煤价底部抬升，印尼政策对全球市场造成扰动

—— 印尼煤炭行业研究

2026 年 10 月 09 日

核心观点

- **国际煤价底部已抬升，高于 2010 年代水平。**纽卡斯尔煤价的谷底价格已从 2010 年代的 47-48 美元/吨升至 2025 年的 92 美元/吨，而今年 7 月约 130 美元/吨的价格也高于 2010 年代上行周期 98-110 美元/吨的均价。国际能源署指出，2025 年全球煤炭需求创下 88 亿吨的历史新高，其中，中国与印度占总需求的 71%。地缘政治紧张局势亦对价格形成支撑：2 月霍尔木兹海峡航运中断，推动纽卡斯尔煤价在 3 月升至 126 美元/吨（为 2022 年 5 月以来最大单月涨幅），随后于二季度触及约 153 美元/吨的峰值。我们认为需求韧性已大幅压缩了煤价的下行空间，而市场结构性偏紧的格局，更是推动煤价底部抬升至高于 2010 年代的水平。

- **18 年间历次下行周期，相关印尼煤炭上市公司均未打破盈利及股息趋势。**我们梳理了 2008-2025 年（跨越 18 年、历经九轮周期）过往下行周期中相关印尼煤炭行业上市公司的盈利和股息韧性。在此期间，相关印尼煤炭行业上市公司持续盈利且每年均派发股息。下行周期中，相关印尼煤炭行业上市公司单吨 EBITDA 均维持在 13-15 美元。2008-2025 年股息收益率均值约为 10%。

- **印尼煤炭行业政策存在不确定性，对国际和中国煤炭市场造成扰动。**2025 年初至今，印尼政府几乎每月都会出台煤炭行业相关新政。我们梳理了 18 项相关事件，归为 10 项政策措施：6 项已落地、2 项已取消、2 项待推行，政策本身以及落地层面具有不确定性。印尼作为全球最大的动力煤出口国以及中国最大的动力煤进口国，其政策不确定性对国际和中国煤炭市场造成扰动。例如 5 月 20 日，印尼总统普拉博沃正式签发《自然资源商品出口治理条例》，宣布煤炭、棕榈油、铁合金三大战略资源出口，必须通过政府指定国企作为唯一出口商，标志着印尼正式启动自然资源出口“国家专营”模式。新政叠加此前 6 亿吨产量配额（同比-24%）、25% 国内义务（DMO）等约束，预计全年煤炭出口将锐减 30%-40%，约 1.2-1.5 亿吨。

- **厄尔尼诺有利于提高煤炭产量，但或延误出货。**自 4 月以来，尼诺指数已突破+0.5 的厄尔尼诺判定阈值。厄尔尼诺现象引发的干旱天气导致三种结果：（1）山火更易蔓延；（2）缺乏降雨导致河流水位走低；以及（3）降雨干扰减少，采矿作业得以持续。因此，厄尔尼诺现象带来的干旱气候有利于推高产量。风险在于出货时效，河流水位降低将拖慢驳船运输效率，从而延迟矿产品交付。参照 2019、2023 年加里曼丹山火，这两年印尼全国煤炭产量均高于前一年。旱季利弊并存，虽产量提升，但驳船运输条件走弱。

- **2026 年中国整体煤炭供需偏紧，煤价中枢抬升。**国内市场方面，经过 2025 年下半年“反内卷”超产核查、2026 年上半年印尼限制出口、美伊冲突推高国际能源价格、山西煤炭事故后安监趋严、以及后续复产持续不及预期的影响，过去一年煤价中枢逐步抬升。我们认为供给约束依然存在，而电煤、化工煤等需求较去年有望提升，煤价有望继续抬升。我们在 2026 年中期策略报告中，预计 2026 年全年秦皇岛 5500 大卡动力煤市场价中枢在 800-900 元/吨，高于 2025 年年均价（690 元/吨），迎峰度冬期间有望进一步冲高。

- **风险提示：**煤价回落速度快于预期的风险，产量不确定性的风险，采矿法规出现不利变动的风险等。

煤炭行业

推荐 维持评级

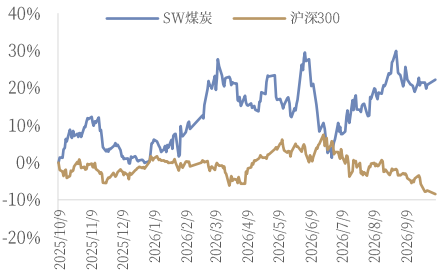
分析师

陶贻功
☎：010-80927673
✉：taoyigong_yj@chinastock.com.cn
分析师登记编码：S0130522030001

梁悠南
☎：010-80927656
✉：liangyounan_yj@chinastock.com.cn
分析师登记编码：S0130523070002

马敏
✉：mamin_yj@chinastock.com.cn
分析师登记编码：S0130526080004

相对沪深 300 表现图 2026 年 10 月 08 日



资料来源：中国银河证券研究院

相关研究

1.【银河公用环保】行业点评_总量达峰，结构优化，龙头煤企有望受益
2.【银河公用环保】行业月报_供给约束逐步缓解，6 月煤价前高后低
3.【银河公用环保】2026 年中期策略_煤炭：能源安全之基，能源转型之盾

仅供内部参考，请勿外传

目录
Catalog

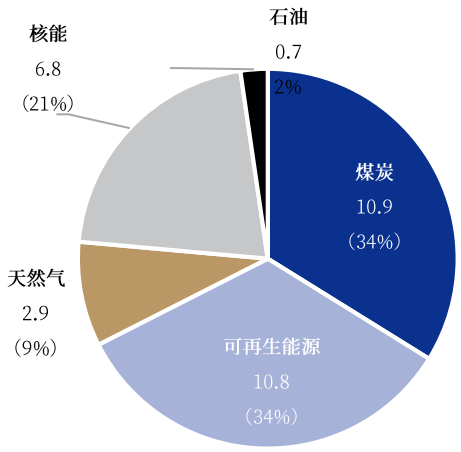
一、 2021-22 年超级周期后，煤价底部持续抬升 3
二、 煤价周期：需求托底下行空间，供给冲击驱动上行 7
三、 2008 年以来各轮下行周期中企业盈利与股息均保持韧性 9
四、 解读印尼煤炭政策：不确定性强，扰动全球煤炭市场 11
五、 厄尔尼诺有利于推高产量，但或延误出货 13
六、 风险提示 15

