

ICS

P

备案号：

NB

中华人民共和国能源行业标准

P

NB/T xxxxx-20xx

算力电力协同规划设计导则

Guidelines for planning and design of computing
power and electricity collaboration

（征求意见稿）

20xx—xx—xx 发布

20xx—xx—xx 实施

国家能源局 发布

中华人民共和国能源行业标准

算力电力协同规划设计导则

Guidelines for planning and design of computing
power and electricity collaboration

NB/T xxxxx-20xx

主编部门： 电力规划设计总院

批准部门： 国 家 能 源 局

实施日期： 20xx 年 xx 月 xx 日

中国计划出版社

20xx 北 京

国家能源局

公告

20xx 年 第 x 号

根据《中华人民共和国标准化法》《能源标准化管理办法》，
国家能源局批准……。

附件：1. 行业标准目录

2. 行业标准外文版目录

3. 行业标准修改通知单

国家能源局

20xx 年 xx 月 xx 日

前 言

根据《关于下达 2025 年能源领域行业标准制修订计划及外文版翻译计划的通知》（国能综通科技〔2025〕137 号）的要求，标准编制组经广泛调查研究，总结我国算电协同项目规划设计实践经验及应用成果，并在广泛征求意见的基础上，制定本标准。

本标准的主要技术内容有：总则、术语、基本规定、协同规划总体要求、算力基础设施负荷分析要求、电源配置方案、电网方案、算电协同智能管控、效益及风险评估。

本标准由国家能源局负责管理，由电力规划总院有限公司提出，由电规总院专家组技术委员会负责日常管理，执行过程中如有意见或建议，请寄送电力规划设计标准化管理中心。

本标准主编单位： 电力规划总院有限公司

本标准参编单位：

本标准主要起草人员：

本标准主要审查人员：

目 次

1	总 则	V
2	术 语	VI
3	基本规定	VII
4	协同规划总体要求	VIII
4.1	协同布局规划	VIII
4.2	协同建设规划	IX
4.3	协同运行规划	IX
5	算力基础设施负荷分析要求	XI
5.1	算力负荷需求预测	XI
5.2	算力负荷特性分析	XII
5.3	算力负荷可靠性要求	XIV
6	电源配置方案	XV
6.1	配置原则	XV
6.2	方案比选	XVI
7	电网方案	XVII
7.1	一般要求	XVII
7.2	内部供电网络方案	XVIII
7.3	接入系统方案	XVIII
7.4	电气计算	XX
8	算电协同智能管控	XXI

8.1 一般要求	XXI
8.2 数据集成与平台建设	XXI
8.3 数据接口、信息安全与运维管理	XXIII
9 效益及风险评估	XXIV
9.1 效益评估	XXIV
9.2 风险评估与管控	XXV
附录 A 算电协同规划设计总体框图	XXVI
标准用词说明	XXVII
引用标准名录	XXVIII

1 总 则

1.0.1 本标准规定了算力电力协同项目规划设计的基本规定、协同规划总体要求、算力基础设施负荷分析要求、电源配置方案、电网方案、算电协同智能管控、效益及风险评估相关技术要求。

1.0.2 本标准适用于指导开展并网型数据中心园区算力电力协同项目的规划及设计。

1.0.3 算力电力协同项目的规划及设计，除应执行本标准外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 算力基础设施 **computing power infrastructure**

指为算力产生、传输、调度、存储提供支撑的各类硬件设施、网络设施及配套系统的总称，涵盖通用算力中心、智能算力中心、超算中心、边缘算力节点及其配套网络、存储、安全、运营系统。

