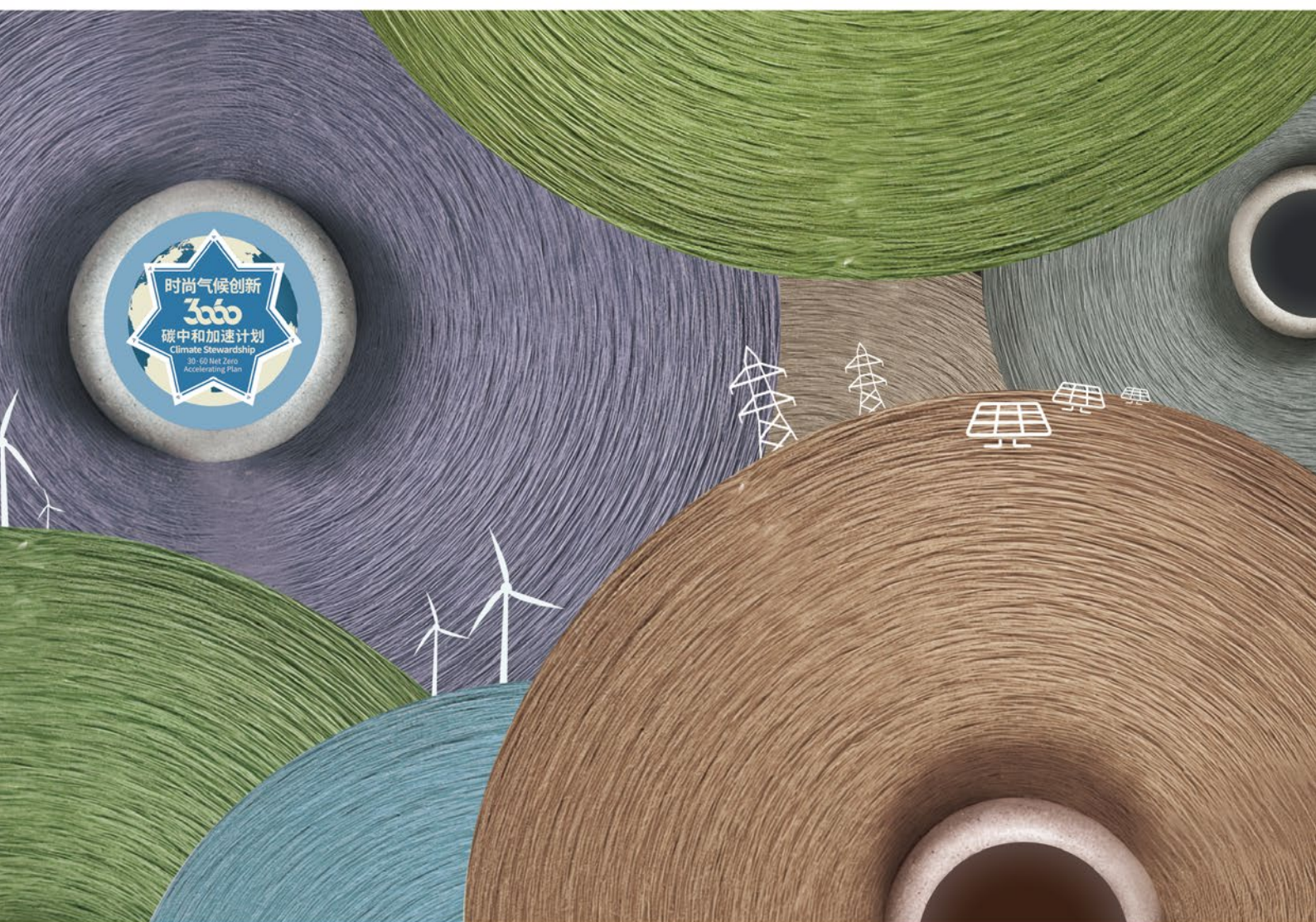


应对气候变化。



PRIMARK®

中国纺织业脱碳可再生能源投资 可行性研究报告



公开版报告

2025/6

支持单位





目录

01

摘要



02

中国绿电采购的
可行方案及趋势



03

中国可再生能源
投资概况



04

可再生能源
方案分析

05

结论与建议



附录一

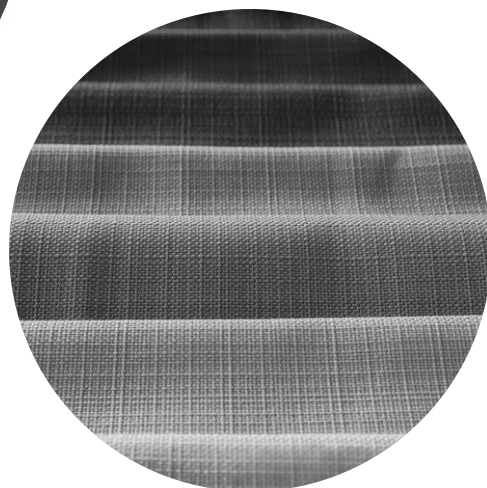
研究方法
与关键假设

附录二

被调研企业
2024 年预计用电情况

附录三

可再生能源
投资收益测算





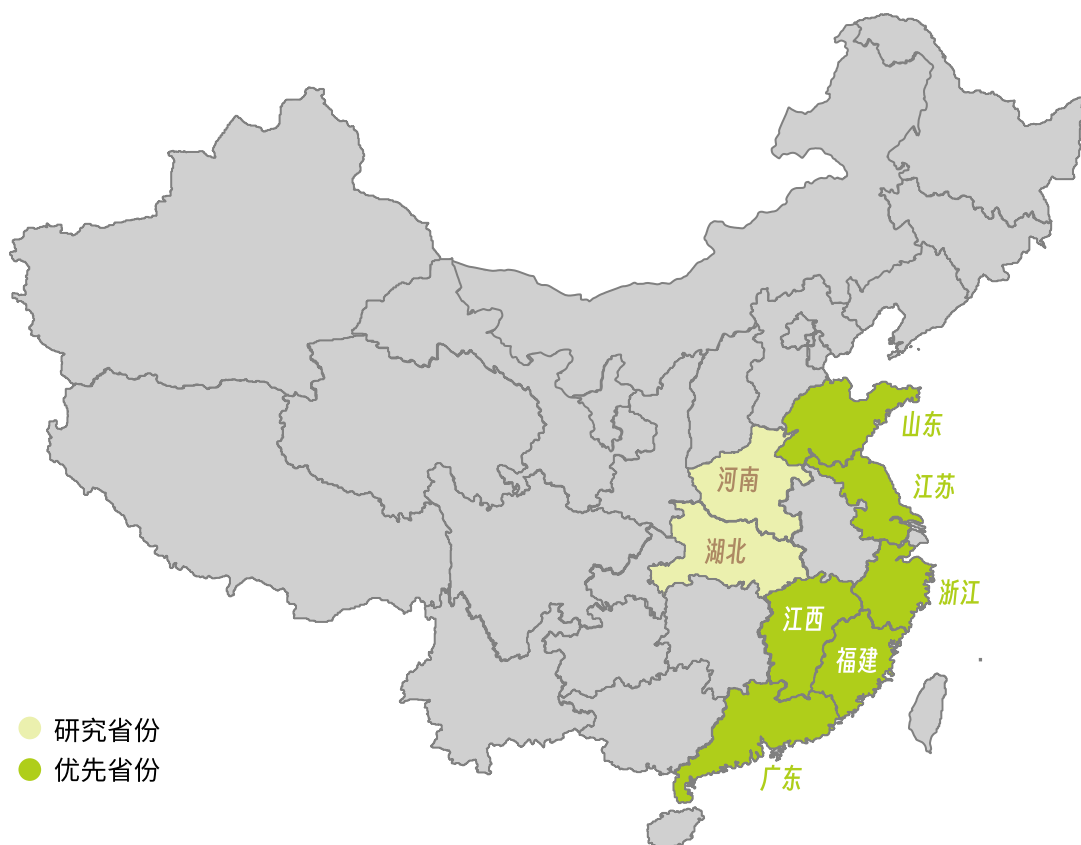
前言

随着全球气候变化挑战日益严峻，减少温室气体排放、积极应对气候变化已成为国际共识。2018 年 12 月，在《联合国气候变化框架公约》第 24 次缔约方大会（COP24）上，全球时尚产业主要参与者共同签署了《时尚业气候行动宪章》（Fashion Industry Charter for Climate Action, FICCA），承诺采取一致行动，力求到 2030 年实现价值链温室气体排放量减少 50%，显著降低时尚行业对气候的整体影响。据世界资源研究所援引国际能源署数据，2019 年全球纺织和皮革行业碳排放量约 2.99 亿吨，占全球总排放的 0.6%，其中能源消耗贡献了该行业 83% 的温室气体排放。

中国作为全球纺织服装生产和消费的核心枢纽，其纺织纤维加工量占全球总量 50% 以上。因此，中国纺织服装行业的气候行动与进展，对推动全球时尚产业绿色转型至关重要。在中国，纺织工业年碳排放量约占全国总量的 2%。从能源结构看，行业排放主要源于能源使用。值得注意的是，煤炭消耗产生的排放占比已从 2005 年的 35% 大幅下降至 3%；与此同时，随着行业电气化水平持续提升，电力使用导致的排放占比从 12% 攀升至 62%。这表明，中国纺织行业正在推进的全面电气化，正将终端减碳的关键需求转向电力供应侧。

中国纺织工业联合会近期推进的“30·60 碳中和加速计划”显示，绿色电力（绿电）作为核心减碳路径之一，其应用在纺织企业中正快速增长。2022 年调研数据显示，已有 66% 的制造企业和 25% 的品牌企业开始使用绿电；绿电在企业总用电量中的占比也从 2020 年的 1% 上升至 8%。其中，光伏及风光互补项目贡献绿电 157 吉瓦时，企业购买绿证对应绿电 92 吉瓦时。基于此趋势，中国纺织工业联合会社会责任办公室着力探索一个关键命题——构建支撑行业碳中和目标的可再生能源供给解决方案，以期从源头加速纺织低碳转型。

● 本报告所涉及关键省份



为此，时尚产业气候行动宪章（FICCA）中国工作组于 2023 年度工作会议（广州）决定支持开展“集中式可再生能源投资可行性研究”项目。该项目旨在为中国纺织行业实现碳中和目标，结合全球供应链可持续管理要求及中国本土供应链政策演变趋势，预测可再生能源需求规模、分析实现路径，并重点评估包括加大可再生能源供给在内的绿色投资的可行性与机遇。

作为时尚产业气候行动宪章的创始支持组织和 FICCA 中国工作组秘书处，中国纺织信息中心于 2024 年正式启动本项目。项目重点聚焦外贸型纺织供应链核心五省（山东、江苏、广东、福建、浙江）及河南、湖北、江西三省，研究纺织企业直接投资于厂外可再生能源项目（即直接获取绿电）的可行性，并着重评估该模式在各省的经济性。同时，项目将初步估算中国纺织行业主要产业集群（省份）的总体绿电需求，为后续试点落地提供支撑。具体研究内容包括：

纺织行业可再生能源应用潜力评估：

分析太阳能、风能等可再生能源在纺织生产过程中的应用可行性，评估其技术可行性、成本效益及潜在环境效益。

碳中和实施路径制定：

基于纺织企业碳排放现状分析，提出可行的碳中和实现路径，重点探讨如何通过可再生能源投资有效降低碳足迹。

政策支持与商业模式探讨：

梳理中国政府在绿色能源、碳交易等领域的政策体系，探索适用于纺织行业的可持续发展商业模式。

投资回报与风险评估：

通过数据分析，评估可再生能源投资的经济回报、潜在风险及市场环境变化的影响，为企业投资决策提供参考依据。

本报告作为项目的重要阶段性成果，研究过程得到汇丰银行与世界自然基金会联合推进的“纺织行业绿色转型项目”，以及 Primark 集团与中国绿色碳汇基金会的资助。

本项目由中国纺织工业联合会社会责任办公室提供指导，中国纺织信息中心承担项目管理，Primark 公司协助项目技术审定，Afray 作为技术支持伙伴负责研究分析与报告撰写，FICCA 中国工作组成员参与内容贡献，24 家制造企业提供样本分析数据。



作者团队成员

胡柯华	中国纺织工业联合会社会责任办公室副主任 中国纺织信息中心可持续发展合作部主任
许佳慰	Primark 公司中国碳项目负责人
张彤	中国纺织信息中心副主任
张文亚	中国纺织信息中心可持续发展合作部项目专员
郜培培	资深顾问
陈梓青	AFRY 经理
王之瑶	AFRY 高级顾问
黄晶晶	AFRY 助理

本项目开展过程中，得到以下机构成员的参与和大力支持，在此一并感谢他们的经验和贡献。

特此鸣谢

袁圆	汇丰银行中国气候变化总监
Dan Roe	Primark 公司气候变化项目高级经理
王佳霖	Primark 公司中国及远东区高级环境可持续经理
任文伟	WWF 世界自然基金会（瑞士）上海区域主任
申屠楚弘	WWF 世界自然基金会（瑞士）北京代表处项目专员（上海）
王倩	WWF 世界自然基金会（瑞士）北京代表处 区域项目总监（上海）
孙楨	生态环境部应对气候变化司原一级巡视员
邱丰梅	耐克采购服务（广州）有限公司政府和公共事务总监
迟君卿	全球有机纺织品标准（GOTS）气候事务专员
张文佳	WRI 世界资源研究所（美国）北京代表处能源项目研究员
张默凡	WRI 世界资源研究所（美国）北京代表处能源项目副研究员
陈国坤	H&M 中国 供应链环境项目经理
李爽	迅销集团 可持续环境管理主管
夏艳宏	迪卡侬中国 可持续发展利益相关方负责人
吴晓侠	耐克体育 可持续发展高级经理
陈中维	安踏体育 可持续发展副总监
李晓明	彪马公司环境可持续经理
彭澎	中国新能源电力投融资联盟 秘书长
代姚	南网碳资产公司 总经理
郭伯山	南方电网碳资产公司业务经理
宋昱	远景能源有限公司 电力市场资产价值解决方案负责人
张丽洁	CLP 中电集团企业能源解决方案经理
齐康	上海节能减排中心副总经理
赵俊峰	鼎力可持续数字科技气候变化总监

王林	商务社会责任 BSR 中国总监
邱峻	迪卡侬中国可持续发展高级经理
陈可儿	C&A 公司环境经理
刘维	李宁公司环境与可持续发展总监
查志叶	VF 公司中国区合规高级经理
阳海鸥	Zalando 可持续发展高级经理
吕潇	阿迪达斯采购可持续发展高级经理
杨宏伟	晨风集团可持续发展部长
刘爽	兰精集团北亚区可持续发展经理
黄文彬	赛得利可持续发展总监
阙妙峰	达利（中国）有限公司碳管理负责人
张珍竹	中联品检（佛山）检验技术有限公司总经理
黎瑞珊	广东前进牛仔布有限公司综合部经理
孙小娟	广东兆天纺织科技有限公司 实验室主任
刘海英	河南新乡化纤股份有限公司能源管理中心主任
孙艺	山东鲁泰纺织股份有限公司企业管理部社会责任与合规处主任
金帅	山东如意科技集团技术中心主任
过康吟	盛泰智造集团股份有限公司证券部 ESG 经理
闫苗苗	河南盛泰针织有限公司经理
平芬	浙江新澳纺织股份有限公司企业管理科科长
庞柯利	九牧王（泉州）有限公司办公室主任
王盼	劲霸男装（上海）有限公司 科创项目部经理
沈会龙	晋江劲霸男装有限公司 晋江生产事业部总经理
姜鑫	湖北金龙新材料有限公司行政总监
倪伶俐	湖北枫树线业有限公司湖北枫树线业有限公司 项目工程师
吕万万	山东德州富华生态科技有限公司产品开发经理
郭金玺	山东虹纬纺织有限公司生产部经理
张娜	武汉市羽丰羽绒制品有限公司文员
高峰	际华三五四二纺织有限公司能源管理员
孙小娟	广东省佛山市致兴纺织有限公司实验室主任
奚斌	广东兆天纺织科技有限公司董事总经理
高东莹	广东兆天纺织科技有限公司人事行政专员



杨正勇	江西京东实业有限公司业务经理
毕静玲	北京智慧净零咨询中心运营经理



鸣谢以下公司对于本项目的研究样本提供贡献

广东前进牛仔布有限公司
广东省佛山市致兴纺织有限公司
广东兆天纺织科技有限公司
河南新乡化纤股份有限公司
湖北枫树线业有限公司
湖北金龙新材料有限公司
江苏常熟晨风泛佳亚麻纺织有限公司
江苏晨风（江苏）服装有限公司常州华城服装厂
江苏苏州美山子制衣有限公司
江西京东实业有限公司
山东爱慕健康科技有限公司
山东德州富华生态科技有限公司
山东虹纬纺织有限公司
山东鲁泰纺织股份有限公司
山东如意恒成产研新材料科技有限公司
浙江达利（中国）有限公司
浙江宁波太平鸟服装制造有限公司
盛泰智造集团股份有限公司
浙江新澳纺织股份有限公司
九牧王（泉州）有限公司
武汉市羽丰羽绒制品有限公司
河南盛泰针织有限公司
晋江劲霸男装有限公司
际华三五四二纺织有限公司

主要机构介绍



中国纺织信息中心
CHINA TEXTILE INFORMATION CENTER

关于中国纺织信息中心

中国纺织信息中心是中国国务院国资委直属事业单位，中国纺织服装行业大型产业综合服务机构。2005年5月起在中国纺织工业联合会指导下支持行业推进企业社会责任和可持续发展推进工作。2015年起重点推进可持续创新先锋项目，聚焦气候变化、生物多样性、循环经济三大全球可持续治理议题，是全球时尚产业和纺织供应链的可持续发展领域的活跃力量。2017年起支持中国纺织工业联合会启动“气候创新行动”，加强产业链利益相关方协作加速纺织产业低碳转型。2018年作为创始支持组织签署联合国气候变化框架公约秘书处支持的“时尚产业气候行动宪章”。

PRIMARK® 关于 Primark

Primark 是一家国际时尚零售商，在欧洲和美国等 17 个国家拥有超过 80,000 名员工。公司成立于 1969 年，最初以 Penneys 品牌在爱尔兰运营，旨在为所有人提供实惠的选择，从优质的日常必需品到引人注目的时尚单品，涵盖女性、男性和儿童的服装，以及美容、家居用品和配饰。Primark 注重打造卓越的零售体验，目前在全球拥有 460 家门店，并持续扩展。



HSBC 关于汇丰中国

汇丰银行（中国）有限公司作为首批获准成立的本地法人银行之一，于 2007 年 4 月 2 日在上海正式开业。今年是汇丰植根中国第 160 年，汇丰一直将中国市场视为重要的业务发展引擎。截至 2025 年 4 月底，汇丰中国已在内地 51 个主要城市拥有 112 家网点（包括 36 家分行，76 家支行）。

汇丰中国始终秉持“可持续发展是长远制胜之道”的价值理念，努力倡导和推行绿色金融政策，致力于通过信贷等金融工具，支持客户节约资源，保护和改善自然生态环境，在客户和业界倡导增强社会责任意识。此外，汇丰中国坚持支持集团经营所在社区的长远承诺，以实际行动不断追求经济、环境和社会的可持续发展。



阎岩

中国纺织工业联合会副会长、社会责任办公室主任

“

在全球纺织行业加速低碳转型的今天，中国作为世界纺织产业链的核心力量，肩负着推动绿色变革的关键责任。实现碳中和目标，需要全行业在能源转型路径上凝聚共识、协同创新。本报告的发布，正是我们迈向这一目标的重要里程碑。

可再生能源规模化应用是行业减碳的核心引擎。我们深知，破解中国绿电市场区域性差异与机制创新难题，必须依靠跨机构协作与本土化实践。本报告首次聚焦重点省份，系统评估纺织企业直接投资可再生能源项目的可行性，不仅量化绿电需求规模，更探索可规模化推广的商业模式——这正是集体行动价值的体现。

我们非常欣喜的看到这个项目得到了产业链上下游和利益相关方广泛而又深入的参与，为此为受鼓舞并衷心感谢所有合作伙伴的深度参与：

感谢**汇丰银行与世界自然基金会、Primark 集团与中国绿色碳汇基金会**的资助支持，两阶段投入确保研究扎实落地；

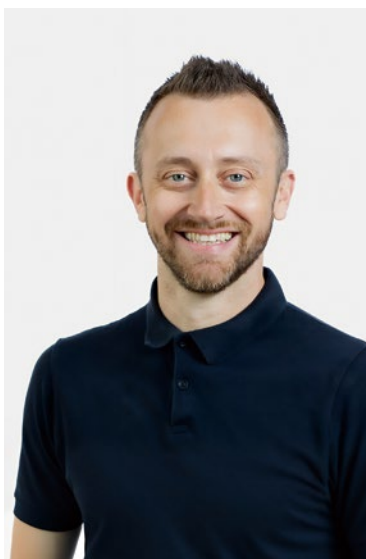
感谢**Primark 公司**以全球视野提供技术审定，将国际经验与中国实践紧密结合；

感谢**中国纺织信息中心**的高效统筹、**Afry 团队**的专业分析，以及**FICCA 中国工作组成员**的前沿洞察。

本报告证明——通过联合行业需求、共享资源，我们能够突破单家企业能力边界，构建覆盖全产业链的绿电供给新模式。中国纺联将持续推动研究成果向试点项目转化，并携手品牌企业、供应链伙伴及政策制定者，共同加速可再生能源在纺织行业的规模化应用。

期待这份报告成为行业绿色转型的“行动指南”，为中国乃至全球纺织价值链的深度脱碳注入持久动力！

”



Nick Farrar

Primark 全球环境可持续发展负责人

“

在 Primark，我们承诺到 2030 年将价值链碳排放减少 50%，而推动供应链向可再生能源转型是实现这一目标的关键。中国不仅是 Primark 至关重要的采购地，更是全球纺织服装行业脱碳行动的核心力量。然而，应对中国可再生能源领域的挑战——包括地域复杂性及不断演进的市场机制——需要多方协作、本土专业知识和创新思维。

