

惠誉博华 2024 年信用展望：电力生产行业

新能源挑战浮现，基础电源利好落地

新能源电力的历史性扩装使得其在电源结构中的份额一路攀升，而火电仍是年度电力增量供给的中坚力量。与风电、光伏风驰电掣的容量增长相偏离的电量增长意味着中国电力部门的核心矛盾已由电源结构绿色度不足转为基础电源充裕度不足。

集中式风光大基地快速推进使得新增电源容量与外送能力间的缺口日益凸显，部分省区弃风（光）率有所抬头预示新能源电力消纳挑战加剧，而分布式光伏也面临与集中式电站相同的并网困局，绝大多数评估试点区域分布式光伏消纳情况堪忧。与此同时，市场化交易比重不断扩大使得存在时间错配缺陷的新能源电力多以低价成交，电厂盈利能力可能面临回撤。基于源自电量与电价的双重挑战，惠誉博华对 2024 年中国新能源电力行业展望为“高景气负面”。

低碳转型愿景下，基础电源建设明显提速是保障电力系统运行安全可靠并获取更多新能源电量并网空间的必然选择。容量电价使得煤（火）电企业可获得稳定且可预测的回报；能量电价在电力供需基本面与燃煤价格走低共同影响下将有所回调；成本共担与调动所有市场参与主体的灵活性资源是电力辅助服务市场的发展方向。惠誉博华对 2024 年以火电为代表的中国基础电源行业展望为“中景气稳定”。

惠誉博华

分析师

唐大千，CPA, CFA
+ 86 (10) 5663 3873
darius.tang@fitchbohua.com

王兴萍，CPA
+ 86 (10) 5663 3871
xingping.wang@fitchbohua.com

媒体联系人

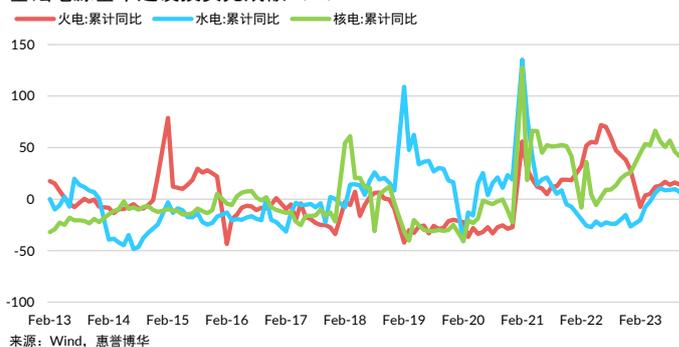
李林
+ 86 (10) 5957 0964
jack.li@thefitchgroup.com

低碳愿景下，中国电力部门的核心矛盾已由电源结构绿色度不足转为基础电源充裕度不足

“十四五”以来，中国电力生产部门最为显著的发展特征是以风电、光伏为代表的新能源装机规模突飞猛进，这得益于中国政府于 2020 年 9 月至 2021 年 3 月宣誓的“碳达峰、碳中和”愿景与“构建以新能源为主体的新型电力系统”的转型构想。2021~2023 年，中国年均新增风电装机 5,362 万千瓦，较“十三五”期间年均增量 3,142 万千瓦增长 70.7%。2021~2023 年，中国年均新增光伏装机 11,945 万千瓦，较“十三五”期间年均增量 4,148 万千瓦增长 188.0%。其中，2023 年光伏装机在以硅料为代表的产业链价格俯冲探底与整县分布式光伏全面推进的共同刺激下实现逾 21,000 万千瓦的历史性增长是达成这一靓丽年均涨幅的重要推手。

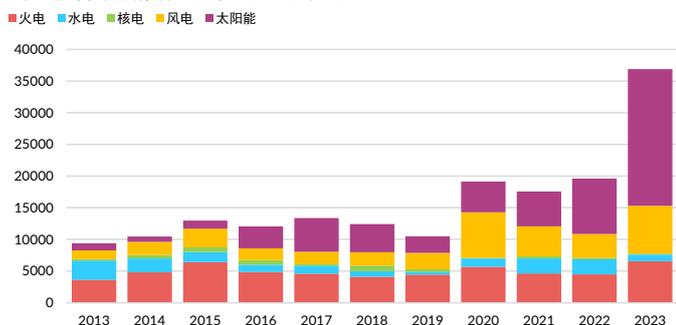
风电、光伏的历史性扩装使得其在（主要）电源结构中的份额一路攀升。截至 2023 年末，中国风电、光伏累计装机比重各达 15.1%、20.9%，较 2020 年末分别提升 2.3、9.4 个百分点。光伏与风电已分别跃升为仅次于火电的中国第二大与第三大电源类型。这既与新能源电力高速扩容的路径相互呼应，又折射出中国基础电源装机增长（较新能源）大为逊色的现状。由于水电经济可开发资源逐步减少、核电于 2016~2018 年进入核准空窗期、“十二五”期间火电供给过剩而效率降低，2016~2020 年中国基础电源建设投资完成额长期陷入负增长区间，这一效应持续积累使得基础电源不断将容量份额让位于新能源电力。

基础电源基本建设投资完成额（%）



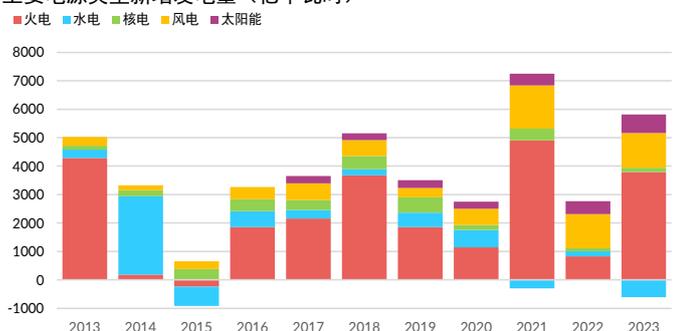
然而，相较容量此消彼长，新能源对基础电源的电量替代效应却不甚明显。即使比重略有回落，火电仍为中国电力市场支柱电量提供者，2023 年，火电在（主要）电源类型中的电量份额仍达 69.9%，较“十三五”末的 71.2%仅微降 1.3 个百分点。同期，风电与光伏电量份额分别为 9.1%、3.3%，比重较“十三五”末各提升 3.5、1.4 个百分点。这一非对称替代效应在新增电量结构中得以更为明确的体现。“十四五”以来，除 2022 年火电在以高煤价为代表的

