



时代的选择，算电协同发展的现实约束与破解之道

文/肖尧

摘要

2026年3月，第十四届全国人民代表大会第四次会议审议通过的《政府工作报告》中，首次将“算电协同”纳入国家新型基础设施建设范畴，明确提出实施超大规模智算集群、算电协同等新基建工程，加强全国一体化算力监测调度，支持公共云发展。这一战略部署标志着算力与电力两大基础体系的深度融合从技术试点层面上升为国家顶层设计，成为打造智能经济新形态的关键支撑。本文将就战略提出的背景为切入点，针对政策落地的限制因素进行分析，并就未来发展路径提出可行性建议。

正文

一、“算电协同”战略提出的时代背景

“算电协同”战略的确定，根植于我国智能经济发展与能源转型相互交织的时代背景之中。这一战略抉择的必然性主要体现在以下三个层面。

算力规模的爆发式增长致使电力供给保障能力面临严峻考验。随着人工智能大模型的商业化落地与智能应用的普及，我国算力总规模尤其是智能算力占比持续攀升。根据工业和信息化部数据，截至2025年末，我国智能算力规模已超过1,590 EFLOPS，建成万卡智算集群达42个，算力总规模全球第二。算力中心作为高能耗基础设施，其电力成本占运营总成本的比重较高。根据中国信息通信研究院的预测，在高发展情景下，到2030年我国算力中心用电量可能超过7,000亿千瓦时，占全社会用电量的比例或将超过5%。用电需求高速增长对局部电网的承载能力和电力设施的规划建设构成了实质性压力。

“双碳”目标约束下的能源结构转型对算力产业的绿色化提出了刚性要求。国家发展和改革委员会等部门于2024年7月联合发布的《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》明确设定了到2025年底，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80%的目标。这意味着算力产业必须摆脱对传统化石能源的依赖，转而大规模消纳风光等新能源。而新能源固有的间歇性、波动性特征，与智算中心所需的高连续性、高稳定性供电之间存在着结构性矛盾。单纯依赖电网的被动供电模式已无法满足绿色发展的政策要求，必须通过机制创新与技术手段实现算力负荷与新能源电力的动态适配。

东西部资源禀赋的空间错配要求构建跨区域的资源优化配置机制。我国东部地区算力需求旺盛，但土地资源紧张、能耗指标受限、绿电资源匮乏；西部地区风光资源充沛，具备发展低电价绿电的天然优势，但本地算力需求不足，面临新能源消纳压力。自2022

年“东数西算”工程全面启动以来，国家规划建设了八大算力枢纽节点和十大集群，初步构建了全国算力网络骨架。但算力的物理位移需要电力输送与数据流通的双重通道支撑，“东数西算”的深入推进必须依托“西电东送”与“算电协同”的有机结合，才能真正实现经济与环保双重效益。

二、“算电协同”落地的制约因素

尽管算电协同的政策共识已基本形成，产业实践也取得初步进展，但在具体推进过程中仍面临一系列深层次的结构矛盾，集中体现为算力侧与电力侧在安全、绿色、经济三重目标上的协同困境，构成了制约算电协同高质量发展的主要障碍。

第一，时空错配引发的规划协调困难。时间维度来看，算力设施与电力设施在建设周期上存在显著差异。算力中心建设周期通常仅为1至2年，迭代速度快，市场需求变化频繁；而电网输变电工程、大型新能源基地建设周期长达3至5年，投资规模大、回收周期长。这种“算力等电”或“电等算力”的节奏错位，导致许多算力枢纽节点在投运初期面临供电容量不足或绿电接入滞后的困境。空间维度来看，“东算西电”的空间分布格局对算电协同发展形成根本制约。东部算力需求高度集中，但本地绿电供给严重不足；西部绿电资源富集，但缺乏足够的本地算力消纳能力，必须依赖特高压远距离输送。远距离输电不仅带来线损成本，还增加了系统调度的复杂性，削弱了西部低电价优势。

