



2022 年火电行业信用风险总结与展望

联合资信 工商评级四部 | 黄露 | 杨润

2022 年 1—10 月，全国电力供需总体平衡，局部地区受气候影响部分时段电力供应偏紧。综合考虑国内外疫情、宏观经济、燃料供应、气候变化等因素，预计 2023 年，全国电力供需总体紧平衡。伴随当前疫情管控的逐步放开，预计工业用电需求将恢复较快增长。当前火电压舱石作用仍极为重要，但未来受电力市场化改革持续推进以及“碳达峰”“碳中和”目标等因素影响，电源结构将逐步向绿色低碳转型，清洁能源电量对火电电量挤占程度加剧，火电机组调峰作用将逐步凸显。

企业层面，受益于上网电价提升，2022 年前三季度绝大部分火电企业已实现减亏或扭亏，但由于煤炭价格将在未来一定时间内保持高位，火电企业仍面临很大成本控制压力。

信用债方面，2022 年 1—11 月，火电企业发债规模同比下降，发债企业主要为央企和地方国企，企业整体资质好，融资渠道通畅且融资能力强。2023 年，虽然火电行业到期债券规模较大，但行业整体偿债风险可控。



联合资信评估股份有限公司
China Lianhe Credit Rating Co., Ltd.



一、2022 年 1—10 月电力行业运行情况

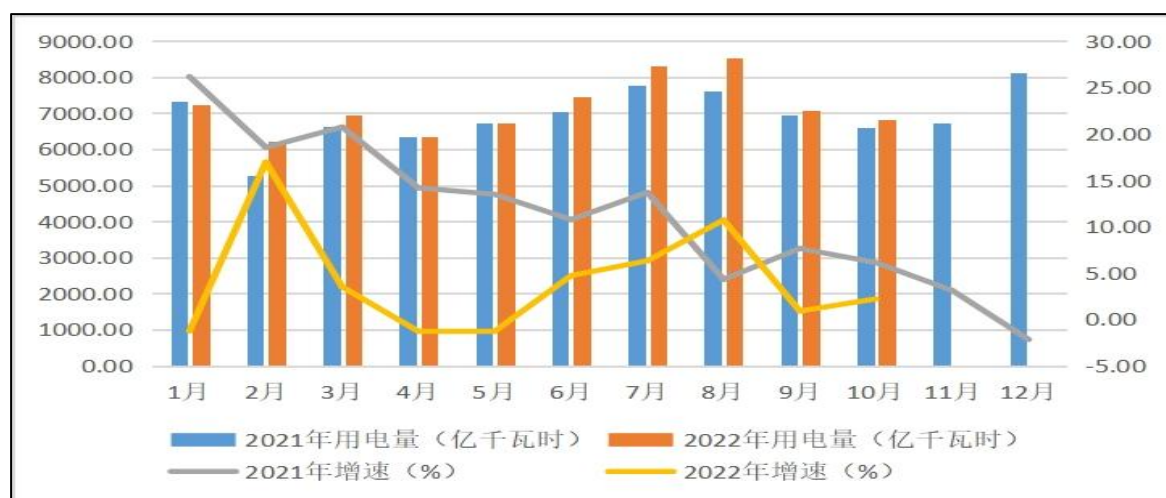
2022 年 1—10 月，全社会用电量同比增长。其中，受益于国家深入推进乡村振兴战略以及乡村用电条件改善、电气化水平持续提升，第一产业用电量增长较快；二季度受疫情防控形势严峻因素影响，部分行业生产受限，第二产业用电量出现负增长；2022 年 6—8 月，随着疫情的缓解、复工复产逐步取得成效，叠加多地高温因素，用电量增速明显回升。2022 年 1—10 月，各类电源投资增速带动电力总装机容量提升，煤电装机占比下降，电源结构绿色低碳转型趋势明显。

1. 全社会用电情况

2022 年 1—10 月，三大产业用电量较上年同期均实现增长，但受疫情持续扰动以及全国高温天气的影响，月用电量呈现较大波动。

2022 年 1—10 月，全国全社会用电量 71760 亿千瓦时，同比增长 3.8%。2022 年一、二、三季度，全社会用电量同比分别增长 5.0%、0.8%、6.0%，其中 4—5 月受部分地区疫情等因素影响，全社会用电量连续两月负增长，导致二季度增速明显回落；三季度在稳经济政策措施逐步落地以及持续大范围极端高温天气等因素拉动下，用电量增速比二季度明显回升。

