

(2016 版)

分布式电源接入系统 典型设计

【征求意见稿】

国家电网公司
2016 年 1 月

前言

为配合《国家电网公司关于做好分布式电源并网服务工作的意见》及《国家电网公司关于促进分布式电源并网管理工作的意见》和《分布式电源接入配电网相关技术规定》的发布，国家电网公司发展部会同有关部门，组织国网北京经济技术研究院和江苏省电力设计院有限公司、上海电力设计院、南瑞电力设计有限公司、浙江浙电经济技术研究院、国网北京电力经济技术研究院、国网山东电力经济技术研究院、国网河北电力经济技术研究院、国网河南电力经济技术研究院、国网安徽电力经济技术研究院、国网山西电力经济技术研究院、国网宁夏电力经济技术研究院等 12 家设计、科研单位，吸收分布式电源并网的科研及设计实践成果，对接入 10kV 及以下配电网的分布式发电并网工程设计进行了统一的规范，形成了《分布式电源接入系统典型设计（2016 版）》。

本典型设计是在 2013 年发布的《分布式电源接入系统典型设计》基础上，结合分布式电源的国家政策、标准，行业标准、企业标准及接入系统工程的具体情况，修订完成统一的分布式电源接入系统典型设计方案，包括 8 个光伏发电接入系统典型设计方案、6 个风电接入系统典型设计方案、6 个燃机接入系统典型设计方案和 5 个光伏扶贫项目接入系统典型案例。全书共分六篇，第一篇为总论；第二篇为技术原则及方案划分；第三篇为光伏发电（逆变器型）接入系统典型方案及典型案例；第四篇为风电（异步电机型）接入系统典型方案；第五篇为燃机发电（同步电机型）接入系统典型方案；第六篇为光伏扶贫项目接入系统典型案例。此外，考虑加强设计指导性，本典设补充编制了分布式电源接入配电台区参考容量表。

本典型设计自发布之日起可应用于分布式电源接入系统实际工

程设计。随着分布式电源发展和接入系统技术、设备水平的不断提升，典型设计将开展修编完善，满足后续应用需求。

典型设计编写组

2016 年 1 月

目 录

第一篇 总 论.....	1
第 1 章 概 述.....	1
1.1 工作目的和意义.....	2
1.2 设计原则.....	3
1.3 工作方式.....	3
1.4 设计范围及方案划分.....	4
1.5 应用说明.....	14
第 2 章 工作过程.....	17
第 3 章 典型设计依据.....	18
3.1 设计依据性文件.....	18
3.2 主要设计标准、规程规范.....	18
3.3 主要电气设备技术标准.....	21
第二篇 接入系统典型方案及技术原则.....	22
第 4 章 概述.....	22
第 5 章 系统一次设计及方案划分.....	23
5.1 内容和深度要求.....	23
5.2 主要原则及接入系统方案.....	24
第 6 章 系统继电保护及安全自动装置.....	46
6.1 内容与深度要求.....	46
6.2 技术原则.....	46
第 7 章 系统调度自动化.....	50
7.1 内容与深度要求.....	50
7.2 技术原则.....	50
第 8 章 系统通信.....	54
8.1 内容及深度要求.....	54
8.2 技术原则.....	54
第 9 章 计量.....	58
9.1 内容与深度要求.....	58
9.2 技术原则.....	58
第三篇 光伏发电(逆变器型)接入系统典型设计方案.....	61
第 10 章 10kV 接入公共电网变电站方案典型设计(XGF10-T-1).....	61
10.1 方案概述.....	61
10.2 接入系统一次.....	61
10.3 接入系统二次.....	66
第 11 章 10kV 接入公共电网开关站、环网室(箱)、配电室或箱变方案典型设计(XGF10-T-2).....	85
11.1 方案概述.....	85
11.2 接入系统一次.....	85
11.3 接入系统二次.....	90
第 12 章 10kV T 接公共电网线路方案典型设计(XGF10-T-3).....	113
12.1 方案概述.....	113
12.2 接入系统一次.....	113
12.3 接入系统二次.....	118
第 13 章 10kV 接入用户开关站、环网室(箱)、配电室或箱变方案典型设计(XGF10-Z-1).....	136
13.1 方案概述.....	136
13.2 接入系统一次.....	136
13.3 接入系统二次.....	142

第 14 章	380V 接入公共电网配电箱/线路方案典型设计 (XGF380-T-1)	165
14.1	方案概述	165
14.2	接入系统一次	165
14.3	接入系统二次	169
第 15 章	380V 接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线方案典型设计 (XGF380-T-2)	173
15.1	方案概述	173
15.2	接入系统一次	173
15.3	接入系统二次	179
第 16 章	380V 接入用户配电箱/线路方案典型设计 (XGF380-Z-1)	182
16.1	方案概述	182
16.2	接入系统一次	182
16.3	接入系统二次	189
第 17 章	380V 接入用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线方案典型设计 (XGF380-Z-2)	192
17.1	方案概述	192
17.2	接入系统一次	192
17.3	接入系统二次	197
第四篇	风力发电 (异步电机型) 接入系统典型设计方案	201
第 18 章	10kV 接入公共电网变电站方案典型设计 (XFD10-T-1)	201
18.1	方案概述	201
18.2	接入系统一次	201
18.3	接入系统二次	206
第 19 章	10kV 接入公共电网开关站、环网室 (箱)、配电室或箱变方案典型设计 (XFD10-T-2)	226
19.1	方案概述	226
19.2	接入系统一次	226
19.3	接入系统二次	231
第 20 章	10kV T 接公共电网线路方案典型设计 (XFD10-T-3)	256
20.1	方案概述	256
20.2	接入系统一次	256
20.3	接入系统二次	261
第 21 章	10kV 接入用户开关站、环网室 (箱)、配电室或箱变方案典型设计 (XFD10-Z-1)	280
21.1	方案概述	280
21.2	接入系统一次	280
21.3	接入系统二次	286
第 22 章	380V 接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线方案典型设计 (XFD380-T-1)	308
22.1	方案概述	308
22.2	接入系统一次	308
22.3	接入系统二次	314
第 23 章	380V 接入用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线方案典型设计 (XFD380-Z-1)	317
23.1	方案概述	317
23.2	接入系统一次	317
23.3	接入系统二次	323
第五篇	燃机 (同步电机型) 接入系统典型设计方案	326
第 24 章	10kV 接入公共电网变电站方案典型设计 (XRJ10-T-1)	326
24.1	方案概述	326
24.2	接入系统一次	326
24.3	接入系统二次	330
第 25 章	10kV 接入公共电网开关站、环网室 (室)、配电室或箱变方案典型设计 (XRJ10-T-2)	347
25.1	方案概述	347
25.2	接入系统一次	347
25.3	接入系统二次	350
第 26 章	接入用户 10kV 开关站、环网室 (箱)、配电室或箱变方案典型设计 (XRJ10-Z-1)	373

26.1	方案概述.....	373
26.2	接入系统一次.....	373
26.3	接入系统二次.....	378
第 27 章	380V 接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器方案典型设计 (XRJ380-T-1)	400
27.1	方案概述.....	400
27.2	接入系统一次.....	400
27.3	接入系统二次.....	404
第 28 章	380V 接入用户配电室、箱变或柱上变压器方案典型设计 (XRJ380-Z-1)	408
28.1	方案概述.....	408
28.2	接入系统一次.....	408
28.3	接入系统二次.....	412
第六篇	光伏扶贫项目接入系统典型设计.....	416
第 29 章	概述.....	416
第 30 章	分布式光伏 10kV 集中接入典型设计案例 (一)	419
30.1	案例概述.....	419
30.2	当地配电网现状.....	419
30.3	一次部分.....	420
30.3	一次设备清单.....	428
30.4	二次部分.....	428
30.5	投资估算.....	433
第 31 章	分布式光伏 10kV 集中接入典型设计案例 (二)	434
31.1	案例概述.....	434
31.2	当地配电网现状.....	434
31.3	一次部分.....	435
31.4	二次部分.....	441
31.5	投资估算.....	446
第 32 章	分布式光伏 380V 集中接入典型设计案例	447
32.1	案例概述.....	447
32.2	当地配电网现状.....	447
32.3	一次部分.....	448
32.4	二次部分.....	457
32.5	投资估算.....	460
第 33 章	分布式光伏 380V 分散接入典型设计案例	461
33.1	案例概述.....	461
33.2	当地配电网现状.....	461
33.3	一次部分.....	463
33.4	二次部分.....	469
33.5	投资估算.....	472
第 34 章	分布式光伏 220V 分散接入典型设计案例	473
34.1	案例概述.....	473
34.2	当地配电网现状.....	473
34.3	一次部分.....	474
34.4	二次部分.....	481
34.5	投资估算.....	483
附录 A	短路电流计算公式.....	484
附录 B	送出线路导线截面.....	486
附录 C	谐波电压与电流.....	490
附录 D	电压异常时的响应特性.....	491
附录 E	频率响应特性.....	492
附录 F	变压器性能参数.....	493
附录 G	分布式电源接入配电台区参考容量表.....	498

第一篇 总 论

第 1 章 概 述

能源是国民经济发展的基础。我国能源生产量和消费量均已居世界前列，但在能源供给和利用形式上存在着一系列突出问题，如能源结构极不合理、能源利用效率不高、可再生能源开发利用比例较低、能源安全利用水平有待进一步提高。

我国是能源大国，各类能源资源储量丰富。太阳能资源总储量为 1.47×10^8 亿千瓦时/年；陆地 50 米高度 3 级以上的风能资源潜在开发量约为 23.8 亿千瓦，近海 5~25 米水深区 50 米高度 3 级以上的风能资源潜在开发量约为 1.9 亿千瓦；天然气资源比较丰富，此外页岩气资源 also 具有良好的勘探前景，其总地质储量预计可达 $(86 \sim 166) \times 10^{12}$ 立方米。

但是我国的能源资源分布不均衡，太阳能和风能资源在西部地区较为集中，中东部地区则较分散，天然气的使用主要集中在大中城市，因此要充分利用太阳能、风能等可再生能源，提高天然气资源的利用率，分布式发电是能源利用的重要形式之一。

根据国家能源发展规划，“十二五”期间将以加快转变能源发展方式为主线，规划能源新技术的研发和应用，解决有限能源和资源的约束，着力提高能源资源开发、转化和利用的效率，充分利用可再生能源，推动能源生产和利用方式的变革。因此，分布式发电将成为未来发展的重点，深入研究分布式发电具有重要意义。

1.1 工作目的和意义

分布式电源主要包括太阳能发电、风力发电、资源综合利用、天然气发电等多种形式。这些电源具有资源分散、项目容量小、用户类型多样等特点，在我国还处在发展初期，相关标准、政策有待完善。

目前国家电网公司已启动分布式电源接入系统标准体系的研究，并取得了部分成果。总结现有分布式电源项目接入系统设计经验，进一步规范、优化分布式电源接入系统设计方案，已经成为一项紧迫的任务。2013 年，国家电网公司已发布《分布式电源接入系统典型设计》。

《分布式电源接入系统典型设计》经过两年的推广应用，对于提高分布式电源建设的效率和效益，提高分布式电源并网规范化方面效果良好。我国处在分布式电源发展初期，相关标准、政策也不断完善，为不断适应分布式电源建设发展，国家电网公司决定开展《分布式电源接入系统典型设计（2016 版）》修编工作。

修编分布式电源接入系统典型设计的主要目的，一是更好的适应国家政策法规，创造分布式电源接入电网便利条件，缩短并网时间，提高分布式电源建设的效率和效益；二是进一步促进分布式电源并网规范化，统一并网技术标准，统一设备规范，保障分布式电源接入电网运行安全；三是进一步节约工程投资，提高综合投资效益，确保分布式电源充分利用，促进分布式电源与电网发展的和谐统一。

推行分布式电源接入系统典型设计，对于解决当前分布式电源项目建设中存在的问题，实现可再生能源建设与电网建设的协调、可持续发展，引导行业发展走向健康、有序、平稳、高效，支持国家低碳经济，服务于我国工业化、城镇化和社会主义新农村建设，为社会提供安全、可靠、清洁、优质的电力保障具有重要意义。

1.2 设计原则

本典型设计修编工作应满足分布式电源与电网互适性要求，遵循“安全可靠、技术先进、投资合理、标准统一、运行高效”的设计原则。设计方案的选择既要有普遍性、可扩展性，又要有经济性；既要覆盖面广，又不宜太多。本典型设计应力求实现分布式电源接入规范化，为设备招标、降低分布式电源接入系统建设和运营成本创造条件，实现分布式电源与电网建设的和谐统一。具体内容如下：

可靠性：保证设备及系统的安全可靠。

经济性：按照各方利益最大化原则，追求分布式电源与电网建设和谐统一，实现共赢。

先进性：设备选型合理，优化各项技术经济指标，主要经济技术指标应达到国内同类工程的先进水平。

适应性：综合考虑各地区的实际情况，对不同规模、不同形式、不同外部条件均能适应。

1.3 工作方式

本典型设计修编工作由国家电网公司发展策划部统一组织，国网北京经济技术研究院为技术牵头单位，组织江苏省电力设计院有限公司、上海电力设计院、南瑞电力设计有限公司、浙江浙电经济技术研究院、国网北京电力经济技术研究院、国网山东电力经济技术研究院、国网河北电力经济技术研究院、国网河南电力经济技术研究院、国网安徽电力经济技术研究院、国网山西电力经济技术研究院、国网宁夏电力经济技术研究院等设计和科研单位开展编制工作。

（1）统一组织、分工负责。发挥国家电网公司集团化运作、集约化管理的优势，统一组织优秀技术力量，开展深化研究工作。

国网北京经济技术研究院为技术牵头单位，统一负责典型设计修编及相关协调组织工作，负责典型设计修编工作方案制订、技术导则编制，设计方案内容的技术指导和总体把关，负责对各设计单位编制的设计方案进行校核；各设计单位负责具体方案设计及说明和图纸编制。

（2）加强协调、控制进度。牵头单位精心组织，积极协调，各参编单位全力投入，按照统一进度安排开展工作，按时优质完成典型设计修编。2015年7月到9月，开展相关调研工作，实地走访，分析分布式电源接入系统设计应用现状；2015年9月底，组织专家研讨会，研究确定了典型设计修编方案和典型案例选取；2015年10月编制《分布式电源接入系统典型设计技术导则（2016版）》，指导典型设计的编制工作；2015年11月至12月，组织编制完成分布式电源接入系统典型设计方案和分布式光伏接入典型案例，形成《分布式电源接入系统典型设计（2016版）》。

1.4 设计范围及方案划分

分布式电源类型多样，本典型设计针对目前我国资源较为丰富，应用前景广泛的分布式电源，根据燃料类型和能量转换方式进行分类，确定其接入电网形式，并相应开展典型设计。主要分类及接入电网形式见表1-1。

表 1-1 分布式电源分类及接入电网形式

分类		接入电网形式		
燃料类型	发电装置类型	逆变器	同步电机	异步电机
太阳能发电	逆变器	✓		
风力发电	直驱式风机	✓		
	感应式风机			✓
	双馈式风机	✓		✓
资源综合利用	转炉煤气 高炉煤气	微燃机	✓	
		内燃机		✓
		燃气轮机		✓
	工业余热余压	汽轮机		✓

天然气	煤层气 常规天然气	微燃机	✓		
		内燃机		✓	
		燃气轮机		✓	
生物质	农林废弃物直燃发电	汽轮机		✓	
	垃圾焚烧发电	汽轮机		✓	
	农林废弃物气化发电	微燃机	✓		
	垃圾填埋气发电	内燃机		✓	
	沼气发电	燃气轮机		✓	
地热能发电		汽轮机		✓	
海洋能发电		气压涡轮机		✓	
		液压涡轮机		✓	
		直线电机	✓		
燃料电池		逆变器	✓		

2013 年，国家发展改革委《分布式发电管理暂行办法》明确：“本办法所指分布式电源，是指在用户所在场地或附近建设安装、运行方式以用户侧自发自用为主、多余电量上网，且在配电网系统平衡调节为特征的发电设施或有电力输出的能量综合梯级利用多联供设施”。

国家电网公司《关于印发分布式电源并网相关意见和规范（修订版）的通知》明确：“本意见适用于以下两种类型分布式电源（不含小水电）：第一类：10 千伏及以下电压等级接入，且单个并网点总装机容量不超过 6 兆瓦的分布式电源。第二类：35 千伏电压等级接入，年自发自用电量大于 50%的分布式电源；或 10 千伏电压等级接入且单个并网点总装机容量超过 6 兆瓦，年自发自用电量大于 50%的分布式电源。”

根据以上文件，2013 年版分布式电源接入系统典型设计主要适用于第一类分布式电源，范围为 10kV 及以下电压等级接入电网，且单个并网点总装机容量小于 6MW 的分布式电源接入方案，并按照“自发自用/余电上网”的接入模式进行设计。

2014 年，国家能源局《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》明确：根据利用建筑屋顶及附属场地建设的分布式光伏发

电项目，在项目备案时可选择“自发自用、余电上网”或“全额上网”中的一种模式。

国家电网公司《关于转发国家能源局关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》明确：分布式光伏发电项目电量消纳模式将变更。对于利用建筑屋顶及附属场地新建的分布式光伏发电项目，发电量可以“全部自用”、“自发自用剩余电量上网”或“全额上网”，可由用户自行选择上网模式。

根据以上文件，结合 2013 年版典型设计成果，本典型设计主要适用于 10kV 及以下电压等级接入电网，且单个并网点总装机容量小于 6MW 的分布式电源接入方案设计，设计方案按照电量消纳模式分为“自发自用/余电上网”和“全部上网”两种。

本典型设计分为《接入系统分册》、《汇集站（升压站）分册》、《送出线路分册》三个分册。本典型设计不含分布式电源本体设计。

1.4.1 接入系统分册

接入系统典型设计分册按照逆变器、异步电机、同步电机三种接入电网形式将所有分布式电源归纳为三大类，选取其中应用最广泛的三种电源类型作为代表，具体编制了光伏发电篇、风力发电篇、燃机发电篇，并选取 5 个典型光伏接入实例开展具体设计实例编制。其它分布式电源接入系统设计遵照接入电网形式相应归类，见表 1-2：

表 1-2 分布式电源接入系统设计适用范围

篇目	接入电网形式	适用电源类型
光伏发电篇 (逆变器型)	逆变器	光伏发电、直驱式风电、通过逆变器并网的微燃机和直线电机
风力发电篇 (异步电机型)	异步电机(逆变器及异步电机)	异步式和双馈式风电
燃机发电篇 (同步电机型)	同步电机	内燃机、燃气轮机、汽轮机、气压和液压涡轮机

接入系统典型设计内容包括：接入系统方案、系统继电保护及自

动装置、系统调度自动化、系统通信、计量的相关方案设计和典型光伏接入实例。

接入系统典型设计方案编号命名原则见图 1-1。

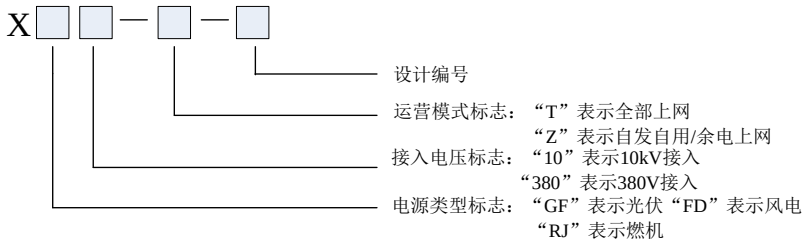


图 1-1 接入系统方案编号命名原则

(1) 光伏发电接入系统典型设计共 8 个方案，方案概述详见表 1-3。

表 1-3 分布式光伏单点接入系统方案分类表

方案编号	接入电压	接入模式	接入点	送出回路数	单个并网点参考容量*
XGF10-T-1	10kV	全部上网 (接入公共电网)	专线接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	1MW ~ 6MW
XGF10-T-2			接入公共电网 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XGF10-T-3			T 接公共电网 10kV 线路	1 回	400kW ~ 2MW
XGF10-Z-1	380V	自发自用/余电上网 (接入用户电网)	接入用户 10kV 母线	1 回	400kW ~ 6MW
XGF380-T-1		全部上网 (接入公共电网)	公共电网配电箱/线路	1 回	≤100kW, 8kW 及以下可单相接入
XGF380-T-2			公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	20kW ~ 400kW
XGF380-Z-1		自发自用/余电上网 (接入用户电网)	用户配电箱/线路	1 回	≤400kW, 8kW 及以下可单相接入
XGF380-Z-2			用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	20kW ~ 400kW

(2) 风机接入系统典型设计共 6 个方案，方案概述详见表 1-4。

表 1-4 分布式风电接入系统方案分类表

方案编号	接入电压	接入模式	接入点	送出回路数	单个并网点参考容量
XFD10-T-1	10kV	全部上网 (接入公共)	专线接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	1MW ~ 6MW

XFD10-T-2		电网)	接入公共电网 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XFD10-T-3			T 接公共电网 10kV 线路	1 回	400kW ~ 2MW
XFD10-Z-1		自发自用/余电上网	专线接入用户 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XFD380-T-1	380V	全部上网	公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	≤ 400kW
XFD380-Z-1		自发自用/余电上网	用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	≤ 400kW

(3) 小型/微型内燃机、燃气轮机电站接入系统典型设计共 5 个方案, 方案概述详见表 1-5。

表 1-5 小型/微型内燃机、燃气轮机电站接入系统方案分类表

方案编号	接入电压	接入模式	接入点	送出回路数	适用单点接入参考容量
XRJ10-T-1	10kV	全部上网 (接入公共电网)	专线接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	1MW ~ 6MW
XRJ10-T-2			专线接入公共电网 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XRJ10-Z-1		自发自用/余电上网	单点接入用户 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XRJ380-T-1	380V	全部上网 (接入公共电网)	公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	≤ 400kW
XRJ380-Z-1		自发自用/余电上网	用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	≤ 400kW

1.4.2 汇集站升压站分册

汇集站(升压站)典型设计适用于分布式电源, 特别是经过逆变器接入或异步电机接入电网前, 内部电源汇集或升压配电站的设计。经过同步电机并网可参考应用。

汇集站(升压站)设计内容包括: 主接线、设备选择、设备参数配置、站内保护、信息采集与分析等相关方案设计。

汇集站分为 11 个方案, 升压站分为 16 个方案; 汇集站典型设计技术方案组合见表 2-1。升压站典型设计技术方案组合见表 1-7。

表 1-7 国家电网公司分布式电源接入系统——汇集站典型设计技术方案组合表

方案编号	电气主接线	进出线回路数	主要设备选择	设备布置
FHA-1	单母线	6 回进线、1 回送出线、 2 回配出线	空气绝缘断路器柜	户外单列布置
FHA-2	单母线	6 回进线、1 回送出线、 2 回配出线	充气式断路器柜	户外单列布置
FHB-1	单母线	6 回进线、1 回送出线、 2 回配出线	空气绝缘断路器柜	户内单列布置
FHB-2	单母线	6 回进线、1 回送出线、 2 回配出线	充气式断路器柜	户内单列布置
FHB-3	两条独立的单母线	4 回进线、2 回送出线、 0~2 回配出线	空气绝缘断路器柜	户内单列布置
FHB-4	两条独立的单母线	12 回进线、2 回送出线、 0~2 回配出线	空气绝缘断路器柜	户内双列布置
FHB-5	两条独立的单母线	6 回进线、2 回送出线、 0~2 回配出线	充气式断路器柜	户内单列布置
FHB-6	两条独立的单母线	12 回进线、2 回送出线、 0~2 回配出线	充气式断路器柜	户内双列布置
FHB-7	单母线分段	6 回进线、2 回送出线、 2 回配出线	空气绝缘断路器柜	户内单列布置
FHB-8	单母线分段	8 回进线、2 回送出线、 8 回配出线	空气绝缘断路器柜	户内双列布置
FHB-9	单母线分段	8 回进线、2 回送出线、 8 回配出线	充气式断路器柜	户内单列布置

表 1-8 国家电网公司分布式电源接入系统——升压站典型设计技术方案组合表

方案编号	变压器（kVA）	电气主接线	主要设备选择	进出线回路数	布置形式
FSA-1	1×(315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1回	户外
FSA-2	1×(800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1回	户外
FSA-3	1×(315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1回	户外
FSA-4	1×(800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1回	户外
FSA-5	2×(315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2回	户外
FSA-6	2×(800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2回	户外
FSA-7	2×(315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2回	户外
FSA-8	2×(800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2回	户外
FSB-1	1×(315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1回	户内
FSB-2	1×(800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1回	户内
FSB-3	1×(315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：1回	户内
FSB-4	1×(800~1250)	中压侧：线变组	中压侧：充气式断路器柜	中压侧出线：1回	户内

方案编号	变压器 (kVA)	电气主接线	主要设备选择	进出线回路数	布置形式
		低压侧：单母线	低压侧：抽屉式或抽出式开关柜		
FSB-5	2×(315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2回	户内
FSB-6	2×(800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：空气绝缘断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2回	户内
FSB-7	2×(315~630)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2回	户内
FSB-8	2×(800~1250)	中压侧：线变组 低压侧：单母线分段	中压侧：充气式断路器柜 低压侧：抽屉式或抽出式开关柜	中压侧出线：2回	户内

1.4.3 送出线路分册

送出线路典型设计适用于分布式电源接入配电网送出线路部分的设计工作，用户内部线路设计可参考应用。

线路分为架空线和电缆两部分，送出线路典型设计内容包括：线路类型、敷设方式、设备选型等相关方案设计。

（补充方案编号命名原则）

（1）架空线杆型汇总表如下：

表 1-9 10kV 杆型汇总表

编号	杆塔类型	杆型	杆型代号
1	混凝土电杆	12 米直线杆	S-ZX-12A
2		12 米直线杆	S-ZX-12B
3		12 米直线杆	S-ZX-12C
4		12 米直线杆	S-ZX-12D
5		15 米直线杆	S-ZX-15A
6		15 米直线杆	S-ZX-15B
7		15 米直线杆	S-ZX-15C
8		15 米直线杆	S-ZX-15D
9		12 米转角杆	S-ZJ-12A
10		15 米转角杆	S-ZJ-15A
11		12 米耐张杆	S-NZ1-12A
12		12 米耐张杆	S-NZ1-12B
13		15 米耐张杆	S-NZ1-15A
14		15 米耐张杆	S-NZ1 -15B
15		12 米耐张杆	S-NZ2-12A
16		12 米耐张杆	S-NZ2-12B
17		15 米耐张杆	S-NZ2-15A
18		15 米耐张杆	S-NZ2-15B
19		12 米耐张杆	S-NZ3-12A
20		12 米耐张杆	S-NZ3-12B
21		15 米耐张杆	S-NZ3-15A
22		15 米耐张杆	S-NZ3-15B
23		12 米终端杆	S-ZD-12A
24		12 米终端杆	S-ZD-12B
25		15 米终端杆	S-ZD-15A
26		15 米终端杆	S-ZD-15B
27	钢管杆	10 米转角杆	G-J1-10-A
28		10 米转角杆	G-J2-10-A
29		10 米转角杆	G-J3-10-A
30		13 米转角杆	G-J1-13-A
31		13 米转角杆	G-J2-13-A
32		13 米转角杆	G-J3-13-A

33		13 米转角杆	G-SJ1-13-A
34		13 米转角杆	G-SJ2-13-A
35		13 米转角杆	G-SJ3-13-A
36		13 米转角杆	G-SJ1-13-B
37		13 米转角杆	G-SJ2-13-B
38		13 米转角杆	G-SJ3-13-B

(2) 电缆相关汇总表如下:

表 1-10 电缆直埋模块技术条件

序号	电缆直埋情况	电缆截面 (芯数×截面, mm ²)	断面规模 (沟底宽, m)	图纸 编号
1	单根电缆敷设	0.4kV: 4×50~300 10kV: 3×70~400	≤0.4	ZM-1
2	2 根电缆敷设	0.4kV: 4×50~300 10kV: 3×70~400	≤0.6	ZM-2
3	3 根电缆敷设	0.4kV: 4×50~300 10kV: 3×70~400	≤0.8	ZM-3

表 1-11 电缆沟模块技术条件一览表

模块编号	缆沟断面尺寸 (宽×高或内径)	沟道施工方法	支架布置	结构形式
LG-1	0.75m×0.7m	明开挖	单侧	砖混
LG-2	0.75m×0.7m	明开挖	单侧	混凝土

表 1-12 排管模块技术条件

序号	电缆敷设根数	电缆截面 (芯数×截面, mm ²)	图纸编号
1	2×2	0.4kV: 4×50~300 10kV: 3×70~400	PG-1、2
2	1×4	0.4kV: 4×50~300 10kV: 3×70~400	PG-3、4

电缆井模块相关方案:

直线井子模块

J-1 模块按电缆回路、敷设根数和敷设间距等要求分为 2 种型式, 各型式技术条件见表 1-13。

表 1-13 J-1 模块技术条件一览表

序号	电压等级 (kV)	电缆敷设根数	长 (m) × 宽 (m) × 高 (m)	图号
1	0.4~10	≤2	4×1.2×2	J-1-1
2	0.4~10	≤2	6×1.2×2	J-1-2

转角井子模块

J-2 模块按电缆回路、敷设根数和敷设间距等要求分为 2 种型式，各型式技术条件见表 1-14。

表 1-14 J-2 模块技术条件一览表

编号	电压等级 (kV)	电缆敷设根数	长 (m) x 宽 (m) x 高 (m)	图号
1	0.4 ~ 10	≤ 2	4x1.2x2	J-2-1
2	0.4 ~ 10	≤ 2	6x1.2x2	J-2-2

三通井子模块

J-3 模块按电缆回路、敷设根数和敷设间距等要求分为 1 种型式，各型式技术条件见表 1-15。

表 1-15 J-3 模块技术条件一览表

编号	电压等级 (kV)	电缆敷设根数	长 (m) x 宽 (m) x 高 (m)	图号
1	0.4 ~ 10	≤ 2	6x1.2x2	J-3-1

1.5 应用说明

本典型设计分为接入系统设计、分布式电源自身汇集站(升压站)设计和送出线路设计三部分。共同指导分布式电源接入实际应用。典型设计为国家电网公司统一组织编制，分布式电源接入系统工程中，国家电网公司投资部分工程应依照执行，企业或用户投资部分工程可参考应用。

本典型设计三分册内容共同组成分布式电源接入系统工程设计全部内容，三个分册方案间适用性如下表所示，供应用者参考。

表 1-16 典型设计方案适用情况表

接入系统典型设计	汇集站典型设计方案		升压站典型设计方案		送出线路设计方案			
	FHA1 ~ 2、FHB-1 ~ 6	FHB-7 ~ 9	FSA-1 ~ 8	FSB-1 ~ 8	水泥杆 S-ZX/ZJ/NZ/ZD	钢杆 G-J/SJ	10kV 电缆 ZM/LG/PJ/J	0.4kV 电缆 ZM/LG/PJ/J
XGF10-T-1	●	◎	●	●	●	●	●	×
XGF10-T-2	●	◎	●	●	●	●	●	×
XGF10-T-3	●	◎	●	●	●	●	●	×
XGF10-Z-1	●	●	●	●	●	●	●	×
XGF380-T-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XGF380-T-2	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XGF380-Z-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XGF380-Z-2	×	×	●	●	×	×	×	●
XGF380-Z-Z1	×	×	●	●	×	×	×	●
XGF10-Z-Z1	●	●	●	●	●	●	●	×
XGF380/10-Z-Z1	●	●	●	●	●	●	●	●
XGF380-T-Z1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XGF380/10-T-Z1	●	●	◎	◎	●	●	●	●
XFD10-T-1	●	◎	◎	◎	●	●	●	×
XFD10-T-2	●	◎	◎	◎	●	●	●	×
XFD10-T-3	●	◎	◎	◎	●	●	●	×
XFD10-Z-1	●	●	◎	◎	●	●	●	×
XFD380-T-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XFD380-Z-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XRJ10-T-1	◎	◎	×	×	●	●	●	×
XRJ10-T-2	◎	◎	×	×	●	●	●	×

接入系统典型设计	汇集站典型设计方案		升压站典型设计方案		送出线路设计方案			
	FHA1 ~ 2、FHB-1 ~ 6	FHB-7 ~ 9	FSA-1 ~ 8	FSB-1 ~ 8	水泥杆 S-ZX/ZJ/NZ/ZD	钢杆 G-J/SJ	10kV 电缆 ZM/LG/PJ/J	0.4kV 电缆 ZM/LG/PJ/J
XRJ10-Z-1	◎	◎	×	×	●	●	●	×
XRJ10-Z-2	◎	◎	×	×	●	●	●	×
XRJ380-T-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
XRJ380-Z-1	×	×	◎	◎	×	×	×	●
●	适用。							
×	不适用。							
◎	可根据实际情况参考应用。							

第 2 章工作过程

分布式电源接入系统典型设计修编工作分为需求调研、技术导则编制、方案和设计深度确定、典型设计方案编制、设计方案评审出版等五个阶段。

第一阶段：需求调研。开展相关调研，了解各地区分布式电源接入系统实际情况，结合分布式电源接入系统的发展趋势和要求，分析各地区分布式电源接入系统设计工作中的特点和存在问题。

第二阶段：技术导则编制。编写设计技术导则，明确开展分布式电源接入系统方案典型设计要求及工作安排，并征求各网省公司和各设计单位意见。

第三阶段：方案和设计深度确定。根据设计指导原则，细化并网容量、接入电压等级、接入点、电气接线一次二次系统配置、通信计量等设计要求，形成典型设计方案组合，并明确设计深度要求。

第四阶段：典型设计方案编制。总结近年来分布式电源接入系统设计、施工及运行中出现的实际问题，依据国家和公司的有关规定以及设计指导原则，组织编制分布式电源接入系统典型设计方案。

第五阶段：设计方案评审出版。邀请知名专家对整体设计方案评审，修改完善，形成《分布式电源接入系统方案典型设计(2016 版)》出版稿。

第 3 章 典型设计依据

3.1 设计依据性文件

国家电网办[2012]1560 号 国家电网公司关于印发《分布式光伏发电并网方面相关意见和规定》的通知

发改能源[2013]1381 号国家发展改革委关于印发《分布式发电管理暂行办法》的通知

国家电网办[2013]1781 号国家电网公司关于印发《分布式电源并网相关意见和规范（修订版）》的通知

国能新能[2014]406 号国家能源局关于《进一步落实分布式光伏发电有关政策》的通知

国家电网发展[2014]1325 号 国家电网公司关于《转发国家能源局<关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知>》