正因如此，这个合作项目意义重大。与中国纺织工业联合会（CNTAC）等行业伙伴携手，使我们能够探索超越单一品牌能力的集体解决方案。通过共享洞察与整合需求，我们有望开创支持纺织行业长期获取绿电的全新商业模式。Primark 致力于在此进程中发挥积极作用——无论是支持此类可行性研究、协作开展试点项目，还是共同构建面向未来的可规模化解决方案。

”



王颖

汇丰银行（中国）有限公司 可持续发展总监

“

应对气候变化是人类面临的最紧迫、最复杂的挑战之一。我们既需要快速实现大规模经济转型，还需要解决更广泛的社会问题以实现包容性的经济增长，并保护和恢复自然和生物多样性。160 年以来，汇丰一直为全球的工业基础提供支持，并在最需要变革的地区和行业开展业务。作为全球最大的国际银行之一，汇丰将积极全球经济转型提供支持与融资。

实现净零排放需要各个经济部门的变革，无法仅靠某个组织或金融体系某一部分来实现。我们能否到 2050 年成为净零银行，依赖于实体经济脱碳的步伐和客户转变业务模式的能力，而后者又依赖于新技术的推广与政策支持。为了使各个经济体在脱碳的同时仍能满足各国的社会和经济需求，所有产业部门的企业都需要寻找并投资替代性的技术解决方案和商业模式，以降低温室气体排放。同时，消费者则需要成规模地选择零碳或低碳的新型解决方案。

为此，我们持续加强公共部门和私营部门的伙伴关系，推动系统性变革。我们寻求参与支持转型的政策、法规和合作伙伴关系，并帮助扩展对净零至关重要的新技术，基础设施和商业模式。我们认识到，我们需要通过与行业协会以及更广泛的商界合作来形成共识，建立起对变革的共同倡议。

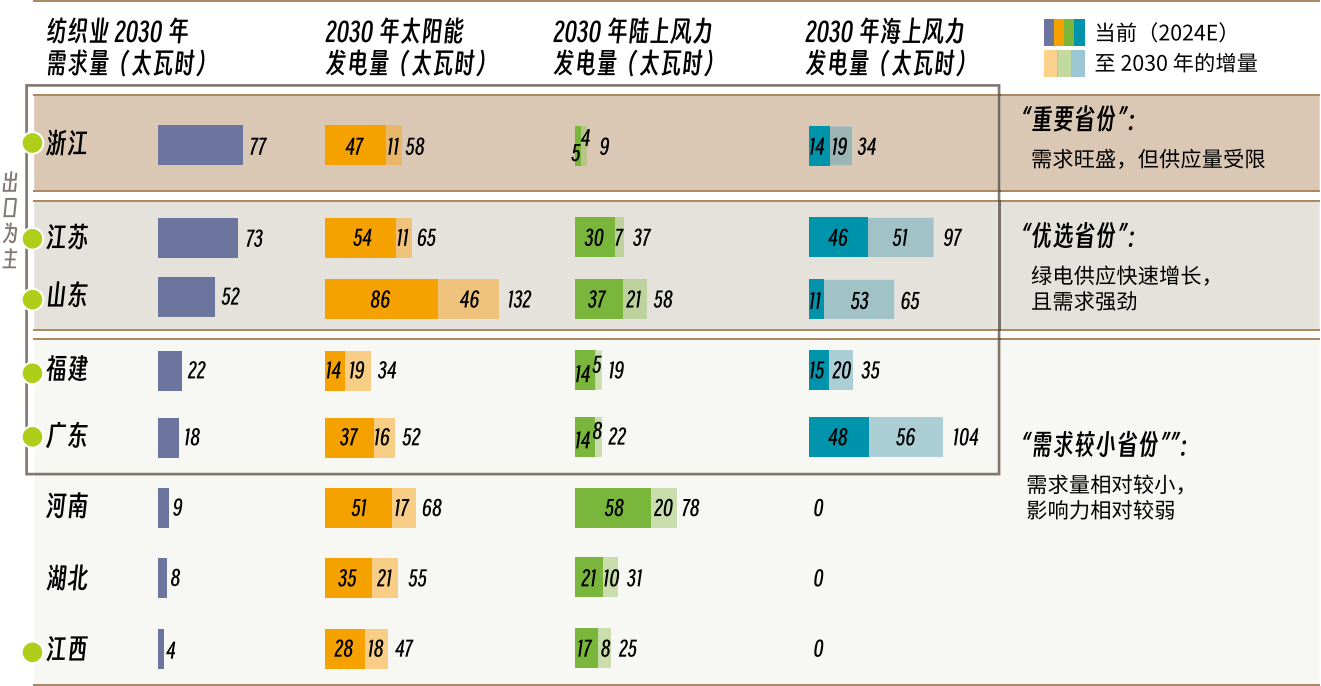
一直以来，我们都积极通过公益慈善资金支持中国纺织行业的绿色发展。例如，过去五年中，汇丰在全球范围内通过“气候解决方案合作伙伴关系”支出 1 亿美元，旨在识别并消除推广气候变化解决方案所面临的障碍。通过气候解决方案合作伙伴关系，我们支持一系列本地合作伙伴和行业组织，试点和推广基于自然的解决方案，支持气候创新，以及在亚洲推广可再生能源倡议。我们坚信慈善事业在应对气候变化方面发挥着重要作用——通过为研究、创新和能力建设以及对气候行动开展试点、扩大规模和降低风险提供资金，为应对气候变化做出贡献。

我们非常高兴能与中国纺织工业联合会建立这样的合作伙伴关系，并在我们的“气候解决方案合作伙伴关系”项目中共同探索纺织企业直接投资可再生能源项目的可行性，为行业低碳转型寻找创新且经济的可再生能源长期解决方案做出了大量基础工作。展望未来，我们期望与中国纺织工业联合会以及更广泛的公共部门、产业、社会团体等不同机构持续合作，共同支持为气候行动和投资创造有利环境，帮助制定有效的政策、法规 and 标准，并助力相关问题的见解发展和学习。

”

基于第一阶段工作坊反馈，最终优选省份为江苏、浙江、广东、山东、福建与江西

● 最终优选省份



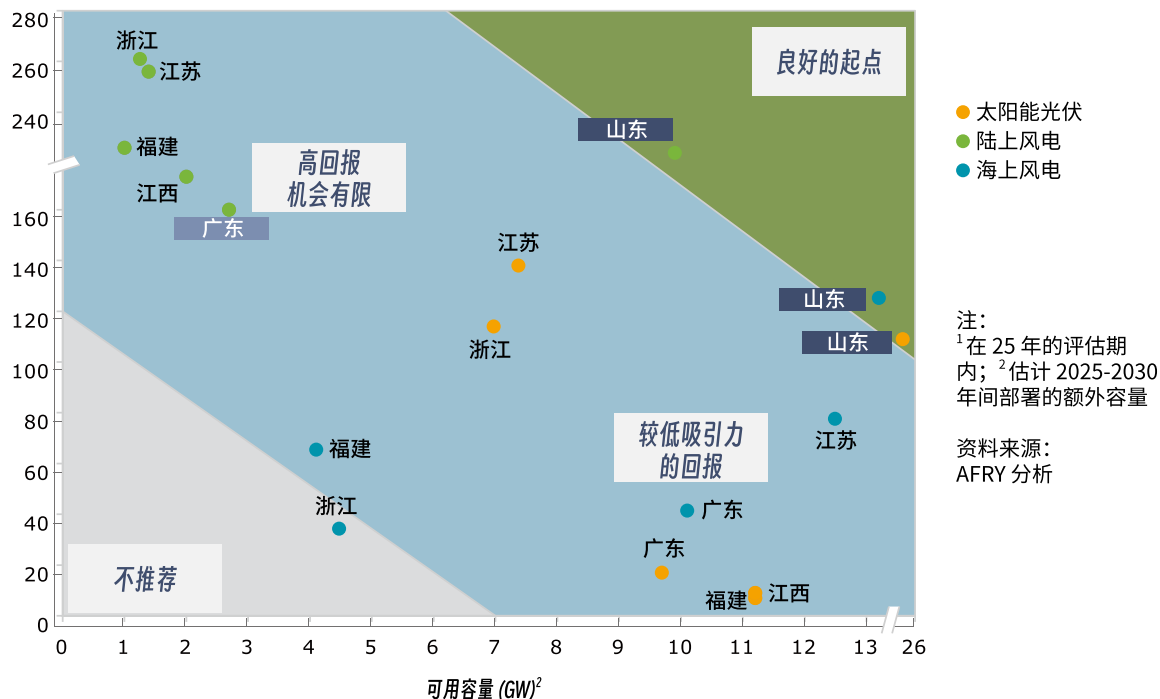
资料来源：AFRY 分析



试点优先次序

潜在投资者可根据下列市场因素， 在考虑自身偏好和能力的基础上做出决定

优先次序矩阵
成本节约 (百万元人民币)¹



要点解读

考虑到可安装容量和预计节省的成本，**山东的太阳能光伏和风电投资因其良好的回报和丰富的市场机会而最具吸引力。**

同时，**陆上风电投资**回报率高，相应地也具有最显著的成本节约潜力，因此**建议在所有其他省份择机进行陆上风电投资**。但鉴于“十五五”期间的开发资源有限，我们预计此类机会将十分有限。

此外，**江苏和浙江的太阳能光伏发电投资也很有前景**，因为其具有诱人的成本节约潜力，而且市场发展前景较好。

建议将上述内容作为**开展试点的起点**，但具体的投资决策将取决于**对具体资产的更细化分析**以及与卖方的谈判。

其他方案可再生资源不理想（如广东、福建等地太阳能光伏发电）或投资成本高（多数省份的海上风电），经济性受到影响。如果具体项目收益高于市场平均水平，或其投资成本低于市场平均水平，则可以考虑这些机会。

由于太阳能光伏发电投资选择与非捆绑式绿证配对，建议投资者评估该选项是否符合相关合规标准，以了解合规风险。

02

中国绿电采购的 可行方案及趋势





可再生能源采购可帮助企业实现可持续发展目标，满足监管要求，并以潜在的低成本稳定能源供应

买方的目标和商业考虑

企业自愿设定碳减排目标的趋势日益明显。可再生能源采购可以帮助企业消费者减少与电力消耗相关的碳足迹。



可持续发展目标

可再生能源技术成本的降低使平准化发电成本（LCOE）低于火力发电成本，从而使可再生能源成为比火力发电更具吸引力的潜在电力来源。

在中国的一些省份，绿色电力交易价格已经出现了低于电网代理购电价格的趋势。



稳定能源供应

可再生能源采购的长期规划可以帮助能源用户确保能源供应的安全性，避免能源价格的上涨和波动以及供应的变化，以满足其长期的能源需求。

能源用户可能会受到双控目标和可再生能源消纳配额等监管要求的约束，需要一定水平的绿色电力消费。

某些能源密集型产业（如铝业）已经受到此类要求的约束。最近的《能源法》为规定更广泛的需求侧消纳目标和政策提供了法律依据。



法规要求

碳边境调整机制（CBAM）等国际计划也对进口商品提出了监管要求，并有可能扩展到更多产品。

关于中国的采购

RE100 认可的五种可再生能源电力的采购方案如下，需要注意的是，目前只有部分方案适用于中国市场

- 中国市场适用
- 中国市场不适用

选项		定义	中国的适用性
01. 自发自用（直投）		企业买家投资可再生项目，保留相关的环境属性，并声明使用了可再生电力。	可通过对现场或场外项目的投资来实现
02. PPA	2.1 物理 PPA	大型能源用户可直接与可再生能源发电商签订合同，和 / 或通过嵌套式 PPA 与第三方零售商签订合同；此类 PPA 通常是典型的长期合同。	可通过现场 PPA（如屋顶太阳能合同）或通过设施的嵌套式 PPA 进行场外发电
	2.2 金融 PPA	这是一种纯粹的金融交易，企业买方承担与销售发电商电力相关的市场风险，并通过差价合约获得能源属性。作为交换，发电商获得固定价格的收入。	中国市场不适用。许多省份的现货市场发展有限，这反过来又限制了价格波动的风险
03. 与电力供应商签订合同	3.1 针对具体项目的供应合同	供应商代表企业买方从指定项目采购，并持有合同。企业买家可以通过供应商的这些特定项目合同和其他相关证书跟踪能源属性。	根据绿色电力交易规则可以实现
	3.2 零售供应合同	电力供应商会有匹配设计好的搭售安排，企业买家为可再生电力供应支付“溢价”，在整个采购合同中，能源来源可能会有所不同。	



选项	定义	中国的适用性
04. EACs	可再生能源属性凭证的采购可以与企业运营所需的电力采购分开进行。	可通过中国的 GEC 计划或 I-REC 计划实现
05. 被动采购	电网通过提供相应的 EACs 的方式证明其所提供的电力的绿色属性，或者电网中可再生能源发电组合至少达到 95% 且没有可再生能源的再分配机制，在这样的市场中，可以认定电网提供的是可再生能源电力。	N.A.

注：EAC：可再生能源属性凭证
GEC：绿色电力证书
资料来源：RE100 技术标准，AFRY 分析

除了 RE100 规定的“可信度”要求，越来越多的企业在绿电采购上考虑其采购行为的附加性和绿电供应与使用的时间匹配



声明的可信度

围绕可再生能源的使用提出可以信赖的声明，要求可再生能源的基本属性是**可追溯的**，并且完全归最终用户所有。这一点至关重要，因为电力本身在供应入电网之后，就无法区分发电来源。

RE100 是国际领先的标准制定机构，其主要任务是制定可再生能源使用声明的“可信”标准。



附加性

可再生能源的“附加性”是指企业购买的可再生能源为电力系统带来的**额外发电量**，如果没有这些购买所带来的额外的电力需求，相应部分的新增投资就不会存在。实际上，这一点帮助降低企业在评估是否购买可再生能源项目的电力时的风险考量。

实际上，附加性并不是二元对立的，而是取决于可再生能源项目通过企业采购降低风险的具体方式。对这种说法既没有现行的政策，也没有审计。



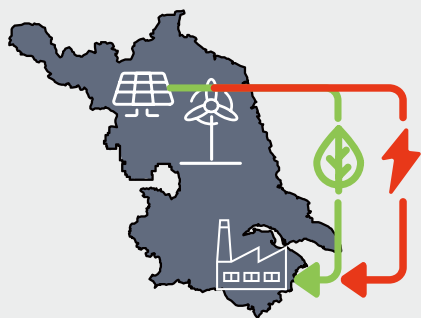
时间匹配

电网的物理属性决定了**发电和用电必须始终保持平衡**。在可以签署物理 PPA 的市场上，电力平衡的责任就落在了签约方身上。如果企业的目标是实现全天候绿色电力，则必须以特定时间的方式使可再生能源发电与需求相匹配。

但可选方案在可用性和成熟度上有所不同

直接投资

为寻求最高可信度以满足长期需求的领军企业提供领先的解决方案



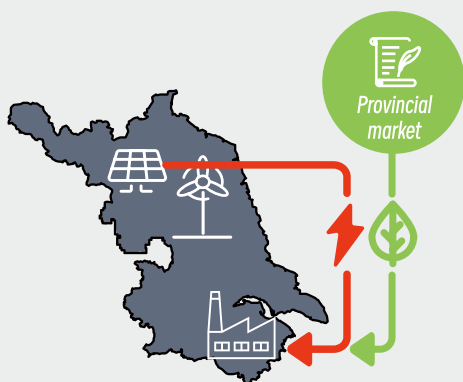
- 长期清洁能源供应
- 以成本价获取能源
- 可信度最高



- 土地供应
- 项目指标限制

绿色电力交易

日渐兴起的手段（目前以年度交易为主）



- 监管部门为省级交易开绿灯
- 熟悉当地市场和市场参与者



- 省内发电供应有限
- 当地市场对绿色电力的需求很大
- 有限的跨省交易

绿色证书

为在可再生能源采购方面经验有限的企业提供快速解决方案



- 便于采购

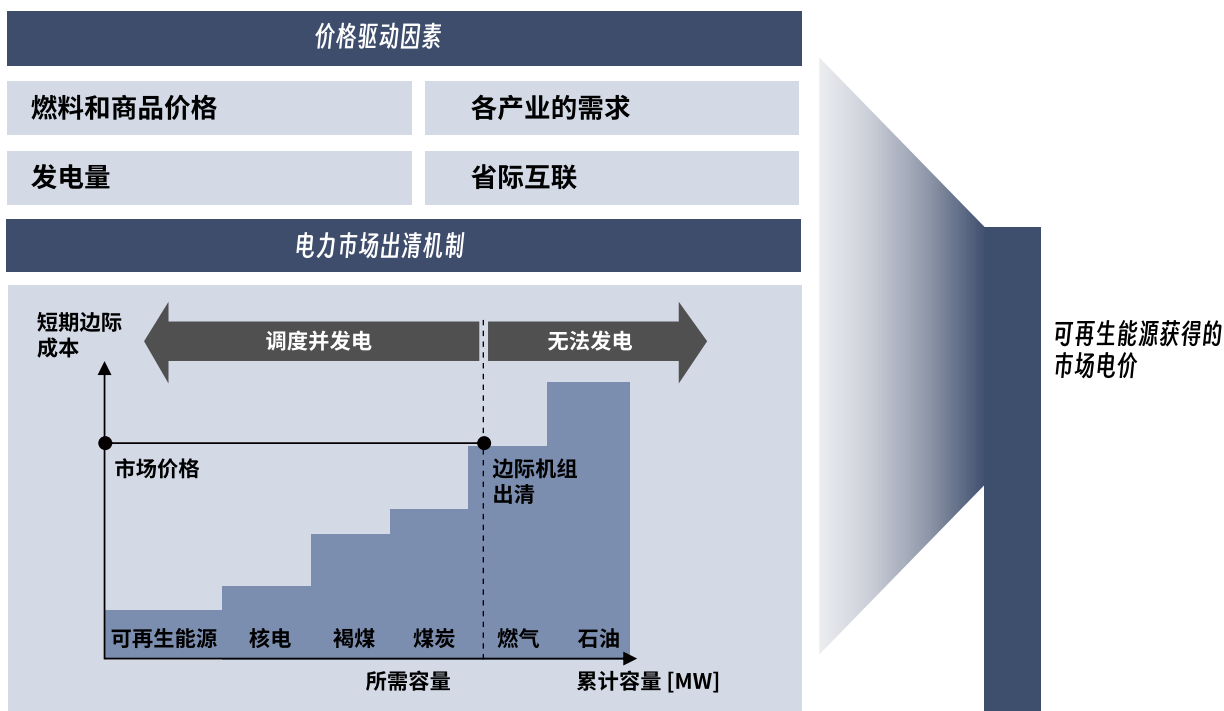


- 公信力可能受到一定限制，需评估相应合规风险

直接投资的成本竞争力

直接投资可帮助企业以成本价而非市场定价获取可再生能源电力，而两种情况的定价机制是有着显著差别的

可再生能源生产商如何看待其收入 ...