图 1 2021—2022 年分月全社会用电量及其增速情况



资料来源：联合资信根据公开资料整理

2022 年 1—10 月，第一产业用电量 947 亿千瓦时，同比增长 9.9%，占全社会用电量的比重为 1.3%。近年来国家深入推进乡村振兴战略以及乡村用电条件改善、电气化水平持续提升，带动第一产业用电潜力持续释放。

2022 年 1—10 月，第二产业用电量 47086 亿千瓦时，同比增长 1.7%，占全社会用电量的比重为 65.6%。其中，第二季度受疫情防控形势严峻因素影响，部分行业生产受限，第二产业用电量出现负增长，2022 年 4—5 月，第二产业用电量同比分别下降 1.4%和 0.5%；第三季度第二产业运行呈现稳中有升态势，拉动用电量增速回升。2022 年前三季度，在新能源汽车快速普及、销量快速增长的拉动下，新能源车整车制造用电量同比大幅增长 74.1%；化学原料和化学制品制造业、有色金属冶炼和压延加工业用电形势相对较好，用电量同比分别增长 5.1%和 3.0%；废弃资源综合利用业、石油/煤炭及其他燃料加工业用电量同比分别增长 11.0%和 9.7%。

2022 年 1—10 月，第三产业用电量 12479 亿千瓦时，同比增长 4.2%，占全社会用电量的比重为 17.4%。其中第三季度用电量增速较大幅回升，除了服务业经济有所复苏外，当季持续高温天气因素也是拉动用电量增速回升的重要原因。2022 年前三季度，批发零售业、租赁和商务服务业、公共服务及管理组织用电量增速均超过 5%。电动汽车高速发展拉动充换电服务业用电量增长 41.9%。2022 年 10 月，第三产业用电量同比下降 2.0%。除信息传输/软件和信息技术服务业外，其他行业负增长，其中住宿和餐饮业、金融业、房地产业、批发和零售业降幅超过 5%。

2022 年 1—10 月，城乡居民生活用电量 11247 亿千瓦时，同比增长 12.6%，占全社会用电量的比重为 15.7%。其中第三季度用电量同比增长 19.8%，主要由于 8 月全国高温拉动空调降温负荷快速增长，当月居民生活用电量增速高达 33.5%，重庆、湖北、四川、浙江、陕西、江西增速均超过 50%。

2. 电力生产供应情况

（1）电力投资

受火电和光伏电源投资增速拉动影响，2022 年 1—10 月电力投资同比增长 27.0%，非化石能源发电投资占电源投资比重高。

2022 年 1—10 月，全国主要发电企业电源工程完成投资 4607 亿元，同比增长 27.0%。其中，水电 618 亿元，同比下降 19.9%；火电 640 亿元，同比增长 42.8%，增幅明显主要系火电在能源保供、电源调峰方面的重要作用叠加火电灵活性改造投资增长所致；核电 474 亿元，同比增长 19.9%；风电 1205 亿元，同比下降 26.7%，主要系 2021 年风电抢装所致。水电、核电、风电等清洁能源完成投资占电源完成投资的 86.6%。同期，全国电网工程完成投资 3511 亿元，同比增长 3.0%。

（2）装机容量

2022 年 1—10 月，电源投资增长带动电力总装机容量提升，煤电装机占比下降，电源结构绿色低碳转型趋势明显。

截至 2022 年 10 月底，全国发电装机容量 25.0 亿千瓦，较 2021 年 10 月底增长 8.3%。其中，非化石能源发电装机容量 12.2 亿千瓦，占总装机容量的 48.9%，占比提高 3.1 个百分点，电力延续绿色低碳转型趋势。分类型看，火电（含燃煤、燃气、生物质）仍为最主要电源，约占总装机总量的 52.8%；风电和太阳能发电发展迅速，已和水电并列为主要电源之一。

表 1 截至 2022 年 10 月底全国电力机组情况

电源类型	装机容量（万千瓦）	装机容量占比（%）	装机容量较上年同期变动率（%）
火电	131632	52.8	2.5
水电	40751	16.3	6.0
风电	34939	14.0	16.6
太阳能发电	36444	14.6	29.2
核电	5553	2.2	4.3
其他	199	0.1	/
合计	249518	100.0	8.3