3.2 主要设计标准、规程规范

本典型设计依据公司发布的《分布式电源接入配电网相关技术规定》和《分布式光伏发电接入配电网相关技术规定》及以下国家标准、行业标准、企业标准。凡是注日期的引用标准，仅注日期的版本适用于本典型设计；凡是不注日期的引用标准，其最新版本（包括所有修改单）适用于本典型设计。

GB/T 19939 光伏系统并网技术要求

GB/T 20046 光伏(PV)系统电网接口特性

GB/Z 19964 光伏电站接入电力系统技术规定

GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定

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 24337 电能质量 公用电网间谐波

GB/T 19862 电能质量监测设备通用要求

GB 50052 供配电系统设计规范

GB 50053 10kV 及以下变电所设计规范

GB 50054 低压配电设计规范

GB 50057 建筑物防雷设计规范

GB 50064 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范

GB 50065 交流电气装置的接地设计规范

GB 500603 ~ 110kV 高压配电装置设计规范

GB 50217 电力工程电缆设计规范

GB 50613 城市配电网规划设计规范

GB 1094 电力变压器

GB/T 17468 电力变压器选用导则

GB/T 6451 油浸式电力变压器技术参数和要求

GB 4208 外壳防护等级 (IP 代码)

GB 50011 建筑抗震设计规范

GB 50010 混凝土结构设计规范

GB 50003 砌体结构设计规范

GB 1179 圆线同心绞架空导线

GB 4623 环形混凝土电杆

GB 13955 剩余电流动作保护装置安装和运行

GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程

GB 3096 声环境质量标准

GB 2894 安全标志及其使用导则

GB 50061 66kV 及以下架空电力线路设计规范

GB 50173 电气装置安装工程 35kV 及以下架空电力线路施工及验收规范

GB 14049 额定电压 10kV、35kV 架空绝缘电缆

GB 12527 额定电压 1kV 及以下架空绝缘电缆

GB 50169 电气装置安装工程接地装置施工及验收规范

GB 50108 地下工程防水技术规范

DL/T 599 城市中低压配电网改造技术导则

DL/T 448 电能计量装置技术管理规程

DL/T 825 电能计量装置安装接线规则

DL/T 5202 电能量计量系统设计技术规程

DL 645 多功能电能表通信协议

DL/T 634.5101 远动设备及系统第 5-101 部分 传输规约基本远动任务配套标准

DL/T 634.5104 远动设备及系统 第 5-104 部分传输规约 采用标准传输协议集的 IEC60870-5-101 网络访问

DL/T 601 架空绝缘配电线路设计技术规程

DL/T 621 交流电气装置的接地

DL/T 620 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合

DL/T 5220 10kV 及以下架空配电线路设计技术规定

DL/T 5221 城市电力电缆线路设计技术规定

Q/GDW 156 城市电力网规划设计导则

Q/GDW 212 电力系统无功补偿配置技术原则

Q/GDW 370 城市配电网技术导则

Q/GDW 382 配电自动化技术导则

Q/GDW 480 分布式发电接入电网技术规定

Q/GDW 564 储能系统接入配电网技术规定

Q/GDW 617 国家电网公司光伏电站接入电网技术规定

Q/GDW1813 配电网架空绝缘线路雷击断线防护导则

Q/GDW 11271 分布式电源调度运行管理规范

3.3 主要电气设备技术标准

主要电气设备选择部分参照《国家电网公司 10 千伏配电网工程通用设备(2014 年版)》和《国家电网公司输变电工程通用设备(2009 年版)》。

第二篇 接入系统典型方案及技术原则

第 4 章 概述

分布式电源接入系统典型设计技术原则是指导典型设计的总纲，描述典型设计的内容和深度要求，以及明确在设计中所执行的主要技术原则。其中：

系统一次包括接入系统方案划分原则、接入电压等级、接入点选择、典型方案、主要设备选择；

系统继电保护及安全自动装置包括线路保护、母线保护、频率电压异常紧急控制装置、防孤岛保护；

系统调度自动化包括调度管理、远动系统、对时方式、通信协议、信息传输、安全防护、功率控制、电能质量监测；

系统通信包括通道要求、通信方式、通信设备供电、通信设备布置等；

计量包括计量装置、关口点设置、设备接口、通道及规约要求等。

第 5 章 系统一次设计及方案划分

5.1 内容和深度要求

5.1.1 主要设计内容

(1) 在确保电网和分布式电源安全运行的前提下, 综合考虑分布式电源项目报装装机容量和远期规划装机容量等因素, 合理确定接入电压等级、接入点;

(2) 确定采用相应典型设计方案;

(3) 提出对有关电气设备选型的要求。

5.1.2 设计深度

(1) 光伏发电: 具体包括接入系统方案, 相应电气计算(包括潮流、短路、电能质量分析、无功平衡、三相不平衡校验等), 合理选择送出线路回路数、导线截面, 明确无功容量配置, 对升压站主接线、设备参数选型提出要求, 提出系统对光伏电站的技术要求。

(2) 风力发电: 具体包括接入系统方案, 相应电气计算(潮流、短路、稳定、电能质量分析、无功平衡等), 合理选择送出线路回路数、导线截面, 明确无功容量配置, 对汇集站主接线、设备参数选型提出要求, 最后提出系统对风力发电的要求。

(3) 内燃机、燃气轮机发电: 具体包括接入系统方案, 相应电气计算(潮流、短路、稳定等), 合理选择送出线路回路数、导线截面, 对设备参数选型提出要求, 最后提出系统对内燃机、燃气轮机发电的要求。

其中, 经过逆变器并网的风力发电、微燃机发电等接入系统应参照光伏发电进行设计。

经过逆变器和异步机同时并网的双馈式风力发电等接入系统应

参照风力发电进行设计。

经过同步机并网的生物质、资源综合利用等发电接入系统应参照燃机发电进行设计。

5.2 主要原则及接入系统方案

5.2.1 接入方案划分

根据接入电压等级、接入点和分布式电源类型划分接入系统方案。

5.2.2 接入电压等级

对于单个并网点，接入的电压等级应按照安全性、灵活性、经济性的原则，根据分布式电源容量、导线载流量、上级变压器及线路可接纳能力、地区配电网情况综合比选后确定。

分布式电源并网电压等级根据装机容量进行初步选择的参考标准如下：8kW 及以下可接入 220V；8kW~400kW 可接入 380V；400kW~6MW 可接入 10kV。最终并网电压等级应综合参考有关标准和电网实际条件，通过技术经济比选论证后确定。

5.2.3 接入点选择

5.2.3.1 10kV 对应接入点

（1）全部上网

- 1) 公共电网变电站 10kV 母线；
- 2) 公共电网开关站、环网箱（室）、配电室或箱变 10kV 母线；
- 3) T 接公共电网 10kV 线路。

（2）自发自用/余电上网（含全部自用）

用户开关站、环网箱（室）、配电室或箱变 10kV 母线。

当并网点与接入点之间距离很短时，可以在分布式电源与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

5.2.3.2 380V 对应接入点

(1) 全部上网

- 1) 公共电网配电箱/线路;
- 2) 公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线。

(2) 自发自用/余电上网(含全部自用)

- 1) 用户配电箱/线路;
- 2) 用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线。

当分布式电源接入 35kV 及以上用户内部的 10kV 及以下电压等级系统时,可参考相应接入系统典型设计方案。

5.2.3.3 相关定义

本典型设计中并网点、公共连接点等相关定义如下:

(1) 并网点。对于有升压站的分布式电源,并网点为分布式电源升压站高压侧母线或节点;对于无升压站的分布式电源,并网点为分布式电源的输出汇总点。如图 5-1 所示,A1、B1 点分别为分布式电源 A、B 的并网点,C1 点为常规电源 C 的并网点。

(2) 接入点。是指电源接入电网的连接处,该电网既可能是公共电网,也可能是用户电网。如图 5-1 所示,A2、B2 点分别为分布式电源 A、B 的接入点,C2 为常规电源 C 的接入点。

(3) 公共连接点。是指用户系统(发电或用电)接入公用电网的连接处。如图 5-1 所示,C2、D 点均为公共连接点,A2、B2 点不是公共连接点。

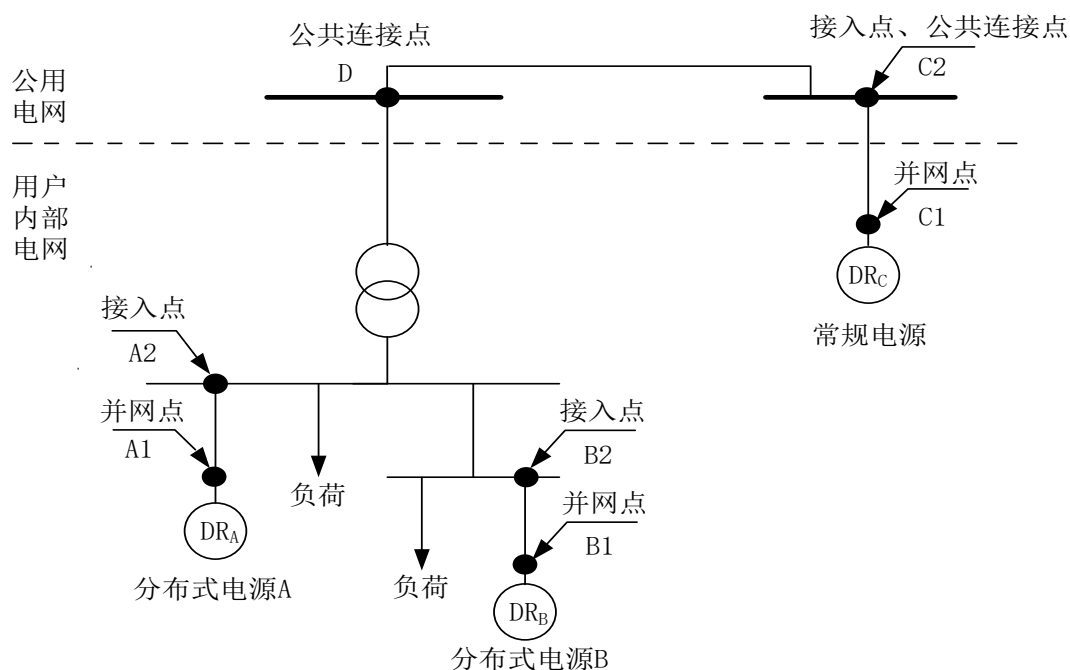


图 5-1 相关节点定义示意图

(4) 接入系统工程。如图 5-1 所示，A1—A2、B1—B2 和 C1—C2 输变电工程以及相应电网改造工程分别为分布式电源 A、B 和常规电源 C 接入系统工程，其中，A1—A2、B1—B2 输变电工程由用户投资，C1—C2 输变电工程由电网企业投资。

(5) 专线接入。是指分布式电源接入点处设置分布式电源专用的开关设备（间隔），如分布式电源直接接入变电站、开闭站、配电室母线或环网柜等方式。

(6) T 接。是指分布式电源接入点处未设置专用的开关设备（间隔），如分布式电源直接接入架空或电缆线路方式。

5.2.4 光伏发电典型设计方案

(1) 光伏发电单点接入系统典型设计共 8 个方案，方案概述详见表 5-1。

表 5-1 分布式光伏单点接入系统方案分类表

方案编号	接入电压	接入模式	接入点	送出回路数	单个并网参考容量*
XGF10-T-1	10kV	全部上网	专线接入公共电网变电站	1 回	1MW ~ 6MW

		(接入公共电网)	10kV 母线		
XGF10-T-2			接入公共电网 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XGF10-T-3			T 接公共电网 10kV 线路	1 回	400kW ~ 2MW
XGF10-Z-1		自发自用/余电上网(接入用户电网)	接入用户 10kV 母线	1 回	400kW ~ 6MW
XGF380-T-1	380V	全部上网(接入公共电网)	公共电网配电箱/线路	1 回	≤100kW, 8kW 及以下可单相接入
XGF380-T-2			公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	20kW ~ 400kW
XGF380-Z-1		自发自用/余电上网(接入用户电网)	用户配电箱/线路	1 回	≤400kW, 8kW 及以下可单相接入
XGF380-Z-2			用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	20kW ~ 400kW

注：1、表中参考容量仅为建议值，具体工程设计中可根据电网实际情况进行适当调整。
2、接入用户电网、且采用全部上网模式的分布式光伏发电可参照自发自用/余量上网模式方案设计。

5.2.4.1 单点接入典型设计方案 XGF10-T-1

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 1MW ~ 6MW。

XGF10-T-1 方案一次系统接线示意图见图 5-2。

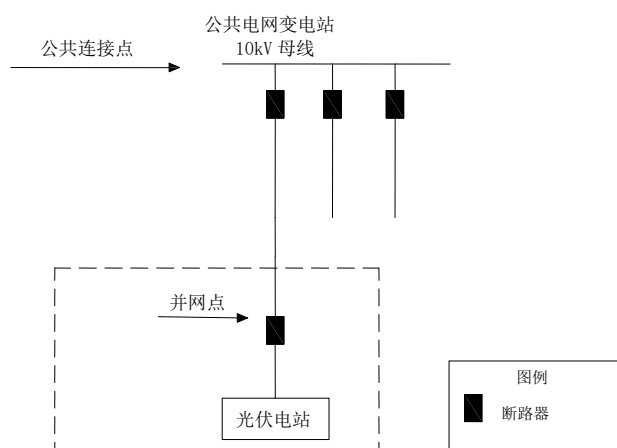


图 5-2XGF10-T-1 方案一次系统接线示意图

5.2.4.2 单点接入典型设计方案 XGF10-T-2

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XGF10-T-2 方案一次系统接线示意图见图 5-3。

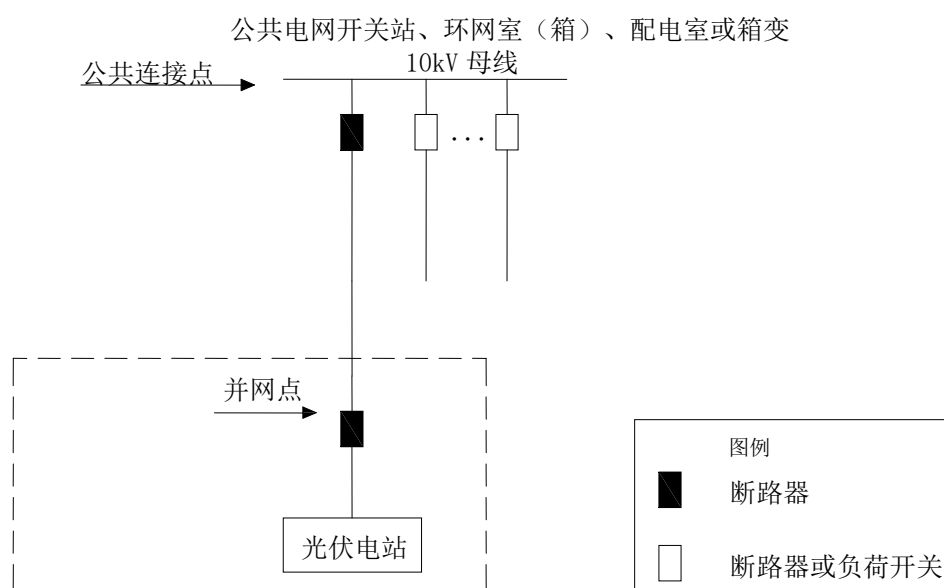


图 5-3 XGF10-T-2 方案一次系统接线示意图

5.2.4.3 单点接入典型设计方案 XGF10-T-3

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的光伏电站、公共连接点为公共电网 10kV 线路 T 接点，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XGF10-T-3 方案一次系统接线示意图见图 5-4。

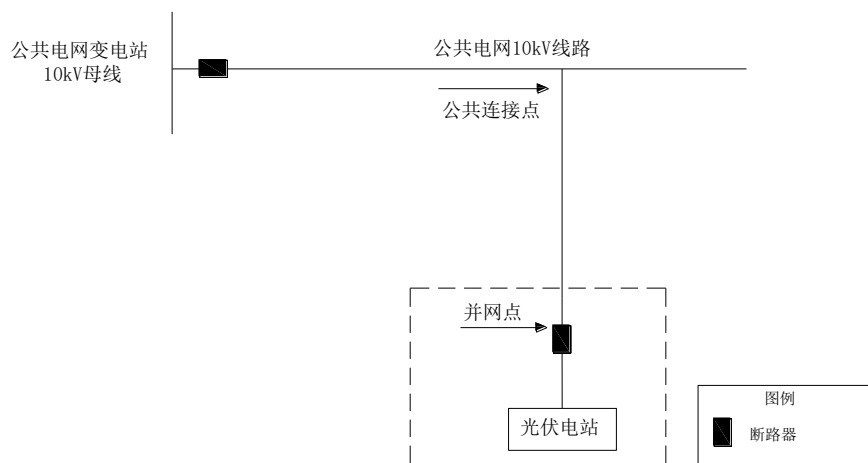


图 5-4XGF10-T-3 方案一次系统接线示意图

5.2.4.4 单点接入典型设计方案 XGF10-Z-1

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XGF10-Z-1 方案一次系统有两个子方案，子方案一接线示意图见图 5-5-1，子方案二接线示意图见图 5-5-2。

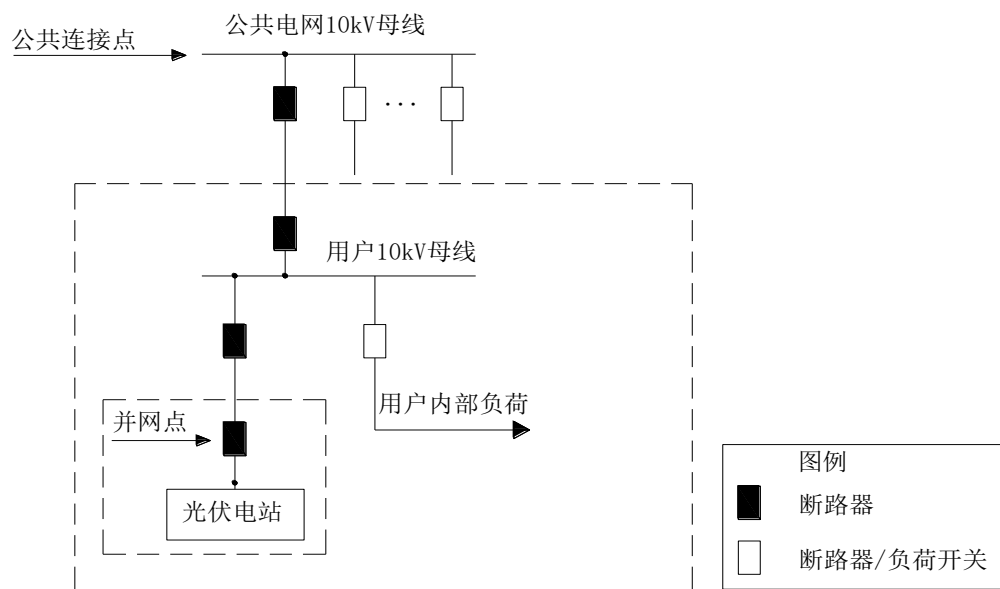


图 5-5-1 XGF10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

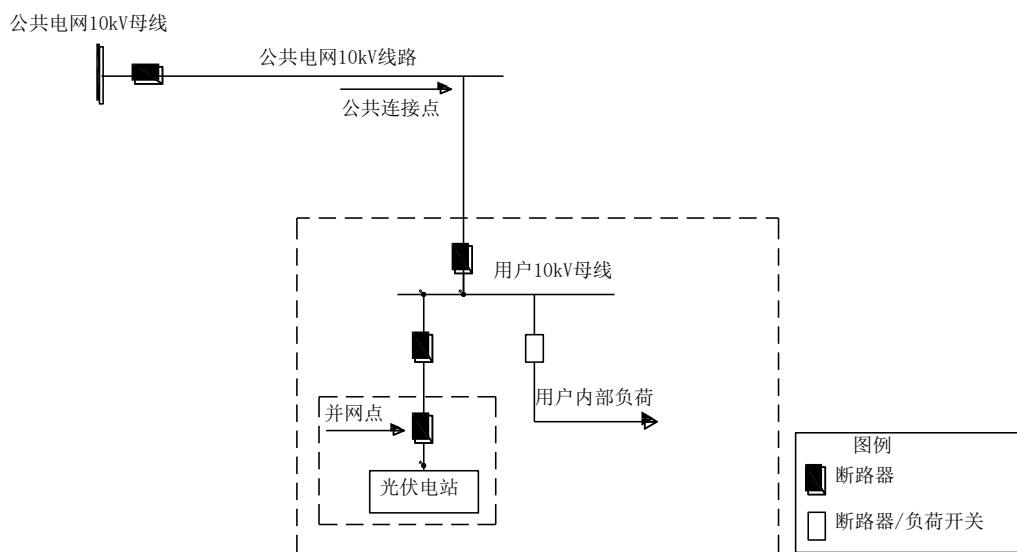


图 5-5-2 XGF10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

5.2.4.5 单点接入典型设计方案 XGF380-T-1

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网配电箱或线路，单个并网点参考装机容量不大于100kW，采用三相接入；装机容量8kW及以下，可采用单相接入。

XGF380-T-1 方案一次系统接线示意图见图 5-6。

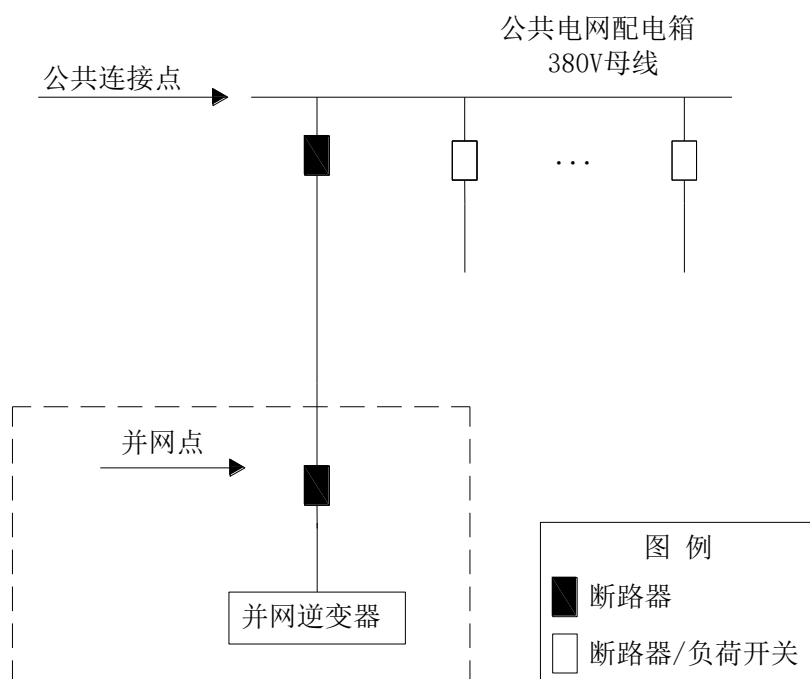


图 5-6XGF380-T-1 方案一次系统接线示意图

5.2.4.6 单点接入典型设计方案 XGF380-T-2

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线，单个并网点参考装机容量 20kW ~ 400kW。

XGF380-T-2 方案一次系统接线示意图见图 5-7。

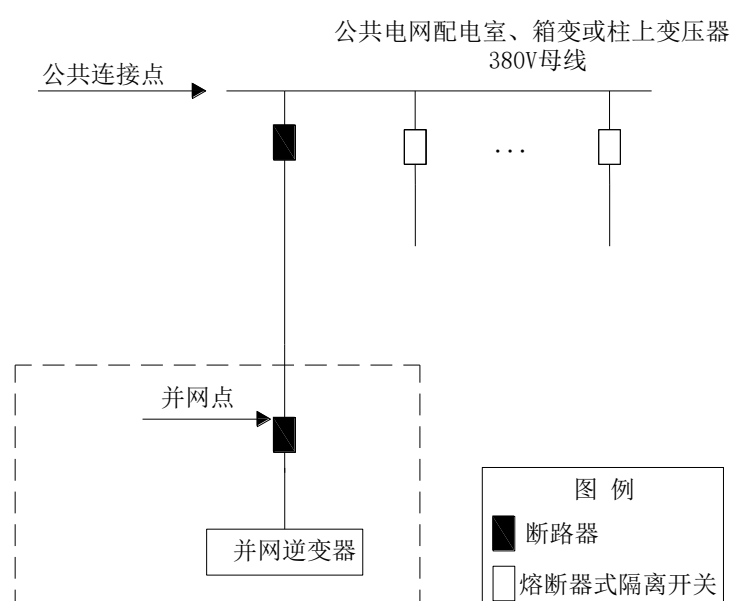


图 5-7 XGF380-T-2 方案一次系统接线示意图

5.2.4.7 单点接入典型设计方案 XGF380-Z-1

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量不大于 400kW，采用三相接入；装机容量 8kW 及以下，可采用单相接入。

XGF380-Z-1 方案一次系统有两个方案，方案一接线示意图见图 5-8-1，方案二接线示意图见图 5-8-2。

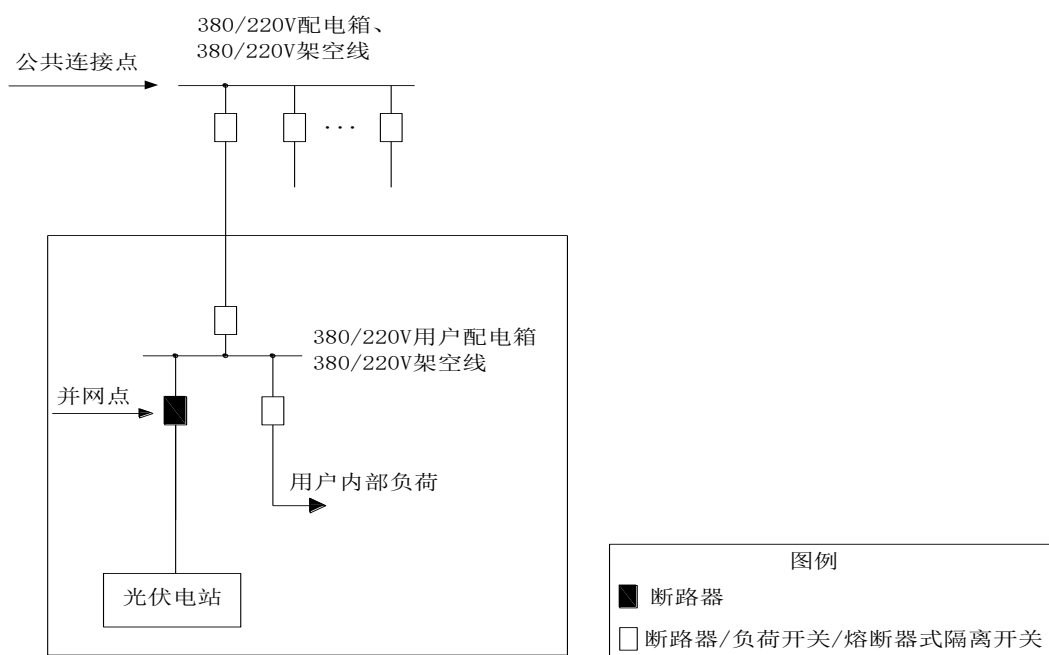


图 5-8-1 XGF380-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

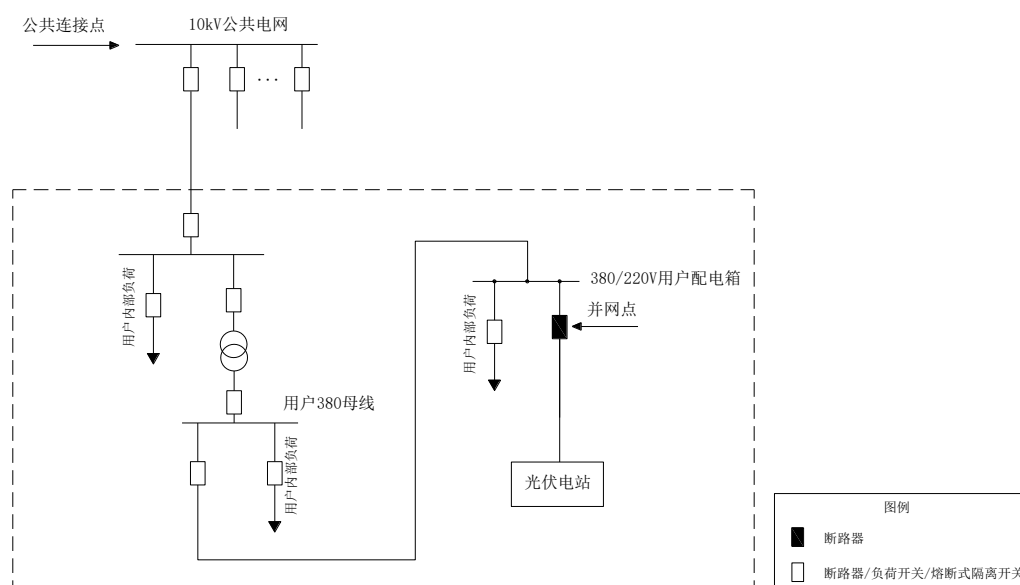


图 5-8-2 XGF380-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

5.2.4.8 单点接入典型设计方案 XGF380-Z-2

本方案主要适用于接入用户电网的光伏电站，单个并网点参考装机容量 20kW ~ 400kW。

XGF380-Z-2 方案一次系统接线示意图见图 5-9。

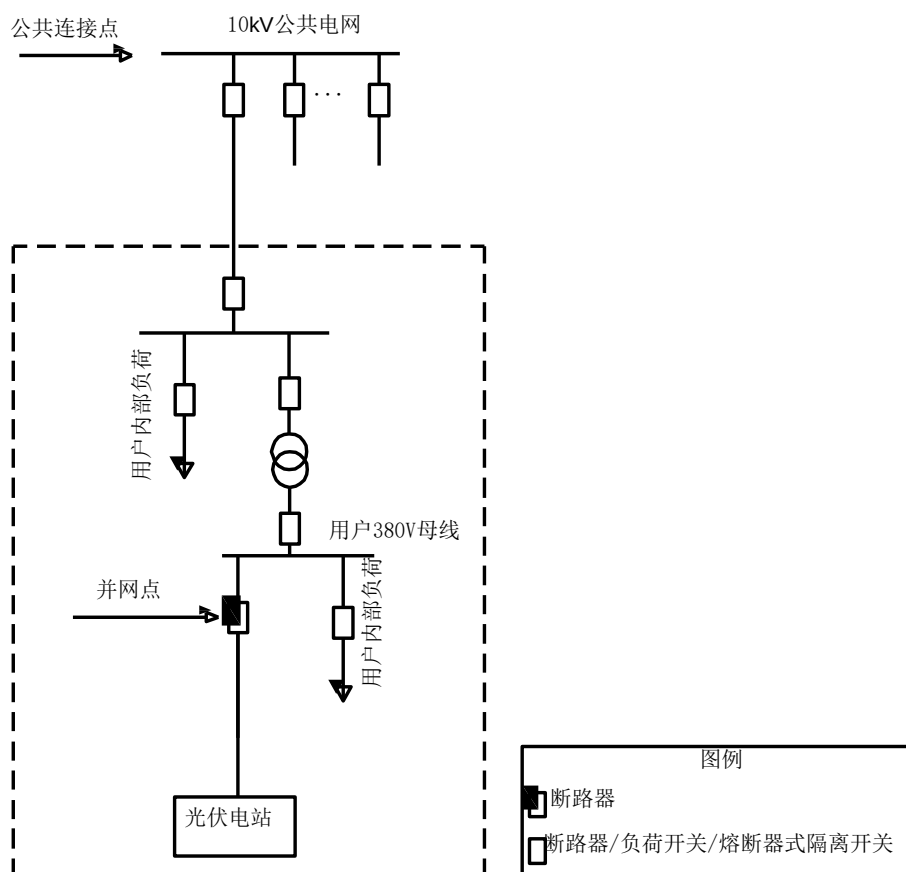


图 5-9XGF380-Z-2 方案一次系统接线示意图

5.2.5 风力发电典型设计方案

风机接入系统典型设计共 6 个方案，方案概述详见表 5-3。

表 5-3 分布式风电接入系统典型方案分类表

方案编号	接入电压	接入模式	接入点	送出回路数	单个并网点参考容量
XFD10-T-1	10kV	全部上网 (接入公共电网)	专线接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	1MW ~ 6MW
XFD10-T-2			接入公共电网 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XFD10-T-3			T 接公共电网 10kV 线路	1 回	400kW ~ 2MW
XFD10-Z-1	380V	自发自用/余电上网	专线接入用户 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XFD380-T-1		全部上网	公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	≤ 400kW
XFD380-Z-1		自发自用/余电上网	用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	≤ 400kW

注：1、当接入 35kV 及以上用户的 10kV 及以下电压等级时，可参考 XFD10-Z-1 等设计方案。

2、小型景观风机及风光储路灯等，不在本典型设计方案应用范围之内。

5.2.5.1 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD10-T-1

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的分布式风电，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 1MW ~ 6MW。

XFD10-T-1 方案一次接入系统示意图见图 5-15。

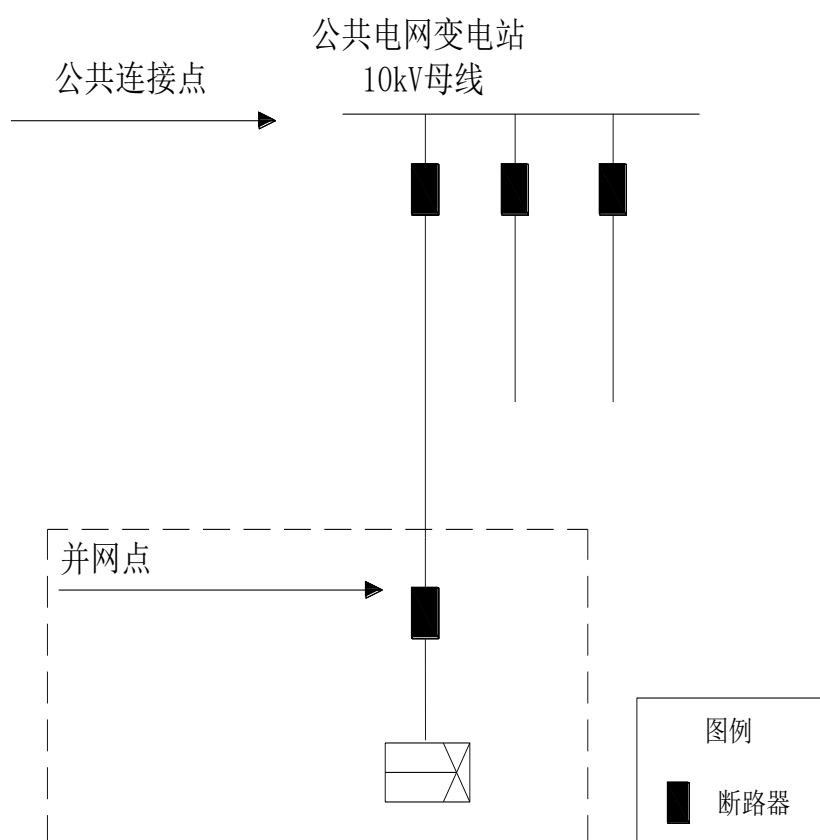


图 5-15 XFD10-T-1 方案一次接入系统示意图

5.2.5.2 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD10-T-2

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的分布式风电，公共连接点为公共电网开关站、环网室(箱)、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XFD10-T-2 方案一次接入系统示意图见图 5-16。