资料来源：AFRY 分析

可再生能源直接投资是通过持有发电设施的股份进入可再生能源市场的一种相对成熟的方式。

由于项目所有者能够获得平准化电力成本（LCOE）而不是市场价格，因此它有可能帮助投资者降低可再生能源电力的总体成本。

作为项目所有者，该方案同时能确保项目所有者在长期能源供应方面处于有利地位。

投资者可以通过出售能源属性证书或签订 PPA 来转让环境属性。

建议项目开发商和 / 或投资者评估市场及政策的基本风险，并采取适当的风险规避措施。

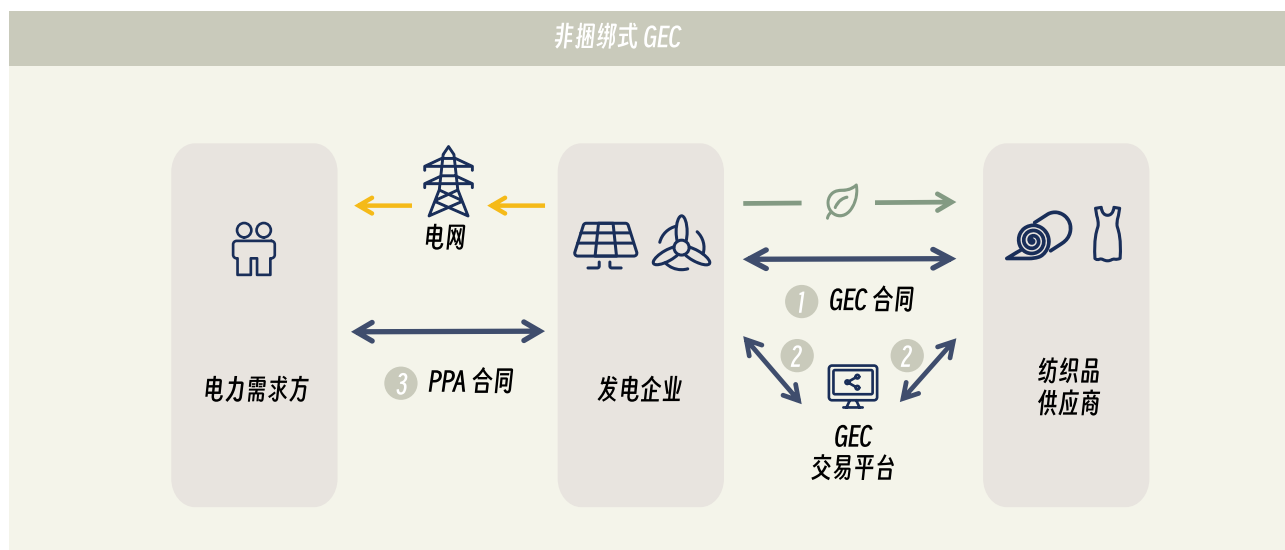
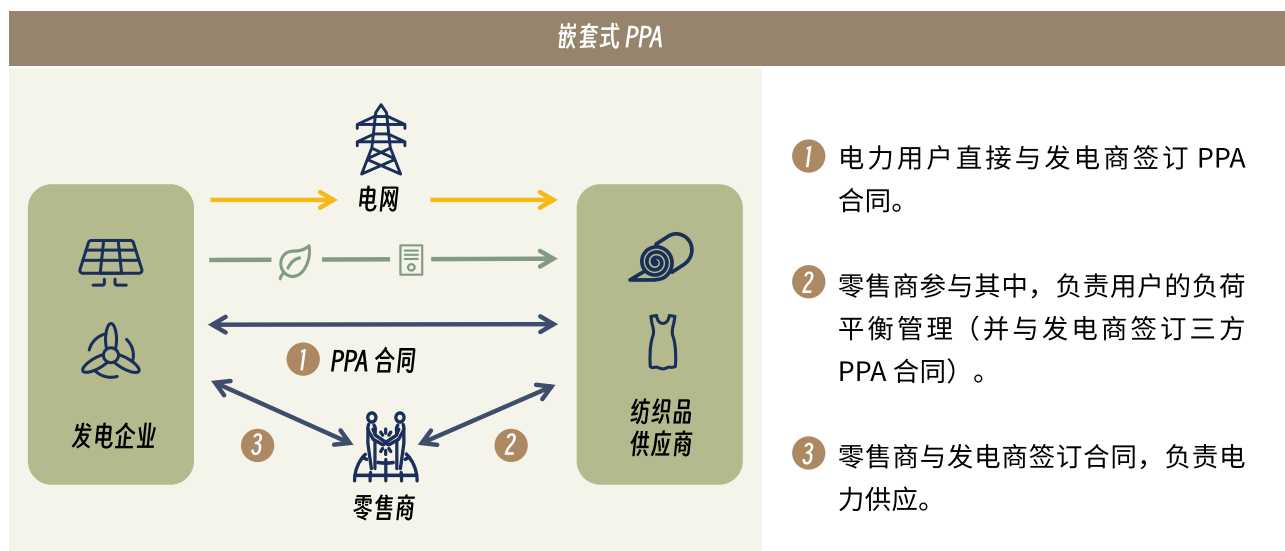
资料来源：AFRY 分析





将已投资的可再生能源项目的环境属性转移给纺织业最终用户的方法主要有两种

←→ 签约关系 → 电力 - 叶 → GEC



- 1 发电商和纺织品供应商就 GEC 交易的价格和数量达成一致。
- 2 缔约双方就 GEC 交易平台提交交易申请，以转让 GEC。
- 3 发电企业与另一电力需求方签订单独的供电合同。

资料来源：AFRY 分析

03

中国可再生能源 投资概况

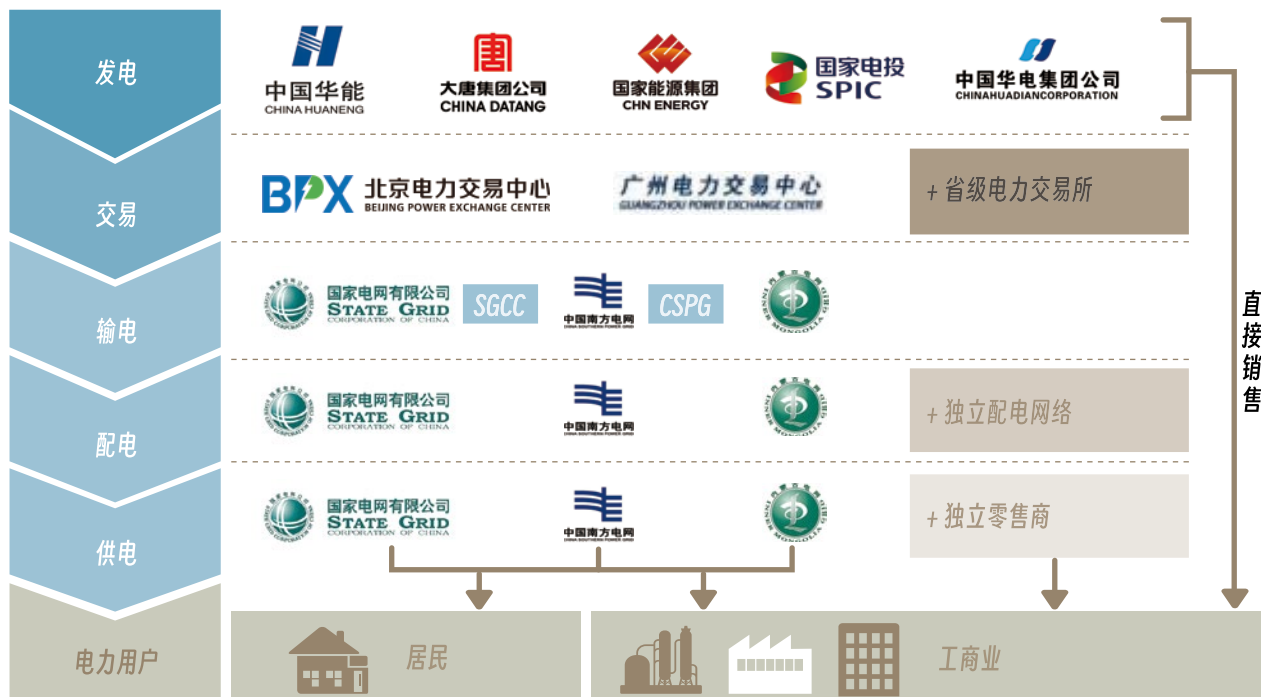




市场结构

中国目前的电力市场改革正在打破整个行业过去由电网作为单一买方的传统模式

市场结构和主要参与者



资料来源：AFRY 分析

电力市场传统上主要由两大单一买方构成，即国家电网公司（SGCC）和中国南方电网（CSG）。

这些单一买方充当电力需求方的代理，采购电力，然后运营输配电网络，按照国家发改委和国家能源局等政府机构规定的价格向消费者输送电力。

单一买方从发电商处采购电力，这些发电商大多为中央国有企业所有，但一些私营公司也拥有并运营发电资产。虽然国有发电商在运营方面与国有电网是分开的，但两者都归国家所有，由国有资产监督管理委员会管理。

根据 2015 年启动的一项新的改革计划，发电商和工商业用户之间可以直接进行双边或竞价电力交易。与此同时，在国家和省级层面建立了作为市场运营商的电力交易所。此外，供应方的竞争也日益激烈，截至 2022 年，共注册了 5941 家零售商。

从 2022 年起，工商业用户也可以参与市场交易，而居民和农户用电仍由纵向一体化的电网公司供给。

中国市场改革的关键是在全国范围内 建立一个充分竞争的市场 ...



市场耦合

预计将建立一个通过互联整合各省和区域电网的全国电力市场，从而更高效地调度发电资源，以满足各地区的需求。



市场参与

随着供需基本面推动出清及价格形成，预计发电和用能双方将更多地参与市场交易。

预计将逐步取消发电商的保证小时数 / 并网价格。



市场定价

电价将越来越多地由供求关系决定。

预计监管限价将逐步取消或放松，以允许竞争性定价。

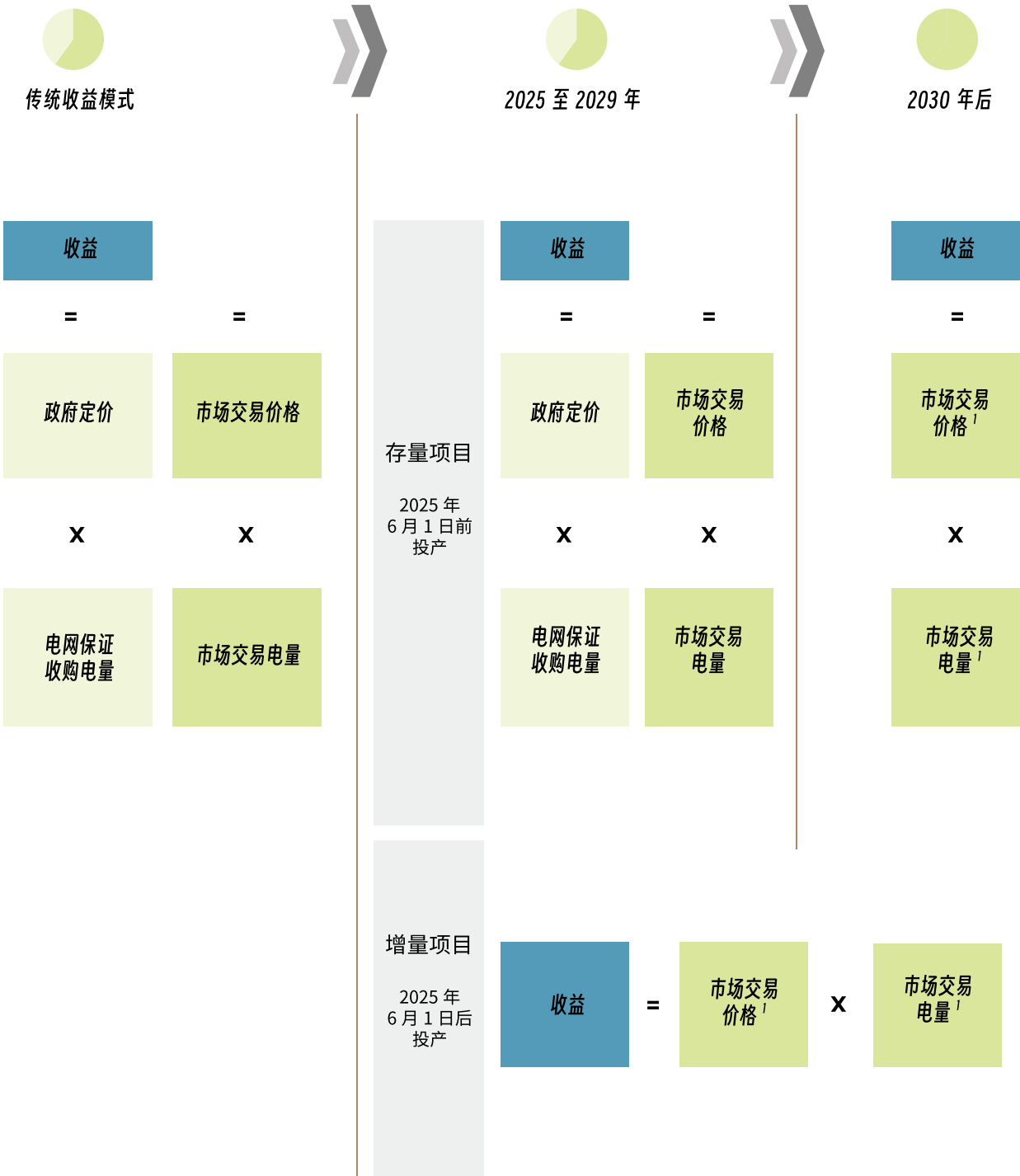


市场竞争

随着更多的参与者（即发电商和零售商）进入市场，发电和供电双方的竞争程度都将提高，从而打破以前国有企业在这些领域的垄断地位。

资料来源：AFRY 分析

风光发电将会越来越依赖市场化交易



注：¹ 根据新公布的 136 号文，增量项目可以采用差价合同机制，但详细的实施计划尚未公布，各省之间可能会有很大差异

04

可再生能源 方案分析

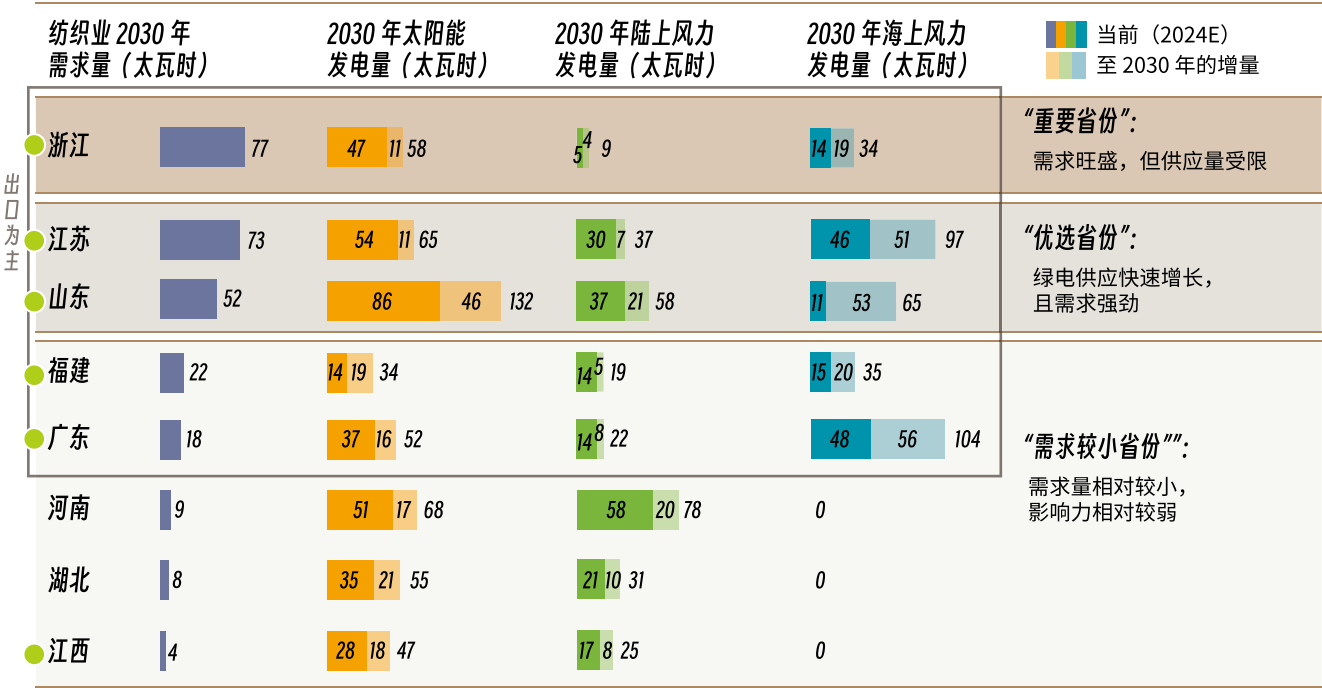




省份筛选

基于第一阶段工作坊反馈，最终优选省份为江苏、浙江、广东、山东、福建与江西

● 最终优选省份



资料来源：AFRY 分析

商业模式

可再生能源项目直接投资的成本节约潜力与项目的盈利能力息息相关，因此针对各方案的现金流分析至关重要

方案选项	图解商业模式	成本 / 收入机制
传统电网购电模式 (BAU)		$\text{采购量} \times \text{批发电价}$
非捆绑式绿证 (GECs)		$\text{BAU cost} + \text{采购量} \times \text{绿证价格}$
可再生能源购电协议 (PPA)		$\text{采购量} \times \begin{cases} \text{近期: 批发价加绿色溢价} \\ \text{长期: 可再生能源的捕获价格} \end{cases}$
直接投资		$\begin{matrix} \text{初期支出} + \text{回报} + \text{PPA 成本} \\ \text{初期支出} + \text{回报} + \text{BAU 成本} \end{matrix}$

除电网保障外，江苏在 2023 年有少量可再生能源发电进入市场交易；该比例预计将进一步扩大

关键信息

江苏是一个东部沿海省份，风力资源丰富，太阳能资源相对较少。虽然火电在发电结构中占主导地位，但在过去五年里，受十四五规划中设定的可再生能源配额标准这一目标的推动，风电和太阳能光伏的装机容量显著增加。过去五年中，太阳能装机容量翻了一番，而风电装机容量增加了约 50%。

在过去几年中，核电一直占总发电量的 6-8%，而太阳能光伏和风电在 2023 年合计占总发电量的 12%。火电占总发电量的比例不到 80%。

作为电力需求中心和电力净进口省份，江苏正积极探索从青海和 / 或陕西的可再生能源基地进口清洁电力，以满足当地需求。与此同时，江苏计划在十五五期间建设 27GW 额外的风光发电能力，以促进当地的碳达峰。

根据目前的市场安排，所有可再生能源发电方¹通过采用双边协商的能源价格并且考虑环境属性价格参与绿色电力交易，从而进入市场。据估计，2023 年可再生能源交易量约占可再生能源总发电量的 95%。



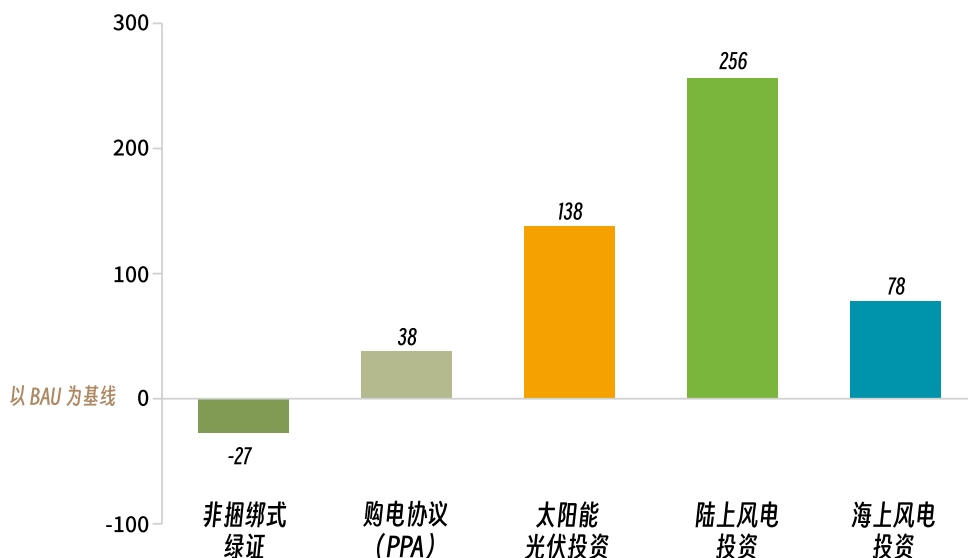
市场路径概况

市场路径	定价机制	历史价格
绿色电力交易	● 双边协商能源价格 + 环境属性价格	● 2023 年为 421 元 / 兆瓦时 ● 2024 年为 464 元 / 兆瓦时
电网保障性收购	● 当地燃煤标杆价格为基础的固定价格	● 391 元 / 兆瓦时
电量		比例
总上网电量	2023 年风能和集中式光伏太阳能发电 64.2 TWh	100%
市场交易	2023 年风能和太阳能发电量为 5.2 TWh	8.1%
电网保障性收购	59 TWh: 按总发电量计算 - 市场交易量	91.9%

注：¹ 仅限风能和太阳能。

江苏的陆上风电直接投资项目可帮助当地电力用户在 25 年内降低多达五分之一的电力采购成本

相对于传统电网购电模式（BAU）在 25 年内的成本节约¹（百万元）



注：¹成本按假定的 5.1% 的加权平均资本成本率折现。
资料来源：AFRY 分析

要点解读

与电力用户只购买电力的传统电网购电模式情景相比，只有在购买非捆绑式绿证的情况下才会产生额外费用。

购电协议（PPA）方案具有节约成本的潜力，尽管相对于其他方案和在总成本中所占比例（3%）而言，这种方案的潜力很小。在短期内，相对于批发电力，可再生能源购电协议仍然具有绿色溢价，但随着电力市场进一步互联互通和改革，与火电相比，可再生能源的低可变成本优势将逐渐显现出来，成为比火电更便宜的替代方案。

据估计，陆上风电投资由于预期回报率高，可削减多达 20% 的电力采购成本。这是由于当地强劲的电力需求以及陆上风电资产可以承担的电价上涨。然而，由于可用于进一步开发陆上风电的土地有限，江苏省政府近年来已转向推广海上风电和分布式风电。因此，投资陆上风电的门槛仍然很高。

太阳能光伏发电的吸引力较小，但在降低成本方面仍具有相对优势。与此同时，海上风电投资除了电能量收益，符合相关条件的项目也可参与 CCER 机制交易自愿减排碳信用获得额外收入，也具有一定的成本节约优势。

可再生能源投资可能面临商业、监管和市场风险，但在江苏可再生能源投资受益于当地强劲的电力需求和完善的输配电基础设施

高 中 低				
风险	说明	可能性	影响	分析和建议采取的缓释行动
市场价格风险	按固定煤炭基准价格计算的电网保证承购额到期后，项目可能面临未来批发市场价格下跌的风险。			江苏电力需求强劲，因此价格下跌风险较低。建议使用长期市场价格预测来支持目标资产的估值。
市场设计风险	正在进行的电力市场改革仍然面临着诸如容量报酬、辅助服务等与目标相适应的市场设计问题。通往更成熟的竞争市场的道路仍有待探索。			由于持续的市场设计，可再生能源发电企业可能会在短期内产生额外的收入 / 成本，但由于市场设计在遵循 " 受益者付费 " 原则的基础上不断改进，而且市场机制能够使发电企业的成本转嫁，因此这种风险的实质程度较低。
承购方风险	在电网平价合同下，电网公司可能会试图将可再生能源从昂贵的电网平价合同中挤出，推向市场，或者试图将价格设定为与市场结果水平相对应的基准。			可再生能源发电机很有可能被推向市场，寻找自己的承购商，不过在这种情况下，投资者将是能源用户本身，从而消除了风险。
弃电风险	市场实施缓慢、煤炭产能持续过剩、需求急剧下降或输配电基础设施不足，都可能导致可再生能源发电的弃风弃光现象加剧，从而减少收入。	取决于技术		江苏电力需求旺盛，输配电基础设施完善，因此弃电风险很小。
捕获价格蚕食	由于可再生能源的部署速度越来越快，在电力市场上获得的价格有可能随着时间的推移而被削弱。	取决于技术		江苏制定了积极的风光装机目标以实现碳达峰计划，这增加了蚕食风光捕获价格的可能性，不过，由于电力需求旺盛而可再生能源资源有限，预计高昂的批发电价将保护风光的捕获价格。

