

ICS 点击此处添加 ICS 号
CCS 点击此处添加 CCS 号

T/CEC

团 标 标 准

T/CEC XXXX—XXXX

虚拟电厂建设及运营技术规范

Technical Requirements for Virtual Power Plant Construction and Operating

草案

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

中国 XXXXX 发布

目 次

前 言	II
1 范围	3
2 规范性引用文件	3
3 术语和定义	3
4 总体原则和要求	3
5 虚拟电厂建设技术要求	4
5.1 系统配置要求	4
5.2 性能基本要求	4
5.3 功能基本要求	5
6 聚合资源接入技术要求	5
6.1 聚合资源要求	5
6.2 接入技术要求	5
7 虚拟电厂运营技术要求	5
7.1 基本要求	6
7.2 资源管理要求	6
7.3 市场交易要求	6
8 虚拟电厂功能测试	6
8.1 测试应具备的条件	6
8.2 测试内容	7

前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由北京市电力行业协会提出。

本文件由××××归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

虚拟电厂建设及运营技术规范

1 范围

本标准规定了虚拟电厂建设及运营总体原则和要求、虚拟电厂技术支持系统技术要求、终端采集设备要求、聚合资源接入要求、网络安全要求等。

本文件适用于虚拟电厂建设和运营应遵循的一般原则和技术要求。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 15148 电力负荷管理系统技术规范

GB/T 32672 电力需求响应系统通用技术规范

GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则

国能发安全规〔2022〕92号《电力二次系统安全管理若干规定》

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

3.2 虚拟电厂 Virtual Power Plant

实现分布式发电、储能设备和可控负荷的聚合、优化和控制的主体或系统。

引自：IEC 63189-1 Virtual Power Plants- Part 1:Architecture and Functional Requirements

3.3

3.4 虚拟电厂运营商 Virtual Power Plant Operator

开展虚拟电厂资源聚合业务，并参与电力系统运行或电力市场的主体。

3.5

3.6 需求侧资源 Demand Side Resources

广泛分布在用户侧的可调节负荷、分布式电源、新型储能等可以聚合优化、参与电力系统运行调节的电力资源。

引自：电力需求侧管理办法（2023年版）

3.7

3.8 负荷管理装置 Load Management Unit

部署于用户侧的边缘计算装置，可实现用电负荷数据采集存储和分析计算、负荷控制等功能的设备。

引自：电力负荷管理办法（2023年版）

4 总体原则和要求

4.1 虚拟电厂应按要求签订并网调度协议，接入电力系统负荷管理系统、电力调度自动化系统等。

4.2 虚拟电厂运营单位应建设虚拟电厂技术支持系统，具备对接入的各类资源监测分析、预测调度、调节控制和管理统计等功能，可通过负荷管理装置等终端装置实现与接入的资源信息交互。

4.3 虚拟电厂在进行资源配置时应遵循外部有效性原则，即虚拟电厂在资源配置过程中应考虑资源聚合所形成虚拟电厂外特性的有效性，应作为一个整体对外提供有效、可量测的电能量或者调节特性。

- 4.4 虚拟电厂配置资源应具有适当的灵活调节能力和规模，满足所在地区对需求响应、电力市场的参与主体要求，积极参与需求响应、电能量市场、辅助服务市场等。
- 4.5 虚拟电厂运营商应与聚合资源签订合同或协议，明确聚合资源类型、容量、时间等，明确双方权利、义务、责任及收益分配方案。
- 4.6 虚拟电厂应按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证、综合防护”的总体原则，构建电力监控系统安全防护体系。
- 4.7 虚拟电厂应通过有资质单位的测试验证其调节能力。

