

DB32

江苏省地方标准

DB32/T 5028—2025

## 有源配电网规划技术导则

Technical guidelines for planning of active distribution network

2025-02-06 发布

2025-03-06 实施

江苏省市场监督管理局 发布  
中国标准出版社 出版

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 总体要求 .....2

5 供需预测与平衡分析 .....3

6 系统一次规划 .....4

7 系统二次规划 .....5

8 分布式电源接入承载力评估 .....7

9 分布式电源与新型负荷接入要求 .....8

10 规划分析计算要求 .....10

11 经济性分析和评价 .....11

参考文献 .....13

## 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。

本文件由江苏省电力标准化技术委员会提出并归口。

本文件起草单位：中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司、国网江苏省电力有限公司经济技术研究院、南京南瑞继保电气有限公司、江苏科能电力工程咨询有限公司、国网江苏省电力有限公司盐城供电分公司、国网江苏省电力有限公司南京供电分公司。

本文件主要起草人：钱康、黄河、韩俊、晏阳、赵盛杰、闫安心、姚康宁、吴圣芳、张曼、李东森、彭宇菲、徐怡悦、黄雪正、陈丽丽、吴雨、王弘法、李阳阳、王张帆、耿路、何萍、王自桢、许若冰、张文嘉、谢珍建、蔡超、潘文婕、王娜、谷超、牛洪海、潘仁秋、吴俊。

# 有源配电网规划技术导则

## 1 范围

本文件规定了有源配电网规划的总体要求、供需预测与平衡分析、系统一次规划、系统二次规划、分布式电源接入承载力评估、分布式电源与新型负荷接入要求、规划分析计算和经济分析评价要求。

本文件适用于 10 kV 及以下各电压等级有源配电网的规划。其中 20 kV 电压等级参照 10 kV 电压等级的相关技术要求执行。

## 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)适用于本文件。

- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 15544.1 三相交流系统短路电流计算 第 1 部分:电流计算
- GB/T 29328 重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范
- GB/T 33589 微电网接入电力系统技术规定
- GB/T 36278 电动汽车充换电设施接入配电网技术规范
- GB/T 36547 电化学储能系统接入电网技术规定
- GB/T 43687 电力储能用压缩空气储能系统技术要求
- GB/T 50293 城市电力规划规范
- GB 51048 电化学储能电站设计规范
- DL/T 256 城市电网供电安全标准
- DL/T 2041—2019 分布式电源接入电网承载力评估导则
- DL/T 5729 配电网规划设计技术导则
- GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差
- GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波
- GB/T 33593 分布式电源并网技术要求
- GB/T 44241 虚拟电厂管理规范

## 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

**有源配电网 active distribution network**

接入分布式电源、储能、灵活负荷等元素,具有双向潮流和协调控制能力的配电网。

3.2

**转供能力 transfer capability**

某一供电区域内,当电网元件或变电站发生停运时,电网转移负荷的能力,一般量化为能转移的负荷占该区域总负荷的比例。

3.3

**最大反向负载率 maximum reverse load rate**

在配电网中,从低电压等级向高电压等级电网流经输变电设备的最大反向输送功率与设备运行限值的比值。

3.4

**微电网 microgrid**

由分布式发电、用电负荷、监控、保护和自动化装置组成(必要时含储能装置),是一个能够基本实现内部电力电量平衡的小型供电系统。

[来源:GB/T 33589—2017,3.2]

3.5

**分布式电源渗透率 penetration of distributed generation**

规划区域内接入相应电压等级的分布式电源装机容量占区域年该电压配电网最大全社会负荷的比例。

3.6

**虚拟电厂 virtual power plant**

通过先进的信息通信技术、智能计量以及优化控制技术,将分布式电源、分布式储能、可调节负荷等分布式资源进行集成,构成能响应电网需求、参与电力市场运行或接受电网调度的系统。

[来源:GB/T 44241—2024,3.1]

