

2022 年上半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 年上半年，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 2022 年下半年，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，电源结构将逐步向绿色低碳转型，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 年上半年清洁能源发电企业发债规模同比变化不大，长短期债务结构相对均衡，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。2022 年下半年，虽然清洁能源发电行业到期兑付债券规模较大，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 年上半年清洁能源发电行业运行情况

1. 清洁能源电力装机情况

2022 年上半年，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。根据国家风光大基地规划，未来风电及太阳能发电仍将维持快速发展。

截至 2022 年 6 月底，全国全口径发电装机容量 24.4 亿千瓦，其中，清洁能源发电装机容量 11.8 亿千瓦，较 2021 年 6 月底增长 14.8%，占总装机比重为 48.2%，占比提高 2.8 个百分点。分类型看，并网风电 3.4 亿千瓦，较 2021 年 6 月底增长¹17.2%，增速下降 17.5 个百分点，主要系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 3.16 亿千瓦，海上风电 2666 万千瓦。并网太阳能发电 3.4 亿千瓦，较 2021 年 6 月底增长²25.93%，增速上升 2.2 个百分点。其中，集中式光伏发电 2.1 亿千瓦，分布式光伏发电 1.3 亿千瓦，较 2021 年 6 月底增长 45.6%，分布式增量占光伏发电总增量的 57.5%，主要系受分布式光伏整县推进政策影响所致。水电 3.8 亿千瓦，较 2021 年 6 月底增长 4.7%。核电 5553 万千瓦，较 2021 年 6 月底增长 6.5%。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。根据国家发改委、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。国家发改委、国家能源局第二批基地项目清单于 2022 年 7 月印发，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。

¹ 2022 年上半年，风电新增装机“三北”地区占比约 72.5%，中东部和南方地区占比约 27.5%

² 2022 年上半年，光伏新增装机占比较高的区域为华北、华东和华中地区，分别占全国新增装机的 27%、27%和 20%；分布式光伏新增装机占比较高的省份为山东、河北、河南和浙江，分别占分布式光伏新增装机的 23.57%、16.40%、14.41%和 10.12%

2. 利用小时情况

2022 年上半年，水电、风电及光伏发电利用水平整体处于合理区间，“三北”地区风光消纳问题仍有待改善。四川等严重依赖水力发电的地区，供电稳定性易受自然条件影响。

2022 年上半年，全国发电设备累计平均利用小时 1777 小时，同比降低 81 小时。分类型看，风电设备利用小时 1154 小时，同比降低 58 小时；太阳能发电设备利用小时 690 小时，同比提高 30 小时；水电设备利用小时 1691 小时，同比提高 195 小时；核电 3673 小时，同比降低 132 小时。全国规模以上电厂水电、核电发电量同比分别增长 20.3%和 2.0%；并网风电、太阳能发电量同比分别增长 12.2%和 29.8%。

发电利用率方面，2022 年上半年，全国主要流域水能利用率约 98.6%，同比提高 0.2 个百分点。风电及光伏发电利用率分别为 95.8%和 97.7%，分别同比下降 0.60 个和 0.2 个百分点，整体处于合理区间。分区域看，蒙东、蒙西、吉林、青海、新疆地区风电利用率较低，分别为 88.7%、88.8%、92.8%、93.5%和 93.8%；西藏、青海、蒙西光伏发电利用率较低，分别为 79.6%、89.1%和 96.4%。

水电及风光发电利用程度主要取决于自然资源条件及下游电力消纳情况。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%。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 年上半年，光伏组件价格仍维持上涨态势，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 年上半年，由于硅料供应阶段性短缺情况尚未改善，光伏组件价格仍维持上涨态势，晶硅光伏组件周平均价由 2021 年 7 月的 0.16 美元/瓦上升至 2022 年 6 月的 0.21 美元/瓦，一定程度增加了光伏电站投资成本。此外，进入 2022 年，风电及光伏发电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

风光大基地仍以北方布局为主，2022 年及 2023 年均有大规模项目投产计划，风光消纳压力将明显加大。

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，根据初步方案合计送电规模 9300 万千瓦。在增量特高压投产前，风光大基地在 2022 年及 2023 年均有大规模项目投产，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。

