

T/CWDPA

团 体 标 准

T/CWDPA XXX—XXXX

虚拟电厂与微电网协同调度优化技术导则

Technical guidelines for collaborative scheduling optimization of virtual power plant
and microgrid

（征求意见稿）

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

中国西部开发促进会 发 布

目次

前言 III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 一般原则 2

 4.1 安全性原则 2

 4.2 可靠性原则 2

 4.3 经济性原则 2

 4.4 环保性原则 2

 4.5 公平性原则 2

 4.6 兼容性原则 2

5 总体要求 2

 5.1 核心能力要求 3

 5.2 系统构成要求 3

 5.3 基本功能要求 3

6 系统架构 4

 6.1 总体架构 4

 6.2 大电网调度层 4

 6.3 虚拟电厂协调层 4

 6.4 微电网控制层 4

 6.5 信息域 4

 6.6 能量域 4

7 资源接入与管理 4

 7.1 资源类型 4

 7.2 接入要求 4

 7.3 资源管理 5

8 核心技术要求 5

 8.1 能源供需预测技术 5

 8.2 储能协同技术 5

 8.3 通信与数据传输技术 5

 8.4 优化算法技术 6

9 约束条件 6

10 多时间尺度协同调度策略 6

 10.1 日前协同调度策略 6

 10.2 日内协同调度策略 7

 10.3 实时协同调度策略 7

 10.4 需求响应协同调度策略 错误！未定义书签。

11 信息交互 8

11.1 信息交互内容	8
11.2 信息交互协议	8
11.3 信息交互要求	8
12 安全防护	8
12.1 总体要求	8
12.2 网络安全防护	8
12.3 系统安全防护	8
12.4 数据安全防护	9
12.5 控制安全防护	9
13 运行管理	9
13.1 运行模式	9
13.2 运行监控	9
13.3 故障处理	9
13.4 应急管理	9
13.5 运行考核	10
14 综合性能评估	10
14.1 评估指标体系	10
14.2 评估方法	10
14.3 评估流程	11

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XXXXX提出。

本文件由中国西部开发促进会归口。

本文件起草单位：。

本文件主要起草人：。

虚拟电厂与微电网协同调度优化技术导则

1 范围

本文件规定了虚拟电厂与微电网协同调度优化的术语和定义、一般原则、总体要求、系统架构、资源接入与管理、核心技术要求、协同调度优化模型、多时间尺度调度策略、信息交互、安全防护、运行管理及综合性能评估。

本文件适用于并网运行的虚拟电厂与多个微电网协同调度优化系统的规划、设计、建设、运行和评估，也可作为独立微电网接入虚拟电厂参与电力系统调度的技术依据。

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 12325 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差
- GB/T 22239 信息安全技术 网络安全等级保护基本要求
- GB/T 33593 分布式电源并网技术要求
- GB/T 47241 虚拟电厂技术导则
- GB/T 51341 微电网工程设计标准
- T/CIET 691 智能微电网优化调度技术规范
- IEC 61850 电力自动化用通信网络与系统 (Communication networks and systems for power utility automation)
- IEC 60870-5-104 远程控制设备和系统 第 5-104 部分：传输协议 使用标准传输配置文件的 IEC 60870-5-101 网络接入 (Part 5-104: Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles)

3 术语和定义

GB/T 47241 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

微电网 microgrid

具有明确电气边界的多个分布式能源和负载互联形成的单一可控系统，既可运行于并网模式也可运行于孤岛模式。

注：这个定义既包括公用的配电微电网，也包括用户自有的微电网设施。

[IEC 60050-617: 2017, 定义 617-04-22]