仅供内部参考，请勿外传

一、2021-22 年超级周期后，煤价底部持续抬升

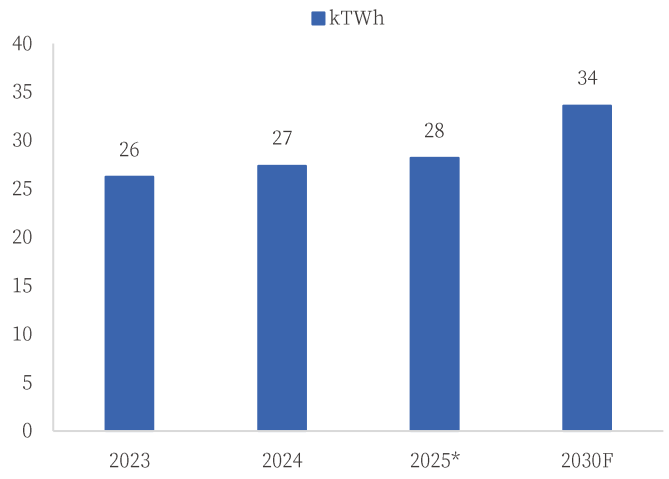
煤炭仍是全球电力需求增长的核心支撑。根据 IEA 数据，2025 年燃煤发电量占全球总发电量的约 34%，占比高于任何单一能源品种，尽管可再生能源合计占比已与煤炭相当。虽然可再生能源发电量持续增长，但 IEA 数据显示，2025 年全球煤炭需求达到约 88 亿吨的历史新高，同期全球电力需求增长 3.0%（2024 年为+4.4%）。IEA 预测，截至 2030 年，全球电力需求将保持 3.6%的年均增速。值得注意的是，能源结构向高比例可再生能源转型，仅会压低煤炭在发电量中的占比，并不会同步缩减煤炭发电的绝对规模。

图1：2025 年全球发电结构（kTWh）



资料来源：IEA，中国银河证券研究院

图2：全球电力需求及预测

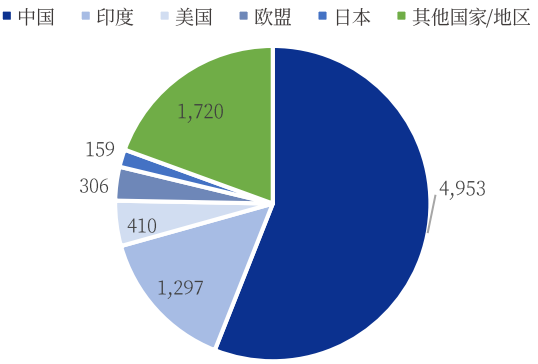


资料来源：IEA，中国银河证券研究院。注：2025 年采用初步数据

全球煤炭需求本质上由中印两国的火电需求主导。IEA 数据显示，2025 年全球煤炭消费总量约 88 亿吨，其中中国消费占比 56%（约 50 亿吨），印度消费占比 15%（约 13 亿吨），两国合计贡献了当年全球约 71%的煤炭消费量。

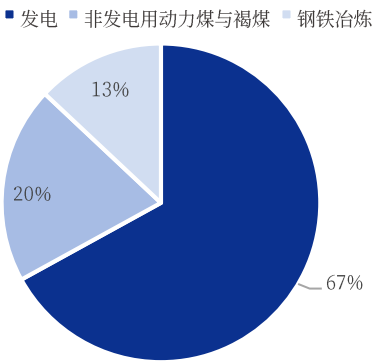
从终端用途看，2025 年全球煤炭消费总量中，发电用煤约占三分之二，动力煤与褐煤占 20%，炼钢用炼焦煤占 13%。全球每消费 3 吨煤炭，就有近 1 吨为中国火电厂所耗用。

图3：2025 年全球主要国家和地区煤炭消费量（百万吨）



资料来源：IEA，中国银河证券研究院

图4：全球煤炭终端用途划分



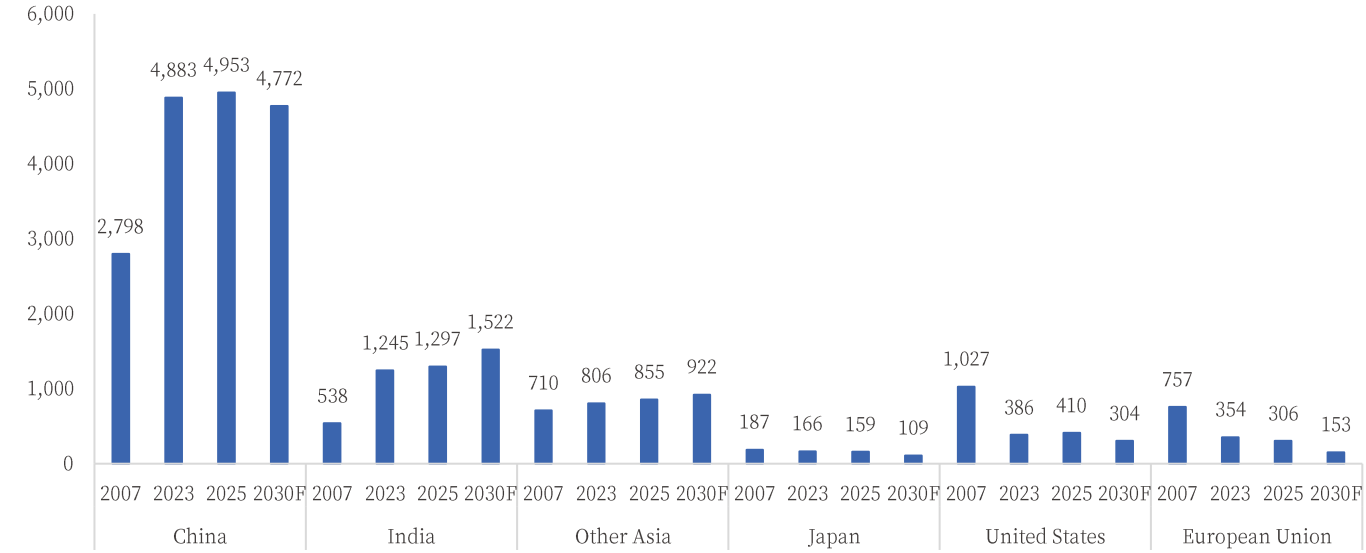
资料来源：IEA，中国银河证券研究院

仅供内部参考，请勿外传

下图展示了各国至 2030 年预测期的煤炭需求变化趋势。除中国和印度煤炭消费量持续增长外，其他亚洲发展中经济体的需求也在上升。

这一增量抵消了欧盟与美国的煤炭消费降幅（自 2007 年以来，两地煤炭用量均已缩减过半），同时也对冲了日本煤炭消费的持续下行态势。据此，**IEA 预测，到 2030 年，全球煤炭需求仅较 2025 年水平下降约 3%。**