主要电源类型新增装机容量（万千瓦）



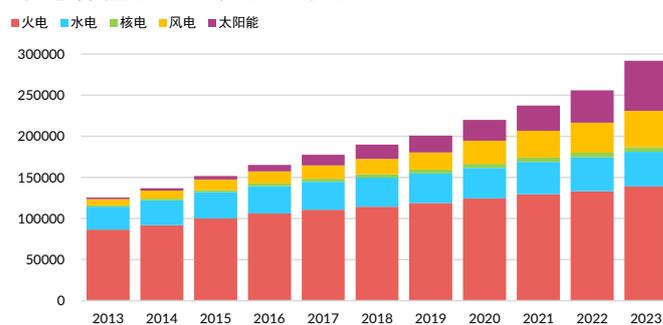
来源：Wind，惠誉博华

主要电源类型新增发电量（亿千瓦时）



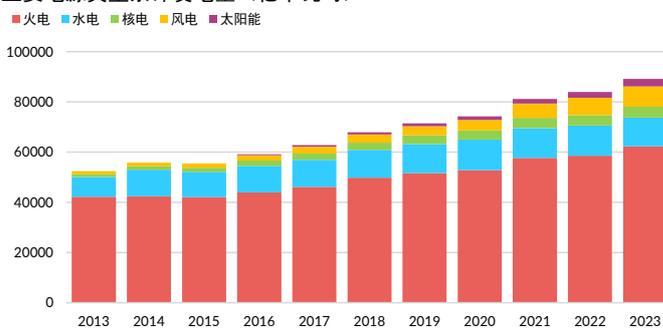
注：依国家统计局口径，太阳能发电量自2016年起开始统计，增量自2017年开始计算。
来源：Wind，惠誉博华

主要电源类型累计装机容量（万千瓦）



来源：Wind，惠誉博华

主要电源类型累计发电量（亿千瓦时）



注：依国家统计局口径，太阳能发电量自2016年起开始统计。
来源：Wind，惠誉博华

不利因素打击下新增电量不及新能源外，2021与2023年，火电在（主要）电源类型中的新增电量份额各达70.5%、72.8%，成为年度电力增量供给的中坚力量。与新能源（特别是光伏）风驰电掣的容量增长相偏离的新能源电量增长是中国电力系统转型所面临的重要挑战之一。低碳愿景下，电力部门的核心矛盾已由电源结构绿度不足转为基础电源充裕度不足，该趋势与可能的应对措施将对2024~2025年乃至日后更长时间的中国电力行业与企业的经营及信用产生持续影响。

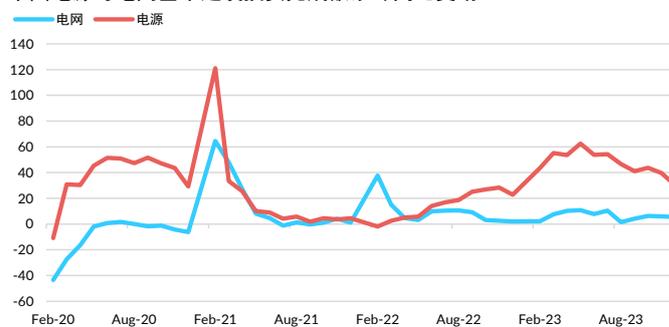
电量并网难度渐大，电价走势趋降，对新能源电力行业授予“高景气负面”展望

集中式风光大基地快速推进使得新增电源容量与外送能力间的缺口日益凸显，部分省区弃风（光）率有所抬头，预示电力消纳挑战加剧

基础电源充裕度不足导致波动性大、逆调峰特征明显的新能源电力无法获得足量的并网机会，这既与“十三五”期间以火电为代表的、提供压舱电量的基础电源投资低迷息息相关，又是风电、光伏等新能源装机井喷式增长的结果。中国正在以沙漠、戈壁、荒漠地区为依托推进风光大基地项目，快速搭建大型集中式风光电站集群。“十四五”期间拟完成新建200GW风光电站，其中外送150GW；“十五五”期间再投产255GW风光项目，其中外送165GW。截至2023年11月末，第一批97.05GW风光大基地项目已全部开工并实现并网45.16GW，第二批、第三批已核准超过50GW，正在陆续开工建设。

为充分汲取风光资源禀赋并开拓沙漠、戈壁、荒漠、采煤沉陷区等区域的潜在价值，集中式风光大基地项目多处于远离负荷中心的内蒙古、青海、甘肃等西北省份，这意味着需要构建完备且充足的特高压外送通道以满足新能源电力的消纳需求。合计455GW的规划容量中外送规模高达315GW（或近70%）印证了这一需求。然而，中国特高压输电线路的建设速度已难以追逐迅猛的新能源并网诉求。自2022年4月以来，电网基本建设投资完成额（累计）同比增速持续跑输电源基本建设，2023年这一增长差距已扩大至近25个百分点，即电源基本建设投资完成额（主要为新能源）同比增长30.1%，而电网基本建设投资完成额仅实现5.4%的增长。

中国电源与电网基本建设投资完成额累计同比变动（%）



来源：Wind，惠誉博华

与此同时，国家电网公司的规划亦折射出惠誉博华对于特高压外送能力可能难以满足风光大基地急剧增长的并网需求的担忧。根据国家电网公司于2021年发布的《“碳达峰、碳中和”行动方案》，“十四五”期间，国家电网所辖区域规划建设“24交14直”特高

压工程。至 2025 年，经营区跨省跨区输电能力将达到 3.0 亿千瓦，输送清洁能源占比 50%。至 2030 年，经营区跨省跨区输电能力将提升至 3.5 亿千瓦，但这相较于 455GW（4.55 亿千瓦）的风光大基地规划容量仍存在约 1.1 亿千瓦的缺口。况且域内其他电源亦将挤占部分输电能力，风光基地内机组的电力外送缺口或将更为庞大。

实际上，日益增大的新能源电力外送缺口所导致的负面效应已初露端倪。2023 年 1~11 月，部分省份弃风率与弃光率较 2022 年有所抬头，特别是新能源容量份额排名居前的省区，这一现象更为显著。河南、宁夏、湖北（2023 年 1~11 月，下同）弃风率（较 2022 年，下同）分别增长 1.3、0.7、0.7 个百分点，甘肃、西藏、湖北、河南、吉林弃光率分别增长 1.9、1.7、1.6、1.3、1.0 个百分点。各省区弃光率增长幅度普遍高于弃风率与 2023 年光伏实现 21,602 万千瓦的增量装机密切相关，这一历史性增幅已超越了 2020~2022 年中国新增光伏装机的合计值，而这恰是未来数年新能源电力所面临消纳挑战的预兆。因此，惠誉博华预计中国将加快推动规划外电网

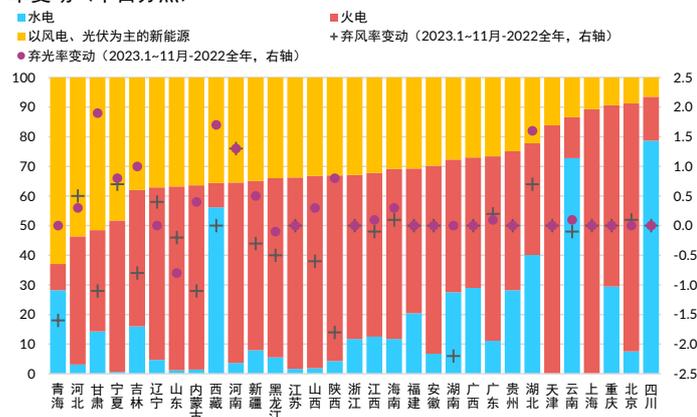
投资以疏解与日俱增的新能源电力消纳压力，特别是在电网建设周期明显长于电源且其滞后性业已显露的当下。