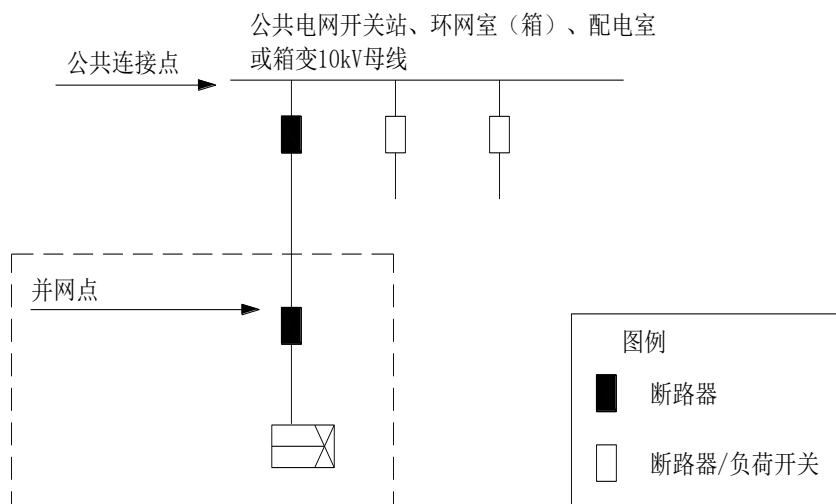


图 5-16 XFD10-T-2 方案一次接入系统示意图

5.2.5.3 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD10-T-3

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的分布式风电，T 接于公共电网 10kV 线路，单个并网节点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XFD10-T-3 方案一次系统接线示意图见图 5-17。

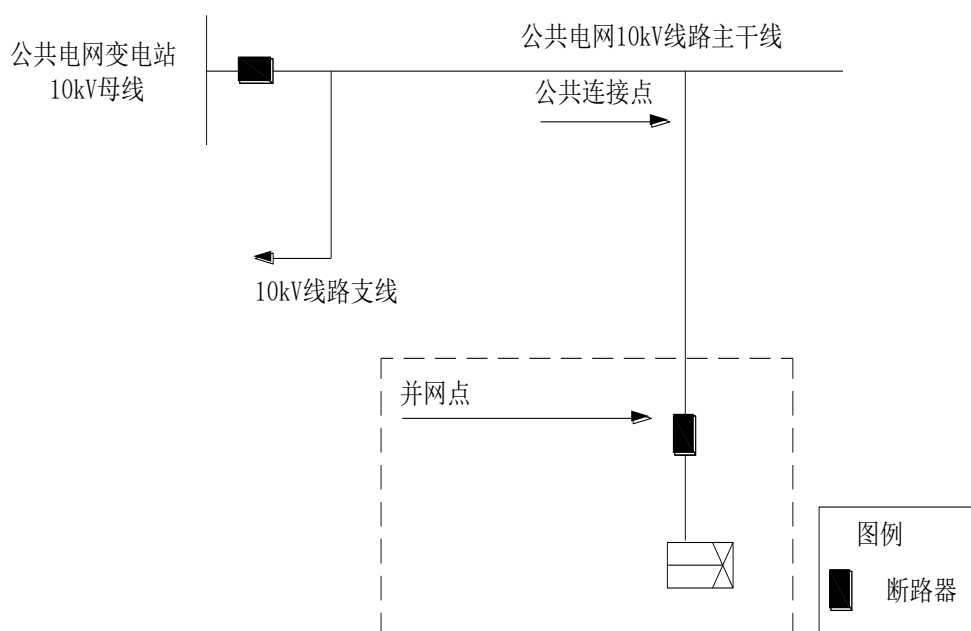


图 5-17XFD10-T-3 方案一次系统接线示意图

5.2.5.4 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD10-Z-1

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的分布式风电，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XFD10-Z-1 方案一次系统接线示意图见图 5-18。

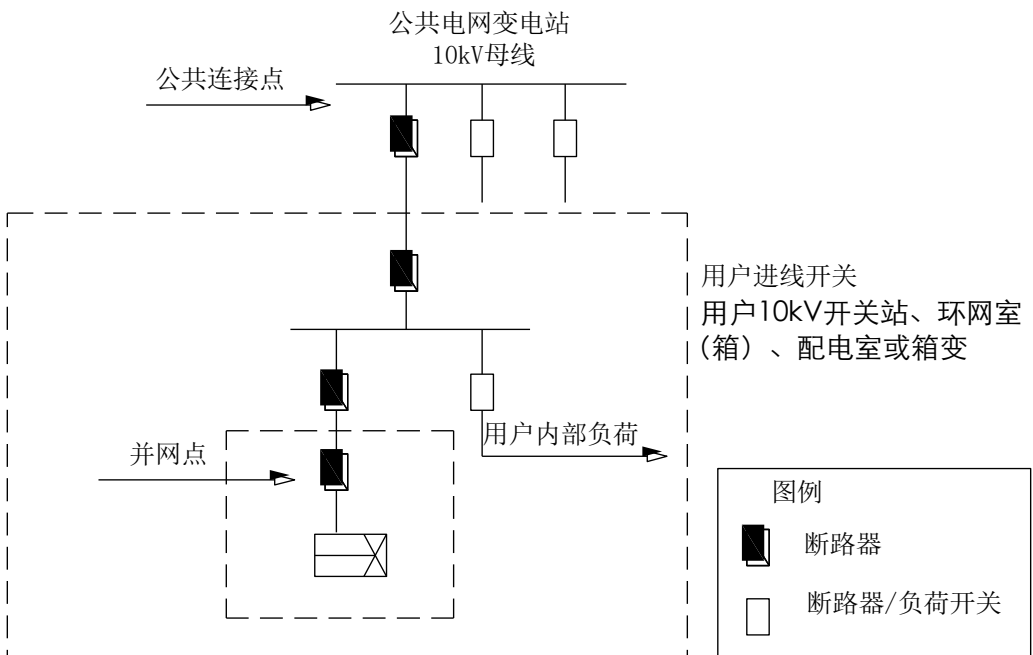


图 5-18-1 XFD10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

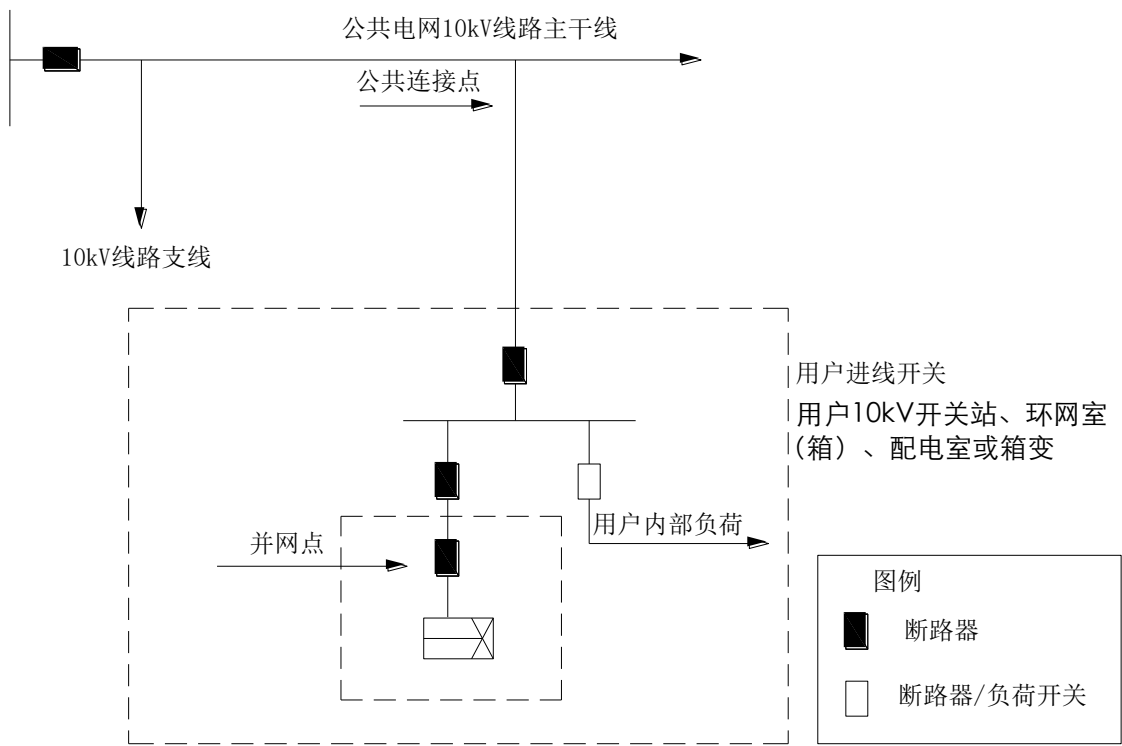


图 5-18-2 XFD10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

5.2.5.5 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD380-T-1

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的分布式风电，公共连接点为公共电网配电室、箱变或柱上变压器 380V 母线，单个并网点参考装机容量不大于 400kW。

XFD380-T-1 方案一次系统接线示意图见图 5-19。

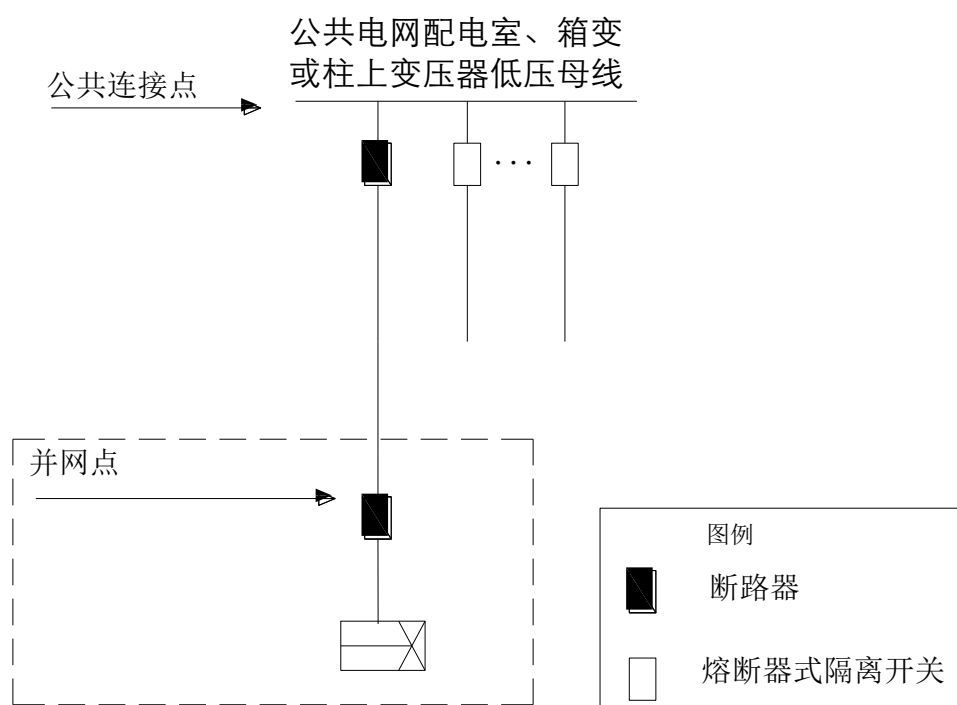


图 5-19 XFD380-T-1 方案一次系统接线示意图

5.2.5.6 分布式风电接入系统典型设计方案 XFD380-Z-1

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的分布式风电，单个并网点参考装机容量小于 400kW。

XFD380-Z-1 方案一次系统接线示意图见图 5-20。

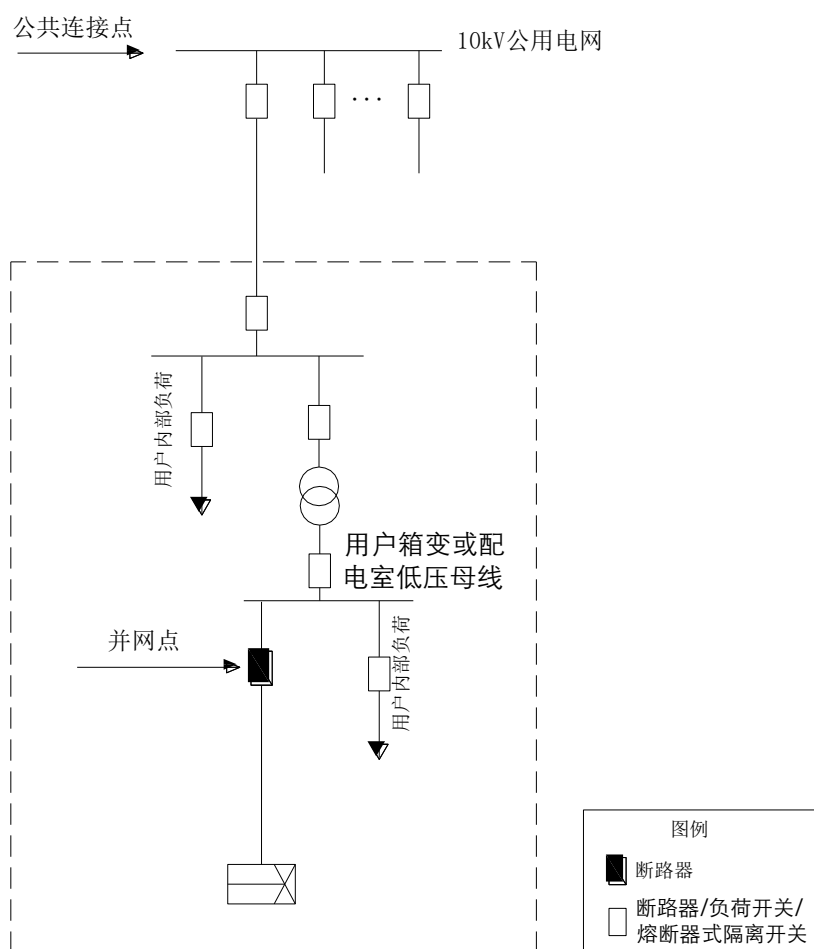


图 5-20 XFD380-Z-1 方案一次系统接线示意图

5.2.6 燃机发电典型设计方案

小型/微型内燃机、燃气轮机电站接入系统典型设计共 6 个方案，方案概述详见表 5-4。

表 5-4 小型/微型内燃机、燃气轮机电站接入系统方案分类表

方案编号	接入电压	接入模式	接入点	送出回路数	适用单点接入参考容量
XRJ10-T-1	10kV	全部上网 (接入公共电网)	专线接入公共电网变电站 10kV 母线	1 回	1MW ~ 6MW
XRJ10-T-2			专线接入公共电网 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XRJ10-Z-1		自发自用/余电上网	单点接入用户 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	1 回	400kW ~ 6MW
XRJ380-T-1	380V	全部上网 (接入公共电网)	公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线	1 回	≤ 400kW

XRJ380-Z-1		自发自用/ 余电上网	用户配电室、箱变或柱上变 压器低压母线	1 回	≤ 400kW

注：当接入 35kV 及以上用户的 10kV 及以下电压等级时，可参考 XRJ10-Z-1、XRJ10-Z-2 等设计方案。

5.2.6.1 燃机接入系统典型设计方案 XRJ10-T-1

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的燃机电站，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 1MW ~ 6MW。

XRJ10-T-1 接入系统方案见图 5-21。

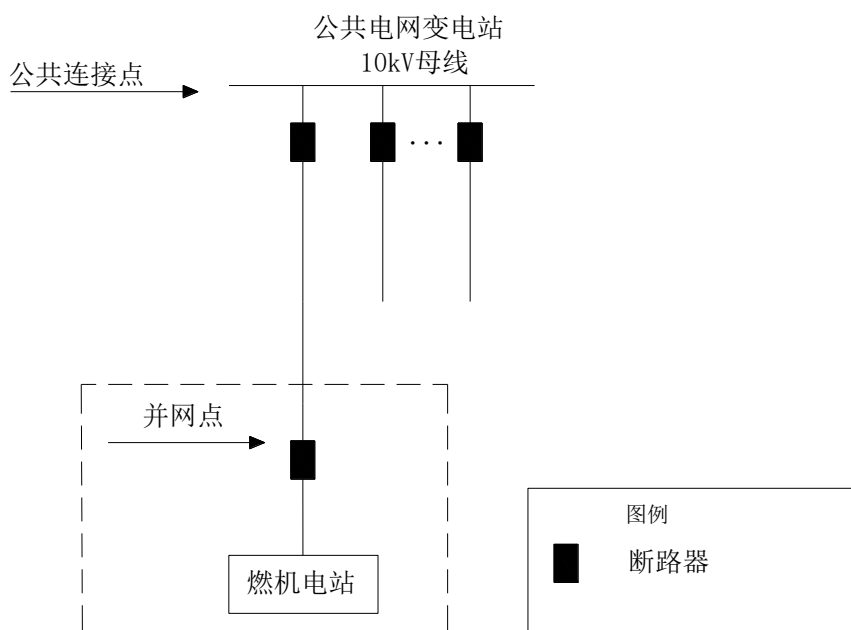


图 5-21 XRJ10-T-1 接入系统方案图

5.2.6.2 燃机接入系统典型设计方案 XRJ10-T-2

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的燃机电站，公共连接点为公共电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XRJ10-T-2 接入系统方案见图 5-22。

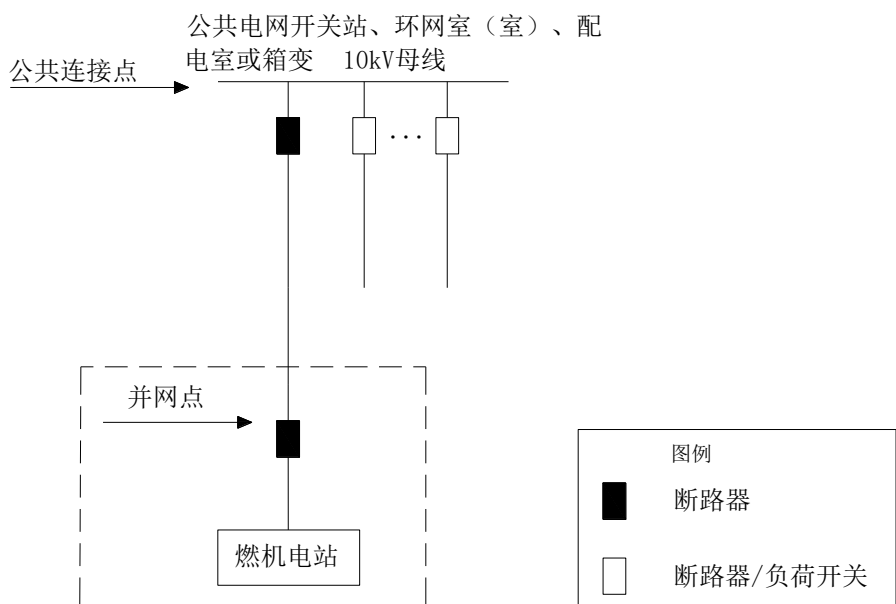


图 5-22 XRJ10-T-2 方案一次系统接线示意图（环网室）

5.2.6.3 燃机接入系统典型设计方案 XRJ10-Z-1

本方案主要适用于自发自用/余量上网（接入用户电网）的燃机电站，单个并网节点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

XRJ10-Z-1 接入系统方案见图 5-23。

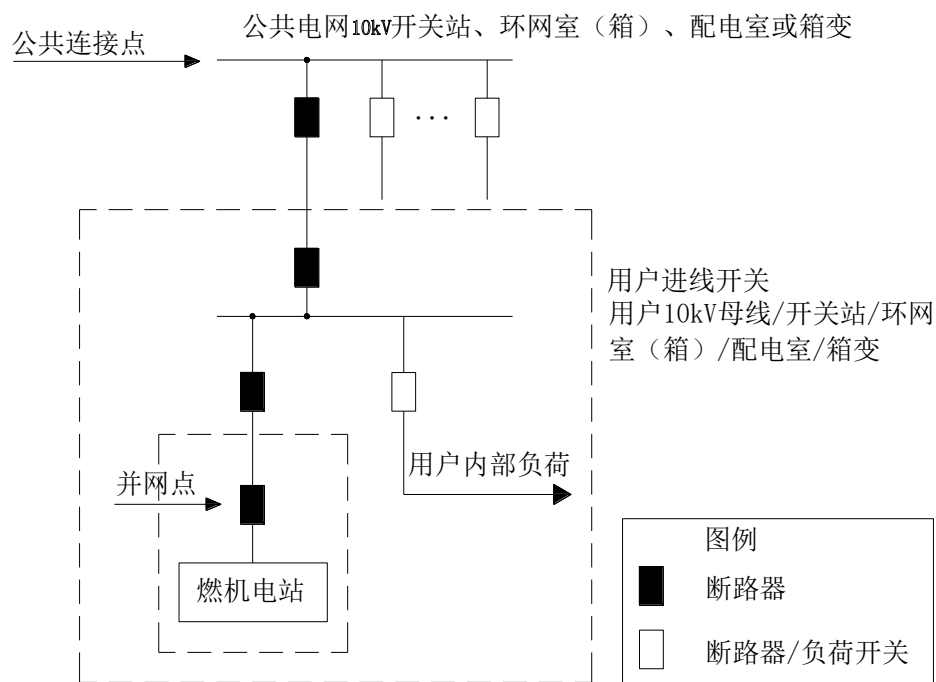


图 5-23-1 XRJ10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

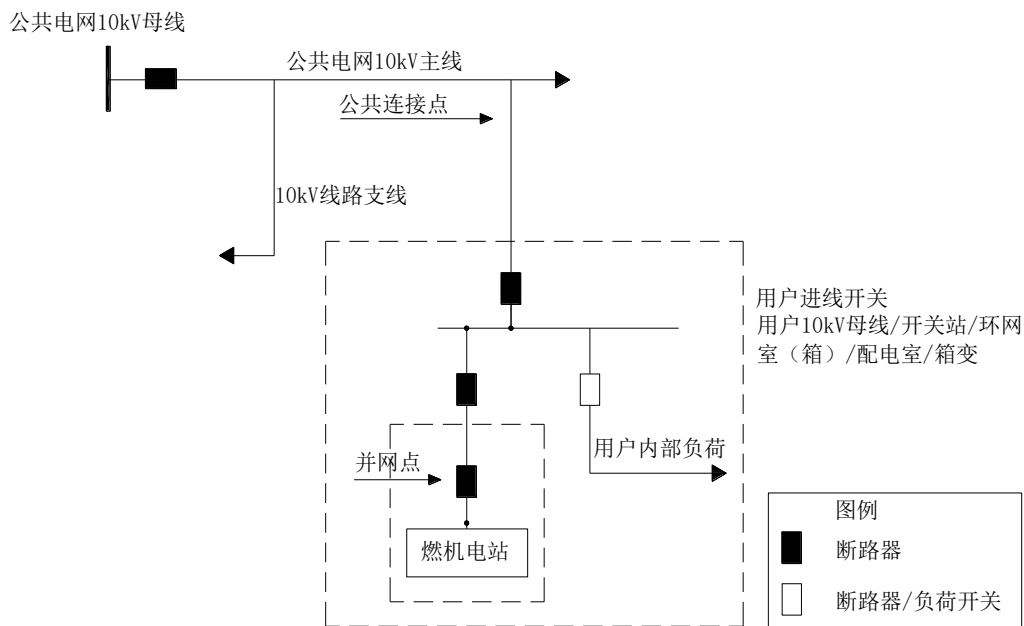


图 5-23-2 XRJ10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

5.2.6.4 燃机接入系统典型设计方案 XRJ380-T-1

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的燃机电站，公共连接点为公共电网配电室、箱变或柱上变压器 380V 母线，单个并网参考装机容量不大于 400kW。

XRJ380-T-1 接入系统方案见图 5-24。

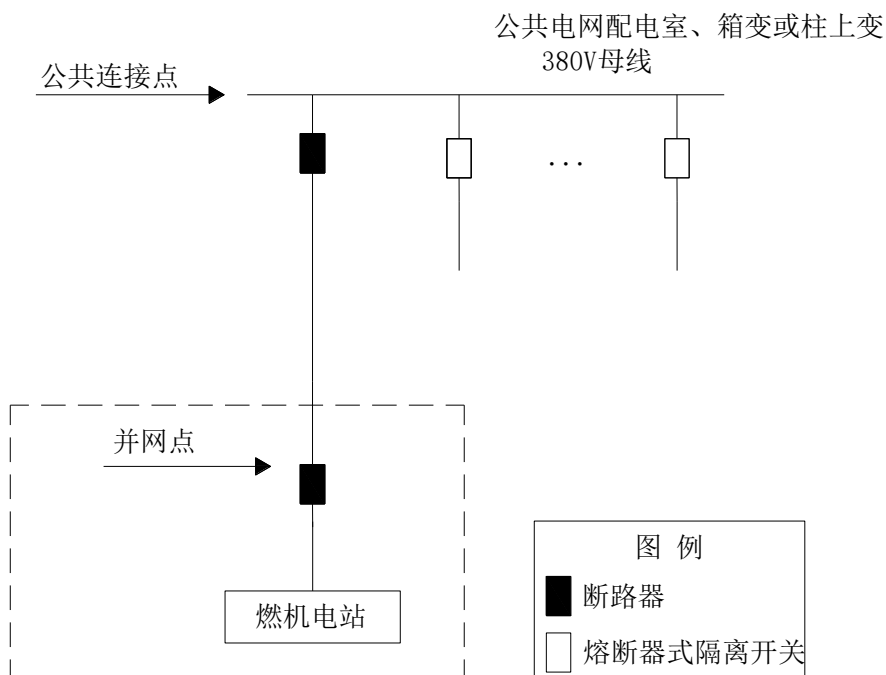


图 5-24 XRJ380-T-1 接入系统方案图

5.2.6.5 燃机接入系统典型设计方案 XRJ380-Z-1

本方案主要适用于自发自用或余量上网（接入用户电网）的燃机电站，公共连接点为用户配电室、箱变或柱上变压器 380V 母线，单个并网点参考装机容量不大于 400kW。

XRJ380-Z-1 接入系统方案见图 5-25。

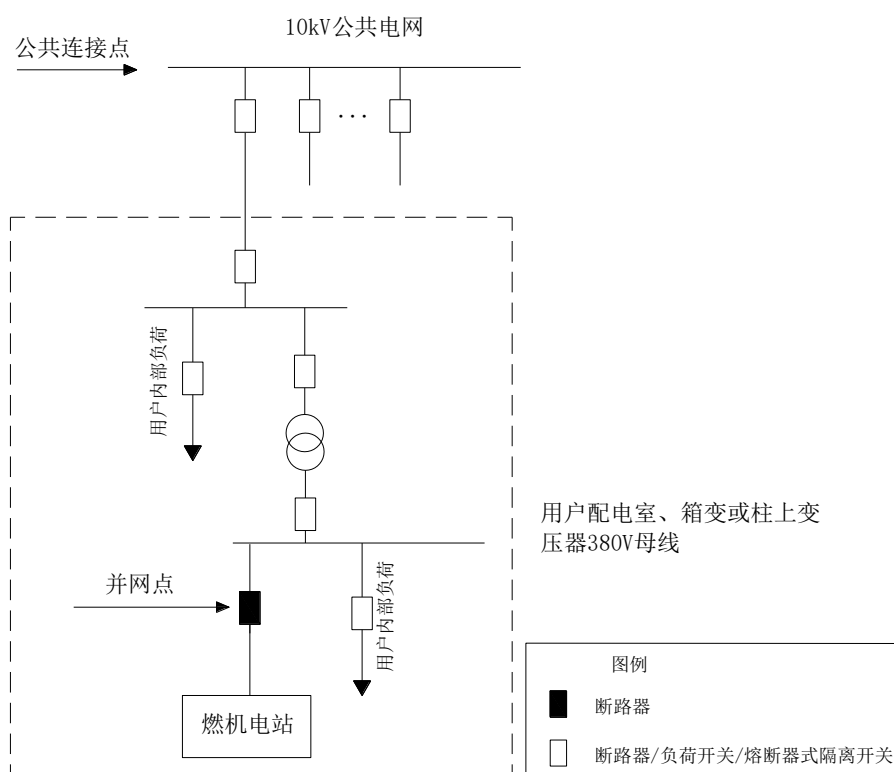


图 5-25 XRJ380-Z-1 接入系统方案图

5.2.7 主要设备选择原则

（1）主接线

- 1) 380V: 采用单元或单母线接线;
- 2) 10kV: 采用线变组或单母线接线。

3) 分布式电源内部设备接地形式：分布式电源的接地方式应与配电网侧接地方式一致，并应满足人身设备安全和保护配合的要求。采用 10kV 电压等级直接并网的同步发电机中性点需经避雷器接地。

（2）升压站主变

升压用变压器容量选用应满足光伏接入要求，电压等级为10/0.4kV。若变压器同时为负荷供电，可根据实际情况选择容量。

（3）送出线路导线截面

分布式电源送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

- 1) 分布式电源送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式电源发电效率等因素；
- 2) 分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择；

（4）开断设备

1) 380V：380V 分布式电源并网时，应设置明显开断点，并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用微型、塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。

2) 10kV：分布式电源并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

当分布式电源并网公共连接点配置负荷开关时，宜改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。

（5）无功配置

1) 380V：通过 380V 电压等级并网的分布式电源应保证发电系统功率因数在 0.95 以上；

2) 10kV：分布式发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求，选择合理的无功补偿措施；分布式发电系统无功补偿容量的计算，应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素。

接入用户系统、自发自用（含余量上网）的分布式光伏发电系统功率因数应在 0.95 以上；接入公共电网的变流器分布式电源功率因数应在 0.98 以上；并网同步电机分布式电源，功率因数应在 0.95 以上；采用异步电机及除光伏外变流器并网的分布式电源，功率因数应在 1~滞后 0.95 之间。

3) 分布式发电系统配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合分布式发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

4) 若分布式发电系统接入用户内部，用户功率因数应满足相关要求。

（6）并网逆变器

分布式电源并网逆变器应严格执行现行国家、行业标准中规定的包括元件容量、电能质量和低压、低频、高频、接地等涉网保护方面要求。

（7）电能质量在线监测

分布式电源以 10kV 电压等级接入电网时应在公共连接点处装设电能质量在线监测装置；必要时可在并网点处装设电能质量在线监测装置。电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。

380V 接入时，计量电能表应具备电能质量在线监测功能，可监测三相不平衡电流。

同步机类型分布式发电系统接入时，不配置电能质量在线监测装置。

（8）防雷接地装置

在分布式电源接入系统设计中应充分考虑雷击及内部过电压的危害，按照相关技术规范的要求，装设避雷器和接地装置。

系统一次部分：10kV 系统采用交流无间隙金属氧化物避雷器进行过电压保护。220V/380V 各回出线和零线可采用低压阀型避雷器。

系统二次部分：为了防止雷击感应影响二次设备安全及可靠性，全部金属物包括设备、机架、金属管道、电缆的金属外皮等均应单独与接地干网可靠联接。

接地应符合 GB50065《交流电气装置的接地设计规范》要求，电气装置过电压保护应满足 GB50064《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》要求。

（9）安全防护

1) 通过 380V 电压等级并网的分布式电源，连接电源和电网的专用低压开关柜应有醒目标识。标识应标明“警告”、“双电源”等提示性文字和符号。标识的形状、颜色、尺寸和高度应按照 GB 2894《安全标志及其使用导则》的规定执行。

2) 通过 10kV 电压等级并网的分布式电源，应根据 GB 2894《安全标志及其使用导则》的要求在电气设备和线路附近标识“当心触电”等提示性文字和符号。

第 6 章 系统继电保护及安全自动装置

6.1 内容与深度要求

6.1.1 主要设计内容

包括继电保护、安全自动装置及防孤岛配置方案等。

6.1.2 设计深度

(1) 系统继电保护

根据分布式电源接入系统方案,提出系统继电保护的配置原则及配置方案。

(2) 安全自动装置

根据分布式电源接入系统方案,提出安全自动装置配置原则及配置方案。

提出频率电压异常紧急控制装置配置需求及方案。

当分布式电源不具备稳定功率输出的能力,接入系统时需提出防孤岛检测配置方案,提出防孤岛与备自投装置、自动重合闸等自动装置配合的要求。

(3) 其他

提出继电保护及安全自动装置对电流互感器、电压互感器(或带电显示器)、对时系统和直流电源等的技术要求。

6.2 技术原则

6.2.1 一般性要求

分布式电源的继电保护及安全自动装置配置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求,其技术条件应符合现行国家标准 GB/T 14285《继电保护和安全自动装置技术规程》、DL/T 584《3kV~110kV

电网继电保护装置运行整定规程》和 GB 50054 《低压配电设计规范》的要求。

6.2.2 线路保护

线路保护应以保证电网的可靠性为原则，兼顾分布式电源的运行方式，采取有效的保护方案。

6.2.2.1 380V 电压等级接入

分布式电源以 380V 电压等级接入电网时，并网点、接入点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能，按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护装置。

6.2.2.2 10kV 电压等级接入

(1) 送出线路继电保护配置

1) 采用专用送出线路接入系统

分布式电源采用专用送出线路接入变电站、开关站、环网室(箱)、配电室或箱变 10kV 母线时，一般情况下配置(方向)过流保护，也可以配置距离保护；当上述两种保护无法整定或配合困难时，需增配纵联电流差动保护。

2) 采用 T 接线路接入系统

分布式电源采用 T 接线路接入系统时，为了保证其他负荷的供电可靠性，一般情况下需在分布式电源站侧配置无延时过流保护反映内部故障。

(2) 相关保护校验及完善要求

1) 分布式电源接入用户电网后，应对用户电网及公共电网相关现有保护进行校验，当不满足要求时，应调整保护配置。

2) 分布式电源接入用户电网后，应校验用户电网及公共电网相

关的开断设备和电流互感器是否满足要求（最大短路电流）。

3）分布式电源接入用户电网后，应在必要时对相关线路按双侧电源完善保护配置。

6.2.3 母线保护

分布式电源系统设有母线时，可不设专用母线保护，发生故障时可由母线有源连接元件的后备保护切除故障。有特殊要求时，如后备保护时限不能满足要求，也可相应配置保护装置，快速切除母线故障。