2.0.2 算力节点 **computing power node**

部署算力资源、具备数据处理与算力服务能力，可接入算力网络并接受统一调度的基础设施单元。

2.0.3 算力集群 **computing power cluster**

由多个同类型或异构算力节点通过高速网络连接，实现算力聚合、协同调度的算力集合，可根据应用场景分为智算集群、超算集群等。

2.0.4 绿电占比 **green power penetration**

统计周期内，核算主体有效绿色电力消费总量占其总用电量的百分比。

3 基本规定

3.0.1 算力电力协同项目规划设计应考虑以下关键因素：

1 算力需求侧因素：业务时延要求、市场需求分布、通信网络资源；

2 电力供给侧因素：区域可再生能源资源禀赋、电价水平与峰谷特性、电网网架结构坚强程度及消纳能力；

3 环境因素：土地资源与成本、气候条件、水资源保障。

3.0.2 算力电力协同项目应满足国家政策对绿电占比、PUE 等指标相关要求。

3.0.3 算力电力协同项目宜通过新能源绿电直连、聚合交易、绿证等方式，提升数据中心绿电占比和新能源利用率。

3.0.4 算力电力协同项目宜同步规划智能管控平台，集成资源感知、任务调度、能源管理等功能。

3.0.5 算力电力协同项目新能源、储能、算力、管控平台及配套设施宜遵循协同建设、同步投运原则，并预留扩容空间。

3.0.6 算力电力协同项目宜合理配置构网型储能，宜选用高能效算力芯片、节能制冷设备。

4 协同规划总体要求

4.1 协同布局规划

4.1.1 应坚持时延分级、供需匹配、绿电优先的原则，统筹算力业务需求与电力资源禀赋，实现算力节点空间布局与电力系统发展规划相衔接。

4.1.2 宜在大型清洁能源基地附近规划建设算力集群，提升可再生能源就地消纳水平。

4.1.3 实时交互、时延敏感性业务的算力设施，应优先部署在网络枢纽、用电负荷中心周边及边缘计算节点

4.1.4 算力网应具备适应电力系统调整和算力需求变化的能力。

4.1.5 面向数据备份、非实时数据分析、模型训练等时延约束宽松场景的算力基础设施，宜布局于可再生能源资源富集、自然气候条件适宜区域，通过绿电直供、专线接入等方式直接消纳绿色电力，不应仅通过采购绿证方式实现绿色用电。

4.1.7 应衔接国家及地方数据中心产业发展规划，推动算力资源在区域间合理布局，避免同质化竞争与资源浪费。

4.2 协同建设规划

4.2.1 算力节点与电力设施宜同步规划安全防护、应急保障设施。

4.2.2 采用绿电直连供电的项目，算力集群与配套新能源电站、储能设施和电网设施等，应布局合理，满足同期施工建设需求。

4.2.3 算力设施建设宜选用绿色低碳建筑材料与设备、施工建造技术，建设全生命周期低碳数据中心。

4.2.4 算力设施建设宜优先采用直流供电、液冷散热、风光储多能互补技术和余热回收利用技术，在技术选型阶段应综合考量性能、经济性与环境影响。

4.2.5 算力节点建设阶段应同步部署绿电溯源技术，保障绿电占比数据真实可信。

4.3 协同运行规划

4.3.1 算力节点应建立算力电力协同智能管控平台，统一算力中心与电力系统的通信接口、数据交换格式，与电网调度系统、电力交易平台进行数据交互，实时监测算力需求和电力供应情况。

4.3.2 算力节点宜具备算力任务动态分配、跨节点资源协同调度及接受上级调度指令的能力。

4.3.3 算电协同运行规划应满足以下条件：

1 安全：保障电网安全稳定，满足重要算力负荷的供电可靠性要求；

2 经济：结合电价与数据传输费用，优化算力任务分配与时间安排；

3 绿色：同等条件下优先将任务派发至绿电占比高的数据中心；

4 灵活：实时监测新能源出力波动及算力负荷变化，实现调度策略的动态响应；

5 公平：在多主体参与的算力调度中遵循公平透明的调度规则，保障各方合理利益。

4.3.4 参与算力任务调度的节点应提供绿电使用率，量化其算力可调节能力等数据。

4.3.5 应定时对算力节点运行效果进行评估，并基于评估结果进行优化调整。评估内容应涵盖算力运行情况、绿电使用情况、经济性、安全性。

5 算力基础设施负荷分析要求

5.1 算力负荷需求预测

5.1.1 负荷需求预测应区分算力业务类型开展，包括通用计算、智能计算、超级计算及混合计算。

5.1.2 非 IT 系统负荷应综合设施布局、制冷架构、供配电方式、机柜功率密度及智能化运行策略等因素进行预测。

5.1.3 负荷需求应采用多维度、可量化的指标预测，应包括算力总规模及各类型算力规模、机架总量、机架功率密度、IT 设备负载率、用电负荷、年总用电量、电能利用效率（PUE）等核心指标。

5.1.4 负荷预测应形成典型日、月、年负荷曲线，作为电源配置方案、电网接入方案比选的基础依据。

5.1.5 负荷需求预测应建立宏观趋势指标推算法、同类项目经验推算法等预测方法体系。在进行长期或复杂场景预测时，宜采用人工智能算法进行模拟和优化。

5.1.6 在跨类型、跨区域算力协同或统一资源描述场景下，算力规模的表征宜与全国一体化算力网络相关标准要求的算力衡量指标相衔

接。

5.1.7 在项目可行性研究、初步设计、深化设计等不同阶段，应对负荷预测结果进行滚动修正与验证，以提高预测准确性。

5.1.8 新建、改扩建算力基础设施的负荷需求预测应区分规划、在建、分期投产等不同阶段的业务上架规划和 IT 设备负载率动态测算。

5.1.9 负荷需求预测过程中采用的关键性能指标定义与测量方法，应符合现行国家标准《数据中心资源利用第 2 部分：关键性能指标设置要求》GB/T 32910.2、《数据中心资源利用第 3 部分：电能能效要求和测量方法》GB/T 32910.3、《数据中心能效限定值及能效等级》GB 40879、《绿色数据中心评价》GB/T 44989 和《数据中心能源综合利用评价方法》GB/T 45837 的要求。

5.2 算力负荷特性分析

5.2.1 负荷特性分析应按 5.1.1 划分的算力中心业务类型及下列业务场景进行，重点分析其电气特性与运行规律，应包括年最大需量、年最小需量、典型日/月/年负荷曲线、电能利用效率（PUE）及其变化规律等核心数据。

