

ICS 号
中国标准文献分类号

CES

团 体 标 准

T/CES XXX-XXXX

园区高可靠性供电技术导则

Technical Guideline for High-reliability Power Supply System in Industrial and Commercial Parks

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

中国电工技术学会发布

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 总则.....	3
5 技术要求.....	4
5.1 敏感负荷分类.....	4
5.2 接入电网基本要求.....	4
5.3 新能源供电电源.....	4
5.4 一次系统接线方式.....	5
5.5 继电保护配置.....	8
5.6 频率要求.....	9
6 系统构建.....	9
6.1 系统分布式电源配置.....	9
6.2 一次系统接线结构及设备配置.....	10
6.3 二次设备配置.....	12
6.4 控制系统配置.....	14
6.5 通讯系统配置.....	14
7 系统控制及控制逻辑.....	15
7.1 不同运行工况下的控制逻辑及实现方式.....	16
7.2 孤岛运行	17
7.3 功率控制.....	18
8 系统运行及维护.....	18
8.1 基本要求.....	18
8.2 维护	19
8.3 测试.....	19
附录 A (XXXX)	20
附录 B (XXXX)	22

前言

本文件按照 GB/T 1.1-2020《标准化工作导则第 1 部分：标准的结构与编写规则》的要求进行编写。

本文件的内容如果涉及专利，本标准的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本文件由中国电工技术学会提出。

本文件起草单位：安徽合凯电气科技股份有限公司、华为数字能源技术公司、中国宝武集团、中国电科院、中国能源建设集团陕西省电力设计院有限公司、中冶赛迪电气技术有限公司、西安交通大学、东华工程科技股份有限公司、教育部电能质量工程研究中心、福州大学、中国石化工程建设有限公司。

本文件主要起草人：

本文件为首次发布。

园区高可靠性供电技术导则

1 范围

本标准规定了工商业园区分布式能源供电系统为满足高可靠性供电所具备的分布式电源规划与控制、负荷分类划分、一次接线方式、内外网扰动处置方式、继电保护配置、孤岛运行等内容。

本标准适用于 6-35kV 分布式能源供电系统的工商业园区，针对工商业园区供电高可靠性的需求，提出明确的供电系统控制及运行策略技术要求。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本标准。凡是不注日期的引用文件，其最新版本(包括所有的修改单)适用于本标准。

- GB/T 311.2 -2013 绝缘配合-第2部分：使用导则
- GB/T 1984-2014 高压交流断路器
- GB/T 11022-2020 高压开关设备和控制设备的共用技术要求
- GB/T 13384-2008 机电产品包装通用技术条件
- GB/T 14549-1993 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 17626.5-2019 电磁兼容试验和测量技术浪涌(冲击)抗扰度试验
- GB/T 22071.1-2018 互感器试验导则 第1部分：电流互感器
- GB/T 22071.2-2017 互感器试验导则 第2部分：电磁式电压互感器
- GB/T 33589-2017 微电网接入电力系统技术规定
- GB/T 37408-2019 光伏发电并网逆变器技术要求
- GB/T 38755-2019 电力系统安全稳定导则
- GB/T 38946-2020 分布式光伏发电系统集中运维技术规范
- GB/T 40090-2021 储能电站运行维护规程
- GB/T 50052-2009 供配电系统设计规范
- DL/T 402-2016 高压交流断路器
- DL/T 593-2016 高压开关设备和控制设备的共用技术要求
- DL/T 1412-2015 优质电力园区供电技术规范
- JB/T 3855-2008 高压交流真空断路器
- NB/T 10148-2019 微电网规划设计导则
- NB/T 10149-2019 微电网运行导则
- NB/T 41009-2017 定制电力技术导则
- T/CET 501-2021 交流快速真空断路器技术条件

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1 高可靠性供电系统 (high reliability power supply system)

当分布式能源供电系统发生外网和内网的各种扰动时，能够实现分布式能源供电系统内、外故障线路快速隔离，各重要负荷不停电持续运行的供电系统。

3.2 变流器 (converter)

改变与电能相关的一个或几个特性的装置。

3.3 短路容量比 (short circuit ratio)

新能源电源的短路容量与电力系统短路容量的比值。

3.4 并网点 (point of connection POC)

用户的电力设备及新能源电源与公共配电网的连接参考点。

3.5 同期控制 (synchro-control)

通过对并网点两边电源的电压、频率、相位角进行测量，并调节变流器满足同期并网条件，控制并网点快速开关合闸动作的操作。

3.6 非线性负载 (nonlinear load)

具有非线性阻抗特性的用电设备。

3.7 半波负载 (half wave load)

工作特性只有半个周波的用电设备。

3.8 PWM (pulse width modulation)

将每一正弦周期内的多个脉冲作自然或规则的宽度调制，使其依次调制出相当于正弦函数值的相位角和面积等效于正弦波的脉冲序列，形成等幅不等宽的正弦化电流输出，称作脉宽调制波。

3.9 黑启动(black start)

电力系统停电后通过内部电源实现启动。

3.10 软启动 (soft start)

通过对电压或频率的调节来实现降低电动机冲击涌流的启动方式。

3.11 分布式能源供电能量管理系统 (Distributed energy supply energy management system)

对分布式能源供电系统中电源和负荷运行进行控制的系统。

3.12 快速开关 (fast switch)

通过操作机构实现分闸时间小于 3ms，合闸时间小于 10ms 的交流开关。

3.13 快速识别技术 (rapid identification technology)

对电网扰动暂态过程电压、电流进行快速采样和识别，从扰动起始到辨识完成时间小于 5ms 的识别技术。

3.14 计划离网 (planed off-grid)

接受公共配电网调度指令而完成分布式能源供电系统与其连接电网的隔离操作。

3.15 计划并网 (planed grid-connected)

接受公共配电网调度指令而完成分布式能源供电系统与其公共配电网的投入运行操作。

3.16 非计划离网 (unplaned off-grid)