需对变电站或开关站侧的母线保护进行校验，若不能满足要求时，则变电站或开关站侧需要配置保护装置，快速切除母线故障。

6.2.4 孤岛检测及安全自动装置

（1）孤岛检测

分布式光伏发电逆变器必须具备快速检测孤岛且检测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、频率电压异常紧急控制装置配置和低电压穿越等相配合，时限上互相匹配。

同步电机、异步电机类型分布式电源，无需专门设置孤岛保护。分布式电源切除时间应与线路保护、重合闸、备自投等配合，以避免非同期合闸。

有计划性孤岛要求的分布式发电系统，应配置频率、电压控制装置，孤岛内出现电压、频率异常时，可对发电系统进行控制。

（2）安全自动装置

分布式电源接入系统的安全自动装置应该实现频率电压异常紧急控制功能，按照整定值跳开并网点断路器。

分布式电源 10kV 接入系统时，需在并网点设置安全自动装置；若 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以按 U_n 实现解列，也可不配置具备该功能的自动装置。

380V 电压等级接入时，不独立配置安全自动装置。

6.2.5 其他

系统侧变电站或开关站线路保护重合闸检无压配置应根据当地调度主管部门要求设置，必要时配置单相 TV。接入分布式电源且未配置 TV 的线路原则上取消重合闸。

10kV 接入电网的分布式电源电站内宜具备直流电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

10kV 接入电网的分布式电源电站内宜配置 UPS 交流电源，供关口电能表、电能量终端服务器、交换机等设备使用。

分布式电源并网逆变器应具备过流保护与短路保护、孤岛检测，在频率电压异常时自动脱离系统的功能。

电机类并网的分布式电源其电机本体应该具有反映内部故障及过载等异常运行情况的保护功能。

第 7 章 系统调度自动化

7.1 内容与深度要求

7.1.1 主要设计内容

主要包括调度管理关系确定、系统远动配置方案、远动信息采集、通道组织及二次安全防护、电能质量在线监测、线路同期等内容。

7.1.2 设计深度

(1) 根据配电网调度管理规定, 结合分布式电源类型和接入配电网电压等级确定发电系统调度关系。

(2) 根据调度关系, 确定是否接入远端调度自动化系统并明确接入调度自动化系统的远动系统配置方案。

(3) 根据调度自动化系统的要求, 提出信息采集内容、通信规约及通道配置要求。

(4) 根据调度关系组织远动系统至相应调度端的远动通道, 明确通信规约、通信速率或带宽。

(5) 提出相关调度端自动化系统的接口技术要求。

(6) 根据本工程各应用系统与网络信息交换、信息传输和安全隔离要求, 提出二次系统安全防护方案、设备配置需求。

(7) 根据相关调度端有功功率、无功功率控制的总体要求, 分析发电系统在配电网中的地位和作用, 确定远动系统是否参与有功功率控制与无功功率控制, 并明确参与控制的上下行信息及控制方案。

(8) 暂不考虑风功率、光伏发电功率预测系统。

7.2 技术原则

分布式电源通信运行、调度自动化和并网运行信息采集及传输应满足 DL/T 516、DL/T 544、电监会 14 号令等相关制度标准要求。

通过专线接入 10（6）～35kV 的分布式电源通信运行和调度自动化应满足 NB/T 32015 的要求。

7.2.1 调度自动化需求

分布式电源调度管理按以下原则执行：

（1）10kV 接入的分布式电源项目，其涉网设备应按照并网调度协议约定，纳入地市供电公司调控部门调度管理；380V 接入的分布式电源项目，由地市供电公司营销部门管理。

（2）10kV 接入的分布式电源项目，应能够实时采集并网运行信息，主要包括并网设备状态、并网点电压、电流、有功功率、无功功率和发电量等，并上传至相关电网调度部门；其电能量计量、并网设备状态等信息应能够按要求采集、上传至相关营销部门，如并网设备状态信息不具备直传条件，可由调度部门转发。

（3）380V 接入的分布式电源，如纳入调度管辖范围，由用电信息采集系统（或电能量采集系统）实时采集并网运行信息，并能自动按规则汇集相关信息后接入调度自动化系统，主要包括每 15min 的电流、电压和发电量信息。条件具备时，分布式发电项目应预留上传及控制并网点开关状态能力。

7.2.2 远动系统

（1）以 380V 电压等级接入的分布式电源，按照相关暂行规定，可通过配置无线采集终端装置或接入现有集抄系统实现电量信息采集及远传，一般不配置独立的远动系统。

(2) 以 10kV 电压等级接入的分布式电源本体远动系统功能宜由本体监控系统集成, 本体监控系统具备信息远传功能; 本体不具备条件时, 应独立配置远方终端, 采集相关信息。

(3) 以 380V/10kV 多点、多电压等级接入时, 380V 部分信息由 10kV 电压等级接入的分布式电源本体远动系统统一采集并远传。

7.2.3 功率控制要求

分布式电源接入系统的功率控制应满足:

(1) 当调度端对分布式电源有功率控制要求时, 应明确参与控制的上下行信息及控制方案。

(2) 分布式电源通信服务器应具备与控制系统的接口, 接受配网调度部门的指令, 具体调节方案由配网调度部门根据运行方式确定。

(3) 分布式电源有功功率控制系统应能够接收并自动执行配网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令, 确保分布式电源有功功率及有功功率变化按照配网调度部门的要求运行。

(4) 分布式电源无功电压控制系统应能根据配网调度部门指令, 自动调节其发出(或吸收)的无功功率, 控制并网点电压在正常运行范围内, 其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

7.2.4 同期装置

经同步电机直接接入系统的分布式电源, 应在必要位置配置同期装置。

经异步电机直接接入系统的分布式电源, 应保证其并网过程不对系统产生严重不良影响, 必要时采取适当的并网措施, 如可在并网点加装软并网设备。

经电力电子设备(逆变器)接入系统的分布式电源(含双馈型风电), 并网由电力电子设备实现, 不配置同期装置。

7.2.5 信息传输

分布式电源远动信息上传宜采用专网方式，可单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。

条件不具备或接入用户侧，且无控制要求的分布式发电系统，可采用无线公网通信方式（光纤到户的可采用光纤通信方式），但应采取信息安全防护措施。

通信方式和信息传输应符合相关标准的要求，一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

7.2.6 安全防护

分布式电源接入时，应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的二次安全防护总体原则，需配置相应的安全防护设备。

7.2.7 对时方式

分布式电源 10kV 接入时，测控装置及远动系统应能够实现接受对时功能，可以采用北斗或 GPS 对时方式，也可采用网络对时方式。

第 8 章 系统通信

8.1 内容及深度要求

8.1.1 主要设计内容

主要包括明确调度管理关系、介绍通信现状和规划、分析通道需求、提出通信方案、确定通道组织方案、提出通信设备供电和布置方案等。

8.1.2 设计深度

(1) 根据配电网调度管理、分布式电源类型和接入配电网电压等级明确分布式电源系统与调度关系。

(2) 叙述与分布式电源相关的电力系统通信现状,包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

(3) 根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线,提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求,以及分布式电源站至调度等单位的信息通道要求。

(4) 根据一次接入系统方案及通信系统现状,提出分布式电源系统通信方案,包括电路组织、设备配置等。一般需提出多方案进行比较,并明确推荐方案。

(5) 根据分布式电源的信息传输需求和通信方案,确定各业务信息通道组织方案。

(6) 提出通信设备供电和布置方案。

8.2 技术原则

8.2.1 总体要求

应适应电网调度运行管理规程的要求。

8.2.2 通信通道要求

(1) 根据分布式电源的类型、电压等级、接入方式提出通道要求。

(2) 通信通道应具备故障监测、通道配置、安全管理、资源统计等维护管理功能。

(3) 分布式电源接入系统可接单通道考虑。

(4) 分布式电源接入系统通信通道安全防护应符合国家发改委 2014 年第 14 号令《电力监控系统安全防护规定》、国能安全〔2015〕36 号国家能源局关于印发《电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范》的通知、GB/T 22239《信息安全技术-信息系统安全等级保护基本要求》和 Q/GDW594《国家电网公司信息化“SG186”工程安全防护总体方案》等相关规定。

8.2.3 通信方式

接入系统应因地制宜的选择下列通信方式，满足电源接入需求。

(1) 光纤通信

根据分布式电源接入方案，光缆可采用 ADSS 光缆、OPGW 光缆、管道光缆，光缆芯数 12-24 芯，纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。结合本地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

(2) 电力线载波

在 10kV 配电网中采用中压电力线载波技术。

(3) 无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2《电力用户用电信息采集系统

管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

8.2.4 通信设备供电

（1）分布式电源接入系统通信设备电源性能应满足 YD/T 1184《接入网电源技术要求》的相关要求。

（2）通信设备可与其它设备共用电源，不独立设置通信电源。

8.2.5 通信设备布置

通信设备宜与其它二次设备合并布置。

第9章 计量

9.1 内容与深度要求

9.1.1 设计内容

主要包括关口计量点设置、电能表计配置、计量装置精度、传输信息及通道要求等。

9.1.2 设计深度要求

(1) 提出相关电能量计量系统的关口计量点的设置原则并确定分布式发电系统的关口计量点。

(2) 提出对关口点电能量计量装置的计量要求及精度等级要求。

(3) 提出对计量专用电流互感器、电压互感器的技术要求。

(4) 提出电能量计量装置的通讯接口技术要求。

(5) 确定传送电能量计量信息的内容、通道及通信规约。

9.2 技术原则

(1) 电能表按照计量用途分为两类：关口计量电能表，装于关口计量点，用于用户与电网间的上、下网电量分别计量；并网电能表，装于分布式电源并网点，用于发电量统计，为电价补偿提供数据。

1) 分布式发电系统接入配电网前，应明确上网电量和下网电量关口计量点。分布式电源发电系统并网点应设置并网电能表，用于分布式电源发电量统计和电价补偿。

2) 当接入模式为自发自用时，在并网点单套设置并网电能表；当接入模式为余量上网时，除单套设置并网电能表外，还应设置关口计量电能表。

3) 对于全部上网接入模式，可由专用关口计量电能表同时完成电价补偿计量和关口电费计量功能。

(2) 每个计量点均应装设电能计量装置,其设备配置和技术要求应符合 DL/T 448 《电能计量装置技术管理规程》,以及相关标准、规程要求。电能表采用静止式多功能电能表,技术性能符合 GB/T 17215.322 和 DL/T 614 的要求。电能表应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能,配有标准通信接口,具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能,电能表通信协议符合 DL/T 645。

(3) 通过 10kV 电压等级接入的分布式发电系统,关口计量点应安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。380V 电压等级接入的分布式发电系统电能表单套配置。

(4) 10kV 电压等级接入时,电能量关口点宜设置专用电能量信息采集终端,采集信息可支持接入多个的电能信息采集系统。

380V 电压等级接入时,可采用无线集采方式。

同一用户多点、多电压等级接入时,各表计计量信息应统一采集后,传输至相关主管部门。

(5) 10kV 电压等级接入时,计量用互感器的二次计量绕组应专用,不得接入与电能计量无关的设备。

(6) 电能计量装置应配置专用的整体式电能计量柜(箱),电流、电压互感器宜在一个柜内,在电流、电压互感器分柜的情况下,电能表应安装在电流互感器柜内。(与营销部门沟通)

(7) 计量精度要求

10kV: 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.2S 级,无功 2.0 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.2S、0.2 级。

380V: 关口计量点按单表设计, 关口计量点电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级, 无功 2.0 级, 电压互感器的准确度应为 0.2 级, 电流互感器准确度不应低于 0.5S 级。

(8) 以 380V 电压等级接入的分布式发电系统的电能计量装置, 应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能, 具备上传接口。

第三篇 光伏发电(逆变器型)接入系统典型设计方案

第 10 章 10kV 接入公共电网变电站方案典型设计 (XGF10-T-1)

10.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF10-T-1。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入公共电网变电站 10kV 母线，接入容量在 1MW ~ 6MW 之间。

10.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

10.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入公共电网变电站 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 10-1。

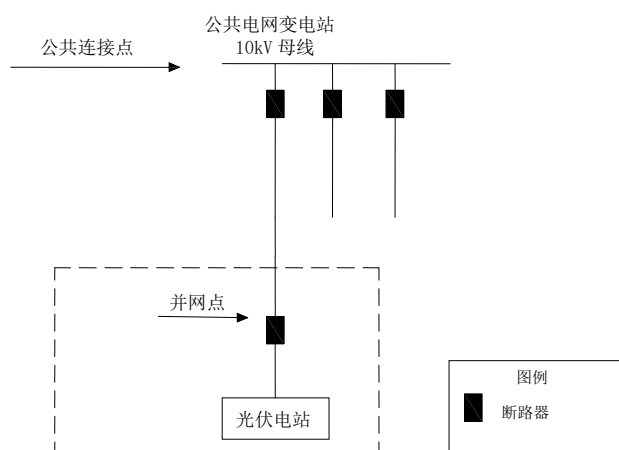


图 10-1 XGF10-T-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 1MW ~ 6MW。

10.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

电能质量通过方案中提供的设备参数，经理论计算获得，需要满足：

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549 《电能质量公用电网谐波》、GB/T 12325 《电能质量供电电压偏差》、GB/T 15543 《电能质量三相电压不平衡》、GB/T 12326 《电能质量电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统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%。

(4) 无功平衡计算

1) 光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求, 选择合理的无功补偿措施;

2) 光伏发电系统无功补偿容量的计算, 应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素;

3) 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应在 0.98 以上;

4) 光伏电站配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合光伏发电系统实际接入情况确定, 必要时安装动态无功补偿装置。

10.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 升压站主变

升压用变压器容量选用应满足光伏接入要求, 电压等级为 10/0.4kV。若变压器同时为负荷供电, 可根据实际情况选择容量。变压器性能参数见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则:

1) 光伏电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取, 并考虑光伏发电效率等因素;

2) 光伏电站送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 开断设备

光伏电站并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

当光伏电站并网公共连接点配置负荷开关时，宜改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。

10.2.4 电气主接线

电气主接线方案一、方案二分别见图 10-2、图 10-3。

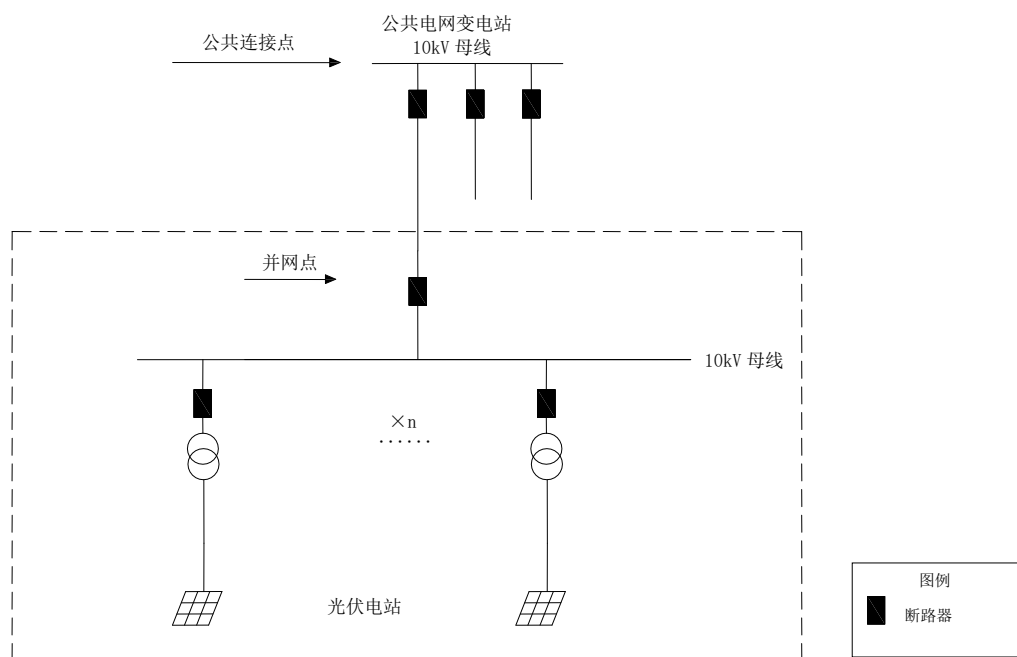


图 10-2 XGF10-T-1 方案电气主接线图（方案一）

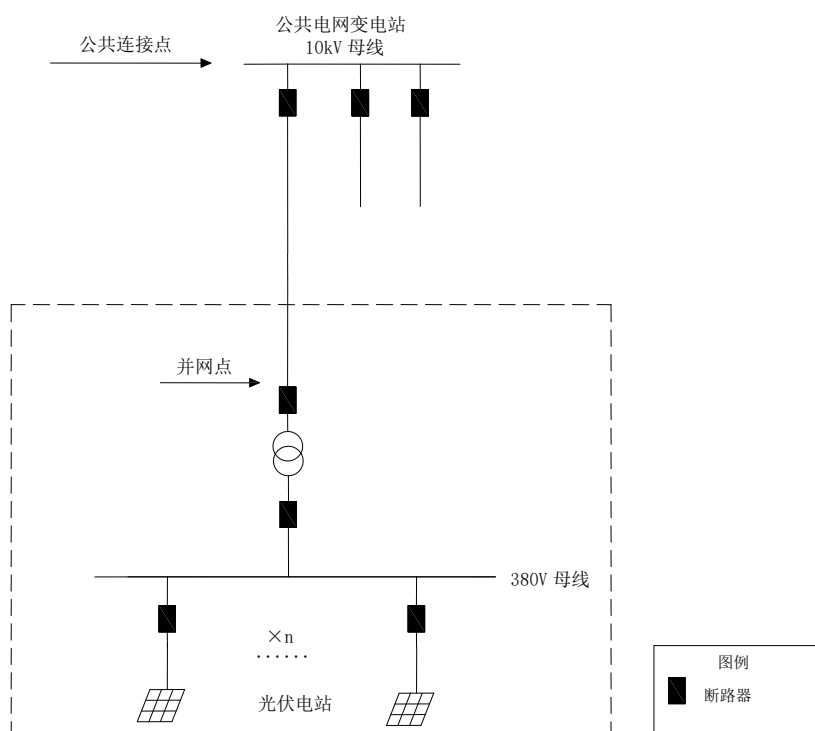


图 10-3 XGF10-T-1 方案电气主接线图（方案二）

10.2.5 系统对光伏电站的技术要求

10.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

（2）电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站以 10kV 接入时引起的公共连接点电压变

动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站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%。

10.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

10.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

10.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 10-1。

表 10-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公共电网变电站	10kV 开关柜*		1	套	
送出线路	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需		

注：1、标*设备根据工程实际需求进行配置。

2、设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

10.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

10.3.1 系统继电保护及安全自动装置

10.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

光伏电站线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

10kV 线路在系统侧配置 1 套线路过流保护或距离保护，光伏电站侧可不配线路保护，靠系统侧切除线路故障。

对 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生金属性和非金属性的各种故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f. 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应

误动作。

（2）母线保护

1）配置原则

若光伏电站侧为线变组接线，经升压变后直接输出，不配置母线保护。

对于设置 10kV 母线的光伏电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。当系统侧配置线路过流或距离保护时，光伏电站侧可不配置母线保护，仅由变电站侧线路保护切除故障；当线路两侧配置线路纵联电流差动保护时，光伏电站侧宜相应配置保护装置，快速切除母线故障；在光伏电站时限允许时，也可仅靠各进线的后备保护切除故障。

2）技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作，并应允许使用不同变比的电流互感器。
- c. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

（3）防孤岛保护和安全自动装置

在并网点设置安全自动装置等设备，具备防孤岛保护功能及频率电压异常紧急控制功能。

若光伏电站侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ ）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

光伏电站逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

(4) 系统侧变电站

1) 线路保护

需要校验系统侧变电站的线路保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要配置母线保护。

3) 其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

光伏电站线路接入变电站后，备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

10kV 公共电网线路投入自动重合闸时，应校核重合闸时间。

(5) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 光伏电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置等设备使用。

(6) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 10-4 ~ 图

10-6。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护。

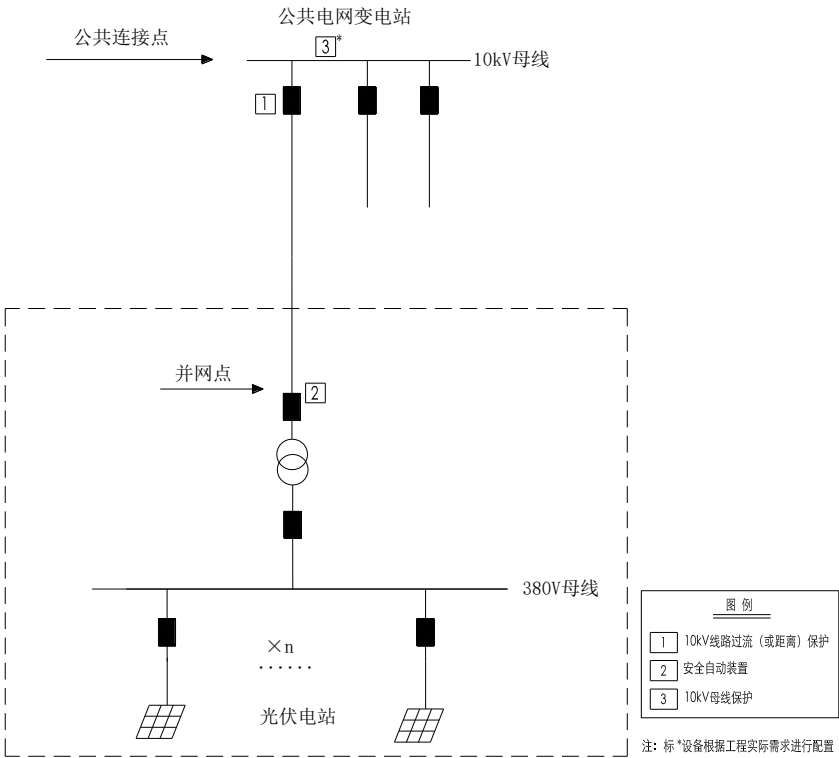


图 10-4 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案一/1)

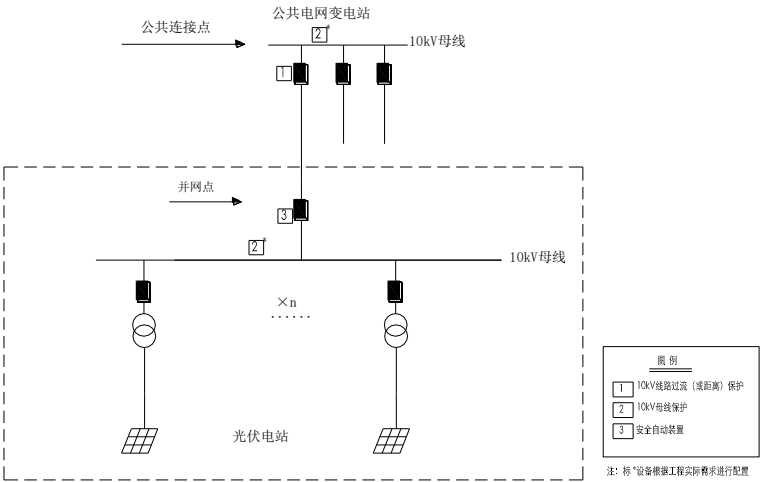


图 10-5 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案一/2)

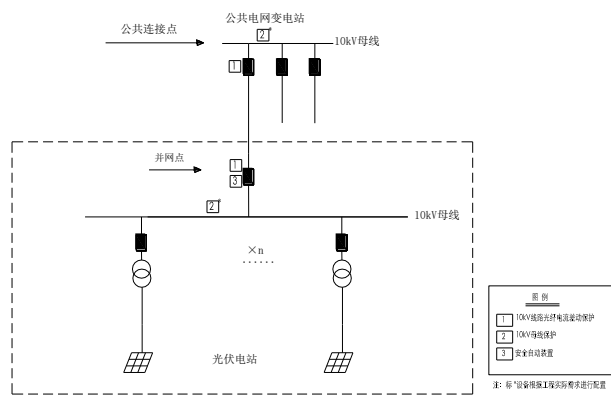


图 10-6 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

10.3.1.2 设备清单

XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 10-2 ~ 表 10-4。

表 10-2 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一/1）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	安全自动装置		1	套	
变电站	过流保护（或距离保护）		1	套	
	母线保护*		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 10-3 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一/2）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	安全自动装置		1	套	
	母线保护*		1	套	
变电站	过流保护（或距离保护）		1	套	
	母线保护*		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 10-4 XGF10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	光纤电流差动保护		1	套	
	安全自动装置		1	套	
	母线保护*		1	套	
变电站	光纤电流差动保护		1	套	
	母线保护*		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

10.3.2 系统调度自动化

10.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案光伏电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用光伏系统。

10.3.2.2 配置及要求

（1）光伏电站远动系统

光伏电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，应独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；分布式电源本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能，本体不具备条件时，应独立配置远方终端，采集相关信息；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

分布式电源的有功功率控制、无功功率与电压调节应满足 GB/T29319 和 NB/T 32015 的要求。

光伏电站远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

光伏电站有功功率控制系统应能够接收并执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

光伏电站无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

1) 安装位置与要求

本方案在关口计量点设置关口计量电能表(最终按用户与业主计量协议为准),安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表,至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能,配有标准通信接口,具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能,电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.2S 级,无功 2.0 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台,计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息),电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后,转发光伏发电管理部门。

(4) 电能质量监测装置

需要在公共连接点装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套(必要时在并网点安装)。监测电能质量参数,包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 系统变电站

本方案光伏电站接入系统变电站变后,变电站调度管理关系不变。需相应配置测控装置,采集光伏电站线路的相关信息,并接入本变电

站现有监控系统。

（6）远动信息内容

光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应该包括：光伏电站电流、电压和发电量。

（7）远动信息传输

光伏电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在光伏电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于光伏电站二次设备室。

（8）二次安全防护

为保证光伏电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1）按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2）纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3）横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式，需配置加密装置。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全

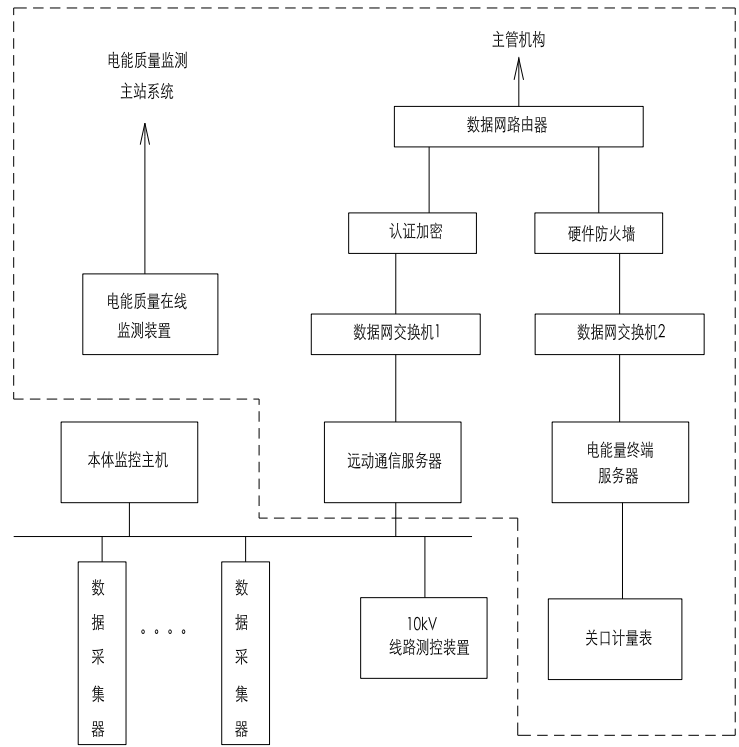
防护要求采取安全防护措施。

(9) 系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 10-7、图 10-8 所示。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。



注：虚线框内为光伏电站系统远动设备

图 10-7 XGF10-T-1 光伏电站调度自动化系统配置（方案一）

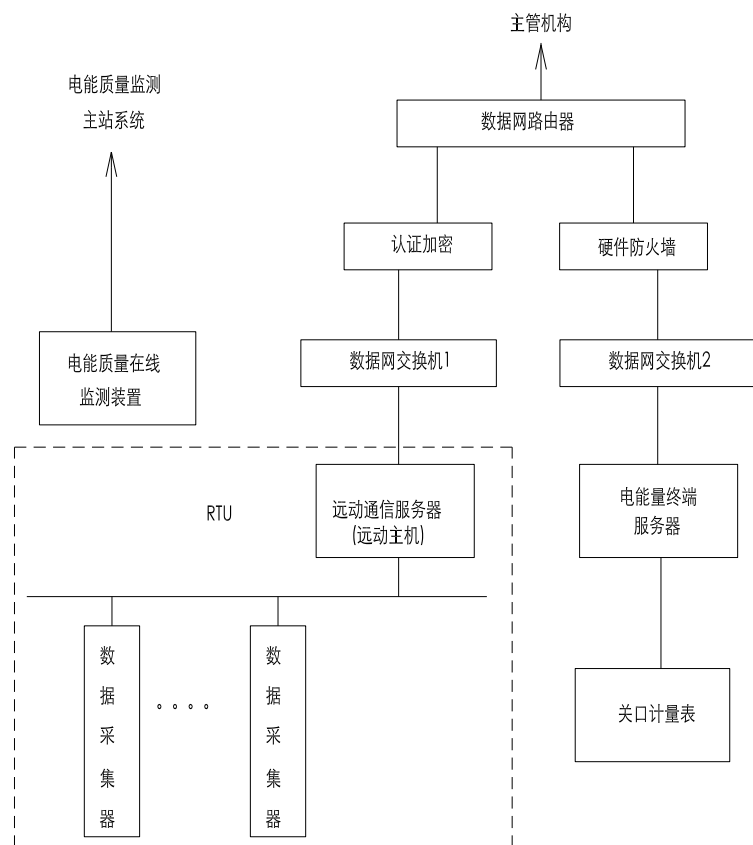


图 10-8XGF10-T-1 光伏电站调度自动化系统配置（方案二）

10.3.2.3 设备清单

XGF10-T-1 系统调度自动化配置清单详见表 10-5、表 10-6。

表 10-5 XGF10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	远动通信服务器		1	套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口电能表柜	含主、副表各 1 只	1	面	
	电能质量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备柜	含 1 台路由器，2 台交换机	1	面	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1	套	与调度数据网络设备共同组柜
变电站	10kV 线路测控装置		1	套	
	关口电能表*		1	只	同对侧关口表型号一致
	电能质量在线监测装置		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 10-6 XGF10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	RTU		1	套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口电能表柜	含主、副表各 1 只	1	面	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备柜	含 1 台路由器，2 台交换机	1	面	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1	套	与调度数据网络设备共同组柜
变电站	10kV 线路测控装置		1	套	
	关口电能表*		1	只	同对侧关口表型号一致
	电能质量在线监测装置		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

10.3.3 系统通信

10.3.3.1 系统概述

着重介绍光伏电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

10.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及光伏电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

10.3.3.3 通信现状

简述与光伏电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

10.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足光伏电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定光伏电站的通信方案。

（1）光纤通信

结合各地电网整体通信网络现状及规划，可选用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1）光缆建设方案

根据光伏电站新建 10kV 送出线路的不同型式，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12 芯或 24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。进入光伏电站的引入光缆，宜选择非金属阻燃光缆。

2）通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成光伏电站至系统侧的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，在光伏电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成光伏电站至接入变电站的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

c. SDH 方案

在光伏电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的

设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设光伏电站至接入变电站的 1 + 1 通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

光伏电站接入系统通信方案见图 10-9、10-10、10-11。

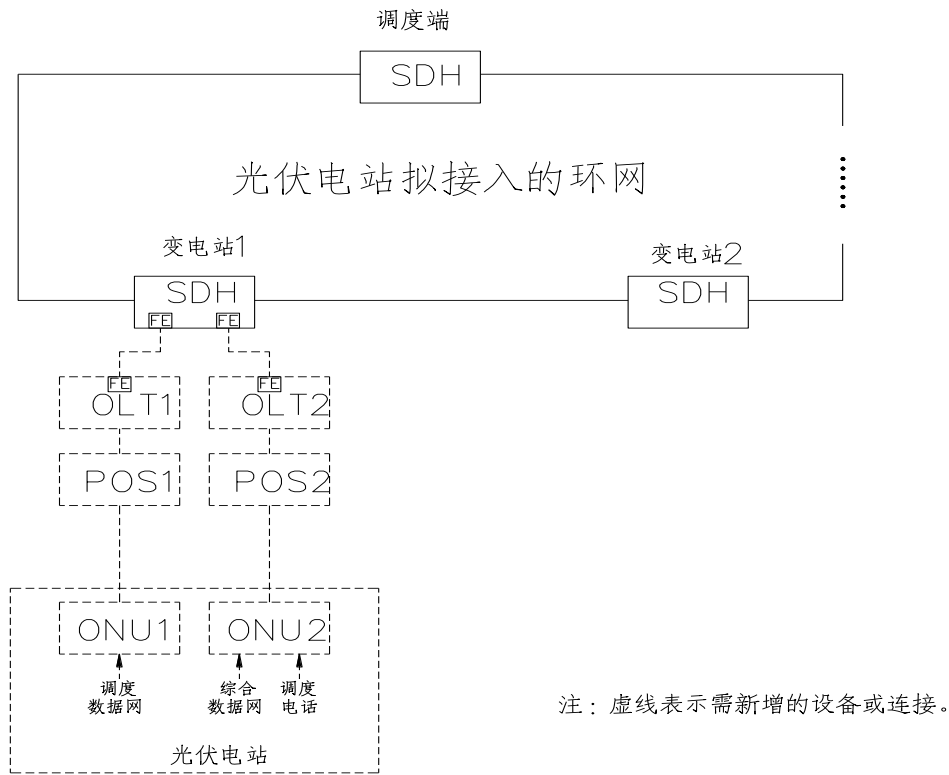


图 10-9 光伏电站接入系统通信方案图 1 (EPON)

