

## 2022 年清洁能源发电行业信用风险总结与展望

联合资信 工商评级四部

2022 年 1—10 月，全国电力供需总体平衡，局部地区受气候波动影响部分时段电力供应偏紧。企业层面，伴随整体业务规模的扩大，清洁能源发电企业资产和收入规模均有所提升，盈利能力和现金流稳定性保持良好水平。

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。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，电源结构将持续向绿色低碳转型，火电机组调峰作用将逐步凸显，风电及太阳能发电将成为清洁能源电力快速发展的主要推动力。

信用债方面，2022 年 1—11 月清洁能源发电企业发债规模同比有所下降，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，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 月清洁能源发电行业运行情况

### 1. 清洁能源电力装机情况

2022 年 1—10 月，清洁能源发电装机容量占比持续提升，风电及太阳能发电装机容量保持快速增长。风光大基地建设有序推进，未来风电及太阳能发电仍将维持快速发展。

截至 2022 年 10 月底，全国全口径发电装机容量 25.0 亿千瓦，其中，清洁能源发电装机容量 12.2 亿千瓦，较 2021 年 10 月底增长 15.6%，占总装机比重为 48.9%，占比提高 3.1 个百分点。分类型看，风电 3.5 亿千瓦，较 2021 年 10 月底增长 16.6%，增速下降 13.7 个百分点，主要受可再生能源补贴政策影响，风电在 2021 年发生大规模抢装所致。其中，陆上风电 3.22 亿千瓦，海上风电 2741 万千瓦。太阳能发电 3.6 亿千瓦，较 2021 年 10 月底增长 29.2%，增速上升 4.9 个百分点。水电 4.1 亿千瓦，较 2021 年 10 月底增长 6.0%。核电 5553 万千瓦，较 2021 年 10 月底增长 4.3%。2022 年 1—10 月，风电及太阳能发电新增容量占清洁能源发电新增容量的 70%。我国待开发水电资源主要集中于西南地区大江大河上游，地理环境特殊、交通条件差、输电距离远、移民安置难度大、生态环境保护投入大等因素拉高电站单位造价，也使得近年来水电发展速度放缓；核电因前期投资大、建设周期长、安全要求高等特点而尚未实现大规模发展。因此，风电及太阳能发电成为清洁能源电力快速发展的主要推动力。

受区域资源分布特性影响，我国将主要在西部地区扩张大基地项目，在东部地区扩张多能互补项目，并推进整县屋顶分布式光伏开发试点以及山东半岛、长三角、闽南、粤东和北部湾等海上风电基地建设。根据国家发展改革委、国家能源局于 2021 年 12 月发布第一批风光大基地项目清单，项目规划总规模为 97.05GW，主要分布在内蒙古、青海、甘肃、湖南、安徽等 19 个省份。其中，明确要求该批项目在 2022 年底前投产规模达到 45GW，剩余 52GW 项目在 2023 年底前投产。国家发展改革委、国家能源局于 2022 年 7 月发布第二批风光大基地项目清单，项目规划总规模为 455GW，主要布局在内蒙古、宁夏、新疆、青海、甘肃等地区。第一批大型风电光伏基地已全部开工，第二批项目正在陆续开工，目前正在推进第三批项目审查。第三批风光基地同样以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，延伸至石油气田、采煤沉陷区、石漠化、盐碱地等，仍秉持集约整装开发，避免碎片化。

### 2. 利用小时情况

2022 年 1—10 月，水电、风电及光伏发电利用水平整体处于合理区间，内蒙古、甘肃、青海、西藏等地区风光消纳问题仍有待改善。水电供电稳定性易受自然条件

影响，2022 年 1—10 月部分地区水电利用小时数受流域来水偏枯影响而下降明显，尤其四川等严重依赖水力发电的地区出现阶段性电力供应紧张。

2022 年 1—10 月，全国各类电源发电设备累计平均利用小时 3083 小时，同比降低 103 小时。分类型看，并网风电设备利用小时 1817 小时，同比降低 10 小时；太阳能发电设备利用小时 1172 小时，同比提高 75 小时；核电 6226 小时，同比降低 245 小时；水电设备利用小时 3002 小时，同比降低 158 小时。在水电装机容量超过 1000 万千瓦的 10 个省份中，除广西、福建、云南和广东外，其他省份水电设备平均利用小时均同比降低，其中，湖北和青海降低超过 700 小时，四川和贵州降低超过 200 小时。全国规模以上电厂水电、核电发电量同比分别增长 2.2%和 1.2%；并网风电、太阳能发电量同比分别增长 16.8%和 29.8%。

