企业绿色电力消费与采购

中国市场年度报告：2025–2026年进展与“十五五”展望

2026.10

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

高硕，江漪，李婷，刘雨菁，田嘉琳，张沥月

其他作者

陈梓浩，刘子屹
作者按姓名拼音顺序排列。

联系方式

江漪，yjiang@rmi.org
高硕，sgao@rmi.org

版权与引用

田嘉琳，江漪，高硕等，企业绿色电力消费与采购 | 中国市场年度报告：2025–2026 年进展与“十五五”展望，落基山研究所，2026，**https://rmi.org.cn/insights/2026-annual-report-corporate-green-power-procurement-in-china/**

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。

目录

引言 5

1、“十五五”期间绿色电力消费十大趋势 7

2、 绿色电力采购机制 12

2.1 绿色电力交易 13

2.2 非捆绑绿色电力证书交易 19

2.3 场内分布式新能源项目开发 22

2.4 绿电直连 26

3、 绿色电力采购应用场景 28

3.1 国内：向落实碳排放双控目标过渡 28

3.1.1 非化石能源电力消费核算方法是国内强制性市场的考核核算依据 28

3.1.2 绿电消费是达成多重目标的重要抓手 31

3.2 国外：电力消费核算规则持续细化 32

3.2.1 GHGP：范围二核算规则启动修订，小时级匹配与可传输性要求引发较大争议 32

3.2.2 RE100：绿证获无条件认可，中国适用规则进一步细化 35

3.2.3 CBAM: 收费期正式启动，对使用实际排放因子的电力获取方式提出精细匹配要求 36

参考文献 39

引言

十五五”时期是我国实现碳达峰的关键期、攻坚期。围绕 2030 年碳达峰目标，我国将进一步加快能源绿色低碳转型，推动非化石能源供给和消费同步增长。《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出，加快构建清洁低碳安全高效的新型能源体系，推进非化石能源安全可靠有序替代化石能源，推动能源消费绿色化低碳化；同时，扎实开展碳达峰行动，确保如期实现碳达峰目标，加快推进新增用电量由新增清洁能源电量覆盖。《“十五五”碳达峰行动方案》（国发〔2026〕22 号）进一步提出，到 2030 年，非化石能源消费占比达到 25%，并加快推进新增用电量由新增清洁能源电量覆盖；风电和太阳能发电总装机容量达到 28 亿千瓦以上。围绕这一总体目标，能源领域正同步推进扩大非化石能源有效供给和大力推进消费侧非化石能源替代化石能源。供给侧方面，《新型能源体系建设“十五五”规划》（发改能源〔2026〕884 号）提出，到 2030 年，风电和太阳能发电装机比重超过 50%、成为电力装机主体，非化石能源发电量比重达到 50%、成为电量主体；《可再生能源发展“十五五”规划》（发改能源〔2026〕1067 号）进一步提出，到 2030 年，全国可再生能源发电总装机达到 35 亿千瓦左右、年发电量达到 6 万亿千瓦时左右。消费侧方面，国家将坚持强制与自愿并举，全面实施可再生能源消费最低比重目标制度，推动新增用电需求更多由清洁能源满足。**在供给持续扩大、消费责任不断强化的背景下，扩大绿色电力消费，是促进可再生能源消纳、提高非化石能源消费比重并支撑如期实现碳达峰目标的重要途径。**

自 2017 年绿证制度建立、2021 年绿电交易试点启动以来，我国绿色电力消费市场逐步发展，交易规模持续扩大、采购方式不断丰富，企业对绿色电力消费的认识和实践也不断深入。2025 年，全国绿电交易电量达到 3,285 亿千瓦时，同比增长 38.3%；绿证单独交易量达到 6.8 亿个，占当年绿证交易量的约 73%。与此同时，采购方式由早期以绿证和绿电交易为主，逐步扩展至绿电直连等采购方式，为企业提供了更加多元的绿色电力消费选择。随着绿色电力消费市场逐步发展，企业在积累采购经验的基础上不断优化采购决策，除关注采购方式与应用场景外，也开始更加系统地考虑成本管理、资源组合等因素。

在此背景下，本年度报告围绕 2025 年以来绿色电力消费市场的新变化，重点总结分析整体发展趋势、采购机制以及国内外应用场景演进。在延续往年研究基础上，结合不同行业绿色电力采购与消费实践经验，报告新增第一章“‘十五五’期间绿色电力消费十大趋势”，系统研判绿色电力消费的驱动因素、规模增长潜力、价格变化趋势及成本传导路径。本报告形成以下主要判断：

- 消费驱动因素：国内强制性政策约束、海外碳约束和供应链链主企业要求将共同推动“十五五”期间绿色电力消费持续增长。碳排放双控和重点行业可再生能源电力消费最低比重考核将持续强化国内合规需求，海外贸易规则将提高出口型企业的绿色电力消费要求，跨国企业和央国企的绿色采购要求也将进一步向供应链上下游传导。

- 规模增长空间：在多重因素叠加下，到 2030 年，我国绿色电力消费规模预计增至 2025 年的 2.5—3.5 倍，总量达到 2.8 万亿—3.9 万亿千瓦时，约占全社会用电量的 21%—30%；绿电交易相较常规电能量的溢价预计温和上行，长期可能稳定在 2—3 分 / 千瓦时左右。

- 采购机制特点：绿色电力交易、非捆绑绿色电力证书交易、分布式光伏、绿电直连四类绿色电力采购机制在成本、灵活性、物理溯源等方面各有侧重，企业可根据消费目标、成本水平、资源条件和认定要求进行组合配置。

    - 非捆绑绿色电力证书凭借成本较低、交易灵活和获取便利等特点，仍将是最主流的消费方式，但企业采购将更加重视生产年份、环境权益归属地等要求。

- 绿电交易保持较高认可度，数年期和小时级品种持续拓展，新能源装机持续增长及分布式资源聚合入市也将改善绿电的整体可获得性。

- 分布式光伏和绿电直连更适合具有就近消纳和物理溯源需求的企业，其中分布式光伏受屋顶资源和发电小时数限制，主要作为绿色电力的补充方式，绿电直连更适用于用电规模大、负荷稳定且具有长期运营需求的企业。

- 国内应用场景：绿色电力消费已成为支撑碳排放双控和可再生能源消费目标落实，以及响应地方项目管理、供应链管理和资本市场信息披露要求的重要方式，但不同场景的认定口径存在差异。其中，具有物理连接基础的自发自用、绿电直连和绿电交易，更能满足不同场景下的认定与核算要求；而非捆绑绿色电力证书与电力碳排放核算尚未完全衔接，因此在部分场景下暂时无法体现企业的电力减排成效。并且，近期政策开始重视跨省绿证采购与电能量交易流向保持一致，本省或与本省存在电力交易关系地区核发的绿证可能更有利于获得认定。与此同时，绿电消费要求正逐步贯穿企业投资、建设运营及信息披露全流程。

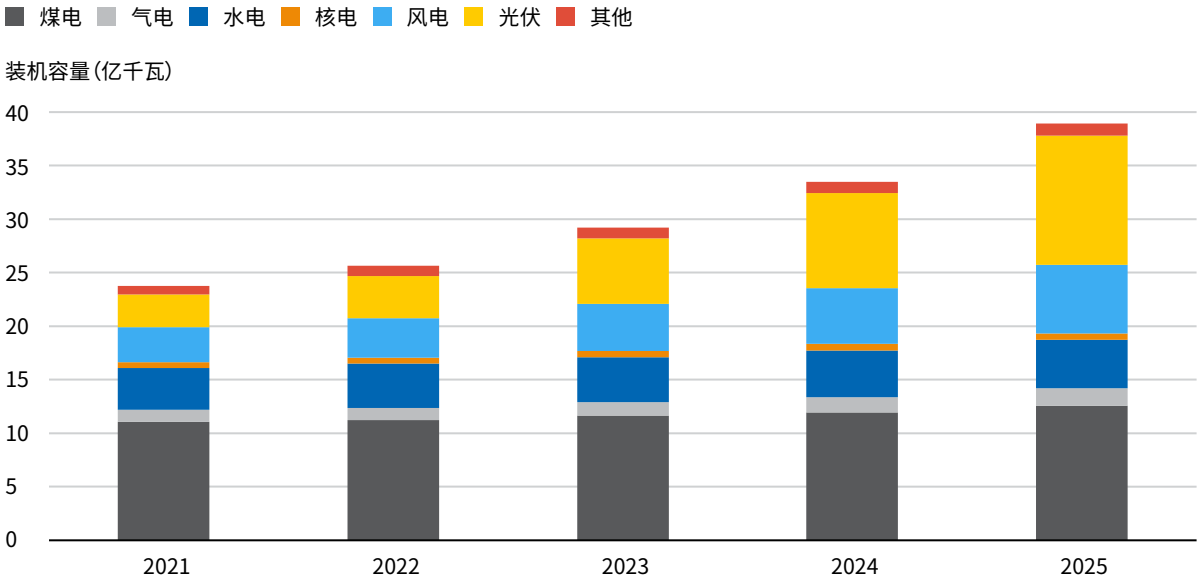
- 国际应用场景：国际规则总体趋向于提高绿电消费的时间精度、空间相关性和环境属性可追溯性，但短期内形成统一强制要求的可能性较低。《温室气体核算体系范围二指南》修订提案中的小时级匹配和可传输性要求仍存在较大争议，最终规则尚未确定；RE100 已无条件认可中国绿证并强化核销要求；CBAM 则对采用实际排放因子的电力提出更严格的物理连接、小时级匹配和合同证据要求。企业开展绿色电力采购时，需要结合出口市场、客户要求及适用的核算规则，优先完善受影响产品和生产设施的采购、计量、核销及证据链管理。

在绿色电力消费规模持续扩大、政策与市场规则持续完善的背景下，我们希望本报告能够帮助企业及时把握绿色电力消费市场动态，理解未来发展趋势，在不断变化的政策与市场环境下进一步厘清绿色电力消费目标，合理制定和动态调整采购策略，更好地应对“十五五”时期绿色电力消费需求与规则变化。

1、“十五五”期间绿色电力消费十大趋势

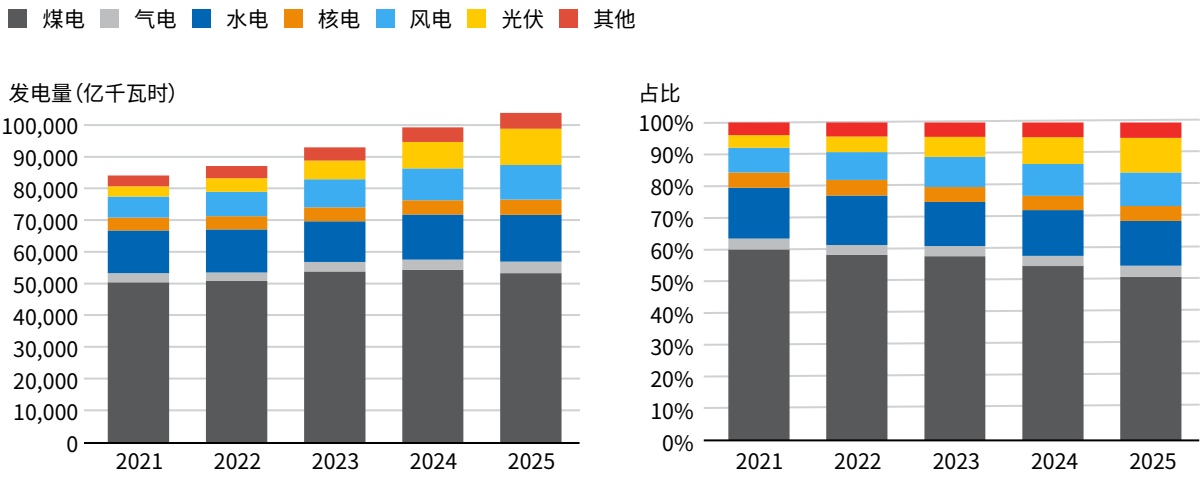
“十四五”时期，我国新能源装机快速增长，为绿色电力消费规模持续扩大奠定了坚实基础。2020 年底，全国风电和光伏发电装机分别为 2.82 亿千瓦和 2.53 亿千瓦[1]，到 2025 年底，风电、光伏发电装机分别为 6.4 亿千瓦和 12 亿千瓦，合计约为 2020 年底的 3.4 倍，历史性超过火电装机，占电力总装机的 47%[2]。其中，分布式光伏装机规模约 5.3 亿千瓦，占光伏总装机约 44%[3]。同时，新能源发电量持续提升，2025 年风电、光伏发电量合计达到约 2.3 万亿千瓦时，占全社会用电量的 22%[4]。

图表 1.1　2021–2025 年各类电源装机容量



来源：中国电力企业联合会，IEA，落基山研究所

图表 1.2　2021–2025 年各类电源发电量（左）及占比（右）



来源：IEA，国家能源局，落基山研究所

与此同时，电力市场化改革持续深化，为新能源电量的优化配置和高效利用提供了制度基础。“十四五”时期，我国电力市场基础规则体系基本建立，正式运行或连续结算试运行的现货市场已覆盖 29 个省级电网[i]，现货市场在发现价格、优化资源配置方面的作用不断增强。随着新能源上网电量原则上全面进入市场，并同步建立场外差价结算机制，通过对存量项目和增量项目的差异化设计，大力推动新能源高质量发展。

进入“十五五”时期，可再生能源将进入扩量提质、可靠替代阶段，进一步凸显对全社会绿色转型的支撑作用。根据《可再生能源发展“十五五”规划》（发改能源〔2026〕1067 号），到 2030 年，全国可再生能源发电总装机将达到 35 亿千瓦左右，其中风电、太阳能发电总装机达到 28 亿千瓦以上，较 2025 年增加约 9.6 亿千瓦；风电、太阳能年发电量将达到 4 万亿千瓦时以上，占全国发电量的 30%。同时，到 2030 年，全国风电光伏平均置信出力目标达到 8%。在持续提高新能源供给比重的基础上，增强新能源可靠水平，推动新能源从装机主体向电量主体转变[5]。

与供给侧持续扩张同步，绿色电力消费的政策目标和履约机制也在加快完善。根据《新型能源体系建设“十五五”规划》（发改能源〔2026〕884 号）的主要目标，到 2030 年，我国非化石能源消费比重将达到 25%[6]。并在《碳达峰碳中和综合评价考核指标体系》中，将非化石能源消费占比作为控制指标，对各省进行考核[7]。2026 年起实施的《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（2026 年第 42 号令），进一步从重点用能行业和省级行政区域两个层面压实可再生能源消费与消纳责任，首次明确奖惩机制[8]。根据该方案，国务院能源主管部门会同有关部门制定可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重并组织实施。“十五五”时期，绿色电力消费将成为提高非化石能源消费比重、促进新能源消纳和落实碳排放双控制度的重要抓手。与此同时，央国企和跨国企业的供应链绿色采购要求也在持续向上游传导，与国内强制性政策共同推动形成强制消费与自愿消费相结合的绿电绿证消费格局。

基于政策环境和市场发展趋势，并结合行业交流，本报告梳理出“十五五”时期绿色电力消费的十个发展趋势。由于不同行业在用能规模、客户结构和合规要求等方面存在差异，企业绿色电力消费的驱动因素、采购目标、实施路径也呈现出差异化。为了解各行业绿色电力消费的采购动因、目标及进展，我们与重点用能行业、快消品、消费电子、新能源、数字平台、信息通信等十余个行业的代表性企业进行了交流，并据此分析不同行业绿色电力消费的增长潜力、成本传导机制及未来发展方向。与此同时，本报告系统梳理了各类绿色电力采购方式（详见第二章）以及国内外绿色电力消费相关政策（详见第三章），并结合行业调研和市场发展情况，对“十五五”时期绿色电力消费的规模与价格趋势进行展望。

1. 碳排放双控与可再生能源最低消费比重考核并行，国内绿色电力消费强制性约束逐步增强

随着可再生能源电力消费最低比重目标逐步覆盖更多重点行业，以及碳排放双控体系加快建立，企业面临的强制性绿色电力消费约束将持续增强。

- 在碳排放双控框架下，各省重点排放单位的在运项目将受到排放额度约束，分布式新能源发电、绿电直连、省间绿电交易等部分绿色电力采购方式对应的电力排放因子可在计算碳排放量时按零计算，有助于企业满足碳排放总额上限约束。对于新增项目，部分地区已要求企业在新增产能建设中考虑项目碳排放强度和总量，以及所在地碳预算约束，绿色电力采购将成为项目前期通过环评等必要手续的重要方式。