3.7

**柔性互联装置 flexible interconnection device**

采用先进的电力电子技术和通信技术,具备快速解耦控制有功功率、无功功率,或运行模式灵活切换功能,可实现有源配电网间电能高效传输和信息交互的电能路由装置。

3.8

**即插即用 plug and play**

配电终端具有统一标准的电气和数据接口、标准的自描述数据模型,通过标准的通信协议自动接入相关系统或设备。

3.9

**F因子 F factor**

在同等可靠性前提下,分布式电源能替代的常规机组容量与分布式电源装机的比值。

4 总体要求

4.1 有源配电网规划应贯彻执行国家有关法律、法规、技术标准和节能环保政策,技术先进、安全可靠、经济合理。

4.2 有源配电网规划宜考虑与国民经济发展规划、国土(城市)空间发展规划、上级电网规划、其他政府规划适应。

4.3 有源配电网应具有科学合理的网架结构、容量裕度、转供能力、分布式电源和储能接纳能力、自愈能力、数字化智能化水平,满足安全可靠、结构合理、绿色高效、友好互动等建设要求。

## 5 供需预测与平衡分析

### 5.1 一般要求

5.1.1 供需预测应包括电源侧发电预测与负荷侧需求预测,可按供电网格开展。

5.1.2 电源侧发电预测包括光伏、风电等分布式电源的可开发装机容量预测与发电量预测。

5.1.3 电源侧发电预测应根据规划区分布式电源资源开发潜力、开发规划和接入报装情况对规划区分布式电源接入总容量进行预测,并考虑多个分布式电源的集群效应,确定规划区分布式电源总出力特性。

5.1.4 负荷侧需求预测包括传统负荷以及区域内电动汽车等新型负荷的电力与电量需求预测,并兼顾储能装置等灵活性资源对负荷特性的影响。

### 5.2 电源侧发电预测

#### 5.2.1 分布式光伏发电预测

5.2.1.1 分布式光伏发电预测应开展太阳能资源分析。太阳能资源的分析应基于月度和年度的太阳能辐射和日照强度数据,宜采用太阳能辐射量总辐射、直接辐射、散射辐射、气温、相对湿度、气压、风速及风向等数据作为预测依据。

5.2.1.2 在进行分布式光伏预测时,一般以规划期内的可再生能源资源潜力为出发点,充分挖掘规划区域内可安装光伏的资源,包括建筑物屋面、立面等。

5.2.1.3 宜依据规划区域内太阳能辐射观测数据,采用适当的预测方法构建预测模型。光伏电站预测模型宜应有可扩展性。

#### 5.2.2 分散式风力发电预测

5.2.2.1 分散式风电发电预测应基于风能资源评估。风能资源评估及其数值模拟的主要特征参数包括:环境温度、相对湿度、风速统计概率分布、风向、平均风功率密度、风能、有效风能、可利用小时数等。

5.2.2.2 分散式风电发电预测应根据风能资源评估和风力发电机组功率曲线,估算分散式风电年上网电量、年等效满负荷小时数、容量系数等。

5.2.2.3 分散式风电发电预测应根据规划区域的气候特征、地形地貌、可用数据情况采用适当的预测方法进行风电功率预测建模。根据预测时间尺度的不同和实际应用的具体需求,宜采用多种预测方法,利用多源数值天气预报数据形成最优预测策略。

5.2.2.4 分布式电源远景发电预测宜参照分布式电源最大可开发容量,近期预测应结合地区发展情况,合理规划开发时序,考虑适当开发比例。

### 5.3 负荷侧需求预测

#### 5.3.1 传统负荷侧需求预测

5.3.1.1 电力需求预测的基础数据包括经济社会和自然气候数据、高压配电网规划对本规划区的负荷预测结果、历史年负荷和电量数据等。负荷侧需求预测应是规范化的历史累积数据。

5.3.1.2 电力需求预测应通过多种渠道对电力用户的负荷需求进行调查与收集工作,提升负荷需求预测的准确性。

5.3.1.3 电力需求预测应给出负荷的总量预测及分区、分电压等级预测结果,其中近期预测结果应逐年列出。

5.3.1.4 城市地区负荷预测指标应符合 GB/T 50293 的相关规定。

5.3.1.5 电力需求预测可采用空间负荷预测法、弹性系数法、单耗法、负荷密度法、趋势外推法等。根据规划区预测数据基础和实际需要,综合多种电力需求方法进行预测,经综合分析后给出高、中、低用能需求预测方案,并提出推荐方案。

5.3.1.6 空间负荷预测法应结合城乡规划和土地利用规划的功能区域划分,分析、预测规划水平年供电区域土地利用的特征和发展规律,预测相应区域电力用户和负荷分布的地理位置、数量和时序。

5.3.1.7 电量需求预测可采用年最大负荷利用小时数法、年平均负荷计算法、单位产品耗电量计算法等方法预测。宜采用多种方法,经综合分析后给出高、中、低用能需求预测方案,并提出推荐方案。