3.2

虚拟电厂与微电网协同调度 virtual power plant and microgrid coordinated dispatch

虚拟电厂聚合多个微电网及分布式资源，通过信息交互和能量协调，共同参与电力系统运行，实现跨微电网资源优化配置和系统安全稳定运行的调度模式。

3.3

微电网并网点 microgrid interconnection point

对于有配电站的微电网，指配电站高压侧母线或节点；对于无配电站的微电网，指微电网的输入 / 输出汇总点，也是微电网与虚拟电厂进行功率交换的接口。

3.4

分布式协同调度 distributed coordinated dispatch

虚拟电厂与各微电网作为平等的市场主体，通过点对点信息交互和分布式优化算法，实现自主决策、利益均衡和协同运行的调度方式。

3.5

深度强化学习调度 deep reinforcement learning dispatch

结合深度学习和强化学习技术，通过智能体与电力系统环境的持续交互试错，自主学习最优协同调度策略的方法。

3.6

多时间尺度协同调度 multi-time scale coordinated dispatch

涵盖日前、日内、实时三个时间尺度，通过滚动优化和闭环控制，实现长周期计划与短周期调节相衔接的调度体系。

4 一般原则

4.1 安全性原则

应确保协同调度过程中设备和人员安全，具备完善的保护和控制机制，满足电力系统安全稳定运行要求。任何调度决策不得危及大电网和微电网的安全边界，故障情况下应能快速隔离并恢复供电。

4.2 可靠性原则

应确保系统在各种运行条件下能够稳定可靠供电，满足用户电能质量和供电连续性要求。通过合理配置备用容量、优化设备运行状态和跨微电网功率支援，提高区域供电可靠性。

4.3 经济性原则

应综合考虑全系统运行成本最小化，包括：

- a) 源侧成本：分布式电源燃料费用、启停成本、运行维护成本、折旧费用；
- b) 储能侧成本：各类储能装置充放电损耗成本、寿命折旧成本；
- c) 负荷侧成本：负荷削减、平移等需求响应参与成本；
- d) 交互成本：虚拟电厂与大电网、微电网与虚拟电厂之间的购售电成本。

4.4 环保性原则

应减少系统运行过程中的污染物和温室气体排放，提高可再生能源利用率。通过优化调度促进清洁能源就地消纳，降低对传统化石能源的依赖。

4.5 公平性原则

应保障各参与主体的合法权益，建立合理的利益分配机制和成本分摊机制，确保虚拟电厂、微电网运营方和终端用户的收益与贡献相匹配。

4.6 兼容性原则

应支持不同类型、不同技术路线、不同建设规模的虚拟电厂和微电网接入，采用标准化接口和协议，实现互联互通和即插即用。

5 总体要求

5.1 核心能力要求

虚拟电厂与微电网协同调度系统应满足可观、可测、可调、可控，具备以下核心能力：

- a) 跨微电网资源聚合与统一管理能力；
- b) 多时间尺度协同优化决策能力；
- c) 多种运行模式平滑切换能力；
- d) 故障快速响应与应急处置能力；
- e) 电力市场交易与辅助服务参与能力。

5.2 系统构成要求

协同调度系统应包含以下核心组成部分：

- a) 虚拟电厂协调控制系统：负责资源聚合、调度指令分解、跨微电网协调和市场交易；
- b) 微电网能量管理系统：负责微电网内部资源监控、功率分配和本地优化；
- c) 分布式资源终端：负责分布式电源、储能、负荷的数据采集和执行控制；
- d) 通信与数据平台：负责各层级间的信息交互和数据处理；
- e) 安全防护系统：负责网络安全、系统安全和数据安全防护。

5.3 基本功能要求

5.3.1 监测功能

应能够实时监测以下参数：

- a) 各微电网并网点的功率、电压、电流、频率；
- b) 分布式电源的出力状态和运行参数；
- c) 储能系统的充放电功率、荷电状态(SOC)；
- d) 各类负荷的用电功率和运行状态；
- e) 系统电能质量指标和设备健康状态。

5.3.2 控制功能

应实现以下控制能力：

- a) 分布式电源的启停控制和出力调节；
- b) 储能系统的充放电功率和模式控制；
- c) 可调节负荷的投切和功率调节；
- d) 微电网并网点的功率控制；
- e) 微电网并网/孤岛运行模式的切换控制。

5.3.3 保护功能

应具备以下保护功能：

- a) 过流、过压、欠压、短路、孤岛保护；
- b) 设备过载和异常运行保护；
- c) 跨微电网故障隔离保护；
- d) 控制指令异常保护；
- e) 通信中断保护。

5.3.4 能量管理功能

应实现以下能量管理能力：

- a) 能源供需预测与分析；
- b) 多目标优化调度决策；
- c) 跨微电网能量平衡与功率支援；
- d) 电力市场交易策略优化；
- e) 系统运行状态评估与预警。

