AI 数据中心驱动电力基建投资的区域分布与机会

作者：**SVSAC 硅谷战略顾问委员会**

核心判断

数据中心电力投资的区域差异，决定了企业不能用一张全国需求曲线安排市场开发。对企业而言，值得优先推进的是：把区域电力约束、项目进度、基础设施配套和设备采购节点交叉核验，再形成重点区域清单。本篇结合公开资料与分析，讨论企业可以如何识别机会、组织能力并安排下一步投入。

关键词：AI 数据中心；电力需求；输电规划；区域可靠性；电力基础设施；投资机会；成本分配；项目状态

SVSAC - sv-sac.org

数据中心电力投资的区域差异，决定了企业不能用一张全国需求曲线安排市场开发。

我们的建议是：把区域电力约束、项目进度、基础设施配套和设备采购节点交叉核验，再形成重点区域清单。企业可以先据此梳理自己的产品、客户、能力与投入边界，把讨论推进到可以分工、可以验证的具体任务。

对管理层来说，这个议题值得放进经营议程。围绕“先做什么、凭什么做、做到哪一步再扩大投入”形成共识，往往比同时铺开多个方向更有推进价值。下文保留相关资料、比较和推演，供企业判断自身条件与行动顺序。

1 第 1 章　核心问题、地区边界与证据设计

1.1 研究对象不是“AI 负荷地图”，而是负荷如何变成区域投资

数据中心常被画成一张区域热度图：哪里有更多算力、哪个州的电力需求增长最快。但对于电力基础设施投资，地理位置只是链条的开端。一个园区从开发者选址到电网投资，通常会经过客户表达需求、选址/土地和建设条件确定、服务申请、负荷预测纳入、互联和输电研究、资源或采购计划、监管/政府批准、资产招标和建设、送电及实际负荷形成等阶段。不同机构掌握其中不同片段：州级公用事业委员会看零售公司和费率；RTO/ISO 负责批发系统、区域输电和资源充足机制；输电业主和配电公司掌握具体接入、变电站与馈线工程；州和地方政府处理选址及许可；DOE、EIA 等机构发布全国/州级能源数据或项目政策。若将这些单位合并为“一个地区”，很容易把预测、连接申请和已承诺工程当成同一投资。

本篇研究的问题是：公开证据如何定位 AI 数据中心相关电力基建压力，区域规划和资本投资分别处于什么状态，以及哪些地区差异会改变电力设备和基础设施机会的类型、时间与兑现概率？目标不是对全国需求做二次预测，也不是根据一张负荷热图估计设备市场。具体分析把“AI 数据中心”放在更大的 large load 类别里：只有原始资料能明确归因 AI 或 data center 时，才作该类描述；若来源写 large load、数据中心和其他用户混合，则按原文分类并保留混合范围。AI 服务器改变单站密度和园区扩张速度，但区域电力规划还同时受到传统数据处理、制造业、油气、电气化、气候和人口等因素影响。

这个边界能避免一种常见的生态谬误：某州商务电力销售增长较大，不能证明增长全由 AI 引起；某个 RTO 的大型负荷申请上升，也不等于已有同等规模的客户签约或实际投运。即便某园区由 AI 公司投资，它的电力申请也可能包括冷却、UPS 损耗、备用、扩建预留和其他非 AI 设施。国家层面的数据中心电量情

SVSAC | sv-sac.org

景可以说明宏观潜在规模，但若缺少设施地点和电力接口数据，不能将其按人口、芯片销售、土地或服务器比例分摊到州、RTO 或公用事业服务区。

1.2 州、RTO、平衡区和公用事业辖区是交叉而非嵌套的地图

地理比较首先要说清边界。PJM 覆盖中大西洋和中西部多个州，是区域输电组织和批发市场，不等于弗吉尼亚、俄亥俄或任何单一公用事业。EIA 对 PJM 的 Dominion 输电区提供一个更细的局部观察，但该区仍不完全等于全州。俄亥俄的 PUCO 预测依据州级及公用事业服务区报告，AEP Ohio 的特定园区和费率只代表该公司的合同和监管范围。州政策相同也不意味着不同输电所有者、零售公用事业和 RTO 的规划流程相同。[1][2]

ERCOT 的可靠性与批发系统范围大体覆盖德州多数电网，但其负荷连接申请和输电计划不等同于全州所有电能消费或所有跨州输电。ERCOT 系统规划可以按 weather zone 和输电服务提供方拆分；这不等于每个县或城市拥有独立的资源充足责任。Georgia Power 是州内重要的垂直整合公用事业，其综合资源计划、向 PSC 提交的需求预测和输电计划只涵盖该公司服务体系，不等于佐治亚全州、Southern Company 所有子公司或东南区域的完整需求。[3][4][5][6]

太平洋西北的 BPA 同时有联邦系统和区域分析两个口径。BPA 2026 White Book 分别分析其联邦系统负荷/资源和 PNW 区域零售负荷/合同义务/资源，单位可用平均兆瓦，并依水文情景评估水电发电；BPA 自身客户合同义务不等同整个区域全部终端用电。BPA 在 2026 年 10 月对西北电力规划委员会草案的意见还指出，某些区域预测图并不涵盖 BPA 目前服务的数据中心负荷。于是，同一个“西北数据中心”可能落入 BPA 直接供电、当地公用事业供电、合作社或其他合同安排；对其影响区域计划的方式不同。[7][8]

因此，本篇不将州、RTO、平衡区、公用事业服务区和园区范围拼成一张无缝地图。每个指标须注明地理单位及责任机构。区域对照用于展示不同的投资与预测机制，而不是声称样本覆盖所有美国地区或可直接排名全美市场。

1.3 分开电量、峰值、请求容量、预测与已承诺需求

资料中的数字至少分六类。第一，年电量或年度售电量以 MWh/TWh 计，表示一段时间累积能量。第二，平均负荷常以 average MW 或 aMW 表达，例如年度电量除以 8760 小时所得平均功率。第三，峰值负荷以 MW 计，是特定季节或年度某个时点的最大负荷，须同时说明夏峰、冬峰、RTO 系统峰值还是非同时区峰值。第四，园区铭牌容量或电网连接申请 MW 表示设备或网络请求上限，不等于平均实际取电。第五，公用事业风险调整预测可能对请求量施加延迟、容量削减

SVSAC | sv-sac.org

或项目实现概率折减。第六，已签约、已批准、已授标、已建成和实际投运是不同状态，不能仅因数字单位均为 MW 就相加。

单位转换只能做一致的算术，不能抹去概念差异。1 GW 持续一年约等于 8.76 TWh；这仅表示全年的满功率能量，不是一个项目的预测电量。若一个报告给出 649 TWh 年用电，在 8760 小时均匀分摊时约等于 74 GW 平均功率；这个算术并不说明其全国数据中心峰值是 74 GW，也不说明任何州份额。设施备份冗余、容量预留、停机维护、负荷率、园区多租户扩建和电网连接上限都会影响从电量到申请 MW 的换算。[9]

更重要的是，电力系统容量规划通常关心负荷与供给是否在特定峰值小时同时匹配，输配电设计则需分析接入节点和线路/变电站热限值，能源计划还要看年度或月度电量。大型园区即便年度电量较高，也可能通过自备电、储能、分期投产或可中断协议改变网侧峰值；反之，申请的连接容量很高且备用配置复杂，也不意味满功率同时使用。除非来源提供同一园区、同一时点的实际负荷曲线、申请和合同数据，否则本篇不会将请求 MW 直接换成 TWh、将 MWh 增长换成容量需求，或将系统峰值增长直接称为 AI 园区负荷。

1.4 研究设计：版本留痕、状态分层与因果克制

本篇采用多层公开资料比较：用 EIA 实际售电和负荷数据定位已观察的地理集中度；用 RTO 和州监管机构文件辨认规划预测、服务申请和概率调整；用 utility IRP 或政府项目公告检验发电、输电、储能、费率和负荷管理怎样串成投资链；用公开的输电或资源规划文本观察工程与资产计划状态。统计事实、公司/监管主体主张、作者的解释和建议分别标记。一个 forecast 必须保留发布日期、预测端点、天气基准、范围和当时签约/请求状态；新快照不能覆盖旧版历史，旧版也不能冒充当前最新值。

区域事实至少应记录：出处单位及其权责；观测/预测/申请/合同/批准/建设/投运状态；峰值或电量口径；预测年份和基准年份；天气和季节；是否概率调整；负荷构成是否包含 AI、其他数据中心、加密货币、制造、油气或电气化；资金及资产主体；所处监管步骤。投资链也要区分规划金额、正式资本预算、监管批准、征求报价、授标、施工支出和投运资产。公开媒体把数十亿美元称为“投资”时，若原始材料只显示计划或伙伴承诺，本篇仍按计划/承诺而不是已支出记录。

这个设计可以识别合理机制，不能仅凭地区同期增长证明 AI 导致某笔资本支出。可能的替代解释包括传统商业负荷、晶圆厂/制造、油气设施、电动化、新

SVSAC | sv-sac.org

住户和天气峰值；项目投资也可能由老旧设备更新、可靠性、发电接入或政策要求驱动。因果识别需要项目级投运时间、馈线/变电站负荷、审批前后投资、同类未受影响辖区及成本归属数据；本篇没有这些完整面板。其结论限于公开证据能够支持的区域比较与可证伪假设，不估计总体 AI 资本乘数、全美设备市场份额或地区排名。

2 第 2 章　从负荷信号到可投资资产：状态、计量与区域归属

2.1 负荷数据回答的是不同问题，不能合并为一个“市场规模”

区域投资研究中，年售电量、天气归一峰值、负荷申请、已签服务容量、机组备用需求和资产投资金额常出现在同一篇新闻或监管文件里，但它们并非同一变量。年售电量适合说明客户实际或预期消耗了多少电能；15 分钟/小时负荷曲线适合说明负荷何时同时出现；年度峰值和夏冬峰值服务于不同的容量与输电约束；互联申请反映潜在接入上限和项目对接状态；合同或服务协议说明双方在特定条件下的责任；监管批准和建设状态才进一步接近资本可兑现程度。将其作为同一“需求量”相加会产生重复计数，并把不确定项目当作确定负荷。

例如，EIA 统计的州商业售电量是客户侧一年内的 MWh。EIA 指出，Virginia 2019 至 2025 商业售电量增加近 3,000 万 MWh，主要与数据中心集中有关，同时还包括电动汽车和建筑电气化。这个实际年电量说明州级商业用电变化，不等于弗吉尼亚电网需要 3,000 万 MWh 新增发电，也不等于某一年新增 3.4GW 的同时峰值。反过来，PJM Dominion 区 2025 年夏峰 23,905MW 及 2025–26 冬峰 25,413MW，是各季某时点的最大负荷，不能与年度 MWh 直接相加。[1]

接入队列 MW 也不等于峰值负荷。它可能包含冗余、备用、园区后续阶段、低负荷率以及土地或融资未落实的提案。ERCOT 董事会简报仍为待核线索，[3]其容量、比例和项目数不作为本次分析已核结果。PUCO 原报告则明确区分基础预测与大型负荷高增长情景：采集单表计至少 15MW 或输电变电站至少 50MW 且达到批准互联条件的新增负荷，以 2026 年 4 月申报作外生调整；文件可能为服务协议、建设合同或附容量折减的谅解备忘录。[2]相同 MW 因此可以表示请求上限、筛选后规划量、合同或预计峰值，必须保存来源定义。

投资端也要使用状态变量：规划研究中的候选线路、公司资本预算、监管核准、项目许可、招标/授标、施工资本化与投运资产不可互换。BPA 说明 2026 White Book 是 10 年确定性规划研究而非日常运营计划；Georgia Power 十年输电

SVSAC | sv-sac.org

计划中超过 1,000 英里新输电资源是经批准规划中线路改善项，并非已授标或已送电线路。[5][7] DOE、SB Energy 与 AEP Ohio 共同宣布了规划中的多十亿美元投资项目；AEP 公告具体称 SB Energy 承诺支付 42 亿美元用于新输电投资，项目仍标注为“when approved”，初步选线正在进行且后续拟向监管方提供细节。这是参与方公告的资金承诺，不是 42 亿美元已批复、已支出或已转化为设备订单。[10]

2.2 投资链上的区域机会应通过“谁负担、谁采购、谁审批”识别

AI 负荷的区域性投资通常不是单一发电厂，而可能分布于多个资产所有者：园区向配电/输电公司申请接入；输电业主建线路和变电站；配电公司扩建变压器、馈线和保护；公用事业或市场参与者签购发电、储能和燃料；开发商也可能自建资源或签署专属合同。资产在监管上怎样归类，会影响成本回收、风险承担、设备招标和地理受益范围。若大型负荷承诺仅覆盖园区专用接入设备，区域高压线路或新增发电仍可能由公用事业/其他客户共同承担；若园区承担特定升级费用，相关设备投资仍需许可、采购与施工才能转成实物订单。

因此，区域投资路径的关键观察点不是媒体标题金额，而是五个问题：负荷申请由谁提交、属于何种状态；输电/配电工程由谁拥有；谁为资产出资或预付；监管者是否批准成本和费率安排；设备工程是否进入招标、授标、采购订单和投运。Georgia Power 发布的 2025 年 9 月文件称其向 PSC 提交“nearly 2 GW”新客户合同，并仍与多个客户谈判数 GW 潜在需求；其同时报告 8,448MW 风险调整负荷增长预测，并请求对 All-Source RFP 认证约 9,900MW 新容量。这些数字分别是合同文件已提交、仍在谈判的潜在量、风险调整需求预测和拟采购新容量，不能相加成“Georgia 已签约数据中心电力需求”。[6]

资金额度也有多个不同的支付主体和时间点。一个区域公司宣布输电投资总额，可能包含未来多年线路、变电站和相关工程；州 IRP 批准采购若干 MW 资源不代表最终项目数量或资本成本已锁定；RTO 认可区域输电工程并不等同该地区每个园区是工程唯一原因。研究者应对照业务主体的职责和设备资产边界，且对每项投资分别记录：预估/上限、已核准、招标、授标、施工支付和在运。这个分层不会降低投资规模的重要性，反而使设备采购的时间窗口和承担风险方可识别。

2.3 预测版本不一致，往往反映“输入成熟度”而非简单错误

不同机构的负荷预测并不都试图预测同一对象。LBNL 的底层模型以 IT 服务器、加速器出货、设备功耗、利用率、PUE 及设施冷却为基础，估计数据中心行业可能消耗的年度总电量；RTO 的长期负荷预测需形成逐时和区域峰值输入；州

SVSAC | sv-sac.org

监管机关的 forecast 可能将公用事业申报的大型负荷作为外生调整；utility IRP 又需在资源和成本选择上采用风险调整、客户合同成熟度或服务准备度。各方对同一园区请求使用不同概率或时间爬坡，不一定是“算错”，可能是分析用途、预测版本、输入成熟度和审慎目标不同。[9][11][2][6]

ERCOT 的 2026 年 4 月新闻稿提供一个重要例子：367,790MW 是 2026–2032 初步长期负荷预测中的 2032 数字，ERCOT 自己的 CEO 就说其高于预期未来负荷增长，且明确说这只是支持规划和充足性报告的初步快照，不是“会建成”的预测。[4] ERCOT 公开预测主页同时区分 TSP 提交的大型负荷预测与 ERCOT 调整预测，并提供不同天气年、weather zone、同时/非同时峰值和年电量序列。[11] 所以不能把 4 月初步总量当成更后期的调整预测，更不能将其作为 AI 建成园区总容量。一个预测变低也可能是风险校准、批准项目延后或容量分阶段，而非客户需求消失；预测变高也可能是队列增量而非签约增量。

规划者的投资职能还会导致预测时间尺度不同。短期电力公司需要估计下一次夏季峰值下的变压器负载及备用；多年 IRP 需要比较新发电、储能、需求响应、输电扩建与负荷增长；输电规划的节点分析必须知道项目在哪条线路和哪个变电站接入；工厂扩产需要可靠的订单/投产年份，而非只需全国 TWh 估算。由此，跨来源比较应先标记目标变量与用途，再比较预测值。若两来源的基本地理、技术和项目状态不同，差异不应简单平均。

3 第 3 章　全国能耗情景的用途与区域化边界

3.1 LBNL 全国数据中心情景提供量级标尺，但不自带区域落点

DOE 委托 Lawrence Berkeley National Laboratory 的《2025 Update》估计，美国数据中心 2024 年电量约 192TWh，相当于全国用电 4.7%；2030 参考情景为 649TWh，相当于 2030 年全国预计用电的 11.8%；复合不确定性范围 521–843TWh，相当于全国用电的 9.5%–15.3%。该估计由服务器和加速器出货、设备年用电、AI 服务器利用率、机房类型、PUE 与冷却模型自下而上推导；加密货币挖矿不在报告范围内。[9]

这些数字能回答“美国数据中心作为一个行业可能变多大”，但不能直接回答“PJM 或 ERCOT 的峰值负荷会增长多少”。649TWh 除以 8760 小时等于约 74.1GW 的全美平均负荷，是作者按单位换算得到的算术值；LBNL 另以平均互联容量利用率 50%将参考电量折算为约 148GW 电网互联容量。报告同时提醒，互

SVSAC | sv-sac.org

联容量、平均负荷、设施铭牌容量和必须新建的发电容量之间没有一对一转换关系，冗余设计、备用电源和放弃公用电网接入均会改变映射。[9]

也不能将 521–843TWh 称为统计置信区间。LBNL 先分别改变服务器安装、芯片数量、加速器寿命、待机功率和利用率等假设，再将情景范围极值组合为复合压力范围；报告明说变量不必然相关，极端因素同时发生并非默认概率。它是一种压力测试边界，适合提醒规划者考虑不确定性，不适合把区间均匀分摊给各州或把上下界当作投资概率。[9]

3.2 地理分配需要独立的设施与接入证据

如果将全国 TWh 按某州人口、数据中心建筑面积、芯片厂销量或企业总部份额机械分配，隐含假设是设施耗电均匀分布且服务器配置相同。这与实际园区选址受光纤、土地、土地用途许可、既有变电容量、线路接入、冷却水、税收和施工进度共同影响不符。即便获得一个设施地点清单，也还需知道设施建成日期、机架或 IT 负荷、PUE、园区扩建期、服务电压和备用/自备电力，才能构建区域用电曲线。全国底层模型的部分输入可能涉及设施类型与地点，但公开汇总结果没有为本篇提供可与 RTO 节点及公用事业馈线连接的同口径数据。

EIA 的州级售电数据是可观察基线，但州商业销量和数据中心园区需求不是同一个表计。弗吉尼亚商业售电量上升可与数据中心密集区域的峰值增长互相印证，却没有将所有商用用户分解为数据中心、办公室、制造、零售和建筑电气化；一个州的数据也可能跨越多个 RTO 或公用事业。PJM Dominion zone 比州级统计更接近局部输电区，但该 zone 的 EIA 峰值仍是输电分区层面的负荷观测，不是每个数据中心园区的 15 分钟曲线。[1]

因此本篇采用“空间分辨率递进”的方法：国家模型只提供能耗宏观标尺；EIA 州数据用于已售电量和电网峰值的区域落点；RTO/州监管预测识别地区大型负荷规划量；utility 项目公告和监管文件表明具体连接与资产；园区实际表计和线路/变电站工程则是最细层验证。若某一层不存在，结论就停留在上一层，不靠推算填满空白。把缺少地区结果视作证据限制，优于制造一个看似精确的全国区域份额图。

3.3 新预测为何可能高于或低于实际：可分解的竞争机制

对数据中心负荷预测的偏差，至少存在四类可检验机制。第一，项目重复计入或未成熟请求带来上偏：同一开发商可能在多个地点或电力公司同时占位，早期队列没有土地、资金、服务器交付或客户租赁支撑。第二，项目建设节奏延后导致特定年份上偏，但多年总电量未必消失。第三，效率改善、芯片更新周期和

SVSAC | sv-sac.org

系统利用率变化可能降低单计算任务耗电；若计算需求增长超过效率提升，总行业电量仍可能增加。第四，自备电、储能、削峰和分期服务会降低网侧峰值，却未必降低园区总耗能。[9][3][4][2]

上述机制可以共同存在。LBNL 此次更新采用新的 IT 设备出货数据及修订的功耗假设，并将预测终点从 2028 延伸至 2030；其同年 2028 参考估计位于前版范围中部，不能将新版 2030 值与旧版 2028 范围直接解释为同年预测上修，但模型的敏感性分析也显示缩减设备部署或缩短加速器使用寿命会降低需求；高推理功率和利用率则增加电量。[9] ERCOT 的 TSP 请求与调整预测之间体现项目状态折减；PUCO 对已申报大型负荷设置单独的高增长情景与容量缩减，则保留基准预测和特定大负荷冲击的差异。[11][2] 这不能简单解释为某机构“更乐观”或“更准确”，必须比较同一地理和预测终点的回测误差及数据成熟度。

一个可检验的预测审计应冻结每年版本，并把每个项目的首次申请、服务协议、建设合同、施工开工、设备到货、初次通电、负荷爬坡和实际年电量按时间记录。之后可分别估计状态转化率、日期偏差、容量折减、项目取消和实际利用率，而不是将“申请 MW”对比“峰值 MW”直接算预测准确率。现有公开材料尚未形成跨州、跨 RTO 的统一项目级面板，因此本篇不会给出平均实现率或预测误差；对预测之间的差异只作机制分析。

3.4 从区域预测到设备投资仍需经过资产决定

全国预测可提高行业关注度，却不自动触发区域设备采购。某地有大型负荷预测后，具体的输电所有者仍需做线路/变电站研究，公用事业须评估接入方式、供电可靠性与成本分担，州委员会可能审议费率和成本回收，RTO 需核查批发可靠性与区域规划；这些步骤的设计、施工与采购周期又可能长于园区预计投产期。若开发商取消或延期，资产可能成为闲置容量；若项目不等电网扩建、采用自备发电或重新选址，则原区域预测的设备链会改变。

因此后文采用“地点/负荷–网络约束–责任主体–资产方案–审批/资金–采购–投运”路径来追踪投资。只有当资料可把特定负荷和特定电力工程对应起来，才称为该园区的直接基础设施支持；若只存在同期增长与整体规划，则标作区域关联，而非因果归属。这样可以避免将 LBNL 全国 TWh、州级预计负荷和一个线路招标拼成同一项目投资额。