- 可再生能源电力消费最低比重目标正逐渐向更多重点行业企业延伸。截至 2025 年，电解铝行业已纳入强制考核范围，钢铁、多晶硅、水泥以及国家枢纽节点新建数据中心等行业已纳入监测体系，其中国家枢纽节点新建数据中心的绿色电力消费比例要求已达到 80%，相关行业的比例要求未来预计还将进一步提高。部分企业也表示，正在密切关注所在行业是否会被进一步纳入监测或考核范围。随着考核覆盖范围持续扩大、比例要

i 含国网 / 蒙西区域内 6 个正式运行、18 个连续结算试运行的省级电力现货市场，以及南方区域电力现货市场覆盖的 5 个省级电网。

求逐步提高，一方面将有更多企业需要采购绿色电力以满足要求，另一方面已纳入范围的企业也需要达到更高的消费比例，从而共同推动绿色电力需求持续增长。

2. 海外碳约束持续强化，出口型企业面临更高合规要求

随着海外碳约束政策持续强化，出口型企业面临的产品碳足迹核算、环境信息披露和低碳合规要求不断提高，绿色电力消费将成为降低产品碳排放的重要手段。以欧盟碳边境调节机制（CBAM）为代表，目前相关要求主要覆盖钢铁、铝、水泥、化肥、氢和电力等高碳行业，并要求企业提供产品隐含碳排放数据。未来，随着 CBAM 适用范围逐步扩大，相关要求可能进一步覆盖有机化学品、塑料以及更多钢铁和铝下游制品。此外，欧盟新电池法案也将围绕产品全生命周期碳足迹提出更高要求，适用范围预计将由动力电池逐步扩展至工业电池等更多电池类型。对适用范围内的企业来说，电力使用产生的间接排放是产品碳足迹的重要组成部分，提升绿色电力消费水平将成为出口型企业降低范围二排放、满足客户低碳要求的重要路径。

3. 自愿性驱动因素加速分化，供应链协同成为更具韧性的需求来源

企业自愿绿色电力消费需求主要受到供应链链主要求、ESG 表现与投资者期待、企业主动承担社会责任等因素驱动，但不同驱动因素的发展趋势正在出现分化。

- 供应链链主要求仍是当前推动企业采购绿电的主要因素，且影响范围将持续扩大。一方面，在外向型供应链中，跨国企业持续推动供应链减排，绿色电力占比、碳排放管理等要求正逐步向上游供应商传导，绿色电力消费正成为部分企业参与国际供应链竞争的重要“入场券”。另一方面，国内央国企也在加快推动绿色低碳供应链建设，自身绿色产品采购需求正逐步向供应链上下游延伸。近期，国务院国资委发布《中央企业绿色低碳供应链建设指引（试行）》，明确将绿色低碳要求嵌入央企供应链全流程，通过供应商分类分级管理、评价和激励约束机制，推动供应链上下游企业提升绿色电力消费水平。对于部分央国企的供应商而言，提高绿色电力使用比例正逐步成为满足客户采购要求的重要条件。

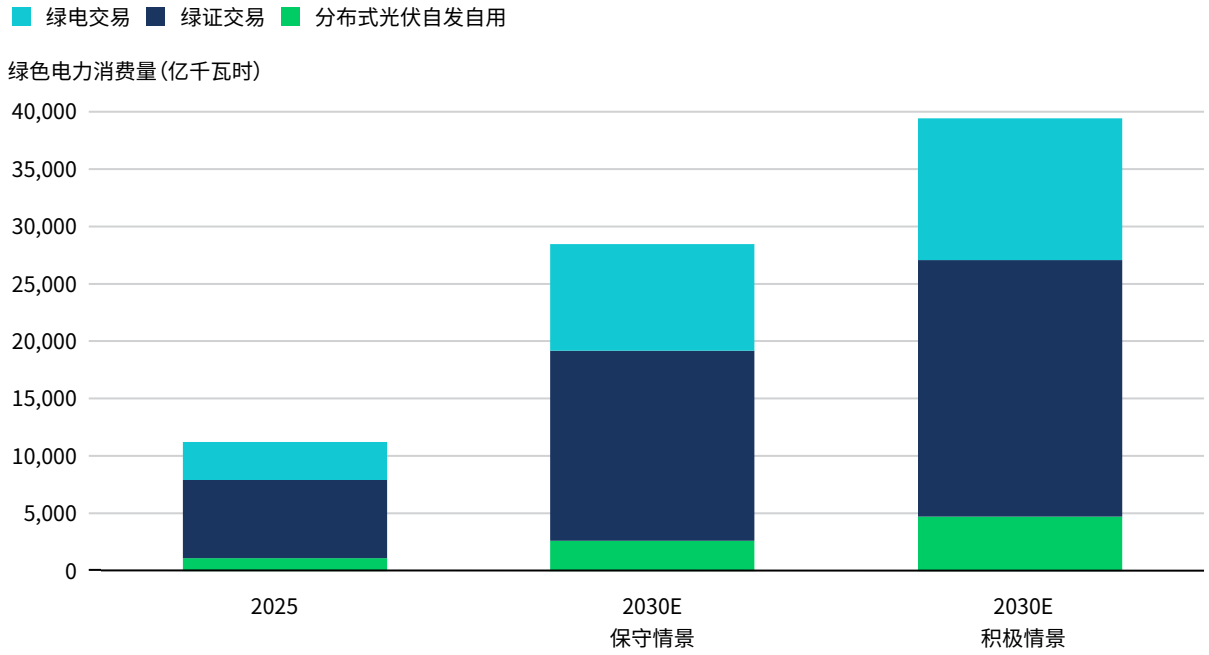
- 资本市场对ESG议题的关注度较前几年有所下降，单纯依靠投资者压力推动企业增加绿色投入的作用有所减弱。另一方面，部分国家和地区电力需求快速增长，而可再生能源新增供给速度不足，增加了企业持续扩大绿色电力采购规模的难度。在此背景下，部分国际企业开始调整原有气候承诺或实施路径，例如 Meta 于 2026 年 7 月宣布退出 RE100 倡议。

- 头部企业基于社会责任，仍在持续推动绿色转型，但推进力度将在考虑公司经营环境的基础上更加审慎。大多数行业内的头部企业仍通过设定减排目标、加入气候倡议和制定绿色转型路径等方式，推动企业绿色发展。然而，在当前市场环境下，企业在推进实现绿色电力消费目标和减排目标的过程中会更加综合考虑投资回报、运营成本和商业可行性，通过更具经济性的路径实现既定目标。

4. 多重驱动因素叠加，“十五五”期间绿色电力消费需求将持续增长

在强制性政策要求与企业自愿减排行动的共同驱动下，本报告估计，到 2030 年，绿色电力消费规模将增至 2025 年的 2.5–3.5 倍。从不同绿色电力消费方式看，绿电交易规模预计达到 2025 年的 2.8–3.8 倍，分布式光伏自发自用规模预计达到 2025 年的 2.3–4.2 倍，单独交易绿证规模也将稳步扩大，预计达到 2025 年的 2.4–3.3 倍。综合绿电交易、绿证交易、分布式光伏自发自用电量，到“十五五”末期，绿色电力消费总量预计将达到 2.8 万亿 –3.9 万亿千瓦时，约占全社会用电量的 21%–30%。

图表 1.3 “十五五”期间绿色电力消费增量预测



来源：国家能源局，华泰证券，落基山研究所测算

注：本报告绿色电力消费规模测算仅包括绿电交易、非捆绑绿色电力证书交易和分布式光伏自发自用电量。考虑到“十五五”期间绿电直连总体消费规模相较上述方式仍较有限，因此暂未纳入定量测算。

5. 供需格局动态演变，绿色溢价仍将小幅增长

“十五五”期间绿色电力消费需求持续增长，推动绿色电力溢价温和上行。交流企业普遍预测“十五五”期间绿色电力交易价格相较常规电能量的溢价仍将小幅提升，长期可能稳定在 2–3 分 / 千瓦时左右。受供需关系影响，不同区域溢价水平仍将存在差异，部分供需偏紧地区溢价可能更高。与此同时，对于具备发电侧资源或计划布局新能源发电资产的企业而言，仍可通过自建、投资或长期合作等方式获得更具竞争力的绿电价格。

6. 非捆绑绿色电力证书交易仍将是最主流的绿色电力消费方式

受成本较低、交易较灵活和获取更便利等因素影响，绿证仍将是企业实现绿色电力消费目标的重要方式。2025 年绿证单独交易量达 6.8 亿个，占当年绿证交易量（含绿色电力交易）的约 73%。非捆绑绿色电力证书交易相比其他采购方式，交易门槛较低，能够适配不同规模、不同地区企业的绿色电力消费需求。对于不具备独立用电户号、项目周期较短，或暂不具备直接参与绿电交易条件的用电场景，单独采购绿证仍是实现绿色电力消费的重要途径。与此同时，《非化石能源消费核算指南》（发改能源〔2026〕622 号）对于跨省绿证交易部分会设置认定上限，认定上限与省间实际电力传输情况有关，“十五五”期间，受该指南影响，企业绿证采购的复杂度将有所上升，在部分省份绿证采购将从跨省交易逐步向省内交易倾斜。

7. 绿电交易保持较高认可度，小时级交易加快探索

绿电交易能够实现电量与环境价值的绑定，目前在部分自愿绿色电力消费场景下，相较于单独交易绿证，对绿电交易的认可度仍然较高。与此同时，各地电力交易中心正逐步探索小时级绿电交易机制，为具有高时间精度匹配需求的用户提供新的采购选择。目前小时级交易仍处于试点阶段，短期内规模仍相对有限。

8. 就近消纳方式发展加快，分布式光伏多元商业模式涌现，绿电直连成为企业绿电采购新选择

相较于绿电交易和绿证等通过市场化交易完成采购的方式，场内分布式光伏和绿电直连能够在新能源电源与用电主体之间形成更直接的物理供用电关系。两类方式均具备物理溯源属性。

- 分布式光伏具有较好的经济性和物理溯源能力，将持续成为企业绿色电力消费的重要补充方式。目前，大多数具备屋顶资源和稳定用电负荷的企业已优先开发分布式光伏，但受限于可利用空间和发电小时数，其供应电量覆盖用电量规模有限，仍需与其他采购方式结合使用。目前，分布式光伏可以进一步开展分布式光伏配储、聚合参与虚拟电厂以及汇集后参与绿电直连等模式，商业模式更加多元。

- 随着绿电直连相关政策和市场机制逐步完善，绿电直连有望成为大型用能企业获取绿色电力的新途径。目前绿电直连项目投资规模较大、对用户负荷特征要求较高，对于生产波动较大、负荷不稳定或用电规模较小的企业，绿电直连的经济性和适用性仍存在一定限制，更适用于用电规模大、负荷稳定、负荷率较高且具备长期运营需求的企业。未来，随着用户准入退出机制、园区多用户模式等机制完善，绿电直连的应用范围有望进一步扩大。

9. B 端绿色消费需求加速释放，绿色成本传导空间仍然有限

受合规要求和供应链减排需求推动，B 端[ii]绿色消费需求正在加速释放，绿色电力采购逐渐成为供应链竞争和市场准入的重要因素。尤其是在跨国企业和央国企供应链中，随着链主企业将绿色电力和碳排放管理要求逐步延伸至上游供应商，相关要求正由核心供应商向更多层级的供应链企业覆盖，推动供应链整体绿色电力采购规模持续扩大，带动 B 端绿色消费需求率先释放。然而，B 端需求增长并不意味着绿色成本能够同步向下游传导。企业因绿色电力消费产生的成本能否计入产品价格，在较大程度上取决于其客户对绿色产品及相关成本的接受程度。根据企业交流，目前仅有小部分面向欧洲市场的出口型企业已开始应客户要求，在产品报价中单列绿色电力相关成本，并最终纳入产品价格。但在更多场景下，供应商之间面临较为激烈的价格竞争，同时采购方尚未形成明确的绿色溢价支付机制，相关成本仍主要由供应商内部消化。

10. C 端绿色消费仍处培育阶段，长期转化潜力更大

相比 B 端市场，C 端[iii]绿色消费仍处于培育阶段，消费者对绿色产品的认可度和支付意愿尚未充分形成，绿色价值尚未有效转化为消费选择。一方面，消费者群体的绿色消费风尚仍待培育。另一方面，企业在开展绿色营销过程中仍存在一定顾虑，包括担心绿色宣传不充分或不准确引发公众“漂绿”质疑，以及尚不确定绿色属性能否有效影响消费者购买决策，因此部分企业也缺乏给产品打绿色标签或者做绿色宣传的动力。“十五五”期间，C 端消费规模的扩大需要依托消费场景创新、绿色产品供给丰富以及消费者认知和消费习惯的持续培养。

部分企业和消费平台已开始通过积分奖励、权益兑换和绿色消费专区等方式降低消费者参与门槛，将相对抽象的环境价值转化为可感知的消费收益。例如，中国移动通过移动碳账户，将用户绿色出行、线上支付、在线办公等低碳行为自动归集并量化为碳积分，用户可使用碳积分兑换各类权益，引导用户主动选择绿色生活方式。京东通过“青绿·减碳”标签为消费者提供绿色商品识别和购买入口，通过青绿积分兑换等方式激励绿色消费，并将部分临期商品纳入青绿积分兑换范围，在降低消费者成本的同时减少废弃物。

“十五五”期间，随着消费者绿色消费意识逐步提升，绿色电力消费所带来的环境价值有望进一步通过绿色产品溢价、品牌认可等方式向 C 端传导。但这一价值实现仍需要政策端与企业端共同推动：政府可通过完善绿色产品认定和标识体系、提高政府及公共机构绿色产品采购比例等方式，增强绿色产品的市场识别度和需求基础；企业则需要加强市场、品牌、采购、可持续发展等部门协同，将绿色电力投入转化为消费者可感知、可识别并愿意为之支付的产品价值。

---

ii 指企业的产品或服务不直接面向个人消费者，而是作为生产经营投入进入其他企业或供应链环节的市场场景。

iii 指企业直接面向个人消费者提供产品或服务的市场场景。

2、 绿色电力采购机制

本章汇集各类绿色电力采购方式，系统介绍绿色电力交易、非捆绑绿色电力证书交易、场内分布式新能源项目和绿电直连四类方式。围绕企业采购决策，本章重点梳理不同方式的实施模式、环境权益获取路径和适用条件，并结合市场数据与政策进展，分析各类方式的量价趋势及未来发展方向，为企业制定绿色电力采购组合提供参考。

与往年相比，本年度报告对绿色电力采购方式的分析框架作出两项调整：

- **不再将集中式新能源项目直接投资作为单独章节进行分析：**《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136 号)（以下简称“136 号文”）实施后，新能源上网电量原则上全面进入电力市场，并通过场外差价结算机制为部分电量提供相对稳定的收益预期。对于纳入新能源可持续发展价格结算机制（以下简称“机制电价”）的电量，项目可以获得相对稳定的收益，但对应绿证将划归省级账户，无法直接用于投资企业的绿色电力消费声明；对于直接参与市场的电量，项目收入则由中长期及现货市场电价、绿证价格和其他市场收益共同决定，项目回报将更直接地受到电力市场价格波动影响。现阶段投资者更倾向于通过机制电价保障项目的部分收益。因此，集中式新能源项目直接投资的主要属性正逐步转向资产配置和能源投资安排。企业能否通过项目投资同时满足绿色电力消费目标，仍取决于项目机制电量比例、绿证归属以及电量和环境权益的分配方案。但机制电价是过渡机制，会在条件成熟时择机退出，新能源项目最终仍将直接进入市场。此外，在机制电价政策存续期间，其覆盖的比例和价格可能都会逐步下降。因此，从长期看，直接投资集中式新能源项目仍有望成为企业获取绿色环境权益、支持绿色电力消费声明的可行路径。

- **新增绿电直连章节：**2025 年以来，国家层面相继明确“一对一”和“一对多”绿电直连模式，并进一步明确电量核算、电费计算等关键原则，各省配套政策制定和项目审批也在加快推进，绿电直连正由制度探索阶段逐步进入项目落地阶段。与主要依靠市场交易获取绿色属性的采购方式相比，绿电直连通过专用线路建立较为明确的物理供用电关系，绿电来源清晰、可追溯，能够满足企业对绿色电力来源在时间和空间维度上更高精度的匹配要求，为具有较高绿电溯源和认定需求的企业提供新的采购选择。

图表 2.1 四种绿色电力采购方式

方案		可获得规模更大	准备时间更短	合同期限更灵活	成熟度更高	经济性
市场交易	绿色电力交易	★★★★☆	★★★★☆	★★★☆☆	★★★☆☆	以双边协商为主，价格可议；交易价格通常高于常规电能量价格；环境价值部分价格通常高于单独交易绿证价格。
	非捆绑绿色电力证书	★★★★★	★★★★★	★★★★☆	★★★★☆	电价之上的额外支出；受企业集采周期影响，价格存在波动，价格波动周期不确定性较大。
就近消纳	场内分布式风光发电项目	★★☆☆☆	★★★☆☆	★★☆☆☆	★★★★★	有自投和EMC两类模式，自投需在前期付出较高投资成本，EMC模式下没有投资成本，可按较低的固定电价或折扣电价支付电费。
	绿电直连	★★★☆☆	★★☆☆☆	★★☆☆☆	★☆☆☆☆	线损与系统运行费用按下网电量收取；高可靠性项目可选择两部制输配电价，其余项目按单一容量制方式缴纳输配电费。