发电利用率方面，2022 年 1—10 月，全国主要流域水能利用率约 98.6%，同比提高 1.1 个百分点。风电及光伏发电利用率分别为 96.7%和 98.2%，分别同比下降 0.3 个和提高 0.2 个百分点，整体处于合理区间。分区域看，蒙东地区弃风情况最为严重，风电利用率仅为 89.6%，其次为蒙西、甘肃和青海地区，风电利用率均低于 95%；光伏利用率较低的地区分别为西藏和青海，光伏发电利用率分别为 80.0%和 90.4%，其余地区光伏发电利用率均超 97%。

水电及风光发电利用程度除自然资源条件外主要取决于下游电力消纳情况。我国规划十三大水电基地，其中长江上游、黄河上游、澜沧江干流、大渡河、南盘江、红水河流域已基本完成开发。全国水力装机规模排行前七位的省份依次是四川、云南、湖北、贵州、广西、广东、湖南，其中四川、云南、湖北水力发电装机容量合计占全国的 48%，分别占省内电力装机容量的 78%、73%和 42%，2022 年 1—10 月发电量合计占全国水电发电量的 65%。四川电力市场严重依赖水力发电，今年夏季高温干旱气候导致丰水期缺水，水电发电量下降，并且拉高了电力负荷，导致 8 月份出现严重限电状况。我国西部及北部地区风光资源丰富，风光装机规模全国领先，但我国电力负荷主要集中在中东部地区，导致西部及北部地区风光弃电问题较其他地区突出。由于水风光发电区域集中度高，电力跨区域平衡调节难度较大，电力跨区输送能力有待进一步提升。

### 3. 行业问题

#### （1）电站建设成本上升

2022 年 1—11 月，光伏组件价格仍维持高位，新建光伏电站盈利水平收窄。全国各省市陆续提出风电及光伏电站配置储能要求，但目前相应的发电端储能电价机制尚未明确。



2022 年 1—11 月，光伏组件价格较 2021 年的历史最高价格有所回落但整体仍处于高位，一定程度增加了光伏电站投资成本。以单面单晶 PERC 组件（182mm）现货价格来说，2021 年 2 月 24 日平均价为 1.66 元/W，2021 年 11 月 3 日达到历史最高价格 2.10 元/W，随后价格有所回落，但 2022 年以来仍在 1.88 元/W 至 1.98 元/W 的价格高位波动。此外，进入 2022 年，风电及光伏发电（集中式和工商业分布式）新备案项目仍延续平价上网，新核准项目上网电价按当地燃煤发电基准价执行，新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，这种市场交易模式一定程度限制了光伏发电上网电价水平。受此影响，当前阶段光伏发电新建项目收益水平受到一定挤压。

此外，部分省市已提出对新增风电及光伏发电项目进行储能配置的要求，配储比例要求多在 10%~20%之间，配储时长要求多在 2 小时以上（部分省配置要求高达 4 小时）。例如，甘肃省相关政策要求河西地区（酒泉、嘉峪关、金昌、张掖、武威）最低按电站装机容量的 10%配置储能，其他地区最低按电站装机容量的 5%配置，储能设施连续储能时长均不低于 2 小时。风电及光伏电站配建储能一定程度上增加了电站建设成本，尽管可以通过多发电量获得一定收益，但目前发电端化学储能设施并没有明确的电价机制。

