



2021年3月28日

铜：“碳达峰”灯塔会将供需格局引向何方？

（中国篇）

✎ 季先飞 ☎ 021-33038637 ✉ Jixianfei015111@gtjas.com 投资咨询从业资格号：Z0012691
 ✎ 莫晓雄（联系人） ✉ moxiaoxiong023952@gtjas.com

报告导读：

中国是全球最大的精铜生产国和消费国，中国铜的供需对铜价未来走势具有指引作用。“碳达峰、碳中和”战略不断推进，中国精铜产量增长可能受限，但中国铜消费的空间逐步打开，铜价未来将持续处于多头格局。

从供应端看，铜冶炼企业或将面临产业升级和产量调整的双重挑战。一方面，企业亟待能源结构转型，推进产业技术升级，实现全行业高质量清洁生产。但是，企业生产系统调整的灵活性，使得炼厂在技术革新期间难以出现超预期减产，工艺小幅改进对电解铜供应的影响较小。另一方面，铜产量受电力价格、碳排放权额度和环保政策的影响，而根据电价相关政策，差别电价或阶梯式电价对铜冶炼成本及产量的影响甚微。总体来说，“碳达峰、碳中和”政策对铜供应端的量的影响暂且可以忽略不计。

从需求端看，新能源为铜消费增长开辟了新的赛道，铜下游迎来发展机遇。一方面，供给结构的清洁化趋势，促进光伏和风电快速发展。假定光伏和风电系统对传统发电系统的替代比例为 1:1，则 2021 年发电行业用铜量为 25.22 万吨，2025 年为 35.70 万吨。另一方面，政策支持力度增强，推动新能源汽车主导行业格局。2021 年中国新能源汽车产销将达到 180 万吨，2025 年将达到 664.62 万辆，带动 2021 年铜消费量 15.90 万吨，2025 年铜消费量 59.88 万吨。虽然新能源汽车销量的提升会对传统汽车销量产生扰动，但影响相对较小。同时，未来新能源汽车产销量的迅速增长将为充电桩等配套设施的需求注入强力催化剂，充电桩规模的扩张将带动 2021 年铜消费 0.96 万吨，2025 年铜消费 4.72 万吨。

从供需平衡上看，2021-2025 年中国铜供需缺口仍然存在。基于对 2021-2025 年国内精铜供应增速 4.10% 和消费增速 4.06% 的判断，该时间周期内铜的供需缺口将达到 115.69 万吨，铜价长期处于多头格局的确定性较强。站在 2021 年的角度看，中国铜供应可以达到 959 万吨，进口估算为 328 万吨，实际消费预计为 1310 万吨，供需缺口为 23 万吨。我们预计，随着“碳达峰、碳中和”的工作细则落地，供应受限和消费回升的预期还将有可能发酵，铜价依然存在上涨空间。

2021年3月，全国两会召开，政府工作报告将“扎实做好碳达峰、碳中和各项工作”列为2021年重点工作之一，决策力度可见一斑。“碳达峰、碳中和”战略是国家工业化进程发展的必然产物，是人类绿色环保意识所孕育的一场能源结构转型革命。关于其发生背景及发展进程，详细内容请见《“碳达峰”显性约束下的铝行业变局 系列报告（一）：铝产业链的“碳足迹”》。

随着“碳达峰、碳中和”行动的逐步铺开，铜行业将迎来崭新的挑战和可期的机遇。一方面，低碳冶金确定性增加，行业面临产业升级和产量调整的双重挑战。另一方面，消费需求迎来变革，终端消费重心更加往新能源产业偏移，铜冶炼与加工企业将拥抱需求激增的发展机遇。

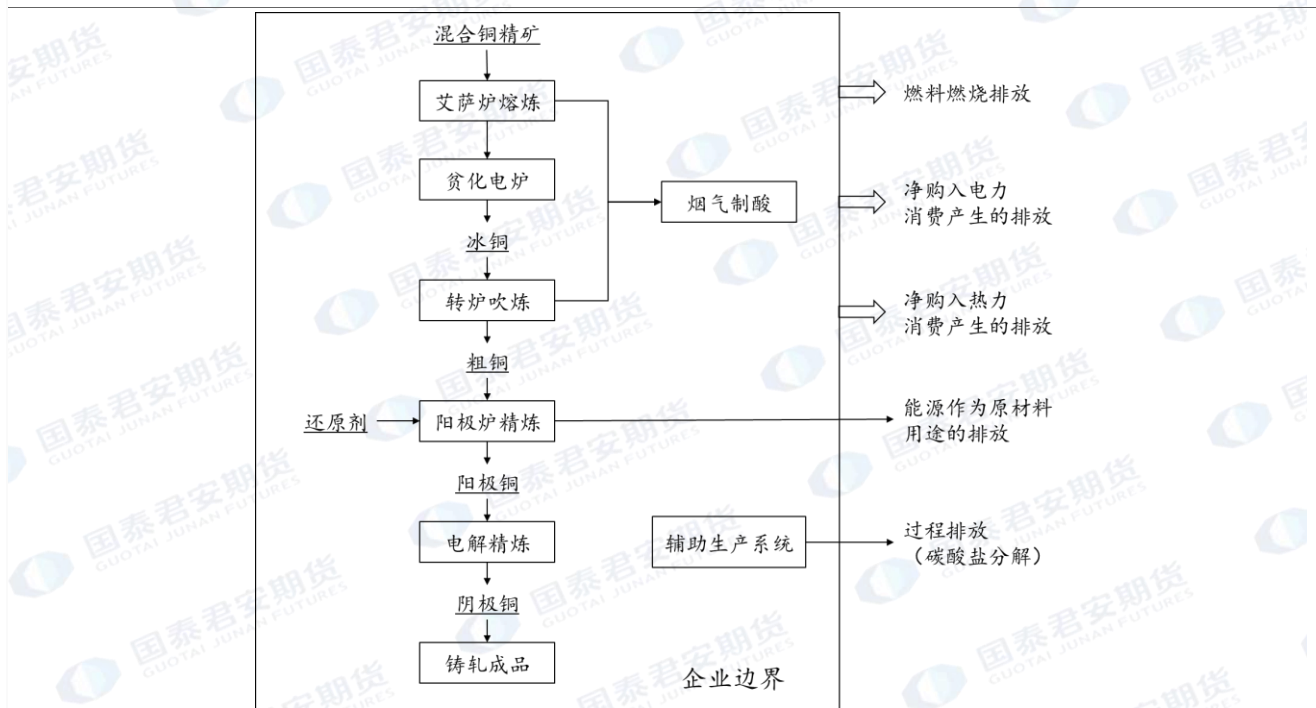
1. “碳达峰”激励冶炼厂清洁生产，供给侧面临崭新挑战

1.1 铜冶炼企业碳排放核算

有色金属冶炼是从矿物原料或二次资源中分离出伴生元素从而提取高纯度金属的过程。在大多数金属冶炼过程中，焦炭、煤等能源和电力必不可少。然而，焦炭等能源作为冶金原材料所进行的化学反应、煤等燃料的燃烧和火力发电的过程等，都会产生大量的二氧化碳，因此有色金属冶炼行业总体来说是一个高碳排放的行业。

