



公司研究 | 深度报告 | 内蒙华电 (600863.SH)

内蒙煤电一体化龙头，煤电为基驭绿电为翼

报告要点

在资本市场当前的定价体系中，由于公司火电业务长期是经营业绩的压舱石，因此市场部分参与者延续了传统火电的视角去看待公司的内在价值，而我们认为应该更加充分理解“煤电一体化”商业模式的核心矛盾和普通火电相比的降维竞争。此外，公司绿电战略上的优异之处在于，在“十四五”期间公司实则保持克制节奏布局，而当下在行业触底阶段迎来新一轮发展周期的时候，公司凭借自身发展以及所收购的集团高质量优异资产，为后续新一轮的成长性奠定催化和基石。

分析师及联系人



张韦华

SAC: S0490517080003

SFC: BQT627



司旗

SAC: S0490520120001



宋尚骞

SAC: S0490520110001



刘亚辉

SAC: S0490523080003



张子淳

内蒙华电（600863.SH）

2025-11-10

内蒙煤电一体化龙头，煤电为基驭绿电为翼

公司研究 | 深度报告

投资评级 买入 | 首次

内蒙火电龙头，一体化平滑周期

公司立足内蒙、辐射华北，发电资产遍布内蒙古自治区九个盟市并拥有较大煤炭产能。近年来，公司控股装机容量维持平稳增长，截至 2025 年上半年末，控股装机总量达到 1327.62 万千瓦，其中火电装机稳定在 1140 万千瓦，新能源装机为 187.62 万千瓦，除此以外，公司还控股产能为 1500 万吨/年的露天煤矿。虽然 2025 年以来受电量以及外销煤价下降影响，公司短期业绩有所波动，但将时间周期拉长来看盈利依然稳定增长。而且公司在盈利改善的同时，向股东进行慷慨分红，2019 年以来承诺每年分红比例不低于合并报表可供分配利润的 70%。近三年公司在扣除留存收益后，平均分红比例达到 60.85%，按 2024 年年末每股分红 0.22 元/股以及分红预案披露日测算，公司股息率高达 5.45%，显著优于可比公司，股息回报具备充分吸引。

火电：“煤电一体化”促发展，收支两端长期占优

截至 2025 年上半年末，公司控股火电装机容量为 1140 万千瓦，其中供蒙西消纳的发电机组容量为 636 万千瓦，外送华北装机 504 万千瓦。经过近年来魏家峁煤炭产能的持续释放，截至 2024 年末，公司煤炭产量达到采购量的 42%。虽然公司产煤并非完全自用，但外销煤价与采购煤价的同向变化可以平滑煤价波动对公司盈利影响。我们认为传统火电更类似于两端在外的煤炭加工业，而一体化公司的商业模式与水电及核电更为接近，成本端变化有限，电价端是其核心竞争力所在。而内蒙古近年来供需持续趋近，2025 年火电电价不降反增，偏紧格局下电价展望将优于全国，而成本端则得益于魏家峁煤矿作为露天煤矿，吨煤成本与可比公司优势将长期维持，进而淡化煤价波动对成本的不利影响，公司火电业务长期展望收支两端将长期占优。而且短期来看，随着内蒙用电需求的持续改善，年初以来电量对业绩压力也将迈入加速修复期。

绿电：行业底部适度扩张，迎来成长全新周期

长期以来，受市场化偏弱预期影响，绿电行业基本面预期持续承压。而随着 136 号文政策逐步发力，行业将从高速增长期迈入高质量发展阶段，市场化电价一方面随着供需关系好转压力有所降低，另一方面也将随着绿证价格的上涨而迎来触底回暖。而公司绿电业务将在行业触底阶段迎来新一轮扩张，截至 2025 年上半年末公司在运新能源装机 188 万千瓦，在建装机 204 万千瓦，具备翻倍空间。此外，公司拟通过发行股份与支付现金结合的方式向公司第一大股东北方联合购买风电资产，其中正蓝旗风电 110 万千瓦，北方多伦 50 万千瓦。2024 年正蓝旗风电净利润 6.5 亿元，ROE28.6%，北方多伦净利润 3.44 亿元，ROE18.8%，收购资产盈利极为优异。按 2024 年业绩测算此次收购正蓝旗 PE 仅为 6.85 倍、北方多伦 PE 为 10.08 倍，收购价格具备合理性。随着在建项目投产与外延收购项目的注入，公司新能源资产将迎来成长新周期。

投资建议

我们认为公司两大主业当前时点来看均具有改善预期，且股息回报丰厚，根据最新财务数据，我们假设资产注入于 2026 年年初完成，预计公司 2025-2027 年归母净利润分别为 23.98 亿元、31.27 亿元和 33.11 亿元，考虑资产注入后的股权增发，EPS 分别为 0.37 元、0.39 元和 0.41 元，按 11 月 10 日收盘价对应 PE 分别为 12.63 倍、11.97 倍和 11.30 倍。

风险提示

- 1、电价下行风险；2、新能源业务盈利下滑的风险；
- 3、煤炭价格出现非季节性风险；4、盈利预测不及预期风险。

请阅读最后评级说明和重要声明

公司基础数据

当前股价(元)	4.64
总股本(万股)	652,689
流通A股/B股(万股)	652,689/0
每股净资产(元)	2.66
近12月最高/最低价(元)	4.71/3.70

注：股价为 2025 年 11 月 10 日收盘价

市场表现对比图(近 12 个月)



资料来源：Wind

相关研究



更多研报请访问
长江研究小程序

目录

内蒙火电龙头，一体化平滑周期.....	6
火电：“煤电一体化”促发展，收支两端长期占优.....	9
电价优势是“煤电一体化”核心竞争力.....	9
露天煤矿带来低廉成本，保障火电收支两端占优.....	12
绿电：行业底部适度扩张，迎来成长全新周期.....	14
136 号文保障存量价格，绿证需求放量护航增量收益.....	14
内生外延双轮驱动，收购资产质量突出.....	16
投资建议.....	20
风险提示.....	21

图表目录

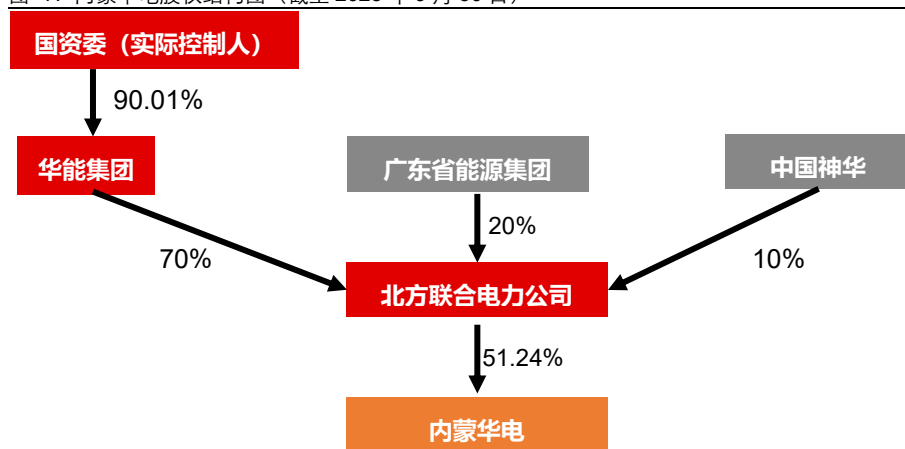
图 1：内蒙华电股权结构图（截至 2025 年 9 月 30 日）.....	6
图 2：公司装机结构中以煤电装机为主，且规模长期维持稳定（万千瓦）.....	7
图 3：电力业务为营收绝对主力，近年来营收整体维持平稳（亿元）.....	7
图 4：毛利结构均衡，煤炭业务贡献有所提升（亿元）.....	7
图 5：近年来公司归母净利润稳步提升（亿元）.....	7
图 6：2024 年公司主要子公司净利润情况（亿元）.....	8
图 7：近年来公司分红总额随着利润增长而增长（亿元）.....	8
图 8：公司火电电厂布局图.....	10
图 9：公司煤炭产量已经达到采购量的 4 成（单位：万吨）.....	10
图 10：一体化公司商业模式更接近于水核而非传统火电.....	10
图 11：内蒙古近年来用电增速长期高于全国平均水平.....	11
图 12：内蒙古火电利用小时优于全国且延续上行（单位：小时）.....	11
图 13：2025 年以来蒙西火电月度结算电价实现同比上涨（元/千瓦时）.....	11
图 14：公司蒙西及华北消纳火电电价维持稳定（元/兆瓦时）.....	11
图 15：公司两地火电发电量基本维持稳定（亿千瓦时）.....	12
图 16：公司送蒙西及送华北火电利用小时均优于当地水平（小时）.....	12
图 17：公司煤炭业务吨煤成本居可比煤炭公司最低（元/吨）.....	12
图 18：低廉的煤炭成本使得公司火电点火价差维持高位（元/千瓦时）.....	13
图 19：公司煤炭业务吨煤毛利居可比煤炭公司最高（元/吨）.....	13
图 20：2024 年以来，我国大力推进绿电需求侧放量.....	15
图 21：2024 年以来分月绿证交易量（万个）.....	16
图 22：2025 年以来不同年份生产电量对应绿证价格走势（元/个）.....	16
图 23：公司新能源板块以风电装机为主，光伏装机有所扩张（万千瓦）.....	17
图 24：公司各消纳地区风电和光伏项目利用小时均有所下行（小时）.....	17
图 25：公司风电电价情况（元/兆瓦时）.....	17
图 26：公司光伏电价情况（元/兆瓦时）.....	17
图 27：公司在建新能源项目投产后装机规模翻倍（万千瓦）.....	18