SVSAC | sv-sac.org

4 第 4 章　PJM 预测的空间异质性：区域增长并不等于单一“数据中心市场”

4.1 RTO 总量适合说明系统级压力，不能替代节点和服务区分析

PJM 在 2026 年 1 月 14 日公布的 20 年长期负荷预测，同时报告 RTO 总量、各输电区、区域与输电可交付区的峰值和净电量预测。其网页称，夏季峰值在未来 10 年年均增长约 3.6%，冬季峰值约 4.0%；分输电区的 10 年夏峰增长率介于 0.2%至 6.4%，中位数 1.6%，冬季则介于 0.0%至 6.5%，中位数 2.1%。这些数字揭示的是区域差异而非一个可代表每个州或每个园区的平均增速。[12]

同一页面给出三个不同时间窗口：2036 年夏峰约 222GW，比当前高近 66GW；未来 15 年夏峰增加约 85GW、超过 241GW；未来 20 年夏峰增加近 97GW、超过 253GW。三个数字的终点分别为 2036、约 2041 和 2046，并非相互矛盾的同一预测；若只引用某一增量，应保留相应时间窗口。[12] 更重要的是，RTO 峰值是系统或分区的同时负荷估计，不等于数据中心铭牌容量、单一州售电量或输电项目的容量需求。区域年能量预测、夏/冬季峰值及局部节点负荷必须分别读。

PJM 本身的预测方法也说明为何大负荷数值需要“成熟度”处理。网页称，PJM 每年向成员配电公司征集其掌握、但可能尚未进入经济计量模型的大型负荷正向或负向变化，并检查影响、实现可能性和重复计入风险。2026 预测中，数据中心增长调整来自多个成员区，Dominion 区的调整还叠加电压优化，PSE&G 区则叠加港口电气化；肯塔基合作社成员区另有削峰项目。PJM 称，近期预测年考虑“firm”承诺，如 ESO（电力服务义务）或 CC（建设承诺），更远年份项目被视为“non-firm”并折减。[12]

这套流程的分析意义不是证明哪类承诺必然兑现，而是显式承认“请求”与“规划可采信负荷”之间存在状态转换和重复风险。它能解释为何 PJM 2026 网页说近年预测相较上一版略降，同时仍预期长期显著增长：短期项目真实性审查、经济和电动车输入更新可压低近端值，而更远期新负荷仍可改变长期趋势。页面报告 2025 年预测的正常天气 2025 年夏季峰值约 154GW，而受 6 月热浪影响实际负荷超过 161GW；这是天气条件造成的年度峰值差异，不可简单解释为数据中心高于或低于预测。[12]

4.2 Dominion/北弗吉尼亚的强信号与归因边界

Dominion 输电区是 PJM 中常被讨论的数据中心集中区域，但区域证据仍有层次。EIA 统计 Virginia 商业售电量在 2019–2025 年增加近 3,000 万 MWh，并明

SVSAC | sv-sac.org

确说增量主要由数据中心集中推动，同时包括电动汽车和建筑电气化；这是州级年度电量变化，不是 AI 负荷的独立测量。EIA 还转述 PJM 的 2026 预测：Dominion 区预计为 PJM 中绝对夏峰增量最大的分区之一，下一十年夏峰年均增长 5.4%，低于 2025 预测中的 6.3%。这两个增速都属于 PJM 预测版本，不是已发生负荷。[1]

EIA 公开页面另列 Dominion 区 2025 年夏季峰值 23,905MW、2025–26 冬季峰值 25,413MW；两个季节极值不可相加，也不等于全年平均负荷。该区既不是 Virginia 全州，也不是单一县或某个数据中心园区。EIA 提醒，其 EIA-930 运行数据只覆盖平衡机构管理或可见的发电/负荷信息，因此不能从系统级数据反推出每个园区的用电曲线。[1]

PJM 预测页给出全 RTO 峰值以及输电区范围；本篇对 Dominion 的判断限于 EIA 公开统计与归因措辞，以及 PJM 公开页面所载预测方法与汇总数，不引述其预测报告中的分区明细。由这些资料可合理提出一个研究假设：在高密度园区的服务区，局部变电站、接入线路和变压器扩建可能早于 RTO 总量触及系统峰值约束；但此假设须用具体变电站研究、输电项目文件和客户爬坡数据验证，不能只凭州级商业电量推定。[1][12]

4.3 多种需求驱动与“归因错误”的反例

把 Dominion 的峰值增长全部归为 AI，会忽略 PJM 网页明确列出的非数据中心调整，包括电压优化、EV、电气化和经济活动；EIA 也指出 Virginia 商业销售的变化包含建筑电气化。相反，若因这些驱动并存就否认数据中心影响，也不符合 EIA 对商业电量增量主要来源的描述。证据支持的表述是：数据中心是该地商业电量增长的重要驱动之一，PJM 在区级规划中预计该区继续显著增长，但公开汇总材料无法在同一时点上分离 AI 训练、推理、传统云负荷及其他新用户对峰值的边际贡献。[1][12]

还存在空间外溢机制：数据中心实际落在一个 utility 服务区，连接工程可能由邻接的高压输电业主建设，发电资源又可能位于更远处；一个园区因此可能使另一州或另一 RTO 内的设备、燃料和线路产生边际需求。反过来，RTO 系统级资源计划可以包含住宅空调、电动汽车和商业负荷，而非服务单一园区。若研究单位只用州界或 RTO 界来分配资本支出，容易把受益范围、资产所有权和负荷位置混为一谈。本篇后续将这些事实作为不同空间层级分别记录，而不把项目金额机械归入“数据中心市场”。

SVSAC | sv-sac.org

5 第 5 章　俄亥俄案例：审批后的负荷研究分批与项目状态转换

5.1 州级高增长情景与 Ohio Power 服务区不应混为一谈

Ohio PUCO 工作人员 2026 年长期预测把大型负荷作为独立的高增长情景处理。报告明确说明，提交的大型负荷地点多数为数据中心，也有制造业；纳入门槛包括单个表计地点至少 15MW，或输电变电站至少 50MW，并需在所要求数据中达到已批准互联条件。工作人员将公用事业 2026 年 4 月申报作为外生负荷输入，且根据项目文件成熟度进行容量削减。其预测的州峰值增长属于工作人员预测，不是委员会对每个项目的最终建设许可或已实现需求。[2]

区域化时必须进一步区分俄亥俄州不同 EDU 服务区。Ohio Power（AEP Ohio）2025 年 7 月 23 日生效的数据中心费率（DCT）只适用于 Ohio Power 服务区。该公司网页称，2026 年 9 月 30 日是 Study Tranche Two 申请截止日，下一批研究于 10 月 1 日启动；这是该 utility 内排队研究和服务计划的时间安排，不是俄亥俄州所有输电/配电公司的共同队列，也不是 PJM 整体的接入日程。[13]

这一区别有实质后果。PUCO 的州级预测把不同 EDU 服务区数据汇总后形成州情景，Ohio Power 的 DCT 则是一套针对该公司的申请、研究、客户合同和 PJM 输电规划接口流程。由州级预测推断 Ohio Power 某项目已被纳入 RTO 正式峰值预测，或由 Ohio Power 的费率推断其他 EDU 必须采用相同收费/承诺条件，都是跨层级外推。公开网页未展示各客户完整申请内容，也没有披露每一申请的地址、最终容量和完成研究结果，因此本篇不由 Tranche Two 截止日推定已提交项目数量或潜在 MW。[2][13]

5.2 DCT 把“兴趣表达”与可研究项目分开，但研究仍不等于供电

Ohio Power 网页描述的流程提供了可观察的状态梯级。申请人首先须控制拟建物业（拥有、租赁或持有购买/租赁选择权），提交具体地址、负荷爬坡和最终负荷；25,000kW 及以上项目另需缴纳一次性负荷研究费，页面列出的区间为每项 1 万至 10 万美元、须在 45 天内缴付，未付则不开展研究并视作撤回。公用事业称会尽量按先到先服务排序，并会在需要区域输电升级时努力在 60 天内完成研究、其他情况 45 天内完成；这些是合理努力的时间目标，不是保证完成期限。区域输电升级项目可能触发按预期容量增量分组；研究完成后，若项目继续推进，公司会向客户提出 LOA 与 ESA。[13]

这些要求强化了项目可识别性，却不构成对工程或负荷的保证。LOA 规定，在目标送电日期之前，如果客户取消或延误超过 12 个月，客户须偿还 Ohio Power

SVSAC | sv-sac.org

100%的建设成本；网页称工程完成后该 LOA 义务届满。ESA 中的送电日只是善意估计，合同期从实际通电日开始。客户有 60 天签署合同，逾期失去排位。公司再将 Schedule DCT 客户负荷纳入 PJM 预测，必要输电基础设施按 PJM 输电规划流程建设；待所有基础设施具备后才为客户通电。[13]

由此可将“公开申请–财产控制/负荷资料–付费研究–服务计划–LOA/ESA—PJM 必要工程–设备采购与施工–通电”视作不同节点。费率及合同安排能降低部分投机申请、成本转嫁和重复占位风险，但不能消除开发商融资失败、施工许可、材料交期、输电系统方案变化或客户调整规模的风险。即便满足物业控制和研究费要求，也只说明申请达到研究门槛；只有线路/变电站批准、设备采购和建设完成后，预计送电才能转为实际服务。公开网页没有给出已完成研究的平均兑现率，也没有给出研究费对应的工程成本，因此不能据此估算项目建设概率或每 MW 资本成本。[13]

5.3 分批研究的经济机制及其可能的反作用

分批研究设计可减少一次性涌入的申请造成的系统分析拥堵，并把共享输电升级所需负荷按某一基础设施项目聚类。其潜在优点是先比较可以共同服务的项目，而不是为每份孤立申请重复建模；节点容量增量也可被用于判断共同升级的规模。但分批可能让边界日期成为投资者策略变量：申请人可能提前提交不成熟项目来占据批次，或延后至获得土地/客户合同后再申请；批次内部按队列排序也不必然符合系统成本最小、社会净收益最大或当地社区公平的排序目标。[13]

Ohio Power 目前公开的网页只说明分组、时间和合同条款，未提供批次对比的实际结果、项目取消率、升级成本分配或研究耗时的履约数据。因此以上是依据流程结构推导出的可检验机制，而不是对该费率实际效果的因果估计。要验证机制，应将每批申请的收件日、物业控制文件、最终负荷、研究完成日、服务计划、客户签约、PJM 项目批准、实际设备订单和首通电日按项目匿名追踪；同时比较采用 DCT 之前/之后、不同 Ohio Power 服务区与相邻 EDU 的变化，并控制同期数据中心建设周期和全州负荷变化。仅观察到 DCT 生效之后负荷申请变少或合同变多，也不足以证明费率造成变化，因为市场融资、芯片交付、税收与能源价格同时变化。

5.4 俄亥俄项目公告作为规划边界案例，而非已成型资产组合

AEP 在 2026 年 3 月 20 日宣布与 SB Energy 和 DOE 合作，在 Pike County 前气体扩散设施附近规划 10GW 数据中心园区，并称 SB Energy 承诺为新输电投资支付 42 亿美元；公告称预计 2029 年开始供电，线路仍处初步选线阶段，项目需取

SVSAC | sv-sac.org

得监管批准并将补交成本回收细节。[10] DOE 于 3 月 24 日称 3 月 20 日举行了奠基仪式、一期约 189 英亩土地预计 2026 年开始开发，并称项目涉及 10GW 新发电承诺。[14]

两份参与方公告说明项目规划有相当规模、特定选址和初期活动，也说明负荷、发电和输电拟协同安排；但“奠基”不等于园区已建成或计量负荷投运，“承诺”不等于 42 亿美元已审批/支出，“预计 2029”不是确定送电日期。项目若按计划分期，未来设备采购可能沿着 765kV 线路、变电站和园区接入资产展开；若许可、融资、供应链或客户需求变化，则规划容量与实际采购可相差很大。公告也不足以证明这些设备已进入公开招标或一定在 Ohio Power DCT 服务区内处理，故不把该项目并入 DCT 队列，也不把 42 亿美元转换成每 MW 成本。[10][14]

这个案例对区域研究的价值在于揭示不同证据层次如何同时成立：州级预测报告给出大型负荷高增长风险；utility 费率划定申请门槛与履约责任；企业/DOE 公告提供一个具名合作项目及预期工程安排；但各层材料彼此并不自动证明同一个项目状态。投资研究需取得项目的监管案卷、输电路线/选址证书、成本分担文件、采购公告及实际投运记录，才能确认其从宣布跨越到资产建设的程度。若这些记录暂不可得，最诚实的结论是“已宣布、待审批、处于初步规划”，而非“俄亥俄 42 亿美元数据中心输电已形成订单”。

小结：空间证据的最小闭环

PJM 为跨多州系统和分区预测提供长期峰值框架，预测页的成熟度折减和分区差异提示近端负荷与长远潜力必须分开；EIA 对 Dominion 售电量和季节峰值的观察提供北弗吉尼亚区域信号，但不具备单园区归因能力。Ohio PUCO 给出州级大型负荷高增长情景，Ohio Power DCT 则把其自身服务区的申请、研究、合同和必要输电流程分层。二者加上 Pike County 项目公告，可显示从州级规划到项目协同的证据链，但仍不足以证明未来全部计划 MW、线路投资或设备订单会兑现。后续区域章节将用相同标准比较 ERCOT、东南部和太平洋西北的规划/投资信号。

6 第 6 章　ERCOT：极大的申请池，不等同于已验证的德州 AI 负荷

6.1 两个大数来自不同预测/队列时点，不能拼成一条增长曲线

大型负荷材料首先需要区分请求、研究、合同与运行状态。文献 3 所列 ERCOT 董事会简报本次仍未取得，其中容量、分类比例和请求数量尚未在本次

SVSAC | sv-sac.org

分析中独立核实，不用于证明队列规模或增长。[3]本章能够直接使用的是四月初步预测新闻稿及 NERC 报告各自明确的指标与日期。[4][15]即便将来取得请求分类，“数据中心”也不自动等于 AI：传统云、企业机房与 AI 训练园区的负荷曲线、利用率和投产计划可能不同。

2026 年 4 月 15 日，ERCOT 又公布拟供 PUCT 讨论的 2026–2032 初步长期预测，给出 2032 年约 367,790MW 的区域需求值。ERCOT 首席执行官同时表示该预测高于其对未来实际负荷增长的预期，并明确称它是用于输电规划和资源充足性报告的初步快照，而非将会建成的预测。ERCOT 指出输入包含基础经济预测及向大型/中型客户提供服务的输配电公司数据，客户类型包括数据中心、加密货币、工业、油气流程。[4]

请求容量和系统预测即使用 MW 表示，也不是同一数列。前者记录申请服务的潜在项目，后者针对给定年份作系统负荷估计；本篇不以尚未复核的董事会请求数字与 367,790MW 相减或相除，推算增长、兑现率或数据中心份额。四月数值也不能冒充截至十月的最终调整版。[4]ERCOT 公开页面区分 TSP 提交与 ERCOT 调整系列，列示峰值、电量及天气区等资料；比较前必须核对文件日期和定义，不能用动态入口证明历史每一版均已读取。[11]

6.2 请求、预测与运行系统所需资源的三段链条

在 ERCOT 的高增长环境中，投资研究要分别识别：（1）客户通过输配电公司提出的负荷请求；（2）ERCOT、TSP 或其他规划主体按照资格、可信度、时间及负荷爬坡形成的预测；（3）项目最终实际通电后，在特定时刻形成的系统负荷与局部网络约束。第一类可能有选址、互联和研究申请，但尚未负担真实建设成本；第二类用于规划和充足性分析，可能按可信度、重复申请和建设时序折减；第三类才可通过计量数据和系统运行观察核验。每一段的地区粒度也不同：请求常有项目地址，公开预测可能只有天气区/输电服务区/全系统，运行系统则记录平衡区和节点时间序列。

发电互联申请、已同步容量和获规划认可的输电项目金额，亦须分为不同资产与状态字段。文献 3 中这三类数量的原简报尚未核实，本篇不将其作为已确证区域统计使用。[3]即使这些数值以后得到确认，也不能直接合成 AI 配套投资：申请不等于建成，同步不等于全部商业服务，规划认可金额不等于采购支出；还须逐项核对负荷驱动、工程范围和项目日期。

SVSAC | sv-sac.org

6.3 德州区域机会的实证缺口与可检验问题

现有公开材料支持德州接入请求快速增长、规划机构面临输入校准问题，以及多类发电和输电工程同时扩展。它们尚不足以绘出一个可以复核的“AI 负荷–站址–线路–设备招标–投运”全链路地图。若缺少每项大型负荷的地址、状态、峰值曲线和网络研究结果，则无法判断请求集中在大型城市走廊、风光丰富但远离负荷的地区、还是油气/工业负荷聚集区；也无法把 ERCOT 全系统的输电投资数值合理分摊给数据中心园区。

可检验的机制至少有三种。其一，队列拥塞会让开发商通过多站点保留选址，导致请求相互替代而非相加；若新规改善重复项目识别，则队列总量可能下降，而真正可兑现项目的预测权重上升。其二，电力可供性、发电燃料与输电接入的联合约束会影响园区位置；园区或许可选择先有电力资源的地块，而不单是土地或税收成本最低的县。其三，若项目分期建设，区域峰值和年电量的爬坡可能显著不同，备用设施或现场发电也可能降低网侧峰值，却不必然减少园区能源需求。这些属于结构性假设，应以项目级队列状态、变电站/线路方案、每小时负荷和燃料/互联数据验证，不可从一个地区总量倒推。

一个重要反例是 ERCOT 的 2026 年 4 月预测发布本身：ERCOT 明确称初步数字高于未来实际负荷预期，并要求与 PUCT 继续讨论准确度。[4] 这并不证明队列都不真实，也不证明巨量预测必将下修，而是说明“官方公开值”仍可能是规划输入的临时快照。对设备制造与项目开发，可能的机会信号是规划工作、变电和线路研究正在增加；确定的可服务市场仍须等到项目通过可行性与系统影响分析、获得必要批准、完成用户合同，并形成设备采购文件。本篇不从未核请求数或 367.79GW 推算供电设备订单、数据中心落地总容量或本地制造商收入。

7 第 7 章　Georgia Power 与东南部：风险调整、合同提交及资源采购的先后

7.1 单一公用事业的 IRP 有明确审批含义，却不是整个东南部实绩

Georgia Power 在 2025 年 7 月公布其 IRP 获 Georgia PSC 批准，并称计划基于约 8,500MW、未来六年负荷增长预测；到 2030 年底的峰值相较 2023 年 IRP 更新预测增加约 2,600MW。批准的十年输电计划包含 1,000 英里以上的输电资源规划，IRP 还包含发电资源、需求侧项目和其他系统措施。[5] 这些事实可以说明监管机构批准了该公用事业的规划框架与相关资源措施，但不能等同每条线路已获选址许可、每个机组已招标、合同已签、费用已回收或资产已经投运。

SVSAC | sv-sac.org

“Georgia Power”“Georgia 州”和“东南部”具有不同空间口径。Georgia Power 是一个受州监管的垂直整合公用事业，地理服务范围并不覆盖全州所有负荷，更不代表邻州。IRP 预测按该公司系统规划使用，不能直接当作全 Georgia、整个 Southeastern Electric Reliability Council 区域或全部数据中心需求。其 8,500MW 增长不是 AI 专属指标，且该公司的资源计划同时覆盖全类客户、电气化、经济活动与其他驱动。[5]

7.2 合同、谈判、风险调整预测、RFP 容量是四个状态

Georgia Power 2025 年 9 月向 PSC 提交文件后发布的说明称，已向监管方提交“近 2GW”的新客户合同，同时仍与“数 GW”潜在需求客户继续谈判。公司报告约 8,448MW 风险调整负荷增长预测，并请求认证通过 All-Source RFP 采购约 9,900MW 新容量。[6] 它们代表已提交的客户合同文件、仍谈判的潜在项目、风险校准后的预测和拟启动的采购请求，不能简单求和，也不能说全是数据中心已签约的容量。

这种区分对设备市场特别关键。客户承诺会影响公用事业规划，但资源采购 RFP 要求供给侧提交方案，授标后还需融资、许可和建设；输电扩展计划是另一类资产，线路与变电站由不同责任主体按监管程序和工程包采购。单一负荷增长可能形成多种备选组合：新增燃气机组、核电机组升级、可再生资源、储能、需求响应、跨区输电或由负荷自行供电。经批准的 IRP 若包含若干 GW 的资源需求，不代表所有路径均将建设，也不指定某类设备供应商或制造地点。[5][6]

7.3 筛选机制可能降低社会化风险，也可能提高项目兑现门槛

Georgia Power 的 2025 年 9 月声明提到新客户承诺与“基础设施准备度”要求，并称公司继续与潜在客户谈判。[6] 将客户履约、场址准备和基础设施成本纳入筛选，理论上能够降低过早扩建后项目取消而由普通客户承担沉没成本的风险；但更严要求也可能排除资金较晚到位、需分期建设或仍在寻求许可的项目。若市场条件改善后部分项目恢复，单一年度的风险调整值也可能低估最终装机；反之，强势市场情绪或重复占位也可能使合同和预测仍偏高。

不应把 Georgia Power 对自己方案的描述当成独立验证。公开材料没有给出 8,448MW 预测的逐项目名单、每个客户的负荷阶梯、合同取消条件、投产日期及实际计量结果，也没有在该网页提供“近 2GW 合同”中 AI 与非 AI 负荷的拆分。因此本篇只能将这些数据作为公司的文件申报/规划状态。要评估需求兑现，应从监管案卷提取合同成熟度、施工里程碑与公用事业费用分担，并在项目通电后和小

SVSAC | sv-sac.org

时级实际负荷对应。可比较 IRP 预测版本、PSC 批准资源、各 RFP 中标容量和实际并网投运量，避免用申请和合同数量宣称已形成设备订单。

7.4 东南部可识别的投资路径及当前归因边界

与 PJM 和 ERCOT 不同，Georgia Power 公布的资料把大型负荷增长直接接入一个州监管公用事业的 IRP 与全资源采购计划：公用事业预测负荷、请求监管机构认证新资源，并提出十年输电计划。该链条在规划和审批阶段具有较强可识别性，但从计划进入设备订单还需 RFP 结果、项目开发协议、建设许可、采购订单及投运证据。资产采购可能由公用事业直接进行，也可能由独立发电商或输电承包商执行；仅凭 IRP 不能确定哪家公司或哪一州获得供应商收入。[5][6]