来源：落基山研究所

2.1 绿色电力交易

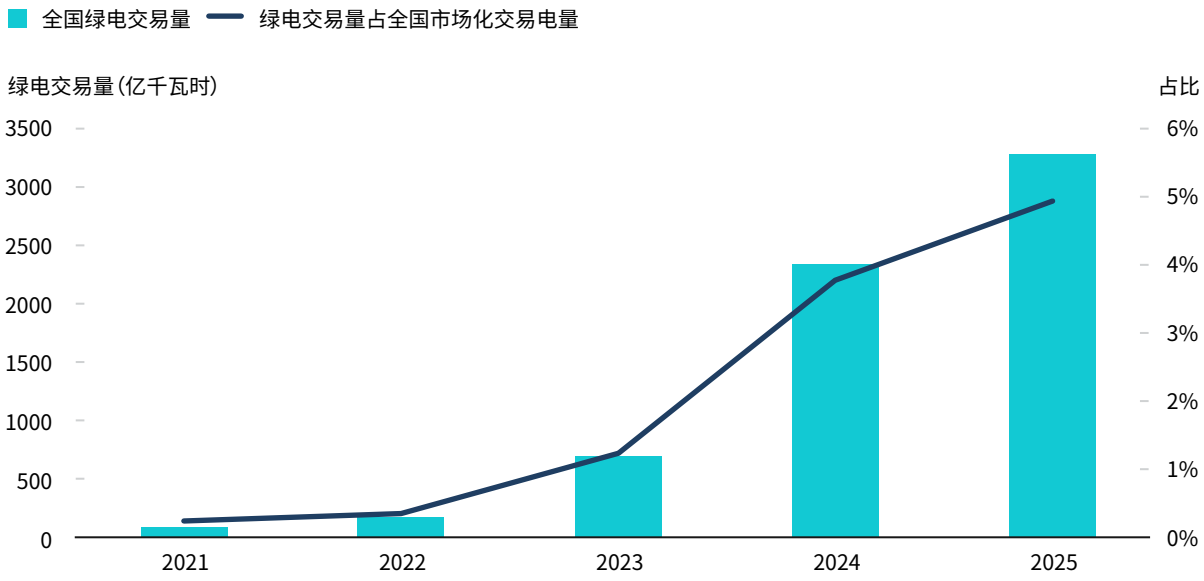
绿电交易是企业同时获取绿色电力电量和环境属性的核心市场化采购方式，其交易标的包括绿色电力本身及对应的绿色电力环境价值。目前绿电交易已融入中长期交易体系，工商业用户可直接参与批发市场或通过售电公司代理参与绿电交易。

绿电交易依托各级电力交易中心开展，目前已有多种交易方式和交易频次。企业可在国网和南网各省级电力交易中心、北京电力交易中心、广州电力交易中心、内蒙古电力交易中心参与交易，主要交易形式包括双边协商、挂摘牌和集中竞价等，交易频次包括数年期、年度交易、多月交易、月度交易、月内交易等。不同交易方式和交易频次可满足企业不同的需求，如数年期交易可帮助有长周期绿电需求的企业锁定长期稳定的绿电供应，而月度和月内交易则可满足企业在市场信息更清晰时根据实际需求进行绿电采购。同时不同交易品种和方式也对企业所掌握的资源、所了解的市场信息要求不同。绿电交易完成后，绿证随对应电量划转至用户账户，成为企业绿色电力消费声明的重要凭证。

绿电交易规模持续增加，不同地区价格分化明显

交易规模方面，2025 年绿电交易电量达 3,285 亿千瓦时，同比增长 38.3%[9]，约占全国市场化交易电量的比重提升至 5%，占比持续上升。

图表 2.2 **2021–2025 年绿电交易量**

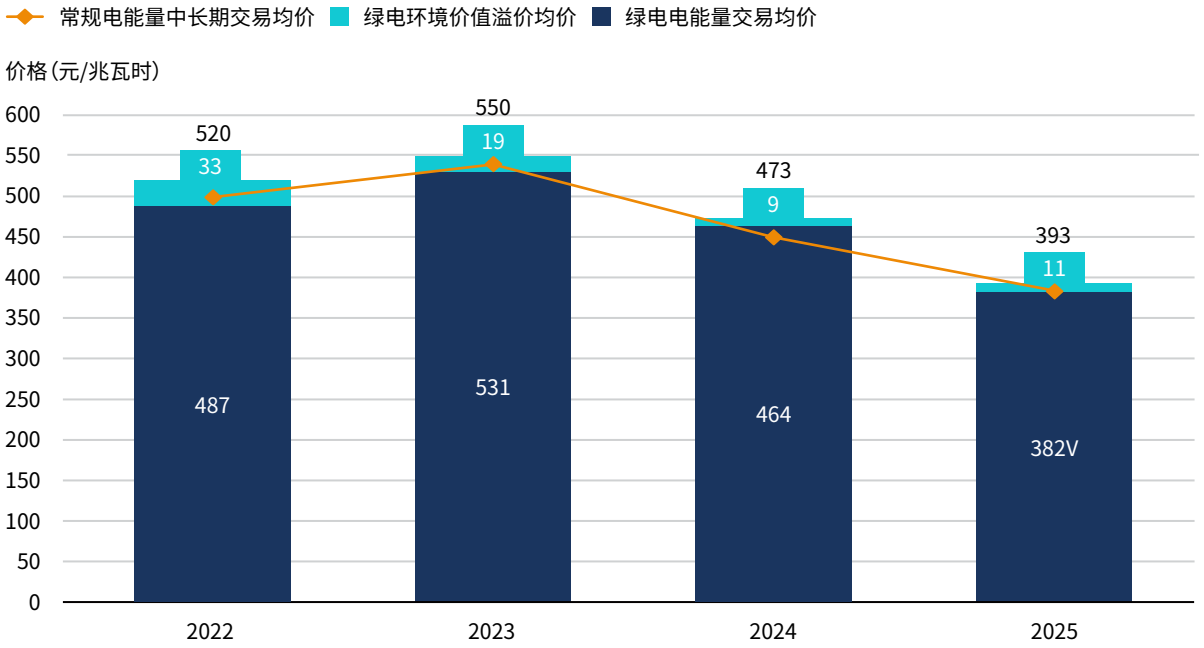


来源：国家能源局，北京电力交易中心，落基山研究所

交易价格方面，从时间维度上看，以广东省为例，绿电电能量价格整体与常规电能量价格走势基本一致，其变化主要受动力煤价格影响。绿色环境权益价格则更多受到绿色电力供需关系变化的影响。2021 年绿电市场启动初期，绿电供给规模较小，环境权益稀缺性较强，环境权益价格处于较高水平。2022 年平价新能源项目绿证逐步进入市场，用户获取绿色环境权益的渠道有所增加。2023 年，国家发布《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044 号），推动可再生能源绿证核发实现全覆盖，绿证供给进一步扩大。随着绿证市场和绿电交易机制逐步完善，价格总体呈回落趋势。2024—2025 年，广东绿电环境价值均价主要在 10 元 / 兆瓦时上下波动，价格逐步由绿电供需、绿证价格及用户对不同采购方式的认可要求共同决定。从空间维度看，企业实际绿电采购成本高度取决于所在省份的绿电供需情况。与常规电能量价格相比，绿电

需求较高、绿电供给相对紧张的地区更容易形成较高溢价。例如，在江苏、浙江等地区，2026 年年度交易中绿电价格较常规电能量价格高出超过 50 元 / 兆瓦时；而在广东、四川等地区，绿电溢价通常控制在 20 元 / 兆瓦时以内，不同地区企业面临的绿电采购成本存在较大差异。

图表 2.3　广东 2022–2025 年常规电能量交易均价及绿电交易均价



来源：广东电力交易中心，落基山研究所

未来两年绿电供给规模有望持续增加

未来两年绿电市场可供交易的电量预计进一步增加，企业绿电采购的可获得性有望提升。多数省区已完成 2025 年和 2026 年机制电量竞价，并陆续开展 2027 年相关工作。根据现行规则，纳入机制的电量不重复获得绿证收益。为分析机制电量对可交易绿电供给的影响，本报告结合各省机制电价实施细则、机制电量竞价结果及新能源装机预测，对江苏、广东、山东、山西四省 2025—2027 年的绿电供需情况进行了测算。结果显示，四省绿电供需比总体呈上升趋势，说明随着新能源新增装机释放，扣除机制电量后可进入市场的绿色电力规模仍有望增加。在不考虑时段匹配、网架阻塞等因素的情况下，未来两年企业绿电采购的可获得性预计较当前有所改善。

这一趋势主要受到以下几方面因素影响：

其一，新能源装机仍将保持增长，为绿电市场提供持续的增量供给。在经历 2025 年的较快增长后，预计 2026–2027 年新能源装机增速有所回落，例如江苏、广东、山东、山西四省新能源装机增速预计约为 15%–20% 左右。同时，增量新能源项目的发电量有一定比例需要通过市场化方式交易，为绿电市场提供增量供给。

其二，分布式新能源聚合入市有望成为绿电市场的新增供给来源。136 号文实施后，分布式新能源可通过独立报量报价、聚合参与、作为价格接受者等方式进入电力市场。其中，独立报量报价和聚合为发电类虚拟电厂的分布式新能源，通常具备参与中长期市场和绿电交易的条件。对于多数分布式新能源业主而言，独立报量报价对功率预测、调度响应、交易管理等能力要求较高，参与门槛相对较高；通过聚合为虚拟电厂聚合入市，则可以借助聚合平台的交易和调控能力参与绿电交易，提高项目收益。随着各省分布式新能源入市和虚拟电厂交易规则逐步完善，分布式新能源聚合入市有望释放更多本地绿电资源，成为集中式新能源之外的补充供给来源。

部分省份面向用户需求开展小时级绿电交易试点

小时级绿电交易在常规绿电交易基础上进一步细化时间匹配度。与常规绿电交易主要按月匹配不同，小时级绿电交易要求交易电量、新能源发电量和用户用电负荷在逐小时维度实现对应，因此能够为企业提供更高时间分辨率的绿电消费证明，以满足部分国际供应链对 24/7 清洁能源[iv]、小时级碳核算等新要求。

目前小时级绿电交易已进入试点落地阶段。江西自 2024 年起开始推动小时级绿电交易与溯源体系建设，截至 2026 年年初，已有 225 家电力用户和 36 家新能源企业参与，累计交易绿电量近 8 亿千瓦时，结算小时级绿电电量超过 4.7 亿千瓦时[10]。江苏和广东自 2026 年 5 月起按月开展试点交易，并明确按小时维度约定电量、电价和绿色环境价值，环境价值结算则需要同时满足小时级合同电量、新能源发电侧实际上网电量以及用户侧实际用电量 “三者取小”原则确认该小时可获得的数量。同时，批发用户和零售用户均可参与，其中零售用户通过售电公司代理参与交易，售电公司需将交易电量直接关联到签订小时级绿电零售套餐的用户。在广东试点中，广东电力交易中心还会向用户出具分时绿电交易结算证明，为企业开展绿电消费声明提供支撑材料。除上述省份外，福建、重庆、上海也已陆续开展小时级绿电交易试点。

目前，小时级绿电交易仍处于探索和市场培育阶段，整体交易规模较小，主要服务于对绿电消费时间匹配具有较高要求的用户。以江苏省为例，在 5 月底开展的 6 月月度小时级绿电交易中，仅有 1 家新能源发电企业、1 家售电公司和 2 家电力用户参与，成交电量 60 兆瓦时，绿色电力环境价值成交均价为 15 元 / 兆瓦时[11]。

对于用户而言，参与小时级绿电交易仍面临一定挑战。现阶段试点普遍采用合同电量、发电侧实际上网电量和用户侧实际用电量小时级“三者取小”的原则确定绿色环境价值结算电量。由于新能源发电具有波动性，而企业负荷曲线也难以完全匹配，最终可获得环境价值的电量通常低于合同电量，匹配率通常低于按月度“三者取小”的常规绿电交易。且企业在交易前难以准确预测实际匹配结果，制定小时级绿电采购目标难度较大。

因此，目前小时级绿电交易主要适用于对绿电消费时间匹配要求较高的用户，特别是面向欧洲等国际市场、需要满足供应链小时级绿电消费或 24/7 清洁能源要求的出口型企业。对于大多数企业而言，常规绿电交易仍是满足绿电消费需求的主要方式，而小时级绿电交易更多作为满足特定国际要求的补充机制。

---

iv 在任何时刻，清洁能源的实时发电量都能覆盖对应时段的用电需求。

专栏　　GHG Protocol 范围二核算方法修订征求意见稿解读

目前部分国际规则正在探讨绿色电力消费是否需要满足更高时间精度的匹配。2025 年秋季启动的 GHG Protocol Scope 2 Guidance（2025）修订工作旨在提高企业绿色电力消费分时分区的要求，强调企业在计算范围二外购电力的排放时，选取的用电量数据和排放因子应更贴近企业实际用电和电力采购情况，并增加时间和空间的精度。

修订稿中范围二核算方法包括位置法和市场法两种，在基于位置的核算方法中，当前的征求意见稿更强调地理精度，即贴近负荷的年度排放因子优于远离负荷的小时级排放因子。**在基于市场的核算方法下，修订提出企业所使用的合同工具需与实际用电时间实现小时级匹配。对于未提供小时级数据的合约，应结合生产侧负荷曲线，并在月度或年度合同工具的基础上对小时级数据进行合理估算。**同时，征求意见稿设置了相应的豁免条件，符合豁免条件的企业可不要求开展小时级匹配，在年度或月度层面匹配即可。在空间一致性方面，修订规则要求满足电力可传输性原则，即发电方与用电方原则上应位于同一区域电网。若不属于同一区域电网，需要满足用电点与发电点位于相邻区域电网内，且用电点的平均电能量价格低于发电点平均电价的 1.05 倍。若地理位置不满足上述任一条件，则需通过合同安排或市场化工具证明发电点至用电点之间的物理交付关系，例如通过绿电交易实现。

同时，修订方案提出将设置过渡期，以为企业适应新规则和完善相关核算实践预留必要的学习与调整时间。GHG Protocol Scope 2 Guidance 的终稿计划于 2027 年底发布，若最终版本涵盖了分时分区的内容，其作为企业绿电使用的国际规则基础，在过渡期后或将提高绿电采购的时间匹配精度要求。

公众征询反馈显示，多数受访者对将小时级匹配设为 Scope 2 市场法核算的强制要求支持度较低。 GHG Protocol 于 2026 年 8 月发布的详细反馈汇总显示，2025 年 10 月 20 日至 2026 年 1 月 31 日开展的 Scope 2 指南修订公众征询共收到来自 56 个国家的 1,072 份回复。针对是否支持将用于市场法核算的合同工具与用电量按小时匹配设为强制性质量标准，909 名受访者作出评分，其中 22% 表示支持，7% 持中立态度，70% 给予低支持或不支持评价。企业受访者的支持度更低：在回答该问题的 429 家企业中，仅 12% 表示支持，82% 给予低支持或不支持评价。反馈中集中出现的担忧包括，强制实施小时级匹配可能增加绿电采购成本以及数据管理和审计负担；部分市场尚未形成支持小时级匹配的用电数据、能源属性证书签发与追踪、交易等基础设施；较高的实施门槛还可能抑制企业参与自愿清洁能源采购。

绿电数年期交易规则持续完善，具备长期绿电需求的用户可通过数年期交易锁定绿电供给

自 2024 年年底北京电力交易中心发布《多年期省间绿色电力双边协商交易协议参考模板》和《多年期省内绿色电力双边协商交易协议参考模板》起，数年期交易规则持续更新。2025 年 10 月 31 日，北京电力交易中心发布《绿色电力交易实施细则补充修订条款》（京电交市〔2025〕78 号）[12]，明确数年期交易在绿色电力交易中有最高优先顺序，并推动数年期绿色电力交易在年度、月度市场中按需开展，增加数年期交易签约窗口。《电力中长期市场基本规则》（发改能源规〔2025〕1656 号）同样鼓励经营主体参与数年期绿电交易，并探索建立数年期绿电交易常态化开市机制。从市场实践看，截至 2025 年年底，多年期绿电协议（PPA）累计成交电量已达 600 亿千瓦时，占绿色电力交易累计成交量的 14%[13]。目前，数年期绿电交易支持统一固定电价、分时段固定电价和分时段浮动电价三种定价方式。其中，分时段浮动电价允许购售双方约定各时期的电能量价格浮动基准、浮动比例以及价格上下限，在一定程度上能够兼顾价格稳定性与市场变化，为企业开展长期绿电采购提供更加灵活的价格安排。在数年期交易规则持续完善的背景下，购售双方主体或将迎来更规范的合同文本、更灵活的交易窗口。

