



算电协同新变局② | 算电协同的路径重构与产业机遇

文/李紫嫣、王鹏

摘要

算电协同在规模化落地中正面临资源时空错配、系统调节失灵、体制机制断裂三重梗阻。破解之道在于推动从单向适配到系统重构的范式跃迁：在资源层，以“算力找绿电”和“绿电找算力”双轮驱动破解时空错配；在系统层，激活沉睡的调节资源，打通算力调度与电力调度的数据通道；在机制层，建立跨部门协同机制，畅通碳价值实现链条。随着破局路径的推进，算电协同将催生电力设备、智慧调度软件、储能系统、一体化项目运营四大核心赛道，构筑万亿级产业新蓝海。展望“十五五”，算电协同将逐步突破技术瓶颈、完善市场机制、优化商业模式，推动行业从规模化落地迈向高质量融合。

关键词：算电协同；碳排放双控；绿电消纳；算力调度；源网荷储一体化

正文

算电协同的战略紧迫性根植于“双碳”目标、能源强国、算力新基建三重政策逻辑的时代交汇。当前，“十五五”规划明确由能耗双控转向碳排放双控，产品含碳量日益成为国际贸易通行证；能源强国战略倒逼电力系统加速适配高比例新能源并网场景，全面提升新型电力系统的安全性、灵活性与韧性；算力新基建则推动算力产业持续扩容升级，算力基础设施供电安全成为能源安全的前沿阵地之一。三重导向深度耦合、彼此强化，使算力与电力从传统的单向供需走向深度协同融合的新阶段，算电协同逐步成为战略共识。

一、破局路径：从单向适配到系统重构

算电协同虽已成为战略共识，但其规模化落地仍存在三重结构性梗阻。资源层，我国绿电资源富集于西部，而算力需求高度集聚于东部，新能源出力的间歇性、波动性与算力负荷的连续性形成时空双维错配。系统层，分布式调节资源总量丰裕但有效供给不足，“源网荷储”协同机制远未贯通，制约系统调节能力；算力调度与电力调度两大体系内部存在短板且彼此割裂。机制层，算电协同涉及发改、能源、工信、数据、生态环境等多部门，跨部门管理协同有待提升，市场机制有待完善，绿电的环境价值在碳核算与绿证交易中难以充分兑现，使得碳约束信号无法有效传导至算力调度决策环节。破解这三重梗阻，需要在资源优化配置、系统能力提升、体制机制突破三个维度同步发力。

(一) 资源优化配置：破解绿电供需时空错配

依托算力柔性调度特性与电力系统多元调节能力，行业形成“算力找绿电”和“绿电找算力”双向核心落地路径，精准破解算电时空错配难题。

表 1 算电协同破解时空错配核心方案

协同路径	错配类型	核心方案	落地逻辑	受益产业链主体
算力找绿电	空间错配	荷随源转	数据中心锚定绿电富集区布局，实现绿电就地消纳	IDC 运营商、区域城投平台
	时间错配	算力负载调度	任务时序错峰、负荷动态整形，贴合风光出力波动	算力调度服务商、电网企业
绿电找算力	空间错配	远方送能	特高压输电+跨区绿电交易，西部绿电定向供给东部	特高压基建、新能源运营商
		就地建源	源随荷建+源网荷储一体化，配套分布式绿电直供	分布式光伏 EPC、储能集成商
	时间错配	配套储能	富余绿电存储、峰期释放，平抑风光发电波动	储能设备厂商、电力运维企业

资料来源：大公国际整理

1. 算力找绿电：算力主动适配电力

算力找绿电的核心逻辑是推动算力的空间布局和运行节奏主动贴合绿电资源分布与出力规律，其本质是从源头减少绿电弃置。

空间维度上，重点将大型智算、超算集群落地西部风光资源富集区域，最大化实现绿电就地消纳，同时建设专用线路，让数据中心直接使用附近的风电、光伏，以绿电直连解决空间错配。《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》明确“优先支持算力设施、绿色氢氨醇等新兴产业和未来产业开展绿电直连”。据中国经济网报道，截至 2025 年末，宁夏中卫数据中心集群标准机架累计达 23 万架，算力规模达 13 万 PFLOPS，新建数据中心绿电使用比例超过 80%。

