

2025 年 07 月 31 日

行业研究

研究所:

证券分析师:

谢文迪 S0350522110004

xiewd@ghzq.com.cn

证券分析师:

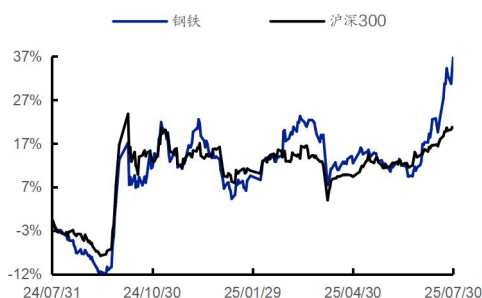
林晓莹 S0350525070007

linxy02@ghzq.com.cn

为何油气价格大幅回落，欧洲能源 CPI 仍居高不下？

——天然气行业深度研究（二）

最近一年走势



行业相对表现

2025/07/30

表现	1M	3M	12M
钢铁	21.7%	21.3%	39.1%
沪深 300	5.5%	10.1%	23.2%

相关报告

《钢铁与大宗商品行业周报：海外贸易拉锯+美联储鹰声为主线，国内政策主动作为（无评级）*钢铁*谢文迪》——2025-05-13

《钢铁与大宗商品行业周报：美国关税加码，全球资产“震颤”（无评级）*钢铁*谢文迪》——2025-04-15

《钢铁与大宗商品行业周报：关税风险支撑溢价，铜金最为受益（无评级）*钢铁*谢文迪》——2025-03-24

《钢铁与大宗商品行业周报：会议落地黑色情绪回落，关税高悬有色价格走高（无评级）*钢铁*谢文迪》——2025-03-10

《钢铁与大宗商品行业周报：美国关税政策再调整，避险情绪为主流（无评级）*钢铁*谢文迪》——2025-02-17

投资要点:

本篇报告尝试探究以下核心问题：1、在能源价格大幅下行的背景下，为何欧洲能源 CPI 仍居高不下？2、平价风光或负电价为何并未惠及民众？3、电价高企，对大宗商品有何影响？

■ **欧洲能源 CPI 长时间高企，居民电价亦在高位盘桓。**自 2021 年起，极端天气与地缘冲突接连冲击欧洲能源体系，2022 年夏季创纪录高温推高用电需求，干旱与寒潮加剧能源紧张，俄乌冲突更令天然气价格飙升。至 2022 年 9 月，欧洲能源 CPI 升至 192.5，创下 1970 年来峰值。尽管近两年天然气、油价分别较 2022 年高点下跌 82%、40%（截至 2025 年 6 月），但能源项 CPI 与居民电价仍未明显回落。以 2025 年 6 月的德国为例，居民含税电价达 40.0 欧分/千瓦时，普通四口之家年电费折合人民币近万元，能源支出压力未见缓解。

■ **聚焦电价研究，我们发现了欧洲能源 CPI “抗跌性” 本质，即欧洲能源主权缺失叠加转型成本向用户转嫁。**电力占能源 CPI 权重占 30%，对研究整体指标抗跌性较为重要。电价高企由五重因素支撑：一是“去俄化”后，欧洲转向美国 LNG，能源采购成本翻倍。2025 年 Q1 欧盟购美气价达 1.08 欧元/立方米，远超俄气成本。二是电网建设滞后，迭代升级需要用电户承担更多成本。欧洲 40% 配电网超 40 年，2024 年欧盟管网成本较 2019 年上涨 31.6%，德国涨幅更达 55.8%。三是税费攀升，核心症结在税费结构设计失衡、成本分担机制固化。2024 年税费及附加费占比升至 38.4%，政策成本集中由电力消费者承担。四是可再生能源补贴刚性仍存。可再生能源补贴政策使补贴成本附加于终端电价，虽然目前西欧整体进入“削光补储”阶段，但在补贴退坡初期，电力附加费等结构调整使得短期内成本较难显著下降。五是碳排放成本高企，构成显性电力成本。2023 年 EU-ETS 碳价一度近 90 欧元，提供电价刚性支撑。

■ **欧洲市场机制协同性不足使风光红利难在短期内惠及居民。**欧洲风光发电占比持续提升，2025 年 6 月达 21%，德国更是高达 45%。在风光度电成本因技术迭代与规模效应显著下降的同时，负电价现象却愈演愈烈。然而居民电价并未因此走低，根源在于电力市场机制存在短板：批发市场边际定价由高成本气电主导，即便风光过剩

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

仍难压低电价；电网容量不足、储能滞后、跨国调度困难，制约风光电力向终端传导；零售市场以 1-2 年固定合约为主，60%-70% 的固定税费与电网成本，阻断了批发端价格波动向居民电费的传递。

- **高电价在困扰居民的同时，对欧洲制造业形成双重冲击。**一方面，冲击高耗能大宗商品领域，电解铝、电弧炉炼钢等电力依赖型产业成本猛增，2021-2022 年欧洲电解铝企业因成本倒挂减产，至今未恢复至此前水平，氮肥企业大面积停产加剧全球供给缺口。另一方面，欧洲制造业竞争力被严重削弱，中国在钢铁、汽车等领域逐步增加份额，而欧洲企业被迫聚焦高附加值环节，全球产业链分工边界正被能源成本重塑。
- **风险提示：**地缘冲突升级风险，碳排放成本波动风险，能源政策调整不确定性风险，电网调节能力升级不及预期风险，极端天气频发风险，数据测算风险。

内容目录

1、 欧洲能源 CPI 为何“高挂不落”？	5
1.1、 欧洲电价有多高？	5
1.2、 欧洲能源 CPI “抗跌性”本质：能源主权缺失&转型成本转嫁	7
2、 平价风光或负电价为何并未惠及民众？	13
3、 电价高企有何影响？	17
4、 总结	19
5、 风险提示	20

图表目录

图 1: 2022 年欧洲五国冬夏气温情况两级分化	5
图 2: 莱茵河水位-考布	5
图 3: 欧洲能源 CPI 和居民电价高企	6
图 4: 欧盟 27 国能源项权重 (截至 2025 年 6 月)	7
图 5: 2022 年起欧洲自俄罗斯的天然气进口明显下滑	8
图 6: 欧洲进口 LNG 来源自美国的比重大幅提升	8
图 7: 欧盟居民电价-管网成本逐年抬升 (欧分/kWh)	9
图 8: 2024-2025 年德国网输费用增加 (欧分/kWh)	9
图 9: 中国各省/地区小型工商业输配电价和代理购电价格占比情况	9
图 10: 2024 年税费及附加税占比上升	10
图 11: 2024 年欧盟居民电价各成本项贡献度	10
图 12: 2019 年德国电价成本构成比重	11
图 13: 2024 年德国电价成本构成比重	11
图 14: 欧洲部分国家最新可再生能源补贴情况	12
图 15: EU-ETS 第三阶段不同行业免费分配占比	12
图 16: 2021 年以来碳价保持高位 (欧元)	12
图 17: 2024 年欧洲主要国家与中、美、加、俄居民电价的对比 (美元/千瓦时)	13
图 18: 欧洲风光发电占比逐渐提高	14
图 19: 欧洲各能源发电成本 (欧元/MWh)	14
图 20: 欧盟与英国电力市场架构	15
图 21: 电力批发市场-电价形成机制	15
图 22: 欧盟非居民电价依旧远高于疫前	17
图 23: 时至今日, 欧洲电解铝尚未完全复产	18
图 24: 2021-2022 年全球氮肥产品价格大幅上涨	18
图 25: 2023 年高能耗制造业的电费比较 (欧元/兆瓦时)	18
图 26: 德国工业生产指数	19
图 27: 德国制造业产能利用率	19
图 28: 欧元区 20 国-营建产出&工业生产 yoy	19
图 29: 中国工业生产增势良好	19
图 30: 2024 年中欧电费组成对比 (人民币, 元/kwh)	20

