家发展改革委、国家能源局发布的《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》，2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行。截至2025年末，全国共有山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江7个省级现货市场及省间电力现货市场转入正式运行，河北南网、安徽、江苏、吉林、黑龙江、辽宁、宁夏、陕西、重庆等14个省级现货市场及南方区域电力市场已开启连续结算试运行。未来随着“136号文”的全面落实，新能源市场化交易增量将推升我国市场化交易电量规模及占比，同时随着电力现货市场的加速建设以及两网壁垒的打通，未来电力现货执行区域以及跨电网经营区的交易电量将有所增加，我国电力市场的交易活跃度及有效性将大幅提升。

图 11：近年来全国市场交易电量及占比

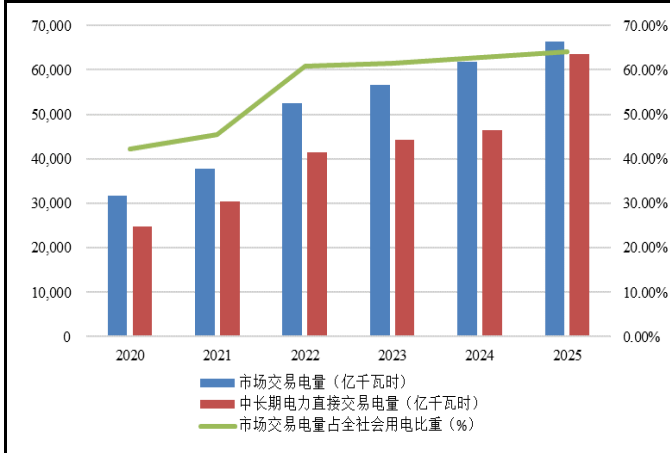
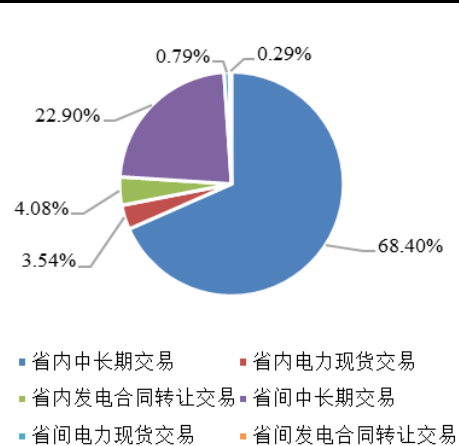


图 12：2025 年 1~12 月市场交易电量各部分占比



注：市场交易电量指电力交易中心组织开展的各品类交易电量的总规模，分为省内交易和省间交易，其中省内交易包括省内中长期交易（含绿电交易、电网代理购电）、电力现货交易和发电合同转让交易，省间交易包括省间中长期交易、省间电力现货交易（含省间现货、南方区域现货）、发电合同转让交易；中长期交易电量指符合市场准入条件的电厂和终端购电主体通过自主协商、集中竞价等直接交易形式确定的电量规模，包括省内中长期交易电量和省间中长期交易电量。

资料来源：中电联，中诚信国际整理

煤电电价机制方面，根据 2023 年国家发展改革委、国家能源局联合印发的《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号），2024~2025 年，北京、上海、江苏、浙江、山东、广东、天津、河北、山西等 26 个省级电网的煤电机组通过容量电价回收固定成本的比例为 30%，即每年每千瓦 100 元，河南、湖南、重庆、四川、青海、云南、广西等 7 个煤电转型较快的省级电网回收比例为 50%，执行容量电价为每年每千瓦 165 元。根据中电联数据，2024 年全年全国煤电机组累计获得容量电费约 950 亿元，折度电容量电价为 2.07 分/千瓦时，主要发电企业容量电费获取率接近 90%，一定程度缓解了煤电企业因利用小时下降导致的经营压力。2026 年起，各地容量电价回收固定成本比例将提升至不低于 50%，云南、四川等煤电转型较快地方比例提升至不低于 70%。容量电价回收固定成本比例的大幅跃升，将进一步缓解煤电行业的经营压力，同时也标志着我国煤电从“电量提供者”向“容量支撑者”的转型进入深水区，煤电企业将面临盈利模式从“卖电量”向“卖可靠容量+卖调节服务”的转变。未来，优质煤电机组可凭借其高可靠性、快速响应能力，获得全额容量电费，还可在辅助服务市场（调峰、备用等）获取超额收益，而老旧机组则面临较大的容量电费考核扣减以及电量市场竞争压力，一定程度上加速煤电行业的优胜劣汰。

新能源电价机制方面，“136 号文”要求，新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。截至 2025 年年末，除西藏自治区、香港、澳门、台湾以外的全国 31 地均已印发“136 号文”实施方案，各地存量项目的机制电价均按照当地燃煤基准价格执行，各地增量项目机制电价的竞价结果相继落地，区域差异化特征显著。其中，山东、云南、新疆、甘肃等 22 地第一轮增量项目机制电价竞价结果已经出台，从竞价结果来看，除北京市、上海市、内蒙古自治区和宁夏回族自治区以外的其他地区增量项目机制电价均较当地燃煤基准价有所下降。以山东省为例，增量风电项目机制电价为 0.3190 元/千瓦时，增量光伏项目机制电价为 0.225 元/千瓦时，较煤电基准电价分别下浮 19%和 43%，与存量项目相比，增量项目的盈利空间被大幅压缩。中诚信国际认为，新能源差价结算机制

可在一定程度上稳定 2026 年发电行业的收益预期，但同时也强化了现货价格信号的引导作用，新能源项目投资及运营后的发电报价也将趋于理性。对于增量项目，将促使行业内企业更加聚焦项目的全生命周期成本控制与收益优化，通过技术创新提升发电效率、降低运维成本，同时通过现货市场、绿电交易等市场化场景，挖掘多元收益空间。

表 1：截至2025年末各地机制电价情况

省份	脱硫煤电 基准上网电价	机制电价（含税）	
		存量项目（2025年6月1日前投产）	增量项目（2025年6月1日起投产）
山东省	0.3949 元/千瓦时	0.3949 元/千瓦时	风电：0.3190 元/千瓦时 光伏：0.2250 元/千瓦时
河北南网	0.3644 元/千瓦时	0.3644 元/千瓦时	风电：0.3530 元/千瓦时 光伏：0.3344 元/千瓦时
冀北电网	0.3720 元/千瓦时	0.3720 元/千瓦时	风电：0.3470 元/千瓦时 光伏：0.3520 元/千瓦时
上海市	0.4155 元/千瓦时	0.4155 元/千瓦时	风电：0.4155 元/千瓦时 光伏：0.4155 元/千瓦时
安徽省	0.3844 元/千瓦时	0.3844 元/千瓦时	竞争性配置项目：0.3837 元/千瓦时 其他项目（统一竞价）：0.3840 元/千瓦时
江苏省	0.3910 元/千瓦时	0.3910 元/千瓦时	光伏：0.3600 元/千瓦时
湖北省	0.4161 元/千瓦时	0.4161 元/千瓦时	暂未发布
江西省	0.4143 元/千瓦时	0.4143 元/千瓦时	风电：0.3650 元/千瓦时 光伏：0.3790 元/千瓦时
黑龙江省	0.3740 元/千瓦时	0.3740 元/千瓦时	风电：0.2281 元/千瓦时 光伏：0.2281 元/千瓦时
辽宁省	0.3749 元/千瓦时	0.3749 元/千瓦时	风电：0.3300 元/千瓦时 光伏：0.3000 元/千瓦时
吉林省	0.3731 元/千瓦时	0.3731 元/千瓦时	暂未发布
蒙东电网	0.3035 元/千瓦时	0.3035 元/千瓦时	暂未发布
蒙西电网	0.2829 元/千瓦时	0.2829 元/千瓦时	暂未发布
新疆维吾尔自治区	0.2500 元/千瓦时	补贴项目：0.2500 元/千瓦时 平价项目：0.2620 元/千瓦时	风电：0.2520 元/千瓦时 光伏：0.2350 元/千瓦时
甘肃省	0.3078 元/千瓦时	0.3078 元/千瓦时	风电：0.1954 元/千瓦时 光伏：0.1954 元/千瓦时
宁夏回族自治区	0.2595 元/千瓦时	0.2595 元/千瓦时	风电：0.2595 元/千瓦时 光伏：0.2595 元/千瓦时
青海省	0.3247 元/千瓦时	平价项目：0.2277 元/千瓦时 “金太阳”项目：0.3127 元/千瓦时	风电：0.2400 元/千瓦时 光伏：0.2270 元/千瓦时
四川省	0.4012 元/千瓦时	0.4012 元/千瓦时	风电：0.3930 元/千瓦时 光伏：0.3730 元/千瓦时
重庆市	0.3964 元/千瓦时	0.3964 元/千瓦时	风电：0.3961 元/千瓦时 光伏：0.3963 元/千瓦时
云南省	0.3358 元/千瓦时	0.3358 元/千瓦时	风电：0.3320 元/千瓦时 光伏：0.3300 元/千瓦时
广东省	0.4530 元/千瓦时	0.4530 元/千瓦时	分布式光伏：0.3600 元/千瓦时
海南省	0.4298 元/千瓦时	0.4298 元/千瓦时	风电：0.3998 元/千瓦时 光伏：0.3998 元/千瓦时
北京市	0.3598 元/千瓦时	0.3598 元/千瓦时	暂未发布
山西省	0.3320 元/千瓦时	0.3320 元/千瓦时	暂未发布
福建省	0.3932 元/千瓦时	0.3932 元/千瓦时	海上光伏：0.3880/千瓦时 其他：0.3500/千瓦时
浙江省	0.4153 元/千瓦时	0.4153 元/千瓦时	光伏：0.3929 元/千瓦时
河南省	0.3779 元/千瓦时	0.3779 元/千瓦时	暂未发布

陕西省	0.3545 元/千瓦时	0.3545 元/千瓦时	风电: 0.3520 元/千瓦时 光伏: 0.3500 元/千瓦时
贵州省	0.3515 元/千瓦时	0.3515 元/千瓦时	暂未发布
广西壮族自治区	0.4207 元/千瓦时	分布式: 0.4207 元/千瓦时 集中式: 0.3240 元/千瓦时	暂未发布
天津市	0.3655 元/千瓦时	0.3655 元/千瓦时	风电: 0.3196 元/千瓦时 光伏: 0.3196 元/千瓦时

资料来源: 公开资料, 中诚信国际整理

上网电价方面, 2025 年以来, 受电力供需形势、燃料价格下降以及新能源全面入市等因素影响, 国内发电企业上网电价普遍面临下行压力。具体来看, 火电方面, 2025 年以来国内煤炭价格整体呈现“前高后低、触底回升”的 V 型走势, 但供需形势整体延续宽松, 加之水电出力整体回升、新能源电量供给增加等因素影响, 火电价格仍呈下降趋势。水电方面, 参与跨省跨区送电的水电企业, 比如长江电力、华能水电等, 依托其在受电省份电力市场中的较强竞争力, 其上网电价有所上升, 其他水电企业上网电价则相对稳定。风电及太阳能发电电价受电源供给大幅增加、市场化交易竞价激烈等因素影响而持续下降, 未来随着新能源装机规模持续增长以及各地“136 号文”等相关市场化交易政策的实施, 新能源发电价格或将进一步下行。核电方面, 核电企业市场化交易电量占比保持较高水平且近年持续提升, 受机组所在区域电力市场竞争加剧影响, 核电电价呈小幅下降趋势。