## （2）消纳压力

**特高压工程建设有序推进，但 2023 年仍有大规模项目投产计划，风光消纳压力仍较大。**

我国风电及光伏电站主要集中在北方地区，而电力消纳需求主要集中在中东部地区，电源布局与电力需求在区域布局上明显失衡。近年来国家及各省市陆续推出新能源消纳政策，促进风光发电消纳，全国弃风限电情况有所改善，弃风率由 2017 年的 12.0%降至 2021 年的 3.1%，但部分地区的新能源消纳问题仍有待解决，例如蒙西、新疆、河北和甘肃 2021 年弃风率分别为 8.9%、7.3%、4.6%和 4.1%，仍高于全国平均水平。目前，北方地区风光富余电量主要通过增加当地消纳需求以及外送消纳，前者主要依赖当地政府通过招商政策引导耗能企业落地，提高本地电力需求负荷，后者主要为通过特高压外送进行省间交易，但存量特高压电网利用率仍有待提升。特高压电网为“西电东送、北电南供”的主要输送通道，“十四五”期间，国家电网规划建设特高压工程“24 交 14 直”，涉及线路 3 万余公里，变电换流容量 3.4 亿千伏安，总投资 3800 亿元。

国家电网在“十四五”期间规划建设“三交九直”特高压工程，主要是基地至京津冀、华东、华北、华中地区的特高压输电通道。其中，雅中-江西、陕北-武汉、白鹤滩-江苏特高压直流等跨省区输电通道已建成投运，白鹤滩-浙江、闽粤联网直流工程、南阳-荆门-长沙、驻马店-武汉等跨省区特高压直流工程正在推进。在增量特高压投产前，风光大基地在 2023 年仍有大规模项目投产，且以北方地区为主，风光消纳

压力将明显加大。除建设特高压外送通道外，各大能源基地及周边地区也需要配备清洁高效先进节能的煤电为支撑，以保障风光供给消纳体系的安全、稳定、可靠。

此外，随着分布式光伏的快速发展，部分省份分布式光伏消纳承压。河南在今年5月发布的辅助服务市场规则征求意见稿中，将分布式光伏纳入辅助服务市场新能源调峰费用分摊主体。山东在今年6月出台的电力现货市场规则征求意见稿中，将分布式光伏列为现货市场偏差费用分摊主体。

### （3）补贴回款压力

**可再生能源补贴资金累计缺口很大，补贴回款整体压力大，2023年可再生能源补贴的提前下达一定程度缓解电力企业扩张过程的资金压力。**

受益于可再生能源电价补贴政策，风、光及生物质发电企业盈利水平较高，但由于补贴发放存在滞后性，企业回款情况及经营现金流表现一般。截至2021年底，累计可再生能源补贴资金缺口约为4000亿元，补贴回款压力大。2022年11月，中央预决算公开平台发布《财政部关于提前下达2023年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，本次可再生能源电价附加补助下达山西、内蒙古、吉林、浙江、湖南、广西、重庆、四川、贵州、云南、甘肃、青海和新疆13个省区，补贴金额合计47.1亿元。财政部提前下达明年可再生能源补贴，有益于缓解可再生能源电力企业资金压力。

## 二、2022年清洁能源发电行业主要政策及动态点评

### 关键词 1：市场化交易

2022年3月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》，指出支持具备条件的现货试点不间断运行，尽快形成长期稳定运行的现货市场。第一批试点地区（广东、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃）原则上2022年开展现货市场长周期连续试运行，第二批试点地区（上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北）原则上在2022年6月底前启动现货市场试运行。其他地区尽快开展现货市场建设工作。2022年6月底，省间现货交易启动试运行。

2022年11月，国家发展改革委、国家统计局和国家能源局发布《关于进一步做好新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制有关工作的通知》，明确现阶段风电、太阳能发电、水电、生物质发电、地热能发电等可再生能源不纳入能源消费总量。同时指出，绿证核发范围覆盖所有可再生能源发电项目，建立全国统一的绿证体系，由国家可再生能源信息管理中心根据国家相关规定和电网提供的基础数据向可再生能源发电企业按照项目所发电量核发相应绿证。绿证原则上可转让，绿证转让按照有关规定执行。