本篇报告尝试探究以下问题：

问题一：在能源价格大幅下行的背景下，为何欧洲能源 CPI 仍居高不下？

问题二：平价风光或负电价为何并未惠及民众？

问题三：电价高企，对大宗商品有何影响？

1、欧洲能源 CPI 为何“高挂不落”？

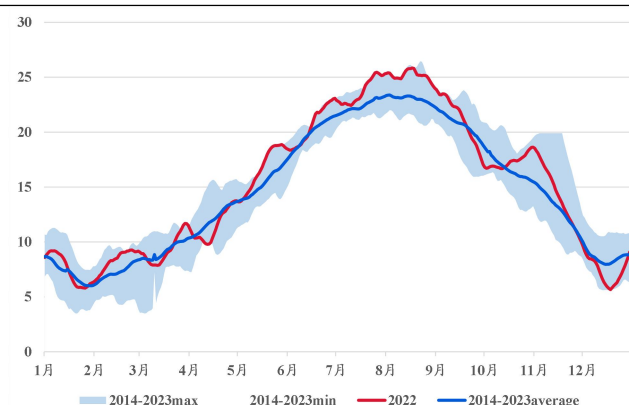
1.1、欧洲电价有多高？

在《欧洲天然气行业复盘：价格机制与国内启示》的报告中，我们提到自 2021 年起，欧洲便陷入多事之秋，能源供应体系遭受接连冲击，推高欧洲居民能源支出。

首先是极端天气纷至沓来，2021 年北半球夏季出现创纪录高温，制冷用电需求大幅上涨。欧洲部分国家的电力供应有一半依靠天然气发电，天然气的紧张直接导致这些国家遭遇电力危机。至 2021 年 12 月，德国、葡萄牙、西班牙等国的电价就已经达到 2020 年平均电价的 7 倍。

进入 2022 年夏季，欧洲遭遇百年难遇的干旱气候，莱茵河水位降至历史低位，拖累核电和水利发电量下滑，天然气发电需求被动增加。当年冬季，欧洲又迎来寒潮，欧洲取暖需求超季节性增加带动能源价格走高。

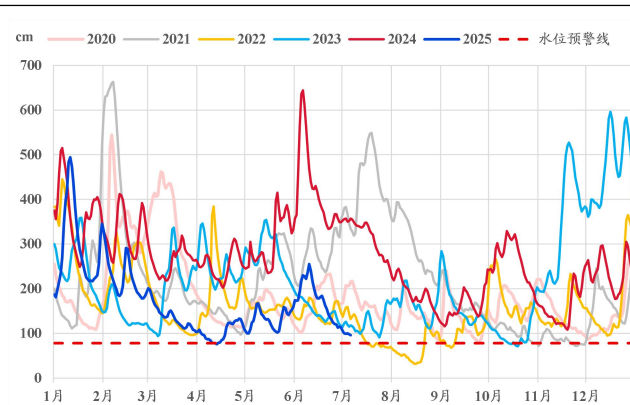
图 1：2022 年欧洲五国冬夏气温情况两级分化



资料来源：，国海证券研究所

注：图中平均气温数据为英国、德国、意大利、西班牙、法国的最高温与最低温的平均值

图 2：莱茵河水位-考布

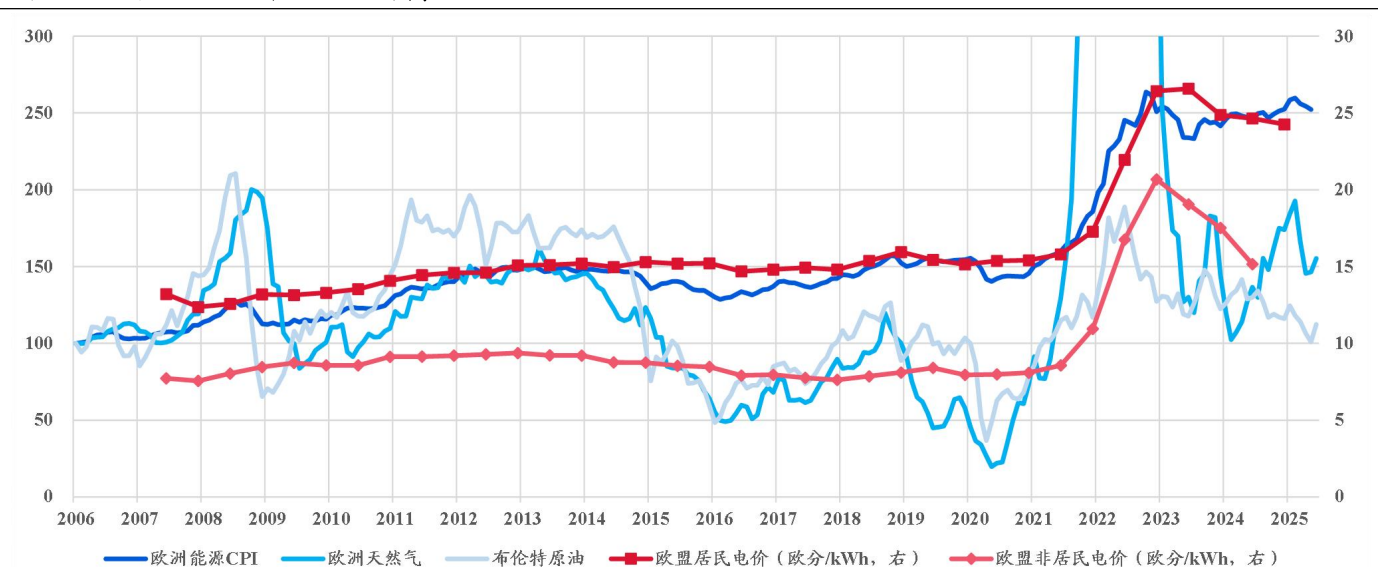


资料来源：Macrobond，国海证券研究所

与此同时，2022年2月俄乌冲突爆发并持续升级，原本就脆弱的欧洲能源供应格局进一步恶化。天然气价格飙升至世纪高位，电力价格也随之大幅上涨，部分国家电价短期内暴涨数倍。

能源价格的疯涨，直接导致欧洲居民能源支出大幅增加，至2022年10月，欧洲能源CPI升至192.5，创下1970年以来的历史高点（2015年=100为基期）。

图 3：欧洲能源 CPI 和居民电价高企



资料来源：iFinD，国海证券研究所

注：欧洲能源CPI、欧洲天然气价格、布伦特原油价格经过指数化处理，2006年1月T=100；欧洲天然气价格指数部分极值未显示，并在2022年8月达到880的指数值，即较2006年1月价格上涨了7.8倍；欧盟居民电价和非居民电价取各档级价格的平均值。）

随着欧洲开始调整能源结构布局，着力推进欧洲LNG进口多元化与可再生能源发展，欧洲天然气价格也逐渐回落，近两年呈现低位震荡格局。至2025年6月，欧洲天然气价格较2022年高点跌幅已经达到了82%、油价跌幅40%，但欧盟居民电价、欧洲能源项CPI却仍在高位徘徊。

以德国为例，截至2025年6月，德国居民电价（含税）仍高达40.0欧分/千瓦时（按当期汇率约等于3.31元人民币/度）。据德国联邦环境部数据，当地普通四口之家年平均用电量约为3500千瓦时，按照6月的电费计算，该家庭每年的纯电力成本为1400欧元，折合人民币约11573元。

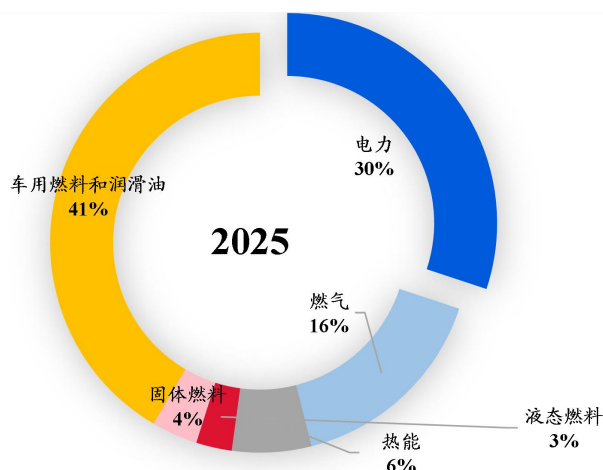
那么，为何欧洲能源项CPI与居民电价未能与能源价格呈现同等程度的回调呢？

1.2、欧洲能源 CPI “抗跌性” 本质：能源主权缺失&转型成本转嫁

首先，根据欧盟统计局定义，欧洲能源 CPI 是衡量欧洲地区家庭消费能源价格水平变动的重要经济指标。它反映了居民在日常生活中购买能源产品（如电力、天然气、燃油等）的价格变化情况。

以欧盟 27 国能源 CPI 为例，各分项权重差异明显，其中电力分项权重占有 30%，燃气权重占比 16%，车用燃料和润滑油权重 41%（2025 年 6 月数据）。鉴于我们要研究欧洲能源 CPI 的抗跌性，而电力在其中的占比相对突出，其价格波动对整体能源 CPI 的抗跌表现必然会产生重要影响。同时，结合上文提及的居民电价跌幅不及能源价格这一特点，及电力在能源 CPI 中的权重占比，我们侧重聚焦于电价研究。