第二，安全稳定运行面临的技术挑战。从算力侧看，智能计算对供电质量的要求比传统计算更高。大模型训练通常由大量高性能计算卡构成的集群共同完成，一旦发生供电波动，即使极短暂的不稳定也可能导致训练进程中断，破坏已经生成的模型参数，造成数据和算力的巨大浪费，带来重大的经济损失。从电力侧看，智算中心的用电特点表现出两个明显趋势：一是单机柜的用电需求显著提升，二是负荷波动变得剧烈。当前，单机柜的用电需求明显提高，特别是在大模型集中训练阶段，用电负荷会在短时间内急剧增加，形成冲击性用电，这对电网的实时调节能力和电压稳定带来了更大压力。随着越来越多智算中心接入电网，局部地区的供电能力、频率调节能力可能面临瓶颈，给电力系统的稳定运行带来新的考验。

第三，绿色低碳转型的动力机制不足。尽管政策层面设定了国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80%的目标，但这一目标的实现面临现实约束。一方面，算力中心的核心诉求是压降运营成本，而绿电交易价格虽已呈下降趋势，但在许多地区仍高于燃煤基准价，企业为“绿色属性”支付额外成本的意愿有限。另一方面，碳排放约束尚未对算力中心形成硬性考核，企业主动推动绿电消费的积极性不高。在缺乏有效经济激励的情况下，算力中心往往优先选择价格更低的常规能源。与此同时，算力中心高比例就地消纳新能源的潜力尚未充分释放。风光发电的随机性、波动性与算力设备对电源稳定性的刚性需求之间存在结构性矛盾，构网型新能源技术、大容量长时储能技术的成熟度和经济性尚不足以支撑大规模离网型算电协同项目的商业化运营。

第四，经济高效维度的资源配置效率问题。当前算力中心领域存在一定程度的投资过热与资源闲置现象。在人工智能热潮与产业政策驱动下，部分投资主体以规模导向为主，对市场真实需求的调研与预测不足，导致部分地区智算中心建成后算力利用率偏低。电力端，算力中心的高可靠供电要求与达产周期长的特点导致部分供电设备长期处于备用状态，变压器等关键设备的平均负载率不高，造成电力设施投资的隐性浪费。此外，算力中心具备参与电网调节的潜力，可以为新型电力系统提供优质的调峰、调频资源，但目前电力辅助服务市场的价格尚未充分反映算力对电力负荷的调节价值，算力中心主动参与响应的收益有限，难以覆盖其因业务调整而产生的潜在风险，算力赋能电力的协同服务有待完善。

第五，数据壁垒与体制机制障碍。算力系统与电力系统长期分属不同行业管理，算力调度平台难以实时获取电网的潮流分布、节点电价、碳排放因子等关键数据；电力调度机构也无法及时掌握算力中心的可调负荷规模、备用资源状态等动态信息。这种数据壁垒导致算力与电力的双向互动缺乏决策依据，算电协同难以从理论走向实操。该问题形成的深层原因在于跨行业、跨区域的体制机制协同不足。算力项目的备案审批、能耗指标核定、电力接入方案等往往分属不同政府部门管理，缺乏常态化的沟通协调机制，导致项目落地过程中经常出现规划衔接脱节、审批流程冗长等问题。

三、“算电协同”发展的多元化路径

算电协同作为新型基础设施建设的重要方向，其推进过程涉及算力中心与电力设施两大体系的深度耦合，对投资布局、技术选择、运营模式、市场参与方式均提出了新的要求。算电协同从试点探索走向规模化发展，需要在规划协同、标准建设、技术优化、数据共享、市场机制等多个方面形成系统化的工作思路。

算力电力基础设施的协同规划。由于算力中心与电网设施的建设周期存在显著差异，因此，在配套新能源开发方面，算力中心若计划通过绿电直供或源网荷储一体化模式满足绿电消费要求，需要在项目启动阶段同步落实新能源资源，明确电源建设主体、接入方案和调度方式，避免因新能源建设滞后导致绿电供应无法到位。另一方面，由于算力和电力的资源配置具有显著的地域性差异，在算电协同项目的前期工作中，需要将电网接入条件、新能源配套进度纳入项目可行性研究的关键评估指标，对选址区域的电力资源禀赋进行充分调研，根据电网承载能力合理确定项目建设时序，在项目选址、廊道预留、变电站容量匹配等方面提前协同、统筹安排；同时，需要加快推进算力枢纽节点特高压配套工程建设，推动西部“绿电+储能+算力集群”一体化项目落地，形成“绿电就地消纳、算力就地生产、数据全国服务”的新型产业生态。