2015年7月，国家发展改革委办公厅对外发布《国家发展改革委办公厅关于印发第三批10个行业企业温室气体核算方法与报告指南（试行）的通知》，《其他有色金属冶炼和压延加工企业温室气体核算方法与报告指南》（以下简称《指南》）出炉，其中涉及的温室气体只包含二氧化碳和甲烷，但是排放源涵盖了化石燃料燃烧排放、过程排放，废水厌氧处理排放和净购入使用电力、热力等多个类别，该指南对有色企业温室气体排放核算边界、核算方法和数据质量管理要求等做出了详细说明。值得关注的是，制酸工序所生产的硫酸属于无机酸类，其碳排放依据《中国化工生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》进行计算，因此制取硫酸时消耗的大量电力不计入金属冶炼部分，但是应计入冶炼企业温室气体排放总量之中。

图1：铜冶炼企业温室气体核算边界



资料来源：国家发改委，国泰君安期货产业服务研究所

国内铜冶炼企业以火法冶金为主，铜精矿经闪速/熔池熔炼-转炉吹炼-阳极炉精炼-电解精炼过程最终产出阴极铜。纵观整个铜冶炼系统，熔炼、贫化电炉处理炉渣、吹炼、电收尘、阳极板浇铸、电解等工序均需要消耗电量或燃料。另外，阳极炉精炼工序中，焦粉、重油、天然气、甲烷或液氨等能源作为原材料被消耗，因此每个生产阶段都会带来一定的碳排放。根据《指南》，化验、机修、库房和运输等辅助生产系统所产生的温室气体排放也处在企业核算范围之内。

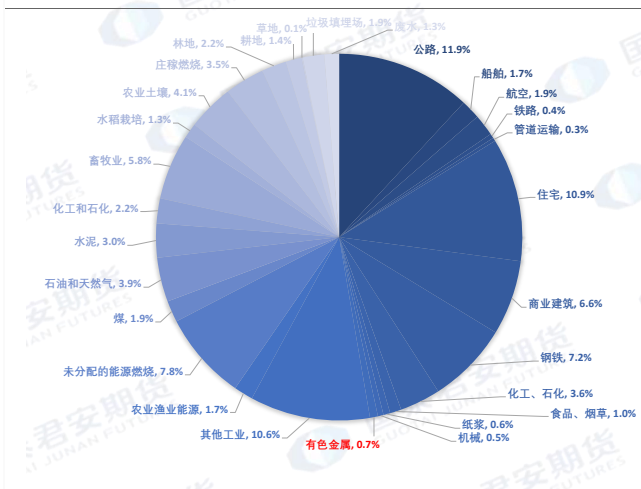
《指南》的发布为我们估算铜冶炼过程碳排放量提供了思路和方法。首先，我们根据不同机构公布的统计数据从全球到国内铜冶炼层层推算；然后，再拆分铜冶炼的主要碳排放来源，对能源消耗与电力消费两部分的碳排放量进行粗略估计。

将目光投放到全球有色金属行业，根据世界资源研究所（WRI），2016 年全球温室气体排放量为 956.6 亿吨，其中铝、铜、铅、镍、锡、钛、锌以及黄铜等合金冶炼行业的温室气体排放量占比仅为 0.7%，即 2016 年有色金属冶炼及加工行业产生约 6.7 亿吨温室气体。

再聚焦到我国，世界投入产出数据库（WIOD）数据显示，2009 年我国二氧化碳排放量为 66.96 亿吨，而我国在全球有色金属行业中占据重要地位，产能集中度高，所以基本金属和金属制品生产所排放的二氧化碳量达到了 6.28 亿吨之高，在碳排放总量中所占比例为 9.38%，这一数值远高于全球水平。

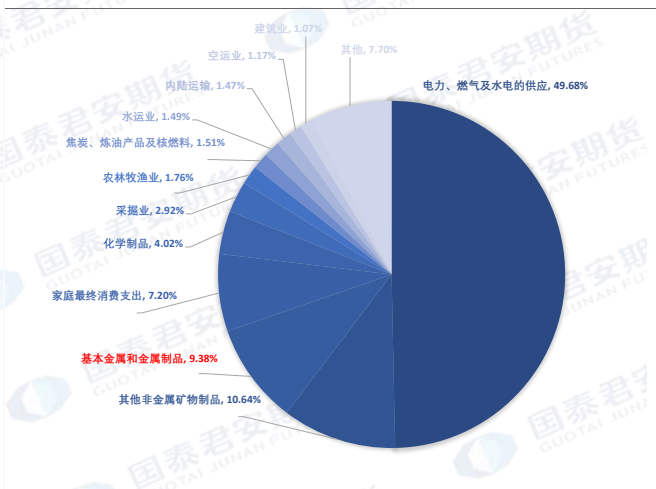
深入到国内铜冶炼行业，中国有色金属工业协会统计的 2009 年我国有色金属工业能源消耗产生的碳排放中，铜冶炼占 1.6%。结合上述数据推算，2009 年铜冶炼碳排放在全国碳排放中占比不超过 0.2%。

图 2：全球有色行业排放的温室气体占总量的 0.7%



资料来源：WRI，国泰君安期货产业服务研究所

图 3：我国金属冶炼及加工 CO₂排放量占比 9.38%



资料来源：WIOD，国泰君安期货产业服务研究所

根据中国碳排放交易网，每生产 1 吨电解铜需要消耗约 1 吨标准煤，由于不同能源的标煤折算系数和碳排放因子各不相同，故以 1 吨标准煤排放 2.6 吨二氧化碳进行粗略估算，1 吨电解铜生产过程中由能源消耗带来的碳排放约为 2.6 吨。不同生产企业吨铜耗电量在 1200-1500 千瓦时范围内波动，《指南》中规定，企业电力消费所产生的碳排放按净购入电力乘以区域电网年平均供电排放因子计算，取排放因子为 0.8953 千克/千瓦时，生产 1 吨电解铜由电力消费带来的碳排放至少有 1.1 吨。以上两项加总，得到吨铜冶炼碳排放超过 3.7 吨。

表 1：2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子平均值为 0.8953tCO₂/MWh

电网名称	电网基准线排放因子 (tCO ₂ /MWh)
华北区域电网	0.9419
东北区域电网	1.0826
华东区域电网	0.7921
华中区域电网	0.8587
西北区域电网	0.8922
南方区域电网	0.8042
平均	0.8953

资料来源：国家气候战略中心，国泰君安期货产业服务研究所

2019 年，精炼铜产量为 942.24 万吨，至少带来碳排放 3486.29 万吨，在全国二氧化碳排放量中占比约为 0.35%（2019 年全国二氧化碳排放量为 98.26 亿吨）。铜冶炼企业虽然碳排放量相对较小，但仍身处于贴有“高耗能”标签的有色金属产业中，同样面临着产业升级和产量调整的挑战。

1.2 驱动质的提升，产业升级成为关键

中央经济工作会议瞄准“碳达峰、碳中和”目标，铜冶炼行业也应紧跟步伐，强化企业社会责任，推进产业技术升级，实现全行业低碳排高质量发展。

在铜冶炼行业发展的历史之路上，污染严重的鼓风炉、反射炉和电炉工艺的全面淘汰是一座重要的里程碑。而国内自主研发创新的氧气底吹熔炼、侧吹熔炼和引进的闪速熔炼、诺兰达法、艾萨法和奥斯麦特法等先进熔炼技术，传质传热效率高，减少了生产过程中二氧化碳的排放，推动铜冶炼行业在节能减排路上迈出一大步。在如今“碳达峰、碳中和”政策的指引下，企业应强化闪速熔炼、熔池熔炼和氧气运用的冶金过程，降低熔炼系统转炉用电、阳极炉重油和天然气消耗量，激发余热回收方面的潜力，同时倡导风机和水泵变频节能。总体来说，争取资源更高效利用将成为冶炼企业打赢减排攻坚战的重要手段。

