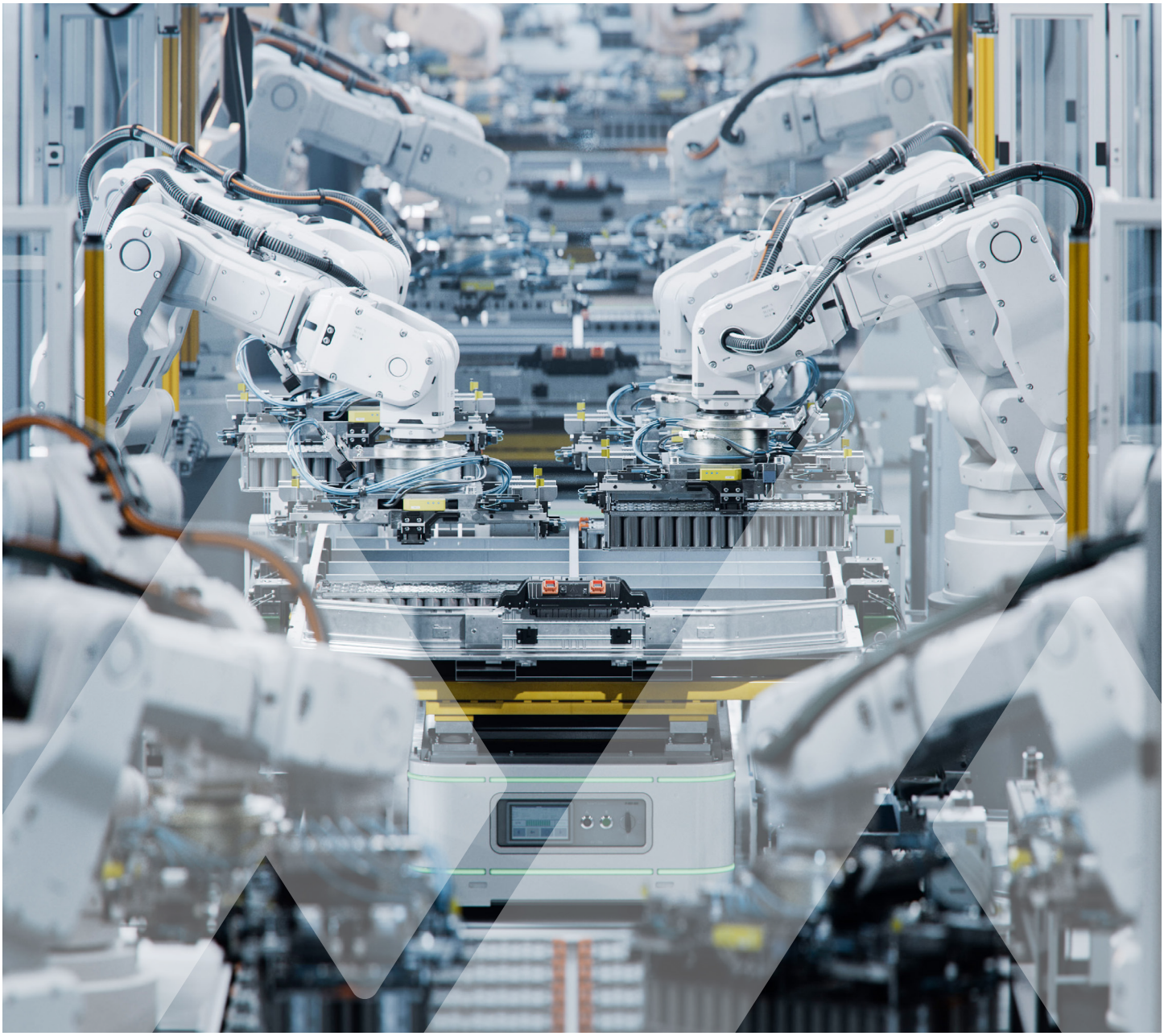
产业链多主体合作
促进动力电池全生命周期降碳



2026.11



关于落基山研究所（RMI）

落基山研究所 (Rocky Mountain Institute, RMI) 成立于 1982 年，是一家立足市场、独立运作的专业智库，致力于通过经济可行的市场化解决方案推动全球能源转型，构建繁荣、韧性、清洁的低碳未来。落基山研究所与企业、政策制定者、科研机构、创业者及跨领域伙伴广泛协作，推动战略性投资，以扩大清洁能源解决方案的规模化部署、减少能源浪费、并提升可负担清洁能源的可及性，在保障能源安全和经济效益的同时，携手共创可持续的美好愿景。目前，落基山研究所的研究和实践已覆盖全球 50 余个国家和地区。

作者与鸣谢

作者

郭凯迪，李婷，李威，马欣悦，王喆

其他作者

落基山研究所：安康欣，洪予欣，江子萱，马国淞，童源

中汽碳（北京）数字技术中心有限公司：付丽，孙锌

作者按姓名拼音顺序排列。

联系方式

李威，wli@rmi.org

王喆，zwang@rmi.org

版权与引用

郭凯迪，李威，马欣悦，李婷，王喆等，产业链多主体合作促进动力电池全生命周期降碳，落基山研究所，2026，**https://rmi.org.cn/insights/battery-life-cycle-decarbonization-report/**

RMI 重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此，我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。**https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/**

除特别注明，本报告中所有图片均来自 iStock。

致谢

刘琦宇　落基山研究所
路舒童　落基山研究所
张少君　清华大学环境学院
朱　峰　宁波金田铜业（集团）股份有限公司
刘程曦　欣旺达动力科技股份有限公司

目录

1、动力电池全生命周期减排：从支撑能源转型到推进自身降碳 5

2、动力电池全生命周期减排重点与策略分析 11

2.1 NMC 电池的减排抓手：电池生产阶段用能、电极材料、金属材料生产和回收利用 12

2.2 NMC 电池的减排路径、潜力与经济性分析 14

3、动力电池产业链上游材料减排重点：硫酸镍 18

3.1 硫酸镍减排：兼顾优先低排放技术路线的采购策略与各路线生产过程降碳 18

3.2 硫酸镍生产减排需要产业链、政策、金融相关方的系统性协调 23

4、动力电池循环回收减排策略与挑战 27

4.1 动力电池循环回收的降碳潜力及经济性分析 28

4.2 动力电池闭环循环体系仍需构建全链条闭环管理 31

5、产业链多主体合作，促进动力电池全生命周期降碳 35

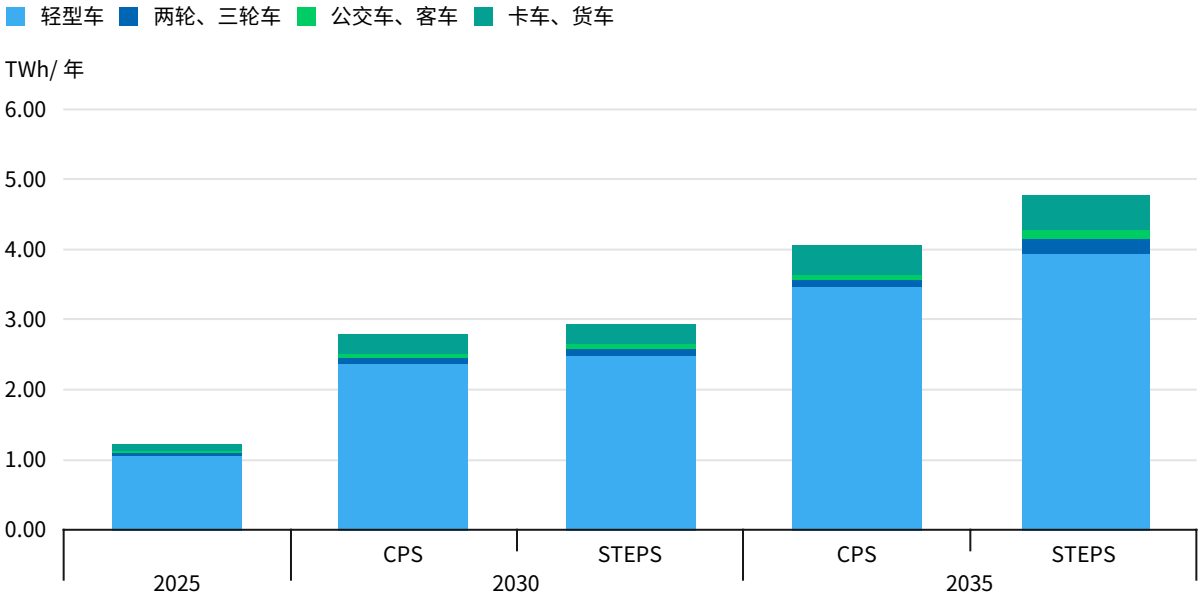
附录　NMC 动力电池全生命周期减排潜力与成本模型说明 37

参考文献 40

1、 动力电池全生命周期减排：从支撑能源转型到推进自身降碳

电池是交通运输电动化和电力系统低碳转型的关键产品。按应用场景划分，能源领域的电池主要包括用于电动乘用车、商用车等交通工具的动力电池[i]，以及用于电网调节、可再生能源消纳和用户侧用能管理的储能电池。随着电动汽车普及和风光发电规模扩大，两类需求均持续增长。国际能源署数据显示，2025 年全球电池需求约 1.5 太瓦时，同比增长逾 35%[1]。其中，电动汽车电池部署量约为 1.2 太瓦时，仍占主导地位；同时 2025 年全球新增电池储能装机 108 吉瓦，同比增长 40%[2]。展望未来，根据 IEA 预测[3]，在“既定政策情景（STEPS）”下，全球动力电池需求到 2030 年将接近 3 TWh，约为 2025 年的 2.5 倍；到 2035 年将接近 5 TWh，约为 2025 年的 4.2 倍（图表 1）。而在“2050 年净零排放情景（NZE）”下，2035 年需求将进一步增至约 9 TWh，约为 2025 年的 7.5 倍。电池产业规模的持续扩大，使其生产、使用和回收环节的资源消耗与温室气体排放成为能源转型中需要系统管理的议题。

图表 1　　全球动力电池需求与未来预测



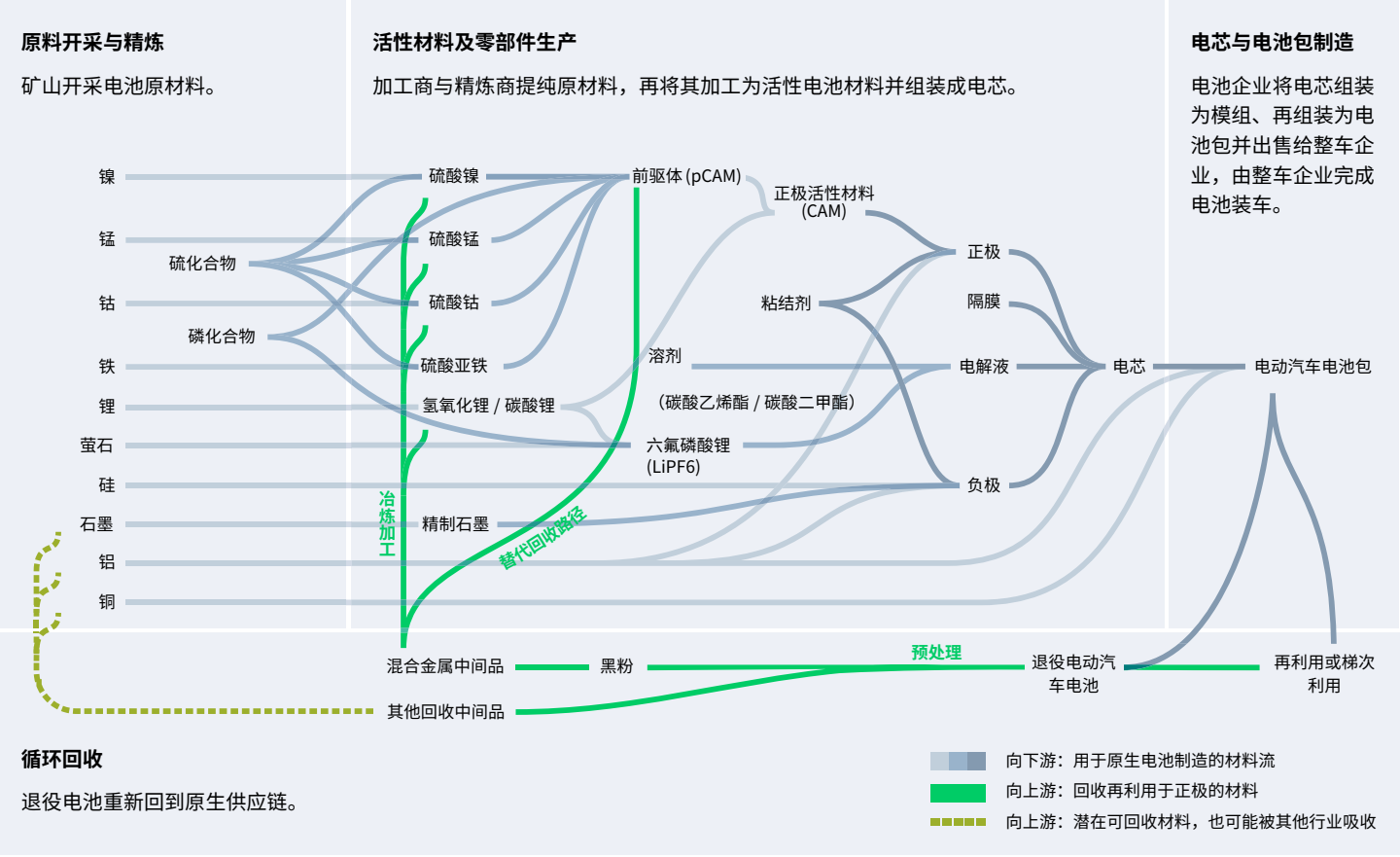
来源：IEA 数据，RMI 绘制

注：CPS(Current Policies Scenario)= 当前政策情景，STEPS(Stated Policies Scenario)= 既定政策情景。

i　本文所称“动力电池”，是指为电动汽车提供驱动动力的车载电池，不包括用于电网调节、可再生能源消纳及用户侧能源管理等场景的储能电池。除非另有说明，本文后续使用的“动力电池”均指电动汽车电池、车载电池等相关概念。

电池在支撑交通电动化和可再生能源发展的同时，其快速增长的生产规模也带来不可忽视的供应链排放。动力电池产业链条长、涉及环节与主体众多，关键矿产与材料需经多级加工和跨区域流动方能形成终端电池产品；与此同时，退役电池还可经循环回收重新回流供应链，与原生材料流交织，构成覆盖电池全生命周期的循环闭环（图表 2）。全球电池联盟与世界经济论坛的情景研究曾估计，若按其基准路径发展，2030 年全球电池生产价值链的年度温室气体排放可能达到约 1.82 亿吨二氧化碳当量[4]，相当于 2023 年全球铝行业年排放的约六分之一[ii]。相关排放广泛分布于原料开采与精炼、活性材料及零部件生产、电芯与电池包制造等环节。由此，动力电池减排需要超越单一制造环节，覆盖上述各个环节并经循环回收形成闭环，由矿产、材料、电池与回收等全链条企业共同推动低碳材料应用、清洁能源使用、产品设计优化与循环利用，在产业扩张过程中持续降低单位产品的全生命周期碳足迹。

图表 2　　动力电池供应链图谱



来源：RMI 分析

与此同时，国际市场对电池全产业链碳足迹的核算与披露要求正在细化。欧盟《电池与废电池法规》（Regulation (EU) 2023/1542）以动力电池、容量超过 2 千瓦时的可充电工业电池及轻型交通工具电池为对象，计划通过授权法案分阶段设置碳足迹声明、碳足迹标签和生命周期碳足迹上限要求。其核算边界涵盖原材料获取与预加工、电池制造、分销及报废回收等环节，并要求按电池型号和生产工厂提供相关信息。欧盟委员会于 2024 年发布了动力电池碳足迹计算与认证方法学的征求意见稿，正式核算规则仍有待最终确定。但包括原材料、部件、电芯和电池包各环节的电池产业链头部主体已经开始建立数据收集与传递机制、逐步推进电池产品碳足迹管理。

---

ii　International Aluminium Institute，2023 年全球铝生产（含原铝与回收铝）温室气体排放约 1,116 $MtCO_2e$，经 Modern Metals 2025 年 2 月报道，**https://www.modernmetals.com/road-to-responsibility.html**

在政策法规逐步完善的同时，全球主要电池企业和汽车企业也承诺范围三减排目标，企业层面的气候承诺正逐步向动力电池上游传导。电池企业中，宁德时代提出到 2035 年实现从矿产资源到电池成品的价值链碳中和；LG 新能源提出到 2050 年实现全价值链碳中和，并将供应商使用可再生能源、披露排放数据及提高再生材料使用比例纳入实施路径。汽车企业中，吉利控股、梅赛德斯－奔驰、沃尔沃汽车和福特等已将供应链或全价值链纳入长期气候目标。相关要求正进一步体现于电池采购：宝马要求电芯供应商使用可再生能源，并将上游高排放材料的能源使用纳入采购条件；梅赛德斯－奔驰要求供应商逐步提供碳中和产品。电池企业自身的核算亦显示上游减排的重要性，例如 LG 新能源披露，原材料生产与运输约占其所评估电池产品温室气体排放的 64%。因此，车企的采购要求与电池企业的价值链目标将共同推动矿产开采、材料加工、电芯制造及回收环节开展排放核算和减排（图表 3）。

图表 3　主要电池与企业对供应链减排的承诺

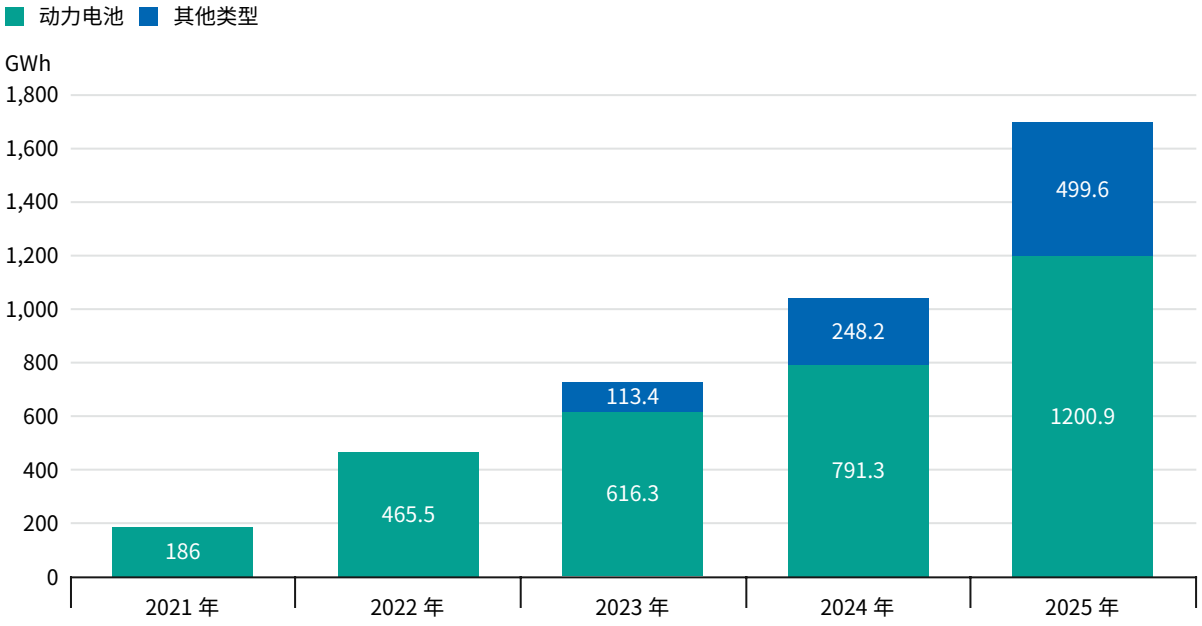
企业	类型	减排目标及与电池上游相关的行动
宁德时代	电池	已宣布实现核心运营碳中和；**目标为 2035 年实现从矿产资源到电池成品的价值链碳中和；**依托“时代碳链”构建了锂电行业首个全链路碳数据追溯平台 [5]
LG 新能源	电池	**到 2050 年实现电池价值链碳中和；**计划与供应商共同参与气候行动，追踪和检测供应链排放数据，并支持供应商参与 RE100 转型和减排活动，此外提高生产过程中再生材料的使用比例 [6]
松下能源	电池	目标为到 2031 财年将其北美工厂生产的车用锂电池**单位容量碳足迹较 2022 财年减半；**优先采购低碳排放的原材料，并与供应商合作推进减排工作 [7]
吉利控股	汽车	目标为到 **2030 年运营碳中和、到 2045 年全价值链碳中和；**提出与供应链伙伴携手，向零碳材料、零碳制造和零碳能源转型 [8]
梅赛德斯－奔驰	汽车	提出到 **2039 年实现乘用车新车产品阵容全价值链、全生命周期净碳中和，**并要求供应商最迟于 2039 年提供碳中和产品；其供应商可持续发展绩效也被纳入采购评价 [9]
沃尔沃汽车	汽车	目标为 **2040 年实现温室气体净零排放；**计划到 2030 年将**单车材料排放较 2018 年降低 30%，**明确将电池生产和原材料开采纳入供应商减排范围 [10]
宝马集团	汽车	目标为最迟到 **2050 年将全价值链排放较 2019 年降低 90%；**已将供应链减排纳入采购决策，自 2021 年起要求直接（一级）供应商及能源密集型上游工序（n 级）使用可再生能源 [11]
福特	汽车	致力于到 **2050 年实现车辆、运营及供应链碳中和；**2025 年强化供应商行为准则，要求供应商制定温室气体减排目标并增加无碳电力使用 [12]
极星	汽车	目标为到 **2030 年将每辆售出车辆的温室气体排放量减半、2035 年创造真正气候中和的汽车、2040 年实现价值链气候中和；**优先选择向完全脱碳供应链转型并不断提高循环经济性的供应商 [13]