分布式光伏面临与集中式电站相同的并网困局

与受外送通道资源瓶颈限制的集中式电站不同，分布式光伏电站紧邻负荷，便于电力自发自用并余电上网。然而，分布式光伏的并网状况依旧不容乐观。这一方面是由于分布式光伏布局分散且运行工况多样，加大了局域电网的调配难度，另一方面则与其激增的容量息息相关。2021 年，国家能源局全面启动整县（市、区）屋顶分布式光伏开发建设工作并将各省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团所报送的 676 个县（市、区）全部列为屋顶分布式光伏开发试点。试点铺开引领分布式光伏装机容量不断攀升，2023 年前三季度，中国新增光伏装机 12,894 万千瓦，其中分布式光伏装机 6,714 万千瓦，新增容量比重高达 52.1%，其已占据光伏电站扩容的半壁江山。

激增的容量使分布式光伏面临与集中式电站相同的消纳窘境。2023 年 6 月，国家能源局综合司印发《开展分布式光伏接入电网承载力及提升措施评估试点工作的通知》（国能综通新能〔2023〕74 号），选择山东、黑龙江、河南、浙江、广东、福建 6 个试点省份，每个省选取 5~10 个试点县（市）开展试点评估工作。结果显示，除浙江外，其余 5 个省份（试点）县（市、区）分布式光伏消纳情况堪忧。其中，分布式装机规模最大的山东省 10 个试点县（市、区）中 9 个接网困难，全省 136 个县（市、区）中近 40% 低压配网接网受限。河南近 50% 的县（市、区）分布式光伏（承载力）评估结果为红色，广东、福建也存在大面积无可接网容量的县（市、区），其余有接网容量的县（市、区）剩余容量亦相当紧张。分布式光伏电站所面临的并网困局可见一斑。

各省新能源电源累计容量份额（2022，%）与弃风（光）率变动（个百分点）



来源：Wind，全国新能源消纳监测预警中心，惠誉博华

试点省份分布式光伏接入电网承载力评估结果

试点省份	试点省份评估范围	评估结果
山东	全省 136 个县（市、区）	1.接网消纳困难的县（市、区）： 37 个县（市、区），其中包括（除德州市齐河县外）10 个试点县中的 9 个。 2. 低压配网接网预警等级 ¹ ： 53 个县（市、区）低压配网接网预警等级为受限，43 个县（市、区）为一般，其余 40 个县（市、区）为良好。
黑龙江	全省 125 个县（市、区）	红色级 ² 区域 81 个，黄色级区域 5 个，绿色级区域 39 个。
河南	全省县（市、区）	基于河南省分布式光伏承载力与可开放容量发布平台，近 50% 的县（市、区）为红色级区域，近 30% 的县（市、区）为黄色级区域，近 20% 的县（市、区）为绿色级区域。
浙江	9 个试点县（市、区）	1.接网消纳困难的县（市、区）：无。 2. 低压配网接网预警等级：一般 1 个，受限 0 个。
广东	全省县（市、区）	1.接网消纳困难的县（市、区）： 11 个县（市、区）已无可接网容量，13 个县（市、区）可接网容量小于 50MW。 2. 低压配网接网预警等级： 所有县（市、区）低压配电网承载能力接网预警等级均为良好。
福建	10 个试点县（市、区）	4 个县（市、区）无可新增开放容量，剩余 6 个县（市、区）可新增开放容量介于 14.80MW~734.15MW 之间，中位数为 45.37W，均值为 163.75MW。

注：1. 根据《分布式电源接入电网承载力评估导则》（DL/T 2041-2019，简称《导则》），低压配网分布式光伏接网预警等级分为“良好”（30%以下台区按照《导则》要求为黄色、红色级）、“一般”（30%~80%台区按照《导则》要求为黄色、红色级）与“受限”（80%以上的台区按照《导则》要求为黄色、红色级）3 个等级。

2. 红色级区域。分布式电源接网消纳困难，在电网承载能力未得到有效改善前，暂停分布式电源项目备案，暂停新增分布式电源项目接入。黄色级区域。分布式电源接网消纳有限，新增分布式光伏备案前应与当地电网企业沟通，配电网反送潮流超过设备限额 80% 地区，暂停新增分布式电源项目接入；配电网反送潮流不超过设备限额 80% 地区，确需接入的项目，应开展专项分析。绿色级区域。按照分布式电源可接网容量，有序推动分布式电源备案建设。

来源：各省能源局，各省发展与改革委，惠誉博华

市场化交易比重不断扩大使得存在时间错配缺陷的新能源电力多以低价成交，电厂盈利能力将面临回撤

新能源电力所面临的另一大挑战是在电改不断深入背景下，因市场化交易权重增加而引发的上网电价下降。2023 年，中国电力市场化交易电量达 5.7 万亿千瓦时，同比增长 7.9%，占全社会用电量比重已从 2016 年的不足 17% 跃升至 61.4%。同期，中国新能源电力市场化交易电量录得 6,845 亿千瓦时，占新能源年度发电量的 47.3%。加大风力、光伏电量市场化参与规模已是大势所趋。2024 年 1 月，国家能源局发布《2024 年能源监管工作要点》（国能发监管〔2024〕4 号），要求有序推进新能源参与市场交易，并加强市场机制创新，逐步扩大新能源市场化交易比例。

然而，新能源电力在参与市场化交易过程中，其价格形成可能更多反映其与负荷端的时间错配成本而非绿色价值溢价。国家发改委、国家能源局于 2023 年 12 月联合发布的《关于做好 2024 年电力中长期合同签订履约工作的通知》强化了这一预期。2024 年，占中国电力市场化交易比重近 90% 的中长期合约模式将面临优化，交易将更加强调时段划分特征并优化时段划分方式，可按需增加划分尖峰、深谷时段，并与当地分时电价紧密衔接。惠誉博华绘制了居于中国用电量排名前列的耗电大省分时电价与典型风电、光伏日间出力的匹配关系。结果显示，新能源高发时段，如风电晚 9 时至次日早 6 时，光伏早 10 时至午后 3 时，所对应电价多为低价谷或平价，而高峰与尖峰价集中的晚 5 时至 9 时，新能源出力反而不佳。

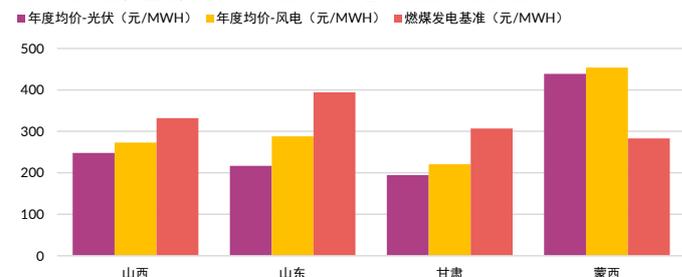
新能源电力在中长期交易中多以低于火电价格的低价成交使得电厂盈利能力面临回撤，这在占市场化交易规模 10% 的现货合约中得以更为直接的反映：现货价格受即时供需关系影响更大，在负荷偏低且光伏大发的午间，电力现货价格极低且可能转负。已长周期运行

