算电协同：算力电力双向赋能，共建新型数字基础设施

20260906

算电协同深度研报：电力成 AI 成本新约束，绿电直连与调度软件迎拐点

摘要

- 算力用电增速远超社会平均，2030 年占比预计升至 6%，电力消纳成为紧迫议题。
- 核心成本约束从算力卡转向电力，电费占 IDC 运营成本约 60%，电价每降 0.1 元利润弹性显著。
- 绿电直连与城市侧改造模式近期可行性最高，可解决空间错配并节省数千万初始投资。
- 需求响应与负载调度正从试验转向商业结算，上海推理试验显示用电成本可下降 31%。
- 跨域调度渗透率受限于算力卡高昂成本，其爆发拐点与算力卡价格下降曲线深度绑定。
- 评价指标从单一 PUE 转向综合产出成本，能源优化已深度融入头部厂商 MaaS 体系。
- 投资聚焦系统交付、具绿电溢价的 IDC、调度软件及模型算力运营四大高弹性领域。

Q&A

请阐述算电协同的发展动因，尤其是在需求、供给成本以及时空资源错配这三个层面？

算电协同的发展动因主要体现在三个层面。 首先，从需求侧看，token 调用量的激增直接拉动了计算负载和用电量。全国日均 token 调用量从 2024 年初的约 1,000 亿级别，增长至 2026 年 3 月的 140 万亿，两年内增长了三个数量级。token 调用量通过训练与推理负载的提升，直接传导至 IT 功耗、制冷及供配电损耗，

最终反映在数据中心的用电量上。2026 年前 7 个月，全国互联网数据服务的用电量为 593 亿千瓦时，同比增长 13.3%，而同期全社会用电量仅增长 4.7%，两者增速差达到约 9 个百分点。据国家能源网测算，2025 年全国算力中心用电量约为 1,700 亿千瓦时，占全社会用电量的 1.6%，预计到 2030 年该比例将升至 6%，电力消纳已成为一个紧迫的议题。 其次，从供给与成本端看，计算中心的核心成本约束正从算力卡转向电力。从运营期口径分析，电费在数据中心内部运营成本中占比约 60%，且该比重仍在上升，单位电价每降低 0.1 元，大型计算中心的利润弹性便相当可观。若从全生命周期口径（包含算力卡采购折旧、土建及多年用电）分析，电力成本目前占比约 10%，成本大头仍是算力卡。这两种数据口径并不矛盾，当前算力卡供给紧缺且单价高昂，导致资本开支主要由算力卡决定，客户对电费的敏感度相对较低。但随着算力卡供给释放及云厂商自研卡的加入，其稀缺性溢价将有所缓和。相比之下，电力成本受电源布局、电网接入、绿电占比及长协谈判等多重因素约束，难以通过技术迭代快速降低。因此，电价、绿电及供电可靠性正逐渐从加分项转变为决定项目回报率和扩产上限的关键变量。 最后，从时空资源配置层面看，存在显著的错配。空间上，全国超过六成的算力需求集中在东部，而七成的可再生能源分布在西部。同样规模的机房，若建在内蒙古而非广东，仅运营成本一项就可能相差上亿元。但这并不意味着算力单向西迁，例如万国数据 2026 年上半年新签订单中，成熟市场与新兴枢纽各占一半。东部拥有客户、网络和数字基础，西部则具备能源和扩容空间，最优解是进行协同规划。时间上，风光等新能源电力产出具有不确定性，而智算中心要求全年稳定运行。同时，不同 AI 模型任务的柔性差异巨大，AI 视频生成、批量文档处理等非实时任务适合转移至电价低、风光资源充足的时段执行，而自动驾驶、金融风控等任务则几乎没有腾挪空间。只有当非实时任务占比提升后，“荷随电走”的模式才有发展空间。2026 年前 7 个月，全国电力市场交易电量同比增长 23.4%，19 个省市的中长期市场实现每日开市，价差成为调度的指挥棒。不过，数据中心能优化的程度，最终取决于其签订的购售电合同。