注：火电装机中含燃煤发电 11.1 亿千瓦、燃气发电 1.1 亿千瓦、生物质发电 4076 万千瓦；风电装机中含陆上风电 3.2 亿千瓦、海上风电 2741 万千瓦；太阳能发电装机中含光伏发电 3.6 亿千瓦、光热发电 57 万千瓦

资料来源：联合资信根据公开资料整理

（3）利用小时及发电量

受疫情影响部分时段用电需求下滑、电煤价格高位波动及火电调峰作用增强等因素影响，2022 年 1—10 月全国火电机组平均利用小时数同比有所下降。同期，全国发电量伴随装机容量的提高小幅增长，华中、华东部分省份主要受高温天气影响电力供应偏紧，全国跨区、跨省送电完成量同比增长。此外，伴随电力市场化改革的逐步推进，市场化交易电量规模快速增长。

2022 年 1—10 月，全国发电设备累计平均利用小时 3083 小时，同比降低 103 小时。受疫情影响部分时段全社会用电需求下滑、煤价仍居于高位使得火电企业发电意愿减退以及火电调峰作用增强等因素影响，全国火电设备平均利用小时为 3619 小时，同比降低 52 小时。其中，燃煤发电设备平均利用小时为 3772 小时，同比降低 22 小时，燃气发电设备平均利用小时为 1994 小时，同比降低 264 小时。

2022 年 1—10 月，全国规模以上电厂发电量 69576 亿千瓦时，同比增长 2.2%。其中，火电发电量 48188 亿千瓦时，同比增长 0.8%。分省份看，四川、河南、重庆、青海、山西、湖北、安徽、宁夏和内蒙古等 9 省火电发电量增速超 5%，西藏、广西和黑龙江等 3 省火电发电量下降超过 10%。从区域划分看，2022 年 1—10 月，全国跨区送电完成 6405 亿千瓦时，同比增长 5.7%，跨省送电完成 14750 亿千瓦时，同比增长 3.3%。随着经济回升以及高温天气导致华中、华东部分省份电力供应偏紧，跨区电力支援力度加大。其中，6 月全国跨区输送电量同比增长 18.9%，8 月全国跨区

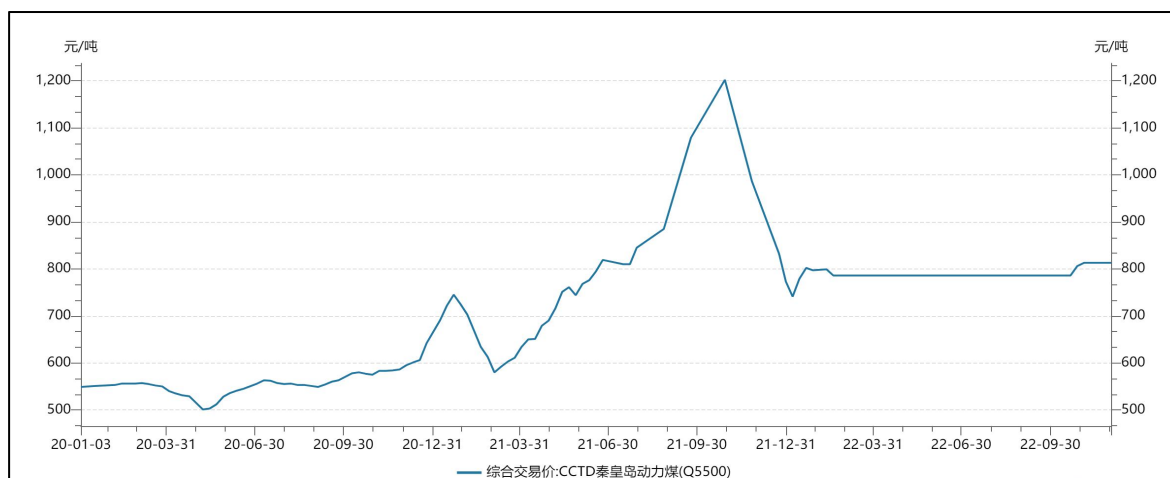
输送电量 934 亿千瓦时，同比增长 17.3%。2022 年前三季度，全国新增 220 千伏及以上输电线路长度 22265 千米，新增 220 千伏及以上变电设备容量（交流）18772 万千瓦安，输配电能力进一步增强。此外，伴随电力市场化改革的逐步推进，市场化交易电量规模快速增长。2022 年前三季度，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 38889 亿千瓦时，同比增长 43.5%，占全社会用电量比重为 59.9%，同比提高 16 个百分点；全国电力市场中长期电力直接交易电量合计 31048.5 亿千瓦时，同比增长 43.1%。