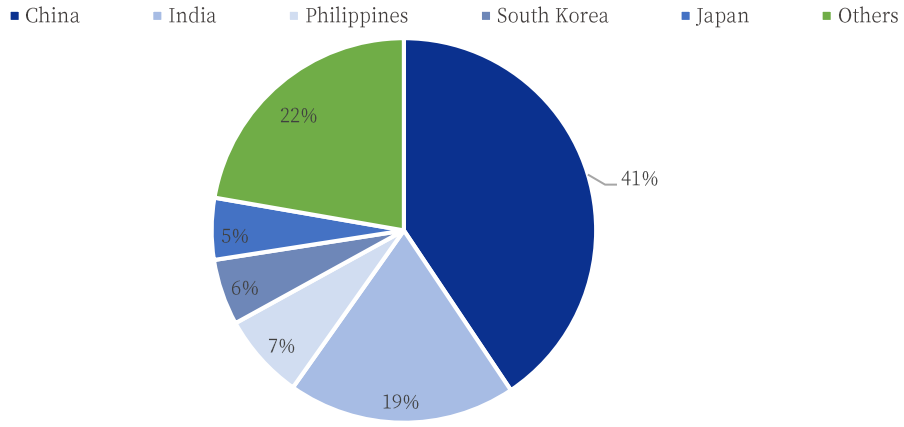
图5：全球主要国家和地区煤炭消费量及预测（百万吨）



资料来源：IEA，中国银河证券研究院

亚洲需求强劲，令作为区域核心供应国的印尼直接受益。UN COMTRADE 数据显示，印尼约 60%的煤炭出口流向中印两国：2025 年中国进口约 2 亿吨印尼煤，印度进口约 1 亿吨。

图6：2025 年印尼煤炭出口国家占比

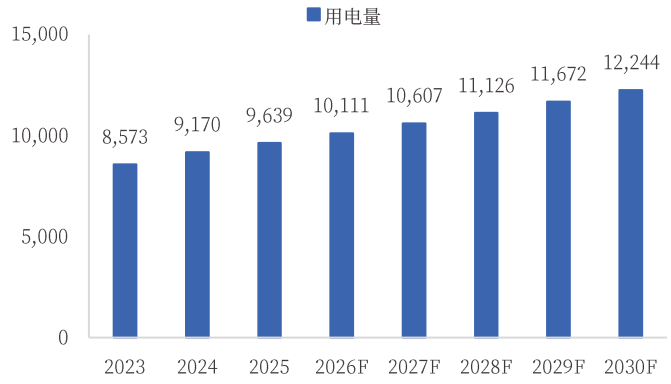


资料来源：UN COMTRADE，中国银河证券研究院

中印电力增长支撑煤炭长期需求。IEA 将 2030 年前的十年称为全新“电力时代”，中国与印度是核心增长极。IEA 预测，全球电力需求将迎来数十年来最快的持续增长。预计到 2030 年，仅中国相对 2025 年的电力需求增量就将达到约 2,600 太瓦时（TWh），大致相当于欧盟当前的总用电量；印度预计相对 2025 年的电力需求增量超 570 太瓦时。推动因素主要来自结构性变化，包括工业增长、气温升高带来的空调普及率上升、交通电气化以及数据中心扩容。

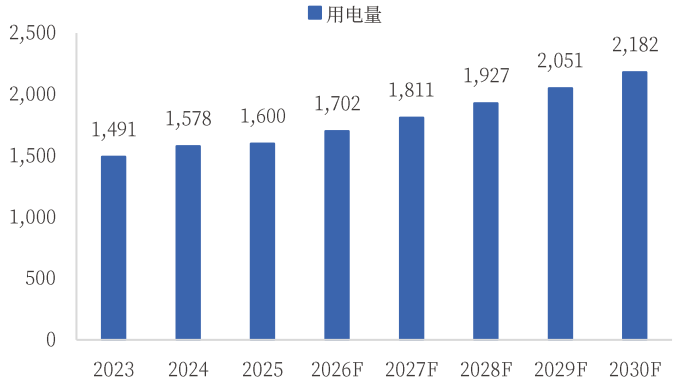
仅供内部参考，请勿外传

图7：中国用电量及预测（TWh）



资料来源：IEA，中国银河证券研究院

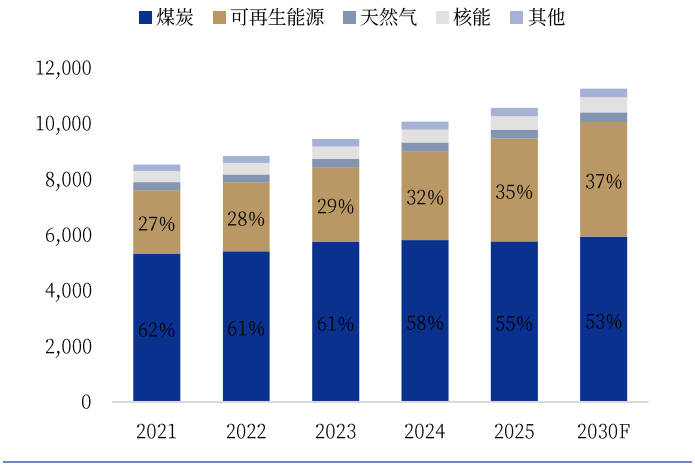
图8：印度用电量及预测（TWh）



资料来源：IEA，中国银河证券研究院

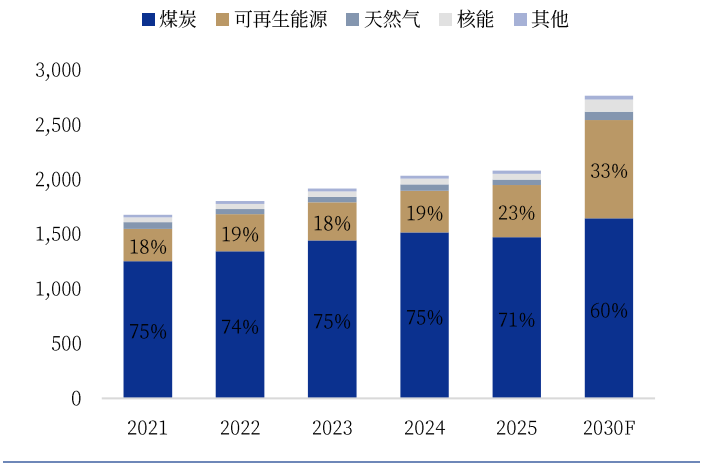
可再生能源是新增电力的主要来源，中印两国均在快速推进装机建设。EMBER 预计，到 2030 年，可再生能源发电量占中国总发电量的比重将达 37%，印度则将达到三分之一。尽管如此，煤炭需求仍具韧性。在中国，煤炭发电占比已从 2021 年的 62%降至 2025 年的 55%，但 IEA 预测到 2030 年仅会小幅回落至 53%，煤炭总消费量将大致稳定在 50 亿吨左右。煤炭的角色正逐步由基荷发电，转向为高比例间歇性可再生能源的电网提供调峰支撑。印度的煤炭需求增长态势则更为明确。尽管煤炭发电占比预计从 2025 年的 71%降至 2030 年的 60%，但总发电量持续增长意味着煤炭发电量仍在上升。IEA 预计，到 2030 年印度将成为全球煤炭需求绝对增量最大的国家，年均增速约 3%，累计新增消费量超 2 亿吨。