- 1 通用计算：基础通用计算、云服务等业务场景。
- 2 智能计算：模型训练、推理等业务场景。

3 超级计算：科学计算、并行计算、工程仿真等业务场景。

5.2.2 负荷特性分析宜结合设备布局、供电与制冷系统架构、智能化系统运行策略等因素，分析运行方式变化对总负荷水平及能效水平的影响。

5.2.3 应根据负荷特性分析，识别和量化可调节的负荷资源，评估其负荷弹性与时空可调节特性，分析算力电力协同潜力。协同潜力评估应量化输出参数，宜包括各类可调节负荷的额定调节容量（kW）、最大可持续调节时长（h）、最小通知/响应时间（min）、日均/月均可调节频次，以及调节操作对数据中心核心温湿度参数、PUE 值的影响边界等关键参数。可调节负荷资源应包括：

1 可中断/迁移的非实时算力负荷：如模型训练、离线计算、备份等任务，评估其可中断时长、迁移成本及通知时间。

2 可调节的配套设施负荷：在保证环境要求的前提下，评估制冷系统、照明系统等负荷的调节能力与响应时间。

3 可调用的备用发电资源：在满足安全等级的前提下，评估备用发电机组作为可调用容量的潜力。

5.2.4 负荷特性分析宜利用小时级或更高频次的运行监测数据，包括总耗电量、IT 设备耗电量及绿色电力消纳总量，以精准识别负荷与

新能源出力、电网峰谷的时序匹配特性。

5.2.5 负荷特性分析的结果，应为电源配置、电网接入方案设计，以及参与电网需求侧响应、调峰、虚拟电厂聚合等算电协同运行策略提供定量化输入与边界条件。

5.3 算力负荷可靠性要求

5.3.1 算力基础设施的可靠性等级应根据其承载业务中断可能造成的经济损失或社会影响程度确定，应符合现行国家标准《《数据中心设计规范》GB 50174 关于数据中心分级的规定，按照其附录 A 执行。

5.3.2 双活和灾备算力基础设施，其算力负荷可靠性要求应与主用生产数据中心要求一致。

5.3.3 算力基础设施各组成部分可靠性要求宜按相同等级数据中心的技​​术要求设计，当各组成部分可靠性要求按不同等级设计时，算力基础设施的级别应按其中最低等级确定。

6 电源配置方案

6.1 配置原则

6.1.1 算力电力协同项目电源配置应遵循以荷定源原则，应以负荷规模、用电特性为基础，结合地区政策、资源特点、并网条件等因素，因地制宜确定电源方案，宜优先考虑利用清洁能源。

6.1.2 算力电力协同项目储能配置应考虑不同维度指标，包括但不限于储能的功率、时长、建设条件、响应速率、经济性等。

6.1.3 应通过优化电源配比，合理配置储能类型及规模，提升项目绿电占比及新能源利用率。

6.1.4 电源配置应结合区域能源资源禀赋、生态环境保护要求、土地利用规划等，合理确定电源开发边界，并合理预留扩容空间，满足未来算力发展需求。

6.1.5 风电、光伏等电源设计建设应遵循现行标准《风电场工程设计规范》GB/T 51181-2016、《光伏发电站设计标准》GB 50797-2012等相关标准的规定。

6.2 方案比选

6.2.1 算力电力协同项目在优化电源和储能配置时应基于负荷规模、负荷年用电曲线、电源年出力曲线进行小时级时间尺度的生产模拟计算分析。

6.2.2 生产模拟计算中，风电、光伏出力数据原则上应根据新能源选址周边测风塔风资源数据、测光站太阳能总辐射量进行测算。若无上述实测数据，可利用当地已投运机组的历史出力数据，或者中尺度卫星数据、本地 SolarGIS、Merconorm 等卫星数据进行估算。

6.2.3 生产模拟计算应综合项目电源构成、供电方案、负荷特性、电力市场及运行情况，提出计算目标函数，拟定各电源、负荷运行约束条件。

6.2.4 方案比选应结合生产模拟计算对项目绿电占比、新能源利用率等关键指标进行分析。

6.2.5 方案比选应拟定两个以上电源配置方案，并综合考虑电源建设成本、运维成本、电力市场交易收益、碳排放等因素，进行技术经济综合比较，推荐电源配置方案。

7 电网方案

7.1 一般要求

7.1.1 算力电力协同项目接入应符合国家相关政策、地方经济发展和区域电网规划，并结合当地电网条件进行技术经济比较，满足近期、远期发展需求。

7.1.2 算力电力协同项目供电电压等级应根据当地电网条件、电力用户分级、最大用电负荷、用电设备容量，经过技术经济比较后确定。

7.1.3 算力电力协同项目的接入电网后，电能质量、电压、频率、功率因数等指标应符合国家和行业标准，满足人身、设备、电网安全方面相关要求。

7.1.4 算力电力协同项目的接入对公用电网造成污染的，应按照“谁污染、谁治理”和“同步设计、同步施工、同步投运、同步达标”的原则，在开展项目前期工作时提出治理、检测措施。