表 2: 各类电源典型企业平均上网电价变动情况

电源类型	企业名称	企业简称	2023 年电价 (元/千瓦时)	2024 年电价 (元/ 千瓦时)	2024 年较 2023 年 变动
火电	华能国际电力股份有限公司	华能国际	0.509	0.494	↓
	北京京能电力股份有限公司*	京能电力	0.3573	0.3515	↓
	华电国际电力股份有限公司	华电国际	0.5170	0.5117	↓
	大唐国际发电股份有限公司	大唐发电	0.4664	0.4608	↓
	广东省能源集团有限公司	粤电集团	0.5834	0.5332	↓
	华润电力投资有限公司	华润电力	0.4848	0.4629	↓
	北方联合电力有限责任公司*	北联电	0.3463	0.3328	↓
	上海电力股份有限公司	上海电力	0.61	0.61	--
	内蒙古蒙电华能热电股份有限公司*	内蒙华电	0.3439	0.3364	↓
	深圳能源集团股份有限公司	深圳能源	0.57	0.55	↓
	申能股份有限公司	申能股份	0.523	0.511	↓
	湖北能源集团股份有限公司	湖北能源	0.4910	0.4798	↓
	河南豫能控股股份有限公司	豫能控股	0.4642	0.4679	↑
	福建福能股份有限公司	福能股份	0.4485	0.3905	↓
	江西赣能股份有限公司	赣能股份	0.4994	0.4940	↓
水电	中国长江电力股份有限公司	长江电力	0.2813	0.2855	↑
	华能澜沧江水电股份有限公司*	华能水电	0.2189	0.2200	↑
	雅砻江流域水电开发有限公司	雅砻江水电	0.3137	0.3050	↓
	广西桂冠电力股份有限公司	桂冠电力	0.263	0.260	↓
	华电云南发电有限公司	华电云南	0.1945	0.2053	↑
	贵州乌江水电开发有限责任公司*	乌江水电	0.2555	0.2588	↑
风电/太阳能发电	龙源电力集团股份有限公司*	龙源电力	0.457	0.466	↑
	华电新能源集团股份有限公司*	华电新能	0.44	0.40	↓
	中国三峡新能源(集团)股份有限公司*	三峡新能	0.49	0.45	↓

	中广核风电有限公司	中广核风电	0.51	0.45	↓
	华能新能源股份有限公司	华能新能源	0.419	0.394	↓
	国家能源集团新能源集团有限公司	国能新能	0.47	0.43	↓
	中核汇能有限公司	中核汇能	0.5182	0.4413	↓
	吉林电力股份有限公司*	吉电股份	0.4410	0.4222	↓
	中节能太阳能股份有限公司	中节能太阳能	0.79	0.70	↓
	河北建投新能源有限公司*	建投新能源	0.4289	0.4168	↓
核电	中国核能电力股份有限公司	中国核电	0.4193	0.4160	↓
	中国广核电力股份有限公司	中广核电力	0.4228	0.4162	↓

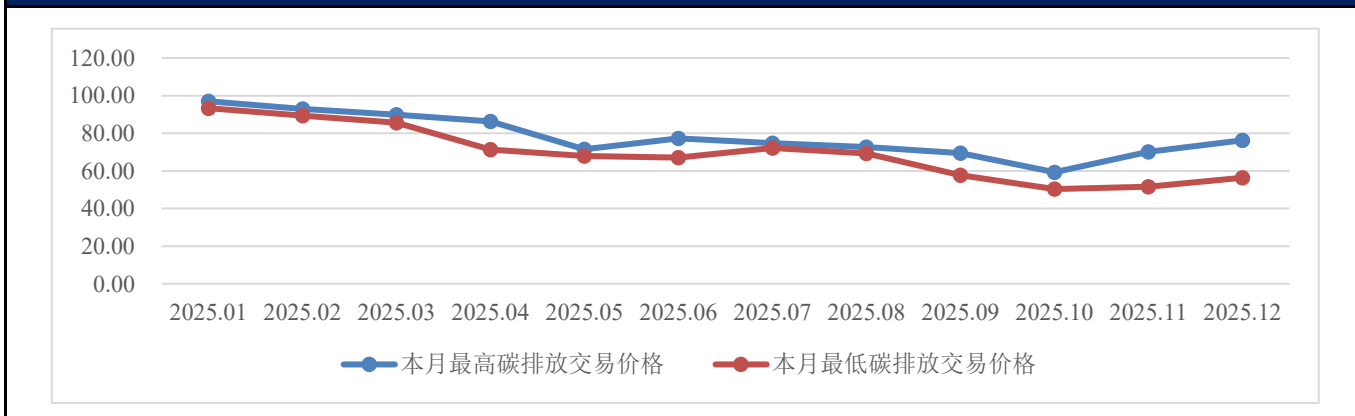
注：表中湖北能源上网电价为其火电机组平均上网电价；福能股份上网电价为其煤电机组平均上网电价；表中水电板块企业的电价均为水电机组平均上网电价；龙源电力、华电新能、三峡新能、建投新能源电价为风电项目平均上网电价；中核汇能、吉电股份上网电价为光伏项目平均上网电价；加“*”为不含税上网电价。“-”为持平或无法判断。

资料来源：公开资料，中诚信国际整理

新能源补贴方面，2025年以来财政部共分四批次下达可再生能源电价附加补助资金，总金额共计约832亿元，同比有所减少⁸，但近两年发放进度较前期整体提速，可一定程度上缓解欠收补贴款金额较大的发电企业的资金压力。但目前仍存在较大补贴缺口，未来年度可再生能源补贴款的发放进展情况有待进一步关注。

碳排放权交易（以下简称“碳交易”）方面，2025年3月，在发电行业基础上，国务院正式批准将钢铁、水泥、铝冶炼行业纳入全国碳排放权交易市场，碳交易市场覆盖行业范围进一步扩大。2025年8月，中共中央办公厅、国务院办公厅发布的《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》提出，到2027年，全国碳排放权交易市场基本覆盖工业领域主要排放行业，全国温室气体自愿减排交易市场实现重点领域全覆盖；到2030年，基本建成以配额总量控制为基础、免费和有偿分配相结合的全国碳排放权交易市场，建成诚信透明、方法统一、参与广泛、与国际接轨的全国温室气体自愿减排交易市场，形成减排效果明显、规则体系健全、价格水平合理的碳定价机制。截至2025年末，全国碳排放权交易市场配额累计成交量8.63亿吨，累计成交额576.63亿元，交易量及交易金额快速增长。碳排放配额价格方面，2025年全国碳市场综合价格收盘价在50.34~97.01元/吨之间，期末综合价格收盘价为74.63元/吨，较年初收盘价下降23.45%。在全球碳价普遍下跌的背景下，全国碳排放权交易市场碳价总体保持在合理区间。

图 13：2025 年全国碳市场每月综合价格行情（元/吨）



资料来源：上海环境能源交易所，中诚信国际整理

⁸ 2024年财政部共分五批次下达可再生能源电价附加补助资金，总金额共计923.4亿元。

全国温室气体自愿减排（以下简称“CCER”）交易市场⁹是国内碳排放权交易市场的重要补充，国内控排企业可使用 CCER 抵销年度碳排放配额的清缴，全国碳市场抵销比例不得超过应清缴配额量的 5%，地方碳市场使用比例各异，该机制有助于引导控排企业选择成本最优的减碳手段。此外，目前我国 CCER 领域首批方法学发布的 4 类项目包括造林、红树林、光热和海上风电，未来可再生能源发电领域或将有更多电源品种入选 CCER 方法学，可再生能源发电企业可通过登记 CCER 项目来获得相关交易收益。2025 年 3 月，首批新登记的核证自愿减排量在全国温室气体自愿减排交易系统开展交易。2025 年，全国温室气体自愿减排交易市场累计成交量 884.41 万吨，累计成交额 6.26 亿元，成交均价在 50~107 元/吨之间波动，随着 CCER 项目供给量的增多，成交均价呈下行趋势。

绿电市场方面，近年来，国家出台系列政策文件，明确将绿证作为可再生能源消纳责任权重核算的主要方式，强化绿证与能耗双控、碳市场政策衔接协调，充分体现了绿证作为可再生能源电力消费基础凭证的作用，为培育绿证市场、扩大绿色电力消费注入新的活力。2025 年 7 月，国家发展改革委、国家能源局联合下发《2025 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，在电解铝行业基础上，2025 年增设钢铁、水泥、多晶硅行业和国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例，绿电市场覆盖范围进一步扩大。根据中电联和国家能源局数据，2025 年全国累计完成绿电交易 3,285 亿千瓦时，同比增长 38.30%；截至 2025 年末，全国累计核发绿证 79.02 亿个，累计交易绿证 14.85 亿个，其中 2025 年交易绿证同比增长 68.54%。绿色电力交易市场的快速发展，有助于促进可再生能源发电企业的电量消纳，同时获取绿电环境价值，对收益形成一定补充。

中诚信国际认为，2025 年以来，我国电力市场化程度持续提升，电力交易机制进一步完善，虽然在构建新型电力系统过程中，国内火电、风电、太阳能发电以及核电上网电价面临下行压力，但新能源差价结算机制的出台以及 2026 年起煤电容量电价回收固定成本比例的跃升将一定程度稳定电力行业收益预期。此外，国内碳排放权、CCER、绿电和绿证等交易市场发展迅速，有助于促进可再生能源电量消纳并提升新能源发电企业相关收益。

三、行业内企业信用分析

行业竞争格局

电力行业呈央企主导、国企补位、民企活跃参与的竞争格局，行业当前存在集中度偏高的特征。伴随电力市场化改革深化与能源转型进程提速，行业兼并重组向提质增效方向推进，各类电源功能定位持续重构、发展路径日趋分化。预计 2026 年行业集中度将进一步提升，成本管控能力、技术创新水平及营销服务质量将成为核心竞争要素，驱动电力系统向清洁化、智能化加速演进。

近年来，在电力市场化改革深化与能源结构转型加速的双重推动下，电力行业兼并重组迈入“提质增效”新阶段，以“五大六小”发电集团¹⁰为代表的大型电力企业持续推进行业内的资

⁹ CCER，即国家核证自愿减排量，是指对我国境内可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证，并在国家温室气体自愿减排交易市场注册登记系统中登记的温室气体减排量，也是全国温室气体自愿减排交易市场的交易产品。

¹⁰ 五大发电集团为：国家能源投资集团有限责任公司、中国华能集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国华电集团有限公司、中国大唐集团有限公司；

产整合与业务重组，龙头企业的规模化优势与协同效应持续凸显。2024 年我国“五大六小”发电集团发电量占全国总发电量比重为 55.70%，从行业高质量发展与新型电力系统构建需求来看，当前行业集中度较高。2025 年以来，电力行业依旧呈现央企主导、地方国企补充、民营资本活跃的竞争格局，但在分布式能源、源网荷储一体化、零碳园区、虚拟电厂等相关政策落地、新能源电价市场化改革等多重因素推动下，电力行业迎来格局大重构，各大电源品种的角色定位与竞争逻辑均发生深刻变革，不同类型发电企业依托自身基础形成差异化竞争路径。