面临严格的碳约束，铜冶炼企业或将经历产业升级和能源结构转型的阵痛，但是企业生产系统调整的灵活性，使得炼厂在技术革新期间难以出现超预期减产，因此工艺的小幅改进对电解铜供应的影响较小，所以“碳达峰、碳中和”对铜冶炼产能的削减力度轻微。

1.3 扰动量的调整，产量缩减幅度几何？

“碳达峰、碳中和”工作部署对产量的影响具体体现在电力价格、碳排放额度和环保政策三方面。

其一，铜冶炼产量是否受限与电力价格的涨跌幅度相关，电价的大幅变动对成本和产量影响程度深，但电价的小步调整对供应的干扰微弱。

“碳达峰、碳中和”的加速发酵，促进各地管控措施加码，电价的调整将会对企业成本产生一定的影响。不同企业对差别化电价或阶梯式电价政策的执行成本各不相同，以吨铜耗电 1200-1500 千瓦时估算，0.02 元/千瓦时电价变动将会导致 24-30 元成本差异，但抬升幅度仅有 0.7%，对产量并不构成威胁。

2020 年 4 季度以来各省和中央颁布的电价政策，未涉及到铜冶炼行业电力价格的提升。但内蒙古、甘肃两省对有色金属行业中电解铝和锌冶炼实施差别化电价政策，其中限制类加价 0.1 元/千瓦时，淘汰类加

价 0.3 元/千瓦时。若未来电价调整波及铜冶炼行业，采取同样政策规定加价标准，则行业中限制类和淘汰类产能的成本承压。根据国家发改委颁布的《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，单系列 10 万吨/年规模以下粗铜冶炼项目（再生铜项目及氧化矿直接浸出项目除外）被列为限制类，鼓风炉、电炉、反射炉炼铜工艺及设备被列为淘汰类，而该两类产业已完全退出国内市场，因此，差别化电价政策目前无法改变铜冶炼的电力成本，产量同样不受压制。

表 2：差别化电价政策施压于高能耗行业限制类、淘汰类产业

日期	政策	发布机构	主要内容
2020 年 10 月	省发展改革委 省生态环境厅关于对钢铁企业实施超低排放差别化电价政策的通知（苏发改价格发〔2020〕1135 号）	江苏省发展和改革委员会 江苏省生态环境厅	对全省未按国家及省钢铁行业超低排放改造要求全流程超低排放改造和评估监测的钢铁企业，以及改造后未达到超低排放要求的钢铁企业的电量价格，实行分阶段分层次加价， 最高加价为 0.02 元/千瓦时 。
2021 年 2 月	内蒙古自治区发展改革委 工信厅关于调整部分行业电价政策和电力市场交易政策的通知（内发改价费字〔2021〕115 号）	内蒙古自治区发展和改革委员会 内蒙古自治区工业和信息化厅	严格按照国家规定对电解铝、铁合金、钢铁、锌冶炼等 8 个行业实行差别电价政策。 2021 年征收标准为限制类每千瓦时 0.1 元、淘汰类每千瓦时 0.3 元 ，2022、2023 年差别电价的加价标准，在现行水平的基础上分别提高 30%、50%。
2021 年 2 月	关于印发《甘肃省高耗能行业执行差别电价管理办法》的通知（甘发改产业规〔2021〕47 号）	甘肃省发展和改革委员会 甘肃省工业和信息化厅 甘肃省财政厅 甘肃省生态环境厅 等 7 部门	对钢铁、铁合金、电解铝、锌冶炼等八个高耗能行业企业的产能，按照允许类、限制类和淘汰类分别执行差别化电价， 限制类生产用电加价 0.1 元/千瓦时，淘汰类加价标准为 0.3 元/千瓦时 。
2021 年 3 月	政府工作报告	国务院	用改革办法推动降低企业生产经营成本。推进能源、交通、电信等基础性行业改革，提高服务效率，降低收费水平。 允许所有制造业企业参与电力市场化交易，进一步清理用电不合理加价，继续推动降低一般工商业电价 。

资料来源：政府网站，国泰君安期货产业服务研究所

其二，产量上方空间与碳排放权额度及其交易价格亦有关联，若碳排放权额度分配严格、交易价格高企，则产量将遭受巨大打击，反之同样成立。

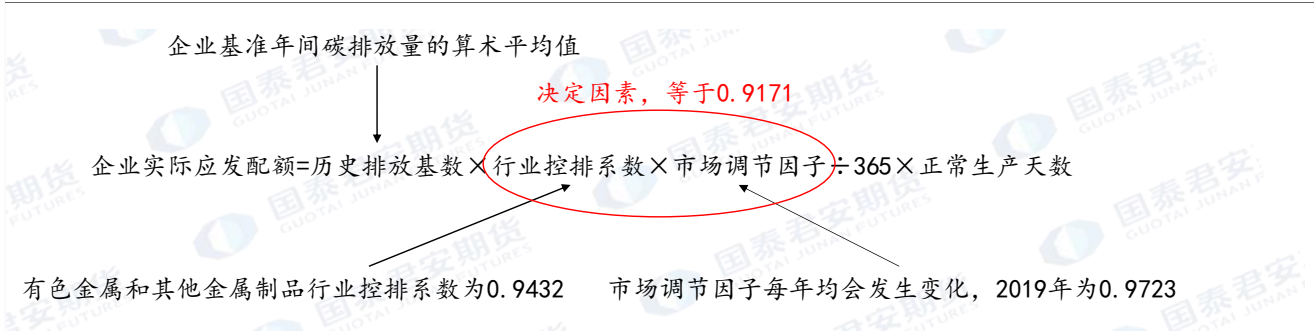
2021 年 1 月，生态环境部公布《碳排放权交易管理办法（试行）》（以下简称《办法》），自 2021 年 2 月 1 日开始施行，最终覆盖发电、石化、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸和国内民用航空等八个行业。《办法》将年度温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量的企业纳入重点排放单位，指出重点排放单位应当控制温室气体排放。除此之外，《办法》还明确了碳排放权交易体系采用基准线法进行配额分配，即对单位产品的二氧化碳排放量进行限制，根据企业的生产产量及其对应的基准线进行分配。

虽然有色金属行业暂未进入全国碳排放权交易体系，但是已经有大冶有色金属集团控股有限公司和中铝华中铜业有限公司等企业在试点地区参与碳排放权交易。

2011 年 10 月，《国家发展改革委办公厅关于开展碳排放权交易试点工作的通知》下达至北京市、天津市、上海市、重庆市、广东省、湖北省、深圳市发展改革委，标志着碳排放权交易试点工作的顺利开展。在提供铜冶炼产能的湖北、广东两省中，湖北省将有色金属行业纳入了碳排放管理和交易范围。

2020 年 8 月，湖北省生态环境厅印发《湖北省 2019 年度碳排放权配额分配方案》（以下简称《方案》），《方案》中规定，有色企业按历史法进行配额计算。以湖北省试点政策为例，企业碳排放额度配额在基准年基础上按 0.9171 的比例缩减，若预期实际排放量超出配额，企业可以选择提前将生产计划调降 8.29% 或在市场中购买配额。对于铜冶炼企业，提前排产收缩产量可行性不高，而碳排放权额度单价较低，结合前文计算得到的吨铜碳排放 3.7 吨，购买配额后铜的成本增加约 100 元/吨，对生产的影响较小。