根据企业调研与访谈，长期价格不确定性和合同执行复杂性，是当前企业开展多年期绿电采购（PPA）的两类主要顾虑。在价格层面，大多数企业仍较难准确判断未来数年的绿电价格走势。若通过长期合同提前锁定采购价格，可能面临合同价格高于未来市场价格的风险；与此同时，发电企业也担忧未来市场价格上涨后，长期合同价格偏低影响项目收益。因此，建立更加清晰的长期价格信号和价格风险管理工具，为市场主体提供稳定、可预期的价格参考，是推动多年期绿电交易发展的重要基础。在此基础上，通过合理的合同定价机制和风险分担机制，在购售双方之间合理分担长期价格风险，将成为多年期绿电交易规则持续完善的重要方向。除价格风险外，多年期合同对企业的采购、交易和合同管理能力也提出了更高要求。 目前不少企业对电力市场机制和零售产品的理解仍处于逐步深化阶段，在常规年度采购中尚需依赖售电公司或其他专业机构提供支持，对于周期更长、条款更复杂的多年期合同，往往更缺乏成熟的执行经验。从资源匹配、交易对手选择、价格形成，到偏差处理、合同调整、违约责任等商务条款设计，均需要较强的专业判断和内部协同能力。

省间绿电交易逐步向常态化开展，用户跨省采购绿电的机会持续增加

从省间绿电交易机制来看，不同时间尺度的交易品种采用不同的组织方式。其中，多月、月度及月内交易主要采用集中竞价方式，通过高低匹配开展交易，成交结果通常于电量交割次月完成结算。年度及数年期绿电交易则以双边协商为主，购售双方需围绕交易电量、电价、合同期限及履约安排等内容开展协商，并签订长期交易协议。

近年来，省间绿电交易正逐步向常态化开展过渡，用户跨省采购绿电的机会持续增加。通过对各省省间绿电交易的调研发现，近一年省间绿电交易窗口数量不断增加，交易频次趋于稳定，部分外送通道已由不定期开市逐步转向常态化组织交易。以江苏省为例，2025 年仅有来自 7 个外送省份的绿电参与交易，且除锡盟二期配套通道外，其余通道均未形成稳定的交易窗口，用户开展省间绿电采购具有较大的不确定性。2026 年以来，江苏可参与交易的外送省（区）已增加至 12 个，来自蒙东、黑龙江、山西等外送省（区）的绿电交易频次明显提高，为用户提供了更加稳定的跨省绿电采购渠道。

不同省份省间绿电交易的发展程度仍存在差异。用户能否开展省间绿电采购以及可选择的交易频次，仍受到跨省输电通道建设、交易组织安排以及外送省绿电供给能力等因素影响。除通道资源本身的限制外，现阶段省间绿电交易在执行层面也存在一定不确定性。 在用户和售电公司前期准备阶段，具体使用的输电通道、可交易时段及通道曲线等信息有时尚未完全明确，增加了资源匹配和采购方案设计的难度；而在相关安排最终确定后，留给市场主体进行资源组织、价格协商和合同签订的时间可能相对有限。

对于绿电需求较大的企业，尤其是本地新能源资源有限或绿电供给相对紧张地区的用户，可重点关注所在省份新增跨省输电通道、省间交易安排及交易窗口变化，并提前做好省内、省间绿电资源的统筹配置，以提升绿电采购的可获得性和灵活性。例如，陕北—安徽 ±800 千伏特高压直流输电工程投运后，进一步拓展了华东地区外购绿电的资源来源。

图表 2.4 2025 年 1 月—2026 年 6 月江苏省省间绿电交易情况

多月 | 月度 | 月内

外送来源	2025年												2026年					
	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
锡盟二期			4月月内	4月月内	6月月内	6月月内	8月月内		9月月内	10月月内	11月月内	12月月内	1月月内	3月月内	4月月内	4月月内	6月月内	
				5月月内	6月月度		8月月度	9月月度	10月月度	11月月度	11月月度		2月月内	3月月度		5月月内	6月月度	
																5月月度		7–12月多月
蒙东				5月月内	6月月内								1月月内	3月月度	4月月度	5–12月多月	6月月度	6月月内
															3月月内	5月月内		
															4月月内			
黑龙江									9月月内	11月月内		12月月内	2月月内	3月月内	4月月内	5月月内	6月月度	6月月内
				5–12月多月	6月月度			9月月度	10月月度	11月月度		次年1月月内		3–6月多月	4月月度			7–8月多月
吉林															4–5月多月	5月月内	6月月度	6月月内
															4月月内			7–8月多月
辽宁																	6月月度	6月月内
																		7–8月多月
山西							8月月内	9月月度					1月月内	2月月内	3月月内	4月月内	6月月内	
														3月月度	4月月度			7–12月多月
蒙西																4月月内		
青海							8月月度	9月月度		10月月内					3月月内		6月月内	7–8月多月
新疆							8月月内			10月月内					3月月内		6月月内（吉泉）	7–8月多月
							8–11月多月								4–6月多月		6月月内（庆东、锡泰）	
宁夏																	6月月内	7月月度
																		7–8月多月
甘肃																5月月内	6月月内	7–8月多月
陕西																	6月月内	7–8月多月
华北																4月月内		

来源：江苏电力交易中心，落基山研究所整理

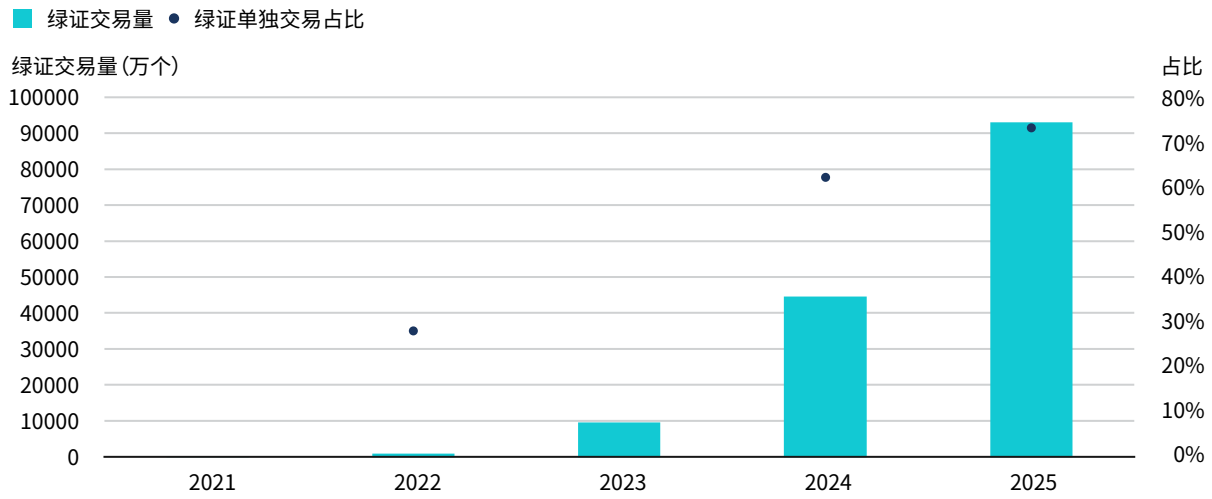
2.2 非捆绑绿色电力证书交易

非捆绑绿色电力证书交易，即用户依托北京电力交易中心、广州电力交易中心、内蒙古电力交易中心、中国绿色电力证书交易平台开展的绿证单独交易，是用户在不捆绑电能量的情况下，单独获取可再生能源环境属性的采购方式。交易形式包括场外双边协商和线上摘挂牌等。

非捆绑绿色电力证书交易是目前绿色电力消费的主要形式，“新鲜”的绿证价格相对较高

绿证单独交易是当前用户满足绿色电力消费需求的重要方式，且交易流向以跨省配置为主。2025 年绿证单独交易量达 6.8 亿个，相较 2024 年同比增长 146%，占当年绿证交易量（含绿色电力交易）的达 73%[14]。同时，近两年绿证单独交易中跨省交易比例均维持在 90% 以上 [15]。

图表 2.5 2021–2025 年绿证交易量

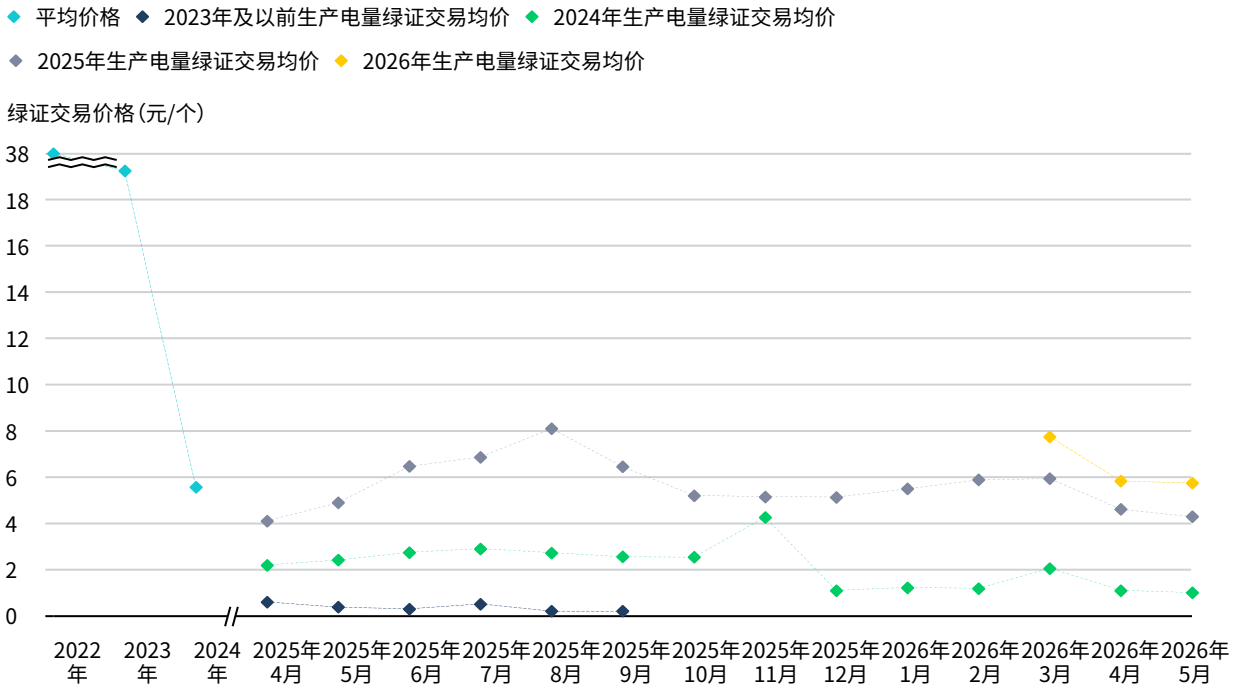


来源：国家能源局，落基山研究所

受合规履约要求与核销时间匹配要求的影响，“新鲜”的绿证价格更高。在 2025 年绿证单独交易中，2025 年生产电量对应的绿证均价约为 5.57 元 / 个，2024 年生产电量对应的绿证均价为 2.12 元 / 个，2023 年及之前生产电量交易均价低至 0.72 元 / 个 [14]。2025 年绿证交易中不同生产年份绿证之间的价格差异，主要与部分应用场景对电量生产年份和消费年份的匹配要求有关。例如，在能耗双控、行业绿色电力最低消费比重考核等场景中，用户需要持有与消费年份相匹配的绿证。同时，2026 年 1 月以来，受核销环节电量生产年和消费年需满足自然年匹配要求影响，“新鲜”绿证成交价格更高的趋势进一步延续。2026 年 3 月，2026 年生产电量对应绿证进入市场后，当月平均价格达到 7.76 元 / 个，显著高于同期往年生产电量对应绿证价格 [16]。

受履约周期和集中采购节奏影响，绿证交易价格在年内存在明显波动，采购时点成为影响用户成本的重要变量。以 2025 年生产电量对应绿证为例，其均价从 2025 年 4 月的 4.12 元 / 个上升至 8 月的 8.10 元 / 个， 9 月至 12 月价格回落至 5 元 / 个左右；2026 年生产电量对应绿证在 2026 年 3 月进入市场初期价格较高， 4 月至 5 月均价回落至 5.84 元 / 个和 5.76 元 / 个。绿证需求的月度波动主要来自两类使用场景：一类是合规履约场景下，政府考核通常具有明确年度周期，相关主体可能在履约窗口临近时集中采购；另一类是在自愿消费场景下，企业需结合自身财年披露周期以及“21 个月原则”等惯例安排绿证采购，即在披露周期前后一定时间窗口内匹配生产电量和可再生能源环境属性。两类需求在不同月份集中释放，会推动绿证价格出现阶段性上涨或回落。对用户而言，还需要结合自身履约年份、核销要求和采购窗口判断采购时点；对于必须使用当年绿证的履约需求，应提前跟踪当年绿证释放节奏并分批采购，避免在履约窗口临近时集中采购导致成本被动上升。

图表 2.6　2022–2026 年单独交易绿证价格



来源：国家能源局，落基山研究所

注 1：2023 年数据使用国家电网经营区数据。2025 年 1–3 月绿证交易平均价格受披露情况影响未在图表中列出。

注 2：图中平均价格为批发侧均价，通常低于终端企业用户采购的均价。

为提高绿证市场价格透明度，国家层面已正式发布中国绿证价格指数，为用户了解历史价格趋势提供参考。2025 年以来，绿证价格呈现月度波动，部分不熟悉绿证市场的用户在采购时容易面临价格判断困难。《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》（发改能源〔2025〕262 号）提出研究建立绿证价格指数，引导绿证价格在合理水平运行。2026 年 7 月国家能源局正式发布中国绿证价格指数，该指数以 2025 年 1 月绿证平均价格为基期指数（100），截至 2026 年 7 月，该指数已公布 2025 年 1 月 –2026 年 6 月的数据，预计未来或将按月更新。当前指数采用不同生产年份、不同发电品种绿证交易价格加权形成，反映的是绿证市场整体价格变化趋势，并不能代表某一生产年份、某一发电类型或某一具体采购场景下的绿证价格。因此，现阶段绿证价格指数更适合作为市场历史趋势判断工具。对于已经熟悉市场并有明确采购需求的用户，仍需结合绿证生产年份、项目类型、交易方式、核销要求和自身使用场景进行具体询价和采购决策；对于刚开始参与绿证市场的用户，价格指数则可以作为理解市场波动方向和建立价格预期的基础参考。

省级账户绿证分配方案尚未出台，账户中机制电量等绿证将影响绿证市场供需

目前仍无省份正式发布绿证省级账户分配方案，相应分配路径存在不确定性。根据 136 号文，纳入机制的电量不得重复获得绿证收益，机制电量相关绿证将划转至省级账户。省级账户中的绿证分配方式以各省出台的省级账户绿证分配方案为准。截至 2026 年 7 月，尚无省份正式发布相关分配方案。根据调研，后续较有可能由国家层面出台总体指导方向，各省在统一框架下制定具体分配方案。

由于分配方式、参与主体、价格形成机制和收益使用规则尚未明确，省级账户内的绿证短期内仍是影响绿证供需和价格预期的重要不确定因素。从用户角度看，省级账户绿证分配方案将直接影响企业后续绿证采购策略。若省级账户中的绿证通过集中竞价等方式向用户再分配，且成交价格低于当前可交易绿证市场价格，企业可能优先采购该部分绿证，从而将降低用户对常规绿证交易市场的需求。

绿证全生命周期管理加强，强调核销管理要求

2026 年 1 月 7 日，国家能源局印发《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》（国能发资质规〔2025〕107 号）[17]（以下简称《实施细则》）。《实施细则》的发布在国家层面上进一步健全了绿证核发、划转、核销的全生命周期管理，确保了绿证环境权益的权威性、唯一性和通用性。

- 核发方面，绿证明确区分可交易绿证和不可交易绿证的机组类型（见图表 2.7），绿证有效期仍为两年，电量生产所属自然月为第 0 月，有效期至第 24 个月最后一个自然日。

- 划转方面，明确绿证价格应大于 0，《实施细则》生效后绿证将不可以无偿划转。同时明确自发自用电量、离网型项目项目投资主体不一致时，绿证的归属应由实际消纳场景决定（见图表 2.7）。

- 在核销管理方面，自 2026 年 1 月起，用于绿色电力消费声明、认证或自愿减排项目登记的绿证，均需主动申请核销。对于超过有效期或在账户注销情形下仍未核销的绿证，系统将予以强制核销，强制核销后，其所对应的环境权益属性将转为所属省份全社会共享。同时，《实施细则》进一步提高了绿证在时间上的精度要求，绿证所对应的电量生产年份应与绿色电力消费年份保持一致。同时在空间维度上，跨省购买绿证时，需在交易环节明确环境权益的归属地，且核销行为仅可在该归属地内完成，从而强化了绿证与电力消费在时间和空间上的一致性。目前用于完成可再生能源电力消纳责任权重考核的绿证不适用上述核销要求，仍以持有绿证作为合规依据。