图9：中国分电源发电量（TWh）



资料来源：EMBER，中国银河证券研究院

图10：印度分电源发电量（TWh）

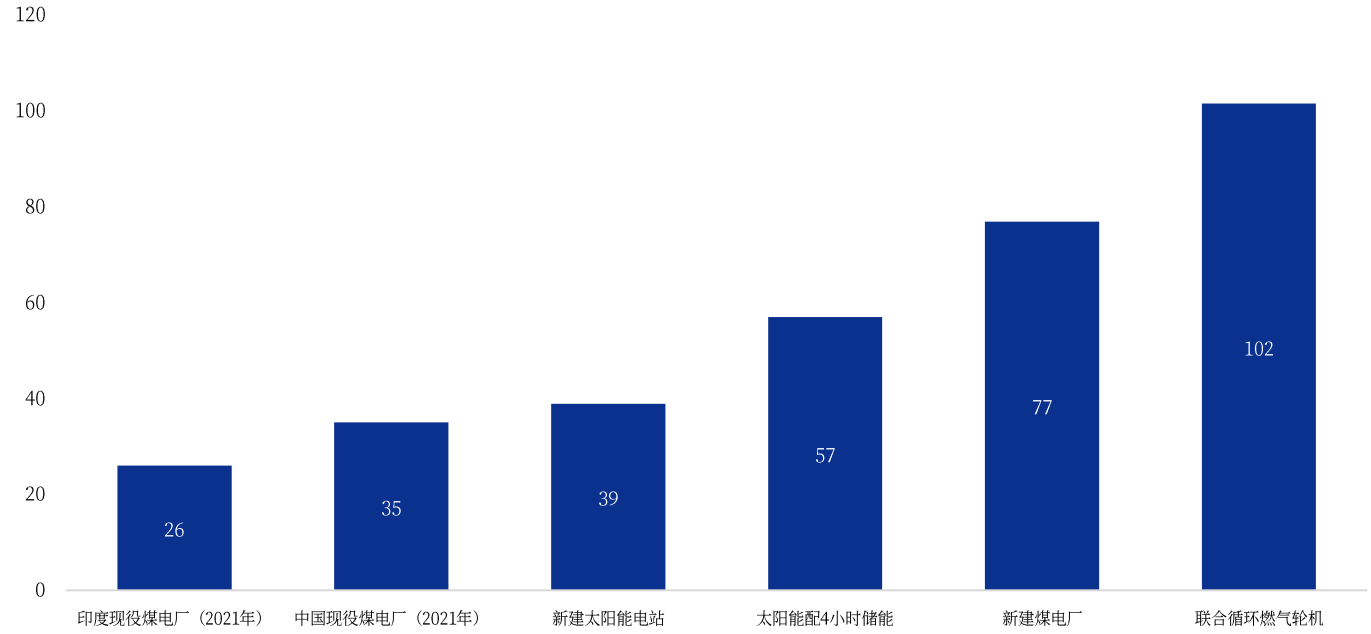


资料来源：EMBER，中国银河证券研究院

煤炭存续的深层逻辑：存量优势与能源主权。电力需求增长解释了十年维度的煤炭消费规模，但无法解释为何清洁电源建设成本更低时，煤炭仍保有核心地位。我们认为，这主要归因于两点：存量优势与能源主权。前者体现为现有煤炭产能的经济成本优势，后者体现为煤炭对电力供应、出口收入、国家财政的战略价值。从存量资产角度看，现役煤电厂的建设资本已经投入，因此运营成本相对较低。彭博新能源财经（BNEF）2026 年基准测算显示，中国现役煤电厂运营成本约 35 美元/兆瓦时。淘汰煤电不仅需要新建发电设施，还需配套输电和储能系统，以消纳间歇性可再生能源。BNEF 数据显示，中国新建太阳能电站成本为 39 美元/兆瓦时。我们认为，太阳能成本较现役煤电厂高（若配套储能则成本会更高），尚不足以支撑煤电机组的大规模经济性退役。

仅供内部参考，请勿外传

图11：不同电源平准化度电成本（美元/MWh）



资料来源：BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE，中国银河证券研究院

能源主权是煤炭地位稳固的第二大原因。电力是现代经济的基础，这促使各国政府极力依托本国可自主开采、可调控的资源保障能源供应。对中国、印度、印尼等国而言，煤炭储量丰富、产能规模大且完全自主可控，恰好能够提供这种安全保障。我们认为，这赋予了煤炭国家层面的战略价值；当能源安全遭遇外部不可控事件冲击时，该战略价值还会进一步凸显。



仅供内部参考，请勿外传

二、煤价周期：需求托底下行空间，供给冲击驱动上行

2025 年，中印两国电力需求持续攀升，叠加煤炭的存量优势与战略价值，煤价整体维持坚挺。但需求决定的是全球煤炭消费总量，并不直接决定投资者收益。企业营收、盈利水平与股息表现最终锚定煤价走势；而煤价波动的核心驱动并非年度需求增速，而是供需格局的动态平衡。因此对投资者而言，核心关注点在于周期下行阶段煤价的跌幅，以及最终企稳的底部价位。**我们认为，需求韧性已大幅压缩了煤价的下行空间，而市场结构性偏紧的格局，更是推动煤价底部抬升至高于 2010 年代的水平。**

作为海运动力煤的价格基准，纽卡斯尔煤价自 2008 年以来呈现出清晰的周期运行规律，其背后的供需驱动逻辑始终一致。2021-2022 年超级周期中，受天然气与电力供应短缺影响，煤炭成为为数不多的增量发电来源，纽卡斯尔煤价飙升至 450 美元/吨以上。在需求保持坚挺、闲置供应产能有限的环境下，临时性供应扰动会快速收紧市场供需，推动煤价出现超预期的大幅上涨。

图12：纽卡斯尔煤价（美元/吨）



资料来源：BLOOMBERG，中国银河证券研究院

下表标注了自 2008 年以来每一轮煤炭周期，涵盖各周期的持续时长、均价、峰谷价位及核心驱动因素。18 年间共经历 9 个周期阶段，大多数下行周期仅持续一至两年，2012-16 年是明显例外。周期驱动逻辑具有一致性：每一轮价格大幅下跌前均出现需求冲击或供应过剩，每一轮价格飙升则均由供应收缩或能源危机触发。2022 年超级周期表现尤为突出，煤价平均 251 美元/吨，峰值 453 美元/吨，约为 2011 年和 2018 年峰值的四倍。本轮下行周期的煤价底部为 92 美元/吨，约为 2010 年代 47-48 美元/吨谷底水平的两倍，其 106 美元/吨的平均价格也高于 2017-18 年上行周期 98 美元/吨的平均水平。我们认为，这是煤价底部已经抬升的最清晰信号。

表1：2008 年以来纽卡斯尔煤价复盘

周期阶段	时间区间	均价（美元/吨）	峰值/底部（美元/吨）	主要驱动因素
上行周期	2008	128	195	大宗商品繁荣，随后爆发 GFC
下行周期	2009	72	60	GFC 引发需求崩塌
上行周期	2010 - 2011	110	136	中国实施刺激政策；中国转为煤炭净进口国

仅供内部参考，请勿外传

长下行周期	2012 - 2016	76	49	繁荣期带来供给过剩，叠加需求走弱
上行周期	2017 - 2018	98	123	中国缩减煤炭产能
下行周期	2019 - 2020	69	48	需求疲软、天然气竞争、新冠疫情
超级周期	2021 - 2022	251	453	天然气危机、俄罗斯供应中断
上行周期	2023 - 2024	153	163	超级周期后回归常态，库存处于高位
下行周期	2025	106	92	霍尔木兹海峡液化天然气运输中断