图 4：企业碳排放权额度分配计算——历史法

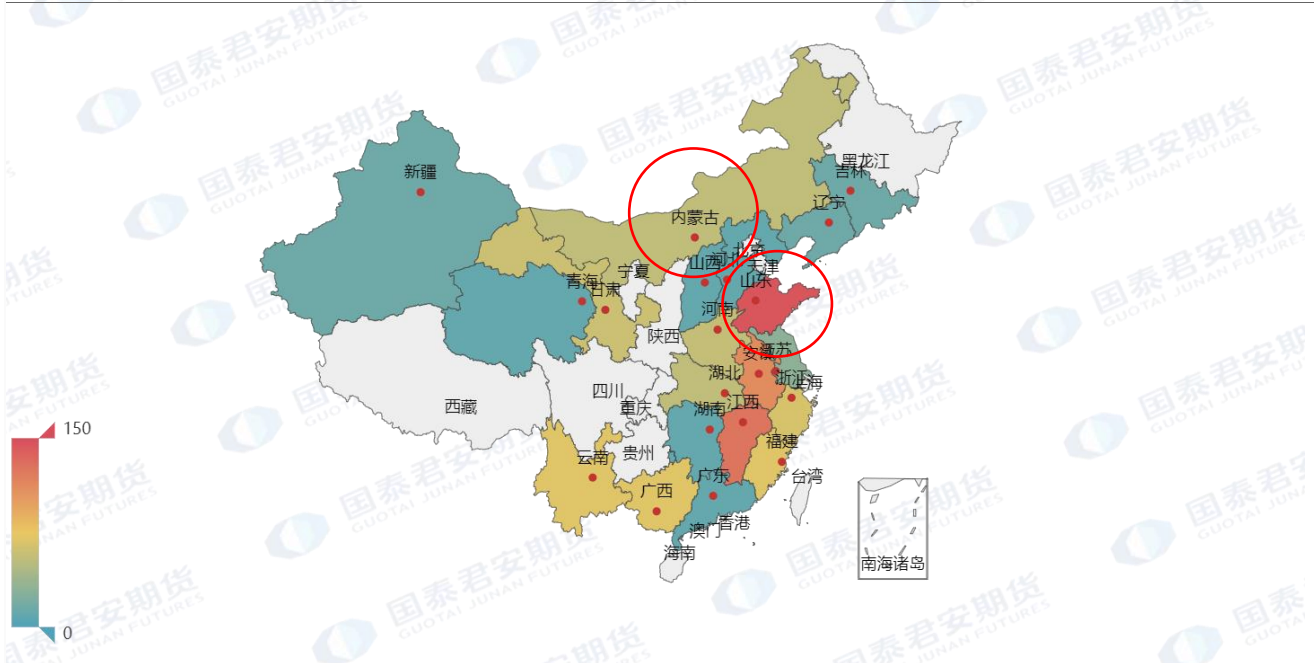


资料来源：湖北省生态环境厅，国泰君安期货产业服务研究所

其三，铜冶炼产量同时受环保政策的扰动，环保管控和政策实施的力度决定减量。

铜冶炼产能分布不均，各区域能耗状况不一，山东、内蒙古等能耗大省预计将实行更为严格的管控措施，提高环保督察检查标准。同时，不同地区因重污染天气发布的限产停产规定存在差异，因此各地区减量预期不同，可根据具体时间各省冶炼产能及政策力度来测算环保对供应的边际影响量。

图 5：铜冶炼产能分布不均，预计山东、内蒙古等能耗大省环保政策更为严格，对铜产能边际影响量更大



资料来源：我的有色网，国泰君安期货产业服务研究所

总体来说，“碳达峰、碳中和”的目标对铜供给侧的量的影响相对较小，但对质的提升驱动较大。铜冶炼企业只有将节能提效、清洁生产作为提质的首要目标，才可以减少电解铜生产与国家减碳工作细则之间的博弈，从而维持量的稳定输出。

2. “碳中和”带动新能源快速发展，需求端迎来重大机遇

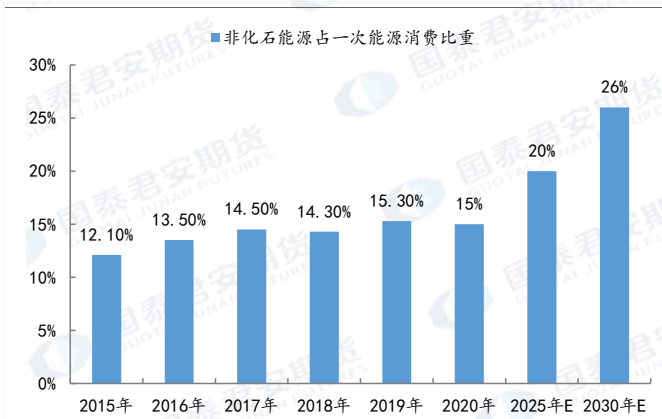
实现“碳达峰、碳中和”的重要路径是调整能源结构，需要“稳步推进水电发展，安全发展核电，加快光伏和风电发展”。据此路径，光伏和风电将会得到迅速发展，成为清洁能源的主力军。同时，实现“碳达峰、碳中和”还需要提高终端消费行业的电气化率，推进节能低碳技术的研发和推广应用，减少化石能源的消费和二氧化碳的排放。从目前情况来看，新能源汽车将是助力减少化石能源消费的重要推手之一。新能源汽车主要使用电能或者氢能获取动力，二氧化碳或者其他温室气体的直接排放为零，所以新能源汽车行业快速发展能够显著降低碳排放。

2.1 光伏和风电为清洁能源的主力军

气候雄心峰会，明确了风电、太阳能（以下也称“光伏”）对“碳达峰、碳中和”的贡献度。去年 12 月习主席在气候雄心峰会上宣布中国气候治理新举措，提出了“到 2030 年非化石能源占一次能源消费比重将达到 25% 左右，风电和太阳能发电总装机容量达 12 亿千瓦以上”的目标。同时，为完成 2030 年非化石能源占比目标，国家能源局综合司发布《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设事项的通知（征求意见稿）》，要求加快风电、光伏发电项目开发建设，2021 年风电、光伏发电量占全社会用电量的比重达到 11% 左右，意味着 2021 年风电和光伏发电比重同比将提升 1.3 个百分点左右。根据以上增长速度推算，2025 年风电和光伏发电占用电总量的比重为 6.5%，2030 年提高至 24%。测算结果显示，2021 年、2025 年和 2030 年风电和光伏发电量分别可以达到 8649.14 亿千瓦时、14319.64 亿千瓦时和 25476.92 亿千瓦时，年均增长率分别为 14.6%、13.4%、12.2%，增速强劲。

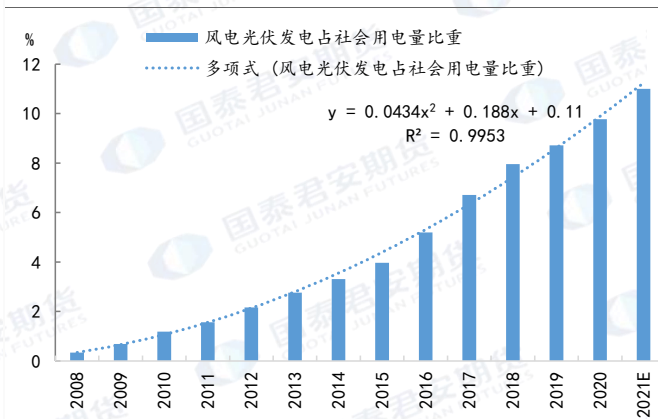
风电和光伏快速发展，发电装机总容量冲刺预期目标。根据能源局数据估算，光伏平均有效日照时间约为 4.5 小时/天，风电平均利用时间为 5-6 小时/天。同时，国家电网“十四五”规划内容中提到，2020 年风电占风电和光伏总装机量的 48%，2025 年这个比例将上升到 53%。据以上数据推算，2021 年光伏和风电装机总量可达到 5.15 亿千瓦，其中光伏和风电装机量分别为 2.61 亿千瓦和 2.54 亿千瓦；2025 年光伏和风电装机总量将发展至 8.55 亿千瓦；2030 年可以实现 15.24 亿千瓦装机总量，达成气候雄心峰会提出的超过 12 亿千瓦的目标。