资料来源：AFRY 分析

浙江的可再生能源电力可以在被电网保障性收购和参与当地绿色电力市场交易之间做出选择

关键信息

浙江地处华东电网区域，是主要的负荷中心，但省内发电能力有限。由于土地有限，该省的国内发电主要依靠火电和核电，并强调发展分布式光伏和海上风电，同时继续从安徽、宁夏、四川、福建等地进口多样化的电力来源。



由于风力资源相对有利、脱碳需求强劲以及分布式光伏的商业模式有利可图，可再生能源总装机容量在过去三年中实现了大幅增长，提前完成了浙江省十四五计划目标（太阳能光伏和可再生能源总装机容量）。至 2030 年，将有额外 20 吉瓦的风光发电装机容量和更多灵活性资源接入电网，一方面满足浙江日益增长的电力需求，另一方面促进该省的碳达峰目标达成。

可再生能源¹ 目前仍可完全由电网以固定价格收购，但它们可以灵活地参与绿色电力市场，以获得潜在的更大收益。

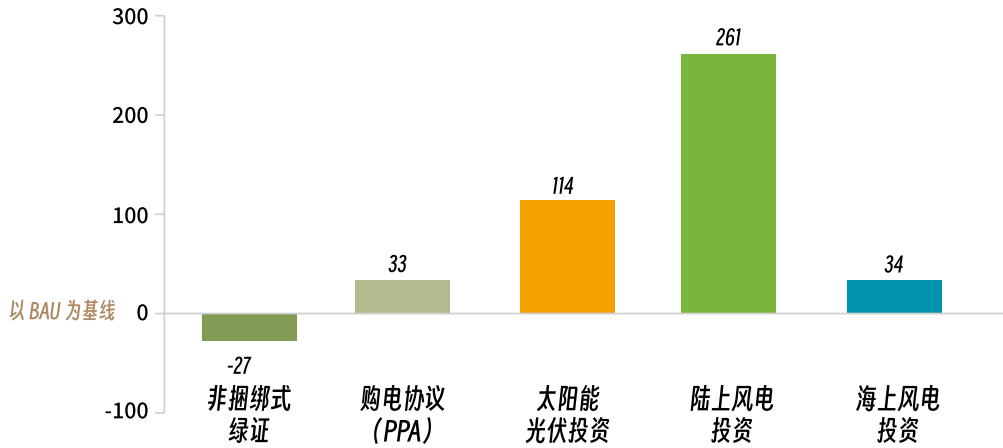
市场路径概况

市场路径	定价机制	历史价格
绿色电力交易	● 市场交易价格 + 环境属价格	● 2024 年年度交易为 468 元 / 兆瓦时 ● 2024 年第一季度绿色电力交易电价为 465 元 / 兆瓦时
电网保障性收购	● 当地燃煤标杆价格为基础的固定价格	● 415.3 元 / 兆瓦时
	电量	比例
总上网电量	2023 年风能和集中式光伏太阳能发电量为 16.9 TWh（估计值）	100%
市场交易	2023 年风能和太阳能发电量为 8.2 TWh	48.5%
电网保障性收购	8.7 TWh: 按总发电量计算 – 市场交易量	51.5%

注：¹ 仅限风能和太阳能。

浙江的陆上风电直接投资方案可帮助当地电力用户在 25 年内降低多达五分之一的用电成本

相对于传统电网购电模式（BAU）在 25 年内的成本节约¹（百万元）



注：¹成本按假定的 5.1% 的加权平均资本成本率折现。
资料来源：AFRY 分析

要点解读

与江苏的方案类似，购电协议（PPA）方案具有节约成本的潜力，尽管相对于其他方案和在总成本中所占比例（2.8%）而言，该方案的潜力较小。

据估计，陆上风能投资可实现最大的成本节约，达到电力采购成本的 21%。不过，用于进一步开发陆上风能的土地有限，这对大幅扩大投资规模构成了障碍。

太阳能光伏发电虽然不如陆上风电吸引投资者，但却具有相对的成本节约潜力。预计在 25 年的时间里，它将帮助电力用户节省 1.14 亿人民币。与此同时，太阳能光伏发电在浙江将继续保持一定增长空间。

由于资本性支出成本高昂，**海上风电目前仍无利可图，因此降低成本的潜力很小。**随着海上风电技术成本的下降，海上风电项目的经济性仍有可能在未来得到改善；预计到 2030 年将有高达 4.5 GW 的海上风电上网。

此外，根据 2024 年第三季度的市场观察，目前浙江省以非公开的方式要求能源密集型企业必须遵守强制性绿证购买配额，以帮助实现该省的十四五双控目标。这为可再生电力的投资的收益带来了一定程度的不确定性。

浙江本地电力需求旺盛，且可再生能源开发资源相对有限，故可再生能源投资风险相对较小

高 中 低				
风险	说明	可能性	影响	分析和建议采取的缓释行动
市场价格风险	按固定煤炭基准价格计算的电网保证承购额到期后，项目可能面临未来批发市场价格下跌的风险。			浙江电力需求强劲，因此价格下跌风险较低。建议使用长期市场价格预测来支持目标资产的估值。
市场设计风险	正在进行的电力市场改革仍然面临着诸如容量报酬、辅助服务等与目标相适应的市场设计问题。通往更成熟的竞争市场的道路仍有待探索。			由于持续的市场设计，可再生能源发电企业可能会在短期内产生额外的收入 / 成本，但由于市场设计在遵循 " 受益者付费 " 原则的基础上不断改进，而且市场机制能够使发电企业的成本转嫁，因此这种风险的实质程度较低。
承购方风险	在电网平价合同下，电网公司可能会试图将可再生能源从昂贵的电网平价合同中挤出，推向市场，或者试图将价格设定为与市场结果水平相对应的基准。			可再生能源发电机很有可能被推向市场，寻找自己的承购商，不过在这种情况下，投资者将是能源用户本身，从而消除了风险。
弃电风险	市场实施缓慢、煤炭产能持续过剩、需求急剧下降或输配电基础设施不足，都可能导致可再生能源发电的弃风弃光现象加剧，从而减少收入。	取决于技术		浙江需求旺盛，输配电基础设施完善，因此弃电风险很小。
捕获价格蚕食	由于可再生能源的部署速度越来越快，在电力市场上获得的价格有可能随着时间的推移而被削弱。	取决于技术		浙江制定了积极的风光装机目标以实现碳达峰计划，这增加了蚕食风光捕获价格的可能性，不过由于电力需求旺盛而可再生能源资源有限，预计高昂的批发电价将保护风光发电的捕获价格。

资料来源：AFRY 分析

可再生能源电力可通过电网以燃煤标杆价格进行保障性收购，或进入广东的绿色电力交易

关键信息

广东是中国领先的工业化省份，电力市场充满活力。尽管煤炭占主导地位，但政府政策和快速增长的需求有利于可再生能源的发展，可再生能源¹的装机在 2023 年将达到 42 GW，是 2019 年的四倍。



在“十四五”期间，当地的政策目标是风电和太阳能光伏发电分别达到 20 GW，到 2030 年再将总量为 20 GW 的风电和太阳能光伏发电纳入系统，以促进广东的碳达峰。到目前为止，广东已稳步实现太阳能光伏发电目标，而风电方面，海上开发将是未来几年的重点。

目前，可再生能源要么通过当地煤炭基准电价进行电网的保障性收购，要么自愿选择参与当地绿色电力交易。无论哪种方式，它们都必须参与省级现货市场，以便能够通过现货市场有效地确定价格。

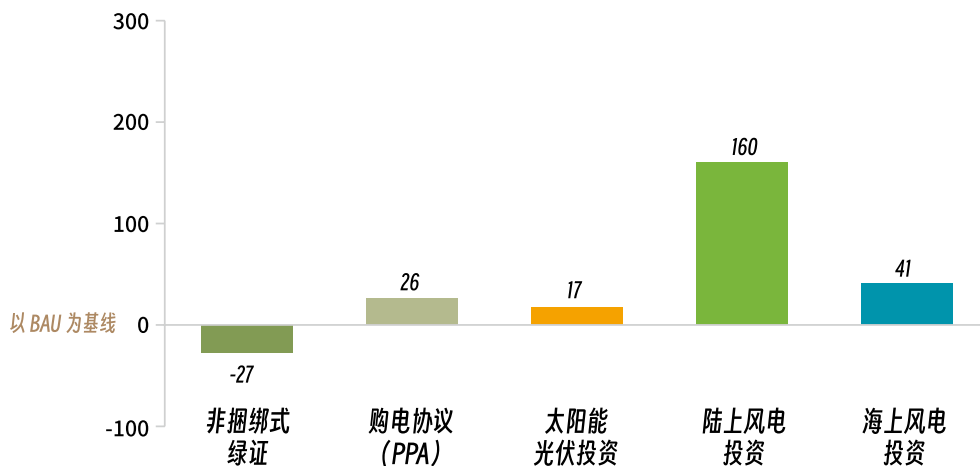
市场路径概况

市场路径	定价机制	历史价格
自愿参与绿色电力交易，偏差在现货市场解决	绿色电力交易 ● 双边协商能源价格 + 环境属性价格	● 2024 年年度交易：电能量价格为 465.64 元 / 兆瓦时，环境属性价格为 10.38 元 / 兆瓦时
电网保障性收购，偏差在现货市场解决	现货市场 ● 集中竞价，每 15 分钟结算一次，无价格限制	● 日前：2023 年为 425 元 / 兆瓦时 ● 实时：2023 年为 403 元 / 兆瓦时
	电网保障性收购 ● 当地燃煤标杆价格的固定价格	● 453 元 / 兆瓦时
电量		比例
总上网电量	2023 年集中式光伏太阳能和风能发电 38.9 TWh	100%
市场交易	2023 年太阳能和风能发电量为 3.97 TWh	10.2%
电网保障性收购	34.93 TWh = 总发电量 - 市场交易量	89.8%

注：¹ 仅包括风能和太阳能光伏发电

广东的陆上风电投资可帮助当地电力用户在 25 年内节省 15% 的用电成本

相对于传统电网购电模式（BAU）在 25 年内的成本节约¹（百万元）



注：¹ 成本按假定的 5.1% 的加权平均资本成本率折现。
资料来源：AFRY 分析

要点解读

购电协议（PPA）方案具有节约成本的潜力，尽管相对于其他方案和在总成本中所占的份额（2.5%）而言，这种潜力很小。

由于与其他省份类似的原因，**陆上风电具有更大的成本节约潜力，据估计可降低 15% 的电力采购成本**。与江苏和浙江相比，进一步开发陆上风电的土地资源的限制并不明显，预计在 2030 年之前，陆上风电的新增装机容量将接近 3 GW，但与其他可再生能源相比，陆上风电的增长空间仍然较小。

太阳能光伏发电和海上风电的回报吸引力明显低于陆上风电，但原因不同。太阳能光伏发电投资缺乏吸引力的原因是广东有限的太阳能资源，大大减少了太阳能利用小时数，导致发电量和收益减少。海上风电投资缺乏竞争力的主要原因是较高的安装成本（如深水地基和铺设水下电缆）以及后续的运行和维护费用。

作为电力需求大省，广东本土可再生能源资源有限，大量依赖南方区域清洁电力的进口，本地可再生能源投资风险偏低

高 中 低				
风险	说明	可能性	影响	分析和建议采取的缓释行动
市场价格风险	按固定煤炭基准价格计算的电网保证承购额到期后，项目可能面临未来批发市场价格下跌的风险。			广东电力需求强劲，因此价格下跌风险较低。建议使用长期市场价格预测来支持目标资产的估值。
市场设计风险	正在进行的电力市场改革仍然面临着诸如容量报酬、辅助服务等与目标相适应的市场设计问题。通往更成熟的竞争市场的道路仍有待探索。			由于持续的市场设计，可再生能源发电企业可能会在短期内产生额外的收入 / 成本，但由于市场设计在遵循 " 受益者付费 " 原则的基础上不断改进，而且市场机制能够使发电企业的成本转嫁，因此这种风险的实质程度较低。
承购方风险	在电网平价合同下，电网公司可能会试图将可再生能源从昂贵的电网平价合同中挤出，推向市场，或者试图将价格设定为与市场结果水平相对应的基准。			可再生能源发电机很有可能被推向市场，寻找自己的承购商，不过在这种情况下，投资者将是能源用户本身，从而消除了风险。
弃电风险	市场实施缓慢、煤炭产能持续过剩、需求急剧下降或输配电基础设施不足，都可能导致可再生能源发电的弃风弃光现象加剧，从而减少收入。	取决于技术		广东需求旺盛，输配电基础设施完善，因此弃电风险很小。
捕获价格蚕食	由于可再生能源的部署速度越来越快，在电力市场上获得的价格有可能随着时间的推移而被削弱。	取决于技术		广东制定了积极的风光装机目标以实现碳达峰计划，这增加了蚕食风光捕获价格的可能性，不过由于电力需求旺盛而本地可再生能源资源有限，预计高昂的批发电价将保护风光发电的捕获价格。

资料来源：AFRY 分析

山东市场开放进程加快，新投产可再生能源项目将面临更多市场风险

关键信息

山东是中国领先的工业化省份，电力市场充满活力。尽管煤炭占主导地位，但政府政策和丰富的太阳能资源有利于可再生能源的发展，截止 2023 年，可再生能源¹ 占总发电量的 18% 左右。



在“十四五”期间，政策将继续促进可再生能源的发展，目标是到 2025 年实现 100 GW 的风能和太阳能光伏发电能力。到 2030 年，预计还将有 40 GW 的风能和太阳能发电装机，以及核电等低碳基荷发电机组和抽水蓄能系统、电化学储能等灵活性资源被引入系统，以促进山东的碳达峰。

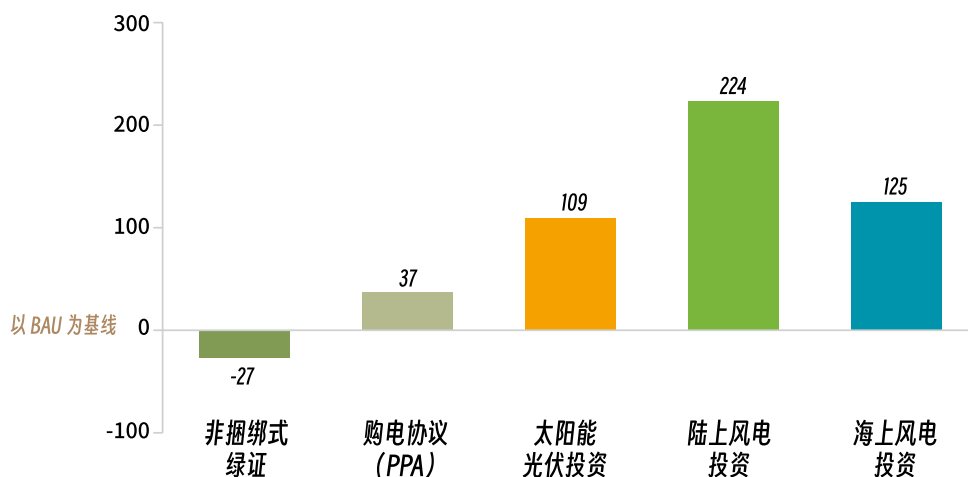
就 2025 年的交易而言，新投产的可再生能源¹ 可通过两种途径进入市场：(1) 100% 通过中长期市场交易，并在现货市场进行结算；(2) 风电有 70% 按照燃煤标杆上网电价通过电网保障性收购，太阳能光伏有 85% 按燃煤标杆上网电价收购，其余部分进入市场交易。

市场交易概况介绍

选项	路线	定价机制	历史价格 ²
100% 中长期市场交易，在现货市场进行实际结算	中长期市场	燃煤标杆上网电价 ± 20%，分时定价	● 2023 年平均：371.05 元人民币 / 兆瓦时 ● 2024 年上半年平均：364.57 元人民币 / 兆瓦时
现有发电厂： 90% 通过电网采购消纳，10% 在现货市场结算	电网消纳	当地燃煤标杆上网电价	● 394.9 元人民币 / 兆瓦时
	现货市场	集中竞价，每 15 分钟结算一次，限价为 -80 至 1300 元人民币 / 兆瓦时	● 2023 年 348.92 元人民币 / 兆瓦时 ● 2023 年实时：351.93 元人民币 / 兆瓦时 ● 2024 年上半年日前 308.16 元人民币 / 兆瓦时 ● 2024 年上半年实时：299.32 元人民币 / 兆瓦时
可再生能源发电厂将在 2025 年商业运行： 风能 70% 并网，太阳能光伏 85% 并网，其余进入市场	电网消纳	当地燃煤标杆上网电价	● 同上
	市场交易	取决于发电商选择的路线	● 同上

山东的所有投资方案都具有节约成本的潜力，其中陆上风电投资的节约率最高，可达 18%

相对于传统电网购电模式（BAU）在 25 年内的成本节约¹（百万元人民币）



注：¹成本按假定的 5.1% 的加权平均资本成本率折现。
资料来源：AFRY 分析

要点解读

与电力用户只购买电力的传统电网购电模式情景相比，只有在购买非捆绑式绿证的情况下才会产生额外费用。

购电协议（PPA）方案具有节约成本的潜力，尽管相对于其他方案和在总成本中所占比例（3%）而言，这种方案的潜力很小。在短期内，相对于批发电力，可再生能源购电协议仍然具有绿色溢价，但随着电力市场进一步互联互通和改革，与火电相比，可再生能源的低可变成本优势将逐渐显现出来，成为比火电更便宜的替代方案。

所有三种投资方案都具有巨大的成本节约潜力，其中陆上风电投资预计的节约成本潜力最大，可削减多达 18% 的电力采购成本。这是因为山东存在巨大的电力需求缺口，从而推高了陆上风电资产的捕获价格。然而，可用于额外陆上风电开发的土地有限，这对大幅扩大投资规模构成了挑战。

太阳能光伏发电在降低成本方面的吸引力较小，但仍具有实质性优势，与传统电网购电模式相比可节省 9%。这得益于太阳能光伏发电在山东的高利用率。

山东拥有丰富的海上风能资源，非常适合开发海上风电，且具有显著的成本节约潜力。但需注意的是，海上风电开发的市场集中度较其他两种发电技术更高。

山东受益于蓬勃发展的工业带动的电力需求，可再生能源投资风险整体偏低，但需注意风光等不同技术未来发展带来的弃电与捕获价格蚕食等风险

高 中 低				
风险	说明	可能性	影响	分析和建议采取的缓释行动
市场价格风险	按固定煤炭基准价格计算的电网保证承购额到期后，项目可能面临未来批发市场价格下跌的风险。			山东新建可再生能源的市场敞口——太阳能光伏发电占 15%，风力发电占 30%——导致价格波动，但由于山东强劲的电力需求持续支撑着价格，因此下行风险较低。
市场设计风险	正在进行的电力市场改革仍然面临着诸如容量报酬、辅助服务等与目标相适应的市场设计问题。通往更成熟的竞争市场的道路仍有待探索。			由于持续的市场设计，可再生能源发电企业可能会在短期内产生额外的收入 / 成本，但由于市场设计在遵循 " 受益者付费 " 原则的基础上不断改进，这种风险的实质程度较低。
承购方风险	在电网平价合同下，电网公司可能会试图将可再生能源从昂贵的电网平价合同中挤出，推向市场，或者试图将价格设定为与市场结果水平相对应的基准。			可再生能源发电机很有可能被推向市场，寻找自己的承购商，不过在这种情况下，投资者将是能源用户本身，从而消除了风险。
弃电风险	市场实施缓慢、煤炭产能持续过剩、需求急剧下降或输配电基础设施不足，都可能导致可再生能源发电的弃风弃光现象加剧，从而减少收入。	取决于技术		由于需求旺盛，输配电基础设施完善，预计山东的弃电风险极小，广泛部署的太阳能光伏发电项目使得太阳能光伏发电的弃电风险略高于风电。
捕获价格蚕食	由于可再生能源的部署速度越来越快，在电力市场上获得的价格有可能随着时间的推移而被削弱。	取决于技术		由于风力发电的竞争加剧，到 2030 年，山东陆上风电的捕获率从目前的 95% 将降至 90%。预计到模拟期结束时，装机容量将达到饱和，由于持续部署和价格蚕食，捕获率将进一步降低。

资料来源：AFRY 分析

可再生能源（主要是风能）在福建广泛参与市场交易

关键信息

福建是中国东南沿海省份，经济相当发达，工业电力需求旺盛。由于本地能源资源有限，福建传统上一直依赖能源进口。



鉴于其面临的能源安全挑战，福建强调在“十四五”期间提高发电能力，重点是核电（将引入超过 4 GW 的新发电能力），以及煤炭、天然气和可再生能源驱动的综合增长。在“十五五”期间，福建计划额外增添 6 吉瓦风光发电能力。