2025 年火电行业进入关键转型期，行业定位呈现双重属性：一方面彻底告别“主力发电”的传统角色，转型为新能源电力的“调峰搭档”；另一方面仍坚守电力保供“压舱石”的核心职责，行业格局随之发生显著结构性调整。竞争格局上，延续“央企主导、区域补充”的核心特征，截至 2024 年末“五大发电集团”的控股火电装机容量占全国火电装机容量的 47.03%，粤电力、浙能电力等地方龙头发电企业则作为重要补充，与央企协同保障区域电力稳定。值得注意的是，央企火电板块装机占比虽整体持续下降，却承担了全国大部分的灵活性改造任务，在核心负荷中心的调峰作用不可替代；地方火电企业则加速与新能源融合，通过新能源与火电互补的模式有效降低经营波动风险。当前行业竞争核心已转向调峰能力提升与低碳改造推进，头部企业凭借技术升级已实现部分火电机组 30 分钟内启停调峰，调峰收益贡献明显提升，腰尾部企业则聚焦新能源布局与成本管控，拓展新的业务空间并压缩存量业务成本。未来，火电企业将依托存量资产优势进一步推进低碳及灵活调节性改造，并深度融入“风光火储”一体化建设，具备优质灵活调节能力、具有多元化电源布局的企业有望实现竞争力的提升。

2025 年水电行业集中度进一步提升，呈现龙头集中与流域整合特征。竞争格局上，三峡集团、华能水电、国投电力等央企主导大型流域开发，截至 2024 年末其合计控股水电装机容量占全国水电机组的 31.13%；长江电力凭金沙江及长江梯级开发稳居龙头，国投电力依托雅砻江水电站筑牢地位；抽水蓄能领域形成国网新源与南网储能双寡头格局。受环保门槛提升，中小型水电企业数量及市场份额持续缩减，地方企业则借“水风光互补”参与区域竞争。2025 年水电行业迎来“双重红利”，折旧到期与低利率降本使度电成本低至 0.08~0.1 元/度，辅助服务市场凸显调频备用价值形成“第二收入曲线”。水电企业依托存量资产与调节能力优势，2025 年资产证券化加速，盘活资金可投建抽水蓄能电站。展望未来，随着西电东送通道的建成投运、大型水电集团流域一体化与抽蓄电站项目的持续推动，水电领域未来的行业集中度将进一步提升，具备水风光一体化能力的企业竞争力水平将更为凸显。

新能源发电行业方面，2025 年“136 号文”的出台推动新能源全面入市，彻底终结补贴依赖，行业竞争转向成本控制、技术创新与营销服务提升。新能源发电行业竞争格局呈现央企引领、民企深耕细分赛道的特征，国家电投等资金实力雄厚的大型央企发电集团主导风光大基地项目建设，并凭借着送出通道优势、规模优势及良好的运维能力维持了相对较好的盈利情况；民营资本则凭借技术、客群优势等进行差异化竞争，聚焦分布式光伏与用户侧储能等领域。但值得注意的是，受电力供需形势变化、分布式光伏开发建设、新能源市场化交易政策变化

六小发电集团为：中国长江三峡集团有限公司、中国广核集团有限公司、中国核工业集团有限公司、华润电力控股有限公司、国投电力控股股份有限公司、中国节能环保集团有限公司。

等影响，资金实力及项目运营水平薄弱的企业面临着较大的经营收益风险，特别是光伏领域的风险暴露日益凸显，行业内项目终止、出售及兼并重组情况有所加剧。未来随着新能源发电领域不良资产的处置盘活以及优质资产的整合，行业集中度或将有所提升。

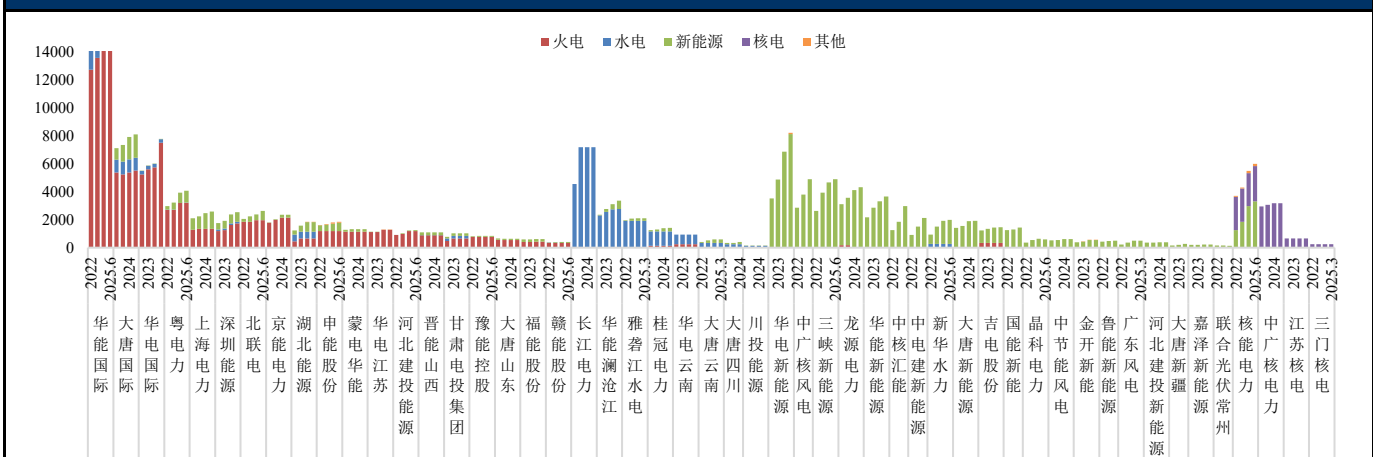
核电方面，2025年核电行业呈现高度集中的央企主导格局，中核、中广核、国家电投三家央企掌控2030年前几乎所有新建核电机组，预计2030年形成8,000万千瓦装机规模，其中国家电投通过向上市公司注入核电资产打造我国核电领域“第三极”。技术层面，国内竞争聚焦自主化与标准化，第四代核能技术商业化推进拉高行业壁垒，民营资本难入核心领域。核电未来投资聚焦先进技术落地、沿海与内陆核电基地建设，并推进核电与氢能、合成氨等产业融合，我国“十五五”期间将保持每年6-10台机组的常态化审批节奏，将与俄、美三足鼎立，同时我国依托强大的全产业链优势扩大“一带一路”技术出口，我国核电产业在全球的竞争地位将持续提升。

整体来看，2026年电力行业将延续“火绿重构、水核筑基”的格局，未来行业集中度提升空间明确。格局层面，央企持续巩固跨区输电、新能源大基地等领域优势，地方国企深耕区域资源，提升综合能源服务水平，民企聚焦细分赛道以创新和并购立足。投资并购方面，清洁能源投资占比将进一步提升，并购逐步向精细化发展，落后资产将逐步出清。行业竞争焦点转向成本控制、技术创新及营销服务提升，具备多能互补、资金及技术实力强的企业更具优势，推动电力系统向清洁低碳、灵活智能演进。

以样本企业为例分析企业财务表现

中诚信国际选取了51家以电力生产为主营业务的典型企业¹¹作为样本企业进行分析，包括19家以火电为主的企业、8家以水电为主的企业、20家以风电或太阳能发电为主的企业及4家以核电为主的企业（以下简称“样本企业”）。

图 14：样本企业近年装机容量及结构变化情况（万千瓦）



资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

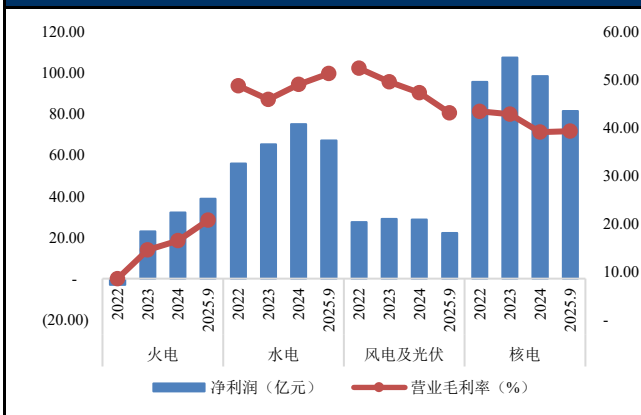
2025 年以来电力投资仍保持较高增速，发电企业债务规模持续增长，但依托于经营规模扩张、良

¹¹ 详见附表一。

好的融资及获现能力，行业内企业财务状况整体表现较为良好，但分化情况趋于明显，其中火电企业受益于燃料价格下行盈利能力及获现水平进一步增强；风电及太阳能发电企业受限电率增加及电价下行影响盈利及财务杠杆承压；水电及核电企业整体财务状况仍相对稳健；预计 2026 年电力生产行业企业财务风险整体可控

从样本企业财务表现来看，2025 年以来行业内企业项目建设持续加码，风光大基地、调节型火电、核电新项目及储能配套设施成为投资核心，融资需求随投资规模扩大保持上升态势，绿色债券及碳中和债券、公募 REITs 及类 REITs、股权融资等多元化工具应用愈发普遍。装机容量及上网电量的增长带动行业内企业营收基数扩大、经营获现水平增加，资本结构及偿债能力整体表现增强。细分来看，不同电源类型企业财务状况分化呈现加剧态势，火电、水电盈利修复超预期，风电及太阳能发电企业面临盈利承压与债务高增的双重挑战，核电企业则保持盈利稳定与投资增长并行的格局，其中：

图 15：近年来样本企业盈利能力变化情况



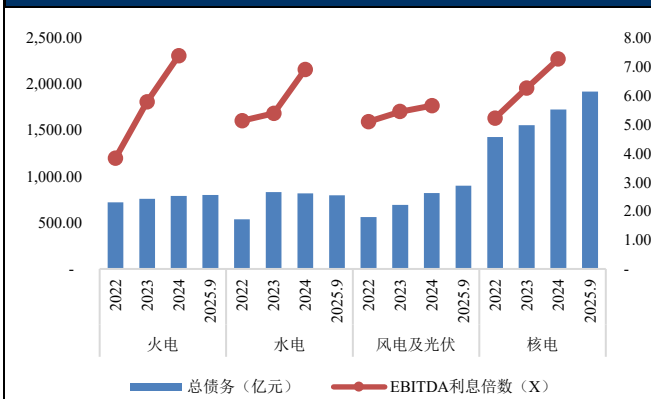
资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

图 16：近年来样本企业经营活动净现金流情况（亿元）



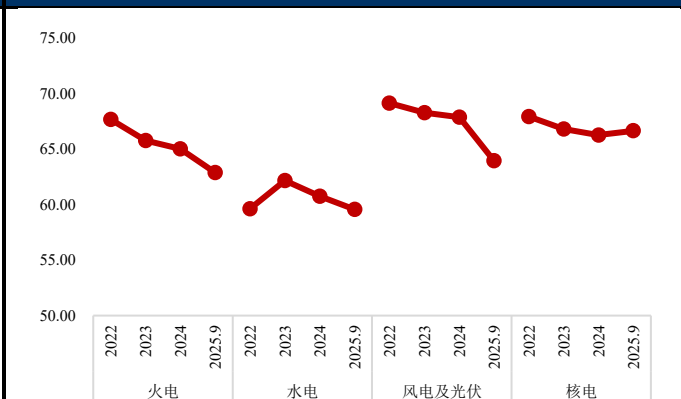
资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