来源：RMI 根据公开资料整理

中国在全球电池产业链中具有重要地位，形成了涵盖关键矿物加工、电池材料、电芯制造与整车生产的产业体系。庞大的下游市场与相对完整的上游供应体系相互支撑，使中国企业对全球电池产品的技术选择、生产方式和供应链管理具有显著影响。

- **中国已成为全球电池增长的核心驱动力。** 2020–2025 年，全球锂离子电池应用规模增长至 2020 年的 6 倍，其中电动汽车动力电池装车量增长至 2020 年的 7 倍以上 [14]，储能电池出货量增长至 2020 年的约 23 倍 [15]。2025 年，中国动力和储能电池合计销量达 1700.5 GWh，同比增长 63.6%[16]。其中，中国企业全球动力电池装车量占比约 75%[3]，储能电池出货量占全球市场的 94.4%[15]，在全球电池需求增长和市场发展中发挥主导作用（图表 4）。

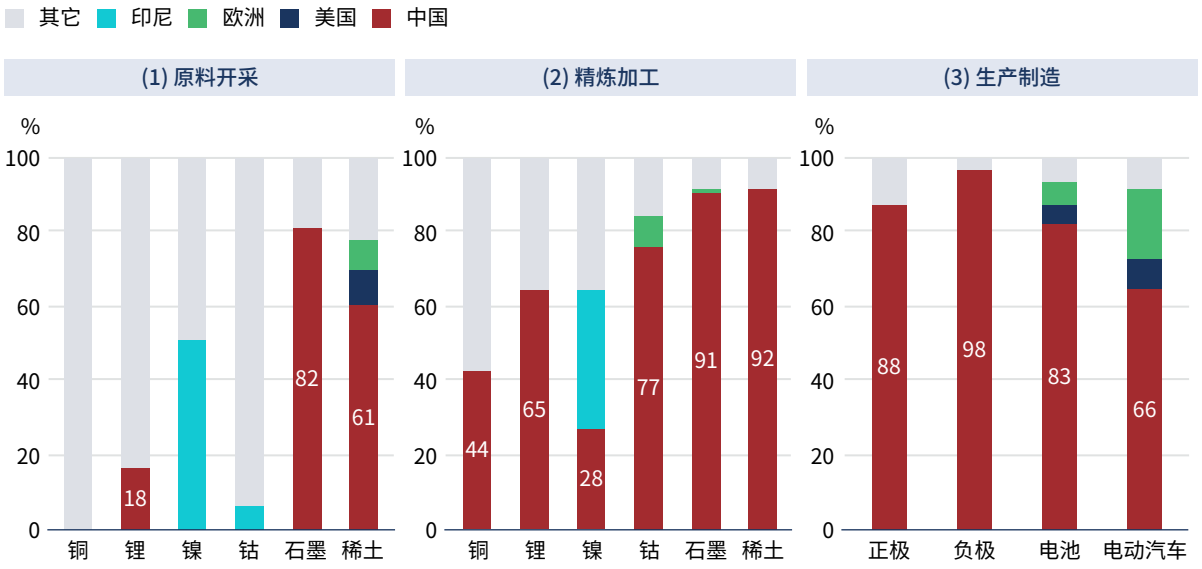
图表 4　　中国动力电池市场需求与出货概况



来源：公开数据分析，RMI 绘制

- **中国在全球电池供应链中占据关键地位。**2025 年中国生产了全球超过 80% 的电池电芯、约 85% 的电动汽车电池正极活性材料和超过 90% 的负极活性材料；同期，中国电动汽车产量约占全球的 70%[3]，是全球最大的动力电池生产国和出口国，对全球电池供应链的稳定与发展具有重要影响（图表 5）。

图表 5　　2023 年动力电池产业链全球产能占比



来源：IEA 数据 [17]，RMI 绘制

随着中国在全球电池市场和供应链中的影响力持续提升，中国也在加快推动电池产业链减排，围绕电池产品碳足迹核算体系的管理体系正在逐步建立。我国产品碳足迹管理体系中，动力电池被列为重点产品。2024 年，生态环境部等 15 部门印发《关于建立碳足迹管理体系的实施方案》，部署产品核算规则、碳足迹因子数据库、标识认证和国际衔接等工作；国务院办公厅印发的《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》进一步提出，聚焦动力电池、新能源汽车等产品加快建立碳足迹管理体系（图表 6）。

图表 6　　中国电池碳足迹相关政策进展

名称	时间	发布单位	与电池碳足迹相关的内容
《新型电池产业发展“十五五”规划》	2026 年 9 月	工信部等七部门	建立新能源汽车动力电池等产品数字身份证管理体系，探索电池数字护照国际通行方案；完善新型电池产品碳足迹核算体系、全生命周期评价模型及碳足迹因子数据库，推动碳足迹数据国际互认与共享。
国家温室气体排放因子数据库（第二版）正式发布	2026 年 3 月	生态环境部	更新全国统一温室气体排放因子数据库，为动力电池产品碳足迹核算提供基础排放因子。
工业产品碳足迹核算规则团体标准推荐清单（第三批）	2026 年 2 月	生态环境部、工信部等六部门	公布 73 项工业产品碳足迹核算规则团体标准，涵盖锂离子电池再生材料、铅酸蓄电池等产品。
《新能源汽车废旧动力电池回收和综合利用管理暂行办法》	2025 年 12 月	工信部等七部门	建立全国新能源汽车动力电池溯源信息平台，实施动力电池数字身份证和全生命周期溯源管理制度，完善生产者责任延伸、车电一体报废管理体系，强化废旧动力电池回收利用全过程监管。
《健全新能源汽车动力电池回收利用体系行动方案》	2025 年 2 月	国务院	要加快制定修订动力电池绿色设计、产品碳足迹核算等相关标准，以标准引领带动回收利用。
《新型储能制造业高质量发展行动方案》	2025 年 2 月	工信部等八部门	推动建立储能电池“护照”制度，加快建设新型储能产品碳足迹认证体系，促进国际互认
《关于征集“新三样”碳足迹国家标准项目提案的通知》	2024 年 3 月	市场监管总局标准技术司	征集电动汽车、锂电池、光伏产品“新三样”碳足迹国家标准项目提案。
《关于推动能源电子产业发展的指导意见》	2023 年	工信部等六部门	提出“支持建立锂电等全生命周期溯源管理平台，开展电池碳足迹核算标准与方法研究，探索建立电池产品碳排放管理体系”。
《新能源汽车动力蓄电池回收利用管理办法》	2018 年	工信部、科技部等	规范动力电池的回收利用，减少废弃电池对环境的影响，间接降低电池全生命周期的碳足迹。

来源：RMI 根据公开资料整理

在此基础上，中国动力电池产品碳足迹相关标准体系也在不断完善。

国家标准 GB/T 24067—2024《温室气体 产品碳足迹 量化要求和指南》确立了产品碳足迹量化的通用要求，面向电池产品的细化规则也逐步形成：锂离子电池核算团体标准被纳入工业和信息化部首批推荐清单，汽车行业标准 QC/T 1247—2025《温室气体 产品碳足迹量化方法与要求 汽车动力蓄电池》已于 2026 年 7 月实施，汽车动力电池产品碳足迹国家标准仍在制定过程中。与此同时，产品碳足迹标识认证试点已将消费型、小动力型、大动力型和储能型锂离子电池纳入首批认证目录，并发布相应的专用实施规则。

- 支撑核算的数据基础也在同步建立。生态环境部等部门先后发布 2023 年、2024 年电力碳足迹因子，并印发《产品碳足迹因子数据库建设工作指引》；国家产品碳足迹因子数据库及动力电池行业背景数据体系仍在持续建设。

- 2025 年 12 月，工业和信息化部启动汽车动力电池碳足迹申报工作，范围为在中国境内销售、额定能量大于 2 千瓦时的汽车动力电池产品。按照分步实施安排，至 2026 年底为申报试运行阶段，动力电池包生产企业须完成不少于 5 款典型产品、覆盖本企业全部化学体系的碳足迹申报，并提交第三方核查报告；自 2027 年起转入常态化申报（图表 7）。

图表 7　中国电池产业相关政策及碳足迹相关内容

名称	类别	状态	归口单位	牵头单位	范围
《温室气体 产品碳足迹量化方法与要求 汽车动力电池》[18]	国家标准（GB/T）	2026 年 9 月已发布	全国汽车标准化技术委员会	宁德时代、中国汽车技术研究中心有限公司、中汽碳（北京）数字技术中心有限公司等	规定了汽车动力电池产品碳足迹的量化范围、清单分析内容、影响评价方法、产品碳足迹报告等。适用于汽车动力电池，其他类型电池可参照使用。
《温室气体 产品碳足迹量化方法与要求 汽车动力蓄电池》（QC/T 1247-2025）[19]	汽车行业标准（QC/T）	报批公示	全国汽车标准化技术委员会	中国汽车技术研究中心有限公司、中汽碳（北京）数字技术中心有限公司等	规定了汽车动力蓄电池产品碳足迹的量化范围、清单分析内容、影响评价方法、产品碳足迹报告等。适用于汽车动力蓄电池，其他类型电池可参照使用。
《温室气体 产品碳足迹量化方法与要求 动力电池》[20]	国家生态环境标准（HJ）	征求意见	生态环境部应对气候变化司和法规与标准司	中国环境科学研究院、合绿色汽车与低碳交通联合研究中心等	规定了动力电池产品碳足迹量化的方法与要求，包括量化目的和范围、清单分析、影响评价、结果解释、产品碳足迹报告等内容。适用于磷酸铁锂蓄电池、镍钴锰酸锂蓄电池、镍钴铝酸锂蓄电池、锰酸锂蓄电池、钴酸锂蓄电池、钠离子蓄电池和镍氢蓄电池等动力电池，其他类型电池可参照使用。
《温室气体 产品碳足迹量化方法与要求 汽车动力电池》（TCSAE 411-2025）[21]	团标	发布	中国汽车工程学会标准委员会	中汽碳（北京）数字技术中心有限公司等	规定了汽车动力电池产品碳足迹和产品部分碳足迹量化的目标和范围、清单分析、影响评价、结果解释、报告和声明。适用于磷酸铁锂蓄电池、镍钴锰酸锂蓄电池、锰酸锂蓄电池、钠离子蓄电池和镍氢蓄电池等汽车动力电池。
《产品碳足迹 量化方法 车用锂离子电池》（T/CAS 878-2024）[22]	团标	发布	中国标准化协会	方圆标志认证集团有限公司	规定了车用锂离子电池的功能单位、系统边界、取舍准则、数据和数据质量、计算方法、数据质量评估和产品碳足迹量化报告的相关要求。适用于为动力系统提供能源的车用锂离子电池的碳足迹量化和报告。
《温室气体 产品碳足迹量化方法与要求 锂离子电池》（T/CQAE 12002-2024）[23]	团标	发布	中国电子质量管理协会	中国电子技术标准化研究院（CESI）	适用于消费型（手机、平板电脑等）、小动力型（电动自行车、电动平衡车等）和储能型（家庭储能、工商业储能等）锂离子电池和电池组，不适用于电动汽车用动力锂离子电池和电池组。

来源：RMI 根据公开资料整理

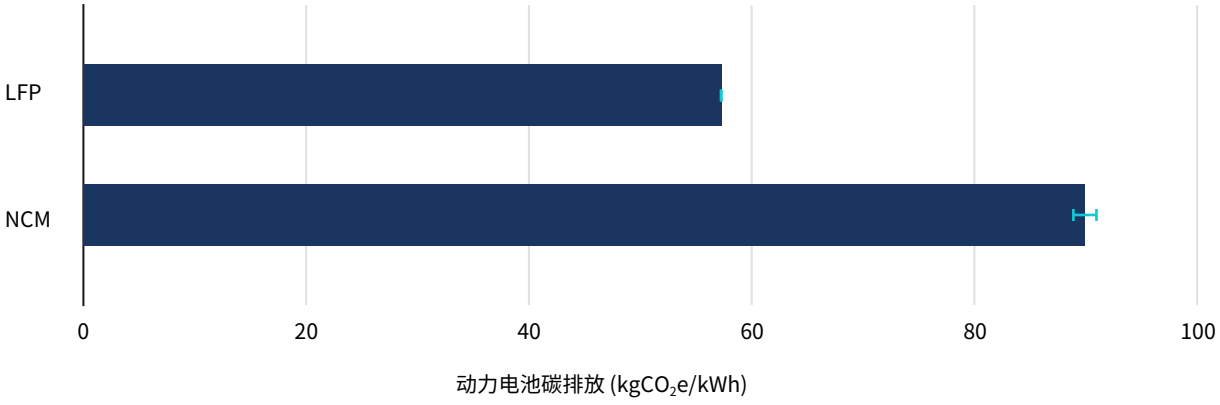
基于上述背景，本报告旨在识别动力电池全生命周期减排的下一步重点行动方向，梳理各重点环节的减排路径、成本与经济性，以及规模化实施仍面临的挑战，为政府部门进一步完善碳足迹管理和产业政策、金融机构更好地支持产业链脱碳、电池产业链上多元主体的低碳协同提供参考。

2、 动力电池全生命周期减排重点与策略分析

磷酸铁锂电池（Lithium Iron Phosphate，LFP）与镍锰钴三元锂电池（Nickel Manganese Cobalt，NMC，亦常称 NCM）是当前动力电池的两条主要技术路线。近年来，LFP 凭借成本较低、安全性较高以及技术持续迭代等优势，市场份额快速提升。国际能源署数据显示，2025 年 LFP 占全球电动汽车电池装机量的 55% 以上；在中国市场，2025 年 LFP 动力电池累计装车量约为 625.3 GWh，占总装车量的 81.2%，三元锂电池装车量约为 144.1 GWh，占 18.7%[24]。尽管如此，NMC 及其他含镍技术路线仍在全球动力电池市场占有重要地位，并凭借较高的质量和体积能量密度，继续应用于长续航、高性能以及对电池重量和空间较为敏感的车型，且高镍电池的比例呈增加趋势。[25]

同时，在相同核算边界下，NMC 电池单位能量对应的生命周期碳足迹普遍高于 LFP 电池，是动力电池产品降碳的重要一环。 按照本报告统一的“从摇篮到大门”核算边界和全球供应链分布进行估算，四种 NMC 路线的平均排放强度约为 90 kg CO_2e/kWh，显著高于 LFP 电池的约 57 kg CO_2e/kWh（图表 8）。在当前的全球市场格局下，NMC 电池仍然是动力电池的排放热点和减排的重点。

图表 8　　LFP 与 NMC 动力电池产业链温室气体排放估算



来源：RMI 分析

注：RMI 基于 Orozco, 2023[iii] 文献的全球 NMC111、NMC532、NMC622、NMC811、LFP 电池生产过程温室气体排放强度的估算框架，采用其物耗、能耗和排放因子数据，并根据各环节所在的主要国家或地区的相关排放对电池排放强度估值或加权平均计算。同时，本文结合时效性、代表性和颗粒度更高的最新文献[iv]，对模型和部分排放因子数据进行了补充和更新。除特殊说明外，本文中的“电池”均指电池包[v]；计算范围为从摇篮到大门，即从电池原材料获取及加工到正负极材料制造、电芯生产、模组生产、电池包组装的完整过程，电池材料均以原生材料计。图表 9 采用相同取值与系统边界。[vi] 图中 NMC 电池排放强度为上述四种 NMC 电池的简单平均。

---

iii Bill-of-materials, Orozco et al., PNAS Nexus, 2023

iv Wang, Fang et al. “Carbon Footprint and Decarbonization Potential of Battery-Grade Synthetic Graphite.” ACS Sustainable Chemistry & Engineering (2025); Tijsseling, L.T. et.al , PRODUCT CARBON FOOTPRINT OF NICKEL SULFATE HEXAHYDRATE PRODUCTION, Minviro(2023), etc..

v 本文根据 Orozco, 2023 的计算框架，对电池包结构设计差异带来的碳足迹差异暂不计算。

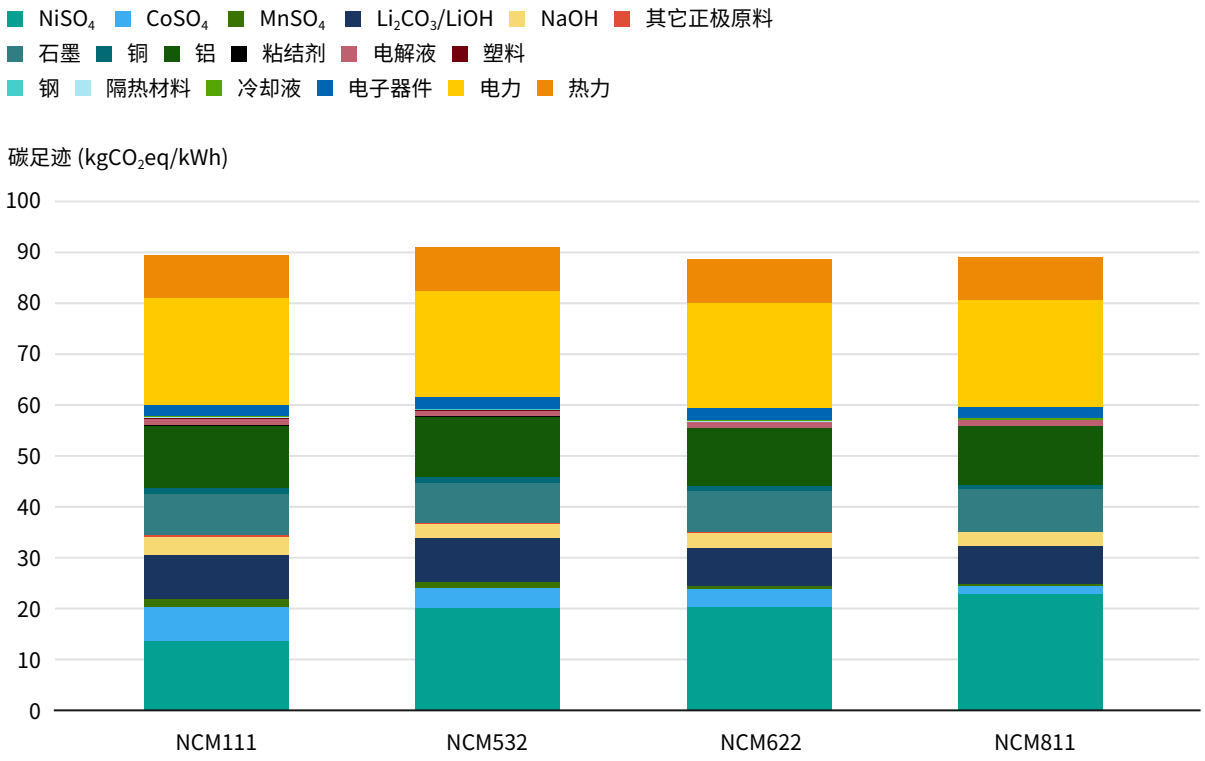
vi 对于物流运输排放，本分析采用 GREET 模型中从采矿到电池组件生产的运输排放默认值。对运输排放的详细分析可在未来的研究中进行探讨。

基于上述考虑，本报告以 NMC 动力电池为主要分析对象，研究其产业链的主要排放环节的减排路径及其成本经济性，并分析相关减排措施的实施挑战与机遇。报告通过聚焦减排潜力大、减排实践推进仍面临现实障碍的产业链环节，为产业链上矿业企业、材料企业、电池企业和整车企业等开展协同减排提供参考。