《实施细则》生效后，绿证持有用户需及时开展绿证核销工作。同时在绿证采购过程中，重点关注绿证所对应的电量生产年份，并在交易环节明确环境权益的归属省份。对于跨区域经营的企业而言，还需提前梳理不同厂区或子公司的用电情况，以便更有效地开展空间匹配和合规管理。

图表 2.7　可再生能源电量核发与划转要求

	核发机组类型	划转相关规定
可交易绿证	风力发电、太阳能发电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源发电项目上网电量； 2023年1月1日（含）以后新投产的完全市场化常规水电机组上网电量。	绿证交易时，绿证核发机构根据交易信息将相应绿证由卖方账户实时划转至买方账户； 绿色电力交易电量对应绿证随交易电量划转。
不可交易绿证	项目自发自用电量、离网型可再生能源发电电量； 2023年1月1日（不含）之前投产的常规水电机组上网电量。	自发自用电量生产与用能分属不同主体的，按照电量的实际应用场景划转至用能主体； 离网型项目需提供电量结算证明，经审核后核发机构将绿证划转至买方账户。

来源：国家能源局，落基山研究所整理

2.3 场内分布式新能源项目开发

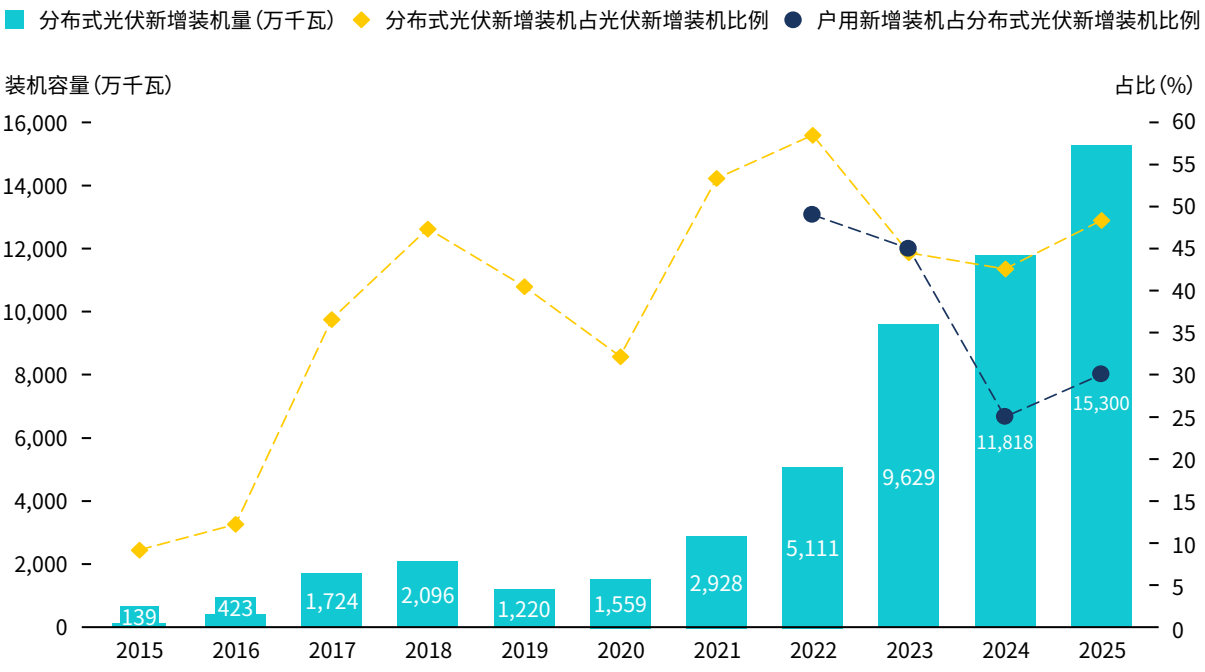
分布式新能源包括分布式光伏、分散式风电、分布式储能等多类模式，其中，分布式光伏具有建设周期短、开发模式丰富、可利用既有建筑屋顶资源、靠近用户侧实现电力就地消纳等特点，截至 2025 年，我国分布式光伏装机达 5.3 亿千瓦[3]，是目前装机规模最大的分布式新能源类型，本节介绍将重点介绍分布式光伏发展情况。

企业开发分布式光伏主要包括自建模式和合同能源管理（EMC）模式两类。自建模式是指企业自行投资建设分布式光伏项目，承担项目建设、运营维护和投资收益风险，并通过节约购电成本、余电收益等方式获得经济回报。该模式适用于具有稳定经营预期、可提供充足屋顶资源且具备投资能力的企业，项目收益通常与企业用电水平和当地电价水平密切相关。EMC 模式则由光伏投资企业或能源服务公司负责项目投资、建设和运维，企业通过提供屋顶资源并以优惠电价使用光伏电量，分享项目带来的节能收益。该模式能够降低企业前期资金投入和运营管理压力。

近年来分布式光伏持高速发展态势，建档立卡后绿证核发流程已基本完善

近五年来分布式光伏装机容量快速增长，新增装机规模持续扩大，工商业分布式光伏已成为当前增长主力。2021 至 2025 年，我国分布式光伏新增装机年复合增长率达到 51%，占光伏新增装机比例稳定在 50% 左右。从应用场景看，受户用光伏补贴政策退出、电网接入容量约束以及项目收益不确定性增加等因素影响，户用光伏新增装机占分布式光伏新增装机比例由 2022 年的 49% 下降至 2025 年的 30%。与此同时，工商业用户对降低用电成本、提升绿色电力消费比例的需求持续增加，推动工商业分布式光伏快速发展。

图表 2.8　**2015–2025 年分布式光伏新增装机容量**



来源：国家能源局，落基山研究所

分布式光伏项目绿证核发稳步推进。2025 年 7 月，国家能源局印发《浙江、河南、广东三省分布式可再生能源发电项目绿证核发工作方案》（国能综通资质〔2025〕106 号），开展分布式可再生能源发电项目绿证核发试点。试点开展后，2025 年全年三省分布式光伏项目核发绿证数量分别达到 1,536 万个、800 余万个和 400 余万个。在试点示范带动下，分布式光伏项目绿证核发覆盖范围持续扩大，2025 年全年我国分布式光伏项目累计核发绿证 8,319 万个，较 2024 的 2,331 万个增长约 3.6 倍 [15]。

项目建档立卡是分布式光伏项目实现绿证核发的基础条件，当前分布式项目建档工作仍在持续推进。截至 2025 年，集中式新能源项目建档立卡完成率已达到 95%，分布式项目建档率达到 64%，其中自然人户用光伏项目建档完成率达到 97%[15]。相比集中式新能源项目，分布式光伏项目建档率仍存在一定差距，主要与项目数量多、单体规模小、项目主体分散等特点有关。随着分布式光伏项目建档立卡工作持续推进，项目发电数据归集和绿证核发流程将进一步完善，未来分布式光伏绿证供给规模有望持续扩大。

分布式光伏回归就近消纳属性，上网电量部分需全面入市，参与市场方式更加多元

《分布式光伏发电开发建设管理办法》（国能发新能规〔2025〕7 号）[18] 细分了分布式光伏类型，并针对不同类型明确差异化管理要求。其中，大型工商业分布式光伏原则上采用全额自发自用模式，在电力现货市场连续运行的地区，可根据市场规则将余电上网；一般工商业分布式光伏则可根据项目实际情况选择自发自用余电上网或全额上网模式；户用分布式光伏可选择全额上网、全部自发自用、自发自用余电上网三种模式中的一种。

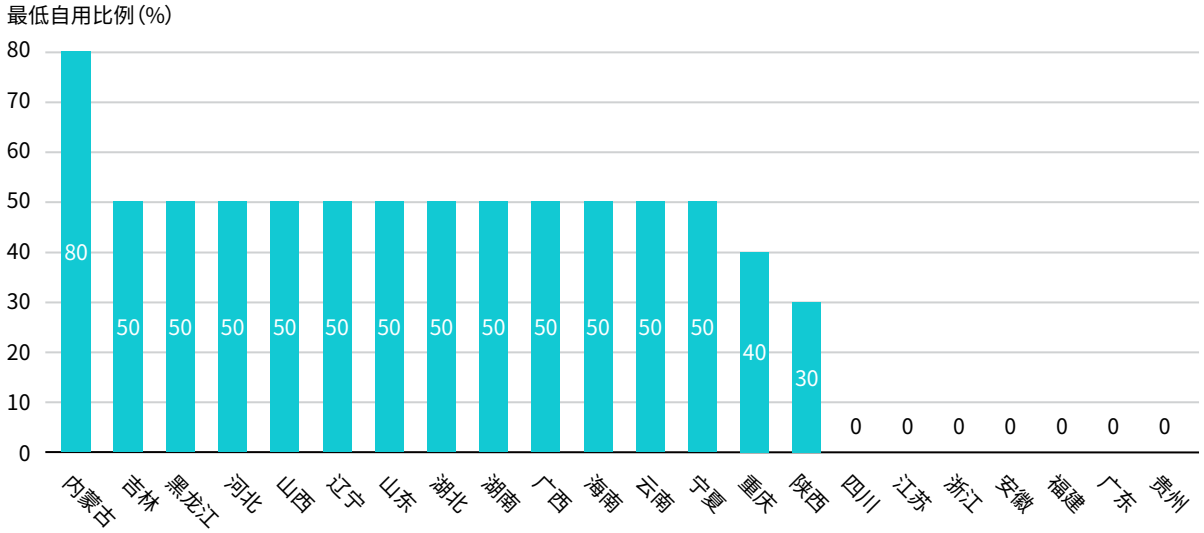
图表 2.9　分布式光伏类型及对应项目规模和上网模式

项目类型	户用分布式光伏		工商业分布式光伏	
	自然人户用	非自然人户用	一般工商业	大型工商业
项目规模（与公共电网连接点电压等级和总装机容量）	≤380伏	≤10千伏（20千伏），≤6兆瓦	≤10千伏（20千伏），≤6兆瓦	35千伏，≤20兆瓦；110千伏（66千伏），≤50兆瓦
上网模式	全额上网、全部自发自用或自发自用余电上网		全部自发自用或者自发自用余电上网	原则上全部自发自用（在电力现货市场连续运行地区，可采用自发自用余电上网模式）

来源：国家能源局，落基山研究所

分布式光伏开发模式将更加注重自发自用、就近消纳。对于一般工商业分布式光伏项目，用户可选择自发自用余电上网或全部自发自用。其中，采用自发自用余电上网模式的项目，自发自用比例下限由各省级政府结合当地分布式光伏发展阶段、电网承载能力和消纳情况确定。根据已发布省级管理办法的省份情况看，自发自用比例下限达到 50% 及以上的省份占比约 54%。对于工商业用户而言，自发自用比例要求将直接影响项目可利用的屋顶资源规模、光伏装机容量设计以及项目收益测算。

图表 2.10　一般工商业分布式光伏自发自用比例下限



来源：各省发展和改革委，落基山研究所

注：图中比例为采用“自发自用、余电上网”模式的一般工商业分布式光伏年自发自用电量比例下限。部分省份根据项目建设场景或地区实行差异化要求：河北、云南、宁夏对公共机构和工商业厂房分别设置不同下限，图中比例为工商业厂房比例要求；广东仅对利用农业建（构）筑物建设的项目设置 30% 的下限；四川仅阿坝、甘孜、凉山和攀枝花要求不低于 50%；重庆主城都市区 22 个区县为 20%，其他区县为 40%；山西、湖北、湖南对部分公共机构项目不设比例限制。

136 号文明确要求包括分布式光伏在内的新能源上网电量全面进入电力市场，通过市场交易形成新能源上网电量价格，并同步建立场外差价结算机制。目前分布式光伏项目可通过竞价被纳入机制电量获得收益保障[v]，但长期来看仍需重视培育参与市场的能力并尽早积累相关经验。各省分布式新能源入市方案承接 136 号文设计原则，普遍规定了分布式新能源参与现货市场的三种方式：独立报量报价、聚合参与、作为价格接受者。在可参与交易品种方面，独立报量报价和聚合为发电类虚拟电厂两种方式均可参与电能量市场的多类品种交易，可在年度、月度、周、多日、日前、实时等不同周期建立中长期（含绿电交易）和现货仓位，作为价格接受者参与市场时，仅能参与实时市场。

v　注：部分省份已开始收紧分布式光伏参与机制电价竞价的范围。例如，山东明确自2027年起，户用非自然人分布式光伏项目不再纳入机制电价竞价范围；安徽2026年发布的竞价实施细则修订征求意见稿提出，2027年1月1日及以后投产的一般工商业和大型工商业分布式光伏项目不再纳入机制电价执行范围。各地具体适用范围仍需以最新政策为准。

专栏　　分布式光伏新兴商业模式

分布式光伏配储：由于同一地区光伏项目受相似天气条件影响，发电高峰时段通常较为集中，容易导致光伏集中出力时段电力市场价格下降，影响项目收益。配置储能可以在光伏发电高峰、上网电价或零售电价较低时段吸纳电量，并在晚高峰等价格较高时段释放，提高光伏电量的自发自用能力和经济性。据测算，分布式光伏初始全投资成本约为 2.59 元 / 瓦，根据不同地区日照条件，平准化度电成本在 0.16-0.30 元 / 千瓦时区间。目前 2—4 小时分布式工商业储能系统初始投资成本约为 0.76—0.80 元 / 瓦时，储能平准化成本约为 0.45—0.48 元 / 千瓦时，分布式光储度电成本与当地日内峰谷价差的比较决定了分布式光储系统的经济性，相关决策和经营主体也需要紧密关注各省因零售电价政策调整而带来的峰谷价差显著变化。对于具备较大屋顶资源、用电负荷稳定且希望提升绿电自用比例的工商业用户而言，光储融合有望成为提升分布式光伏经济性的有效路径。

分布式光伏聚合参与虚拟电厂：136 号文发布前，江苏、浙江、安徽等地已探索分布式新能源聚合参与绿电交易，由聚合商代理分布式新能源项目参与市场，主要帮助分布式项目获取绿色环境价值。随着新能源全面进入市场，分布式新能源聚合商需要向发电类虚拟电厂转型，由聚合主体承担交易代理、功率预测、调度响应等市场化能力建设。对于分布式光伏业主而言，通过虚拟电厂聚合参与市场，可以降低单个项目独立参与交易的门槛，并有机会通过参与绿电交易、中长期交易和现货市场提升整体收益。目前，各省虚拟电厂入市规则仍在完善阶段，广东已率先明确虚拟电厂可代理光伏、风电和独立储能参与电能量交易（含绿电交易），并于 2025 年实现首批发电类虚拟电厂交易单元参与现货市场。

分布式光伏聚合参与绿电直连：2026 年 5 月，国家发展改革委和国家能源局发布《有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2026〕688 号），从政策制度上允许开展“一对多”绿电直连，支持风电、光伏、生物质等新能源项目通过专用输电线路和变电设施向多个用户供应绿色电力，提出“分布式光伏可通过集中汇流方式参与多用户绿电直连”。 该模式能够将分散的分布式光伏资源与具有绿电需求的用户进行匹配，提升项目就近消纳能力。对于过去通过整县光伏等模式开发的户用分布式光伏项目，多用户绿电直连有望突破单一用户消纳能力限制，将居民屋顶等分散资源与周边工商业负荷连接，实现分布式光伏电力的就近消纳；对于园区、产业集聚区等场景，该模式也有助于整合区域内分布式光伏资源，为企业提供更稳定、更具溯源性的本地绿色电力供应。

2.4 绿电直连

绿电直连为用户提供物理可溯源的绿色电力消费新路径

国家层面为绿电直连提供了合法合规的制度框架，目前绿电直连有“一对一”和“一对多”两类模式。2025 年 5 月，国家发展改革委和国家能源局联合发布了《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》(发改能源〔2025〕650 号)（以下简称“650 号文”）[19]，将绿电直连界定为：风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式，并围绕项目类型、源荷匹配原则、责任界面划分、市场交易及计量结算建立制度框架。在此基础上，2026 年 5 月，国家发展改革委和国家能源局发布了《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》(发改能源〔2026〕688 号)[20]，将直连对象由单一用户扩展至多个不同法人用户，允许新能源通过专用线路和变电设施向多个用户供给绿电。目前绿电直连项目已进入审批和落地阶段，截至 2026 年 4 月，全国已完成审批绿电直连项目 99 个，可再生能源规模达 3405 万千瓦 [21]。

政策优先支持新增负荷与新增电源开展绿电直连，其他源荷组合在不同绿电直连模式下适用差异化要求。在“一对一”和“一对多”绿电直连模式下，新增负荷配套建设新能源电源均是政策路径最清晰、确定性最高的组合。

- 对于存量负荷，“一对多”模式在“一对一”模式支持自备电厂清洁替代和具有刚性降碳需求的出口外向型企业参与的基础上，将适用范围扩大至有绿色电力消费比例要求的企业、重点用能和碳排放企业等具有绿色消费需求的用户，并允许工业园区、零碳园区、增量配网等存量负荷也可以发展为绿电直连。