部分用电大省分时电价与新能源高发时段匹配表（2024）

省份	月份/类型	时段																							
		0~1	1~2	2~3	3~4	4~5	5~6	6~7	7~8	8~9	9~10	10~11	11~12	12~13	13~14	14~15	15~16	16~17	17~18	18~19	19~20	20~21	21~22	22~23	23~24
广东	7~9月	[Color-coded cells]																							
	其他月份	[Color-coded cells]																							
江苏	≥100kVA, 单一制/两部制	[Color-coded cells]																							
	≥315kVA, 7~8月	[Color-coded cells]																							
山东	≥315kVA, 1、12月	[Color-coded cells]																							
	1、2、12月	[Color-coded cells]																							
	3~5月	[Color-coded cells]																							
	6~8月	[Color-coded cells]																							
浙江	9~11月	[Color-coded cells]																							
	大工业1、7、8、12月	[Color-coded cells]																							
	大工业	[Color-coded cells]																							
冀北	一般工商业	[Color-coded cells]																							
	6~8月	[Color-coded cells]																							
河南	11~12月、1月	[Color-coded cells]																							
	其他月份	[Color-coded cells]																							
新疆	1、12月	[Color-coded cells]																							
	7、8月	[Color-coded cells]																							
	其他月份	[Color-coded cells]																							
四川	7月	[Color-coded cells]																							
	1、11、12月	[Color-coded cells]																							
	5、6、8月	[Color-coded cells]																							
安徽	其他月份	[Color-coded cells]																							
	7、8月	[Color-coded cells]																							
福建	其他月份	[Color-coded cells]																							
	7~9月	[Color-coded cells]																							

且新能源占比较高省份的现货交易数据显示，除蒙西外，山西、山东、甘肃新能源年度现货均价均不及当地燃煤发电基准价，且光伏现货价格（包括蒙西）不及风电现货。以差距最为明显的山东为例，2023 年山东光伏与风电现货交易均价各为 216.57 元/MWh、287.83 元/MWh，较区域燃煤发电基准分别下浮 45.2%、27.1%。

已长周期运行且新能源占比较高省份电力现货市场价格



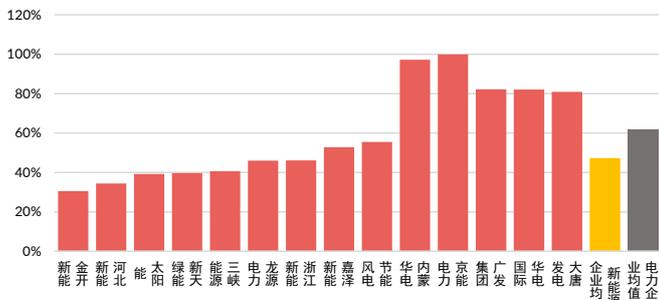
注：1. 由于甘肃河东、河西两市场新能源装机容量相差较大，甘肃价格=河西价格*90%+河东价格*10%。2. 蒙西按照市场统一实时价格计算，未区分呼包东、呼包西两价区。来源：Lambda, 惠誉博华

惠誉博华认为，新能源电力生产部门将逐步面临电量上网（消纳）难度加大与交易价格渐趋下行的双重挑战。其中，源自电价的威胁相对较小。一是由于拥有大量带补贴存量电站，中国新能源电厂参与市场化交易活跃度较低。国家能源局公布的 2023 年境内新能源电力市场化交易比重为 47.3%，低于全电源市场化交易比重近 14 个百分点。部分已披露交易数据的上市公司与惠誉博华所监测的发债企业（涵盖 61 家以电力生产为主业且数据披露相对完整的发债主体，其中火电企业 37 家，水电企业 8 家，核电企业 1 家，风电企

注：1. 表头数字代表全天 24 小时分时段。
2. 橙色虚线区域，即晚间 9 时至次日早 6 时，系风电高发时段；紫色虚线区域，即上午 10 时至午后 3 时，系光伏高发时段。高发时段因地理位置、资源禀赋、气象条件而异，图中所示高发时段仅具有统计学意义，不同地区或同一地区不同自然日新能源高发时段可能存在较大差异。
来源：各省能源局，各省发展与改革委，公开资料，惠誉博华

业3家，光伏企业1家，生物质企业1家，综合新能源企业3家，多元化电源企业7家，下同）新能源电力交易特征相仿。考察期间内，所选新能源样本企业市场化交易电量比重均值为42.7%，远低于（下图）火电样本的88.4%。

部分电力企业市场化交易电量比例

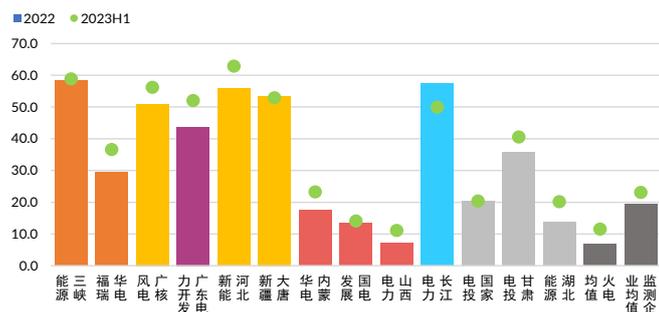


注：1. 龙源电力、新天绿能、节能风电、内蒙华电数据期间为2023年前三季度，嘉泽新能源数据期间为2023上半年，新能源企业与电力企业均值数据期间为2023年，其余企业数据期间为2022年。2. 电力企业均值系占社会用电量比例口径。

来源：各公司年报，国家能源局，公开资料，惠誉博华

二是当前新能源电力企业盈利水平明显强于传统火电。2022 年与 2023 上半年，监测新能源企业毛利率普遍高于 50%，均值分别为 47.1%、50.5%，而火电企业同期毛利率均值分别为 6.8%、11.6%，全部监测企业均值为 19.5%、23.1%。新能源电力企业（相对其他电源）强劲的盈利表现使得其具备足够的缓冲垫以抵御电价下行对其盈利与信用带来的负面影响。然而，电网上网挑战对风光电站冲击明显更大，特别是在特高压输电通道建设，火电灵活性改造与辅助服务补偿优化无法一蹴而就、抽水蓄能电站增量有限、储能成本高企且难以响应日以上级别电力调峰需求的综合情境下。虽然电站（特别是集中式电站）投资方多为大型电力企业集团，其拥有强大的政府/股东支持使其主体信用质量于短期内无走弱风险，但投资电站并网必将导致大额折旧缺乏收入端支撑进而引发盈利水平下降与独立信用状况弱化，这对于中小型企业电站投资运营商尤为如此。因此，基于对电量与电价方面的双重考量，惠誉博华对中国新能源电力行业展望为“高景气负面”。

惠誉博华监测电力发电企业毛利率 (%)