图 6：非化石能源占一次能源消费比重



资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

图 7：风电和光伏发电量占社会用电量比重



资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

表 3：风电、太阳能装机量的测算：2030 年装机总容量可达到 15.24 亿千瓦，符合目标

日期	2019	2020	2021E	2025E	2030E
光伏和风电发电量（亿千瓦时）	6753.09	7545.69	8649.14	14319.64	25476.92
光伏和风电增量（亿千瓦时）		792.60	1103.45	5670.50	11157.28
光伏比例	48.35%	47.37%	48.00%	51.33%	53.00%
风电比例	51.65%	52.63%	52.00%	48.67%	47.00%
光伏发电量（亿千瓦时）	3265.12	3574.39	4151.59	7350.27	13502.77
风电发电量（亿千瓦时）	3487.97	3971.30	4497.55	6969.37	11974.15
光伏平均有效日照时间（小时/天）	4.50	4.50	4.50	4.50	4.50
风电平均有效运行时间（小时/天）	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
光伏装机量（亿千瓦）	2.05	2.24	2.61	4.61	8.48
风电装机量（亿千瓦）	1.97	2.24	2.54	3.94	6.76
光伏和风电装机总量（亿千瓦）	4.02	4.49	5.15	8.55	15.24
光伏和风电装机增量（亿千瓦）		0.47	0.66	3.40	6.69

资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

备注：本表计算的装机量为理论上全年能够正常运行的装机量；光伏和风电的弃电率均设定为 4%。

光伏和风电装机总量提升，对铜消费构成重大利好。世界海上风电论坛(WFO)报告指出，海上风电装机容量年均增长率为 20%左右，以此数据作为国内海上发电装机容量的平均增速，2025 年国内海上风电装机容量为 0.2 亿千瓦，2030 年可达到 0.51 亿千瓦。根据国际铜业协会数据，理论上海上风能发电系统每兆瓦装机容量需要铜大约 15 吨，陆上风能发电系统需要约 2.5-6 吨，太阳能光伏发电需要约 4 吨。测算结果显示，2021 年光伏和风电将拉动 31.00 万吨铜的消费量；2021-2025 年拉动 191.69 万吨，年均用铜量 38.34 万吨；2026-2030 年拉动 326.21 万吨，年均用铜量 65.24 万吨，光伏和风电对铜的需求持续扩大。

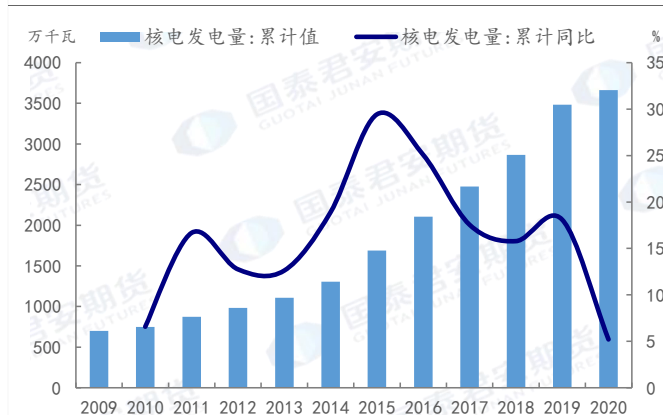
表 4：风电和光伏装机量用铜量的测算：2021 年光伏和风电带动铜的消费量为 31.00 万吨

	2019	2020	2021E	2025E	2030E
风电装机容量（亿千瓦）	1.97	2.24	2.54	3.94	6.76
海上风电装机容量（亿千瓦）	0.07	0.08	0.10	0.20	0.51
陆上风电装机容量（亿千瓦）	1.90	2.16	2.44	3.73	6.26
光伏装机容量（亿千瓦）	2.05	2.24	2.61	4.61	8.48
海上发电平均用铜量（吨/兆瓦）	15	15	15	15	15
陆上风电平均用铜量（吨/兆瓦）	5	5	5	5	5
光伏发电平均用铜量（吨/兆瓦）	4	4	4	4	4
海上风电用铜量（万吨）		2.05	2.46	4.61	9.58
陆上风电用铜量（万吨）		12.97	14.04	19.28	25.26
光伏发电用铜量（万吨）		7.76	14.49	19.84	30.90
光伏和风电合计用铜量（万吨）		22.78	31.00	43.72	65.75

资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

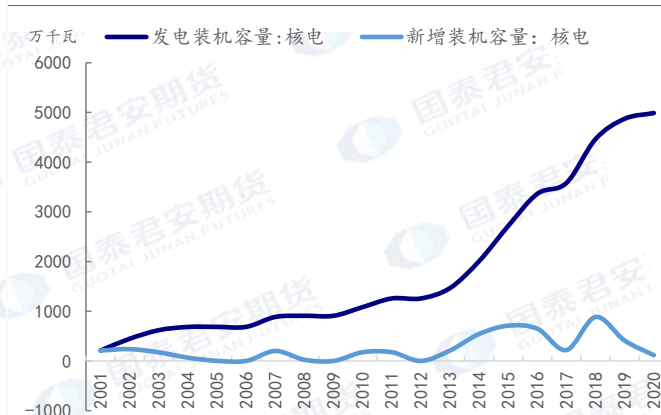
核电发展有序进行，未来发展空间可期，助力“碳达峰、碳中和”目标实现。对于核电，政府的态度主动发生转变，从稳妥推进到今年的积极有序发展，这将改变此前新增核电装机容量和发电量的萎缩状态。根据市场预测，“十四五”期间至少有 3500 万千瓦核电机组开工，考虑到核电建设周期 5 年左右，2030 年核电装机容量将达到 1.1 亿千瓦。基于核电建设周期推算，2021-2031 年核电新增装机容量将整体呈现上升的趋势，其中 2021 年新增装机容量 0.04 亿千瓦，2021-2025 年增加 0.25 亿千瓦，2026-2030 年增加 0.35 亿千瓦。假设核电装机平均用铜量为 3 吨/兆瓦，2021 年核电带动铜消费 1.23 万吨；2021-2025 年、2026-2030 年分别带动铜消费 7.53 万吨、10.50 万吨，年均铜消费量从 1.51 万吨增至 2.10 万吨。

图 8：中国十三五期间核电发电量增速趋势下滑



资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

图 9：2018 年-2020 年中国新增核电装机容量连续下滑



资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

表 5：核电用铜量测算：2021 年核电用铜量 1.23 万吨

	2019	2020	2021E	2025E	2030E
核电装机容量（亿千瓦）	0.49	0.50	0.54	0.75	1.1
核电新增装机容量（亿千瓦）		0.01	0.04	0.06	0.09
核电平均用铜量（吨/兆瓦）	3	3	3	3	3
核电总用铜量（万吨）		0.35	1.23	1.65	2.58

资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

2.2 新能源汽车主导行业发展格局

政策支持力度增强，推动新能源汽车快速发展。2 月，商务部办公厅关于印发《商务领域促进汽车消费工作指引和部分地方经验做法的通知》，要求推广新能源汽车消费，对无车家庭购置首辆新能源家用汽车给予支持，研究不限购的具体措施，鼓励完善新能源汽车使用环境，引导企事业单位按不低于现有停车位数量 10% 的比例建设充电设施。今年政府工作报告中也提出“优化产业结构”，“大力发展新能源”。市场普遍认为政府还将对新能源汽车行业持续释放利好政策，为新能源汽车行业铺设高速成长的道路。