图 28：公司收购资产利用小时情况（小时）	19
图 29：公司收购资产电价情况（元/千瓦时）	19
表 1：公司给予市场明确分红承诺.....	8
表 2：公司控股火电装机及消纳电网（万千瓦）	9
表 3：新能源可持续发展价格结算机制	14
表 4：2024 年以来非水绿证核发和交易情况（亿个）	15
表 5：钢铁等新增四大重点用能行业潜在绿证需求	15
表 6：公司收购正蓝旗风电 70%股权与北方多伦 75.51%的股权（单位：万千瓦，亿元）	18
表 7：本次重组对上市公司主要财务指标的影响（单位：亿元）	18

内蒙火电龙头，一体化平滑周期

公司前身为内蒙古自治区包头第二热电厂,创建于 1956 年,1992 年 5 月开始进行股份化改组,并于 1994 年在上交所挂牌上市。公司立足内蒙、辐射华北,公司发电资产遍布内蒙古自治区九个盟市,并拥有较大煤炭产能,是非常具备代表性的“煤电一体化”公司。公司生产的电力,不仅保障内蒙古自治区用电需求,同时还输往华北、京津唐等地区,经过三十年的发展目前公司已经形成跨区域送电、煤电一体化以及新能源与常规能源并重的发展格局。作为华能集团旗下的上市公司,实际控制人为国务院国资委,上市以来股权结构稳定,截至 2025 年三季度末华能集团通过北方联合电力持有公司 51.24% 股份。

图 1: 内蒙华电股权结构图 (截至 2025 年 9 月 30 日)

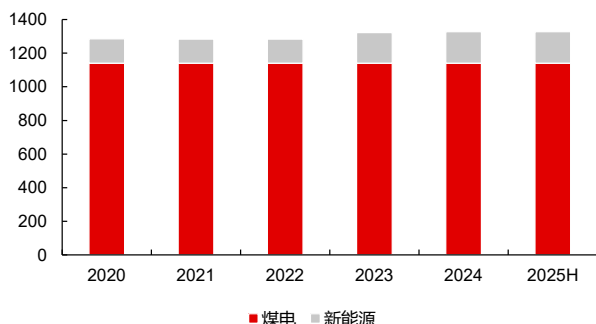


资料来源: Wind, 长江证券研究所

装机结构平稳增长, 电力贡献主要营收。近年来, 公司控股装机容量维持平稳增长, 截至 2025 年上半年末, 控股装机总量达到 1327.62 万千瓦, 较 2020 年增长 42.52 万千瓦, 累计增幅为 3.3%。其中, 控股装机中火电装机规模稳定在 1140 万千瓦, 新能源装机为 187.62 万千瓦, 较 2020 年增长 42.52 万千瓦, 系公司装机增量的核心来源。除此以外, 公司还控股 1500 万吨/年的露天煤矿, 其中约一半的规模进行外销。

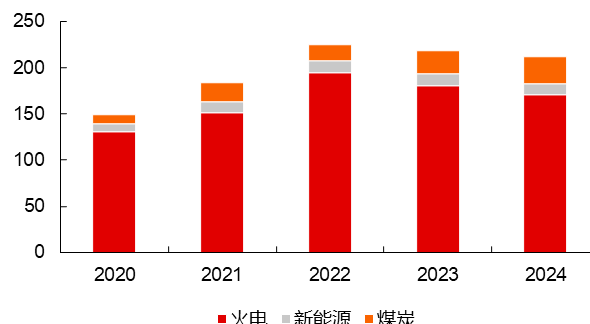
从营业收入角度而言,火电业务依然为营收主要来源, 2024 年受火电电量与电价双重承压影响, 火电营业收入 170.26 亿元, 同比下降 5.51%, 但依然贡献了公司 76.4% 的营业收入; 对于公司第二大业务的煤炭而言, 2024 年公司煤炭产量为 1444.45 万吨, 同比增长 8.92%, 但外销量达到 728.03 万吨, 同比增幅达到 16.89%, 得益于此公司煤炭业务营收达到 29.28 亿元, 同比增长 17.10%, 占公司营收总额的 13.1%; 此外, 公司新能源业务实现营业收入 12.39 亿元, 同比减少 7.21%, 占公司营收比重的 5.6%。2025 年上半年, 受发电量同比下滑影响, 公司实现电力业务收入 80.29 亿元, 同比下降 10.54%, 煤炭业务受价格下滑影响, 实现营收 11.23 亿元, 同比下降 23.45%, 电力业务依然为公司营收的核心来源。

图 2：公司装机结构中以煤电装机为主，且规模长期维持稳定（万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 3：电力业务为营收绝对主力，近年来营收整体维持平稳（亿元）

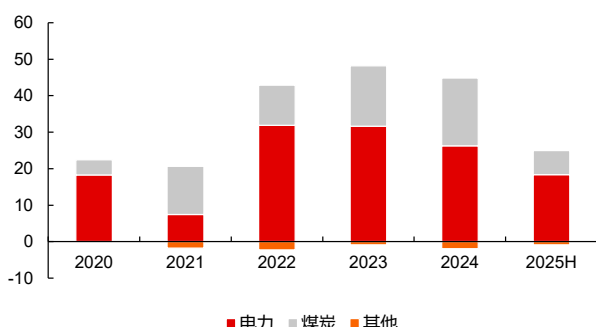


资料来源：Wind，长江证券研究所

从盈利结构角度而言，电力煤炭比重较营收相对平衡，2024 年受电力业务量价承压影响，公司电力业务贡献毛利润为 26.27 亿元，同比下降 16.9%，但依然贡献公司毛利总额的 61.2%；虽然第二大业务煤炭仅占公司营收的 13.1%，但毛利占比达到了 43.3%，而且 2024 年得益于外销量的同比增长，煤炭业务毛利也同比提升至 18.58 亿元，同比增长 12.41%，对公司盈利水平影响同样重要。2025 年上半年，虽然电力业务电量有所回落，但得益于电价端的强势表现以及成本端的回落，电力业务依然实现毛利润 18.40 亿元，同比增长 14.2%；煤炭业务则因煤价下降影响，上半年实现毛利润 6.60 亿元同比下降 34.54%，从而拖累公司毛利润达到 24.12 亿元，同比下降 4.13%。

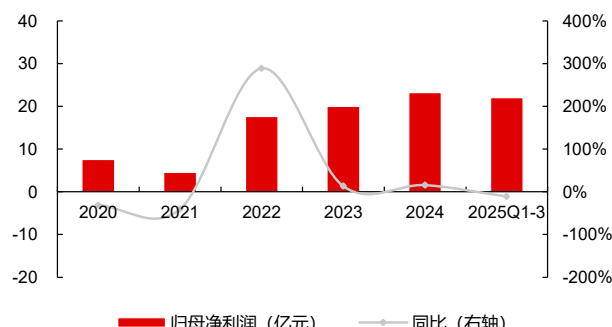
整体而言，近年来得益于公司煤炭产能的核增以及“煤电一体化”布局抵御风险，公司业绩呈现稳步增长态势，2024 年公司实现归母净利润 23.25 亿元，同比增长 15.98%。2025 年前三季度，受外销煤炭价格以及公司火电电量同比下降影响，公司实现归母净利润 22.08 亿元，同比减少 10.60%。

图 4：毛利结构均衡，煤炭业务贡献有所提升（亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 5：近年来公司归母净利润稳步提升（亿元）

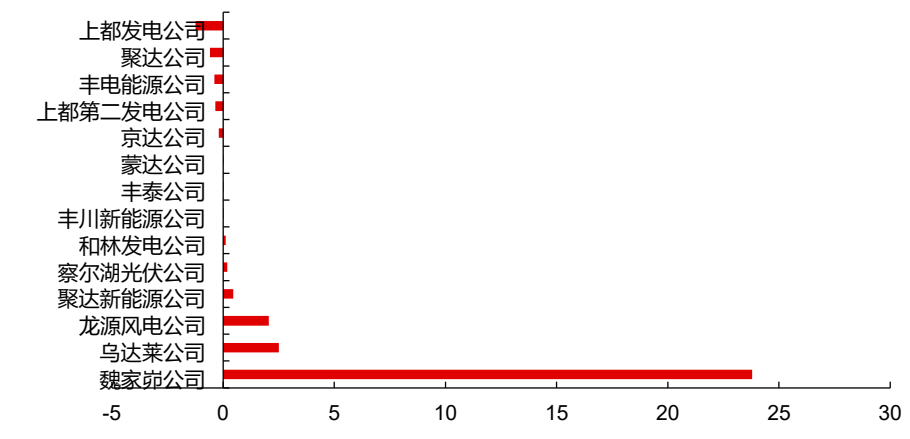


资料来源：Wind，长江证券研究所

核心聚焦魏家峁电厂，绿电业绩稳步扩张。从业绩贡献度来看，公司火电核心业绩来源是全资子公司魏家峁公司，2024 年其净利润为 23.79 亿元，占公司净利润的 101%；2025 年上半年受煤炭价格下降影响，魏家峁公司净利润为 8.41 亿元，同比下降 35.63%，占公司净利润比重回落至 42.71%。除魏家峁公司贡献核心盈利以外，新能源业务的适度扩张也逐步成为公司的盈利增量来源，其中龙源风电公司作为新能源业务核心控股平台，直接持股下属乌达莱公司等新能源资产，2024 年龙源风电公司实现净利润 2.05 亿元，占公司净利润的总额的 8.7%；2025 年上半年实现净利润 1.10 亿元，占公司净利润的 5.62%。此外，当煤价回落改善传统火电经营环境时，公司仍有资产受益其中，例