2.1 NMC电池的减排抓手：电池生产阶段用能、电极材料、金属材料生产和回收利用

RMI 对 NMC111、NMC532、NMC622、NMC811 四类具有代表性的 NMC 动力电池开展了从摇篮到大门的生命周期排放建模，计算范围覆盖原材料获取与加工、电极材料生产、电芯与模组生产以及电池包装配。估算结果显示，四类 NMC 电池的碳足迹约为 89–92 kg CO_2e/kWh。按照全部使用原生材料计算，电极材料、电池制造用能、和金属材料的总排放均达到四类 NMC 电池的 96%（图表 9）；通过使用再生金属和再生金属盐，电池全生命周期排放有较高减排潜力。综合模型结果，NMC 电池减排应重点关注电极材料、制造用能和铝等结构件金属，并通过回收利用减少对原生材料的需求。

图表 9　**动力电池产业链温室气体排放组成**



来源：RMI 分析

电极材料是 NMC 电池最突出的排放热点。按照使用原生材料计算，NMC 电池正极材料生产相关排放约占 NMC 电池碳足迹的 43%—46%，排放主要来自硫酸镍、硫酸钴、锂盐以及前驱体生产所需的其他化学原料。其中，电池类型的镍含量越高，硫酸镍的排放贡献越高。在 NMC811 电池中，硫酸镍排放达到 29.91 kg CO_2e/kWh，约占正极材料排放的 71%。这表明，高镍化虽然没有在本模型中显著提高 NMC 电池的单位排放总量，但改变了其上游排放结构，使镍矿开采、冶炼和硫酸镍生产成为更加集中的减排重点。石墨等负极材料的生产排放则约占 4%，按照电池生产的输入物料清单计算，是多数中高镍 NMC 电池的第六大排放来源。

制造用能是 NMC 电池的第二大排放热点。模型显示，电池制造环节的电力相关间接排放约达 20.9 kg CO_2e/kWh，占 NMC 电池碳足迹的 23%。加上电池制造环节使用的热力，能源消费对电池碳足迹的合计贡献接近三分之一，排放水平取决于生产所在地的电力结构、工艺能效和热源类型。

铝是电芯生产和电池组装所需的金属材料中最主要的排放来源。动力电池使用铝、铜和钢等金属制造电池壳体、集流体、连接件及结构件等部件。其中，如使用原生材料，铝相关排放在不同 NMC 电池中约占 12%–13%，排放主要源于原铝生产过程较高的电力消耗。相比之下，铜和钢的单位电池排放贡献相对较小。

按照电池生产的输入物料清单计算， NMC 电池的前三大主要排放来源包括电池生产阶段的用电，电池正极前驱体材料硫酸镍生产，以及电芯生产和电池组装所需的铝材料的生产（如铝箔、母线、电缆和壳体）；三者总排放约达到电池全生命周期排放的 57%–68%。电池生产阶段的用热，电池正极前驱体材料碳酸锂或氢氧化锂生产，以及电池负极材料石墨生产的排放量位居其次，三者排放量约达到 NMC 电池全生命周期排放的 22%–24%。此外，硫酸钴、氢氧化钠、电子器件等其他输入材料总排放约占 NMC 电池全生命周期排放的 10%–19%

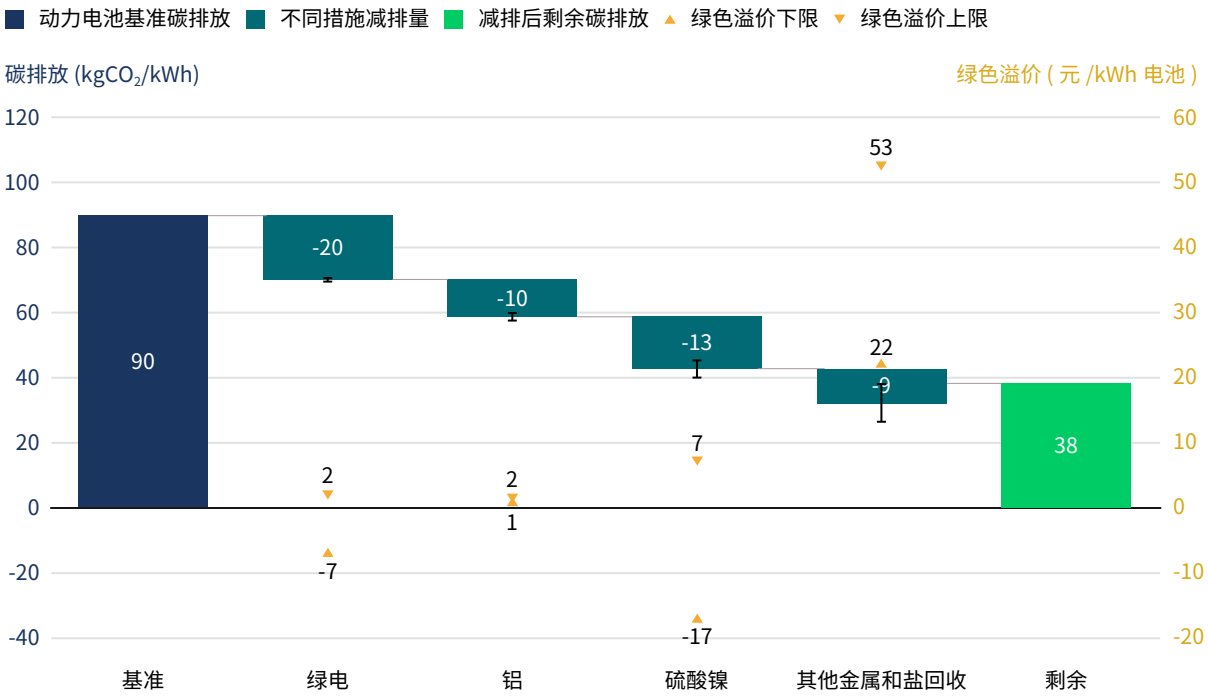
同时，使用回收再生材料能够大大降低上述材料相关的排放。用再生镍、钴、锂、铝和铜替代原生材料，可以避免部分矿产开采、冶炼和材料加工排放。有研究表明，将废旧锂离子电池加工为电池级材料，相较传统矿产开采和精炼可将综合环境影响降低至少 58%，虽然实际减排效果受到回收工艺、材料回收率、产品形态和回收环节电力结构的显著影响[26]。因此，回收体系建设需要与产品易拆解设计、材料溯源、再生材料质量控制和低碳能源使用协同推进，才能将循环利用有效转化为电池产品碳足迹的下降。

综上可见，NMC 电池的全生命周期减排首先要抓住电池生产阶段用电、正极前驱体材料硫酸镍生产、铝材料生产以及回收再生这四大优先重点。

2.2 NMC电池的减排路径、潜力与经济性分析

为了探索 NMC 电池的全生命周期减排的最优策略，本文围绕前文识别的 NMC 电池全生命周期减排四大优先重点，构建了一个减排潜力和成本的估算模型。估算显示，通过系统实施电池生产环节的绿电替代，低碳铝使用、硫酸镍生产降碳和主要金属材料及其化合物回收四类减排措施，以碳足迹约 90 kg CO_2e/kWh 的基准 NMC 电池为例，[vii] 模型所分析措施合计可将其碳足迹降低至约 38 kg CO_2e/kWh，减排约 52 kg CO_2e/kWh，降幅接近 58%，总减排的净成本区间约为 -1.7–64.1 元 /kWh。按照各减排措施不同技术路线减排潜力的平均值计算，四种减排措施的减排潜力均超过其他单一材料的总排放。在理想情况下，部分环节充分采取减排措施的理论成本甚至低于基准成本（图表 10）。

图表 10 NMC 电池各路径减排潜力与绿色溢价



来源：RMI 分析

注：1. 减排潜力的排放基准采用前文图表 9 中四种代表性 NMC 电池在“从摇篮到大门”系统边界下碳排放强度的简单平均值，该结果基于各生产环节的全球分布及相关排放估算。2. 基准成本按照各环节所在主要国家或地区的生产成本水平进行估值或加权平均计算。3. 减排潜力的定义为某项减排措施充分实施后相对于基准情景实现的碳排放下降量。4. 各减排措施充分实施后的碳排放水平、各减排措施的绿色溢价均根据对各环节所在主要国家或地区的技术、能源和成本条件进行估值计算。其中，绿电替代、低碳铝和低碳硫酸镍的减排净成本，为各减排路径的技术成本与基准路径成本的差值；回收的减排净成本则为实施对应减排措施额外付出的经济成本和额外获得的经济收益的差值 [viii]。估算模型未考虑材料副产品排放分配。

---

vii 取 NMC111、NMC532、NMC622、NMC811 四类具有代表性的 NMC 动力电池按全部使用原生材料计算全生命周期排放的简单平均为基准，同图表 9 柱形图 NMC 电池排放。

viii 不同生产技术路线和具体项目的基准排放、适用的减排措施、实际最大减排潜力以及所需成本各不相同。本报告模型对各技术路径减排潜力和成本的讨论均以基于全球尺度文献的四种 NMC 电池排放和成本的平均值为分析基准。各减排路径的技术成本均系基于公开信息的市场调研的估值，其实际水平将受到技术进步、市场价格波动、具体项目的地理位置和条件等因素影响。因此，本文结果主要用于比较不同减排路径的相对潜力和经济性，为近期产业实践提供参考，不宜直接视为具体项目的实际成本或减排效果。

由于各减排措施往往存在多个实施路径，其减排潜力和成本经济性存在较大差异，因此本文分别对各减排措施主要技术路径的减排潜力和绿色溢价分别进行了测算（图表 11），以便相关产业链的相应主体分情况、系统性地参考制定减排策略。

图表 11　NMC 电池主要减排措施的减排潜力与绿色溢价

减排措施			减排潜力 ($kgCO_2$/kWh电池)	绿色溢价 （元/kWh电池）	单位减排的绿色溢价 （元/$kgCO_2$）
电力	绿证购买		19.61	0.18	0.01
	绿电直供	陆上风电	19.70	-7.14	-0.36
		海上风电	19.70	-0.30	-0.02
		光伏	18.96	-6.13	-0.32
		水电	20.39	-2.07	-0.10
		生物能	19.27	2.23	0.12
铝	再生铝		8.77	1.66	0.19
	绿电铝		10.43	0.65	0.06
硫酸镍	红土镍矿 RKEF 法		10.19	-17.23	-1.69
	红土镍矿 HPAL 法		15.24	1.11	0.07
	硫化镍矿法		14.60	7.47	0.51
回收	湿法回收		13.08	22.01	1.68
	火法回收		4.76	52.72	11.09

来源：RMI 分析
注：取值依据与逻辑见附录：NMC 动力电池全生命周期减排潜力与成本模型说明。

从减排潜力来看，各减排措施中，绿电替代的减排潜力最大。电池生产环节如能使用 100% 绿色电力，NMC 电池全生命周期排放可减少约 19–20 kg CO_2e/kWh，相当于将基准电池碳足迹降低约 22%。以全球电池生产最为集中的中国的电力成本计算，通过物理连接使用陆上风电、光伏、水电和海上风电，在当前电价假设下可能实现成本节约；生物质发电的绿色溢价约为 2.23 元 /kWh 电池。在允许相应环境属性计入产品碳足迹的核算规则下，购买绿证的成本约为 0.18 元 /kWh 电池，单位减排成本约为 0.01 元 /kg CO_2。需要说明的是，本文绿电直供的成本估算尚未计入储能配置、专用输配电设施建设及系统调节等成本，负绿色溢价代表特定电价和项目条件下的经济性，不能直接视为所有地区均可实现的普遍结果。

硫酸镍原料获取与加工环节的降碳潜力仅次于电池生产环节的绿电替代，NMC 电池全生命周期减排潜力约 14%。但硫酸镍的排放和减排潜力取决于镍矿类型与冶炼路线。不同镍矿类型和冶炼路线的基准排放、减排潜力与成本差异较大。相对于模型基准，硫化镍矿路线、采取低碳措施的红土镍矿 RKEF 路线和红土镍矿 HPAL 路线，分别具有约 14.60 、10.19 和 15.24 kg CO_2e/kWh 的减排潜力；对应绿色溢价分别为 7.47、－ 17.23 和 1.11 元 /kWh 电池。也就是说，硫化镍矿即便不采取额外减排措施，排放强度也大大低于这三种路线按照市场份额估算的基准

排放，成本也高于相应的基准成本；而红土镍矿火法即便实施 100% 绿电等减排措施，在三种路线中排放仍然最高；但由于该技术路线基准成本相对低，充分实施减排措施的成本仍大大低于基准水平。[ix]

其次，采用再生铝或绿电铝材料约可实现 10% 的 NMC 电池全生命周期减排。再生铝可用于替代电池壳体等结构件中的原生铝，约可实现 8.8 kg CO_2/kWh 的减排效益，对应的绿色溢价约为 1.7 元 /kWh。绿电铝则可用于替代包括铝箔集流体和结构件在内的普通铝材，适用范围相对较广，可以实现约 10.4kg CO_2/kWh 的减排效益，对应的绿色溢价约为 0.7 元 /kWh。

实现更深度减排还离不开关键材料的循环利用。其他电池金属和盐材料回收总体而言有湿法和火法两种路线。湿法回收目前技术更加成熟，金属回收率更高，能耗更低，成本也更低，在全球废旧锂电池回收领域应用更加广泛，也是国内回收企业的主要技术路线，预计是未来回收技术的主流。采用湿法回收材料，NMC 电池约可减排 13.08 kg CO_2e/kWh，绿色溢价约为 22.01 元 /kWh 电池，单位减排成本约为 1.68 元 /kg CO_2（图表 11）。

综合以上关于各措施减排潜力和绿色溢价的分析可见，对于动力电池全生命周期减排而言，不少减排潜力大措施同时也具有较好的经济性。例如，绿电直供、红土镍矿 RKEF 路线采用绿电等措施在理论上都有潜力在减排的同时实现成本节约；绿证购买、红土镍矿 HPAL 路线采取减排措施、绿电铝采购等措施也有潜力通过相对低的额外成本实现可观的减排。随着湿法回收等技术日趋成熟、规模化处理能力不断提升以及金属回收率持续提高，按照目前测算成本尚且较高的回收再生也具备经济性进一步改善的潜力。各产业链主体可根据自身各环节技术路线的具体情况进行具体的减排策略分析。

在实践层面，虽然具体减排项目的实施落地仍可能面临可再生能源波动、绿电溯源、项目空间规划和实际减排规模等层面的挑战，电池生产环节用电、低碳铝生产环节的减排技术路径都已相对清晰。

在电池生产用电方面，绿电采购、绿证购买、长期购电协议和自建可再生能源项目等路径均已较为成熟，全球头部电池企业已能够实现接近或达到 100% 的绿色电力供应；综合智慧能源管理、能效提升等节能减排手段也普遍受到电池企业的重视。例如，CATL（宁德时代）宣布其 20 座电池工厂均已实现核心运营碳中和认证，并表示 2025 年其核心运营用电已实现 100% 零碳电力供应；LG Energy Solution 于 2021 年加入 RE100 倡议，承诺 2030 年前实现全球运营基地 100% 可再生电力供电，目前其波兰和美国工厂已完成 100% 可再生能源电力转型，中国和韩国工厂则通过绿电采购、绿证和长期购电协议等方式持续提高绿电比例；亿纬锂能、远景动力、欣旺达等企业近年来持续通过分布式光伏建设、绿电市场化交易和绿证采购等方式提高可再生能源电力消费比例。[27]

低碳铝也已成为动力电池供应链的重要减排方向，主要包括使用可再生能源生产的低碳原铝以及提高再生铝使用比例两种方式。例如，CATL 通过与供应商建立协同机制，共同制定减排方案与阶段性目标，2025 年铝制品供应商整体零碳电力使用比例达到 56%，再生材料使用比例达到 35%；CATL、欣旺达等企业也已开始对电池生产过程中的废弃铝材料进行回收，2025 年欣旺达已实现 98% 的废弃电池铝集流体回收率。[28] 在材料供给侧，铝生产企业也在通过扩大再生铝利用、提高绿电使用比例等方式降低产品碳足迹，为新能源汽车和动力电池产业链提供低碳材料选择。[29]

相较之下，硫酸镍供应链减排涉及多个矿石类型、冶炼工艺、相应不同的能源结构、多个加工流程和诸多跨区域产业链主体，且整体呈现技术路线排放越低，成本越高的格局。因此，尽管下游企业可以通过优先采购低碳技术路线的硫酸镍推动减排，但在绿色溢价与成本分摊机制建立完善之前，相对低成本、高排放的技术路线仍将占据相当的市场份额。全面的硫酸镍全生命周期减排、绿色溢价与成本分摊机制的建立，也将依赖跨区域产业链主体碳数据质量的统一保障、产品碳足迹核算体系的建立以及市场对于低碳材料价值的认可，因此目前仍面临较高的落地门槛。

---

ix 此处硫酸镍排放强度和生产成本的基准值是对三类主要技术路径基准碳排放和生产成本按照市场份额加权，得到的行业基准排放和行业基准生产成本。需要说明的是，硫酸镍碳排放数值还受核算边界界定、地区能源结构（如绿电占比）、原料来源（原生矿与再生原料）、数据时间范围等多重因素影响，不同研究的假设与取舍原则差异也会导致结果分化。本研究结果仅反映特定设定下的排放水平。具体讨论详见第三章。

同时，回收利用也是动力电池产业链减排和可持续发展的重要路径。但目前回收利用的规模化发展仍受到废旧电池回收体系建设、再生材料质量稳定性、产品碳足迹核算规则以及再生材料市场需求等因素制约，未来仍有待政府、产业链上下游企业、金融机构和终端采购方进一步共同完善回收基础设施、促进再生材料标准和碳数据互认、扩大低碳产品市场需求，并建立有利于循环材料价值实现的政策和市场环境，从而推动动力电池循环经济体系发展和全产业链减排。

结合以上 NMC 电池减排路径的技术经济性分析和当前行业的实践进展与挑战可见，多数电池企业已将电池生产环节用电的低碳化和铝材料的低碳化作为近期减排的重点，二者有潜力减少约 33% 的电池全生命周期排放；而进一步的减排目标则将要求将减排管理深入到目前实践瓶颈仍较为显著的硫酸镍等上游关键材料和金属回收利用。（图表 12）。本报告也将就这两个环节的减排重点与策略进行进一步分析与讨论。

图表 12　电池全生命周期减排策略与措施（以 NMC 电池为例）

	01 生产用电低碳化	02 铝材料低碳化	03 硫酸镍与矿产减排	04 关键材料回收利用
累计减排	**约 22%** **90 降至约 70** kg CO_2e/kWh	**约 33%** **约 70 降至约 60** kg CO_2e/kWh	**约 45%–50%** **约 60 降至 45–50** kg CO_2e/kWh	**最高约 58%** **约 47 降至最低约 38** kg CO_2e/kWh
供应链管理	**企业直接用能管理** 潜力大，管理基础成熟，部分绿电直连情景能节约成本	**从能源管理扩展至材料采购** 铝是主要结构件排放源，绿电铝兼具减排潜力和成本效益	**支持上游矿产减排** 镍矿和冶炼路线差异大，需要同时比较排放、成本和供应安全	**深度减排依赖循环材料替代** 回收与低碳材料存在重叠，组合核算需要扣除重复减排
建议措施	• 建立重点工序电力计量和单位产品能耗管理。 • 配置分布式光伏并签订长期绿电购电协议。 • 对未覆盖用电采购合规绿证，做好核销记录。 • 改造干燥间、化成能量回馈和余热回收系统。	• 对铝箔、壳体和托盘设定碳排放采购门槛。 • 优先采购绿电铝，提高适用部件再生铝比例。 • 要求供应商提供冶炼厂级碳足迹和材料来源证明。 • 建立铝边角料回收、再生和重新供货的闭环。	要求供应商披露矿山、冶炼路线及产品碳足迹。 • 将碳排放、成本和供应安全共同纳入采购评价。 • 优先采购低碳 HPAL 或低排放硫化镍产品。 • 通过长期采购协议支持供应商实施低碳改造。	• 建立生产废料和退役动力电池的定向回收渠道。 • 优先选择高回收率的湿法冶金处理企业。 • 设定再生镍、钴、锂等材料的最低使用比例。 • 建立再生材料质量、来源和碳足迹认证机制。