6 系统架构

6.1 总体架构

虚拟电厂与微电网协同调度优化系统采用“三层两域”的总体架构，包括大电网调度层、虚拟电厂协调层、微电网控制层三个层级，以及信息域和能量域两个领域。

6.2 大电网调度层

6.2.1 负责制定区域电力系统运行方式和调度计划，向虚拟电厂下达调度指令和市场信号，监测系统运行状态，协调虚拟电厂与大电网的功率交换，处理系统级故障。

6.2.2 大电网调度层涵盖国家、区域、省、地、县五级调度机构，各级调度机构按照调度管辖范围分工协同：

- a) 国家级和区域级调度机构负责跨区跨省电力平衡和联络线控制；
- b) 省级调度机构负责全省电网运行方式安排和统调资源调度；
- c) 地（市）级和县级调度机构负责 10kV 及以下配电网调度管辖，虚拟电厂接入配电网的分布式资源应纳入相应地调、县调的调度管理范围，虚拟电厂协调层应与配电网调度机构建立信息交互和调度衔接机制。

6.3 虚拟电厂协调层

作为连接大电网和微电网的中间枢纽，负责：

- a) 聚合多个微电网和分散式分布式资源；
- b) 接收并分解大电网调度指令，下发至各微电网；
- c) 参与电力市场日前、日内和实时交易；
- d) 提供调峰、调频、备用等辅助服务。

6.4 微电网控制层

负责微电网内部的运行控制和能量管理，包括：

- a) 采集微电网内各类资源的运行数据；
- b) 执行虚拟电厂下达的调度指令；
- c) 优化微电网内部的功率分配和运行控制；
- d) 保障微电网在并网和孤岛模式下的安全稳定运行；
- e) 向虚拟电厂上报运行状态和调节能力。

6.5 信息域

实现各层级之间的信息交互和数据共享，提供数据采集、传输、存储、处理和分析能力，支撑调度优化决策和运行管理，保障信息安全和数据隐私。

6.6 能量域

实现电能的生产、传输、存储和消费，保障电能质量和供电可靠性，支持微电网并网/孤岛运行模式的平滑切换，实现能量的双向流动和优化配置。

7 资源接入与管理

7.1 资源类型

可参与协同调度的资源包括：

- a) 分布式电源：光伏发电、风力发电、微型燃气轮机、柴油发电机、生物质发电等；
- b) 储能系统：电化学储能、超级电容器、飞轮储能、储热/冷、储气等；
- c) 可调节负荷：工业可中断负荷、商业温控负荷、居民柔性负荷、电动汽车充电设施等；
- d) 其他资源：柔性互联装置电能质量治理设备等。

7.2 接入要求

资源接入应满足以下要求：

- a) 符合 GB/T 33593、GB/T 51341 和 T/CIET 691 的相关规定；
- b) 具备标准化的通信接口和数据协议，支持 IEC 61850、MQTT 等主流协议；
- c) 能够提供准确的运行状态、调节能力和技术参数信息；
- d) 支持远程控制和自动调节，响应时间满足不同调度阶段要求；
- e) 具备完善的保护功能，能够与系统保护装置配合动作。

7.3 资源管理

应建立完善的资源全生命周期管理体系：

- a) 资源注册与备案：对接入资源的基本信息、技术参数、调节能力进行登记备案；
- b) 资源能力评估与认证：定期对资源的调节性能、响应速度、可靠性进行评估认证；
- c) 资源状态实时监测：对资源的运行状态、出力水平、健康状况进行实时监测；
- d) 资源调节性能考核：建立考核机制，对资源的调度指令执行情况进行考核；
- e) 资源退出管理：规范资源退出流程，确保系统运行不受影响。

8 核心技术要求

8.1 能源供需预测技术

8.1.1 分布式电源出力预测

应符合下列规定：

- a) 光伏发电：采用基于太阳辐照度、温度、光伏板特性的物理模型与机器学习算法相结合的方法；
- b) 风力发电：基于风速预测和风机特性建立模型，利用历史数据训练机器学习算法进行修正；
- c) 预测精度要求：日前预测平均绝对百分比误差 $\leq 15\%$ ，日内超短期预测平均绝对百分比误差 $\leq 8\%$ 。

8.1.2 负荷需求预测

应符合下列规定：

- a) 考虑季节、天气、工作日/休息日、特殊节假日等因素；
- b) 采用时间序列分析、回归分析、深度学习等方法；
- c) 预测精度要求：日前预测平均绝对误差 $\leq 10\%$ ，日内超短期预测平均绝对误差 $\leq 5\%$ 。