3. 煤炭成本和火电行业效益

2022 年 1—10 月，受益于煤炭保供政策的推进，国内原煤产量增速提高，电煤市场价格较 2021 年峰值快速回落，但仍保持高位震荡。

2021 年下半年以来，受经济复苏、下游需求拉动以及冬储影响，煤炭需求加大，叠加煤炭供应偏紧的格局，带动煤炭市场价格快速提高。2021 年四季度以来，在保供政策影响下，我国原煤月产量有所增长，2022 年 3 月峰值达到 39579.50 万吨，2022 年 1—10 月累计生产原煤 36.9 亿吨，同比增长 10.0%；煤炭进口方面，2022 年 1—10 月，中国煤及褐煤累计进口量为 23010 万吨，同比下降 10.5%，主要系国内外中高卡煤价格倒挂严重，一定程度抑制了煤炭进口以及作为我国煤炭主要进口国的印度尼西亚阶段性暂停煤炭出口所致。由于进口煤量整体占比较低，进口量波动对国内煤炭供应影响一般。同时，受长协合同占比提升、长协合同限价等政策影响，电煤价格回落，但整体维持高水平。以秦皇岛动力煤（Q5500）综合交易价为例，动力煤价格于 2021 年 10 月底达到最高点 1202 元/吨，随后回落，2022 年以来基本维持 780~810 元/吨水平。

图 2 秦皇岛动力煤（Q5500）综合交易价波动情况



资料来源：联合资信根据公开资料整理

受煤炭成本高企影响，2021 年火电企业亏损严重，但 2022 年前三季度绝大部分火电企业实现减亏或扭亏。

2021 年 4 月以来，伴随着迎峰度夏及疫情受控后下游工业需求增速提升，叠加进口煤受限、煤炭下游需求增速持续大于原煤供给增速等因素影响，煤炭供需格局趋紧，煤炭价格持续攀升，特别下半年涨幅明显，导致火电企业盈利水平大幅下降，我们选取的截至 2022 年 11 月底仍有存续债券的火电企业样本¹中，2021 年第四季度亏损企业占比超过 85%，合计亏损 1280.49 亿元。2022 年以来，煤价虽然持续高位震荡，但较 2021 年四季度水平已明显回落，且受益于上网电价的提高，火电企业盈利水平有所提高，大部分实现扭亏为盈，2022 年第三季度仍亏损的企业约占 30%，其中绝大部分实现同比减亏。

表 2 截至 2022 年 11 月底有存续债券的火电企业财务指标情况

指标	2021 年 第三季度	2021 年 第四季度	2022 年 第一季度	2022 年 第二季度	2022 年 第三季度
利润总额合计（亿元）	-181.61	-1280.49	346.20	442.11	334.74
利润总额均值（亿元）	-3.56	-25.11	6.79	8.67	6.56
亏损企业数量占比（%）	74.51	86.27	29.41	33.33	29.41

注：第二季度利润为上半年利润减第一季度利润，第三季度利润为前三季度利润减半年度利润，第四季度利润为年度利润减前三季度利润

资料来源：联合资信根据公开资料整理

二、2022 年火电行业主要政策及动态点评

关键词 1：市场化交易

2022 年年初以来，国家发展改革委、国家能源局等陆续发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》等。相关政策的发布推动全国统一电力市场体系的建设，并有助于解决目前电力市场存在的体系不完整、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，有利于构建适合我国能源资源禀赋和新能源发展的电力市场体系。年内广州和北京两地电力交易中心陆续发布绿色电力交易实施细则，绿电交易不仅仅是原有中长期电力交易的扩展，更是我国电力市场一项重大的机制创新，核心就在于充分发挥市场作用，在交易价格上全面反映绿色电力的电能价值和环境价值，促进全社会形成主动消费绿色电力、充分反映环境价值、促进新能源发展的良性循环，实现发用两侧共赢的目标。电力现货交易是电力市场化交易的重要组成部分，现货交易有利于反映市场供需变化、发挥市场在电力资源配置中的决定