图 4：欧盟 27 国能源项权重（截至 2025 年 6 月）



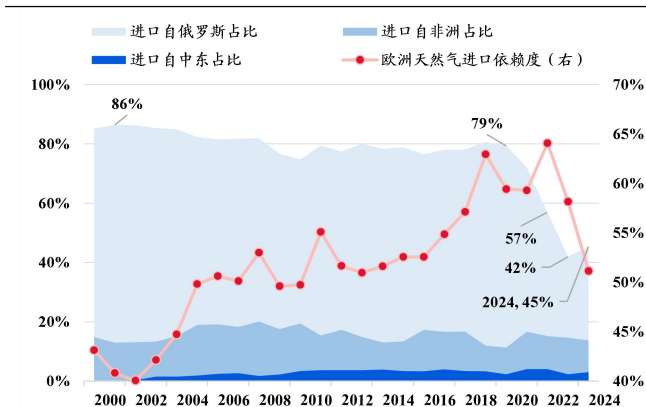
资料来源：欧盟统计局，国海证券研究所

欧洲电价构成较为复杂，主要包括能源供应（即发电侧）、管网成本、税费、价值附加费用、可再生能源费用、产能费用、环境费用、核能费用及其他费用，部分国家还享有可再生能源补贴、产能补贴、环境补贴、核能补贴、其他补贴。通过拆解居民电费的组成部分，我们认为有五大要点支撑了欧洲当前电价处于历史高位：

要点一：欧洲能源“去俄化”代价

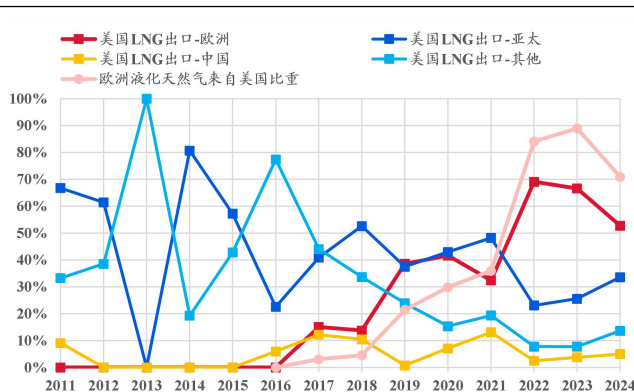
目前欧洲电价机制是基于能源供需关系（按出清价格支付，Pay as Clear）而设定，电价采取边际成本定价，发电商根据生产成本定价。市场机制决定电价受边际燃料发电（多为气电）主导。天然气作为欧盟电力市场的主要能源来源，欧洲电价目前主要由燃气发电厂设定，气电是平衡市场的定价者，所有中标机组都按其价格获得统一的系统清算价格。

图 5：2022 年起欧洲自俄罗斯的天然气进口明显下滑



资料来源：iFinD，国海证券研究所

图 6：欧洲进口 LNG 来自美国的比重大幅提升



资料来源：iFinD，国海证券研究所

在欧洲电价的构成中，能源供应支出（即批发电价）的变化相较于整体能源价格的波动更为平缓。这一现象与欧洲能源市场“去俄化”后，能源供应多元化所产生的成本代价密切相关。根据柏林报，2025Q1 欧洲进口美国液化天然气占欧盟所有液化天然气采购量的 48%，成为欧盟液化天然气的主要来源之一。

然而，这种能源供应结构的转变伴随着悬殊的成本差异：据柏林报，2025Q1 欧盟国家平均为美国 LNG 支付 1.08 欧元/m³，而购自俄罗斯 LNG 成本仅为 0.51 欧元/m³、俄管道气成本则是 0.32 欧元/m³。欧洲为摆脱对俄罗斯能源依赖，转向美国等其他供应来源，不得不承担更高的采购成本。

要点二：电网老化加剧，管网成本居高不下

在电价的各项构成中，管网成本（包含过网费、并网费）近年来呈现出上升趋势。过网费指电网用户为电力从生产端输送至使用端所支付的服务费用。过网费的主要目的之一是确保输配电网资产、智能电表等电网投资的成本回收，并覆盖系统服务和运行成本。并网费则是用于收回用户接入电网所需的新增或升级资产的成本。据欧洲电网，在大多数欧盟国家（19 国），电网费通过电价中的“输配电价”直接由消费者承担。

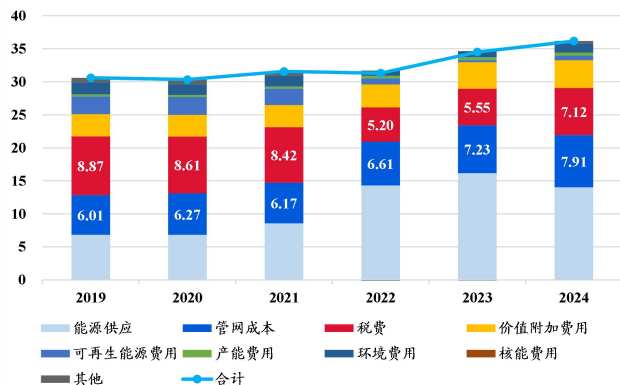
欧洲电网覆盖 40 多个国家，通过 400 余个互联节点实现同步运行，并由欧洲输电系统运营商联盟（ENTSO-E，包括 36 个国家的 40 家输电系统运营商）统一协调管理。欧盟的电力网络大多建于 20 世纪 70-80 年代，根据人民网，欧洲 40% 的配电网运行年限已超过 40 年。

长期以来，欧洲电网忽视现代化升级的紧迫性，同时可再生能源转型又过于激进，电网系统在应对能格局变化时逐渐显露诸多问题。例如，为平衡可再生能源发电波动，电网对调频、调峰等辅助服务需求大增，电网阻塞问题愈发突出，导致电网再调度、备用机组和弃电补偿成本大幅增加。

根据欧盟能源总司官网，2024-2040 年欧盟电力基础设施投资需求将超 1.4 万亿欧元。其中，配电行业需求 7300 亿欧元，占比约 52%；输电行业需求 4720 亿欧元，占比约 34%；氢气基础设施投资需求 1700 亿欧元，占比约 12%；二氧

化碳运输与储存投资需求为 136-193 亿欧元。此外，欧盟各国电网监管规则存在差异（如英国 RIIO-2 模式、意大利准许回报率法等），跨境输电需额外的协调成本。