图 17：近年来样本企业债务及偿债能力变化情况



资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

图 18：近年来样本企业资产负债率变化情况（%）



资料来源：公开市场资料，中诚信国际整理

注：图中各类电源企业财务表现数据系样本企业平均值。

火电方面，2024 年，“长协为主、市场为辅”的采购策略见效，头部企业长协煤兑现率超 95%，入厂标煤单价同比大幅下降，同时电力营销创效显著，部分样本企业通过优化电量分配、争取辅助服务收益，实现平均结算电价同比提高，辅助服务收入大幅增长，燃料成本下降与电

价优化形成双重利好，火电企业盈利呈爆发式增长。2025 年前三季度，尽管在电价下行、新能源项目快速投产对火电出力挤压加剧等的影响下，火电样本企业平均营业总收入同比出现下降，但得益于煤价中枢进一步下移，叠加部分电厂折旧到期、财务费用下降，行业仍实现“降收增利”，盈利水平持续上行。偿债能力方面，2024 年以来，火电企业盈利积累加速，叠加融资成本下行，财务杠杆显著回落，良好的获现能力可对火电企业债务本息的偿付形成支撑，偿债能力同比回升。预计未来，能源结构仍将持续转型，火电机组投资将从“规模扩张”转向“质量升级”，改造投资将成为未来投资的主要内容，同时“火电+储能”协同投资兴起，负荷中心以高效保供型投资为主，新能源高占比区域以调峰改造投资主导。虽然新能源装机快速增长将持续挤压火电电量空间，但在燃料价格持续回归合理区间、容量电价回收比例提升及“三改联动”等政策的推动下，预计未来短期内火电企业财务表现仍将相对稳定。

水电方面，近年来样本水电企业保持了良好的盈利、获现及偿债能力，但同时水电行业具有很强的投资壁垒，行业集中度较高，关键企业指标变化对行业整体情况影响显著。2024 年，长江等主要流域来水偏丰，叠加新机组投产，水电企业平均盈利规模稳步增长，但同时受各流域来水情况差异及机组构成影响，样本企业营业毛利率及偿债指标有所分化。2025 年前三季度，主要流域来水呈现“前枯后丰”特征，水电板块平均营业总收入规模同比下降，但同时水电企业通过优化融资结构、降低利息支出等方式压降成本费用，维持了稳健的盈利水平。偿债能力方面，2024 年以来财务表现的提升及融资工具的多元化推动水电企业财务杠杆回落，偿债能力提升。另外水电企业依托资金优势，加速拓展新能源业务并整合优质资产，考虑到新能源与水电之间较强的互补性，未来水电企业的经营稳定性有望进一步提升。

风电及太阳能发电方面，2024 年以来行业内样本风电及太阳能发电企业仍保持了较大的投资力度，装机规模仍延续快速增长态势。但市场化交易比例提升叠加电价下行导致平均上网电价下降，来风及光照条件波动，叠加装机增长超速导致限电率提升，新增装机推高折旧费用等因素，新能源发电企业盈利普遍已显压力，仅少数企业通过费用压降、投资收益提升实现利润正增长。随着新机组投运及可再生能源补贴的加速回款，样本企业平均经营净现金流持续回升。偿债能力方面，近年来随着风光大基地等项目的推进，新能源发电企业投资需求旺盛，债务规模持续增长；但同时，新能源发电企业通过“股权投资基金+REITs+股权增发”等多元权益工具补充资本实力，另外央行将绿电行业纳入绿色再贷款优先支持范围可有效降低企业融资成本，叠加 2024 年及 2025 年国家加速可再生能源补贴清算等因素共同推动风电及太阳能发电样本企业平均财务杠杆及偿债指标同比优化。此外，**值得注意的是**，投资需求旺盛导致资本开支高增，新能源样本企业平均财务杠杆处于电力行业内较高水平，部分高负债企业偿债指标接近安全临界值，需对其债务偿付压力保持关注。长期来看，风光大基地、风光储一体化及海上风电等项目仍将保持较快增速，但在“136 号文”等政策的推动下，建设模式将逐步从“高速增长”向“量质并重”转型，同时盈利能力在技术降本、政策保障、需求扩容的多重支撑下实现稳步修复，利润的积累将进一步支持财务结构向更稳健方向改变，债务风险可控。但短期内仍需关注日益凸显的电量消纳问题及电价下行压力对行业内企业盈利能力造成的影响。

核电方面，近年核电项目核准已实现常态化，核电企业投资压力加大，债务规模持续增长，

但凭借核电稳定的发电效率，仍保持了较强的盈利及获现能力。2025年前三季度，市场化电价下降及费用与税收增加等因素使得核电企业平均收入及毛利率有所下降。同期，核电企业凭借稳定的发电量和电费回收效率，经营净现金流规模虽有所波动，但仍保持很强水平；同时盈利对利息的覆盖能力充足，叠加融资优势显著，整体偿债风险可控。核电长期增长逻辑未变，预期未来随着新建机组陆续投产，发电量将稳步增长，叠加核电市场化交易机制逐步完善，营收及利润规模有望逐步回升，现金流有望进一步提升，长期增长确定性强。

总体来看，2024年及2025年前三季度，电力行业呈现“整体稳健、结构分化”的特征，火电企业凭借燃料成本下行实现“降本增利”，经营净现金流与偿债能力同步改善，成为行业盈利主力；水电企业保持现金流充沛、杠杆率偏低的优势，资产整合与新能源协同打开增长空间；新能源发电企业短期受益于补贴回款改善现金流，但盈利承压与债务高增的双重挑战仍存；核电企业虽短期业绩受抑，但经营现金流稳健、偿债风险可控，长期增长逻辑清晰。整体来看，2026年电力行业企业财务风险仍可控，盈利与现金流对债务的支撑能力仍较强，但需关注投资激进、新能源发电项目利用效率及电价水平较低、债务压力较大的发电企业的债务接续及盈利波动情况。

发电行业融资情况分析

2024~2025年发电企业债券融资规模稳步增长、结构优化，形成了央国企主导、新能源提速的融资格局；行业整体融资成本下行，集中到期压力可控，预计2026年行业融资环境有望持续改善。

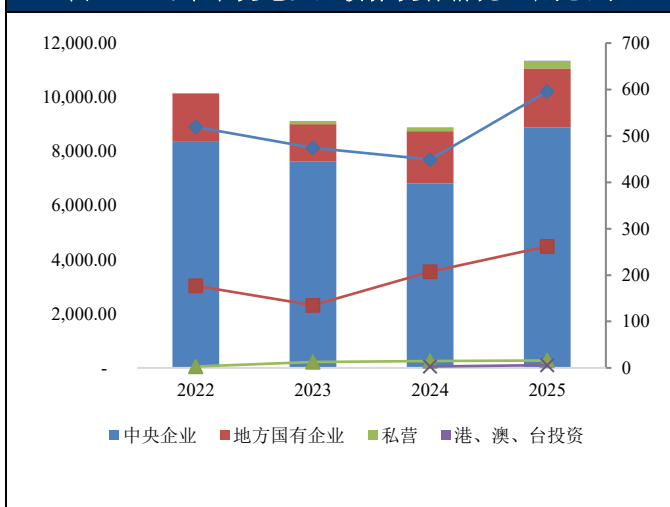
2024~2025年，发电企业债券发行规模稳步增长¹²，发行结构呈现“央地主导、火电基石、新能源提速”的鲜明特征，融资工具搭配更趋合理。从企业性质来看，中央企业始终是融资核心主体，2025年发行规模达8,889.86亿元、发行数量596只，较2024年的6,814.05亿元、449只大幅回升；地方国企同步增长，2025年发行规模2,174.82亿元、262只，较2024年的1,925.74亿元、207只稳步提升；私营及港澳台企业发行规模从139.32亿元增至285.88亿元，但占比仍不足3%。这一格局源于电力行业的公益性属性及能源基建投资的资金密集特性，央国企凭借更强的信用背书与政策支持，成为融资主力。

发行品种方面，中期票据与超短期融资券构成核心融资工具，凸显企业优化债务久期、匹配投资需求的导向。2025年，中期票据发行规模4,298.94亿元，同比增长17.7%，稳居第一大发行品种；超短期融资券发行规模3,889.40亿元，持续发挥短期流动性补充主力作用；一般公司债表现亮眼，发行规模从2024年的942.35亿元翻倍增至2,161.40亿元。这一变化主要得益于三方面因素：其一，2025年新能源、煤电改造等长周期项目密集落地，此类项目投资回收期长、资金需求稳定，而一般公司债期限灵活且可覆盖长周期，能有效匹配项目资金需求，助力企业优化债务久期、降低短期偿债压力；其二，2025年5月上交所推出公司债券续发行试点新规，通过简化续发行流程、扩大单只债券流通规模、引入做市机制等举措，大幅提升公司债市场流动性，缓解机构投资的流动性担忧，同时缩短企业融资周期、降低操作成本，显著增强公司债对发行主体的吸引力；其三，2024~2025年市场流动性充裕，处于利率下

¹² 样本取自 ifind 申万行业分类，并根据中诚信国际行业分类进行调整。

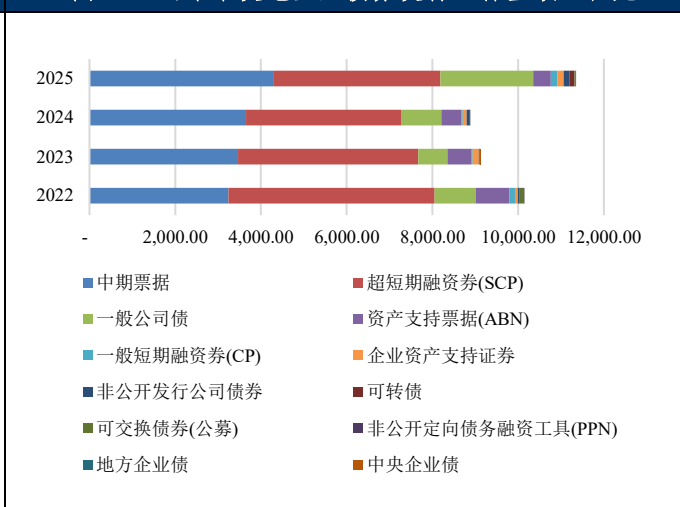
行通道，企业通过发行长周期一般公司债可锁定低成本资金，而“资产荒”背景下，机构对高信用等级长期限债券需求旺盛，为一般公司债规模扩张提供了坚实市场基础。

图 19：近年来发电企业债券发行情况（亿元、只）



资料来源：ifind，中诚信国际整理

图 20：近年来发电企业债券发行品种金额（亿元）



资料来源：ifind，中诚信国际整理

电源类型维度，火电仍为第一大融资领域，2025年发行规模7,071.59亿元、522只，较2024年的5,541.54亿元、398只显著反弹，主要受益于保供及调节政策驱动下的改造升级需求；新能源成为增长亮点，2025年发行规模2,487.02亿元、204只，同比增长超38%，印证“双碳”目标下风光等新能源项目落地进程加速；水电、核电企业发债规模受重大项目开发节奏影响有所波动，但整体保持稳定，行业投资重心清晰。