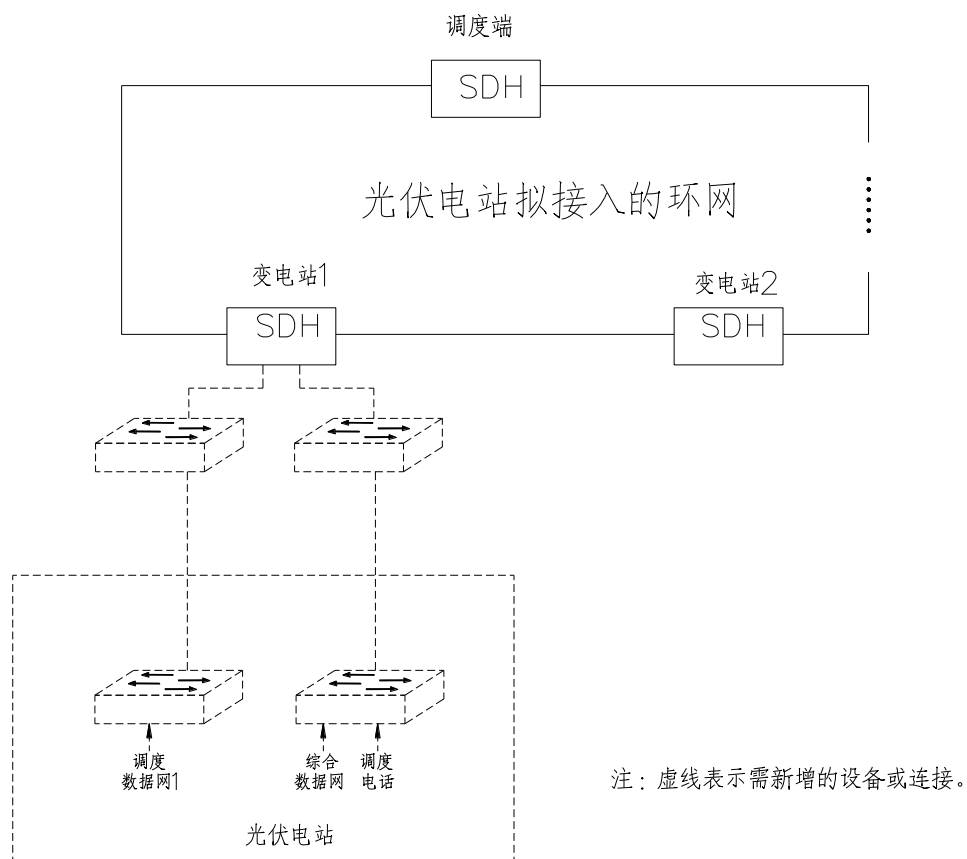


图 10-10 光伏电站接入系统通信方案图 2（工业以太网）

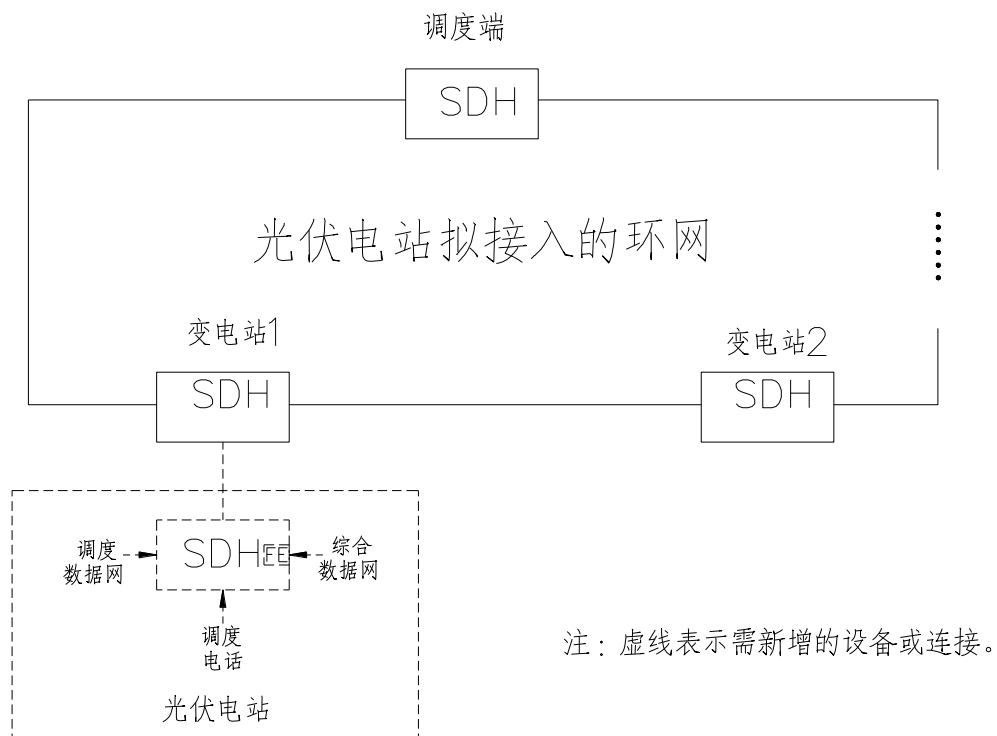
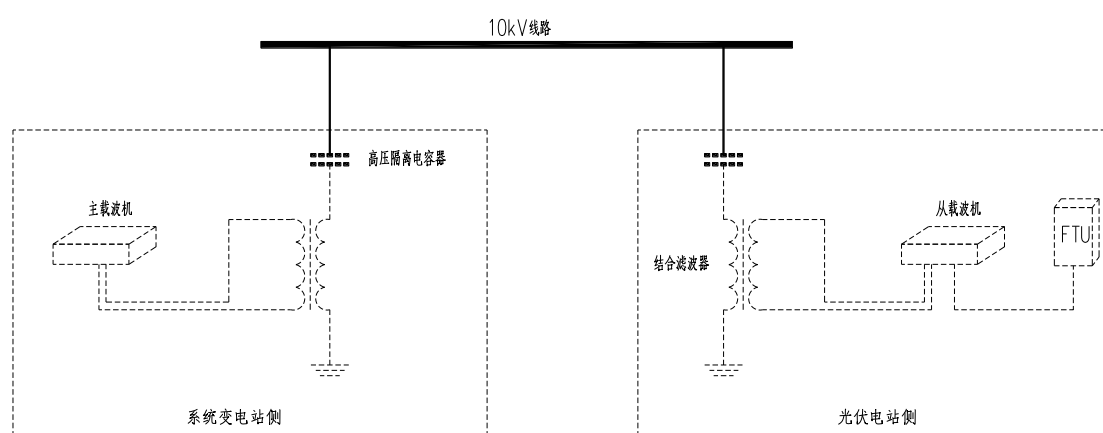


图 10-11 光伏电站接入系统通信方案图 3（SDH）

（2）中压电力线载波

在光伏电站拟接入变电站侧配置主载波机，光伏电站侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，将数据信息上传。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 10-12 光伏电站接入系统通信方案图 4（中压电力线载波）

（3）无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

10.3.3.5 业务组织

根据光伏电站信息传输需求和通信方案，对光伏电站各业务信息

通道组织。

10.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的光伏电站，建议采用站内 UPS 交流系统为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的光伏电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

10.3.3.7 主要设备材料清单

光伏电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 10-7、10-8、10-9、10-10。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 10-7。

表 10-7 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案，具体见表 10-8。

表 10-8 系统通信设备材料清单(采用工业以太网)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	

	电线电缆		1	套	

(3) 采用 SDH 接入方案, 具体见表 10-9。

表 10-9 系统通信设备材料清单(采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案, 具体见表 10-10。

表 10-10 系统通信设备材料清单(采用中压电力线载波)

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	主载波机		1	套	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

第 11 章 10kV 接入公共电网开关站、环网室（箱）、 配电室或箱变方案典型设计（XGF10-T-2）

11.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF10-T-2。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入公共电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线，接入容量在 400kW ~ 6MW 之间。

11.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

11.2.1 送出线路

通过 1 回线路接入公共电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 11-1。

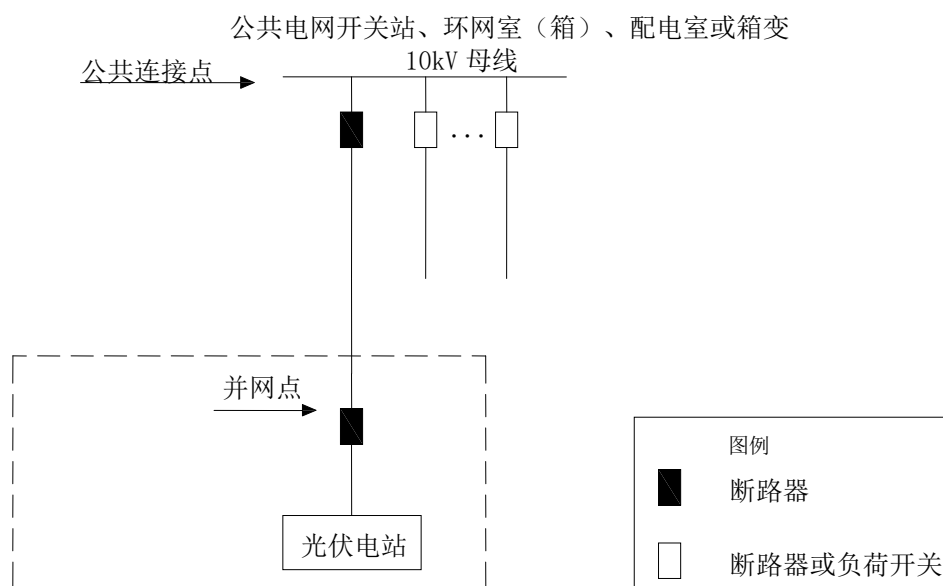


图 11-1 XGF10-T-2 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

11.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

电能质量通过方案中提供的设备参数，经理论计算获得，需要满足：

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549 《电能质量公用电网谐波》、GB/T 12325 《电能质量供电电压偏差》、GB/T 15543 《电能质量三相电压不平衡》、GB/T 12326 《电能质量电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统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%。

(4) 无功平衡计算

1) 光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求, 选择合理的无功补偿措施;

2) 光伏发电系统无功补偿容量的计算, 应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素;

3) 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应在 0.98 以上;

4) 光伏电站配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合光伏发电系统实际接入情况确定, 必要时安装动态无功补偿装置。

11.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 升压站主变

升压用变压器容量选用应满足光伏接入要求, 电压等级为 10/0.4kV。若变压器同时为负荷供电, 可根据实际情况选择容量。变压器性能参数见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则:

1) 光伏电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取, 并考虑光伏发电效率等因素;

2) 光伏电站送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 开断设备

光伏电站并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

当光伏电站并网公共连接点配置负荷开关时，宜改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。

11.2.4 电气主接线

电气主接线方案一、方案二分别见图 11-2、图 11-3。

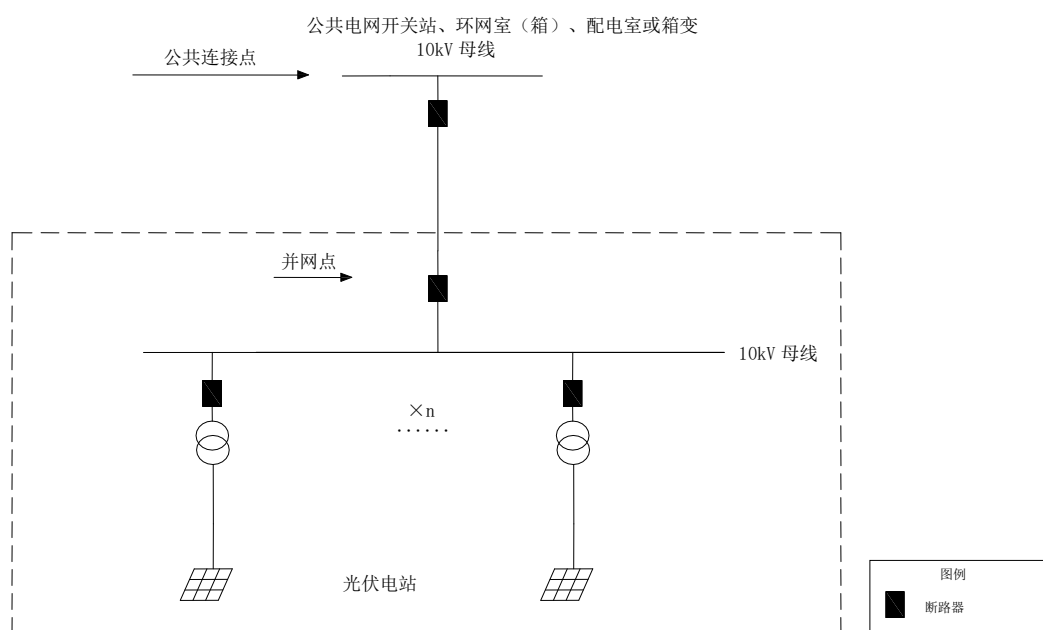
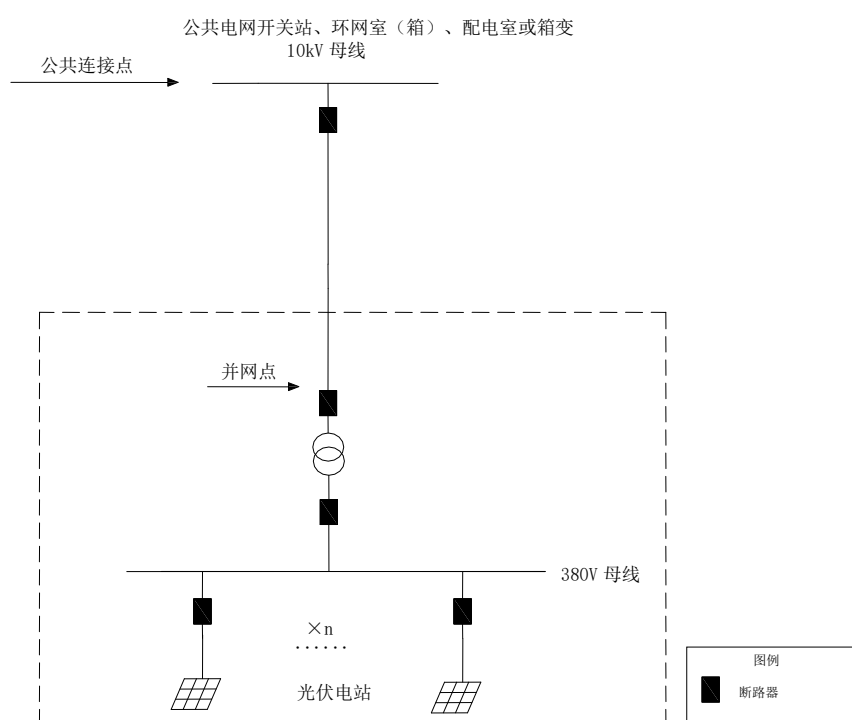


图 11-2 XGF10-T-2 方案电气主接线图（方案一）



11.2.5 系统对光伏电站的技术要求

11.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

（2）电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站以 10kV 接入时引起的公共连接点电压变

动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站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%。

11.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

11.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

11.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 11-1。

表 11-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公共电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 TV）		1	套	
送出线路	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需		

注：1、标*设备根据工程实际需求进行配置。

2、设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

11.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设

计,包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

11.3.1 系统继电保护及安全自动装置

11.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

光伏电站线路发生短路故障时,线路保护能快速动作,瞬时跳开相应并网点断路器,满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

专线接入公网 10kV 母线时,10kV 线路在系统侧配置 1 套线路过流保护或距离保护,光伏电站侧可不配线路保护,靠系统侧切除线路故障。

对 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站,10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护,采用过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a) 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b) 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应,保护的软件版本应完全一致。

c) 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下,发生金属性和非金属性的各种故障时,线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。

d) 在本线发生振荡时保护不应误动,振荡过程中再故障时,应保证可靠切除故障。

e) 主保护整组动作时间不大于 20ms (不包括通道传输时间),返回时间不大于 30ms (从故障切除到保护出口接点返回)。

f) 手动合闸或重合于故障线路上时, 保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

g) 保护装置应具有良好的滤波功能, 具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时, 保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

若光伏电站侧为线变组接线, 经升压变后直接输出, 不配置母线保护。

对于设置 10kV 母线的光伏电站, 10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。当系统侧配置线路过流或距离保护时, 光伏电站侧不配置母线保护。当线路两侧配置线路纵联电流差动保护时, 光伏电站侧宜相应配置保护装置, 快速切除母线故障; 在光伏电站时限允许时, 也可仅靠各进线的后备保护切除故障。

2) 技术要求

a) 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b) 母线保护应具有比率制动特性, 以提高安全性。

c) 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作, 并应允许使用不同变比的电流互感器。

d) 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

在并网点设置安全自动装置等设备, 具备防孤岛保护功能及频率电压异常紧急控制功能。

若光伏电站侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能, 可以实现按 U_n (失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$) 实现解列, 也可不配

置独立的安全自动装置。

光伏电站逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

（4）系统侧开关站、环网室（箱）、配电室或箱变

1）继电保护

校验系统侧开关站、环网室（箱）、配电室或箱变的相关保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧开关站、环网室（箱）、配电室或箱变需要做相关保护配置方案。

2）其他要求

核实系统侧开关站、环网室（箱）、配电室或箱变自备投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

a）光伏电站线路接入开关站、环网室（箱）、配电室或箱变后，自备投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

b）要求线路重合闸动作时间需躲过安全自动装置动作时间。

（5）系统侧变电站

1）线路保护

校验系统侧变电站的相关的线路保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2）母线保护

校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。

3）其他要求

核实系统侧变电站备自投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

a) 光伏电站线路接入后，备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

b) 要求线路重合闸动作时间需躲过安全自动装置动作时间。

(6) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P、10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 光伏电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(7) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、环网室（箱）、配电室或箱变需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(8) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 11-4、图 11-5。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且光伏电站未设 10kV 母线。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护且光伏电站设 10kV 母线。

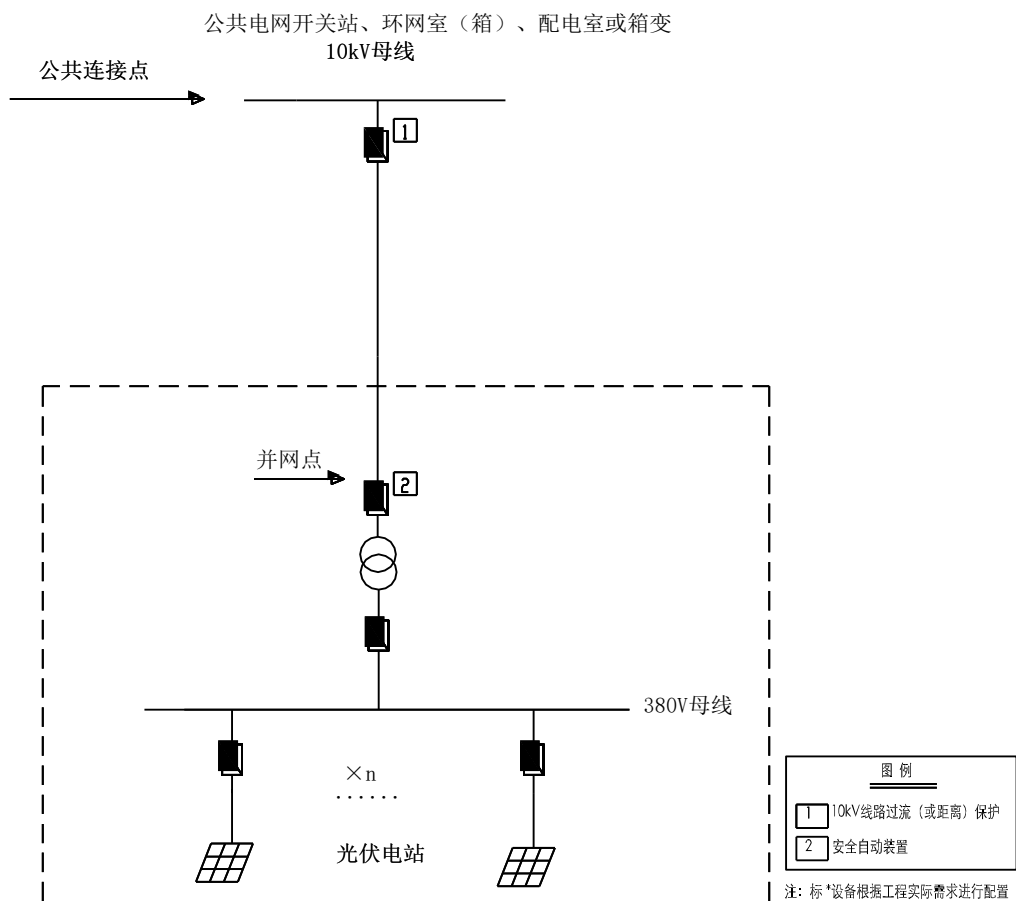


图 11-4 XGF10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一)

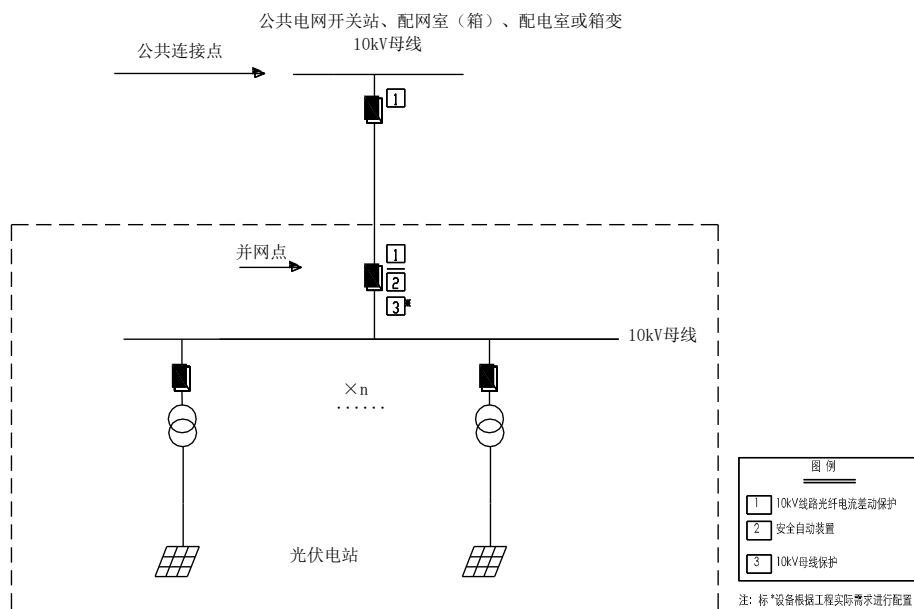


图 11-5 XGF10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

11.3.1.2 设备清单

XGF10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 11-2、表 11-3。

表 11-2 XGF10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	安全自动装置		1	套	
开关站、环网室（箱）、配电室或箱变	过流保护（或距离保护）		1	套	

表 11-3 XGF10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	线路光纤电流差动保护		1	套	
	母线保护*		1	套	
	安全自动装置		1	套	
开关站、环网室（箱）、配电室或箱变	线路光纤电流差动保护		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

11.3.2 系统调度自动化

11.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案光伏电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用光伏系统。

11.3.2.2 配置及要求

（1）光伏电站远动系统

光伏电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远

方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

光伏电站远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

光伏电站有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

光伏电站无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，自动调节其发出(或吸收)的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

1) 安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表(最终按用户与业主计量协议为准)，安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信

和通过电能信息采集终端远程通信的功能,电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.2S 级,无功 2.0 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台,计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息),电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后,转发光伏发电管理部门。

(4) 电能质量监测装置

需要在公共连接点装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套(必要时在并网点安装)。监测电能质量参数,包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 系统开关站、环网室(箱)、配电室或箱变

本方案光伏电站接入系统开关站、环网室(箱)、配电室或箱变后,需相应配置测控装置,采集光伏电站线路的相关信息。

若系统开关站、环网室(箱)、配电室或箱变具备信息远传功能,测控装置信息接入现有监控系统。

若系统开关站、环网室(箱)、配电室或箱变不具备信息远传功能,测控装置信息预留接入监控系统的接口,暂不考虑进行配网自动化改造。

(6) 远动信息内容

光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应该包括:光伏电站电流、电压和发电量。

（7）远动信息传输

光伏电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在光伏电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于光伏电站二次设备室。

（8）二次安全防护

为保证光伏电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1）按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2）纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3）横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式，需配置加密装置。

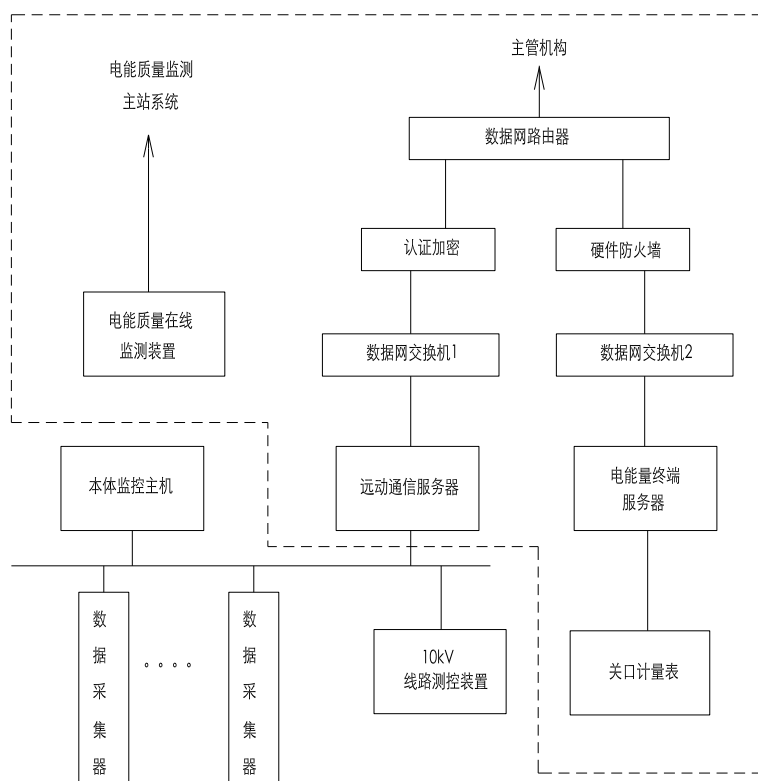
若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（9）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 11-6、图 11-7 所示。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。



注：虚线框内为光伏电站系统远动设备

图 11-6 XGF10-T-2 光伏电站调度自动化系统配置（方案一）

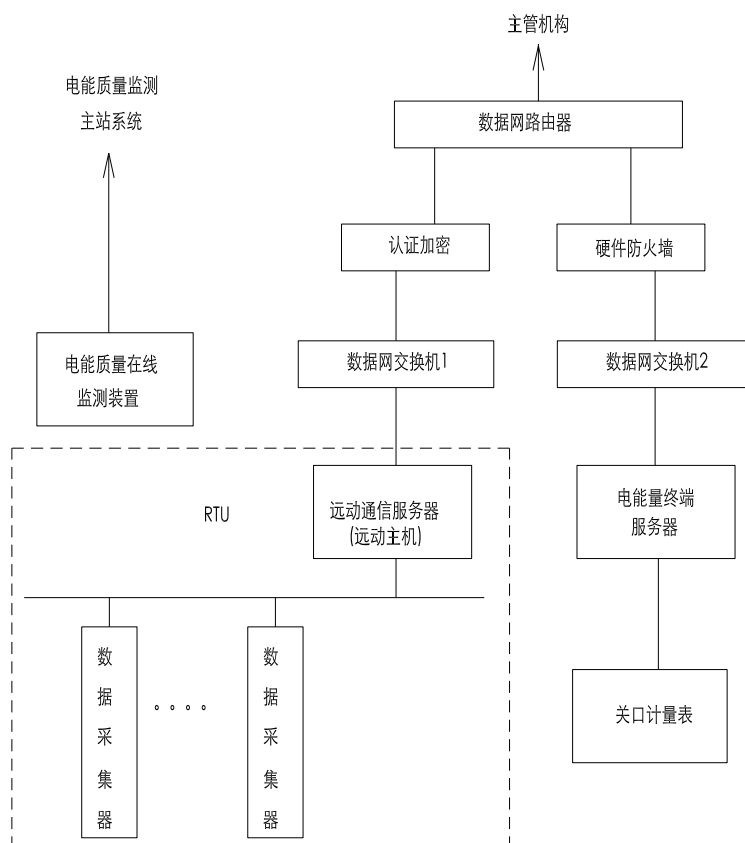


图 11-7XGF10-T-2 光伏电站调度自动化系统配置（方案二）

11.3.2.3 设备清单

XGF10-T-2 系统调度自动化配置清单详见表 11-4、表 11-5。

表 11-4 XGF10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	远动通信服务器		1	套	与本体计算机监控系统合一
	关口计量柜	含主、副表各 1 只	1	面	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器， 2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套， 硬件防火墙 1 套	1	套	与调度数据网络设备共同组柜
开关站、 环网室 (箱)、 配电室 或箱变	10kV 线路测控装置		1	套	使用保护测控合一装置
变电站	电能质量在线监测装置		1	套	

表 11-5 XGF10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	RTU		1	套	
	关口计量柜	含主、副表各 1 只	1	面	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备柜	含 1 台路由器， 2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套， 硬件防火墙 1 套	1	套	与调度数据网络设备共同组柜
开关站、 环网室 (箱)、 配电室 或箱变	10kV 线路测控装置		1	套	使用保护测控合一装置
变电站	电能质量在线监测装置		1	面	

11.3.3 系统通信

11.3.3.1 系统概述

着重介绍光伏电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

11.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及光伏电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

11.3.3.3 通信现状

简述与光伏电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

11.3.3.4 通信方案

根据国网技术规定，为满足光伏电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定光伏电站的通信方案。

(1) 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据光伏电站新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12 芯或 24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）已实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用

10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变），通过原有公用配电自动化通信系统实现光伏电站至变电站的通信路由；当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）未实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变），通过 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统、工业以太网传输系统和 SDH 传输系统三个方案。

a) EPON 方案

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）已实现配电自动化改造时，在光伏电站配置 2 台 ONU 设备，利用光伏电站至公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）的光缆路由，通过无源分光器（ODN）形成光伏电站至系统侧的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。方案如图 11-8。

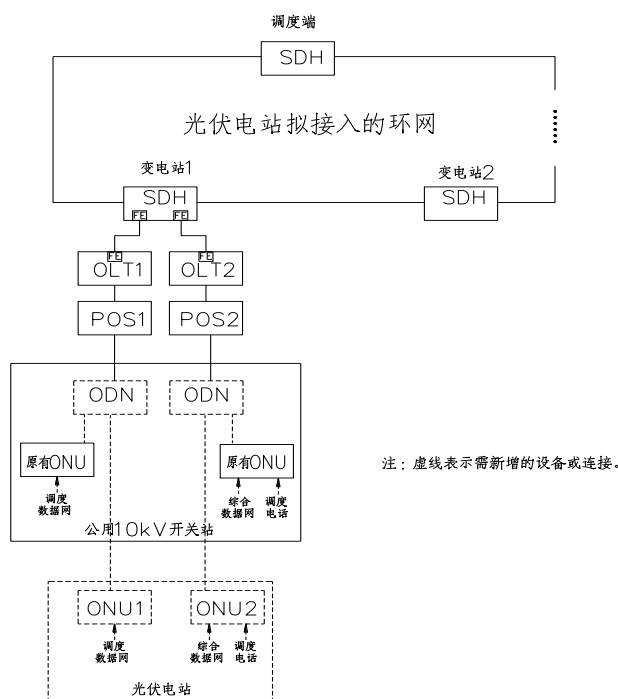


图 11- 8 光伏电站接入系统方案图

（EPON 公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）已实现配电自动化）

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）未实现配电自动化改造时，在光伏电站配置 2 台 ONU 设备，利用光伏电站至变电站的光缆路由，形成光伏电站至系统侧的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。方案如图 11-9。

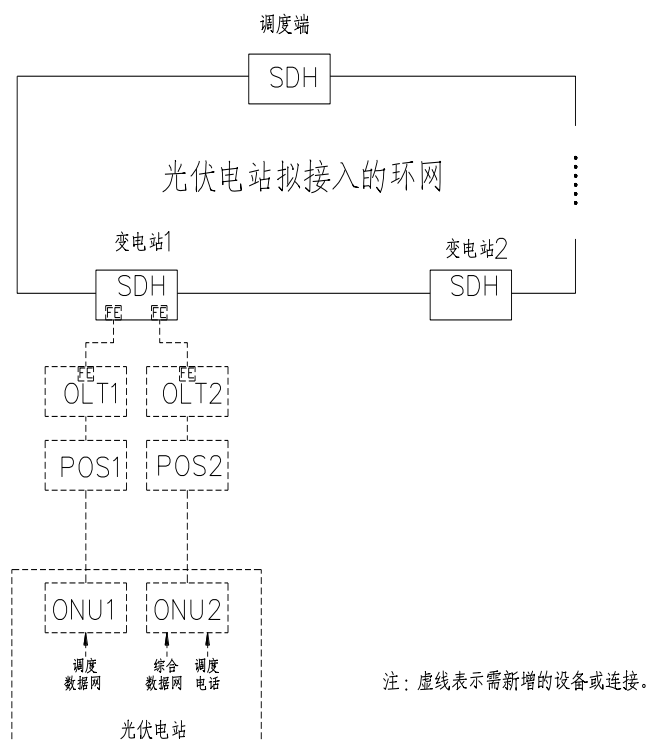


图 11-9 光伏电站接入系统方案图

（EPON 公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）未实现配电自动化）

b) 工业以太网方案

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）已实现配电自动化改造时，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，利用光伏电站至公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）的光缆路由，形成光伏电站至 10kV 开关站的通信电路。在公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）配置 2 台工业以太网交换机，利用原有公用配电自动化通信网将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。方案如图 11-10。

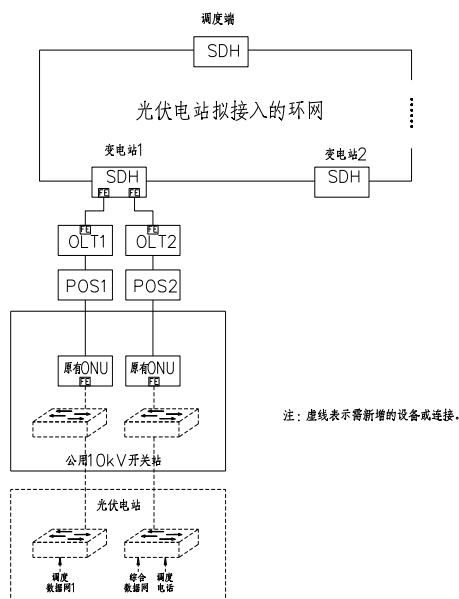


图 11- 10 光伏电站接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站已实现配电自动化）

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）未实现配电自动化改造时，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，利用光伏电站至变电站的光缆路由，形成光伏电站至变电站的通信电路。在变电站配置 2 台工业以太网交换机，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。方案如图 11-11。