新能源汽车产销快速攀升，成长空间进一步拓展。中国汽车业协会（以下简称“中汽协”）数据显示，2020 年我国新能源汽车产销分别完成 136.6 万辆和 136.7 万辆，同比分别增长 7.5% 和 10.9%，产销量均创下阶段性新高。中汽协预计，2021 年我国新能源汽车产销将达到 180 万吨，同比增速超过 30%。根据“到 2025 年新能源汽车新车销售量达到汽车新车销售总量的 20% 左右，2035 年纯电动汽车成为销售主流”的发展规划，2025 年我国新能源汽车销量将达到 664.62 万辆，2030 年翻倍增长至 1477.42 万辆以上。

新能源汽车蓬勃发展，催化充电桩的需求提升。当前中国新能源汽车充电桩数量不足。截至 2020 年 12 月，我国公共充电桩数量为 68.27 万个，家用充电桩数量为 87.4 万吨，合计 155.67 万吨。但是同期新能源汽车保有量已经达到 499.02 万辆，车桩比为 3.21:1，远未达到《电动汽车充电基础设施发展指南（2015-2020 年）》中规划的车桩比接近 1:1 的目标。未来新能源汽车产销量的迅速增长将为充电桩等配套设施的需求注入强力催化剂，假设 2021 年开始桩车比等比例增加，2025 年新能源充电桩规模将达到 1125.37 万个，2030 年扩充至 4873.04 万个。

新能源汽车行业的迅速崛起，以及充电桩需求量的成长潜力，共同驱动铜消费提升。根据国际铜业协会数据，每辆纯电动汽车用铜量平均为 83 公斤，每辆混合动力汽车用铜量平均为 40 公斤，相较每辆传统

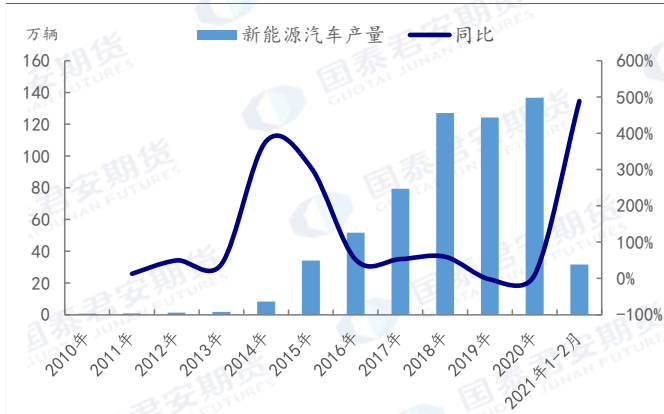
燃油汽车铜用量平均增加 23 公斤。同时，我们假定直流充电桩每台用铜 70 公斤，交流充电桩每台用铜 4 公斤，家用充电桩每台用铜 2 公斤。测算结果显示，2021 年新能源汽车以及充电桩用铜量 15.90 万吨，2025 年可达到 59.88 万吨，2030 年达到 135.60 万吨，铜需求量的迅猛增加显而易见。

表 6：中国新能源汽车政策

发布日期	公告	主要内容
2021年2月10日	商务部办公厅关于印发商务领域促进汽车消费工作指引和部分地方经验做法的通知	推广新能源汽车消费。鼓励限购地区号牌指标数量配置向新能源汽车倾斜，对无车家庭购置首辆新能源家用汽车给予支持，研究不限购的具体措施。完善新能源汽车使用环境。便利新能源汽车充（换）电，鼓励有条件的地方出台充（换）电基础设施建设运营补贴政策，引导企事业单位按不低于现有停车位数量10%的比例建设充电设施。
2020年11月2日	国务院办公厅关于印发新能源汽车产业发展规划（2021—2035年）的通知（国办发〔2020〕39号）	规划指出2021年起公共领域车辆新能源汽车比例不低于80%，到2025年，纯电动乘用车新车平均电耗降至12.0千瓦时/百公里，新能源汽车新车销售量达到汽车新车销售总量的20%左右，到2035年，纯电动汽车成为新销售车辆的主流，公共领域用车全面电动化，燃料电池汽车实现商业化应用。
2020年9月21日	关于开展燃料电池汽车示范应用的通知（财建〔2020〕394号）	对燃料电池汽车的购置补贴政策，调整为燃料电池汽车示范应用支持政策。
2020年6月23日	关于修改《乘用车企业平均燃料消耗量与新能源汽车积分并行管理办法》的决定（第53号）	完善乘用车企业平均燃料消耗量与新能源汽车积分并行管理办法，明确了2021年至2023年新能源汽车积分比例要求，分别为14%、16%、18%。
2020年4月23日	关于完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知（财建〔2020〕86号）	从2020年起，新能源乘用车、商用车企业单车申报清算车辆数量应分别达到10000辆、1000辆；将新能源汽车推广应用财政补贴政策实施期限延长至2022年底；平缓补贴退坡力度和节奏，原则上2020-2022年补贴标准分别在上一年基础上退坡10%、20%、30%。
2020年4月22日	关于新能源汽车免征车辆购置税有关政策的公告（财政部 税务总局 工业和信息化部公告2020年第21号）	自2021年1月1日至2022年12月31日，购置列入《免征车辆购置税的新能源汽车车型目录》的纯电动汽车、插电式混合动力（含增程式）汽车、燃料电池汽车免征车辆购置税。

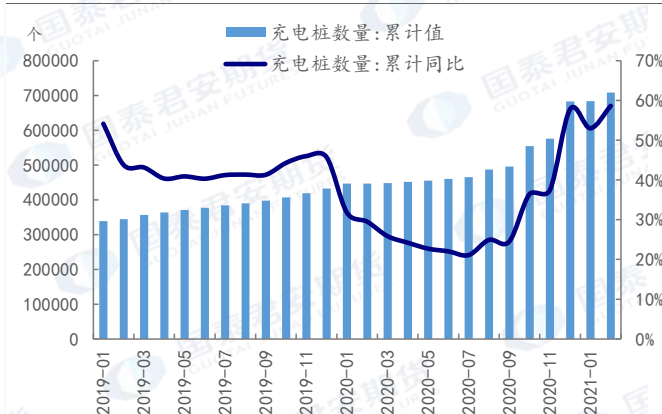
资料来源：政府网站，国泰君安期货产业服务研究所

图 10：中国新能源汽车产量



资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

图 11：新能源汽车充电桩数量



资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

表 7：新能源汽车以及充电桩用铜量测算：2021 年用铜量 15.90 万吨

中国	2019	2020	2021E	2025E	2030E
年末电动车保有量（万辆）	381.00	499.02	654.08	2156.06	7252.01
电动车销售总量（万辆）	120.61	137.07	180.01	664.62	1477.42
纯电BEV（万辆）	97.18	110.50	145.11	536.09	1187.94
插电混动PHEV（万辆）	23.15	26.00	34.14	126.14	279.51
燃料电池FCEV（万辆）	0.27	0.57	0.76	2.38	9.97
充电桩保有量（万个）	121.92	168.15	262.91	1125.37	4873.04
交流充电桩保有量（万个）	30.48	49.80	65.73	281.34	1218.26
直流充电桩保有量（万个）	19.51	30.90	42.07	180.06	779.69
直流一体充电桩保有量（万个）	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
家用充电桩保有量（万个）	70.71	97.53	152.49	652.71	2826.36
充电桩/新能源汽车	0.32	0.34	0.40	0.52	0.67
电动车（万吨）	9.24	11.38	14.94	55.16	122.63
纯电BEV（万吨）	8.07	9.17	12.04	44.50	98.60
插电混动PHEV（万吨）	1.16	2.16	2.83	10.47	23.20
燃料电池FCEV（万吨）	0.01	0.05	0.06	0.20	0.83
充电桩（万吨）	0.69	0.93	0.96	4.72	12.97
交流充电桩（万吨）	0.05	0.08	0.06	0.35	0.97
直流充电桩（万吨）	0.60	0.80	0.78	3.95	10.87
直流一体充电桩（万吨）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
家用充电桩（万吨）	0.05	0.05	0.11	0.41	1.13
用铜总量（万吨）	9.93	12.31	15.90	59.88	135.60