时间维度上，依托延迟容忍型算力任务的可转移、可延迟特性，通过两大手段实现动态适配：一是时序错峰，基于风光出力预测模型，在光伏、风电大发时段满负荷运行算力任务，出力低谷阶段降载运行或切换至低价非核心任务；二是负荷整形，将刚性算力需求拆解为轻量化弹性子任务，主动参与电网调峰辅助服务，如以虚拟电厂形式参与电网调度。例如，青海省清洁能源和绿色算力调度中心通过搭建绿电溯源分析模型，整合全省能源预测、峰谷电价、历史负荷等多维数据，向算力中心推送最优调度方案，引导算力任务精准匹配绿电供给节奏，持续提升算电协同效率。

2. 绿电找算力：电力主动保障算力

“绿电找算力”依托工程基建与市场化交易双轮驱动，推动绿电跨区域输送、跨时段存储，精准匹配东部高密度、高刚性的算力用电需求。通过多路径保障绿电供给，东部算力中心在本地绿电增量有限的情况下，仍可实质性提升绿电使用比例。

空间维度形成远方送能和就地建源双轨并行的落地模式。远方送能依托特高压骨干电网，将西部规模化绿电跨省输送至东部算力高地，叠加绿电市场化交易完成资源定向配置。头部IDC企业世纪互联已依托雁淮直流、锡泰直流等特高压通道，落地大规模省间绿电采购，有效填补东部数据中心绿电供给缺口。就地建源则聚焦东部存量及新增算力集群，配套自建新能源项目与源网荷储一体化体系，其中分布式光伏是当前落地门槛最低、性价比最优的模式，可实现自发自用、余电上网。例如腾讯天津高新云数据中心配套10.54MW分布式光伏项目，年发电量约1,200万千瓦时，直接对接机房日常用电；阿里巴巴张北数据中心搭建一体化能源体系，配套200MW风电项目及40MW/160MWh储能系统，实现绿电就近足额消纳。

时间维度上，主要依托储能系统实现电能错峰调配，一方面存储风光大发时段的富余绿电，在算力用电高峰期释放，平抑新能源发电波动；另一方面可依托峰谷电价差开展电力套利，增厚企业盈利空间，对部分对供电连续性要求一般的业务场景，还可发挥备用电源功能¹，提升算力中心供电弹性。

3. 算电一体化调度：从单向适配到双向融合

“算力找绿电”与“绿电找算力”在产业落地中并非相互割裂，而是常态化组合应用、互为支撑的协同体系，二者的深度耦合，推动算电关系从“单向适配”走向“双向融合”的新阶段。例如“东数西算”工程本质是数据中心西迁与特高压跨区送电的协同落地，兼顾西部绿电消纳与东部算力保障。然而，当前的协同仍以静态规划为主，在运行层面算力调度与电力调度仍彼此独立。未来演进方向是打破“算力找绿电”或“绿电找算力”的单向逻辑，搭建算力网络与电力网络深度融合的一体化实时调度中台，实现算力任务与绿电出力的精准协同。随着“十五五”规划落地推进，新型电力系统与全国一体化算力网将加速建设，算电双向适配、动态协同的运行机制将逐步成熟，进而从单点试点走向全国规模化、体系化普及。当协同调度形成规模效应，绿电消纳收益与需求响应收益叠加，算电协同项目的经济性将跨过市场化临界点，最终推动算电协同从技术及场景探索转向商业化、产业化落地。更长远看，随着氢能、地热能、小型模块化核反应堆等新一代零碳能源技术逐步成熟，算力中心的能源供给体系将从单一依赖风光绿电向多元清洁能源协同利用演进，进一步拓宽算电协同的资源边界。

（二）系统能力提升：激活调节资源与破解算电调度脱节

系统层梗阻的破解，需要在算力侧、电力侧与跨系统协同三个维度同步发力。既要唤醒沉睡的调节资源，也要重构各自内部的协同机制并打通算电调度之间的系统壁垒。

1. 激活算力负荷与分布式资源调节潜力

算力侧，挖掘算力负荷的柔性调节潜力。建立算力负荷分类识别与调度机制，将延迟容忍型任务的时空灵活性转化为系统调节资源；同时，推动算力中心以虚拟电厂或独立主体身份参与电网调峰辅助服务，实现“算力找绿电”的动态匹配；此外，对积极参与需求响应的算力中

