



能源科技简讯

Energy Technology Bulletin

2026 年 第 04 期（总第 640 期） 20260421

• 科技情报研究所 •

目 次

专家观点

国家能源局王宏志：实施非化石能源十年倍增行动 坚持风光水核等多能并举 1

专家建议 要积极探索新能源更好参与电力市场的机制..... 5

行业动态

国家发展改革委：“十五五”加快推进新型能源体系建设！ 8

我国氢能产业加速打开万亿新空间 9

我国新型储能总装机全球占比过半 10

新型储能产业从“跟跑”变“领跑” 11

如何应对欧盟碳边境调节机制对我国的影响？ 12

济南：加快推进低效数据中心节能降碳改造 16

需求升温 资源不足 东部绿电市场供需困局待解..... 18

山东开展重点路段充电示范站建设 两年织就电动重卡绿色补能网 25

专家观点**国家能源局王宏志：实施非化石能源十年倍增行动****坚持风光水核等多能并举**

近日，国家能源局党组书记、局长王宏志发表题为《以新型能源体系支撑能源强国建设》的署名文章。

文章指出，高质量打造化石能源增长高地，建设“三北”风电光伏基地、西南水风光一体化基地、沿海核电基地和海上风电基地，大力发展分布式能源。夯实化石能源稳产增产基础，优化建设煤炭五大供应保障基地，推动重点盆地、重点海域油气产能接续。推动能源开发与用能产业协同布局，统筹“西电西用”与“西电东送”，加强新能源开发和用能产业集成融合发展，引导产业向清洁能源富集区域合理布局。优化能源骨干通道布局，统筹优化跨省跨区电力流向，2030 年西电东送能力达到 4.2 亿千瓦以上，加强煤炭集疏运体系建设，巩固拓展油气四大进口战略通道。

加力建设新型能源基础设施。实施非化石能源十年倍增行动，坚持风光水核等多能并举，推动风电、光伏发电更大规模平稳发展。有序推进水电、核电重大工程建设，2030 年核电运行装机达到 1.1 亿千瓦左右。布局发展绿色氢氨醇，扩大非化石能源非电利用规模，推动 2030 年非化石能源占能源消费总量比重达到 25%。着力构建新型电力系统，加快智能电网和微电网建设，打造主配微协同的新型电网平台，因地制宜发展绿电直供，提升电力系统对新能源的消纳、配置和调控能力。推动能源消费绿色化低碳化，提高终端用能电气化水平，扩大绿电利用规模，加强工业、建筑、交通等重点领域节能降碳，加快热力系统绿色低碳转型。

科学布局抽水蓄能、“十五五”时期新增投产装机 1 亿千瓦左右，大力发展新型储能，全面提升电力系统互补互济和安全韧性水平。

全文如下：

以新型能源体系支撑能源强国建设

国家能源局党组书记、局长 王宏志

能源强国是社会主义现代化强国的重要组成和基础支撑，新型能源体系是实现能源强国的关键路径，以新型能源体系支撑能源强国建设具有重大意义。

这是推进中国式现代化的物质基础。能源是现代经济社会的血液、是人类文明进步的动力。近年来，我国能源产供储销体系不断完善，能源生产总量突破 50 亿吨标准煤、占全球的 1/5，能源自给率稳定保持在 80% 以上。全社会用电量突破 10 万亿千瓦时，比 2012 年翻了一番多，人均生活用电量达到中等发达国家水平，电力成为驱动经济增长和民生改善的“先行官”。中国式现代化建设离不开坚实的物质基础，今后一个时期，随着新型工业化、信息化、城镇化、农业现代化深入推进，我国能源需求还将保持刚性增长。加快建设新型能源体系，加强“量足质优价稳”的能源供应，将为社会主义现代化建设提供有力保障。

这是实现碳达峰碳中和的有力支撑。当前，气候变化成为全人类共同面临的严峻挑战。能源是推进碳达峰碳中和的主战场，近年来，我国能源转型降碳取得明显成效，2012 年以来，以年均 3.3% 的能耗增速支撑了年均约 6% 的经济增长。“十四五”期间，新能源装机规模历史性超越火电，近年来贡献了全球约六成的增量，一批水电、核电重大工程相继建成投产，非化石能源发电量占比超过 40%，非化石能源消费比重达到 21.7%。建成全球最大规模电动汽车充电网络，电能占终端能源消费比重每年提高 1 个百分点、达到国际领先水平。加快建设新型能源体系，推动煤炭和石油消费达峰，加快构建绿色低碳能源生产和消费方式，将为实现碳达峰和新一轮国家自主贡献目标提供有力支撑。

这是建设现代化产业体系的重要支柱。能源产业是国民经济的基础产业，规模大、链条长、创新活跃、带动效应强。习近平总书记强调，能源产业要继续发展，否则不足以支撑国家现代化。近年来，我国能源产业现代化水平显著提升，建成全球最大、最完整的新能源产业链，自主三代核电实现批量化建设，页岩油气实现规模化商业开发。建成横跨东西、纵贯南北、连通海外的能源基础设施体系，西电东送、西气东输、北煤南运等大动脉为经济增长注入强劲动能。能源与人工智能双向赋能，与交通、工业、建筑等行业跨界融合，新场景新模式不断涌现。加快建设新型能源体系，提升能源科技创新能力和产业链现代化水平，将为建设现代化产业体系贡献重要力量。

这是赢得国际竞争战略主动的必然要求。当前，能源成为大国博弈的战略焦点，围绕能源资源、技术、产业等领域的国际竞争日趋激烈。乌克兰危机、委内瑞拉和中东地区局势动荡等，均与能源博弈有深度关联。近年来，我国加强能源开放合作，西北、东北、西南和海上四大能源进

口通道稳定运营，与 100 多个国家和地区开展绿色能源项目合作，为世界提供了 80% 以上的光伏组件和 70% 的风电装备，特高压输电、先进核电成为“中国名牌”。加快建设新型能源体系，加强产业链“补短锻长”，通过主体能源变革实现能源本质安全，有助于更好运筹国际空间、提升产业竞争力和国际影响力，以能源强国助力赢得大国博弈战略主动。

准确把握能源发展面临的新形势新要求

世界百年变局加速演进，全球能源版图深度调整，新一轮科技革命和产业变革加速突破，我国能源发展面临的内外外部环境正在发生深刻复杂变化。

（一）**不确定因素增多对能源安全带来更大挑战。**从国际看，世界变乱交织、动荡加剧，地缘冲突深刻影响全球能源格局，能源贸易秩序遇到严峻挑战，围绕资源权、通道权和市场权的竞争日趋激烈，我国部分能源资源进口面临更大不确定性。从国内看，经济社会发展带来能源需求刚性增长，电力尖峰负荷特征更加明显、峰谷差不断拉大。能源系统规模持续扩大，系统复杂程度急剧增加，极端天气、网络攻击、连锁故障等风险增多，能源系统运行控制和风险管控难度不断加大。这要求我们，必须在发展中固安全、安全中谋发展，立足我国能源资源禀赋，增强能源产供储销体系韧性，提升能源安全保障和风险防控能力，以能源发展的确定性应对各种风险挑战。

（二）**实现碳达峰目标对能源转型提出更高要求。**“十五五”时期是实现碳达峰目标的决胜期，统筹能源安全保供和绿色转型面临更大挑战。一方面，传统化石能源既要发挥兜底保障作用，同时也要加大转型降碳力度。能源消费增量主要依靠非化石能源满足，风光水核等行业迎来更大发展空间，亟待提升新能源安全可靠替代能力和电力系统消纳能力。另一方面，多元经营主体加速涌现，新业态新模式蓬勃发展，传统能源和新能源功能定位发生转变、利益关系深度调整，充分反映各品种能源安全支撑、系统调节、绿色属性等差异化价值的市场机制亟待建立。这要求我们，必须科学把握转型节奏，持续提高新能源供给比重，推进化石能源安全可靠有序替代，促进能源与用能产业融合发展，加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制，支撑经济社会发展全面绿色转型。

（三）**科技创新为新质生产力发展注入更强动能。**从国际看，能源科技创新进入密集活跃期，世界主要国家围绕氢能、核聚变、海洋能、长时储能等前沿技术，加强能源科技战略布局，产业链“回岸、近岸、友岸”趋势更加明显。人工智能成为重塑国际能源格局的新变量，有望驱动能源生产、传输和消费方式系统性变革。从国内看，我国能源科技总体进入并跑为主、部分领跑