如除魏家峁公司以外的主要煤电子公司 2025 年上半年实现净利润 6.12 亿元，同比增幅高达 195.20%，占公司净利润比重达到 31.08%。

图 6：2024 年公司主要子公司净利润情况（亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

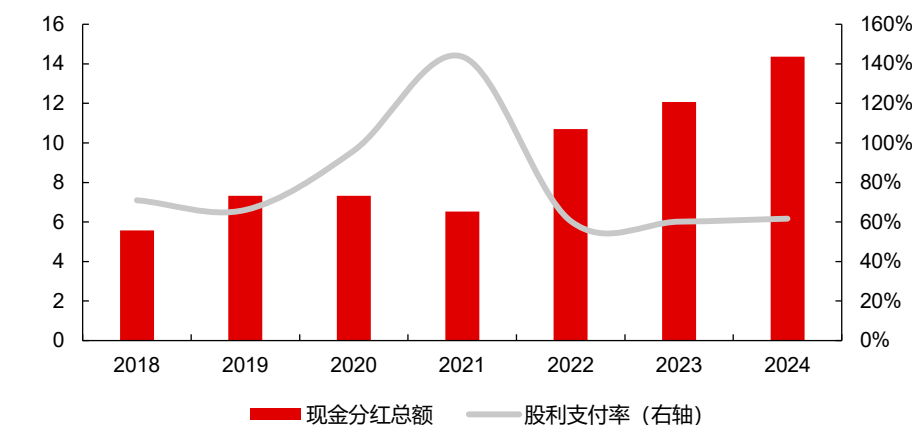
承诺高额分红比例，股息回报具备吸引。公司在利润持续改善的同时，明确承诺高比例分红，上市以来公司累计现金分红金额高达 116.56 亿元，平均分红比例高达 61.03%。公司自 2019 年以来明确承诺每年分红比例不低于合并报表可供分配利润的 70%，且 2022 年以来每股派息不低于 0.1 元（含税）。近三年公司在扣除留存收益后，平均分红比例达到 60.85%，按 2024 年年末每股分红 0.22 元/股以及分红预案披露日测算，公司股息率高达 5.45%，显著优于可比火电公司，公司股息回报具备充分吸引。

表 1：公司给予市场明确分红承诺

时间	现金分红比例
2025-2027	不少于当年合并报表可供分配利润 70%且每股派息不少于 0.1 元（含税）
2022-2024	不少于当年合并报表可供分配利润 70%且每股派息不少于 0.1 元（含税）
2019-2021	不少于当年合并报表可供分配利润 70%且每股派息不少于 0.09 元（含税）
2016-2018	不少于当年可分配利润的 10%且连续三年内不少于年均可供分配利润的 40%

资料来源：Wind，长江证券研究所

图 7：近年来公司分红总额随着利润增长而增长（亿元）



资料来源：Wind，长江证券研究所

火电：“煤电一体化”促发展，收支两端长期占优

电价优势是“煤电一体化”核心竞争力

依托充沛煤炭资源，一体化扩张平滑周期。截至 2025 年上半年末，公司控股火电装机容量为 1140 万千瓦，其中供蒙西消纳的发电机组容量为 636 万千瓦，外送华北的发电机组容量为 504 万千瓦，其中上都发电（4*60 万千瓦）和内蒙古上都第二发电有限责任公司（2*66 万千瓦）为“点对网”东送华北电网的电厂，装机容量合计为 372 万千瓦；魏家峁煤电 2 台机组共计 132 万千瓦（2*66 万千瓦）接入蒙西-天津南特高压交流输变电网直送华北。

表 2：公司控股火电装机及消纳电网（万千瓦）

公司名称	装机容量	权益比例	权益装机	消纳电网
上都发电公司	240	51%	122.40	华北
上都第二发电公司	132	51%	67.32	华北
魏家峁公司	132	100%	132.00	华北
蒙达公司	132	53%	69.96	蒙西
和林发电公司	132	57%	75.24	蒙西
聚达公司	120	21.25%	25.50	蒙西
丰电能源公司	80	51%	40.80	蒙西
京达公司	66	40%	26.40	蒙西
乌海发电公司	66	100%	66.00	蒙西
丰泰公司	40	45%	18.00	蒙西
小计	1140	/	643.62	/

资料来源：Wind，长江证券研究所

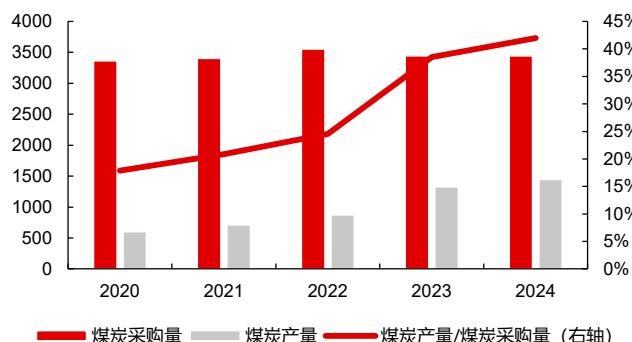
公司火电机组布局的内蒙古煤炭资源丰富，分布广、储量大、埋藏浅、易开发、煤种全。煤炭资源探明储量 7323 亿吨，居全国第一位；远景储量 1 万亿吨，占全国远景储量的 1/4，内蒙古煤炭资源主要集中在鄂尔多斯市、锡林郭勒盟和呼伦贝尔市，三个盟市占全区煤炭保有资源储量的 94.48%。公司煤电一体化主体魏家峁公司核心布局在鄂尔多斯市，截至 2024 年末，魏家峁露天煤矿煤炭资源储量 8.84 亿吨，其中可采储量高达 5.88 亿吨。丰沛的资源储量，叠加 2021 年以来煤炭紧张的供需关系，2022 年 4 月和 2023 年 6 月魏家峁露天煤矿核定产能一路从 600 万吨/年分别核增至 1200 万吨/年和 1500 万吨/年，帮助公司实现煤炭产量持续增长，2024 年公司煤炭产量达到 1444 万吨，较 2020 年累计增幅高达 141%，达到公司煤炭采购量的 42%。虽然公司产煤并非完全自用，但外销煤炭与采购煤价的同向变化也可以在一定程度上平滑煤炭价格波动对公司盈利的影响。

图 8：公司火电厂布局图



资料来源：公司官网，长江证券研究所

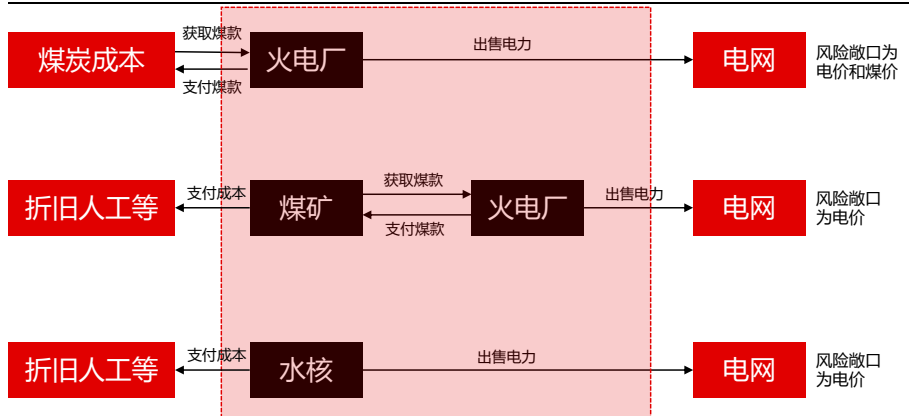
图 9：公司煤炭产量已经达到采购量的 4 成（单位：万吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

一体化商业模式类水核，电价端将是竞争力核心。若我们假设一个完美的煤炭自产自用的煤电一体化模型，此时由于煤炭产量完全自销，虽然煤炭价格依然存在较高波动性，但其会内部抵消、并不会产生表现的成本波动，这也就意味着一体化公司的合并成本实际上就是煤炭采掘过程中的折旧人工成本。一直以来，资本市场往往将传统火电定价为类似于煤炭加工的低端制造业，电厂通过购买煤炭作为加工原料制造为电力出售，从而获取与煤炭以及电价博弈出的不稳定价差收益，因此相较于获取近似核准收益的、真正的公用事业如水电和核电，火电在资本市场似乎总是“矮人一头”。但是，我们希望指出的是，“煤电一体化”公司的商业模式与水电及核电这种成本变化极小的公用事业公司更为接近，也就是说成本端风险敞口较小，盈利核心受电价端变化影响，我们认为这是“煤电一体化”与普通火电的底层逻辑差异，两者商业模式完全不在一个图层上，电价优势将是“煤电一体化”公司的核心竞争力。