对供应链分析，前置观察指标可包括：PSC 核准的实际 RFP 容量/技术类别、投标时间表、授标合同与容量支付机制；输电项目的线路/变电站范围、成本回收责任和施工包；负荷侧客户的服务合同、信用支持与退订责任；以及设备制造商公开披露的订单、交期和工厂产能。现有两份 Georgia Power 公开摘要不足以给出这些细节。因此本篇不把 1,000 英里计划乘任何假设的每英里造价，不把 9,900MW 请求转为发电设备数量，也不把近 2GW 客户合同拆成中国或其他来源国订单。

7.5 替代解释：区域需求冲击并不专属于数据中心

大型负荷需求确有可能促使 Georgia Power 提前考虑发电和输电资源，但 IRP 的系统任务是满足全部用户的可靠供电，并比较成本、风险和监管目标。负荷预测上修也可能受到传统工业、人口迁移、商业开发、电气化和经济预测共同影响。若新增资源在各场景下仍有价值，它们可能早已属于全系统更新或旧机组替换，而不是可单独归因于 AI 园区的增量。反过来，如果这些项目只因个别大用户合同而进入计划且客户承担专用建设费用，其成本暴露和设备需求就可能更直接，须核对具体案卷。

因此可将 Georgia 案例表述为“utility 级合同和风险调整负荷增长与 resource procurement/输电规划并行”，而非“8.5GW AI 负荷已批准投入、约 9.9GW 设备即将采购”。二者的区别不是措辞上的保守，而是确保区域投资识别有明确资产主体、监管状态与可核验交付节点。

SVSAC | sv-sac.org

8 第 8 章　太平洋西北：水文年、合同边界与大型数据中心服务量

8.1 BPA 的“联邦系统”与区域研究不是同一负荷集合

Bonneville Power Administration（BPA）2026 White Book 研究运行年 2027 至 2036 年的负荷与资源，分别分析 BPA 联邦系统和太平洋西北区域。研究输入更新到 2026 年 2 月，报告主要以年度和月度平均兆瓦（aMW）表示能量型负荷与资源。BPA 说明，其客户选择“Provider of Choice”新合同后，Tier 2 电量选择仍待完成，因此白皮书没有完全计入新合同下的电量义务。[7]

这意味着读者不能把 BPA 联邦系统合同义务当作 PNW 整个区域零售负荷，也不能把区域汇总负荷当作 BPA 自有服务义务。区域分析需要区分：BPA 对公共事业客户和直接服务负荷的合同责任；公用事业向终端客户供应的零售电量；独立发电、自供电及市场采购；以及某个数据中心实际从哪个零售/输电主体获得电力。合同选择、市场采购与现场自供将改变谁承担资源缺口或网络扩容成本。[7][8]

White Book 的 aMW 适合比较年度/月度能量资源供需，但不是瞬时峰值容量。水电资源还受到水文条件约束，报告以不同径流/水文年条件做确定性分析。将一个区域年度平均负荷增长直接转换成夏季/冬季可靠容量，或者按每 aMW 配置某种发电机组，会忽视逐时负荷形状、季节差异、径流年份和输电可交付能力。白皮书是系统规划研究，而非逐小时运营计划，也不是数据中心需求的统计概率分布。[7]

8.2 BPA 所报告的约 100 aMW 大型数据中心负荷：有用但边界明确

BPA 在 2026 年 10 月 16 日提交给 Northwest Power and Conservation Council（NWPCC）Draft Ninth Power Plan 的正式意见中称，目前其所服务的大型数据中心负荷约 100 aMW，主要分布在 Seattle 和 Umatilla Electric Cooperative 服务区。BPA 还认为该 Draft 计划引用的一个地区负荷图未体现其自身义务，指出大型负荷的区域分布并不均匀，最终由 BPA 服务的份额仍不确定，部分大用户可能按 utility 费率选择自供。[8]

这一 100 aMW 说法的用途在于显示一个有明确系统主体的服务量和空间集中信号；它不是全 PNW 的数据中心负荷、AI 专属实耗，也不能直接和全区域 White Book 中的 aMW 曲线相加。BPA 是该意见的提交方，既拥有系统运营和合同信息，也有维护自身计划假设的制度立场。其对 Draft Ninth Plan 的批评属于公开意见，不是 Council 已经作出的最终裁定或独立清查。故本篇将“约 100

SVSAC | sv-sac.org

aMW”严格归属 BPA，并将其作为可进一步核验的自报指标，而非独立验证的区域统计。[8]

这个案例还能说明“位置”和“服务边界”不等价。BPA 称相关负荷主要位于 Seattle 与 Umatilla Electric Cooperative 服务区，并不意味着 BPA 在所有这些区域内拥有当地配电网；终端客户可能由当地公用事业配电，BPA 的电力合同和高压输电系统属于不同资产边界。若进一步研究设备市场，至少需要映射园区节点、配电服务商、BPA 输电接入、资源责任主体和具体输电项目，而不是把 100 aMW 归入同一个地方政府或一个公司的资产计划。[8]

8.3 水电灵活性：系统能量余量不自动等于局部可靠供电

BPA 对 NWPCC 草案的评论还提出建模和执行问题：区域模型所表示的灵活性，与具体输电工程、水库运行限制、季节水文和运行规则下实际可用的灵活性并非一回事。BPA 指出，资源获取仍须遵守具有自身时长的法定程序，“快速获取”可能形成不切实际的预期；它另质疑在持续基荷增长情景下按区统一赋予节能措施输配电延期价值的适用性。水电运行也受非电力目的和水文条件影响。[8] 由于这些是 BPA 对草案模型的意见，本篇不把其判断当作最终已裁定结论，而将其视为一项针对规划外推的具体争点。

机制上，数据中心若具有较稳定的基荷，年能量供需平衡可以看似充足，但特定干旱水文年或高峰时段的可交付能力仍可能受限；相反，水电资源和可调负荷若在某些小时可配合，也可能降低新增燃料资源或线路容量的需要。区域平均 aMW 将高峰、低谷和季节分布压缩成均值，不能展示局部拥塞、爬坡和水文条件之间的协方差。因此应至少同时观察年度/月度能量、季节峰值、输电分区或节点以及水文情景，避免从一个“资源充足”模型结果推断特定园区无需网络投资。[7] [8]

8.4 Provider of Choice 与负荷自供的规划风险

Provider of Choice 合同选择尚未完全进入 White Book，说明合同状态会改变未来区域和联邦系统的资源义务估计。若 Tier 2 选择、客户合同和新负荷集中区域逐渐明朗，下一版本预测可能随之调整；这不是前一版本“错误”，而是其数据截止日和合同输入边界不同。[7] BPA 评论又指出，一些大型用户可能通过当地公用事业费率自供，这会影响其由 BPA 提供的份额。[8]

自供也不意味着脱离电网。自备发电、储能或专属资源可能减少某些时段从公用电网取得的净功率，却仍需并网备用、备用电力、启动电源、故障支援和输电接入；此外，发电设施燃料、排放许可、运行成本及可用率仍构成约束。相

SVSAC | sv-sac.org

反，若真正的孤岛运行能力和保障时间足够，园区可能减少对公共输电系统的依赖。公开材料未提供这些园区级工程参数，因此本篇不将“可能自供”转换成减少多少输电 MW 或设备订单的定量结论。

8.5 PNW 证据的外推界限

PNW 与 Virginia、Texas 和 Georgia 不可作粗略横向排名。BPA White Book 按合同责任、区域电量和水文资源建模；PJM 报告按多个分区的峰值和净电量预测；ERCOT 负荷输入呈现大量接入请求及初步峰值总量；Georgia Power IRP 则面向单一受监管公用事业的资源规划。它们的地理范围、负荷定义、时段、系统运营方式及规划目的不同。BPA 报告的 100 aMW 数据中心负荷也不能与 PJM/ERCOT 排队 GW 比较，更不能由其份额推断 PNW 数据中心项目比东部少。

PNW 可形成的可识别机会判断是：BPA 报告所述大型数据中心服务负荷在 Seattle 和 Umatilla 相关区域集中，区域规划将负荷、资源、水文和传输作为共同约束，而 Provider of Choice 合同输入尚有滞后。但公开来源不揭示每座园区的 AI 占比、分配到配电设备的逐时曲线、单个线路容量、已签采购订单或新增投资金额。区域市场机会应暂表述为“地点/责任主体可局部识别、区域总量和设备采购尚不完整”，不得把一个系统运营商的自报负荷当成全区域普查。

本章方法限制

本章只复用 BPA 2026 White Book 和 BPA 向 Draft Ninth Power Plan 提交的意见，不引入未经读取的 Council 最终计划或技术附录。前者是按当时合同、资源和确定性水文条件制作的区域/联邦系统规划研究；后者是 BPA 作为利益相关系统主体对草案提出的书面观点。二者能说明规划口径、负荷服务量与争论焦点，不能代替项目级招标、线路批准、客户实耗或第三方因果研究。[7][8]

9 第 9 章　区域组合情景：重复选址、边际期望与共同投运

9.1 为什么申请地图不能直接变成设备投资地图

区域分布研究需要处理两种不同的不确定性。第一种是同一经济项目可能在多个地点申请服务，若把各地申请容量相加，会把备选地点当成可同时实现的独立负荷。第二种是即使已经消除重复申请，不同项目的实际投运也可能相互关联。共享客户、融资渠道、芯片交付、建设队伍或输电工程，均可形成共同条件；一个地区提供可用供电条件，也可能吸引原本拟在另一地区落地的项目。前

SVSAC | sv-sac.org

一问题关乎项目身份和位置排他性，后一问题关乎联合状态。二者不能用一个全地区统一的实现率同时解决。

下面构造一个可完整复算的说明性模型。地区 A、B、项目 X、Y 及所有容量、概率和阈值都是作者设定，不对应真实美国地区或开发项目。计算只研究一个假设规划时点的同时负荷，不拟合历史数据，不预测美国区域投资额，也不估计电网停电概率。其作用是展示：同样的区域边际期望，可以对应不同的高负荷组合；仅公布期望值不足以识别这些组合。

9.2 项目身份、选址与负荷的假设

设项目 X 在地区 A 和 B 各提出 100 MW 供电请求，但两处是互斥备选地点。最终在 A 投运的概率设为 0.6，在 B 为 0.3，取消为 0.1。三个状态穷尽且互斥；X 不可能在两个地区各建一套 100 MW。另设项目 Y 仅在 A 提出 80 MW 请求，投运概率为 0.5。各项目若投运，在该假设时点按所列容量满额用电；未投运则用电为零。这里未计入地区其他负荷、发电、储能、输电潮流或运行事故。

申请记录的粗加总为 100+100+80=280 MW；按唯一项目身份消除 X 的备选地点后，两个项目全部实现的总负荷最大为 180 MW。利用上述边际概率，A 的期望负荷为 100×0.6+80×0.5=100 MW，B 为 100×0.3=30 MW，两区期望合计 130 MW。280、180 和 130 分别是请求记录加总、唯一项目最大负荷和情景期望值，回答不同问题。130 MW 不表示确定会建成一套 130 MW 项目，更不表示应立即采购同额的变电容量。

上述期望计算不需要假定 X 与 Y 独立。期望的线性性质允许分别加总项目的边际贡献；但它没有提供两者共同实现的概率。若分析进一步转向区域高负荷分位数或工程触发条件，就必须说明联合分布。

9.3 三种具有相同边际概率的联合状态

以“X 在 A 投运”和“Y 投运”为两个事件，可构造三种联合安排。表中概率是模型输入，均非经验估计。“未投运”只表示该时点 Y 负荷为零，不区分延期和永久取消。

X 最终状态	Y 状态	较低共同实现	Y 与 X 选址独立	较高共同实现
A	投运	0.10	0.30	0.50
A	未投运	0.50	0.30	0.10
B	投运	0.30	0.15	0
B	未投运	0	0.15	0.30

SVSAC | sv-sac.org

取消	投运	0.10	0.05	0
取消	未投运	0	0.05	0.10

每列概率之和均为 1；X 在 A、B 和取消的边际概率分别保持 0.6、0.3 和 0.1，Y 投运概率也始终为 0.5。因此三列具有同样的项目规模、选址边际和投运边际。中列另假设 Y 是否投运与 X 的最终状态独立；左右两列是用于比较的不同依赖安排，不是对美国开发商行为的判定。

在较低共同实现情景中，Y 更常在 X 不位于 A 时投运；在较高共同实现情景中，Y 投运完全包含在 X 位于 A 的状态内。后一情景可用于思考共同建设条件，前一情景可用于思考替代性或错峰，但模型并未识别究竟由融资、客户需求、网络工程还是其他因素造成这种相关。不能凭一张模拟联合表就宣布某一产业机制得到验证。

9.4 相同均值不等于相同区域高负荷风险

设 A 地区的说明性筛选阈值为 150 MW。由于单独的 X 为 100 MW、Y 为 80 MW，只有二者同时在 A 出现，负荷才超过该阈值。计算结果如下。

指标	较低共同实现	独立	较高共同实现
A 期望负荷，MW	100	100	100
B 期望负荷，MW	30	30	30
两区期望合计，MW	130	130	130
A 负荷超过 150 MW 的概率	0.10	0.30	0.50
A 负荷的 90%分位数，MW	100	180	180

分位数定义为累计概率首次达到或超过 0.9 的最小负荷。低共同实现情景中，A 在 100 MW 及以下的累计概率恰为 0.9，因此 90%分位数为 100 MW，而非 180 MW。该离散分布结果不是用“90%置信”表述的预测区间，也不是满足某项可靠性标准的工程容量。

三列均值完全相同，但超过阈值的概率从 0.1 变到 0.5。若研究者只保存地区期望 MW，会丢失这一差异；若未经检验直接假设独立，也会把其他可行联合状态排除。两区平均规模并未改变，变化来自项目之间的共同实现方式。这说明地图上的平均需求相近，不能独立证明地区所需备用、输电工程或交付时点相近。

SVSAC | sv-sac.org

9.5 边际信息能给出边界，不能给出唯一联合概率

不指定完整联合分布时，仍可推导简单边界。令事件 E 为 X 位于 A，事件 F 为 Y 投运。交集不可能大于任一事件本身；而并集概率不超过 1，故：

$$\max(0, P(E) + P(F) - 1) \le P(E \cap F) \le \min(P(E), P(F))$$

代入 0.6 与 0.5，交集概率可在 0.1 至 0.5 之间；上表两端情景分别实现这两个边界。独立假设给出 0.6×0.5=0.3，只是边界内的一个点。推导并未发现哪一个概率最接近现实，也不意味着现实项目的依赖结构只可能有三种。若没有重复项目标识和共同条件资料，以边界或明示情景呈现不确定性，比给出未经支持的唯一实现概率更容易审查。

阈值本身也必须有明确用途。这里的 150 MW 只是数学示例。即使真实地区提出 150 MW 筛选点，项目负荷超过它也未必意味着设备过载、供电不足或停电：已有负荷、可用电源、潮流、应急状态、储能、需求响应和设备额定值均未进入此模型。不能把本表概率直接贴上可靠性、失负荷概率或允许接入容量的名称。

9.6 从说明性情景走向区域证据需要什么

实际应用首先需要项目身份链：开发主体、最终用户、园区或分期标识、备选站址及申请是否互斥。相似公司名称可能是不同项目，同一集团的不同法人也可能围绕同一项目提交申请，不能仅靠文本去重。其次需要时间链：申请、研究、供电协议、保证或抵押、设备订购、施工、分期送电和实际爬坡，各日期应与当时可知信息一致。把投运后才获得的信息倒填到早期预测中，会造成事后识别看似精确、实际无法复现的问题。

联合条件则需要另外采集：项目是否共享变电站或输电升级、设备槽位和承包商；是否依赖同一客户承诺或融资；是否因同一地区电价、税收或供电时点变化而迁移。公开 IRP、RTO 预测、州监管文件和 utility 申请流程可能揭示某些共同约束，但未必公开项目级映射。资料缺失时，不应借全国数据中心增长率为每个地区补出一组看似精确的概率。

本章可检验的主张是方法性的：在控制项目边际规模和实现概率后，项目身份去重与依赖结构仍会影响区域高负荷分布。验证它需要有时间戳的项目记录和后续实现结果；本章没有完成这种经验检验。可复算代码以有理数逐项验证概率质量、边际、均值、阈值概率和离散分位数，保证算术与设定相符，不能替代概率校准或电网工程研究。

SVSAC | sv-sac.org

10 第 10 章　四类区域证据揭示的是不同约束组合，不是可直接排名的市场份额

10.1 比较地区之前，先比较谁在预测、预测什么、边界在哪里

本篇四类区域并非一套统一数据库中的可比样本。PJM 公开页面是 RTO 工作人员 20 年峰值/净能量预测及大型负荷校准方法摘要；Virginia/Dominion 补充了州商业售电和分区季节峰值；Ohio 资料包括 PUCO 工作人员州级高增长情景与 Ohio Power 服务区费率；ERCOT 董事会大型负荷申请快照原件仍待核，现有可读资料另含初步全区预测和独立发电/输电状态数字；Georgia Power 提供受州监管的单一公用事业 IRP 与合同/采购状态；BPA 则区分联邦系统合同负荷和 PNW 区域平均能量，并用确定性水文情景分析资源。表面看都含 MW 或 aMW，研究对象却分别是同时峰值、年电量、项目请求、预测负荷、服务义务或资源计划。[1][3][4][2][5][7][8][12]

区域/资料层级	可观察信号	时间与单位	主要转化环节	不能推出的结论
PJM 总体与分区	20 年预测、成员负荷调整和 firm/non-firm 折减	年度/季节峰值 MW、净能量；不同 forecast vintage	项目成熟度审查、服务义务/建设承诺、RTO 输电和资源规划	单个园区的 AI 负荷、所有地区同速增长、某条线路已授标[12]
Virginia/Dominion	商业年售电、输电分区季节峰值、PJM 区级预测	MWh 与峰值 MW 并列但不可相加	客户销售变化至分区峰值与具体配网/输电工程的项目映射	州增长完全由 AI 造成，或由 EIA-930 得到园区曲线[1]
Ohio/Ohio Power	PUCO 州高增长情景；Ohio Power DCT 研究批次/合同流程	州预测 MW 与服务请求/费率门槛 MW	物业与负荷资料—付费研究—服务方案—客户签约—PJM 必要工程	DCT 适用于所有俄亥俄公用事业，批次申请就是送电或订单[2][13]
ERCOT	董事会队列/同步/认可数待核；已读	队列 MW、预测负荷 MW、已同步 GW、	TSP 验证/调整—系统规划—发电和输电	未核队列可直接作已签 AI 负荷或所有输

SVSAC | sv-sac.org

	取四月初步预测及 NERC 有限原段	项目金额	项目执行	电项目由数据中心触发[3][4][11]
Georgia Power	已批准 utility IRP；客户合同提交、谈判、风险调整预测与 RFP 请求	MW，但分别对应合同、预测、谈判和采购请求	PSC 批准、招标授标、许可、工程建设、客户通电	所有预测增长为 AI、拟采购容量已中标或输电计划已投运[5][6]
BPA/PNW	联邦系统/区域白皮书、合同选择状态、BPA 自报服务量	年/月平均 MW 与水文情景；单独服务量约 100aMW	Provider of Choice 合同、区域资源供给、水文与输电可交付性	100aMW 为整个 PNW 或 AI 负荷、aMW 可代替峰值/节点容量[7][8]

地区比较先固定设备市场和窗口：输电看审批成熟度，发电看 IRP 及 RFP 授标，近期配电看单站接入和送电。各自买方、资产责任与采购周期不同，排队容量不能给出共同排名。现无全国分设备区域订单份额，不能先排 PJM、德州、东南部再寻找论据。

10.2 区域投资的共同因果链及可证伪节点

区域投资可以拆解为一条因果链，而每一环都有可被观察的失败路径：

项目区位与商业安排 → 接入申请 → 网络可行性和并网研究 → 客户服务/合同义务 → 可靠性与资源规划 → 监管批准和费用分摊 → 招标及授标 → 工厂排产与施工 → 设备到场/验收 → 通电和负荷爬坡。

负荷到资产的转换须与网络基线比较：有余量可能只改保护/控制或短馈线，主变/断路器/间隔/线路瓶颈则对应不同设备；资源不足还可能由发电、储能或需求响应解决。服务未签或分期减载会再改数量、规格与日期。地点、工程替代和责任安排决定采购，不是预测负荷乘一张固定清单。

对可证伪性而言，每个环节对应可收集的证据：开发商场址控制和商业合同；utility 接入申请与研究文件；输电业主的规划案例和项目编号；州委员会订单/成本回收授权；RTO 批准或相关设施清单；招标文件、授标公告和采购订单；线路开工、设备到货与并网投运；园区通电曲线。若只观察到某区域预测上升而没有后续节点，就不能说预测“转成投资”；如果订单或工程在负荷申请之前

SVSAC | sv-sac.org

已纳入计划，也需考虑其原有可靠性、老旧设备替换和其他客户驱动，不能把全部资产增量归因于数据中心。

10.3 项目取消、替代选址和共用网络是三种反例

第一种反例是多个申请对应一个可选商业项目。开发商可能在同一区域多个 utility 或县份占位，随后只保留一个地点；把每一份申请当独立可加的负荷，系统性高估最终需求。PJM 网页明确说会审查大型负荷请求的实现可能性和重复计数，ERCOT 2026 初步预测也被其 CEO 称高于未来实际负荷预期。[4][12] 这说明申请量并非可忽略，但不支持把申请集合当成建设总量。

第二种反例是负荷延后或逐期扩建。某年预测可能因项目延期而高估当年峰值，但项目仍在后几年通电，因而生命周期电量并未消失；若项目最终取消，已建设的站线却可能留作其他用户服务，设备投资对数据中心的直接因果归属也会弱化。PUCO 把负荷合同/建设文件成熟度区分并对容量调整，PJM 把近期 firm 和远期 non-firm 分别处理，反映的正是“时点风险”和“是否出现”并非同一不确定性。[2][12]