的关键阶段，一大批新技术新产业蓬勃兴起，新能源、新型储能等技术保持世界领先。但与此同时，仍面临原始创新能力不足、部分关键核心技术和装备存在短板、产学研用协同创新有待加强等问题。这要求我们，必须瞄准世界能源科技前沿，加强国家战略科技力量建设，打造高水平自主可控的能源产业链，增强能源创新体系整体效能，促进能源新质生产力发展。

扎实推进“十五五”新型能源体系建设

锚定“十五五”时期初步建成新型能源体系，支撑实现《纲要》明确的能源综合生产能力、非化石能源消费比重等目标，要更好统筹发展和安全，兼顾当前和长远，以新型能源体系支撑能源强国建设，为基本实现社会主义现代化取得决定性进展提供坚强能源支撑。

（一）坚持统筹优化，完善能源发展空间布局。适应我国能源资源与能源消费分布特征，优化能源开发和流向。高质量打造化石能源增长高地，建设“三北”风电光伏基地、西南水风光一体化基地、沿海核电基地和海上风电基地，大力发展分布式能源。夯实化石能源稳产增产基础，优化建设煤炭五大供应保障基地，推动重点盆地、重点海域油气产能接续。推动能源开发与用能产业协同布局，统筹“西电西用”与“西电东送”，加强新能源开发和用能产业集成融合发展，引导产业向清洁能源富集区域合理布局。优化能源骨干通道布局，统筹优化跨省跨区电力流向，2030 年西电东送能力达到 4.2 亿千瓦以上，加强煤炭集疏运体系建设，巩固拓展油气四大进口战略通道。

（二）坚持系统观念，加力建设新型能源基础设施。实施非化石能源十年倍增行动，坚持风光水核等多能并举，推动风电、光伏发电更大规模平稳发展。有序推进水电、核电重大工程建设，2030 年核电运行装机达到 1.1 亿千瓦左右。布局发展绿色氢氨醇，扩大非化石能源非电利用规模，推动 2030 年非化石能源占能源消费总量比重达到 25%。着力构建新型电力系统，加快智能电网和微电网建设，打造主配微协同的新型电网平台，因地制宜发展绿电直供，提升电力系统对新能源的消纳、配置和调控能力。推动能源消费绿色化低碳化，提高终端用能电气化水平，扩大绿电利用规模，加强工业、建筑、交通等重点领域节能降碳，加快热力系统绿色低碳转型。

（三）坚持底线思维，强化能源资源供应保障。加强能源产供储销体系建设，推动 2030 年能源综合生产能力达到 58 亿吨标准煤。筑牢能源战略安全底线，实施中长期油气增储上产战略行动，确保原油年产量稳定在 2 亿吨左右、天然气产量稳步增长。建立健全高效协同的能源储备体系，加强煤制油气产能和技术储备。夯实能源转型安全基础，增强煤炭供应弹性，推动火电转向支撑调节性电源。科学布局抽水蓄能、“十五五”时期新增投产装机 1 亿千瓦左右，大力发展新型

储能，全面提升电力系统互补互济和安全韧性水平。加强能源应急安全管控，健全能源安全风险监测预警体系，完善分层级分领域应急预案，确保极端情况下能源供应安全。

（四）坚持自立自强，加快发展能源新质生产力。提升能源产业链自主可控水平，围绕核电小堆和四代堆、光热发电、柔性直流输电、新一代煤电、重型燃气轮机、非常规油气、煤矿智能无人开采、氢能与绿色燃料等领域，加强技术攻关和装备研发。推动科技创新和产业创新深度融合，前瞻布局氢能、可控核聚变等未来能源技术和产业，巩固拓展新能源等产业优势，培育壮大“人工智能+能源”等新模式。健全能源产业链协同创新机制，加强创新资源统筹和力量组织，激发企业创新活力，完善能源科技创新投入机制。

（五）坚持协同高效，提升能源治理效能。加强制度建设，完善能源法配套法规体系，加快电力法、可再生能源法等制修订。深化能源改革，基本建成全国统一电力市场体系，深化中长期、现货、辅助服务、容量交易市场建设，支持多种新型主体参与电力市场。完善油气“全国一张网”运行调度机制，统一煤炭市场基础制度规则。加快健全适应新型能源体系的价格机制。形成政策合力，加强能源传统领域和新兴领域标准制修订，健全科学高效的能源监管体系。加强能源开发和重大基础设施建设用地用海等要素保障，建立健全绿色能源消费促进政策机制。

（六）坚持合作共赢，扩大能源高水平对外开放。增强开放条件下的能源安全，深化与相关国家务实合作，推动能源进口来源多元化。加强绿色能源国际合作，积极开展新能源产业链国际合作，加强能源技术和标准体系国际对接，提升我国绿证国际认可度。高质量打造重大能源标志性工程，围绕风电、光伏、氢能、储能等重点领域，建设一批“小而美”项目。深度参与全球能源治理，建设运营好“一带一路”能源合作伙伴关系和全球清洁能源合作伙伴关系等合作平台，主动参与能源多边机制合作，高质量开展能源外交。

来源：国家能源局

<https://guangfu.bjx.com.cn/news/20260414/1491831.shtml>

专家建议 要积极探索新能源更好参与电力市场的机制

作为全国统一大市场建设的重要组成部分，当前，全国统一电力市场已初步建成，正朝着“2030 年基本建成、2035 年全面建成”的规划目标稳步推进。

2026 年是“十五五”开局之年，也是我国电力市场发展的关键时期。随着电源结构迎来历史性变革、全国统一电力市场建设实现初步建成，如何在下一阶段继续推进全国统一电力市场建设成为重要议题。4 月 8~9 日，在江苏苏州召开的 CLNB·2026（第十一届）新能源产业博览会电力市场及能源转型系列论坛上，与会专家围绕新能源全面参与市场化交易、“十五五”电力市场建设等话题发表了见解。

电力市场建设成就显著

“十四五”以来，我国统一电力市场建设加速，取得了显著成就。

中国电力企业联合会规划发展部改革处处长、中国电力企业联合会电力市场分会副秘书长孙健在论坛上表示，我国已基本建成“统一市场、协同运作”的电力市场总体框架。在空间范围上覆盖跨电网经营区、省间、省内；在时间周期上覆盖多年、年度、月度、月内和日前、实时现货交易；在交易标的上覆盖电能量、辅助服务等交易品种。

据悉，2025 年，全国市场化交易电量达 6.6 万亿千瓦时，占全社会用电量比重提升至 64%。市场经营主体突破 109 万家，是 2015 年的 22 倍，全部工商业用户、煤电及近六成新能源已入市，多元参与格局基本形成。

此外，跨省跨区交易规模从 2015 年不足 0.1 万亿千瓦时增长至 2025 年的约 1.6 万亿千瓦时，绿电交易电量达 3285 亿千瓦时，同比增长 38.3%，能源资源在全国范围内的优化配置能力显著增强。

作为我国的工业大市，苏州聚集了许多高新产业企业，用能需求大，能源转型需求迫切。国网苏州供电公司市场营销服务中心党支部书记施渊告诉记者，全国统一电力市场建设在降低本地企业用电成本、保障能源供应、促进绿色低碳转型的同时，也激发了市场活力，推动了技术创新和市场模式创新。

记者了解到，去年 6 月，苏州供电牵头打造了苏州工业园区虚拟电厂管理平台。“目前，该平台已覆盖光伏、储能、充换电站、楼宇空调等 6 类分散资源，接入聚合商 6 家、用户 81 家、聚合容量 87 万千瓦，可调能力超 4.9 万千瓦。资源规模在全省各区县中首屈一指。”该负责人介绍说，为激励用户参与，苏州工业园区管委会还出台了全省首个区县级虚拟电厂奖补政策，明确了参与电力系统调节的企业享受的补贴。

“十五五”也是我国构建新型电力系统的关键期，孙健预计，“十五五”期间，我国电力需求将延续较快增长态势。2020 年至 2024 年，全社会用电量年均增长 7.0%。从分领域用电量增速看，算力基础设施、新能源汽车、电制氢等新兴领域逐步成为拉动用电需求的新增长极。预计 2030 年，全社会用电量达到 13.5 万亿千瓦时（年均增长 6000 万千瓦时、增速 5.4%）、最大负荷达到 21.0 亿千瓦（年均增长 1 亿、增速 6.0%）。

重塑新能源发展逻辑

去年以来，新能源全面参与市场交易成为我国电力市场改革的重要方向。《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》的发布，标志着延续十余年的新能源政策兜底模式正式退出历史舞台，所有新能源项目原则上全部进入电力市场，存量项目的保障性收购电量比例大幅下调。