当分布式能源电源系统或与之相连接的公共配电网发生故障,由控制保护系统快速断开并网点断路器的操作。

3.17 孤岛运行 (island operation)

由新能源组成的分布式能源电源系统独立接待该区域的电力负载运行的方式。

3.18 低频减载 (under-frequency load shedding)

频率过低时,为维持功率平衡而对一部分预先选定的负荷停止供电。

3.19 新能源调频和调峰 (new energy frequency modulation and peak regulation)

分布式能源供电系统根据对连接系统频率、电压的监测和判断,对分布式能源供电系统发电电源的变流器进行的输出功率控制。

3.20 智能子阵控制器 (Smart array controller unit (简称 SACU))

一种对分布式能源供电系统发电系统变流器进行集中控制的装置

3.21 双电源快速切换 (Dual power fast switching)

当两路电源的其中一个路发生短路引起电压暂降或失电,在 25ms 内将故障电源的全部或部分负载切换到备用电源,负载不发生停电的切换方式。

3.22 母线电压快速恢复 (busbar voltage quick recovery)

当分布式能源供电系统内某条负载线路发生短路引起电压暂降,在 20ms 内快速将上级母线电压恢复到 90%以上的控制技术。

3.23 VSG 控制技术 (Virtual synchronous generator control technology)

为保证分布式能源供电系统稳定性实施的虚拟发电机模式控制技术。

3.24 分布式能源 (distributed energy resources,DER)

与中、低压电网相连的电源以及具有发电模式的负载(例如电能储存系统)。

3.25 电网扰动 (grid disturbance)

分布式能源供电系统内因负荷的变动和发电机出力的变动或者由于系统参数的突然改变带来的系统功率、电压的变动。扰动包括:单相接地或相间短路、空载变压器及电容器组合闸、、冲击负荷合闸、失电引起的电压、电流波动等。

3.26 敏感电力负荷 (sensitive electrical loads)

当电压暂降或失电时,发生设备停机的电力负荷。

4 总则

4.1 概述

工商业园区供电系统的高可靠性供电,是指当园区分布式能源供电系统发生内、外部扰动情况下,园区内的重要电力负荷,仍然能够保持连续性供电运行。

4.2 高可靠供电技术的基本要求

4.2.1 分布式能源供电系统与公共配电网并网运行时,当园区配电系统发生外部扰动时,能够在 20ms 内快速隔离与公共配电网的连接,使园区电力负荷不会因电压扰动导致停运。

4.2.2 分布式能源供电系统与公共配电网并网运行时，当园区配电系统发生内部扰动时，能够在 20ms 快速切断故障线路与配电系统的连接，使园区重要电力负荷不会因电压扰动导致停运。

4.2.3 分布式能源供电系统与公共配电网离网时，当园区分布式配电系统发生内部扰动时，能够在 20ms 快速切断故障线路与配电系统的连接，使园区重要电力负荷不会因电压扰动导致设备停运。

4.3 高可靠供电技术规划设计要求

4.3.1 工商业园区的各类型供电电源的容量，应满足园区离网情况下电力负荷的用电容量要求。其中，新能源电源的容量，应满足离网下的园区重要负荷用电容量要求。

4.3.2 工商业园区的各类型供电系统的一次系统接线方式，应具备各电源接入在发生扰动时，实现各并网点快速隔离或快速接入的目标，不会因系统扰动导致重要负荷停电。

4.3.3 工商业园区的各类型供电电源中的新能源电源，所采用的逆变器控制策略，应满足在系统电压发生扰动情况下，自动调节电能输出，而不会发生停止供电。

5 技术要求

5.1 敏感电力负荷分类

普通负荷：当电压暂降或失电时间超过 100ms，发生设备停机的电力负荷

敏感负荷：当电压暂降或失电时间 50ms-100ms，发生设备停机的电力负荷

特敏感负荷：当电压暂降或失电时间 20ms-50ms，发生设备停机的电力负荷

超敏感负荷：当电压暂降或失电时间低于 20ms，发生设备停机的电力负荷

5.2 接入电网的基本要求

5.2.1 概要

本节适用于并网型分布式配电系统。分布式配电系统接入配电网后不应影响配电网的安全可靠运行。

分布式配电系统接入后，在POC处的电能质量应满足IEC相关标准的相关要求。

5.2.2 接口保护

在POC处的联络开关应易于手动或自动操作，并具备闭锁功能。在POC处，同时应安装有明显断开点的快速开关，并配置具备快速识别技术的控制单元，以便于在内、外网扰动时，实现快速解列。

接口设备应符合相应快速开关断口的耐压水平。

在POC处快速开关的分断能力应满足POC处的最大短路电流。

5.3 新能源供电电源

5.3.1 概要

本节旨在提出分布式配电系统中DER的基本技术要求。IEC TS 62786:2017中已经给出了DER接入配电网的原则和技术要求，其内容适用于并网运行模式分布式配电系统中的DER。IEC TS 62898-2:2018给出了DER在不同的分布式配电系统运行模式下的技术要求和运行规范。

分布式配电系统中的DER可以是同步发电机、异步发电机、变流器型的发电机。同步发电机因具有转动惯量可以直接耦合到分布式配电系统，并且通常工作在下垂模式。

对于变流器型的DER的控制方法通常包括对注入有功以及无功功率的控制、电压控制、频率控制以及下垂控制（P-f, Q-V）。

IEC TS 62786给出DER的常用功能，包括：

- ①电压和频率控制能力。
- ②有功和无功功率输出的调节能力。
- ③能量管理系统对并网点快速开关与分布式配电系统逆变器的联合并网、离网切换。
- ④抗频率波动能力。
- ⑤故障穿越能力。
- ⑥具备调频或调峰的功能。