注：橙色、黄色、紫色、红色、蓝色、浅灰色分别代表综合新能源、风电、光伏、火电、水电、综合电力企业。

来源：Wind，惠誉博华

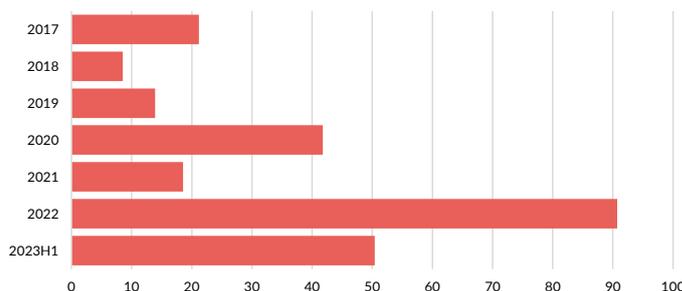
建设提速与煤电盈利逻辑转变支持惠誉博华赋予基础电源“中景气稳定”展望

低碳转型愿景下，基础电源建设明显提速是保障电力系统运行安全可靠并换取更多新能源电量并网空间的必然选择

为实现构建以新能源为主体的新型电力系统目标，中国已再度加快可作为灵活性资源的基础电源建设，以期缓和调峰资源愈发稀缺的

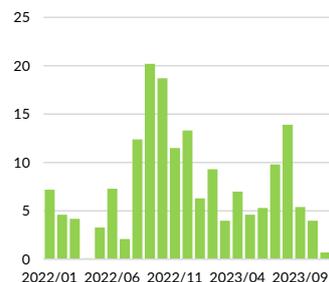
窘境。特别是在经历 2021 年大范围拉闸限电进而冲击工业生产与居民生活后，这一任务的执行变得更为紧迫。其中，火电机组得益于其免受自然条件（如来水规模）限制与（相对核电）安全成熟的技术优势，成为监管部门最为青睐的扩容对象。2022 年，中国煤电核准规模高达 9,072 万千瓦，超越 2018~2021 年核准规模总和（8,278 万千瓦）。2023 年上半年，另有 5,040 万千瓦煤电项目通过核准，规模已达 2022 年核准高峰的 55.6%，全年煤电核准量料将维持历史高位。若参考更为高频的月度数据，自 2022 年 8 月以来，煤电核准与新开工规模趋势性加快，这与各省试图加速基础电源的核准、建设与投运的努力高度一致。

煤电历年核准容量 (GW)

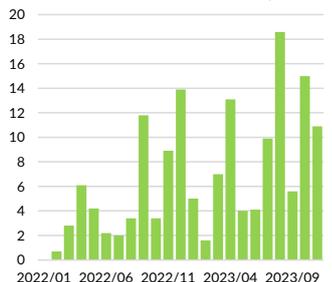


来源：各省级发展改革委，投资项目在线审批监管平台，生态环境厅项目环境影响评价报告，绿色和平，公开资料，惠誉博华

煤电月度核准规模 (GW)



煤电月度新开工规模 (GW)



注：因数据来源不同，月度加总与上圈年度核准量存在差异。

来源：电力圈，北极星电力网，北极星火力发电网，公开资料，惠誉博华

除火电外，同样可提供支撑性电量的水电与核电，其建设进程也快马加鞭。基于国家能源局披露，截至 2022 年 6 月末，中国水电装机较 2020 年末增长 2,000 万千瓦，“十四五”期间新增 4,000 万千瓦的目标已完成近 50%。相较 2013~2018 年仅核准 8 台核电机组，中国于 2019~2023 年已核准 18 个核电项目，合计 35 台核电机组，其中 2022 与 2023 年核电机组核准数量均达 10 台。惠誉博华预期，随着基础电源建设提速，2024~2025 年新能源电力将向基础电源“拱手相让”部分新增容量份额。然而，基础电源建设提速并非试图加大其电量比重，反而是为更多新能源机组在电力系统稳定、安全运行前提下实现并网创造更大空间，这是中国电力部门实现低碳发展的必然选择。

新型电力系统中的煤电盈利逻辑将由对外售电“独挑大梁”向容量电价、能量电价、辅助服务补偿“三足鼎立”转变

新型电力系统要求基础电源的角色从提供支撑性电量向提供灵活性资源转变，以解决风光机组高峰出力不足、低峰消纳困难、功率难以预测的矛盾。然而，随着角色转变与建设提速，基础电源（特别是煤电）的利用小时数必将趋势性下滑，进而影响电站的盈利与信用。因此，低碳转型下基础电源的定价逻辑将发生根本性改变。煤电成本回收与运营收益将由对外售电“独挑大梁”向“三足鼎立”

转变，即容量电价负责回收机组折旧与相关财务支出、能量电价对冲以燃料为核心的运营成本、辅助服务补偿覆盖因主动调整出力而引发的各种损耗。这一实质性变化使得煤电运营的业绩归因更为明确，有利于疏解燃煤价格波动向下传导不畅的长期症结与机组利用效率持续滑落的隐忧，使得以煤电为代表的基础电源信用特征进一步向公用事业属性靠拢。当前的基本面支持惠誉博华对基础电源“中景气稳定”的展望观点。

容量电价的引入有助于煤（火）电企业获得稳定且可预测的回报，并为其盈利提升奠定基础

2023年11月，国家发展改革委与国家能源局联合发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号，以下简称“通知”），提出合规在运的公用煤电机组自2024年1月1日起按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定煤电容量电价。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元；通过容量电价回收的固定成本比例，2024~2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方为50%左右。自2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。

容量电价的引入将使得以煤电为代表的火电企业获得稳定且可预测的收益，无论其上网电量与能量电价如何变化。基于通知要求，云南、河南、广西、青海、湖南、四川、重庆等省市煤电承担灵活性

自2024年初执行的各省煤电容量电价与折算度电收入

省份	容量电价 (元/KW·年)		火电利用小时数均值 (2020~2022, h)	折算度电收入 (分/千瓦时)		省份	容量电价 (元/KW·年)		火电利用小时数均值 (2020~2022, h)	折算度电收入 (分/千瓦时)	
	2024~2025年	2026年后		2024~2025年	2026年后		2024~2025年	2026年后		2024~2025年	2026年后
云南	165	231	2859	5.77	8.08	广东	100	165	4252	2.35	3.88
河南	165	231	3410	4.84	6.77	河北	100	165	4287	2.33	3.85
广西	165	231	4366	3.78	5.29	福建	100	165	4619	2.16	3.57
青海	165	231	3430	4.81	6.73	山东	100	165	4448	2.25	3.71
湖南	165	231	4094	4.03	5.64	江苏	100	165	4440	2.25	3.72
四川	165	231	3842	4.29	6.01	山西	100	165	4419	2.26	3.73
重庆	165	231	4203	3.93	5.50	湖北	100	165	4291	2.33	3.85
黑龙江	100	165	3594	2.78	4.59	浙江	100	165	4456	2.24	3.70
辽宁	100	165	3713	2.69	4.44	陕西	100	165	4531	2.21	3.64
吉林	100	165	3699	2.70	4.46	江西	100	165	5049	1.98	3.27
上海	100	165	3663	2.73	4.50	安徽	100	165	4737	2.11	3.48
天津	100	165	3875	2.58	4.26	宁夏	100	165	4619	2.16	3.57
海南	100	165	4073	2.46	4.05	内蒙古	100	165	4972	2.01	3.32
贵州	100	165	3996	2.50	4.13	甘肃	100	165	4867	2.05	3.39
北京	100	165	3879	2.58	4.25	新疆	100	165	5141	1.95	3.21