截至 2025 年底，我国新能源发电装机容量达到 18.4 亿千瓦，占全国电力总装机的 47.3%，历史性超过火电装机规模，成为我国第一大电源类型。

随着新能源装机规模的增长，其全面入市已成为建设全国统一电力市场的必然选择。

与会专家表示，经过一年多的实践，虽然全面入市已成为行业发展的明确方向，但仍存在不少现实约束。

“比如分布式能源参与市场仍存在制度障碍，现货市场建设进度不均衡、跨省交易受限，价格形成机制不完善、难以反映真实供需，虚拟电厂商业模式单一、过度依赖补贴等问题。但应该看到，新能源全面入市、虚拟电厂规模化发展，包括支持人工智能数据中心的绿电供应，是中国能源转型与数字化进程深度耦合的必然选择。”隆基电力运营中心总经理廖宇在会上表示，要在政策上不断加强顶层设计与法规完善，建设多层次、高频次的市场交易体系，加强技术创新和商业模式上的突破，同时，加快培养跨界复合型专业人才。

孙健建议，要探索新能源更好参与电力市场的机制。围绕沙戈荒大基地、分布式等多种形式的的新能源项目，提出差异化的入市路径。推出聚合省间绿电交易、签订多年期绿电合同、强化绿电消费溯源等具体举措，更好满足企业绿电消费需求。

落基山研究所电力组研究员张沥月认为，目前，参与竞价入选机制电量是保障分布式光伏收益的重要手段。“但机制电价是一种过渡，在条件成熟时可能会择机退出。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。长期来看，分布式光伏主体还是需要逐步提升参与市场的能力。”

全国统一电力市场建设的深化，以及新能源的全面入市，正在重塑电力行业的发展格局。“十五五”期间，随着多层次电力市场体系的完善与源网荷储的协同发展，我国也将逐步构建起安全可靠、绿色低碳、高效灵活的新型能源体系，为实现能源强国目标奠定坚实基础。

来源：中国电力报

<https://news.bjx.com.cn/html/20260413/1491732.shtml>

行业动态

国家发展改革委：“十五五”加快推进新型能源体系建设！

4月17日，国新办举行“开局起步‘十五五’”系列主题新闻发布会，介绍“十五五”时期推动经济社会高质量发展有关情况。

国家发展改革委副主任王昌林表示，相较于传统能源体系，新型能源体系是以非化石能源为供应主体、化石能源为兜底保障、新型电力系统为关键支撑、绿色智慧节约为用能导向，清洁低碳安全高效的能源体系，是我们实现能源绿色低碳转型的必由之路，也是保障能源安全、赢得大国博弈主动的战略选择。到“十四五”末，我们已经初步搭建起新型能源体系的基本框架，能源生产总量突破 50 亿吨标准煤，年用电量突破 10 万亿千瓦时，建成全球最大的清洁低碳能源体系，非化石能源消费占比达到 21.7%，为社会主义现代化建设提供了“量足质优价稳”的能源支撑。近期大家也看到，面对国际形势变化对我国油气进口的影响，国家采取综合措施，有力保障国内油品供应充足、市场运行平稳，充分体现了我国新型能源体系的建设成效。

“十五五”时期，国家发展改革委将按照党中央、国务院决策部署，统筹发展和安全，统筹支撑经济社会发展和实现碳达峰目标，加快推进新型能源体系建设。

一是加快非化石能源高质量发展。统筹集中式和分布式清洁能源开发，高质量推进雅下水电和“沙戈荒”新能源基地等重大工程建设。统筹新能源开发与消纳，优化调节资源布局，提升电网接纳、配置、调控新能源的能力，全力增加非化石能源电力生产和消费规模，积极推进非化石能

源非电利用。通过上述努力，预计到 2030 年，非化石能源供应规模将比 2025 年显著增长，2035 年比 2025 年实现倍增。

二是推动化石能源安全可靠有序替代。扩大国内能源生产，做好石油、天然气等能源储备能力建设，不断夯实传统能源保供基础作用。持续推进交通、工业、建筑等重点领域电能替代，加快新能源重卡推广应用，推动石油和煤炭消费达峰。

三是大力推进能源科技创新。推进新能源发电技术迭代更新，加快新一代煤电、电网柔性直流输电等技术研发应用，开展长时储能、绿电制氢氨醇、可控核聚变等重大技术研发攻关，推进能源科技创新与产业创新深度融合。

四是持续深化能源体制改革。健全绿色能源消费促进机制。优化能源项目投资机制，引导各类所有制企业特别是民营企业参与重大项目建设。用好新能源入市、绿电直联等政策。

五是稳步扩大高水平能源国际合作。积极参与全球气候治理，推动绿证、绿电等标准国际互认，鼓励企业开展能源国际合作。持续推进能源进口多元化。

同时，国家发展改革委将坚持底线思维、极限思维，以更大力度提升国内生产保供能力，加大能源储备，全面提升各类突发情形的应对能力，更好保障国家能源安全。

来源：北极星电力市场网

<https://news.bjx.com.cn/html/20260417/1492475.shtml>

我国氢能产业加速打开万亿新空间

“十五五”规划纲要提出，要推动氢能、核聚变能等成为新的经济增长点。今年以来，我国氢能产业正加速从技术示范探索，迈入规模化、商业化发展的新阶段。

海水无需淡化可以直接制成氢气。在渤海湾，我国首个百千瓦级工厂化海水直接制氢项目，具备了从实验室走向规模化生产的落地条件。“氢”走廊织密扩容。在成渝地区，不久前，又有两条输氢线路贯通，目前，已建成了两条城际线路和一条直达干线，累计推广氢燃料电池汽车超 2000 辆、建成加氢站 41 座。

今年《政府工作报告》提出，要培育氢能、绿色燃料等新增长点。当前，全国已有超过 20 个省份，在当地“十五五”规划中，将氢能作为重点培育方向。今年前两个月，全国氢能备案项目 82 个，总投资约 474.36 亿元，项目覆盖绿氢制备、储运装备等各个环节。截至目前，我国已建成加氢站 574 座、加氢能力超 360 吨/天，居全球首位。到 2030 年，全国燃料电池汽车保有量较 2025 年将实现翻番，力争达到 10 万辆。不仅是交通领域，今年以来，氢能应用场景还在向工业、民生等领域拓展。在广东湛江，我国首条百万吨级近零碳钢铁产线实现稳定运行，首次实现用氢气取代传统焦炭；在湖北黄石，氢能共享单车让普通人也感受到氢能的触手可及，一次加氢，续航里程可以达到 90 公里。

来源：央视网

<https://mp.weixin.qq.com/s/V7Itkn1bWD9IHsEJUZOsqQ>

我国新型储能总装机全球占比过半

3 月 31 日第十四届储能国际峰会暨展览会上发布的《储能产业研究白皮书 2026》显示：截至 2025 年底，我国新型储能总装机突破 100 吉瓦，占国内电力储能总规模的 2/3 以上，与“十三五”末相比增长超 40 倍，在全球新型储能市场中的占比首次过半、达到 51.9%。

技术结构上，锂离子电池仍占据主导地位，装机占比超 96%。但随着多个百兆瓦级长时储能项目相继投运，技术结构逐步呈现多元化趋势。固态电池、氢储能等一批前沿新型储能技术加速发展，为未来新型电力系统对多时间尺度、高安全性的能量存储需求提供支撑。区域分布上，“十四五”以来，新型储能项目加速向西北、华北等风光资源富集地区集中，内蒙古、新疆成为增长最快的地区。

中关村储能产业技术联盟理事长陈海生介绍，中国、美国和欧洲仍是全球储能市场规模最大的 3 个区域，中国新型储能新增装机连续 4 年位居全球首位。但随着中东、拉美等地区储能市场快速崛起，全球储能市场逐步向更广泛区域扩展。

“十五五”时期，新型储能将成为电力系统新增灵活调节能力的主要载体。同时，新型储能产业在快速发展过程中仍面临一些挑战，如市场机制、项目管理规范有待完善，部分储能技术成熟度尚需进一步提升等。

国家能源局能源节约和科技装备司相关负责人表示，要加快完善新型储能市场机制。鼓励各地因地制宜研究探索辅助服务品种，逐步扩大新型储能参与辅助服务规模。健全新型储能容量电价机制，有序建立可靠容量补偿机制，引导新型储能合理发展。

来源：人民日报

<https://mp.weixin.qq.com/s/rKhKAetiSxe9u3iRtTK61Q>

新型储能产业从“跟跑”变“领跑”

800 余家参展商、六大主题展馆，固态电池、AI 大模型、大容量电芯等前沿技术与产品集中亮相。在近日举办的第十四届储能国际峰会暨展览会（ESIE 2026）上，全球储能产业链核心力量汇聚一堂，成为观察我国新型储能产业发展的重要窗口。