8.1.3 市场电价预测

应符合下列规定：

- a) 结合电力市场规则、历史电价数据、系统供需情况、宏观经济指标等；
- b) 运用统计分析和机器学习模型进行预测；
- c) 为协同调度和市场交易提供决策依据。

8.2 储能协同技术

应符合下列规定：

- a) 应配置适当容量和类型的储能设备，满足系统能量平衡和功率调节需求；
- b) 建立储能系统统一管理平台，实现跨微电网储能资源的协同调度；
- c) 优化储能充放电策略，提高储能利用效率和使用寿命；
- d) 支持储能参与调峰、调频、备用等多种辅助服务。

8.3 通信与数据传输技术

应符合下列规定：

- a) 建立高效、稳定、可靠的通信网络，实现各层级之间的数据实时传输；
- b) 通信延迟要求：实时调度 $\leq 100\text{ms}$ ，日内调度 $\leq 1\text{s}$ ，日前调度 $\leq 1\text{min}$ ；

- c) 数据传输应采用加密技术，确保数据的安全性和完整性；
- d) 建立完善的数据字典和数据访问权限控制机制。

8.4 优化算法技术

应符合下列规定：

- a) 系统应采用先进的优化算法，能够综合考虑经济性、可靠性、环保性等多个目标；
- b) 日前调度宜采用混合整数线性规划(MILP)、随机规划、鲁棒优化等算法；
- c) 日内调度宜采用模型预测控制(MPC)、分布式优化算法；
- d) 实时调度宜采用一致性算法、快速启发式算法、深度强化学习算法；
- e) 应采用分解协调算法将大规模优化问题分解为子问题，提高求解效率。

9 约束条件

协同调度中关键约束参数的推荐取值如下：

- a) 储能系统荷电状态(SOC)下限：宜取 5%~10%
- b) 储能系统荷电状态(SOC)上限：宜取 90%~100%
- c) 储能系统充放电效率：宜取 85%~95%；
- d) 供电电压偏差：应符合 GB/T 12325 的规定，35kV 及以上供电电压正、负偏差绝对值之和不超过标称电压的 10%，20kV 及以下三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ ，220V 单相供电电压偏差为标称电压的 $+7\%$ ， -10% ；
- e) 电力系统频率偏差：应符合 GB/T 15945 的规定，正常运行条件下频率偏差限值为 $\pm 0.2\text{Hz}$ ，当系统容量较小时，偏差限值可放宽到 $\pm 0.5\text{Hz}$ ；
- f) 分布式电源爬坡速率：光伏、风电等可再生能源爬坡速率根据资源条件确定，燃气轮机等可控电源爬坡速率根据设备参数确定，一般为额定功率的 $10\%/min \sim 50\%/min$ ；
- g) 可调节负荷调节速率：根据负荷类型确定，工业可中断负荷响应时间一般为秒级至分钟级，商业温控负荷响应时间一般为分钟级。

10 多时间尺度协同调度策略

10.1 日前协同调度策略

10.1.1 调度周期

日前调度以天为周期，制定次日24h、时间分辨率为5min至15min的运行计划。

10.1.2 输入数据

应包括以下内容：

- a) 分布式电源日前出力预测数据；
- b) 负荷日前需求预测数据；
- c) 电力市场日前电价数据；
- d) 各微电网的运行约束条件；
- e) 大电网的调度要求和功率交换限制；
- f) 设备检修计划。

10.1.3 调度流程

应符合下列规定的流程：

- a) 虚拟电厂收集各微电网上报的资源信息和运行约束；
- b) 基于多目标优化模型求解全局最优调度方案；
- c) 将调度方案分解为各微电网的运行计划；
- d) 各微电网根据自身情况对计划进行局部优化和反馈；
- e) 虚拟电厂对全局计划进行调整和确认；

f) 向大电网上报虚拟电厂整体运行计划。

10.1.4 计划内容

应包括下列内容：

- a) 各分布式电源的启停时间和出力计划；
- b) 各储能系统的充放电计划；
- c) 可调节负荷的调度计划；
- d) 各微电网并网点的功率交换计划；
- e) 虚拟电厂与大电网的购售电计划。