虽然福建省电网相对独立，但它是国家电网地区与南方电网之间的重要纽带，其背靠背项目已投入使用，以改善区域间电力平衡。福建与江西的联网可行性研究也在进行中。

迄今为止，福建的可再生能源发展主要集中在风能领域，而风力发电企业有市场风险，因为其发电量的很大一部分已被要求进入市场交易。可再生能源也可以选择参与绿色电力交易。

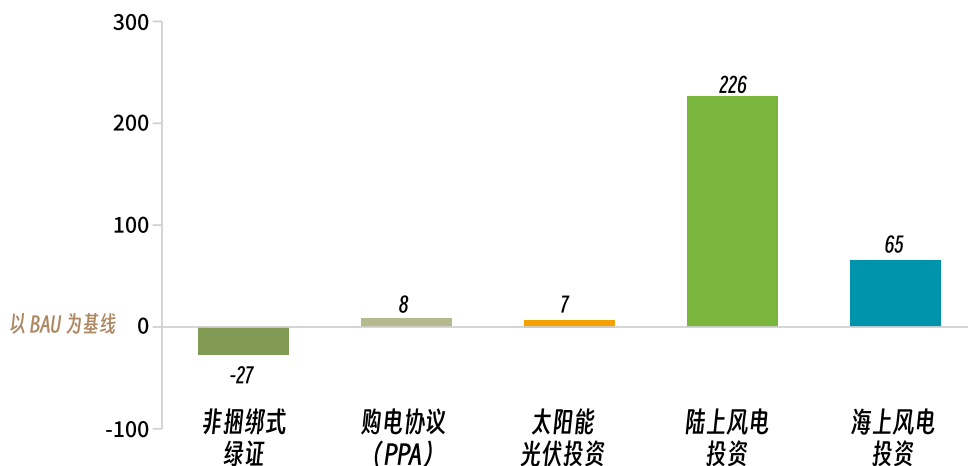
市场交易概况介绍

路线	定价机制	历史价格
中长期交易	±20% 燃煤标杆电价	● 2023 年市场交易平均值： 443.7 元人民币 / 兆瓦时
绿色电力交易	双边协商价格 + 环境属价格	● 2023 年结算价格： 482.5 元人民币 / 兆瓦时
电网消纳	当地燃煤标杆电价	● 393.2 元人民币 / 兆瓦时
电量		比例
总上网电量	2023 年风能和集中式太阳能光伏发电 21.8 TWh，其中风能 21.3 TWh，集中式太阳能光伏发电 0.5 TWh	100%
交易量	预测 2023 年市场交易量为 21 TWh ¹ ，包括实际交易的 0.8 TWh 绿色电力	96%
电网保障收购	0.8 TWh - 按并网发电计算 - 交易量	4%

注：¹2024 年和 2025 年集中式风能预测交易量大幅下降，因此 2023 年的数据可能不具代表性。
资料来源：福建发改委、福建电力交易中心、AFRY 分析

福建的陆上风电投资可帮助当地能源用户在 25 年内降低多达四分之一的电力成本

相对于传统电网购电模式（BAU）在 25 年内的成本节约¹（百万元人民币）



注：1 成本按 5.1% 的假定加权平均资本成本率贴现
资料来源：AFRY 分析

要点解读

与电力用户只购买电力的传统电网购电模式情景相比，只有在购买非捆绑式绿证的情况下才会产生额外费用。

购电协议（PPA）方案具有节约成本的潜力，尽管相对于其他方案和在总成本中所占比例（1%）而言，这种方案的潜力很小。在短期内，相对于批发电力，可再生能源购电协议仍然具有绿色溢价，但随着电力市场进一步互联互通和改革，与火电相比，可再生能源的低可变成本优势将逐渐显现出来，成为比火电更便宜的替代方案。

据估计，由于预期回报率高，陆上风电投资可削减高达 23% 的电力采购成本，即近四分之一。这是由于当地电力需求旺盛，陆上风电资产可获取的电价随之升高。

得益于极具吸引力的海上风电资源潜力，福建的海上风电投资预计将帮助能源用户降低将近 7% 的成本，即在 25 年内节省 6,500 万元人民币。相比之下，由于福建的太阳能辐照潜力有限，太阳能光伏发电投资的吸引力较小。

福建省内电力供应相对紧张，未来可再生能源将持续开发会对捕获价格产生冲击，但整体风险偏低

高 中 低				
风险	说明	可能性	影响	分析和建议采取的缓释行动
市场价格风险	按固定煤炭基准价格计算的电网保证承购额到期后，项目可能面临未来批发市场价格下跌的风险。			福建省的特点是电力供应相对紧张，因为它希望通过增加核电上网容量来提高国内能源安全，特别是长期而言，价格风险相对较低。2030 年之前，随着可再生能源的上网以及煤炭价格的下跌，电价面临下行压力。
市场设计风险	正在进行的电力市场改革仍然面临着诸如容量报酬、辅助服务等与目标相适应的市场设计问题。通往更成熟的竞争市场的道路仍有待探索。			福建是首批现货市场试点之一，已开始长周期试运行，自 2024 年 11 月起结算。市场设计目前采用系统边际定价，未来可能转向节点定价，这给发电商的拥堵成本带来了一定程度的不确定性。
承购方风险	在电网平价合同下，电网公司可能会试图将可再生能源从昂贵的电网平价合同中挤出，推向市场，或者试图将价格设定为与市场结果水平相对应的基准。			可再生能源发电机很有可能被推向市场，寻找自己的承购商，不过在这种情况下，投资者将是能源用户本身，从而消除了风险。
弃电风险	市场实施缓慢、煤炭产能持续过剩、需求急剧下降或输配电基础设施不足，都可能导致可再生能源发电的弃风弃光现象加剧，从而减少收入。	取决于技术		由于福建目前的供需不平衡，短期内弃电的风险很小。从长远来看，随着可再生能源的不断推广，同一发电时段内的竞争也将加剧，预计低需求时段的电力弃电率将上升，但在 2025 年至 2060 年期间，风电弃电率不会超过 3%，太阳能光伏发电弃电率不会超过 6%。
捕获价格蚕食	由于可再生能源的部署速度越来越快，在电力市场上获得的价格有可能随着时间的推移而被削弱。	取决于技术		福建的风能和太阳能光伏发电都具有良好的发展潜力，预计装机容量将大幅增长，以促进其能源转型。因此，在同一发电时段，各发电商之间的竞争将加剧，从而导致价格蚕食。预计到 2060 年，风电的捕获率将低于 80%，而太阳能光伏发电由于集中在白天，捕获率将在 2045 年左右达到 55%。

资料来源：AFRY 分析

市场概况 - 江西

可再生能源的市场容量有限，但有可能通过绿色电力交易获得环境属性溢价

关键信息

江西位于中国东南部，在能源自给自足方面面临挑战。尽管火力发电占江西发电量的80%，但由于煤炭产量不足，加上石油和天然气资源有限，随着需求的持续增长，江西对外部能源供应的依赖性将进一步增加。

“十四五”期间，输电网络扩容一直是能源发展的重中之重。随着连接湖南和湖北的两条特高压线路分别于2022年和2024年相继投运，江西的总电力进口能力已达到11.2 GW。

同时，可再生能源发展政策保持一致。然而，由于可再生资源有限，保守的政策目标是到2025年新增16 GW太阳能光伏发电能力和2 GW风能发电能力。

目前，可再生能源可以在自愿的基础上参与绿色电力交易，而大部分发电量仍由电网消纳。

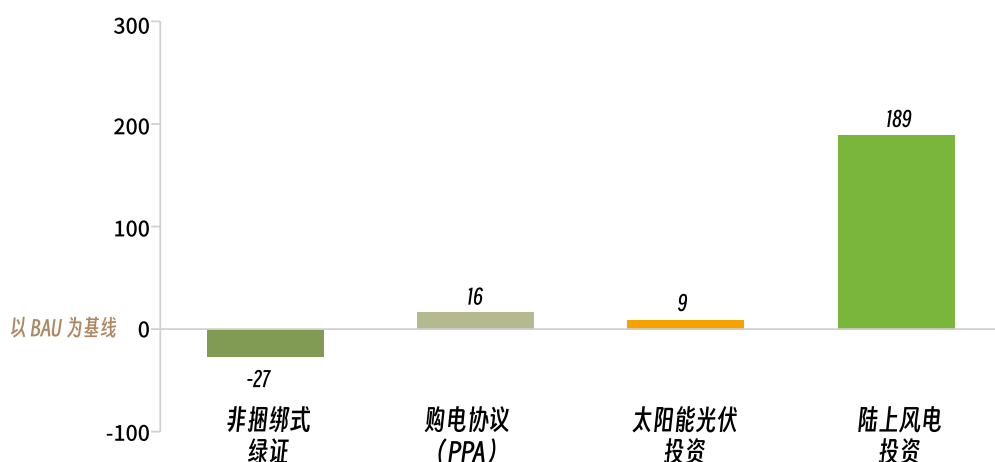


市场交易概况介绍

路线	定价机制	历史价格
绿色电力交易	双边协商价格 + 环境属性价格	● 2023 年上半年价格： 497.17 元人民币 / 兆瓦时
电网吸收	当地燃煤标杆电价	● 414.3 元人民币 / 兆瓦时
电量		比例
总上网电量	2023 年风能和集中式太阳能光伏发电为 18.4 TWh	100%
市场交易	根据公开信息，2023 年通过绿色电力交易 0.014 TWh	0.08%
电网保障消纳	18.386 TWh - 按并网发电计算 - 交易量	99.92%

陆上风电投资是最有吸引力的选择，由于其优良发电特性和高捕获价格，可节省将近 17% 的成本

相对于传统电网购电模式（BAU）在 25 年内的成本节约¹（百万元人民币）



注：¹成本按 5.1% 的假定加权平均资本成本率贴现
资料来源：AFRY 分析

要点解读

与电力用户只购买电力的传统电网购电模式情景相比，只有在购买非捆绑式绿证的情况下才会产生额外费用。

购电协议方案具有节约成本的潜力，尽管相对于其他方案和在总成本中所占份额（1.5%）而言，这种潜力很小。在短期内，可再生能源 PPA 不具有竞争力，因为灵活的服务需要额外的成本。随着市场自由化程度的提高和可再生能源渗透率的增长，与传统电网购电情景相比，可再生能源购电协议的成本节约潜力有望显现。

鉴于其优异的预期回报，投资于陆上风电预计将降低电力采购成本约 17%。这主要归因于风力发电的优良发电特性所带来的较高容量系数。此外，江西稳定的电力需求将支持风力发电维持较高的电价水平。这种双重效应使得陆上风电成为一种有吸引力的选择，同时大约需要 10 年时间实现投资回报。

太阳能光伏发电投资面临着一些挑战，如利用率较低和发电高峰期的价格蚕食。这些因素会在短期内对项目经济效益产生负面影响。不过，鉴于评估期通常为 25 年，太阳能光伏发电投资有足够的时间实现投资回报。超过这一点，投资就会从纯粹的支出转变为产生经济回报。

随着可再生能源在寄哪个系的进一步部署，预计未来将对价格造成一定冲击，但整体供需趋向平衡，支撑可再生能源捕获价格水平

高 中 低				
风险	说明	可能性	影响	分析和建议采取的缓释行动
市场价格风险	按固定煤炭基准价格计算的电网保证承购额到期后，项目可能面临未来批发市场价格下跌的风险。			江西拥有多元化的能源系统，尤其是太阳能光伏发电在各种可再生能源中占有突出地位。从近期来看，由于太阳能发电期间的价格蚕食效应，该项目有可能面临批发价格下跌的风险。从长期来看，由于需求增长前景乐观，可再生能源的增长前景更加平衡，且由商业驱动，因此风险相对较低。
市场设计风险	正在进行的电力市场改革仍然面临着诸如容量报酬、辅助服务等与目标相适应的市场设计问题。通往更成熟的竞争市场的道路仍有待探索。			作为非现货市场试点的一部分，江西是第一个完成结算试运行的省份。但此后，现货市场发展步伐放缓。具体的市场安排仍不明确，导致风险不确定。
承购方风险	在电网平价合同下，电网公司可能会试图将可再生能源从昂贵的电网平价合同中挤出，推向市场，或者试图将价格设定为与市场结果水平相对应的基准。			可再生能源发电极有可能被推向市场，寻找自己的承购商，不过在这种情况下，投资者将是能源用户本身，从而消除了风险。
弃电风险	市场实施缓慢、煤炭产能持续过剩、需求急剧下降或输配电基础设施不足，都可能导致可再生能源发电的弃风弃光现象加剧，从而减少收入。	取决于技术		近期，由于江西需求强劲，风电和太阳能光伏发电的弃电风险很小。从长期来看，由于装机的快速扩张，太阳能光伏发电的弃电率预计将上升，峰值将达到 7.8%，而陆上风电由于其发电曲线相对于需求曲线更为有利，预计峰值弃电率将较低，为 4.5%。
捕获价格蚕食	由于可再生能源的部署速度越来越快，在电力市场上获得的价格有可能随着时间的推移而被削弱。	取决于技术		由于资源丰富，江西将开发大量风电。然而，日益激烈的竞争将推动价格蚕食，导致风电捕获率稳步下降，到 2060 年降至 65%。相比之下，太阳能光伏发电的资源开发较早，预计到 2045 年将达到 55% 的捕获率。

资料来源：AFRY 分析

05

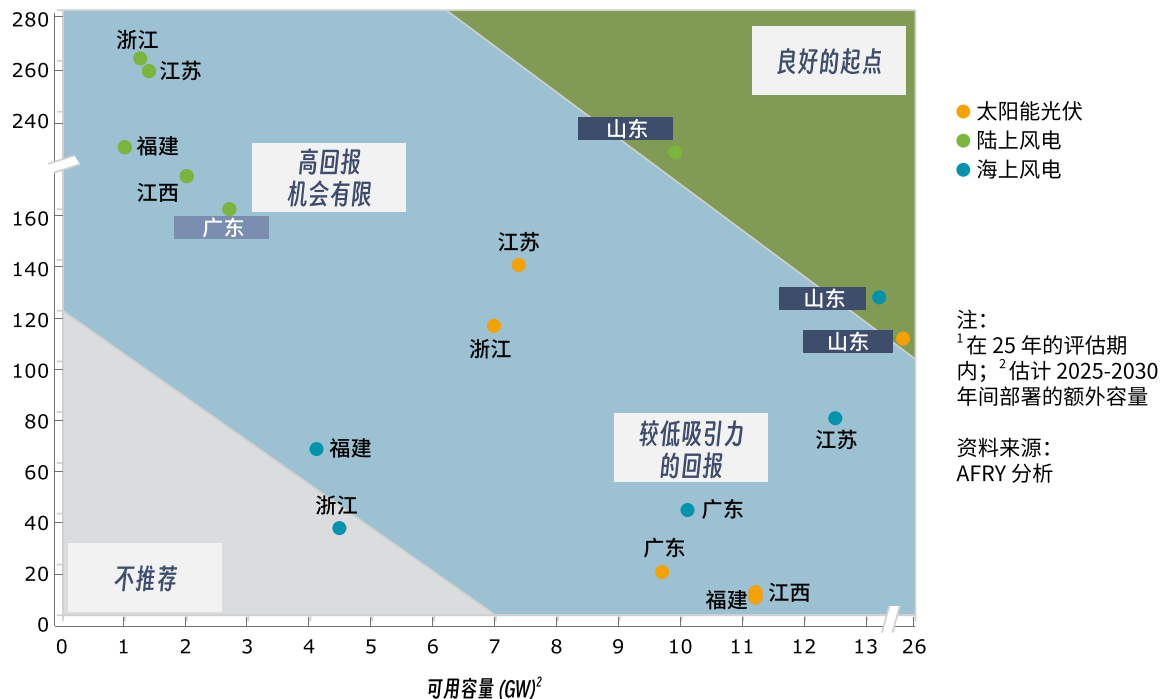
结论与建议



试点优先次序

潜在投资者可根据下列市场因素，在考虑自身偏好和能力的基础上做出决定

优先次序矩阵
成本节约 (百万元人民币)¹



要点解读

考虑到可安装容量和预计节省的成本，**山东的太阳能光伏和风电投资因其良好的回报和丰富的市场机会而最具吸引力。**

同时，**陆上风电投资**回报率高，相应地也具有最显著的成本节约潜力，因此**建议在所有其他省份择机进行陆上风电投资**。但鉴于“十五五”期间的开发资源有限，我们预计此类机会将十分有限。

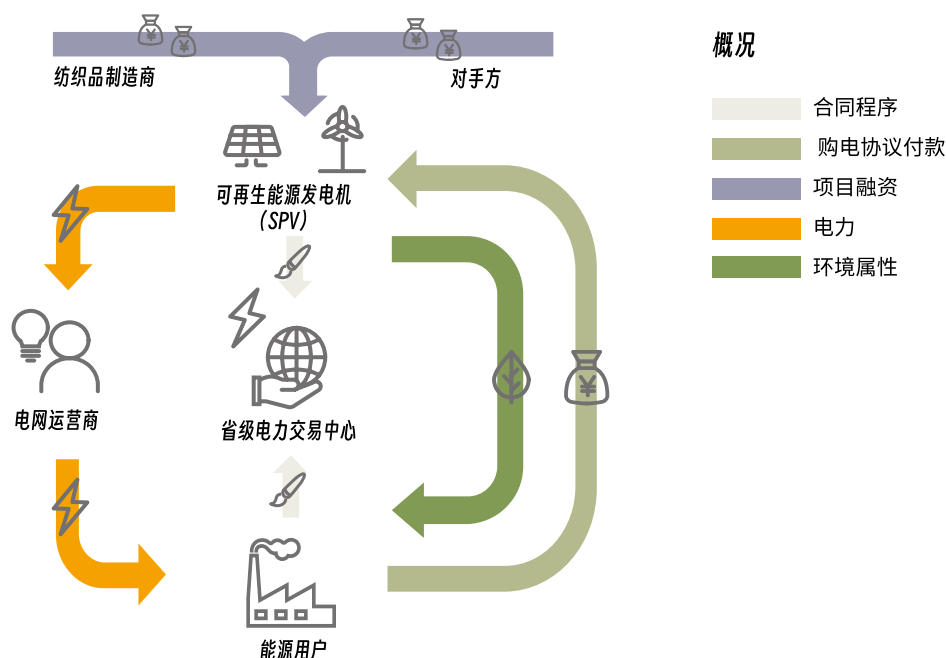
此外，**江苏和浙江的太阳能光伏发电投资也很有前景**，因为其具有诱人的成本节约潜力，而且市场发展前景较好。

建议将上述内容作为**开展试点的起点**，但具体的投资决策将取决于**对具体资产的更细化分析**以及与卖方的谈判。

其他方案可再生资源不理想（如广东、福建等地太阳能光伏发电）或投资成本高（多数省份的海上风电），经济性受到影响。如果具体项目收益高于市场平均水平，或其投资成本低于市场平均水平，则可以考虑这些机会。

由于太阳能光伏发电投资选择与非捆绑式绿证配对，建议投资者评估该选项是否符合相关合规标准，以了解合规风险。

纺织业企业可考虑与合资伙伴合作，以承担与项目开发相关的风险



解决方案摘要

- 一家（或几家）纺织品制造商与对手方成立合资企业，在目标省份投资可再生能源。成立一家特殊目的公司（SPV），负责资产的开发和运营。
- 制造商通过绿色电力市场中执行的购电协议从 SPV 采购电力，或者接收从该资产生成的独立绿色电力证书。如果是前者，SPV 负责向购电方提供附带电力属性的捆绑式电力。
- 若有剩余发电量，可能会与单独的能源属性证书一起出售给电网或市场。

优点

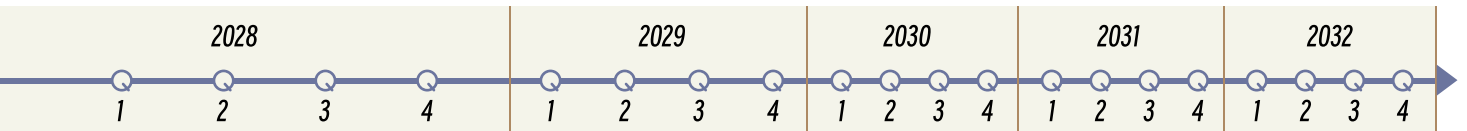
- 长期获取清洁能源，缓解未来能源价格的波动和供应的不确定性。
- 能源成本低，因为能源用户从投资中获利，实际上是以生产成本获得能源。
- 可信度最高。

缺点与补救措施

- 大量的固定投资作为前期成本。
- 随着越来越多的企业寻求在当地市场开发可再生能源项目，获得可用土地容量配额的竞争可能会更加激烈。纺织业企业要进入可再生能源的开发和运营领域，会有一个学习曲线，不过可以通过委托合资企业中的合格交易方来降低这一风险。

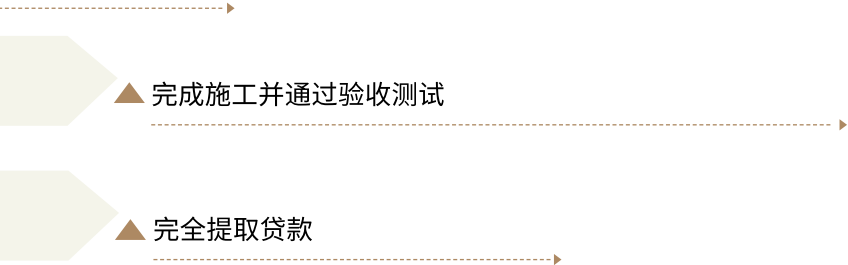
预计在该资产开始供应绿色电力之前需要 1 年多的项目开发时间和 ~1 年的建设时间