¹ 以截至 2022 年 11 月底仍有存续债券的火电企业为总样本

性作用、提升电力系统调节能力、促进可再生能源消纳，促进电力系统转型，通过完善现货市场与辅助服务市场，并向用户侧合理疏导成本，有利于提高火电企业投资和机组灵活性改造积极性，发挥火电兜底保供的作用。同时，能否相对准确预计未来电力需求及实时电价走势，避免“有价无市”“有量无市”，也将成为影响发电企业盈利水平的重要因素之一。

关键词 2：现代能源体系

2022 年 3 月 22 日，国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》，将发展目标更加聚焦于能源安全、低碳转型和创新发展。其中，保障安全是能源发展的首要任务，“十四五”时期将从战略安全、运行安全、应急安全等多个维度，加强能源综合保障能力建设。其次，“十四五”是碳达峰的关键期，能源绿色低碳发展的重点在于做好增加清洁能源供应能力的“加法”和减少能源产业链碳排放的“减法”，推动形成绿色低碳的能源消费模式。此外，科技创新是能源发展的重要动力，需加快能源产业数字化智能化升级，完善能源科技和产业创新体系，加快构筑支撑能源转型变革的先发优势，因此储能、氢能、新一代核能、二氧化碳捕集利用与封存、天然气水合物等为科技前沿领域，是企业未来投资的新领域。

关键词 3：发电燃料的平衡收益，保供稳价

2021 年四季度以来，国家发展改革委陆续印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号）、《2022 年煤炭长期合同签订履约方案征求意见稿》《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303 号）、《关于成立工作专班推动煤炭增产增供有关工作的通知》等，通过促进释放优质煤炭产能、增加煤炭进口等方式平衡煤炭供需水平，保障能源安全稳定供应；并通过增加长协合同覆盖程度、严禁非理性抬价等方式推动电煤价格回归合理区间水平，稳定电力企业用能成本。2021 年 10 月，秦皇岛动力煤（Q5500）综合交易价峰值为 1202 元/吨，2022 年以来，该价格基本维持 780~810 元/吨水平，配合适度放开煤电上网电价限制，大部分火电企业实现扭亏或减亏。近年来，市场交易电量占比持续提高，电力现货交易市场逐步形成，在短期交易量占比提高的情况下，市场交易电价或将出现较大幅度波动，煤炭采购价格是否能相对匹配的联动调整也将对火电企业盈利水平造成较大影响。

三、2022 年 1—11 月火电企业债券市场表现回顾

2022 年 1—11 月，火电企业发债规模同比有所下降，但仍集中在高信用等级企业。2023 年，火电企业到期债券规模较大，但由于企业整体信用资质好、融资能力强，行业整体偿债风险可控。

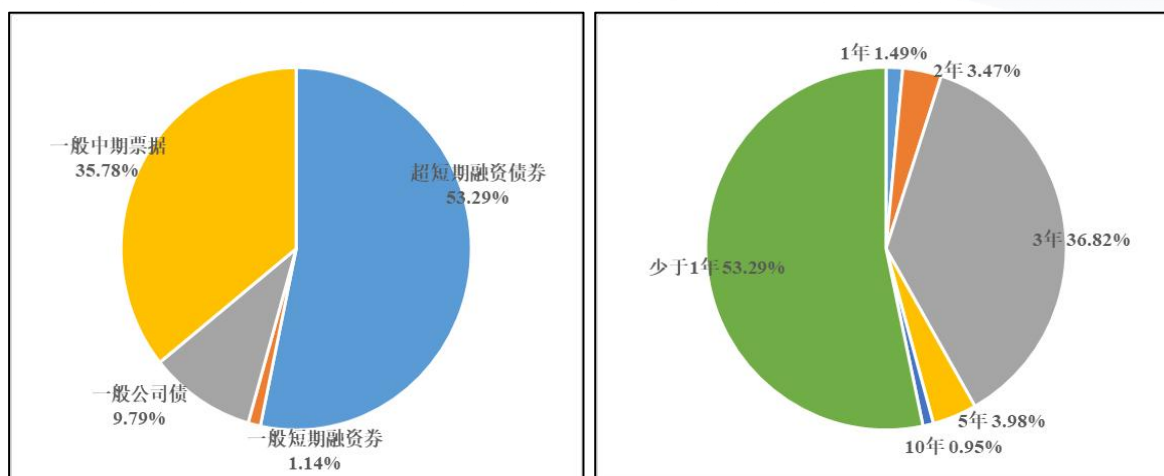
1. 一级市场概况

2022 年 1—11 月，火电企业²共发行债券 390 只，同比减少 70 只；发行规模合计 5702.25 亿元，同比下降 13.17%。2022 年 1—11 月，火电企业到期债券 419 只，到期规模合计 6091.45 亿元，火电企业债券净融资-389.20 亿元，一方面由于煤炭成本提高，政策指导下主要银行均对火电企业提供了相对低成本的保供贷款，银行借款净增加，另一方面由于上网电价提高，大部分火电企业实现扭亏或减亏，对债券融资依赖性有所减弱。