5 虚拟电厂建设技术要求

5.1 系统配置要求

- 5.1.1 虚拟电厂技术支持系统应采用开放式体系结构、具备标准软件接口和良好的可扩展性。
- 5.1.2 虚拟电厂技术支持系统的服务器、网络交换机及通信通道宜冗余配置。
- 5.1.3 虚拟电厂技术支持系统应具备与所接入调度机构技术支持系统间同步对时能力和自动授时功能，确保本地数据和上送数据时间标记准确可靠。
- 5.1.4 虚拟电厂技术支持系统应满足 GB/T 22239、GB/T 25058、GB/T 28448 信息系统安全防护的要求。
- 5.1.5 虚拟电厂内部的运营网络应通过信息隔离装置、防火墙等方式设置合理的逻辑分区或物理隔离区来阻隔来自终端采集控制网络的安全风险，确保与调度接入网络的安全互联和数据交互。
- 5.1.6 硬件配置要求
- 宜配置前置服务器、数据库服务器、应用服务器、工作站、对时装置等。
 - 网络设备宜配置网络交换机、路由器、硬件防火墙、隔离装置、纵向认证加密设备等。
 - 安全设备宜配置入侵检测、安全审计、恶意代码防范等安全监测和防护产品。

5.1.7 软件配置

- 软件配置应包括系统软件、支撑软件和应用软件。
- 系统应配置实时数据库和历史数据库。数据库管理要求应符合 GB/T 34932—2017 的要求。

5.2 性能基本要求

- 5.2.1 虚拟电厂技术支持系统年平均可用率应不小于 99.9%，系统故障平均恢复时间应小于 8 小时，最大可接入资源数量不少于 50 个。
- 5.2.2 虚拟电厂技术支持系统与电网调度机构、交易机构、负荷管理机构等的通信方式、通信设备、传输通道和通信传输应满足电网调度机构的要求。
- 5.2.3 虚拟电厂技术支持系统数据接收模块应支持 DL/T 860、DL/T 634.5104 和 DL/T 634.5101 等多种通信规约、多数据类型的接收，支持光纤、无线、载波等多种通信方式的数据接入功能，采用无线通信方式时，应采取信息通信安全防护措施。
- 5.2.4 虚拟电厂技术支持系统具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足要求，能够将实时量测数据上传至电力调度机构技术支持系统，系统全年在线率不低于 99%，上送数据校验合格率不低于 98%。
- 5.2.5 虚拟电厂技术支持系统应具备实时有功、无功、电流、电压、遥信等运行类数据交互，参与日前电能量交易的运行类数据交互频率不小于 15 分钟/次，参与辅助服务交易的运行类数据交互频次不大于 1 分钟/次。
- 5.2.6 虚拟电厂技术支持系统应具备数据和信息进行存储、计算、分析、评估等功能，包括但不限于：
- 秒级数据保存时间应不小于 3 个月；分钟级数据保存时间应不小于 1 年；小时级数据及事件数据的保存时间应不小于 3 年；
 - 支持按电压等级、母线、台区、配变选择数据源，支持按日、月、季、年或者自定义时间段统计；

- c) 支持统计指定量的最大值、最小值、平均值和发电量总加值，统计时段包括年、月、日、时等。

5.3 功能基本要求

- 5.3.1 虚拟电厂技术支持系统应具备与电力调度系统、电力交易平台、电网负荷管理系统交互能力，具备负荷预测、发用电计划管理、负荷管理策略执行等功能。
- 5.3.2 虚拟电厂技术支持系统应具备：遥测、遥信、遥控等远动功能，运行监视、生产管理、网络通信、安全防护等功能。
- 5.3.3 虚拟电厂技术支持系统应具备对聚合资源的信息采集和控制管理功能，能通过负荷控制装置等终端实现与接入资源的运行监测、信息交互、调节管理等功能。
- 5.3.4 虚拟电厂技术支持系统应具备有功控制功能，支持接收调度机构的指令或计划曲线，支持对聚合资源进行远程控制，并按合理策略分解后向单体负荷下达指令，支持对资源的控制响应性能或调节贡献进行评价。
- 5.3.5 虚拟电厂技术支持系统应具备数据上送校验处理功能，包括合理性检查、零漂和跳变滤波、置数及采样保存、上送通道异常告警及切换等。具备公式自定义计算功能，支持根据调度机构要求对数据进行灵活快速处理和统计。
- 5.3.6 虚拟电厂技术支持系统能够向运营范围内所有资源终端下发有功调节实时指令或计划曲线。从收到调度机构指令到资源终端收到分解指令的时延不应大于 5 秒。
- 5.3.7 虚拟电厂技术支持系统应通过调节能力验证测试，并能够提供实际调节能力证明。

