

■ 筑基谋远：“六张网”建设专题·新型电网

新型电网：以万亿级动能筑牢能源安全底座

□ 中国宏观经济研究院 徐 策 中国经济信息网 张浩然

当前，能源基础设施正成为重塑全球格局、大国竞争优势、全球能源治理版图的关键力量。中央政治局会议明确将新型电网纳入“六张网”重点规划建设范畴；“十五五”规划纲要与《新型能源体系建设“十五五”规划》对构建新型电力系统、提升系统互补互济与安全韧性水平、基本建成全国统一电力市场体系作出系统部署，明确行业发展方向与实施路径。目前，我国电网建设已实现历史性突破，多项核心能力领跑全球，正处于从传统输电网络向新型电网平台跨越的关键窗口期。新型电网具有投资体量大、产业链条长、回收周期长的行业特征，需构建三级协同保障体系，全方位推动新型电网建设加快落地见效，为能源转型与强国建设筑牢能源基础设施底座。

一、加快建设新型电网是能源转型、强国建设与大国博弈的战略抉择

新型电网是建设新型电力系统的核心枢纽，也是国家“六张网”重大基础设施的能源基石。加快新型电网建设，是兼顾短期稳增长、中期强底座、长期塑优势的三重战略抉择：短期是扩大有效投资，拉动全产业链发展，稳定经济大盘的重要抓手；中长期是支撑能源强国、制造强国、科技强国和数字中国建设的重要物理底座；长远看是大国绿色博弈的基础设施底牌，直接关系到国家能源安全与全球产业核心竞争力。

（一）新型电网是突破能源转型瓶颈的核心抓手

大规模电网投资是当前稳投资、扩内需的确定性支撑。当前，我国投资增长承压，传统基建拉动效应边际递减，电网工程投资规模大、产业链条长、辐射带动力强，对上下游产业拉动作用显著，是稳增长的重要支撑。据中国电力企业联合会发布的《中国电力行业年度发展报告 2026》，“十五五”时期全国电网固定资产投资将达到5万亿元以上，为经济平稳运行提供持续动力。

配电网适配性不足是新能源规模化发展的核心瓶颈。我国新能源开发正从集中式大基地单一场景，向集中式与分布式协同发展转型。传统配电网以单向受电为底层设计逻辑，源网荷储双向互动能力薄弱，接入容量、调节灵活性、智能运维水平存在系统性短板，分布式新能源并网消纳矛盾持续凸显，配电网数智化升级已从发展可选项转为转型必答题。

多类新增负荷叠加倒逼电网容量与韧性升级。2025 年我国全社会用电量突破 10 万亿千瓦时，规模居全球第一。同时，算力产业进入高速增长通道，全国一体化算力网络八大枢纽节点算力用电近 3 年年均增速达 39.5%，远高于全社会用电量增速。中电联预计“十五五”时期全国算力平均增速年均新增 1000 亿千瓦时以上，2030 年将达 8000 亿千瓦时，占全社会用电量 6%。算力设施高密度、强波动、高可靠性的用电特性，与电动汽车充电、工业电气化等新增负荷形成共振，若不超前推进电网扩容改造，局部时段供需紧张风险将持续上升。

（二）新型电网是支撑强国建设的通用物理底座

新型电网是“六张网”体系中的关键底座，也是多网协同联动的核心支撑。其与其余五张网形成联动格局：与算力网构建“算电协同”机制，通过绿电直供、源网荷储互动，实现电网保供与算力优化的双向赋能；与水网依托大型水电基地与跨区输电通道，实现水电资源的清洁化转化与跨区电力配置；与新一代通信网、地下管网推进杆塔、光纤、管廊等基础设施共建共享，提升资源利用效率；与物流网通过车网互动等新业态，支撑绿色运输体系建设。多网协同释放集成效应，夯实生产要素高效流动的能源底座。

新型电网为能源强国、制造强国、科技强国和数字中国建设提供底层支撑。一是能源强国的关键载体，各类能源的开发、转换与跨区域配置均依赖电网承载调度，是新型能源体系的核心枢纽；二是制造强国的产业引擎，我国是全球唯一全面掌握特高压全产业链核心技术并实现大规模商业化运行的国家，高端装备优势突出；三是科技强国的集成平台，融合电力电子、人工智能、新材料等多学科前沿技术，推动能源科技自立自强；四是数字中国的运行根基，通过稳定供电与算电协同，为算力基础设施提供可靠保障，支撑数字经济持续发展。