来源：国家发展与改革委，国家能源局，惠誉博华

执行容量电价对电力生产企业盈利增厚测算表

公司简称	2022煤电装机容量 (万千瓦)	2022煤电利用小时数 (h)	容量电价 (元/KW·年)	折算度电容量电价 (分/千瓦时)	折算容量利润 (亿元)	Wind一致净利润 (2023, 亿元)	占一致净利润比重 (%)
粤电力A	2055	4110	100	2.43	13.64	24.48	55.7
皖能电力	892	4845	100	2.06	5.92	13.94	42.5
建投能源	915	4206	100	2.38	6.07	3.41	178.3
湖北能源	463	4421	100	2.26	3.07	19.79	15.5
华能国际	9406	4228	100	2.37	62.43	138.59	45.0
上海电力	985	4732	100	2.11	6.54	21.09	31.0
浙能电力	2887	5410	100	1.85	19.16	70.61	27.1
华电国际	4370	4508	100	2.22	29.00	55.18	52.6
京能电力	1780	4629	100	2.16	11.81	10.89	108.5
国电电力	3161	5197	100	1.92	20.98	70.37	29.8
内蒙华电	1140	5077	100	1.97	7.57	26.96	28.1
长源电力	629	4953	100	2.02	4.17	8.23	50.7
宝新能源	347	5335	100	1.87	2.30	11.90	19.4
国投电力	1188	4262	100	2.35	7.89	67.20	11.7
大唐发电	4751	4225	100	2.37	31.54	34.90	90.4

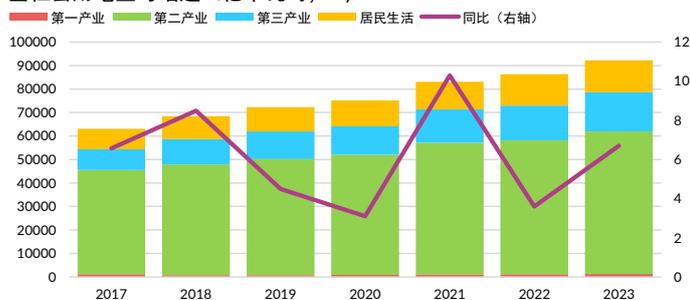
注：1. 部分电力企业机组可能同时分布于容量电价为100元/KW·年与165元/KW·年区域，为简化计算，以其主要机组所在地为基础，计算容量电价水平。2. 煤电装机容量应优选权益装机容量，但受披露限制，绝大多数企业以可控装机容量为基准折算容量（电价）利润。同时，部分企业装机容量中包含燃气、垃圾发电等其他火电电源，无法剔除，但此部分非煤电容量比重较小。

来源：各公司年报，评级报告，Wind，公开资料，惠誉博华

素共同影响。以占市场交易容量近九成的中长期交易为例，已公示 2024 年电力年度交易结果的用电大省成交数据显示：江苏省年度电力交易加权均价为 452.94 元/兆瓦时，较（当地）燃煤基准价上浮 15.84%，叠加折算度电容量电价（22.5 元/兆瓦时）后的综合电价为 475.44 元/兆瓦时，较（当地）燃煤基准价上浮 21.6%，突破 20% 的上浮限制。然而，广东省年度电力交易加权均价为 465.62 元/兆瓦时，较（当地）燃煤基准价上浮 2.8%，叠加折算度电容量电价（23.5 元/兆瓦时）后的综合电价为 489.12 元/兆瓦时，较（当地）燃煤基准价仅上浮 8.0%，且较 2023 年年度（双边协商）交易价格 553.88 元/兆瓦时降低 11.7%。江苏与广东电力市场年度交易结果的反差体现了电能量价格已更为灵活地受电力供需平衡与燃料端成本变动的综合影响，而并非一味延续顶格 20% 上涨的惯性。除中长期交易外，国家发展与改革委、国家能源局于 2023 年 9 月出台首部国家层面的《电力现货市场基本规则（试行）》，10 月发布《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，要求除西藏外的其他地区力争在 2023 年底前具备现货结算试运行条件，加速全国统一市场建设以在更大范围实现电力资源的共享互济和优化配置，进一步凸显电力时空价值，这使得日间短时电力供需对电能量电价影响更为深刻，电厂的盈利预测也将更为困难与复杂。

然而，电力现货交易占市场化交易比重终究较低，2024 年电能量价格仍更多关联于年度电力供需基本面对燃料煤价格的预判。2023 年，中国全社会用电量录得 92,241 亿千瓦时，同比增长 6.7%，增速较过去两年均值下滑 0.25 个百分点。惠誉博华于 1 月发布的《经济复苏：中流击水，奋楫前行》宏观经济展望中指出，中国经济正面临有效需求不足、部分行业产能过剩与社会预期偏弱的挑战，2024 年预计 GDP 增速 4.8%，较 2023 年回落 0.4 个百分点。总需求负重前行带来的用电量增速承压可能削弱 2024 年电能量市场化交易价格的上行动能。

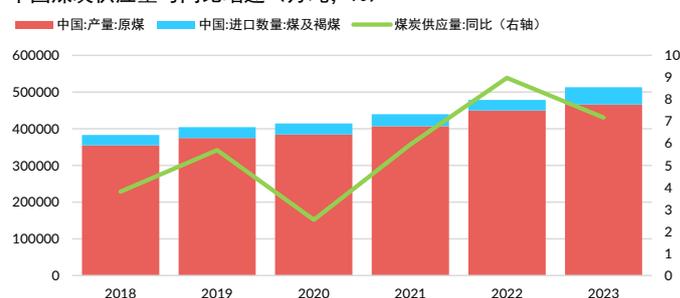
全社会用电量与增速（亿千瓦时，%）



来源：Wind，惠誉博华

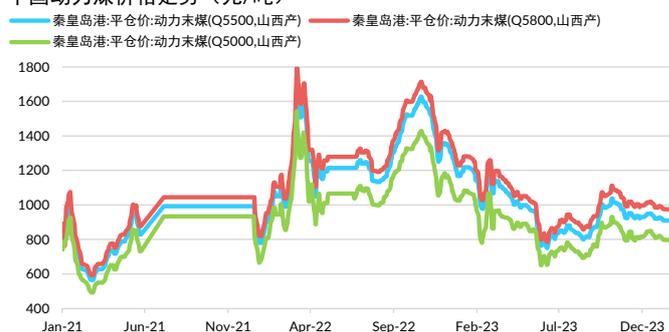
与此同时，燃煤价格的高位回落也使得电能量交易价格失去成本支撑而面临回调压力。得益于保供增产，中国煤炭供给紧缺状况已得到实质性缓解，与主要贸易伙伴澳大利亚的关系缓和亦打开了进口煤炭的补给空间。2023 年，中国实现原煤产量 46.6 亿吨，同比增长 2.9%，实现煤及褐煤进口量 4.7 亿吨，同比高增 61.8%，进口煤大幅放量推动中国煤炭供给量同比增长 7.2%，增速处于自 2018 年以来次高位。供给充分释放促使 2023 年中国电煤价格高位回落，秦皇岛港山西产动力末煤（Q5500）年度均价录得 965.34 元/吨，较 2022 年同比降低 24.0%。结合煤炭供需平衡与产业链库存状况并除外因安全事故、安监检查引发的难以预测的供给扰动，惠誉博华认为 2024 年中国煤炭价格易跌难涨。叠加对电力供需关系的预判，2024 年中国电能量市场化交易价格料将有所回调。