### 5.3.2 新型负荷侧需求预测

5.3.2.1 新型负荷预测宜根据不同区域、社会发展阶段、用户类型以及空间用能需求,充分考虑用户终端用电方式变化和可调节负荷、可中断负荷比例,分析充换电设施、储能装置等新型负荷的影响,确定新型负荷发展特性曲线,并以此作为规划的依据。

5.3.2.2 充换电设施负荷预测宜结合电动汽车的保有规模大小、电动汽车充电方式、电动汽车电池充放电特性等情况进行预测,预测方法可采用基于历史数据预测法、基于电力系统短期负荷预测法、蒙特卡洛模拟法等。

5.3.2.3 电动汽车保有量预测应考虑规划城市电动汽车发展、人口与国民经济等情况,且应结合不同的应用场景分车辆类型进行预测。预测方法可采用外推法、因果法和判断分析法,具体方法包括电动化率法、回归分析法、千人保有量法等。

5.3.2.4 充换电设施的布局宜结合电动汽车类型和保有量综合决定,其规模宜结合电动汽车充电需求、车辆的日均行驶里程和单位里程能耗综合确定。充换电设施规模需求预测应按照统筹规划、适度超前的原则,充分考虑电动汽车未来发展趋势。

## 5.4 电力电量平衡

5.4.1 电力电量平衡可按供电网格进行,考虑分布式电源出力、储能装置、充换电设施等可调资源的影响,形成规划年典型日电力电量平衡分析。

5.4.2 电力电量平衡应结合电力预测结果和现有线路最大载流量,确定该供电网格所需新增的配电容量及规划线路。

5.4.3 电力平衡应分析本区域内可用装机容量能否满足电力尖峰负荷需求,电量平衡应分析本区域可用装机容量能否满足一段时间内的电量需求。

5.4.4 电力平衡宜根据风电和光伏发电在不同季节的出力特性和构成比例,分季节进行平衡。

5.4.5 电量平衡宜分析各类电源的利用小时数以及弃风、弃光电量,对电量平衡结果进行整体综合评价。

5.4.6 有源配电网电力电量平衡应考虑规划区域供电能力、供电可靠性、供电质量、新能源电源渗透率、分布式电源消纳率等指标要求,并考虑极端天气事件影响评估。

## 6 系统一次规划

### 6.1 一般要求

6.1.1 有源配电网网架规划应在确定的供电区域上进行,针对不同区域的供电要求实施规划,供电区域的划分参考 DL/T 5729 的相关要求。

6.1.2 有源配电网规划应结合地区发展需求和技术经济性比较,差异化选取配电网网架结构,适应分布式电源高比例接入。

6.1.3 有源配电网可根据用户需求及运行工况灵活选择开环或合环运行方式。

6.1.4 对于接入分布式电源后最大反向负载率低于或等于 0 的地区,其网架结构应符合 DL/T 5729 的相关规定。

## 6.2 10 kV 配电网架结构

6.2.1 10 kV 配电网应根据变电站位置、分布式电源及负荷分布情况,开展目标网架设计,并制定逐年过渡方案,电网结构要求应符合 DL/T 5729 的相关规定。

6.2.2 结合分布式电源渗透率及负荷特性曲线,经过技术经济比选,可应用花瓣接线、交直流柔性互联等新型网架结构。

6.2.3 柔性互联装置应根据负荷分布、设备载流量、开关遮断容量、损耗等因素,经潮流计算和短路计算确定参数。柔性互联装置接入后,全部运行场景下接入点电能质量应满足 GB/T 12325、GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 15945、GB/T 24337 的相关规定。

## 6.3 0.4 kV 配电网架结构

6.3.1 0.4 kV 配电网实行分区供电,结构应简单,宜采用放射式结构。

6.3.2 0.4 kV 支线接入方式可采用放射式、树干式和环状式。

6.3.3 当不同配电台区能够通过功率互济促进分布式电源就近消纳,且满足互联条件时,经过技术经济性分析后,可选用低压柔性互联装置实现台区互联。台区下柔性互联系统容量应不超过互联系统变压器总容量,互联系统中柔性互联装置宜采用分散式部署模式。