（三）新型电网是大国绿色博弈的基础设施底座

全球电网进入新一轮投资周期，背后折射出能源治理话语权的深层博弈。当前，全球主要经济体均加码电网投入，推动技术迭代与标准体系构建。国际能源署预测，2026 年全球电网投资将达 5500 亿美元，较 2025 年提升近 20%。欧盟估算显示，到 2040 年欧盟电网领域

□ 作为新型电力系统核心枢纽与国家“六张网”的能源基石，新型电网建设承载三重战略意义：短期是扩大有效投资，拉动全产业链发展、稳定经济大盘的重要抓手；中长期是支撑能源强国、制造强国、科技强国和数字中国建设的重要物理底座；长远看是大国绿色博弈的基础设施底牌，直接关系到国家能源安全与全球产业核心竞争力

□ “十五五”时期，新型电网建设将以完善电网新架构、攻关突破关键新技术、推出更多更好新服务为主攻方向。三者协同发力、系统推进，全面补齐配电网承载短板、突破系统调节能力上限、激活电力服务新业态，持续释放绿色转型与产业升级双重动能，系统性开辟万亿级产业增长空间

□ 在“六张网”重大基础设施中，新型电网投资规模可观，产业链条最长、辐射带动面广，兼具公共基础设施与产业赋能双重属性，推动其投资落地扩容，需构建政策障碍、产业联动、企业激活的三级协同体系：一是强化政策制度供给，破除机制壁垒，保障项目落地；二是优化产业生态布局，以产业集聚与标准建设吸引社会资本投入；三是创新投融资运营模式，激活经营主体投资内生动力

需 1.2 万亿欧元投资。

新型电网推动能源产业从“产品出海”迈向“体系出海”。我国特高压技术已在巴西、巴基斯坦等国实现工程落地，若新型电网成套技术、标准体系、装备制造与运营模式实现大规模国际输出，可将单点装备优势转化为体系性规则与标准优势，重塑全球绿色能源产业格局。

新型电网是构建高韧性国家能源安全体系的关键支撑。在地缘冲突、极端天气、网络攻击等多重风险交织的背景下，新型电网通过“主干电网+配电网+智能微电网”三层架构，构建起抗扰动、强韧性、快恢复的电力安全体系，能够提供单一能源品种或发电技术无法实现的系统性安全保障。

二、我国电网建设实现历史性跨越，三大核心成就筑牢新型电网发展根基

“十四五”以来，我国电网建设实现历史性跃升，在特高压技术创新、新能源消纳能力、供电服务质效三大领域形成全球领先优势，为新型电网建设奠定了坚实的物质基础、技术积累与产业支撑。

（一）建成全球最大交直流混联大电网，特高压技术实现全球引领

特高压骨干网架基本建成。我国累计建成投运“24 直 21 交”共 45 条特高压输电通道，构筑起横贯东西、纵贯南北的“电力高速公路”；全国西电东送输送能力达 3.4 亿千瓦，占 2025 年全国最高用电负荷约 23%，跨区域能源大范围配置能力全球领先。

各级电网规模居全球首位。全国 220 千伏及以上输电线路总长度突破 100 万公里，10 千伏至 110 千伏配电线路总里程超 900 万公里，电网覆盖范围、传输容量、运行规模连续多年居全球第一，为超大规模电力供需平衡提供物理支撑。

核心技术实现自主可控。我国是全球唯一全面掌握特高压交直流核心技术、具备全套装备制造能力并实现大规模商业化运营的国家，主导制定特高压输电国际标准，在全球特高压产业与标准体系中占据主导地位。

（二）建成全球最大新能源消纳平台，支撑清洁能源高效开发利用

新能源装机规模领跑全球。截至 2025 年底，全国风电、太阳能发电装机分别达 6.4 亿千瓦、12 亿千瓦，合计占总装机比重 47.3%，历史性超过火电；可再生能源总装机达 23.4 亿千瓦，占全国电力总装机的 60%，规模稳居全球首位。

消纳市场化水平持续提升。2025 年国家电网经营区新增新能源发电量占新增全社会用电量的 96%，新能源市场化交易电量首次突破 1 万亿千瓦时，占新能源发电电量的比例从“十三五”末的 24%提升至 58%，市场调节作用显著增强。