中国煤炭供应量与同比增速（万吨，%）



来源：Wind，惠誉博华

中国动力煤价格走势（元/吨）



来源：Wind，惠誉博华

然而，这并不意味着中国火电企业业绩将面临弱化。容量电价机制的引入为煤电企业创造了稳定且可预测的增利空间，可缓解甚至对冲因电能量价格下滑引发的盈利压力。此外，煤价的高位回落对火电企业形成重大利好。基于部分上市火电公司的业绩预告，2023 年预告扣非净利润多实现三位数以上增长，部分企业（如宝新能源、上海电力、华电国际）增幅高达 700% 以上。虽然存在新能源装机规模攀升、基础电源电量增长等利好加持，上述公司普遍将业绩暴增归因于煤炭价格回落。2023 年 11 月，国家发改委发布《关于做好 2024 年电煤中长期合同签订履约工作的通知》，将电煤长协签约比例由 2023 年的最高 105% 下调至 80%~100%，促使电力企业有更大机会把握现货煤价格下跌的可能性。因此，2024 年若煤价维持当前区间震荡或中枢有所下移将进一步支撑火电企业盈利。

部分上市火电公司 2023 年业绩预告

公司简称	预告扣非净利润上限 (人民币百万元)	预告扣非净利润下限 (人民币百万元)	预告扣非净利润 同比增长上限 (%)	预告扣非净利润 同比增长下限 (%)
穗恒运A	404	294	375.0	300.0
皖能电力	1386	1196	245.2	197.9
建投能源	10	10	194.9	194.9
宝新能源	950	735	954.8	716.1
晋控电力	-472	-633	41.0	20.9
粤电力B	1350	950	146.4	132.6
华能国际	6100	5100	164.7	154.1
上海电力	1501	1262	942.4	776.4
浙能电力	6942	5789	411.0	359.4
华电国际	4250	3420	858.9	710.7
国电电力	5300	4500	115.0	82.5
大唐发电	1000	500	167.5	133.7

来源：Wind，惠誉博华

成本共担与调动所有市场参与主体的灵活性资源是电力辅助服务市场的发展方向

随着 2021 年《电力并网运行管理规定》与《电力辅助服务管理办法》的发布，中国电力系统辅助服务市场发展开始提速。国家能源

局新闻发布会披露，截至 2023 年 6 月末，中国参与辅助服务的装机约 20 亿千瓦，占发电装机容量的 73.8%，全国辅助服务费用合计 278 亿元，较 2019 年同期增长 113.3%，占上网电费的 1.9%。从结构上看，市场化补偿费用占比 73.4%，固定补偿占比 26.6%；从类型上看，调峰补偿占比 60.0%，调频补偿占比 19.4%，备用补偿占比 16.2%；从主体上看，火电企业是辅助服务的核心提供方，补偿占比高达 91.4%。

惠誉博华认为，中国辅助服务市场化补偿将逐步晋升为支撑电源盈利的三大支柱之一，而随着新型电网系统建设兼顾安全稳定与绿色低碳，其运营成本必将有所提升，不断增长的辅助服务费用也将由发电侧内部消化向用户侧与（未提供服务的）发电电源共担转型。同时，辅助服务提供方也将拓展至所有市场主体，以便充分调动所有可调用灵活性资源共同应对日益扩张的风光大规模并网带来的挑战。国家能源局正在起草《关于优化电力辅助服务分享共担机制 推动用户侧资源参与系统调节的通知》，以调动工商业可中断负荷、负荷聚合商、虚拟电厂、新型储能等用户侧资源参与辅助服务市场。这一政策导向亦印证了惠誉博华对中国电力辅助服务市场发展的预判。

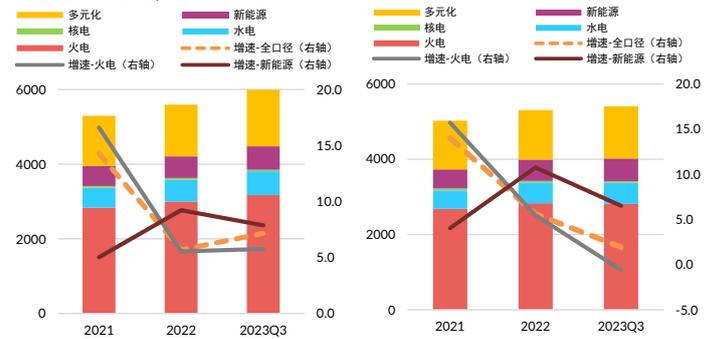
容量电价使得火电企业偿债指标稳定性增强，新能源企业财务灵活性可能向不利方向迁移

无论新能源抑或基础电源企业，大规模容量扩张迫使其债务规模快速增长。惠誉博华监测的 61 家电力发债样本主体 2020~2022 年剔除母子公司重复计算影响后的（下同）全部债务与净债务年复合增长率（CAGR）分别为 9.9%、9.7%。分电源种类看，火电（样本，下同）发债企业 2020~2022 年全部债务与净债务 CAGR 分别为 10.9%、10.5%，而以风电、光伏为代表的新能源电力发债企业全部债务与净债务 CAGR 分别为 7.1%、7.3%。新能源电力主体债务的复合增长率低于火电企业。

然而，复合增长率仅反映债务增长规模的年均变化，而无法体现增长曲线的斜率。随着新能源电力机组建设的迅猛提速，相关发债企业的债务积累速度亦同步加快，且其节奏已赶超基础电源建设主体：2022 年，火电与新能源发债企业全部债务同比增速各为 5.6%、9.2%，净债务同比增速各为 5.5%、10.7%；截至 2023 年三季度末，

火电与新能源发债企业全部债务较 2022 年末各增长 5.8%、7.9%，净债务较 2022 年末各增长 -0.6%、6.5%。其中，债务增长节奏迅猛的多为如国能生物、乌江能源、广东电力开发、赣能股份、现代能源等装机容量较小的发电企业。