## 6.4 一次设备

6.4.1 配电网设备的选择应遵循设备全寿命周期管理的理念和标准化、序列化、智能化的选型原则,采用技术成熟、少维护、低损耗、节能环保、具备可扩展功能的设备。

6.4.2 10 kV 及以下配电网中线路、配电设备等一次设备的规划技术要求应符合 DL/T 5729 的相关规定。

6.4.3 结合分布式电源发电预测与电力电量平衡分析,对于接入分布式电源后配电网设备反向负载率较高地区,设备选择应根据所需送出的容量、并网电压等级、分布式电源发电效率等因素,按持续极限输送容量一次选定。

# 7 系统二次规划

## 7.1 一般要求

7.1.1 为提高有源配电网运营管理水平 and 供电可靠性水平,应在配电网一次规划的基础上考虑继电保护及安全自动化、数据采集方式、协调控制系统、配电通信网等数字化、智能化的要求,实现配电网数据感知、全业务接入与广域互联。

7.1.2 二次系统规划应适应有源配电网运行特征,支撑一次网架灵活调节。

7.1.3 大量分布式电源及新型负荷分散接入时,可采用分布式电源即插即用并网接口装置,可实现继电保护及安全自动化、数据采集等功能。

7.1.4 新建的接入 10 kV 公网的分布式新能源发电及储能项目应能实现“可观、可测、可调、可控”,已建成的接入 10 kV 公网的分布式新能源和储能项目宜实现“可观、可测、可调、可控”,400 V 接入的分布式新能源发电及储能项目可参照 10 kV 执行。

## 7.2 继电保护及安全自动化装置

7.2.1 有源配电网的继电保护与自动装置应按照 GB/T 14285 的要求配置。根据电网结构和运行特点等多方面因素,应配置继电保护与配电自动化装置,满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性要求。

7.2.2 有源配电网有双向潮流时,宜在存在双向潮流的开关处安装保护装置。其中主保护可配置光纤电流差动保护或无线电流差动保护或纵联方向保护,后备保护可配置带时限的过电流保护。

7.2.3 当有源配电网中装有柔性互联装置时,继电保护的整定定值应与互联装置的限流值相匹配。

7.2.4 分布式电源等配网有源元素大量分散接入时,宜采用成熟的一二次融合设备,在传统一二次设备中增加测量、计量、继保、监测、控制等功能,减小设备尺寸,提升配电设备运行水平和运维质量与效率。其中,配置配电开关监控终端(FTU)、数据传输单元(DTU)等配电终端时,保护功能宜集成于配电终端内。

7.2.5 综合考虑配电线路、光纤通信的现状、建设成本、占地面积等因素,经过技术经济性分析后,可采用一二次融合环网柜、一二次融合柱上开关、一二次融合箱式变电站建设方式。

7.2.6 为实现配电线路就近快速判断和隔离永久性单相接地故障,宜在配电线路上配置具备单相接地故障检测功能的一二次融合智能开关设备,降低单相接地故障引发的设备损害、系统绝缘风险,提高供电可靠性。

7.2.7 分布式电源接入配网,宜配置防孤岛保护,并具备迅速检测孤岛且立即转为独立运行模式的能力。

7.2.8 当分布式电源接入导致配电自动化无法准确故障定位时,配电自动化主站和终端均应具备故障电流方向判别功能。

7.2.9 故障处理模式可采用馈线自动化方式或故障监测方式,其中馈线自动化可采用集中式、智能分布式、就地型重合器式三类方式。

## 7.3 数据采集

7.3.1 采集终端应按照差异化原则逐步覆盖配电站室、配电线路、分布式电源、储能及充换电设施等配用电设备,采集配电网设备运行状态、电能计量、环境监测等各类数据。

7.3.2 结合有源配电网一次网架实际情况,针对高渗透率台区,物联感知设备可采用云边协同架构,实现边缘计算节点部署和数据采集需求的标准化设计。

7.3.3 有源配电网公共配变台区低压线路可增加智能低压传感设备或物联型断路器。

7.3.4 负荷侧应配置智能远方终端,终端具备向电力负荷管理系统主站传送负荷侧电力监测信息、接收并能执行主站设置和控制指令,完成对负荷侧实时用电数据、计量工况和事件等信息的监控。

7.3.5 分布式电源、储能及充换电设施应配备数据采集终端、安全加密模块或装置、通信装置,宜接入当地电网通信系统或配电自动化系统。

## 7.4 协调控制

7.4.1 对分布式电源、储能、充换电设施接入后导致变压器正向重过载或者返送的地区,宜增设协调控制系统。

7.4.2 有源配电网的协调控制应具备控制、保护、测量、监视、通信等功能,通过协调控制分布式电源、储能以及可控负荷,实现有源配电网安全稳定、经济化运行。

7.4.3 对 10 kV 分布式电源、储能,宜接入区域调度自动化系统接受直接调控;380 V 分布式电源、储能,宜接入区域自动化系统接受集中调控;在用户侧部署控制终端,宜进行园区/居民区级源网荷储一体化建设,提升用户侧就地平衡能力和对主网的主动支撑能力。