7.1.5 算力电力协同项目应根据项目的近景年、远景年的负荷申报规划考虑项目接入电网的电压等级。

7.1.6 新能源发电宜使用构网型设备接入算力设施配电系统。

7.2 内部供电网络方案

7.2.1 项目应根据分期负荷建设规模，负荷性质和重要程度，合理规划负荷站的电压等级和建设容量，并明确算力中心站内主变建设规模和电气主接线。电气主接线的选择要求需保证供电的容错性，即单一故障不能影响系统运行。

7.2.2 对于大型算力集群园区，应结合负荷位置、可靠性要求及站址条件进行变电站布点规划，明确变电站位置、供电范围，宜就近布局并进行容载比计算，容载比的范围可参考现行标准《配电网规划设计技术导则》DLT 5729-2023。

7.2.3 项目应综合考虑风电、光伏、储能等各类电站布局及装机容量合理确定升压站电压等级和建设个数，分析并给出升压站的接入系统方案，站内主变规模、电气主接线。

7.2.4 应结合通道走廊资源，提出两个及以上内部供电网络方案，经技术经济比选，给出推荐方案，必要时对过渡期方案进行研究。

7.3 接入系统方案

7.3.1 接入系统方案应考虑接入地区的电力供需平衡、项目的消纳分

析、项目接入电压等级、周边可接入变电站等。

7.3.2 绿电直连项目应统筹考虑电网廊道和间隔资源，合理控制专线数量，提高电网利用效率。

7.3.3 数据中心的基础设施配置应符合下列规定：

1 A级数据中心的基础设施宜按容错系统配置，在电子信息系统运行期间，基础设施应在一次意外事故后或单系统设备维护或检修时仍能保证电子信息系统正常运行。

2 B级数据中心的基础设施应按冗余要求配置，在电子信息系统运行期间，基础设施在冗余能力范围内，不得因设备故障而导致电子信息系统运行中断。

3 C级数据中心的基础设施应按基本需求配置，在基础设施正常运行情况下，应保证电子信息系统运行不中断。

7.3.4 接入系统方案应结合项目建设容量及周边电网情况提出两个及以上可行的接入方案并进行电气计算及技术经济比选，确定最终方案，包括系统一次接入方案及系统二次部分。

7.3.5 绿电直连项目新能源应接入负荷算力中心变电站中，不可与公网变电站直接连接。

7.3.6 根据算力中心负荷供电电源的要求，应考虑为双回路或多回路

供电模式接入电网，确保供电可靠性和稳定性。算力中心负荷变电站如接入同一公共变电站，应接入该公共变电站的不同母线段。

7.4 电气计算

7.4.1 应结合算力负荷及内部新能源运行方式，对提出的接入方案典型运行方式进行潮流计算，校核推荐的接入方案是否满足系统要求，必要时对极端运行方式进行校验。

7.4.2 应对内部电网及接入公共电网的线路进行安全稳定计算，校核推荐的接入方案是否满足系统运行的要求。

7.4.3 应进行投产年及远景年短路电流计算，校核设备开断容量适配性。

7.4.4 应根据电气计算结果，针对项目的不同运行方式进行总结分析，并提出相关建议。

7.4.5 电气计算应符合现行标准《电力系统安全稳定导则》GB 38755、《电力系统安全稳定计算规范》GB/T 40581、《电力系统电气计算设计规程》DL/T 5553 的相关规定。

8 算电协同智能管控

8.1 一般要求

8.1.1 算电协同智能管控平台应通过智能化调度，整合资源监控与调度、能效优化与碳管理、智能决策、用户交互等功能，实现算力需求与电力供给在时间和空间上的动态最优匹配。

8.1.2 平台应保证算力服务的安全可靠，实现不同电源无缝切换，算力负荷应优先使用配套绿电。

8.1.3 平台应遵循业务协同、技术先进、标准统一、安全可靠的原则，确保接口和数据模型的标准化，以整合不同设备与系统，并为未来AI技术演进、新型电力市场和碳市场机制预留接口。

8.1.4 平台宜支持在国家、区域（枢纽节点）、省级乃至重点园区等多层级间的数据贯通与协同调度。

8.2 数据集成与平台建设

8.2.1 平台算力负荷与电力消耗的映射建模准确率宜大于 95%、短期/超短期负荷预测精度宜在 80%、90%左右；从策略生成到负荷调节的端到端延迟宜小于 15 秒，负荷调节的误差范围宜小于 10%。采用模块化设计，各个功能模块之间具有低耦合性、高内聚性，便于后续的功能升级和维护。预留接口支持未来技术，确保平台功能易扩展、与外部进行数据交互。

8.2.2 平台应能够实现算力弹性调度。在风光发电过剩时，自动启动弹性算力任务消耗多余电力；根据电力价格波动及新能源资源情况，动态迁移计算任务到低电价时段或新能源富余区域。在电网负荷高峰时，自动降低非关键算力任务优先级，优先保障核心业务。结合电价波动与算力需求，优化储能充放电周期。平台应能够建立多目标优化模型，平衡算力效率与电力成本/碳排放，支持动态调整优化目标。