监测电力发债企业全部债务与增速（十亿元，%）



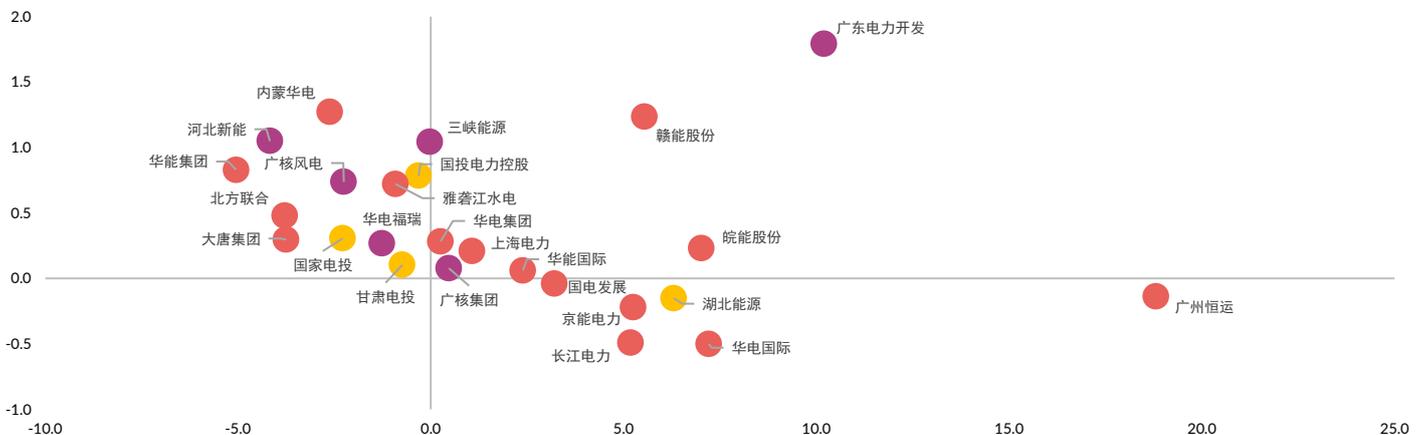
注：1. 生物质电源纳入火电计算。2. 受披露限制，2023Q3 现金及等价物系企业货币资金与交易性金融资产列报合计数，未扣受限部分。来源：Wind，惠誉博华

即使债务增长节奏快于基础电源，但如前文所述，新能源电力企业盈利能力明显强于火电且稳定性强。三峡能源、广核风电、河北能源等监测主体 2020~2023Q3 毛利率稳定在 50% 以上，若加回折旧摊销，其 2020~2022 年 EBITDA 利润率更高于 80%，其余新能源电力发债主体也具有相对亮眼的盈利表现。与之相对，火电企业盈利明显偏弱且易受煤价影响而极具波动性，2020~2023Q3 盈利指标整体呈现快速回落后有所回升的抛物线轨迹。这一盈利特征也传导至现金流领域。惠誉博华绘制的发债企业财务灵活性变化图显示，绝大部分电力企业 2023Q3 净债务/CFO 倍数相较 2020 年有所降低，而（现金及等价物+CFO）/短期债务倍数较 2020 年有所增加（II 象限），这是最有利的财务灵活性变化方向，而新能源与包含均衡新能源权重的综合电力企业多位于这一区域。惠誉博华对电力企业信用品质评估重点关注的两大因素分别为对大宗商品风险敞口与合同电量（价）的稳定性。容量电价可部分缓解火电对煤炭的敞口暴露而使其偿债指标稳定性增强，“高景气负面”预判下新能源上网电量与交易价格所面临的日益严峻的挑战也可能使得其财务灵活性指标向不利方向（如第 IV 象限）迁移。

部分监测发债企业财务灵活性变化 (x)

横轴：净债务/CFO 变化（2023Q3 倍数-2020 倍数）

纵轴：（现金及等价物+CFO）/短期债务变化（2023Q3 倍数-2020 倍数）



注：1. 红色标注为装机电源以基础电源（火电、水电、核电）为主企业；紫色标注为装机电源以新能源（风电、光伏）电源为主企业；黄色标注为电源多元化程度高，基础与新能源电源结构相对均衡的企业。2. 2023Q3 净债务/CFO 与（现金及等价物+CFO）/短期债务中 CFO 选取最近十二个月 CFO（经年化）折算。3. 受披露限制，2023Q3 现金及等价物系企业货币资金与交易性金融资产列报合计数，未扣受限部分。来源：Wind，惠誉博华

附录：惠誉博华 2024 年电力生产行业信用展望所涉监测发债企业名单（排名不分先后）

序号	公司名称	序号	公司名称
1	国家电力投资集团有限公司	31	大唐河南发电有限公司
2	中国长江三峡集团有限公司	32	甘肃电投能源发展股份有限公司
3	内蒙古蒙电华能热电股份有限公司	33	北方联合电力有限责任公司
4	中国华能集团有限公司	34	大唐国际发电股份有限公司
5	贵州乌江能源投资有限公司	35	广东省电力开发有限公司
6	中国三峡新能源(集团)股份有限公司	36	四川川投能源股份有限公司
7	国投电力控股股份有限公司	37	福建福能股份有限公司
8	中国华电集团有限公司	38	北京京能电力股份有限公司
9	深圳能源集团股份有限公司	39	北京能源集团有限责任公司
10	新华水力发电有限公司	40	大唐山东发电有限公司
11	中国长江电力股份有限公司	41	大唐山西发电有限公司
12	国电电力发展股份有限公司	42	河北建投新能源有限公司
13	福建华电福瑞能源发展有限公司	43	大唐新疆发电有限公司
14	广州发展集团股份有限公司	44	江苏核电有限公司
15	华能国际电力股份有限公司	45	大唐四川发电有限公司
16	华电国际电力股份有限公司	46	华电江苏能源有限公司
17	中国大唐集团有限公司	47	四川省紫坪铺开发有限责任公司
18	雅砻江流域水电开发有限公司	48	大唐陕西发电有限公司
19	上海电力股份有限公司	49	格盟国际能源有限公司
20	中广核风电有限公司	50	贵州乌江能源集团有限责任公司
21	吉林电力股份有限公司	51	华电云南发电有限公司
22	四川省能源投资集团有限责任公司	52	湖北能源集团股份有限公司
23	河北建投能源投资股份有限公司	53	华能国际电力江苏能源开发有限公司
24	广东电力发展股份有限公司	54	安徽省能源集团有限公司
25	广西能源集团有限公司	55	广东惠州平海发电厂有限公司
26	甘肃省电力投资集团有限责任公司	56	安徽省皖能股份有限公司
27	中国广核集团有限公司	57	广州恒运企业集团股份有限公司
28	晋能控股山西电力股份有限公司	58	国能生物发电集团有限公司
29	广州高新区现代能源集团有限公司	59	江西赣能股份有限公司
30	国家能源集团江苏电力有限公司	60	河南豫能控股股份有限公司
61	江西省港航建设投资集团有限公司		

资料来源：惠誉博华

免责声明

本报告基于惠誉博华信用评级有限公司（以下简称“惠誉博华”）认为可信的公开信息资料编制，但惠誉博华不对该等信息或资料的准确性及完整性作任何保证。本报告所载的意见、评估或预测仅反映惠誉博华于本报告发布日的判断和观点，在不同时期，惠誉博华可能发布与本报告观点或预测不一致的报告。

本报告中的信息、意见、评估或预测仅供参考，本报告不构成对任何个人或机构推荐购买、持有或出售任何资产的投资建议；本报告不对市场价格的合理性、任何投资、贷款或证券的适当性(包括但不限于任何会计和/或监管方面的合规性或适当性)或任何投资、贷款或证券相关款项的免税性质或可征税性作出评论。个人或机构不应将本报告作为投资决策的因素。对依据或使用本报告所造成的一切后果及损失，惠誉博华及相关分析师均不承担任何法律责任。

本报告版权仅为惠誉博华所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以翻版、复制、发表、引用等任何形式侵犯惠誉博华版权。如征得惠誉博华同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“惠誉博华信用评级有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。惠誉博华保留追究相关责任的权利。

惠誉博华对本免责声明条款具有修改和最终解释权。