7.4.4 对有充换电设施大规模接入造成配变重载、过载的区域,可采用智能有序充电系统。

7.4.5 对含冷热需求的有源配电网,可采用综合能源协调控制系统,实现冷热电气协同、源网荷储集群联控。

7.4.6 通过 10 kV 及以下电压等级并网的用户侧发电、储能系统以及以微电网形式接入的用户,其并网切换控制参数应与并网点保护相协调,在并网测试前,应通过性能测试,并提供检测报告。

## 7.5 通信系统规划

7.5.1 有源配电通信网的规划应充分利用已有通信网络资源。

7.5.2 有源配电通信网遵循“有线与无线结合、专网与公网结合,专业统筹、通道共享,因地制宜、安全可靠”的总体原则,因地制宜采用光纤通信、电力线通信、无线专网通信、无线公网通信等技术体制。

7.5.3 有源配电网通信系统应满足配电自动化、用电信息采集系统、分布式电源、充换电设施、储能装置、营销等业务的通信需求。

7.5.4 有源配电通信网应采用“统一接入、统一监测、统建共享”的原则,实现多专业共享承载和综合监控,并做好与其他业务系统及平台的对接。

7.5.5 10 kV 电压等级并网的分布式电源优先采用光纤专网或无线专网方式。220 V/380 V 接入的分布式电源,可采用无线、光纤、电力线载波等通信方式。

7.5.6 对于 10 kV 电压等级的分布式电源并网,分布式电源与电力调度之间的通信方式与信息传输应符合相关标准的要求,按照调度要求提供分布式电源基础数据和满足质量、精度要求的实时运行数据,并能接受调度的遥控、遥调指令。

7.5.7 有源配电通信网安全防护应采用可靠的安全隔离、访问控制、安全认证和数据加密等措施,防止系统末梢通信直接联入电力控制专用网络。

## 7.6 数字化系统

7.6.1 有源配电网规划应符合数字化智能化发展要求,融合发展配电网一二次和信息系统,提升配电网互联互通和智能互动能力。

7.6.2 有源配电网数字化系统宜实现数据共享,满足配电网业务应用的灵活构建、快速迭代,并具备对其他业务系统的数据支撑和业务服务能力。

7.6.3 结合当地配电网建设条件,有源配电网宜具备内外数据融合贯通、分布式资源与可调节负荷的监测与调控、电网拓扑故障判别、预测性维护与诊断分析等数字化智能化功能。

## 8 分布式电源接入承载力评估

### 8.1 一般要求

8.1.1 分布式电源接入承载力评估应基于电力系统现状和规划,遵循“分区分层”原则,从总体到局部、从高压到低压,按供电区域和电压等级逐级开展。

8.1.2 评估宜与有源配电网年度方式分析同步周期性开展,并随电网规划进行滚动修编,并结合电网结构、用电负荷及电源变化适当调整评估周期,对于承载力较弱的区域应缩短评估周期。

### 8.2 评估原则和方法

8.2.1 分布式电源接入电网的承载力评估应以分布式电源并网数据、分布式电源并网性能数据、电网设备参数、电网安全运行边界数据等为基础开展评估,并充分考虑在建及已批复电源和电网项目。

8.2.2 分布式电源承载力评估包括热稳定评估、短路电流校核、电压偏差校核、谐波校核、功率流向等内容。

8.2.3 承载能力评估应考虑负荷情况和电网运行方式,分别评估配电网配变、线路的承载力。

8.2.4 分布式电源承载力评估应分析变流器的有功、无功控制策略,包括设备配置及控制策略对承载力的影响。

### 8.3 评估流程及要求

8.3.1 承载力评估流程应按数据准备、计算分析、等级划分、措施建议顺序依次开展,评估流程按照 DL/T 2041—2019 的 A.1(1)~A.1(7)执行。

8.3.2 10 kV 配电网对分布式电源接入的承载力应以接入点处短路电流、电压偏差限值和线路容量确定,取三者较小值。

8.3.3 确定待评估区域电网分布式电源承载能力评估等级,根据待评估区域电网评估结果,列出待评估区域各电压等级分布式电源可开放容量,形成评估区域相应电压等级电网各节点布式电源可开放容量图。