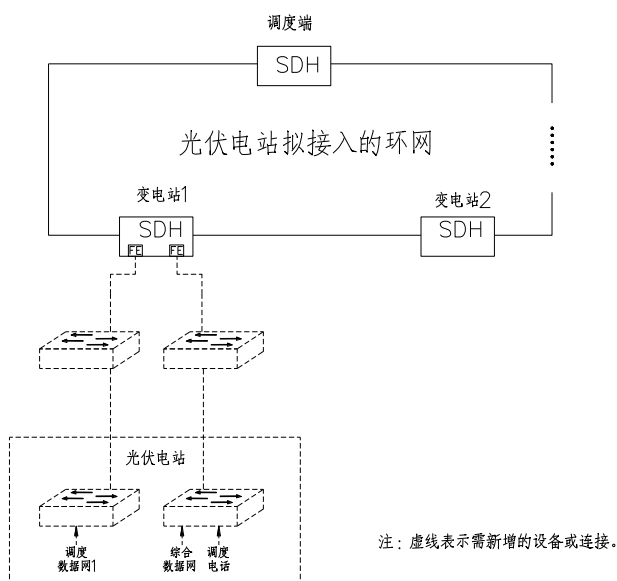


图 11-11 光伏电站接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站未实现配电自动化）

c) SDH 方案

在光伏电站配置 1 台 SDH 155M 光端机,并在公用 10kV 开关站(环网室(箱)、配电室或箱变)所接入的变电站现有设备上增加 2 个 155M 光口,利用上述光缆,建设光伏电站至接入变电站的 1+1 通信电路,将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统,形成光伏电站至系统的通信通道。方案如图 11-12。

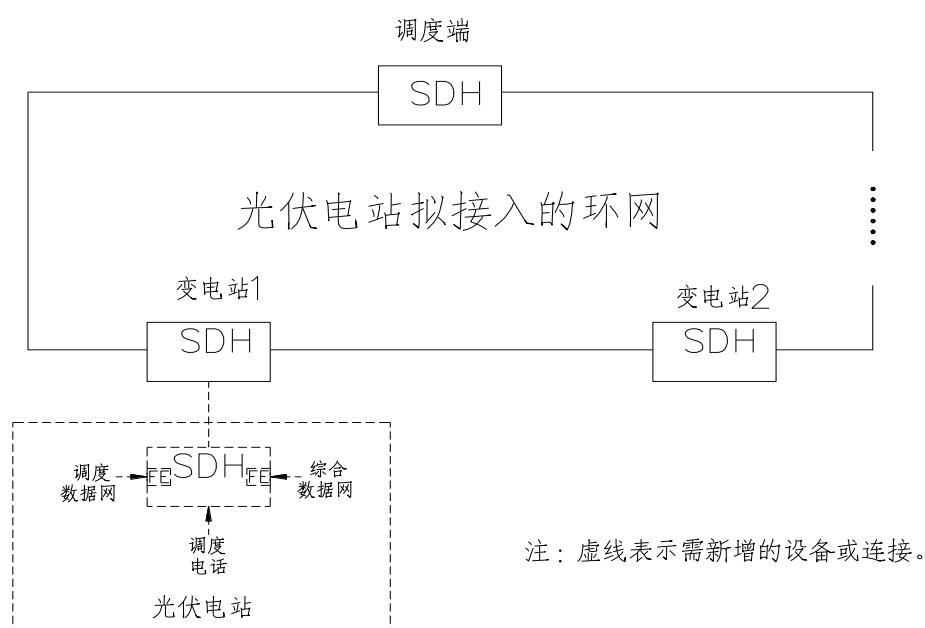
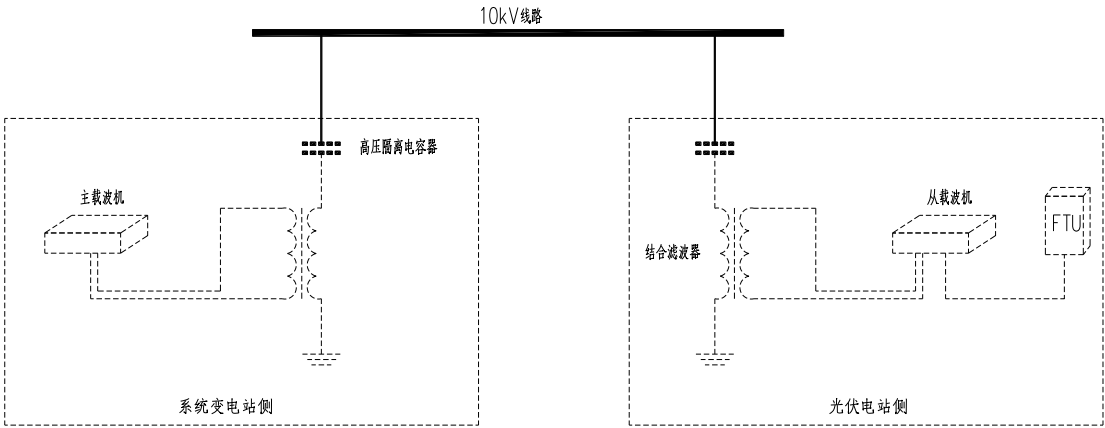


图 11- 12 光伏电站接入系统方案图 (SDH)

(2) 中压电力线载波

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站 (环网室 (箱)、配电室或箱变) 已实现配电自动化改造时,在光伏电站拟接入公用 10kV 开关站 (环网室 (箱)、配电室或箱变) 侧配置主载波机,光伏电站侧配置从载波机,主载波机依据线路结构对下进行载波组网,并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机,利用原有公用配电自动化通信网将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。载波组网通信采用一主多从的方式组网,即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络,载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输,载波从机之间不进行数据传输。方案如图 11-13。

当光伏电站专线接入的公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）未实现配电自动化改造时，由于需要载波机在公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）所接入变电站线路上进行跳接，串扰过大，传输距离过长，不建议采用中压电力线载波通信。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 11- 13 光伏电站接入系统方案图（中压电力线载波）

（3）无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625 《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2 《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

11.3.3.5 业务组织

根据光伏电站信息传输需求和通信方案，对光伏电站各业务信息通道组织。

11.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的光伏电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的光伏电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

11.3.3.7 主要设备材料清单

光伏电站接入系统通信所需的主要设备材料清单详见表 11-6 ~ 表 11-11。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 11-6、表 11-7。

表 11-6 EPON 公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	导引光缆	12 芯或 24 芯，GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12 芯或 24 芯，GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	无源光分配器 ODN		2	块	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	OLT PON 口板		2	台	需要时
	电线电缆		1	套	需要时

表 11-7 EPON 公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	导引光缆	12 芯或 24 芯，GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）光缆跳纤时需要
	导引光缆	12 芯或 24 芯，GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）光缆跳纤时需要
	光配架	24 芯	1	台	通过公用 10kV 开关站（环网室（箱）、配电室或箱变）光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	

系统接入变电站	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	光配线架	24 芯	1	块	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	FE 接口板		2	块	需要时
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案, 具体见表 11-8、表 11-9。

表 11-8 工业以太网公用 10kV 开关站(环网室(箱)、配电室或箱变)已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	导引光缆	12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (环网室(箱)、 配电室或箱变)	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

表 11-9 工业以太网公用 10kV 开关站(环网室(箱)、配电室或箱变)未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	导引光缆	12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (环网室(箱)、 配电室或箱变)	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站(环网室(箱)、配电室或箱变)光缆跳纤时需要
	导引光缆	12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站(环网室(箱)、配电室或箱变)光缆跳纤时需要
	光配线架	24 芯	1	块	通过公用 10kV 开关站(环网室(箱)、配电室或箱变)光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	导引光缆	12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
	综合配线架	光、音、网	1	台	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

(3) 采用 SDH 接入方案，具体见表 11-10。

表 11- 10 SDH 接入模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	1	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 11-11。

表 11- 11 中压电力线载波接入模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (环网室(箱)、配	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	

电室或箱变)	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

第 12 章 10kV T 接公共电网线路方案典型设计

(XGF10-T-3)

12.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF10-T-3。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入公共电网 10kV 线路，接入容量在 400kW ~ 2MW 之间。

12.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

12.2.1 送出方案

通过 1 回线路 T 接接入公共电网 10kV 线路。一次系统接线示意图见图 12-1。

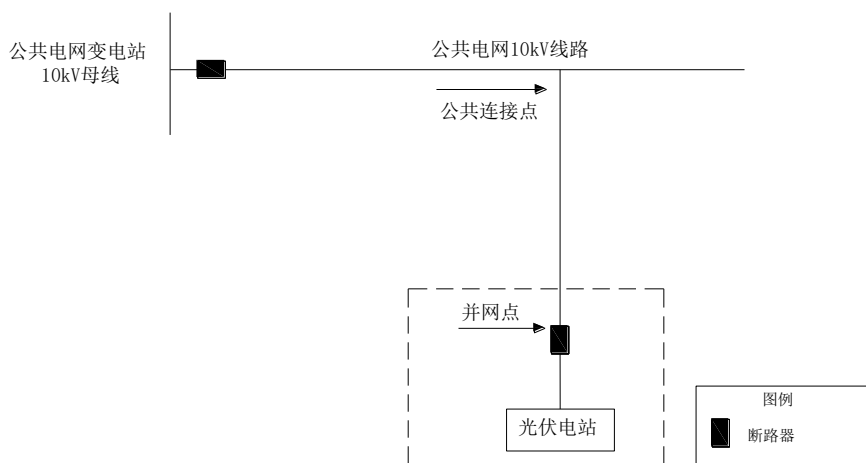


图 12-1 XGF10-T-3 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的光伏电站、公共连接点为公共电网 10kV 线路 T 接点，单个并网点参考装机容量

400kW ~ 2MW。

12.2.2 电气计算

(1) 潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

(2) 短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

(3) 电能质量分析

电能质量通过方案中提供的设备参数，经理论计算获得，需要满足：

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549《电能质量公用电网谐波》、GB/T 12325《电能质量供电电压偏差》、GB/T 15543《电能质量三相电压不平衡》、GB/T 12326《电能质量电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统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%。

(4) 无功平衡计算

1) 光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的

要求，选择合理的无功补偿措施；

2) 光伏发电系统无功补偿容量的计算，应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素；

3) 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应在 0.98 以上；

4) 光伏电站配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合光伏发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

12.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 升压站主变

升压用变压器容量选用应满足光伏接入要求，电压等级为 10/0.4kV。若变压器同时为负荷供电，可根据实际情况选择容量。变压器性能参数见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 光伏电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素；

2) 光伏电站送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 开断设备

光伏电站并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

当光伏电站并网公共连接点配置负荷开关时，宜改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般

不小于 20kA。

12.2.4 电气主接线

电气主接线方案一、方案二分别见图 12-2、图 12-3。

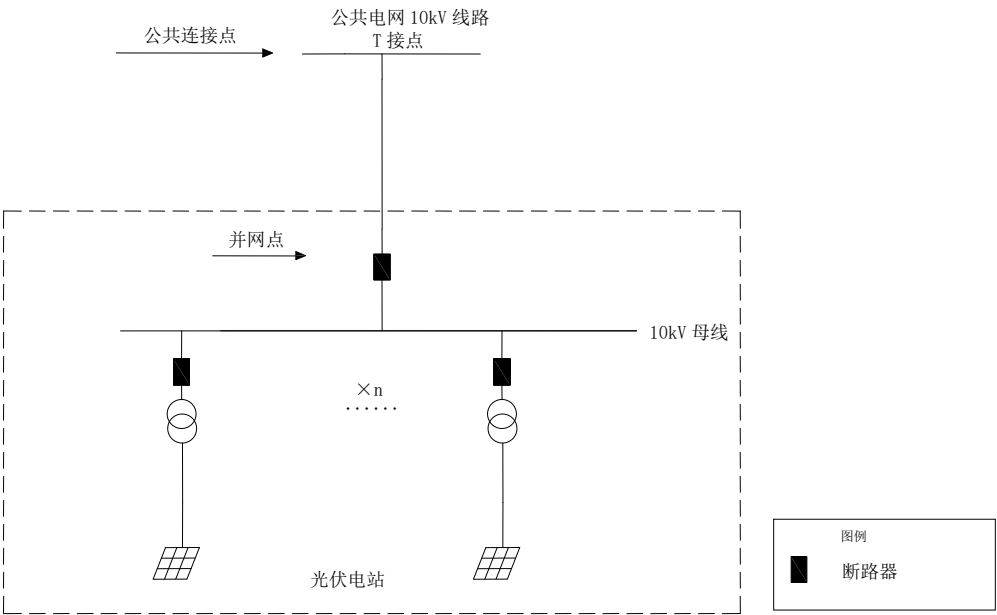


图 12-2 XGF10-T-3 方案电气主接线图（方案一）

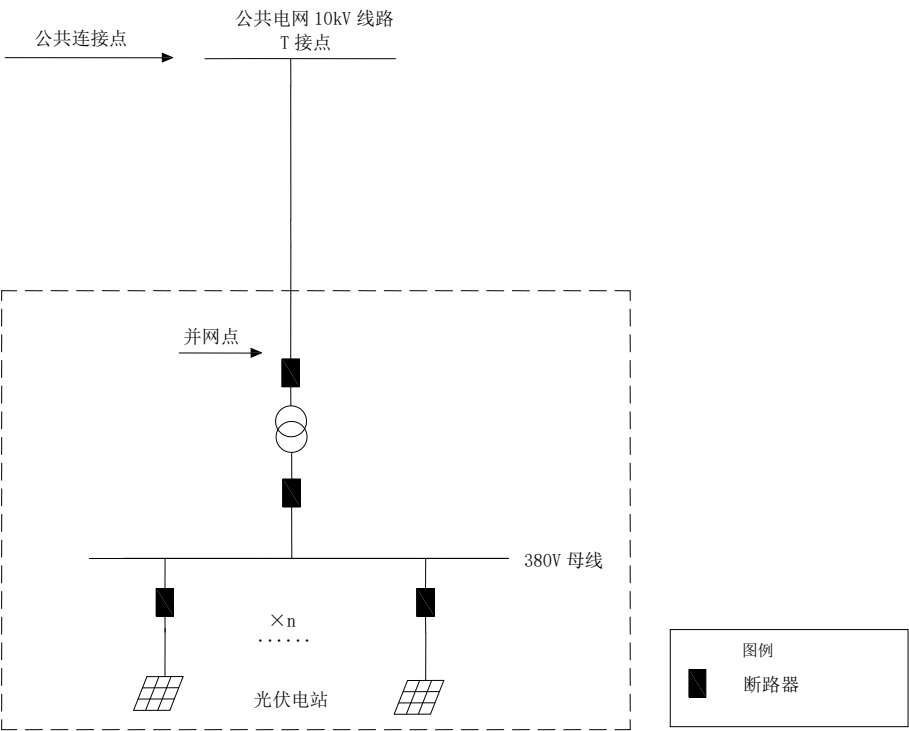


图 12-3 XGF10-T-3 方案电气主接线图（方案二）

12.2.5 系统对光伏电站的技术要求

12.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换成交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ (每小时变动的次数在 10 次以内) 考虑，因此光伏电站以 10kV 接入引起的公共连接点电压变动

最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站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%。

12.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

12.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

12.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 12-1。

表 12-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公共电网变电站	线路 TV*		1	套	
送出线路	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需		

注：1、标*设备根据工程实际需求进行配置。

2、设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

12.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案,结合有关现状进行设计,包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

12.3.1 系统继电保护及安全自动装置

12.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

光伏电站线路发生短路故障时,线路保护能快速动作,瞬时跳开断路器,满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

为保障供电可靠性,减少停电范围,宜在光伏电站侧配置 1 套过流保护反应内部故障。

2) 技术要求。

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下,发生金属性和非金属性的各种故障时,线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换以及系统操作等情况下保护不应误动。

c. 在本线发生振荡时保护不应误动,振荡过程中再故障时,应保证可靠切除故障。

d. 主保护整组动作时间不大于 20ms,返回时间不大于 30ms (从故障切除到保护出口接点返回)。

e. 手动合闸或重合于故障线路上时,保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

f. 保护装置应具有良好的滤波功能,具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时,保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

若光伏电站侧为线变组接线，经升压变后直接输出，不配置母线保护。

对于设置 10kV 母线的光伏电站，10kV 母线宜配置 1 套过流保护用于母线保护；在时限允许时，也可仅靠各进线的后备保护切除故障。

2) 技术要求

a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b. 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作，并应允许使用不同变比的电流互感器。

c. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

在并网点设置安全自动装置等设备，具备防孤岛保护功能及频率电压异常紧急控制功能。

若光伏电站侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ ）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

光伏电站逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

(4) 系统侧变电站

1) 线路保护

需要校验系统侧变电站的相关的线路保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要配置母线保护。

3) 其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

a. 光伏电站线路接入变电站后，系统侧备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

b. 10kV 公共电网线路投入自动重合闸时，应校核重合闸时间。

(5) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P、10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 光伏电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(6) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 12-4、图 12-5。

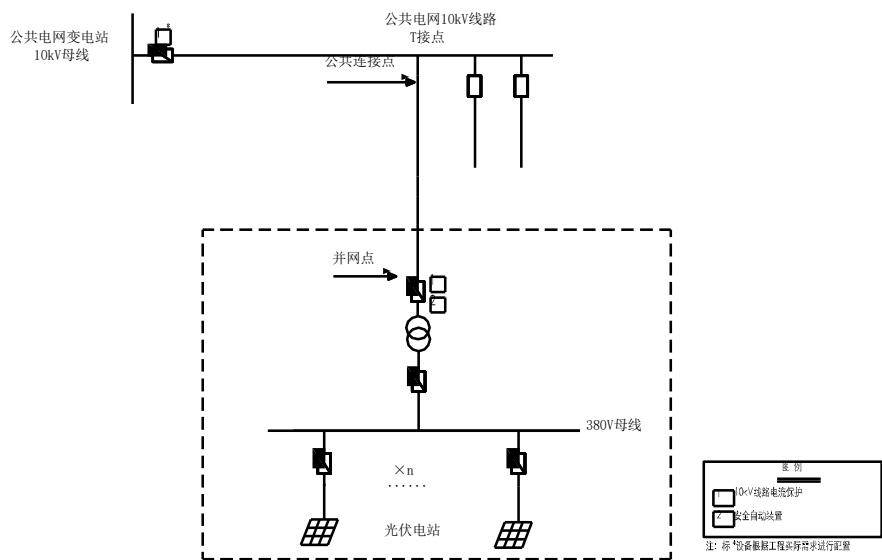


图 12-4 XGF10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案一)

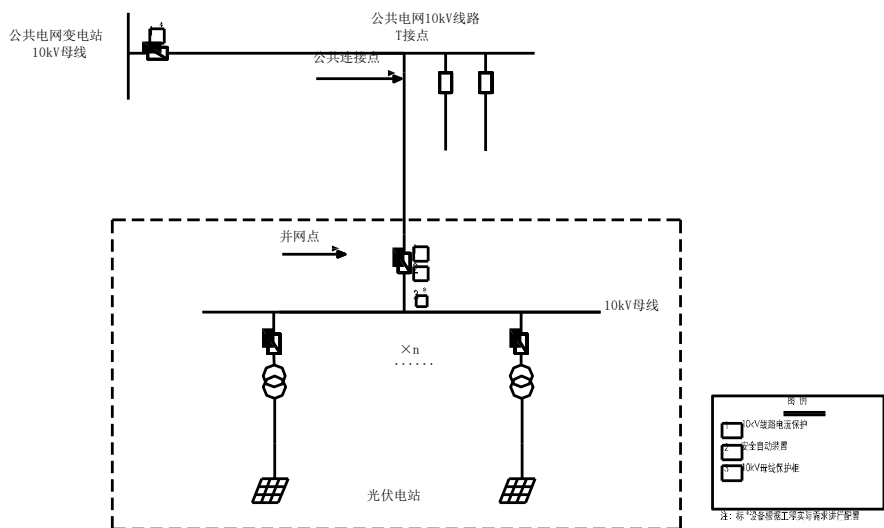


图 12-5 XGF10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案二)

12.3.1.2 设备清单

XGF10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 12-2、表 12-3。

表 12-2 XGF10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单 (方案一)

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	安全自动装置		1	套	
	线路电流保护柜*		1	套	
系统侧变电站	线路电流保护柜*		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 12-3 XGF10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	线路电流保护柜*		1	套	
	安全自动装置		1	套	
	母线保护柜		1	套	
系统侧变电站	线路电流保护柜*		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

12.3.2 系统调度自动化

12.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案光伏电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用光伏系统。

12.3.2.2 配置及要求

（1）光伏电站远动系统

光伏电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；分布式电源本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能，本体不具备条件时，应独立配置远方终端，采集相关信息；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主

机配置), 需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能, 实时采集并网运行信息, 主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等, 并上传至相关电网调度部门; 配置远程遥控装置的分布式光伏, 应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

(2) 有功功率控制及无功电压控制

分布式电源的有功功率控制、无功功率与电压调节应满足 GB/T29319 和 NB/T 32015 的要求。

光伏电站远动通信服务器需具备与控制系统的接口, 接受调度部门的指令, 具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

光伏电站有功功率控制系统应能够接收并执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令, 确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

光伏电站无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令, 调节其发出(或吸收)的无功功率, 控制并网点电压在正常运行范围内, 其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

(3) 电能量计量

1) 安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表(最终按用户与业主计量协议为准), 安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表, 至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能, 配有标准通信接口, 具备本地通信

和通过电能信息采集终端远程通信的功能,电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.2S 级,无功 2.0 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台,计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息),电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后,转发光伏发电管理部门。

(4) 电能质量监测装置

需要在公共连接点装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套(必要时在并网点安装)。监测电能质量参数,包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 系统变电站

本方案光伏电站接入系统变电站变后,变电站调度管理关系不变。

(6) 远动信息内容

光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应该包括:光伏电站电流、电压和发电量。

2) 系统变电站

系统侧不增加新的间隔和出线,远动信息不变。

(7) 远动信息传输

光伏电站的远动信息传送到调度主管机构,应采用专网方式,宜单路配置专网远动通道,优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在光伏电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于光伏电站二次设备室。

（8）二次安全防护

为保证光伏电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1）按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2）纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3）横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式，需配置加密。

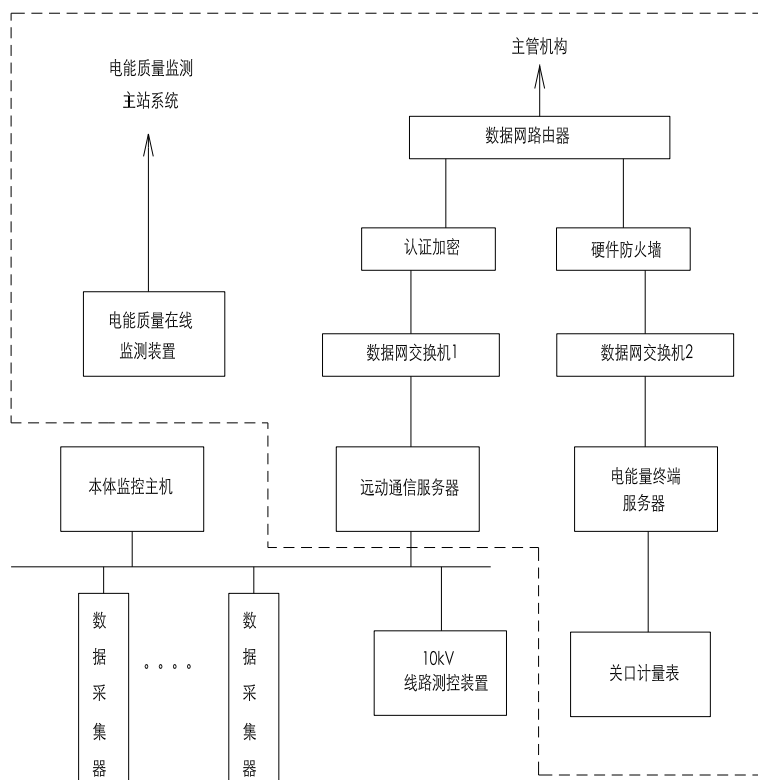
若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（9）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 12-6、图 12-7 所示。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。



注：虚线框内为光伏电站系统远动设备

图 12-6 XGF10-T-3 光伏电站调度自动化系统配置（方案一）

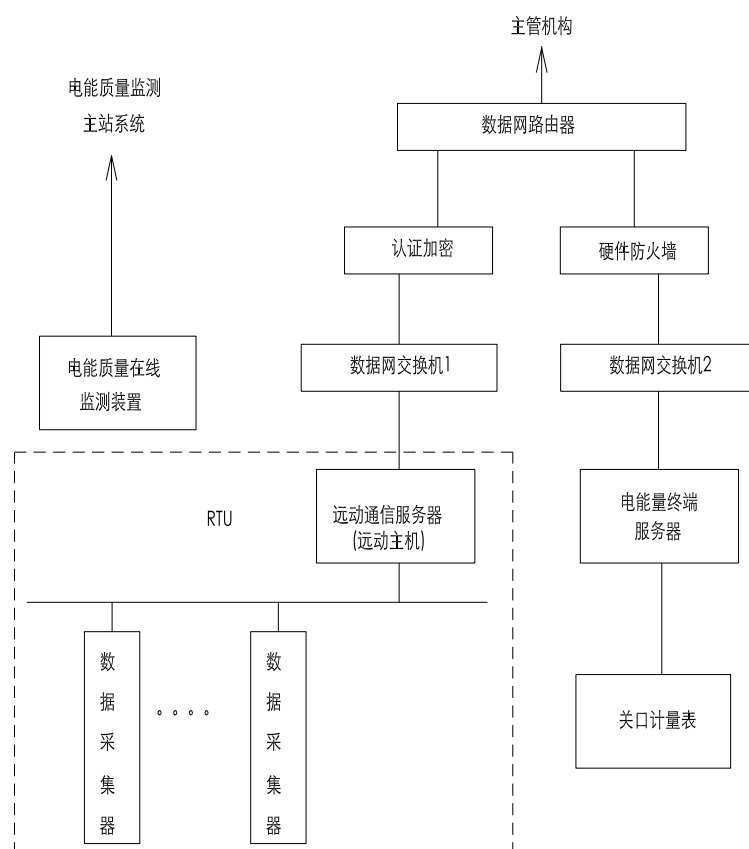


图 12-7 XGF10-T-3 光伏电站调度自动化系统配置（方案二）

12.3.2.3 设备清单

XGF10-T-3 系统调度自动化配置清单详见表 12-4、表 12-5。

表 12-4 XGF10-T-3 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	远动通信服务器(方案一)		1	套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口电能表柜	含主、副表各 1 只	1	面	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备柜	含 1 台路由器, 2 台交换机	1	面	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套, 硬件防火墙 1 套	1	套	与调度数据网络设备共同组柜
变电站	关口电能计费表*		1	只	同对侧关口表型号一致
	电能质量在线监测装置		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

表 12-5 XGF10-T-3 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
	RTU		1	套	
	关口电能表柜	含主、副表各 1 只	1	面	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备柜	含 1 台路由器, 2 台交换机	1	面	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套, 硬件防火墙 1 套	1	套	与调度数据网络设备共同组柜
变电站	关口电能计费表*		1	只	同对侧关口表型号一致
	电能质量在线监测装置		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

12.3.3 系统通信

12.3.3.1 系统概述

着重介绍光伏电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建

线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

12.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及光伏电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

12.3.3.3 通信现状

简述与光伏电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

12.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足光伏电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定光伏电站的通信方案。

(1) 光纤通信

结合各地电网整体通信网络现状及规划，可选用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据光伏电站新建 10kV 送出线路的不同型式，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12 芯或 24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。进入光伏电站的引入光缆，宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配 2 台 ONU 设备，

利用上述光缆，形成光伏电站至系统侧的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，在光伏电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成光伏电站至接入变电站的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

c. SDH 方案

在光伏电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设光伏电站至接入变电站的 1 + 1 通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

光伏电站接入系统通信方案见图 12-8、12-9、12-10。

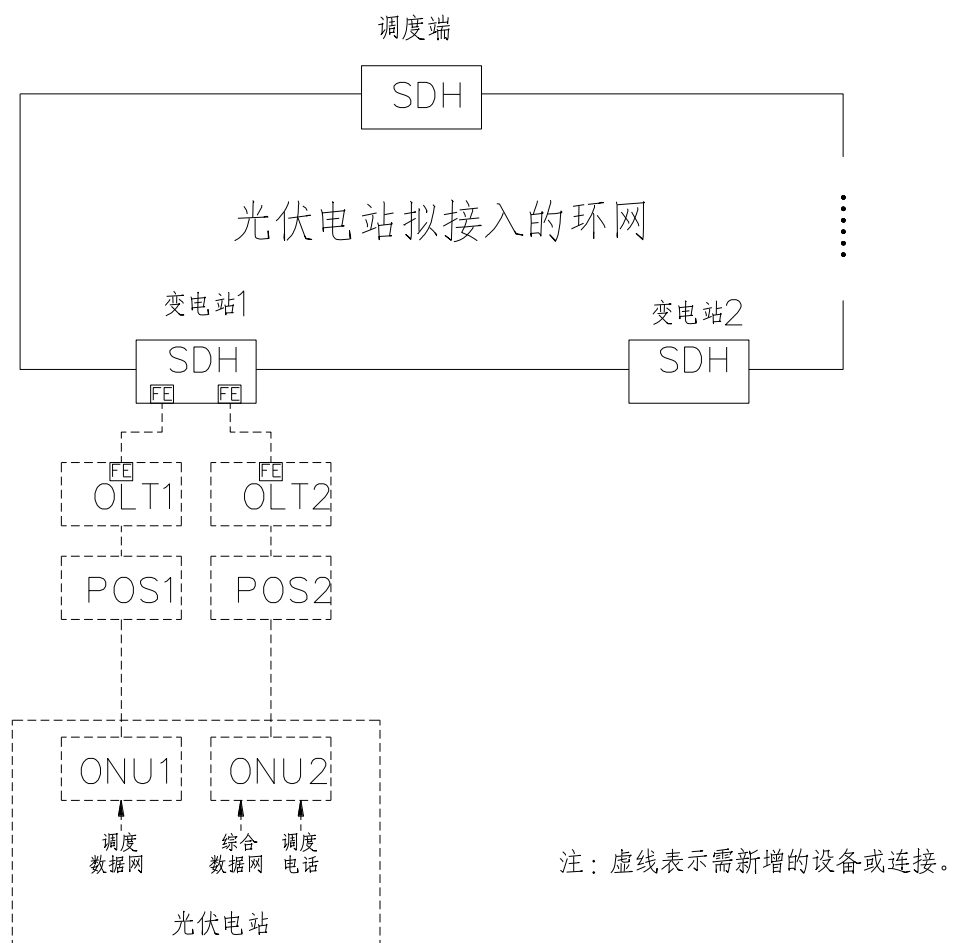


图 12-8 光伏电站接入系统方案图 1 (EPON)