在独立型分布式配电系统、孤岛模式的分布式配电系统和分布式配电系统模式切换的过程中，DER应能适应恶劣的运行环境。

5.3.2 并网模式下 DER 的技术要求

当分布式配电系统工作在并网模式下时，分布式配电系统的频率和电压能够通过相连公共配电网来调节。DER应遵循IEC TS 62786:2017和当地电网的要求。

当相连的公共配电网电压和频率发生偏差，需要执行调频和调峰要求时，分布式配电系统应在当地电力管理部门的指令下，实施调频或调峰操作。

5.3.3 独立型分布式配电系统和孤岛模式的并网型分布式配电系统中 DER 的技术要求

在独立型分布式配电系统或孤岛运行的并网型分布式配电系统中，分布式配电系统应能在一段时间内或永久地独立运行。在这些运行模式下，电力负荷只能由DER和负荷管理来满足，而DER的容量应能保证重要负荷的供电。

如果没有相连配电网的支持，分布式配电系统在孤岛运行模式中可能会遇到更严重的电能质量问题。尤其是发生内网短路引起的电压暂降时，分布式配电系统的事故线路应配备具备快速识别控制的快速开关，快速切离故障线路，快速恢复母线电压在90%以上，防止由此引起的分布式配电系统全部或部分分支区域停电事故。

在这些运行模式下，分布式配电系统中应有至少一个（或一组）可控的DER来提供基准频率和基准电压。

当并网型分布式配电系统运行在孤岛模式时，分布式配电系统应监控配电网的电压、频率和相位角。当配电网的电压和频率允许时，分布式配电系统可进行并网操作。其从孤岛模式到并网模式的切换应通过同步控制来实现。

5.4 一次系统接线方式

5.4.1.单母线结构

单母线接线的结构是，采用一组母线，所有新能源电源及各馈出线，均通过断路器连接在该母线上，其母线通过并网点的快速开关与公共配电网电源连接。参见附图A（1）。

5.4.2 单母线分段结构

供电可靠性要求高的微电网（如大型海岛或者城市社区供电）可采用分段母线结构。

单母线分段接线的结构是，采用两段母线，所有新能源电源及各馈出线，分别通过断路器连接在两端母线上，两段母线之间通过母联断路器连接。两段母线通过各自并网点的快速开关与公共配电网电源连接。参见附图A（2）。

5.4.3 多层母线结构

供电范围较大，DER相对分散的分布式配电系统可采用多层母线结构。

多层母线接线的结构是，上层母线与下层母线通过并网点快速开关连接。一部分新能源电源及各馈出线，分别通过断路器连接在上层母线上；另一部分新能源电源及各馈出线，分别通过断路器连接在下层母线上。上层母线通过并网点的快速开关与公共配电网电源连接。参见附图A（3）。

5.4.4 独立型分布式配电系统典型结构

独立型分布式配电系统除了没有与公共配电网的POC，接线方式与并网型分布式配电系统类似。

独立型分布式配电系统典型结构是，采用一组母线，所有新能源电源及各馈出线，均通过断路器连接在该母线上，母线不与公共配电网电源连接。参见附图A（4）。

5.5 继电保护配置

5.5.1 概要

独立型分布式配电系统保护与传统辐射型配电网的保护不同，因为分布式配电系统故障时没有来自配电网的故障电流，因此，对于只包含变流器型电源而没有同步发电机的分布式配电系统，需要进行故障电流计算以确保分布式配电系统的保护装置能正确动作，相关内容参见GB/T 7260.1。

并网型分布式配电系统中，并网运行模式和孤岛运行模式下的故障电流不同。并网模式下，故障电流更大，因为故障电流同时受到公共配电网和分布式配电系统内DER二者的影响；而在孤岛模式下，故障电流仅受DER的影响。变流器型DER最大输出电流通常会限制在额定电流的1.5-2倍，故障电流相对更小。因此，两种不同的运行模式需要不同的继电保护设定值。

分布式配电系统接入公共配电网不应影响与之相连的配电网的安全、稳定和可靠运行。分布式配电系统与公共配电网并网点POC的保护配置，应与公共配电网现有保护相匹配。并网型分布式配电系统可被看作电力负荷或发电机，其与公共配电网相连的保护应符合以下原则：

- ① 如果分布式配电系统采用专用连接线方式接入公共配电网，专用连接线的保护应该按照双向电源保护原理设置；
- ② 如果分布式配电系统采用T接方式接入公共配电网，分布式配电系统侧应配置电流方向保护；
- ③ 如果分布式配电系统直接接入低压电网母线，分布式配电系统应该安装过电流保护。

5.5.2 DER元件保护

在分布式配电系统中，变压器与旋转式分布式发电机应配置可靠的保护装置。DER元件保护应能够检测到电网侧的短路故障（包括单相接地故障）和缺相故障，并在这些条件下迅速断开DER。为了确保操作人员人身和设备安全，DER应安装低电压和过电压保护装置。

5.5.3 分布式配电系统元件保护

所有接入分布式配电系统的元件的保护装置均须要适应并网和孤岛两种不同运行模式下的故障水平，而且两种运行模式下的故障可能完全不同。这就要求具备至少两套可切换的保护定值。

5.5.4 分布式配电系统切负荷

分布式配电系统中的可中断负荷应具有低频减载和低压减载的能力。切负荷的保护装置应参考下垂控制的特性来进行设置。

5.6 频率要求

5.6.1 园区正常运行条件下频率偏差限值为 $\pm 0.5\text{Hz}$ 。

5.6.2 冲击负荷引起的园区频率变化为 $\pm 0.5\text{Hz}$ 。根据冲击负荷性质和大小以及园区的条件也可适当变动，但应保证近区电力网、发电机组和用户的安全稳定运行以及正常供电。

5.6.3 通过监测及直接或间接统计频率超限时间以获得表征电网频率在限值以内的一种方法。统计时间以s为单位，计算公式如下：

$$\text{频率合格率} = \left(1 - \frac{\text{频率超限时间}}{\text{总运行统计时间}}\right) \times 100\%$$