资料来源：BLOOMBERG，中国银河证券研究院

我们认为，下行周期中，高成本供应商将率先承压。当煤价跌破边际矿山的生产成本线后，相关矿商每生产一吨煤炭都会出现亏损，进而采取减产或关停的举措。供应随之持续收缩，直到市场供需再度收紧，煤价逐步探底。因此，周期底部的本质，是供应出清至足以让市场重回供需平衡的临界点。

煤炭需求主要跟随发电量变动，相较供应端表现更为平稳。历史数据中，煤炭需求仅出现两次下滑——2009 年与 2019-2020 年，且两次下滑均由宏观经济冲击所致。伴随经济复苏，需求同步修复，因此两轮下行周期的持续时长均相对较短。

供应端则是市场中更具不确定性的一侧，供应短缺与供应过剩的波动均难以预判。例如，极端天气、出口管制或地缘冲突都可能导致供应骤然收缩，过去 18 年间的每一轮煤价大幅上涨，背后均有供应端收缩的驱动。

反之，当产能扩张速度快于需求增长时，持续的供应过剩会令煤价长期承压。在 2012-2016 年的下行周期中，海运煤炭出口商在上一轮行业繁荣期持续扩产，而受经济结构调整影响，2014-2016 年中国煤炭消费量出现回落。从年度均价来看，纽卡斯尔煤价从 2011 年的 121 美元/吨一路跌至 2015 年的 59 美元/吨。直至 2016 年中国出台调控措施约束国内煤矿产量，市场才迎来修复。供应端收缩快速收紧市场供需格局，纽卡斯尔煤价在当年内近乎翻倍。

每一轮上行周期均由供应扰动或能源冲击触发。触发因素或有不同，但结果高度一致：市场供需一旦收紧，煤价便会大幅冲高。2010-2011 年，刺激政策后的中国需求回升，叠加中国转向煤炭净进口国，是本轮周期的核心驱动；2017-2018 年，中国供应削减成为煤价上行的主要推手。2021-2022 年，中国需求增速快于供应，叠加全球天然气危机，推动纽卡斯尔煤价在 2021 年 10 月升至约 253 美元/吨；2022 年 1 月印尼短期出口禁令进一步加剧供应扰动，随后 2022 年 2 月俄罗斯供应中断，推动纽卡斯尔煤价周度峰值攀升至约 450 美元/吨，正式开启 2022 年超级周期。

今年，霍尔木兹海峡中断事件推高了液化天然气价格，并促使亚洲公用事业公司从天然气转向煤炭。纽卡斯尔煤价从 2025 年均价约 106 美元/吨上涨至今年 3 月的约 126 美元/吨，创下自 2022 年 5 月以来最大月度涨幅，并于二季度触及约 153 美元/吨的高点，随后在 7 月中旬回落至约 130 美元/吨。

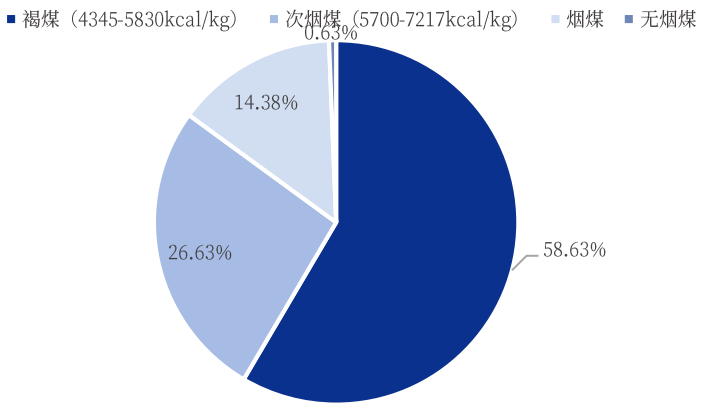
仅供内部参考，请勿外传

三、2008 年以来各轮下行周期中企业盈利与股息均保持韧性

下一部分我们将探讨：以三家印尼煤炭上市公司 Adaro Andalan Indonesia（AADI）、Bukit Asam（PTBA）及 Indo Tambangraya Megah（ITMG）为代表，经分析，呈现以下 3 点特征：1）企业能够受益于煤价结构性抬升带来的上行红利；2）煤价下行阶段，企业运营成本同步回落，可在周期下行期保护利润空间；3）自 2008 年起，无论处于何种周期阶段，企业均坚持年度分红，因此投资者在等待股价修复的过程中可以获取股息收益，并非只能依靠股价上涨获利。

印尼煤炭资源及其相较于全球基准的定位：印尼是全球规模最大的煤炭出口国之一，但该国大部分出口煤炭并不参照纽卡斯尔煤价（高热值（CV）动力煤基准）进行定价。根据长江有色金属网，印尼已探明煤炭储量中有接近 60%属于褐煤（热值为 4345–5830 千卡/千克），其热值显著低于纽卡斯尔基准煤 6322 千卡/千克 GAR 的品质标准。

图13：印尼已探明储量中煤炭热值分布



资料来源：长江有色金属网，中国银河证券研究院

由于印尼煤炭品级偏低，其价格通常较纽卡斯尔基准价存在折价，以反映品质差异。热值衡量每千克煤炭燃烧的释能水平：由于印尼主要煤炭为褐煤，其热值低于纽卡斯尔基准煤，因此实现同等能量产出所需的印尼煤用量，要高于高品级煤炭用量。

煤价同样呈周期波动，供应收紧时上涨，供应过剩时下跌。自 2008 年以来，纽卡斯尔煤价已历经九轮完整周期。本报告将跟踪各轮周期中行业实际价格或平均售价（ASP）相对纽卡斯尔基准价的走势。折价本身属于结构性特征，更核心的变量是折价幅度的高低。

图14：按行业周期划分的 NEWC 基准煤价与行业平均售价对比（2008-2025）

周期阶段	NEWC均价 (美元/吨)	行业平均售价 (美元/吨)
下行周期		
2012 - 2016	76	61
2019 - 2020	69	54
2025	106	66
均值	**83**	**60**
上行周期		
2010 - 2011	110	76
2017 - 2018	98	66
2021 - 2022	251	109
2023 - 2024	153	84
均值	**153**	**84**

资料来源：印尼上市公司公告（AADI、PTBA、ITMG），BLOOMBERG，中国银河证券研究院

仅供内部参考，请勿外传

图15：按行业周期划分的行业平均售价变动百分比与纽卡斯尔价格变动百分比对比（2008-2025）

周期阶段	纽卡斯尔价格变动百分比	行业平均售价变动百分比
下行周期		
2012 - 2016	-11%	-11%
2019 - 2020	-25%	-16%
2025	-22%	-15%
上行周期		
2010 - 2011	30%	14%
2017 - 2018	27%	19%
2021 - 2022	145%	69%
2023 - 2024	-37%	-24%