从发债期限上来看，火电企业发行债券长短期期限结构相对均衡，2022 年 1—11 月，火电企业发行的 390 只债券中债券期限在 1 年以内（含 1 年）合计 221 只，发行规模 3103.75 亿元，占总发行额度的 54.43%，主要为银行间超短期融资券产品。中长期债券中，新发行的 3 年期债券占比高，2022 年 1—11 月，火电企业发行的 3 年期债券 130 只，发行规模合计 2099.50 亿元，占中长期债券总发行额度的 81.42%。

图 3 2022 年 1—11 月火电企业债券发行期限和类别情况（规模占比）

² 根据 Wind 信用债分类



注：统计债券不包括结构化产品和定向工具
资料来源：联合资信根据公开资料整理

从发债主体信用等级情况来看，火电行业的发债企业仍集中在高级别企业。2022 年 1—11 月，新发债火电企业共 42 家，包括 31 家 AAA 级企业、10 家 AA+级企业和 1 家 AA 级企业。2022 年 1—11 月，电力行业未发生信用等级迁徙。

2. 火电行业³2022 年前三季度财务表现

从财务指标来看，2022 年前三季度，火电企业资产规模保持增长趋势，流动资产占比和总资产周转率均同比小幅提高。2022 年前三季度，煤价虽然持续高位震荡，但较 2021 年四季度水平已明显回落，且受益于上网电价的提高，火电企业盈利水平同比提高。2022 年前三季度，火电企业获现能力保持较好水平，债务负担及偿债能力指标较 2021 年底变化不大。

表 3 火电企业主要财务指标情况

指标		2021 年报		2021 年三季报		2022 年三季报	
		中位数	平均数	中位数	平均数	中位数	平均数
资产质量	资产总额（亿元）	667.52	1885.80	633.23	1800.39	712.90	1943.98
	流动资产占比（%）	20.02	21.86	18.18	20.74	20.80	22.64
	总资产周转率（次）	0.38	0.45	0.28	0.32	0.32	0.36
盈利能力	营业总收入（亿元）	253.13	592.11	161.89	413.20	216.81	495.77
	利润总额（亿元）	-2.46	-6.94	3.71	18.17	4.07	22.02
	营业利润率（%）	-1.70	-4.18	1.85	2.23	2.44	2.80
	净资产收益率（%）	-1.95	-9.84	0.66	-0.76	1.98	-0.28
现金流	经营活动现金流净额（亿元）	12.82	52.23	24.30	60.19	31.82	73.85
	现金收入比（%）	108.17	109.42	109.17	107.90	109.97	110.98

³ 根据 Wind 信用债分类，截至 2022 年 11 月底有存续债的火电企业

资本结构	所有者权益（亿元）	210.78	585.03	217.69	598.66	211.32	607.27
	全部债务资本化比率（%）	61.34	57.89	53.25	53.31	60.67	58.03
	资产负债率（%）	66.39	66.39	61.39	62.89	66.22	66.49
偿债能力	货币资金/短期债务（倍）	0.30	0.41	0.29	0.54	0.41	0.54
	流动比率（%）	0.66	0.71	0.71	0.76	0.79	0.84
	经营现金流动负债比（%）	0.08	0.07	0.13	0.14	0.13	0.17
	全部债务/经营现金流量净额（倍）	9.55	-7.48	12.53	24.62	11.17	11.30