图 10：一体化公司商业模式更接近于水核而非传统火电

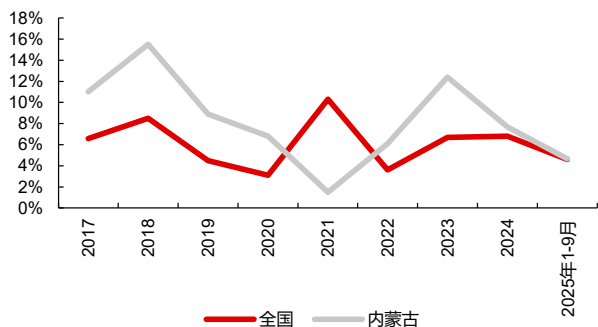


资料来源：长江证券研究所

区域电力需求持续旺盛，2025 年以来电价逆势上涨。作为我国重要能源基地，内蒙古依托“羊煤土气、风光无限”的独特资源禀赋、扎实产业基础，构建起以现代煤化工为核心、多产业链协同发展的新型化工产业集群，成为全国产业转移的重要承接地。除 2021 年以外，近年来内蒙古用电量增速持续领先全国水平，虽然 2025 年区域用电增速有所回落，1-9 月份内蒙古用电增速为 4.67%，但依然高于全国平均增速 0.07 个百分点。而且，值得关注的是 8 月及 9 月份用电量增速分别高达 7.72% 和 9.57%，比全国增速高 2.73 和 5.04 个百分点，用电需求增速加速上扬。而且，目前内蒙古仍有大量在建高耗能项目，2025 年内蒙古装备制造、新材料、新型化工、冶金建材、电子信息等典型

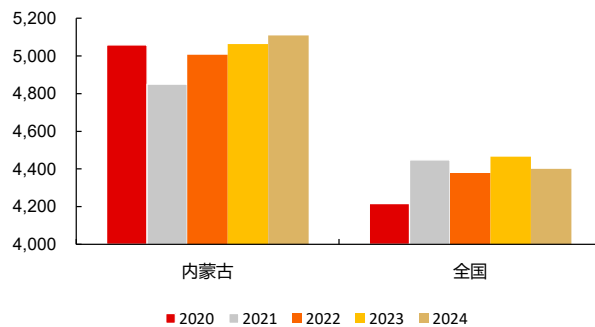
高耗能产业总投资额高达 6781 亿元，全年全区计划年内重大项目投资总额达到 1.01 万亿元，较上年实际投资额增加 10.61%。随着未来自治区内大量高耗能项目的投产，我们认为自治区的用电需求增速仍有望维持高位。

图 11：内蒙古近年来用电增速长期高于全国平均水平



资料来源：Wind，长江证券研究所

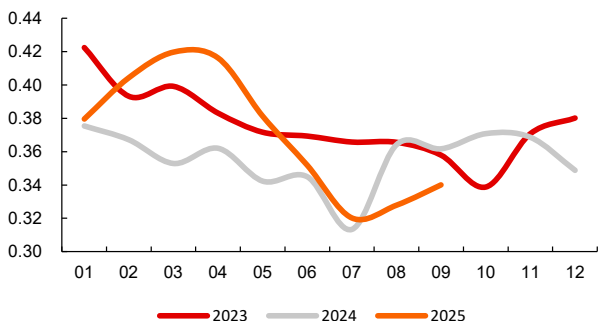
图 12：内蒙古火电利用小时优于全国且延续上行（单位：小时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

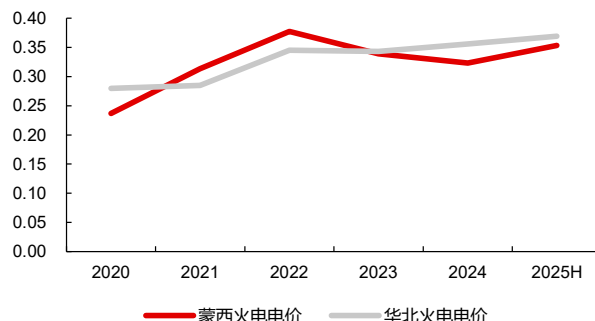
得益于优异的区域供需格局，公司两地消纳的电价均维持稳定。旺盛的用电需求使得区域电力供需关系长期偏紧，火电电价具有较强支撑；此外，内蒙古作为我国新能源装机大省，新能源的快速增长拉动调峰调频需求也随之加速增长，二者共同作用下 2025 年以来区域火电电价在煤价持续回落背景下不降反升。而且，这一特征同样可以从公司电价表现可以体现，2022 年作为煤电电价正式启动上浮的首年，由于执行高耗能企业不受区间约束、实际执行超过 20% 的浮动比例涨幅，因此 2022 年蒙西电力市场较基准价实际上涨程度高达 25.49%，公司蒙西地区上网电价更是达到 0.3774 元/千瓦时（不含税，下同），同比上涨 20.37%。但是，随后由于煤价中枢逐步回落，蒙西地区火电电价涨幅也逐步收窄，2024 年公司蒙西消纳的火电电价 0.3234 元/千瓦时，同比减少 0.016 元/千瓦时。与此同时，外送华北地区的火电电价则维持稳定提升，2024 年为 0.3562 元/千瓦时，同比增长 0.013 元/千瓦时，2025 年两地电价与蒙西表现同步，上半年公司蒙西消纳火电电价为 0.3531 元/千瓦时，同比增长 0.0246 元/千瓦时，华北电网平均售电单价为 0.3692 元/千瓦时，同比增长 0.008 元/千瓦时，公司电价同样呈现出“不降反升”的趋势。

图 13：2025 年以来蒙西火电月度结算电价实现同比上涨（元/千瓦时）



资料来源：内蒙古电力交易中心，长江证券研究所

图 14：公司蒙西及华北消纳火电电价维持稳定（元/兆瓦时）



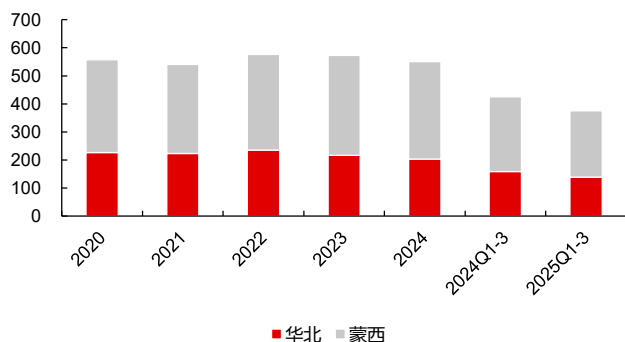
资料来源：Wind，长江证券研究所

露天煤矿带来低廉成本，保障火电收支两端占优

旺盛需求奠定高效利用，公司电量长期稳定。偏紧的供需格局不仅仅体现在电价表现上，公司利用小时数也长期维持领先水平，**2024 年公司蒙西本地消纳的火电电厂利用小时数达 5462 小时，领先全区平均利用小时数 353 小时**；虽然外送华北电厂利用小时数仅 4023 小时，但依然领先京津冀平均利用小时数 74 小时，彰显出公司火电机组的优异性。

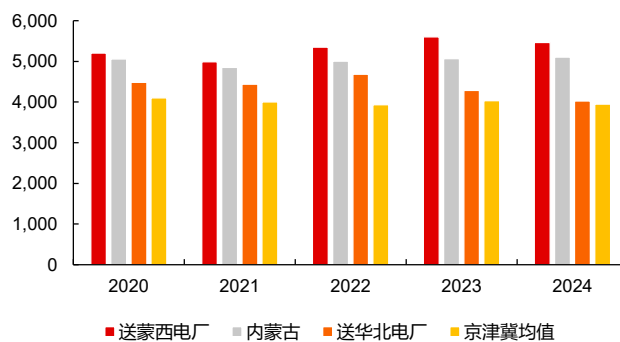
得益于利用小时数的高位运行，近年来公司发电量基本维持稳定，其中 2024 年受新能源大发叠加需求偏弱影响发电量有所回落，公司蒙西地区火电发电量为 347.39 亿千瓦时，同比下降 2.50%；送华北电厂完成发电量 202.78 亿千瓦时，同比下降 6.20%。2025 年前三季度，受清洁能源大发叠加公司优发效益电影响，公司火电发电量 375.08 亿千瓦时，同比下降 11.80%，但降幅已经较上半年有所收窄。

图 15：公司两地火电发电量基本维持稳定（亿千瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

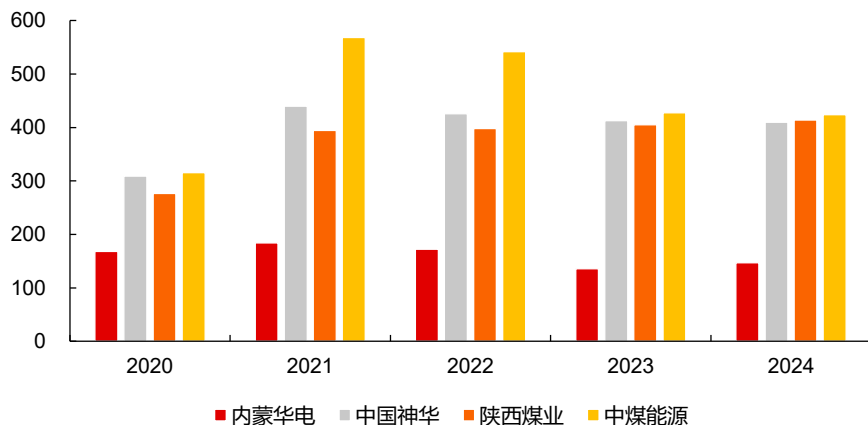
图 16：公司送蒙西及送华北火电利用小时均优于当地水平（小时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