第三种反例是共享输电和存量设备替换。数据中心可能使某项公共变电站升级提前，但同一资产也服务城市增长、工业接入或可靠性标准；若无数据中心则仍需在未来建设，只是时间或规模不同。此时正确的问题是“边际因果成本是多少”，不是“项目所在地区有多少大负荷”。只有监管案卷或系统规划的反事实比较能部分回答；资本预算或媒体项目金额自身不提供这一反事实。

10.4 第 9 章说明模型能澄清什么，也不能回答什么

第 9 章的作者设定情景模型比较了排他备选项目和联合投运相关性：多个站址请求不可直接相加为唯一建设容量，具有相同期望 MW 的不同联合分布也可产生不同的超过阈值概率。模型变量和概率均为作者设定，不代表美国实际项目、实测取消率、停电概率或真实投资需求。它的研究用途是展示期望值不保留项目互斥和相关性信息，并说明规划风险需要联合状态分布；它不能替代项目级数据，也不产生区域可靠度预测。

这一模型与实证材料互补但证据等级不同。区域预测/队列是机构观察或规划输入，能反映某个日期的状态；情景模型是逻辑实验，能说明“若状态结构不同，单一期望值会丢失信息”；两者都不能独自证明特定区域将新增多少设备。要将模型参数实证化，需要公开队列项目重复关系、状态转换、取消日期、实际送电与逐时爬坡记录，而这些数据在当前公开资料中尚不齐全。

SVSAC | sv-sac.org

11 第 11 章　如何从区域负荷证据得到可复核的投资机会判断

11.1 建议建立项目级面板而非全国地区分摊表

本次分析的核心数据产品应是项目级、可版本化的“负荷–资产–采购”面板，而不是把全国预测按人口或机架数摊到各州。每条记录至少保存：匿名项目识别码；县、市、utility、州监管辖区、RTO/ISO 和输电区；MW 字段定义（请求上限、预计峰、合同容量、名牌容量、平均负荷或电量）；预测/提交日期、目标投产年、天气/季节口径；项目状态及其证据来源；供电和输电资产的所有者、报批主体、付款责任方；RFP/授标/采购订单和实际投运数据；撤销、削减、延期或替代站址记录。

每个预测版本需被冻结并保存，不能只保留当年最新数字。应同时留存提出者版本与系统规划者调整版，如 ERCOT TSP 输入与 ERCOT-adjusted 预测；PJM 上一年与新一年大负荷调整；PUCO 基准预测与大型负荷高增长情景；Georgia Power 风险调整值与仍在谈判的潜在需求；BPA 报告的数据日期及其合同选择缺口。[11][2][6][7][12] 版本化可以检验哪些因素在修订中变化——经济/天气、客户项目、去重折减、项目时间、服务器效率或可用容量——而不是把不同版本拼成虚假的时间序列。

11.2 事件研究应围绕可观测状态转换，而非简单前后比较

一个可操作的项目状态链可以编码为：0 候选/预申请；1 正式申请；2 土地与客户资料已核；3 完成负荷/系统研究；4 签服务协议或承担明确成本；5 获得必要公共审批；6 进入招标/授标；7 建设或设备制造；8 通电；9 达到稳定负荷；以及取消、延期、降容、改址等吸收或转移状态。状态不一定严格线性：项目可能在获批前发起资源采购，输电项目也可能服务多个客户。模型需要保留事件时间而非强迫单一序列。

分析中至少有三种因变量：项目是否在计划年份通电；实际负荷达到合同/请求容量的比例及其爬坡；区域资产采购/施工是否发生、时间和实际资本化金额。不能将“研究完成”误作“设备授标”，也不能将“已通电”误作满负荷。可以用生存分析或多状态模型估计状态转化，但需要充分观察所有尚未完成项目并处理右删失；仅公布成功案例的企业新闻会有严重幸存者偏差。若负荷项目状态保密，可用监管公开案卷、公司披露和 RTO 资料组成便利样本，须明确分母缺失，不报告“全国成功率”。

SVSAC | sv-sac.org

11.3 反事实识别：何时线路/机组真的因数据中心而提前或扩建

一个基础设施项目可能同时应对新负荷、老旧资产替换、既有可靠性缺口、风光资源接入和其他客户增长。观察到数据中心宣布之后线路开工，并不构成因果。更强的识别策略包括：比较公用事业在项目出现前后的规划版本，判断目标负荷是否具体进入负荷驱动；读取线路需求说明和成本回收订单，观察是否明示该负荷为触发因素；利用项目延期/取消后线路规模或日期是否改变，评估边际依赖；比较同一区域受影响和未受影响的电气节点；以及把客户专用设施和共享区域工程分开计算。

但这些策略仍面临反向因果：开发商可能选择本就有输电扩展计划的地区，utility 也可能先行建设可吸纳未来多类负荷的“超前容量”。若项目选择与网络计划共同受土地、税收、光纤、劳动力和能源成本影响，简单的差分比较无法消除混杂。完整因果估计需要项目选择/取消的外生冲击或更丰富的结构模型；现有公开材料更适合机制识别和状态核验，不足以估计 AI 数据中心对全国电网资本支出的平均处理效应。

11.4 机会评估不应只有 MW：把时间、工程与责任方纳入评分

市场研究可以把地区或项目划分为三个可比较维度，而不是编造单一“市场规模”。第一是负荷可信度：是否为重复请求、是否拥有土地和客户、是否有合同/建设承诺、近期和远期的投产证据是否不同。第二是电网工程确定度：具体是否存在变电站/线路约束，是否已完成网络研究、进入区域规划和监管程序，责任主体是否明确。第三是采购可兑现性：设备范围和技术规格是否形成，融资/监管批准到什么阶段，招标和订单是否公开，项目施工节奏和设备交期是否匹配。

可用定性成熟度层级示例：A 类“系统或州级情景信号”，只说明方向；B 类“公用事业/客户提交、规划机构调整”，说明具体地区关注但尚可能削减；C 类“服务/建设承诺及必要监管批复”，相对靠近资产投资；D 类“招标授标/采购订单”，能够识别短期供货机会；E 类“到货/投运/负荷计量”，可验证实际市场实现。等级不是概率，不能拿 A 类 GW 与 D 类 GW 相加。它只帮助采购人员把预测、资本计划、招标和订单状态区分，且需按设备类型分别判定：发电项目招标成熟不代表输电设备订购成熟，变电站批准也不代表配电变压器型号已确定。

11.5 公开证据偏差及外部效度

官方区域规划提供可信的口径和日期，但可能受政策目标、法规义务及数据保密影响；企业公告能揭示有名项目和承诺，却倾向选择性发布积极进展；监管案卷会更详细，但项目可能被删节，且申请方和反对方都带有利益立场。公开材

SVSAC | sv-sac.org

料中未见或未检索到并不等于不存在：私营电力公司、大型客户与金融机构可能直接采购或签保密供电合同，且未必进入公用事业招标；公用事业已通过资产替换计划的采购也可能没有可识别的数据中心标签。

本篇区域样本是目的性便利案例，而非随机抽样。PJM、ERCOT、Ohio、Georgia 和 BPA 覆盖不同电力制度与规划机制，但不能代表全美每一州、每一种 RTO，也不构成数据中心站点的完整地理数据库。将这些案例外推到其他地区前，必须检查：是否有州级大型负荷费率/担保规则；由 RTO 还是垂直整合 utility 控制资源规划；负荷是否集中；电压等级和输电约束；是否存在水文或燃料条件；以及该州对用户自供和网络费用的分配方式。外部效度限制是研究结果的一部分，而不是靠扩大措辞即可消除的问题。

12 第 12 章　从电量预测到资源充足性：不同官方风险评估为何得出不同区域信号

12.1 NERC 可靠性评估是一套有时间截点的系统风险分析，不是建设承诺清单

NERC《2025 Long-Term Reliability Assessment》（LTRA）将 2026–2035 作为评估窗口，使用各区域实体 2025 年 7 月提交并经过校核的行业预测，期间再纳入部分后续更新。NERC 强调预测不是未来实际发生值；其基础情景依赖项目按计划投产、设备可用率延续历史水平、规划需求响应在需要时兑现等假设。该报告用于资源充足性和可靠性风险识别，不能当作某一公用事业资本开支或设备订单预测。[15]

这类评估可补充前述 RTO/utility 负荷预测，因为它把需求与已存在/预计资源、储备边际和概率充足性指标放进同一分析。但“资源预测”本身仍有成熟度层次：LTRA 区分 Tier 1（通常已在建或有签署互联协议，较高实现把握）、Tier 2（仍处于早期研究，存在更大实现不确定性）等；PJM 自己的 probabilistic assessment 又比 LTRA 基准更保守，排除部分可能未能按期投运的 Tier 1 资源，并考虑尚未正式宣布但可能发生的退役。[15] 因此一个地区可能在名义储备边际下看似充足，同时概率性评估仍发现极端情景下未供电风险；这不是统计自相矛盾，而是资源成熟度、极端事件和评估指标不同。

SVSAC | sv-sac.org

12.2 PJM：峰值预测上升、区域转送约束与投资批准是一组相关但不同的信号

NERC 2025 LTRA 称 PJM 2035 夏季峰值预期比当时基准增加 56GW 至约 210GW，冬季峰值预期至 2034–35 达到约 198GW；年净负荷电量增长平均 4.8%，高于上年报告 2.3%的预测。NERC 将需求增长主要归因于数据中心，其次为电气化和制造业负荷。[15] 这些是 LTRA 所用 2025 年输入快照，不应与 PJM 2026 年 1 月公布的另一预测数列直接平均；PJM 后者对近期项目做了重新审查，近端预测略下调且远期仍增长。[12][15]

NERC 认为 PJM 短期资源边际受退役与项目延迟压缩，跨区最大输电交换能力低于 PJM 内部发电能力的 2%，难以把邻区进口当作大规模缺口补偿。[15] 其传输规划叙述提供一个重要投资状态案例：PJM 2024 RTEP 针对 2029 与 2032 研究年，识别出大量热限值性和电压准则违规，所列 94 项竞争性提案中，董事会批准了约 59 亿美元区域和本地项目以解决可靠性标准违规；NERC 同时说明，相关负荷上修由 Dominion 及 PJM 东部地区的大型负荷增长引起，主要包括数据中心、电气化和 EV。[15]

此处形成比新闻公告更具体的链条：PJM 规划模型中明确有特定研究年和网络约束，竞争性提案经过 RTEP 窗口，董事会批准了项目金额。它说明区域负荷增量能通过网络流和标准校核传导至区域/本地输电工程。它仍不是设备采购订单、施工支出或全 59 亿美元由数据中心单独造成的因果估计。项目包含多种区域可靠性违规与本地约束，主张仅限 NERC 报告对 RTEP 过程的描述。还应关注资产分布的层次：大量新增输电可能解决本地负荷可交付性，不等于相同比例新增发电接入线路；一个大负荷可触发变电站升级或线路重构，却未必在其县内形成大型新发电项目。[15]

因此 PJM 区域机会的证据强度较高处在“系统规划及部分已批准工程”，而非“可识别供货合同”。要把 59 亿美元传导为设备机会，需要逐项读取获批工程的线路长度、变电站范围、设备类型、采购批次和合同工期；否则用金额乘变压器/断路器比例估计供货规模，会凭空引入资产构成假设。NERC 的来源可证明 RTEP 批准项目总体金额与解决违规目的，不提供每个项目的全部 BOM、采购公告或最终成本。[15]

12.3 ERCOT：负荷折减、可中断需求与电池改变“名义需求–容量风险”映射

NERC 2025 LTRA 所用 ERCOT 输入预计夏季总内部需求从 2026 年 94,650MW 增至 2035 年 154,077MW，平均年增 5.6%。其中预测至 2030 的大型负

SVSAC | sv-sac.org

荷连接约 45GW，约 23GW 归为数据中心；还分别列出加密货币、氢电解和工业制造负荷。[15] 这是 NERC 在 2025 报告中的输入，不是 ERCOT 2026 年 4 月的 367,790MW 初步总量。后者被 ERCOT 称为高于预期实际负荷、非建设预测；两者的时间截点、预测范围、审查规则和来源均不同。[4][15]

NERC 说明 ERCOT 对近期请求采用经验调整：历史项目 2022–24 平均较原请求送电日期延迟 180 天；已运行数据中心的峰值消费平均约为请求 MW 的 49.8%，该系数应用于非加密货币数据中心新增负荷；另以此前已提交项目的实际通电比例处理后续请求。报告将这套方法解释为对观察到的投产延迟、请求与消费差异的校准。[15] 这不是说每个新园区都在合同上有 50%峰值，也不是所有项目必然延期 180 天。样本仅是此前投运项目，存在园区规模、爬坡阶段、机房填充率和功能差异；作为整体预测折减可减少过度乐观，但不能替代单项目审查。

ERCOT 同份评估还将大型负荷紧急情况下的可中断能力计入需求响应，对 2026 夏季计入 13.3GW、2030 计入 53.1GW；NERC 解释，由于新大型负荷在紧急情况下可以被削减，快速增长负荷对计划储备边际的影响低于 2024 LTRA。[15] 这不等于有 53GW 可全年自由调用的市场资源，也不等于数据中心在任意系统条件下都可无损切除。其结果取决于被纳入项目、调用权限、事件时间、客户负荷实际响应和可靠性规则。规划中被计作负荷管理的容量还应与独立发电容量分开，不能一边将其作为需求削减，一边又把相同现场电源重复计入供给。

报告还指出 ERCOT 的 2029 短缺风险从冬季向夏季和肩季扩大；除冬季天气驱动外，非冬季早晚太阳能下坡时储备风险较高，电池被预计用于这些短时净负荷峰。其规划材料说明 765kV 输电战略扩展计划解决预计增长和既有拥塞，跨场景增加约 600–3,000MW 传输能力；发电、储能、需求响应和传输并非互相替代的同一种产品，而是对不同时间尺度和网络瓶颈的方案。[15] 这些内容支持 ERCOT 具有极高的建设/规划压力，但因为最初队列可信度、通电爬坡和现场弹性可显著改变峰值，不支持把原始申请数作为设备需求的线性代理。

12.4 PNW：可靠性区域边界与 BPA 服务区统计并不相互冲突

NERC 将 WECC-Northwest 作为资源充足性评估区，预计其峰值未来十年增加 6.6GW、约 19%，驱动因素为数据中心涌入；未来五年预计有超过 10GW 风电、太阳能和电池项目连接，但冬季峰值贡献约 3.2GW。NERC 仍认为需有额外资源以避免储备和能量风险，概率评估在 2029 年显示较高 EUE/LOLH 风险；其分析指出美国西北资源充足性问题可能出现在夏冬，峰值在冬季而识别出的 2029 未供电能量约 85%发生在夏季午后至傍晚。[15]

SVSAC | sv-sac.org

这与 BPA 称自己服务约 100aMW 大型数据中心负荷并不冲突。NERC 的 6.6GW 是 WECC-Northwest 十年区域峰值增长预测，BPA 的 100aMW 是 BPA 自报的已服务大型数据中心负荷平均能量；两者一为区域未来峰值变化、一为特定主体已服务的平均负荷，时间、主体、用户范围和指标均不同。[8][15] NERC 的评估还认为计划资源中的名牌容量并不等于冬季峰值能力。这一点直接反驳一种常见的简化：不能用“10GW 计划风光储”从“6.6GW 峰值增长”中相减后宣称区域余量充足，因为这些容量的投运日期、容量信用、冬夏性能及节点可交付性各异。[15]

从投资链角度，PNW 的窗口不仅是“数据中心在哪里”，更是新发电资源的高名牌/较低季节性容量贡献、输电可交付性和冬夏高峰差异如何共同影响工程方案。若资源项目需要新接入线路、区域转送能力或局部电压/变电站升级，资本需求可能分散在不同公用事业和电网资产所有者。现有 NERC summary 只能支持规划层信号，不足以判定某条具体线路或机组授标。BPA 关于草案实施期限及模型水电灵活性的评论又提醒，资源组合在模型中可用，不等于所有月份、节点和运行条件下都能按该方式交付；但这依然是 BPA 提交的意见，并非对 NERC 概率分析的否定。[8][15]

12.5 Georgia 与 SERC：高储备边际不等同于没有设备机会

NERC 的 SERC-Southeast 评估区域包括 Georgia、Alabama、Mississippi 全部或部分地区，并非 Georgia Power 服务区。它预计 2026–2035 总内部需求从 48,386MW 升至 59,166MW，报告预测储备边际始终高于 15%的 Reference Margin Level，且其概率充足性评估对 2027 和 2029 给出“normal”风险类别。[15] 这与 Georgia Power 自身报告 8,500MW 六年负荷增长预测不构成直接矛盾：州级 utility 增长、SERC 范围总需求增长、区域可用容量和 utility 采购计划的定义、时间和地理均不同。由于 SERC-Southeast 范围广、区内各 utility 和传输位置不同，总储备边际不表示每个站点都没有本地变电站/线路瓶颈。

NERC 报告中的 SERC Southeast 发电规划表包括不同 Tier 资源和储备边际，但其资源表不能替代 Georgia Power IRP/RFP 合同状态；反之，utility 请求认证的约 9.9GW 新容量也不能单独改变 NERC 评估区的总体风险分类。容量短缺风险是系统整体的概率性问题，而局部资产投资机会可在系统总体储备充足时仍出现：当某节点的峰值电流、变压器热负荷或线路热/电压约束受限时，设备升级可以必要但并非用来补足整个区域的发电储备。反例是一个区域新增资源很多、但资源连接点与负荷点之间拥塞；此时总 MW 充足而局部传输升级仍有价值。[5][6][15]

SVSAC | sv-sac.org

12.6 把可靠性类别读成机会等级的错误

NERC 的“normal/elevated/high risk”是资源充足性风险判断，取决于其规划备用边际、概率分析、供给假设和需求响应等边界。它不是公用事业采购成熟度评级，也不是设备市场大小。例如：较高的系统风险可促使加快电源和输电规划，但短期紧急性也可能导致负荷削减、新市场机制或暂缓客户接入，而不是立刻发出设备订单；较低的整体风险也可与特定区域线路或接入工程并存。风险类别不能直接排序出口机会，更不代表风险区域所有设备都能获得进口订单。

同理，RTEP 中批准的项目、ERCOT 战略线路规划、Georgia IRP 和 BPA 白皮书都可能有实际政策意义，却处于不同的采购状态。市场观察应增加一个“工程可兑现节点”：是否已获监管/选址批准、是否有完整设计和技术规格、资金及成本分担是否确定、是否发布招标、是否授标、交期是否与预计投运日期兼容。可靠性预测说明何处的系统约束值得规划，而不是替代项目采购文件。

12.7 EIA 高需求情景：价格信号对供给假设极敏感

EIA 2026 年 3 月的分析用 2026 年 2 月 STEO 作基准，估计 2025–2027 年 ERCOT 年净负荷电量平均增长 10%，PJM 增长 3%；对数据中心发展显著地区另构建“高需求”敏感性情景，将 2026 及 2027 年增长率设为基准的 1.5 倍，其他地区则在基准上加 1 个百分点。EIA 说明该情景将未来发电容量保持在 STEO 基线水平，认为新增负荷主要由现有天然气机组增加利用率供应，同时加入燃气价格上升假设。[16]

在这一“高负荷、发电容量按 STEO 基线保持不变”的模型前提下，EIA 估计 2027 ERCOT 批发价比基准预测高约 37 美元/MWh（约 79%）；PJM 约高 2.60 美元/MWh（约 4%），其他市场加权涨幅更小。EIA 解释 ERCOT 电网与东部/西部大网连接有限，因此高负荷增加在夏末风电季节性偏低的时段影响更大；PJM 则受东部互联和已有煤气电容量影响，平均价格敏感度较低。[16]

这不是 ERCOT 与 PJM 真实边际投资回报或新建资源成本的比较。其结果不是完整容量扩展模型，没有在高需求情景中增添更多新机组，只沿用 STEO 对现有机组和已报告新增的假设；天然气在模型中的边际供给作用与现实地区燃料约束、长周期输电和新增资源开发可能不同。EIA 还提醒其分析使用 2 月 STEO，可能与 3 月最新 STEO 略有差异。[16] 因此这组数的用途在于说明同样的需求冲击遇到不同区域互联能力、边际资源和季节可用性时，电价风险响应会不同；不能用它给某地区“电网项目收益”估值，也不能断言该价差必然触发多少资本支出。

SVSAC | sv-sac.org

此外，批发价并非所有大用户支付的零售电价，且电价抬升不必然意味着线路扩容：某些小时的价格可能来自发电燃料成本或稀缺性，传输节点拥塞另需节点价差、线路流量和系统研究支持。反过来，新线路可减少拥塞和提升可交付性，但不一定降低全区平均批发价格。投资机会模型应把资产的约束服务、成本分配和可核验收益分开，而不是拿一个情景价格差乘园区 MW。

13 第 13 章　可转移计算负荷不是区域容量的自动替代品：一项同行评议生产系统研究

13.1 先区分工作负荷的时间弹性与地点弹性

讨论“数据中心可以灵活”时，常把两个不同能力混为一谈：任务能否延迟到其他小时完成（时间弹性），以及任务能否搬到另一个园区/电网地区运行（地点弹性）。前者可能降低某一站点某小时的功率，后者可能改变两个地区之间的负荷分布；二者涉及的控制系统、网络、数据和合同条件不同。即使一项批量计算可在 24 小时内完成，也不能据此推断它可在不考虑带宽、数据本地性、延迟、许可或租户安排的情况下跨州转移。

Radovanović 等人的《Carbon-Aware Computing for Datacenters》发表于 IEEE Transactions on Power Systems 38 卷第 2 期（2023 年 3 月），DOI 为 10.1109/TPWRS.2022.3173250；本篇依据公开作者稿中与任务范围、控制机制和运行实验对应的原段分析，不把出版元数据核对等同于全部论文内容核验。[17] 作者研究的是 Google 自有数据中心内部负载，而不是对全行业 AI 作普查。他们将 Google 内部工作负荷分成较高优先级、不可延迟的服务负载和可延迟批处理；文中举例包括数据压缩、机器学习、模拟和视频处理流水线，并指出 Search、Maps、YouTube 用户服务及分配给云客户的 VM 工作负荷不受这套时间移峰系统控制。[17]