来源：RMI 分析

3、 动力电池产业链上游材料减排重点：硫酸镍

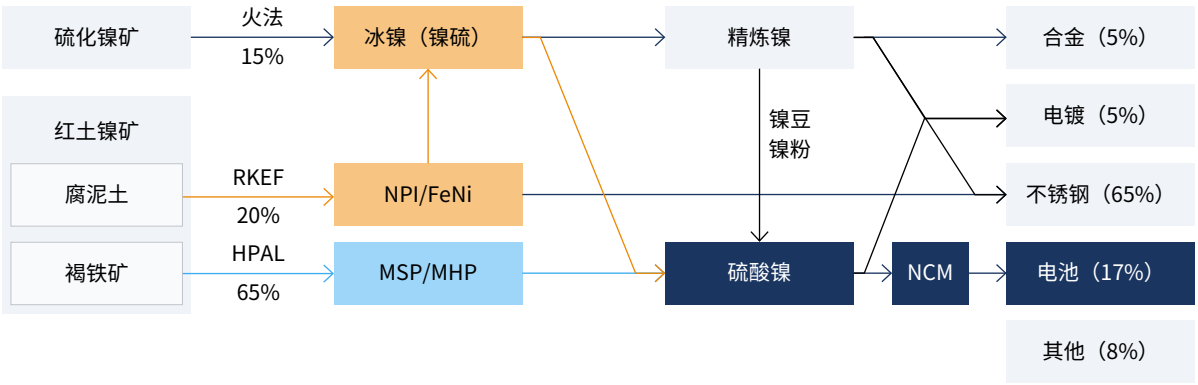
上游矿产及电池级金属盐生产是 NMC 动力电池全生命周期减排的关键环节。前述生命周期分析显示，正极材料生产约占 NMC 电池碳足迹的 38%–40%，是 NMC 电池与 LFP 电池排放差异的主要来源。随着电池企业减排目标不断提高，仅依靠电芯和电池包制造环节的节能及绿电替代难以实现深度减排，减排边界需要进一步延伸至矿产开采、冶炼和电池级材料生产环节。

本章选择硫酸镍作为上游材料减排的分析重点。一方面，三元锂电池正向高镍化方向发展，镍在正极材料中的占比及其上游排放影响随之提高；另一方面，RMI 测算显示，硫酸镍生产约占不同 NMC 电池碳足迹的 15%–26%。NMC811 电池的硫酸镍排放达到 22.84 kg CO_2e/kWh，约占正极材料排放的 65%。同时，硫酸镍可由不同矿石类型和冶炼工艺生产，各路线能源结构、排放强度、减排路径各不相同，且涉及多个加工流程和诸多跨区域产业链主体，减排对上下游协同的要求高、难度大。推动硫酸镍生产的能源清洁化、工艺优化和供应链绿色化，对降低高镍 NMC 电池碳足迹具有重要意义。

3.1 硫酸镍减排：兼顾优先低排放技术路线的采购策略与各路线生产过程降碳

硫酸镍的基准排放水平与减排潜力首先取决于镍矿类型和冶炼路线。由于不同矿种对应的中间品路线、能耗结构和化学品消耗存在显著差异，（图表 13），硫酸镍生产的基准碳排放水平、成本和减排限度呈现明显的路线差异（图表 14）。

图表 13 **镍及其产品生产流程示意图**



来源：RMI 根据 Nickel Institute 等资料分析。

全球镍矿资源主要分为硫化镍矿和红土镍矿两类。硫化镍矿主要分布于加拿大、俄罗斯、澳大利亚等地区，其矿石品位通常较高，选矿和精炼工艺较为成熟；红土镍矿主要分布于印尼、菲律宾、巴布亚新几内亚、新喀里多尼亚等热带和亚热带地区，资源量较大，但平均品位相对较低。传统上，电池级硫酸镍主要依赖硫化镍矿生产，但近年来随着红土镍矿制硫酸镍技术的商业化，以及印度尼西亚红土镍矿资源的大规模开发，红土镍矿生产电池级镍产品的成本竞争力显著提升，推动全球电池用镍原料供应格局发生变化。近年来新增镍产能和电池级镍产品供应也主要来自红土镍矿路线，而部分硫化镍矿项目在成本竞争力方面面临更大压力。

两类镍矿则各有适用的湿法和火法冶炼方法。对硫化镍矿而言，湿法冶金具备回收率高、产物纯度高、能耗低等优势，但对设备和控制要求较高，高昂的废水处理成本增加了湿法冶金技术的资本投入；火法冶金起步早，工艺成熟，易于实现工业化应用，是目前硫化镍矿最广泛应用的冶炼技术。对于红土镍矿而言，火法冶炼路线包括 RKEF 法（回转窑干燥预还原 - 电炉冶炼）、还原硫化熔炼、还原焙烧 - 磁选、转底炉直接还原 - 熔分炉冶炼工艺等。RKEF 为目前火法冶炼最为广泛使用的工艺方法；富氧侧吹（OESBF）目前最为先进，但由于工艺技术难度较高，目前仅有少量企业布局。红土镍矿的湿法冶炼则主要用于生产镍钴中间品，包括还原焙烧 - 氨浸工艺、高压酸浸（HPAL）、常压氨浸等。在回收率和成本优势下，近年来诸多企业加大了 HPAL 工艺布局。此外，还有微生物浸出 / 生物还原、氢气 / 碳氢混合气选择性还原等前沿技术路径目前仍处于探索和实验室阶段。[30]

就目前技术和市场格局而言，电池级硫酸镍的主流生产路线有以下三种：

- 第一类是红土镍矿火法冶炼路线，即 RKEF 路线。该路线通常利用腐泥土型高镍红土镍矿，经回转窑—电炉高温还原熔炼生成镍铁或镍生铁，进一步转化为高冰镍，并最终制得硫酸镍。该路线工艺成熟、成本竞争力较强，但能耗高、煤炭依赖度高，是三类路线中碳排放强度最高的路线。

- 第二类是红土镍矿湿法高压酸浸路线，即 HPAL 路线。该路线主要处理低镍、高含水的褐铁矿型红土镍矿（含镍量约 0.8%–1.5%），通过高温高压硫酸浸出提取镍、钴，生成混合氢氧化镍钴（MHP），再进一步精炼为电池级硫酸镍。与 RKEF 路线相比，HPAL 避免了高温电炉还原熔炼，单位镍排放明显较低，但其排放仍集中于高压蒸汽、电力消耗、硫酸生产及石灰石中和等环节。近年来，中国企业在印尼投资建设的 HPAL 项目成为电池级镍中间品的重要增量来源，也使印尼能源结构、园区供电方式和酸厂余热利用水平对全球电池级镍产品碳足迹的影响进一步上升。

- 第三类是硫化镍矿精炼路线。该路线通常处理高品位硫化镍矿，通过选矿获得硫化镍精矿，经熔炼、转炉或湿法精炼等工序获得镍中间品或精炼镍，再进一步生产硫酸镍。由于硫化镍矿品位较高、杂质处理和单位物料处理量相对较低，该路线通常具有较低的碳排放强度。但与近年来快速扩张的印尼红土镍矿生产路线相比，硫化镍路线在资源扩张速度和新增产能规模方面相对受限，其成本优势也在部分市场环境下有所减弱。

图表 14　全球主要镍矿分布与冶炼路线

矿种	硫化镍矿	红土镍矿	
地理分布	加拿大、俄罗斯和澳洲	印尼、菲律宾、巴布亚新几内亚等热带地区	
储量及比例 [31]	约 3,700 万吨，占比 35%	约 6,800 万吨，占比 65%	
开采量及比例 [32]	年使用量超过 99 万吨，占比 33%	年使用量超过 201 万吨，占比 67%	
冶炼路线	**硫化镍矿精炼路线**	**火法冶炼（RKEF）**	**湿法高压酸浸（HPAL）**
适用矿种及镍含量	处理高镍品位的硫化镍矿	适用于处理镍品位高于 2% 的腐泥土型高镍红土镍矿	主要处理镍品位在 1.4% 以下的褐铁矿型矿石，要求矿石含镁、铝低，通常镁含量小于 4%。
市场份额 [33]	15%	22%	48%
制硫酸镍原理	通过选矿获得硫化镍精矿，经熔炼、转炉或湿法精炼等工序获得镍中间品或精炼镍，再进一步生产硫酸镍。	将含水的红土镍矿经回转窑干燥脱水和预还原处理后，再送入矿热电炉，在约 1550–1600 °C 的高温下还原熔炼产出镍铁或镍生铁，进一步转化为高冰镍，并最终制得硫酸镍。	HPAL 工艺需要在 250–270°C高温、4–5Mpa 下进行。镍钴等氧化物与硫酸反应形成可溶性的硫酸盐进入溶液，而铁则形成难溶的赤铁矿留在渣中，高压浸出矿浆经闪蒸降温后，用浓密机逆流倾析洗涤，得到的浸出液经中和后得到高品位的镍钴硫化物富集物，送镍钴精炼厂进行镍钴的分离提取。
基准情景碳排放强度 [34]	29.02 $kgCO_2/kgNi$	97.90kg CO_2/t Ni	62.15 $kgCO_2/kg$ Ni
基准情景成本 [35]	40.56 元 / kg 六水合硫酸镍	25.38 元 /kg 六水合硫酸镍	36.71 元 /kg 六水合硫酸镍
减排情景碳排放强度	/	29.9 $kgCO_2/kg$ Ni	13.0 $kgCO_2/kg$ Ni
减排情景成本	/	3.53 元 /kg 六水合硫酸镍	0.69 元 /kg 六水合硫酸镍

注：1. 市场份额按 2022 年中国硫酸镍各原料占比估计；2. 基准情景碳排放基于 Orozco, 2023 文献估算框架，结合时效性、代表性和颗粒度更高的最新文献估算；3. 基准情景成本根据可得公开信息估算，可能与当前实际情况有所偏差；4. 本文暂未考虑硫化镍路线的进一步减排措施。

来源：RMI 根据 Nickel Institute、东方证券、华经产业研究院、Orozco et al.、五矿证券、招商银行研究院等资料整理，详见参考文献。

由此可见，即便不考虑额外减排措施，不同硫酸镍生产路线之间也存在显著的碳排放差异：硫化镍路线排放最低，HPAL 路线明显低于 RKEF 路线；排放水平越低的路线通常对应更高的生产成本。与此同时，各技术路线也均具有进一步降低排放的空间，然而各路线即使实现当前条件下可达到的最大减排水平，其最低排放强度仍受到资源类型和工艺路线本身的制约。其中，红土镍矿 HPAL 路线在深度减排后可实现低于硫化镍路线基准情景的排放水平；相比之下，RKEF 路线即使充分实施减排措施，其最低排放强度也仅略低于 HPAL 路线在基准情景下的排放水平。也就是说，减排的限度仍受工艺路线的制约。但总体来看，基准排放越高的路线往往具有更大的减排空间，其单位减排成本也相对较低。

换言之，动力电池中硫酸镍的减排行动可分为两个维度：一是采购更加低碳的冶炼路线的硫酸镍，二是各冶炼路线生产过程的减排。从采购的角度来看，下游采购方可以考虑优先采购更低排放的硫化镍或湿法镍，通过强化低碳路线的硫酸镍冶炼需求，引导新增投资向低排放技术路线倾斜，并逐步提高低碳硫酸镍在供应体系中的占比。然而，这一策略受到资源禀赋、产能规模和成本竞争力等因素的制约，难以单独支撑动力电池产业链的大规模减排。例如，硫化镍路线虽然具有显著的排放优势，但其资源储量和产量均远低于红土镍矿，且生产成本通常高于红土

镍矿各主要冶炼路线。即便部分头部品牌愿意为低排放硫酸镍支付绿色溢价，受供应规模限制，低排放路线也难以完全满足快速增长的市场需求，而其他高排放路线生产的硫酸镍仍将长期存在于全球供应链之中。因此，**动力电池供应链中硫酸镍的减排不能仅依靠优先低排放技术路线的采购策略，还需要推动各路线内部的生产过程降碳，尤其是对高排放但市场份额较大的红土镍矿路线的生产过程降碳。**本文以下部分主要讨论红土镍矿硫酸镍冶炼的减排策略。

从排放环节看，RKEF 和 HPAL 的减排重点都集中在镍中间品生产环节。RKEF 路线的排放热点高度集中于镍生铁（NPI）生产环节，排放来源包括矿石干燥、煅烧、还原和电炉熔炼等环节所消耗的煤电以及无烟煤、烟煤等作为燃料和还原剂产生的直接排放。HPAL 路线的主要排放则集中于高压酸浸环节，排放来源包括化石能源电厂供电、高压蒸汽生产、硫酸生产、石灰石中和产生的直接二氧化碳排放[36]。对于各类冶炼路线而言，共同的排放来源还包括矿山开采与矿石运输环节的柴油等化石能源消耗，以及镍中间品转化为硫酸镍过程中产生的电力和化学品消耗。

基于上述排放结构，红土镍矿路线硫酸镍生产过程的减排策略可归纳为四类。

第一 推动各生产环节的电气化和用电低碳化，包括提高矿山及冶炼环节设备电气化水平，通过绿电直购、自建可再生能源项目等方式提高可再生能源电力消费比例，以及提升采矿、选矿、冶炼和硫酸镍生产等环节的用电效率，通过设备升级、工艺优化和数字化能源管理减少单位产品电力消耗。

第二 推动热力系统低碳化和能效提升，包括以天然气、生物质或其他低碳燃料替代部分热力用煤，强化余热回收，提高回转窑、电炉、酸厂和蒸汽系统能效。

第三 降低过程排放和还原剂排放，包括探索生物质基还原剂、优化石灰石中和用量、提高酸浸效率、改进残渣处理和循环利用等。

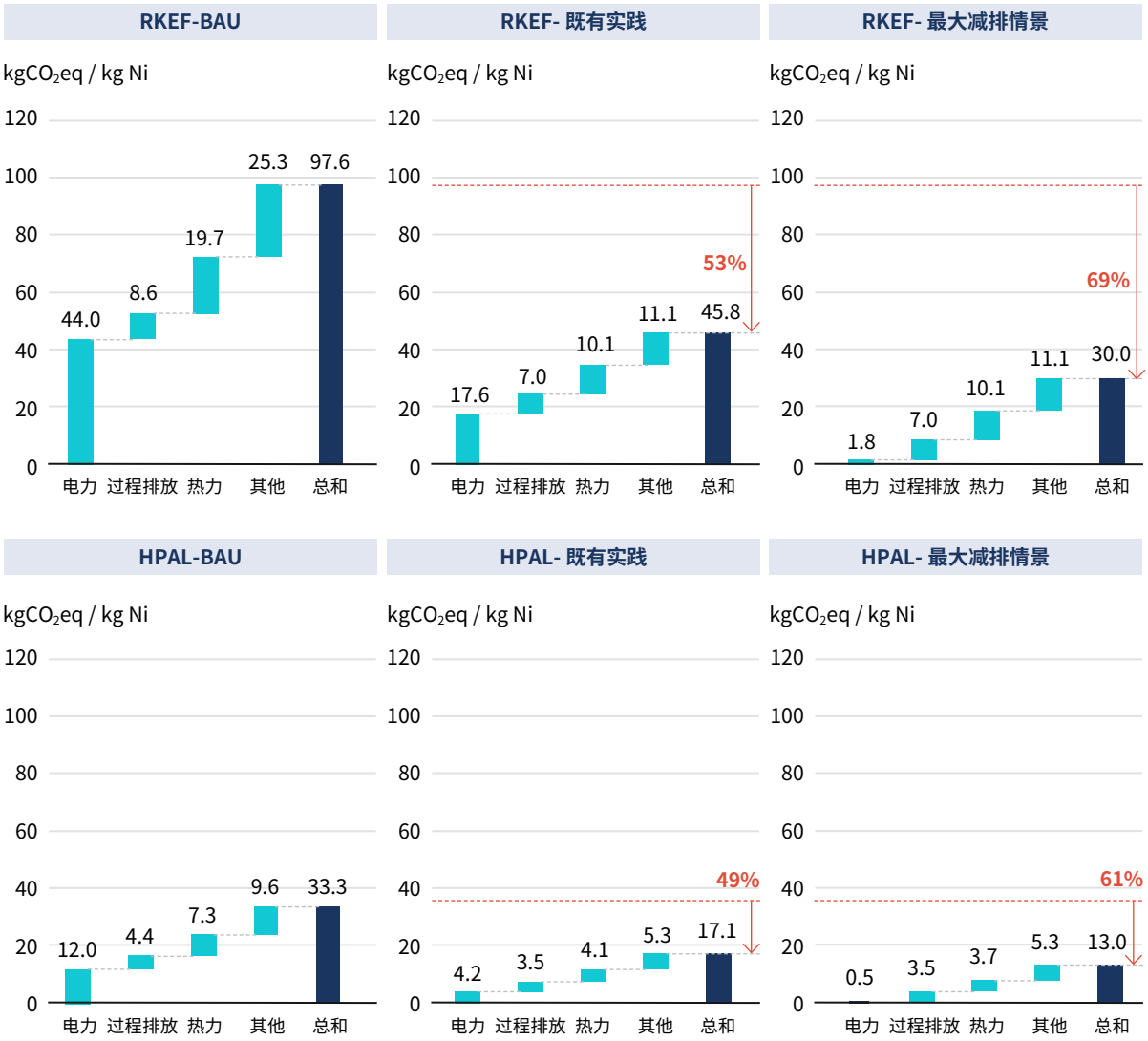
第四 推进矿山和园区物流低碳化，包括矿卡、港口运输、园区短倒车辆和物料输送系统的电气化，或采用可持续生物燃料替代柴油。

假设通过物理直连与绿证采购相结合的方式实现各用电环节 100% 的可再生能源电力消费，通过余热回收和天然气替代使热力相关排放降低约 50%，并通过生物柴油或运输设备电气化实现物流环节燃料的低碳替代，则红土镍矿 RKEF 路线硫酸镍排放强度可由 97.6 kg CO_2e/kg Ni 降至 29.9 kg CO_2e/kg Ni，降幅约 69%；HPAL 路线排放可由 33.3 kg CO_2e/kg Ni 降至 13.0 kg CO_2e/kg Ni，降幅约 61%。

从各项减排措施的贡献来看，**用电低碳化是两条路线减排潜力的主要来源，其贡献分别占 RKEF 和 HPAL 总减排潜力的 62.3% 和 56.7%；工艺过程优化、还原剂替代、热力系统优化及其他过程减排措施的贡献次之，分别约占 21.0% 和 21.2%。**在现有企业的实际实践中，已有 RKEF 项目通过冶炼工序使用水电等多项减排措施实现了低于基准约 53% 的排放强度；已有 HPAL 项目通过硫酸厂余热发电减少 50%–70% 的用电量，同步减少石灰石使用量、电气化运输等方式实现了低于基准约 49% 的排放强度（图表 15）。[x]

x RMI 根据 Vale Indonesia、华友钴业的可持续报告与硫酸镍生产排放模型估算，实际情况可能有所出入。

图表 15　红土镍矿产硫酸镍的排放来源与减排潜力分析



来源：RMI 综合文献整理估算。

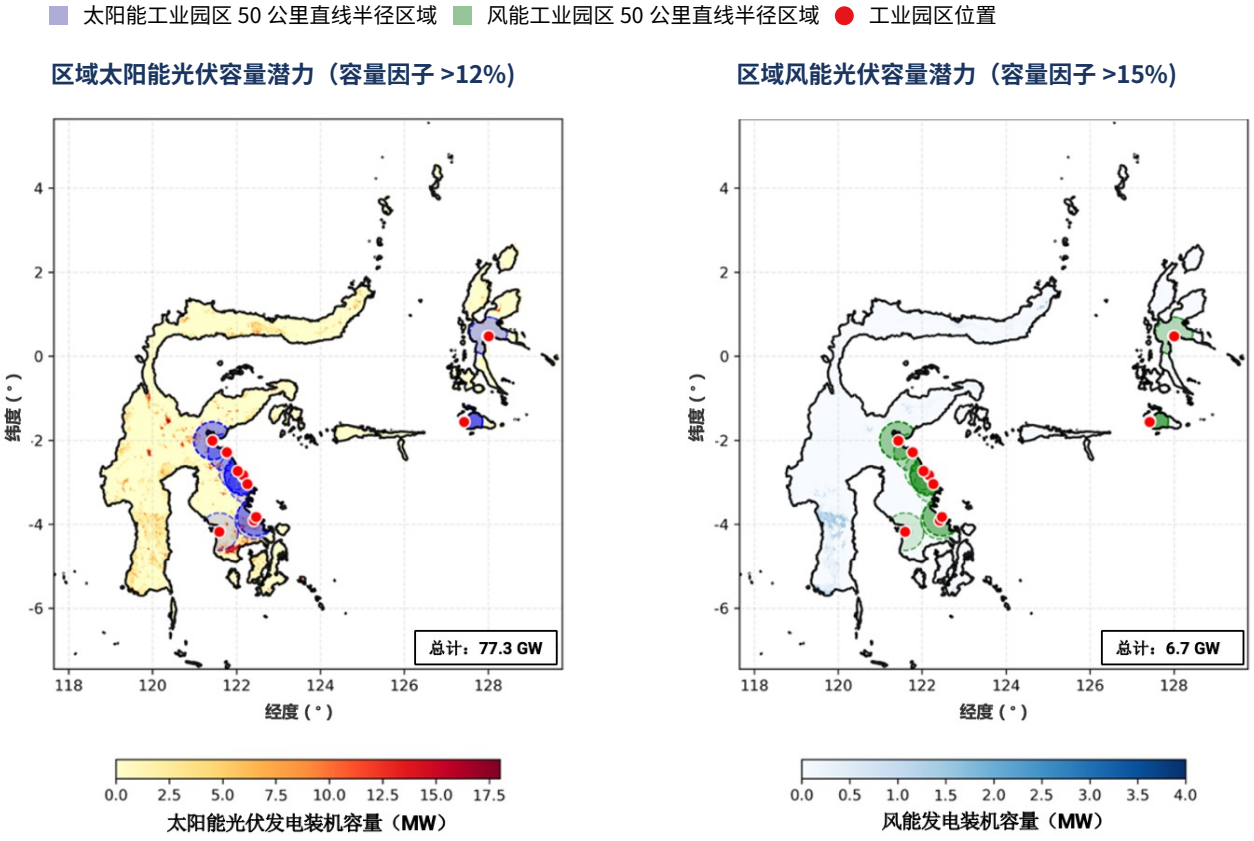
上述分析表明，理论上，动力电池产业链多个重点环节均具备较为可观的减排潜力。然而，减排潜力并不必然转化为实际减排效果，其规模化实施仍受到当地可再生能源资源禀赋与开发可行性、技术、经济和治理等多重因素制约。在实施层面，高比例可再生能源电力的获取与消纳、生产设施改造所需的前期资本投入，以及供应链范围 3（Scope 3）排放管理的复杂性，均构成相关环节推进深度减排的重要挑战。在核算与管理层面，则普遍面临上游活动数据获取困难、共生产品排放分配规则缺乏统一标准，以及全球供应链中电力排放因子和碳足迹核算方法不一致等问题。上述因素不仅影响减排项目的经济性和可实施性，也影响减排成果的可信度和市场认可度。因此，在讨论技术减排路径之外，还需要进一步分析动力电池产业链减排面临的现实障碍，以及实现大规模减排所需的支持机制和能力建设条件。