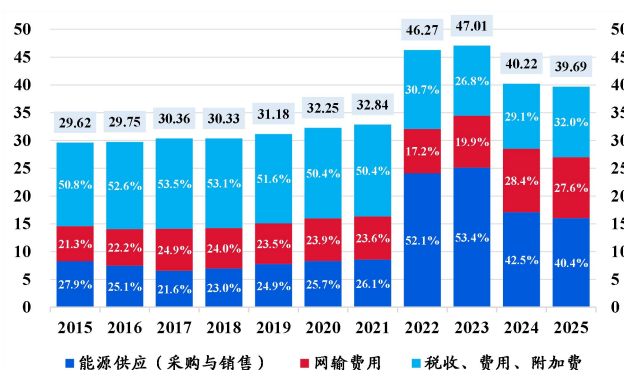
图 7：欧盟居民电价-管网成本逐年抬升（欧分/kWh）



资料来源：iFinD，国海证券研究所

（注：此数据为欧盟统计局口径）

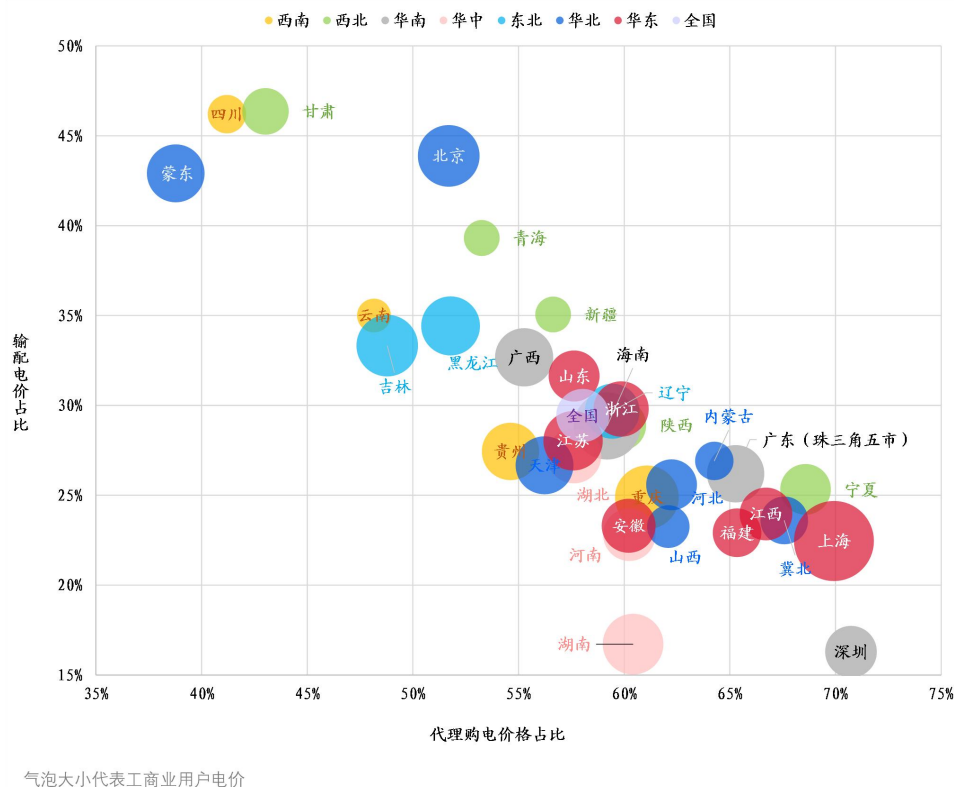
图 8：2024-2025 年德国网输费用增加（欧分/kWh）



资料来源：BDEW，国海证券研究所

根据欧盟统计局的数据，欧盟居民电价中的管网成本由 2019 年的 6.01 欧分/kWh 上涨至 2024 年的 7.91 欧分/kWh（折合成人民币为 0.46 元/kWh 上涨至 0.61 元/kWh）。其中，德国网输费用由 2019 年的 7.33 欧分/kWh 上涨至 2024 年的 11.42 欧分/kWh（折合成人民币为 0.57 元/kWh 上涨至 0.88 元/kWh）。

图 9：中国各省/地区小型工商业输配电价和代理购电价格占比情况



资料来源：山西金投电力发展有限公司、天易能源公众号，国海证券研究所（注：2025 年 7 月数据）

作为对比，根据我们的统计，2025 年 7 月中国小型工商业用户输配电价区间处于 0.11-0.35 元/kWh¹，平均输配电价为 0.2 元/kWh。我国输配电价较低主要得益于国家西电东送工程等集中规划与统一大市场的规模效应，一是通过特高压技术降损降费，二是电力由全国统一调度，投资效率较高。

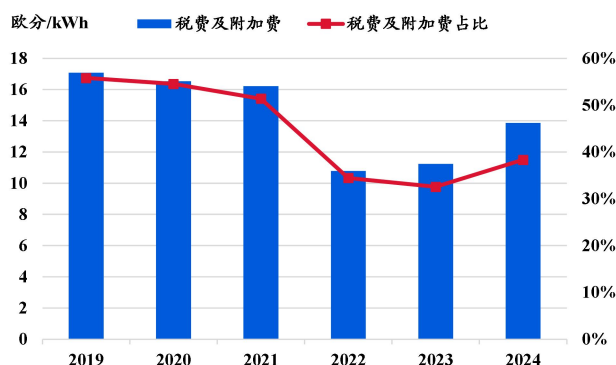
要点三：不断攀升的税费与政策成本

欧盟电价所涉税费及附加费包括税费、价值附加费用、可再生能源费用、产能费用、环境费用、核能费用及其他费用等，此类费用因各国政策不同而有一定的差异。

从欧盟整体来看，2024 年在能源成本下降时，欧盟居民电价中税费及附加费却逆势增长，较 2022 年 34.4% 的占比增加了 4 个百分点，共 3.08 欧分/kWh。

欧洲电力税费居高不下，根源在于其税费结构设计、成本分担机制及政策执行中的矛盾。尽管欧洲风、光等低成本可再生能源的普及降低了部分批发电价，但家庭和企业的电费账单仍因高额税收与额外监管费用在高位徘徊。部分费用不应与用电量挂钩，而应纳入一般税种。

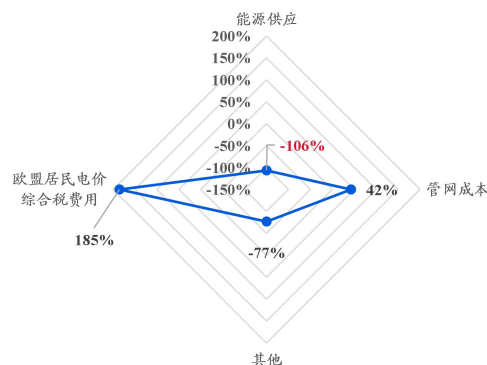
图 10：2024 年税费及附加税占比上升



资料来源：iFinD，国海证券研究所

注：2022 年税费明显下降是因为欧洲能源危机期间，各欧盟成员国（如德国、法国）下调电力消费税、附加税，以及开启政府补助（临时性措施），以缓解能源危机对消费者和弱势家庭的影响。

图 11：2024 年欧盟居民电价各成本项贡献度



资料来源：iFinD，国海证券研究所

从费用用途看，电力账单中，大量监管费用被用于资助旨在实现经济脱碳、保障供应和提高能源效率的措施，但这些成本由电力消费者单独承受，导致税费负担集中化。

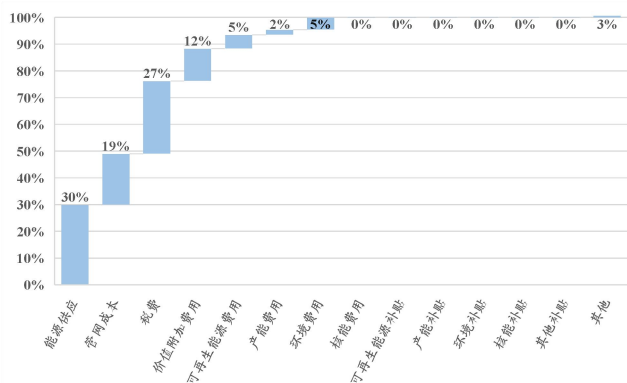
更突出的是，资源分配存在明显失衡：自 2019 年 12 月欧盟《绿色协议》签订以来，为保障能源转型过渡期间的电力供应稳定，欧洲在 2020-2023 年期间已

¹ 中国居民电价中输配电价并未单独列出，我们基于小型工商业用户（单一制）输配电价来估算居民电价中的输配电价部分。截至 2024 年底，我国居民电价平均为 0.532 元/kWh，输配电价占比约为 30%（2025 年 7 月数据为 29.4%，我们取整值 30%为例），因此我们测算我国居民电价平均输配电价约为 0.16 元/kWh。

为化石燃料提供 3638.6 欧元补贴，这些资金本可以更公平地由所有能源用户或纳税人共同分担，并用于保障能源安全领域。

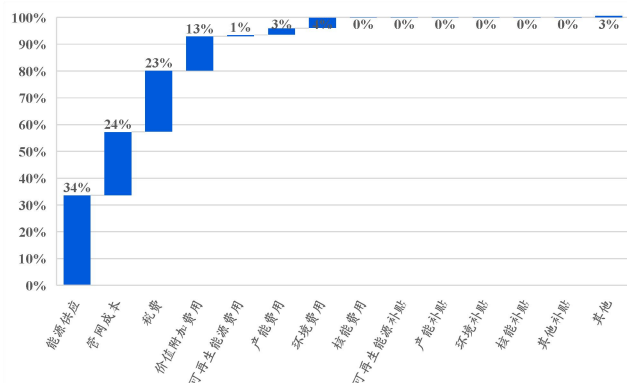
税费豁免的复杂性也加重了电力税费压力。高耗能行业虽能通过豁免降低监管费用和电网成本，但豁免程序的复杂性往往削弱了实际收益；某些正推进电气化的行业甚至面临远高于前者的监管费用。

图 12：2019 年德国电价成本构成比重



资料来源：iFinD，国海证券研究所

图 13：2024 年德国电价成本构成比重



资料来源：iFinD，国海证券研究所

当前《欧盟能源征税指令》规定，对电力征收最低税额（消费税），并允许成员国在合法情况下，对高耗能产业、家庭及所有使用可再生能源发电的产业，可将税率降至零。这一调整既通过最低税额底线维护了欧盟能源税收体系的统一性，又为成员国根据实际需求优化税收结构留出空间。2025 年 2 月欧盟委员会的《可负担能源行动计划》提出，未来将吸纳 2022 年欧盟部分国家在减税领域的实践经验，针对性下调部分税费，并有望在 2025 年第四季度形成更多相关意见。

要点四：可再生能源补贴机制托举终端电价

欧洲多国实行 Feed-in Tariff 补贴政策或差额合约 CfD 补贴，目的用于鼓励投资者对新能源如风能、太阳能、潮汐能等领域的投资。政府承诺按高于市价的电价回购风电/光伏，高于市场价的差额部分，作为可再生能源附加费或补贴成本，附加在终端销售电价中。而补贴的 CfD 的费用，由所有电力用户共同承担。