6 聚合资源接入技术要求

6.1 聚合资源要求

- 6.1.1 虚拟电厂所聚合的可调节资源应符合电网接入规范、满足电网安全技术要求。
- 6.1.2 虚拟电厂聚合资源应具有电力营销户号等基本信息，具有满足电力市场交易要求的计量装置，可实现独立可信计量，并能提供历史用电情况数据。
- 6.1.3 虚拟电厂聚合资源应与虚拟电厂运营方签订购售电合同，提供电能量和辅助服务的接入资源应与电网企业签订并网调度协议。
- 6.1.4 虚拟电厂聚合资源应具备调节能力或发电能力，聚合的资源主要包括分布式光伏、分散式风电、储能、电动汽车（充电桩）、蓄冷蓄热空调、电热水器、高载能工业负荷、居民农业侧可调节负荷等可调节资源。
- 6.1.5 虚拟电厂所聚合资源的总调节能力应不低于 5MW，连续调节时间不低于 1 小时。
- 6.1.6 同一时间周期内，聚合资源仅可与一家虚拟电厂运营商建立聚合代理服务关系。
- 6.1.7 聚合资源最短参与虚拟电厂聚合代理服务时间为 1 个月。

6.2 接入技术要求

- 6.2.1 聚合资源应通过负荷管理装置等边缘控制终端接入虚拟电厂技术支持系统。
- 6.2.2 边缘控制终端应具备交流模拟量采集功能，有功功率采集准确度不低于 0.5 级，无功电能计量准确度不低于 1 级。
- 6.2.3 边缘控制终端数据采集信息包括但不限于以下信息：
- (1) 遥测信息：并网点的频率、电压、电流、电能质量、系统温度、运行时间、累计充电电量、累计放电电量、最大充电容量、最大放电容量等。
 - (2) 遥信信息：并网点设备状态、告警状态、通信状态、寿命状态、温度状态等。
 - (3) 遥控信息：充放电状态、最大允许充电功率、最大允许放电功率等。
 - (4) 遥调信息：有功功率、无功功率和功率因数等。
- 6.2.4 虚拟电厂聚合资源应配合虚拟电厂运营商开展调节能力测试，具体包括：调节容量、持续时间、调节速率、响应时间、调节精度等项目。

7 虚拟电厂运营技术要求

7.1 基本要求

- 7.1.1 参与电力市场交易的虚拟电厂系统应由满足电力交易员职业标准要求专业技术人员负责。
- 7.1.2 虚拟电厂运行人员需具备调度业务联系资质，方可开展调度业务联系。
- 7.1.3 虚拟电厂技术支持系统发现缺陷或故障，应及时上报电网调度机构申请停运消缺。
- 7.1.4 虚拟电厂运营商与聚合资源确定参与交易方案，虚拟电厂与聚合资源的收益分配方案由双方自主协商确定。
- 7.1.5 结算依据应为经过法定计量检定的计量装置或负荷管理装置采集数据。

7.2 资源管理要求

- 7.2.1 虚拟电厂运营上聚合资源应单独注册，根据聚合资源类型及聚合方式组合形成机组(交易单元)，分为发电储能类机组(#1机)、负荷类机组(#2机)。
- 7.2.2 发电储能类机组(#1机)聚合分布式光伏、分散式风电等发电类机组或分布式储能等未纳入调度管理的储能类资源，其爬坡能力应不小于0.2兆瓦/分钟。
- 7.2.3 负荷类机组(#2机)聚合直接参与市场交易的用户时，其签约的售电公司和虚拟电厂运营商应属于同一法人。负荷类资源根据聚合方式、聚合资源能力等分为全电量负荷类机组(#2F机)、调节量负荷类机组(#2R机)。

(一)全电量负荷类机组(#2F机)聚合直接参与市场交易的用户(含用户侧储能)全部电量。被聚合用户全部电量按照与虚拟电厂运营商签订的电力零售合同(电能量+调节收益)结算。