8.2.3 平台应能够实时监测算力节点与电力系统的运行参数，动态生成资源分布热力图，识别算力与电力的供需缺口；动态匹配算力任务优先级与电力供应能力；支持基于电价信号、绿电消纳、任务优先级、碳排放等多重约束下的算力任务分时调度；能够实时分析数据中心 PUE，结合冷却系统、供电拓扑优化能耗；提供电力-算力协

同的实时监控仪表盘，支持碳排放、成本、效率等多维度可视化，自动输出月度能效报告、碳减排量、资源利用率分析等；允许用户手动调整优化权重。

8.3 数据接口、信息安全与运维管理

8.3.1 平台与电力调度系统、上级监控系统、算例管控平台以及其他第三方系统的接口应具备良好的开放性和兼容性。

8.3.2 平台应建立完善的用户认证体系。应对系统中的敏感数据进行加密存储，应实时监测和防范外部网络攻击和恶意软件入侵。

8.3.3 平台应具备系统数据、基础数据、应用数据的备份与快速恢复机制。

8.3.4 平台建设应分为规划、设计、研发、集成、上线、运维、退役7个阶段，应满足本章节所描述的各项功能要求、性能要求、安全要求以及接口规范等规定，方可通过验收。

9 效益及风险评估

9.1 效益评估

9.1.1 项目效益评估应从经济效益、环境效益和社会效益等方面，评估电协同规划设计方案的技术经济可行性和效益提升情况，为方案优选和投资决策提供依据。

9.1.2 项目经济效益评估宜包括对项目总投资进行估算，分析度电成本、内部收益率、财务净现值、投资回收期等指标。

9.1.3 项目环境效益评估宜包括核算项目绿电消纳电量，分析二氧化碳减排量、水资源节约量、PUE 达标率等指标。

9.1.4 项目社会效益评估宜包括新能源就地消纳贡献率、数字产业就业带动、区域数字经济赋能系数等指标。

9.2 风险评估与管控

9.2.1 项目风险评估宜包括以下几类，

1 电源侧风险：新能源出力波动性与间歇性、储能配套不足与调控能力薄弱、源荷匹配失衡；

2 电网侧风险：电网承载能力不足、电压及频率偏移、电网冲击与系统失稳；

3 算力侧风险：负荷预测偏差、任务调度失效、设备故障停机；

4 数据安全风险：接口入侵、数据泄露、溯源凭证篡改。

9.2.2 针对重大、较大风险，应制定专项防控预案、应急处置流程、备用资源保障方案。

附录 A 算电协同规划设计总体框图

算电协同规划设计包括六个部分，规划层面涵盖协同规划总体要求、算力基础设施负荷分析要求、电源配置方案三部分，设计方面涵盖电网方案、算电协同智能管控、效益及风险评估三部分。

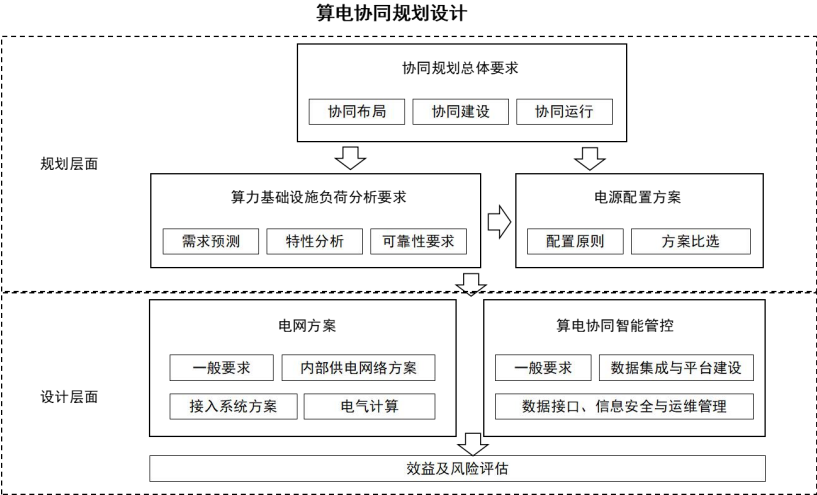


图 A 算电协同规划设计总体框图

标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1) 表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或者“不得”；

3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”：

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为：“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

《数据中心能效限定值及能效等级》GB 40879-2021

《数据中心设计规范》GB 50174

《数据中心资源利用第 2 部分：关键性能指标设置要求》
GB/T 32910.2

《数据中心资源利用第 3 部分：电能能效要求和测量方法》GB/T 32910.3

《数据中心能效限定值及能效等级》GB 40879

《绿色数据中心评价》GB/T 44989

《数据中心能源综合利用评价方法》GB/T 45837

《光伏电站设计标准》GB 50797-2025

《风电场工程设计规范》GB/T 51181-2016

《电力系统安全稳定导则》GB 38755

《电力系统安全稳定计算规范》GB/T 40581

《电力系统电气计算设计规程》DL/T 5553

中华人民共和国能源行业标准

算力电力协同规划设计导则

NB/T xxxxx-20xx

条文说明

制定说明

《算力电力协同规划设计导则》（NB/T XXXX-20XX），经国家能源局 20XX 年 XX 月 XX 日以第 XX 号公告批准发布。

本标准制定过程中，编制组进行了广泛深入的调查研究，总结了算电协同规划设计方面的工作经验，参考了相关国内外标准，对协同规划总体要求、算力基础设施负荷分析要求、电源配置方案、电网方案、算电协同智能管控、效益及风险评估做出规定。