这个分类与区域规划相关，但不能把“AI”作为单一弹性类别。某些训练任务的作业边界、完成期限和模型管线可能允许排队；在线推理、用户请求、实时数据查询和云客户工作负荷更可能受响应时间、SLO 或租户合同约束。训练任务也未必可任意延后：作业依赖、模型交付日期、数据集移动、GPU/网络资源、批量任务竞赛和故障恢复都会限制调度。论文支持的是特定企业为特定内部批任务建立的运行机制，不支持对所有 AI 数据中心设定一个共同可转移比例。[17]

SVSAC | sv-sac.org

13.2 生产机制：小时容量曲线、计算功率模型和服务目标闭环

论文的 Carbon-Intelligent Computing System（CICS）使用虚拟容量曲线（VCC）对每个计算集群次日每小时可供弹性任务使用的资源设上限。其分析流水线先预测集群层级的可弹性和不可弹性计算使用量，再用集群 CPU 使用量和实测功率数据建模，并结合次日当地电网碳强度预测，由风险感知的日提前优化确定容量曲线。它保留一天内应完成的弹性计算总量，同时把部分任务从高碳/高峰小时推迟到当日其他小时；监测系统根据任务服务目标和电力基础设施约束调整或停止负荷整形。[17]

这个机制的关键并非一个抽象“可移峰百分比”，而是内部作业队列、集群 CPU 到电力的经验模型、负荷预测误差、每小时功率限制和工作负荷 SLO 共同约束的控制回路。论文报告其 CPU 到功率模型在各 Google power domain 使用 5 分钟粒度数据；作者引用模型误差评估称超过 95%的 power domains 每日 MAPE 低于 5%。但此准确度源于其自有设备、计量及硬件异质性条件，不能当成公用事业可直接套用的新建园区模型精度。[17]

服务目标也有具体口径。作者为每个集群设置弹性任务日计算量未达标的 SLO，目标是在给定时间范围内平均不超过每月一天的违规概率；利用此前 90 天的相对预测误差估计次日总日计算预留需求的 97 分位，再据此确定 VCC 日容量。若检测到集群连续两天触及阈值，则触发反馈；在负荷需求突变时也可暂停整形，使预测模型适应新趋势。[17] 这说明电网可利用的“灵活容量”并不是无限量或无服务代价的削减，而是有任务优先级、误差边界、回补工作量和用户性能承诺的企业内部资源管理问题。

13.3 论文中的运行效果：同一机制在集群之间并不等效

作者给出两个集群案例：两例中弹性计算在高碳小时约削减一半，集群功率均下降约 8%；这一下降分别持续约六小时和三小时，后一案例因不确定性较高而采用较短窗口。另一个集群的不可弹性负荷相对较大、弹性计算占比很低，无法产生有意义的整形。由于机器容量接近饱和、或负荷/功率预测数据不足，某一日约 10%的集群会被设置为不做整形。[17]

更重要的是，作者报告一个随机对照运行实验：从 2021 年 2 月 12 日起约两个月，各集群每天被随机分配为使用最优化整形或不整形对照；论文所示园区内集群的处理/对照比较显示，CICS 运行时最高碳强度小时的平均功率约低 1%–2%；该图例不提供全体园区的统一平均处理效应。[17] 这是具名企业的真实生产系统、随机分配机制和短期运行数据，比纯模拟更能证明该负荷管理机制在其环

SVSAC | sv-sac.org

境中可实施。但实验的观察单位是 Google 集群，时间窗口约两个月，结果强调高碳时段平均功率而非地区系统峰值，也没有证明多少公用事业发电或输电容量可被永久取消。

论文的优化目标同时考虑电力碳强度与集群峰值基础设施成本。对于单个园区，降低小时峰值可能帮助在给定园区供电合同或内部配电系统上更有效利用容量；对于电网系统，是否降低投资取决于移峰后负荷是否落在系统低谷、多个园区是否同时移动、调度在极端天气/故障时是否仍可用，以及配网与输电设备如何定容。若整形只把 6 小时高峰搬到后 6 小时并形成更高回补峰，系统设备的最大同时负荷未必下降。若园区之间的弹性时段不同步，汇总结果可能平滑；若同步到同一低价窗口，反而可能形成新的区域峰值。论文本身不估算这些跨公用事业、跨地区的电网扩建差异，本篇也不将它外推为区域容量减少量。 作者还指出，更强、更持久的限制可能伴随日弹性计算总量下降和任务自行迁移，因而日工作量守恒并非所有运行强度下的已实现结果；碳和区域效果需另作核算。[17]

13.4 时间移峰何时会进入区域规划证据

要把内部调度机制转成规划者可以依赖的区域资源，至少要区分三个层次。第一是技术上可控：数据中心是否有可识别的弹性任务、独立计量、功率控制和失败回退。第二是商业上承诺：客户是否在电力服务/接入合同中明确了可削减 MW、最长持续时间、提前通知、调用频率、回补/反弹、不可用条件、补偿及违约后果。第三是系统上可依赖：运营机构是否认可测试结果，观察到该资源在本区关键峰值和紧急条件下稳定履约，且没有与备用发电或储能重复计量。以上是我们提出的证据结构，不是某个地区已经采用的统一法规标准。

只有“可控制”没有履约约束，规划者无法保证关键时段能用；只有合同 MW 而无现场测试，仍可能因推理服务需求、任务积压、厂内冷却或电源切换改变响应；只有试验成功而没有持续测量，不能证明年度所有热浪/寒潮中均能调用。相反，若合同服务级别明确、经反复系统测试并被电网规划采信，某些项目可在资源组合中替代一部分峰值供给或放缓局部扩建。这里的“替代”是需通过各区可靠性和工程研究确认的条件结果，不是对新增发电、输电和变电设备的普遍替代。

13.5 EIA 服务器曲线模型提醒：电量底模与运行弹性不是同一个变量

EIA AEO2026 对商业建筑的服务器和相关终端用途进行长期模型预测，认为 2050 年美国数据中心服务器用电量在基准与高需求情景中约为 446–818TWh；EIA 还在模型中把服务器负荷形状近似为全天平坦，并对基准情景设定 2040 年后

SVSAC | sv-sac.org

服务器平均运行功率每三年下降 10%的效率假设，而高需求情景不作同样效率下降假设。[18]

这类国家模型能说明终端用电和设备效率假设对长期总电量的影响，却不表示单个园区每小时均无弹性，也不表示可在全系统层面削峰；“服务器负荷近似平坦”是模型的平均化负荷形状假设，可能适合某类 IT 基础负荷，不等于把可排队批处理和不可中断在线服务区分开的企业调度数据。反过来，一项生产系统证明部分内部批处理可移峰，也不能直接更改 EIA 全国模型或某州 RTO 峰值预测，除非报告参数、地区分布、可重复运行和合同义务均可对应。

13.6 对区域投资机会的含义与外部效度

弹性工作负荷可以在选址和资源设计中提供一个选项：如果某园区有可验证的批处理份额，并能将任务在当天内移至可供给或低拥塞时段，可能减少局部变电/园区内部配电所需的极端峰值容量；若任务可以在多个地点执行，电网/碳信号还可能影响园区间的任务放置。但地点迁移仍受数据传输、网络拥堵、租户/数据主权要求、延迟、冷却、设备可用性与电力合同制约。真实可行的空间弹性可能远低于理论上“任何集群都可执行”的抽象假设。

因此对区域机会，应把负荷分成最低保障的不可弹性基荷、可按小时移位的弹性计算、可应急切除的负荷、现场电源/储能、以及剩余网侧请求；且明确这些分类来自模型、厂商申报、服务合同还是实际试验。每类应记录其空间范围、可用小时、最短通知、最大持续时间、负荷回补、性能影响和计量方法。没有这些字段，规划机构只能将额定 MW 作为可能输入而不能将其当作 firm capacity。

同行评议案例的外推边界也很重要。Radovanović 等人研究 Google 全球数据中心群内部负荷系统，设备、调度、数据采集和任务所有权均由同一企业控制；共享云服务商、托管式机房、单租户 AI 训练园区和多租户云的合同与控制权不同。论文没有证明用户侧 AI 推理可以延迟，也没有测出美国各区域可以从电网移除多少容量。其有力贡献是展示：负荷管理要把工作负荷 SLO、功率模型与实时/次日控制同时纳入；若没有这些企业级机制，泛称“大型数据中心可以灵活”并不能构成区域供电规划依据。[17]

SVSAC | sv-sac.org

14 第 14 章　从区域负荷信号到设备品类：何处有机会、何种证据仍缺失

14.1 高压输电：区域项目有金额不等于供应商市场已打开

当前材料中，与高压输电机会联系最紧密的证据来自三个不同制度层级。PJM 的 2024 RTEP 已经识别热限值性/电压准则违规，并由董事会批准 59 亿美元区域和本地工程；AEP/DOE/SB Energy 在俄亥俄宣布由 SB Energy 承诺 42 亿美元输电投资，仍处待批和初步选线阶段；ERCOT 的 TX 765-kV STEP 被 NERC 报告为支持预计增长并解决既有拥塞的计划，跨场景提升传输能力约 600–3,000MW。[10][14][15]

三者不能排成“批准 59 亿、承诺 42 亿、ERCOT 增加 3GW”的可比市场榜单。PJM 金额是若干 RTEP 项目经董事会批准的总值；Pike County 42 亿美元是 SB Energy 付款承诺且相关工程尚待审批；ERCOT 的 600–3,000MW 是线路方案传输能力提升范围，不是项目预算，更不是设备数量。项目状态、币值单位与被覆盖的工程包都不同。高压导线、铁塔、变压器、开关设备、保护控制和通信系统也不按总资本金额等比例采购。因此可观察到的机会是：网络研究和部分资金安排显示需求转为输电工程的路径正在形成；但要估算供货市场仍需项目范围、资产清单、招标和授标合同。[10][14][15]

值得注意的是输电资本并非只服务新负荷。PJM 的获批项目源于多项可靠性标准违规和区域传输界面重载，负荷增长驱动中还包括电气化和 EV；ERCOT 765kV 计划兼顾预计大负荷增长与既有拥塞；AEP 公告则把新园区、发电和输电安排放在共同项目背景中。[10][15] 这些事项说明新增负荷会影响设备投资的时间与规模，但无法单独说明“若无 AI 则没有该线路”。市场机会判断应进一步区分：新增负荷专用接入设施、区域共用扩容、存量设备替换和新能源并网配套，再根据具体规划说明/费用分配归属。

14.2 发电与资源采购：MW 采购需求不是已中标设备订单

Georgia Power 是本篇材料中清晰呈现资源采购状态的例子。2025 年 IRP 获批后，公司请求 PSC 认证 All-Source RFP 采购约 9,900MW 新容量；NERC SERC-Southeast 则报告其区域预测储备边际高于参考线并将概率风险分为 normal。[5][6][15] 这不是矛盾：Georgia Power 在单一服务系统里申报资源需求，而 SERC-Southeast 的评估范围更大；更重要的是，9,900MW 是采购认证请求，尚不能当作技术路线、授标项目、具体设备数量或设备生产地。[6][15]

SVSAC | sv-sac.org

从供应链角度，RFP 可把需求转换为竞争性供给方案，但技术类别和中标结果会决定机会分布：若是机组升级，采购链与新建联合循环机组不同；若新建储能、光伏/混合电站或燃气资源，主要设备组合、施工周期及连接工程各自不同；若采购需求通过需求响应或客户自供满足，则用户侧控制设备、备用电源和配电改造的投资结构也不同。IRP 批准的是规划选择和资源授权，并非保证所有分支同时实施。只有读取 PSC 认证决定、最终 RFP 技术条款、授标和项目许可后，才可把容量请求转换为供货机会。[5][6]

ERCOT 的资源信号又不同。NERC 2025 LTRA 既将紧急负荷削减计入需求响应，又预计电池容量增加，并说明夏季傍晚太阳能下降时电池可以缓解短时储备风险；同一评估还讨论天然气供给、区域大负荷和 765kV 扩展。[15] 这表明各资产类别的互补性：储能可帮助数小时净负荷峰，未必覆盖持续多日极端天气；可中断合同能减少某一关键窗口需求，却不必然满足不可中断负荷年度电量；新输电可以跨区传送电能，却无法凭线路本身创造能源。区域市场机会将随着限制条件不同而落到发电、储能、输电、负荷控制或现场资源，而不是只由数据中心 MW 决定。

14.3 配电与园区资产：公开区域资料通常低于设备项目级分辨率

本篇使用的公开材料大多位于全州、RTO、可靠性评估区或 utility 规划层级，并未提供每座数据中心的中压进线数、变压器规格、环网/母线方案、备用机组配置或配电采购数量。Ohio Power DCT 提供申请和研究接口，却不披露申请客户具体设备方案；ERCOT 负荷预测页面说明按输电服务商提交与调整数据分开，并不替代单站配电工程；BPA 白皮书以平均负荷/资源和合同义务描述区域系统，层级也高于客户内部配电。[11][7][13]

因此对变压器、开关柜、保护和电能质量设备的区域机会，现有证据更适合确定“应该去哪里查项目”，而不适合给出市场金额。调研重点应追踪公用事业的站址负荷研究、馈线扩建申请、采购文件、approved equipment list、招标批次和设备交期；还需区分公用事业采购与数据中心/EPC 直接采购。若一笔大型园区工程的高压主变由开发商直接采购、区域线路由 RTO 业主承建、配电变压器由 utility 储备采购，则在不同数据库里可能分别出现，简单汇总会重复计数或遗漏。

14.4 施工窗口决定机会兑现时间，负荷增速本身不能排序设备商机

设备机会不仅由容量规模决定，也由投运日期、工程设计提前期、审批时间、土地/线权和供货周期共同决定。近期 firm 负荷更可能进入已批准、已招标项

SVSAC | sv-sac.org

目；远期项目可能有更大名义容量却尚未完成基础设施研究。PJM 公开预测说近期大型负荷以 ESO/建设承诺等成熟度为依据，远期项目可折减；Ohio Power DCT 将申请分批研究、向项目提供预估通电日并在必要时通过 PJM 输电计划建设；Georgia Power 则把客户合同和潜在谈判分开后再请求资源 RFP。[6][13][12]

这几种流程意味着采购企业需要关注项目阶段而非单纯排名。若设备生产交期超过初步项目通电目标，近期计划可能对应更早的招标；若许可或成本分配尚未确定，远期大项目在当年收入预测中应做风险折减；若 PJM 同一区域多条工程依赖一项输电走廊或变电站，单项设备订单还可能受共同工程关键路径约束。数据中心按阶段爬坡也意味着配电设备可能早于园区全容量配置分批到货，不能用终期“GW 级园区”一次性推导首期订单。

14.5 地理机会的三层命名规则

我们建议按证据粒度将地区机会命名为三个层级。第一层是系统信号区域：例如 NERC/ RTO 指出某可靠性区或输电区预期负荷大幅增长，适合企业部署市场监测和供应链预案；它只说明区域性关注，不是具体项目。第二层是规划工程区域：公开 RTEP/utility 计划把新增负荷与某些网络约束或资源组合关联，且项目状态至少到规划批准/项目授权；此时可估算潜在资产包和可能采购窗口，但仍需项目范围、资金和采购证据。第三层是可识别招标区域：公开文件包含技术规格、交货计划、采购数量或授标，可用于实际销售商机判断。项目已投运、客户用量可验证时，才可将预测兑现情况纳入市场历史。

比如，PJM RTEP 的 59 亿美元处于经批准区域/本地工程层，但在没有逐项目 BOM 和招标前不属于可识别设备收入；Georgia 约 9,900MW 采购申请仍处资源认证/RFP 请求前置阶段；AEP/Ohio Power 的两个例子均不能混为一个项目或队列：前者是 Pike County 合作项目的输电资金承诺，后者是 Ohio Power 服务区所有新数据中心的费率化研究流程。[10][13][15] 这种分层不制造精确市场规模，却能形成可复核、可更新的区域开发计划。

15 第 15 章　跨越园区、州界与规划区：长期输电制度如何改变区域投资信号

15.1 负荷所在地不等于输电工程所在地，也不等于付款者所在地

对数据中心投资做区域定位时，至少要区分三张地图：园区和新增负荷所在的零售服务区；负责输电规划、运行或提供开放接入服务的区域传输规划区；以及经监管批准后承担工程成本的收费区或受益者群体。三者重合时，地理映射相

SVSAC | sv-sac.org

对直接；跨州线路、区域可靠性工程或多方成本分摊会使三者分离。若只将新闻稿中的园区州名当作“设备投资所在地”，容易漏掉外州输电走廊、区域变电设施、既有资产替换和由多州客户承担的成本。

FERC 对 Order No. 1920、1920-A 及 1920-B 的官方说明要求适用范围内的输电提供者开展至少 20 年期的区域长期规划，至少建立三个情景并至少每五年重评。情景须纳入需求、州批准的公用事业综合资源计划和供电义务、退役、燃料及技术成本变化、互联申请、政府政策和公用事业承诺等因素；传输提供者还需对各情景做敏感性分析，并用成本–效益分析筛选长期区域设施。[19] 这建立的是一种规划流程，并非每个情景中出现的大负荷都会成为基准预测，更非某座数据中心因此获得线路或变电站。

同一制度还把成本分配作为项目筛选之前和之后都不能忽略的变量。FERC 说明要求传输提供者为长期区域设施提出事先确定的默认成本分配方法，成本分配需与估计受益大致相称；州实体可通过参与情景、成本分配讨论及自愿的州协议程序影响提案。[19] 因此，建设资金来源和收费归属不一定与负荷所在州一一对应。具体项目仍须看适用传输提供者的已提交/获批费率、项目选择记录、线路选址和州级许可，不能从规则摘要推导单个园区或供应商的付款责任。

此处存在一个重要反例：园区可能由某一州的公用事业配电系统直接服务，满足园区接入需求的低压或本地设施走州级零售监管/采购流程；与此同时，区域 RTO 为其他多个州的系统可靠性规划较远距离输电。负荷在一个州出现，区域线路的多州效益和成本却可能由多个定价区承担。反过来，一个区域长期规划项目也可能通过替换即将退役的线路“增容”，不必由新增 AI 负荷单独触发。[19] 这意味着区域机会分析应将负荷暴露地、资产规划地、工程实施地、设备采购主体和成本回收范围分别标注；任何单一“数据中心州”排序都只是初筛。

15.2 规则存在不等于合规改造已经实施，区域申报日历决定近期可见度

Order No. 1920 的执行不是一张全国同时生效、同时完成的工程项目表。FERC 当前公开的合规日程分别列示区域传输规划组织和非 RTO 规划区的第一轮（区域长期规划、成本分配等）及第二轮（区域间协调）合规申报截止日，并记录部分区域州实体已申请延长成本分配协商期。[20] 本轮 2026 年 10 月 28 日读取的页面标示发布日期为 2025 年 6 月 16 日、网页更新时间为 2026 年 8 月 19 日；例如，PJM 第一轮日期为 2025 年 12 月 12 日且州实体协商期延长标记为“Yes”，与 SERTP 相连的跨区域第二轮截止日为 2027 年 2 月 12 日；SERTP 第一轮截止日则为 2026 年 12 月 12 日，第二轮为 2027 年 2 月 12 日，协商期也标记延长。[20] 这些

SVSAC | sv-sac.org

只是表内申报日历，不是对每个文件是否按时提交、是否被 FERC 接受、传输费率何时修订或具体工程何时获州级许可的独立核验。

因此，PJM 2024 RTEP 获批项目和 Order 1920 长期情景流程是并行而非同一批次。既有 RTEP 已经能产生短期可靠性项目和竞争性提案；Order 1920 的合规改造要求区域规划程序、成本分配方法与州参与机制演进，需通过后续合规文件和 FERC 审查落实。[15][19][20] 不能将“新规则规定至少 20 年规划”解释为“PJM 的每一项 2024 批准工程均源于新规则”，也不能仅因 SERTP 某项合规截止日尚未来到，就断言该区此前没有长期输电规划。其可观察影响更可能是未来周期的情景透明度、需求和州政策输入、成本分配讨论以及替代方案比较方式，而不是当期所有项目金额的机械增量。

区域边界与制度角色同样重要。Order 1920 适用于向 FERC 备案 OATT 的公共事业型传输提供者；FERC 说明 RTO/ISO 规划区由该区域代表其辖内传输提供者提交合规文件及建议的 OATT 修改，非 RTO/ISO 规划区则由各传输提供者分别提交。[19] 因此应区分实际持有/运营相关输电设施和费率的主体、负责区域规划的组织、以及代表辖内提供者递交合规文件者；例如 SERTP 是非 RTO 的区域传输规划组织，不应仅凭名称把规划组织本身当作某一条线路的费率主体。FERC 解释另指出，阿拉斯加、夏威夷和得州大部分地区因独立电网和州内输电，通常不属于其州际输电管辖范围；配电费率通常由州或地方监管。[19] 所以 PJM/Ohio Power 的输电与配电投资、Georgia/SERTP 的非 RTO 区域协作、ERCOT 的大负荷接入，不可假定适用同一个申报、成本回收或工程批准流程。对具体德州项目，须识别实际设施、线路跨界属性、企业的 FERC 费率地位和州规；“大部分不受”不等于对每一设备或交易做了司法判定。

15.3 由场景到成本分配：不确定负荷如何进入可审计的投资链

至少 20 年情景规划解决的是长期方案比较，不应被误读为企业预测、投资承诺或负荷接入权。FERC 列出的情景因素分为不同类别。其说明脚注明确：传输提供者可折减第 4–7 类因素（燃料及技术趋势、发电机退役、发电机并网申请/撤回、公用事业及政策承诺）的影响，但必须描述折减程度；不得折减第 1–3 类因素（影响资源组合与需求的法律、脱碳/电气化法律，以及州批准的综合资源计划和供电义务）。[19] 这为分析大型数据中心提供了一个方法问题：同一申请可以先是待研究请求，后来形成已签供电承诺，再成为已批准园区负荷；规划者可以采用不同证据等级构造情景，同一申请可以出现在多个情景中，但分析者不得将互