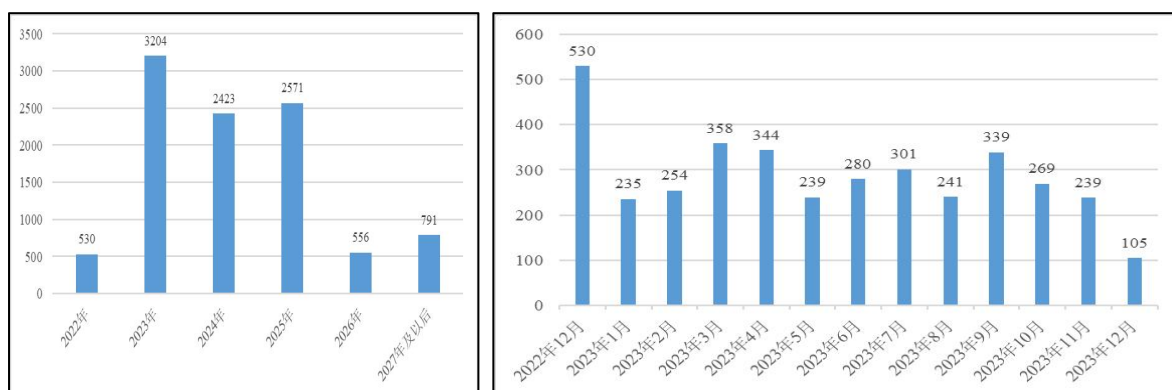
注：季度指标均未进行年化处理

资料来源：Wind

3. 火电企业债券到期情况

截至 2022 年 11 月底，火电行业存续债券 676 只，债券余额合计 10073.97 亿元。其中，2022 年 12 月到期金额合计 529.50 亿元，为未来 1 年内月度到期兑付峰值；2023 年到期债券规模分布较为均衡。到期规模较大的发行人主要为高信用等级的央企和地方国企，火电行业整体偿债风险可控。

图 4 截至 2022 年 11 月底火电企业存续债券到期分布情况（单位：亿元）



资料来源：联合资信根据公开资料整理

表 4 2023 年到期金额超过 100 亿元的火电行业发债主体情况（单位：亿元）

发债主体	到期金额	发债主体	到期金额
国家电力投资集团有限公司	941.00	大唐国际发电股份有限公司	145.00
中国大唐集团有限公司	365.00	华电国际电力股份有限公司	143.50
中国华电集团有限公司	202.00	浙江省能源集团有限公司	115.00
华能国际电力股份有限公司	200.00	国电电力发展股份有限公司	110.00
中国华能集团有限公司	178.00	江苏省国信集团有限公司	100.00

资料来源：联合资信根据公开资料整理

四、2023 年火电行业信用风险展望

综合考虑国内外疫情、宏观经济、燃料供应、气候变化等因素，预计 2023 年全国电力供需总体紧平衡。伴随当前疫情管控的逐步放开，预计工业用电需求将恢复较快增长。当前火电压舱石作用仍极为重要，但受电力市场化改革持续推进以及“碳达峰”“碳中和”目标等因素影响，电源结构将逐步向绿色低碳转型，技术落后、装机规模小的火电机组仍面临关停压力；清洁能源电量对火电电量挤占程度加剧，火电机组调峰作用将逐步凸显。2022 年以来，煤炭价格虽较 2021 年高峰有所回落，但仍保持高位震荡，且预计煤炭价格将在一定时间内仍保持该水平，火电企业成本控制压力仍很大。为对应煤炭成本高企的问题，国家及部分地区陆续发布取消工商业目录电价、允许电价上浮比例提升、扩增煤炭产能及煤炭长协保量等政策缓解煤电矛盾，2022 年前三季度，火电企业经营状况已明显改善。目前正处于迎峰度冬期间，全国电力供需总体偏紧，部分地区电力供需形势紧张，因此仍需重点关注电力供应稳定性情况，避免再次出现煤价不可控的大幅上涨导致火电企业严重亏损进而加剧限电问题。

信用债方面，由于火电行业发债企业主要为央企和地方国企，企业整体资质好，

融资渠道通畅且融资能力强；同时，电力及热力业务对区域经济及居民生活均具有重要意义，因此该类企业可获得更高强度的外部支持。整体看，火电行业企业短期债券接续性好，长期债券于 2023 年到期规模较大，但期限分布相对均衡，行业整体偿债风险可控。

综上，联合资信对 2023 年火电行业的信用风险展望为稳定。

联系人

投资人服务 010-8567 9696-8624 chenjialin@lhratings.com

免责声明

本研究报告著作权为联合资信评估股份有限公司（以下简称“联合资信”）所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“联合资信评估股份有限公司”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本研究报告的，联合资信将保留向其追究法律责任的权利。

本研究报告中的信息均来源于公开资料，联合资信对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本研究报告所载的资料、意见及推测仅反映联合资信于发布本研究报告当期的判断，仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。

在任何情况下，本研究报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。联合资信对使用本研究报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。