3.2 硫酸镍生产减排需要产业链、政策、金融相关方的系统性协调

尽管硫酸镍生产环节具有较高减排潜力，尤其是通过绿电替代、能效提升、余热利用和工艺优化可以显著降低单位产品碳足迹，但从现实条件看，**上游矿冶环节的减排仍受到电力系统、资产周期、政策激励、供应链协同和成本分摊机制的共同制约。**以印尼镍产业为例，其镍冶炼产能高度集中在苏拉威西、北马鲁古等矿产资源地，许多项目位于电网薄弱或离网区域，短期内只得依赖自备煤电保障高负荷、连续性的工业生产。因此，虽然清洁电力替代是硫酸镍减排中最重要的路径，但在产镍园区落地仍面临较高难度。

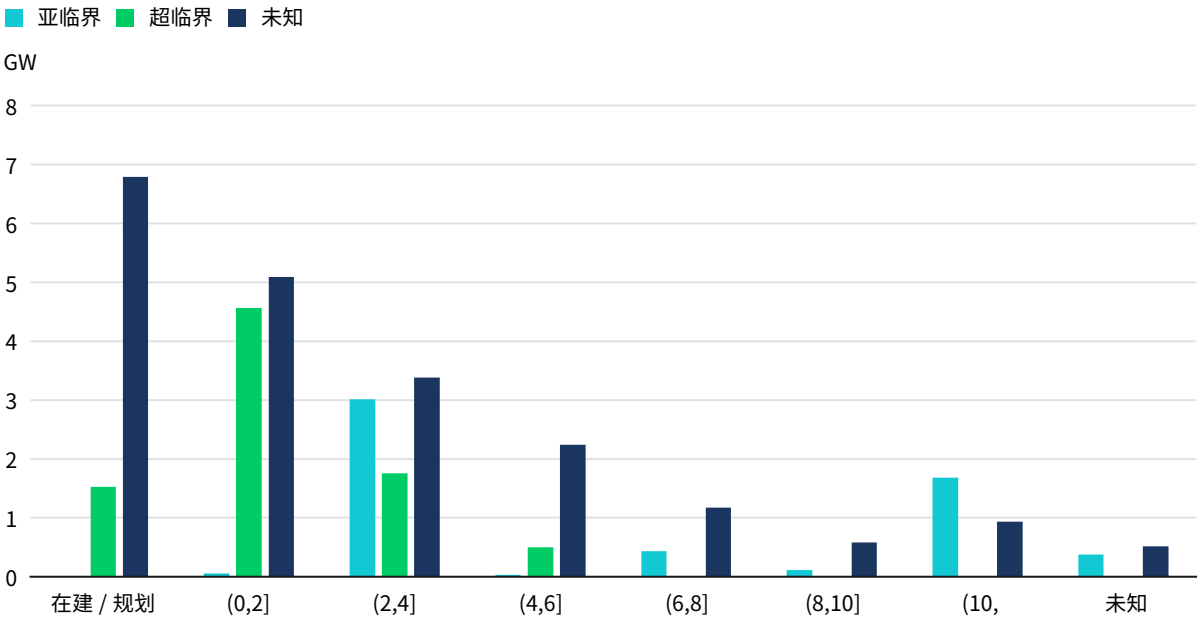
首先，提高低碳电力的供给比例仍面临基础设施和系统条件约束。镍冶炼和湿法加工均需要稳定、连续、高强度的能源供应，而风电、光伏等可再生能源具有波动性。在离网或弱联网园区中，若要提高可再生能源比例，需要同步配置储能、灵活性电源、负荷预测、微电网控制和系统安全管理能力。与此同时，部分产镍岛屿适合集中开发光伏和风电的土地有限，新增项目还面临征地、生态保护、社区协调和基础设施建设等约束（图表 16）。通过接入更清洁的公共电网实现减排也存在困难：印尼作为群岛国家，跨岛输电需要长距离海底电缆和复杂的电网工程，建设周期长、投资强度高，难以在短期内满足冶炼园区的巨大新增清洁电力需求。此外，尽管绿证采购等市场化机制能够在帮助企业降低核算口径下的电力排放的同时促进当地能源结构转型，但当前企业仍普遍缺乏购买绿证的动力；绿证机制对电力系统减排的实际促进作用也仍取决于能否建立严格、透明、可操作的监管框架，以有效保障绿证的额外性和可靠性。与此同时，印尼大量镍冶炼项目配套的自备煤电机组投运时间较短，据现有项目数据库估计，截至 2025 年，印尼在运自备煤电装机中超过 90% 的运行年限不超过 6 年，远未进入自然退役周期（图表 17）。在投资尚未回收的情况下提前退役，将带来较高搁浅资产风险，也削弱了企业主动替代煤电的意愿。

图表 16　苏拉威西岛和北马鲁古岛陆上太阳能光伏和风能装机容量潜力分布



来源：RMI 分析

图表 17　印尼用于镍加工的自备燃煤电厂技术及使用年数（2025 年）



来源：RMI 基于 Global Energy Monitor Global Coal Tracker 相关数据分析

其次，硫酸镍生产减排的激励机制和价值实现路径仍有待进一步完善。从镍生产企业层面看，虽然越来越多镍生产企业开始探索绿电应用、能效提升等减排措施，但在镍冶炼园区等连续生产场景下，实现高比例可再生能源供电仍需配套储能和灵活性资源，相关系统成本和融资需求仍然较高，如果低碳投资不能转化为稳定订单或价格补偿，企业投资深度减排的积极性也就很难保障。从产业链层面看，下游车企和电池企业正普遍加强范围三排放管理和减排要求，但由于动力电池供应链层级较多，减排需求在多级供应商之间传导过程中容易弱化，针对低碳镍产品的明确采购标准、长期采购协议机制、绿色溢价分摊机制和技术改造支持仍有待进一步建立。从政策层面看，印尼已提出净零排放目标，并推动可再生能源发展、电力行业碳市场建设以及新增煤电限制等措施。但目前印尼可再生能源项目的大规模部署仍面临一定制度和市场障碍，电力行业碳市场尚不包括许多镍冶炼设施依赖的自备煤电机组，新增煤电限制政策对于属于国家战略性项目的工业园区减排约束相对有限，气候目标也尚未充分嵌入镍冶炼项目审批、产业监管和投资决策体系。同时，镍行业长期面临大宗商品市场波动、全球市场政策和终端需求的不确定性、资源国产业政策调整等风险。在低碳产品价值尚未得到充分市场认可的情况下，企业往往难以将减排收益明确纳入投资决策。近年来，低碳金属溢价、绿色采购协议、转型金融和可持续发展挂钩融资等机制正在逐步发展，为低碳硫酸镍的价值实现提供了新的探索方向。但这些机制工具总体仍处于发展阶段，未来需要进一步强化市场需求传导、成本分担和风险共担机制，使减排投入能够获得更加稳定和可预期的回报，从而为硫酸镍供应链的大规模低碳转型提供长期动力。

第三，低碳硫酸镍的市场建立和价值传导仍需产业链碳数据管理和溯源能力的进一步提升。动力电池供应链层级多、跨国分布广，从矿山、冶炼、中间品生产到正极材料、电芯和整车制造，涉及大量企业和生产环节。随着动力电池碳足迹管理要求不断提高，越来越多企业开始建立产品碳足迹核算和供应链碳数据管理体系，电池护照、企业自建平台、行业联盟平台和国家级追溯平台等工具也在持续发展（图表 18），在推进供应链主体碳数据管理能力建设与系统整合、形成产品溯源与碳足迹核算机制等方面发挥了重要作用，其中部分平台之间也已开始探索数据互认机制。[37] 但当不同平台的数据模型、披露边界和验证要求不完全一致，上游企业的数据报送和合规成本也将增加。此外，现有产品碳足迹核算在不少情况下仍较大程度依赖行业平均因子或数据库默认值，而非设施级实景数据。在这种情况下，即使冶炼企业通过绿电、余热发电、能效提升或燃料替代实现了实际减排，其成果也可能无法及时、准确地反映到下游电池产品碳足迹中，从而影响低碳投资价值的体现和传导。要实现低碳产品采购、绿色金融支持和供应链减排的进一步协同，硫酸镍生产的相关主题或将需要进一步提升设施级数据的可获得性和可信度、完善第三方核查和数据质量管理机制、加强不同平台和体系之间的数据互认与衔接，并在保障数据安全的前提下，提高产业链碳数据的透明度和可追溯性。

图表 18　动力电池产业链数据溯源平台 / 工具对比

体系类别	平台 / 工具名称	主导主体	核心企业
国家主导	汽车动力电池碳足迹信息平台 [38]	中国工业和信息化部主管、中汽碳（北京）数字技术中心有限公司运营	动力电池包生产企业、进口商、自行组装电池的车企，为第一责任主体；上下游原材料、运输、回收企业为协同主体，需提供真实可追溯数据
	Ouranos Ecosystem[39]	日本经济产业省（METI）主导，IPA 数字架构设计中心（DADC）和新能源产业技术综合开发机构（NEDO）共同推进	丰田、日产汽车和本田等日本汽车大型企业、丰田和松下控股出资的 EV 电池企业司等
第三方主导	Catena-X[40]	德国汽车联盟	BMW、奔驰、大众、博世、福特等
	Battery Passport[41]	全球电池联盟（GBA）	宁德时代、特斯拉、奥迪等
	Circulor[42]	英国第三方科技公司，提供供应链溯源即服务	Volvo Cars、BMW、极星、大众、奔驰等
企业自建	Tesla 供应链碳管理体系 [43]	特斯拉 (Tesla)	Tesla 全球直接供应商及延伸至矿山层面的直接采购关系
	时代碳链（Carbon Chain System）26	宁德时代 (CATL)	CATL 全球供应链（直接和间接供应商）

来源：RMI 根据公开资料整理

由此可见，**硫酸镍生产减排的主要挑战不在于缺乏技术路径，而在于如何将相关减排行动与电力系统改造、资产转型安排、供应链采购机制、碳数据治理和金融支持体系有效衔接。**

专栏：矿产行业减排的市场激励机制案例

（一）绿色溢价与成本分摊机制

案例1：LME绿色金属平台探索低碳金属溢价交易

2024 年，伦敦金属交易所（LME）与 Metalshub 合作推出绿色金属交易平台，针对低碳镍开展了交易试点，将碳足迹低于 20 吨 CO_2e/ 吨镍的产品纳入“绿色镍”交易范围。截至 2025 年 10 月，平台已累计完成 488 吨绿色镍交易，并计划进一步扩展至铝、铜、锌等基础金属。[44]

案例2：沃尔沃和诺里尔斯克镍业引入内部碳定价

2021 年底，沃尔沃汽车（Volvo Cars）承诺在投资决策和业务规划中采用每吨 1,000 瑞典克朗（约 105 美元）的内部碳价，并将其作为实现 2040 年气候中和目标的重要管理工具。[45]

诺里尔斯克镍业（Nornickel）则于 2024 年采用 49 美元 / 吨 CO_2e 的内部碳价评估约 60 个投资项目，将碳成本纳入项目财务模型，用于比较不同投资方案的长期风险和收益。评估发现，即使是最严格的碳价情景，商业项目的净现值和内部收益率也不会低于所需水平 [46]

（二）金融支持机制

案例3：澳大利亚和中国完善矿业转型金融分类体系

近年来，多国开始将矿产行业纳入可持续金融框架。澳大利亚在其可持续金融分类法中将矿物、采矿和金属行业列为重点领域，并明确了符合转型要求的融资活动范围。[47]

中国相关绿色金融目录则将矿产资源综合利用、矿山生态修复、固废治理以及部分节能采矿设备纳入支持范围，为金融机构识别和支持矿业转型项目提供了依据。[48]

案例4：SSAB发行与减排表现挂钩的转型债券

2024 年，瑞典钢铁公司 SSAB 成功发行 20 亿瑞典克朗（约 1.96 亿美元）的可持续发展挂钩债券（Sustainability-Linked Bond），并承诺到 2032 年将范围 1 和范围 2 绝对排放量减少 35%。[49] 该债券的融资条件直接与减排绩效挂钩。如果企业未能实现既定减排目标，其融资成本将相应增加。

案例5：专项转型基金支持产业链减排

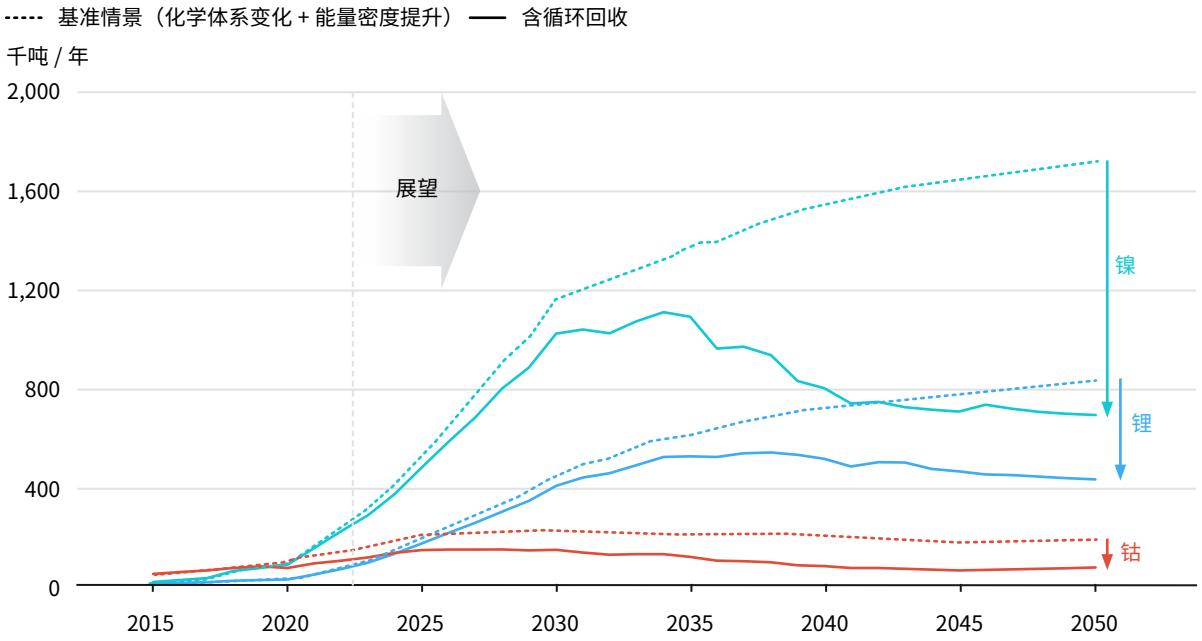
除金融市场工具外，一些国家和金融机构也开始通过专项资金支持产业链减排投资。例如，澳大利亚国家重建基金（National Reconstruction Fund）设立净零基金，重点支持工业减排、能源效率提升和低碳技术产业化。[50]

2026 年，汇丰中国宣布设立 300 亿元人民币可持续发展与转型信贷基金，支持清洁能源、交通电气化以及绿色产业链建设，并将支持范围从核心企业进一步延伸至上下游供应链。[51]

4、 动力电池循环回收减排策略与挑战

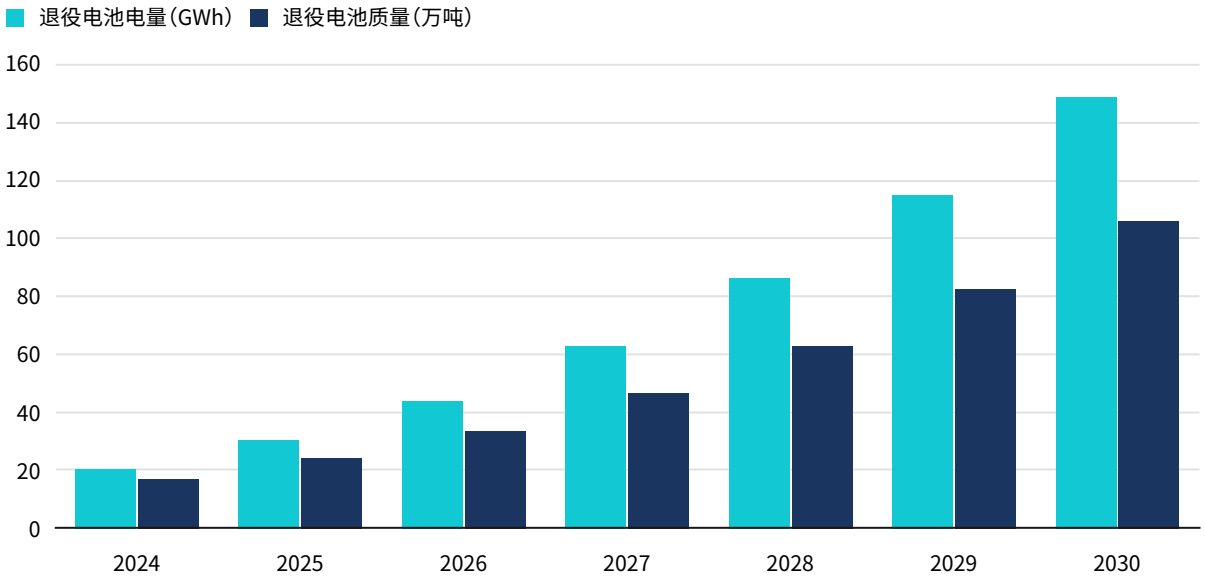
动力电池循环回收不仅是废弃物管理问题，更是电池全生命周期减排、关键矿物安全和产业链韧性建设的重要组成部分。对于电池全生命周期排放而言，电池生产阶段的碳排放高度集中于上游矿物开采、冶炼加工及正极材料生产环节，而回收材料能够部分替代原生矿物及其高能耗加工过程，从而降低新电池生产的碳足迹。RMI 研究表明，随着回收规模扩大，电池生产所需的原生锂、镍和钴需求将更早达峰，并在长期显著下降；到 2050 年，循环回收可使这三类矿物的净原生需求减少约 50%[52]（图表 19）。IEA 也指出，随着更多退役电池进入回收体系，再生材料在关键矿产供应中的占比将持续提高，到 2050 年可满足全球超过 10% 的锂、镍需求，以及约 30% 的铜、钴和稀土元素需求。这一趋势在中国已经开始显现：2022–2025 年，中国新能源汽车废旧动力电池综合利用量由 10.2 万吨增长至超过 40 万吨，规模扩大近 4 倍[53]，预计到 2030 年，中国当年动力电池退役量将超过 106 万吨[54]（图表 20）。2024 年，中国通过废旧锂电池回收获得碳酸锂 8.3 万吨、镍 14.5 万吨、钴 2.9 万吨，分别满足国内相关需求的 20%、25% 和 11%，对缓解上游资源压力已形成实质性贡献[55]。动力电池回收利用产业将迎来原料供给、市场规模和资源循环需求同步增长的发展机遇，成为保障关键矿产资源供应和支撑电池产业链循环发展的重要环节。