6、系统构建

6.1 系统分布式电源的配置

6.1.1 高可靠供电园区应因地制宜，应充分考虑当地的风、光、水、气等发电资源、电力用户需求和电网发展规划，并优先利用可再生能源发电。对于天然气、柴油等非可再生资源，应对燃料供应情况、品质和成本等进行分析。

6.1.2 高可靠供电园区电源配置应考虑园区内的电力负荷类型和负荷特性，以及近远期的负荷增长需求，并考虑适量的储能比例。

并网型园区供电系统中分布式电源装机容量应满足园区供电系统内部电力负荷需求和与外部电网交换功率及电量的要求。在满足经济性的条件下，并网型园区供电系统中分布式电源年发电量宜与负荷年用电量相匹配。园区供电系统中分布式电源配置还应满足极端条件下重要负荷的供电需求。

独立型园区供电系统中分布式电源装机容量宜满足最大电力负荷需求，分布式电源年发电量应大于负荷年用电量并留有裕量。园区供电系统中分布式电源配置还应满足极端条件下重要负荷的连续供电需求。

6.1.2.1 储能功率配置

① 园区孤岛系统内储能系统额定功率应不小于稳态电力负荷功率。

- ② 以电力电量平衡为主要目标的园区供电系统储能配置，可根据典型年、月、日内的亏缺、盈余平衡电量计算储能容量。
- ③ 以频率电压支撑为主要目标的园区供电系统储能配置，可根据频率波动最大偏差值和电压支撑时间要求，计算储能容量。
- ④ 园区孤岛系统内储能系统电源能力应满足最大单台电动机的冲击负荷要求。
- ⑤ 园区内含有较多非线性负载或半波型负载时，需单独核算负载电流对储能 PCS 的冲击，必要时加装电能质量治理设备或追加储能系统 PCS 功率。

6.1.3 高可靠供电园区当需要并网运行时，应纳入区域配电网规划，并充分考虑与外部电网的电力电量交换和调度运行要求。

6.1.4 高可靠供电园区电网应具备独立运行能力，当转为孤岛运行时应能够按照规划的运行策略连续供电。

6.1.5 高可靠供电园区供电线路应包含园区内所有架空线路和电缆线路，并与已有配电网、市政规划及周边环境现状相协调。

6.1.6 光伏与储能系统最大功率配比建议不超过 2:1。

6.1.7 当园区内存在光伏与同步发电机（如柴油发电机）运行工况时，应通过调整设计方案或能量管理策略，保障光伏逆变器机端同步短路容量比不低于 1.5。

6.1.8 储能 PCS 与光伏逆变器共母线并联时，需保证具备相同的 PWM 调制开关频率。

6.1.9 储能系统需要具备黑启动能力。

6.1.10 离网运行时 EMS 具备检测光功率、负载波动能力，检出时间不超过 50 ms。

6.1.11 对于可能长时间离网运行且配置有柴油发电机组的系统，光伏、储能升压变压器的单体容量不宜超过柴油发电机组的容量。

6.2 一次接线系统结构及设备配置

6.2.1 高可靠供电园区的并网电压等级应根据园区电网容量选择，并考虑典型运行方式下的发电及负荷情况，通过技术经济比选确定。

6.2.2 高可靠供电园区内电源布局应采取就近配置原则，在资源开发地区就地安装发电装置，可汇集接入邻近母线或馈线。

6.2.3 高可靠供电园区内配电设施的布局应根据负荷的地理位置，考虑分布式配电系统所在区域的负荷发展规划，通过比较或优化确定设计方案。

6.2.4 高可靠供电园区内的分布式电源、储能设施、开关站、配电站等站点的电气主接线应根据各自的规划容量、线路、变压器连接单元总数、设备特点等条件确定，宜采用单母线接线、单母线分段接线等接线形式，并预留扩展空间。

6.2.5 变压器的选择应根据高可靠供电园区运行方式、接入电压等级和可靠性需求等条件，确定台数、额定电压、容量、调压方式、调压范围、连接组别、分接头和中性点接地方式，应满足现行国家标准《电力变压器选用导则》GB/T 17468 和《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790 的相关要求，并应符合下列规定：

- 1) 应优先选用自冷式、低损耗变压器。
- 2) 可采用无励磁调压变压器；当无励磁调压变压器不能满足系统调压要求时，应采用有载调压变压器。
- 3) 变压器容量可按分布式配电系统与外部电网的最大连续交换功率进行选取，且宜选用标准容量。

6.2.6 高可靠供电园区并网点宜采用快速开关和与之相配合的快速识别控制器，能够在内、外网短路时快速隔离分布式配电系统和公共配电网，防止因电压暂降发生系统大面积停电事故。并应具有较高的可靠性和较小的导通损耗。

6.2.7 6kV ~ 35kV 电压等级的各进线和馈出线的断路器宜选用快速真空断路器和与之相配合的快速识别控制器，能够在内网线路发生短路时，快速隔离线路故障，防止系统因电压暂降发生大面积停电事故。

6.2.8 6kV ~ 35kV 配电装置的电压互感器宜选择过励磁倍数达到 2.5 的抗饱和型，以防止系统单相接地引起的 PT 铁磁谐振。单母线分段和多层母线、分布式独立配电网接线方式中，应采取总降变电站 PT 中性点接地，其他站的 PT 中性点不接地方式，防止 PT 铁磁谐振的发生。

6.2.9 无功补偿装置的型式和容量应根据分布式配电系统实际需求确定，并且满足公共电网接入要求。

6.2.10 储能设备应根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、充放电深度能力、自放电率和环境适应能力等技术条件进行选择，满足调频、能量调节的需求。

6.2.11 在系统的重要负荷或特敏感负荷的区域，应在该母线出线到下级开闭所的连接位置，装设阻开式母线电压快速恢复装置，下级开闭所出线发生短路导致电压暂降时，在 20ms 内快速恢复母线电压到 90% 以上，防止电压暂降引起的大面积停电事故。