资料来源：印尼上市公司公告（AADI、PTBA、ITMG），BLOOMBERG，中国银河证券研究院

成本随价格灵活调整，三家印尼煤炭上市公司得以在下行周期维持利润率。历史数据表明，矿企不会被动应对下行周期；当价格走弱时，企业也会降低成本以保证利润率。为单独评估运营成本的应对机制，我们追踪了不计特许权使用费的每吨总成本，原因在于特许权使用费与售价挂钩，会随售价同步波动。根据我们的观察，三家印尼煤炭上市公司在每一轮下行周期中，运营成本均较上一轮上行周期有所回落：2010-11 年的 53 美元/吨降至 2012-16 年的 47 美元/吨，2017-18 年的 48 美元/吨降至 2019-20 年的 42 美元/吨，以及 2023-24 年的 56 美元/吨降至 2025 年的 50 美元/吨。纵观各个阶段，下行周期的平均运营成本为 46 美元/吨（相比之下，上行周期为 56 美元/吨）。

成本下降速度不及价格，因此利润率收窄而非消失。上行周期内，每吨 EBITDA 随价格上行而扩大：2010-11 年为 25 美元/吨，2017-18 年为 22 美元/吨，2021-22 年峰值时为 50 美元/吨，2023-24 年为 21 美元/吨。下行周期内，每吨 EBITDA 有所收窄，但仍维持正值：2012-16 年为 15 美元/吨，2019-20 年为 15 美元/吨，2025 年为 13 美元/吨。总体而言，2008 年起，即使包含行业低谷年份，成本已连续 18 年低于平均售价（ASP）。

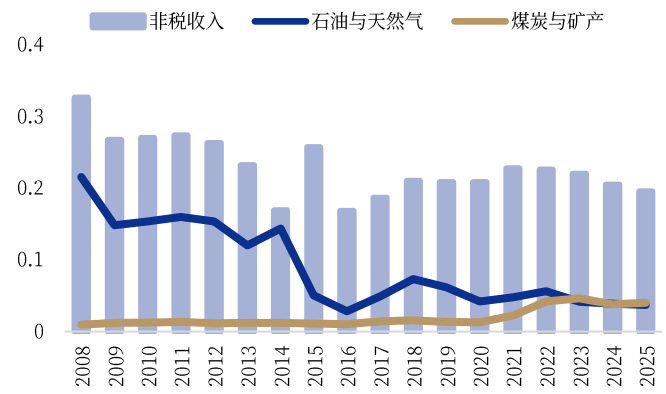
仅供内部参考，请勿外传

四、解读印尼煤炭政策：不确定性强，扰动全球煤炭市场

2025 年-2026 年上半年，印尼政府几乎每月都会出台针对本国煤炭行业的新政策举措。近两年内，此行业接连受到生产配额削减、特许权使用费率调整、出口收益留存规则、生物柴油强制掺混政策、国有出口渠道以及最低限价事件的多重影响。部分政策已作为法规落地生效，部分仅对外公布，但最终并未落地实施，还有一部分介于两者之间，仍处于待复审或酝酿成型阶段。对于投资者而言，问题已不再是政策是否会影响印尼煤企，而是哪些政策具备实质影响，以及应如何解读这些政策。

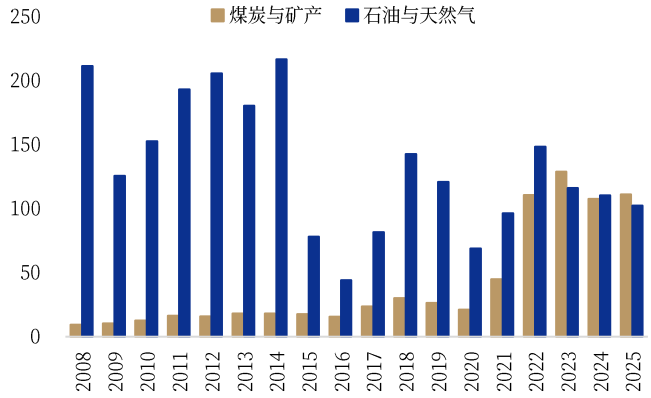
煤炭行业是印尼经济与财政支柱，因此印尼对煤炭行业高度关注。2023 年煤炭矿产超越油气，成为印尼规模最大的自然资源类非税收入来源，2024 年两者收入规模持平，2025 年煤炭矿产再次居于首位，2025 年创纪录实现 130 万亿印尼卢比收入，而 2008 年仅为 9.5 万亿印尼卢比。此外，印尼是全球最大的海运煤炭供应国；根据印尼能源部数据，2025 年出口量约 5 亿吨，约占全球动力煤贸易总量（约 11 亿吨）的 44%。规模如此庞大的行业，天然具备重要财政意义，印尼还需要管控财政赤字、落实各类支出计划，煤炭行业的财政地位就愈发关键。

图16：资源类非税收入占财政收入比重



资料来源：LKPP（印尼政府商品与服务采购局），中国银河证券研究院

图17：资源类非税收入金额（万亿印尼卢比）



资料来源：LKPP（印尼政府商品与服务采购局），中国银河证券研究院

2025 年-2026 年 7 月印尼煤炭行业事件回顾：下图梳理了自 2025 年初起 18 个月内印尼政府在煤炭领域发布的各项政策，我们将每项政策举措归为以下四类：按公告如期生效的政策、首次出台的新政策、延期生效的政策，以及被搁置、撤销或未正式发布的政策。有两点现象值得重点关注。第一，18 个月内共计出台 18 项独立政策举措。第二，其中 6 项按公告如期生效，6 项为全新政策，2 项出现延期，4 项被搁置。因此，印尼政府推出的政策中，有三分之二最终落地实施，且对外公布的版本通常即为最终执行版本。

仅供内部参考，请勿外传

图18：印尼煤炭政策时间线

序号	日期	事件	类型
1	2025年3月1日	政府实施出口收益留存规定，要求100%出口收益留存境内12个月，可进行兑换（PP 8/2025）	已公布
2	2025年3月1日	设置出口基准底价（Kepmen 72.K/2025）	新增
3	2025年4月26日	煤炭特许权使用费改为与HBA挂钩的累进计征机制；应税收入按基准煤价与销售价二者取高计算（PP 18 & 19/2025）	已公布
4	2025年7月1日	RKAB恢复为年度审批周期	已公布
5	2025年8月8日	强制性出口底价政策放宽：生产商可按合同价销售，但HBA仍作为计税及特许权使用费的计价基准（Kepmen 268.K/2025）	废止
6	2025年12月8日	出台更严格的出口收益新规：仅限国有银行办理，设置50%兑换上限	新增
7	2025年12月19日	公布2026年煤炭减产计划	新增
8	2026年1月8日	设定2026年全国煤炭配额约6亿吨，2025年实际产量为7.9亿吨	新增
9	2026年1-2月	自有矿山配额审批分布不均，部分生产商配额削减幅度超40%	已公布
10	2026年5月1日	收紧增值税退税政策（PMK 28/2026）	已公布
11	2026年5月5日	提出在采矿业总收入分成机制	新增
12	2026年5月13日	煤炭出口税推迟实施	废止
13	2026年5月20日	公布单一窗口出口制度（由Danantara Sumberdaya Indonesia执行）（PP 24/2026，分阶段落地至2027年1月）	新增
14	2026年6月1日	更严格的出口收益规定正式生效，较原定时间推迟 5 个月（PP 21/2026）	延期
15	2026年6月8日	总收入分成机制提出仅34天后即宣告取消	废止
16	2026年6月18日	DMO供应价格处于复审阶段（拟由70美元/吨上调至80-90美元/吨）	新增
17	2026年6月25-26日	政府暂时扣留部分出口煤炭，优先保障PLN供应，次日清晨即撤销此举措	废止
18	2026年7月1日	B50生物柴油政策正式落地，原目标为1月实施，已于1月14日宣布延后	延期