新能源利用效率保持高位。2025 年全国风电、光伏发电利用率分别达到 94%和 95%，在装机规模高速增长背景下保持稳定消纳水平，验证了我国电网消纳体系的韧性与适配能力。

（三）供电可靠性跻身国际先进行列，供电服务质效实现全面跃升

大电网安全运行全球领先。我国连续多年未发生大面积停电事故，有效支撑了年均 8000 万千瓦的新增电力负荷需求，充分保障了相当于美国、欧盟、日本用电量总和的超大规模电力可靠供应，经受住极端天气、负荷攀升等多重考验。

供电可靠性达国际先进水平。世界银行调查显示：2025 年我国发生停电的企业占比仅为 3.7%，显著优于同类经济体平均水平；北京、上海等核心城市城区户均停电时间已降至 1 小时以内，部分核心区域进入分钟级，达到世界先进城市水平。

数智化赋能服务效率升级。依托电力大模型、数字政府等技术与机制支撑，我国供电业务线上办理率超 97%，全年 AI 辅助生成供电方

案超 200 万份；“刷脸办电”“一证通办”全面普及，服务模式完成从“人工跑腿”向“一网通办”的系统性转型。

三、“十五五”时期新型电网“三个新”建设方向开辟万亿级产业空间

“十五五”规划纲要提出，着力构建新型电力系统。《新型能源体系建设“十五五”规划》进一步将全面提升电力系统互补互济和安全韧性水平、初步建成新型电力系统、基本建成全国统一电力市场体系，明确为新型能源体系建设的主要目标。围绕上述目标，国家能源局提出完善电网新架构、攻关突破关键新技术、推出更多更好新服务三个主攻方向。三者协同发力、系统推进，持续释放绿色转型与产业升级双重动能，系统性开辟万亿级产业增长空间。

（一）新架构：构建“主配微”三级协同体系，夯实电网物理支撑底座

“主配微”协同的新型电网架构将形成体量庞大的直接投资市场，全链条拉动电力装备需求扩容。在特高压领域，根据国家能源局部署，“十五五”时期将新增投产 15 回特高压直流绿电大通道，西电东送规模超过 4.2 亿千瓦，同时建成 6 个以上省间电力互济工程，新增互济能力约 4000 万千瓦；据中金公司测算，“十五五”时期我国特高压总投资规模有望达到 8000 亿元以上，将直接带动换流变压器、换流阀、GIS 组合电器等核心设备与材料需求增长。在配电网领域，预计“十五五”时期配电网投资年均复合增速达 5.8%，年均投资规模约 3800 亿元，覆盖配电变压器、智能开关、一二次融合设备、电力电缆等品类，是电网投资向地方制造业传导的核心载体。在微电网领域，构网型逆变器、微网控制器、分布式储能等新兴装备市场加速培育，成为电网建设的重要增量赛道。

新型电网架构建设的产业拉动效应广泛外溢，对基础工业与高端制造升级形成显著牵引作用。从上游原材料看，市场测算“十五五”电网建设合计拉动铜需求 660 万至 800 万吨、铝需求约 750 万至 950 万吨；特高压直流线路单公里铁塔及导线合计用材约 225 吨、交流线路约 598 吨，对有色金属、钢铁、化工等基础工业形成大规模需求支撑。从高端制造升级看，超高压精密铸造、大功率半导体器件、高压绝缘材料等高端工艺与产品，将依托电网大规模投资实现技术迭代与规模化突破，产业升级牵引效应突出。此外，电网建设还将带动土建施工、勘察设计、工程监理等建筑与服务业同步增长，间接经济贡献有望超过直接投资规模。

电网架构领域的现存短板，正是“十五五”时期确定性最强的产业增长空间。在特高压方面，通道项目前期周期长、跨省协调难度大，规划内 15 回直流工程落地进度仍有优化空间，随着审批机制提速、建设周期压缩，投资效能将加速释放。在配电网方面，局部地区新能源消纳约束凸显，分布式电源接入受限，改造升级市场潜力充足；根据国家发展改革委、国家能源局规划，到 2030 年我国电网接纳分布式新能源能力将达 9 亿千瓦，截至 2025 年底全国分布式光伏装机仅为 5.3 亿千瓦，配电网扩容升级增量空间十分明确。在微电网方面，成熟商业化运营模式尚未形成，海岛、偏远地区、产业园区应用潜力未充分释放，随着配套政策完善将迎来规模化发展。