在各馈出线或下级开闭所的各出线位置，装设直开式母线电压快速恢复装置，在下级开闭所出线发生短路导致电压暂降时，在20ms内快速切除故障线路，恢复母线电压到90%以上，防止电压暂降引起的大面积停电事故。

6.2.12 在系统的重要负荷或特敏感负荷的区域，应根据特敏感负荷的需求，对负荷采用整段母线快速切换、分组快速切换或单机重要设备快速切换等措施。对于重要设备，还应考虑其所带的辅机系统装设保证可持续供电的快速切换措施。

6.3 二次设备配置

6.3.1 高可靠供电园区与公共配电网的并网联络线两侧的保护应匹配，确保设备及电网的安全。

6.3.2 高可靠供电园区的能量管理系统应具备与电网管理部门进行数据交互的功能，并将园区的运行数据上传给电网调度系统，并接收调度下发的控制指令。

6.3.3 二次系统应具备采集和监视园区内电网主要设备运行状态的功能，能手动、自动控制和调节园区内电网主要设备的运行模式和运行参数。

6.3.4 园区电网系统应具备电能量计量功能，满足结算和考核的要求，接入电网前，应明确并网电量关口计量点，并在关口计量点装设双向电能计量装置。

6.3.5 通信系统应根据继电保护、安全自动装置、调度自动化及调度电话等业务需求设计。

6.3.6 时间同步系统应根据继电保护、安全自动装置及调度自动化等业务需求进行配置。

6.3.7 高可靠供电园区电网内部的系统保护配置应能够适应电网运行方式的变化。

6.3.8 园区内部电源双侧线路采取以下保护形式：

① 10(6)kV~35kV线路两侧宜配置（方向）过电流保护，也可配置距离保护；当上述两种保护性能不满足要求时，可配置纵联电流差动保护。

② 当10(6)kV~35kV线路带有分支时，带电源的各分支侧宜配置（方向）过电流保护或距离保护；当保护性能不满足要求时，可配置纵联电流差动保护。

③ 380V/220V线路宜配置过电流和过负荷保护，可由具备短路瞬时、长延时保护和分励脱扣等功能的断路器实现。

6.3.9 园区内部单侧电源线路宜采取以下保护形式：

- ① 保护装置装设在线路的电源侧；
- ② 10 (6) kV ~ 35kV 线路配置过电流保护，当不满足要求时，可配置纵差保护；
- ③ 380V/220V 线路宜配置过电流和过负荷保护，可由熔断器或带有过电流脱扣器的断路器实现。

6.3.10 根据故障分析需求，园区内 10 (6) kV ~ 35kV 电压等级电网应具备故障录波功能，当微机保护具备满足要求的故障录波功能时，可不单独配置故障录波装置。

6.3.11 园区内 10 (6) kV ~ 35kV 电压等级电网应配置频率电压异常紧急控制装置或具备相应功能，当园区电网频率电压发生异常时，应采取控制措施，维持园区电网稳定运行。

6.3.12 园区内电网系统应设置监控系统，实现对园区内电网重要电气设备的监视和控制。监控系统宜采用开放性、兼容性、抗干扰性、成熟可靠的设备，并具备与园区内部就地设备、分布式电源（储能）监控系统和能量管理系统等的数据交互要求。

6.3.13 园区内重要的电源、电网、用电设施应根据规模、重要等级以及安全管理要求配置视频监控系统等安全警卫及辅助控制系统设施，并实现集中监视。

6.3.14 园区内电网系统应设置电能量信息采集终端，采集各计量点电量信息。有计费结算要求的分布式电源应安装关口计量装置。

6.3.15 园区内电网通信应按照系统规模、电压等级、运营模式、接入方式等配置通信设备，并满足二次系统通道要求、业务需求，可采用光纤通信、无线或低压电力载波等通信方式。

6.3.16 10 (6) kV 及以上电压等级分布式配电系统宜配置时间同步系统，满足网内继电保护、监控系统和能量管理系统等的对时需求。

6.3.17 园区内时间同步系统主时钟应支持北斗系统和全球定位系统（GPS）单向标准授时信号，时间同步精度和授时精度应满足网内继电保护、监控系统和能量管理系统等设备的对时精度要求。

6.4 控制系统配置

分布式配电系统控制系统的功能应该包括功率平衡、需求侧管理和经济调度。通过对DER类型、能源成本、设备维修计划和环境影响分析达到优化运行的目的。并网型分布式配电系统应能实现从并网运行模式到孤岛运行模式的平滑切换。分布式配电系统应设置紧急控制措施，避免分布式配电系统内部故障和扰动影响相连配电网的稳定运行。并网型分布式配电系统的控制系统应能与相连公共配电网进行信息交换。

6.4.1 控制方式

分布式配电系统控制方式应与其运行方式一致。通常分布式配电系统可选用以下两种控制方式：

- 1) 集中式：控制由一个中央控制器完成，在中央控制器与各控制单元之间需要建立通信系统。中央控制器产生所有的控制逻辑和信号。在集中式控制方式下，需有一个（或一组）主要的DER，具有类似同步发电机的调节电压和频率的能力。
- 2) 分散式：分散式控制模式下的所有控制命令由各设备的控制单元产生，且只与相邻的设备节点进行信息交换（例如电压和频率信息），以各元件的自我调整为运行原则。

根据分布式配电系统的规模可采用包括集中式控制和分散式控制的分层控制方式。

6.4.2 能量管理系统配置要求

能量管理系统在保证园区供电系统安全稳定运行的基础上以经济优化运行为目标，对供电系统的发电、配电以及用电进行管理和运行结果分析。能量管理系统宜具备发电预测、新能源分布式电源管理、发用电计划、负荷管理、电压无功管理、统计分析与评估、web发布等功能。能量管理系统应满足电力监控系统安全防护规定，符合GB/T-36274的规定。

能量管理系统硬件宜配置前置服务器、数据服务器、应用服务器、web服务器、工作站、交换机/路由器等主要设备以及打印机、UPS、卫星对时等其他辅助设备。服务器和工作站的数量可根据供电系统规模以及运算量大小进行合理的增减。