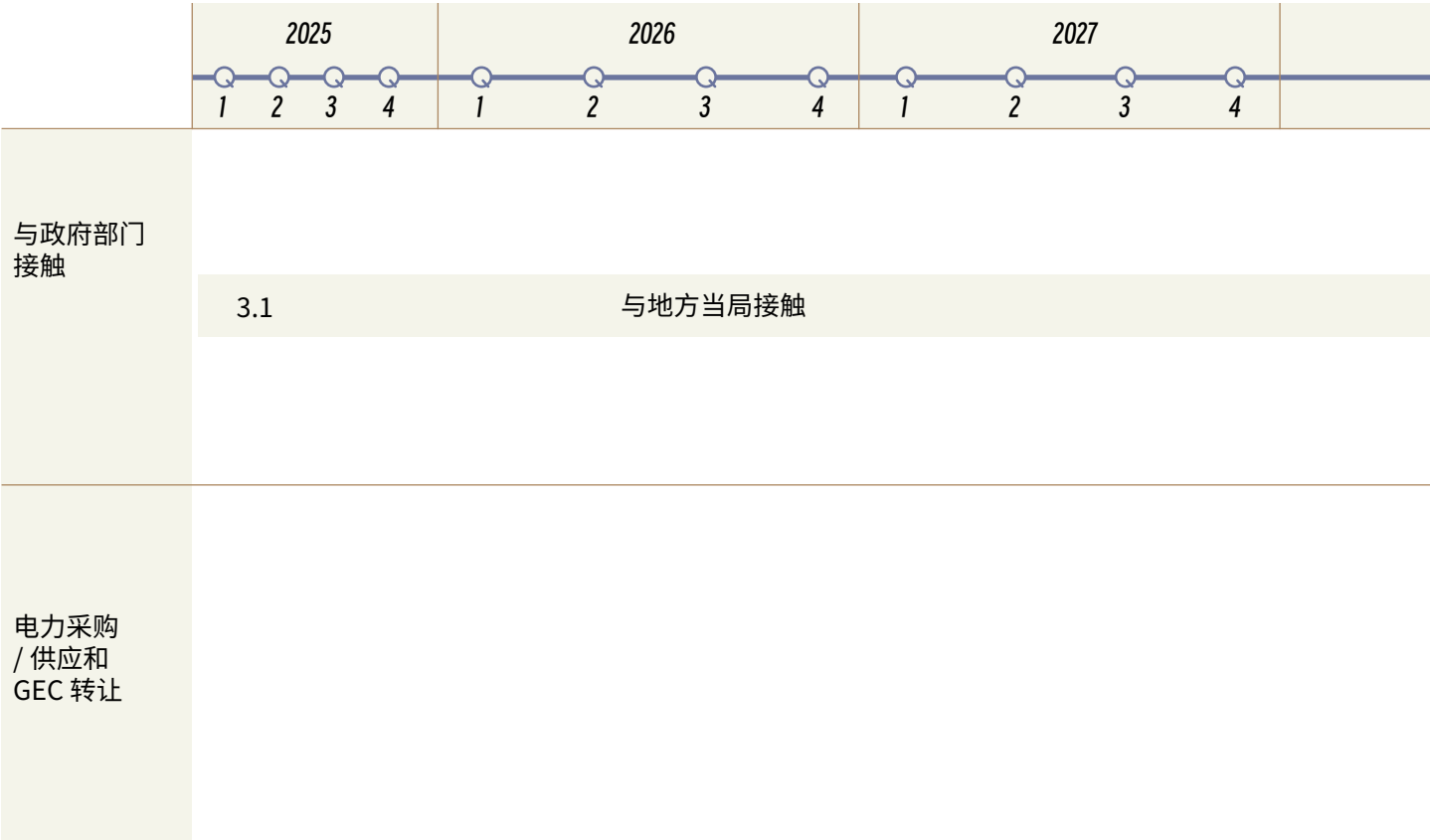


如果在施工开始前选定了合作伙伴 / 项目，则可认为项目具有额外性

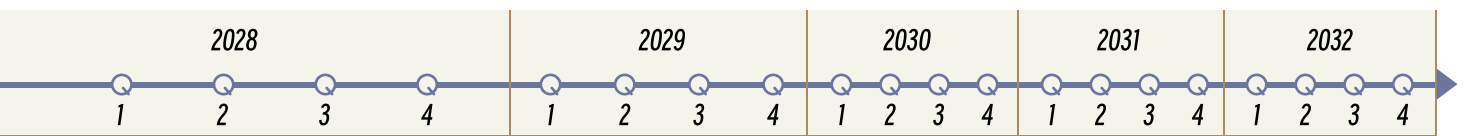
可行性研究、并网调查和环境影响评估可同时进行。
请注意，获得批准的可行性研究、环境影响评估和并网文件是申请施工许可证最重要的前提条件。



▼ 下一页继续



注：项目开发的确切时间表有一定程度的不确定性，上图只是典型时间表的示意图。
资料来源资料来源：专家访谈；AFRY 分析



3.2 电力交易
中心注册

▲ 完成施工并通过验收测试

合伙伴行动

能源用户行动

3.3 GEC 平台
注册

▲ 完全提取贷款

4.1

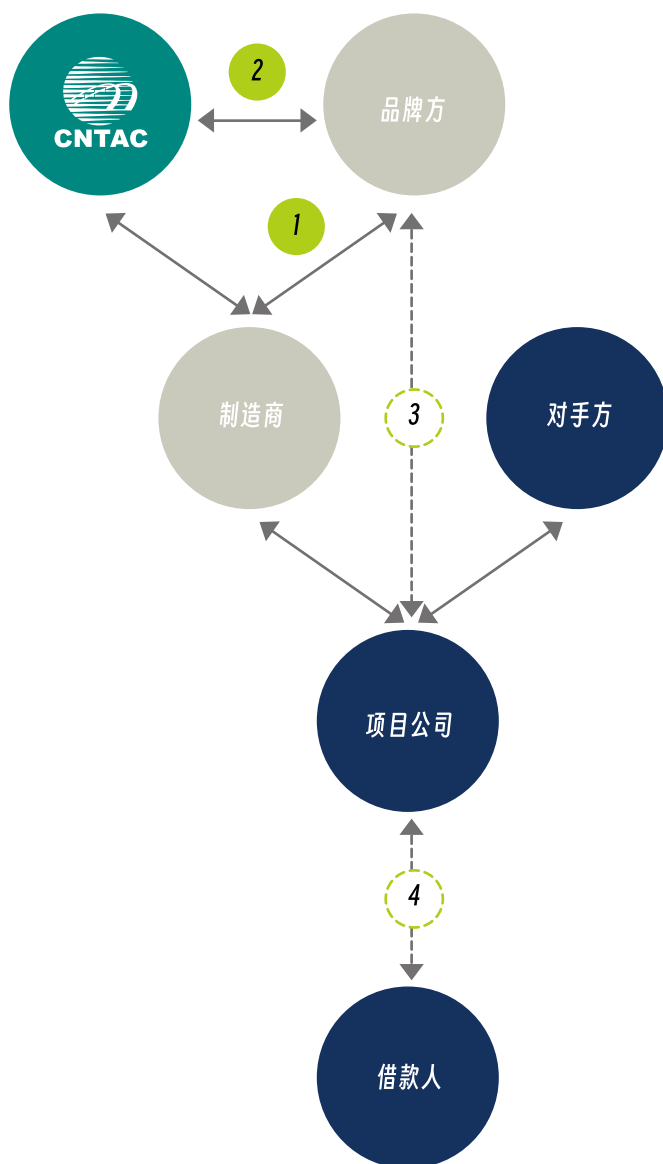
绿证转移

向能源用户提供绿色电力

以 PPA 价格从 SPV 购买绿色电力

品牌方可以发挥多种角色，促进直接投资案例试点项目的开展

主要各方的参与方式



各要点解读

1

品牌方应积极地促使供应商更多地使用可再生能源，具体措施包括：

- a) 设定可再生能源目标；
- b) 举办研讨会，为供应商开发商业案例；
- c) 收集能源消耗数据，跟踪进展情况。

2

品牌方应与中国纺织工业联合会合作，为优先省份的直接投资试点项目提供反馈意见及建议试点的具体供应商。

3

知名品牌可考虑参与联合投资。

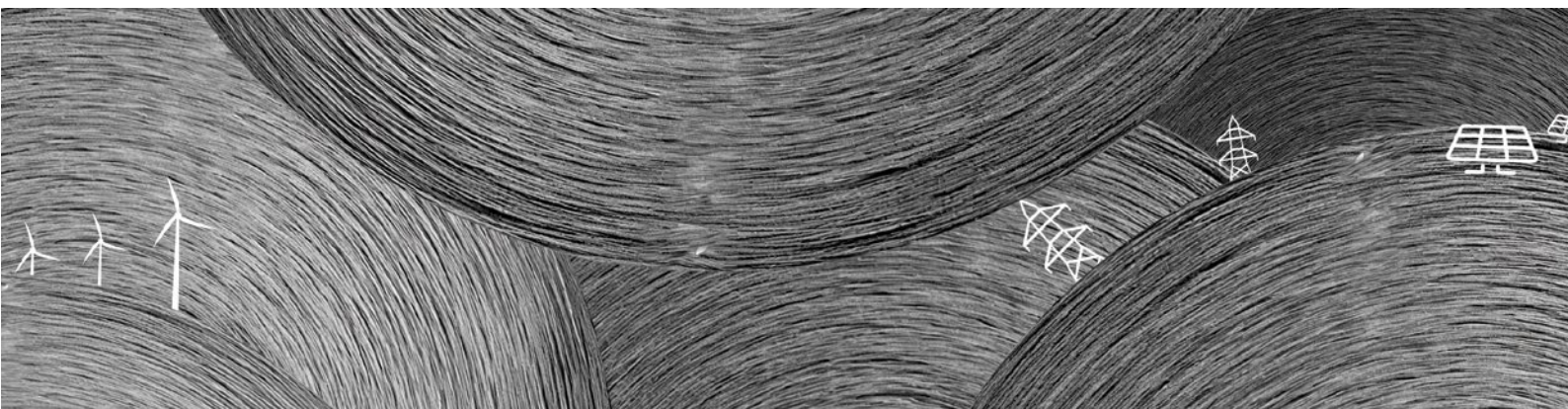
4

知名品牌可考虑与金融机构合作，为潜在项目公司提供绿色融资解决方案。

资料来源：AFRY 分析

附录一

研究方法 与关键假设



对各种可再生能源采购方法进行了建模及量化评估， 以便更合理的评估各个方案的经济性

关键假设

根据中国纺织工业联合会在目标省份 23 家公司中收集的调查结果，假设的示例电力用户的能耗概况如下：

电压等级： 电压等级为 10 kV 的轻工业工商业电力用户，采用单一制电价方案	年耗电量： 118,800 兆瓦时
并网发电时间： 2027 / 2028 年 1 月 1 日	支出 / 投资回报评估期限： 25 年

评估装机容量（兆瓦）

省份	浙江	江苏	福建	山东	广东	江西
集中式光伏	108	100	112	96	120	118
陆上风电	55	55	43	60	61	57
海上风电	42	40	30	35	35	N.A.

注：¹2018 年至 2022 年的历史利用小时数用于估算再生技术的预测发电量
资料来源：中国纺织工业联合会、AFRY 分析



主要假设

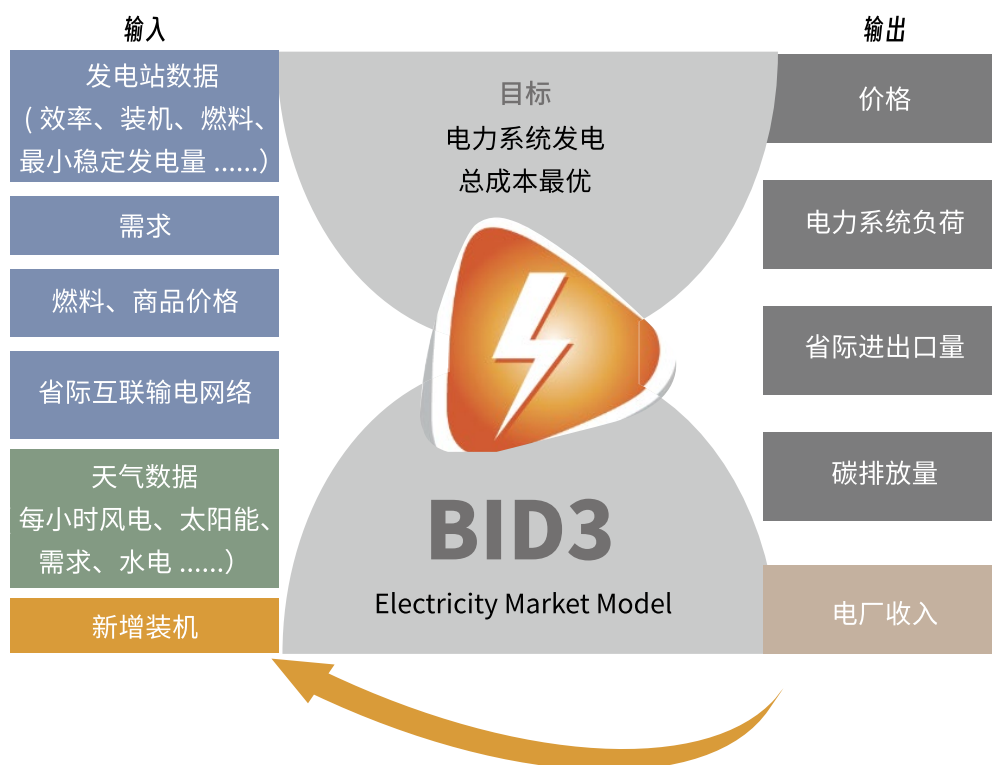
主题		假设	资料来源
市场	对标案例 - 电价	批发电价预测	AFRY (见下文建模方法)
	PPA 案例 - 电价	2030 年前： 批发电价预测，根据现行绿色电力溢价水平进行调整。 2030 年后： 可再生能源捕获价格预测	AFRY, 省电力交易中心
	投资案例 - 电价	2030 年前： 并网电价和批发价格预测的组合，取决于现行市场安排。 2030 年后： 可再生能源捕获价格预测。报告成文时国家尚未发布“136 号文”政策，故各省可再生能源方案的经济测算基于现行市场规则和政策。	AFRY, 国家发改委
	绿证价格	根据 2024 年第 1 季度的平均交易价格：14 元 / 兆瓦时	北京电力交易中心
	CCER 价格	基于预测的碳价	AFRY (见下文建模方法)
技术	容量衰退速率	每年 0.4%	AFRY 采访资深项目开发人员
	根据报告起草时的规定	可再生能源装机容量的 10%	国家能源局
	利用小时数	2018 - 2022 年省级水平平均值	国家能源局
	资本支出（包括设备、安装、土地、 运输费用 、并网费用等）	太阳能：2.97 元 /W 陆上风电：5.86 元 /W 海上风电：14.43 元 /W	中国光伏行业协会； 国际可再生能源机构； AFRY 研究
	运营支出（包括运营和维护、保险、电池储能系统容量租赁费等）	太阳能运行与维护：0.035 元 /W 陆上风电运行与维护：0.045 元 /W 海上风电运行与维护：0.131 元 /W 电池储能系统容量租金：165 元 /kWh	中国光伏行业协会、 大唐集团、 阳明能源、 中国储能网

主题	假设		资料来源
税收	企业所得税	25%	国务院
	增值税	13%	国务院
税后加权平均资本成本	5.1%		AFRY



通过中国电力市场的经济调度模型 (BID3) 来模拟在完全自由化市场中进行充分竞争的电力批发市场

BID3 概述



要点解读

批发电价预测是通过中国电力市场仿真模型 BID3 的预测结果，是一系列关键价格驱动因素复杂互动的最终结果。

BID3 是一个经济调度模型，可模拟系统中所有发电站的每小时发电情况，并将燃料价格和运行限制（如启动发电厂的成本）考虑在内。

BID3 对包括水电等可再生能源发电进行建模，并对于风能、太阳能等间歇性发电源，则利用卫星抓取的历史风速和太阳辐射数据进行建模。

分析会考虑五个代表性的历史年份（2014-2018 年）的天气情况。能够深入洞察发电和储能技术的风险和机遇，从而了解天气模式对电力市场的复杂影响。

BID3 对不同中国发展情景的模拟，体现了经济增长与脱碳目标的不确定性

		经济增长率 ¹	技术成本	脱碳目标	交通建设
高值情景	强劲的经济增长，推动大宗商品价格和技术成本的上升。 更积极地推广低碳发电的新兴技术，并且更加主动地促成 2060 年净零排放目标的达成。	强劲每年 2.9%	处于当前预测的高值区间 下降速度较慢	脱碳积极性高 (2060 净零)	电动车高渗透率，提前实现电气化
中值情景	中国经济稳定增长，新型发电技术稳步提升。 政府激励措施（如五年规划和长期发展计划）促进可再生能源和低碳技术的发展。2060 年净零目标能够实现，符合中国的脱碳目标。 该中值情景通常为核心预测。	适中每年 1.9%	处于当前预测的中值 下降速度适中	脱碳积极性符合当前预期 (2060 净零)	电气化发展程度适中，部署速度适度
低值情景	经济增长疲软，投资流向低风险技术，从而导致中国发电结构变化有限，低碳发电增长缓慢。 脱碳积极性不高，导致 2060 年净零排放目标滞后达成。	疲弱每年 1.0%	处于当前预测的低值区间 下降速度更快	脱碳积极性较低（排放峰值减少 90%，未达成 2060 净零）	渗透率较低，部署缓慢，电气化延迟

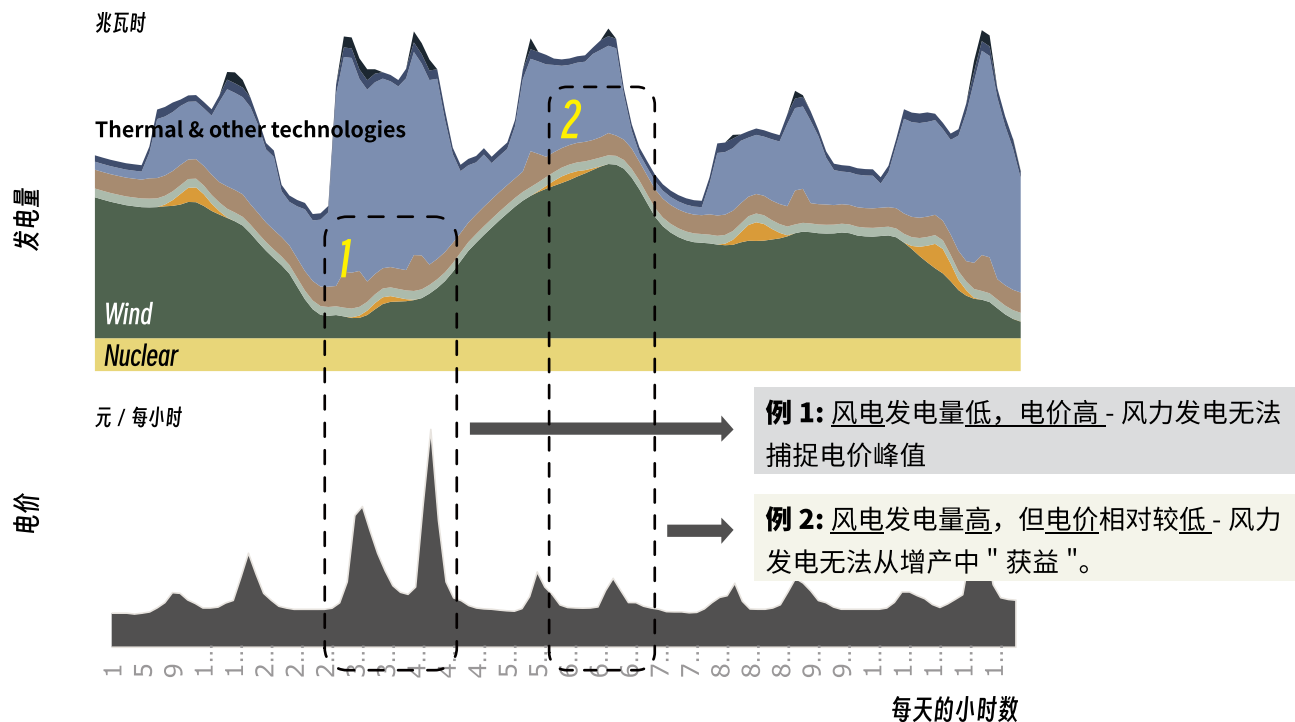
注：¹CAGR 指 2026 年至 2060 年间的复合年均增长率
资料来源：BID3 2024 情景假设



可再生能源捕获价格由可再生能源发电量与批发电价之间的关系决定 -- 以小时为单位

每小时发电量和批发电价

示意图



什么是可再生能源捕获价格?

可再生能源捕获电价指的是间歇性可再生能源发电机组所获取的平均批发电价, 他考虑发电机组受其特定的发电时段的价格影响。

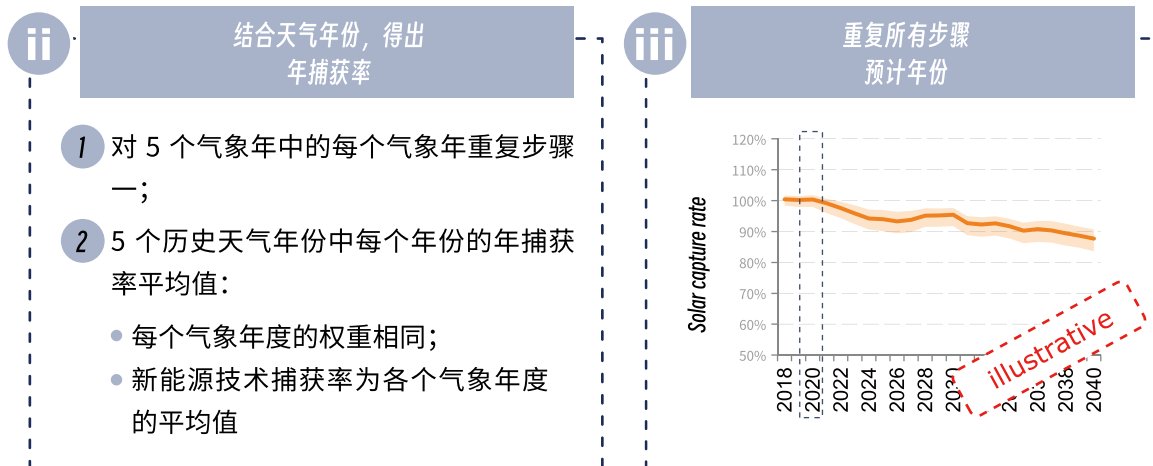
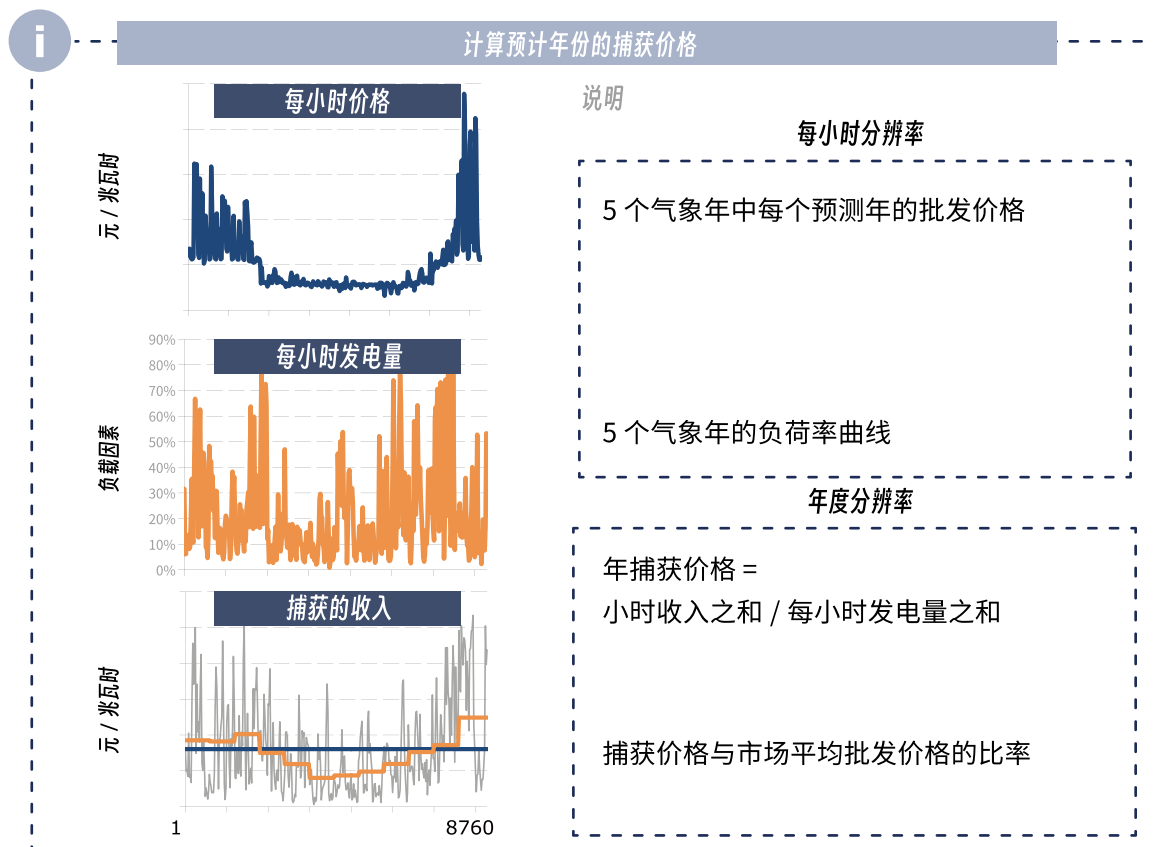
可再生能源捕获价格为何重要?