资料来源：环球时报，我的钢铁网，安泰科，上海有色网，新华财经，华中师范大学中印尼人文交流研究中心，中国煤炭经济网，金融界，中国煤炭经济研究会，中国新闻网，同花顺新闻，矿业交易网，Warta Ekonomi，中国银河证券研究院

印尼煤炭行业政策存在不确定性，对国际和中国煤炭市场造成扰动。印尼作为全球最大的动力煤出口国以及中国最大的动力煤进口国，其政策不确定性对国际和中国煤炭市场造成扰动。例如 5 月 20 日，印尼总统普拉博沃正式签发《自然资源商品出口治理条例》，宣布煤炭、棕榈油、铁合金三大战略资源出口，必须通过政府指定国企作为唯一出口商，标志着印尼正式启动自然资源出口“国家专营”模式。新政叠加此前 6 亿吨产量配额（同比-24%）、25% 国内义务（DMO）等约束，预计全年煤炭出口将锐减 30%-40%，约 1.2-1.5 亿吨。

仅供内部参考，请勿外传

五、厄尔尼诺有利于推高产量，但或延误出货

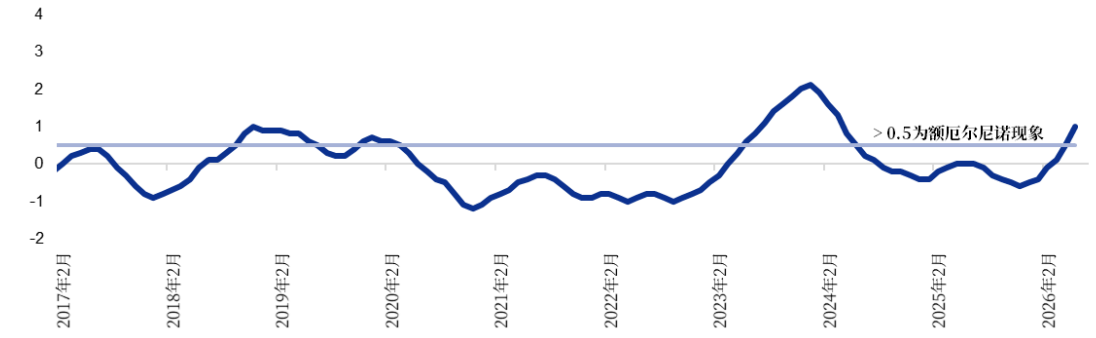
火情加剧，1-7 月过火面积超 20 万公顷：

8 月 27 日新华网报道，受厄尔尼诺现象影响，加里曼丹岛、苏门答腊岛部分地区爆发野火，产生大量烟霾，数百万民众的生命健康面临威胁。今年以来印尼火情频发。1 月至 7 月，该国野火过火面积共超过 20 万公顷。我们认为实质风险为空气质量问题。采矿作业或需要采取呼吸防护措施、低能见度作业规程，并调整工作时长，但即便实施上述调整，预计不会对采矿作业造成重大干扰。

厄尔尼诺有利于提高煤炭产量，但或延误出货：

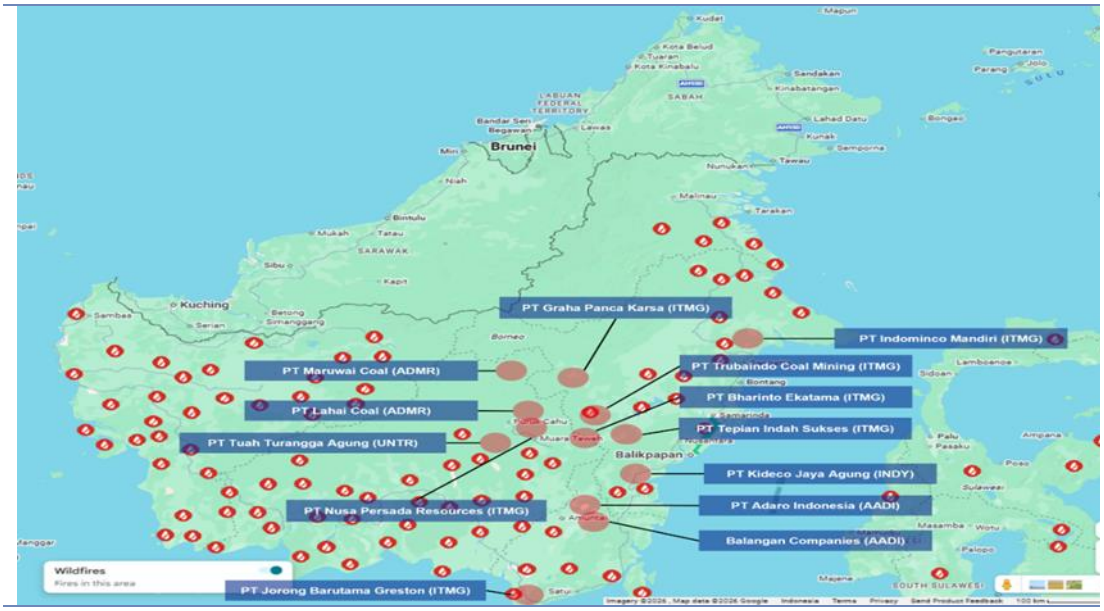
自 4 月以来，尼诺指数已突破+0.5 的厄尔尼诺判定阈值。厄尔尼诺现象引发的干旱天气导致三种结果：（1）山火更易蔓延；（2）缺乏降雨导致河流水位走低；以及（3）降雨干扰减少，采矿作业得以持续。厄尔尼诺现象带来的干旱气候有利于推高产量。风险在于出货时效，河流水位降低将拖慢驳船运输效率，从而延迟矿产品交付。参照 2019、2023 年加里曼丹山火，这两年印尼全国煤炭产量均高于前一年。旱季利弊并存，虽产量提升，但驳船运输条件走弱。