能量管理系统软件宜包括操作系统、支撑软件和应用软件。10（6）kV及以上电压等级供电系统能量管理系统宜配置实时数据库和历史数据库。

6.4.3 供电监控系统配置要求

供电监控系统应具备数据采集与处理、运行模式控制、顺序控制、功率控制等功能。供电监控系统与能量管理系统通信及信息交换。

供电监控系统硬件宜配置系统中央控制器、分布式电源控制器、并网接口装置、测控保护装置等自动化设备。

系统中央控制器为园区供电系统集中控制器，具备对下层分布式电源控制器、并网接口装置、继电保护装置进行数据采集与处理、实时功率控制分配、向分布式电源控制器、并网接口装置下达模式切换命令等功能。

分布式电源控制器为各种分布式电源集中控制设备，分布式电源控制器具备对光伏、风电、生物质等各设备进行接口汇聚、协议转换、数据汇集、数据存储、集中监控、集中维护等功能。

6.5 通讯系统配置

6.5.1 分布式配电系统子系统内部通信

在分布式配电系统内部，必要情况下，分布式配电系统的能量管理系统（Energy Management System, EMS）与DER之间应有快速、可靠的通信系统。分布式配电系统内的通信协议应符合DL/T 860的要求；分布式配电系统EMS与公共配电网的通信协议应符合DL/T 1080（所有部分）和DL/T 890（所有部分）的要求。分布式配电系统系统内部通信服务应同时满足其他国家及行业规范。

分布式配电系统通信网络的建设可根据分布式配电系统建设规划分阶段实施。

6.5.2 分布式配电系统与公共配电网的通信

分布式配电系统与公共配电网的通信方式首选光缆通信，其次可选无线通信或载波通信等。

建议并网型分布式配电系统采用专用通信网络上传遥控信息，且优先采用电力调度数据传输网络。对于没有特殊控制要求的分布式配电系统，可采用公共无线网络进行通信，但应采取必要的信息防护措施保证信息安全。

6.5.3 信息交互

在正常工作情况下，并网型分布式配电系统应向公共配电网调度部门提供以下信息：

- ① POC 处接口开关的状态；
- ② POC 处的电压、频率、电流；
- ③ POC 处的有功功率与无功功率；
- ④ 储能系统的充放电状态；
- ⑤ 分布式配电系统内 DER 的出力。

6.5.4 能量管理系统与监控系统之间、监控系统内部宜采用双绞线通信、以太网通信和光纤通信，通信协议宜采用 DL/T 634.5101、DL/T 634.5104、DL/T 860 和 IEC 61850 通信协议。

6.5.5 分布式电源控制器与光伏逆变器、风力发电机、储能变流器等设备之间可采用载波通信、双绞线通信、无线通信和以太网通信，通信协议宜采用 Modbus、DL/T 634.5101、DL/T 634.5104 和 DL/T 860、IEC 61850 通信协议。

7、系统控制及控制逻辑

能量管理系统应能够按照预先设定的顺序和流程控制园区供电系统内的设备动作，应实现的基本功能包括并网启动、并网停机、黑启动、离网停机等。

并网启动：合上并网点开关，投入各电源及负荷，控制园区供电系统由停机状态平稳过渡到并网运行状态。

并网停机：退出各电源及负荷，断开并网点开关，控制园区供电系统由并网运行状态平稳过渡到停机状态。

黑启动：投入电源和负荷，控制园区供电系统由停机状态平稳过渡到离网运行状态。

离网停机：退出电源和负荷，控制园区供电系统由离网运行状态平稳过渡到停机状态。

7.1 不同运行状况下控制逻辑及实现方式

7.1.1 并离网切换系统设计要求

7.1.1.1 一般要求

- 1) 园区内并网点需要配置快速真空断路器，需具备并离网控制功能，或配置专门的并离网控制器（或 EMS 能量管理系统）。
- 2) 储能和光伏发电系统提供频率控制、电压控制、PQ/VSG 模式切换控制接口。

7.1.1.2 计划内离网转并网控制逻辑

- ① 并离网控制器具备准同期并网功能，电压检测精度不低于 0.5%，频率检测精度不低于 0.01Hz，相位检测误差不超过 1°。
- ② 同期并网合闸操作时，要求电压差不超过 2%，频率差不超过 0.1Hz，相位差不超过 3°。以降低对变流器的冲击。
- ③ 并网操作时，并离网控制器（或 EMS）持续采样监测公共配电网的电压幅值、频率和相位角，并计算出电压差，频率差，相位差，将这三样参数计算误差，通过 SACU 阵列将各误差参数发送到各 PCS，经 PCS 进行误差计算和校正后，调节各 PCS 的输出电压、频率并发送到分布式配电系统。当并离网控制器（或 EMS）监测到各参数误差满足准同期并网要求时，直接发出并网指令给 POC 快速开关完成并网操作，实现分布式配电系统与公共配电网的并网运行。

7.1.1.3 计划内并网转离网

- ① 光储系统功率能够全部接待园区电力负荷时，并离网装置立即执行离网操作，快速断开 POC。光储系统 PCS 能够快速响应调节功率输出模式，稳定系统功率，满足孤岛运行要求。不发生因快速切离公共配电网而导致部分电力负荷停电。
- ② 光储系统功率不能全部接待园区电力负荷时，并离网装置应发出限电指令给园区变电站监控系统，由变电站监控系统根据预设程序，对园区非重要电力负荷采取限电措施，收到执行完成返回指令后，执行快速离网操作。
- ③ 执行离网操作的 POC 快速断路器的分闸时间小于 3ms，合闸时间小于 10ms，相间分闸同期小于 2ms。