¹ A级数据中心（金融交易、实时推理等核心业务）的应急电源保障通常由柴油发电机+UPS承担，储能系统在电网故障时可提供短时支撑，但其可靠性、持续供电时长和切换速度在当前技术条件下尚不能完全替代传统备用电源。

心给予电价优惠、绿电配额倾斜或碳配额奖励，形成“调节有回报、绿电有收益”的市场化激励闭环。

电力侧，聚合分布式资源形成消纳合力。加快虚拟电厂从试点向规模化应用推广，将分布式光伏、储能、电动汽车等碎片化资源纳入统一调度。将算力中心作为优质调节资源优先接入电网调度体系，加快试点经验的复制推广。例如，平湖润泽国际信息港已将可调节资源接入嘉兴市虚拟电厂管理平台，预计 2026 年底全市虚拟电厂总调节能力可达 28.3 万千瓦。此外，还需探索分布式资源聚合多元化模式，降低资源接入门槛，提升聚合效率。

2. 提升算力系统调度能力，破解“算存运”协同不足

互联互通层面，推进算力互联互通，打破“资源孤岛”。依托工信部部署的“1+M+N”国家算力互联互通节点体系建设，以“统一标识、统一标准、统一规则”的运行机制，深化不同区域、不同主体、不同架构的算力资源标准化互联和高效流动。

统一调度层面，建设算力调度平台，实现异构算力统一纳管。江苏、青海等地已率先建成省级算力调度平台，实现通算、智算、超算等多元算力的统一纳管与灵活调度，并结合清洁能源禀赋引导算力中心错峰调度、绿电消纳。后续可总结试点经验向全国推广。

运力底座层面，夯实运力底座，畅通算力流动通道。加快全国算力枢纽节点间直联通道建设，优先打通“东数西算”骨干节点的网络互联，降低枢纽间传输时延与抖动；推动网络架构向确定性传输升级，为大模型训练、跨域推理等场景提供带宽保障和时延确定性，确保算力任务跨域迁移不受网络波动影响。

3. 重构电力系统协同控制架构，破解内部协同失灵

解决电力系统内部“源网荷储”协同断层的问题，需要从控制架构、信息交互、智能决策三个层面进行系统性重构。在控制架构层面，构建“源网荷储”一体化协同控制框架，统一各环节的控制接口与协同协议，改变当前“纵向分层、横向分区”的碎片化格局。在信息交互层面，打通源网荷储各环节的数据壁垒，建立系统状态的全局感知能力，使调度决策建立在完整、实时的信息基础之上。在智能决策层面，推动 AI 大模型在新能源功率预测、负荷预测和多目标协同调度中的深度应用，提升调度体系应对海量异构资源的能力。鼓励攻关智能调度算法、功率预测大模型、分布式资源协同控制等核心技术。

4. 打通算电调度数据通道，破解双向脱节

算力调度与电力调度的双向脱节根源在于数据不通、信号不融，破解之道在于推动算力调度平台与电力调度机构之间的数据互联互通。算力侧，应向电力调度机构开放可调负荷规模、任务优先级、备用资源状态等动态信息，使算力中心从电力调度视野中的“黑箱”转变为可量化的可调度资源。电力侧，应向算力调度平台实时传导节点电价、碳排放因子、新能源出力预测等关键信号，使电力约束和绿电禀赋进入算力调度的决策函数。在此基础上，建立统一的算电协同调度平台，将算电协同从理念转化为可执行的调度策略。青海省清洁能源和绿色算力调度中心已率先实现绿电溯源与负荷推送，这一模式有望向全国枢纽节点推广，形成跨区域、跨

层级的协同调度体系。2026年4月，安徽完成“算电协同”填谷调度测试，验证了算力任务跨区域迁移与电力供需状态分钟级联动的技术可行性，未来有望逐步推广。

（三）体制机制突破：打通跨部门协同与价值实现链条

1. 完善统筹协调机制，破解管理协同缺失

建立多部门联合工作机制，统筹规划算力与电力基础设施布局，制定算电碳协同实施路线图，明确责任分工与考核评价体系。加快出台《算力标准体系建设指南》，协调算电协同调度、源网荷储一体化等技术标准尽快发布实施。推动地方出台专项配套政策，打通项目审批、并网接入等制度堵点，打通政策传导机制。