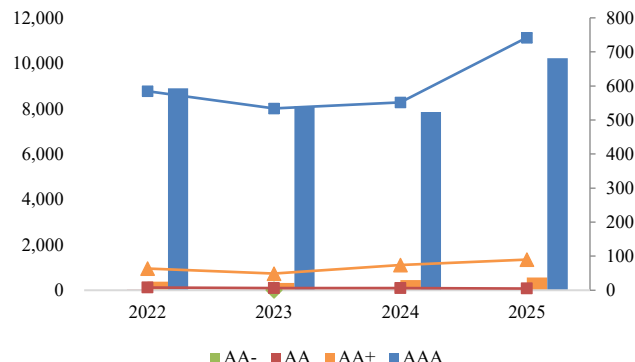
2024~2025年，发电企业债券信用集中度持续提升，AAA主体信用等级企业占据绝对优势。两年间，AAA级债券发行占比均超94%，2025年AAA级发行规模10,224.64亿元，同比增长约30%，远高于低评级主体增速。这一特征源于电力行业强公益性与政策保障属性，叠加2025年新型政策性金融工具对绿色低碳领域的重点支持，进一步强化了高评级央国企的信用优势。同时，AA+级发行规模同比增长超20%，但占比仍约为5%，AA/AA-级几乎无发行。从行业信用环境来看，电力行业盈利稳中向好，债务负担稳中有降，偿债能力持续改善，推动高评级主体信用溢价进一步走低。低评级主体则受限于盈利稳定性不足、融资渠道狭窄等问题，信用分层加剧，市场资源持续向高评级主体集中，在投资者风险偏好下降的背景下，低评级主体融资难度进一步加大。

图 21：近年来各电源品种债券发行情况（亿元、只）



资料来源：iFind，中诚信国际整理

图 22：近年来发电企业信用债发行时主体级别情况（亿元、只）

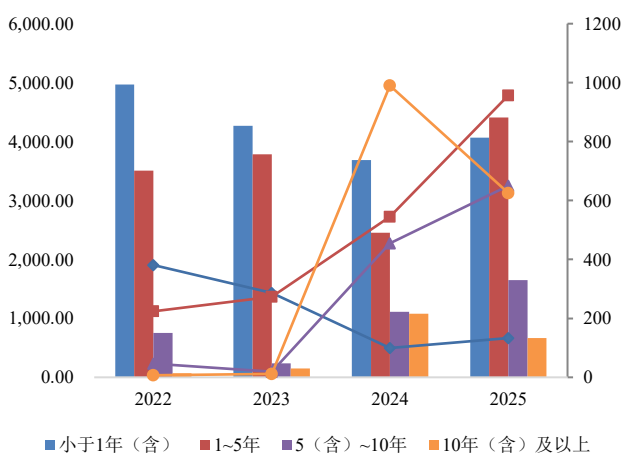


资料来源：iFind，中诚信国际整理

2024~2025年，发电行业债券发行期限结构呈现“拉长久期”的显著特征，期间发行多期30年期债券。2025年，1~5年期债券发行规模共计4,409.64亿元、956只，同比增长超79%，成为主流期限；5~10年期规模1,651.12亿元，同比增长48.6%，长品种占比稳步提升；小于1年期规模从3,685亿元增至4,068.4亿元，但占比有所下降。这一变化是企业主动适配能源项目长周期投资属性、降低短期偿债压力的理性选择，尤其在新能源与煤电改造项目密集落地的背景下，长期资金需求凸显，期限结构优化更具现实意义。

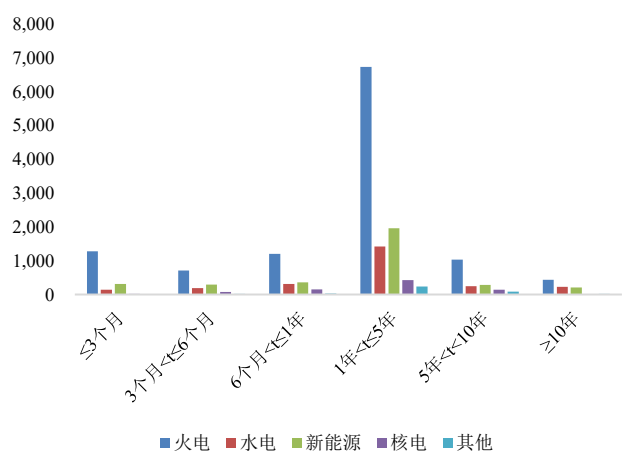
集中到期方面，2025年末发电行业企业存续债券共计1,419只，余额共计18,548.04亿元，以长期债券为主。其中，1~5年期到期规模10,763.99亿元，主要集中于火电主体；短期到期压力温和，3个月以内到期规模不足1,500亿元。从具体企业来看，存续债券及半年内集中到期债券仍以大型央企为主，结合当前宽松的融资环境与央企较强的债务续接能力，行业整体到期偿付压力可控，但需重点关注低评级或现金流紧张主体的到期债务接续情况。

图 23：近年来发电企业新发行信用债期限分布情况（亿元、只）



资料来源：iFind，中诚信国际整理

图 24：截至2025年末发电企业存续债券到期情况（亿元）



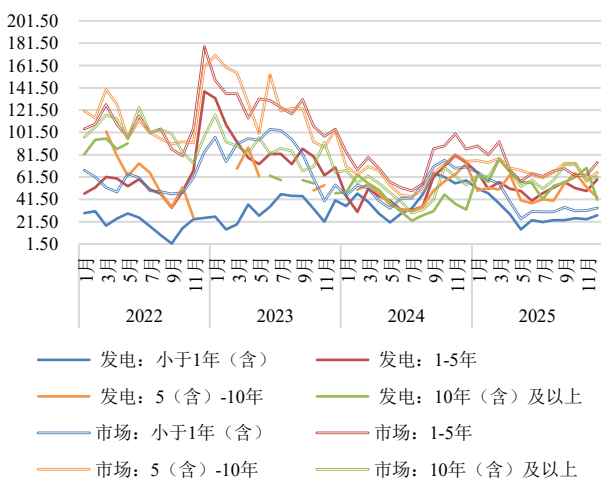
资料来源：iFind，中诚信国际整理

2024~2025年，多重有利因素叠加推动发电企业融资成本走低：一是市场流动性充裕，无风

险利率下行，带动整体融资成本下降；二是电力行业盈利稳定性提升，火电受益于煤价下行改善盈利，水电、核电保持稳定盈利水平，叠加电价机制改革落地，投资者对高评级发电主体信心增强，行业信用溢价收窄；三是供给结构优化，融资需求集中于 AAA 级高信用资质主体，优质供给增加进一步压低利率与利差；四是科创债以及新型政策性金融工具扩容提供低成本资金支持，对市场融资成本形成有效牵引。受益于此，发电企业 AAA 级债券各期限发行利率持续下行，利差同步收窄，融资成本显著降低。具体来看，小于 1 年期债券年平均利率从 2024 年约 1.95% 降至 2025 年约 1.66%，1~5 年期从 2.3% 降至 2.0%，5~10 年期从 2.36% 降至 2.09%，且均显著低于市场平均水平。

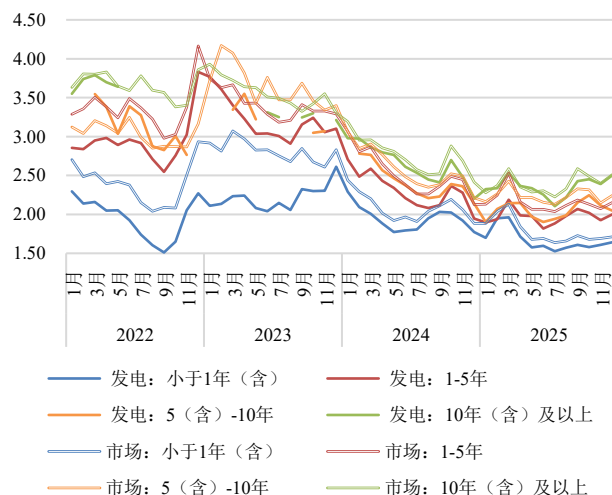
利差（与国债对比）层面，细分期限利差变化呈现差异化特征。2025 年，1 年期以内及 1~5 年期中短期债券 AAA 级企业信用利差分别较 2024 年收窄 16.62BP 和 6.04BP；而 5~10 年期及 10 年以上中长期债券 AAA 级企业信用利差有所走扩，分别较 2024 年扩大 5.34BP 和 21.88BP。利差分化主要原因在于：短端融资集中于 AAA 级高信用资质主体，优质供给充足且风险可控，进一步压低利差；而长期债券发行虽仍以 AAA 级主体为主，但受项目投资回收期长、现金流匹配难度大等因素影响，叠加部分时期政策观察期市场情绪波动，投资者风险偏好收敛，导致信用利差上行。此外，新型政策性金融工具更多聚焦中短期绿色项目，对中长期融资成本的牵引作用较弱，进一步加剧了期限利差的分化。从不同主体信用等级间利差来看，不同期限下的信用等级利差分化程度存在差异。2025 年发行的债券中，AA 级企业 1 年以内及 1~5 年中短期债券的利差收窄幅度显著高于 AAA 级；5 年期以上长端等级利差分化更明显，AA 级企业 5 年期及以上债券的利差有所拓宽，且拓宽幅度显著高于 AAA 级，反映出长周期维度下低评级主体的风险溢价更高。

图 25：近年来发行时主体或债项级别（如有）为 AAA 的发电企业及全市场公募不含权信用债发行平均利差（国债）情况（BP）



资料来源：ifind，中诚信国际整理

图 26：近年来发行时主体或债项级别（如有）为 AAA 的发电企业及全市场公募不含权信用债发行平均利率情况（%）



资料来源：ifind，中诚信国际整理

整体来看，2024~2025 年，发电企业债券融资呈现“规模增长、结构优化、成本下行”的良性发展态势。央国企主导、新能源提速的融资格局进一步巩固，债务久期优化有效适配项目资

金需求，高信用集中度与宽松融资环境共同推动融资成本下降。展望 2026 年，需重点关注新能源项目消纳压力与电价波动对部分主体盈利的影响，以及集中到期债务的续接安排；但整体而言，在政策持续支持与行业景气度整体稳中向好的背景下，发电企业的融资环境有望持续改善。

四、结论

2025 年以来，我国全社会用电量同比保持中速增长，预计 2026 年在高技术及新质生产力发展对用电需求提升、经济提质增效政策的持续发力以及极端天气等因素影响下，我国全社会用电需求或将继续保持中速增长。2025 年以来我国新能源装机维持高速增长，电源结构清洁化发展趋势延续，但用电增速放缓、极端天气增多、来水不确定性加大及新能源电量消纳受限等因素对电力供需平衡造成一定影响，全国发电设备平均利用小时数继续走低。2026 年在国内经济增速放缓、能源供给结构变化及新型电力系统建设等因素影响下，全国发电设备利用情况面临较多不确定性，不同电源类型机组利用效率仍将延续分化态势。电力生产行业各细分领域信用状况稳定，其中，火电企业盈利及获现水平在燃料价格持续下行、辅助服务收入增长及容量电价政策持续施行等影响下仍将保持较好水平，总体信用质量将保持稳定。风电及太阳能发电企业在限电率增加及电价下行背景下盈利普遍已显压力，但依托畅通的融资渠道可实现稳定的债务接续，且未来在技术降本、政策保障、需求扩容的多重支撑下盈利或将实现稳步修复，总体信用质量将保持稳定。水电和核电行业装机稳步增长，财务状况整体依旧稳健，总体信用质量将保持稳定。近年发电企业债券融资规模稳步增长、结构优化，形成了央国企主导、新能源提速的融资格局，整体融资成本下行，集中到期压力可控，2026 年融资环境有望持续改善。总体来看，电力生产企业持续推进电源建设及提质改造，推动装机容量及总债务持续增长，电源结构不断优化，行业内企业依托于良好的政策支持、资源获取及融资能力，整体风险可控，预计未来 12~18 个月内电力生产行业总体信用质量不会发生重大变化，展望将维持稳定。