当前，我国新型储能行业在政策机制完善、技术创新突破和市场需求爆发的驱动下，正深度融入新型电力系统建设，成为新能源消纳与绿色低碳发展的重要支撑。

中关村储能产业技术联盟（CNESA）在会上发布的《储能产业研究白皮书 2026》指出，截至 2025 年底，中国新型储能累计装机规模达到 144.7GW，首次占据全球市场半数以上份额，占比达 51.9%，表明中国储能产业已经从“跟跑者”成长为全球市场的“领跑者”。

从装机结构看，新型储能占国内电力储能总规模的三分之二以上，较“十三五”末增长 45 倍。2025 年全年新增投运规模达到 66.4GW/189.5GWh，功率规模和能量规模分别同比增长约 52%和 73%，连续四年位居全球首位。

值得关注的是，这一增速是在政策导向从“强制配储”转向“市场化用储”的背景下实现的，说明行业的内生动力正在增强，市场机制开始发挥主导作用。

2025 年年初，国家发展改革委、国家能源局发布的《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》取消了新能源项目强制配储要求，将储能从行政命令下的“成本项”推向市场化竞争的“价值项”。

今年以来，政策指挥棒继续发挥作用。2026 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》，首次在国家层面明确建立电网侧独立新型储能容量电

价机制。这一政策被业内称为“定心丸”，让储能电站有了稳定的收益预期，有效激发了社会资本的投资热情。

上市公司业绩印证了这一趋势。据《证券时报》统计，截至 2026 年 4 月初，按照 2025 年年报、业绩快报、预告归母净利润下限计算，2025 年归母净利润同比增长（含扭亏为盈）的储能概念股达 23 只，储能产业链整体盈利能力正在改善。

随着“电能量+容量补偿+辅助服务”多元收益模式逐步落地，储能项目盈利模式日益清晰。国家能源局总工程师刘德顺在“ESIE 2026”大会上表示，将加快完善新型储能的市场机制，健全新型储能容量电价机制，有序建立可靠的容量补偿机制，引导新型储能合理发展。

展望下一阶段，多家研究机构对 2026 年储能行业发展持积极态度。

兴业证券发布的研报认为，2026 年储能各细分赛道景气上行。储能容量电价政策落地，行业将凭政策、刚需、经济性三重红利提速增长。特别值得关注的是，在 AI 数据中心规模化发展背景下，储能正成为保障其稳定运行的关键支撑。

毕马威在《全球技术报告 2026：能源行业洞察》中指出，新型储能与全固态电池领域将迎来爆发，调节资源从辅助手段向支撑新型电力系统关键要素转变，能源消费结构向绿色能源主体跃升。

中关村储能产业技术联盟预计，行业在经历前期爆发式增长后，将进入增速换挡期，但庞大的基数仍将催生可观的绝对增量。

面向“十五五”，随着电力市场化改革深入推进、多元技术路线持续突破，新型储能有望在保障能源安全、推动绿色低碳转型中发挥越来越重要的作用。

来源：人民网

https://www.cpn.cn/news/hy/202604/t20260408_1879314.html

如何应对欧盟碳边境调节机制对我国的影响？

随着欧盟碳边境调节机制（CBAM）于 2026 年 1 月 1 日正式进入实施阶段，对欧出口企业面临的义务已从单纯的“数据申报”实质性升级为“税款缴纳”，这标志着碳排放成本已深度嵌入产品

的跨境定价体系。目前，CBAM 覆盖范围聚焦于水泥、钢铁、铝、化肥、电力及氢六大高耗能行业。而根据 2025 年 12 月发布的 24 条正式征税期新规，欧盟进一步释放了扩围信号：计划自 2028 年起，将征收范围延伸至机械装备、汽车零部件、家电家具等约 180 种钢铝下游产品。与此同时，新规配套的数据溯源要求、默认值上调以及强制现场审核等硬性标准，意味着合规监管正从“纸面申报”转向“实质审查”，显著提高了企业的合规门槛。

尽管 CBAM 对中国出口构成合规挑战，中欧在低碳转型领域仍具备广阔的协同空间。一方面，中国作为全球可再生能源装机容量最大的国家，2025 年，新增装机量占全球比重已达 64%。数据显示，同年中国全社会用电量突破 10 万亿千瓦时（约为美国的 2 倍以上），其中绿色电力贡献超过 3 万亿千瓦时。这意味着在现有电力供应体系中，平均每 3 千瓦时用电中约有 1 千瓦时来自绿色电力，体现了中国对全球碳减排的显著贡献。另一方面，中国政府正加快建设以非化石能源为主体、化石能源为兜底保障、新型电力系统为关键支撑、绿色智慧节约为导向的清洁低碳、安全高效的能源体系。这种由能源结构转型驱动的绿色产能增长，不仅展现了中国在气候治理上的坚定决心，也在供给端与欧盟对低碳产品的市场需求形成深度契合。

然而，当前欧盟 CBAM 在机制设计上仍存在不公。如中国商务部所指出的，欧盟在制度设计中未能充分认可中国在绿色低碳领域取得的实际成效，对中国产品的碳排放强度设置了明显偏高的基础默认值，客观上削弱了中国相关贸易产品的竞争优势。面对这一局面，我们有必要深入思考：CBAM 的全面实施将对中国产业结构与经贸格局带来何种深远影响？中国又应如何构建一套有效的应对体系，从而将领先的“绿色电力”优势切实转化为应对欧盟碳定价机制的减排能力与市场竞争力？

欧盟 CBAM 对我国产业影响分析

短期内，CBAM 主要冲击我国钢铝出口并显著抬高企业合规成本。CBAM 当前所覆盖的六大高碳行业中，对我国影响最直接的主要是钢铁和铝制品行业。2024 年，我国出口至欧盟的钢、铝、水泥及其制品贸易额约 328.6 亿欧元，水泥与化肥合计约 4 亿美元，虽然占我国对欧贸易总额比例尚不高，但其带来的合规压力已不容忽视。

由于欧盟牢牢掌握规则制定与数据认可的话语权，我国企业面临较高的碳减排核算与认证成本。目前，国内碳排放高端服务业人才及相关机构仍相对缺乏，若选择欧盟认可的机构进行认证，将直接增加出口成本；如果企业因数据无法对接而无法提供可靠碳排放报告，则必须接受默

认值中所包含的惩罚性溢价。此外，中欧碳价差距显著，预计 2025 年欧盟碳均价在 60~85 欧元/吨之间，而我国碳价仅为 62.36 元/吨左右。即便欧盟在 CBAM 中允许一定程度的碳价抵扣，我国企业可获得的抵扣额度也极为有限。

中长期看，CBAM 全面实施和扩围将引发全产业链的碳排放竞争压力。从产业现状看，我国作为钢铁、铝、水泥及氢能等基础工业品的全球第一大生产国，在国际碳定价机制下正面临显著的减排与履约压力。具体而言，我国钢铁与水泥行业的碳排放量已分别占全球同行业总量的 60% 和 50% 以上，且这类高耗能产业的能源供给仍高度依赖化石能源。尤其突出的是，即便在电气化程度相对较高的铝、钢生产环节，企业自备电厂的占比也分别高达 70% 和 60%，且基本以火力发电为主，导致其碳排放强度长期处于高位。这样的产业结构，不仅在欧盟现行规则下处于竞争劣势，随着美国、日本、英国等国相继探索类似的碳定价机制，CBAM（碳边境调节机制）还可能引发“扩散效应”，将进一步推动全球供应链的连锁调整，严重削弱国际市场对我国相关产品的采购意愿。

更深远的挑战在于，CBAM 未来可能向钢铝下游产品链条延伸，覆盖机械设备、汽车、家电等大量使用钢铝材料的 180 类产品，这将使我国多个出口优势产业被纳入征收范围。与此同时，欧盟正通过《循环经济法案》等配套政策，着力提升本土再生金属利用率、降低碳足迹。而我国在电动汽车、风机、储能电池等绿色产品消费端所带来的减排贡献，尚未在 CBAM 框架下获得客观承认。若不通过全面提升全产业链绿色竞争力来积极应对，我国制造业在全球市场上的领先地位将面临实质性威胁。