加快构建适应算电协同特点的标准体系。算力中心与电力设施在规划建设阶段适用的标准体系分属不同领域，二者之间缺乏有效的衔接机制。算力中心的供电系统设计通常按照通用数据中心标准执行，对新能源接入、储能配置、可调节负荷参与电网互动的

考虑不足；电力设施规划则往往将算力中心视为普通电力用户，未能充分体现其对供电连续性的极高要求。针对不同类型算力中心的业务特性，需要建立差异化的能源供给标准，对承担 AI 大模型训练等核心业务的算力中心，应明确更高的供电可靠性等级和电能质量要求；对非实时算力业务，则可在保障基本供电安全的前提下，探索更为灵活的运行模式。在算力中心能效管理方面，当前电能利用效率（PUE）指标未充分反映碳排放强度和绿电使用比例，有必要将能效管理从单一指标拓展为涵盖能效、碳效、绿电占比的多维评价体系，为算力中心节能减排提供更为全面的标准依据。

持续推动算电协同技术创新。算力侧，加快发展先进液冷技术、高压直流供电架构、能量梯级利用系统，推动计算、存储、供电、散热、回收等多环节协同降耗，突破技术瓶颈。电力侧，加快构网型新能源技术、大容量长时储能技术的研发攻关与试点应用，提升新能源对算力负荷的支撑能力。调度侧，开发融合气象数据、负荷数据、电价数据的 AI 调度模型，实现对新能源出力和算力需求的双重预测，通过强化学习算法自动生成电算协同调度策略，将算力负荷从刚性消耗资源转变为可调节资源。绿电利用方面，算力中心可通过多种方式提升绿电使用比例，包括与新能源发电企业签订长期购电协议、参与绿电交易市场购买绿色电力、配套建设分布式光伏或风电项目等。不同模式在成本稳定性、供应可靠性、合规性方面各有特点，需要结合项目实际情况选择最优组合。对于已投运的算力中心，开展节能改造和设备更新也是提升能效的重要途径，通过更换高能效设备、优化运行策略、部署智能控制系统，可在现有设施基础上实现显著节能效果。

实现算力与电力数据的互联互通。算电协同的有效运行建立在双方信息充分共享的基础之上，算力调度系统需要实时获取电力价格信号、电网负荷状态、新能源出力预测等信息，以制定最优的算力任务调度策略；电力调度系统则需要掌握算力中心的可调节负荷规模、备用资源容量、负荷响应特性等信息，以便在系统需要时调用算力中心的调节能力。当前，算力与电力两大领域的数据壁垒尚未打通，信息流动不畅制约了协同效率的提升。实践中需要构建算力电力协同场景的数据共享机制，在保障数据安全的前提下，将电力价格、碳排放因子等信号向算力调度系统实时传导，同时将算力中心可调负荷规模、备用资源等向电力调度机构有序开放，为双向互动提供数据基础。对于参与电网互动的算力中心，还需要建立可调节负荷的计量和验证机制，为后续参与电力辅助服务市场奠定基础。

完善算电协同的市场化交易机制。算力中心参与电力市场交易、获取绿电资源、提供电网调节服务，均需要通过有效的市场机制实现价值发现和收益兑现。在绿电获取方面，算力中心既可以通过绿电直供模式直接接入新能源项目，也可以通过绿电交易市场购买绿色电力，不同模式下电价形成机制、交易流程、合规要求存在差异，需要结合项目所在地的政策和市场条件进行选择。在参与电网调节方面，算力中心作为可调节负荷，可通过需求响应、虚拟电厂等方式参与电力系统运行，为电网提供调峰、调频等服务并获得相应收益。目前，部分地区缺乏专门面向数据中心等新型负荷的电力交易品种，算

力调节能力的价值未能充分体现。在跨区域协同方面，西部地区绿电资源丰富、电价较低，东部地区算力需求集中、绿电供给不足，通过算力任务的跨区域调度实现东西部资源互补，需要在算力交易、电力传输、收益分配等方面建立配套机制，形成可持续的商业闭环。

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。