露天煤矿具备成本优势，保障内供及外贸盈利领先。对于公司内供及外贸煤炭业务而言，由于魏家峁公司煤矿为露天煤矿，天然具备成本优势，且由于其产能持续核增而二次投入较少，近年来魏家峁煤矿吨煤成本持续回落，**2020 年魏家峁煤矿吨煤成本还有 168.51 元/吨，但到 2024 年已经回落至 146.96 元/吨，与主流煤炭公司相比，公司吨煤成本遥遥领先，2024 年吨煤成本甚至不足中国神华、陕西煤业和中煤能源的一半。**对于一体化公司而言，由于电价端区域内公司几乎一致，因此成本端的优势将极大转化为火电度电盈利的核心优势。

图 17：公司煤炭业务吨煤成本居可比煤炭公司最低（元/吨）

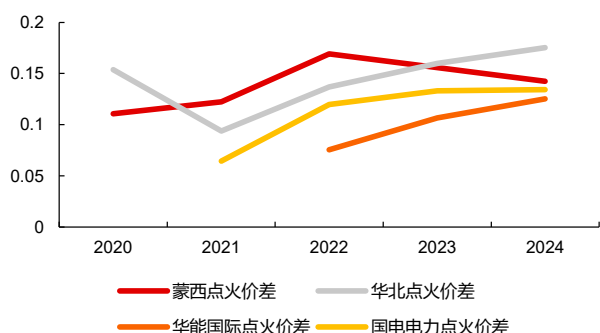


资料来源：Wind，长江证券研究所

从实证的角度出发，由于魏家峁煤电公司作为一体化企业无法拆分单煤电业务的利润情况，因此我们使用火电业务的点火价差作为与可比公司盈利水平的参考，即电价减去燃料成本，公司华北地区的点火价差近年来稳步提升，2024 年达到 0.1751 元/千瓦时，即使是偏低的蒙西点火价差也有 0.1423 元/千瓦时，均优于可比龙头公司华能国际的 0.1253 元/千瓦时和国电电力的 0.1343 元/千瓦时。

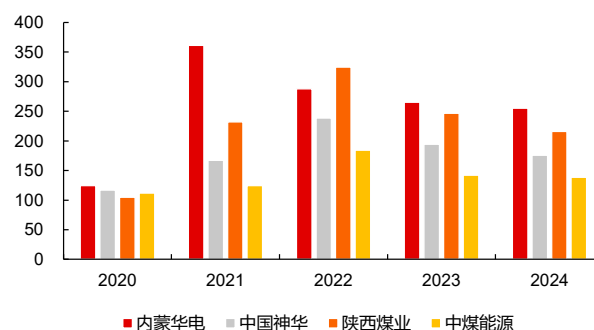
不仅仅局限于发电业务，成本端占优同样使得公司外销煤炭吨煤盈利也长期处于行业领先水平。由于魏家峁煤矿处于煤炭主产地，煤炭售价也相对较低，因此相较于成本端的巨大优势，公司吨煤毛利较成本端优势相对弱化但依然表现优异，2024 年魏家峁煤矿吨煤毛利达到 255.22 元/吨，较中国神华的 175.49 元/吨高 45%，同样高于陕西煤业的 215.74 元/吨。

图 18：低廉的煤炭成本使得公司火电点火价差维持高位（元/千瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 19：公司煤炭业务吨煤毛利居可比煤炭公司最高（元/吨）



资料来源：Wind，长江证券研究所

整体而言，内蒙华电作为深度布局我国能源大省内蒙古的优质煤电一体化公司，有望受益于内蒙古偏紧的供需格局以及低廉的煤源优势，盈利能力长期维持行业领先地位。尤其是在经济需求稳步修复的预期下，2025 年以来火电电量承压对公司火电业务经营业绩不利影响有望持续改善，公司火电盈利有望迎来持续修复的周期。

绿电：行业底部适度扩张，迎来成长全新周期

136 号文保障存量价格，绿证需求放量护航增量收益

全面入市时代，机制电价预示绿电供给侧改革启动。除煤电业务作为公司经营压舱石以外，近年来公司也在大力推动新能源业务的扩张。而 2025 年 2 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（136 号文），明确指出新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，结算环节建立新能源可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量按机制电价结算。由于机制电价事先由供求确定，区域新增装机将由供求互动决定，新能源发展将进入供给侧改革新周期。

136 号文的总体思路是，推动新能源上网电量全面进入电力市场的同时区分存量和增量机组，对于存量已投产机组衔接已有的价格政策，同时保障项目在剩余生命周期合理利用小时数内的价格和机制电量比重保持稳定，即保障老项目机制电量部分价格稳定预期。

对于增量项目而言，由于要开展机制电价的竞价，且明确确定电价上限更多是当地燃煤基准价，也就是说新项目电价势必会比老项目电价低。但是，我们认为，由于机制电价为项目建设投产前的事先竞价，若区域内资源偏弱或供需过剩则电价预期势必不佳，项目建设预计也将难以推进，也就是说 136 号文更多是减少此前资源偏弱或区域供需过剩项目投资必要性，合理务实调配资源。而且，新项目机制电价竞价结果明确后，同样保障了在期限内机制电量部分的价格稳定可预期。值得关注的是，新增装机规模的减少又会在一定程度上降低非机制电量部分即市场化电量的电价压力，同样也会减小绿电行业资本开支及资产负债表的压力，因此新项目机制电价的竞价对行业也并非利空，而是对行业前期过激的扩张节奏进行再平衡、再优化。

表 3：新能源可持续发展价格结算机制

	存量项目 (2025/6/1 前投产)	增量项目 (2025/6/1 后投产)
机制电量	衔接现行保障电量，每年自主确定比例，但不得高于上年	与消纳权重完成情况挂钩，动态调整（多消纳的地区适当多市场化）
机制电价	按现行电价机制， $\leq$ 当地煤电基准价	竞价形成，不得高于竞价上限。上限考虑绿色价值等，下限考虑成本因素等
执行期限	按照现行相关政策保障期限确定	按照同类项目回收初始投资的平均期限确定

资料来源：国家发改委，长江证券研究所

市场化电价将通过绿证拖底，绿证价格将主导行业叙事。2021 年 9 月，在新增新能源正式告别国家可再生能源补贴时，为保障绿电行业的稳健增长及合理收益，我国正式启动绿电交易市场，随后我国持续推进绿电、绿证的交易体系。2024 年全年我国累计核发非水绿证 31.57 亿个，但交易绿证仅有 4.47 亿个，需求有限使得绿电环境价值未能有效体现，绿证价格长期徘徊在 1~2 元/个的水平，折度电仅 0.001~0.002 元/千瓦时，这也进一步导致资本市场映射下的绿电发展叙事空间萎缩。

进入 2025 年，全国绿证供求关系得到显著改善，绿电行业发展底部明确。首先，从供给侧来看，我国通过在供给侧约束可交易绿证供给：根据 136 号文政策要求“纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益”，由于机制电量衔接非市场化电量，

即 136 号文细则落地后，约一半的可交易绿证或将不再核发，可交易绿证过剩的供给有望得到显著改善。

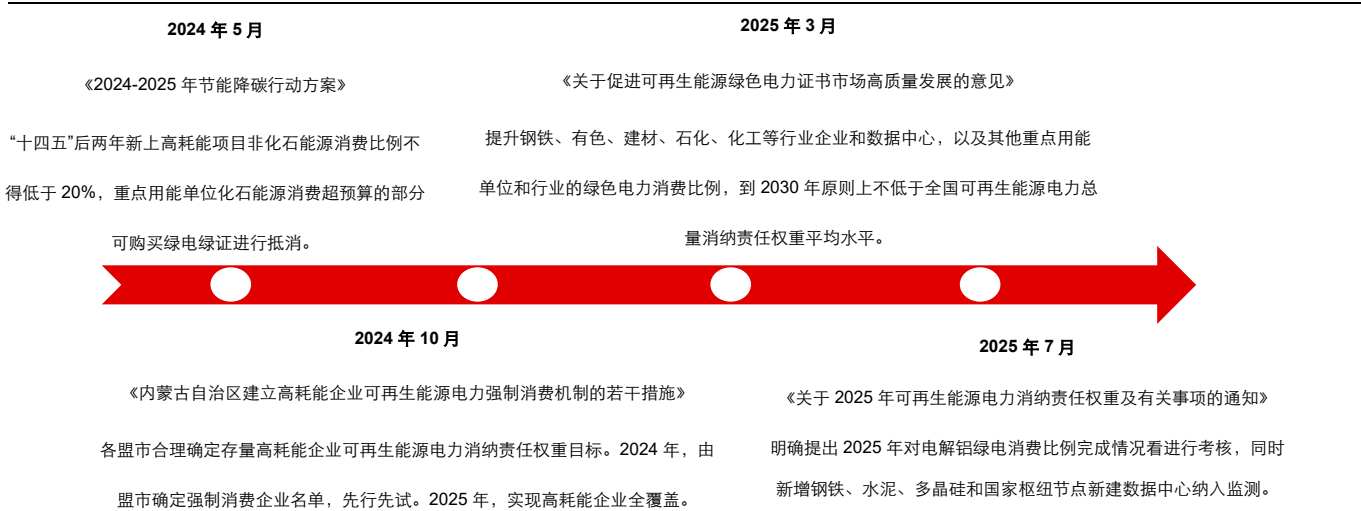
表 4：2024 年以来非水绿证核发和交易情况（亿个）

分类	2024 年核发	2024 年交易	交易占可交易比重	2025 年 1-8 月核发	2025 年 1-8 月交易	交易占可交易比重
风电	19.41	2.39	12.31%	7.19	2.33	32.47%
光伏	8.27	2.02	24.43%	4.28	1.96	45.74%
生物质	3.81	0.04	0.94%	1.14	0.25	21.77%
其他可再生能源	0.08	0.02	25.46%	0.11	0.10	94.20%
合计	31.57	4.47	14.16%	12.72	4.64	36.50%