基础能源结构的差异是我国产品碳排放强度高于欧盟的核心症结。从能源消费结构的深层次分析来看，中欧之间天然的能源禀赋差异使得我国产品在欧盟碳边境调节机制（CBAM）框架下处于被动地位。欧盟已进入以油气为主、可再生能源为辅的能源时代，其中油气合计占比约 58%，可再生能源占比 18%，而煤炭占比仅约 13%。相比之下，2024 年，我国能源消费中煤炭占比仍高达 53.2%，非化石能源消费比例仅为 19.7%。由于煤炭的碳排放因子远高于石油和天然气，导致我国制造业整体碳排放水平高于欧盟。

当前，尽管我国可再生能源装机规模已超过煤电，但在能源体系中的实际渗透深度仍受电气化水平制约。2025 年，我国风光发电合计贡献约 26% 的发电量，但在面临 15 亿千瓦时以上的季节性高峰负荷时，新能源由于出力不稳定且储能配套尚不完善，仍难以独立保障电力供应。在“紧平衡”的供需格局下，煤电与水电作为稳定可靠的能源形式，依然承担着不可替代的保供托底职

能。这种对传统能源的路径依赖，使得我国在应对 CBAM 碳核算时，电力系统背后的隐含碳排放水平依然居高不下。

因此，如何突破当前能源结构的约束，将电力领域的低碳发展优势切实转化为应对 CBAM 的贸易竞争力，已成为我国亟待破解的深层次课题。

我国应对 CBAM 的具体举措

欧盟推出的碳边境调节机制作为一种跨国碳定价机制，其背后既有推动全球气候治理的环境目标，也有巩固欧盟在碳定价领域领导地位的政治意图，同时包含维护欧盟绿色产业竞争力的经济考量。相比之下，中国在“双碳”目标和“共同但有区别的责任”原则的指引下，正深入推进能源结构转型。尽管当前能源结构中煤炭占比仍较高，在向低碳能源转型过程中面临显著的隐含碳压力，但中国在新能源领域的投资规模和技术迭代已展现出突出的后发优势。

本质上，CBAM 更多是欧盟凭借其先发能源结构优势所设立的制度性壁垒，而非纯粹技术竞争力的体现。短期内，该机制确实会给我国产业带来成本上升和出口制约；但从长远看，CBAM 所形成的倒逼效应有望转化为我国能源技术创新的内生动力。通过加快绿色电力替代、提升能效管理、布局绿氢与碳捕集利用封存（CCUS）等前沿技术，我国能够逐步抵消欧盟在能源结构上的现有优势，并在构建新型能源体系的过程中重塑产业链的低碳竞争力。

第一，加快推进能源结构系统性转型是应对 CBAM 的根本路径。短期内，应有序推动石油、天然气对煤炭的替代；中长期则需建立以可再生能源为主体的能源供应体系。尽管从廉价煤炭转向价格较高的油气会在短期内推高生产成本、影响出口竞争力，但在当前国内部分行业陷入低水平同质化竞争的背景下，我国亟须推动竞争范式的根本转变——从依赖低价资源与要素投入的规模扩张，转向依靠科技创新、产业协同和管理增效的价值提升。能源侧的绿色低碳转型是破局关键：无论是欧盟的 CBAM 还是其他碳定价机制，本质上都是对能源消耗碳排放的收费机制。若能从能源源头有效降低温室气体排放，我国产品将具备抵御各类跨国碳规制风险的内生韧性。为此，应重点布局绿氢等前沿能源技术，深化其在工业深度减排领域的创新应用，通过推广“绿氢炼钢”等颠覆性工艺，推动高耗能行业从成本优势转向低碳竞争优势。

第二，系统提升工业领域绿色低碳电气化水平，将可再生能源装机容量转化为实际的产业低碳竞争力。针对工业特别是钢铁等行业化石燃料依赖度高、电气化进程缓慢的问题，需采取双重策略：一方面，加快将企业自备火电纳入统一电网调度，通过区域绿电替代降低高碳行业的电力

碳排放强度；**另一方面**，推动生产工艺从化石燃料向电能深度转型。鉴于欧盟已对“特定出口生产线”等局部减排模式采取监管反制，我国企业必须推进全流程绿色电气化改造。可依托国家电网“十五五”期间 4 万亿元固定资产投资的机遇，大力建设工业绿色微电网和绿电直供体系，为高碳园区提供稳定的清洁能源。同时，加强技术创新，重点突破绿电转化为高品位热能等高耗能环节的技术瓶颈，实现从能源消费侧到供给侧的深度脱碳，巩固在全球绿色价值链中的竞争地位。

第三，培育本土碳中和高端服务业，是降低企业合规成本、掌握规则主导权的重要战略举措。当前，我国面临绿电产能全球领先与国际核算互认体系缺失之间的矛盾，绿色优势未能充分转化为贸易数据优势。因此，应积极培养熟悉国际碳定价机制与气候法律的专业人才，打造具有综合服务能力的本土碳服务机构。通过支持具备产业深度的服务商整合“核算、减排、金融”全链条，形成闭环服务体系，不仅能够减少对外资咨询机构的依赖、降低企业合规成本，还可拓展现代高端服务业的增长与就业空间。此外，依托专业力量推动我国碳核算方法、核查资质及绿电凭证与欧盟机制对接，参与国际互认标准体系建设，打破数据互信壁垒，提升制度性话语权。

最后，应发挥我国数字化转型优势，利用人工智能、物联网等技术构建高耗能行业碳排放数字化管理系统，实现碳足迹可追溯、可监测、可信任，尤其加强对绿电使用和生产全过程碳足迹的精准计量与可信记录，从而以高质量的“绿色实测值”替代具有惩罚性的“CBAM 默认值”，全面提升我国产业在碳规制环境下的核心竞争力。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20260417/1492504.shtml>

济南：加快推进低效数据中心节能降碳改造

4 月 10 日，济南市发展改革委员会发布对市十八届人大四次会议第 20250222 号代表建议的答复。

其中提出，下一步统筹推动工业、建筑、交通、公共机构等重点领域节能减排，加大绿色低碳技术推广应用支持力度；推广高效节能节水、信息通信、制冷、照明等节能技术装备，加快推进低效数据中心节能降碳改造。

全文如下：

对市十八届人大四次会议第 20250222 号代表建议的答复

李航代表：

您提出的关于“智慧城市建设与绿色生态发展融合推进”的建议收悉，现答复如下：

一、工作开展情况

（一）**统筹抓好节能减煤工作。**“十四五”以来，我市先后印发《济南市“十四五”节能减排工作实施方案》《济南市“十四五”绿色低碳循环发展规划》，对“十四五”期间我市节能降碳工作进行全面安排。逐年印发能耗双控和煤炭消费压减暨加强全社会节约用能工作方案，分解下达年度能耗双控和煤炭消费压减任务目标，持续优化能耗调控和要素保障机制，不断强化工业、城乡建设、交通物流、公共机构、农业农村等重点领域节能，严控煤炭消费总量，推进煤炭清洁高效利用，大力发展可再生能源并增强消纳能力，全市节能降碳工作取得了较好成效。“十四五”以来，我市能耗强度下降、煤炭消费压减均超额完成省下达任务目标。

（二）**强化节能减排数字赋能。**推进节能减排流程再造、制度创新,加快重点用能单位能耗在线监测系统应用,推动节能减排领域统计数据归集和共享,为政府节能主管部门加强节能形势分析、强化重点用能单位管理提供有利支撑，也为企业加强节能管理、降低能源消耗提供重要依据。截至目前，我市已有 94 家重点用能单位完成全省能耗在线监测系统接入，实现了主要能耗数据在线监测分析。

（三）**建立生态产品调查监测机制。**落实《关于开展山东省省级建立健全生态产品价值实现试点工作的通知》要求，我市积极推进生态产品价值实现试点城市建设，委托第三方机构（中科院）在我市建立了一套生态产品价值（GEP）核算可视化展示平台，目前济南市生态产品总值核算平台已正式接入我市政务网，具备数据上传、自动核算、核算结果展示、分区统计等功能，对及时有效掌握我市自然资源状况和生态环境质量、打通绿水青山向金山银山转化通道、推动生态产品价值实现起到了重要的支撑作用。

（四）**推动数据中心绿色低碳发展。**落实《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》要求，严格数据中心项目节能审查。稳步提升新建数据中心单位算力能效水平，2024 年 7 月以来，新建及改扩建数据中心采用能效达到《塔式和机架式服务器能效限定值及能效等级》（GB43630-2023）

和《服务器和数据存储设备能效“领跑者”评价要求》（T/CECA-G0284-2024）规定的节能水平及以上服务器产品。

（五）鼓励绿色低碳技术推广应用。开展《绿色技术推广目录（2024 年版）》宣贯，在政策性资金申请等过程中，优先支持列入目录中的节能降碳、资源循环、能源绿色低碳技术、基础设施绿色升级等应用项目。2025 年，支持 1 个碳达峰碳中和先进技术示范及应用项目申请中央预算内资金。积极推广我市绿色低碳技术，配合科技部门发布《济南市绿色低碳先进技术成果目录》，争取我市 2 项绿色低碳技术列入山东省绿色低碳技术目录。