- 对于已经投产的新能源项目，其中尚未开展电网接入工程建设或因消纳受限无法并网的，可履行相应变更手续后参与绿电直连；“一对多”模式允许分布式光伏通过集中汇流方式参与。已经开展“一对一”绿电直连的项目，也可通过吸纳其他新增负荷并配套扩建新能源电源，转为多用户绿电直连项目。

绿电直连项目的费用构成与计费原则已基本明确，用户需按照相应规则缴纳费用。2025 年 9 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192 号）[22]（以下简称 1192 号文），按照“谁受益、谁负担”原则，明确项目应公平承担公共电网提供稳定供应保障服务的相关费用。在具体计费方式上，输配电费可按容（需）量缴纳，系统运行费暂按下网电量缴纳，并按照下网电量承担上网环节线损费用，政府基金及附加需按全电量缴纳（见图表 2.11）。

图表 2.11　绿电直连与电网供电销售电价计算方式对比

		电网供电	绿电直连 （单一容量制）
销售电价			
=			
电能量价格		全电量 × 交易电价	下网电量 × 交易电价 + 直连电量 × 协议电价
+			
线损费用		全电量 × 线损折价	下网电量 × 线损折价
+			
输配电价	电量部分	电量电价$_{\text{企业所在电压等级}}$ × 下网电量	电量电价$_{\text{企业所在电压等级}}$ × 省内平均负荷率$_{\text{110千伏及以上}}$ × 730小时 × 接入公共电网容量
	容量部分	容量电价$_{\text{企业所在电压等级}}$ × 并网容量 （或需量电价$_{\text{企业所在电压等级}}$ × 最大需量）	
+			
系统运行费用		全电量 × 系统运行费用	下网电量（暂行） × 系统运行费用
+			
政府性基金及附加		全电量 × 政府性基金及附加	

来源：国家发展改革委，落基山研究所

注：橙色部分表示绿电直连的项目和买网电的电费结构差。

与常规电网供电相比，绿电直连不必然降低用户的综合用电成本，其经济性需通过项目级逐时仿真测算确定。项目综合电价由绿电电源及储能成本、输配电费、系统运行费、直连线路及接入工程成本等共同构成，并受到当地风光资源禀赋、源荷距离、用户负荷曲线、电压等级和变压器容量等因素影响。为准确评估项目经济性并优化电源配置，需要基于用户产能、年用电量、8760 小时负荷曲线等数据开展逐时仿真，测算风电、光伏、储能装机容量和公共电网接入容量，并评估绿电消费比例、自发自用电量占可用发电量比例、自发自用电量占用户总用电量比例及余电上网比例等关键指标。落基山研究所已搭建相关测算模型，并正在针对典型负荷开展分析。总体而言，在满足供电可靠性和生产需求的前提下，**自发自用比例越高、公共电网接入容量越低、负荷率越高，项目经济性通常越强。**

3、 绿色电力采购应用场景

“十五五”时期是我国实现碳达峰目标的攻坚期与决胜期；与此同时，全球绿色贸易要求持续提高。绿电消费在国内碳排放管理和国际绿色贸易中的重要性日益提升。**由于不同应用场景对绿电消费的认定方式、核算口径和报告要求存在差异，企业在开展绿电采购前，应首先明确其应用场景，**例如用于 GHG Protocol 核算、履行 RE100 承诺以及满足供应链和客户提出的自愿性要求，还是用于完成可再生能源消费最低比重目标、开展碳排放核算或满足欧盟碳边境调节机制（Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM）等政策及合规要求。在明确应用场景后，企业应依据相应体系的规则开展绿电采购，并按要求完成核算和报告，以确保采购的绿电获得有效认定，避免不必要的成本支出。

3.1 国内：向落实碳排放双控目标过渡

“十五五”时期，企业绿电消费将同时受到多重目标约束：一是我国全面实施碳排放总量和强度双控制度，非化石能源消费占比为碳达峰碳中和综合评价考核的控制指标；二是可再生能源在能源消费中的最低比重目标以及可再生能源电力消纳责任的落实与考核机制不断完善，政策要求进一步向终端消费侧传导；三是排放要求正加快嵌入地方政府项目管理、资本市场信息披露及链主企业供应链管理等多个政府及企业管理维度，企业通过提前规划绿电消费、完善信息披露并响应客户采购要求，可增强竞争力。

在此背景下，各类目标要求不断提高、覆盖范围持续扩大，并更加重视绿电的物理消费。绿电直连、自发自用和绿电交易等具有物理连接基础的消费方式，在不同场景中具有较广泛的适用性；相比之下，绿证在不同场景中的认定规则和认可程度存在差异。因此，企业应根据碳排放双控、可再生能源消费最低比重目标、供应链要求等具体场景，合理选择绿电消费方式，并按照相应规则进行核算和报告[vi]。

3.1.1 非化石能源电力消费核算方法是国内强制性市场的考核核算依据

以碳排放双控、可再生能源电力消费为代表的重点绿电应用场景以非化石能源电力消费核算方法为考核时的核算基础。2026 年 6 月发布的《非化石能源电力消费核算指南（试行）》（以下简称《指南》）统一了各地非化石能源电力消费的认定口径和核算方法，为绿电消费与碳排放核算衔接奠定了基础[vii]。根据相关规定，非化石能源电力消费核算方法是评估可再生能源电力消费最低比重完成情况的执行依据，核算结果也将影响各地区碳双控考核。作为非化石能源电力消费核算基础性制度，指南建立了**物理认定、交易认定与分摊认定**三种认定方式，覆盖自发自用、绿电直连、园区或微电网等供电、绿电交易、绿证交易等当前企业进行绿电消费的所有业态模式。其中，通过省间绿证交易认定的非化石能源电力消费量，受到省间可再生能源电量交易规模以及购售电省份协商确定的认定上限约束；同时，《指南》鼓励企业优先购买与所在省份存在省间电能量交易关系的省份所核发的绿证。两项规定体现了鼓励企业省外绿证采购与省间电力物理交互关系保持一致的政策导向。**因此，企业未来从本地或与本省存在跨省输电通道的地区采购绿证，可能将更有利于获得认定。**

---

vi 本章节所讨论的关键术语：“非化石能源电力”指包括水电、风电、太阳能发电、生物质能发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源电力和核电电力。“可再生能源电力”指通过能够在较短时间内通过自然过程不断补充和再生的能源，包括水能、风能、太阳能、生物质能、地热能、海洋能等所发电力。“绿色电力”指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所产生的全部电量。非化石能源电力包括可再生能源电力，可再生能源电力包括绿色电力。

vii 例如，在北京、上海、天津等地的区域碳市场规则中已明确外购绿色电力的排放因子取值为0 $kgCO_2/kWh$。

专栏　　江苏省企业外购绿证情况分析

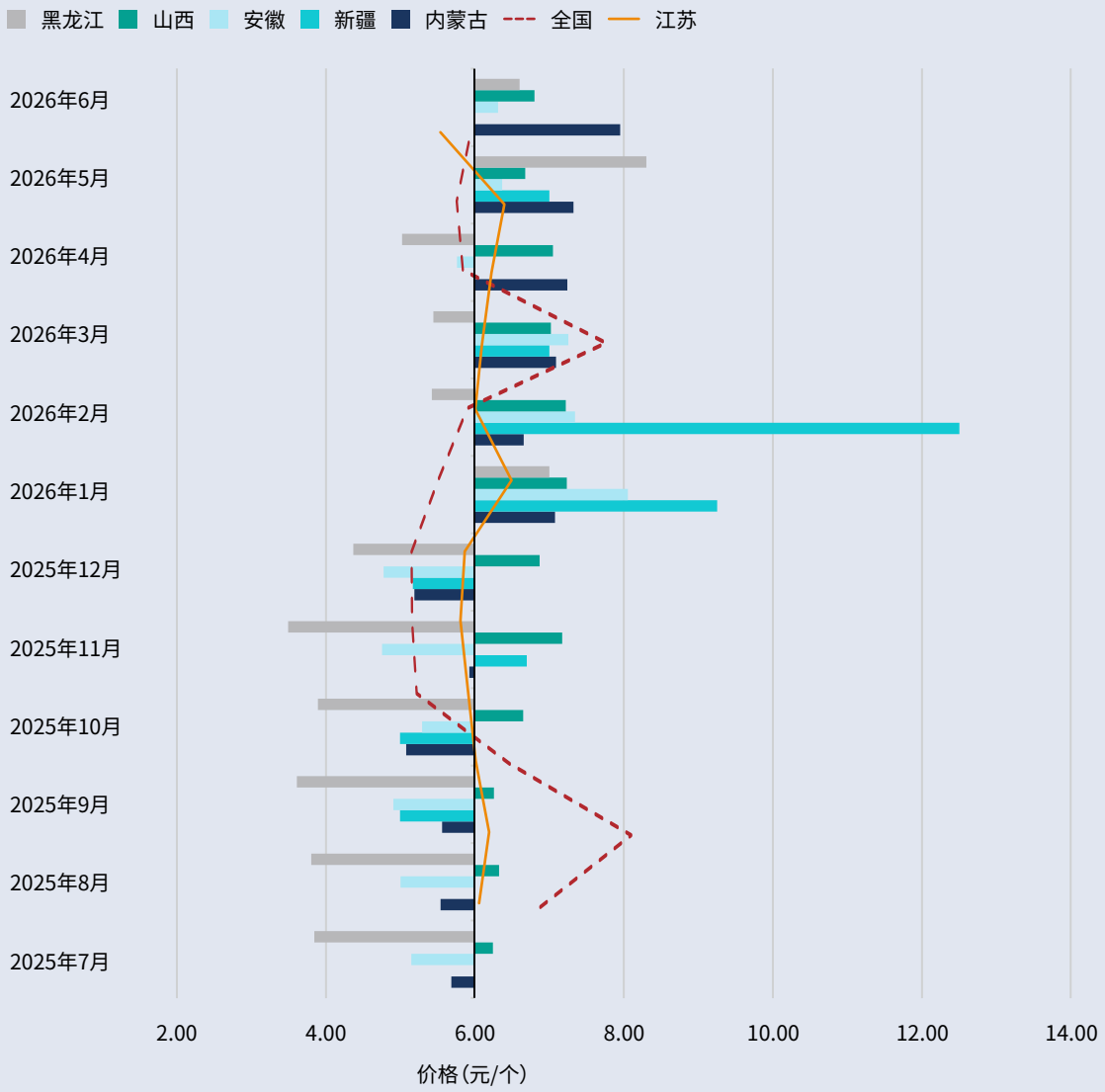
由于重点用能行业企业用电规模较大，物理认定方式对其完成绿电消费目标的贡献相对有限。综合经济性等因素，目前多数企业主要通过购买省外单独绿证满足相关要求。为判断这一方式能否持续支撑企业完成国家规定的绿电消费目标，本报告测算了企业可自主购买且能够获得认定的省外绿证规模以及主要省份绿证价格。结合国内重点行业分布与产量、可再生能源电力消纳责任权重、省内绿电供给及省间电力交易情况，本报告选取江苏省进行分析。

测算结果显示，结合雁淮、锡泰、吉泉等输电通道的可再生能源电力输送能力，2025—2027 年，江苏省重点行业企业可通过省外绿证单独交易获得认定的电量约为其绿电需求量的两倍，整体供给能够覆盖绿电消费需求。但供给规模充足并不意味着采购价格能够保持低位，实际价格仍取决于采购节点下的供需关系和双方价格预期匹配。绿证价格通常随着核发年份及来源地区而变化。

内蒙古、新疆、山西和黑龙江为江苏省外购绿电的主要来源地。安徽作为长三角电力枢纽，承担外来电力的承接与省际转送功能。基于此，本研究重点比较了上述省份近期公开的绿证挂牌平均价格。近一年来，江苏绿证挂牌均价相较全国交易价格较为稳定，保持在 6 元 / 个水平。内蒙古、新疆和安徽的绿证挂牌均价走势基本一致，整体呈现同步涨跌。自 2026 年起，上述三省当月生产的绿证的挂牌均价均高于江苏本地绿证同期水平。山西绿证挂牌均价近一年来持续高于江苏，而黑龙江则普遍低于江苏。

需要说明的是，目前绿证单独交易仍以场外交易为主，上述数据仅反映各省绿证在全国绿色电力证书交易平台上的挂牌情况，并不代表输送至江苏的电量所对应绿证价格。目前绿证市场也未形成按省份区分的定价机制，现有价格尚未充分反映鼓励绿证采购与省间电力交易流向保持一致的政策导向，分省价格仅供参考。并且，绿证价格按照其对应电量的生产月份进行统计，采用的是本报告撰写期间的平台挂牌价格，而非生产月份的实时交易价格。此外，我们观察到交易平台上的挂牌项目以分布式项目为主，单个项目可供绿证数量少且价格普遍低于集中式项目绿证挂牌价格。因此，挂牌价格虽可为企业采购提供公开市场参考，但对于场外的大规模采购，企业还需结合采购规模及实际议价情况进行综合研判。

图表 3.1 单独交易绿证价格 *



* 全国价格为当年生产的绿证的当月交易价格；各地价格为当月生产电量对应的绿证的挂牌价格。当月无生产电量时，图中则不显示对应数据点

总体而言，**企业应分析不同采购规模下的边际价格变化，并关注绿证年份、来源地区及交易时点对采购成本的影响。同时，可被认定的绿证的供给规模受省间输电通道和交易窗口安排影响。**企业应持续关注相关变化，综合评估省外绿证单独交易的采购成本与可认定规模。

3.1.2 绿电消费是达成多重目标的重要抓手

场景一：支撑碳排放双控考核

2026 年 4 月，《碳达峰碳中和综合评价考核办法》发布，面向“十五五”碳达峰攻坚期建立了由 5 项控制指标和 9 项支撑指标构成的综合考核体系，将碳排放双控纳入党内法规体系。考核结果与各省领导干部综合考核评价相衔接，进一步强化了碳双控的刚性约束。其中，非化石能源消费作为控制指标权重较高，对考核结果具有重要影响。企业绿电消费不仅关系自身目标，也影响所在地区的非化石能源消费水平。

虽然《指南》认可通过绿证单独交易认定非化石能源电力消费，但绿证单独交易与碳排放核算尚未完全衔接。省级层面，2026 年 6 月上海发布首个省级层面的碳排放双控考核指导：《关于组织开展 2025 年度上海市重点单位报送能源利用状况报告和温室气体排放报告以及能耗、碳排放总量和强度双控目标评价考核等相关工作的通知》，其中明确省间绿电交易的排放因子取 0kgCO_2/kWh，但是绿证单独交易对应的排放无法在 2026 年的考核评价计算中单独体现 [viii]。全国层面，2025 年 12 月发布的《2023 年电力二氧化碳排放因子》显示，扣除市场化交易非化石能源电量后的全国电力平均二氧化碳排放因子为 0.6096 kgCO_2/kWh，较 2022 年的 0.5856 kgCO_2/kWh 上升 4.1%。这一变化主要源于绿电交易等市场化非化石能源电量占比持续提高。然而，该排放因子尚未将绿证单独交易对应的电量作为市场化非化石能源电量予以扣除。**非化石能源电力消费认定与电力碳排放核算仍属未完全打通的两套体系，这意味着企业采购非捆绑绿证即便能够被认定为非化石能源电力消费，但并不能被用于电力碳排放的计算。**企业如需体现采购非捆绑绿证的减排作用，或可考虑参照 2025 年 7 月国家发改委发布的《零碳园区碳排放核算方法（试行）》有关零碳园区、工信部于 2026 年 7 月发布的《关于组织开展国家级零碳工厂建设工作的通知》中有关零碳工厂外购电力碳排放的核算要求：绿证作为《指南》认定的非化石能源电力消费量可按零计算其碳排放量 [ix]，其他电力电量全部按照化石能源电力二氧化碳排放因子核算。但企业若要更准确地核算外购电力排放，仍有赖于未来建立与绿证单独交易相衔接的剩余电力排放因子。

场景二：完成可再生能源电力消费目标

在支撑碳排放双控之外，绿电消费更直接的应用是完成可再生能源电力消费目标。**相关政策持续强化对企业绿电消费的监督考核，突出绿证作为核算凭证的作用，并根据绿电市场的发展完善消费认可方式。**2025 年 7 月，《2025 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》进一步收紧可再生能源电力消费目标并向重点行业分解：自 2025 年起，电解铝行业开始被纳入绿电消费比例考核，钢铁、多晶硅、水泥行业企业、国家枢纽节点新建数据中心被纳入消费目标监测范围。除国家枢纽节点新建数据中心外，其他重点行业绿电消费目标基本与各省可再生能源电力总消纳责任（含水电）相当，完成情况核算以绿证为主。2026 年 6 月，《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》明确，可再生能源电力消费最低比重目标完成情况以绿证为基本凭证核算、按非化石能源电力消费核算规定执行。新增自发自用与绿电直连两种绿电消费认可方式，并建立针对重点用能行业企业的奖惩机制：未达到最低消费比重的企业可能被约谈并纳入信用记录，完成情况突出的企业则可获得通报表扬及相关政策支持。