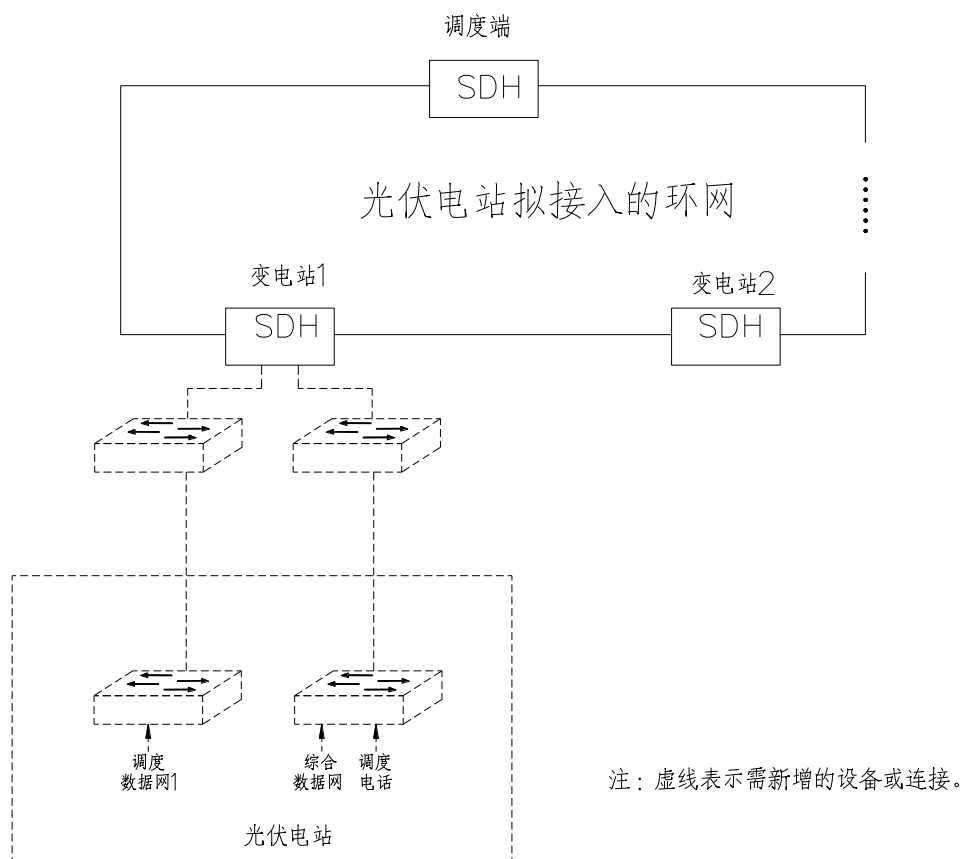


图 12-9 光伏电站接入系统方案图 2（工业以太网）

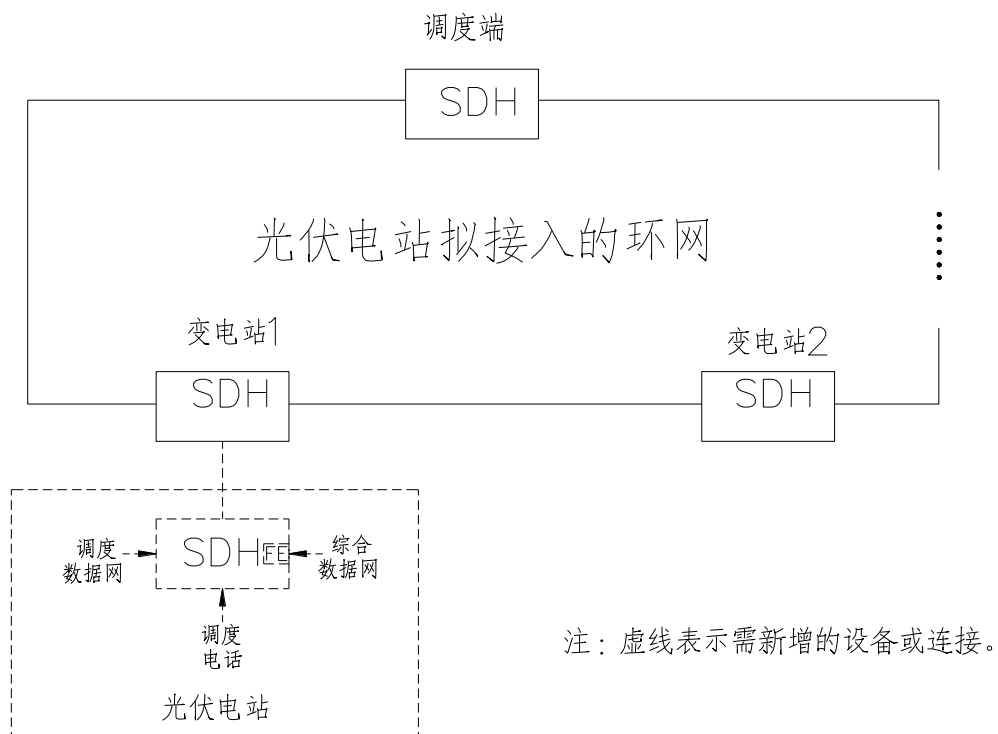
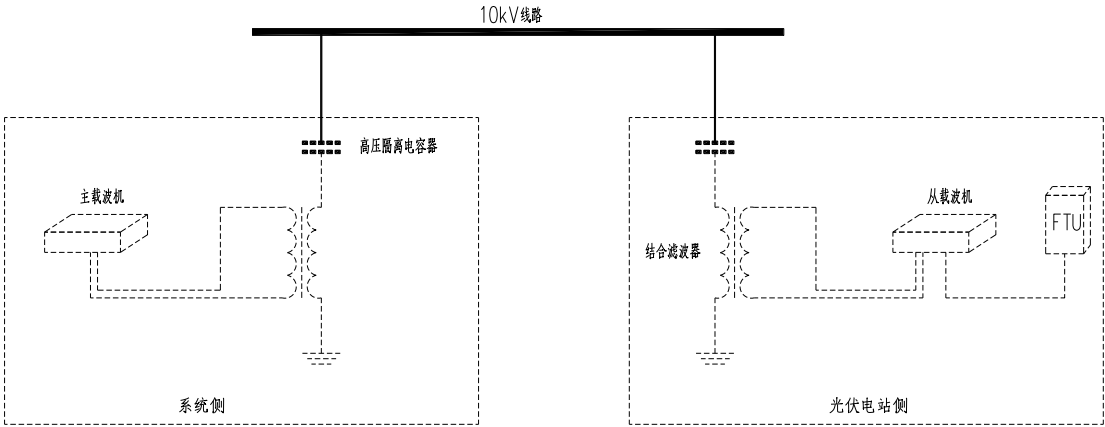


图 12-10 光伏电站接入系统方案图 3（SDH）

（2）中压电力线载波

在光伏电站拟接入变电站侧配置主载波机，光伏电站侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，将数据信息上传。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 12-11 光伏电站接入系统方案图 4（中压电力线载波）

（3）无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

12.3.3.5 业务组织

根据光伏电站信息传输需求和通信方案，对光伏电站各业务信息通道组织。

12.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的光伏电站，建议采用站内 UPS 交流为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的光伏电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

12.3.3.7 主要设备材料清单

光伏电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 12-6 ~ 12-9。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 12-6。

表 12-6 系统通信设备材料清单 (采用 EPON)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案，具体见表 12-7。

表 12-7 系统通信设备材料清单 (采用工业以太网)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

(3) 采用 SDH 接入方案，具体见表 12-8。

表 12-8 系统通信设备材料清单 (采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	

	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 12-9。

表 12-9 系统通信设备材料清单 4 (采用中压电力线载波)

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	主载波机		1	套	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

第 13 章 10kV 接入用户开关站、环网室（箱）、配电室或箱变方案典型设计（XGF10-Z-1）

13.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF10-Z-1。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入用户开关站、环网室（箱）、配电室或箱变，接入容量在 400kW ~ 6MW 之间。

13.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

13.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入用户开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 13-1、图 13-2。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在光伏电站与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该设备。

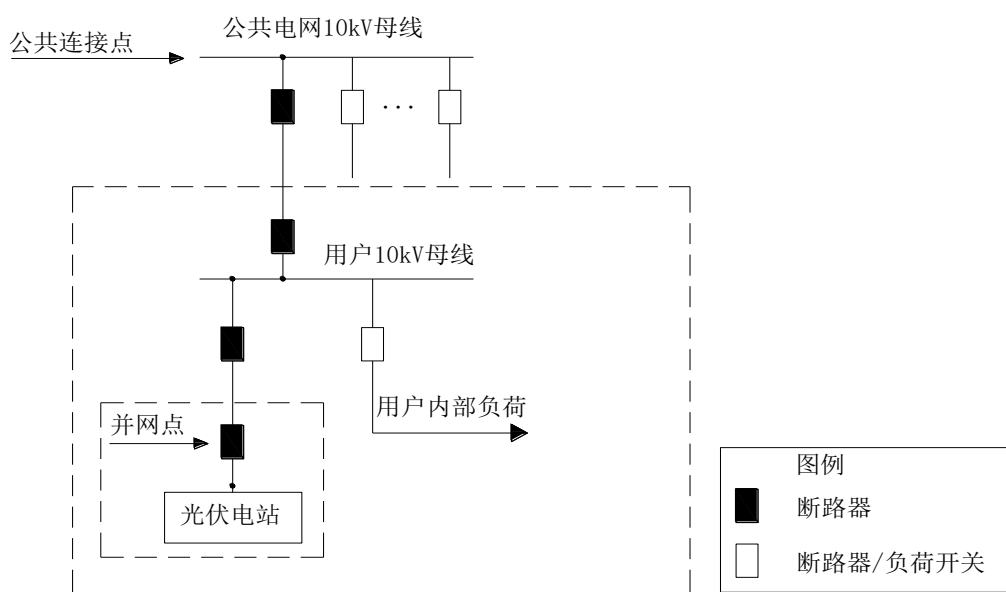


图 13-1 XGF10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

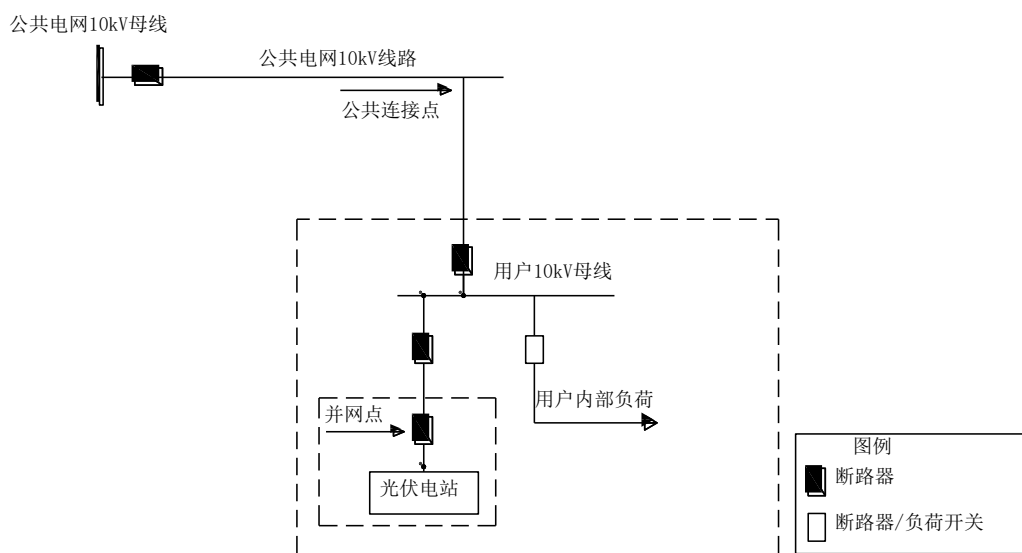


图 13-2 XGF10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于自发自用/余电上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网节点参考装机容量 400kW~6MW。

13.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

电能质量通过方案中提供的设备参数，经理论计算获得，需要满足：

1）光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549《电能质量公用电网谐波》、GB/T 12325《电能质量供电电压偏差》、GB/T 15543《电能质量三相电压不平衡》、GB/T 12326《电能质量电压波动和闪变》的有关规定；

2）光伏发电系统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%。

（4）无功平衡计算

1）本方案光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求，选择合理的无功补偿措施；

2）光伏发电系统无功补偿容量的计算，应充分考虑逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损失等因素；

3）通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应在 0.95 以上，光伏发电系统接入后，用户功率因数应满足相关要求；

4）光伏电站配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合

光伏发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

13.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 升压站主变

升压用变压器容量选用应满足光伏接入要求，电压等级为 10/0.4kV。若变压器同时为负荷供电，可根据实际情况选择容量。变压器性能参数见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

分布式电源送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式电源送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式电源发电效率等因素；

2) 分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择。常见的光伏电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 开断设备

分布式电源并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

当分布式电源并网公共连接点配置负荷开关时，宜改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。

13.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案一、方案二分别见图 13-3、图 13-4。

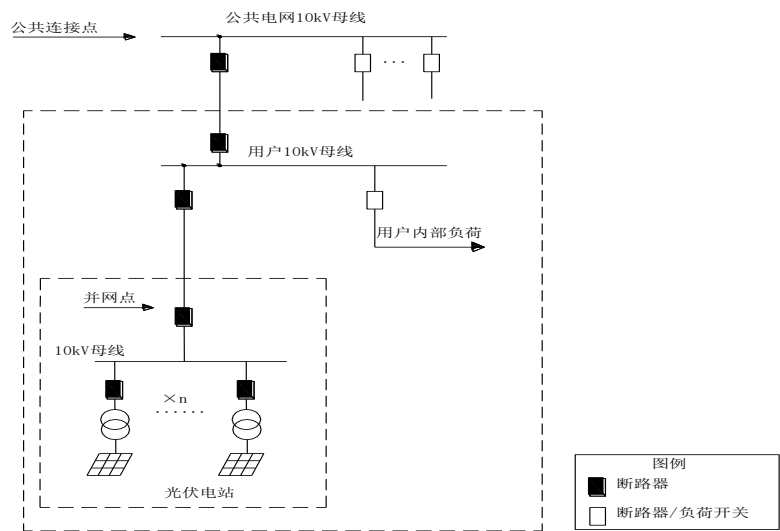


图 13-3 XGF10-Z-1 方案原则电气主接线图（方案一）

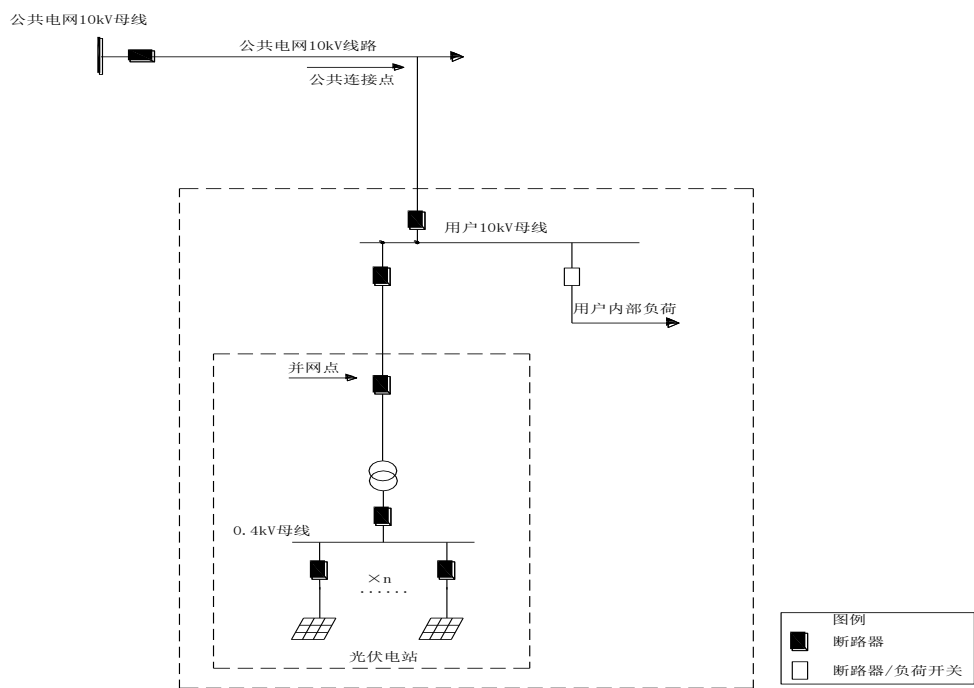


图 13-4 XGF10-Z-1 方案原则电气主接线图（方案二）

13.2.5 系统对光伏电站的技术要求

13.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压

不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

（2）电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站以 10kV 接入时引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电

站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站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%。

13.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

13.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

13.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 13-1。

表 13-1 一次设备清单

		设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公共电网侧	变电站（T 接方案）	线路 TV*		1	套	
	开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 TV）		1	套	
送出线路		10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需		
用户侧		10kV 开关柜*（含 TV）		1	套	

注：1、标*设备根据工程实际需求进行配置。

2、设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

13.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

13.3.1 系统继电保护及安全自动装置

13.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

光伏电站线路发生短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开相应断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

专线接入用户 10kV 母线时，10kV 线路在用户侧配置 1 套线路过流保护或距离保护，光伏电站侧可不配置线路保护，靠用户侧切除线路故障。

分布式电源采用 T 接线路接入系统时，为了保证其他负荷的供电可靠性，一般情况下需在分布式电源站侧配置无延时过流保护反映内部故障。

存在 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生金属性和非金属性的各种故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f. 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能

力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

若光伏电站侧为线变组接线，经升压变后直接输出，不配置母线保护。

对于设置 10kV 母线的光伏电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。当并网线路配置线路过流或距离保护时，光伏电站侧可不配置母线保护，仅由线路保护切除故障；当线路两侧配置线路纵联电流差动保护时，光伏电站侧宜相应配置保护装置，快速切除母线故障；在光伏电站时限允许时，也可仅靠各进线的后备保护切除故障。

2) 技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作，并应允许使用不同变比的电流互感器。
- c. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

在并网点设置安全自动装置等设备，具备防孤岛保护功能及频率电压异常紧急控制功能。

若光伏电站侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ ）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

光伏电站逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

（4）用户侧变电站

1）继电保护

需要校验用户侧变电站的相关保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可；若不能满足光伏电站接入方案的要求，则用户侧变电站需要做相关保护配置方案。

2）其他要求

需核实用户侧自备投方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

光伏电站线路接入后，自备投动作时间须躲过光伏电站防孤岛动作时间。

（5）系统侧变电站

1）线路保护

需要校验系统侧变电站的相关的线路保护是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2）母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。若能满足接入的要求，予以说明即可；若不能满足要求时，则变电站或开关站侧需要配置保护装置，快速切除母线故障。

3）其他要求

需核实系统侧变电站自备投方案、相关线路的重合闸方案，要求根据防孤岛检测方案，提出调整方案。

a. 光伏电站线路接入变电站后，备自投动作时间须躲过光伏电站防孤岛检测动作时间。

b. 10kV 公共电网线路投入自动重合闸时，应校核重合闸时间。

(6) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 光伏电站内宜具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置等设备使用。

(7) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 13-5、图 13-6、图 13-7、图 13-8。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且光伏电站未设 10kV 母线。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护且光伏电站设 10kV 母线。

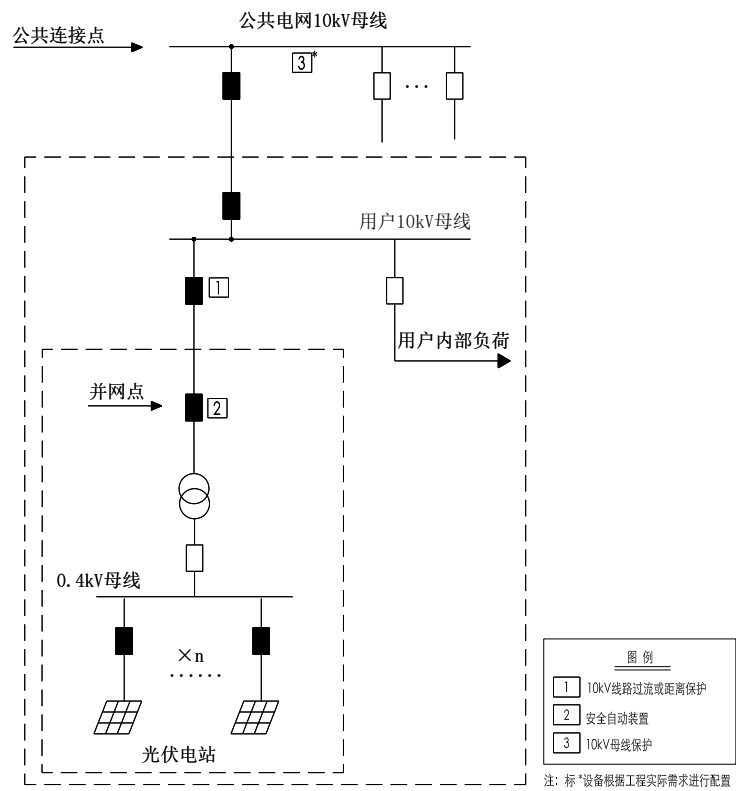


图 13-5 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/1)

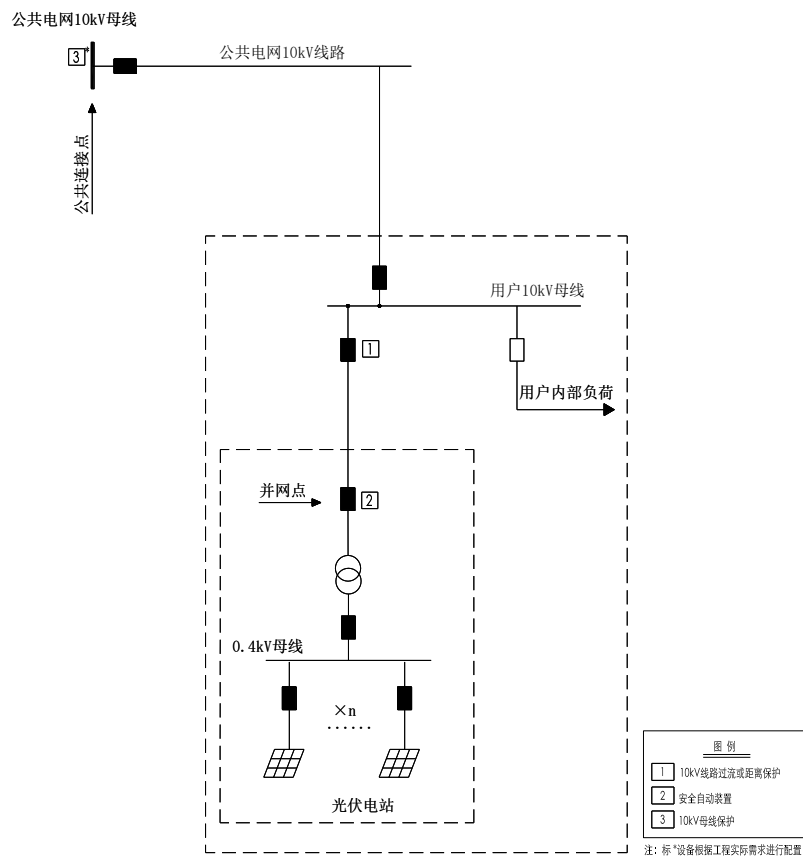


图 13-6 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/2)

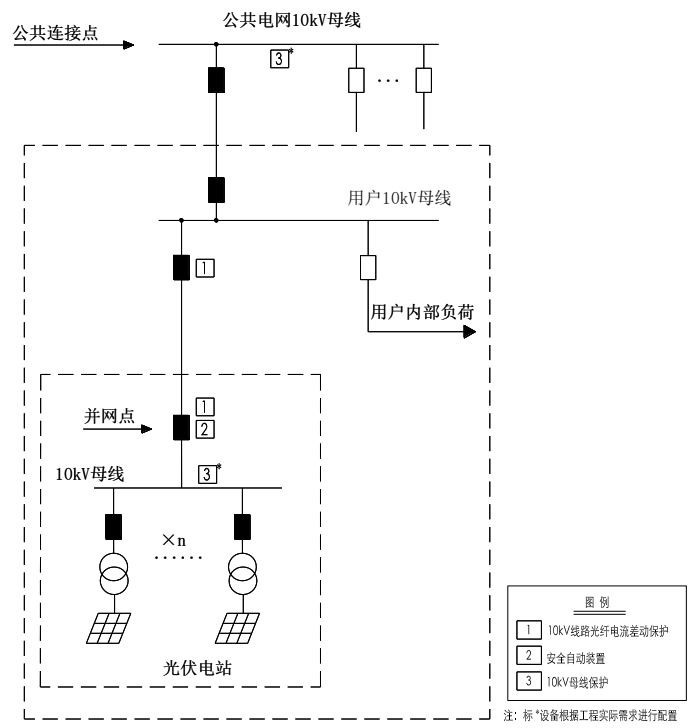


图 13-7 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二/1)

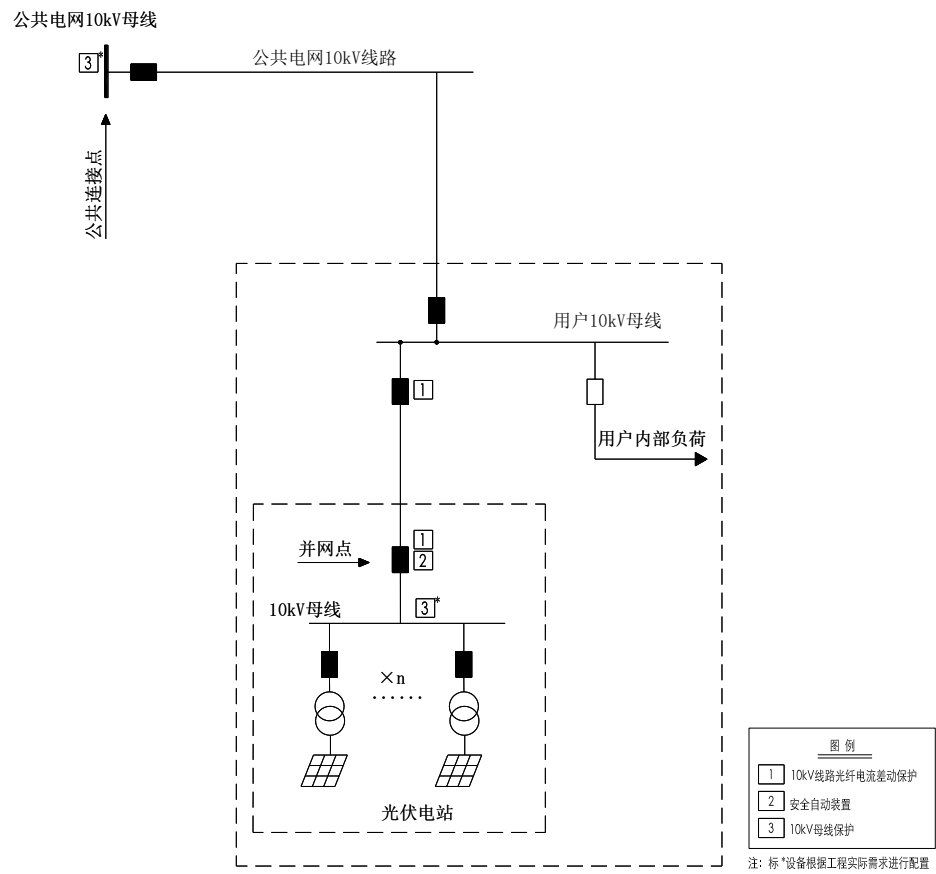


图 13-8 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二/2)

13.3.1.2 设备清单

XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 13-2、表 13-3。

表 13-2 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	安全自动装置		1	套	
用户站	过流保护（或距离保护）		1	套	
系统站	母线保护*		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置

表 13-3 XGF10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	光纤电流差动保护		1	套	
	母线保护*		1	套	
	安全自动装置		1	套	
用户站	光纤电流差动保护		1	套	
系统站	母线保护*		1	套	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置

13.3.2 系统调度自动化

13.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

13.3.2.2 配置及要求

（1）光伏电站远动系统

光伏电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，应独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：光伏电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关光伏电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；分布式电源本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能，本体不具备条件时，应独立配置远方终端，采集相关信息；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式光伏，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

分布式电源的有功功率控制、无功功率与电压调节应满足 GB/T29319 和 NB/T 32015 的要求。

光伏电站远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

光伏电站有功功率控制系统应能够接收并执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保光伏电站有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

光伏电站无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

1) 安装位置与要求

当接入模式为自发自用时，在并网点单套设置并网电能表；当接入模式为余电上网时，除单套设置并网电能表外，还应在关口计量点

设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.5S 级，无功 2.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.5S 级、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统（电费计量信息）；电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后，转发光伏发电管理部门。

（4）电能质量监测装置

需要在公共连接点装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套（必要时在并网点安装）。监测电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

（5）系统变电站

本方案光伏电站接入系统变电站后，变电站调度管理关系不变。需相应配置测控装置，采集光伏电站线路的相关信息，并接入本变电站现有监控系统。

（6）远动信息内容

光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应该包括：光伏电站电流、电压和发电量。

（7）远动信息传输

光伏电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在光伏电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于光伏电站二次设备室。

（8）二次安全防护

为保证光伏电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式，需配置加密装置。

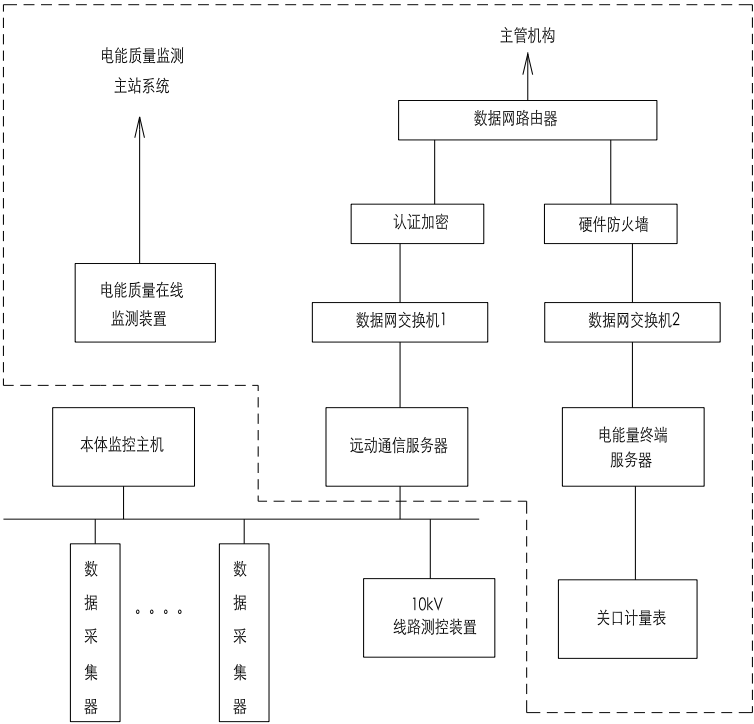
若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（9）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 13-9、图 13-10 所示。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。



注：虚线框内为光伏电站系统远动设备

图 13-9 XGF10-Z-1 光伏电站调度自动化系统配置（方案一）

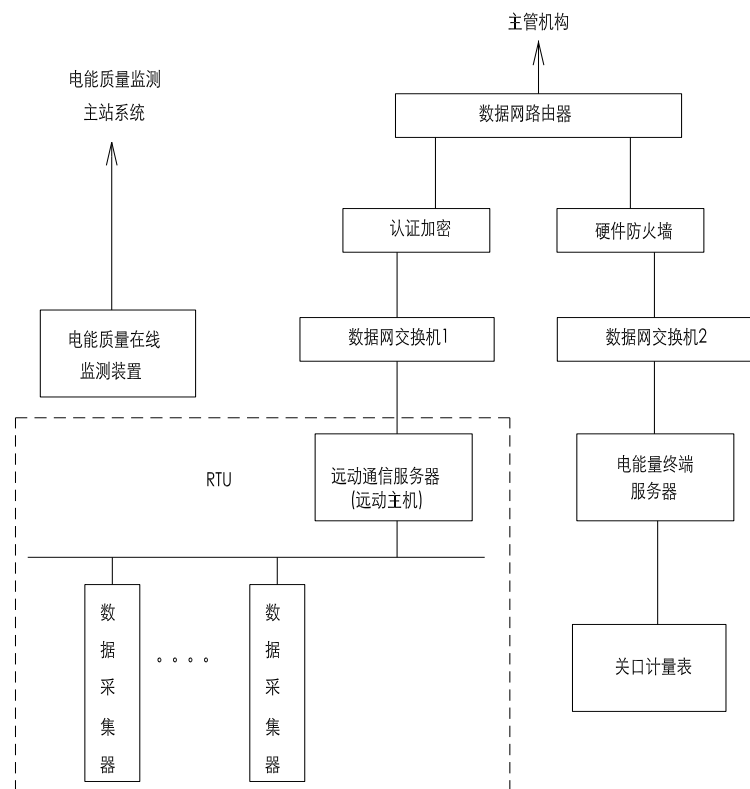


图 13-10 XGF10-Z-1 光伏电站调度自动化系统配置（方案二）

13.3.2.3 设备清单

XGF10-Z-1 系统调度自动化配置清单详见表 13-4～表 13-7。

表 13-4 XGF10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案一—自发自用）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	RTU		1	套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		1	只	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1	套	
用户站	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置
变电	电能质量在线监		1	套	

站	测装置				

表 13-5 XGF10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案一余电上网）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	RTU		1	套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		1	只	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器， 2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1	套	
用户站	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置
	关口计量电能表	含主、副表各 1 只	2	只	
变电站	电能质量在线监测装置		1	套	

表 13-6 XGF10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案二自发自用）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	RTU		1	套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		1	只	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器， 2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1	套	
用户站	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置
变电站	电能质量在线监测装置		1	套	

表 13-7 XGF10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案二余电上网）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	RTU		1	套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		1	只	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器， 2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1	套	
用户站	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置
变电站	电能质量在线监测装置		1	套	

13.3.3 系统通信

13.3.3.1 系统概述

着重介绍光伏电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

13.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及光伏电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

13.3.3.3 通信现状

简述与光伏电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

13.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足光伏电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定光伏电站的通信方案。

（1）光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1）光缆建设方案

根据光伏电站新建 10kV 送出线路的不同型式，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12 芯或 24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。进入光伏电站的引入光缆，宜选择非金属阻燃光缆。

2）通信电路建设方案

光缆通信系统可采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成光伏电站至系统侧的通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

当光伏电站采用余电上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口计量电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在光伏电站配置 2 台工业以太网交换机，在光伏电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成光伏电站至接入变电站的通信电路，将光伏电站的

通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

当光伏电站采用余电上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

c. SDH 方案

在光伏电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设光伏电站至接入变电站的 1 + 1 通信电路，将光伏电站的通信、自动化等信息接入系统，形成光伏电站至系统的通信通道。

当光伏电站采用余电上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

光伏电站接入系统通信方案见图 13-11、13-12、13-13。

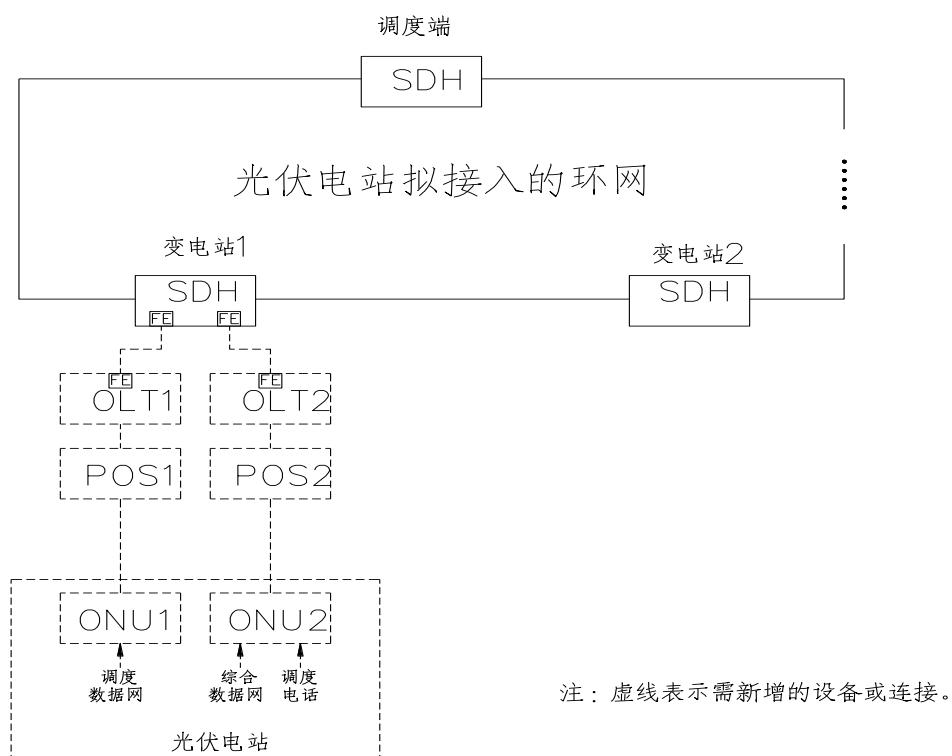


图 13-11 光伏电站接入系统方案图 1 (EPON)