**政策点评：**现货试点建设逐步推进，通过试点运行不断积累经验将有助于完善市场规则。风电、光伏发电（集中式和工商分布式）等可再生能源已进入平价上网时代，电力消纳也逐步从保障性收购过渡至电力市场化交易，以绿证作为可再生能源电力消费量认定的基本凭证，可促进可再生能源电力消纳，一定程度缓解其面临的市场竞争压力。

### **关键词 2：新型储能**

2022 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局发布《“十四五”新型储能发展实施方案》，建立容量电价机制，完善辅助服务补偿，明确鼓励地方给予政策支持并于 2022 年 6 月发布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，推动新型储能参与电力市场，建立容量电价机制，完善辅助服务补偿，明确鼓励地方给予政策支持。2021 年以来已有 23 个省市提出新能源配储需求，配储比例要求多在 10%~20% 之间，配储时长要求多在 2 小时以上（部分省配置要求高达 4 小时）。特别地，河北、浙江永康、山东枣庄等地对分布式光伏也已提出配储要求。

**政策点评：**随着电力系统对调节能力需求提升、新能源开发消纳规模不断加大，新型储能与新能源开发消纳的匹配性更好的优势逐渐凸显。我国积极探索多元化的储能方式，锂离子电池、压缩空气储能等技术已较为成熟，未来将继续推动液流电池、光热储能等新型储能方式的商业化应用。

### **关键词 3：可再生能源补贴**

2022 年 3 月，国家发展改革委、能源局以及财政部三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，决定在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，进一步摸清可再生能源发电补贴底数。2022 年 5 月，国务院常务会议提出确保能源供应，在前期支持基础上，再向中央发电企业拨付 500 亿元可再生能源补贴。

2022 年 6 月，财政部下发了《关于下达 2022 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，要求严格按照预算管理，尽快将补贴资金拨付至电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目企业，公共可再生能源独立系统项目应优先足额拨付至 2021 年底。根据该通知，本次下达总计可再生能源补贴资金 27.55 亿元。其中，风电 14.71 亿元、光伏 12.55 亿元、生物质 2890 万元。加上 2021 年底下达的 2022 年第一批可再生能源电价附加补助资金预算，合计补贴预算 67.19 亿元。其中，风电 30.21 亿元、光伏 36.29 亿元、生物质 6896 万元。

2022 年 11 月，中央预决算公开平台发布《财政部关于提前下达 2023 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》。根据通知，本次可再生能源电价附加补助

下达山西、内蒙古、吉林、浙江、湖南、广西、重庆、四川、贵州、云南、甘肃、青海和新疆 13 个省区。本次补贴总计 47.1 亿元。其中，风电补贴 20.46 亿元，光伏补贴 25.8 亿元，生物质补贴 8425 万元。

**政策点评：**补贴拖欠属于历史遗留问题，相关政策的出台有加速解决的迹象。新能源项目的开发建设周期长，启动资金规模大，为鼓励清洁能源的发展，为“双碳”政策的落实铺平道路，国家在新能源发电行业给予相关企业大力支持。未来随着补贴款的逐步到位，相关企业资本金将得到补足，有望进一步推动新能源电力行业的快速发展。

### 三、2022 年 1—11 月清洁能源发电企业债券市场表现回顾

2022 年 1—11 月，清洁能源发电企业发债规模同比有所下降，仍集中在高信用等级企业，且以央企和地方国企居多，行业企业整体信用资质好、融资能力强，偿债风险可控。

#### 1. 一级市场概况

2022 年 1—11 月，清洁能源发电企业<sup>1</sup>共发行债券 211 只，发行规模合计 2738.10 亿元，发债数量及发债总额分别较 2021 年同期减少 25 只和 980.51 亿元，行业债券净融资额为 8.93 亿元。从发债主体信用等级情况来看，清洁能源发电行业的发债企业仍集中在高级别企业，新发债清洁能源发电企业同比增加 10 家。2022 年 1—11 月清洁能源发电行业未发生信用等级迁徙。