8.3.4 电网反送潮流超过设备额定电流的 80%,或电网运行安全可能存在风险的区域,应进行专题安全论证分析,同步开展电网加强方案研究。

8.3.5 分布式新能源接入时可根据其发电特性配建储能,接入需求超过区域配网承载能力时,应结合区域电网规划,通过经济技术比较确定网架加强、配变增容、增加储能、应用柔性直流技术等方案。

## 9 分布式电源与新型负荷接入要求

### 9.1 一般要求

9.1.1 有源配电网下新型负荷包含储能、充换电设施及微电网等。

9.1.2 分布式电源及新型负荷接入电压等级应通过技术经济比选论证确定。若高低两级电压均具备接入条件,宜优先采用低电压等级接入。

9.1.3 常规负荷接入应符合 DL/T 5729 的相关规定。

### 9.2 分布式电源接入要求

9.2.1 分布式电源并网电压等级可根据装机容量进行初步选择,最终并网电压等级应根据电网条件确定。

9.2.2 对于分布式电源接入系统,接入容量在 400 kW 以上时,经过经济技术比较后可采用 380 V 多点接入方案,单个接入点的接入容量宜不超过 400 kW,接入点数量受限时,宜采用 10 kV 接入方案;接入容量不足 400 kW 时宜采用 380 V 接入方案,容量在 8 kW 以下时宜采用 220 V 单相接入方案。

9.2.3 分布式电源单点接入容量在 400 kW~6 MW 时,采用 10 kV 电压等级接入。根据 110(35)kV 主变容量、10 kV 母线短路电流水平及基础负荷情况,制定 10 kV 母线接入容量上限。

9.2.4 对于存在分布式光伏消纳困难、出现向上级倒送重载情况的台区,经过经济技术比选后,可采用配变增容或新增布点、配套建设台区储能、台区互济等方式解决。

9.2.5 分布式电源项目并网点的电能质量应符合 GB/T 33593—2017。

9.2.6 通过 10 kV 电压等级并网的分布式电源应在并网点设置易操作、可闭锁、且具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

9.2.7 通过 380 V 电压等级并网的分布式电源应在并网点设置易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的开关。

9.2.8 分布式电源经逆变器接入后,向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

9.2.9 通过 10 kV 电压等级并网的分布式电源应具有有功功率节能力,输出功率偏差及功率变化率不应

超过电网调度机构的给定值,并能根据电网频率值、电网调度机构指令等信号调节电源的有功功率输出。

9.2.10 通过 10 kV 及以下电压等级并网的分布式电源,并网点处功率因数应在 0.95(超前)~0.95(滞后)范围内连续可调。

9.2.11 当同一公共连接点有一个以上的光伏系统接入时,应总体分析对电网的影响。公共连接点处功率因数不满足 0.95(超前)~0.95(滞后)范围调节要求的,应进行无功补偿和电能质量专题研究。

9.2.12 分布式电源与可调节负荷聚合形成虚拟电厂,并通过 10 kV 电压等级并网运行时,该虚拟电厂应具备状态监控、通信、数据分析功能、发电功率预测、可控负荷预测、聚合和优化、发电和负荷计划制定、电力市场交易等功能。虚拟电厂的规划设计、建设实施、接入检测、注册并网、运行运营等管理应符合 GB/T 44241 的规定。

9.2.13 可再生能源发电市场化并网项目宜按照功率 10% 及以上比例配套建设新型储能(时长 2 h)。

### 9.3 储能接入要求

9.3.1 电化学储能系统接入配电网的电压等级应综合考虑储能系统额定功率和当地电网条件,应符合 GB/T 36547 的相关规定。

9.3.2 对于电化学储能接入系统,接入容量在 1 000 kW 以上时,宜采用 10 kV 接入方案;接入容量在 500 kW~1 000 kW 时,宜根据经济技术比较,采用 10 kV 或 380 V 接入方案;接入容量不足 500 kW 时宜采用 380 V 接入方案,容量在 8 kW 以下时宜采用 220 V 单相接入方案。