（二）新技术：突破关键核心技术瓶颈，激活产业创新增长动能

关键核心技术的规模化落地应用，将直接催生新一代电力装备增量市场。构网型技术领域，青海、新疆、甘肃等新能源富集省份构网型储能项目陆续并网，构网型逆变器、构网型储能 PCS、柔性直流换流阀等装备市场加速形成。在长时储能领域，根据《新型能源体系建设“十五五”规划》，到 2030 年我国抽水蓄能装机将达到 1.6 亿千瓦左右，新型储能装机达到 3 亿千

瓦，将全面拉动锂电池、液流电池、压缩空气储能装备、能量管理系统等全产业链制造需求。在“人工智能+电网”领域，电网大模型、数字孪生平台、智能传感终端、边缘计算设备等数字化产品需求同步扩容，带动电力数字化产业链快速增长。

电力新技术具备强跨界溢出效应，将带动关联产业链整体升级与产业生态扩容。构网型技术与柔性直流规模化应用，将提升碳化硅、氮化镓等第三代半导体功率器件需求，并外溢至新能源车、工业变频等领域，带动千亿级功率半导体市场发展。储能多元技术路线并行，将拉动锂、钒矿产开发及电化学材料、高端装备等跨行业产业链升级。“人工智能+电网”溢出效应突出，将形成电网提效拉动算力需求、算力升级优化电网运行的正向循环，使电网成为 AI 产业化落地的重要试验场。

技术与制度层面的现存差距，构成“十五五”时期重要的创新红利与市场扩容空间。在技术层面：构网型技术国际标准尚未统一，多设备协同稳定控制仍是全球性难题，先突破将形成显著竞争优势；长时储能度电成本偏高，技术迭代与规模化降本将直接转化为市场扩容空间；电网数智化仍处初级阶段，低压台区感知不足、系统信息孤岛问题突出，数字化补短板已是千亿级确定性市场。在制度层面：AI 调度权责界定、构网型设备并网标准、储能市场准入规则等配套制度仍不完善，制度创新的空间与价值不亚于技术创新。

（三）新服务：拓展多元增值服务场景，推动电网平台价值升级

新型电力服务体系建设，将直接带动相关软硬件设施与系统的规模化投资。在算电协同领域，算力枢纽绿电直供、源网荷储一体化项目加快落地，拉动专用变电站、绿电溯源系统、智能配电设备、配套储能等领域投资增长。在新能源源网领域，“一站式”并网服务体系持续完善，柔性互联装置、电能质量治理设备等需求加速释放。在供电普惠与互动服务领域，根据规划，到 2030 年我国虚拟电厂调节能力将超过 5000 万千瓦，车网互动聚合可调充电规模力争达 5000 万千瓦左右，直接带动负荷聚合平台、智能控制终端、通信模块等产业链发展。在充电基础设施方面，到 2030 年全国充电基础设施总量将达到 4000 万个，较 2025 年底实现翻倍，拉动充电设备、功率模块、车网通信系统等全链条市场扩容。

电力新服务的业态延伸，将重塑多个关联产业的商业模式与价值分配逻辑。算电协同的服务化延伸，将催生“绿电+绿算”一体化服务商、算力负荷聚合商、碳足迹认证与绿证交易等新业态，形成新的产业价值增长点。车网互动规模化落地将重构电动汽车商业模式：用户可峰谷价差套利，整车企业打造差异化卖点，电池企业开发适配长循环电芯，推动多产业深度融合。绿电直供与碳足迹溯源服务，可为出口企业应对国际碳边境调节机制提供合规支撑，带动碳管理咨询、认证检测、资产交易等服务业务快速发展。

新服务领域的制度空白与机制瓶颈，孕育着巨大的产业成长与模式创新空间。当前全国统一电力市场体系仍在完善，虚拟电厂、车网互动、需求响应等新业态价值实现渠道尚不畅通，市场机制成熟将持续带动相关产业成长。算电协同涉及多方主体，利益分配与协同机制尚未理顺，机制设计将催生平台型商业模式。农村电网、偏远微电网等普惠供电服务存在公益属性与市场化运营的矛盾，探索可持续运营模式将释放社会资本参与空间。

四、构建多主体协同机制，推动新型电网建设投资落地扩容

在“六张网”重大基础设施中，新型电网投资规模可观，产业链条最长、辐射带动面广，兼

具公共基础设施与产业赋能双重属性，建设周期长、涉及主体多、技术迭代快。推动其投资落地扩容，需构建政策障碍、产业联动、企业激活的三级协同体系，打通投资堵点，撬动社会资本广泛参与，加快新型电网从规划蓝图转化为实物工作量。