表 1 清洁能源发债主体级别分布情况（单位：家）

级别分布	2022 年 1—11 月	2021 年 1—11 月
AAA	29	22
AA+	7	4
AA	4	4
合计	40	30

注：统计债券不包括结构化产品和定向工具

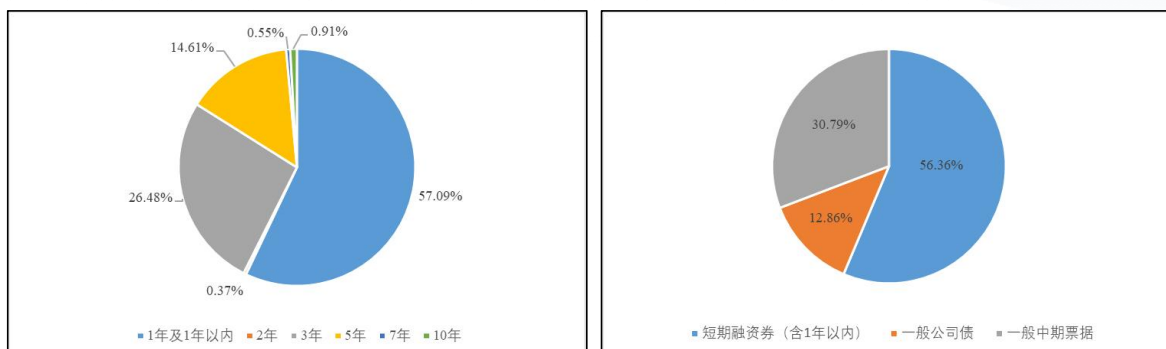
资料来源：联合资信根据公开资料整理

从发债期限上来看，清洁能源发电企业发行债券期限结构中短期期限占比略高，2022 年 1—11 月发行的 211 只债券中债券期限在 1 年以内（含 1 年）合计 133 只，发行规模 1563.10 亿元，占总发行额度的 57.09%，主要为银行间超短期融资券产品；发行的 3 年期债券合计 47 只，发行规模 725.00 亿元，占中长期债券总发行额度的 61.70%，中长期债券中新发行的 3 年期债券占比高。

图 1 2022 年 1—11 月债券发行期限统计（规模占比）      图 2 2022 年 1—11 月债券发行品种统计（规模占比）

<sup>1</sup> 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；小数位差异由四舍五入导致  
资料来源：联合资信根据公开资料整理

## 2. 清洁能源发电行业<sup>2</sup>2022年1—9月财务表现

从财务指标来看，2022年1—9月，清洁能源发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同比保持相对稳定。盈利能力方面，清洁能源发电企业营业总收入、利润总额和营业利润率同比均保持小幅增长。2022年1—9月，清洁能源发电企业获现能力同比有所提升，但伴随债务规模的扩大，部分偿债能力指标有所弱化。

表2 清洁能源发电企业主要财务指标情况

指标		2021年		2021年1—9月		2022年1—9月	
		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）	760.73	1692.57	698.55	1626.28	855.52	1807.68
	流动资产占比（%）	18.54	18.93	20.13	19.32	20.39	20.54
	总资产周转率（次）	0.15	0.20	0.11	0.15	0.11	0.14
盈利能力	营业总收入（亿元）	126.44	283.87	95.37	202.63	112.52	227.75
	利润总额（亿元）	30.59	62.37	20.97	51.67	24.38	57.27
	营业利润率（%）	19.72	25.33	23.92	31.08	25.37	31.69
	净资产收益率（%）	7.49	6.68	7.16	6.62	6.67	6.15
现金流	经营活动现金流净额（亿元）	40.71	95.23	31.46	59.62	28.30	84.09
	现金收入比（%）	103.84	96.11	98.15	93.23	100.67	100.91
资本结构	所有者权益（亿元）	237.64	632.36	228.21	597.96	246.01	679.64
	全部债务资本化比率（%）	59.14	57.25	59.30	56.99	58.74	56.23
	资产负债率（%）	64.51	63.56	64.68	63.56	63.90	62.67
偿债能力	货币资金/短期债务（倍）	0.34	0.53	0.41	0.97	0.45	0.64
	流动比率（%）	0.91	0.95	0.93	1.11	0.92	1.04
	经营现金流流动负债比（%）	0.27	0.34	0.20	0.26	0.28	0.30
	全部债务/经营现金流量净额（倍）	8.45	13.20	11.08	27.47	9.50	32.18