二、下步工作打算

（一）更高水平做好节能降碳工作。落实好能耗双控制度，稳妥推进煤炭消费压减，落实固定资产投资项目节能审查制度，严把新上项目能效准入关，统筹推动工业、建筑、交通、公共机构等重点领域节能减排，加大绿色低碳技术推广应用支持力度，确保完成省下达“十四五”期间能耗强度下降、煤炭消费压减任务目标。

（二）抓好强化现有系统平台与智慧城市融合发展。加快推动剩余重点用能单位能耗在线监测系统建设，尽快接入省系统，同时，积极推动重点用能单位能耗在线监测系统融入我市智慧城市相关平台。强化生态产品价值（GEP）核算可视化展示平台应用，为真正实现生态产品价值转化奠定坚实基础。

（三）推动数据中心节能降碳。推广高效节能节水、信息通信、制冷、照明等节能技术装备，加快推进低效数据中心节能降碳改造，逐步淘汰不符合现行强制性国家标准要求的落后低效产品设备，推动数据中心行业整体能效水平明显提升，碳排放强度明显下降，绿色低碳发展能力显著增强。

来源：济南市发展改革委员会

<https://huanbao.bjx.com.cn/news/20260415/1492117.shtml>

需求升温 资源不足 东部绿电市场供需困局待解

绿电作为清洁低碳转型的核心载体，正深刻重塑我国能源消费格局。2026 年，伴随着欧盟碳边境调节机制（CBAM）正式实施、链主企业对供应链减碳降碳要求加大、可再生能源消纳责任

进一步强化等国内外多重约束，绿电消费需求不断升温。国家能源局数据显示，2025 年全年绿色电力交易电量迅猛增长，达 3285 亿千瓦时，同比增长 38.3%，规模达到 2022 年的 18 倍。“绿电已成为企业参与国际市场竞争的基础前提，更是企业应对贸易壁垒、保障出口业务顺利开展的关键，市场端对绿电的需求紧迫程度较此前有明显提升，不少出口企业已主动咨询并推进绿电采购事宜。”多年致力于服务企业绿电采购的中能国宏集团副总裁夏俊海向记者描述了绿电市场加速升温的现状。

然而，需求最旺盛的地方，恰恰是资源最稀缺的区域。作为我国经济引擎和用电负荷重镇，东部省份工业密集、外向型经济发达，绿色合规压力格外突出，但东部地区土地资源紧张、环保约束严格，本地清洁能源开发空间极为有限。绿电需求不断攀升，但资源却在千里之外。

“今后可能很难买到绿电了”“不完全是买不到，但几厘钱的溢价可以接受，超过一分钱就需要谨慎考虑”……记者在调研走访中得到的不同声音与反馈，呈现出市场上对于绿电采购既焦虑又观望的心态，这种心态的背后，反映了东部绿电市场供需博弈下的结构性不平衡。

绿电需求持续升温

“属地化的绿电资源开发几乎已经没有空间了，能铺的地方都已经铺满了，再往下做开发的难度、成本都在加大，按照当下绿电增长的速度，完全不足以支撑我们消费端快速增长的绿电需求。”在记者走访东部某工业大市时，其属地化能源集团投资经理告诉记者。

当前，东部地区能够规模化开发的风电、光伏项目已经十分有限。近年来，广东省已停止审批集中式光伏电站项目，2025 年 8 月，广东省能源局明确不再发展地面集中式光伏，重点转向屋顶光伏；江苏省自 2021 年就已收紧陆上风电开发，2024 年 6 月发布《关于规范我省陆上风电发展的通知》，明确了对集中式陆上风电采取“审慎稳妥发展”的基调；2025 年初，上海市经济信息化委组织排摸市内工商业用户绿电需求，预计需求量约 90 亿千瓦时，但上海市内可供应绿电不足 10 亿千瓦时。

而可交易绿电的“盘子”，比新能源发电总量更小。新能源全面入市之后，新能源项目有了两条出路：要么竞争机制电价，进入机制电量的保障之内，锁定相对稳定但价格较低的长期收益；要么参与绿电交易，价格可能更高，但合同期短、不确定性大。“从企业的实际选择来看，大部分开发商更倾向于进入机制电价。尤其是东部地区机制电量比例较高、电价水平也相对较高的省

份，绝大部分新能源电量被机制电量锁定，留给绿电交易的省内资源自然就更少了。”落基山研究所系统与新能源部门主任刘雨菁告诉记者。

“企业要的不是‘泛泛的绿色’，而是‘可核证、可追踪、可用于国际披露’的绿色属性。这使得优质绿电和高质量绿证的结构性紧张，往往比总量紧张更突出。一些链主担心‘买不到绿电’，准确地说，他们担心的不是‘完全没有绿电’，而是未来可能买不到足够多、足够稳定、足够合规、足够可溯源的高质量绿电资源。这种担忧在出口导向型产业链、头部制造企业里是比较普遍的，而且短期内不会完全消失。”远景能源电力市场和资产管理总经理陈帝澎分析道。

跨省跨区采购是东部绿电消费的主要选项之一。2025 年，华东地区累计从全国 14 个省份购入绿电 206 亿千瓦时；近期，全国首次开展多省份跨电网经营区同台竞价绿电交易，来自广西、云南的绿电送往上海、江苏、浙江、安徽、福建四省一市。

刘雨菁表示，跨省绿电交易主要的挑战在于买卖双方可能对合理价格的预期存在落差，以及绿电作为中长期交易本身固有的难点——每个月的电量怎么分解，以及发用偏差怎么计算、会不会产生额外成本等——这些问题对于“靠天吃饭”的新能源而言，是更加突出的风险。

在陈帝澎看来，跨省绿电交易面临的最大的问题，不完全在于买卖双方没有意愿，也不完全在于价格谈不拢，核心的障碍在于省间机制协同不足，以及跨区资源配置效率还不够高。“第一层障碍是跨省输电通道本身仍然稀缺。跨省绿电并不是一个孤立交易品种，它要和常规外送电、保供安排、中长期交易、现货衔接等一起竞争通道资源，所以很多时候不是市场没需求，而是‘路不够’；第二层障碍是省间交易规则和时序衔接还不够顺畅。在实际操作中，不同省份的交易组织时间、申报窗口、结果出清节奏、偏差考核口径，往往并不完全一致。有时上一场交易结果还未完全落定，下一场申报已经开始，这会显著提高交易主体的决策难度，也影响跨省资源的最优配置。”

他进一步解释，跨省绿电本质上不是单一商品交易，而是“电能+通道+绿色属性+履约管理”的组合交易。尤其在多年期或类 PPA 交易中，用户侧采购流程通常更习惯等政策、预算和内部审批明确后再启动，而卖方希望尽早锁定合同、锁定收益，两边节奏天然不一致。“跨省绿电下一步要真正做大，关键不在于只增加某一类交易品种，而是要进一步提升省间市场协同、通道配置效率和标准化合同能力。”陈帝澎指出。

在微观层面，由于市场供需信息不全，企业实际获取匹配度高的供给还存在一定困难。规上企业、外向型企业可通过交易市场便捷获取绿电，而中小微企业因对接渠道、交易成本等问题，对绿电的可得性仍有待提升。

某绿电绿证服务中心负责人告诉记者，企业采购绿电的最大困惑，集中在绿电与绿证的区别：二者均承载环境权益，但市场认可度存在差异，企业难以清晰界定二者的适用场景。此外，非电力市场用户无法直接采购绿电，只能选择绿证，却不确定绿证的环境权益能否被下游客户、国际机构认可。“企业的核心服务需求，聚焦于绿电环境权益的落地使用，比如购买后如何合规核算、备案，其环境价值能否得到市场和监管部门的广泛认可，确保绿电消费真正转化为企业绿色竞争力。”上述人士指出。

新选项与新挑战

当前，随着更多企业把碳管理要求向供应链传导，用户采购绿电竞争的重点逐步从“能不能买到绿电”转向“能不能长期锁定高质量绿电”。政策层面也在持续回应这一需求，绿电直连、多年期绿电交易等新模式相继推出，为企业长期锁定绿电资源提供了新的选项。