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。进入 2022 年，风电及光伏发电新备案项目平价上网，未来随着平价项目占比增加，可再生能源电力企业现金流状况有望改善。

二、2022 年上半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 1 月 25 日，广州电力交易中心发布《关于印发<南方区域绿色电力交易规则（试行）>的通知》，规定南方区域绿色电力交易的市场成员按照市场角色分为售电主体、购电主体、输电主体和市场运营机构，绿电交易包括直接交易和认购交易两种形式。绿电交易价格由电能量价格和环境溢价组成，具体根据市场主体申报情况通过市场化方式形成。

2022 年 1 月 28 日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出要完善电力价格形成机制，统一规范各地电力市场价格规则，有效平衡电力供需。有序推动工商业用户全部进入电力市场，确保居民、农业、公益性事业等用电价格相对稳定。

2022 年 3 月 3 日，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 5 月 25 日，北京电力交易中心发布《关于印发<北京电力交易中心绿色电力交易实施细则>的通知》，参与绿色电力交易的发电企业初期主要为风电和光伏等新能源企业。绿色电力交易优先组织未纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风电和光伏电量参与交易；已纳入国家可再生能源电价附加补助政策范围内的风

电和光伏电量可自愿参与绿色电力交易，其绿色电力交易电量不计入合理利用小时数，不领取补贴；分布式新能源可通过聚合的方式参与绿色电力交易。

点评：推动全国统一电力市场体系的建设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。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。

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》，文件从加强应急安全管控、推动构建新型电力系统、创新电网结构形态和运行模式、增强电源协调优化运行能力、加快新型储能技术规模化应用、大力提升电力负荷弹性等几个方面对建设现代能源体系作出了顶层设计，为电力各个环节发展提供了详细的政策细则和实施路径。在推动构建新型电力系统方面着重提出，要加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、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。积极推动源网荷储一体化发展。

具体而言，“十四五”时期现代能源体系建设的主要目标有：能源综合生产力达到 46 亿吨标煤以上（原油 2 亿吨、天然气 2300 亿方、发电装机 30 亿千瓦）；单位 GDP 碳排放五年累计下降 18%；

单位 GDP 能耗降低 13.5%；非化石能源发电占比达到 39%；非化石能源消费达到 20%；电气化率达到 30%；灵活性调节电源占比达到 34%；电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的 3%~5%。

点评：《“十四五”现代能源体系规划》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：新型储能

2022 年 1 月 29 日，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》，再次重申“2025 年实现新型储能规模化，2030 年实现市场化”，发展不设上限，推广共享储能模式，以储能促进新能源的高效消纳利用，保障可再生能源占比稳步提升；加强分散式聚合利用，落实分时电价机制，拉大峰谷价差，增强峰谷套利经济性；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。

2022 年 6 月 7 日，国家发展改革委、国家能源局发布《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》，明确新型储能具有响应快、配置灵活、建设周期短等优势，可作为独立储能参与电力市场，在电力运行中发挥顶峰、调峰、调频、爬坡、黑启动等多种作用，具备独立计量、控制等技术条件，接入调度自动化系统可被电网监控和调度。

2021 年以来已有 23 个省市区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。

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 4：可再生能源补贴

2022 年 3 月 24 日，国家发改委、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 11 日，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 24 日，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。

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。随着补贴款的到位，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。

关键词 5：可再生能源发展规划

2022 年 2 月，国家发改委、国家能源局发布《关于印发<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>》的通知，计划以库布齐、乌兰布和、腾格里、巴丹吉林沙漠为重点，以其他沙漠和戈壁地区为补充，综合考虑采煤沉陷区，规划假设大型风电光伏基地。

2022 年 6 月 1 日，国家发展改革委、国家能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住房和城乡建设部农业农村部、中国气象局、国家林业和草原局联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》（以下简称《规划》）。《规划》明确提出到 2025 年，可再生能源消费总量达到 10 亿吨标准煤左右，占一次能源消费的 18%左右；可再生能源年发电量达到 3.3 万亿千瓦时左右，风电和太阳能发电量实现翻倍；全国可再生能源电力总量和非水电消纳责任权重分别达到 33%和 18%左右，利用率保持在合理水平；太阳能热利用、地热能供暖、生物质供热、生物质燃料等非电利用规模达到 6000 万吨标准煤以上。此外，《规划》再次强调大力推进风电和光伏发电基地化开发，在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续规模化开发条件的地区，着力提升新能源就地消纳和外送能力，重点建设新疆、黄河上游、河西走廊、黄河几字弯、冀北、松辽、黄河下游新能源基地和海上风电基地集群等。