7.1.1.4 非计划并网转离网

- ① 当发生园区分布式配电系统外短路引起的电压暂降或短时中断时，并离网装置对故障检测时间小于 5ms，并在 20ms 内完成快速离网操作。
- ② 当发生园区分布式配电系统外短路引起的电压暂降或短时中断时，储能系统以及光伏系统应确保在 30ms 内保证园区分布式配电系统的稳定和运行，不发生负荷停电。
- ③ 光储系统功率不能全部接待园区负荷时，当发生园区分布式配电系统外短路引起的电压暂降或短时中断时，储能系统以及光伏系统应在 30ms 内按照预设的程序切除非重要负荷，同时，快速并离网装置快速切离操作，保证园区重要负荷的稳定和运行，不发生负荷停电。

④ 故障穿越最长时间

当发生园区分布式配电系统外短路引起的电压暂降或短时中断时，储能系统以及光伏系统应具备 150ms 电压暂降扰动耐受能力，满足低电压穿越要求。

⑤ 采用单母线分段接线方式的供配电系统的进线容量，必须考虑到接待两段全部负荷的能力。装设切换时间小于 25ms 的快速快速切换装置，当某段发生外部短路而引起电压暂降时，在 25ms 内完成快速切换，满足园区电网连续供电的要求。

7.2 孤岛运行

7.2.1 在园区电网正常运行状态时，电源侧与负荷侧保持发电和用电的平衡，各个发电单元和用电负荷正常运行，负荷波动范围小于园区能源站系统运行容量的 5%，此种情况下，园区电网频率波动宜小于 0.2Hz，电压波动宜小于 2%。

7.2.2 在不大于园区能源站系统运行容量 10%的负荷波动冲击时，可由综合能源调度与控制系统协调控制园区内有功和无功，迅速恢复园区电网频率和电压的稳定，此种负荷冲击情况下，园区电网频率波动应小于 0.5Hz，电压波动应小于 5%。

7.2.3 在大于园区能源站系统运行容量 10%的负荷波动冲击时，需通过采取切除部分用电负荷的措施，维持园区电网频率和电压的稳定，此种负荷冲击情况下，园区电网频率波动范围不宜超出 48.5Hz~51Hz，避免园区电网崩溃。

7.2.4 当系统在孤岛运行下的内网短路引起的电压暂降时，需要将故障频发的馈线断路器，选用分闸时间小于 3ms 的快速断路器，配备快速识别时间小于 5ms 的快速控制器，并在断路器柜下级发生短路时，在 20ms 内快速隔离故障点，保证分布式配电系统系统的安全和连续运行。

7.2.5 当系统在孤岛运行时，光储系统应具备对较大的冲击性负荷引起的电压波动的快速响应和调节能力。在园区内有较大的冲击负荷时，需要采取措施，降低冲击性负荷对系统运行稳定性的影响。

7.3 功率控制

7.3.1 系统功率控制

能量管理系统应具备根据园区供电系统能量管理系统的功率优化控制指令或人工设定值对园区供电系统内分布式电源、储能、电力负荷等进行实时功率控制。

系统中央控制器、分布式电源控制器根据收到的能量管理系统下发的调度命令，解析子阵内光伏逆变器、储能变流器、风力发电机、柴油发电控制器等可以识别的有效指令数据，并下发给所有连接到分布式电源控制器的发电设备。

园区供电系统离网运行时，能量管理系统应监视主电源的有功输出值，当其超出定值时，应能调整园区供电系统内其他电源设备，保证主电源出力在正常范围内。

能量管理系统应具备园区供电系统电压和无功管理功能，应能对园区供电系统电压和无功运行模式进行设置，包括功率因数控制模式、无功功率控制模式、电压控制模式等。

能量管理系统应能针对选定的无功电压运行模式给出其参数设定值或范围，包括电压限值、无功限值、功率因数限值。

7.3.2 有功功率控制

能量管理系统具备并网点有功功率控制能力，既能够响应调度的控制指令也能够就地控制，能根据远动调度装置确定的有功功率控制方式、调度指令，调节联络线有功功率，使运行中的交换功率在电网调度机构的允许范围内。

有功功率控制应支持以下目标：计划跟踪、削峰填谷、节能减排、平滑输出。

当需要同时调节输出有功功率和无功功率时，优先保障有功功率输出。

7.3.3 无功功率控制

能量管理系统具备并网点无功功率控制能力，既能够响应调度的控制指令也能够就地控制，能根据电网调度机构确定的无功或电压控制方式、调度指令，调节联络线无功功率和并网点电压，使得运行中的交换无功功率和电压在电网调度机构的允许范围内。

当并网点无功功率的控制方式为上下限约束形式时，能够根据无功就地平衡、保证电压合格率、保证公共连接点功率因数合格原则，控制无功功率和并网点电压。

8、系统运行及维护

8.1 基本要求

制定独立型分布式配电系统和并网型分布式配电系统的维护和测试计划之前，分布式配电系统运行维护人员应与配电系统运营商协调。分布式配电系统运行维护人员应根据设备情况对分布式配电系统的设备定期进行再评估。

8.2 维护

分布式配电系统应满足以下维护要求：

- ① 分布式配电系统的运行和管理部门应制定维护计划；
- ② 分布式配电系统的运行维护人员应为专业人员；
- ③ 分布式配电系统运行人员应定期为维修计划提供运行信息，包括：保护装置的状态、设备接地状态、其他安全设备及 DER 的状态。应定期维护分布式配电系统，并且应记录所有信息。

8.3 测试

分布式配电系统中所有设备的测试应满足以下要求：

- ① 测试过程的执行应遵循适用的安全规程、步骤并具有防范措施；
- ② 测试环境应该是设备制造商指定的合格运行环境；
- ③ 测试结果宜与配电系统运营商的要求相协调，并满足所有 DER 的要求。

8.4 当并网运行的园区分布式配电系统对所并电网的短路容量产生较大影响时，双方应通过运行方式改变，或者采用合适的限流手段来降低影响。

8.5 园区分布式配电系统并网运行与独立运行两种方式下短路电流差异较大，应制定电网、分布式配电系统保护的协调配合机制，确保各种运行方式下继电保护的选择性、快速性、灵敏性与可靠性。