SVSAC | sv-sac.org

斥情景中的该申请加总为多个独立项目或实际容量，也不能将作者对发生概率的判断伪装成 FERC 规定的统一折减率。

后续的成本分配至少有三道筛选。第一，长期规划识别是否存在需要；第二，比较线路新建、替换增容、动态线路评级、潮流控制、储能、需求管理或发电/负荷迁移等替代方案及其收益；第三，在项目通过筛选后，估计收益与成本如何落入不同定价区。FERC 说明还要求对动态线路评级、先进导线、潮流控制和输电切换等替代技术的考虑方式进行说明，并指出当地传输规划可以纳入区域规划输入。[19] 这意味着“负荷增加→全新线路”的单线逻辑不是唯一可行机制：若热限值而非电压/短路能力是主约束，线路改造或动态评级可能替代部分新建；若瓶颈集中于园区接入变电站，区域长距离扩网可能不是最直接的工程；若同时出现多个负荷和资源接入，区域走廊也可能比一个客户专线具有更广受益。

这些替代路径有对应的边界。动态评级依赖实时温度、风速、日照等运行条件，不能保证极端高温低风时提供同额永久能力；先进导线或潮流控制可能需要停电窗口、兼容现有杆塔/保护系统和操作员流程；储能能提供受限时长的移峰/备用，却不等同持续输送电量。FERC 要求规划者考虑替代技术并公开评价流程，不是认定这些技术在每个场址经济可行，也不是让某一供应商自动获得订单。[19] 任何投资机会主张都需回到地区计划中的约束类型、候选解、收益和技术规范。即便模型中某条线路胜出，随后仍有成本分摊、州选址/建设许可、采购招标、施工资源和投运时点等关口。

16 第 16 章　建立可复核的区域证据账本：空间、时间与资产口径的联结

16.1 地理联结应使用多级实体，而不是把区域数字按县或州面积摊分

上一章说明负荷所在地、规划区、资产位置与成本承担者可能分离；这里把它转化为一套可执行的证据组织方法。一个可复核账本至少需要同时记录：负荷项目/园区；零售电力公司及其服务区；所在的平衡区域、RTO/ISO 或非 RTO 传输规划区；输电提供者及资产所有人；州/地方许可机构；工程或设备采购主体；以及成本分摊和费率文件。每个实体有自己的边界和日期，不应只用“州”作为唯一地理标签。PJM 是 RTO/ISO 规划区，SERC-Southeast 是 NERC 可靠性评估区，Georgia Power 是单一公用事业服务系统，BPA 白皮书统计的是 BPA 服务和系统范围。这些区域存在空间重叠，却不能互换。[5][7][15][19]

SVSAC | sv-sac.org

如果只有区域总量，较稳妥的处理是保留其原生区域而不“下推”。例如 NERC 的 WECC-Northwest 十年峰值增长 6.6GW 不能按各州人口或数据中心公开新闻占比切成州级 GW；Georgia Power 约 9.9GW 的资源采购认证请求也不能直接作为 SERC-Southeast 每个县新增发电。此类下推会隐含负荷在区内均匀分布、边际资源位置同质、跨区潮流不受限等强假设，而这些恰是输电规划分析需要检验的条件。[6][15]

较可复核的地理连接方式是记录边界版本并做显式空间叠置：将项目坐标或县/服务区与 RTO 区域、NERC 区、州界和传输规划区作交集，保留边界交叠和节点归属及其算法；重叠面积只描述空间关系，不能充当负荷或成本的分摊权重。若没有项目坐标，只能标注已知最细地理层级并保留未分配量。跨州线路需按实际线路路由和端点记录，不应按负荷州或资产注册地单边归属。若一个公开来源只说“东部 PJM”或“西北”，账本也应保留原词，不擅自转译为州/县层次。

16.2 预测、请求、峰值、年电量和投运观测应有独立字段

每条数字至少要附带版本发布日期、数据截点、预测终点、时间单位、负荷类型、情景标签、是否经项目成熟度或经验折减、发布主体和状态。负荷容量请求 MW、系统峰值 MW、年净负荷电量 MWh、园区平均负荷 MW、设备额定容量 MVA 不是可直接求和的同一量；从功率转成电量需要明确运行小时和负荷曲线，反过来从年电量推峰值需要容量因子或逐时形状。EIA 的全国服务器电量情景、RTO 夏季峰值、NERC 概率充足性指标以及 BPA 服务的 aMW 分别回答不同问题。[8][12][15][18]

时间也有双重尺度。规划报告给出的 2035 或 2040 年终点常是模型输出；项目申请和园区公告则描述希望接入的容量和目标日期；实际用电数据要等资产投运，并可能经历分期爬坡。ERCOT LTRA 披露的 180 天平均请求日期延误和数据中心实际峰值对请求 MW 约 49.8%的历史调整，是基于特定已投运群体的预测修正，不是对新申请者的合同承诺。[15] 将该比率机械用于所有 RTO 会忽略 ERCOT 的队列机制、市场规则和样本组成；把其乘数当成“全国可信容量”也会把历史校准误认为未来统计置信区间。

推荐每个观测设置状态字段而非只设一个“预测/实际”标签：如提案/申请、研究、签约或服务义务、监管批准、规划选定、融资/费用确定、发布招标、授标、施工、首次送电、稳定运行。字段必须允许并存或未知：一个客户合同可以已签，但接入工程尚未获批；线路可以进区域计划，但项目采购还未开始；设备采

SVSAC | sv-sac.org

购可能先于全园区完全投运。若数据源不报告某一项，应写“未披露”，不能以零替代。

16.3 设备与成本归属不是区域负荷的简单线性映射

在项目–资产关系中，应区分负荷专用接入、客户内部电气系统、utility 本地配电/变电设施、区域输电扩容、替换增容、资源并网设施和发电资源本身。单个项目可能对应多个资产所有者，而同一个共用资产也服务多个负荷和发电资源。FERC 长期规划及成本分摊流程正是为了比较区域方案和受益分布；它不会自动给资产所有人提供采购合同，也不替代公用事业对园区接入设备的规格和招标。[19]

分析数据时可建立多对多关系：园区到接入站，接入站到输电/配电资产，资产到业主/传输提供者，业主到采购批次/承包商，项目到州级许可和成本回收文档。一项工程金额只能在其公开披露的工程包层级登记。若线路工程的公开金额包括土地、设计、施工和变电站改造，不可整体认作电力设备市场；如果 utility 资本预算将多个年度、多项资产打包，也不应用县级数据中心增长率拆分为单一园区订单。缺乏 BOM 时应停止在“资产类别可能性”而非推断设备数量。

16.4 四类区域资料能支持什么：一个证据矩阵

区域/资料	可读到的指标或状态	可以支持	不能支持
PJM 及其 NERC 评估	不同年份预测、峰值/年净电量、资源风险；NERC 记录 2024 RTEP 约 59 亿美元获批项目和 94 项竞争性提案	大区系统风险与特定规划窗口；项目价值已进入董事会批准阶段	AI 单独因果金额、逐站设备清单、订单收入或各州最终收费份额[12][15]
Ohio Power DCT	仅该 utility 服务区的分批申请研究窗口、研究程序和预计接电日期机制	地区接入流程与研究时序；待研究负荷如何进入后续电网评估	全 Ohio 或整个 PJM 负荷、申请客户 BOM、被接受负荷等于已通电容量[13]
ERCOT/NERC	ERCOT 客户请求与经验折减、峰	系统层面不确定性如何调整负荷	特定德州项目的送电保证、每个

SVSAC | sv-sac.org

	值预测、负荷中断估计、传输能力场景	输入；场景中的区域输电能力范围	客户峰值折减、跨区投资可比美元或已建线路[4][15]
Georgia Power/SERC	utility 自己的资源计划与 RFP 前置请求；更广 SERC 评估区的需求和储备指标	单一公司资源决策与区域充足性指标如何并列而不冲突	9.9GW 请求全部授标、项目位置/技术/制造来源、每县投资或局部无瓶颈结论[5][6][15]
BPA/WECC-Northwest	BPA 系统范围大负荷服务的 aMW 值与 NERC 可靠性区峰值增长/容量风险	主体/地域层级不同的数据如何校验，不把 aMW 和 GW 峰值当成矛盾	每个园区的输电投资归属、区域规划项目 BOM、用电量与 AI 因果的完整分解[7][8][15]

矩阵中每一行都把观察边界固定在源头定义。可在后续更新中新增“项目编号、文件版本、事件时间、数据读取日、明确状态、资产类型、空间实体、上游来源、反证/限制”等字段；当文件被修订时保留旧版本，不以最新页覆盖历史快照。这样做的实际收益不是制造一个看似完整的全国数据库，而是让区域之间不可比较之处显式出现，并识别何时需要项目级证据才能继续估值。

17 第 17 章　从规划信号回到已投运网络：历史工程数据揭示的市场机制与反例

17.1 高负荷增长叙事应与真实投运资产的基准比较

区域需求预测与规划情景强调未来变化，而投资研究还需问一个基准问题：美国电网过去实际新建、升级和重建了多少输电线路，由谁开发、主要因为什么、资产电压层次如何。DOE 在 2026 年 7 月发布《National Transmission Needs Study》公开征求意见稿；截至本次分析截点，公开意见期限已于 9 月 8 日结束，但该文件仍应称“草案”，不能把其结论写成最终批准政策。[21] 草案汇总 Yes Energy 数据库中 2016–2024 年投运的 69kV 及以上新建、升级或重建线路，合计约 85,000 circuit-miles；2016–2023 年每年约 8,700–12,500 circuit-miles，2024 年约 3,600。DOE 指出项目从开发到投运可能跨多年，因而按投运年份观察的年度数

SVSAC | sv-sac.org

据会呈现“成批”波动；它不等于同一年启动的项目量、年度采购金额或项目队列。[21]

若把近期大负荷请求直接对比某一年的投运线长，会形成不对称时间窗：一个是未来项目申请容量，另一个是多年以前开始开发的投运工程。报告还显示，按其区域口径，9 年平均每年线路资本成本约 130 亿美元（2024 年美元）、9,400 circuit-miles，但成本数据不完整；表注明确有项目成本未报告，总资本可能更高。换言之，130 亿美元/年既不是公用事业的全部年度输电预算，也不是新 AI 负荷带来的支出。它仅是该数据库里符合范围且已投运线路的资本成本集合平均值。[21]

17.2 数据中心负荷显著并不意味着输电工程由数据中心主导

DOE 草案按可靠性、老旧设施、负荷增长、发电接入等给项目登记主要驱动。其执行摘要写约 40%线路里程由可靠性驱动；第 IV 章的要点摘要另写 38%，并列老旧设施 20%、负荷 17%、发电 13%；同章图 IV-5 说明排除阿拉斯加和夏威夷，相关正文再写约 40%、约 32,800 电路英里。[21]本次分析保留这些位置的差异，尚不能证明 38%与 40%的差额仅由分母或四舍五入造成，因而不用它推导精确 AI 份额。主要驱动是登记分类而非反事实估计，“负荷增长”亦不等于 AI。

区际差异尤其有启发。DOE 估计 ERCOT 在 2016–2024 年新建/重建线路中，以负荷增长为主因约 6,500 circuit-miles，略高于可靠性主因的约 5,300；同期 ERCOT 约 21,900 circuit-miles 投运总量最高，平均每年约 2,400。报告对 ERCOT 仍将约 12%的里程列为“未知/其他”，高于其他大多数区域约 8%或以下。[21] 这是实际工程投运与数据中心高增长相吻合的地区证据，却无法把 6,500 里程中 AI 贡献单独分离，更不能认定将来每个高负荷园区都会触发同样规模的输电线路。替代解释包括 ERCOT 同期大量新能源并网、区域可靠性与既有电网扩展以及项目登记中的驱动归类。

与之对照，PJM East 的 9 年期平均线路资本成本约 35 亿美元/年（2024 年美元），线路里程平均约 1,100；SERTP 对应约 5.5 亿美元/年（2024 年美元）、约 710 里程。PJM West 对应约 1.3 亿美元/年（2024 年美元）和约 90 里程。[21] 这些差异不是“PJM 机会比 SERTP 大若干倍”的直接排序：区域分界、线路电压、地形/人工成本、更新工程、统计覆盖和投入年份会影响单位成本；DOE 表格还有未报告项目成本。PJM $3.5b 平均值与某年的 RTEP 批准值也不是同一口径，不能互相验证或相加为 AI 资本开支。实际供应机会须再查批准项目和招标清单。

SVSAC | sv-sac.org

资产类型对机会解释也有影响。DOE 报告全国约 66%的新增线路里程集中在 69 或 138kV，500kV 及以上仅约 4%；345kV 约占 21%。[21] 电路里程不是设备数量：短线路可能有大量变电站设备，而线路走廊和既有架构也会改变导线、杆塔、变压器、断路器和保护系统配置。若把 AI 区域需求套在全国平均电压结构上，可能低估本地接入站或中压配电改造，也可能高估 EHV 设备机会。

17.3 传输建设者高度集中于既有 utility，采购入口因而带有制度路径依赖

DOE 草案按线路开发者分类，2016–2024 年既有公用事业/传输业主在自有零售配电范围内开发约 98%的线路里程；20 个区域中有 11 个区域的新线路里程全部由既有业主建设。非既有开发者占比相对较高的区域也只有 WestConnect South 约 12%、SPP North 约 10%、NorthernGrid South 约 7%；其余大多数区域不足 4%。[21] 这并不说明独立开发者不能参与任何线路，也不包括线路外的设备供应商；它说明输电项目开发、资产所有权和监管收费关系高度围绕既有传输业主组织。

对设备市场的机制推论应有限但可检验：若建设者集中，机会识别优先级应是 utility 的多年度资本计划、RTO 区域计划、业主批准供应商体系、标准设计与框架采购，而不是只追踪园区运营商。多地园区可能把同一业主的单站采购能力放大，但集中采购也可能延长供应商认证或压低采购批次灵活度。反例是项目由公用事业以外的开发者建设，或园区/EPC 直接采购业主边界外的配电和备用设施；因此 98%是输电线路里程开发结构，不是所有 AI 数据中心电力设备采购的市场份额。

这也解释“区域规划金额大”与“海外供应商可以触达”的距离。线路开发者即使以竞争方式选择施工/设备供应商，资产业主还可能依据现有规格、认证与长期维护能力做采购；项目进入 RTEP 或 DOE 的需要区不必然开放为公开供应标。DOE 报告说 incumbent utility 安装绝大部分线路，是历史开发者分类，而不是对当前招标规则的审计。因此仍需逐项检查项目是否由公用事业自建、是否使用 EPC 或联盟、标书有无品牌/技术资格限定，以及设备交付是否与施工关键路径匹配。[21]

17.4 缺少现货市场价格不等于没有输电价值，但替代指标的解释须收窄

区域机会研究常将节点边际电价差当作拥塞/输电价值代理；这在拥有统一 RTO/ISO 市场价格数据的地区相对容易，但 DOE 指出美国东南部没有 RTO/ISO

SVSAC | sv-sac.org

运营的能量市场，SEEM 虽提供自愿的 15 分钟撮合，却没有市场出清价或位置边际价。[21] 因此 SERTP、Georgia 及相邻非 RTO 地区并不能用与 PJM 相同的历史 LMP 序列来比较。没有公开节点价数据不是没有约束，也不等于零输电需求；反过来，替代模型估计出来的“价值”也不能说成已经发生的批发市场价格或公用事业实际节省。

DOE 草案转述 LBNL 对 2012–2023 年系统 lambda 数据的分析，排除异常数据后，估计 SERTP 区域内年度平均拥塞价值范围约 2–28 美元/MWh、平均 12 美元/MWh；FRCC 约 4–19 美元/MWh、平均 9 美元/MWh。草案指出 2022 年内部价值显著偏高，部分由天然气价格上升驱动。[21] 另一个基于 2016–2023 年生产成本模型估算的 SERTP 节点价差方法得出相近但不等价的拥塞价值结果；两种方法共同提供的是缺乏 LMP 时的分析代理，不是两个互相独立的实际市场观察，也不代表每个州或数据中心节点的价值。

这点与负荷增长归因直接相关。若 2022 年天然气价格、天气和机组组合令输电边际价值上升，不能把当年所有价差标注为大负荷的结果；若某个系统有较高的峰时价格差，也需先判别是燃料成本、输电限制、极端天气、资源退役还是需求增量。区域研究可用事件窗口和物理潮流/故障记录区分竞争解释，但本篇不把公开代理值转为项目收益或美元设备市场估计。

17.5 以条件式而非城市排名解释投资路径

综合 DOE 历史线路数据、NERC 可靠性风险、PJM RTEP 和各公用事业文件，能够构造条件式投资链而不是单一地区排名。第一，如果大型负荷先形成客户合同或可审查的接入申请，进入区域可靠性/热约束或本地站容量研究，并且替代方案均不能满足需要，则其对线路/变电站扩建形成的证据才加强。第二，如果该区域的历史主驱动是老旧设施替换或发电并网，新增负荷可能改变工程时间、设计或增容价值，却不能默认承担全成本。第三，如果区域输电计划、项目成本分摊和业主采购流程同步成熟，供货机会才从系统关注转为项目级可观察。第四，如有动态线路评级、线路替换增容、储能/需求侧方案或园区自供可满足关键约束，新增传统线路和同类设备的数量可能少于仅凭峰值负荷推算的结果。[19][21]

对比的真正收益是识别证据落差：AI/数据中心增加可以是区域负荷增长的重要来源，但已投运线路的历史结构仍由可靠性、替换、负荷和发电多种因素构成；当前市场由既有 utility 持有绝大多数线路资产；区域成本/价格价值会受数据可得性和模型假设影响。只有项目级线路、站点和供应合同才能将这一组机制归因到具体资产。上述判断提供研究假说而非当前全国市场规模：当客户接入、网

SVSAC | sv-sac.org

络约束、资产方案、成本分配和招标连续可追踪时，区域负荷才可能形成可审计的设备投资链；有任一环节缺失时，应保留“规划信号”标签，而不是填补缺少的订单。

17.6 跨区域输电的价值取决于同一小时的可转送余量，不取决于接口额定值本身

FERC 于 2026 年 2 月向国会提交的工作人员报告说明，NERC 的 Interregional Transfer Capability (ITC) Study 采用跨区域一致假设，考察天气在大范围内的同时影响；分析逐小时可用电量，在极端条件下刻画能量不足，而不是只用传统静态备用边际。FERC 摘要分别指出两点：ITC 研究本身不是输电开发建议；提高区域间转送能力可作为可靠性工具之一，但不是万能方案，而且若邻区没有可转送的剩余发电，仅增加接口容量不能补上缺口。提案应联合检查区域负荷、内部发电和既有转送能力，并与其他可靠性方案比较。[22]

这条边界让“高负荷区域相邻存在低成本电源”成为可检验条件，而不是直觉推论。大型园区的年电量或峰值增长，只能说明其本地接入需求，不能证明周边地区在园区最紧张的同一小时拥有可出口余量。若热浪/寒潮同时影响两区，机组可用率、发电燃料、线路检修和容量信用会共同改变可转送量；若系统间接口已充分利用，增建跨区线路的边际收益也可能低于本地电源、储能、需求响应或接入站扩建。反之，邻区有可调度的剩余资源且传输瓶颈在该联络线，接口升级可能同时缓解多区域风险。两者都需要小时级数据、同天气反事实和可靠性方案并列比较。[22]

因此，跨区投资判断至少需要将区域内负荷和资源时序、天气相关性、输电约束、接口的可用转送能力及备用/能量不足指标放入共同模型。此类模型可以识别进一步研究的接口，但输出仍是情景需要和候选方案，不是项目批准、线路设计、成本分配、供应商订单或美国所有大负荷区域的统一扩网率。本篇对该研究的引用限于 FERC 公开新闻页转述的工作人员报告结论，未引用报告中的具体数值、区域排名或系统仿真结果。[22]

18 第 18 章　把区域信号转成可检验的投资命题：竞争机制与研究设计

18.1 不同的基础设施机制应产生不同的可观察结果

若核心问题只是“数据中心增长是否推动电网投资”，任何需求上升与资本预算上升的同步都很容易被解释为支持证据；但同期的设备老化、可再生能源并

SVSAC | sv-sac.org

网、极端天气标准、州级资源政策和其他大型工业负荷也可能推高输电建设。更严格的做法是把主张拆成会产生不同可观测含义的竞争机制，并在项目和时序层面寻找反证。

机制 A：接入节点受限。大型园区申请容量增加后，如果特定接入站或邻近线路的热限值、电压或短路能力成为约束，就应看到项目研究识别出该节点/线路问题，规划备选中出现站内主变、母线、保护或附近线路升级，并且工程调度日期和园区分期容量相互关联。若只有全国数据中心峰值预测上升、而没有节点研究或资产范围，证据仍是系统背景，不足以支持这一机制。Ohio Power DCT 公开流程说明申请按服务区和研究批次处理、研究后给出预估送电日期，但网页级过程并不披露各申请人具体设备方案；因此该入口适合作为后续取得项目级资料的起点，而不能当作已确认的站点改造清单。[13]

机制 B：区域资源充足性/输电交付不足。若新增负荷主要推高系统风险，应在分区峰值、小时能量不足或备用边际中看到相关变化，且可替代地解释为供给退出、燃料受限、天气或跨区接口不可用。NERC LTRA 的 ERCOT 案例将需求预测折减、需求响应、发电和 765kV 计划纳入同一风险叙述；FERC ITC 工作人员报告摘要强调输电接口只有在邻区有同一小时可转送的剩余发电时才有助益。[15] [22] 因而可证伪的问题不是“是否存在高负荷”，而是“在扣除既有供给计划、历史项目实现比例和可中断负荷后，哪些小时和节点仍存在无法由资源或现有接口解决的缺口？”

机制 C：高负荷改变工程时间或规格，但不决定项目总量。某条原本因老化/可靠性而计划替换的线路，可能因预测负荷上升而采用更高容量导线、较高额定变压器或不同保护方案；此时数据中心影响的是容量适配、设备等级或投运时点，而不是项目是否出现。DOE 历史数据库将线路按主要驱动归类，表明可靠性、老化和负荷都可成为驱动，但这类单标签无法识别次要因素或设计变更。[21] 要识别这类机制，需要比较规划文件不同版本的负荷输入、方案容量、选定技术及最终采购规格，而不是仅凭线路存在与负荷增长相关就归因。