因此，即使 2024 年燃料价格下降，补贴额度仍刚性存在。目前西欧整体进入“削光补储”阶段，一是压缩传统光伏补贴、取消净计量，二是通过收入保障和家庭补贴快速放大储能需求。

但在补贴退坡初期，电力成本构成或存在结构性变化。以往占比较大的可再生能源补贴部分下降，但可能会引起其他附加费、成本的结构调整。例如，为保障电网稳定运行，应对可再生能源间歇性问题，对电网升级改造的投入增加，可能使得与电网运行的相关成本上升。因此，尽管可再生能源补贴附加费逐步削减，但电力附加费整体短期内较难显著下降，输配电价调整、系统运行费分摊等结构性补偿机制仍将维持部分用户费用刚性。

图 14：欧洲部分国家最新可再生能源补贴情况

传统补贴机制逐步退出，但未全面取消	部分国家终止固定电价补贴	德国	2014年德国开始停止使用FIT政策，转向采用FIP政策。2017年起德国全面实行竞争拍卖底价制度。2023年EEG附加费被完全取消。 2025年《太阳能峰值法案》取消负电价时段光伏上网补贴，并削减柏林阳台光伏补贴至原来的50%。
		荷兰	住宅光伏补贴退坡，荷兰政府计划逐步取消住宅“净计量”。 2027年起全面取消光伏净计量机制，仅提供0.0025欧元/kWh的低额补偿。 -2024年：仍为 100% 补贴，即用户上网电量可全额抵扣自家用电； -2025年：净计量比例降至 64%； -2026年：进一步降至 28%； -2027年起：完全取消（0%），取消后由电力公司提供补偿，但无法覆盖100%。 陆上风电与光伏补贴转型自 2025 年起，双向CfD机制将逐步替 SDE++ 补贴计划推出，CfD机制将平衡风险、带来更长期的价格保障。
		保加利亚	因审批复杂和配套不足，第二轮户用光伏补贴计划终止，欧盟暂停资金发放。
	补贴模式向竞拍溢价转型	匈牙利	2017年后采用基于竞拍的溢价补贴（METR机制）电价逐年下降。
		法国	新版《S21》政策取消户用系统全额上网模式，合并电价分类并降低补贴强度，工商业系统提高退坡力度。2025年修改《S21》法令，降低自发自用电价和购买价格水平
新补贴机制：市场化与精准支持并行	储能与灵活性改造补贴	英国	推出“封顶-保底”机制支持8小时以上长时储能，家庭储能安装补贴纳入温暖家园计划。
		德国	强制要求7kW以上的新装光伏系统配备智能计量设备（iMSys）。智能电表的全面推广还伴随着并网功率限制政策。100kW以下未安装智能计量系统的系统将被限制在60%的输出功率以内。

资料来源：《可再生能源配额制的机制设计与影响分析》（蒋轶澄，李晶等人，2020），中国能源报，德国联邦经济和能源部，北极星售电网，华储网，中国储能网，solarge，cms-lawnow，HEPA Henan Office 公众号，legifrance，国海证券研究所

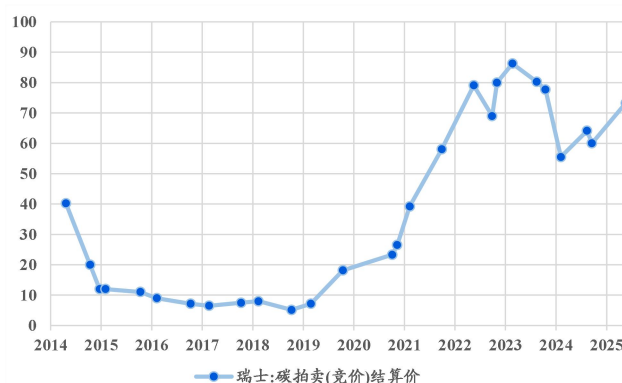
要点五：碳排放成本居高不下，构成显性电力成本（环境费用）

2005年，欧盟碳市场 EU-ETS 正式启动。EU-ETS 采用“基于总量”的调控方式，强调先通过控制在一级市场发行的配额总量来调节温室气体排放的总体水平，再让被纳入碳排放监管的各行业主体通过在二级市场买卖配额，以实现对碳配额的市场定价，运用市场机制推动主体履行减排义务实现减排目标。

图 15：EU-ETS 第三阶段不同行业免费分配占比

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
电力行业	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
工业部门	80%	72.9%	65.7%	58.6%	51.4%	44.3%	37.1%	30.0%
碳泄漏风险较高的行业 (例如钢铁、水泥等)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

图 16：2021 年以来碳价保持高位（欧元）



资料来源：《欧盟碳排放权及其衍生品市场发展历程》（IFR 金融科技研究员，2022），欧盟委员会，国海证券研究所

资料来源：iFinD，国海证券研究所

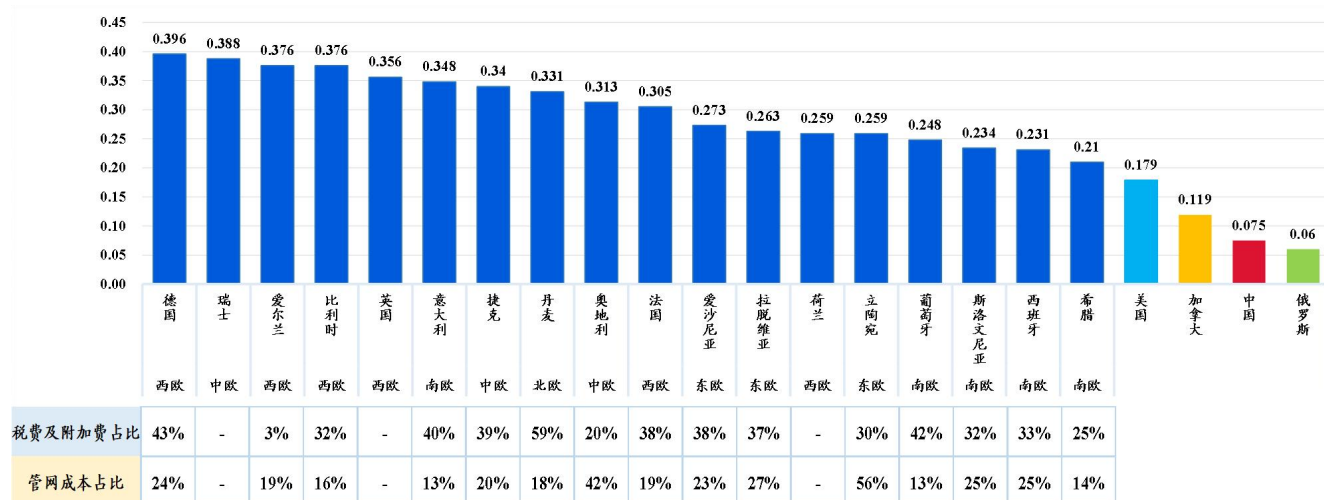
自 2013 年 EU ETS 进入第三阶段以来，超过一半的碳排放配额通过拍卖方式分配，尤其是在电力行业，拍卖已成为默认的配额分配机制（电力行业 100% 的配额通过拍卖分配，工业部门初期仍获得部分免费配额，但比例逐年递减，从 2013

年的 80% 降至 2020 年的 30%)。因此，碳排放成本被直接计入发电企业的边际发电成本 (MCP)。

2023-2025 年 EU ETS 二期加强，因“免费配额减少+边境碳调整机制 CBAM”，碳价一度飙升至近 90 欧元。假设气电每 MWh 排放 0.43 吨 CO₂，按 2025 年 6 月的碳价计算，仅碳成本一项即贡献了约 31.5 欧元/MWh 的发电成本（约等于 0.26 元人民币/kWh）。

因此，即便能源价格下跌，终端电价仍因多重因素制约而难以下调。能源转型带来的气价高替代成本与税费向下刚性构成基础约束，高碳价、可再生能源补贴及电网改造投入则形成支撑电价的结构性成本，构筑长期价格底部；极端天气倒逼电力系统维持冗余发电与强化应急调度，进一步推高峰时电价，加剧整体压力。归结来看，欧洲能源主权缺失与转型，叠加成本转嫁交织下，终端电价在高位韧性十足。