资料来源：Wind，长江证券研究所

绿电交易逐步放量，减供增需扭转过剩交易。其次，从需求侧来看，我国通过考核政策扩容激发下移需求：2021 年 9 月，我国正式启动了绿电交易市场，随后我国持续推进绿电、绿证的交易体系，近年来我国在绿电、绿证的需求侧考核政策持续加码，其中 2024 年 8 月首次公布电解铝行业绿色电力消费比例目标。2025 年 7 月，国家发改委办公厅、国家能源局综合司联合印发《关于 2025 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》，明确提出电解铝行业将考核绿电消费比例，对于钢铁等四大重点用能行业绿电消费比例完成情况只监测不考核。根据电解铝产量、电解铝综合电耗等估算各省电解铝行业用电量，预计 2025 年的电解铝绿电消费比例考核将带动非水绿证需求约 1.5 亿个，若考虑后续钢铁等四大高耗能产业的潜在考核推进，五大高耗能产业带来的非水绿证的需求将达到约 6.2 亿个。

图 20：2024 年以来，我国大力推进绿电需求侧放量



资料来源：国家发改委，长江证券研究所

表 5：钢铁等新增四大重点用能行业潜在绿证需求

重点用能行业	2025 年绿电消费比例	用电量估算（亿千瓦时）	潜在非水绿证需求（万个）
电解铝	21.0%~70.0%	5792	15135

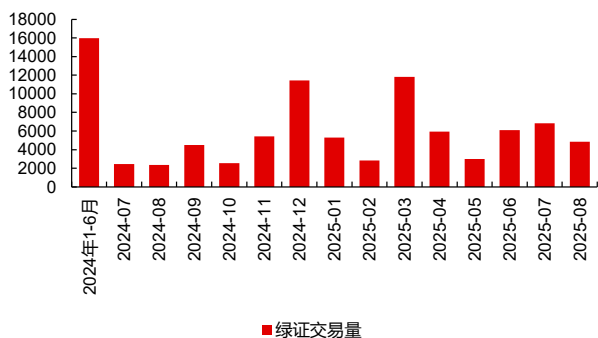
钢铁	25.2%~70.0%	4762	11351
多晶硅	25.2%~70.0%	977	2371
水泥	25.2%~70.0%	8584	18830
数据中心	80.0%	2110	13828
合计		22224	61594

资料来源：Wind，长江证券研究所测算

绿证市场供需优化，环境价值持续回暖。从绿证交易情况来看，在并未强制考核的 2024 年，我国绿证交易量已经达到 4.47 亿个，因此在需求持续放量的背景下，2025 年 8 月份全国单独交易绿证的平均价格为 5.66 元/个，环比增长 22.77%，其中 2025 年电量对应绿证交易价格已经达到 8.1 元/张，环比增长 17.83%，绿证交易价格呈现出加速上涨趋势。我们认为，在可交易绿证供给侧收缩，需求侧加速考核的背景下绿证价格上涨趋势有望延续。

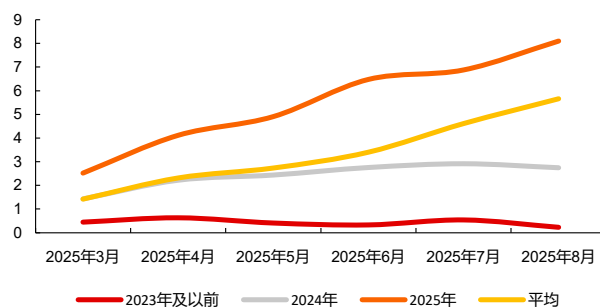
总结来说，机制电量部分无论对于增量项目还是对于存量项目而言，均通过机制电价的形式对长周期的电价预期予以明确；而市场化的电价，一方面通过机制电价政策放缓了新增装机节奏，从而弱化市场化环境中供给过剩压力，进而缓解市场电价被动的局面，另一方面则通过绿证价格的持续上行进一步扭转绿电市场电价持续下行预期。最后，除电价端的积极政策以外，8 月份以来各绿电公司收到的补贴发放进一步改善了绿电公司现金流的压力，修复资产负债表。在政策组合拳背景下，我们认为绿电行业有望走出阴霾，迎来新的投资机遇。

图 21：2024 年以来分月绿证交易量（万个）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 22：2025 年以来不同年份生产电量对应绿证价格走势（元/个）



资料来源：Wind，长江证券研究所

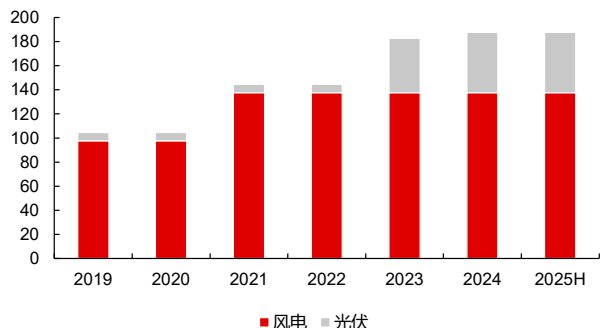
内生外延双轮驱动，收购资产质量突出

新能源板块稳健扩张，风电占据绝对主导。对公司而言，在前期绿电经营环境偏弱时，公司整体扩张节奏相对克制。公司全部发电资产均位于内蒙古自治区境内，近年来公司新能源板块装机容量保持有限度的扩张，截至 2025 年 6 月末公司控股新能源装机容量 188 万千瓦，其中风电装机容量 137.62 万千瓦，光伏装机容量 50 万千瓦。公司所属、控股电厂所发电量分别送往蒙西地区、蒙东地区和华北地区。其中，蒙西地区风电和光伏装机容量为 130.22 万千瓦；蒙东地区为风力发电，装机容量为 9.9 万千瓦；乌达莱公司风电项目装机容量为 47.5 万千瓦，通过锡盟-泰州直流特高压工程向华北电网输电。

内蒙古风光资源处于全国前列，2024 年内蒙地区的风电平均利用小时为 2274 小时，超出同期全国均值约 147 小时；光伏平均利用小时为 1460 小时，超出同期全国均值 249

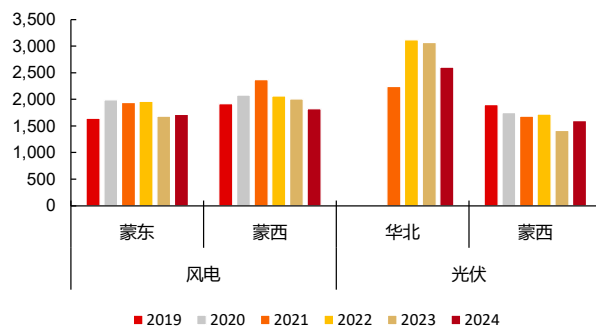
小时。近年来，受自然资源波动、限电加剧的双重影响，公司各消纳地区风电和光伏利用小时有所下行，其中通过特高压外送华北地区的风电项目利用小时明显高于省内消纳。

图 23：公司新能源板块以风电装机为主，光伏装机有所扩张（万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

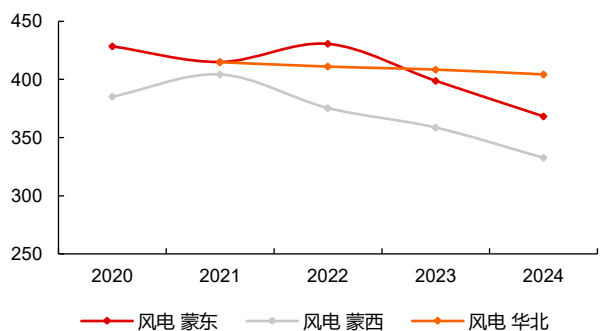
图 24：公司各消纳地区风电和光伏项目利用小时均有所下行（小时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

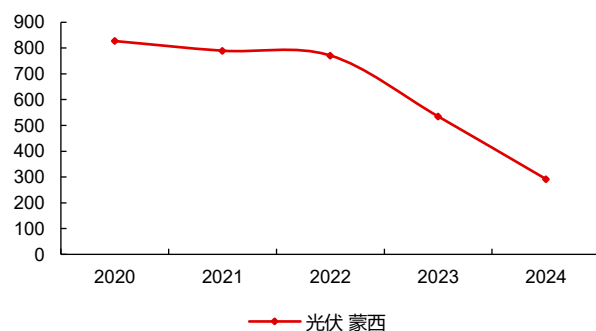
风电及光伏电价承压，特高压外送相对平稳。电价长期以来是绿电行业的核心困境，近年来受平价项目占比提升、市场化交易规模扩张等影响，公司风电及光伏电价均有所下行，其中风电中特高压外送华北地区的电价基本稳定，而光伏电价降幅显著，与行业共性特征相符。2024 年公司蒙东消纳风电电价为 0.368 元/千瓦时，较 2020 年下降 0.06 元/千瓦时；蒙西地区消纳风电电价 0.333 元/千瓦时，较 2020 年下降 0.052 元/千瓦时；特高压送华北地区风电电价 0.404 元/千瓦时，较 2021 年仅下降 0.01 元/千瓦时；光伏电价 0.292 元/千瓦时，较 2020 年下降 0.535 元/千瓦时。整体来看，风电电价较光伏压力较小，外送风电电价相对坚挺，而公司新能源资产以风电为核心的发展方向，在行业底部依然具备明显优势，未来有望受益于绿证价格回暖叠加电价预期稳定的“困境反转”。