图表 19　循环回收降低电池生产净矿物需求量



来源：RMI (2024), The Battery Mineral Loop, The path from extraction to circularity

图表 20　　中国动力电池退役量预测



来源：中汽碳分析，RMI 绘制

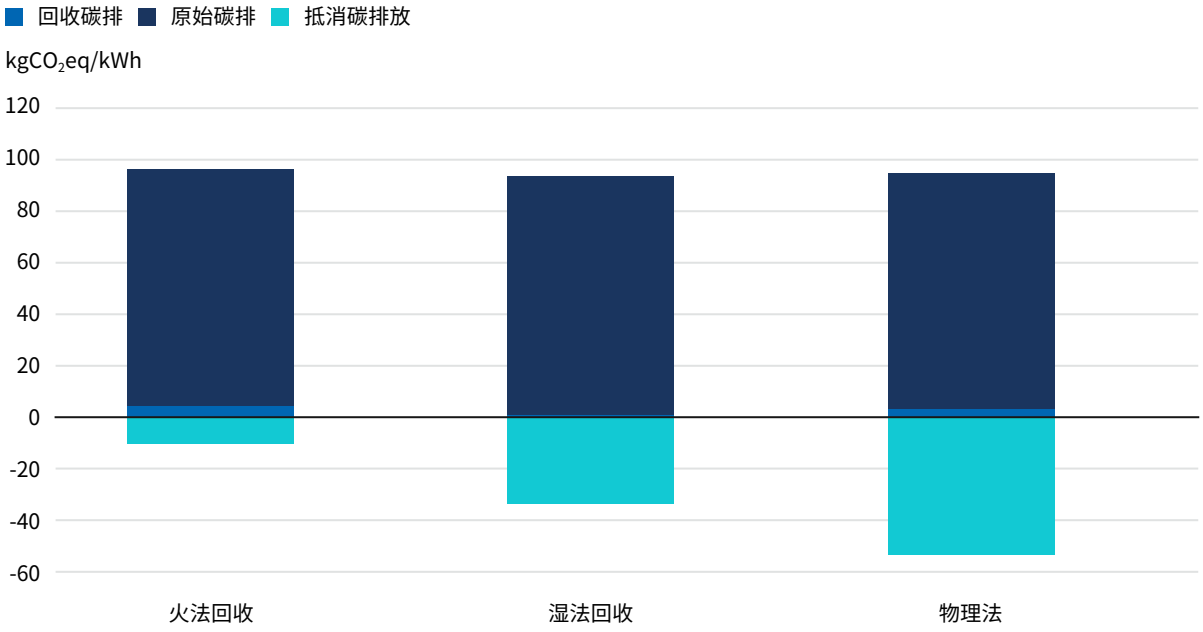
因此，对于动力电池企业而言，提升回收体系建设、再生材料利用比例和回收工艺低碳化水平，有助于同时降低产品碳足迹和上游资源依赖；对于产业链整体而言，循环回收能够在原生矿物减排进展有限、供应链波动加剧的背景下，为电池产业提供更稳定、低碳和可追溯的材料来源。后续将进一步分析我国动力电池循环回收体系建设现状，以及不同回收利用路径在减排潜力和经济性方面的差异。

4.1　动力电池循环回收的降碳潜力及经济性分析

动力电池资源化回收主要有火法冶金、湿法冶金、直接物理回收等技术路线。UNGC 针对容量为 74kWh、包含 188 个电芯的 NMC811 电池包开展的比较分析显示，使用火法回收材料再制造电池，碳排放较使用原生材料降低约 4.8%；使用湿法冶金回收材料，碳排放降幅可达到 33.47%[56]；直接物理回收由于能够最大程度保留正极材料结构、减少重新冶炼和再合成过程，理论减排潜力最高，碳排放较原生材料路径降低约 51.8%（图表 21）。目前，湿法及干湿联合法是高值化回收的主流工艺。相较于火法冶金，湿法工艺具有锂等关键金属回收率高、产品纯度高等优势，更适合生产电池级再生材料，但工艺流程相对复杂、成本较高。考虑到湿法冶金技术在我国三元动力电池回收中的主导地位，本节以湿法回收作为主要分析对象，评估循环回收对动力电池全生命周期碳排放和经济性的影响 [xi]。

xi　在电池回收碳足迹核算中，报废电池的生命周期末端分配方法会显著影响核算结果。GBA 电池护照配套文件 Comparison of end-of-life allocation approaches 对比了截断法（cut-off）、替代法（substitution）和循环足迹公式（Circular Footprint Formula, CFF）三类方法。其中，截断法仅核算新电池生产所使用再生材料本身的碳足迹，逻辑较为直接；替代法则将废旧电池回收后替代原生材料生产所避免的排放作为抵扣；CFF 则试图在再生料使用和废弃端回收之间进行综合分配，但参数设定更复杂，也包含较多假设。为避免替代比例和参数选择带来的不确定性，本研究采用相对简洁透明的截断法，即将废旧电池包作为零碳原料处理，仅核算拆解、回收、冶金和再生材料生产过程产生的碳排放，并将其分配至再生材料。

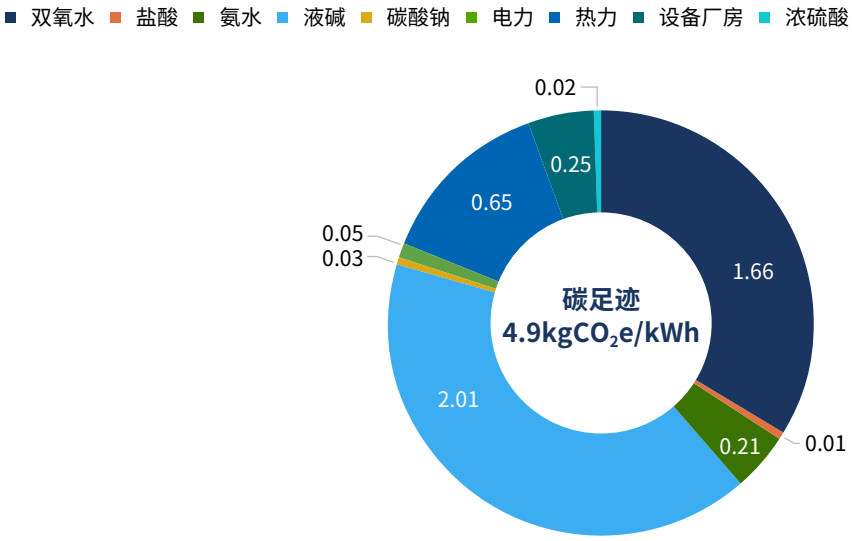
图表 21　不同回收方式减碳效果比较



来源：RMI 根据公开文献整理分析

研究结果表明，即便考虑回收过程自身排放，回收再生材料相较原生材料具有显著减碳优势。湿法回收并非零排放过程，但即便考虑这部分的碳足迹，使用再生材料的电池碳足迹仍显著低于原生材料。基于 ANL EverBatt 模型对 NMC811 电池包湿法回收工艺的测算，回收 1kWh 废旧电池包的过程碳足迹约为 4.9 $kgCO_2e/kWh$，主要来自化学品消耗和能源使用。其中，液碱和双氧水是最主要的排放来源，两者合计约占回收过程碳足迹的四分之三以上；热力消耗约为 0.65 $kgCO_2e/kWh$，电力排放占比较低（图表 22）。通过降低电力排放、优化酸碱试剂消耗、提高药剂循环利用水平、热力系统低碳化，湿法回收过程的碳排放则有潜力进一步下降。

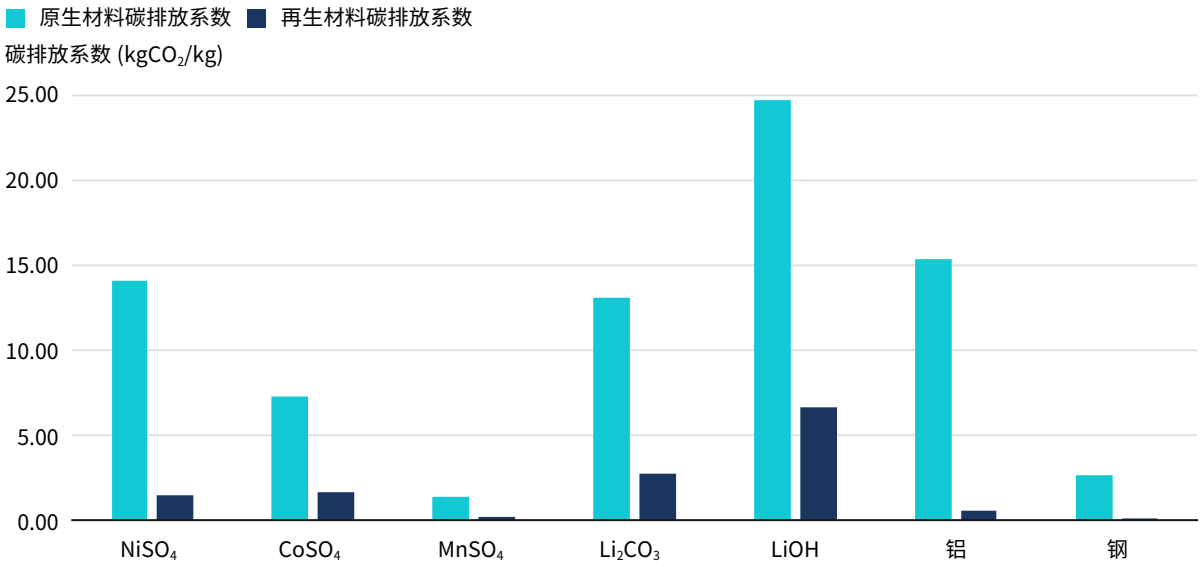
图表 22　以 NMC811 为例的湿法回收工艺碳足迹构成



来源：ANL EverBatt 模型分析，RMI 绘制

对于三元电池而言，湿法回收得到的正极前驱体相关金属盐，如硫酸镍、硫酸钴、硫酸锰及锂盐，再生材料碳排放较原生材料下降约 76%–90%；包装和结构件拆解得到的铝、钢材料再生利用后，材料碳排放降幅可超过 95%（图表 23）。[xii] 当有价金属再生材料使用比例由 0% 逐步提高至 50% 时，四类 NMC 电池的单位电量碳足迹均持续下降。总体看，**有价金属再生率每提高 10 个百分点，电池碳足迹约下降 4%；在 50% 再生率情景下，四类三元电池平均碳足迹可降至约 68.5 $kgCO_2e/kWh$，较基准情景下降约 23.5%（图表 24）。**

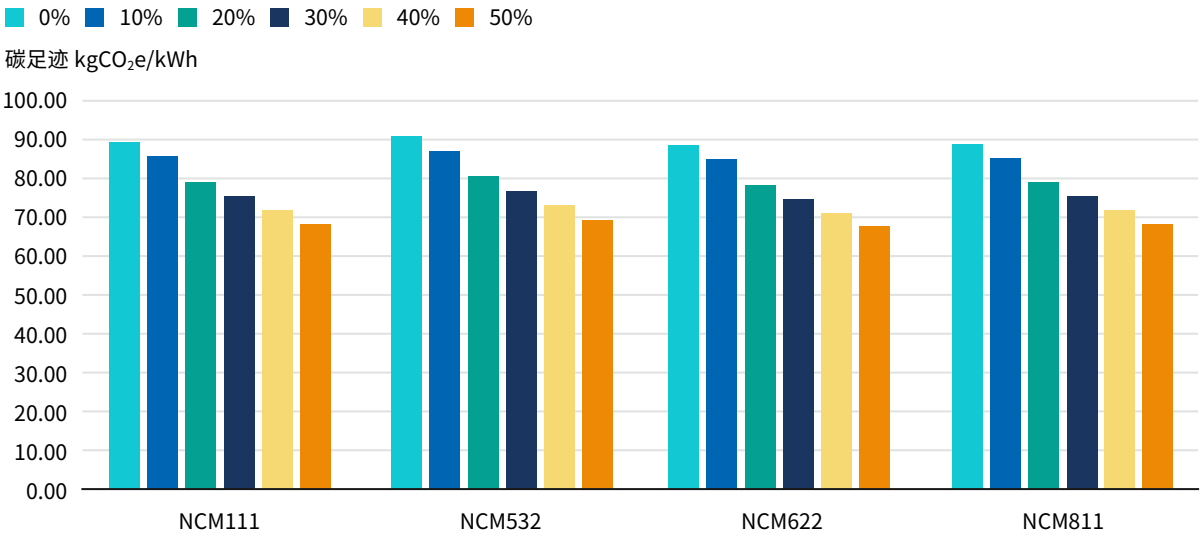
图表 23　不同电池金属材料原生与再生排放系数比较



来源：RMI 分析

注：再生材料碳排放系数为 NCM 111、NCM 532、NCM 622 和 NCM 811 四种电池类型中相应再生材料排放系数的平均。

图表 24　不同再生率假设下的各类电池碳足迹变化



来源：RMI 分析

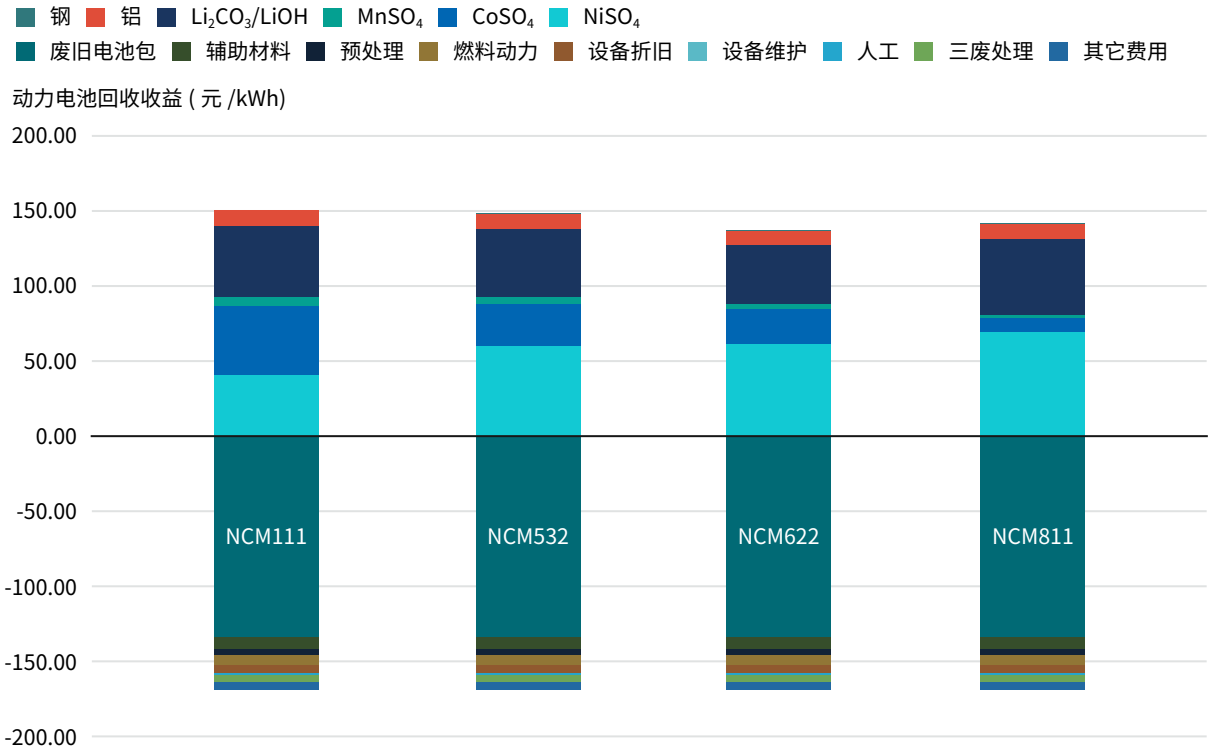
注：再生率指生产 1kWh 电池中各类有价金属使用循环再生材料的比率

---

xii　电芯中的铝箔主要作为集流体，对导电性、一致性和杂质控制要求较高，在现有技术条件下暂不考虑由再生铝替代；再生铝主要用于电池包壳体和结构件。

从经济性看，动力电池回收价值高度依赖电池化学体系和其中有价金属含量。动力电池回收的处理成本来自拆解、预处理、冶金回收、三废处理、人工和设备维护等方面（图表 25）。三元电池含有镍、钴、锰、锂等高价值金属，回收产物收益更高。成本测算显示，NMC111、NMC532、NMC622 和 NMC811 废旧电池包的回收产物价值大体处于每 kWh 140–150 元左右，其中硫酸镍、硫酸钴和锂盐是主要收益来源。三元电池由于有价金属含量高，当前已经具备较好的回收经济性，同时能够显著降低镍、钴、锂等关键材料碳足迹；LFP 电池虽然单位经济价值较低，但由于未来退役规模庞大，其在减少资源浪费、降低锂资源需求和完善电池循环体系方面同样具有重要意义。因此，对于三元电池回收利用经济性的进一步提高，应进一步提高湿法回收效率和再生材料进入电池供应链的比例；对 LFP 电池，则需要通过技术进步、规模化处理和政策机制补足经济性短板，避免低价值电池流入非正规渠道或被低效处置。

图表 25　不同类型动力电池循环回收经济性分析



来源：RMI 分析

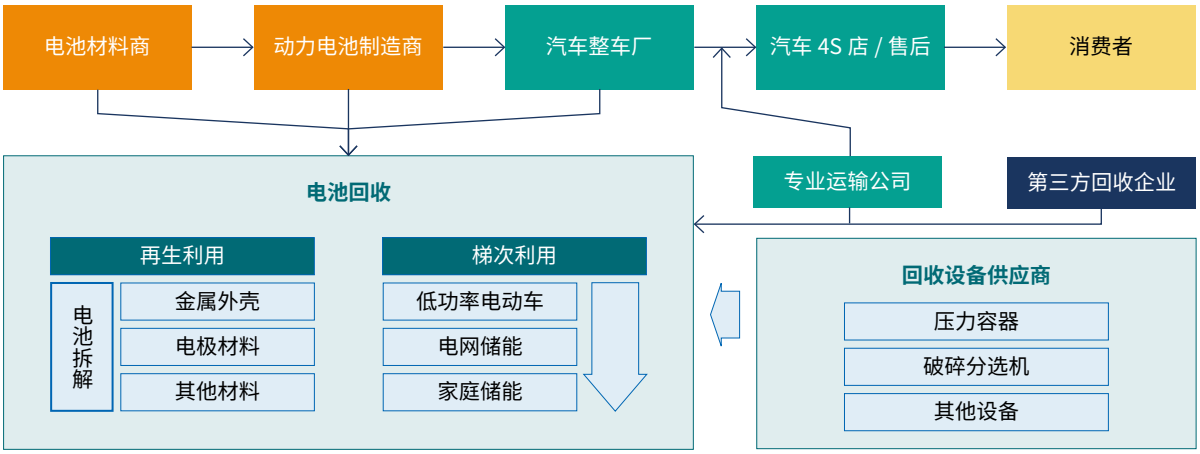
4.2　动力电池闭环循环体系仍需构建全链条闭环管理

近年来，我国围绕动力电池回收利用密集出台政策，管理重点逐步由回收网络建设转向全链条责任落实和规范监管。2024 年《新能源汽车废旧动力蓄电池综合利用行业规范条件》要求，锂回收率不低于 90%，镍、钴、锰回收率不低于 98%，电极粉料回收率不低于 98%。目前，格林美、华友循环、赣锋循环等头部企业已基本达到或超过上述要求，锂回收率普遍超过 90%，镍、钴等关键金属回收率达到 95%—99% 以上。2025 年 2 月，国务院办公厅印发《健全新能源汽车动力电池回收利用体系行动方案》，提出完善回收服务网络、强化全流程信息追溯、健全标准体系和监督管理机制。2026 年施行的《新能源汽车废旧动力电池回收和综合利用管理暂行办法》进一步明确电池企业、整车企业、换电及维修企业、报废机动车回收拆解企业和综合利用企业等主体在回收、移交、利用及信息报送方面的责任，并建立动力电池数字身份证和全国溯源信息平台，实现从生产装车到维修更换、车辆报废、拆解利用的全过程信息管理。该办法还提出“车电一体报废”要求，将动力电池完整性纳入新能源汽车报废认定，以减少退役电池流入非正规渠道。同期，工业和信息化部废止和修订动力电池梯次利用相关政策标准，取消梯次利用企业公告管理，并进一步限制废旧动力电池用于电动自行车等高风险场景，体现出政策对梯次利用的管理正由鼓励行业发展转向强化安全约束和规范管理。

近期密集的政策趋势表明，未来动力电池回收将更加注重规范流向、分类利用和材料闭环。数字身份证和全国溯源信息平台将推动监管从追踪电池去向，逐步延伸至电池状态、材料组成、拆解利用和再生材料流向等信息管理；“车电一体报废”和各环节责任制度将进一步压缩非正规回收和拆解空间。退役电池的利用路径也将更多依据剩余性能、安全风险和经济价值确定，具备再利用条件的电池进入安全可控的适宜场景，其余电池则进入再生利用体系，回收锂、镍、钴等关键材料并推动其重新用于电池生产。随着退役动力电池规模持续扩大和回收体系逐步规范，加强各环节的闭环管理并推动再生材料回流电池生产，将进一步释放资源循环的减排潜力，助力降低动力电池全生命周期碳排放。