点评：《规划》由九部门联合印发，展示了国家顶层机构对新能源发展的最高程度重视，以及可再生能源产业在我国社会经济运行中地位的大幅提高。政策支持下，可再生能源将保持快速发展趋势，因地制宜，包括在西部扩张大基地项目，在东部扩张多能互补项目。

三、2022 年上半年清洁能源发电企业债券市场表现回顾

2022 年上半年，清洁能源发电企业发债规模同比变化不大，仍集中在高信用等级企业，长短期债务结构相对均衡。2022 年下半年，清洁能源发电企业到期债券规模较大，但由于整体信用资质好、融资能力强，清洁能源发电行业整体偿债风险可控。

1. 一级市场概况

2022 年上半年，清洁能源发电企业³共发行债券 108 只，发行规模合计 1486.10 亿元，发债数量及发债总额分别较 2021 年同期变化不大。2022 年上半年，新清洁能源发电企业到期债券合计 1073.00 亿元，行业债券净融资 413.10 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。2022 年上半年，新发债清洁能源发电企业共 30 家，包括 23 家 AAA 级企业、4 家 AA+级企业和 3 家 AA 级企业；而 2021 年上半年新发债清洁能源发电企业共 24 家，包括 19 家 AAA 级企业、3 家 AA+级企业和 2 家 AA 级企业。2022 年上半年清洁能源发电行业未发生信用等级迁徙。

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 年上半年发行的 108 只债券中债券期限在 1 年以内（含 1 年）合计 69 只，发行规模 801.10 亿元，占总发行额度的 53.91%（2021 年同期发行短期债券 77 只，发行规模 1127.30 亿元，占当期总发行额度的 75.90%），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 年上半年发行的 3 年期债券合计 25 只，发行规模 422.00 亿元，占中长期债券总发行额度的 61.61%。

表 1 2022 年上半年新能源企业发行债券数量及金额情况（单位：只、%、亿元）

债券种类	债券数量	债券数量占比	债券金额	债券金额占比
短期融资券（含 1 年以内）	69	63.89	801.10	53.91
一般公司债	15	13.89	180.00	12.11
一般中期票据	23	21.30	405.00	27.25
可交债	1	0.93	100.00	6.73
合计	108	100.00	1486.10	100.00

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⁴2022 年上半年财务表现

从财务指标来看，2022 年上半年，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收入、利润总额和营业利润率同比均保持小幅增长。2022 年上半年，清洁能源发电企业获现能力同比有所提升，债务负担及偿债能力指标同比变化不大。

表 2 清洁能源发电企业主要财务指标情况

指标	2021 年报		2021 年半年报		2022 年半年报	
	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）					
	706.31	1467.21	687.07	1374.35	699.02	1535.97

³ 根据 Wind 信用债分类

⁴ 根据 Wind 信用债分类，截至 2022 年 6 月底有存续债的清洁能源发电企业

	流动资产占比 (%)	18.45	17.69	18.72	18.20	19.33	18.95
	总资产周转率 (次)	0.14	0.17	0.07	0.08	0.07	0.08
盈利能力	营业总收入 (亿元)	101.77	216.08	45.67	97.26	52.14	115.25
	利润总额 (亿元)	18.97	58.64	12.37	31.12	13.48	35.89
	营业利润率 (%)	20.80	27.44	30.40	33.93	29.00	34.98
	净资产收益率 (%)	8.19	7.64	5.53	5.63	5.80	4.93
现金流	经营活动现金流净额 (亿元)	40.71	90.40	15.20	36.26	34.51	60.68
	现金收入比 (%)	94.56	92.39	89.31	86.50	98.40	98.29
资本结构	所有者权益 (亿元)	222.45	555.22	219.53	505.59	223.44	577.91
	全部债务资本化比率 (%)	61.04	58.11	62.41	58.45	59.23	58.07
	资产负债率 (%)	66.98	64.21	66.19	64.63	66.05	64.33
偿债能力	货币资金/短期债务 (倍)	0.33	0.45	0.39	0.79	0.42	0.56
	流动比率 (%)	0.88	0.91	0.89	1.06	0.97	0.95
	经营现金流流动负债比 (%)	0.33	0.35	0.13	0.16	0.18	0.23
	全部债务/经营现金流量净额 (倍)	8.31	10.94	19.48	40.34	13.58	16.50