为便于广大设计、运行、科研等单位有关人员在使用本标准时能理解和执行条文规定，《算电协同规划设计导则》编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明，对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是，本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

4	协同规划总体要求	33
4.1	协同布局规划	33
4.2	协同建设规划	33
5	算力基础设施负荷分析要求	34
5.1	算力负荷需求预测	34
5.2	算力负荷特性分析	36
5.3	算力负荷可靠性要求	38
6	电源配置方案	40
6.1	配置原则	40
6.2	方案比选	40
7	电网方案	41
7.1	一般要求	41
7.3	接入系统方案	41
8	算电协同智能管控	43
8.1	一般要求	43
8.3	数据接口、信息安全与运维管理	44
9	效益及风险评估	45
9.1	效益评估	45
9.2	风险评估与管控	46

4 协同规划总体要求

4.1 协同布局规划

4.1.1 时延分级指按业务端到端时延要求划分为三级 —— 高实时业务($\leq 20\text{ms}$)、中时延业务($20\sim 100\text{ms}$)、时延不敏感业务($\geq 100\text{ms}$)，分级匹配不同层级的算力节点与电网支撑能力。

4.2 协同建设规划

4.2.2 新能源电站与算力集群的电气距离宜控制在 50 公里以内。

4.2.3 全生命周期覆盖建材生产、施工建造、运行运维、拆除回收全阶段。

5 算力基础设施负荷分析要求

5.1 算力负荷需求预测

5.1.2 算力基础设施的总用电负荷由 IT 设备负荷和非 IT 系统负荷两部分构成。非 IT 系统负荷主要包括制冷系统、供配电系统损耗、照明、安防及智能化系统等，其占比通常为总负荷的 30%~60%，且受设施布局、制冷架构（如风冷/液冷、冷冻水/直膨等）、供配电架构（如 UPS、HVDC 等）、机柜功率密度及智能化运行策略（如 AI 调优、自然冷却利用）等因素影响较大。例如，采用液冷架构的数据中心 PUE 可低至 1.1 以下，非 IT 负荷占比显著降低；而采用传统风冷架构且机柜功率密度较低时，非 IT 负荷占比可达 50%以上。非 IT 系统属于算电协同可调节资源范畴，负荷预测不能简单套用固定经验系数，应结合项目具体条件综合确定。

5.1.3 典型日、月、年负荷曲线反映了算力基础设施负荷随时间变化的规律，是电源配置方案（如变压器选型及配置、柴油发电机组选型及配置）和电网接入方案（如供电电压等级、接入回路数、需量管理）比选的重要基础依据，同时用于算力- 新能源时序匹配分析、需求侧响应能力评估。与传统建筑负荷不同，算力基础设施负荷具有全天候连续运行、季节性波动幅度较小但业务驱动的短期波动明显的特征。例如，智能计算业务在模型训练阶段可能出现持续数天

的高负荷，训练结束后负荷骤降；通用计算业务则受互联网流量峰谷影响呈现日周期性波动。因此，应分别编制典型日、典型月、年负荷曲线，表征日内、月度、全年负荷变化特征及最大负荷利用小时数。改扩建项目宜优先采用既有设施实测负荷时序曲线作为分析基础。

5.1.5 负荷预测方法应建立多层次的方法体系，以适应不同阶段、不同精度要求的预测场景：

1 宏观趋势指标推算法：基于区域算力发展规划、数字经济增长趋势、单位 GDP 算力强度等宏观指标，测算算力基础设施的总体负荷需求，适用于项目规划阶段；

2 同类项目经验推算法：参考已投运的同类算力基础设施的单位算力能耗、PUE 水平、负载率等实测统计数据，结合本项目边界条件进行修正测算，适用于可行性研究阶段；选用对标案例应保证业务类型、机柜功率密度、制冷技术路线具备可比性；

3 人工智能算法模拟优化：对于长周期预测或复杂场景（如多业务混合、跨区域协同、新能源耦合等），传统方法难以准确捕捉负荷的非线性变化规律，宜采用机器学习、深度学习等人工智能算法，基于历史运行数据和多因素开展仿真优化，提高预测精度。新建项目无实测数据集时，可采用同类型项目数据集作为模型输入，