图 25：公司风电电价情况（元/兆瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

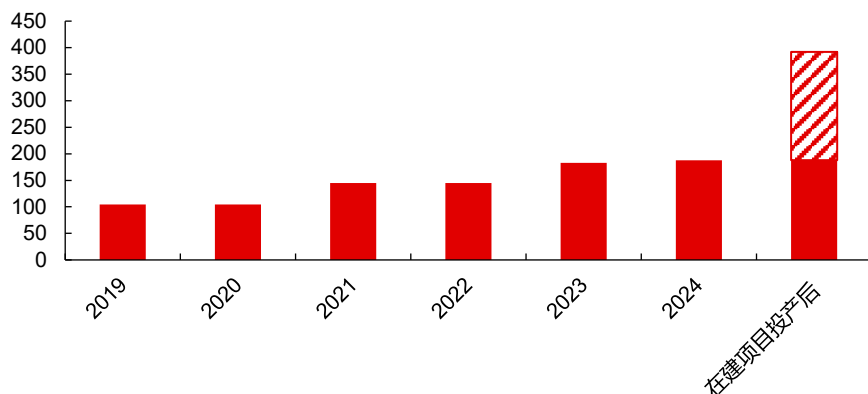
图 26：公司光伏电价情况（元/兆瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

内生外延双轮驱动，新能源底部再发力。截至 2025 年上半年末，公司在建新能源装机 204 万千瓦，随着在建项目的逐步建成投产，公司新能源装机规模将显著扩张至 392 万千瓦，较 2025 年上半年末新能源装机增长 109%。此外，公司拟通过发行股份与支付现金结合的方式向公司第一大股东北方联合电力公司购买其持有的正蓝旗风电 70% 股权与北方多伦 75.51% 的股权，标的公司主要资产为 160 万千瓦风电资产，其中正蓝旗风电 110 万千瓦，北方多伦 50 万千瓦，收购资产为公司 2025 年上半年末装机容量的 85%，随着在建项目投产与外延收购项目的注入，公司新能源资产成长性值得期待。

图 27：公司在建新能源项目投产后的装机规模翻倍（万千瓦）



资料来源：Wind，长江证券研究所

公司此次收购正蓝旗风电 70% 股权与北方多伦 75.51% 的股权交易价格为 57.17 亿元，其中，正蓝旗风电 70% 股权交易价格为 31.17 亿元，其中现金对价 2.6 亿、股份对价 28.6 亿元，按照 2024 年财务情况计算，PE 为 6.85 倍、PB 为 1.96 倍；北方多伦 75.51% 股权交易价格为 26 亿元，全部为现金对价，按照 2024 年财务情况计算，PE 为 10.08 倍、PB 为 2.03 倍，两项资产收购均具备明显的性价比。本次交易完成后，内蒙华电 2024 年度归母净利润将由 23.25 亿增加至 30.4 亿元，同比增长 30.72%，同时每股收益增厚 17.65%，从 0.34 增长至 0.40 元。

表 6：公司收购正蓝旗风电 70% 股权与北方多伦 75.51% 的股权（单位：万千瓦，亿元）

评估对象	2024 年装机容量	股东全部权益账面价值	评估值 (100% 股权价值)	对价	归母净利润	PE	PB
正蓝旗	110	22.73	50.37	31.17	6.5	6.85	1.96
北方多伦	50	18.26	34.43	26.00	3.4	10.08	2.03

资料来源：公司公告，长江证券研究所

表 7：本次重组对上市公司主要财务指标的影响（单位：亿元）

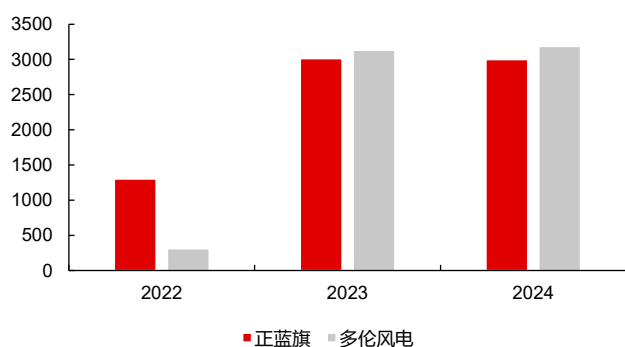
项目	2025 年 3 月 31 日/2025 年 1-3 月			2024 年 12 月 31 日/2024 年度		
	本次交易前	本次交易后	变动率	本次交易前	本次交易后	变动率
总资产	401.83	492.70	22.61%	398.78	487.50	22.25%
总负债	155.44	231.38	48.86%	163.01	239.31	46.80%
归属于母公司所有者权益	187.57	190.52	1.57%	178.98	180.12	0.64%
营业收入	50.52	54.48	7.85%	222.94	238.55	7.00%
净利润	9.26	11.72	26.53%	23.59	33.52	42.11%
归属于母公司所有者净利润	7.44	9.21	23.82%	23.25	30.40	30.72%
基本每股收益 (元/股)	0.11	0.12	9.09%	0.34	0.40	17.65%
资产负债率	38.68%	46.96%	增加 8.28 个百分点	40.88%	49.09%	增加 8.21 个百分点

资料来源：公司公告，长江证券研究所

两家公司统称为北方上都百万千瓦级风电基地项目，属于“风火储”沙戈荒新能源基地项目，均与上都电厂的火电机组共用 500 千伏送出线路送至京津唐电网。得益于此，标的资产利用小时均处于较高水平，远高于公司存量风电资产；同时由于外送京津唐消纳，标的资产电价同样高于省内消纳项目，盈利能力优异。根据公司公告，收购资产 2024 年正蓝旗风电净利润 6.5 亿元，ROE 高达 28.6%，北方多伦实现净利润 3.44 亿元，ROE 高达 18.8%。

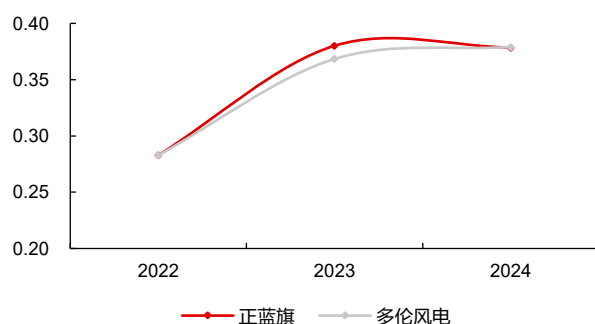
此外，北方公司承诺 2025-2027 年，正蓝旗风电净利润不低于 5.9、6.1、6.1 亿元，北方多伦公司净利润不低于 2.8、2.9、3.1 亿元，两者合计净利润不低于 8.7、8.95、9.2 亿元，若未能达到，北方公司需对内蒙华电支付补偿，优先以通过本次交易获得的内蒙华电的股份向内蒙华电补偿，当股份补偿不足时以现金补偿，彰显出集团公司对于上市公司的大力支持以及高度重视。

图 28：公司收购资产利用小时情况（小时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

图 29：公司收购资产电价情况（元/千瓦时）



资料来源：Wind，长江证券研究所

总结来说，我们认为在 136 号文的政策加持下，绿电装机增速有望逐步放缓，过剩的供需格局有望迎来缓解，而且在绿证需求持续放量的背景下，绿电电价将逐步企稳。公司在行业底部扩张产能，内生绿电装机有望翻倍增长，且收购集团绿电资产盈利能力极为优异，将从质和量双重维度为公司带来提升。

投资建议

在电力体制改革持续推进和深化的背景下，火电资产的公用事业属性将得到持续强化，而在全国所有区域性电力公司中，内蒙华电凭借区域优异的供需格局以及稳定的电价预期，收入端展望将持续优于全国平均水平，而成本端则在魏家峁煤矿的护航下，与可比公司长期保持相对优势，并凭借“煤电一体化”布局淡化煤价波动影响。在资本市场当前的定价体系中，由于公司火电业务长期是经营业绩的压舱石，因此市场部分参与者延续了传统火电的视角去看待公司内在价值，而我们认为应该更加充分理解“煤电一体化”商业模式的核心矛盾和与普通火电相比的降维竞争。

而在绿电方面，“十四五”整体而言行业大概率将进入更加务实、科学的高质量发展周期，随着 136 号文政策的逐步落地实行，资本市场看待绿电资产的视野也将从“注重增速”向“注重质量”进行切换。未来我们认为市场化电价一方面随着供需关系好转压力有所缓解，另一方面行业整体叙事空间也将随着绿证价格的修复而迎来触底回暖。而公司战略上的优异之处在于，在“十四五”期间公司实则保持相对克制的节奏布局新能源，而当下在行业触底阶段迎来新一轮发展周期的时候，公司凭借自身发展以及所收购的集团高质量优异资产，为后续新一轮的成长性奠定催化和基石。