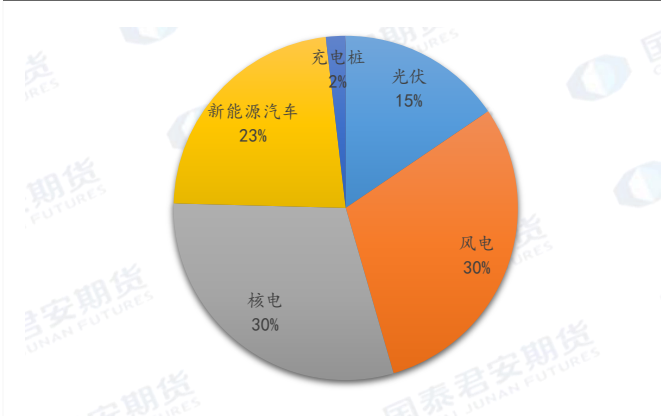
资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

2.3 清洁化趋势加速，铜消费潜力释放

在“碳达峰、碳中和”的战略布局中，新能源行业势必发挥其中流砥柱的作用，成为减碳工作的重要抓手，新能源的成长空间巨大，同时也蕴含着铜行业发展的重要机遇。根据以上的测算，2021 年新能源领域用铜量为 48.13 万吨，2025 年可以达到 105.25 万吨，2030 年将增至 203.92 万吨。从新能源用铜增速上看，2021-2025 年平均增速为 24.32%，2021-2030 年平均增速为 19.12%，均处于较高的增速水平。细分行业中，新能源汽车用铜增速最快。2021-2025 年新能源汽车用铜量平均增速为 37.11%，2021-2030 年平均增速为 26.84%，远超新能源领域铜消费平均增速。新能源汽车用铜量在新能源领域的占比也在不断提升，2020 年、2025 年和 2030 年新能源汽车用铜量占比分别为 23%、41%和 60%，占比的阶梯式增长表明新能源汽车将是未来铜消费的重要驱动力。

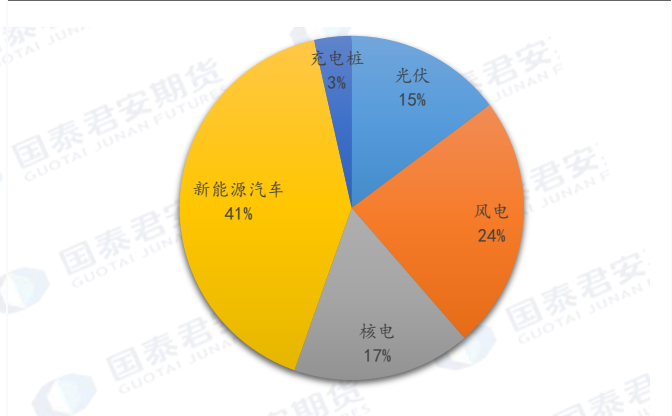
现在的问题是，新能源行业的崛起是否使传统用铜消费行业受到严重冲击？在发电行业中，传统发电系统用铜约为 1 吨/兆瓦，假定光伏和风电系统对传统发电系统的替代比例为 1:1，则 2021 年发电行业用铜量为 25.22 万吨，2025 年为 35.45 万吨，2030 年为 54.03 万吨，仅略小于光伏和风电系统新增用铜量。在新能源汽车行业中，新能源汽车销量提升会对传统汽车销量产生扰动，但影响相对较小。而充电桩是新能源汽车的配套设施，其数量的增长将和新能源汽车数量保持一定的比例，不会对其他消费行业施压。根据我们的测算，在新能源汽车的影响下，传统汽车 2021 年铜消费增量为 1.58 万吨，2025 年仅减少 3.4 万吨，预计 2030 年预计减少 0.19 万吨。总体来看，新能源行业的快速发展对传统铜消费行业冲击不大，2021 年影响 5.43 万吨，2025 年为 14.71 万吨，2030 年为 12.86 万吨。我们可以认为，新能源行业的快速发展，将为铜消费增长开辟新赛道，持续激发铜的消费潜力。

图 12：2020 年新能源细分行业用铜量占比



资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

图 13：2025 年新能源细分行业用铜量占比



资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

表 8：新能源行业为铜的消费增长带来新赛道，铜消费潜力将得到快速释放

	2020	2021E	2025E	2030E
光伏（万吨）	7.76	14.49	19.84	30.90
风电（万吨）	15.02	16.51	32.04	26.69
核电（万吨）	0.35	1.23	1.65	2.58
新能源汽车（万吨）	11.38	14.94	55.16	122.63
充电桩（万吨）	0.93	0.96	4.72	12.97
新能源用铜合计（万吨）	35.43	48.13	113.40	195.77
新能源扣除替代后铜量（万吨）	29.33	42.70	98.70	182.91

资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

3. 价格展望

中国是全球最大的精铜生产国和消费国，中国铜的供需对铜价未来走势具有指引作用。随着“碳达峰、碳中和”政策的实施，中国精铜产量增长可能受限，但中国铜消费的空间逐步打开，铜价未来将持续处于多头格局。

从供应端看，铜冶炼企业或将面临产业升级和产量调整的挑战。一方面，企业亟待能源结构转型，推进产业技术升级，实现全行业高质量清洁生产。但是，企业生产系统调整的灵活性，使得炼厂在技术革新期间难以出现超预期减产，工艺小幅改进对电解铜供应的影响较小。另一方面，铜产量受电力价格、碳排放权额度和环保政策的影响，根据电价相关政策，差别电价或阶梯式电价对铜冶炼成本及产量的影响甚微；在湖北省碳排放权交易中心体系下模拟铜冶炼企业碳排放超额，估算得到额度购买成本约为 100 元/吨铜，对产量亦不构成威胁；环保政策的扰动带来的减量预期在各地各阶段迥乎不同，需根据具体时间各省冶炼产能及政策力度来测算边际影响量。总体来说，“碳达峰、碳中和”政策对铜供应端的量的影响暂且可以忽略不计。

从需求端看，新能源为铜的消费增长带来新的赛道，铜下游迎来历史性机遇。一方面，供给结构的清洁化趋势，促进光伏和风电快速发展。2021 年光伏和风电装机总量可以达到 5.15 亿千瓦，其中光伏装机量和风电装机量分别为 2.61 亿千瓦和 2.54 亿千瓦；2025 年光伏和风电装机总量为 8.55 亿千瓦。随着光伏和风电装机总规模的扩张，铜消费的成长空间逐步扩大。2021 年光伏和风电拉动铜消费 31.00 万吨；2021-2025 年带动铜消费量为 191.69 万吨，年均用铜量 38.34 万吨。同时，核电积极推进，有利于核电装机容量