(二)调节量负荷类机组(#2R机)聚合可调节用户(含用户侧储能)调节电量。所聚合用户可为直接参与市场交易的用户、电网企业代理购电用户。所聚合用户与虚拟电厂运营商签订调节收益分成协议。聚合直接参与市场交易的用户时，可在用户与虚拟电厂运营商签订的电力零售合同中体现调节收益分成协议；聚合电网代理购电用户时，用户与虚拟电厂运营商单独签订调节收益分成协议。

- 7.2.4 根据虚拟电厂机组聚合资源调节能力、信息交互情况分为直控型、短时响应型与长时响应型，应满足参与相应市场的技术条件。

(一)直控型机组指具备与调度系统实时信息交互功能(信息交互时间为秒级)，可跟踪实时市场计划曲线并实时响应调度指令，调节时间为秒级的虚拟电厂机组。

(二)短时响应型机组指具备与调度系统和新型电力负荷管理系统信息交互功能，可6小时及以内接收并响应调度指令的虚拟电厂机组。

(三)长时响应型机组指具备与调度系统和新型电力负荷管理系统信息交互功能，具备6小时以上、16小时及以内接收并响应调度指令的能力。

7.3 市场交易要求

- 7.3.1 虚拟电厂参与市场交易应满足国家、行业规定及注册所在地市场规则。
- 7.3.2 虚拟电厂以机组为单位参与电能量市场、辅助服务市场、需求响应等。
- 7.3.3 虚拟电厂以独立主体参与电能量交易，通过对市场电价、负荷需求的预测及聚合资源的申报，参与电能量交易。
- 7.3.4 虚拟电厂参与辅助服务市场应满足调节容量、响应时间、持续时间等指标，参与调频辅助服务应具备AGC系统并调试合格。
- 7.3.5 虚拟电厂与聚合资源按照市场规则和双方协议参与市场交易，双方共同确定各时段交易量及交易价格，并约定偏差责任。
- 7.3.6 虚拟电厂运营商调节电量收益为各机组调节电量电费之和。
- 7.3.7 虚拟电厂调节量负荷类机组(#2R机)基线负荷按照《GB/T 37016-2018 电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求》，由聚合资源对应电力营销户号累加计算得到。
- 7.3.8 虚拟电厂负荷类机组参与电网调节时，若某个资源连续3次均无实际调节电量，则将其移出被聚合序列，并同步更新虚拟电厂机组调节能力信息。

8 虚拟电厂功能测试

8.1 测试应具备的条件

8.1.1 虚拟电厂应已接入电网调度管控系统，并完成系统联调，机组具备准确上送负荷实时功率能力，数据周期不应超过 15min。

8.1.2 虚拟电厂机组应稳定运行 15 日以上。

8.1.3 虚拟电厂机组应提供聚合资源历史运行数据及测试日基线负荷曲线。

8.2 测试内容及步骤

8.2.1 测试虚拟电厂机组聚合资源的接入规模与申报范围的一致性。

8.2.2 测试虚拟电厂日基线负荷曲线的准确性及可调节能力是否满足要求。

8.2.3 对于虚拟电厂长时响应型机组，测试开始时刻前 6 小时至 16 小时内，下发调节指令；对于短时响应型型机组，测试开始时刻前 6 小时内，下发调节指令；对于直控型机组，测试开始时刻下发实时调节指令。

8.2.4 虚拟电厂接受调度指令后，调节机组负荷至目标负荷。

8.2.5 应及时记录调度指令下达时间、机组接受并响应调度指令的时间、机组调节时的初始负荷、最终达到的实际负荷以及持续时间。

8.2.6 在测试过程中，若出现平台异常、网络中断、聚合数据异常等严重问题，导致测试单位无法从聚合平台监视机组聚合资源的状态和功率时，测试终止；待缺陷消除后，重新开展测试。

8.2.7 在测试过程中，虚拟电厂机组的有功功率数据同时在 EMS 和聚合平台中采集，其余运行参数从聚合平台中采集。

8.2.8 在测试结束后，虚拟电厂按参数清单提供指定时间段和时间间隔的测试数据。