图 17：2024 年欧洲主要国家与中、美、加、俄居民电价的对比（美元/千瓦时）

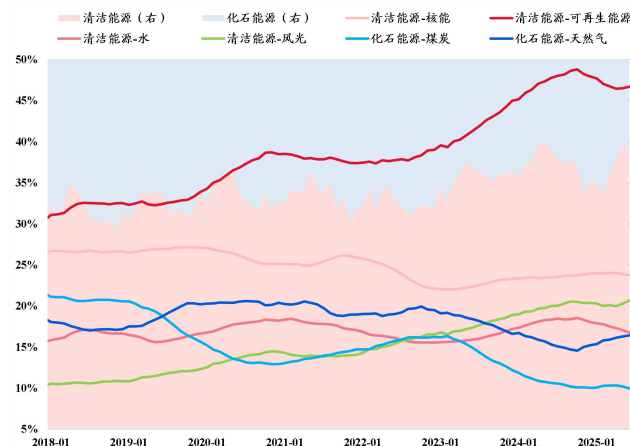


资料来源：iFinD，国海证券研究所（注：电价数据时间截至 2024 年 6 月，税费及附加费和管网占比数据为 2024 年数据）

2、平价风光或负电价为何并未惠及民众？

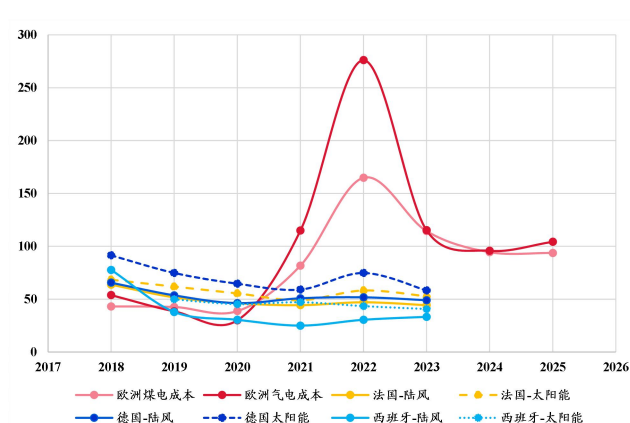
随着欧洲可再生能源的推进，其风光发电占比正在持续攀升。至 2025 年 6 月，欧洲风光发电量占比提升至 26.9%；德国在这场能源转型的浪潮中表现尤为突出，2025 年 4 月风光发电占比高达 45%。随着中游组件价格竞争白热化，风光发电成本在技术革新与规模化的推动下不断降低，在欧洲部分光照、风力资源优质区域，其发电成本已远低于传统能源发电成本。

图 18：欧洲风光发电占比逐渐提高



资料来源：iFinD，国海证券研究所

图 19：欧洲各能源发电成本（欧元/MWh）



资料来源：EMBER，国海证券研究所

与风光发电占比提升、成本下降相伴，负电价现象频繁上演，2024 年欧洲多个国家累计负电价小时数创下新高。根据欧洲电力交易所，2024 年德国负电价时间累计长达 468 小时，同比增加 60%；英国负电价时间累计长达 179 小时，同比增加 69%；法国负电价则翻倍至 356 小时；西班牙首次出现负电价，全年累计 247 小时。这一现象的根源在于风光发电自身固有的波动性与间歇性，以及可再生能源发电峰/谷期与用电市场峰/谷期在时间维度上的错配。

一面是风光发电成本的持续递减，另一面是负电价的频繁出现，从这两个维度来看，欧洲居民似乎理应享受到更低的电费价格，但现实却是居民电价依旧高企不下。

我们认为造成这一现象的核心原因是：欧洲电力市场机制存在短板，批发与零售市场脱节。

欧洲电力市场由批发、零售市场与系统服务市场组成。在批发市场上，拥有发电机组的发电企业与供应商（从批发市场按小时或远期合约购电）进行交易，随后供应商经由零售市场，将电力输送至家庭和企业。我们将通过这三个市场逐一剖析欧洲电力定价机制：

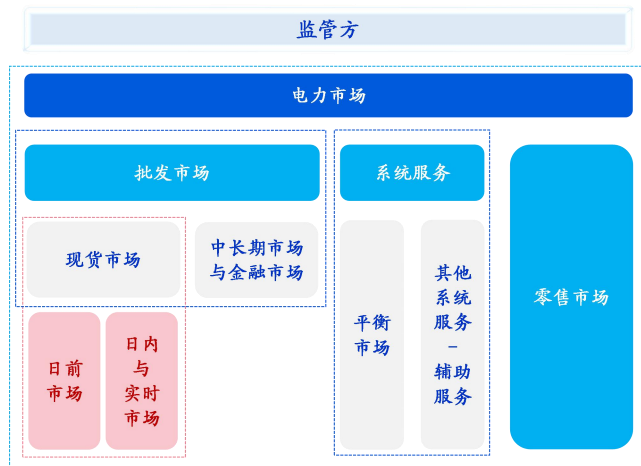
首先来看批发市场，这是负电价的产生层。

从交易周期划分，电力批发市场可细分为中长期市场、日前市场、日内市场和实时平衡市场。由于电力具有低储能性这一特殊属性，批发市场必须以小时为基本单位运作：供需需时刻保持实时平衡，任何失衡都可能引发电网频率紊乱。欧洲电力市场的短期平衡市场与日内市场发展成熟，主要涵盖日内拍卖和日内连续交易两种，用以化解实际需求与合同电量之间的偏差。其中，日内市场是虚拟电厂聚合可再生能源和储能参与短期电能量交易的关键渠道。

当前欧洲电力现货市场平衡机制采用的是基于边际定价的“按清算价格支付（pay as clear）”。在该机制下，发电机组依据边际成本参与市场投标，电力交易所按发电成本从低到高排序出清，风光边际成本近零优先出清，排序靠后的气

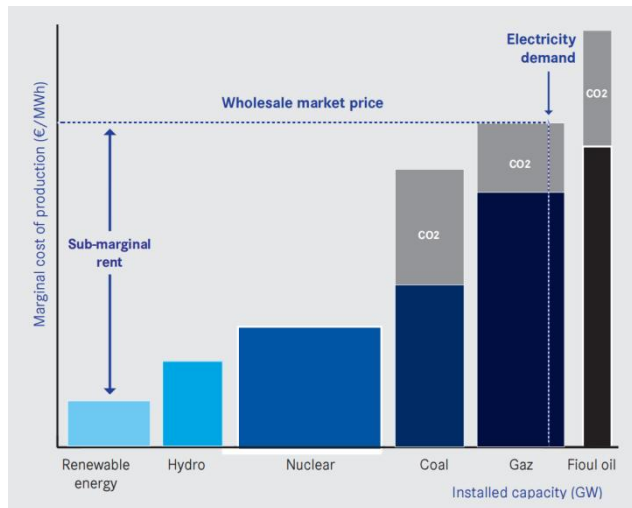
电承担满足边际电力需求的角色，成为市场定价的“边际定价者”。所有中标的机组都按其价格获得统一的系统清算价格。

图 20：欧盟与英国电力市场架构



资料来源：《虚拟电厂市场机制与盈利模式及欧洲运行实例分析》（黄宇翔，黄蔚亮等人，2025）国海证券研究所

图 21：电力批发市场-电价形成机制



资料来源：《The reform of the European electricity market: a triple challenge》（法国经济分析委员会，2023）

这种定价逻辑导致一个显著结果：即便某国电力供应以清洁能源为主，其电价仍高度取决于煤炭或天然气的成本——欧洲电力现货市场平衡机制的出清电价通常由煤炭或天然气发电成本确定。这在一定程度上解释了为何德国风光发电占比高达 45%，电价却仍稳居欧洲前列。

当清洁能源发电过剩，电力系统出现供过于求时，传统电源（如气电）需付费让电网消纳其无法调节的电力，负电价现象由此产生。

其次是系统服务市场。欧洲电网系统调节能力的不足，是制约风光等可再生能源电力有效传导至终端的关键，也是负电价出现的深层原因。

欧洲电网调节能力的不足从三个维度共同制约着风光等可再生能源电力向终端的有效传导：

①**电网容量扩张不足**。欧洲电网建设相对可再生能源发展速度滞后，现有电网多为集中式火电设计，输电线路容量难以适配分布式风光发电的快速发展。根据欧洲风能行业协会，截至 2024 年底，欧洲范围内等待电网接入评估和电网许可的风电项目总装机量超过 500GW，但排队接入电网却遥遥无期。

②**储能设施发展缓慢**。储能作为平衡风光发电波动的关键手段，从装机容量看，当前欧洲储能装机远不能满足需求。2024 年欧洲新增 21.9GWh 电池储能，同比增长 15%，累计容量达 61.1GWh。根据 Mission Solar 2040 研究，为了全面支持可再生能源系统，到 2030 年欧盟 27 国需要 780GWh。但中性情境下，欧洲储能协会预计到 2029 年欧盟 27 国仅能实现累计装机 334GWh，欧洲仍然面对较大的灵活性缺口。