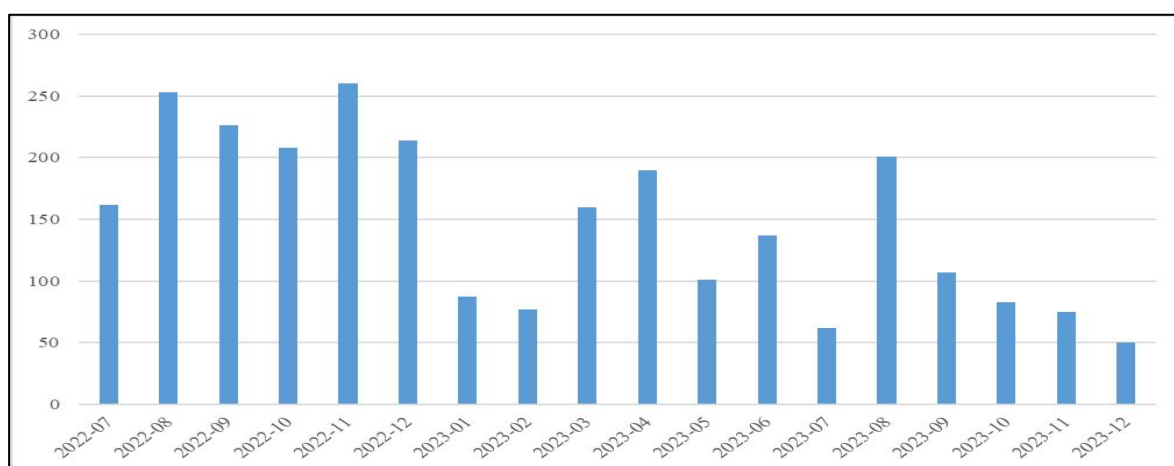
注：半年度指标均未进行年化处理

资料来源：Wind

3. 2022 年下半年清洁能源发电企业债券到期情况

截至 2022 年 6 月底，清洁能源发电行业存续债券共 356 只，合计余额 5392.31 亿元。其中，2022 年下半年到期金额合计 1322.90 亿元，11 月出现到期兑付峰值 259.90 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 1 截至 2022 年 6 月底存续债券于 2022 年下半年和 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

表 3 2022 年下半年到期金额超过 50 亿元的发债主体情况 (单位：亿元)

发债主体	到期金额	发债主体	到期金额
中国长江三峡集团有限公司	210.00	中广核集团有限公司	115.00

中国长江电力股份有限公司	150.00	北京京能清洁能源电力股份有限公司	90.00
龙源电力集团股份有限公司	175.00	中国广核电力股份有限公司	71.00
华能澜沧江水电股份有限公司	147.00	--	--

资料来源：联合资信根据公开资料整理

四、2022 年下半年清洁能源发电行业信用风险展望

根据中国电力企业联合会发布的《2022 年上半年全国电力供需形势分析预测报告》，从需求端看，2022 年上半年，全国用电需求同比增长，但主要受疫情波动影响，4—5 月用电量连续负增长。综合考虑下半年国内外疫情形势、国际局势、气候变化及国家各项稳增长政策措施效果等因素，预计 2022 年下半年全社会用电量同比增长 7% 左右，全年全社会用电量增速约 5%~6%。从供给端看，截至 2022 年 6 月底，全国全口径发电装机容量 24.4 亿千瓦，其中非化石能源发电装机容量约占 48.2%。预计在新能源快速发展带动下，2022 年新增装机规模将创历史新高，截至 2022 年底，全口径发电装机容量将达到 26 亿千瓦左右，其中非化石能源发电装机容量占比将首次达到一半。整体看，当前火电压舱石作用仍极为重要，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，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。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。

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。2022 年下半年，虽然清洁能源发电行业到期兑付债券规模较大，但行业整体偿债风险可控。

联系人

投资人服务 010-85679696-8759 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。