场景三：提升企业绿色竞争力

对于非重点行业企业而言，其面临的强制性绿电消费相对有限。但随着碳排放双控全面推进，绿电消费要求将逐步贯穿企业从项目投资决策、建设运营到上市及信息披露的全流程。

---

viii 根据2026年1月发布的《上海市生态环境局 上海市统计局关于发布2020–2024年度上海市公共电网电力、热力二氧化碳排放因子的通知》，上海公共电网的电力二氧化碳排放因子计算中仅纳入了化石能源电力的排放，意味着包括绿证单独交易所对应电量的其余电源发电量的排放默认为零。因此，为避免双重计量，企业在核算碳排放时，非捆绑绿证对应电量不应再单独扣减。

ix 此处需注意对于零碳工厂的规定为绿证交易认定量原则上不超过统计期内电力用户下网电量的50%。

首先，随着各省逐步开展碳排放核算并建立碳预算管理机制，企业新增投资项目需要统筹考虑项目所在地的碳排放双控要求，并在节能审查、环境影响评价等环节予以体现。绿电消费是目前降低范围二排放最直接、可量化，且市场机制和技术手段相对成熟的途径之一。**因此，企业应考虑将新增项目的绿电消费安排由投产后的运营管理环节前移至项目规划、可研和建设阶段，避免因未能满足相关要求而影响立项与落地。**

其次，相关政策与指引通过将绿电消费纳入信息披露和供应链管理，推动绿电需求向企业及其上下游传导。**主动提升绿电消费水平并完善信息披露，有助于企业增强资本市场认可度与供应链竞争力。**2026 年 1 月，北京、上海和深圳证券交易所修订上市公司可持续发展报告编制指南，细化电力使用相关披露要求，将绿证、绿电交易和可再生能源电力自发自用等绿电消费情况列为重点披露内容。2026 年 3 月，国务院国资委发布《中央企业绿色低碳供应链建设指引（试行）》，要求中央企业将提高绿色电力消费比例作为推行绿色生产的重要举措，并鼓励在采购过程中采信供应商的绿电消费认证结果。供应链企业通过提高绿电消费比例能够更好地响应链主企业采购要求，提升准入能力并拓展客户资源。

3.2 国外：电力消费核算规则持续细化

在国际应用场景中，自愿市场相关规则更新较为密集，近期规则调整集中于提升绿电消费与发电在时间和空间维度上的细颗粒度匹配。然而，目前对于细颗粒度匹配的强制性要求主要体现在修订中的《温室气体核算体系》（GHG Protocol，GHGP）该原则性框架中；企业在实际执行过程中更多参考的 SBTi、RE100 等倡议，对细颗粒度匹配仍以鼓励性、自愿性要求为主，整体执行要求相对宽松。相较于自愿市场，过去一年强制市场相关规则更新相对有限。去年报告中讨论的欧盟碳边境调节机制（CBAM），已要求企业提供更加细颗粒度的数据以支撑计算产品间接排放；而备受绿电用电企业关注的《新电池法案》的后续配套授权法案（Delegated Act）至今未出台。**总体来看，国际规则正持续朝着更高精度的核算绿电价值方向发展，但受市场基础设施、数据获得能力及企业执行成本等因素影响，国际规则在实施层面保持较为审慎的态度。**

国际规则对绿电核算时空精度的提升，也带来了更高颗粒度的数据获取和披露需求，使企业数据安全与数据主权问题进一步凸显。面对日趋严格的气候信息披露要求，龙头企业往往需要率先响应，披露更加全面、精细的数据。由于龙头企业的数据具有较强的行业代表性，相关信息可能被用于挖掘我国相应行业的全景信息，并对其他中小企业的数据披露形成示范和传导效应。在此背景下，企业数据收集、使用和披露逐步转向全过程管理，并更加重视必要性和最小化原则，以把握数据提交的范围和颗粒度。随着披露要求向供应链传导，供应商数据保护和相关培训宣贯也成为数据管理的重要组成部分。与此同时，产业链供应链安全相关制度的完善，也使企业面临的信息安全问题具备更加明确的制度依据。2026 年 3 月公布的《国务院关于产业链供应链安全的规定》建立了产业链供应链信息安全、预警、风险报告和调查处理机制，为相关数据活动提供了保障。

3.2.1 GHGP：范围二核算规则启动修订，小时级匹配与可传输性要求引发较大争议

《温室气体核算体系范围二指南》（GHG Protocol Scope 2 Guidance，以下简称“《范围二指南》”）是企业开展绿电使用及范围二排放核算的重要国际规则锚点，已被 RE100、国际财务报告可持续披露准则第 2 号（IFRS S2）及欧盟《企业可持续发展报告指令》（CSRD）等多个全球气候相关披露框架采用。因此，其规则调整将广泛影响各类企业的温室气体核算与信息披露，并可能进一步影响企业的融资能力。2025 年秋季，《范围二指南》启动核算规则修订[23]，重点解决企业实际用电与绿电获取方式在时间和空间维度上的脱节问题，**并对企业采用位置法（Location-based）和市场法（Market-based）核算范围二电力间接排放提出更高的时空精度要求。**

位置法

修订提案建立了明确的排放因子选择优先级。企业需在空间和时间两个维度上匹配活动数据与排放因子，其中，地理精度的优先级高于时间精度，基于消费端的系数优先于基于生产端的系数。由于修订提案将中国划分为多个区域电网，企业原则上不应直接使用全国平均排放因子，而应采用相应的区域排放因子。**修订提案同时明确了排放因子的“可获取性”**，即排放因子应公开、可免费获得且来源可靠。在满足上述条件的排放因子中，**企业应选择与现有活动数据相匹配的最精确的基于位置的排放因子**。如果活动数据与排放因子的时间颗粒度不一致，则应以两者中精度较低的时间颗粒度作为核算周期。

市场法

市场法的主要调整集中在小时级匹配、可传输性、标准供电服务（Standard Supply Service，SSS）及剩余电力组合排放因子（Residual mix emission factors）四个方面。

- 小时级匹配：企业使用的合同工具（Contractual instruments，例如能源属性证书）需与实际用电时间进行小时级匹配，从而提高合同工具与实际电力消费在时间维度上的一致性。

- 可传输性: 发电方与用电方原则上须处于同一区域电网，或具备物理互联关系，以满足可传输性（deliverability）要求。如果发电方与用电方不处于同一区域电网，企业可以通过相邻区域电网的市场电价差，证明相邻市场发电设施生产的电力可传输至相关用电设施；也可以通过监管安排、合同条款或市场化工具等方式，证明发电点至用电点之间具备输电权利和物理交付条件。

  修订提案拟将中国大陆地区的可传输市场边界按照内蒙古电力公司、国家电网六大分公司及南方电网的覆盖范围进行划分。若按照这一划分方式，企业过去开展的部分跨区域绿证采购可能无法满足更新后的可传输性要求，因而不能继续用于范围二市场法减排核算。

- 标准供电服务：对标准供电服务所供应电力进行核算，核心是识别政府或公用事业企业通过**默认供电**安排向用户分配的电力及其能源属性。为避免环境属性被重复计算，标准供电服务所供应电力对应的能源属性证书（EAC）须予以注销，并失去在自愿市场中再次使用的资格。

  在国内，与标准供电服务较为接近的制度包括可再生能源电力消纳责任权重及机制电价。在这两种制度下，企业并未就该部分绿电签订特定采购合同，但均有可能获得由公共账户分配的相应电量的绿证，存在电量与绿证并非通过主动采购取得的可能性。然而，目前这两种制度下电量所对应的绿证溯源及处理方式尚不清晰，同时缺乏相应的剩余电力组合予以支撑。因此，国内现行制度与标准供电服务之间尚不存在可以直接对应的模式，后续仍需进一步明确其适用关系。

- 剩余电量排放因子：修订提案拟收紧剩余电量的排放因子选取要求。如果企业所在地区无法提供剩余电力组合排放因子，在扣除合同工具及标准供电服务对应电量后，剩余电量只能使用**化石能源电力二氧化碳排放因子**，不可使用电网平均因子。这一处理方式与前文“3.1.2 场景一”所述国内零碳园区与零碳工厂排放因子选取规则的要求一致。

豁免机制与过渡机制

修订提案提出考虑通过曲线分解、过渡期、企业规模分类、存量合同豁免等方式提高新规则的可行性。首先，当企业无法获得小时级活动数据时，可以参考电力交易中将合约电量按曲线分解至小时的方式，将月度或年度电量数据拆分为小时级负荷曲线，以支持位置法和市场法下更高时间精度的核算。其次，修订提案计划设置分阶段过渡期。虽然目前尚未明确具体过渡期限，但已明确在 2027 年底计划发布的《范围二指南》终稿后还将设置数年的过渡期，并分阶段实施更新后的要求。此外，修订提案提出，被定义为中小企业或年用电量低于特定阈值的企业用户，可能无需遵循部分更新要求，或可获得一定的灵活合规空间。例如，这些企业可能被允许继续使用月度或年度计量数据，无须按照更新后的市场法开展小时级匹配，但仍需满足可传输性要求。企业规模划分可能参考 SBTi 的分类标准[x]，具体豁免门槛仍在确定中。最后，对于既有合同工具，修订提案正在考虑设置存量安排条款，允许相关企业在一定期限内暂不遵循更新后的小时级匹配和可传输性要求，以保持符合条件的存量投资在范围二市场法报告中的连续性。具体适用范围、合同签署时间、期限及披露要求仍有待进一步确定。

位置法与市场法的更新进一步细化并收紧了企业范围二核算边界。在新规则下，对于不满足位置法或市场法要求的清洁电力使用，例如不符合时空匹配要求的清洁电力采购，企业将不能再将其计入范围二电力消费碳排放核算。但企业仍可通过边际排放影响（Marginal Emissions Impact）这一补充性指标，对该类清洁电力采购予以考量，以此识别并体现相关行动带来的整体气候效益。

从现阶段《范围二指南》征求意见结果来看，争议主要集中在市场法新增的小时级匹配和可传输性要求上[24]。其中，小时级匹配要求的反对率达到 70%，反对意见主要来自企业和行业组织，认为相关要求可能增加管理、数据获取和审计成本，并削弱企业参与自愿绿电采购的意愿。多数反馈者并非完全否定小时级匹配，而是反对对所有地区和企业采用统一标准及实施时间表；84% 的反馈者认为小时级匹配应作为可选项，并建议根据企业规模、用电负荷及地区准备程度设置豁免机制和过渡期。支持意见主要来自学术机构、数据提供商和咨询机构等，认为小时级匹配能够更准确地反映电网运行，减少发用电错配，提高市场法的科学严谨性并降低漂绿风险[25]。

更高的时空精度要求将重塑不同绿电获取方式的价值。修订提案在地理边界、可传输性和时间颗粒度等方面提出了更高要求，突出了第二章中介绍的四类绿电获取方式中绿电直连和场内分布式方式可就地就近、实时消纳的优势，也为绿电交易和绿证的体系优化指出了新的方向。

豁免机制将引导企业提升数据和负荷管理能力。对于暂时无法满足小时级匹配要求的企业，拟议规则允许采用特定设施负荷曲线（facility-specific load profiles）、按照电力企业或用户类别调整的负荷曲线（market-boundary load profiles scaled according to utility/customer-class profiles）、分时段平均值（time-of-use averages）以及各小时平摊平均值（a flat average across all hours）等方式，将月度或年度用电数据拆分至小时。这些安排可在一定程度上弥补现阶段绿证和绿电交易机制在小时级匹配方面的不足，同时推动企业加强用电数据管理，提升负荷管理能力及对自身用电行为的精细化认知。

我国电网排放因子体系完善方向或将与国际排放因子新规一致。剩余电力组合排放因子和默认排放因子的适用要求，对我国电网排放因子的计算方法、更新频率、地理边界及适用范围提出了更高要求。相关核算体系需要进一步提升透明度、时效性和规范性，以增强我国排放因子库的认可度，并为企业核算绿电环境价值提供更清晰的依据。官方发布的排放因子在保障核算科学性和国际可比性的同时，也可降低中小企业的核算负担及不必要的数据提交和数据安全风险。

---

x 2026年6月11日，SBTi官网公布了《企业净零排放标准V2.0》正式版，在范围二核算方面，承认小时级匹配具有理论优势，并继续强调提高时间相关性的重要性，但未将其设定为企业完成科学碳目标的条件之一，仅要求年用电量达到10GWh的A类企业披露按小时与低碳电力属性匹配的比例，未达到10GWh的企业不做强制披露要求，可自主选择是否披露。

3.2.2 RE100：绿证获无条件认可，中国适用规则进一步细化

2025 年 3 月，RE100 更新了技术导则（RE100 Technical Criteria）[26] 与常见问答（Frequently Asked Questions）[27] 明确对中国绿证予以无条件认可。这一调整是中国绿证与国际绿电采购规则衔接的重要进展，为外向型企业使用绿证证明绿电消费提供了更清晰的依据。2026 年 4 月，技术导则与常见问答等文件的中文版本及配套材料相继发布，对相关要求在中国市场的适用方式作出说明，将我国主要绿电采购机制与 RE100 认可方式逐一对应，降低了国内企业理解和执行 RE100 规则的难度。

新版技术导则新增能源属性证书和禁止煤电掺烧原则，强化绿证核销要求。企业在履行 RE100 承诺时，须按照其规定的四个原则获取和声明可再生能源电力。新版技术导则在“可信声明”（Credibility of Claims）和“有影响力的采购”（Impact in Procurement of Renewable Electricity）两项既有原则基础上，新增“使用能源属性证书”（Requiring Energy Attribute Certificates, EACs）和“禁止煤电掺烧”（Excluding Coal Co-firing）两项原则。

- 使用能源属性证书并完成核销：自 2027 年披露周期起，除自发自用和直接连接外，企业通过其他方式获得可再生能源电力时，均须使用能源属性证书进行声明并完成核销。在中国市场，RE100 认可的能源属性证书即中国绿证。中国绿证获得无条件认可，是近年来相关制度建设取得的重要进展。2020 年 RE100 发布中国绿证评估报告，指出中国绿证与国家核证自愿减排量（CCER）及其他证书体系之间可能存在环境属性重复计算风险，并且缺少过期、核销要求，因此要求会员企业通过额外步骤证明满足属性聚合、无双重声明的要求 [xi]。随着中国绿证制度不断完善以及主管部门加强国际沟通，RE100 在更新后的常见问答中明确企业使用中国绿证声明可再生能源电力消费时，无需再提交补充材料。

  与此同时，中国绿证核销机制的及时完善也为满足 RE100 新增的核销要求奠定了基础。2025 年 4 月底，国家能源局在国家绿证核发交易系统上线绿证核销功能；2026 年 1 月发布的《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》进一步强化核销管理，具体内容可参见第 2.2 节“非捆绑绿色电力证书交易”。新版规则还引入组合核销机制，允许电力供应商、代理商等持有证书并代表企业买方核销。**企业应注意及时在绿证有效期内完成核销，即便委托第三方代理核销，仍须获取并报告发电设施所在地、投运时间等可追溯信息，确保相关绿电消费声明符合 RE100 要求。**

- 禁止煤电掺烧：自 2027 年披露周期起，采用与煤炭混合燃烧方式生产的电力，不符合 RE100 可再生能源电力认定要求。目前，该限制主要针对煤电掺烧，尚未明确排除与天然气等其他化石能源混合发电的情形，但 RE100 正在评估是否将限制范围扩大至其他燃料掺烧。**因此，企业在条件允许的情况下，应优先采购不涉及化石能源掺烧的可再生能源电力。**

《RE100 中国实施指南（RE100 China Guidebook）》[28] 结合中国现行政策与市场实践，将英文版技术导则所列的可再生能源电力采购方式与中国市场的采购机制进行对应和分类。此前，RE100 尚未逐一评估中国绿电市场的现行采购机制，导致绿电交易等应归入何种 RE100 认可方式长期缺乏清晰解释，也给企业理解和执行带来一定困难。落基山研究所在《企业绿色电力采购机制与应用场景 中国市场年度报告：2024 年进展与趋势》中首次将中国绿电采购机制与 RE100 认可的采购方式进行匹配 [xii]，并针对“须使用绿证证明可再生能源电力消费”的要求，分析了不同采购机制下的绿证获取情况。在此基础上，本年度的报告根据《RE100 中国实施指南》的最新解释，更新了绿电交易和绿电直连所对应的认可方式，并补充分析 RE100 新增的核销要求在我国的情况。具体内容见图表 3.2。