当前算电协同主要的落地模式有哪些，各自的特点是什么？

当前算电协同主要有六种落地模式。 第一种是源荷互动，包括绿电直供和绿电直连。该模式通过专线或园区将新能源电站与数据中心直接对接，实现自发自用，减少对大电网的依赖，中国电信的青阳项目即是代表。2026 年 5 月多用户绿电直连政策出台后，多个用户可共同匹配同一批新能源，为该模式提供了更清晰的组织方式。其经济性主要来自上网侧与用户侧的价差。与此类似的城市侧多站融合模式，通过改造变电站，同步部署算力与电力设施，相比常规的 3-5 公里市电接入，可节省约 2000 万至 3,000 万元的投资。随着 AI 发展重心从训练转向推理和就近算力，这类模式的权重将明显提升。 第二种是储荷互动。传统大型机房为保障供电需配备大量柴油发电机，若改用储能替代部分柴发，既能保供又能参与电网调峰。目前市场上按负荷的 10%-15%配置储能的比例较为常见。该模式的主要瓶颈不在技术，而在于现行标准，评级体系中柴发仍是硬性配置，因此其发展节奏直接取决于标准修订的进度。 第三种是网荷协同与云网数一体化。该模式将电源、电网、算力负荷及储能纳入统一网络进行统筹管理。中国电信与南方

电网在广东的合作、宁夏中卫园区以及青海全国首个100%清洁能源可溯源的绿色数据中心均是此模式的范本。 第四种是负载调度和需求响应。该模式旨在通过调节计算负荷本身来应对电力市场的变化，主要有两种盈利方式。一是赚取需求响应的收入，即在指定时段提供调节能力。例如，2026年7月上海16家数据中心完成了一次为期2小时的规模化调用，最大响应负荷达9.78万千瓦，手段涵盖柔性负荷调节、备用柴发切换和算力跨域转移。二是赚取经济调度的收益，在不牺牲服务质量的前提下，让计算任务避开高成本时段。上海一项为期3天的推理试验结果显示，用电成本可下降31%。海外实践如谷歌，将1吉瓦的需求响应能力写入长期能源合同，并出资让聚合商整合外部资源，其模式特点是由算力客户为电网压力买单，再由外部虚拟电厂提供灵活性。 第五种是绿电与绿证交易。这种模式对存量机房和财务安排更为轻量化，例如和林格尔购买华电绿电的案例，通常与直连和长协组合使用。随着2026年8月可再生能源消费最低比重制度的施行，绿色用能正从项目标签转变为经营的实际约束，将推动该模式加速发展。 第六种是跨域任务调度与电算碳协同交易。这是将电力网和算力网的信息完全打通，利用实时电价和绿电条件驱动计算任务在不同时间点和地理节点间转移，并在此基础上进行算力撮合与碳足迹跟踪。据产业测算，在算力供给相对充裕的情况下，仅电费一项便可节省三成以上。

在上述多种算电协同落地模式中，哪些在近期和未来更值得关注，其发展前景和制约因素分别是什么？

对于不同模式的关注重点和发展前景，可以从三个维度判断。 首先，近期可行性最高、订单可见度最好的是绿电直连和城市侧改造模式。这两种模式直接解决了当前算电协同在空间和成本这两个最核心的约束，并且其客户预算和验收对象都非常清晰。 其次，未来一年内边际变化最大的将是需求响应和负载调度。该模式目前正从试验阶段走向真实的商业结算，例如上海已成功运行的两个案例以及海外合同模式的成型，都标志着其开始产生真实订单。未来的关键观察点在于，这种模式能否从一次性的调用转变为经常性的收入来源。 最后，跨域调度和电算碳交易决定了算力协同的长期发展天花板。但该模式目前发展相对滞后，主要原因是算力卡成本依然高昂。在电力成本仅占计算中心全生命周期成本10%的情况下，客户主动转移任务以配合协同调度的动力不足。因此，这种模式的渗透曲线将与算力卡的成本下降曲线紧密绑定。

目前算电协同在全国范围内尚未全面铺开，主要面临哪些卡点或制约因素？

当前算电协同未能全面铺开，主要面临四个方面的制约。首要的卡点在于机制和标准层面，具体包括绿电直联的审批流程、储能替代柴油发电机的评级要求，以及数据中心的综合评价指标体系，这些关键性的机制和标准目前仍处于打通和完善的过程中。

当前在推进算力与电力协同发展的过程中，主要面临哪些挑战或障碍？

算力与电力协同发展目前主要面临四方面的挑战。首先，各相关方利益尚未完全统一。发电侧需满足清洁能源消纳要求，电网侧要保障电网安全与自身经济性，而算力服务商则追求稳定的算力、绿色电力及低廉的成本。这三方诉求需要通过新的价格机制和责任分担标准来协调，导致目前已落地的协同项目多为复杂的多边谈判产物，复制推广速度较慢。其次，规划与建设周期存在错配。在八大算力枢纽中，宁夏的算电匹配情况较好，但数据中心建设与能源电网的审批分属不同体系，两种审批节奏的差异放大了规划与周期的错位。再次，控制权与结算是关键障碍。调度方需同时获得电力操作权限和客户授权，并厘清服务中断、违约及安全责任。因此，即便电力现货价格下降，若未能直接传导至用户的最终合同，算力用户也未必能享受到电费节约带来的同等收益。