8.6 园区分布式配电系统接入公共配电网运行，执行离网操作孤岛运行时，应保证公共连接点可靠断开的措施，防止因断开点不可靠对孤岛内电网、及工作人员产生危害。

8.7 园区分布式配电系统储能设备的运维，可参见“储能电站运行维护规程（GB/T 40090-2021）”。

8.8 园区分布式配电系统光伏发电设备的运维，可参见“分布式光伏发电系统集中运维技术规范（GB/T 38946-2020）”。

8.9 快速开关运维

8.9.1 快速开关及控制器所处运行环境、温湿度等应满足“交流快速真空断路器技术条件 T/CET 501-2021（交流快速真空断路器技术条件）”第 5 条规定。

8.9.2 快速开关柜现场试验项目参见“交流快速真空断路器技术条件（T/CET 501-2021）”第 10 条规定。主要包括外观检查、绝缘性能试验、主回路电阻测量、外部电源分合闸动作特性试验、辅助和控制回路的附加试验，及控制器动作特性和开关联动作试验。

附录 A (资料性附录)

A.1 典型系统配置方案

单母线结构

单母线结构可用于中压或低压微电网。可采用图A(1)所示的单母线结构。

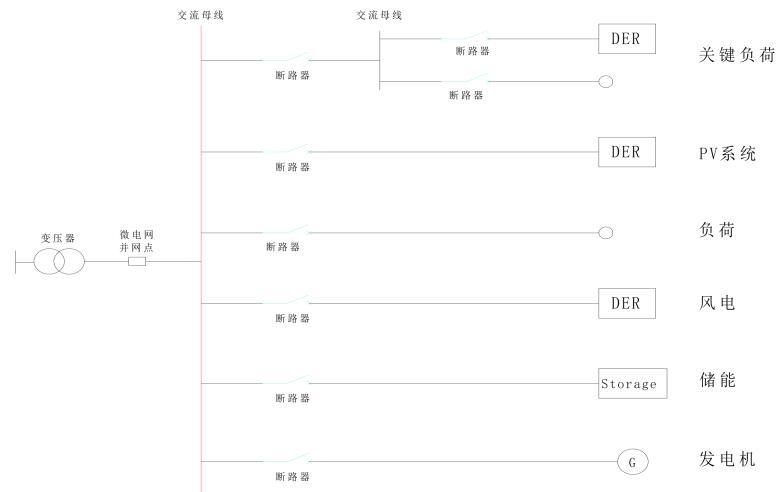


图 A(1)

分段母线结构 供电可靠性要求高的电网 (如大型海岛或者城市社区供电) 可采用图A(2)所示的分段母线结构。

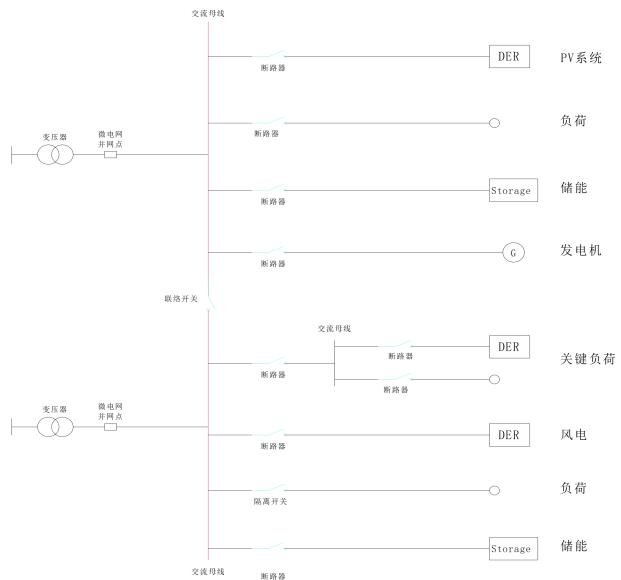


图 A(2)

多层母线结构：供电范围较大，DER相对分散的微电网可采用如图A(3)所示的多层母线结构。

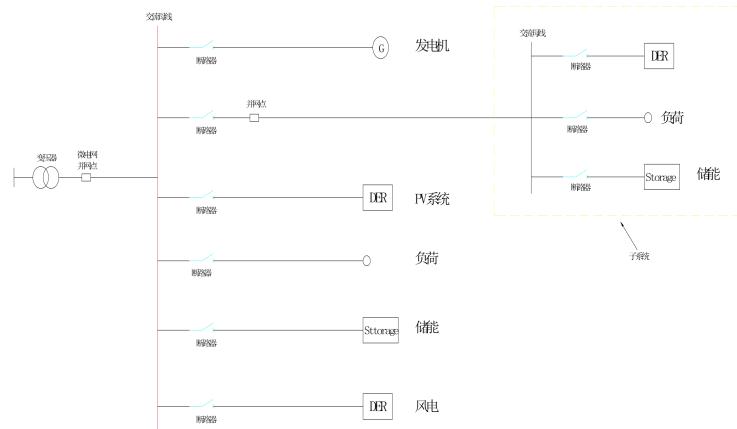
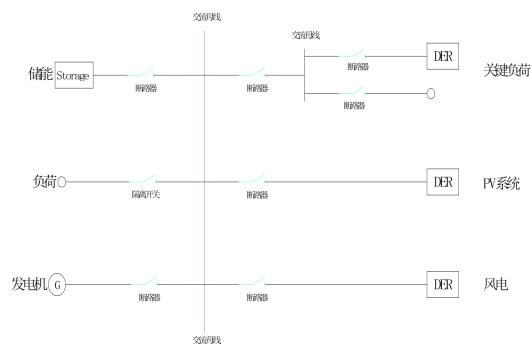


图 A(3)

独立型微电网典型结构

独立型微电网典型结构如图A(4)所示。独立型微电网除了没有与公共配电网的 POC接线方式与并网型微电网类似。



图A(4)

附录 B
(资料性附录)