附表一：截至2024年末样本企业情况

企业名称	发电业务占营业收入比重	控股装机容量 (万千瓦)	装机结构	在建电力项目
火电				
华能国际电力股份有限公司	96.74%*	14,512.50	火电、水电和风光装机占比分别为73.60%、0.25%和26.15%	2025年公司计划资本支出693.5亿元，其中火电、水电、风电、煤炭、光伏和技术改造项目投资分别为88亿元、5亿元、362亿元、11亿元、150亿元、76亿元和1.5亿元
大唐国际发电股份有限公司	87.14%	7,911.12	火电、水电和风光装机占比分别为68.01%、11.64%和20.35%	截至2025年6月末，公司在建项目装机容量919.5万千瓦，其中主要在建火电项目241.36万千瓦
华电国际电力股份有限公司	83.85%	5,981.86	火电、水电和光伏装机占比分别为95.88%、4.11%和0.01%	截至2025年6月末，公司主要的已获核准及在建机组1,196.6万千瓦，其中火电626.80万千瓦，抽水蓄能569.8万千瓦
广东电力发展股份有限公司	98.52%	3,930.57	火电、水电和风光装机占比分别为81.15%、0.34%和18.51%	截至2025年6月末，公司主要在建装机容量超过1,708.5万千瓦，其中火电超过1,172万千瓦，新能源超过536.5万千瓦
上海电力股份有限公司	92.86%	2,465.31	火电及风光新能源装机占比分别为54.63%和45.37%	截至2025年6月末，公司主要在建项目装机容量超过940万千瓦，其中火电608万千瓦，风光新能源项目超过334万千瓦
深圳能源集团股份有限公司	62.25%	2,372.90	火电、水电和风光装机占比分别为68.41%、4.27%和27.32%	截至2025年6月末，公司重大在建项目预计总投资425.50亿元，主要为热电联产机组、清洁能源发电和光伏制氢项目等
北方联合电力有限责任公司	81.89%	2,368.80	火电和风光装机占比分别为82.53%和17.47%	截至2025年6月末，公司主要在建项目装机容量共计669万千瓦（含布齐沙漠鄂尔多斯南部新能源基地光伏项目200万千瓦），均为新能源项目，另有在建煤矿产能400万吨/年；公司已取得库布齐沙漠鄂尔多斯南部新能源基地项目，该项目总体建设规模1,200万千瓦，其中风电400万千瓦，光伏发电800万千瓦
北京京能电力股份有限公司	91.78%	2,344.49	火电和风光装机占比分别为91.24%、8.76%	截至2025年6月末，公司在建项目187.8万千瓦，均为新能源发电项目。
湖北能源集团股份有限公司	88.96%	1,829.97	火电、水电、风光及其他装机占比分别为36.23%、25.45%、37.85%和0.47%	截至2025年6月末，公司在建装机容量共计795万千瓦，其中火电132万千瓦，抽水蓄能380万千瓦，新能源共计283万千瓦
申能股份有限公司	78.74%	1,795.52	火电、风光及其他装机占比分别为65.86%、29.33%和4.81%	截至2025年6月末，公司主要在建项目装机容量共计420万千瓦（其中60万千瓦已并网），均为新能源项目；另外已获得临港1#海上光伏项目竞争配置建设指标，项目规模为49.95万千瓦
内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	81.93%	1,327.62	火电及风光新能源装机占比分别为85.87%和14.13%	截至2025年6月末，公司主要在建项目共计204万千瓦，均为新能源项目
华电江苏能源有限公司	89.81%	1,295.73	火电及储能装机容量占比分别为98.46%和1.54%	截至2025年3月末，公司主要在建项目装机容量共计229.6万千瓦，均为火电项目
河北建投能源投资股份有限公司	92.47%*	1,222.71	火电及光伏装机容量占比分别为96.26%和3.74%	截至2025年6月末，公司主要在建项目装机容量共计267万千瓦，其中火电202万千瓦，光伏项目65万千瓦
晋能控股山西电力股份有限公司	62.03%	1,094.38	火电、风光及水电装机占比分别为80.41%、18.42%和1.17%	截至2025年6月末，公司主要在建项目装机容量共计972万千瓦，其中火电机组912万千瓦，风光新能源机组60万千瓦；另外公司储备项目还有火电项目332万千瓦
甘肃省电力投资集团有限责任公司	96.88%	1,033.57	火电、水电及风光装机占比分别为64.53%、17.34%和18.13%	截至2025年3月末，公司主要在建项目装机容量共计700万千瓦，其中火电400万千瓦，新能源300万千瓦；另外储备项目超过300万千瓦，均为新能源项目
河南豫能控股股份有限公司	92.20%*	836.79	火电及风光新能源装机占比分别为91.90%和8.10%	截至2025年6月末，公司主要在建项目装机容量超过280万千瓦，其中抽水蓄能项目250万千瓦，风光新能源项目30万千瓦
大唐山东发电有限公司	82.69%	637.49	火电及风光新能源装机占比分别为85.02%和14.98%	截至2025年3月末，公司主要在建项目装机容量共计246.47万千瓦，其中火电200万千瓦，光伏46.47万千瓦
福建福能股份有限公司	80.85%	609.60	火电及风光新能源装机占比分别为69.24%和30.76%	截至2025年6月末，公司主要在建项目装机容量共计727.6万千瓦，其中抽水蓄能400万千瓦、火电262万千瓦、海上风电65.6万千瓦；另外公司还在推进参股的核电项目共计1,702万千瓦
江西赣能股份有限公司	99.49%	412.14	火电、水电及风光装机占比分别为82.50%、2.43%和15.08%	截至2025年6月末，公司主要在建项目装机容量共计320万千瓦，其中火电200万千瓦，抽水蓄能120万千瓦
水电				

中国长江电力股份有限公司	88.15%	7,169.50	全部为水电	截至 2025 年 6 月末,公司在建项目主要为抽水蓄能电站,装机容量共计 680 万千瓦
华能澜沧江水电股份有限公司	99.04%	3,100.85	水电及新能源装机占比分别为 88.06%和 11.94%	截至 2025 年 6 月末,公司在建项目中水电装机容量为 511.60 万千瓦,光伏项目计划总投资共计 395.73 亿元
雅砻江流域水电开发有限公司	99.77%	2,088.89	水电及新能源装机占比分别为 91.91%和 8.09%	截至 2025 年 3 月末,公司主要在建项目装机容量共计 1,079 万千瓦,其中常规水电、抽水蓄能及新能源装机容量分别为 372 万千瓦、330 万千瓦及 377 万千瓦;拟建项目包括常规水电 510 万千瓦、抽水蓄能 160 万千瓦
广西桂冠电力股份有限公司	99.45%	1,390.13	水电、火电及风光新能源装机占比分别为 73.67%、9.57%和 16.77%	截至 2025 年 6 月末,公司主要在建项目计划总投资约 820 亿元,其中重要水电项目 360 万千瓦,其余主要为风光新能源项目
华电云南发电有限公司	99.79%	934.99	水电及火电装机占比分别为 74.33%和 25.67%	截至 2024 年末,公司在建工程期末余额为 51.17 亿元,主要为拟建项目的前期投入,拟建项目装机容量共计 2,552 万千瓦
大唐云南发电有限公司	99.85%	591.52	水电及新能源装机占比分别为 56.89%和 43.11%	截至 2025 年 3 月末,公司主要在建项目装机容量共计 111.95 万千瓦,其中储能项目 20 万千瓦,其余均为风光新能源项目;拟建项目主要为风光新能源项目,计划装机容量为 93.80 万千瓦
大唐四川发电有限公司	98.30%	403.20	水电及新能源装机占比分别为 63.39%和 36.61%	截至 2025 年 3 月末,公司主要在建项目装机容量 13.05 万千瓦,为风电项目;另外公司还获准建设嘉陵江亭子口水利枢纽 110 万千瓦水风光互补项目
四川川投能源股份有限公司	79.30%	163.90	水电及光伏装机占比分别为 82.67%和 17.33%	截至 2024 年末,公司主要在建项目装机容量共计 159 万千瓦,其中常规水电 39 万千瓦,抽水蓄能 120 万千瓦
风电及太阳能发电				
华电新能源集团股份有限公司	99.15%	6,861.71	全部为风光发电项目	截至 2025 年 6 月末,公司主要在建项目装机容量共计 2,895.71 万千瓦,其中煤电项目 200 万千瓦;累计资源储备量约 1.2 亿千瓦
中广核风电有限公司	97.82%	4,890.72	全部为风光发电项目	截至 2024 年末,公司主要在建项目装机容量超过 495 万千瓦,均为风光新能源项目
中国三峡新能源(集团)股份有限公司	97.92%	4,796.13	风光新能源、水电及独立储能项目装机占比分别为 97.37%、0.42%和 2.21%	截至 2025 年 6 月末,公司在建项目计划装机容量合计 1381.78 万千瓦;待建新能源项目计划装机容量 2,696.49 万千瓦,其中风电 1,143.13 万千瓦,太阳能发电 1,543.36 万千瓦,储能 10 万千瓦。
龙源电力集团股份有限公司	91.21%	4,114.32	风电及其他新能源装机占比为 73.91%和 26.09%	截至 2025 年 6 月末,公司主要在建项目装机容量超过 780 万千瓦;2025 年上半年新签订开发协议 1.24 吉瓦,其中风电 1.04 吉瓦、储能 0.2 吉瓦;上半年累计取得开发指标 4.75 吉瓦,其中风电 2.98 吉瓦,光伏 1.77 吉瓦。
华能新能源股份有限公司	99.84%	3,317.32	全部为风光发电项目	截至 2024 年末,公司主要在建项目装机容量共计 225.40 万千瓦,拟建项目超过 59 万千瓦,均为风光新能源项目
中核汇能有限公司	95.19%	2,957.69	全部为风光发电项目	截至 2025 年 3 月末,公司主要在建项目装机容量共计 75 万千瓦,拟建项目装机容量共计 39 万千瓦
中电建新能源集团股份有限公司	99.37%	2,115.23	全部为风光发电项目	截至 2024 年末,公司主要在建项目装机规模 439.60 万千瓦,均为新能源项目
新华水力发电有限公司	89.42%	1,908.63	新能源及水电装机占比分别为 14.33%和 85.67%	截至 2025 年 3 月末,公司主要在建项目装机容量共计 1,014.96 万千瓦,其中抽水蓄能电站 730 万千瓦,新能源项目 144.96 万千瓦
中国大唐集团新能源股份有限公司	99.11%*	1,884.63	风电、光伏和瓦斯装机占比分别为 76.84%和 23.16%	截至 2024 年末,公司主要在建项目装机规模合计 220.00 万千瓦,均为新能源项目
吉林电力股份有限公司	87.42%	1,444.11	风光新能源及火电装机占比分别为 76.94%和 23.06%	截至 2025 年 6 月末,公司主要在建项目装机容量超过 312 万千瓦,其中抽水蓄能超过 180 万千瓦,新能源超过 132 万千瓦
国家能源集团新能源有限责任公司	99.10%	1,429.87	全部为风光发电项目	截至 2024 年末,公司主要在建、拟建项目装机规模合计 95.00 万千瓦
晶科电力科技股份有限公司	76.42%	644.84	全部为光伏发电机组	截至 2024 年末,公司主要在建光伏项目装机规模合计 55 万千瓦,主要拟建项目备案容量 15.7 万千瓦
中节能风力发电股份有限公司	99.65%	617.77	全部为风力发电	截至 2025 年 6 月末,公司在建项目装机容量合计为 55 万千瓦,可预见的筹备项目装机容量合计达 145 万千瓦