9.3.3 电化学储能系统接入配电网应进行短路容量校核。

9.3.4 电化学储能系统并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显断开指示的并网断开装置。

9.3.5 电化学储能系统接入配电网时,功率控制、频率适应性、故障穿越等方面应符合 GB/T 36547 的相关规定。

9.3.6 电化学储能系统启动和停机时间应满足并网调度协议和用户的要求,且接入公用电网的电化学储能系统应能执行电网调度机构的启动和停机指令。

9.3.7 用户侧电化学储能系统应具备双向有功功率和无功功率控制功能,应能接受有功功率、无功电压控制指令,功率可连续调节。

9.3.8 通过 220 V 单相接入的用户侧电化学储能系统,接入前应校核接入各相的总容量,不宜出现三相功率不平衡情况。

9.3.9 参与电力市场的电化学储能系统,其控制方式、响应能力和响应性能应满足电力市场规则要求。

9.3.10 电化学储能系统消防设计应根据系统规模、电池特性采取相应的消防措施,消防给水和灭火设施、建筑防火、火灾探测及消防报警等技术要求应符合 GB 51048 的相关规定。

9.3.11 压缩空气储能系统技术要求应符合 GB/T 43687 的相关规定。

### 9.4 充换电设施接入要求

9.4.1 充换电设施接入电网时应进行论证,分析各种充电方式对配电网的影响。

9.4.2 充换电设施的用户等级应符合 GB/T 29328 的相关规定。具有重大政治、社会安全意义的充换电设施,可作为二级重要用户,其他可作为一般用户。

9.4.3 充换电设施的供电电压等级应符合 GB/T 36278 的规定,根据充换电设施及辅助设备总容量,综合考虑需用系数、同时系数等因素,经过技术经济比较后确定。

9.4.4 接入 10 kV 电网的充换电设施,容量小于 4 000 kVA 宜接入公用电网 10 kV 线路或接入环网柜、电缆分支箱、开关站等,容量大于等于 4 000 kVA 宜专线接入。

9.4.5 220 V 供电的充电设备,宜接入低压公用配电箱;380 V 供电的充电设备,宜通过专用线路接入低压配电室。

9.4.6 充换电设施宜装设电能质量在线监测装置及治理设备。充换电设施接入公用电网时,其接入点的功率因数、谐波、电压波动等,应满足现行国家和行业标准,必要时开展电能质量影响相关专题研究。

9.4.7 充换电设施接入 10 kV 电网,接入点的功率因数应不低于 0.95,不能满足要求的,充换电设施侧应安装就地无功补偿装置。

9.4.8 接入电动汽车传导充电系统的充电桩设施,应同时具备充、放电有功功率控制功能、无功功率调节功能、功率因数调节功能、并离网切换功能、频率响应和电压响应功能,控制精度和响应时间应满足要求。该设施的充、放电模式,设备要求,过载保护和短路保护,使用条件参照 GB/T 18487.1 执行。

## 9.5 微电网接入要求

9.5.1 微电网接入电压等级应根据其与外部电网之间的最大交换功率确定,但不应低于微电网内最高电压。

9.5.2 微电网并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显断开指示的并网装置。

9.5.3 微电网内接地方式应和电网侧接地方式保持一致,并满足人身设备安全和保护配合的要求。

9.5.4 微电网接入配电网应进行短路容量校核,并确保电能质量满足相关标准要求。

9.5.5 微电网接入配电网时,功率控制、运行适应性等方面应符合 GB/T 33589 的相关规定。

## 10 规划分析计算要求

### 10.1 一般要求

10.1.1 有源配电网规划分析需要通过量化计算,确定配电网的潮流分布情况、短路电流水平、供电安全水平和供电可靠性水平,以及无功优化配置方案,并研究提高配电网安全性、可靠性和适应性的措施。

10.1.2 有源配电网规划分析计算应采用合适的模型,数据不足时可采用典型模型和参数。计算分析所采用的数据(包括拓扑信息、设备参数、运行数据等)应遵循统一的标准与规范。

10.1.3 有源配电网规划分析计算宜选用配电网时序仿真工具等量化分析和辅助决策技术。

### 10.2 潮流计算分析

10.2.1 潮流计算需要根据给定的运行条件和拓扑结构确定网络的运行状态,开展供电能力校核、线损分析、短路电流计算、供电安全水平分析、可靠性计算和无功规划计算等分析。

10.2.2 潮流计算应根据给定的运行条件和拓扑结构确定电网的运行状态。

10.2.3 分布式电源数量、接入容量可能会影响电网运行方式时,可按变电站、供电单元或线路计算到节点或等效节点,重点分析线路压降情况。

10.2.4 10 kV 线路因分布式电源接入发生潮流倒送时,可在考虑储能控制策略的基础上,以 1 h 为时间步长开展时序潮流计算,分析接入前后并网点电流和电压等指标变化。