展望未来，算力与电力协同领域将呈现哪些主要发展趋势？

算力与电力协同的发展预计将呈现四大趋势。第一，绿电直连与多站融合模式将率先从试点项目扩展至新建项目和城市改造中，成为标准化配置。第二，数据中心的角色将从单纯的用电大户转变为可参与电网调节、可调用的柔性负荷资源，其用电灵活性正成为一种可写入合同并进行结算的资产，例如谷歌签订的 1 吉瓦合同即是此趋势的信号。第三，评价标准将从单一的 PUE（电能利用效率）转向综合性评价体系，将用电控制、跨域调度和智能化水平等维度纳入考量，更贴近利润的衡量标准可能转变为“同等服务质量下，单位合格付费产出所对应的总成本”。第四，能源优化将深度融入计算平台本身，国内部分头部模型厂商已将模型适配、异构调度及能源管理纳入其 MaaS（模型即服务）体系，2026 年上半年通过此方式已累计节约电力成本超过 1,200 万元。

算力与电力协同的市场机遇可以从哪些层面进行划分，各自的商业模式和代表性企业是怎样的？

算力与电力协同的市场机会可依据利润形成方式划分为四个层面。 第一层是系统交付，即供电、散热与计算系统的联合交付。高密度服务器上架后，客户需同步解决供配电、液冷机柜及控制系统的适配问题，分开采购可能导致设备闲置或交付延期。因此，能够提供打包交付方案并为整体可靠性和交付节点负责的厂商具备更强的议价能力。此领域的代表企业包括已覆盖服务器、液冷、算力仓及资源管理软件的浪潮信息，以及具备计算系统、系统软件和液冷能力的中科曙光。第二层是具备绿电溢价能力的 AIDC 和 IDC，其核心盈利模式在于利用空间错配和能源解决方案，在降低电费和实现绿电达标后吸引客户上架。该层面内部分化显著，例如，在西部枢纽获得绿电直连和长期协议的数据中心与在东部依靠市电扩容的数据中心，其用电成本不在同一量级。此领域的代表企业有润泽科技，其 2026 年上半年算力业务收入近 20 亿元，已超过机柜业务并占营收过半；[illegible]国数据，其于 2026 年 8 月在和林格尔的园区合作中整合了增量配电网、[illegible]连和绿电交易。 第三层是能源管理与调度软件，主要通过解决时间错配[illegible]

人在草木间

优化电”来盈利，收入形态包括项目费、节能收益分成、交易服务费及电网数字化预算。此类公司多脱胎于新能源功率预测、电力交易或电网信息化领域，技术能力成熟，代表企业有国能日新、朗新科技和南网数字。其关键在于能否从销售功能模块转向收取持续性服务费，并实现跨客户复制。 第四层是模型与算力运营，将能源优化直接融入计算平台。其业务弹性来自于将模型适配、异构调度与能源优化相结合，以改善付费服务的单位经济性。商汤是该领域的典型代表。此层面的验证门槛较高，其发展拐点取决于外部客户收入、可计费利用率和单位毛利的表现。

综合来看，应如何判断当前算力与电力协同市场的发展阶段与投资机会？

综合判断，算力与电力协同已从一个议题转变为具体的工程实践。需求端，大模型业务上量导致算力用电增速显著超过全社会平均水平；成本端，电力成本在运营口径中已占主要部分，且成本约束正从算力卡转向弹性更低的电力和绿电资源。当算力价格趋于稳定后，能源将成为决定 AI 中远期成本曲线的关键因素。 从不同落地模式的可行性来看，近期确定性较高的订单和案例主要集中在绿电直连、多站融合以及云网和储能的结合，这些模式主要解决算力与电力的空间和成本错配问题。中期看点在于需求响应和调度软件，旨在解决时间与系统平衡问题。远期潜力最大的则是跨域调度和电、碳、算一体化交易，但其商业模式的确认时间也相对更晚。 具体到投资机会，可关注四个主要领域：首先是系统交付，其订单最易于验证和审计；其次是具备绿电溢价能力的数据中心，其电力成本的降低将直接体现在利润表中；再次是调度软件，需关注其经常性收入能否规模化增长；最后是模型与算力运营，该领域弹性最大，但商业价值的确认时间也相对较晚。