金开新能源股份有限公司	94.32%	555.37	风光新能源及生物质装机占比分别为 99.39% 和 0.62%	截至 2025 年 3 月末, 公司主要在建项目装机容量共计 81.2 万千瓦, 拟建项目超过 70 万千瓦
鲁能新能源(集团)有限公司	97.25%	498.50	全部为风光发电项目	截至 2024 年末, 公司主要在建项目装机容量共计 140 万千瓦
广东省风力发电有限公司	99.70%	493.18	全部为风光发电项目	截至 2025 年 3 月末, 公司主要在建项目装机容量共计 126.5 万千瓦
河北建投新能源有限公司	93.45%	379.57	全部为风光发电项目	截至 2025 年 3 月末, 公司主要在建项目装机容量共计 44 万千瓦, 拟建项目共计 76.08 万千瓦, 均为新能源项目累计取得国家核准计划装机容量 185.22 万千瓦
大唐新疆发电有限公司	94.95%	263.20	全部为风光发电项目	截至 2024 年末, 公司主要在建项目装机容量共计 20 万千瓦, 2025 年公司主要拟建项目装机容量共计 105 万千瓦, 均为风电项目
嘉泽新能源股份有限公司	96.90%	228.21	全部为风光发电项目	截至 2025 年 6 月末, 公司主要在建项目装机容量共计 68.13 万千瓦, 均为风电项目
联合光伏(常州)投资集团有限公司	96.63%	132.27	全部为光伏发电机组	截至 2024 年末, 公司无重大在建、拟建项目

核电

中国核能电力股份有限公司	97.15%	5,474.72	核电、风光新能源及独立储能占比分别为 45.66%、54.06% 和 2.56%	截至 2025 年 6 月末, 公司控股在建及核准待建核电机组装机容量共计 2,185.90 万千瓦, 控股在建新能源装机容量 1,044.75 万千瓦
中国广核电力股份有限公司	75.96%	3,179.80*	全部为核电机组	截至 2025 年 6 月末, 公司控股在建核电项目装机容量共计 731.8 万千瓦
江苏核电有限公司	97.59%	660.80	全部为核电机组	截至 2025 年 3 月末公司无新建核电项目规划
三门核电有限公司	99.66%	250.20	全部为核电机组	截至 2025 年 3 月末公司在建项目装机容量 250.2 万千瓦, 拟建项目装机容量 250.2 万千瓦

注: 火电机组包含垃圾发电和生物质发电机组; 华能国际电力股份有限公司、河北建投能源投资股份有限公司、河南豫能控股股份有限公司和中国大唐集团新能源股份有限公司电力业务收入占比包含热力业务; 中国长江电力股份有限公司收入占比不包含境外业务收入; 中国广核电力股份有限公司装机容量系管理口径容量。

附表二：样本企业盈利及获现能力数据及指标

企业名称	营业毛利率 (%)				净利润 (亿元)				经营活动净现金流 (亿元)			
	2022	2023	2024	2025.9	2022	2023	2024	2025.9	2022	2023	2024	2025.9
火电												
华能国际电力股份有限公司	3.04	12.12	15.14	19.95	-100.85	90.82	141.10	194.36	325.20	454.97	505.30	527.73
大唐国际发电股份有限公司	7.12	11.75	14.87	19.41	-8.71	30.05	68.58	94.21	204.64	212.14	261.23	297.23
华电国际电力股份有限公司	0.43	6.43	8.78	12.12	-6.38	48.08	68.36	82.93	96.54	132.52	163.36	229.77
广东电力发展股份有限公司	-0.36	14.63	13.36	11.49	-45.15	16.26	17.55	8.71	14.80	84.66	109.75	67.90
上海电力股份有限公司	19.19	21.93	23.47	27.65	15.87	35.68	41.63	51.61	121.42	74.06	81.72	124.29
深圳能源集团股份有限公司	17.35	22.55	19.66	22.91	24.73	27.84	26.32	28.33	96.25	119.30	96.12	95.08
北方联合电力有限责任公司	18.01	21.80	23.49	26.68	41.63	42.71	58.01	54.97	95.40	114.22	110.16	94.14
北京京能电力股份有限公司	9.50	9.79	13.31	20.60	9.28	10.85	22.87	39.77	61.64	38.96	61.23	94.04
湖北能源集团股份有限公司	13.80	20.08	25.02	26.10	10.24	18.79	22.19	25.24	62.02	32.66	64.32	51.06
申能股份有限公司	11.96	18.46	19.61	22.84	10.49	41.69	47.85	41.46	47.92	73.45	71.64	73.19
内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	17.59	20.99	19.26	23.60	20.20	20.11	23.59	28.64	51.54	53.32	51.03	44.77
华电江苏能源有限公司	-5.21	4.51	5.54	7.61	-19.87	6.73	7.30	7.46	-9.92	28.75	25.96	30.97
河北建投能源投资股份有限公司	10.45	11.80	15.35	27.33	1.51	1.71	6.96	23.19	19.11	21.16	37.71	36.73
晋能控股山西电力股份有限公司	7.15	7.34	9.79	13.76	-8.00	-6.72	-1.55	2.46	11.49	-15.74	-9.79	15.34
甘肃省电力投资集团有限责任公司	16.84	25.73	27.32	29.71	0.61	20.16	15.19	7.03	41.93	41.53	47.31	49.33
河南豫能控股股份有限公司	-10.19	2.67	7.12	13.40	-23.74	-6.00	-1.19	3.41	-0.33	7.53	23.69	32.50
大唐山东发电有限公司	-3.91	7.15	10.12	18.58	-12.83	-0.65	2.78	9.33	16.15	15.62	25.38	23.26
福建福能股份有限公司	23.93	23.84	26.55	26.04	32.83	31.97	34.82	24.19	32.77	46.25	46.85	36.06
江西赣能股份有限公司	6.30	12.30	15.67	23.97	0.12	4.91	7.09	8.72	0.25	10.93	12.37	20.83
水电												
中国长江电力股份有限公司	57.29	57.83	59.13	62.48	216.49	279.56	329.30	285.55	309.13	647.19	596.48	428.95
华能澜沧江水电股份有限公司	56.43	56.36	56.13	60.68	72.76	82.43	89.12	81.58	166.18	170.63	175.54	148.09
雅砻江流域水电开发有限公司	60.92	59.83	60.22	62.85	73.61	86.58	82.67	80.32	155.49	153.81	178.62	165.41
广西桂冠电力股份有限公司	50.37	30.08	44.70	55.61	36.43	14.00	26.36	27.66	65.96	40.79	56.07	52.78
华电云南发电有限公司	32.89	25.47	28.89	37.09	7.13	10.80	13.44	14.55	46.08	37.32	41.78	31.30
大唐云南发电有限公司	48.27	50.15	53.34	51.53	3.96	5.65	10.35	6.24	29.62	20.73	29.12	20.40
大唐四川发电有限公司	44.96	40.50	38.36	28.73	1.17	-1.72	1.97	-2.23	24.72	20.09	26.95	19.60
四川川投能源股份有限公司	38.51	46.37	51.18	50.79	35.72	45.07	46.30	42.92	6.14	5.96	8.79	5.77
风电及太阳能发电												
华电新能源集团股份有限公司	54.35	52.01	46.10	45.19	90.32	101.38	94.80	83.70	298.05	184.76	241.64	267.75
中广核风电有限公司	51.00	49.01	47.27	45.28	57.33	74.33	71.76	60.73	165.98	168.87	208.89	219.78
中国三峡新能源(集团)股份有限公司	58.40	55.13	52.63	44.36	83.83	82.70	74.58	47.42	168.71	144.17	188.97	172.21
龙源电力集团股份有限公司	34.43	36.36	37.55	39.11	60.96	67.38	82.81	51.79	296.06	138.84	170.62	157.84
华能新能源股份有限公司	50.03	51.52	47.63	43.86	49.86	59.35	60.92	44.86	218.97	147.09	149.63	142.94
中核汇能有限公司	60.15	59.68	51.28	41.07	17.63	29.41	25.35	15.12	74.12	59.64	76.66	94.63
中电建新能源集团股份有限公司	52.16	52.89	52.25	44.08	19.81	25.03	28.22	17.74	81.37	23.05	56.02	69.34
新华水力发电有限公司	57.69	54.04	49.06	44.55	10.43	10.72	5.31	9.94	65.38	40.90	54.37	61.54
中国大唐集团新能源股份有限公司	51.05	47.60	43.19	36.50	38.91	30.89	26.18	18.88	131.93	71.23	67.56	78.90

吉林电力股份有限公司	23.92	25.75	26.92	27.45	11.81	15.63	16.87	13.04	73.28	54.45	54.74	51.62
国家能源集团新能源有限责任公司	49.84	33.02	41.57	38.46	43.60	14.17	31.43	19.64	111.64	46.05	49.16	8.67
晶科电力科技股份有限公司	48.28	40.37	39.24	42.93	2.26	3.92	3.32	3.61	17.91	-5.98	10.45	32.73
中节能风力发电股份有限公司	58.00	53.64	49.38	42.80	17.45	15.87	13.71	7.80	45.44	33.12	33.54	31.62
金开新能源股份有限公司	62.71	56.99	55.11	55.32	7.89	8.60	9.08	5.93	30.45	21.55	18.81	19.75
鲁能新能源(集团)有限公司	53.39	53.89	50.08	42.41	7.89	10.43	6.78	4.36	28.88	17.14	16.69	10.31
广东省风力发电有限公司	50.62	42.95	43.18	--	3.79	3.60	4.12	--	26.75	18.67	20.20	--
河北建投新能源有限公司	55.87	54.33	51.37	51.33	10.76	10.21	5.55	7.73	35.00	24.60	22.21	24.65
大唐新疆发电有限公司	53.48	50.64	48.60	31.50	3.80	4.02	4.07	0.50	15.60	5.38	6.83	8.31
嘉泽新能源股份有限公司	61.93	62.22	61.38	57.62	5.36	8.06	6.31	5.99	11.57	14.83	17.86	21.76
联合光伏(常州)投资集团有限公司	59.42	57.64	51.34	43.68	4.68	5.41	2.17	2.84	-3.40	18.72	47.52	14.71
核电												
中国核能电力股份有限公司	45.63	44.62	42.91	43.98	163.23	194.11	165.53	154.97	466.98	431.26	407.21	302.66
中国广核电力股份有限公司	33.25	35.97	34.03	33.55	152.43	170.46	174.44	128.87	313.68	331.20	380.16	207.92
江苏核电有限公司	47.53	44.00	41.28	39.42	56.00	43.44	40.43	30.48	132.08	113.14	104.95	58.94
三门核电有限公司	46.99	46.47	37.95	40.06	10.32	21.45	12.78	11.06	56.74	48.24	44.03	19.72