### 10.3 短路电流计算分析

10.3.1 根据电气设备参数,进行短路电流计算,确定短路电流水平,提出限制短路电流的措施,为设备选型、设备校核等工作提供支撑。

10.3.2 在电网结构发生变化或运行方式发生改变的情况下,应开展短路电流计算,并提出限制短路电流的措施。

10.3.3 短路电流计算,应综合考虑上级电源和分布式电源接入情况,以及中性点接地方式,计算至变电站 10 kV 母线、电源接入点、中性点以及 10 kV 线路上的任意节点。

10.3.4 分布式电源的短路电流计算符合 GB/T 15544.1 的相关规定。

## 10.4 供电安全水平分析

10.4.1 供电安全水平计算分析的目的是校核电网是否满足供电安全标准,即模拟低压线路故障、配电变压器故障、中压线路故障、110(35)kV 变压器故障对电网的影响,校验负荷损失程度,检查负荷转移后相关元件是否过负荷,电网电压是否越限。

10.4.2 供电安全水平分析应符合 DL/T 256 的相关规定。

10.4.3 应考虑分布式电源对供电安全水平的影响。对于分布式电源可采用统计分析法和耦合特性分析法,分夏冬季对分布式电源给出不同持续时间下的 F 因子,并量化分析分布式电源对供电安全水平的提升程度。

## 10.5 供电可靠性计算分析

10.5.1 供电可靠性计算分析需要确定现状和规划期内配电网的供电可靠性指标,分析影响供电可靠性的薄弱环节,提出改善供电可靠性指标的规划方案。

10.5.2 供电可靠性指标可按给定的电网结构、典型运行方式以及供电可靠性相关计算参数等条件选取典型区域进行计算分析。计算指标包括用户平均停电时间、用户平均停电次数、供电可靠率、用户平均停电缺供电量等。

10.5.3 供电可靠性指标计算方法可参照 DL/T 836.1 的相关规定。

10.5.4 在计算供电可靠性时,应考虑分布式电源对其影响。

## 10.6 无功规划计算分析

10.6.1 无功规划计算分析需要确定无功补偿配置方案,以保证电压质量、网损等指标满足相关规范要求。

10.6.2 无功规划计算分析应结合节点电压允许偏差范围、节点功率因数要求、变压器、无功设备与线路等设备参数以及不同运行方式下的负荷水平,综合考虑分布式电源对无功规划计算的影响,按照大负荷方式计算无功总容量需求,按照小负荷方式计算无功补偿装置的分组容量。

10.6.3 分布式电源的无功功率和电压调节能力可参照 GB/T 29319 的相关规定,依据变流器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损耗等因素,通过技术经济比较,提出合理的无功补偿措施。

10.6.4 同步电机类型分布式电源,可省略无功计算。

## 11 经济性分析和评价

11.1 技术经济性分析应对规划项目各备选方案进行技术比较、经济分析和效果评价,评估规划项目在技术、经济上的可行性及合理性,为投资决策提供依据。

11.2 技术经济分析指标主要包括供电能力、供电质量、效率效益、分布式电源接入承载力、全寿命周期成本等,应确定供电可靠性和全寿命周期内投资费用的最佳组合。

11.3 技术经济分析的评估方法主要包括最小费用评估法、收益/成本评估法以及收益增益/成本增量评估法。最小费用评估法采用标准驱动、最小费用、面向项目的评估和选择过程,用以确定各个项目的投资规模及相应的分配方案。收益/成本评估法宜用于新建项目的评估,其评估和选择过程一般需通过有效的比值来评估各备选项目。收益增益/成本增量评估法宜用于新建或改造项目的评估,基于收益增量与成本增量比值开展评估备选项目。

11.4 宜在技术经济分析的基础上进行财务评价。根据折旧率、贷款利息等计算参数的合理假定,采用财务内部收益率法、财务净值法、年费用法、投资回收期法等方法,对多种规划方案分析配电网规划期内

的经济效益。财务评价指标主要包括资产负债率、内部收益率、投资回收期等。

### 参 考 文 献

- [1] GB/T 18487.1 电动汽车传导充电系统 第1部分:通用要求
  - [2] GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定
  - [3] DL/T 836.1 供电系统供电可靠性评价规程 第1部分:通用要求
-