10.2 日内协同调度策略

10.2.1 调度周期

日内调度采用滚动优化方式，滚动周期宜为15min至1h，时间分辨率为5min至15min。

10.2.2 触发条件

当出现以下情况时，应启动日内滚动优化：

- a) 分布式电源出力实际值与日前预测值偏差超过 $\pm 15\%$ ；
- b) 负荷需求实际值与日前预测值偏差超过 $\pm 10\%$ ；
- c) 市场电价出现明显波动(变化率超过 $\pm 20\%$)；
- d) 设备发生故障或异常运行；
- e) 大电网下达临时调度指令。

10.2.3 调整机制

应符合下列规定：

- a) 采集实时运行数据和超短期预测数据；
- b) 利用滚动窗口技术更新预测模型和优化参数；
- c) 以跟踪日前计划偏差最小化为目标，重新优化调度方案；
- d) 优先调整储能系统充放电功率和可调节负荷；
- e) 其次调整分布式电源出力和微电网间功率交换；
- f) 最后调整虚拟电厂与大电网的功率交换。

10.3 实时协同调度策略

10.3.1 调度周期

实时调度的控制周期宜为1s至5min，用于应对突发情况和系统瞬间变化。

10.3.2 控制目标

应符合下列规定：

- a) 维持系统频率和电压在允许范围内；
- b) 快速平抑分布式电源出力和负荷的随机波动；
- c) 响应大电网的实时调频和备用需求；
- d) 处理系统故障和紧急情况。

10.3.3 控制策略

应符合下列规定：

- a) 采用基于模型预测控制(MPC)的快速优化算法；
- b) 建立毫秒级数据采集和通信系统；
- c) 分布式电源通过快速调节变频器频率和励磁电流实现出力快速改变；
- d) 储能系统提供毫秒级功率支撑；
- e) 紧急情况下可切除部分可中断负荷；

11 信息交互

11.1 信息交互内容

11.1.1 虚拟电厂与大电网之间

应包括以下内容：

- a) 大电网向虚拟电厂：调度指令、市场信号、系统运行状态、故障信息；
- b) 虚拟电厂向大电网：运行计划、实际出力、调节能力、市场报价、故障信息。

11.1.2 虚拟电厂与微电网之间

应包括以下内容：

- a) 虚拟电厂向微电网：调度指令、运行计划、市场信号、协调指令；
- b) 微电网向虚拟电厂：资源信息、运行状态、实际出力、调节能力、故障信息。

11.1.3 微电网内部

应包括以下内容：

- a) 微电网能量管理系统向分布式资源终端：控制指令、参数设置；
- b) 分布式资源终端向微电网能量管理系统：运行数据、状态信息、执行反馈。

11.2 信息交互协议

信息交互应采用以下标准化通信协议：

- a) 电力系统通信：IEC 61850、IEC 60870-5-104；
- b) 物联网通信：MQTT、CoAP；
- c) 互联网通信：HTTP/HTTPS、WebSocket；
- d) 工业控制通信：Modbus、OPC UA。

11.3 信息交互要求

应符合下列规定：

- a) 实时性：满足不同调度阶段的时间要求；
- b) 准确性：数据传输准确率不低于 99.9%；
- c) 可靠性：通信中断恢复时间不超过 5min；
- d) 安全性：采用加密传输和身份认证技术；
- e) 兼容性：支持不同厂商设备的互联互通。

12 安全防护

12.1 总体要求

安全防护应符合GB/T 22239和《电力监控系统安全防护规定》的相关要求，遵循“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则。

12.2 网络安全防护

应符合下列规定：

- a) 进行安全分区，将生产控制区和管理信息区严格分离；
- b) 在安全分区边界部署防火墙和隔离装置；
- c) 实施网络访问控制，限制非授权访问；
- d) 部署入侵检测系统和入侵防御系统；
- e) 定期进行网络安全审计。

12.3 系统安全防护

应符合下列规定：

- a) 对操作系统和数据库进行安全加固；
- b) 实施身份认证和授权管理，采用多因素认证；
- c) 定期进行漏洞扫描和补丁管理；
- d) 部署防病毒软件和恶意代码防范系统；
- e) 建立系统安全监控和应急响应机制。

12.4 数据安全防护

应符合下列规定：

- a) 对传输中的数据进行加密处理；
- b) 对存储的敏感数据进行加密存储；
- c) 建立数据备份和恢复机制，定期进行数据备份；
- d) 实施数据脱敏和隐私保护技术；
- e) 建立数据安全审计制度，记录数据访问和操作行为。