③跨国协调与统一调度存在困难。在辅助服务市场层面，由于欧洲不同国家的能源结构与资源禀赋并不相同，不同国家的辅助服务市场差异较大。同时各国电网标准存在差异，跨境输电需复杂转换适配，增加损耗与风险，使风光过剩时难以通过跨国调配优化资源配置。截至 2025 年，西班牙与法国仅通过 4 条线路互联，总容量 2.8GW，不足装机容量的 3%；即便 2030 年海湾新联络线投运，容量也仅升至 5GW，约 5%，远低于欧盟 2030 年 15% 的目标，大量风光电力滞留在产地形成拥堵和弃电。

最后是零售市场，合同机制与成本刚性支撑终端电价高企。

自 2007 年开放竞争以来，欧洲电力零售市场主要提供两类服务：①是市场化供应，由供应商自主制定可浮动的价格；二是受监管销售电价（TRV），由政府设定固定价格。

以德国为例，德国零售端交易以长期合同为主导（即居民用户与电力公司签署了长期供电合同），使得居民电价与现货市场价格变动形成一定程度的脱钩。即使批发市场短期负电价，零售端仍按签约价结算。正如前文所述，零售电价对批发现货价格的敏感度因成本结构而异——输配电费、税费等非能源成本占比较高，缓冲了现货价格波动的影响。

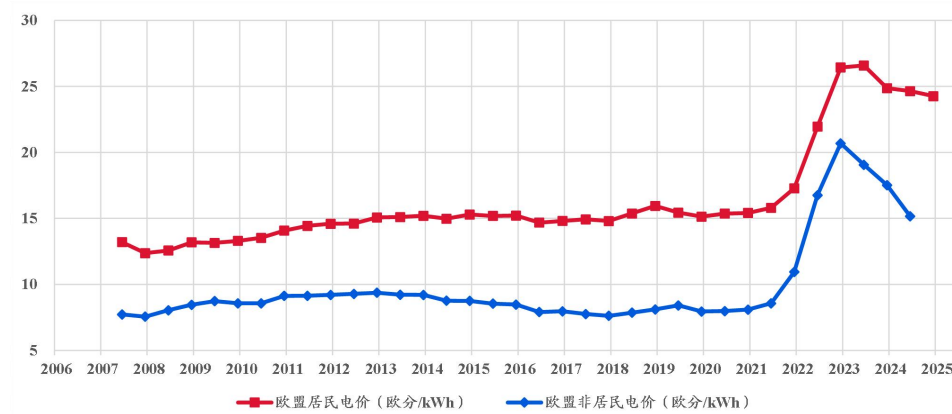
欧洲居民电价中，2019-2024 年固定税费和电网费用约占总价的 53%-75%。因此，即便批发市场出现负电价，居民仍要支付较高的电费账单。

综上，平价风光或负电价未能惠及民众，根源在于电力批发市场的边际定价机制使电价受高成本传统能源主导、电网调节能力不足导致风光电力难以有效传导至终端，且零售市场长期合约与高占比固定税费形成的刚性成本，让批发端价格波动难以反映在居民电费中。

3、电价高企有何影响？

欧洲非居民电价相比居民电价有明显的回落，但 2024 年年末的非居民电价仍比 2019 年年末高出 76.7%，给欧洲制造业带来了沉重负担。

图 22：欧盟非居民电价依旧远高于疫前



资料来源：iFinD，国海证券研究所

影响一：直接冲击高耗能大宗商品的价格和生产活动

电价高企对大宗商品的影响主要通过生产成本传导、供给调整、区域竞争力分化等路径展开；不同类型大宗商品因能源依赖度差异，因此受影响程度也存在差异化。

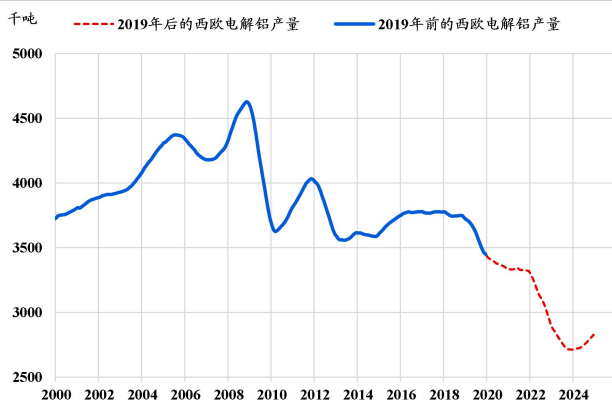
从直接成本看，能源密集型大宗商品受冲击最显著，或引发大宗商品产能收缩或区域转移。电解铝、钢铁（电弧炉工艺）、氯碱化工（烧碱、PVC）等品种的生产过程高度依赖电力。

根据 SMM 和中国化工报，2023 年电解铝电力成本占比约 30%-40%，氯碱电力成本占比约 60%以上。电价高企直接推高其单位生产成本，若企业无法通过技术升级消化成本，将被迫通过提价转嫁压力；若成本难以转嫁，企业在面临高额亏损时，往往会选择减产以稳定经营。

2021-2022 年欧洲电价大幅上涨期间，当地电解铝企业因成本倒挂陆续减产，截止目前仍远未回到 2021 年以前水平；同时，当地化肥企业（氮肥生产依赖天然气和电力）大面积停产，全球氮肥供给缺口扩大，价格创历史新高。

低能耗大宗商品受影响相对有限。农产品（除温室种植、灌溉密集型品种）、部分非金属矿（如石灰石）等生产对电力依赖度较低，电价高企对其直接成本影响较小，更多通过物流运输成本等间接渠道产生边际影响。其中，相较直接的电价，农产品价格更多受油价、气价所带来的化肥、柴油价格变化所带来的间接影响。

图 23：时至今日，欧洲电解铝尚未完全复产



资料来源：iFinD，国海证券研究所

图 24：2021-2022 年全球氮肥产品价格大幅上涨



资料来源：iFinD，国海证券研究所

影响二：制造业竞争力削弱

欧洲制造业的竞争力被严重削弱，中国在相关领域份额不断增加。除了钢铁、水泥、玻璃等大宗商品相关的制造业，以汽车为首的下游制造业在电费成本上也差距明显。此外，大宗价格的高企也在一定程度上推高了海外原材料的成本。

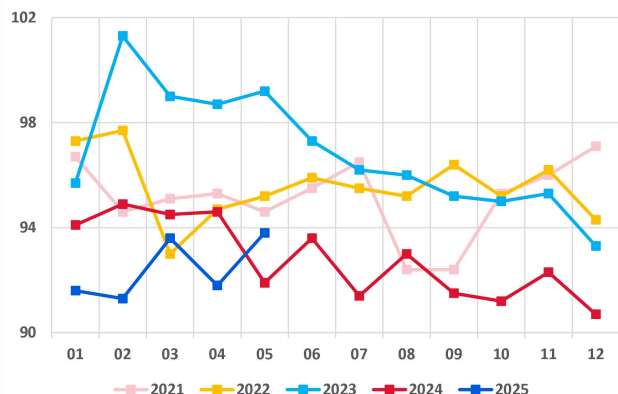
图 25：2023 年高能耗制造业的电费比较（欧元/兆瓦时）

	钢铁生产	水泥生产	玻璃生产	汽车生产
德国	78.9	124.3	153.1	190
西班牙	89.5	98.4	114.3	132.2
美国	56.5	56.6	64.8	68.5
中国	40.6	82.6	89	89.4

资料来源：iwd，国海证券研究所

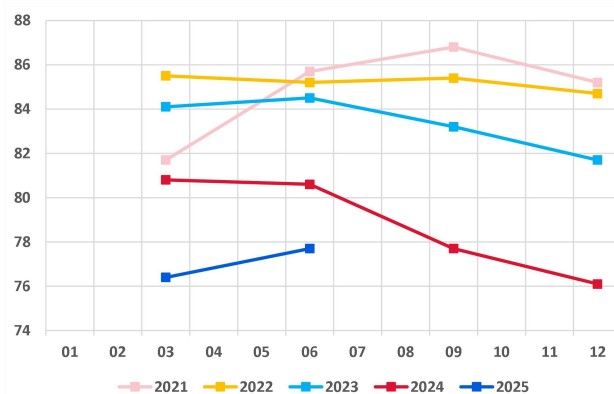
显著的能源成本差距，直接削弱了欧洲高耗能制造业的价格竞争力。但替代并非绝对的“此消彼长”，而是伴随着技术迭代与产业升级的动态调整。欧洲企业正通过聚焦高附加值环节、研发低碳生产技术以维持竞争力，而中国制造业则在承接转移的同时，加速向绿色化、智能化转型。两者在全球产业链中的分工边界正被重新定义。