今年 2 月，国家能源局发布《从政策走向实践 3259 万千瓦绿电直连项目推进实施》一文，指出“全国已有 84 个绿电直连项目完成审批，新能源总装机规模达 3259 万千瓦。”自去年 5 月，《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》发布以来，不到一年时间里，绿电直连这一创新模式已迅速进入规模化落地实操阶段。

由于绿电直连在物理溯源、发用对应等方面具有更高的透明度和可信度，不少东部企业对此表现出尝试意愿。但在东部做绿电直连，面临着几道绕不开的现实门槛。

首先是绿电资源。本地集中式新能源资源有限，这决定了直连模式很难大规模复制；其次是投资成本。直连项目往往面临输配电、线路建设、系统备用、消纳比例、并网友好性等一系列要求，特别是在东部土地和线路成本都较高的情况下，经济性未必具有优势。“开展这类项目需结合投资方经济模型设定合理价格，同时项目落地还需要配套的资金、资源保障，且项目审批、建设周期较长，进一步增加了落地难度，这也是当前绿电直连项目推进中的主要挑战。”夏俊海表示。

对于投资方而言，开展绿电直连项目的难点，不仅仅在于如何“连上”，“连上”之后是否能够高效运营，同样是关键的问题和巨大的挑战。

“直连项目最终能不能盈利，关键在于项目的运营水平能不能高过目前电网的平均水平，包括平均负荷率、调节成本等等，只有把项目内部的资源真正统筹好、调度好，在关键运营指标上跑赢大电网，项目才能获得可持续的收益空间。”国网能源研究院有限公司研究员田士君分析道。

2025 年 9 月，在绿电直连政策破冰的三个月后，国家发展改革委、国家能源局出台《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），明确了绿电直连等新能源就近消纳项目的定价规则和费用标准。其中规定，输配电费可选择按“单一容量制”缴纳，系统运行费和线损费用按照下网电量收取，不再缴纳输配环节的电量电费。这一政策为绿电直连项目确立了清晰的费用框架。在这一框架下，项目的“实际负荷率”是否能够高于电网全省的“平均负荷率”是决定经济性的重要参数。直连项目负荷率越高，往往意味着更大比例的自发自用和更小的并网容量。对于用户而言，除提升项目负荷率节约输配电费外，减小下网电量比例节约的系统运行费和线损费用也是决定项目经济性的大头——下网电量占比越少，省下的系统运行费和线损费用越多。

“目前系统运行费和线损费用大约占工商业用户终端电价的十分之一，约为 0.05 元/千瓦时，且呈上升趋势，预计 2030 年上升至 0.1 元/千瓦时以上。因此，项目内部自消纳的绿电比例越高，下网电量越少，系统运营费的节省就越显著。这是决定直连项目能否盈利以及盈利空间大小的核心因素。”田士君指出，“其次，输配电费约占终端用户电价的四分之一，节省的空间同样来源于项目负荷率高出电网平均负荷率的空间。目前电网平均负荷率已经非常高，即便是西部地区，以青海为例，其平均负荷率按 64.85% 计算，直连项目要高于这一基准值是一个较大的考验，这也无形之中提高了项目上马的门槛。”

由于东部地区负荷密集，电网的平均负荷率本就处于高位；而西部地区地广人稀，工业负荷占比较低，电网平均负荷率相对东部较低。这一差异直接影响了不同区域直连项目的经济表现，东部直连项目想要“跑赢大盘”，难度要大得多。

陈帝澎指出，东部企业做绿电直连不是没有空间，但更适合局部场景、特定园区、特定负荷类型。短期内，它更适合作为绿电交易和绿证消费的补充，而不是主流替代方案。

多年期绿电交易是用户锁定长期绿电资源的另一个选项。2024 年，北京电力交易中心发布《多年期省间/省内绿色电力双边协商交易协议参考模板》，为我国多年期绿电交易提供标准化的

指引和参考。2025 年，国网经营区累计达成多年期绿电交易 826 亿千瓦时，同比增长 175%，其中以 PPA 协议方式签约 347 亿千瓦时。

目前，我国多年期 PPA 发展处于起步阶段。对于发用双方而言，绿电 PPA 这一选项既是机遇，同时也需认识到其中所伴随的复杂风险。

陈帝澎表示，当前我国各省市场规则差异较大且仍在演进，现货规则、结算机制、偏差考核都可能变化，买卖双方很难对 5 年、10 年后的价格形成稳定预期。长期电价缺乏可靠的参考曲线，多年期固定价难以确定；企业采购和预算体系仍是短周期逻辑，而 PPA 要求提前锁定长期价格，这在内部审批机制上常常是不匹配的；此外，契约精神和履约约束还需要继续强化。现实中确实存在市场价格下行时，买方希望调价；价格上行时，卖方又希望重谈的情况。

“多年期 PPA 一般在前一年 11 月底开展，绝大多数省份下一年政策未出，导致大量成交价高于实际交易价格。在跨省多年期 PPA 双边绿电交易中，叠加通道容量、发电成本制约，跨省区 PPA 价格与省内交易价格差距拉大，经济效益性差，这种价格倒挂现象直接影响企业履约意愿。”夏俊海表示。

放眼全球，当新能源渗透率快速提升，负电价频发、光伏市场价值被压缩，传统 PPA 模式赖以生存的“稳定价格预期”正在被动摇。2025 年，全球 PPA 市场容量同比下降 10%。德国 PPA 新签容量 2024 年同比下降约 40%，2025 年上半年再降 26%。“德国绿电 PPA 下滑的主因并非需求不足，而是光伏装机过快、户用光伏市场化能力不足，导致午间电力供过于求、负电价频发，在此背景下，买卖双方难以对未来电价形成稳定预期，长期 PPA 合同的价格失去了参照基准，从而成交量下降。由此可以看出，PPA 这类‘锁价’工具无法为系统性风险定价，仅靠合同解决不了根本问题，还需加强风险管理，并配套灵活的市场平衡机制。”中国电机工程学会外籍会士郭欣指出。

向外接轨，向内挖潜

近年来，我国在推动绿色电力消费、完善交易规则、加强绿证核发等方面开展了一系列积极探索。但受制于市场机制、溯源技术差异等因素，现有绿电绿证体系仍需进一步与国际标准实现互认。

“CBAM 在法规层面虽然没有明确要求绿电是物理交割或小时级时空匹配，但其基于实际排放核算中可追溯性与真实性要求，使得具有明确电网物理关联关系且时间匹配精细的绿电供应模

式更容易被认可。而我国现有绿电交易体系的主要问题，表现在交易的绿色电量与实际物理交付电量的时空匹配不足。从交付模式来看，CBAM 更倾向认可具有明确物理关联关系的绿电供应模式，如专线直连或直接实物 PPA，而虚拟 PPA 及单独绿证交易在证明电力实际替代化石电力方面存在较大不确定性；从时间颗粒度来看，CBAM 及欧盟相关规则正逐步向小时级发用匹配要求演进，我国绿电交易一般以年度或月度为交易结算单元，缺乏发电侧与用电侧小时级电量的绑定、计量与核销机制，难以充分证明绿色电力生产与消费的实时对应关系，这将增加出口企业在 CBAM 核算中主张使用绿电的难度。”华北电力大学中国能源政策研究中心副主任张洪指出。

张洪建议，完善我国绿电交易模式，探索建立具有明确电网物理关联关系的绿电供应模式，如采用专线直连或发用双方直接签订实物 PPA，尤其是多年期（10~20 年）的实物 PPA，有助于满足 CBAM 的核算要求，同时为新能源项目融资提供长期价格信号；构建小时级全链路溯源机制，形成与 CBAM 规则演进方向相衔接的小时级发用匹配绿色凭证。

华北电力大学经济与管理学院教授刘敦楠认为，目前我国电力零售侧传导与第三方代理合规的全国机制缺失，中小用户、零售端参与小时级交易的渠道、套餐设计、权益归属规则全国不统一，第三方代理交易权责界定、环境权益专属的要求未实现全国规范，难以满足 CBAM 对零售侧、代理交易的全链路核验要求。建议打通批零协同全国传导通道，全面推广江西分时绿电零售套餐模式，规范第三方代理交易权责，保障中小用户、零售端平等参与小时级交易并获取国际合规凭证，打通绿电价值传导“最后一公里”。

当前，绿电消费溢价难以向下游有效传导，绿电采购的额外成本多集中在生产端企业，难以通过产品定价转移至下游市场。业内人士表示，要构建绿电成本合理传导机制，核心要遵循“谁减排谁受益、谁消费谁买单”的基本原则。国内层面，若绿电消费的额外成本无法向下游传导，企业的减排投入将难以获得合理回报，不仅会削弱企业主动采购绿电、践行绿色低碳的动力，还会降低绿色企业在市场中的竞争力，不利于形成绿色发展的正向循环。国际层面，中国作为全球最大的工业生产国和制造业中心，工业产品大量出口至全球市场，生产端的绿电消费和减排成本，不应由国内生产企业单独承担，需推动减排成本在全球产业链、供应链中合理分摊，让国际消费者共同承担绿色转型成本。