12.5 控制安全防护

应符合下列规定：

- a) 对控制指令进行加密和数字签名；
- b) 实施控制权限管理，严格控制控制指令的下发权限；
- c) 建立异常控制行为检测机制；
- d) 对控制指令的执行过程进行审计；
- e) 制定应急控制措施，在系统异常时能够安全停机或切换到手动控制。

13 运行管理

13.1 运行模式

协同调度系统应支持以下运行模式：

- a) 并网协同模式：所有微电网均与大电网连接，虚拟电厂统一协调调度；
- b) 部分孤岛模式：部分微电网与大电网断开，独立运行，其余微电网继续参与协同调度；
- c) 全孤岛模式：所有微电网均与大电网断开，虚拟电厂协调各微电网形成自治系统运行；
- d) 过渡模式：不同运行模式之间的切换过程。

13.2 运行监控

应符合下列规定：

- a) 建立统一的运行监控平台，实现对全系统运行状态的实时监控；
- b) 设置多级报警机制，对异常运行状态及时报警；
- c) 记录系统运行数据和操作日志，保存时间不少于 1 年；
- d) 定期对系统运行状态进行分析和评估。

13.3 故障处理

应符合下列规定：

- a) 故障处理应遵循“快速响应、分级处理、安全恢复”的原则；
- b) 故障检测与定位：利用实时监测数据快速检测故障并确定故障位置；
- c) 故障隔离与切除：通过保护装置自动隔离故障区域，切除故障设备；
- d) 故障恢复与重构：优化系统运行方式，恢复非故障区域的供电；
- e) 故障分析与总结：对故障原因进行分析，制定改进措施。

13.4 应急管理

应符合下列规定：

- a) 制定完善的应急预案，包括大面积停电、极端天气、网络安全事件、设备故障等；
- b) 建立应急指挥体系，明确各部门和人员的职责；

- c) 定期进行应急演练，提高应急处置能力；
- d) 储备必要的应急物资和设备。

13.5 运行考核

建立完善的运行考核机制，对以下方面进行考核：

- a) 调度指令执行情况和响应速度；
- b) 调节性能和调节精度；
- c) 供电可靠性和电能质量；
- d) 可再生能源消纳率；
- e) 市场交易履约情况；
- f) 安全运行情况。

14 综合性能评估

14.1 评估指标体系

14.1.1 技术效益指标

应符合下列规定：

- a) 分布式可再生能源消纳率；
- b) 系统调峰能力提升率；
- c) 系统调频能力提升率；
- d) 供电可靠性提升率；
- e) 电压合格率；
- f) 频率合格率。

14.1.2 经济效益指标

应符合下列规定：

- a) 系统总运行成本降低率；
- b) 用户平均用电成本降低率；
- c) 电力市场交易收益；
- d) 辅助服务收益；
- e) 投资回收期；
- f) 净现值。

14.1.3 环境效益指标

应符合下列规定：

- a) 二氧化碳减排量；
- b) 二氧化硫减排量；
- c) 氮氧化物减排量；
- d) 可再生能源占比提升率；
- e) 能源利用效率提升率。

14.1.4 社会效益指标

应符合下列规定：

- a) 就业岗位创造数量；
- b) 能源安全保障能力提升；
- c) 电力系统稳定性提升；
- d) 用户满意度；
- e) 行业示范效应。

14.2 评估方法

14.2.1 模拟仿真法

建立虚拟电厂与微电网协同调度系统的数学模型,利用专业仿真软件对不同调度策略进行模拟运行,获取各项评估指标的数据。

14.2.2 实际数据监测法

在系统实际运行过程中,安装各类传感器和监测设备,实时采集运行数据,进行分析和评估。

14.2.3 对比分析法

将协同调度系统运行后的各项指标与运行前的历史数据进行对比,分析系统的改进效果。

14.2.4 综合评价法

采用层次分析法、模糊综合评价法、数据包络分析法等方法,对系统的综合性能进行定量评价。

14.3 评估流程

应符合下列规定:

- a) 确定评估目标和评估范围;
 - b) 建立评估指标体系;
 - c) 收集评估数据;
 - d) 选择评估方法进行计算和分析;
 - e) 得出评估结论;
 - f) 提出改进措施和建议。
-