根据最新财务数据，我们假设资产注入于 2026 年年初完成，预计公司 2025-2027 年归母净利润分别为 23.98 亿元、31.27 亿元和 33.11 亿元，考虑资产注入后的股权增发，EPS 分别为 0.37 元、0.39 元和 0.41 元，按 11 月 10 日收盘价对应 PE 分别为 12.63 倍、11.97 倍和 11.30 倍。

风险提示

1、电价下行风险：随着煤炭价格持续回落，叠加供需紧张程度的持续缓和，通过现货市场的传导，公司煤电机组电价存在下行风险；

2、新能源业务盈利下滑的风险：136 号文对于未来实际的结算电价影响存在一定不确定性，如果未来结算电价下降，可能导致公司新能源资产的盈利能力下降，进而拖累公司整体业绩表现；

3、煤炭价格出现非季节性风险：2025 年虽然整体煤价呈现出下行趋势，但若出现供给超预期收缩或者需求出现超预期增加，将有可能导致煤价继续大幅增长，从而导致全年燃料成本端出现超预期增长；

4、盈利预测不及预期风险：基于目前我们对于行业和公司各要素的分析和判断，我们预计公司 2025-2027 年收入分别为 202.50、219.49 和 227.59 亿元，2025-2027 年业绩分别为 23.98、31.27 和 33.11 亿元。

但如果出现电价水平偏弱以及其他因素的影响，可能会导致公司收入业绩不及预期，悲观情形下预计公司 2025-2027 年收入分别为 202.50、214.99 和 223.14 亿元，2025-2027 年业绩分别为 23.98、28.13 和 30.01 亿元。

项目	基准情形			悲观情形		
	2025E	2026E	2027E	2025E	2026E	2027E
收入（亿元）	202.50	219.49	227.59	202.50	214.99	223.14
同比	-9.17%	8.39%	3.69%	-9.17%	6.17%	3.79%
归母净利润（亿元）	23.98	31.27	33.11	23.98	28.13	30.01
同比	3.11%	30.42%	5.88%	3.11%	17.34%	6.67%

财务报表及预测指标

利润表 (百万元)					资产负债表 (百万元)				
	2024A	2025E	2026E	2027E		2024A	2025E	2026E	2027E
营业总收入	22294	20250	21949	22759	货币资金	709	1977	3754	3775
营业成本	17999	16066	16482	16913	交易性金融资产	0	0	0	0
毛利	4294	4184	5467	5846	应收账款	4721	4500	4878	5058
%营业收入	19%	21%	25%	26%	存货	555	384	394	404
营业税金及附加	884	802	869	901	预付账款	88	79	81	83
%营业收入	4%	4%	4%	4%	其他流动资产	455	536	561	573
销售费用	0	0	0	0	流动资产合计	6528	7475	9667	9892
%营业收入	0%	0%	0%	0%	长期股权投资	2133	2283	2433	2583
管理费用	49	34	37	39	投资性房地产	51	51	51	51
%营业收入	0%	0%	0%	0%	固定资产合计	21504	18887	27191	31355
研发费用	35	41	44	46	无形资产	4167	4167	4167	4167
%营业收入	0%	0%	0%	0%	商誉	47	47	47	47
财务费用	272	255	349	454	递延所得税资产	162	164	164	164
%营业收入	1%	1%	2%	2%	其他非流动资产	5286	7966	13279	10588
加: 资产减值损失	-294	0	0	0	资产总计	39878	41040	56998	58846
信用减值损失	-9	0	0	0	短期贷款	3313	3313	3313	3313
公允价值变动收益	0	0	0	0	应付款项	1922	1781	1827	1875
投资收益	367	446	483	501	预收账款	0	0	0	0
营业利润	3199	3549	4705	4965	应付职工薪酬	46	41	42	43
%营业收入	14%	18%	21%	22%	应交税费	211	191	207	215
营业外收支	-323	-300	-300	-300	其他流动负债	3473	4205	4243	4279
利润总额	2876	3249	4405	4665	流动负债合计	8965	9532	9633	9726
%营业收入	13%	16%	20%	20%	长期借款	6692	5740	14238	14121
所得税费用	517	585	705	746	应付债券	0	0	0	0
净利润	2359	2664	3701	3918	递延所得税负债	139	154	154	154
归属于母公司所有者的净利润	2325	2398	3127	3311	其他非流动负债	504	663	663	663
少数股东损益	34	266	574	607	负债合计	16301	16089	24689	24664
EPS (元)	0.34	0.37	0.39	0.41	归属于母公司所有者权益	17898	19006	25790	27056
现金流量表 (百万元)					少数股东权益	5679	5946	6519	7127
	2024A	2025E	2026E	2027E	股东权益	23577	24951	32309	34183
经营活动现金流净额	5103	5420	6716	7586	负债及股东权益	39878	41040	56998	58846
取得投资收益收回现金	239	446	483	501	基本指标				
长期股权投资	-235	-150	-150	-150		2024A	2025E	2026E	2027E
资本性支出	-3696	-2678	-17078	-5300	每股收益	0.34	0.37	0.39	0.41
其他	11	-303	0	0	每股经营现金流	0.78	0.83	0.83	0.94
投资活动现金流净额	-3681	-2685	-16745	-4949	市盈率	12.74	12.63	11.97	11.30
债券融资	0	0	0	0	市净率	1.58	1.59	1.45	1.38
股权融资	952	0	5588	0	EV/EBITDA	6.35	6.58	6.84	6.25
银行贷款增加 (减少)	5177	-952	8498	-117	总资产收益率	5.9%	6.6%	7.5%	6.8%
筹资成本	-1727	-1735	-2280	-2499	净资产收益率	13.0%	12.6%	12.1%	12.2%
其他	-6806	1221	0	0	净利率	10.4%	11.8%	14.2%	14.5%
筹资活动现金流净额	-2404	-1467	11806	-2616	资产负债率	40.9%	39.2%	43.3%	41.9%
现金净流量 (不含汇率变动影响)	-981	1267	1777	22	总资产周转率	0.56	0.50	0.45	0.39

资料来源: 公司公告, 长江证券研究所

投资评级说明

行业评级	报告发布日后的 12 个月内行业股票指数的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
看好	相对表现优于同期相关证券市场代表性指数
中性	相对表现与同期相关证券市场代表性指数持平
看淡	相对表现弱于同期相关证券市场代表性指数
公司评级	报告发布日后的 12 个月内公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准，投资建议的评级标准为：
买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅大于 10%
增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 5%~10%之间
中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在-5%~5%之间
减持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅小于-5%
无投资评级	由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

相关证券市场代表性指数说明：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；香港市场以恒生指数为基准。

办公地址

上海

Add /虹口区新建路 200 号国华金融中心 B 栋 22、23 层
P.C / (200080)

武汉

Add /武汉市江汉区淮海路 88 号长江证券大厦 37 楼
P.C / (430023)

北京

Add /朝阳区景辉街 16 号院 1 号楼泰康集团大厦 23 层
P.C / (100020)

深圳

Add /深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 3 期 36 楼
P.C / (518048)

分析师声明

本报告署名分析师以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰地反映了作者的研究观点。作者所得报酬的任何部分不曾与，不与，也不将与本报告中的具体推荐意见或观点而有直接或间接联系，特此声明。

法律主体声明

本报告由长江证券股份有限公司及/或其附属机构（以下简称「长江证券」或「本公司」）制作，由长江证券股份有限公司在中华人民共和国大陆地区发行。长江证券股份有限公司具有中国证监会许可的投资咨询业务资格，经营证券业务许可证编号为：10060000。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格证书编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

在遵守适用的法律法规情况下，本报告亦可能由长江证券经纪（香港）有限公司在香港地区发行。长江证券经纪（香港）有限公司具有香港证券及期货事务监察委员会核准的“就证券提供意见”业务资格（第四类牌照的受监管活动），中央编号为：AXY608。本报告作者所持香港证监会牌照的中央编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

其他声明

本报告并非针对或意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许该报告发送、发布的人员。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本报告内容的全部或部分均不构成投资建议。本报告所包含的观点、建议并未考虑报告接收人在财务状况、投资目的、风险偏好等方面的具体情况，报告接收者应当独立评估本报告所含信息，基于自身投资目标、需求、市场机会、风险及其他因素自主做出决策并自行承担投资风险。本公司已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。报告中的信息或意见并不构成所述证券的买卖出价或征价，投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。本研究报告并不构成本公司对购入、购买或认购证券的邀请或要约。本公司有可能会与本报告涉及的公司进行投资银行业务或投资服务等其他业务(例如:配售代理、牵头经办人、保荐人、承销商或自营投资)。

本报告所包含的观点及建议不适用于所有投资者，且并未考虑个别客户的特殊情况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。投资者不应以本报告取代其独立判断或仅依据本报告做出决策，并在需要时咨询专业意见。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据；在不同时期，本公司可以发出其他与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告；本报告所反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表本公司或其他附属机构的立场；本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本公司及作者在自身所知范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

本报告版权仅为本公司所有，本报告仅供意向收件人使用。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布给其他机构及/或人士（无论整份和部分）。如引用须注明出处为本公司研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的，应当注明本报告的发布人和发布日期，提示使用证券研究报告的风险。本公司不为转发人及/或其客户因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。未经授权刊载或者转发本报告的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

本公司保留一切权利。