资料来源：Wind

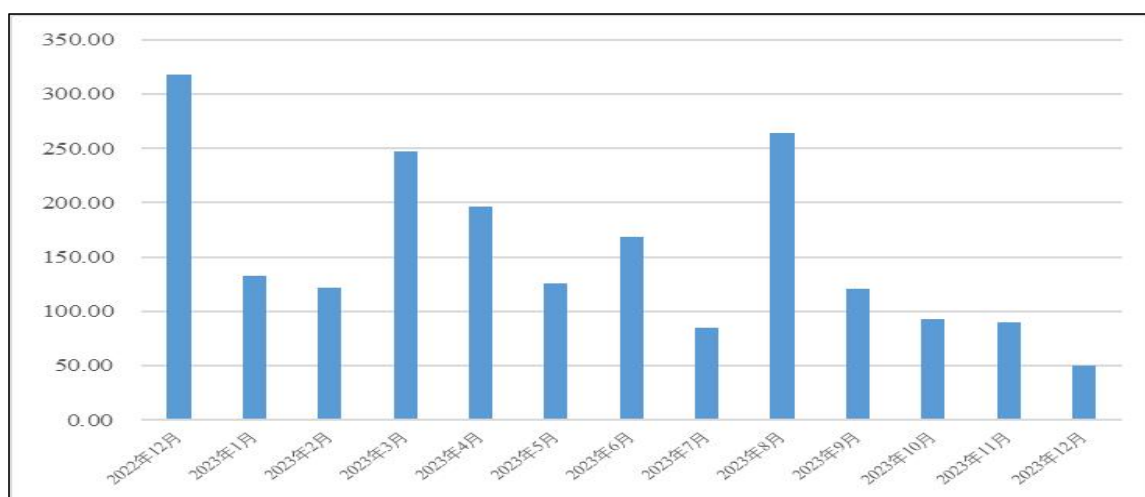
<sup>2</sup> 根据 Wind 信用债分类，截至 2022 年 11 月底有存续债的清洁能源发电企业



### 3. 2022 年 12 月及 2023 年清洁能源发电企业债券到期情况

截至 2022 年 11 月底，清洁能源发电行业存续债券共 348 只，合计余额 5110.91 亿元。其中，2022 年 12 月及 2023 年到期金额合计 317.45 亿元和 1693.80 亿元，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，清洁能源发电行业整体偿债风险可控。

图 3 截至 2022 年 11 月底存续债券于 2022 年 12 月和 2023 年到期分布情况（单位：亿元）



资料来源：联合资信根据公开资料整理

## 四、2023 年清洁能源发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。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，电源结构将持续向绿色低碳转型，火电机组调峰作用将逐步凸显，风电及太阳能发电将成为清洁能源电力快速发展的主要推动力。从区域分布看，我国将主要在西部地区扩张大基地项目，在东部地区扩张多能互补项目。特高压输电工程项目稳步推进，弃风限电情况将逐步改善，但 2023 年伴随大基地项目的逐步投产，西部地区风光电力消纳仍面临较大压力。

信用债方面，由于清洁能源发电行业发债企业主要为央企和地方国企，企业整体信用资质好，融资渠道通畅且融资能力强，行业整体偿债风险可控。

综上，联合资信对 2023 年清洁能源发电行业的信用风险展望为稳定。

## 联系人

投资人服务    010-85679696-8759    [chenye@lhratings.com](mailto:chenye@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。