不可控的可再生能源技术在一天中间歇性发电, 其输出通常随季节变化。 根据发电曲线与市场基础电价之间的关系, 可再生能源发电机组可以获得高于、等于或低于市场批发价格的收入。

什么是捕获率?

捕获率定义为捕获电价与市场批发电价的比值。

使用 5 个不同天气年份的可再生能源发电量与批发价格之间的相关性来计算捕获价格



注：基于冬季高峰需求地区的说明性数据。



利用基于研究和专家意见的输入更新 BID3 模型， 从而推动中国电价预测



燃料价格和碳价

省级市场对应的**燃料和商品价格**，包括：

- 煤炭价格
- 其他燃料价格（天然气、石油、等）
- 碳价（国家碳排放交易体系）



技术成本

发电厂投资数据包括：

- 资本支出和运营支出
- 项目建设期 / 项目运行期 / 投资回报率



电力需求

中国**电力需求**的**预测**分为两类：

- 基本需求（第一产业、第二产业、第三产业和居民用电）
 - 产业国内生产总值
 - 产业能源强度
 - 人口增长
- 电动汽车需求



发电装机容量

发电厂数据（效率、装机量、燃料类型、最低稳定发电量等），包括：

- 中国现有的现役发电厂
- 在建发电厂
- 处于规划阶段的发电厂
- 预计新建项目和从经济因素决定的退役项目¹

多种**历史天气模式**决定了全年每小时的可再生能源发电量和电力需求曲线。

省际互联输电网络（容量、损耗、类型、升压能力等），涵盖所有现有，在建或规划中的互联线路。

注：¹ 这既是对模型的输入，也是输出，并在构建内部一致的情景时不断迭代

电力需求模型同时考虑了第一，二，三产业的用电需求，并叠加了电动汽车的需求特征

建模方法

- 在中国模型中，每年的电力需求主要有两部分，包括剩余的 " 经济敏感型 " 需求（如第一、第二、第三产业和居民用电需求），以及来自电动汽车（EV）模型的电动汽车。
- 在省级分析，使用经济学需求模型对电力需求进行建模，该模型考虑了中国各省 GDP 的行业演变，以及基于历史表现和国际基准的未来改进预期的电力消费效率演变。
- 通过一系列考虑了历史天气模式和需求灵活性（就电动汽车而言）的需求曲线，年度需求被分解为小时值。
- 除此以外，还根据汽车保有量的增长和现有车辆的更换情况，对电动汽车在全国的推广情况进行了模拟。电动汽车预测还考虑了各省的平均行驶距离，从而得出电动汽车未来的电力需求。

主要驱动因素的数据来源

关键驱动因素	数据来源
国内生产总值	经合组织的国内生产总值预测
能耗强度	历史数据：对各省 GDP 和国家统计局需求的分析 预测：中国石油天然气集团公司预测的单位 GDP 能耗强度
电动汽车增长	联合国人口增长率；国际能源署电动汽车增长预测； 各省客运车辆历史统计数据
人口	联合国人口增长率
每小时需求量	根据温度回归和样本数据构建



考虑了中国所有发电技术的现有发电能力以及政策和经济建设带来的新增发电能力

类别	机组类型	主要技术参数	资料来源
热电厂	● 煤：超超临界、超临界、亚临界和褐煤 ● 燃气：闭式循环燃气轮机，开式循环燃气轮机和小型联合热电 ● 油：蒸汽油 ● 核能 ● 生物能源：生物质、沼气和垃圾 ● 氢能：氢能闭式循环燃气轮机，氢能开式循环燃气轮机 ● 碳捕集与封存（CCS）：采用 CCS 的煤和采用 CCS 的生物质 ● 电解	● 电站技术类型 ● 热效率 ● 额定容量 ● 燃料类型、排放系数 ● 最低稳定发电量 ● 热电联产（热负荷） ● 二氧化碳捕获率	国家发改委、GlobalData、各种公开资料来源、中电联、《中国电力年鉴》、国家能源局、国家统计局与《全球能源监测》交叉核对
可再生能源	● 太阳能：集中式、分布式光伏和光热 ● 风能：陆上和海上风能	● 电站技术类型 ● 效率 ● 额定容量 ● 发电曲线	国家发改委、GlobalData、各种公开资料来源、中电联、《中国电力年鉴》、国家能源局、国家统计局、MERRA2（每小时）
水力	● 水库发电 ● 径流式水电站	● 额定容量 ● 受管制 / 不受管制的 ● 流入情况 ● 存储水平	国家发改委、GlobalData、各种公开资料来源、中电联、《中国电力年鉴》、国家能源局、国家统计局
储能	● 电池：2/4/6 小时续航时间 ● 抽水蓄能	● 额定容量 ● 往返效率 ● 套利期限 ● 最低发电量或抽水量	国家发改委、GlobalData、各种公开资料来源、中国储能联盟
互联	● 省际和跨境输电线路 ● 直流和交流线路 ● 超高压和高电压等级	● 额定容量 ● 线路损耗 ● 启动	国家电网有限公司、GlobalData、各种公开资料来源

为了实现中国设定的脱碳雄心，各个领域需要部署不同的脱碳技术

领域	电力	建筑	工业	交通
脱碳要点	- 关停老旧火电厂 - 增加可再生能源、核能和电池储能的使用 - 发展氢能发电(可能) - 在低值情景下仍有少量残余的热电联产	- 淘汰传统取暖燃料，如燃油 - 更广泛使用天然气和电力用于终端能源 - 有些地方采用区域供热和氢能供热(规模有限)	- 淘汰用于工业加热的煤炭 - 增加天然气和电力的使用，并逐步过渡到氢气使用 2040年后对煤炭和天然气实施碳捕集技术	- 客运交通电气化 - 道路货运主要使用氢能源 - 航空和其余运输业仍使用石油，但会增加部分生物燃料的使用
剩余排放	没有剩余排放——如果实施碳捕集与生物质结合，可能实现少量的负排放	因使用天然气有部分剩余排放	有部分石油和天然气的剩余排放，特别是在石化行业	石油产品的使用仍造成剩余排放

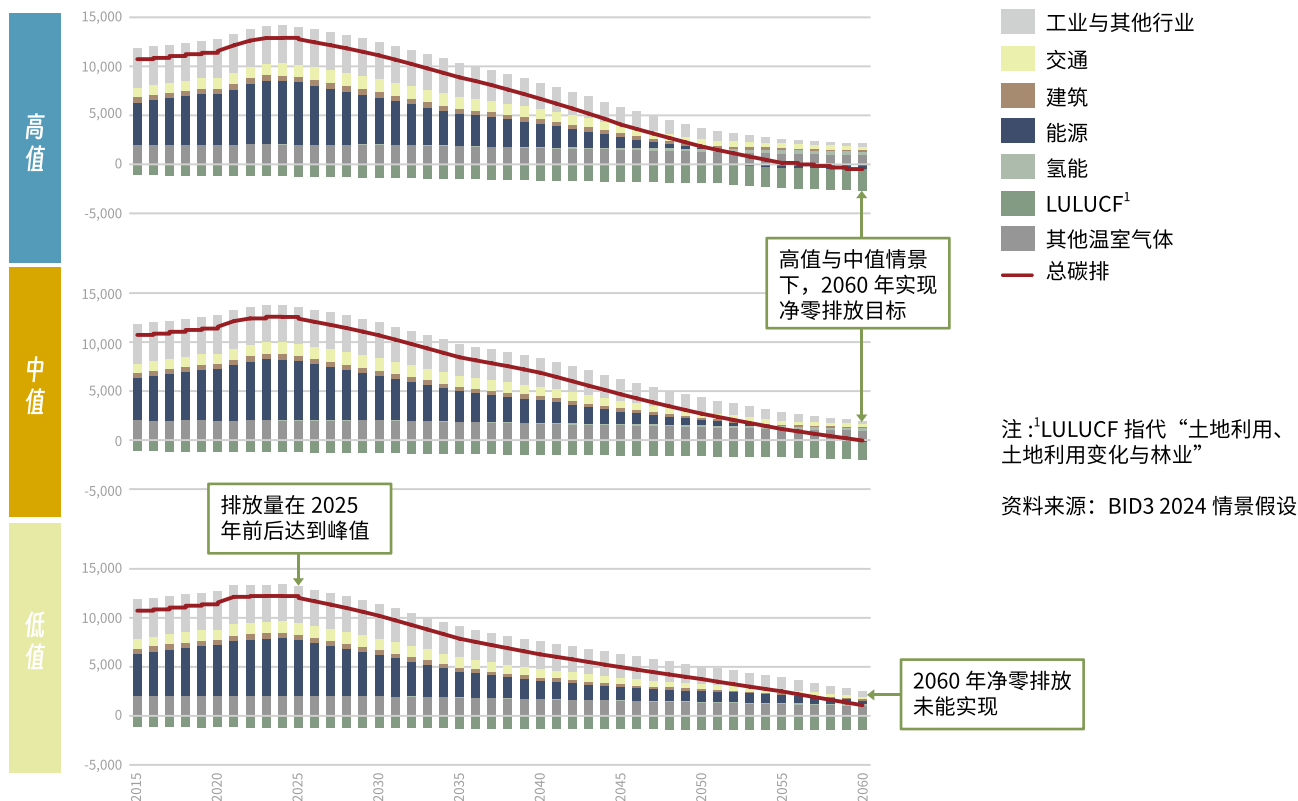


剩余排放将通过土地利用、土地利用变化及森林管理等方式进行抵消



模拟的脱碳路径是基于中国的既定目标以及情景建模框架下确定的

脱碳情景（单位：百万吨 CO₂/年）



情景描述

2020-2029 年期间，由于可再生能源的快速部署抵消了需求增长，碳排放量相对持平。

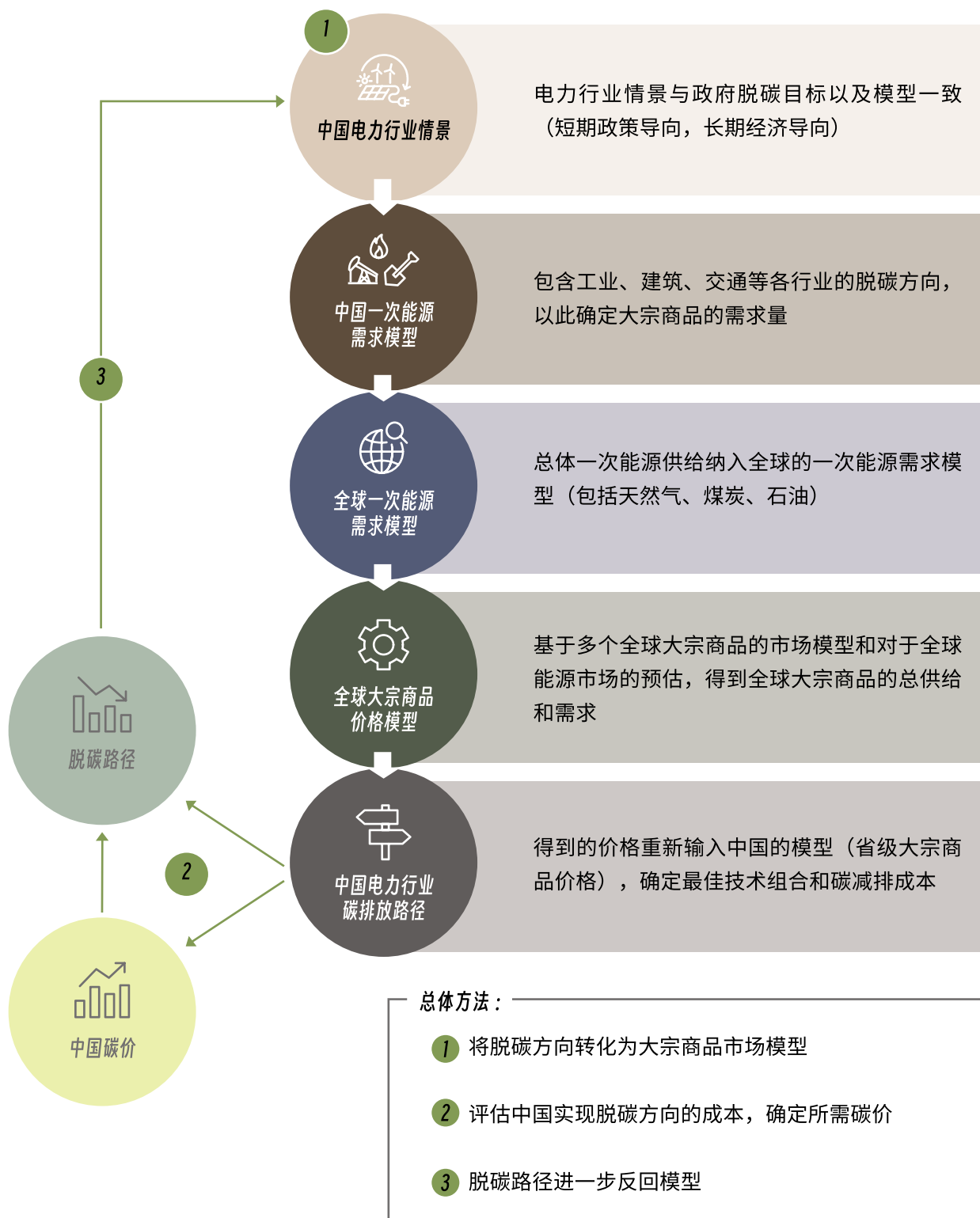
所有情景下，因为各行业的脱碳措施开始发挥作用，排放量在 2020 年代中期（2025 年左右）达到峰值。

在高值情景下，由于可再生能源快速增长，电力行业的碳排放在初期迅速下降。强力的脱碳积极性，使得 2060 年净零排放的目标达成。同时，由于强劲的经济增长，对比中值情景，脱碳需依赖更多的 LULUCF1 举措。

在中值情景下，虽然脱碳路径与高值情景整体相似，但其推进速度略微放缓，这一差异在电力行业表现较为突出。

在低值情景下，由于脱碳积极性不高，中国未能实现 2060 年净零排放的目标。

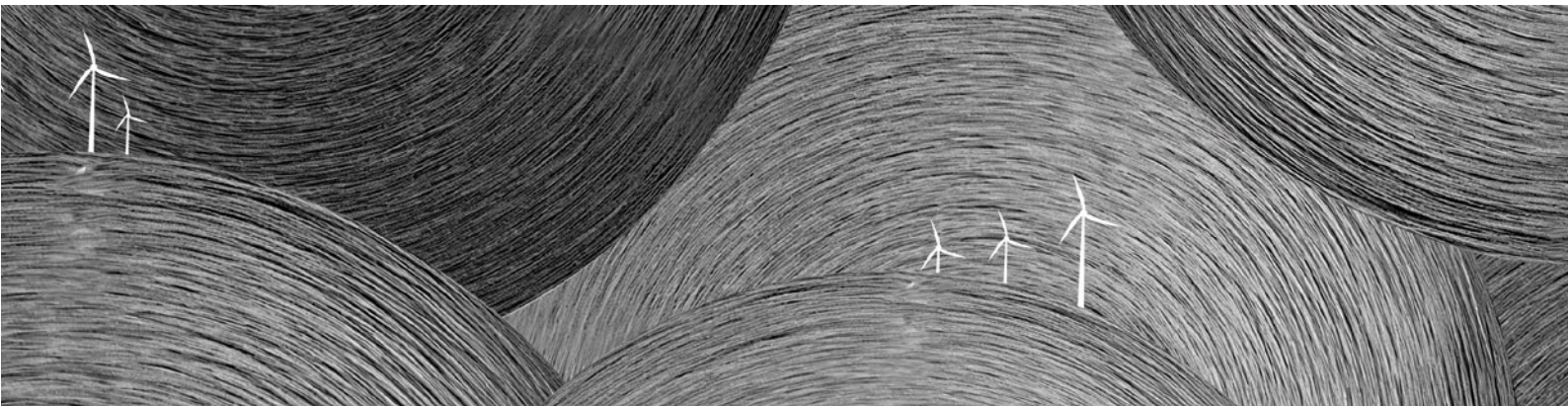
碳价模型的最终结果基于边际减排的成本推算， 以此确保实现目标脱碳路径



注：¹ 在中国，假设电力行业是边际减排单元，因为政府会对难减排行业提供支持，从而降低其在碳市场上的影响。

附录二

被调研企业
2024 年预计用电情况



根据受访企业对 2024 年用电量的估计，建议将 50 兆瓦集中式可再生能源项目作为考虑直接投资的门槛

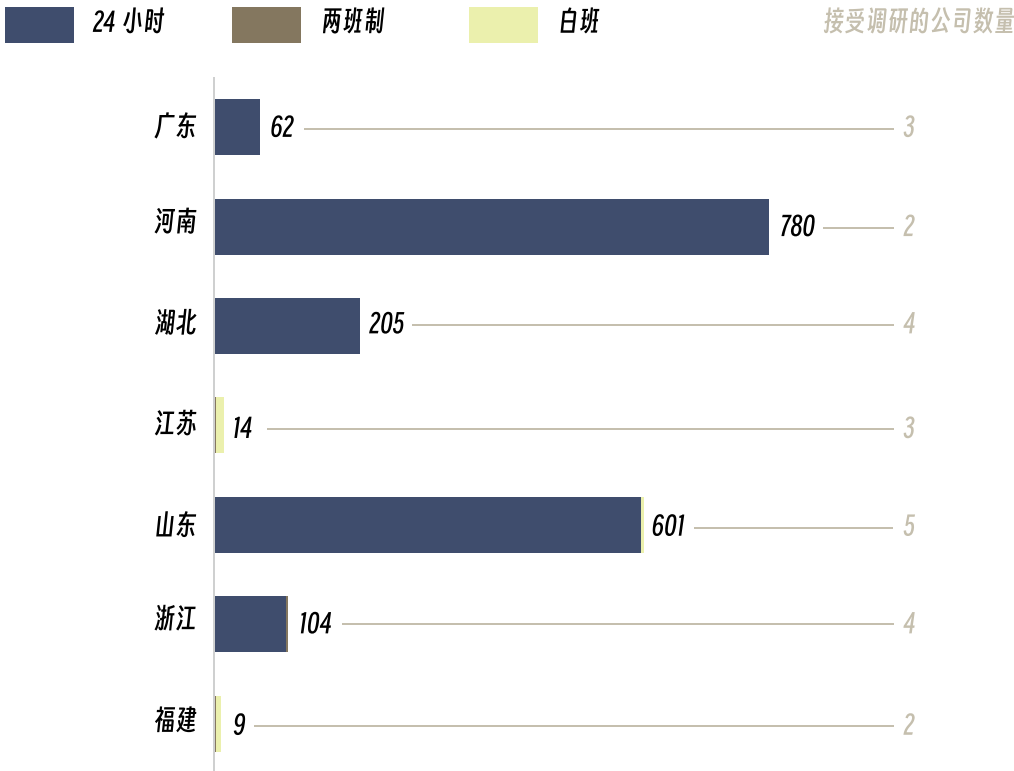
省份 / 公司	2024 年预计耗电量 (KWH)	等效太阳能发电规模 (MW)	等效风力发电规模 (MW)
福建 -2	3,255,200	3	1
福建 -1	6,050,000	6	2
广东 -3	120,000	0	0
广东 -1	23,568,307	24	12
广东 -2	37,867,173	38	19
河南 -2	120,000,000	115	67
河南 -1	660,007,000	634	369
湖北 -3	35,500	0	0
湖北 -2	30,000,000	27	15
湖北 -4	52,500,000	48	25
湖北 -1	122,000,990	111	59
江苏 -1	3,300,000	3	2
江苏 -2	4,590,000	4	2
江苏 -3	6,000,000	5	3
山东 -1	350,000	0	0
山东 -5	3,800,000	3	2
山东 -2	87,000,000	70	44
山东 -3	210,000,000	169	106
山东 -4	300,000,000	242	151
浙江 -2	2,800,000	3	1
浙江 -1	11,000,000	10	5
浙江 -3	20,000,000	18	9
浙江 -4	70,000,000	64	32