（一）强化政策制度供给，破除机制壁垒，保障项目落地

实行重点项目清单化要素保障。将特高压绿电大通道、大型抽水蓄能电站等纳入重点项目清单，优先列入“两重”建设范畴，统筹中央预算内投资、超长期特别国债、专项债等多元资金，保障拨付进度与项目节奏匹配。单列项目用地指标，建立生态敏感区审批协调机制，以审批制度创新压缩项目落地周期。

建立送受端利益共享共担机制。针对跨省电网项目省际利益博弈，建立税收分成、绿电消纳指标双向核算、调峰责任共担制度，将零和竞争转化为协同合作。用好跨省跨区输电价格新机制，扩大跨区绿电交易规模与频次，提升三北及川滇等地外送绿电市场竞争力。

升级省间交易与现货市场机制。推动省间电力交易从“各自报价，各自交易”向“统一报价，联合交易”转型，经营主体可一次性提交竞价需求实现全国供需匹配。推动省级电力现货市场全面转入正式运行，适当放宽价格上下限，完善稀缺性定价与负电价机制，推动需求响应从行政补贴驱动转向市场价格驱动。

出台“六张网”协同规划建设标准。统筹算力枢纽、新能源基地与特高压通道布局，推进“绿电+绿算”一体化建设。明确电力杆塔共享 5G 基站、综合管廊同步施工、超充站并联审批等跨网集约化标准，以“一盘棋”统筹避免重复建设，引导社会资本向战略方向集聚。

（二）优化产业生态布局，以产业集聚与标准建设吸引社会资本投入

引导装备制造产业链向枢纽区域集聚。依托西电东送通道节点，在乌兰察布、中卫、酒泉等地布局特高压装备、储能装备、构网型变流器等特色产业园，打造“新能源开发+装备制造+电力外送”产业集群，缩短供应链半径，降低全行业投资成本。

拓宽增量配电网民间资本准入通道。落实国家关于鼓励民间资本参与基础设施建设的政策要求，完善增量配电网电价机制，保障社会资本参股、控股项目的合理收益率。允许配网运营主体开展售电、储能运营、综合能源服务等衍生业务，推动配网投资从单一主体转向全社会多元参与。

统一技术标准并设立融合引导基金。加快推动构网技术国家标准落地实施，健全构网型设备并网检测认证与涉网性评价配套体系，加快制定虚拟电厂接入、V2G 双向充电接口等核心技术标准，推动国产功率器件在电网调度系统深度适配与规模化替代。设立跨产业融合引导基金，以财政撬动社会资本，支持电网大模型、车网互动、算电一体微电网等前沿领域，培育国家级融合产业集群。

推动电网装备体系化出海布局。将新型电网装备出海上升为国家战略，以特高压、柔性直流、大电网调度系统成套技术输出为牵引，支持企业参与“一带一路”共建国家电网建设，将国内规模优势转化为全球市场竞争力与标准话语权。

（三）创新投融资运营模式，激活经营主体投资内生动力

推广多方联合体建设运营模式。推广“地方政府+电网企业+新能源企业+产业资本”联合体模式，整合土地、电网、绿电与资本要素，共同推进特高压配套电源、储能电站、算电协同示范区等项目。出台联合体运营指引，明确出资比例、收益分配、退出机制等标准框架，实现风险共担、收益共享。

拓宽资产证券化与特许经营通道。推动特高压输电通道、储能设施等稳定现金流资产发行公募 REITs，盘活存量资产。在配电网、微电网、充电基础设施等领域推广政府和社会资本合作新机制，为社会资本提供可预期收益保障与清晰退出路径。

创新绿色金融与收益权证券化工具。支持电网企业运用绿色债券、碳中和债券、可持续发展挂钩贷款等获取低成本资金。探索以输电容量长期协议、抽水蓄容量租赁等稳定现金流为基础资产，开展“电网收益权”资产证券化试点，增强社会资本参与信心。

以价改与数字化提升资产回报。深化配电价定价机制改革，推动效率系数与服务质量考核加快落地实施，破解“准许收入法”下的规模惰性。推动电网企业应用数字孪生、AI 预测性运维技术延长设备寿命、降低全生命周期成本，持续提升电网资产盈利水平与长期吸引力。