从商业模式看，我国动力电池回收利用正在形成“生产者责任主导、专业企业实施、产业链协同运营”的复合型模式。前端回收主要由动力电池企业和整车企业依托销售、售后维修、换电、报废机动车拆解等网络承担；后端检测、拆解、湿法冶金和再生材料生产，则主要由具备工艺、环保和规模化处理能力的综合利用企业完成。电池企业、整车企业与专业回收企业之间通过回收服务网点、长期供料协议、再生材料采购和数据共享等方式建立合作关系。总体而言，我国回收体系正由分散回收和一次性废料交易，逐步转向以规范移交为基础、以材料再生为核心、以再生材料回流电池供应链为目标的闭环循环体系（图表 26）。

图表 26　电池回收产业链与主要商业模式



来源：民生证券分析，RMI 分析

注：2026 年工信部发布公告，加强动力电池梯次利用管理，明确限制废旧动力电池进入电动自行车等高风险应用场景，其他应用场景需要以符合相应领域标准、完成合法回收流转并具备质量安全责任主体的电池产品形式使用。

专栏：我国动力电池回收的商业模式

我国动力电池回收存在三种商业模式：一是以电池生产企业为主导，覆盖电池全生命周期，利于降本但回收路径长、难追溯；二是以整车制造企业为主导，电池报废后从多种来源交由整车企业自营的报废电池处理中心处理，此前多用于梯次利用，但 2026 年工信部取消动力电池梯次利用企业公告管理后，其定位已从“梯次利用为主”转向“合规回收与溯源节点”；三是以第三方企业为主导，由第三方企业构建电池回收网络，将电池收集回收后移交第三方处理中心处理，可拓宽资源供应、保障降本，推动产业闭环。

以电池生产商为主的回收模式的代表性企业为宁德时代，其通过收购如广东邦普循环这类专注废旧电池循环利用的企业，构建起涵盖电池生产、使用、再生利用到资源再生的产业闭环。这不仅提升了企业对上游原料商的议价能力，还降低了动力电池生产成本。该模式的优势在于能够提高材料质量控制和供应保障能力，并通过再生材料替代降低关键金属采购风险及电池生产的碳足迹；其约束在于，退役电池来源分散、跨区域运输和回收网络维护成本较高，仍需与整车企业、维修网点和第三方渠道合作。新规下，该模式受梯次政策退出的冲击最小，定向循环的闭环逻辑因再生利用地位强化而受益。

以整车制造商为主的回收模式的代表性企业为比亚迪，该模式依托 4S 店等丰富销售网络，回收效率优势显著。工信部数据显示，截至 2024 年 10 月底，全国动力电池回收服务网点超过 1.5 万个，较 2022 年增长约 27%，汽车生产企业依托现有销售及售后服务体系成为回收网络的主要建设主体[57]。以比亚迪为例，其于 2022 年 4 月成立台州弗迪电池有限公司，业务涉及电池制造销售、废旧动力蓄电池回收及再生利用等。需要指出的是，2026 年 7 月工信部已废止“梯次利用”相关条款，不再开展梯次利用企业公告管理，此前已公告的 100 家梯次利用企业全部移出合规名单，其中包括上海比亚迪有限公司。这意味着该模式的核心价值已不再是“梯次利用”，而是依托销售网络落实“车电一体报废”和溯源信息上传的法定义务。2026 年 4 月施行的《新能源汽车废旧动力电池回收和综合利用管理暂行办法》明确，报废新能源汽车动力电池缺失的，认定为车辆缺失；同时建立动力电池数字身份证和全国溯源平台。因此，整车制造商为主的模式当前定位是以前端网络为合规回收与溯源的刚性节点，后端交由专业再生利用企业处理，而非自行承担冶金加工或梯次重组。

第三类是以专业综合利用企业为核心的开放式回收与再生模式。格林美、华友循环、天奇股份等企业通常通过与整车厂、电池厂、维修企业、报废机动车拆解企业及运营商签订合作协议，获得废旧电池和生产废料来源，并集中开展预处理、黑粉制备、湿法冶金和再生材料生产。该模式的竞争力主要来自回收工艺、金属回收率、环保合规能力、原料采购网络和再生产品销售渠道。由于后端处理具有较强的技术和规模经济特征，专业综合利用企业仍是动力电池再生利用的主要实施主体，新规加速了第三方内部的结构分化，即梯次利用企业集体出清，具备湿法冶金能力和规模效应的再生利用企业地位反而强化；但其稳定经营高度依赖与电池企业、整车企业建立长期回收和再生材料采购合作。在梯次企业退出后，再生龙头的产能壁垒和渠道绑定能力成为更关键的竞争变量。

我国已形成较强的动力电池拆解、湿法冶金和再生材料制造能力，下一步需要进一步打通“退役电池—再生材料—新电池”的循环链条，使退役电池经过规范回收、合规运输和专业处理，稳定转化为符合电池级要求的再生材料，并重新进入电池供应链。为此，应围绕正规原料供给、商业模式和跨境规则等关键环节加强制度建设，推动整车企业、电池企业、回收企业、材料企业及监管部门形成更加稳定的协作机制。

一是加强前端回收网络与后端处理能力的衔接，保障正规企业获得稳定、可追溯的退役电池来源。当前，退役电池分散在车主、维修企业、换电运营商和报废机动车拆解企业等主体，且电池残值、健康状态和安全风险差异较大，收集、贮存和运输成本较高。部分非规范经营者通过规避环保、安全、税务和信息报送等合规成本，以较高报价争夺废旧电池，不仅影响正规企业的原料供应和产能利用，也增加了非法拆解、环境污染和安全事故风险。2026年五部门联合执法专项行动将违规交售、虚假溯源、非法拆解和无照经营列为重点整治对象，进一步凸显了规范前端回收渠道的重要性。下一步，应将动力电池编码、数字身份证和溯源信息平台嵌入汽车报废、维修更换、换电运营和回收服务网点的实际业务流程，强化电池流向核验和违规责任追究，并鼓励整车、电池和回收企业通过回收网络共建、长期供料协议及信息共享等方式开展合作，为规范产能提供稳定原料保障。

二是完善循环回收的商业模式和价值分配机制，使资源价值与碳减排价值共同支撑回收体系运行。动力电池回收的经济性受到电池化学体系、金属价格、回收率、处理成本和再生产品质量等因素影响。三元电池中的镍、钴和锂具有较高材料价值，能够为回收提供一定的经济基础；磷酸铁锂电池的有价金属价值相对有限，随着其退役规模扩大，单纯依赖金属残值可能难以覆盖收集、运输、拆解和再生处理成本。因此，需要在市场化回收基础上，进一步探索生产者责任、长期回收协议、处理服务费、再生材料承购和绿色采购等机制，合理分担回收成本和收益，减少金属价格波动对行业运行的影响。同时，应建立统一、可核查的再生材料碳足迹核算、再生含量声明和追溯规则，并将其纳入电池企业的采购评价、产品碳足迹管理和供应链减排体系，使再生材料减少原生矿产开采、精炼和运输排放的环境价值能够被识别和验证，逐步转化为绿色采购溢价、长期订单等市场激励。

三是推动跨境循环规则和数据标准衔接，拓展再生材料在全球电池供应链中的应用空间。动力电池循环具有明显的跨境特征，退役电池、再生黑粉、金属盐及正极材料前驱体的产生、处理和使用可能分布在不同国家和地区。然而，各法域对废旧电池和再生中间产品的废物属性、危险货物运输、跨境转移和市场准入规定存在差异，增加了循环材料的合规成本。欧盟近年来加强了对电池黑粉跨境转移的监管，我国则自 2025 年起允许符合国家标准要求的锂离子电池再生黑粉作为再生原料进口，表明再生材料的产品属性和质量标准正成为跨境循环的重要基础。未来可围绕再生材料质量、回收效率、再生含量、产品碳足迹和数字追溯信息加强国际规则对接与互认，减少重复检测和数据转换成本，促进合规再生材料在全球价值链中顺畅流动。

总体而言，动力电池闭环循环体系建设不仅取决于回收和再生技术进步，还需要整车、电池、回收、材料和物流企业共同参与，并由政府部门在责任划分、信息监管、标准认证和跨境规则等方面提供制度支撑。通过加强多主体协同，推动电池流、材料流、信息流和价值流有效衔接，可进一步提升关键材料循环利用水平，释放动力电池回收的全生命周期减排潜力。

5、 产业链多主体合作，促进动力电池全生命周期降碳

动力电池碳足迹贯穿关键矿产开采与加工、材料制造、电池生产、使用和循环利用等环节。产品碳足迹的深度减排需发挥政府、产业链不同主体、金融机构等在规则制定、采购传导、技术改造、材料循环和市场激励中的作用，使碳数据、减排要求和绿色溢价能够沿产业链有效传导。

政府和金融机构：完善规则、数据与转型支持

- **制定合理可行的碳足迹核算规则，夯实产业链碳管理的数据基础。**政府部门应协调产业链不同主体的诉求、能力与合理关切，逐步明确合理可行的关键矿产、材料、电芯、电池包和回收利用等环节的核算方法学与数据核查机制，建立动态更新的排放因子数据库，尽早明确涉及跨境产业链的碳足迹数据质量要求。近期可优先围绕镍、铝、电力等开展试点，提高企业一手数据在核算中的使用比例，为低碳采购和政策激励提供依据。

- **打通碳足迹与电池溯源信息，推动数字护照体系建设。**在现有动力电池编码和溯源管理基础上，可逐步整合产品碳足迹、再生材料含量等信息，积极参与推进电池护照等相关国际平台的规则制定与衔接，减少产业链重复填报和跨境数据转换成本。近期可优先在重点企业和出口产品中开展试点，逐步深入相关行业企业的能力建设。

- **推进系统性的减排支撑体系建设。要实现动力电池的全生命周期降碳，**政府需同步完善相关的系统性政策和市场环境。这包括降低可再生能源投资门槛，为企业大规模适用可再生能源创造可能；加快电力系统的绿色转型，保障电池产业链企业低成本获取稳定、绿色电力的能力；建设具有可信性、额外性、可操作性的绿证与碳市场政策工具，激活市场化减排激励；明晰关联行业减排路线，强化跨部门协同治理；创造稳定的行业宏观政策和市场环境，为降碳投资决策创造稳定基本面预期等。

- **提高金融支持与实际减排成效的关联度。**金融机构可将绿色电力使用比例、单位产品碳排放、再生材料应用比例和供应链减排目标纳入投融资评价，重点支持具有明确退煤、绿电替代、能效改造和污染治理计划的项目。公共资金和政策性金融近期可通过贴息、风险分担和示范项目，支持低碳冶炼、闭环回收、数字化追溯及高效再生利用设施建设，降低早期转型项目的融资成本。

电池制造企业：发挥链主作用，建立全生命周期碳管理与低碳采购机制

- **建立覆盖企业运营和供应链的减排目标与管理体系。**电池企业应制定覆盖范围 1、范围 2 和重点范围 3 排放的中长期减排目标，并将单位电池碳足迹、可再生能源电力比例、再生材料使用比例和供应商减排进展纳入经营管理。近期可从重点产品和主要供应商入手，建立从矿物盐、正负极材料到电芯、电池包及回收材料的碳足迹台账，识别对产品碳足迹影响最大的材料和供应商。

- **制定短期和长期减排战略，优先实施成熟且经济性较好的生产减排措施，及早为进一步减排做好准备。**电池企业可从能效提升、绿色电力采购和能源数字化管理入手，降低电芯和电池包制造环节的用电排放；新建及扩建产能可优先布局在可再生能源供给和低碳电力交易条件较好的地区。近期可结合设备改造周期推进高耗能工序能效提升，扩大绿电直购或长期购电规模，并在重点园区和工厂开展实践。也可通过逐步提高供应链数据质量要求、提高生产余料回收能力等，为未来进一步降碳措施的推进做好准备。

- **将碳足迹要求纳入供应商准入、采购比选和合同管理。** 对高排放原料，电池企业可逐步设置排放强度门槛及改进期限。近期可在重点材料采购合同中加入碳数据披露和阶段性减排条款，同时通过长期订单、再生材料承购和技术合作，为达到要求的供应商提供更稳定的市场预期。

- **兼顾优先低排放技术路线的采购策略与对具体生产路线的减排支持。**对于供应链中有多种生产路线的原材料减排，电池企业一方面可采取优先采购更低排放的生产路线的原材料的策略，通过强化低碳路线的原材料的需求，引导新增投资向低排放技术路线倾斜。另一方面，电池制造企业通过内部碳价、成本分摊、低碳采购指标、减排技术指引等机制推动各路线内部的生产过程降碳也十分重要。

上游镍冶炼及材料企业：以能源清洁化和工艺优化降低源头排放

- **制定与具体工艺和资产条件相匹配的量化减排路线。**上游企业应识别电力、蒸汽、还原剂、燃料运输和石灰石中和等主要排放源，明确不同阶段的产品碳足迹目标及实施路径。近期可先完成重点生产线的碳排放诊断，优先推进能效提升、余热余压利用和运输电气化等，并逐步减少自备煤电和燃煤蒸汽使用，避免形成新的高碳资产锁定。

- **将清洁能源供应纳入新增和扩建项目的前期决策。**企业应在园区规划阶段统筹清洁电力、储能、输配电、余热利用、原料物流和水资源配置，优先在风电、光伏、水电和生物质等可再生能源可获得性高的地区布局产能。近期新增项目应将绿色电力比例作为投资决策的重要指标，并优先通过物理连接或长期购电协议获得稳定的低碳电力。

- **积极跟进本地清洁能源发展、工业降碳和供应链管理相关政策和市场动态，推动形成有利于产业链低碳转型的外部环境。**主动争取可再生能源、电力市场化交易、绿证、碳市场和绿色金融等领域的试点机会，积极参与行业标准、核算规则和市场机制建设，促进清洁能源供给增长和低碳产品价值传导，为产业链上游减排创造更有利的政策和市场条件。

回收与循环利用企业：推动再生材料高质量回流电池供应链

- **建设稳定、规范且可追溯的退役电池回收网络。**回收企业可与整车企业、电池企业、换电运营商、维修企业和报废机动车拆解企业建立长期合作，形成覆盖回收、仓储、运输、检测和拆解的规范渠道。近期可通过长期供料协议、统一交接标准和数字化台账，将动力电池编码及健康状态信息贯穿回收流程，提升原料来源的可追溯性和供应稳定性，同时推动再生金属盐和正极材料前驱体稳定达到电池级要求。

- **以长期合作推动再生材料定向回流。**电池企业与回收企业可采用“定向回收—定向再生—定向供应”模式，签订长期供料和承购协议，降低退役电池来源及再生材料销售的不确定性。近期可选择特定车型、电池型号或生产基地开展闭环试点，与车企合作改善电池的易拆解性、材料可识别性和再生材料适配性。

下游买家企业：形成联合采购信号和绿色溢价分担机制

- **将碳足迹纳入电池采购和供应商评价。**整车企业、储能开发商和其他电池采购方应在价格与性能之外，综合考虑产品碳足迹、再生材料含量等供应链信息。近期可先对重点电池产品设置碳数据披露要求和分阶段排放阈值，并在同等条件下优先采购碳足迹较低、数据质量较高的产品。

- **通过长期订单和合理溢价分担低碳转型成本。**下游买家可通过长期承购、优先采购和价格调整机制，为上游清洁能源替代及工艺改造提供稳定需求。近期可在采购合同中纳入减排目标，避免绿色采购停留在原则性承诺层面。

- **以买方协作形成一致、可执行的市场信号。**有条件的整车企业、储能企业和消费品牌可发起或参与“负责任电池买方联盟”，共同制定碳足迹披露、绿色电力、再生材料和供应链尽职调查等最低采购要求。近期可从统一核心指标和数据模板入手，将分散需求转化为足以支持上游投资的采购规模。

附录　NMC动力电池全生命周期减排潜力与成本模型说明

模型目的与适用范围

为比较不同减排措施对 NMC 动力电池碳足迹和生产成本的影响，本文构建了 NMC 动力电池减排潜力与绿色溢价估算模型。模型旨在识别电池产业链中具有较大减排潜力的关键环节，并对不同技术路线的单位减排成本进行情景比较，为企业制定全生命周期减排策略提供参考；模型结果不构成对特定企业、特定项目或特定地区实际碳足迹和投资回报的预测。

模型以 **1 kWh NMC 电池包**为功能单位，采用从摇篮到大门（cradle-to-gate）的系统边界，覆盖原材料获取与加工、正负极材料制造、电芯生产、模组生产和电池包装配等环节。电池使用阶段、车辆能耗及报废后的处置阶段不纳入基准电池碳足迹核算；回收利用作为再生材料进入下一生命周期、替代原生材料生产的减排情景单独评估。除特殊说明外，排放结果以 kg CO_2e/kWh 电池表示，成本结果以元 /kWh 电池表示。

基准情景下，电池生产用电、铝材和硫酸镍分别约贡献 21、12 和 19 kg CO_2e/kWh 电池，占电池碳足迹的约 23%、13% 和 21%。考虑到这些环节具有较高排放占比、技术路径相对明确，且能够受到下游采购和供应链管理影响，模型选取四类减排措施：一是电池制造环节的绿色电力替代；二是再生铝和绿电铝替代常规铝材；三是不同镍矿和冶炼路线下硫酸镍生产的降碳；四是关键金属及其化合物的循环再生。各措施的减排潜力，均通过减排情景与相应基准情景的碳足迹差额计算；绿色溢价则表示减排情景相对于基准情景的单位电池成本变化。

情景设置与数据来源

模型参数遵循“生产地和技术路线具有代表性、公开数据可获得、与模型系统边界相匹配”的原则。对于产业链分布高度集中的环节，采用主要生产国或地区的参数；对于技术路线和生产地差异显著的环节，则按照不同路线分别估值。图表 27 概括了各类措施的主要数据来源和取值逻辑。

图表 27　模型中主要减排措施及排放因子、成本数据假设与来源

减排环节	减排措施	排放因子取值	绿色溢价取值	取值依据
电池生产环节电力	绿电连接	2023 年中国全国电力碳足迹因子 [58]	IRENA 中国平准化发电成本估算 [59]	全球电池生产环节的 83% 在中国 [60]
	绿证交易	中国全国绿电碳足迹因子的平均值	国家能源局公布的 2025 年上半年绿证均价 [61]	
铝	再生铝	RMI 通过基于有代表性的研究的回收过程建模估算	RMI 通过有代表性的研究的回收过程建模估算	全球约 57% 的电解铝产能在中国 [62]
	绿电铝	中国有色金属工业协会发布的《绿电铝评价及交易实施细则》[63] 中参考值	基于专家意见每吨成本溢价 3%–5%，假设每吨成本溢价 4%	
硫酸镍	绿电替代、工艺减排	在公开信息收集到的各技术路径最低排放实践的基础上进一步实行绿电替代等措施，与基准情景作差计算减排潜力	考虑各技术路径与基准假设的成本差异，绿电溢价基于 LAZARD 的全球可再生能源平均 LCOE 和传统能源平均 LCOE[64] 之差计算	硫酸镍生产地和生产技术路径复杂，取全球平均
回收	回收	计算逻辑为新电池生产原料中使用再生料与原生料相比减少的碳足迹，取值由 RMI 通过回收过程建模估算、	计算逻辑为回收得到的各类再生产品售价与回收成本作差，取值由 RMI 通过回收过程建模估算	回收技术路径多元、产线分布广泛，取具有代表性的研究结果

来源：RMI 分析

（一）电池制造环节的绿色电力替代。考虑到全球电池制造高度集中于中国 [xiii]，模型以中国电力条件作为制造用电基准，并采用 2023 年中国全国电力碳足迹因子估算基准排放 [65]。绿电直连情景假设电池工厂可通过物理连接或等效的长期绿色电力采购，实现制造环节电力来源替代；绿证交易情景则假设企业通过购买绿证主张相应比例的绿色电力消费。不同绿电技术的碳排放因子和成本均按照其生命周期排放及平准化度电成本估算 [66]。

（二）低碳铝材替代。模型分别考虑绿电铝和再生铝两类路径。绿电铝可用于替代电池生产中的常规铝材，包括部分壳体和集流体铝材；再生铝主要替代电池包壳体等对材料性能要求相对较低的铝部件。绿电铝排放因子采用行业规则中的参考值 [67]，成本溢价根据市场访谈和专家意见设定为常规铝成本的 3%–5%，基准情景取 4%。再生铝的排放和成本则根据回收、熔炼和再加工过程建模估算。