图19：尼诺指数趋势



资料来源：NOAA，中国银河证券研究院

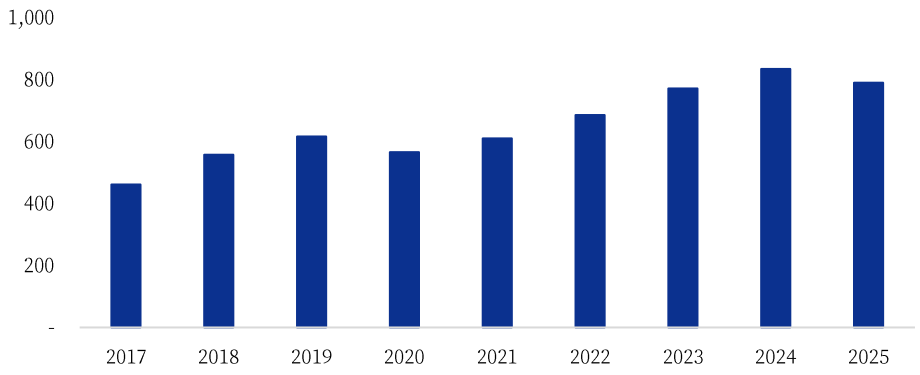
图20：加里曼丹部分煤矿以及山火分布



资料来源：GOOGLE MAPS，中国银河证券研究院。注：红圈是矿区大致位置

仅供内部参考，请勿外传

图21：印尼全国煤炭产量（百万吨）



资料来源：中国煤炭经济研究会，中国银河证券研究院

表2：厄尔尼诺期间印尼全国煤炭年产量出现冲高

年份	印尼煤炭年产量（百万吨）
2018	558
2019	**616**
2022	686
2023	**771**

资料来源：中国煤炭经济研究会，中国银河证券研究院。注：加粗内容代表加里曼丹岛山火发生年份

仅供内部参考，请勿外传

六、风险提示

上行风险：

煤价高于预期。我们的模型假设纽卡斯尔基准煤价将由 2026 年的 133 美元/吨回落至 2027 年的 131 美元/吨以及 2028 年的 125 美元/吨。不过，由于霍尔木兹海峡供应中断持续、实际需求强于我们的假设，或是生产商面对煤价上涨时增产速度慢于预期，煤价或持续高于我们的假设情景。若基准煤价持续走强，将全面推高印尼煤炭生产商的实际售价、盈利水平与股息。由于国内销量（尤其是向 PLN 及非冶炼厂国内企业销售的煤炭）执行价格上限，因此出口业务占比高的企业受益幅度最大。

PLN 供煤价格上限上调。印尼政府目前正在复审面向 PLN 的 70 美元/吨煤价上限，此上限未来或将上调。价格上限上调将拉动印尼煤炭生产商国内煤炭的实际售价，国内业务占比高的企业受益最显著；而基准煤价大幅反弹对出口占比高的企业最有利，因为出口煤炭按海运市场基准价计价，国内煤炭则受价格上限约束。限价政策下煤炭供货降低了 PLN 的发电成本；因此上调价格上限会推高电价，或扩大政府对 PLN 的补贴补偿规模。

下行风险

煤价回落速度快于预期。我们的模型假设 2026 年供给中断将逐渐消退。若霍尔木兹海峡危机提前化解，原油的风险溢价将会消除，液化天然气供应恢复，从而推动亚洲气价回落。气价走低将逆转此前拉动煤炭需求的气改煤现象。纽卡斯尔基准煤价的回落时间或将早于我们的预期，进而削减我们预测期内各企业的实际售价、盈利以及股息。因供给中断而上涨的价格，通常在中断结束后迅速回落。

产量存在不确定性。印尼煤矿企业的生产配额执行年度审批制度，2026 年审批结果显示，获批产量可低于矿企上一年的实际产出。我们的预测假设企业能够获得申请的全部产量额度，但配额由政府核定，每一年都可能批复更低的产量。全行业配额缩减将对海运基准煤价形成支撑，但这一利好由所有煤炭出口国共享，而非印尼煤矿企业独享。

采矿法规出现不利变动。近年来，印尼煤炭行业监管政策调整频繁。我们的预测基于当前生效的监管政策，这些政策对生产商的影响各不相同，包括生产配额削减、特许权使用费率上调等。任何一项法规发生变动，都可能对我们的产量、平均售价、利润率及盈利预测产生不利影响。我们认为，未来仍有可能出台新的监管法规。

仅供内部参考，请勿外传

图表目录

图 1： 2025 年全球发电结构（kTWh）.....3
图 2： 全球电力需求及预测.....3
图 3： 2025 年全球主要国家和地区煤炭消费量（百万吨）.....3
图 4： 全球煤炭终端用途划分.....3
图 5： 全球主要国家和地区煤炭消费量及预测（百万吨）.....4
图 6： 2025 年印尼煤炭出口国家占比.....4
图 7： 中国用电量及预测（TWh）.....5
图 8： 印度用电量及预测（TWh）.....5
图 9： 中国分电源发电量（TWh）.....5
图 10： 印度分电源发电量（TWh）.....5
图 11： 不同电源平准化度电成本（美元/MWh）.....6
图 12： 纽卡斯尔煤价（美元/吨）.....7
图 13： 印尼已探明储量中煤炭热值分布.....9
图 14： 按行业周期划分的 NEWC 基准煤价与行业平均售价对比（2008-2025）.....9
图 15： 按行业周期划分的行业平均售价变动百分比与纽卡斯尔价格变动百分比对比（2008-2025）.....10
图 16： 资源类非税收入占财政收入比重.....11
图 17： 资源类非税收入金额（万亿印尼卢比）.....11
图 18： 印尼煤炭政策时间线.....12
图 19： 尼诺指数趋势.....13
图 20： 加里曼丹部分煤矿以及山火分布.....13
图 21： 印尼全国煤炭产量（百万吨）.....14

表 1： 2008 年以来纽卡斯尔煤价复盘.....7

仅供内部参考，请勿外传

分析师承诺及简介

本人承诺以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学(北京)，超过 10 年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022 年 1 月加入中国银河证券。

梁悠南，公用事业行业分析师，毕业于清华大学(本科)，加州大学洛杉矶分校(硕士)，纽约州立大学布法罗分校(硕士)。于 2021 年加入中国银河证券，从事公用事业行业研究。

马敏，公用环保行业分析师，北京大学硕士，2024 年加入中国银河证券研究院。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒客户及公众投资者慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

评级标准

评级标准		评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 到 12 个月行业指数（或公司股价）相对市场表现，其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准，北交所市场以北证 50 指数为基准，香港市场以恒生指数为基准。	行业评级	推荐：	相对基准指数涨幅 10%以上
		中性：	相对基准指数涨幅在-5%～10%之间
		回避：	相对基准指数跌幅 5%以上
	公司评级	推荐：	相对基准指数涨幅 20%以上
		谨慎推荐：	相对基准指数涨幅在 5%～20%之间
		中性：	相对基准指数涨幅在-5%～5%之间
		回避：	相对基准指数跌幅 5%以上

联系

中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn
程 曦 0755-83471683 chengxi_yj@chinastock.com.cn

上海地区：林 程 021-60387901 lincheng_yj@chinastock.com.cn
李洋洋 021-20252671 liyangyang_yj@chinastock.com.cn

北京地区：田 薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn
褚 颖 010-80927755 chuying_yj@chinastock.com.cn