2. 畅通碳核算与绿电消费衔接，破解绿色价值湮没

核算规则层面，明确算力产业间接排放核算规则，将绿电消费纳入碳排放核算抵扣范围，建立统一的“电—碳—证”价格传导机制。推动算力产业纳入全国碳市场，建立算力中心碳排放核算、报告与核查体系。探索建立数据中心碳排放指标的跨区域转移机制，避免算力西迁后东部仍占用碳配额、西部却额外承担碳排放压力的制度性错位。

国际互认层面，2025年5月气候组织正式宣布RE100无条件全面认可中国绿证，标志着我国绿证国际化取得历史性突破。未来应加快推进绿证在欧盟碳边境调节机制（CBAM）等国际碳规则中的互认，进一步提升企业通过绿电减碳的实际收益可见性。

市场机制层面，完善电力辅助服务市场机制，使算力中心参与调峰调频的调节价值在市场价格中得到充分体现，打通“调节贡献—市场回报”的价值兑现通道。

二、产业机遇：四大核心赛道构筑万亿级新蓝海

据中国信通院测算，2026年我国算电协同相关市场规模将突破2,500亿元，到2030年有望达到1万亿元。算电协同的落地，不仅是技术路径的验证，更将重塑算力与电力两大产业的协同模式，撬动从硬件基础设施到软件调度平台、从储能系统到一体化项目运营的系统性投资机遇，构筑万亿级产业新蓝海。

（一）电力设备：算力中心供电保障的核心支撑

算力中心对供电可靠性的要求极高。承载大模型训练、实时推理的A级数据中心，按国标GB 50174-2017须配置“容错系统”；若对标国际Uptime Institute Tier IV标准，则可用性须达到99.999%（即全年计划外停机不超过5.26分钟）。与此同时，智算中心单机柜功率正从传统5~10kW向30~100kW甚至更高跃升，供配电系统面临容量扩容、冗余设计、电能质量等多重挑战，催生对高端电力设备的刚性需求。

这一赛道涵盖三个关键环节：特高压及主网设备支撑西部绿电大规模外送，“十五五”期间为匹配“东数西算”跨区绿电输送需求，特高压建设将维持高强度，变压器、换流阀、GIS等核心设备订单确定性充足；高效UPS/HVDC保障算力中心电能质量，智算中心对电能损耗、占地效率要求大幅提升，高频模块化UPS、高压直流（HVDC）凭借高能效、小型化优势正加速替代传统供电方案；智能配电与微电网设备支撑源网荷储一体化落地，带动智能开关柜、能量

管理系统（EMS）、保护测控装置需求持续增长。特高压设备、高端电源、微电网集成等领域的头部企业有望率先受益。

（二）智慧调度软件：算电协同的“操作系统”

算电协同的核心在于“协同”，而协同的实现依赖于打通算力系统与电力系统的数​​据流与控制流。智慧调度软件承担着资源感知、负荷预测、优化决策、实时控制等关键功能，是算电协同的“操作系统”，也是价值量最高、壁垒最深的环节之一。

该赛道主要包括三大方向：算力调度平台负责感知全国算力资源状态，将计算任务智能匹配至绿电富余区域；虚拟电厂平台聚合数据中心可调节负荷、储能等资源，参与电网需求响应与辅助服务，为算力中心创造额外收益；预测软件通过 AI 大模型提升风光出力与算力负荷的预测精度，为调度决策提供基础支撑。

从技术演进趋势看，当前行业正从“算力调度”和“电力调度”各自独立优化的阶段，走向“算电协同调度”的统一架构。这一架构需要在算力侧打通异构芯片的虚拟化纳管，在电力侧兼容秒级响应的实时控制协议，并在两者之间建立统一的数据交互标准和联合优化算法。上述能力的成熟度，直接决定了“算力找绿电”和“绿电找算力”能从单点试点走向多大规模的复制推广。也正因如此，智慧调度软件被行业视为算力网络时代的核心基础设施——它不仅是技术枢纽，也是未来算力交易、碳资产交易和绿电交易的关键交易枢纽，产业价值持续凸显。

（三）储能系统：破解时间错配的关键枢纽

储能系统是解决绿电波动与算力负荷刚性时间错配的核心手段，在算电协同中承担着三重价值：一是绿电存储与峰时释放，通过将风光大发时段的富余绿电储存起来，在算力负荷高峰时释放，有效提升数据中心绿电实际利用率；二是峰谷价差套利，利用分时电价政策，通过“两充两放”模式降低用电成本；三是对部分对供电连续性要求一般的业务场景，可在电网波动时发挥备用电源功能，毫秒级响应切换，提升算力中心供电弹性。