（三）硫酸镍生产的降碳。硫酸镍模块按照红土镍矿 RKEF、红土镍矿 HPAL 和硫化镍矿精炼三类路线分别建模。基准排放受到矿石品位、矿种、冶炼技术、煤炭使用方式、电力和蒸汽来源、运输距离及副产品分配方法的共同影响。低碳情景在公开资料中可识别的低排放实践基础上，进一步考虑绿电替代、余热利用、热力低碳化、低碳燃料或还原剂替代、运输电动化等措施。各路线的绿色溢价主要反映其生产成本差异，以及基于 Lazard 全球可再生能源与传统能源平准化成本差异估算的能源替代成本 [68]。

（四）回收再生。 回收情景采用截断法（cut-off approach）：将废旧电池包作为进入回收系统时不承担前序生产排放的原料，仅核算拆解、预处理、冶金回收和再生材料制造过程的排放，并将其分配至再生产品。再生材料进入新电池生产后，按照其碳排放因子替代相应原生材料。该方法重点反映“新电池使用再生料”所带来的原材料碳足迹变化，不将旧电池报废阶段因避免原生材料生产形成的减排信用直接抵扣至旧电池。回收路径的成本则以再生产品销售收入与废旧电池采购、拆解、处理和再生成本之间的差额估算。

xiii 根据 ISO 14067 和 GB/T24067，“当供应商能够通过合约工具保证电力产品时，应使用供应商特定电力产品的生命周期数据”。此外“合约工具可包括能源属性证书、可再生能源证书（REC）、原产地保证（GOs）或绿色能源证书”。因此，绿证购买行为可以用于产品碳足迹核算

结果解释与使用原则

模型中的减排潜力反映特定单项措施在其他条件不变时，相对于基准情景能够实现的理论或技术经济减排空间。不同措施之间并不必然完全独立。例如，再生硫酸镍对原生硫酸镍的替代，会改变上游硫酸镍降碳措施的适用物料规模；绿电铝和再生铝若针对同一铝材份额实施替代，也可能产生重叠。因此，各项减排潜力不应简单加总。企业在制定组合方案时，应根据材料用量、供应链结构、项目所在地和采购比例，重新核算不同措施之间的交叉影响。

“绿色溢价”为模型情景下的增量成本，并不等同于企业在现实交易中的实际支付价格。出现负绿色溢价，表示在所采用的能源价格、平准化发电成本和工艺假设下，减排情景可能较基准情景具有成本优势；其并不意味着企业无需投资即可获得确定的成本节约。实际项目仍可能面临资本开支、融资成本、土地、输配电设施、储能配置、调度约束、利用小时数和合同安排等额外成本。

模型局限性与不确定性

第一，绿色电力的减排潜力和成本估算使用了简化假设。 模型中的绿电直供情景假设制造或冶炼环节实现 100% 可再生能源电力供应。而在实际项目中，风电和光伏出力具有波动性，工厂负荷与可再生能源发电曲线往往难以完全匹配；高比例绿电通常还需要配套输配电设施、储能、备用电源、调度安排和土地资源支持，因此模型中的 100% 绿电情景更接近技术可行性边界下的理想状态。成本估算方面，模型主要采用发电侧平准化成本，未计入上述系统集成成本，实际项目中的绿电成本在多数情况下会高于模型估算。此外，绿证交易价格也会随市场供需变化而波动，且不同法域对绿证或其他合同性工具在产品碳足迹核算中的认可程度并不完全一致。因此，实际项目中绿电相关的成本和减排潜力还需具体情况具体分析。

第二，绿电铝和低碳铝材的环境属性与溢价采取参考值。模型中的“绿电铝”并不必然对应 100% 可再生能源供电生产的铝，仅根据中国有色金属工业协会发布的《绿电铝评价及交易实施细则》取参考值。绿电铝溢价亦会受到铝价、电力价格、区域供需、品牌采购要求和绿色属性认证方式的影响。模型采用 4% 的成本溢价仅用于反映具有代表性的中间情景，不能替代具体采购合同或项目尽调。

第三，硫酸镍生产环节的减排潜力和成本估算基于主流技术路线的简化假设。模型的红土镍矿路线减排估算以印尼为代表情景，假设冶炼环节实现 100% 可再生能源电力供应，溢价估算采用发电侧平准化成本，未计入储能、输配等其他成本。但在实际项目中，红土镍矿通常需要在矿区附近形成采选冶一体化布局，许多资源地电网尚且薄弱、可再生能源项目开发受土地、输电和气候条件限制，绿证的采购动力和本地供给也尚且不足，因此难以在短期内实现模型所假设的高比例绿电替代，多数情况下实际成本也将高于模型估算。此外，模型未将铁镍矿（awaruite）精矿湿法精炼等特定低碳项目路线，以及富氧侧吹熔炼炉（OESBF）等新兴火法工艺纳入统一比较。因此，硫酸镍部分的结果应主要用于现有主流技术路线的减排评估，具体项目的实际减排潜力与成本尚需具体分析。

第四，回收减排结果受分配方法、原料组成和再生产品用途影响。本文采用截断法，以提高核算逻辑的透明度并避免替代法中替代比例和避免排放信用的不确定性；但采用替代法或循环足迹公式（CFF）时，回收对新旧生命周期的排放分配结果可能显著不同。不同退役电池的化学体系、剩余容量、拆解方式、回收率、能源结构和再生产品用途也会改变回收过程的碳足迹和经济性。因而，本文回收结果不宜直接与采用其他分配方法的研究结果进行一一比较。

第五，模型尚未覆盖所有潜在减排措施。本文重点分析制造用电、铝材、硫酸镍和关键金属回收等排放热点，未系统量化负极材料、石墨、铜箔、电解液、隔膜、粘结剂、溶剂、塑料及其他高分子辅料的降碳空间，也未涵盖电池化学体系变化、能量密度提升、延长使用寿命、运输优化和车辆使用阶段减排等措施。因此，模型呈现的是 NMC 电池若干关键减排抓手的优先级比较，而非全部生命周期减排路径的完整清单。

参考文献

1 IEA, Global Critical Minerals Outlook 2026, 2026, **https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2026/market-overview**

2 IEA, Global Energy Review 2026, 2026, **https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/technology-battery-storage**

3 IEA, Global EV Outlook 2026, 2026, **https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2026/electric-vehicle-batteries**

4 WEF, A Vision for a Sustainable Battery Value Chain in 2030, 2019, **https://www.globalbattery.org/media/publications/WEF_A_Vision_for_a_Sustainable_Battery_Value_Chain_in_2030_Report.pdf**

5 宁德时代，“从自身碳中和到产业共建，宁德时代发布2035年价值链碳中和，”2026, **https://www.catl.com/news/10150.html.**

6 LG Energy Solution, Climate Action, accessed November 13, 2026, **https://www.lgensol.com/en/esg/environment-climate-action** LG Energy Solution, Climate Action, **https://www.lgensol.com/en/esg/environment-climate-action**

7 Panasonic Energy, Integrated Report 2025, 2025, **https://www.panasonic.com/global/energy/sustainability/report/Integrated_report2025_en.pdf**

8 Geely Holding Group, Geely Holding Outlines Group-wide ESG Strategy in 2022 Sustainability Report, 2023, **https://zgh.com/media-center/news/2023-06-05/?lang=en**

9 Mercedes-Benz Group, Joining forces for a CO2 neutral Mercedes-Benz supply chain, 2021, **https://group.mercedes-benz.com/company/news/co2-neutral-mercedes-benz-supply-chain.html**

10 Volvo Cars, Climate action, accessed November 13, 2026, **https://www.volvocars.com/uk/sustainability/climate-action/**

11 BMW Group, Circular Economy and CO2 Reduction, accessed November 13, 2026, **https://www.bmwgroup.com/en/sustainability/circular-economy.html**

12 Ford, On the Road to Better: Building a More Resilient Future at Ford, 2026, **https://www.fromtheroad.ford.com/us/en/articles/2026/ford-2026-integrated-report**

13 Polestar, Climate neutrality, accessed November 13, 2026, **https://www.polestar.com/global/sustainability/climate-neutrality/**

14 IEA, Global battery markets are growing strongly – and so are the supply risks, 2026, **https://www.iea.org/commentaries/global-battery-markets-are-growing-strongly-and-so-are-the-supply-risks**

15 电池网，“2025年全球储能电池出货量：TOP10已成中国主场 韩国厂商首次缺席，”2026，**https://www.itdcw.com/news/hangyebaogao/0205153ER026.html**

16 汽车电子设计.“2025年动力与储能电池行业数据及市场格局分析，”2026，**https://www.eet-china.com/mp/a468632.html**

17 IEA, Global Critical Minerals Outlook 2024, 2024, **https://www.iea.org/reports/global-critical-minerals-outlook-2024**

18 国家标准化管理委员会，“温室气体 产品碳足迹量化方法与要求 汽车动力电池（国家标准计划 20243775-T-339），”2024， **https://std.samr.gov.cn/gb/search/gbDetailed?id=2C490B80558290E0E06397BE0A0A53D4**

19 国家标准化管理委员会，“温室气体 产品碳足迹量化方法与要求 汽车动力蓄电池（行业标准 QC/T 1247-2025），”2025，**https://std.samr.gov.cn/hb/search/stdHBDetailed?id=4735868880A90E5AE06397BE0A0AEB8B**

20 生态环境部，“温室气体产品碳足迹量化方法与要求 动力电池（征求意见稿）编制说明，”2025，https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk06/202503/W020250328550123536021.pdf

21 国家标准化管理委员会，“温室气体 产品碳足迹量化方法与要求 汽车动力电池（国家标准 GB/T 48266-2026）,”2026, https://std.samr.gov.cn/gb/search/gbDetailed?id=5CB12E0EFBDB2034E06397BE0A0A34FB

22 中国标准化协会，“产品碳足迹量化方法车用锂离子电池（团体标准 T/CAS 878-2024），” 2024, https://www.spc.org.cn/online/c0c7d3bcdc43c14756a9cfd0566e8713.html

23 中国电子质量管理协会，“温室气体 产品碳足迹量化方法与要求 锂离子电池（T/CQAE 12002-2024）,” 2024, https://www.spc.org.cn/online/020323e87cab69b62a2e7b35dba4a5ca.html

24 孚能科技（赣州）股份有限公司, 2025 年年度报告, 2026, https://static.cninfo.com.cn/finalpage/2026-04-30/1225258214.PDF

25 IEA, Global EV Outlook 2025, 2025, https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025；Voronoi, Charted: Battery Capacity by Country (2024–2030), 2025, https://www.voronoiapp.com/energy/Charted-Battery-Capacity-by-Country-2024-2030--4766；Benchmark Mineral Intelligence

26 Machala, M.L., Chen, X., Bunke, S.P. et al. Life cycle comparison of industrial-scale lithium-ion battery recycling and mining supply chains. Nature Communication 16, 988 (2025). https://doi.org/10.1038/s41467-025-56063-x

27 宁德时代，“从自身碳中和到产业共建，”2026; LG Energy Solution, “Climate Action,” accessed November 5, 2026, https://www.lgensol.com/en/esg/environment-climate-action; “从承诺到行动：欣旺达动力2025 ESG全场景实践-欣旺达动力科技股份有限公司,” accessed November 5, 2026, https://www.sevb.com/newsinfo/8937594.html?templateId=1681239; 凤凰网，“亿纬锂能低碳转型：ESG 战略重构发展底层逻辑,” October 22, 2025, https://baby.ifeng.com/c/8neaCyJefoc; 中国科技网，“远景动力沧州工厂：用清洁能源生产清洁能源，”2026, accessed November 5, 2026, https://www.stdaily.com/web/gdxw/2026-08/13/content_563567.html.

28 CATL, CATL 2025 ESG Report, 2025, https://www.catl.com/uploads/1/file/public/202603/20260331120958_q7ox7p1k6m.pdf；Weixin Official Accounts Platform，“行业首本！欣旺达发布锂电回收与绿色循环白皮书，”2026, accessed November 5, 2026, https://mp.weixin.qq.com/s/x5w4LU8fEa11DV5dpXMauA.

29 International Aluminium Institute (IAI), *Making Net Zero Aluminium Possible*, 2022, https://international-aluminium.org/resources/mpp-and-iai-release-ambitious-decarbonization-aluminium-sector/

30 招商银行研究院，“镍行业深度报告之产业链篇——乘风而起，资源为王，”2022, https://www.hangyan.co/reports/3158936798885840499；Manzoor U, Mujica Roncery L, Raabe D, Souza Filho IR. Sustainable nickel enabled by hydrogen-based reduction. Nature. 2025 May;641(8062):365-373. doi: 10.1038/s41586-025-08901-7. Epub 2025 Apr 30. PMID: 40307553; PMCID: PMC12058512；王寨寨, 李博, 魏永刚. 红土镍矿处理工艺研究现状[J]. 矿产综合利用, 2022, 43(5): 96-102. DOI: 10.3969/j.issn.1000-6532.2022.05.017。

31 Nickel Institute, Nickel Applications, accessed November 13, 2026, https://nickelinstitute.org/en/nickel-applications/；东方证券，“三年景气度波动向上，青山产业链大有可为——镍资源卡位战专题二：全球供需大格局，” 2020, https://www.fxbaogao.com/view?id=2158090

32 Nickel Institute, Nickel Applications, accessed November 13, 2026, https://nickelinstitute.org/en/nickel-applications/；东方证券，“三年景气度波动向上，青山产业链大有可为——镍资源卡位战专题二：全球供需大格局，” 2020, https://www.fxbaogao.com/view?id=2158090

33 “2024年中国硫酸镍行业市场分析，随着电动车辆和新能源技术需求的增长，硫酸镍作为动力电池的重要组成部分，供需结构快速上涨「图」_华经情报网_华经产业研究院.” 2024. Accessed November 13, 2026. https://www.huaon.com/channel/trend/1000292.html.

34 Jorge A Llamas-Orozco, Fanran Meng, Gavin S Walker, Amir F N Abdul-Manan, Heather L MacLean, I Daniel Posen, Jon McKechnie, Estimating the environmental impacts of global lithium-ion battery supply chain: A temporal, geographical, and technological perspective, *PNAS Nexus*, Volume 2, Issue 11, November 2023, pgad361, **https://doi.org/10.1093/pnasnexus/pgad361**

35 五矿证券，“镍钴系列报告·开篇：周期谷底探寻，镍成本支撑何在？，”2025, **https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202501031641522756_1.pdf**；招商银行研究院，“镍行业深度报告之产业链篇——乘风而起，资源为王，” 2022, **https://www.hangyan.co/reports/3158936798885840499**

36 Bartzas, G., Komnitsas, K., Cradle to gate life-cycle assessment of battery grade nickel sulphate production through high-pressure acid leaching, Science of the Total Environment, 2024, **https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2024.175902**

37 “2023 Battery Passport Pilots.” n.d. Accessed November 16, 2026. **https://www.globalbattery.org/battery-passport-poc-pilots/.**

38 工业和信息化部办公厅，关于开展汽车动力电池碳足迹申报工作的通知，2025，**https://wap.miit.gov.cn/jgsj/zbys/wjfb/art/2025/art_dacd2a024fbf46a08c306d293942347d.html.**

39 Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Ouranos Ecosystem, 2026, **https://www.meti.go.jp/english/policy/mono_info_service/connected_industries/ouranos.html**

40 Catena-X Automotive Network, Home - Catena-X, accessed November 13, 2026, **https://catena-x.net/**

41 “Battery Passport.”n.d. Accessed November 16, 2026. **https://www.globalbattery.org/battery-passport/.**

42 Oracle，“区块链助推新一代电动汽车发展：Circulor携手甲骨文助力沃尔沃汽车用区块链技术回收钴，” 2019, **https://www.oracle.com/cn/corporate/pressrelease/blockchain-with-circulor-volvo-car-2019-11-25.html**

43 Tesla, 2021年特斯拉影响力报告, 2022, **https://www.tesla.cn/ns_videos/2021-tesla-impact-report_cn.pdf**

44 要钢网，“路透专栏：伦敦金属交易所周（LME Week）五大关键启示，” 2025, **https://mp.weixin.qq.com/s/wCHEJxiP2ZF_1CEe33_yng**

45 Williams, M., A carbon-neutral network for Volvo, 2022, **https://www.automotivelogistics.media/sustainability/a-carbonneutral-network-for-volvo/190523**

46 Nornickel, Climate Report 2024: Internal Carbon Price, 2024, **https://climate-report2024.nornickel.ru/ru/climate-change-adaptation-efforts/internal-carbon-price.html**

47 Australian Sustainable Finance Institute, Australia advances sustainable finance agenda but more work to be done, 2024, **https://www.asfi.org.au/australian-taxonomy/**

48 MGF Research，“转型前沿 | 能源转型矿产的可持续投资：目标导向视角 v. 行为导向视角，” 2026, **https://mp.weixin.qq.com/s/6hI2Bm8CH9OxZ_IdQy_nBQ?scene=1**

49 Sustainalytics, The Role of Sustainability-Linked Financial Instruments in Heavy Industry Decarbonization, accessed November 13, 2026, **https://www.sustainalytics.com/esg-research/resource/corporate-esg-blog/the-role-of-sustainability-linked-financial-instruments-in-heavy-industry-decarbonization**

50 台湾经济部（MOEA）, 為鼓勵煉鋁業加速淨零轉型，澳洲推出「綠鋁生產補助計畫」, 2025, **https://go-moea.tw/report/greenhouse?72a2cb73-caca-4e65-aa85-6f72f7e04846**

51 汇丰中国企业，“全新汇丰中国可持续发展与转型基金 加码支持绿色产业链出海，” 2026, **https://mp.weixin.qq.com/s/RKPoV_-hzEdK8P4q2Z_R5A?scene=1**

52 RMI, The Battery Mineral Loop, The path from extraction to circularity, 2024, **https://rmi.org/wp-content/uploads/dlm_uploads/2024/07/the_battery_mineral_loop_report_July.pdf**

53 工业和信息化部，“工业和信息化部：落实国务院常务会议精神推动新能源汽车产业高质量发展，”2023，**https://www.miit.gov.cn/xwdt/gxdt/ldhd/art/2023/art_643c641ae55849eabd329f8311bc964d.html**

54 湖南省工业和信息化厅，“破局动力电池回收 掘金锂电 ‘城市矿山’，”2026，**https://gxt.hunan.gov.cn/gxt/xxgk_71033/gzdt/rdjj/202610/t20261013_34080544.html**

55 福建省工业和信息化厅，“合力构建动力电池回收利用体系，” 2025, https://gxt.fujian.gov.cn/zwgk/xw/hydt/xydt/202511/t20251118_7035234.htm

56 UNGC, 动力电池碳足迹及低碳循环发展白皮书, 2023, https://www.ditan.com/static/upload/file/20231110/1699593451152622.pdf

57 中国电动汽车百人会，“迈向350亿元规模，2030年动力电池回收行业迎爆发，” 2025, https://www.chinaev100.com/focus/detail/1789

58 生态环境部，2023 年全国电力碳足迹因子（2023），https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk01/202501/W020250123519612367413.pdf

59 IRENA，Renewable Power Generation Costs in 2024（2025），https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

60 IEA, Global Critical Minerals Outlook 2024.

61 国家能源局答每经问：上半年绿证交易规模实现翻倍，交易价格逐步回归合理， 每日经济新闻，(2025）.

62 Tan, C., Yu, X., Li, D. et al. Different technology packages for aluminium smelters worldwide to deliver the 1.5 °C target. *Nat. Clim. Chang*. 15, 51–58 (2025). https://doi.org/10.1038/s41558-024-02193-x

63 有色金属工业协会，《绿电铝评价及交易实施细则》（试行版）（2023），http://cgmc.cn/upload/1/cms/content/editor/1684981312297.pdf

64 LAZARD，Levelized Cost of Energy+ (LCOE+)（2025），https://www.lazard.com/media/5tlbhyla/lazards-lcoeplus-june-2025-_vf.pdf

65 生态环境部, 2023 年全国电力碳足迹因子, 2023, https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk01/202501/W020250123519612367413.pdf

66 IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2024, 2025, https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024

67 中国有色金属工业协会，《绿电铝评价及交易实施细则》（试行版）, 2023, http://www.chinacaw.org.cn/page64?article_id=56053

68 LAZARD, Levelized Cost of Energy+ (LCOE+), 2025, https://www.lazard.com/media/5tlbhyla/lazards-lcoeplus-june-2025-_vf.pdf

郭凯迪，李威，马欣悦，李婷，王喆等，产业链多主体合作促进动力电池全生命周期降碳，落基山研究所，2026，
https://rmi.org.cn/insights/battery-life-cycle-decarbonization-report/

RMI 重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。 因此，我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 **https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/**



除特别注明，本报告中所有图片均来自 iStock。



RMI Innovation Center
22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2026 年 11 月，落基山研究所版权所有。Rocky Mountain Institute 和 RMI 是落基山研究所的注册商标。