---

xi 详细分析可见落基山研究所2025年1月发布的《企业绿色电力采购机制与应用场景 中国市场年度报告：2024年进展与趋势》。

xii 见落基山研究所2025年1月发布的《企业绿色电力采购机制与应用场景 中国市场年度报告：2024年进展与趋势》图表9。

图表 3.2　RE100 认可方式与我国绿电采购机制对应

RE100 认可方式	国内现有机制	绿证获取情况	绿证核销情况
1. 企业自有设施发电 Self-Generation from Facilities Owned by The Company	场内分布式（自建）	自发自用电量核发不可交易绿证： • 电网企业、电力交易机构能够提供部分项目自发自用电量信息，可直接依据这些电量信息批量核发绿证 • 无法提供信息的，发电企业或项目业主可自行提供或委托代理机构提供电量信息等材料，进行核发余电上网电量核发可交易绿证	中国绿证由国家能源局资质中心依托国家绿证核发交易系统进行核销： 1. 用于声明绿色电力消费的绿证将由企业主动提出核销申请，国家予以核销；绿证对应电量生产年份应与绿色电力消费年份保持一致。核销完成后，企业可获取核销信息表用于证明绿电消费； 2. 超过 2 年有效期的绿证将被自动核销； 3. 登记减排量（CCER）的绿证将被核销； 4. 注销账户内的绿证将被自动核销
	绿电直连 （源荷同一投资主体）		
2. 直接采购 （与发电企业签订合同） Direct Procurement (Contracts with Generators)	场内分布式 （EMC 模式）	企业用户需要与 EMC 服务公司明确绿证的归属	
	绿电交易 （与发电企业直接交易）	绿证将随交易的完成自动被划转分配至电力用户账户，可能存在滞后	
	绿电直连项目 （源荷不同投资主体）	企业用户需要与电源主体明确绿证的归属	
3. 与电力供应商签订合同 Contracts with Electricity Suppliers	绿电交易 （与售电公司交易，指定项目）	绿证将随交易的完成自动被划转分配至电力用户账户，企业用户可与售电公司约定是否来源于指定项目	
	绿电交易 （与售电公司交易）		
4. 非捆绑的能源属性证书采购 Unbundled Procurement of Energy Attribute Certificates	单独购买绿证	目前可通过中国绿色电力证书交易平台、广州电力交易中心、北京电力交易中心、内蒙古电力交易中心购买或场外协商	
5. 被动采购 Passive Procurement	无直接对应的模式	目前默认分配至电力用户的绿电所对应的绿证分配政策尚未明确，不满足 RE100 要求的“由电网默认提供的可再生电力应有证书支持（Default Delivered Renewable Electricity from The Grid, Supported by EACs）”	

来源：RE100，落基山研究所

3.2.3　CBAM: 收费期正式启动，对使用实际排放因子的电力获取方式提出精细匹配要求

2025 年 12 月，在欧盟碳边境调节机制（Carbon Border Adjustment Mechanism，CBAM）于 2026 年进入正式实施阶段前，欧盟发布了配套实施细则及默认排放因子。在电力间接排放核算方面，实施条例（Commission Implementing Regulation）[29] 根据 2023 年 5 月发布的 CBAM 立法文件明确，电力排放核算可采用默认排放因子或实际排放因子。默认排放因子适用于无法明确发电企业信息的网电等多数方式获取的电力；对于通过直接连接（Direct Technical Link）[xiii]、或购电协议（Power Purchase Agreement, PPA）获取的电力，在满足规定条件的情况下，可采用实际排放因子。

xiii　在2025年1月发布的报告《企业绿色电力采购机制与应用场景 中国市场年度报告：2024年进展与趋势》中，“Direct technical link”的翻译为“物理连接”。本年度报告为与实施条例中PPA认定要求的“Physical grid connection”区分，将此处翻译更正为“直接连接”。

实际排放因子

通过直接连接和购电协议方式获取的电力，在满足实施条例规定的条件时**可以采用实际排放因子核算碳排放量。**实施条例提高了采用实际排放因子的认定精度，**要求电力生产与消费实现小时级匹配，并能够证明发电设施与生产用电设施之间存在物理连接。**

- 直接连接认定：**我国绿电直连模式与 CBAM 直接连接要求总体具有较高的契合度。**如图表 3.3 所示，CBAM 要求提供的单线图、数据、合同三方面材料以证明直接连接。国内 650 号文提出的绿电直连“一对一”模式和 688 号文提出的“一对多”模式，在物理层面的技术连接与计量条件，以及法律层面的产权划分与交易规范方面，均具备满足相关认定要求的基础。

  在技术方面，CBAM 要求通过**单线图**证明生产用电设施与发电设施之间存在直接技术连接。国内绿电直连模式均通过专用线路供电、不直接接入公共电网，原则上能够清晰证明。在数据计量方面，CBAM 要求证明相应电量在**不超过一小时**的计量周期内通过直连线路输送至产品生产用电设施。国内绿电直连已要求在发用电等多接口安装分表计量装置，一对多模式还提出小时级电量匹配，因此具备要求的计量基础。但企业仍需确保计量数据能够追溯发电量、交付量、对应时段和具体用户，而非仅按用电比例进行事后分摊。在交易规范方面，CBAM 要求通过合同明确电力交付关系，并确保交付电量不低于申请采用实际排放因子的电量。相较于国内绿电直连现有的“一对一”和“一对多”模式，CBAM 进一步涵盖“多对一”和“多对多”情形。企业在执行过程中应注意签订相应购电协议，明确电量交付关系及最低交付量，为满足 CBAM 证据要求提供合同证据。

图表 3.3　CBAM 直接连接要求与国内绿电直连对比

CBAM直接连接认定要求		国内绿电直连一对一要求	国内绿电直连一对多要求
单线图	证明用电设施与发电设施之间存在直接连接线路	不直接接入公网，通过电源与电力用户**直接连接的专用线路向单一电力用户**供电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式	不直接接入公网，通过**专用线路和变电设施向多个用户（指多个不同法人实体）**供给绿电，实现供给电量清晰溯源和分配的模式
数据	智能计量装置数据证明用电与发电之间不超过一小时，并且由直接连接线路连接	并网型项目应具备分表计量条件，在内部发电、厂用电、自发自用、储能等关口安装符合相关标准和有关部门认可的双向计量装置	应具备分表计量条件，由电网企业在项目内部各发电、厂用电、并网、内部各用户、储能等关口安装符合相关标准和有关部门认可的双向分时计量装置； 项目内部各用户可按照**每个时段用电量占比确定自发自用电量，实现小时级新能源发用电量匹配**
合同	如果由多个发电设施通过直接连接线路向一个或多个用电设施供电，则需提供发用电主体之间签订的合同； 若发用电为同一法人实体所有，则应需提供内部承购合同	电源和负荷不是同一投资主体的，**应签订多年期购电协议或合同能源管理协议**，并就电力设施建设、产权划分、运行维护、调度运行、结算关系、违约责任等事项签订协议；双方之间交易电量及上网电量应**按照绿证和绿色电力交易**有关规定执行。	项目主责单位与电源、负荷等内部主体应就产权划分、运行维护、平衡责任、内部费用标准和结算、违约责任等事项签订协议

来源：CBAM，落基山研究所

- 购电协议认定：**我国小时级绿电交易原则上总体符合 CBAM 计量要求，但企业应注意书面材料的准备以及按最终结算电量申请采用实际排放因子。**CBAM 认定的购电协议需要满足以下要求：一是提供由电网企业、公共主管部门或其他公开可靠渠道出具的书面材料，证明生产用电设施与发电设施之间存在物理电网连接；二是提供智能计量装置数据证明电量确由该发电设施生产，并证明发用电之间不超过一小时；三是提供电力用户与发电企业直接签订、约定电力物理交付的购电协议。若通过中间机构签订，则应提供合同证据证明三方仅存在一份三方合同。

  我国发用电计量数据普遍可达到 15 分钟级精度，具备满足 CBAM “不超过一小时” 计量要求的基础。根据第 2.1 节 “绿色电力交易”，我国小时级绿电交易按照合同电量、发电侧实际上网电量和用户侧实际用电量 “三者取小” 的原则确定最终结算电量。因此，企业申请采用实际排放因子的电量应以最终结算电量为上限，而不应仅依据合同电量、发电侧上网电量或用户侧实际用电量进行申报，避免申报电量超过实际结算电量而无法获得认可。

默认排放因子

通过直接连接和 PPA 以外的其他方式获取的电力，原则上采用欧盟公布的默认排放因子核算碳排放。默认排放因子包括两种：一是欧盟基于国际能源署（IEA）数据计算并公布的各国电网平均排放因子；二是经欧盟委员会认可的替代性默认值。如果第三国依据官方公开数据计算的电网排放因子五年平均值低于欧盟公布的数值，且欧盟委员会认为相关数据来源可靠，则可采用该数值替代基于 IEA 数据计算的默认排放因子。相关数据应来自官方且可公开获取的渠道，包括国家统计数据。

2025 年 12 月，我国生态环境部发布的 2023 年全国电网平均排放因子为 0.5306 $kgCO_2/kWh$，低于欧盟同期公布的中国电力默认排放因子 0.605 tCO_2e/MWh[30]。但生态环境部发布的数据能否获得欧盟委员会认可，并据此替代欧盟公布的默认排放因子，仍有待确认。由于替代性官方数据须由第三国向欧盟委员会提交证明，因此企业难以直接推动相关因子的调整，仍需依靠国家主管部门开展数据证明与沟通工作。

目前，按照 CBAM 产品口径，我国对欧盟出口主要集中在钢铁和铝产品，但是整体规模较小：2025 年，我国钢铁和铝产品对欧盟出口量分别为 569 万吨[31] 和 75 万吨[32]，仅占相应产品全球出口量的约 5%[33] 和 12%[34]。并且，现阶段钢铁[xiv]、铝尚未被要求核算并申报间接排放；水泥、化肥已被纳入间接排放申报及缴费的产品对欧出口规模有限，且电力间接排放占比低。值得关注的是，更新规则中对时间匹配精度和电力物理连接提出的更高要求，反映出欧盟在 “欧洲绿色新政”（European Green Deal）框架下持续收紧气候与贸易政策的总体趋势，**相关企业仍需重视规则变化，完善电力采购过程中的计量、交易规范及数据管理能力。**

xiv 除烧结矿（CN Code 26011200）。

参考文献

1 国家能源局（2021），国家能源局发布 2020 年全国电力工业统计数据 , https://www.nea.gov.cn/2021-01/20/c_139683739.htm

2 国家能源局（2026），国家能源局发布 2025 年全国电力统计数据，https://www.nea.gov.cn/20260129/6874f211acd0417eab7ac10c3061a7c2/c.html

3 国家能源局（2026），2025 年光伏发电建设情况，https://www.nea.gov.cn/20260305/4216fa1274bd4b7f8da92090ba3999aa/c.html

4 国家能源局（2026），国家能源局组织召开全国可再生能源电力开发建设（1 月）调度视频会，https://www.nea.gov.cn/20260212/7778cf9907bf4eabb0e73a939ff2ade2/c.html

5 国家发展改革委、国家能源局（2026），国家发展改革委 国家能源局关于印发《可再生能源发展“十五五”规划》的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202607/t20260723_1406641.html

6 国家发展改革委、国家能源局（2026），国家发展改革委 国家能源局关于印发《新型能源体系建设“十五五”规划》的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202606/t20260625_1406079.html

7 新华社（2026），中共中央办公厅 国务院办公厅印发《碳达峰碳中和综合评价考核办法》，http://www.scio.gov.cn/zdgz/jj/202604/t20260424_986716.html

8 国家发展改革委等（2026），《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》 2026 年第 42 号令，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/fzggwl/202606/t20260612_1405837.html

9 国家能源局（2026），国家能源局举行新闻发布会介绍 2025 年全国电力市场交易成效，https://www.nea.gov.cn/20260130/8f698dfb4ebe4a5d93b5507b6a47d888/c.html

10 CEEE 独立研究与思考（2026），江苏 2026 版电力中长期细则发布，首次推出小时级绿电交易试点，https://mp.weixin.qq.com/s/rquYO2FxMbu8DLs-jxJ4pQ

11 苏电交易服务（2026），江苏电力市场每周数据聚焦（2026 年第 26 期，总第 108 期），https://mp.weixin.qq.com/s/bXWJC5L0Ae7gQ7xiuLDHfw

12 北京电力交易中心（2025），关于印发《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则》补充修订条款的通知，https://mp.weixin.qq.com/s/PqRtkF8ZQ7yH8N0w2juOvw

13 国家能源局（2025），《电力中长期市场基本规则》解读之一丨深化连续运营优化资源配置 统一交易规则提升市场质效，https://mp.weixin.qq.com/s/uCR2PmARbXmPx2zhkIDTng

14 人民日报（2026），2025 年全国交易绿证 9.30 亿个规模创新高，https://paper.people.com.cn/rmrb/pc/content/202605/18/content_30157424.html

15 国家能源局（2026），中国绿色电力证书发展报告（2025），https://www.nea.gov.cn/20260515/76a82a7375a942e2ab748b36cf7cc14b/c.html

16 国家能源局（2026），国家能源局发布 2026 年 3 月全国可再生能源绿色电力证书核发及交易数据，https://www.nea.gov.cn/20260424/73af87686f2a4a088bb6075d57452717/c.html

17 国家能源局（2026），国家能源局关于印发《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》的通知，https://www.nea.gov.cn/20260107/9a905f263a8b4aa4a06e1a96855cc8eb/c.html

18 国家能源局（2025），国家能源局关于印发《分布式光伏发电开发建设管理办法》的通知，https://www.gov.cn/gongbao/2025/issue_11946/202503/content_7015853.html

19 国家发展改革委、国家能源局（2025），国家发展改革委 国家能源局关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202505/t20250530_1398138.html

20 国家发展改革委、国家能源局（2026），国家发展改革委 国家能源局关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202605/t20260520_1405313.html

21 光伏们（2026），国家能源局：2026 年将出台新能源消纳方案、多用户绿电直连等政策，https://mp.weixin.qq.com/s/_iCOTuIi2X-0WzyFp824iw
22 国家发展改革委、国家能源局（2025），国家发展改革委 国家能源局关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202509/t20250912_1400444.html
23 Greenhous Gas Protocol (2025), Public Consultation - Scope 2, https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2025-10/GHG-Protocol-Scope2-Public-Consultation.pdf
24 Greenhous Gas Protocol (2026), Scope 2 Public Consultation Feedback Summary: Executive Summary, https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2026-07/S2-ExecutiveSummary-PublicConsultation%20ummaryofFeedback-2026.07.29.pdf
25 Greenhous Gas Protocol (2026), Scope 2 Public Consultation Summary, https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2026-07/S2-PublicConsultationSummaryofFeedback-2026.07.29.pdf
26 RE100 (2025), RE100 Technical Criteria, https://www.theclimategroup.org/hubfs/RE100/PDFs/RE100%20FAQs%20-%20Aug%202025.pdf?hsLang=en
27 RE100 (2025), Frequently Asked Questions (FAQs): Technical, https://www.theclimategroup.org/hubfs/RE100/PDFs/RE100%20FAQs%20-%20Aug%202025.pdf?hsLang=en
28 RE100 (2026), RE100 中国实施指南 (RE100 China Guidebook)，https://www.theclimategroup.org/re100-china-handbook
29 European Union (2025), Commission Implementing Regulation (EU) 2025/2547 on methods for the calculation of emissions embedded in goods, https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_impl/2025/2547/oj
30 European Union (2025), Commission Implementing Regulation (EU) 2025/2621of 16 December 2025 laying down rules for the application of Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and the Council as regards the establishment of default values, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L_202601740
31 中国钢铁工业协会（2026），姜维：把握生产节奏、控制钢厂库存是当前行业保效益的首要任务，https://www.chinaisa.org.cn/gxportal/xfgl/portal/content.html?articleId=0052ef14ed7a05b9935d573adf2cfd4298e6596103c0820470b014d0ab8ec5b2&columnId=58af05dfb6b4300151760176d2aad0a04c275aaadbb1315039263f021f920dcd
32 中国有色网（2026），2025 年有色金属工业运行情况新闻发布会问答录，https://www.cnmn.com.cn/ShowNews1.aspx?id=468731
33 江苏省钢铁行业协会（2026），2025 年中国出口钢材 11901.9 万吨，创历史新高，https://mp.weixin.qq.com/s?__biz=MzAwODY1MzU1NA==&mid=2650582608&idx=5&sn=819e917f36855c6f1def461812f44674&chksm=82995218bc7477ac65974d6f2fc6d4e6363235b728b8e07b6021d9f731d78f4e997b94df71ff&scene=27
34 有色资讯（2026），2025 年 12 月铝出口增 全年累计出口降，https://news.smm.cn/live/detail/103725386

田嘉琳，江漪，高硕等，企业绿色电力消费与采购 | 中国市场年度报告：2025–2026 年进展与“十五五”展望，落基山研究所，2026，**https://rmi.org.cn/insights/2026-annual-report-corporate-green-power-procurement-in-china/**

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 10 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。