机制 D：替代供电压低公共网络新增量。园区的燃气现场发电、储能、需求响应或分期建设，可能降低公用事业最初需要服务的最大功率；它们也可能只减少某些小时需求，而不减少年电量或输电线路热约束。若现场电源在实际高峰不可用、储能时长不足或签约可中断能力未获可靠性认可，替代效果可能很有限。相反，若负荷分期、暂停扩建或迁移到其他节点，既定网络工程的必要性和时间都可能变化。这要求单独追踪客户侧资源与 utility 网络方案，防止把同一 MW 既计为园区负荷又计作可调供给，也防止由装机铭牌推定可用容量。

SVSAC | sv-sac.org

18.2 以项目阶段建立可观察的因果链，而不是把多个状态压成单一市场分数

可实施的研究单位不是“某州某年有多少 AI 投资”这一粗粒度组合，而是负荷项目–受影响资产–规划周期–采购批次的关联记录。对每一项载荷，研究者应记录最初申请、预期通电、签约容量、分期计划和投运曲线；对每一项网络资产，应记录规划问题、候选方案、工程授权、线路/站址许可、成本分摊、招标、授标、交期和投运事件。要注意工程事件与文件发布日期可能不同：文件发布日期是观察者何时知道，工程状态日期是项目何时进入下一阶段，二者应分别保存。

项目管线数据还存在“未完成样本”的右删失。某申请尚处研究中，不代表会取消；某个项目迟迟未在招标页出现，也可能是 utility 批量采购或受保密约束；一笔合同尚未披露不代表没有设备需求。用简单转化率（如申请 MW 中有多少最后通电）时，应定义成熟观察窗口，区分尚未成熟和被取消项目，并保留各批次的年份差异。ERCOT 的历史折减输入提供一个例子：其平均延迟和请求/峰值比率仅对特定历史群体有统计意义，须按客户类别和实际投运时间重新估计，而不能把其平均值当所有项目的概率分布。[15]

研究分数更适合拆成向量而非单一加权总分：负荷证据等级、网络约束证据、资产方案成熟度、费用/许可确定性、招标可见度、交付时间匹配、供货资格和数据完整度分别报告。若将这些维度加权成“区域机会指数”，权重会隐含不同项目之间可补偿性——例如模型可能认为不确定许可可由更大负荷抵消——这在采购决策中未必合理。向量能暴露瓶颈：一个区的负荷量可能很大，但招标未定；另一区域负荷较小，却已有具体站点工程和采购窗口。

18.3 可检验命题、反向预测与最低数据要求

可以预先定义至少四个竞争假设，并列明若机制不成立会观察到什么。首先，节点接入假设预测高成熟度园区申请会先带来特定站点研究/本地改造；若同一项目完整研究确认无需该节点升级、且有充分供电替代方案，则该项目的节点扩容解释不获支持；仅未找到公开升级记录仍属未知，不能作为反证。其次，区域输电假设预测在同期负荷和资源缺口下，RTO 会选择网络升级或增强接口；若项目最终由本地储能、现有线路评级或资源调度替代，则削弱传统新建线路解释。第三，可靠性替换假设预测即使没有园区，老旧设备/标准违规仍会推动类似更新；若历史版本显示工程只在新增园区后才出现，且无独立可靠性依据，负荷因果才更可信。第四，建设者路径依赖假设预测既有传输业主主导设计和采购；

SVSAC | sv-sac.org

若项目由独立开发商建设或大型客户直接采购资产，则需修正对业主采购渠道的判断。[19][21]

这些假设至少要在同一项目上拼接五类原始记录：客户/互联申请与状态、RTO/utility 网络研究、可靠性和替代方案分析、州/地方许可及费用文件、采购与授标/投运资料。缺少其中一类时，可以提出假设，却不能把相邻材料当作补齐。一个 NERC 区域峰值曲线加上一则数据中心公告，不足以证明特定变电站扩建因该园区而发生；反过来，一项线路招标也不能仅凭地理邻近证明其全部容量为 AI 预留。

18.4 可能的定量设计及其识别边界

若未来能够获取多期 utility/站点/线路数据，可建立资产–年份或规划区–年份面板，检验高成熟度负荷新增与后续资产授权/投运之间的时序相关。控制变量至少包括非 AI 制造负荷、既有设备年龄、发电与储能接入、退役、天气暴露、州政策及预测版本，并把运营商、传输规划区域和地区固定差异纳入。仅加入固定效应仍不能消除反向因果：负荷开发者也可能选择已有电力富余、预计投资较多的地点；规划者也会因未来经济增长预先扩网。

较强的准实验设计可能利用外生条件变化，但须先证明其影响负荷或成本、而不以其他路径直接改变网络投资。例如，数据中心税收优惠或土地供给政策会同时影响地产、地方产业和 utility 计划，未必是有效工具变量；云服务架构或芯片能效变化可能改变电量，但也会影响技术发展、供给链及行业布局。一个事件研究应展示处理前趋势、对照组地理/市场可比性、项目预期提前反应和同期工程公告，并设立与大负荷无关的线路作为安慰剂结果。若事件前已存在规划投资，不能把建设投运日之后的变动都解释为客户冲击。

更稳健的近端目标可能不是估计“AI 贡献多少全国输电资本”，而是估计条件性机制参数：已签约的园区请求有多大比例转为投运功率；节点研究识别的某类约束多大比例以特定资产处理；获批项目从批准到招标、授标、投运的时间分布；特定设施成本由客户和其他收费主体按何种合同/费率分担。即使这些参数可估计，它们也不等于全国平均，因为区域程序、设施电压、客户合同和当地供应能力不同。

18.5 外部效度与证据可转移范围

本篇的区域比较是有目的的案例组合，不是覆盖全部州、RTO、平衡区和私营电力采购的代表性样本。PJM/OHIO 的公开研究流程与受监管 RTO 区域、ERCOT 大负荷预测和客户调整、Georgia Power 综合资源计划及 SERC 可靠性

SVSAC | sv-sac.org

区、BPA 系统范围数据、DOE 全国线路历史数据库彼此相关，但统计总体和制度边界不同。DOE 2026 公开意见草案以 69kV 及以上已投运线路为边界，不能描述园区内部中压系统、短期容量采购或配电变压器订单。[13][15][21]

贸易、市场和项目数据的缺口还会导致幸存者偏差：公开案例更容易是大型、受监管、争议高或获得媒体注意的项目；取消的小园区、私营电力购买、保密站址研究及未成功的招标可能更难发现。公开队列中的项目也不是随机样本。故即使在数个地区观察到“数据中心负荷—电网投资”链条，也不能无条件外推至全美，亦不能从一个州推导某类供应商的份额或某种设备的销售额。

证据可迁移的条件应逐项说明：负荷类型是否相似（AI 训练、推理、一般云服务及其他工业负荷不可等同）；电压层级和网络拓扑是否相近；区域容量市场/资源充足规则是否相同；用电爬坡、可中断性和现场电源是否接近；成本承担机制和项目审批期限是否一致。若这些条件不同，合理的结论通常是把一个案例作为竞争机制的存在证明，而非把效果大小外推。最重要的下一步不是增加宏观预测数量，而是持续追踪同一批园区从请求到实际曲线，再与对应变电站/线路方案、授标和投运事件联结。

19 第 19 章 水—电—热的共同边界：区域负荷归属不止一张电网地图

19.1 设施直接用水与发电间接用水是两条不同路径

把数据中心列入电网负荷分析时，最容易遗漏的是水既可能在园区冷却端被取用，也可能在供电端、供水处理端和污水处理端被间接消耗。对设备与区域投资来说，这不是单纯的环保外部性：冷却系统会改变园区辅助电功率、用水设施和废水处理需求；发电组合及其冷却方式又会影响数据中心每 MWh 的间接水足迹。两个地点即使有相同的 IT 负荷与 PUE，也可能因冷却配置、边际电源和水源地不同，面临不同的水约束和网络资产需求。

需要先区分“取水”与“耗水”。取水是从河流、湖泊、地下水或市政系统中抽取的总量；一部分水可能处理后排回水体或循环使用。耗水强调未及时回到同一可用水文系统的部分，例如蒸发、产品带走或跨流域转移。水权、许可或供水合同可能关注取水上限、排放温度、化学物质和季节限制，而流域水压力分析常用耗水或加权稀缺足迹。两种量回答的问题不同；一份公布的“用水量”若未标注口径，不应直接与另一份水许可限额比较。

SVSAC | sv-sac.org

Siddik、Shehabi 与 Marston 的同行评议研究把 2018 年美国数据中心运行水足迹分为三个部分：园区直接冷却等用途；供电电厂发电所致的间接耗水；以及供水/污水设施自身用电所致的间接足迹。[23] 研究估计全国年度运行水足迹约 5.13 亿立方米，其中直接现场耗水约 1.30 亿立方米，供电所致间接水足迹约 3.83 亿立方米，供水与污水设施用电部分约 45 万立方米。[23] 这些是研究作者基于设施清单、模型和 2018 数据作出的估计，并非美国数据中心逐表计量值，更不是 2026 年 AI 负荷的水量预测。它说明“仅看园区水表”与“把全部用电归到园区水压力”会得到不同边界。

19.2 电网区域和流域边界并不重合

电力负荷通常按平衡区、控制区、RTO、输电分区或公用事业服务区组织；水资源则常按流域、子流域、供水系统、取水点和污水排放点衡量。发电设施可能位于远离数据中心的流域，水务公司也可能从另一个子流域取水或将废水排至不同下游区域。设备采购与工程责任还可能属于第三个边界——拥有变电站、输电线路、园区冷却站或水处理设施的资产主体。因而“负荷在某县”不能直接得出“耗水也发生在该县”，也不能据此判断设备订单由哪个公用事业承担。

Siddik 等人用 2018 年数据将设施连接到电厂、水务和污水处理设施，再以 HUC-8 子流域定位水资源；电力一侧则采用 PCA 控制区数据、年度区域间电力转移和发电构成，将电力来源分配给数据中心。[23] 研究明确说无法识别每座电厂逐时向每座数据中心供电的精确流向，且区域内电力组合按年发电量比例处理。论文并对电力归因方法和水电耗水假设做敏感性分析，因不同方法会改变分配结果。[23] 这并不使研究无效，但意味着其地理结果是一个有方法边界的模型，而不是物理电子或逐小时水源追踪。

该模型最有用的机制例子，是数据中心现场地点与供电相关水资源地点不必一致。论文估计约 1,700 万立方米直接耗水取自服务器所在子流域之外；西部与西南部数据中心的电量份额低于五分之一，但研究把近三分之一间接水足迹归于这些地区，部分原因是水电耗水系数与当地蒸发条件。[23] 这不是说西部每个数据中心都更耗水，也不是 2026 年新增项目的地区排名。它说明仅以园区所在地、年售电量或电网进口边界来定位水资源影响，会错过跨流域和发电侧依赖。

19.3 水文季节性与系统峰值可能同时恶化，也可能错峰

水约束不是一个年度总量常数。干旱、热浪、降雪融水时间和季节降雨会改变供水可用性；高温时期也可能提高数据中心冷却负荷、降低部分发电机组效率或增加电网峰值。若热浪与枯水季重合，园区的直接冷却、发电厂冷却和区域峰

SVSAC | sv-sac.org

值可能形成共同压力。相反，某地年度水量充足，仍可能在特定月份或水权优先级下出现局部限制；年平均指标可能掩盖关键周、关键小时和特定水体质量条件。

DOE 委托 PNNL 的 2026 年规划说明强调，水文变率、干旱、极端降水和融雪模式会增加新兴数据中心及现代核设施的水资源协调难度，并提出在早期规划中联合收集水量、水质、冷却和电力信息。[24] 该文件是短篇规划/概念说明，支持把季节水文和跨部门协调纳入研究，不是对某一地区供水容量的实证评估，也没有证明某个已公布数据中心项目会被水限制取消。[24] 其价值在于揭示分析要同时连接水源可用量、取水/排放条件、电力供应与资产建设日程。

这对地区机会的影响可能与负荷规划方向相反。如果一个水紧张地区选择耗水较低的冷却方式，园区直接取水或许下降，但冷却风机、泵和热排放的辅助电耗可能提高；网侧峰值和供电设备需求就不一定下降。如果园区选择蒸发冷却降低部分电耗，取水与耗水增加可能碰到市政供水、排污许可或流域优先权限制。发电侧冷却方式改变也可能造成间接水耗差异。上述是热工与能源链条的一般机制；本次分析没有逐设施的负荷–冷却–水源联立运行数据，不能量化净效应。

19.4 对区域投资研究的边界调整

传统区域机会图通常将州、RTO 或公用事业负荷映射至输电和配电资产。水–电耦合要求再加两层：取水及排水的水源/流域；为冷却与水处理供电的网络与发电组合。这样产生三种空间位置：园区的电力接入点、供水公司的取水/服务区域、以及相关发电设施所在的流域和电力控制区。只有把这些地点分别记录，才能判断工程是扩容变电站、增加馈线、建设/改造水泵与处理系统、强化排水，还是需要改变园区的冷却方案。

这里没有把流域数据转成设备市场金额。技术资产可能分属园区开发商、水务公司、公用事业、独立发电商或市政部门；各自的审批、采购和费率回收也不同。一个水务许可或供水协议并不是电力设备订单，一个数据中心冷却系统升级也不必然由公用事业采购。对区域投资的严谨表述应是：水文和冷却因素可能改变项目选址、供电容量、设备配置和建设排序；公开证据需到具体主体与资产项目才能确认是哪一条采购链受到影响。

SVSAC | sv-sac.org

20 第 20 章 冷却选择是负荷形状与水风险的共同工程变量

20.1 同一计算负荷可以形成不同的设施电力曲线

数据中心的电力需求不只有服务器输入。服务器电力最终转化为热，机房还需通过风机、冷水机、泵、冷却塔、热交换器、控制系统及备用设备保持允许的温度与冗余。设施 PUE 把总设施电量与 IT 电量相比，是常用年度能效指标，但它本身不说明冷却耗水、热浪时的最大冷却功率、何时启动备用设备或废热排放位置。两个设施年 PUE 相同，仍可能具有不同的小时峰值和取水曲线；不同天气、IT 机架功率密度和设计冗余也会改变这些关系。

蒸发式冷却通过水的相变带走热量，可能降低某些条件下的机械制冷电耗，但会形成蒸发耗水、浓缩排污及补水处理要求；干式散热器不依靠同样的蒸发过程，但风机/泵耗电与高温设计能力须单独核对；直接液冷、冷板或混合风液冷可把热量在服务器侧更高效地带出，但其水使用取决于热交换架构和最终散热端，不能仅按“液冷”标签判断耗水。PNNL 规划说明列出液冷、混合风液方案及热能利用作为技术方向，并要求按场址水可用性评估成本与收益。[24] 该文件没有比较各技术的量化节水率，也不支持称某一技术在所有气候或容量下更优。

Siddik 等人估计 2018 年数据中心直接冷却水量时，使用典型 1.8 立方米/MWh 的冷却水参数、假设所有设施使用饮用水供应，并按浓缩循环假设估算冷却塔排污。[23] 这一统一参数让历史全国模型可计算，却不能表示干冷、再生水、不同冷却塔设计或具体地区水质许可。该研究也根据设备类型、面积、IT 功率密度和 PUE 估算电量，而非读取每个园区的小时冷却负荷表。[23] 因而其全国均值不能用来给 AI 训练园区计算用水上限，亦不应被当作某地的工程设计值。

20.2 水约束可把负荷从电网一侧转移到园区和市政工程

冷却方案改变的不只是冷却设备本体，还会影响园区接入容量、泵站、管线、储水、处理和排水资产。若蒸发冷却需较高峰值补水，可能要扩建供水支线或配置储水/处理能力；若使用再生水，项目可能依赖特定管网、处理标准和排放许可。若采用干式或混合冷却减少现场用水，辅助风机和热排放设备可能增加用电，夏季峰值恰是电力系统紧张时段。该关系不是必然单向；不同机架密度、气候、冗余标准、回收热用途和设计运行温度会改变结果。

对电力资产规划，重要的是同时看 IT 负荷、总设施功率和冷却附属功率的时间结构。年度 PUE 对设备能效有概括作用，但不能替代峰值冷却功率曲线，也不能说明冷却泵与数据处理能否分时运行。若园区的计算任务可以跨时段转移，冷却需求未必按相同比例下降：蓄冷可能让制冷机组提前运行，水系统也可能需要

SVSAC | sv-sac.org

维持循环；若切换备用电源，冷却设备的电气启动电流、优先级和母线容量又会影响备用系统设计。这样的工程接口可能涉及变压器、配电柜、开关设备、泵驱动、控制和储能，但本段不把技术机制换算成采购市场金额。

发电侧有另一种交互。以蒸汽循环为主的热电机组可能有冷却水取用与排热要求；水电厂的耗水核算受库区蒸发分摊方法影响；风光发电运行期耗水通常与热电技术不同，但其接入、储能与备用供电仍是电网设计问题。Siddik 模型中的间接水足迹来自发电用水和当地水文/分配口径，并非数据中心直接向电厂取水。[23] 因此“100 MW 数据中心需要多少水”不能仅由园区冷却参数回答，也不能把电力系统全部发电用水误称为现场耗水。应分别报告直接用水、发电关联耗水和稀缺加权影响。

20.3 多目标选址不是单一“低水耗”或“低电价”排序

若只优化某个指标，可能把成本或风险转移到另一系统。以低直接耗水为唯一目标，可能偏好干冷系统，却忽略热浪中的辅助功率、冷却能力和配电设备容量；以低电价或靠近发电资源为唯一目标，可能忽略同一流域已有农业/市政竞争和排水水质；以低水稀缺足迹为唯一目标，把设施集中到少数区域又可能造成局部供电、土地或劳动力约束。Siddik 等人对未来设施的情景显示，选址在低稀缺、低碳区域可以降低模型中的水稀缺和排放指标，但作者也明确指出集中部署仍可能压迫局部能源和水基础设施，单看一个环境指标会产生权衡。[23] 这是作者模型的选址敏感性，不是已验证的新建园区承诺或当代 AI 设施的确定节水成果。

适合区域投资研究的决策变量包括：园区位置、冷却架构、供水来源、回用比例、排放路径、数据中心服务负荷、备用电力方式及分期投产时间。约束包括水权和许可、供水系统能力、废水处理容量、输电接入能力、运行可靠性、噪声/热排放规则和成本回收。目标可以并列为年直接耗水、耗水的水压力权重、小时电力峰值、排放、资本成本和预计投运时间；不同目标的权重应由业主/监管方明确，而不是由研究者私自压成一个“机会分数”。

这一多目标表述能解释为什么同一个 AI 园区可能需要一组协同设备：一个高效冷却系统或许减少配电峰值，同时要求不同的水处理和换热设备；另一种低水耗方案可能提高电力需求，引出更大供电接入或备用能力。设备类别、所有者和采购方并不相同。冷却水处理设备多属园区/水务合同，变压器和馈线可能由园区或电力公司采购，发电机组冷却改造由电厂业主负责。即使建设由 AI 负荷触发，采购资本也未必全部落在数据中心所在州或电力系统边界内。

SVSAC | sv-sac.org

20.4 反例与适用条件

“水约束会把数据中心赶出某地区”不是必然结论。地方政府可能通过市政供水扩容、再生水、干冷、分期、提高机房效率或限制其他用户来调整，最终仍保留项目；项目也可能因光纤、税收、土地或电力接入的优势，接受较高水风险并通过合同管理，而不迁址。相反，某一地区即使年降水量较高，供水系统、净水厂、输水管线或排污设施仍可能无法在项目投产时间提供所需容量。年度水文指标不能替代运营服务能力或许可判断。

研究结论须按约束类别条件化。若受限的是年取水量，低耗水方案或回用可能有效；若关键问题是高温时的电网峰值，则冷却附属电耗及热浪负荷曲线更重要；若争议是水质与排放温度，则需监测冷却排污和接收水体；若区域水源跨流域输送，园区所在流域的降水未必解释其全部供应风险。公开预测未给出这些字段时，应把结论停在“水–电协同需要纳入场址与工程评估”，而不宣称某地区因用水而缺少设备机会或一定会增加设备投资。

21 第 21 章 证据如何接入规划与采购：把流域约束变成可检验的投资信号

21.1 历史空间估计提供反例，不提供当前项目排名

Siddik 等人对 2018 年设施的空间估计展示了为什么水与电力机会不能用一个地图指标排序：西部和西南部流域承载约五分之一服务器，供给约五分之一直接水和约三成间接水，却对应研究估计的约 70%水稀缺足迹；东南部数据中心约使用四分之一行业电量，间接水足迹份额约五分之一。[23] 稀缺加权量与体积水量不同，研究解释的区域差异包括水资源紧张程度、当地电源构成与发电耗水系数。该模式并非简单的“西部耗水最大”：其直接现场耗水份额和电量份额不等于稀缺压力，发电侧耗水也可能落在园区以外。

这组结果必须严格限定在作者的数据和算法上。研究年度为 2018，设施包括传统数据中心类别而非当前 AI 训练/推理园区全体；设施位置和规模数据可得性因类别与所有者不同，部分共址/超大规模信息来自商业数据库。作者按类型、面积、IT 功率密度和 PUE 估算电量，再以电力控制区和年度转移分配发电来源；水足迹按当年的发电用水强度分摊。其未来选址模拟是假设新设备按特定区域规则配置，并不等于现实开发商能够在该处取得土地、接网和水权。[23] 因此该文适合说明“地区电量份额与水稀缺影响可能排序不同”，不适合给 2026 年 AI 项目做地区机会排行榜。

SVSAC | sv-sac.org

PNW 是另一个有解释力但不可混同的边界。BPA White Book 按其系统和区域电力供需、合同负荷与确定性水文年分析资源；这类能源规划能说明水文变化如何作用于可用电力和季节资源，却不计算某数据中心取水许可或园区耗水。[7] 与 Siddik 的流域水足迹图对照，可看出两个水–电问题：河流/水库影响发电资源的可用性；园区或发电厂的取水与耗水影响流域水量和水质。它们可能相互作用，但必须把“水文影响发电”和“发电用水影响流域”分开计量。