注：来自江西的样本被视为异常，不在分析之列
资料来源：中纺联、AFRY 分析



调研范围内的大部分纺织制造业企业采用 24 小时生产方式，电力负荷曲线平坦

被调研企业的典型生产方式 (GWH)



资料来源：中纺联、AFRY 分析

要点解读

在接受调研的 24 家公司中，多达 16 家公司（占 2024 年计划总用电量的 99%）采用 24 小时生产方式。

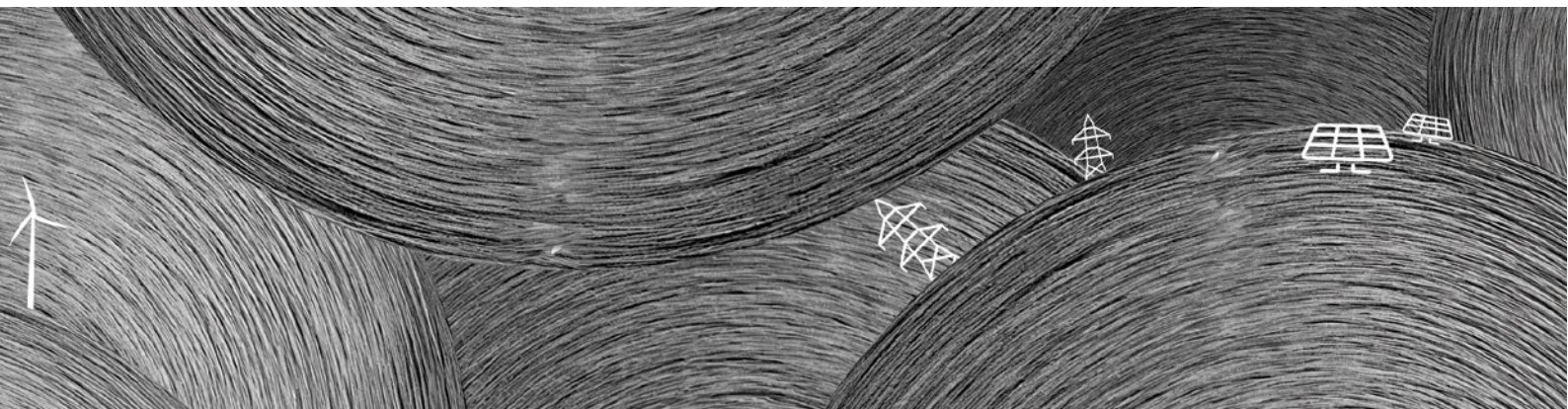
在 24 小时生产的公司中，大多数公司报告说，由于生产设备全天不断运转，每小时的用电量通常保持稳定。在当前的电力系统中，分时电价在电力需求量大的时期会对生产企业的整体用电成本造成影响，但调研中没有任何一家公司报告说，它们根据分时电价调整生产时间。

在这些公司中，只有两家公司的历史平均产能利用率低于 80%（基于 2021-2023 年的数据）。

共有 10 家公司表示他们有可再生能源采购目标，其中 3 家分别位于江苏、山东和浙江，目标是到 2030 年 100% 使用可再生能源电力。

附录三

可再生能源投资 收益测算





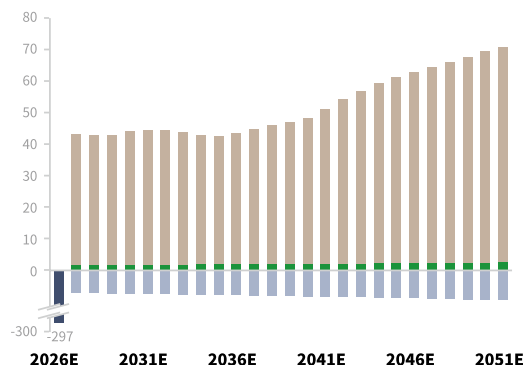
陆上风电在各种投资方案中脱颖而出，有望实现 11% 的内部收益率，相当于 2.18 亿人民币的净收益

以中值情景计算得出，仅供参考

各个投资方案对应的自由现金流（百万元）

■ 资本性支出 ■ 运营支出 ■ 电力收益 ■ 绿证收益

100 MW 太阳能光伏

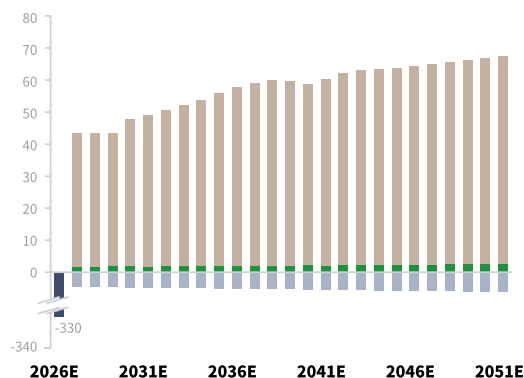


内部收益率：7.5 - 13.8%

净现值¹：0.67 - 3.52 亿人民币

投资回收期²：9.0 - 12.6 年

55 MW 陆上风电

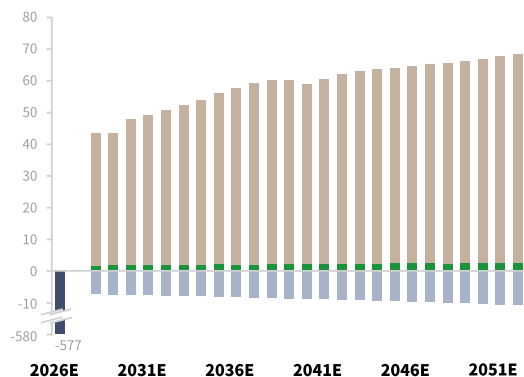


内部收益率：8.8 - 13.6%

净现值：1.26 - 3.68 亿人民币

投资回收期²：8.9 - 11.4 年

40 MW 海上风电



内部收益率：3.8 - 8.3%

净现值：(0.64) - 2.04 亿人民币

投资回收期²：12.6 - 17.3 年

注：

¹ 现金流按假定的 5.1% 的加权平均资本成本率折现。

² 使用名义现金流计算。

³ 内部收益率、净现值、投资回收期测算范围基于 AFRY 敏感性分析结果，敏感性分析假设基于高值与低值情景的电价水平。

资料来源：AFRY 分析

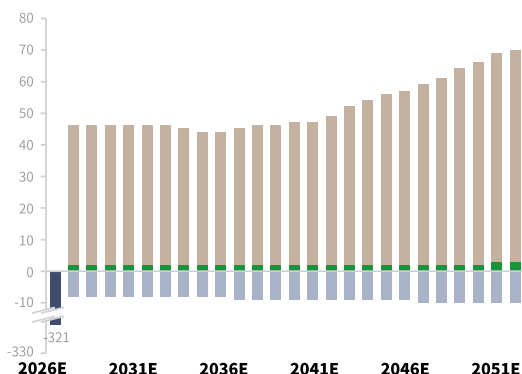
浙江省的陆上风电直接投资方案脱颖而出，有望实现 11.6% 的内部收益率，相当于 2.28 亿人民币的净收益

以中值情景计算得出，仅供参考

各个投资方案对应的自由现金流（百万元）

■ 资本性支出 ■ 运营支出 ■ 电力收益 ■ 绿证收益

108 MW 太阳能光伏

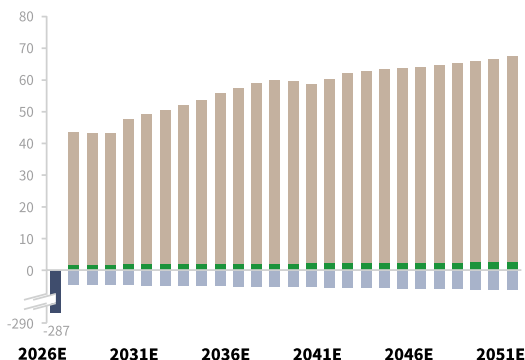


内部收益率：6.4 – 12.5%

净现值¹：0.37 – 2.93 亿人民币

投资回收期²：9.3 – 13.3 年

55 MW 陆上风电

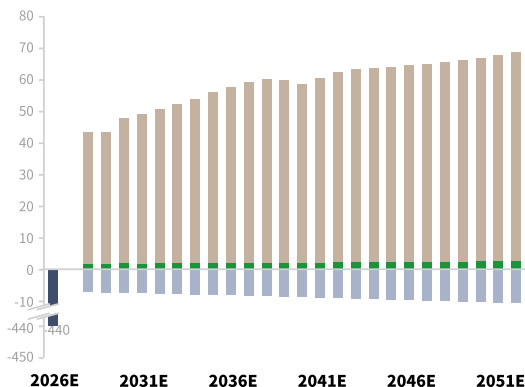


内部收益率：9.0 – 14.5%

净现值：1.22 – 3.94 亿人民币

投资回收期²：8.4 – 11.0 年

42 MW 海上风电



内部收益率：2.7 – 7.8%

净现值：(1.21) – 1.83 亿人民币

投资回收期²：13.1 – 19.0 年

注：

¹ 现金流按假定的 5.1% 的加权平均资本成本率折现。

² 使用名义现金流计算。

³ 内部收益率、净现值、投资回收期测算范围基于 AFRY 敏感性分析结果，敏感性分析假设基于高值与低值情景的电价水平。

资料来源：AFRY 分析



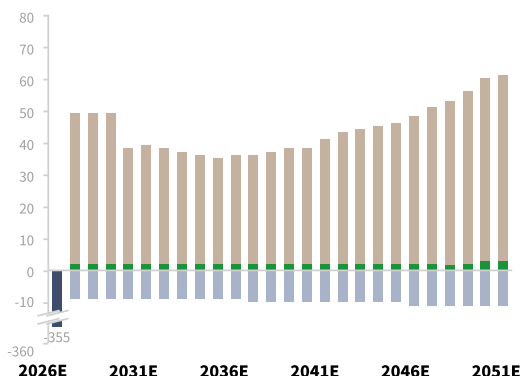
陆上风电投资从众多方案中脱颖而出，有望实现约 8.7% 的内部收益率，相当于 1.34 亿人民币的净收益

以中值情景计算得出，仅供参考

各个投资方案对应的自由现金流（百万元）

■ 资本性支出 ■ 运营支出 ■ 电力收益 ■ 绿证收益

120 MW 太阳能光伏

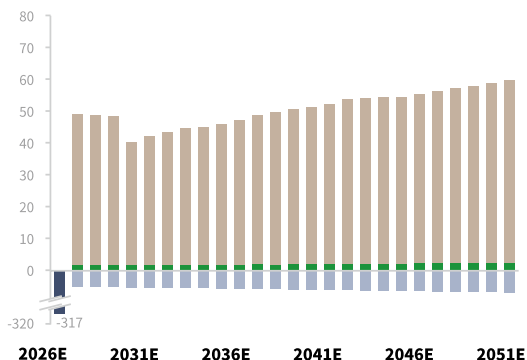


内部收益率：4.2 – 9.3%

净现值¹：(0.26) – 1.63 亿人民币

投资回收期²：11.4 – 16.0 年

61 MW 陆上风电

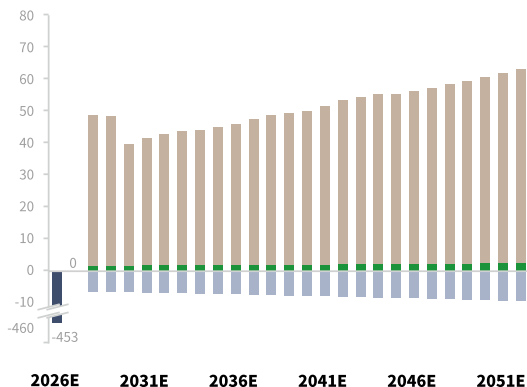


内部收益率：6.5 – 10.7%

净现值：0.47 – 2.28 亿人民币

投资回收期²：10.3 – 13.2 年

35 MW 海上风电



内部收益率：3.1 – 7.5%

净现值：(0.86) – 1.30 亿人民币

投资回收期²：13.5 – 18.6 年

注：

¹ 现金流按假定的 5.1% 的加权平均资本成本率折现。

² 使用名义现金流计算。

³ 内部收益率、净现值、投资回收期测算范围基于 AFRY 敏感性分析结果，敏感性分析假设基于高值与低值情景的电价水平。

资料来源：AFRY 分析

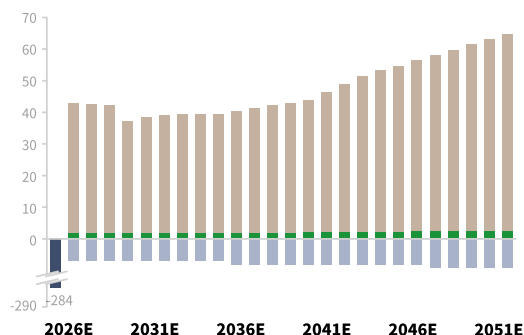
陆上风电在各种投资方案中脱颖而出，有望实现 9.8% 的内部收益率，相当于 1.86 亿元人民币的净收益

以中值情景计算得出，仅供参考

各个投资方案对应的自由现金流（百万元）

■ 资本性支出 ■ 运营支出 ■ 电力收益 ■ 绿证收益

96 MW 太阳能光伏发电

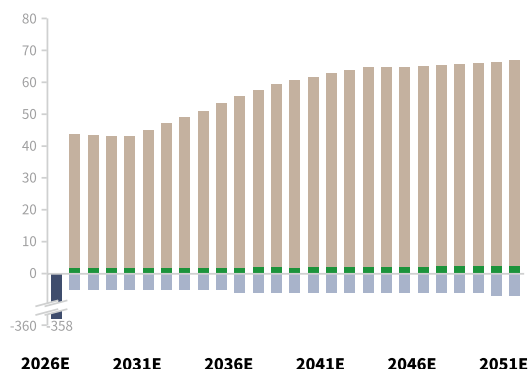


内部收益率：7.0 – 12.3%

净现值¹：0.50 – 2.48 亿人民币

投资回收期²：9.5 – 13.3 年

60 MW 陆上风力发电

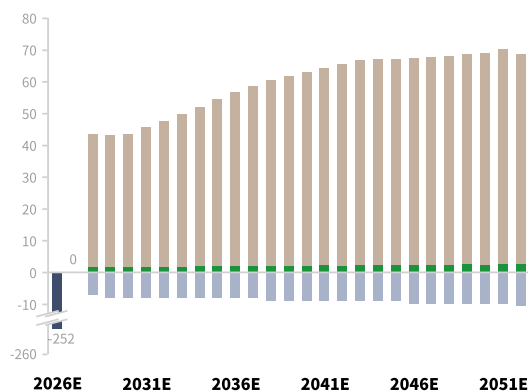


内部收益率：7.4 – 12.1%

净现值：0.83 – 3.14 亿人民币

投资回收期²：9.7 – 12.8 年

35 MW 海上风力发电



内部收益率：4.5 – 9.1%

净现值：(0.30) – 2.30 亿人民币

投资回收期²：12.1 – 16.7 年

注：

¹ 现金流按假定的 5.1% 的加权平均资本成本率折现。

² 使用名义现金流计算。

³ 内部收益率、净现值、投资回收期测算范围基于 AFRY 敏感性分析结果，敏感性分析假设基于高值与低值情景的电价水平。

资料来源：AFRY 分析



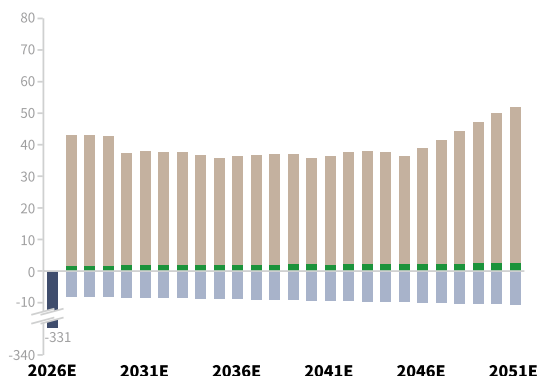
陆上风电在各种投资方案中脱颖而出，有望实现 12.6% 的内部收益率，相当于 2.18 亿元人民币的净收益

以中值情景计算得出，仅供参考

各个投资方案对应的自由现金流（百万元）

■ 资本性支出 ■ 运营支出 ■ 电力收益 ■ 绿证收益

112 MW 太阳能光伏发电

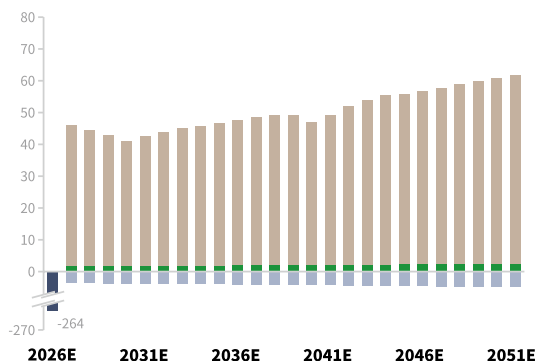


内部收益率：4.6 – 8.9%

净现值¹：(0.12) – 1.34 亿人民币

投资回收期²：11.5 – 14.8 年

44 MW 陆上风力发电

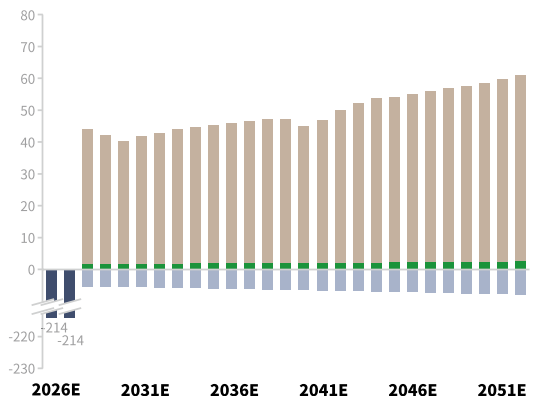


内部收益率：10.4 – 15.2%

净现值：1.47 – 3.36 亿人民币

投资回收期²：7.8 – 10.2 年

30 MW 海上风力发电



内部收益率：4.8 – 8.7%

净现值：(0.11) – 1.73 亿人民币

投资回收期²：12.6 – 16.0 年

注：

¹ 现金流按假定的 5.1% 的加权平均资本成本率折现。

² 使用名义现金流计算。

³ 内部收益率、净现值、投资回收期测算范围基于 AFRY 敏感性分析结果，敏感性分析假设基于高值与低值情景的电价水平。

资料来源：AFRY 分析

直接投资可选方案 - 江西

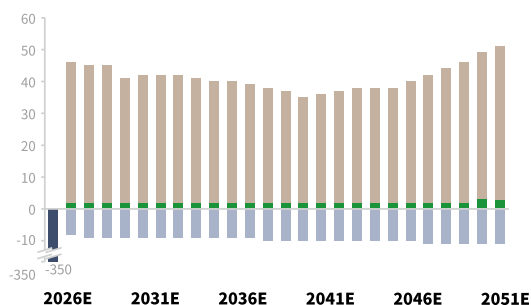
高负荷系数使陆上风电投资获得 10% 的内部收益率， 相对于太阳能光伏发电投资更为有利

以中值情景计算得出，仅供参考

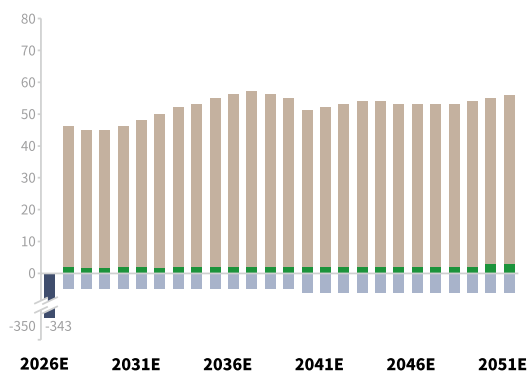
各个投资方案对应的自由现金流（百万元）

■ 资本性支出 ■ 运营支出 ■ 电力收益 ■ 绿证收益

118 MW 太阳能光伏发电

**内部收益率：3.1 – 9.8%****净现值¹：(0.52) – 1.79 亿人民币****投资回收期²：10.6 – 17.7 年**

57 MW 陆上风力发电

**内部收益率：7.5 – 12.4%****净现值：0.76 – 2.92 亿人民币****投资回收期²：9.1 – 12.2 年**

注：

¹ 现金流按假定的 5.1% 的加权平均资本成本率折现。² 使用名义现金流计算。³ 内部收益率、净现值、投资回收期测算范围基于 AFRY 敏感性分析结果，敏感性分析假设基于高值与低值情景的电价水平。

资料来源：AFRY 分析



后记

“纺织行业绿色创新转型项目（2021-2025）”项目期内，带动了“30·60 碳中和加速计划”成员企业约 5.6 亿美元的绿色投融资，其中绿色投资 4.1 亿美元，绿色融资 1.5 亿美元，光伏装机量约 0.51 GW，累计实现减排 611 万吨。粗略统计行业 2025 年较 2022 年实现减排约 5000 万吨。本项研究预计纺织行业到 2030 年光伏装机 27.6GW，较 2025 年新增绿色投资量 968 亿元人民币，减排 2300 万吨二氧化碳；至 2050 年光伏装机将达到 58.6GW，新增绿色投资量 3365 亿元人民币，减排 14100 万吨二氧化碳。

我们期待纺织产业链主要品牌企业、龙头厂商参考使用本项研究成果，共同发挥行业协同行动优势，交流、合作欢迎联系：



中国纺织信息中心
可持续发展合作部
sdg@ctic.org.cn