的提升和铜需求端的打开。我们预计，2021 年核电新增装机容量 0.04 亿千瓦，2021-2025 年增加 0.25 亿千瓦；2021 年核电带动铜消费 1.23 万吨。假定光伏和风电系统对传统发电系统的替代比例为 1:1，则 2021 年发电行业用铜量将为 25.22 万吨，2025 年为 35.70 万吨，2030 年为 54.03 万吨。

另一方面，政策支持力度增强，推动新能源汽车主导行业格局。根据国家政策制定的目标推算，2021 年中国新能源汽车产销将达到 180 万吨，2025 年将达到 664.62 万辆，带动 2021 年铜消费量 15.90 万吨，2025 年铜消费量 59.88 万吨。虽然新能源汽车销量提升会对传统汽车销量产生扰动，但影响相对较小。同时，作为新能源配套的充电桩需求量也将快速提升。2021 年充电桩保有量将达到 262.91 万个，2025 年将达到 1125.37 个，带动 2021 年铜消费 0.96 万吨，2025 年铜消费 4.72 万吨。

从供需平衡上看，2021-2025 年中国铜供需存在缺口。基于对 2021-2025 年国内精铜供应增速 4.10% 和消费增速 4.06% 的判断，该时间周期内铜的供需缺口将达到 115.69 万吨，铜价长期处于多头格局的确定性较强。站在 2021 年的角度看，中国铜的供应可以达到 959 万吨，进口估算为 328 万吨，实际消费预计为 1310 万吨，供需缺口为 23 万吨。我们预计，随着“碳达峰、碳中和”的工作细则落地，供应受限和消费回升的预期还将有可能发酵，铜价依然存在上涨空间。

表 9：供需平衡预测：2021-2015 年中国铜供需处于缺口状态

中国	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
中国精铜产量（万吨）	930	959	995	1035	1080	1137
精铜产量同比（%）		3.12	3.75	4.02	4.35	5.28
精铜净进口（万吨）	446	328	330	340	350	360
精铜表观消费（万吨）	1376	1287	1325	1375	1430	1497
精铜实际消费（万吨）	1352	1310	1345	1393	1454	1533
精铜实际消费同比（%）		4.63	2.66	3.60	4.35	5.43
新能源扣除替代后用铜量（万吨）	29.33	42.70	49.82	60.57	75.69	98.70
新能源消费占比（%）	2.17	3.26	3.70	4.35	5.21	6.44
供需平衡（万吨）	23.75	-23.00	-19.87	-18.33	-23.87	-35.83

资料来源：国泰君安期货产业服务研究所

备注：2020 年消费量包含国储和隐性库存消耗，2021 年消费增速是 2021 年实际消费对 2020 年扣除国储和隐性库存后的消费增长。

本公司具有中国证监会核准的期货投资咨询业务资格

本内容的观点和信息仅供国泰君安期货的专业投资者参考。本内容难以设置访问权限，若给您造成不便，敬请谅解。若您并非国泰君安期货客户中的专业投资者，请勿阅读、订阅或接收任何相关信息。本内容不构成具体业务或产品的推介，亦不应被视为相应金融衍生品的投资建议。请您根据自身的风险承受能力自行作出投资决定并自主承担投资风险，不应凭借本内容进行具体操作。

分析师声明

作者具有中国期货业协会授予的期货投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

免责声明

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。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，本报告所指的期货标的的价格可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。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。

本报告中所指的研究服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。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。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。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。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作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，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为“国泰君安期货产业服务研究所”，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

国泰君安期货产业服务研究所

上海市静安区新闻路 669 号博华大厦 30 楼 电话: 021-33038635 传真: 021-33038762

机构金融部

 上海市静安区新闻路 669 号博华大厦 29 楼
 电话: 021-33038803

上海期货大厦营业部

 上海市自由贸易试验区松林路 300 号期货大厦 2001B 室
 电话: 021-68401886 传真: 021-68402738

国际业务部

 上海市静安区新闻路 669 号博华大厦 29 楼
 电话: 021-33038895 传真: 021-33038683

上海延安东路营业部

 上海市黄浦区延安东路 58 号 14 楼 1403、1404 室
 电话: 021-63331738 传真: 021-63332282

北京分公司

 北京建国门外大街乙 12 号双子座大厦东塔 7 层 06 单元
 电话: 010-58795771 传真: 010-58795787

辽宁分公司

 大连市沙河口区会展路 129 号大连国际金融中心
 A 座-大连期货大厦 2703
 电话: 0411-84807755 传真: 0411-84807759

河南分公司

 郑州市郑东新区商务外环路 30 号期货大厦 1105 房间
 电话: 0371-65600697 传真: 0371-65610168

山东分公司

 济南市历下区草山岭南路 975 号 11 层 1107-1108 室
 电话: 0531-81210190 传真: 0531-81210191

厦门分公司

 厦门市思明区湖滨东路 95 号华润大厦 B 座 1508-1509 单元
 电话: 0592-5886155 传真: 0592-5886122

天津营业部

 天津市和平区郑州道 18 号港澳大厦 6 层
 电话: 022-23304956 传真: 022-23300863

杭州营业部

 杭州市江干区五星路 185 号泛海国际中心 6 幢 1 单元 501-B 室
 电话: 0571-86809289 传真: 0571-86922517

宁波营业部

 宁波市高新区扬帆路 999 弄 4 号 <6-1>
 电话: 0574-87916522 传真: 0574-87916513

长春营业部

 吉林省长春市净月开发区生态大街 2188 号川渝泓泰国际环球
 贸易中心 1 号楼 23 层 2302、2303 室
 电话: 0431-85918811 传真: 0431-85916622

产业发展部

 上海市静安区新闻路 669 号博华大厦 29 楼
 电话: 021-33038719

上海国宾路营业部

 上海市国宾路 36 号万达广场 B 座 1607、1608 室
 电话: 021-55892500 传真: 021-65447766

上海中山北路营业部

 上海市中山北路 3000 号长城大厦 507、508 单元
 电话: 021-32522836 传真: 021-32522823

上海银城路营业部

 上海浦东新区银城路 88 号 27 楼 06 单元
 电话: 021-58590368

广东分公司

 广州市天河区珠江新城华夏路 10 号富力中心 1102 房
 电话: 020-38628010 传真: 020-38628583

河北分公司

 石家庄市裕华区裕华东路 133 号方北大厦 B 座 8 层
 803 室、804 室
 电话: 0311-85360890 传真: 0311-85360907

陕西分公司

 西安市高新三路 12 号中国人保金融大厦 1802 室
 电话: 029-88220218 传真: 029-63091956

湖北分公司

 武汉市江岸区建设大道 718 号浙商大厦 40 楼 4005 室
 电话: 027-82886695 传真: 027-82888027

深圳分公司

 深圳市福田区益田路 6009 号新世界中心 15 楼 1502、1503、1504 室
 电话: 0755-23980587 传真: 0755-23980597

北京三元桥营业部

 北京市曙光西里甲 5 号院 22 号楼 15 层 1501、1502 单元
 电话: 010-64669008 传真: 010-64669884

青岛营业部

 青岛市崂山区香港东路 195 号 11 号楼杰正财富 5 楼 501 室
 电话: 0532-80993629 传真: 0532-80993638

南京营业部

 南京市建邺区庐山路 168 号 1911 室
 电话: 025-87780990 传真: 025-87780991

长沙营业部

 长沙市雨花区韶山中路 489 号万博汇名邸三期 2401 房
 电话: 0731-82258088 传真: 0731-82256453

 国泰君安证券各营业部受理 IB 业务 客户服务中心: 95521 <http://www.gtjaqh.com>
国泰君安期货客户服务电话 95521