应在设计文件明确数据集来源、模型边界假设。

各种方法宜交叉验证，以提高预测结果的可靠性。设计文件应载明预测方法、输入条件与基础假设，保证测算过程可追溯。

5.2 算力负荷特性分析

5.2.2 算力基础设施的总负荷水平和能效水平不仅取决于 IT 业务负荷，还受到设备布局、供电与制冷系统架构、智能化系统运行策略等因素的显著影响。例如：

1 设备布局：机柜冷热通道布置是否合理、高密度机柜是否集中布置，直接影响制冷效率和 PUE；

2 供电系统架构：供配电设备选型（UPS、HVDC、固态变压器等）、不间断电源工作模式（在线式/在线互动式/后备式）、变压器负载率、母线槽选型等影响供电损耗；

3 制冷系统架构：风冷/液冷、冷冻水温度设定、自然冷却利用时长等影响制冷能耗；

4 智能化运行策略：AI 能效优化、制冷动态调节、服务器智能调度等策略可在保证业务安全的前提下降低总负荷。

负荷特性分析不应仅关注 IT 负荷本身，而应结合上述系统架构因素，分析不同运行方式下总负荷水平及能效水平的变化范围，划

定算电协同中的负荷调节边界，分析工况不得突破 IT 设施运行限制。

5.2.3 算力电力协同的核心在于挖掘算力基础设施侧的负荷调节潜力，参与电网的需求侧响应、调峰运行、虚拟电厂聚合。本条要求识别和量化三类可调节负荷资源：

1 可中断、可迁移的非实时算力负荷：模型训练、离线计算、备份等任务对实时性要求较低，可在电网高峰时段中断或迁移至其他节点运行。评估参数包括可中断时长、迁移成本（含数据传输规模、网络带宽、迁移时长）、最小通知时间等；区分完全中断、降功率运行、跨节点迁移不同工况；

2 可调节的配套设施负荷：在保证 IT 设备环境要求（温湿度、露点温度等）的前提下，制冷系统（如冷水机组出水温度调高、水泵变频调节）、照明系统等可短时调节。评估参数包括调节容量、响应时间、可持续时长及对环境参数的影响边界；

3 可调用的备用发电资源：在满足数据中心安全等级和供电可靠性要求的前提下，备用柴油发电机组可在电网紧急时段作为可用容量向电网送电或替代市电运行。评估时应核算机组可用率、燃油储备、启动时间，评估对数据中心供电可靠性的影响。

协同潜力评估应量化输出额定调节容量（kW）、最大可持续调节时长（h）、最小通知/响应时间（min）、日均/月均可调节频次，以及调节操作对核心温湿度参数和 PUE 的影响边界等关键参数，为后续参与电网互动提供可交易的负荷调节产品定义。

5.3 算力负荷可靠性要求

5.3.1 本条规定了算力基础设施可靠性等级的确定依据和分级标准。算力基础设施的可靠性等级直接决定了供配电系统的冗余配置、投资规模和运行维护要求，应根据其承载业务中断可能造成的经济损失或社会影响程度来确定。本条要求按照现行国家标准《数据中心设计规范》GB 50174 关于数据中心分级的规定执行，即按照其附录 A 将数据中心划分为 A 级、B 级、C 级三个等级。其中：

1 A 级为容错型，系统不应因计划检修和故障而中断运行，适用于承载特别重要业务的算力基础设施；

2 B 级为冗余型，系统在冗余容量的部件故障时不应中断运行，计划检修时可能中断，适用于承载重要业务的算力基础设施；

3 C 级为基本型，系统在基本需求的部件故障时会中断运行，适用于承载一般业务的算力基础设施。

在具体工程中，应结合业务中断影响评估结果，合理确定可靠

性等级，避免过度设计造成投资浪费或等级不足带来运行风险。

5.3.2 本条规定了双活和灾备算力基础设施的可靠性要求。双活数据中心是指两个或多个数据中心同时承载生产业务，任一节点故障时业务可自动切换至其他节点继续运行；灾备数据中心是指在主用数据中心故障时接管业务的备用节点。无论是双活还是灾备节点，其在故障切换场景下都需要承担与主用生产数据中心相同的业务功能，若其可靠性等级低于主用中心，则在主用中心故障时灾备/双活节点可能因自身可靠性不足而无法有效接管业务，导致业务中断。因此，本条要求双活和灾备算力基础设施的算力负荷可靠性要求应与主用生产数据中心保持一致，确保端到端的可靠性链条不出现短板。

6 电源配置方案

6.1 配置原则

6.1.3 国家数据局、国家发改委等多部委明确要求，国家枢纽节点（“东数西算”8大枢纽）新建算力设施/数据中心，绿电占比不低于80%。对于绿电直连项目，整体新能源年自发自用电量占总用电量的比例应不低于30%，新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于60%。

6.2 方案比选

6.2.2 无实测的风电、光伏出力数据时，若需利用相关气象、卫星等数据进行估算，则风电可结合中尺度数据等进行估算，光伏电站可以结合本地 SolarGIS、Mereonorm 等卫星数据进行估算。

7 电网方案

7.1 一般要求

7.1.2 算力电力协同项目的供电电压等级应根据当地电网条件、电力用户分级、最大用电负荷、用电设备容量，经过技术经济比较后确定。供电电压等级可按表 7.1.2 的规定确定。供电半径较长、负荷较大的用户，当电压不满足要求时，应采用高一级供电供电。

表 7.1.2 负荷接入容量和供电电压等级参考表

供电电压等级	用电设备容量	受电变压器总容量
220V	10kW 及以下单相设备	—
380V	100kW 及以下	50kVA 及以下
10kV	—	50kVA~10MVA
35kV	—	5MVA~40MVA
66kV	—	15MVA~40MVA
110kV	—	20MVA~100MVA
220kV	—	100MVA 以上