图 26: 德国工业生产指数



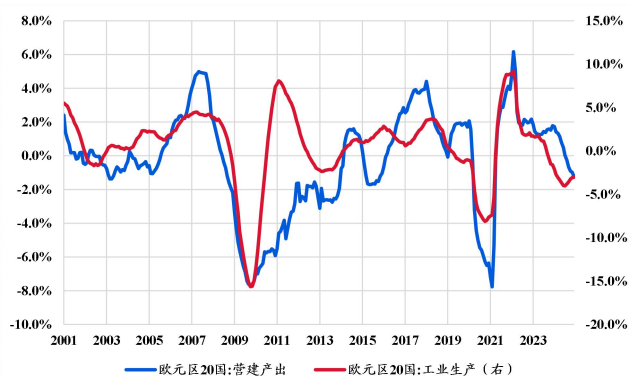
资料来源: iFinD, 国海证券研究所

图 27: 德国制造业产能利用率



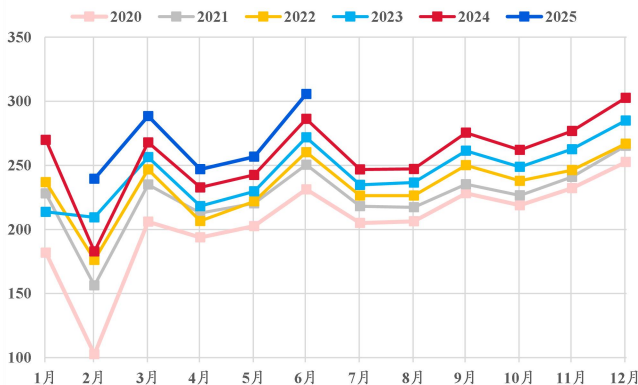
资料来源: iFinD, 国海证券研究所

图 28: 欧元区 20 国-营建产出&工业生产 yoy



资料来源: iFinD, 国海证券研究所

图 29: 中国工业生产增势良好



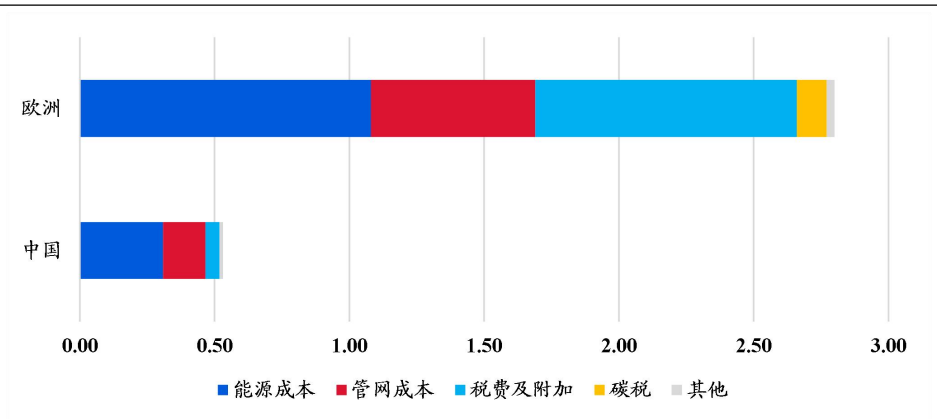
资料来源: iFinD, 国海证券研究所

4、总结

欧洲能源 CPI “抗跌”，源于电力在其构成中的高占比。而欧洲电价之所以居高不下，主要受能源“去俄化”代价、电网老化、高税费、可再生能源补贴、高碳排放成本共同支撑。2024 年，欧洲电价中能源成本、管网成本、税费及附加、碳税分别贡献了约 14.02 欧分/kWh、7.91 欧分/kWh、12.50 欧分/kWh、1.36 欧分/kWh（分别相当于人民币 1.08 元/kWh、0.61 元/kWh、0.97 元/kWh、0.11 元/kWh）²。作为国内电价的对比，中国平均居民电价约为 0.53 元/kWh，其中输配电价成本约为 0.16 元/kWh。综合前文分析，我们判断欧洲能源项 CPI 在短期内仍将维持高位震荡格局。

² 因欧洲多数国家可再生能源补贴逐渐退坡，欧洲统计局没有公布 2024 年具体数据。

图 30：2024 年中欧电费组成对比（人民币，元/kwh）



资料来源：iFinD，global petrol prices，山西金投电力发展有限公司、天易能源公众号，国海证券研究所

尽管欧洲风光发电占比持续提升，部分区域发电成本已低于传统能源，且 2024 年多国负电价小时数创下新高，但民众并未从中受益。这是因为批发市场边际定价受传统能源主导、电网调节能力不足阻碍风光电力传导，且零售市场长期合约与高占比固定税费形成的刚性成本，使批发端价格波动难以反映在居民电费中。

欧洲非居民电价虽有回落，但仍远高于 2019 年水平，给制造业带来重压。高电价冲击高耗能大宗商品生产，致其产能收缩或转移，而低能耗品类受影响较小。同时，显著能源成本差距削弱欧洲制造业竞争力，中国制造业在承接转移中加速转型，重塑全球产业链分工。

5、风险提示

- 1) 地缘冲突升级风险。**地缘冲突若升级，可能导致全球能源供应链中断，原油、天然气、煤炭等传统能源价格飙升。这会使本就受传统能源主导的电力批发市场电价进一步走高。
- 2) 碳排放成本波动风险。**碳价若大幅上涨，会加重发电企业成本并传导至终端电价，加剧电价高企压力。
- 3) 能源政策调整不确定性风险。**补贴退坡、税费改革等政策变动若衔接不当，可能引发电价结构性波动，影响市场稳定。
- 4) 电网调节能力升级不及预期风险。**电网容量扩张、储能设施建设及跨国调度推进缓慢，会加剧风光电力传导受阻问题。
- 5) 极端天气频发风险。**极端天气可能加剧风光发电波动性，同时推高能源需求，加大电力系统平衡难度。

6) 数据测算风险。测算所依据的数据部分来源于欧盟统计局等公开信息，可能存在统计口径差异、样本偏差等问题。此外，我国居民电价中的输配电价系基于小型工商业电价推算得出，与实际居民输配电价可能存在一定差异。

【钢铁&大宗商品组小组介绍】

谢文迪，大宗商品&钢铁研究团队首席分析师，8年宏观和大宗商品投研经验。布里斯托大学金融投资学硕士，曾先后就职于鸿凯投资，东北证券，方正证券，民生证券；获2024年水晶球（公募榜）第四名，Choice最佳分析师前三名，2020年金牌分析师第四名。

王之凡：负责海外宏观和策略研究，7年宏观和商品投研经验，在现货贸易、期货交易、大类资产配置等方面具有深刻的理解和实操经验。北京大学本科，佐治亚理工硕士。曾先后就职于托克（瑞士）、鸿凯投资、兴业银行。林晓莹，钢铁及大宗商品行业分析师，华东师范大学本科，厦门大学硕士。2年工作经验，主要负责黑色、有色、能化板块。

【分析师承诺】

谢文迪，林晓莹，本报告中的分析师均具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观的出具本报告。本报告清晰准确的反映了分析师本人的研究观点。分析师本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收取到任何形式的补偿。

【国海证券投资评级标准】

行业投资评级

推荐：行业基本面向好，行业指数领先沪深300指数；
中性：行业基本面稳定，行业指数跟随沪深300指数；
回避：行业基本面向淡，行业指数落后沪深300指数。

股票投资评级

买入：相对沪深300指数涨幅20%以上；
增持：相对沪深300指数涨幅介于10%~20%之间；
中性：相对沪深300指数涨幅介于-10%~10%之间；
卖出：相对沪深300指数跌幅10%以上。

【免责声明】

本报告的风险等级定级为R2，仅供符合国海证券股份有限公司（简称“本公司”）投资者适当性管理要求的客户（简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户及/或投资者应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。

本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告中的信息均来源于公开资料及合法获得的相关内部外部报告资料，本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证，不保证其中的信息已做最新变更，也不保证相关的建议不会发生任何变更。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、价值及投资收入可能会波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。报告中的内容和意见仅供参考，在任何情况下，本报告中所表达的意见并不构成对所述证券买卖的出价和征价。本公司及其本公司员工对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。本公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。

【风险提示】

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告视为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向本公司或其他专业人士咨询并谨慎决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议。

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。本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

【郑重声明】

本报告版权归国海证券所有。未经本公司的明确书面特别授权或协议约定，除法律规定的情况外，任何人不得对本报告的任何内容进行发布、复制、编辑、改编、转载、播放、展示或以其他方式非法使用本报告的部分或者全部内容，否则均构成对本公司版权的侵害，本公司有权依法追究其法律责任。