附表三：样本企业资本结构及偿债能力

企业名称	EBITDA 利息倍数 (X)			资产负债率 (%)				总债务 (亿元)			
	2022	2023	2024	2022	2023	2024	2025.9	2022	2023	2024	2025.9
火电											
华能国际电力股份有限公司	2.48	5.52	7.12	74.82	68.33	65.40	63.78	3,641.04	3,692.24	3,798.88	3,815.06
大唐国际发电股份有限公司	3.07	4.47	5.54	74.98	70.90	71.02	66.22	2,202.74	2,259.68	2,337.23	2,366.06
华电国际电力股份有限公司	3.16	5.56	7.14	68.45	62.62	61.55	60.41	1,487.61	1,482.78	1,399.40	1,472.76
广东电力发展股份有限公司	1.32	4.43	4.68	78.16	78.96	79.47	79.45	797.29	1,039.21	1,144.37	1,192.27
上海电力股份有限公司	3.48	4.26	4.80	72.63	70.01	71.90	69.80	1,003.42	1,061.30	1,184.63	1,215.37
深圳能源集团股份有限公司	4.65	4.61	4.89	61.55	63.62	63.93	61.85	815.41	867.95	950.68	940.50
北方联合电力有限责任公司	6.63	9.26	13.76	66.19	63.83	56.13	51.77	532.97	494.08	491.71	466.60
北京京能电力股份有限公司	3.93	4.59	5.46	65.27	63.55	63.70	61.84	470.97	540.29	586.26	577.21
湖北能源集团股份有限公司	5.65	6.76	7.00	53.79	57.83	58.63	56.27	313.41	415.46	481.81	462.28
申能股份有限公司	4.85	8.28	9.81	57.55	56.16	54.83	54.23	376.81	407.88	416.55	493.42
内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	10.40	15.25	22.35	48.67	40.97	40.88	38.22	177.37	152.65	138.81	129.69
华电江苏能源有限公司	0.94	5.75	8.57	78.50	65.57	70.50	67.51	164.95	189.18	214.60	197.11
河北建投能源投资股份有限公司	3.31	3.79	4.77	66.08	67.48	62.70	57.34	189.15	207.48	232.00	232.37
晋能控股山西电力股份有限公司	1.97	2.34	2.76	82.95	82.14	81.63	82.08	408.37	439.73	447.20	467.55
甘肃省电力投资集团有限责任公司	1.97	3.17	3.55	56.45	57.45	53.36	54.47	429.57	460.97	431.58	438.90
河南豫能控股股份有限公司	-0.49	2.01	2.82	86.89	88.72	89.02	87.78	213.96	235.14	236.14	235.24
大唐山东发电有限公司	1.53	3.41	4.49	83.10	85.20	86.06	78.93	202.21	207.65	235.10	224.27
福建福能股份有限公司	9.30	10.16	12.79	49.46	44.86	38.50	38.26	199.70	200.73	176.96	181.05
江西赣能股份有限公司	4.17	6.24	7.88	59.93	61.51	65.96	64.60	59.90	72.96	100.32	114.93
水电											
中国长江电力股份有限公司	4.33	5.13	6.27	40.19	62.88	60.79	59.04	1,118.07	3,151.37	2,974.63	2,887.10
华能澜沧江水电股份有限公司	5.20	6.58	7.21	57.15	63.78	63.11	61.28	946.78	1,231.41	1,330.48	1,301.46
雅砻江流域水电开发有限公司	5.31	6.35	7.64	64.35	62.09	60.58	57.79	937.94	927.33	910.16	866.87
广西桂冠电力股份有限公司	9.85	7.61	11.10	51.40	55.36	56.30	55.24	221.22	258.12	266.86	264.18
华电云南发电有限公司	2.72	3.14	4.06	81.53	66.10	64.44	60.93	387.82	312.67	295.50	264.95
大唐云南发电有限公司	2.71	3.34	4.34	76.15	77.38	75.25	74.73	213.09	234.05	228.48	259.40
大唐四川发电有限公司	2.23	1.96	2.49	70.44	73.63	72.97	74.62	315.51	337.94	334.48	333.51
四川川投能源股份有限公司	8.67	8.98	12.12	35.67	36.06	32.53	32.83	154.02	189.90	188.53	204.73
风电及太阳能发电											
华电新能源集团股份有限公司	5.64	5.92	5.51	71.13	73.18	73.06	70.05	1,716.75	2,222.99	3,068.19	3,266.34
中广核风电有限公司	4.73	5.40	5.30	64.90	69.39	69.31	67.08	1,259.26	1,583.69	1,869.15	1,960.76
中国三峡新能源(集团)股份有限公司	5.49	5.92	5.88	66.44	69.37	70.96	71.25	1,440.84	1,825.47	2,194.04	2,359.22
龙源电力集团股份有限公司	6.59	6.82	7.49	64.07	64.09	66.51	65.88	1,113.02	1,194.46	1,350.61	1,444.54
华能新能源股份有限公司	5.85	6.37	6.55	71.71	69.26	63.28	64.95	1,033.84	1,314.65	1,273.47	1,304.38
中核汇能有限公司	3.87	4.82	4.54	76.04	78.12	71.50	71.22	535.46	933.79	1,207.89	1,352.89
中电建新能源集团股份有限公司	4.52	6.12	6.46	73.11	71.93	72.37	74.85	356.45	620.60	853.11	975.04
新华水力发电有限公司	2.30	2.68	2.53	83.18	84.60	83.78	84.57	714.83	1,029.46	1,257.26	1,332.05

中国大唐集团新能源股份有限公司	5.81	6.23	6.33	64.87	64.61	67.49	66.34	678.34	696.54	777.01	761.56
吉林电力股份有限公司	3.63	4.68	5.08	72.12	74.29	69.99	69.11	460.10	511.32	521.42	547.64
国家能源集团新能源有限责任公司	8.68	7.51	10.41	51.01	47.50	46.30	57.47	411.85	351.78	364.98	456.50
晶科电力科技股份有限公司	2.53	3.44	3.06	66.55	61.78	62.45	61.66	189.83	194.12	214.49	211.36
中节能风力发电股份有限公司	5.13	5.86	6.38	62.12	58.23	58.41	58.69	246.25	221.81	235.74	247.55
金开新能源股份有限公司	3.23	3.68	3.86	72.99	70.58	75.07	71.49	193.06	195.95	254.04	260.27
鲁能新能源(集团)有限公司	4.19	5.96	6.81	66.17	68.80	66.57	64.59	181.69	148.60	148.59	150.97
广东省风力发电有限公司	1.98	1.92	4.50	77.01	72.61	71.19	--	238.51	338.92	350.13	--
河北建投新能源有限公司	5.25	6.29	5.89	67.14	64.92	62.99	59.99	144.22	138.41	130.92	118.90
大唐新疆发电有限公司	3.92	4.61	4.74	82.40	78.72	78.87	78.69	86.60	103.52	114.73	119.16
嘉泽新能源股份有限公司	15.54	11.20	8.55	69.82	67.53	69.34	66.53	114.49	120.43	135.31	142.16
联合光伏(常州)投资集团有限公司	3.00	3.44	3.14	59.73	55.66	57.68	54.35	132.01	116.44	98.99	85.91
核电											
中国核能电力股份有限公司	5.77	6.89	7.24	68.17	69.81	68.27	68.94	2,807.32	3,324.43	4,026.44	4,504.25
中国广核电力股份有限公司	5.94	7.37	8.17	61.39	60.19	59.49	60.83	1,985.19	2,004.60	1,971.89	2,230.54
江苏核电有限公司	6.44	5.84	8.87	67.83	64.82	62.93	62.80	448.02	407.12	372.28	357.48
三门核电有限公司	2.74	4.92	4.76	74.29	72.32	74.37	73.96	458.65	478.67	530.32	572.66

附表四：行业展望结论定义

行业展望	定义
正面	未来 12~18 个月行业总体信用质量将有明显提升、行业信用分布存在正面调整的可能性
稳定	未来 12~18 个月行业总体信用质量不会发生重大变化
负面	未来 12~18 个月行业总体信用质量将恶化、行业信用分布存在负面调整的可能性
正面减缓	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“正面”状态有所减缓，但仍高于“稳定”状态的水平
稳定提升	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“稳定”状态有所提升，但尚未达到“正面”状态的水平
稳定弱化	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“稳定”状态有所弱化，但仍高于“负面”状态的水平
负面改善	未来 12~18 个月行业总体信用质量较上一年“负面”状态有所改善，但尚未达到“稳定”状态的水平

中诚信国际信用评级有限公司和/或其被许可人版权所有。本文件包含的所有信息受法律保护，未经中诚信国际事先书面许可，任何人不得复制、拷贝、重构、转让、传播、转售或进一步扩散，或为上述目的存储本文件包含的信息。

本文件中包含的信息由中诚信国际从其认为可靠、准确的渠道获得，因为可能存在人为或机械错误及其他因素影响，上述信息以提供时现状为准。特别地，中诚信国际对于其准确性、及时性、完整性、针对任何商业目的的可行性及合适性不作任何明示或暗示的陈述或担保。在任何情况下，中诚信国际不对任何人或任何实体就 a) 中诚信国际或其董事、经理、雇员、代理人获取、收集、编辑、分析、翻译、交流、发表、提交上述信息过程中可以控制或不能控制的错误、意外事件或其他情形引起的、或与上述错误、意外事件或其他情形有关的部分或全部损失或损害，或 b) 即使中诚信国际事先被通知该等损失的可能性，任何由使用或不能使用上述信息引起的直接或间接损失承担任何责任。

本文件所包含信息组成部分中信用级别、财务报告分析观察，如有的话，应该而且只能解释为一种意见，而不能解释为事实陈述或购买、出售、持有任何证券的建议。中诚信国际对上述信用级别、意见或信息的准确性、及时性、完整性、针对任何商业目的的可行性及合适性不作任何明示或暗示的担保。信息中的评级及其他意见只能作为信息使用者投资决策时考虑的一个因素。相应地，投资者购买、持有、出售证券时应该对每一只证券、每一个发行人、保证人、信用支持人作出自己的研究和评估。

作者	部门	职称
盛 蕾	企业评级部	资深分析师
王琳博	企业评级部	高级分析师
马 骁	企业评级部	高级分析师
赵日鹏	企业评级部	高级分析师



中诚信国际信用评级有限责任公司
地址：北京市东城区朝阳门内大街
南竹竿胡同 2 号银河 soho5 号楼 3 层
邮编：100010
电话：(86010) 66428877
传真：(86010) 66426100
网址：<http://www.ccxi.com.cn>

CHINA CHENGXIN INTERNATIONAL CREDIT RATING
CO.,LTD
ADD: Building 5, Galaxy SOHO, No.2 Nanzhugan Lane,
Chaoyangmennei Avenue, Dongcheng District, Beijing,
100010
TEL: (86010) 66428877
FAX: (86010) 66426100
SITE: <http://www.ccxi.com.cn>