注：1、小微企业用电设备容量 160kW 及以下可接入低压电网，具体要求应按照国家能源主管部门和地方政府相关政策执行。

2、无 35kV 电压等级的电网，10kV 电压等级受电变压器总容量为 50kVA 至 20MVA。

7.3 接入系统方案

7.3.3 A 级数据中心同时满足下列要求时，电子信息设备的供电可采

用不间断电源系统和市电电源系统相结合的供电方式：① 设备或线路维护时，应保证电子信息设备正常运行；② 市电直接供电的电源质量应满足电子信息设备正常运行的要求；③ 市电接入处的功率因数应符合当地供电部门的要求；④ 柴油发电机系统应能够承受容性负载的影响；⑤ 向公用电网注入的谐波电流分量（方均根值）允许值应符合现行国家标准《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549 的有关规定。

8 算电协同智能管控

8.1 一般要求

8.1.1 本条明确了算电协同智能管控平台的核心功能与建设目标。

我国算力需求与电力供给在时间和空间上存在显著的结构性矛盾。

本条规定平台须整合资源监控与调度、能效优化与碳管理、智能决策、用户交互等功能模块，通过智能化调度手段，在时间和空间两个维度上实现算力需求与电力供给的动态最优匹配。

8.1.2 算力服务的安全可靠是平台运行的基础前提，在“算力-电力”协同场景下，电力来源可能涉及风电、光伏等新能源发电、市电及自备储能等多种形式，各电源在可用性、经济性和碳排放特性上存在显著差异。平台须具备不同电源之间的无缝切换能力，确保在任何单一电源发生波动或中断时，算力服务的连续性不受影响。本条强调算力负荷应优先使用配套绿电，优先使用绿电并非要求 100% 绿电覆盖，而是指在绿电可用时段和区域内，应通过优化调度策略最大化绿电消纳比例。

8.1.4 本条为推荐性条款，鼓励平台在多层级间实现数据贯通与协同调度。我国“东数西算”工程已在全国布局多个算力枢纽节点，算力资源和新能源资源在地理空间上呈现显著的不均衡分布特征，

在此背景下，构建国家—区域（枢纽节点）—省级—园区多层级协同调度体系，有助于打破地域壁垒，实现算力与电力资源在更大空间尺度上的优化配置。本条采用“宜”而非“应”的表述，系考虑到当前跨省电力调度和算力网络互联尚存在体制、技术和商业等多方面约束，多层级协同的实施需结合各地实际情况逐步推进。

8.3 数据接口、信息安全与运维管理

8.3.1 算电协同管控平台并非孤立运行的系统，它需要与电力调度系统、上级集中监控系统、算力管控平台以及碳交易平台、电力交易平台等第三方系统进行数据交互和指令协同。接口的开放性和兼容性是实现系统互联互通的基础——开放性要求接口协议和技术规范尽可能采用行业通用标准而非私有协议，便于多厂商设备和系统的接入；兼容性要求能够适配不同版本、不同厂商的既有系统，降低升级改造成本。在接口设计中，建议参考国际标准及对应的国家标准。

8.3.4 本规范所指的“验收”特指项目最终验收（终验）。平台在完成集成测试和初步验收后，进入真正的业务试运行环境，且在试运行期间运行稳定、无重大安全或性能缺陷。最终验收的通过标志着平台正式上线，由建设期转入生产运营期。

9 效益及风险评估

9.1 效益评估

9.1.2 算力电力协同项目经济效益评估可根据项目需要对能源电力基础设施和算力基础设施分别进行效益评估。能源电力基础设施投资包括新能源电站、储能设施、电网配套、智能管控平台等，算力基础设施投资涵盖算力机房建设、IT 设备采购等。运营成本包含设备运维、电力采购、系统迭代、人工管理等费用，需通过标准化财务指标量化盈利水平与投资价值。

9.1.4 项目社会效益评估包含以下几个方面：一是新能源就地消纳贡献率，核算项目消纳本地新能源电量占区域新能源富余电量的比例，体现项目对区域新能源并网消纳、能源结构优化的支撑作用；二是数字产业就业带动，统计项目建设、运营、运维阶段直接及间接带动的就业岗位数量，涵盖算力运维、电力调度、平台管控、技术服务等相关岗位；三是区域数字经济赋能系数，结合项目算力服务能力、产业适配场景，评估项目对本地人工智能、大数据、云计算、工业互联网等数字产业的支撑带动作用。社会效益评估需结合区域产业规划、能源发展规划开展，确保评估结果贴合区域发展定位。

9.2 风险评估与管控

9.2.1 项目风险评估需重点关注电网安全与电能质量风险。智算集群（如万卡级 GPU 集群）在任务同步启停时，负荷在毫秒级内发生剧烈跳变（突变幅度可达额定功率的 90%），形成巨大的瞬时功率波动。这种“脉冲式”冲击极易引发电网电压骤降、频率偏差、谐波污染，严重时可能诱发次同步谐振（SSR）或导致区域电网失稳，甚至引发“正反馈脱网”事故。