从产业链价值分布看，储能系统的高价值环节集中在设备端。这一赛道涵盖两大关键环节：储能电池是能量存储的核心载体，磷酸铁锂电池凭借安全性、循环寿命和成本优势成为主流选择；储能变流器与能量管理系统分别承担电能变换与优化调度的关键功能，合计占储能系统价值量的 20% 左右，是技术壁垒最高、利润空间相对丰厚的环节。随着算电协同从试点走向规模化，储能系统在数据中心领域的渗透率将快速提升，头部储能设备厂商、具备系统集成能力的企业有望率先受益。

（四）一体化项目运营：算力与绿电深度融合的新型基础设施

“东数西算”与算电协同的持续推进，催生了一批兼具算力运营与能源管理能力的新​​型基础设施项目。这些项目通常位于西部绿电富集区，通过自建新能源、配置储能、接入算力调度平台，实现绿电直供与算力外售的一体化闭环。其商业模式正从传统的“机柜出租”向“绿电+算力+碳资产”综合服务跃升。

这一赛道主要包括三大模式：源网荷储一体化项目由同一主体负责新能源电站、储能、数据中心及配套电网的建设与运营，可获得绿电直供电价优势，并享受绿证收益与辅助服务收益，青海三江源绿电智算融合示范园即采用“微电网+绿电直连”模式，实现100%绿电供应；零碳/低碳算力园区以园区为单位统筹规划算力设施与新能源系统，为入园企业提供绿电核算与碳足迹管理等增值服务；算电协同交易平台则作为中立第三方，聚合多主体开展绿电交易、辅助服务交易、算力交易，获取交易佣金或服务费。与算力调度平台侧重资源调度与技术连通不同，交易平台更侧重商业聚合与合同管理。具备新能源开发能力与算力运营经验的综合能源服务商、IDC头部企业有望率先受益。

从产业趋势看，一体化项目运营正在催生一种新的资产类别——兼具新能源发电收益、算力租赁收益和碳资产收益的复合型基础设施。随着碳排放双控的全面落地和绿证国际互认的推进，碳资产收益有望从“锦上添花”逐步向核心收入来源演进。而能否同时驾驭电力市场和算力市场的双重波动，将成为决定项目盈利水平与长期竞争力的关键能力门槛。

三、展望未来：算电协同迈入规模化落地新周期

从政策文件的首次提出到“十五五”规划的正式入规，算电协同已完成从概念到国家战略的跃升。站在“十五五”开局之年的时间节点回望，算电协同已从技术验证走向规模化落地，从地方试点走向全国布局。展望未来，技术支撑、市场机制、能源结构、商业模式四大维度将持续演进，推动算电协同从“试点示范”迈向“全面融合”。

在制度与技术支撑方面，全国统一电力市场与全国一体化算力网将逐步融合，为算电协同提供基础设施层面的制度与技术支撑，实现算力与电力的跨区域、跨层级协同调度。市场机制方面，绿电交易、辅助服务市场、算力交易平台等多元机制将协同发展，逐渐形成可持续的商业闭环。能源结构方面，氢能、地热能、核能等清洁能源将逐步纳入算电协同体系，小型模块化核反应堆（SMR）与智算中心的耦合应用已在海外启动探索，未来算力中心有望从“绿电消纳”向多种清洁能源协同利用的“零碳算力”跃升。商业模式方面，集成“绿电+算力+碳资产”综合服务商将成为主流，收入来源从单一的机柜租金向多重收益扩展。

同时，也需要看到算电协同的规模化推广仍面临现实制约。绿电直供叠加储能的整体经济性尚未跨过市场化临界点，部分项目仍依赖政策补贴维持运转；算力调度与电力调度的实时协同在工程落地中复杂度远超预期，跨区域、跨主体的协同效率受制于标准与规则的滞后。

总体而言，“十五五”期间算电协同机遇与挑战并存，唯有突破技术瓶颈、完善市场机制、优化商业模式，方能推动行业从规模化落地迈向高质量融合，真正实现算力与能源的协同共赢。

报告声明

本报告分析及建议所依据的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所依据的信息和建议不会发生任何变化。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成任何投资建议。投资者依据本报告提供的信息进行证券投资所造成的一切后果，本公司概不负责。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为大公国际，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。