21.2 一项能进入地区规划的最小联立数据协议

要让水–电机制影响区域投资判断，需要比一般负荷项目面板更细的联结数据。第一层是园区运行：至少逐小时设施总功率和 IT 功率，冷却系统类别及启停状态，泵/冷机/风机功率，室外温湿度，设备冗余和备用切换，必要时将高密度 AI 机架与其他负荷分开。只有年度 PUE 时，不能估计热浪中冷却对峰值的贡献。第二层是水：分来源记录取水、循环补水、再生水、排水和实际耗水，标明计量边界、时间间隔、水质/温度和许可条件；如系统只报告取水量，应保留原口径而不以蒸发系数自行换算成耗水。

第三层是电力供应：设施的接入公用事业、平衡区/输电分区、相关电厂和发电技术、调度或年度分配方式；用于系统运营需逐时边际数据，用于历史足迹可另报告年度平均数据，二者不得合成一列。第四层是水文/水务：水源流域与子流域、供水和污水服务区、枯水季/高温预警、地表/地下水与市政取水、下游受纳水体及水质条件。第五层是资产与责任：谁拥有并采购变压器、线路、泵、处理设施、储水和冷却设备，是否已有许可、工程批准、合同、采购订单和投运记录。PNNL 提出的成功衡量框架强调既要避免增加供水、水质或电网可靠性压力，也可进一步考察减少取水、改善水质等净效益；这是规划建议，不是现行统一准入规则。[24]

这一协议应围绕“同一时段、同一地点”的联合压力，而不是只合并年度平均值。关键统计量可包括：高温/低流量事件中园区总功率和冷却功率的共同变化；取水与耗水峰值发生时段；供水系统和污水厂的电力负担；设施所在电区与取水流域跨界程度；供电侧发电耗水在不同归因法下的敏感性；以及既有线路/变电站项目是否因负荷与冷却方案改变。需同时报告电量(MWh)、峰值(MW)、取水/耗水体积、稀缺加权水量和水质条件，不能把这些单位合成一个未解释指数。

21.3 区分因果路径、共同原因与适应性响应

观察到新数据中心、水资源投资和输电工程同期发生，不能证明三者互为因果。共同的增长预期、土地开发、税收政策或地方人口增长可能同时驱动设施与

SVSAC | sv-sac.org

公用事业投资；电力线路也可能是先前规划项目，后被数据中心使用。更具体的可检验机制是：干旱或水权限制是否促使园区改用某类冷却技术；冷却改变是否提升/降低高温时的设施电力曲线；新增电力曲线是否改变园区接入方案或变电/馈线容量；水务和公用事业是否据此更新资本计划或采购。每个箭头都须有时间戳和同项目资料才能被检验。

适应性响应会让简单相关性失真。水紧张可促使园区采取再生水或干冷，因而实际耗水不高的站点可能恰恰经历过强约束；一个耗水较高的站点也可能位于水资源丰沛且供水已扩容的地区。水务公司可从其他流域输入水，电力系统可从其他平衡区输电，负荷也可因分期或备用自供而改变。因此所在地天气、园区取水点、发电侧水耗与电网峰值需分别建模，不将“站点所在州”作为所有机制共同的处理变量。

可在有可比数据时研究：相似算力/服务等级下，不同冷却系统是否产生不同夏季峰值；有无再生水管线对冷却投资和投产节奏有何关系；水稀缺程度是否改变选址、园区扩建阶段或公用事业工程计划；水处理电力负荷是否在同一热浪期间与电网峰值重合。研究设计需控制设施规模、机架密度、冷却冗余、服务质量、当地电力供应、季节和水务能力，并尽可能匹配同一企业或相近设计。没有逐时/同口径数据时，结果应停留在描述或情景分析，不能称因果估计。

21.4 对设备链条与投资机会的条件判断

水–电联合约束可以产生多种、方向不同的设备需求。若供水和排水设施瓶颈是主因，投资可能落在泵、电机、管路、处理系统、仪表与控制；若冷却风机和机组辅助功率提高了园区峰值，可能需要更大变压器、开关设备、馈线和备用系统；若发电侧水资源条件限制可用资源，电力规划可能考虑输电、储能或替代发电方案。以上是工程机制推导，不是已观察的全美新增设备订单，也不代表每一个数据中心都同时触发这些资产。

决策的核心是资产所有者与项目状态。水务公司计划扩容，须与许可、资本预算、费率处理、工程招标与施工区分；电力公司变电站升级也须明确是否由园区专用、是否区域共用及成本谁承担；园区内部冷却工程可能由数据中心开发商直接采购。水资源可用性提高“项目可持续运行”的条件，但水许可不会自动授予电网连接；电网接入批准也不能证明水源和排水条件可满足全部扩建阶段。投资者和设备供应商应把机会描述成“某资产主体在特定阶段可能需要某类工程”，直到具体招标或订单出现后再称为采购事实。

SVSAC | sv-sac.org

21.5 本扩展的证据边界

本扩展补充了现有区域分析中缺少的水–热–电联立问题，但没有建立完整的当前美国设施水耗数据库，也没有生成各州 AI 耗水量。Siddik 研究提供的是 2018 年模型基线，其空间方法、商业数据输入、年度电源分配和冷却假设都需在新样本中重新检验；PNNL 报告是用于早期规划的短篇概念材料；BPA White Book 关注能源和水文资源，并非数据中心水许可调查。[7][24][23]

由此得出的可复核结论不是“某地区因缺水失去 AI 投资”或“水利设备市场将按负荷比例增长”，而是：水源、冷却、耗电和电网资产在不同地理边界中耦合；选址和冷却方案可能改变区域投资组合，但方向与规模由具体水权、供电、技术设计和责任主体决定。进一步的因果或投资估计必须基于同一园区的用电、取水、排水、设备和审批记录，当前公开证据不足以识别全国项目层面的效应。

22 第 22 章　综合讨论与决策建议：区域信号的价值在于可追踪，而非可相加

22.1 回答核心问题：可识别的是区域投资机制，不是一个全国 AI 建设金额

本次分析比较了北弗吉尼亚/PJM、俄亥俄、德州 ERCOT、Georgia/SERC 与 BPA/WECC-Northwest 等不同制度和统计边界下的公开资料。结论不是将这些地区排成统一投资榜单，而是说明 AI 和大型数据中心负荷如何经过不同路径，可能转变为区域发电、输电、变电站、配电与客户侧工程。RTO 预测、utility 资源计划、NERC 可靠性评估、DOE 历史投运线路数据、州级研究规则和区域成本分摊各自提供链条中的一段；它们的单位、时间截点、地理边界和证据状态不相同，不能直接相加。[5][13][12][15][19][21]

PJM 案例具备“RTO 预测–特定 RTEP 窗口–委员会批准项目”的较成熟规划证据，但 NERC 所述约 59 亿美元覆盖区域与本地工程及多种可靠性违规，仍没有逐项目设备采购和 AI 独立因果金额。Ohio Power DCT 给出服务区内申请/分批研究到预估送电日期的过程，但未公开客户的具体站点设备清单。ERCOT 的 NERC 预测应用历史延迟和实际峰值对申请比例折减，并把需求响应和电池并入系统分析；这解释了原始请求量与可靠性负荷输入为何不同，不能成为某个园区通电担保。Georgia Power 资源 RFP 申请与 SERC 区域储备边际看似不同，却是不同空间尺度和研究对象；BPA 服务的 aMW 与 WECC-Northwest 未来峰值增长也不是相反预测。[6][7][8][13][15]

SVSAC | sv-sac.org

22.2 更可取的机会判断：跟踪五个关口并识别资产归属

从投资研究角度，一个区域机会应通过五个彼此独立的关口审视。其一，负荷是否从宏观行业情景进入可核验客户请求/供电义务，并按时间分期。其二，区域可靠性或节点工程研究是否指出了具体限制，且能与老旧资产、资源并网、天气标准等替代驱动区分。其三，规划者是否选定线路、变电站、资源或替代技术，并明确容量、节点和目标窗口。其四，资金、费用分配、州/地方审批和设备采购责任是否确定。其五，招标、授标、制造交付、施工和实测投运是否继续推进。任一环节可改变甚至终止前一环节提出的“市场机会”。

这套判断不要求每一项目都被 AI 单因果解释，而要求把归因与买卖双方可见的采购事实分开。区域计划可能因多个负荷和可靠性原因增容；同一园区的配电变压器可以由客户、EPC 或 utility 采购，而远端输电由既有传输业主建设。DOE 2026 公开意见草案发现既有输电业主开发了历史线路里程的约 98%，但这个指标只涵盖线路项目开发，不能据此推断所有 AI 配电设备都由 utility 采购，更不能推断供应商国别份额。[21]

对于企业市场团队，区域分析宜采用“先筛候选、再验证项目”的阶段门槛：系统级增长只能决定监测资源投向；区域规划出现与负荷相关的约束后，才需要追踪工程和费用路径；在规格、招标主体、采购时间和供货资格可读时，才进入可核验商机。这个顺序避免把若干地区新闻相加成潜在销售额，也可防止把同一共享输电工程重复归给园区、发电开发商和公用事业。对公用事业或地方规划者，最有用的改进则是公开可复核的预测版本和状态变化，而不是追求一个统一全国“AI 负荷”分类：一个能解释请求如何被研究、折减、签约及最终实测的序列，比单个 GW 总数更能服务设备采购和工程调度。水–电–热的共同边界进一步要求把园区、供水流域、发电水源及其资产所有者分开记录：减少现场耗水的冷却选择可能改变小时电力峰值，发电关联耗水也可能发生在园区所在地区以外。2018 年空间模型和 2026 年 PNNL 规划说明支持这一核算与规划问题的提出，不能据此判断 2026 年某个 AI 园区的水许可、容量损失或设备订单；相关结论仍需场址和时段证据。[24][23]

22.3 政策/产业含义应是证据建设与采购对接，不是把预测换算成确定市场

若要使区域预测服务于投资决策，需要提升公开信息的可连接性：utility/RTO 应尽可能说明申请负荷的成熟度类别、研究假设、共享工程范围和实际通电进度，同时保护商业敏感信息；规划数据应保留线路版本、资产范围、替代方案

SVSAC | sv-sac.org

和费用分配；采购记录应链接批准工程与设备包、招标/授标及交付时点。对研究者而言，按“信号区–工程区–招标区”设标签、对不同文档保留版本和检索日期，比生成一张看似精确的全国热力图更有价值。

跨区扩容尤其要把同一小时的输电余量与内部资源供给联立考量。FERC 公布的 ITC 工作人员报告摘要认为，增加接口能力可能帮助可靠性，但仅当有可转送剩余发电，且需要同时查看负荷、内部发电与现有转送能力；其报告不是输电建设推荐。[22] 这说明某一负荷热点周边存在线路或低成本资源并不足以独立证明跨区项目收益。支持市场判断的证据应包括压力时段的潮流、剩余出力、已用接口容量和备选方案，再链接到明确资产与成本分摊。

22.4 三个观察窗口：预测校准、项目兑现与运行效果各自回答不同问题

三个时间窗口对应不同结果：研究授权期看请求如何改变节点模型、容量时点与方案选择；招标施工期看费用分配、地方许可、设备标书、交期和授标容量；投运后才看计量负荷、潮流、可靠性及预算实绩。前两窗分别识别计划变化和采购机会，不证明设备已通电；第三窗才检验预测兑现与原约束是否缓解。

窗口之间用稳定项目/资产 ID 联结：规划是系统模型，招标是业主采购包，用电是计量点与合同。一园区多馈线不能把总容量重复贴到每包，多客户共用线路也不能仅以一个客户容量作费用权重。缺联结时分别报告三个窗口，不能拼成已闭环投资案例。

对应误差也分三项：预测与后测负荷之差，请求计划与授权投运之差，建成设施与预期拥塞/可靠性改善之差。取消延期可使预测偏高却未必证明规划决策错；按预算建成也可能受天气、燃料或其他故障影响，未实现预期效果。分项追踪才能定位转换率、工程交付或系统效果哪一假设失准。

22.5 决策建议的证据边界和后续可检验工作

本篇是基于公开资料的区域比较和机制研究，不是全美园区普查、订单统计或因果评估。公开案例对大型、受监管或公开争议工程更完整；地方公用事业、私营数据中心直接采购、保密互联研究、取消项目和未公开授标可能缺失。DOE 2026 输电需求研究仍为公开意见草案，线路历史数据存在成本缺报和数据库区域覆盖问题；FERC ITC 资料在本篇中仅使用其新闻页摘要，未使用底层研究数字。[21][22] 因此全国订单规模、州间市场份额、AI 净新增输电资本和设备品类数量均仍无法从这些资料识别。

SVSAC | sv-sac.org

未来样本沿首次请求、每版预测、客户签约、研究与替代方案、成本许可、招标授标、投运至逐时负荷连续记录，再与同区域工业负荷、设备替换及发电接入对照。有完整节点潮流才进一步检验接入瓶颈、区域能量不足和替换增容三机制；只有计划新闻就停留该阶段。这个设计旨在形成可复核的设备链，不是当前已完成的区域投资估计。

给企业的下一步建议

数据中心电力投资的区域差异，决定了企业不能用一张全国需求曲线安排市场开发。因此，我们建议把下一步工作收敛为一项有明确交付物的专项任务。

具体起点是：把区域电力约束、项目进度、基础设施配套和设备采购节点交叉核验，再形成重点区域清单。在此基础上，管理层可以按证据充分程度、资源投入与业务影响确定优先级，先验证关键假设，再安排后续合作与投入。

要把上述判断用于实际经营，可以围绕具体产品或项目、目标市场、现有能力和决策难点，进一步形成区域机会对照、项目阶段判断、重点市场与开发节奏建议。这类工作需要把行业研究、企业诊断与合作条件核验衔接起来，让分析结果成为管理层可以使用的决策依据。

资料与分析范围

下列说明列明资料范围、分析依据与适用条件，便于读者辨别文中的事实、推演和建议。市场进入、交易安排及适用规则仍需结合具体项目核实。

本篇研究美国 AI 与大型数据中心负荷如何通过区域资源充足性、输电规划、配电接入和公用事业采购流程转化为可识别的电力基础设施投资机会。研究比较北弗吉尼亚/PJM、俄亥俄、ERCOT、Georgia/SERC 及 BPA/WECC-Northwest 的公开一手材料，区分年净负荷电量、峰值、容量请求、风险调整预测与实际投运；同时将规划、批准、合规申报、招标、授标和投运视为不同状态。结果表明，跨区预测不能简单相加或按州摊分：项目地、传输规划区、资产所有者、成本承担者和采购主体可能分离。PJM 已公布特定区域输电计划及获批项目，Ohio Power 提供服务区内分批研究机制，ERCOT 运用历史投产与请求偏差校准负荷输入，Georgia/SERC 和 BPA/WECC 则呈现不同层级的资源和可靠性指标。DOE 2026 输电需求材料显示，2016–2024 年实际输电线路建设由可靠性、老旧设施、负荷增长和发电接入等多种因素驱动，既有业主占线路开发主导；这些历史数据不能单独归因于 AI。结合 2018 年空间水足迹模型与 2026 年 PNNL 规划说明，研究进一步区分园区、供水流域和发电水源的空间边界，并分析冷却选择在现场耗

SVSAC | sv-sac.org

水、小时电力负荷与远端资产需求之间的权衡；这些证据不代表 2026 年 AI 场址的实测结果。本篇据此提出区域证据账本、竞争机制和可证伪研究设计，不估算全国订单规模或因果效应。主要限制是公开资料样本并非全国普查，项目级设备清单和采购信息普遍不足，DOE 2026 材料仍为公开意见草案，FERC 跨区能力研究仅使用其摘要页面。研究的实践贡献是提供从负荷信号到资产方案、成本分配与采购证据的分阶段识别框架。

SVSAC - sv-sac.org

SVSAC | sv-sac.org

参考文献

[1] U.S. Energy Information Administration, “Commercial electricity sales have soared in Virginia, driven by data centers,” May 5, 2026; EIA-861/EIA-861M sales and EIA-930 hourly grid monitor/PJM Dominion-zone data. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67664

[2] Public Utilities Commission of Ohio staff, Ohio Long-Term Forecast of Energy Requirements 2025–2044, Sept. 10, 2026. https://dam.assets.ohio.gov/image/upload/puco.ohio.gov/industry-information/statistical-reports/ohio-long-term-energy-forecast/2026_PUCO_Forecast_Report_Final.pdf

[3] ERCOT, “Item 16.2: System Planning and Weatherization Update,” Board of Directors meeting, Dec. 8–9, 2025; revised Dec. 2, 2025. https://www.ercot.com/files/docs/2025/12/02/16.2-System-Planning-and-Weatherization-Update_Revised.pdf

[4] ERCOT, “Preliminary Long-Term Load Forecast for Years 2026–2032 for PUCT Discussion,” Apr. 15, 2026. https://www.ercot.com/news/release/04152026-ercot-releases-preliminary

[5] Georgia Power, “Georgia Public Service Commission approves plan to reliably, economically meet the energy needs of a growing Georgia,” July 15, 2025. https://www.georgiapower.com/news-hub/press-releases/georgia-public-service-commission-approves-plan-to-meet-the-energy-needs-of-a-growing-georgia.html

[6] Georgia Power, “Georgia Power highlights first contracts under new rules & regulations, continued economic growth and updated forecasts in latest filings with Georgia PSC,” Sept. 30, 2025. https://www.georgiapower.com/news-hub/press-releases/georgia-power-highlights-new-customer-contracts-continued-economic-growth-updated-forecasts-in-latest-filings-with-georgia-psc.html

[7] Bonneville Power Administration, 2026 Pacific Northwest Loads and Resources Study (White Book), published Apr. 10, 2026; data updated Feb. 2026. https://www.bpa.gov/-/media/Aep/power/white-book/2026-whitebook.pdf

[8] Bonneville Power Administration, comments on Northwest Power and Conservation Council draft Ninth Power Plan, Oct. 16, 2026. https://www.bpa.gov/-/media/Aep/power/resource-program/20261016-bpa-ninth-power-plan-comments.pdf

[9] U.S. Department of Energy / Lawrence Berkeley National Laboratory, United States Data Center Energy Usage Report: 2025 Update, published June 18, 2026. https://www.energy.gov/documents/united-states-data-center-energy-usage-report-2025-update

[10] American Electric Power, “AEP Ohio Partners to Bring $4.2B in New Electric Infrastructure in Appalachian Ohio Without Raising Customer Rates,” Mar. 20, 2026. https://www.aep.com/news/stories/view/10823/

[11] ERCOT, “Load Forecast,” current public page, accessed Oct. 23, 2026. https://www.ercot.com/gridinfo/load/forecast

[12] PJM Interconnection, Inside Lines. PJM's Updated 20-Year Forecast Continues To See Significant Long-Term Load Growth. 2026-01-14. https://insidelines.pjm.com/pjms-updated-20-year-forecast-continues-to-see-significant-long-term-load-growth/

SVSAC | sv-sac.org

[13] Ohio Power Company / AEP Ohio. Data Center Tariff. Tariff effective 2025-07-23; page accessed 2026-10-23. https://www.aepohio.com/company/about/rates/data-center-tariff/

[14] U.S. Department of Energy, “Partnership Ensures Affordable Energy, Powers AI Future at Portsmouth Site,” Mar. 24, 2026. https://www.energy.gov/em/articles/partnership-ensures-affordable-energy-powers-ai-future-portsmouth-site

[15] North American Electric Reliability Corporation (NERC). 2025 Long-Term Reliability Assessment. 2025 assessment; published 2026-01-23; regional input baseline submitted/validated 2025-07 with selected later updates. https://www.nerc.com/globalassets/our-work/assessments/nerc_ltra_2025.pdf

[16] U.S. Energy Information Administration (EIA). Fossil generation could rise with faster-than-expected growth in data center power demand. 2026-03-12; analysis completed in conjunction with February 2026 STEO. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67344

[17] IEEE Transactions on Power Systems; authors Ana Radovanović et al. (Google). Carbon-Aware Computing for Datacenters. IEEE publication date 2022-05-06; volume 38, issue 2, March 2023, pp. 1270–1280; DOI 10.1109/TPWRS.2022.3173250; arXiv version first posted 2021-06-11. https://arxiv.org/pdf/2106.11750

[18] U.S. Energy Information Administration. Data center server energy use grows across the commercial building stock. 2026-05-19; AEO2026 released 2026-04-08. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67704

[19] Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Explainer on the Transmission Planning and Cost Allocation Final Rule (Orders No. 1920, 1920-A, and 1920-B). Order 1920: 2024-05-13; Order 1920-A: 2024-11-21; Order 1920-B: 2025-04-11; explainer last updated 2025-05-07 (read 2026-10-23). https://www.ferc.gov/explainer-transmission-planning-and-cost-allocation-final-rule

[20] Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Order No. 1920 Compliance Filings Schedule. Published 2025-06-16; page last updated 2026-08-19 (read 2026-10-28; earlier access recorded 2026-10-23; not a historical snapshot). https://www.ferc.gov/news-events/news/order-no-1920-compliance-filings-schedule

[21] U.S. Department of Energy, Grid Deployment Office. National Transmission Needs Study Draft for Consultation and Public Comment July 2026. Draft released 2026-07-09; public comment closed 2026-09-08; read 2026-10-23; remains identified as draft in available source. https://www.energy.gov/documents/national-transmission-needs-study-draft-july-2026

[22] Federal Energy Regulatory Commission (FERC). FERC Sends Interregional Transfer Capability Report to Congress. 2026-02-25 (read 2026-10-23). https://www.ferc.gov/news-events/news/ferc-sends-interregional-transfer-capability-report-congress

[23] Md Abu Bakar Siddik, Arman Shehabi, and Landon Marston. The environmental footprint of data centers in the United States. 2021-05-21. Environmental Research Letters 16 (2021) 064017; DOI 10.1088/1748-9326/abfba1. https://vtechworks.lib.vt.edu/server/api/core/bitstreams/484c56d7-9557-4c71-ad47-84ab67a21bad/content

SVSAC | sv-sac.org

[24] Arielle J. Catalano et al.; Pacific Northwest National Laboratory. Synergistic Pathways for Water Security in Emerging Sectors: Data Centers and Modern Nuclear Facilities. 2026-01 (report cover); PNNL web landing page 2026-02-25. https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-38618.pdf

SVSAC - sv-sac.org

SVSAC | sv-sac.org