面向“十五五”，东部地区能源建设与发展面临着新要求与新任务，或将为本地绿电消费带来新的机遇。今年 2 月，国家能源局发展规划司司长任育之在《推动“十五五”初步建成新型能源体系》一文中指出，“提升东部地区能源自给能力，力争实现‘十五五’能源消费增量的 70%以上由本

区域生产满足”。这意味着东部未来能源消费与利用的思路，不能再主要依赖“西电东送补缺口”，而是要更多从本地挖潜、就地消纳、系统重构的角度解决问题。

陈帝澎分析道，“十五五”期间东部提升绿电供给，至少有以下路径值得重点关注：第一，分布式新能源会成为最现实、也是最重要的增量来源。尤其是工商业屋顶光伏、园区分布式、多场景综合开发；第二，近海风电和沿海新能源基地会成为重要补充。虽然成本、开发周期和并网要求都更高，但在“本地增量本地解决”的导向下，这类资源的重要性会明显上升；第三，源网荷储一体化和零碳园区会成为东部绿电供给的组织方式创新。东部不一定有条件大规模建集中式电源，但可以通过园区级能源系统，把分布式光伏、储能、灵活负荷、需求响应整合起来，提高本地绿电消纳比例和自平衡能力；第四，储能和负荷灵活性会越来越重要。东部提升绿电供给，不只是“多装多少新能源”，更关键是如何把有限的新能源更高效地消纳掉。谁能把负荷做灵活、把储能配合理、把用电曲线优化好，谁就更有能力提升本地绿电占比。

此外，市场机制必须同步完善。“包括绿电、绿证、跨省交易、环境价值定价、长期合同、用户侧认证等机制，都要进一步打通。在东部资源约束下，未来竞争的重点不只是‘有没有新增电量’，而是有限绿色资源能否更高效、更透明地配置给真正有需求的用户。”陈帝澎表示，“因此，东部‘十五五’绿电发展不会依赖某一单一路径，而会呈现‘分布式为主、近海补充、园区整合、储能增强、机制配套’的组合式演进。东部最终比拼的，不只是资源规模，更是系统整合能力和市场设计能力。”

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20260415/1492120.shtml>

山东开展重点路段充电示范站建设 两年织就电动重卡绿色补能网

4月10日，山东省人民政府新闻办公室举行省人民政府政策例行吹风会，邀请山东省交通运输厅负责同志等解读《山东省重点公路运输通道布局建设电动重卡大功率充电示范站实施方案（2026-2027年）》，并回答记者提问。

山东省交通运输厅副厅长、一级巡视员、新闻发言人高洪岩介绍，《山东省重点公路运输通道布局建设电动重卡大功率充电示范站实施方案（2026-2027年）》（以下简称《实施方案》）和《关于支持电动重卡规模化应用的若干措施》（以下简称《若干措施》）已分别于4月8日、

9 日正式印发实施。《实施方案》对山东大功率充电示范站建设进行了全面部署，《若干措施》进一步优化了相关政策供给。

一、文件出台背景

布局建设示范站，推动电动重卡规模化应用，能够大幅减少碳排放和大气污染物排放，加快推动物流降本提质增效，是支持山东落实国家“双碳”战略、支撑绿色低碳高质量发展的重要举措。2025 年，交通运输部等十部门印发《关于推动交通运输与能源融合发展的指导意见》，国家发展改革委办公厅等印发《关于促进大功率充电设施科学规划建设的通知》，部署建设大功率充电基础设施，推动新能源汽车应用发展。近两年，山东电动重卡呈现出快速增长态势，全省保有量已达 2 万辆，仅 2025 年就新增 1 万辆、同比增长 190%。但山东电动重卡充电站仅有 443 座，站点布局不足不均，且高速公路尚未有专用充电设施，不能满足电动重卡补能需求。

为构建完善电动重卡补能网络，推动电动重卡规模化应用，省交通运输厅会同相关部门企业，在充分调研论证的基础上，起草制定了《实施方案》和《若干措施》，着力破解电动重卡补能设施总量规模偏小、运营效益不高、站点布局不足等突出问题。

二、《实施方案》的主要内容

《实施方案》包括总体要求、建设任务、保障措施三个部分。

（一）总体要求。《实施方案》提出利用 2026-2027 年两年时间，全面开展重点路段示范站建设，明确了总的任务目标。一是高速公路建成 24 对服务区 48 座示范站，构建覆盖省会、胶东、鲁南三大经济圈，串联 16 市、总里程 2600 余公里的“四纵两横”电动重卡绿色补能廊道。二是普通国省道建成 107 座示范站，完成 G104 北平线等 14 条普通国省干线布局，形成覆盖 16 市、总里程 6600 余公里的“四纵三横”电动重卡绿色补能廊道。三是两年内电动重卡渗透率达到全国平均水平。

（二）建设任务。《实施方案》主要明确四个方面具体建设任务。一是加快高速公路示范站建设。2026 年 8 月底前，建成 10 对服务区 20 座示范站，形成覆盖济南、青岛等 7 市的绿色补能“环形廊道”；2026 年下半年，基于“环形廊道”向外辐射延伸，其他 9 市各建成 1 对服务区 2 座示范站，年底累计建成 19 对服务区 38 座示范站。2027 年上半年，再建成 5 对服务区 10 座示范站，全面完成建设任务。“一区一策”建设新能源配套设施，提升绿色能源供给比例。二是加快普通国

省道示范站建设。2026 年 5 月底前，选择条件成熟的点位率先开工建设；8 月底前，建成 60 座示范站。2027 年上半年，全面完成 107 座示范站建设任务。各市因地制宜建设 1-2 个“光储充”一体化充电站示范项目。三是搭建统一的充电管理服务平台。完善升级充电基础设施信息公共服务平台功能，开发相关 APP，及时为用户提供信息服务。四是推动电动重卡规模化应用。持续推动电动重卡产业提质升级，引导车电分离、电池租赁等新型商业模式创新。

（三）保障措施。《实施方案》提出要加强组织领导，强化政策保障，统筹做好充电设施建设规划布局、设施配置及用电容量标准规范等工作。

三、《若干措施》确定的支持政策

《若干措施》在 8 个方面提出了 28 条具体政策措施，重点就是要降低电动重卡的购置、使用成本。

一是研究制定“引车上路”政策措施，实施吸引电动重卡通行高速公路的相关措施，推出光储绿电直供下浮电价、免费休息场所、赠送服务区消费折扣等一揽子举措，让电动重卡“愿意上、补能快、跑得畅”。

二是加大电动重卡应用支持力度，用好中央补贴政策，引导山东 2 万辆存量国四柴油重卡报废更新为电动重卡；山东重工对省内购买用户给予专项补贴政策，推出 0 首付、超长分期付款政策。

三是优化电动重卡通行政策，加快火电、钢铁、煤炭等行业和港口、物流园区电动重卡推广。

四是推动光储充一体化建设，统筹做好充电设施建设规划布局、设施配置及用电容量标准规范等工作。

五是完善电价调节及服务收费机制，落实国家充电基础设施减免容需量电价政策，适时优化分时电价峰谷时段，通过综合措施降低电动重卡充电成本。

六是推进电力增容及充电设施协同布局，国网山东电力将全面开展红线外配套电网升级改造，简化电力报装、增容审批流程。

七是强化用地保障，推动将独立占地的集中式充电设施用地纳入公用设施营业网点用地范围，将有新增用地需求的示范站项目纳入国土空间规划。

八是加大财税金融支持力度，推动各类金融和社会资本共同投入电动重卡相关产业，完善电动重卡车辆保险、维修等服务体系，推动保险费率降低。

下一步，省交通运输厅将在省委、省人民政府的坚强领导下，会同各相关部门和企业，尽快完成电动重卡大功率充电设施布局建设，全力推动各项政策措施落地见效。

来源：山东发布

<https://news.bjx.com.cn/html/20260410/1491528.shtml>

《能源科技简讯》2026 年第 04 期是科技情报研究所编发的第 640 期能源科技情报研究材料，不妥或疏漏之处，敬请领导和同事批评指正，您的宝贵意见将是我们不断提升、不断推陈出新的动力。联系人：苏长乐 电话：010-80732249 邮箱：Suchangle@cdt-kxjs.com