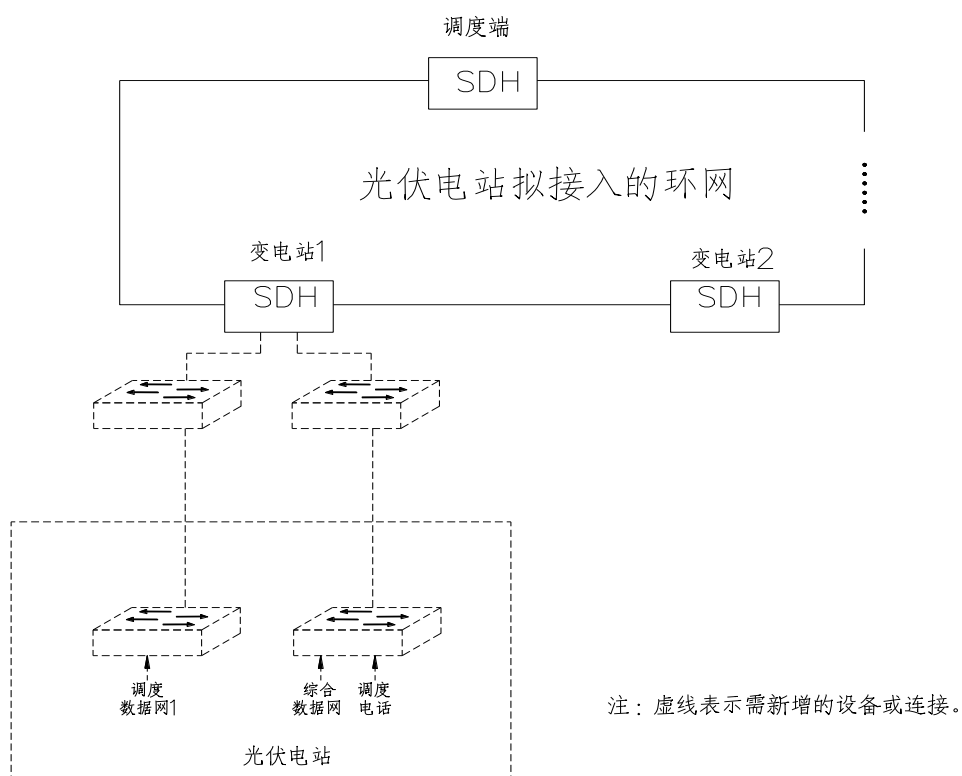


图 13-12 光伏电站接入系统方案图 2 (工业以太网)

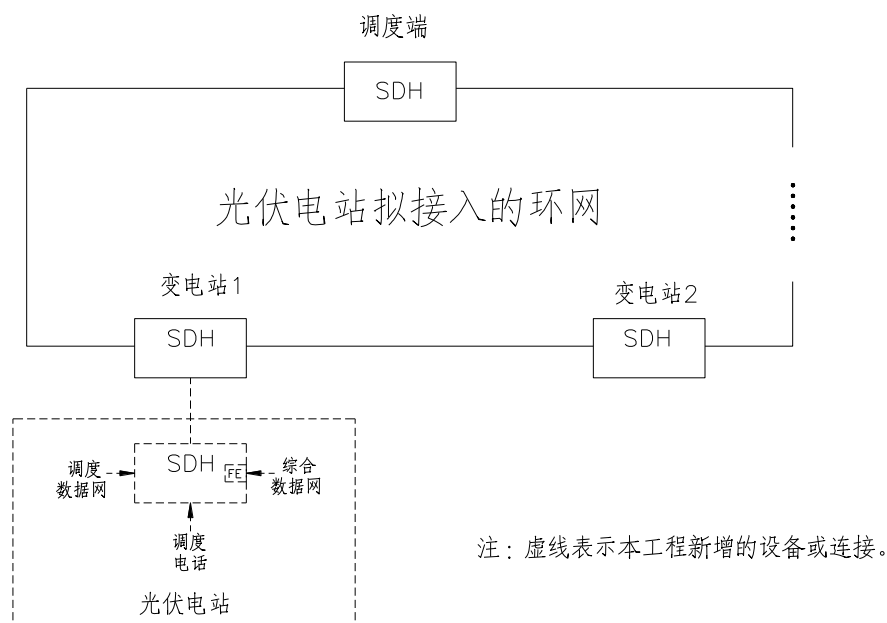
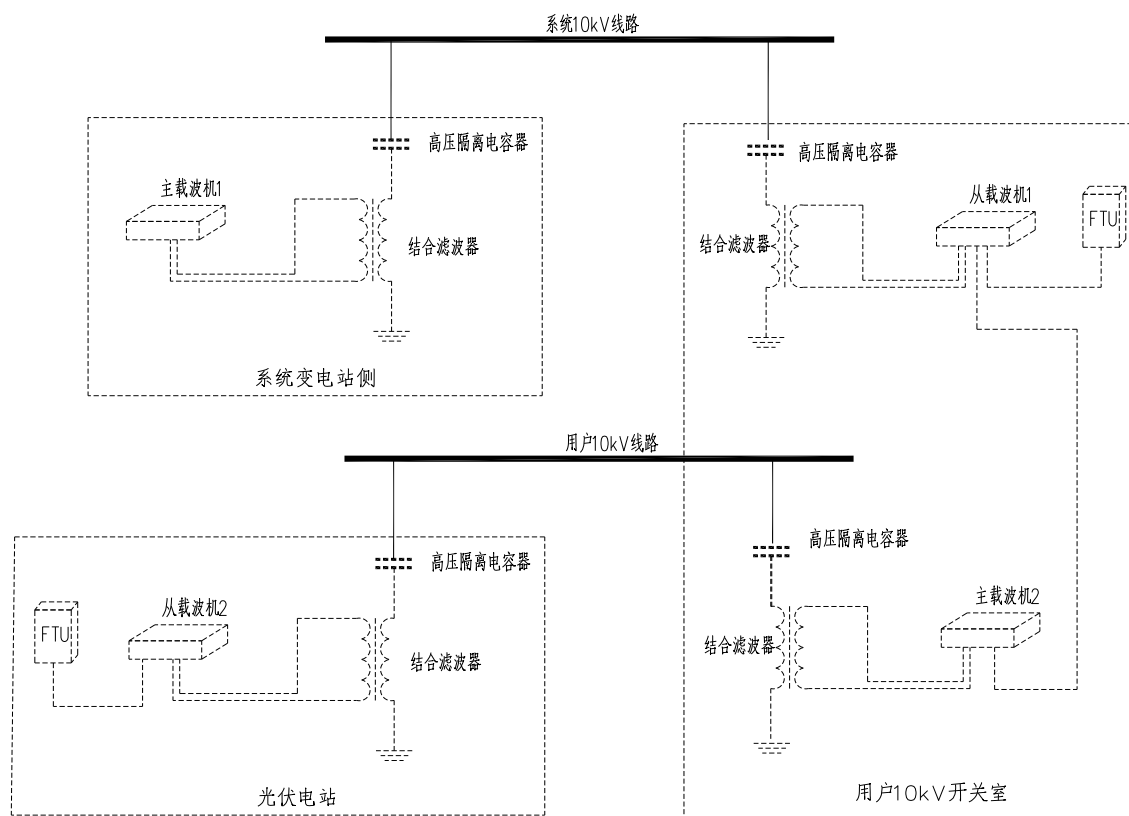


图 13-13 光伏电站接入系统方案图 3 (SDH)

(2) 中压电力线载波

在光伏电站拟接入变电站侧配置主载波机，光伏电站侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，将数据信息上传。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 13-14 光伏电站接入系统方案图 4（中压电力线载波）

（3）无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

13.3.3.5 业务组织

根据光伏电站信息传输需求和通信方案，对光伏电站各业务信息通道组织。

13.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的光伏电站，建议采用站内 UPS 交流系统为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的光伏电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

13.3.3.7 主要设备材料清单

光伏电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 13-8 ~ 13-12。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 13-8。

表 13-8 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	km	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户站跳纤时配置
系统接入 变电站	光缆	12芯或24芯	按需	km	
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	km	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案，具体见表 13-9。

表 13-9 系统通信设备材料清单(采用工业以太网)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	km	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户站跳纤时配置
系统接入 变电站	光缆	12或24芯	按需	km	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	km	
	工业以太网交换机		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	

	电线电缆		1	套	

(3) 采用 SDH 接入方案, 具体见表 13-10。

表 13-10 系统通信设备材料清单(采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	km	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	24芯		km	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	km	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案, 具体见表 13-11。

表 13-11 系统通信设备材料清单 4

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
光伏电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	km	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	km	
	耦合设备		2	套	
	电线电缆		2	套	
	主载波机		1	台	
系统接入变电站	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	km	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

5. 采用无线方式接入方案，具体见表 13-12

表13-12 系统通信设备材料清单5

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数 量	单 位	备 注
光伏 电站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 14 章 380V 接入公共电网配电箱/线路方案典型设计 (XGF380-T-1)

14.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏接入系统典型设计方案，方案号为 XGF380-T-1。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入公共电网配电箱或直接 T 接于线路，建议接入容量为不大于 100kW，8kW 及以下可单相接入。

14.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

14.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入公共电网配电箱或 T 接于线路。一次系统接线示意图见图 14-1。

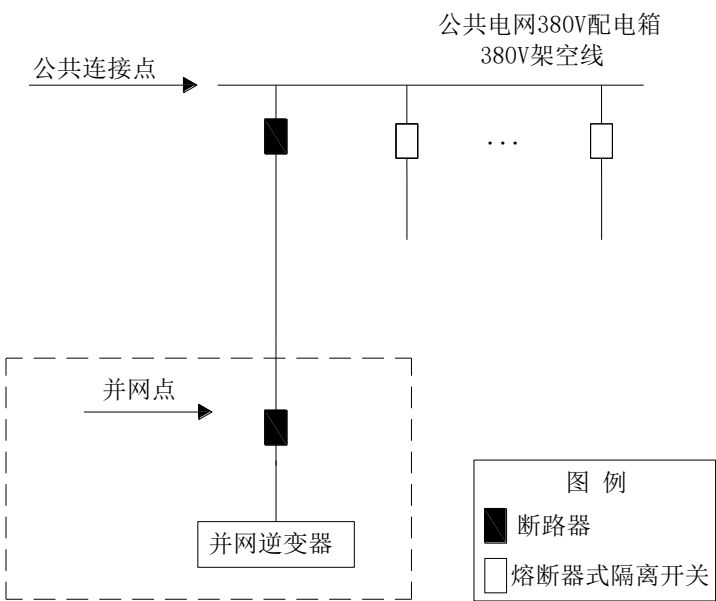


图 14-1 XGF380-T-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网 380V 配电箱或线路，单个并网点参考装机容量不大于 100kW，采用三相接入；装机容量 8kW 及以下，可采用单相接入。

14.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549《电能质量公用电网谐波》、GB/T 12325《电能质量供电电压偏差》、GB/T 15543《电能质量三相电压不平衡》、GB/T 12326《电能质量电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统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%。

（4）无功平衡计算

光伏电站应保证并网点处功率因数在 0.95 以上。

14.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式电源送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式电源送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式电源发电效率等因素；

2) 分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择，常见的光伏电站送出电缆线路的允许持续载流量附录 2。

(3) 开断设备

本方案应设置明显开断点，并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用微型、塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。

14.2.4 电气主接线

电气主接线方案见图 14-2。

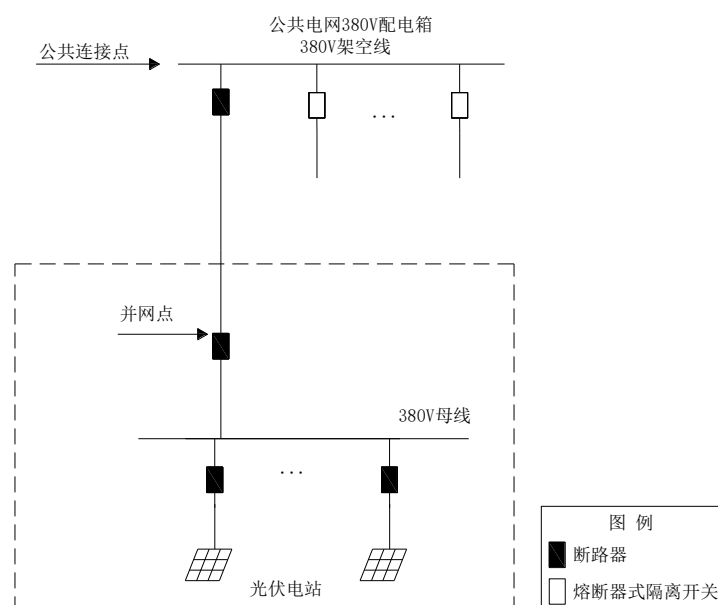


图 14-2 XGF380-T-1 方案原则电气主接线图

14.2.5 系统对光伏电站的技术要求

14.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性,另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用,含有大量的电力电子设备,接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响,包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力,由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后,公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后,公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定,详见附录 3,其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325《电能质量 供电电压偏差》的规定,380V 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% 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动,其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ (每小时变动的次数在 10 次以内)考虑,因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得

超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站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%。

14.2.5.2 电压异常时的响应特性

本方案光伏电站应按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电，此要求适用于三相系统中的任何一相。

14.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

14.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 14-1。

表 14-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公用配电箱	断路器*		1	套	
送出线路	380V 架空线或电缆(含敷设方式)		按需		

注：1、标*设备根据工程实际需求进行配置。

2、设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

14.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设

计,包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

14.3.1 系统继电保护及安全自动装置

(1) 380V 线路保护

本方案并网点及公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能,按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能,同时应配置剩余电流保护装置。

(2) 母线保护

本方案 380V 不配置母线保护。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

380V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置,采用具备防孤岛能力的逆变器。

逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力。

(4) 10kV 侧校验

本方案为全部上网模式,应校验 10kV 侧的相关保护与安全自动装置是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求,予以说明即可;若不能满足光伏电站接入方案的要求,则 10kV 侧的相关保护与安全自动装置需要按照光伏发电接入 10kV 相应方案进行配置。

14.3.2 系统调度自动化

14.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案光伏电站所发电量全部上网由电网收购,发电系统性质为公用光伏系统,调度关系由相关调控中心根据项目具体情况确定。

14.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案需上传电流、电压和发电量信息,并送至主管机构,不配

置独立的远动系统。

(2) 电能量计量

1) 安装位置

电能量关口计量点设在产权分界点(最终按用户与业主计量协议为准)。

2) 技术要求

关口计量点按单表设计,关口计量点电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级,无功 2.0 级,电压互感器的准确度应为 0.2 级,电流互感器准确度不应低于 0.5S 级。

电能表采用静止式多功能电能表,至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能,应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能,配有标准通信接口,具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能,电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应接入电网管理部门电能信息采集系统,作为电能量计量和电价补贴依据。

14.3.2.3 设备清单

XGF380-T-1 系统调度自动化配置清单详见表 14-2。

表 14-2 XGF380-T-1 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	关口计量电能表		1	只	含电能质量监测功能
	电能计量箱		1	台	

14.3.3 系统通信

14.3.3.1 信息需求

本方案需上传电流、电压和发电量信息。

14.3.3.2 通信方案

本方案信息通过无线公网方式传输,应采取信息安全防护措施。

在箱变配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

380V 并网运行信息应统一采集后，经统一的通信通道传输至相关部门。

14.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

14.3.3.4 主要设备材料

光伏接入系统通信所需的主要设备材料详见表 14-3。

表 14-3 系统通信设备材料清单（XGF380-T-1）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	无线采集终端*		套	1	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

第 15 章 380V 接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线方案典型设计（XGF380-T-2）

15.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏接入系统典型设计方案，方案号为 XGF380-T-2。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线，接入容量在 20kW~400kW 之间。

15.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

15.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线。一次系统接线示意图见图 15-1。

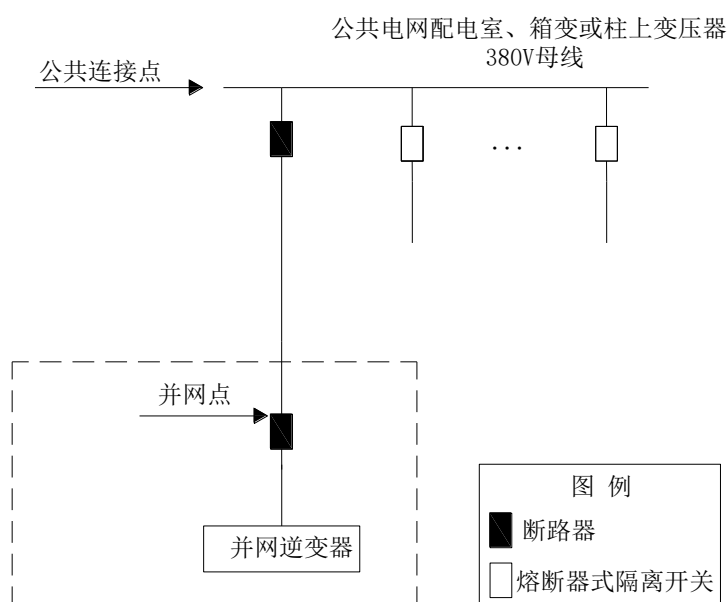


图 15-1 XGF380-T-2 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的光伏电站，公共连接点为公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线，单个并网点参考装机容量 20kW ~ 400kW。

15.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549《电能质量公用电网谐波》、GB/T 12325《电能质量供电电压偏差》、GB/T 15543《电能质量三相电压不平衡》、GB/T 12326《电能质量电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统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%。

（4）无功平衡计算

光伏电站应保证并网点处功率因数在 0.95 以上。

15.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式电源送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式电源送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式电源发电效率等因素；

2) 分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择，常见的光伏电站送出电缆线路的允许持续载流量附录 2。

(3) 开断设备

本方案应设置明显开断点，并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用微型、塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。

15.2.4 电气主接线

电气主接线方案见图 15-2。

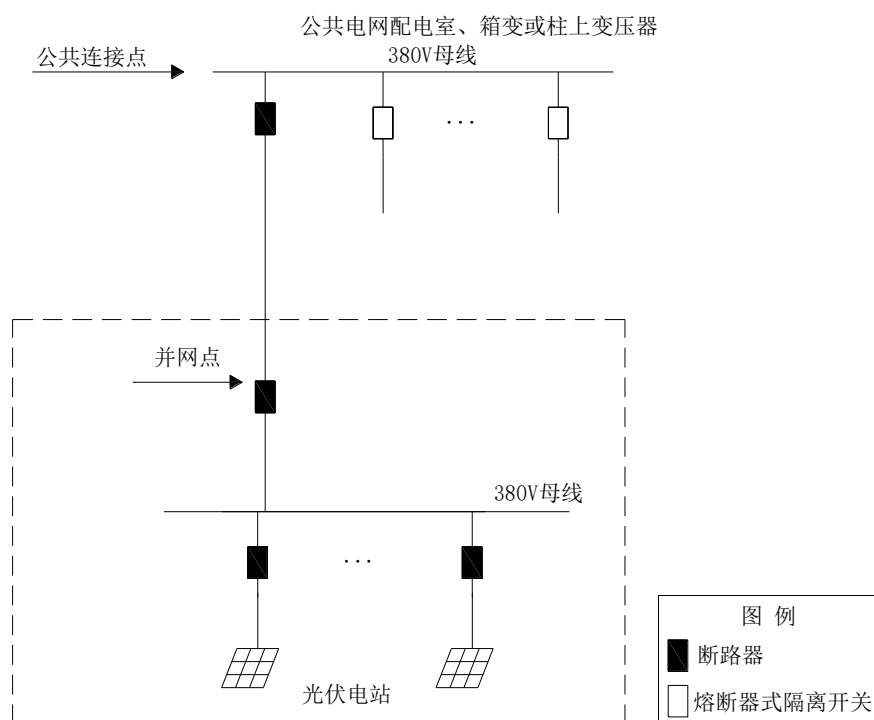


图 15-2 XGF380-T-2 方案原则电气主接线图

15.2.5 系统对光伏电站的技术要求

15.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，

其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

（2）电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）直流分量

光伏电站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%。

15.2.5.2 电压异常时的响应特性

本方案光伏电站应按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电，此要求适用于三相系统中的任何一相。

15.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5

所示电网频率偏离下运行。

15.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 15-1。

表 15-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公用配电室或箱变	断路器*		1	套	
送出线路	380V 架空线或电缆(含敷设方式)		按需		

注：1、标*设备根据工程实际需求进行配置。

2、设备清单仅作设计参考，不做产权划分及投资考虑。

15.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

15.3.1 系统继电保护及安全自动装置

(1) 380V 线路保护

本方案并网点、接入点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能，按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护装置。

(2) 母线保护

本方案 380V 母线不配置母线保护。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

380V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置，采用具备防孤岛能力的逆变器。

逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力。

(4) 10kV 侧校验

本方案为全部上网模式，应校验 10kV 侧的相关保护与安全自动装置是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可；若不能满足光伏电站接入方案的要求，则 10kV 侧的相关保护与安全自动装置需要按照光伏发电接入 10kV 相应方案进行配置。

15.3.2 系统调度自动化

15.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案光伏电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用光伏系统，调度关系由相关调控中心根据项目具体情况确定。

15.3.2.2 配置及要求

（1）远动系统

1）光伏电站侧

本方案需上传电流、电压和发电量信息，并送至主管机构，不配置独立的远动系统。

2）系统箱变或配电室侧

若系统箱变或配电室具备计算机监控，公共连接点断路器及计量信息等接入现有监控系统。

若系统箱变或配电室不具备计算机监控，公共连接点断路器信息预留接入本配电室或箱变监控系统的接口。

（2）电能量计量

1）安装位置

电能量关口计量点设在产权分界点（最终按用户与业主计量协议为准）。同时，在系统箱变或配电室侧按照常规要求配置计量表计。

2）技术要求

关口计量点按单表设计，关口计量点电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级，无功 2.0 级，电压互感器的准确度应为 0.2 级，电流互感器准确度不应低于 0.5S 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应接入电网管理部门电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

3）系统箱变或配电室侧计量表计配置与原有表计一致。

15.3.2.3 设备清单

XGF380-T-2 系统调度自动化配置清单详见表 15-2。

表 15-2 XGF380-T-2 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	关口计量电能表		1	只	含电能质量监测功能
	电能计量箱		1	台	
箱变或配电室	电能表*	与原有表计一致	1	只	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

15.3.3 系统通信

15.3.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传光伏电站发电量信息。

15.3.3.2 通信方案

本方案信息通过无线公网方式传输，应采取信息安全防护措施。

在配电室配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

380V 并网运行信息应统一采集后，经统一的通信通道传输至相关部门。

15.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

15.3.3.4 主要设备材料

光伏接入系统通信所需的主要设备材料详见表 15-3。

表 15-3 系统通信设备材料清单（XGF380-T-2）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
光伏电站	无线采集终端*		套	1	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

第 16 章 380V 接入用户配电箱/线路方案典型设计

(XGF380-Z-1)

16.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF380-Z-1。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入用户配电箱或线路，建议接入容量为不大于 400kW，8kW 及以下可单相接入。

16.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

16.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入 380V 用户配电箱或 10kV 用户 380V 配电箱或线路。一次系统接线示意图见图 16-1、图 16-2。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在光伏电站与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

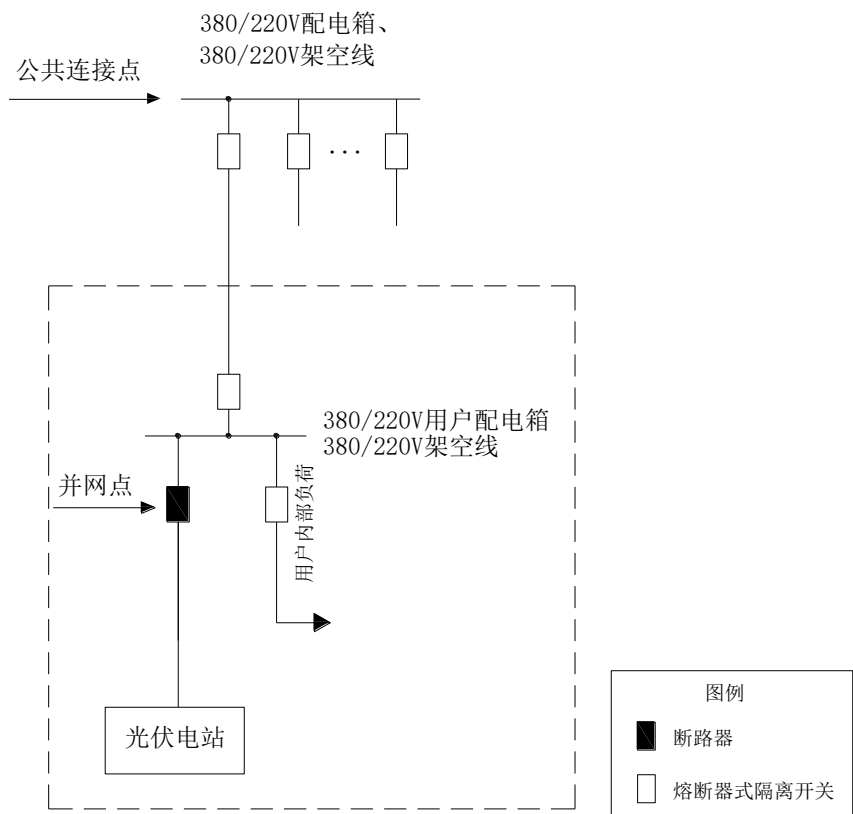


图 16-1 XGF380-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

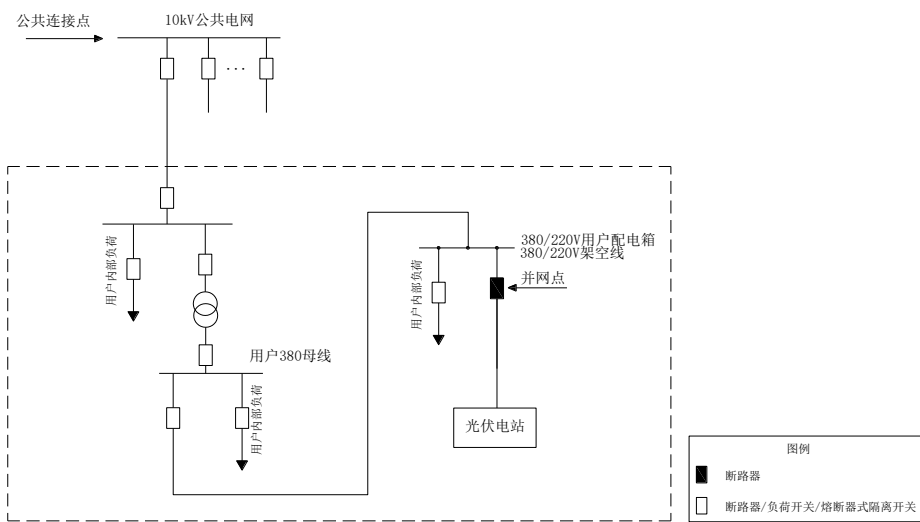


图 16-2 XGF380-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于自发自用/余电上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量不大于 400kW，采用三相接入；装机容量 8kW 及以下，可采用单相接入。

16.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法附录 1。

（3）电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定；

2) 光伏发电系统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%。

（4）无功平衡计算

光伏电站应保证并网点处功率因数在 0.95 以上。

16.2.3 主要设备选择原则

（1）主接线

380V 采用单元或单母线接线。

（2）送出线路导线截面

分布式电源送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式电源送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式电源发电效率等因素；

2) 分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择，常见的光伏电站送出电缆线路的允许持续载流量附录 2。

(3) 开断设备

应设置明显开断点，并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用微型、塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。

16.2.4 电气主接线

电气主接线方案一、方案二分别见图 16-3、图 16-4。

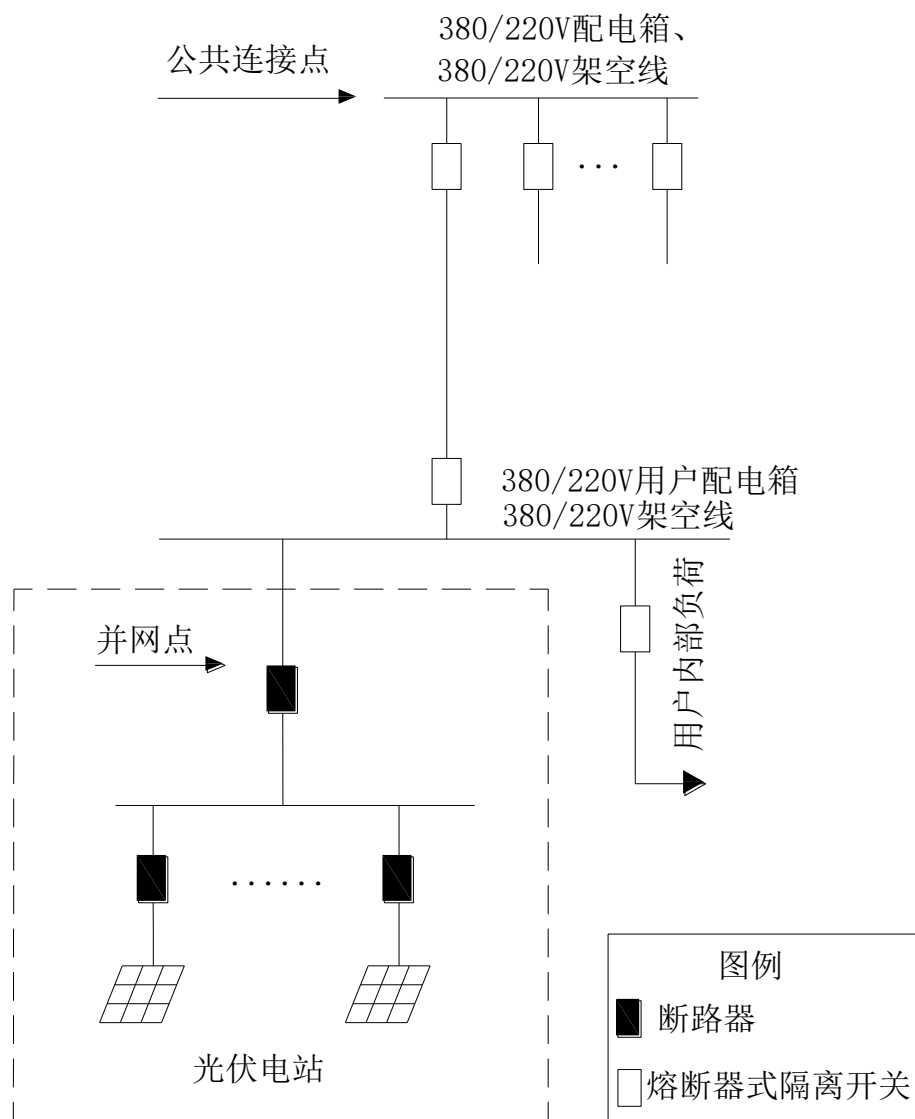


图 16-3 XGF380-Z-1 方案原则电气主接线图（方案一）

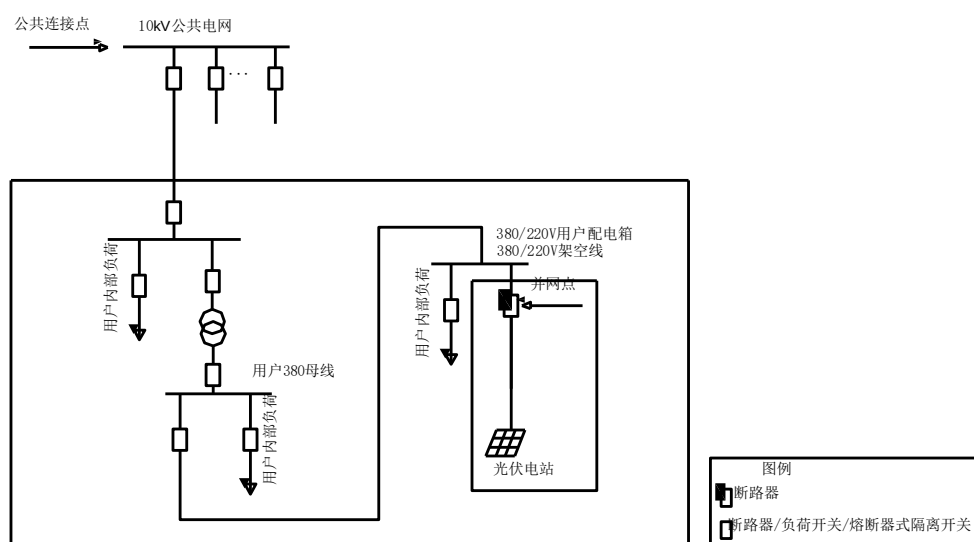


图 16-4 XGF380-Z-1 方案原则电气主接线图（方案二）

16.2.5 系统对光伏电站的技术要求

16.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性,另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用,含有大量的电力电子设备,接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响,包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力,由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后,公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后,公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定,详见附录 3,其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325《电能质量 供电电压偏差》的规定,380V 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% 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后,公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动,其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ (每小时变动的次数在 10 次以内)考虑,因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得

超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站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%。

16.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

16.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

16.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 16-1。

表 16-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
用户配电箱	断路器*		1	套	
送出线路	380V 架空线或电缆(含敷设方式)		按需		
注：1、标*设备根据工程实际需求进行配置。 2、设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。					

16.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

16.3.1 系统继电保护及安全自动装置

(1) 380V 线路保护

本方案并网点、接入点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能，按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护装置。

(2) 母线保护

本方案 380V 不配置母线保护。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

380V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置，采用具备防孤岛能力的逆变器。

逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力。

(4) 10kV 侧校验

若方案为余电上网模式，则需要校验 10kV 侧的相关保护与安全自动装置是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则 10kV 侧的相关保护与安全自动装置需要按照光伏发电接入 10kV 相应方案进行配置。

16.3.2 系统调度自动化

16.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案光伏电站模式为自发自用或余电上网，调度关系由相关调控中心根据项目具体情况确定。

16.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案需上传电流、电压和发电量信息，并送至主管机构，不配置独立的远动系统。

(2) 电能量计量

当接入模式为自发自用时，在并网点单套设置并网电能表。

当接入模式为余电上网时，除单套设置并网电能表外，还应设置关口计量电能表。

1) 安装位置

并网电能表设在并网点，关口计量电能表设在产权分界点。

2) 技术要求

关口计量点按单表设计，关口计量点电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级，无功 2.0 级，电压互感器的准确度应为 0.2 级，电流互感器准确度不应低于 0.5S 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应接入电网管理部门电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

16.3.2.3 设备清单

XGF380-Z-1 系统调度自动化配置清单详见表 16-2。

表 16-2 XGF380-Z-1 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
用户配电箱	电能表*		2	只	自发自用、余电上网
			1	只	自发自用

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

16.3.3 系统通信

16.3.3.1 信息需求

本方案需上传电流、电压和发电量信息。

16.3.3.2 通信方案

本方案信息通过无线公网方式传输，应采取信息安全防护措施。

在用户配电箱配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

380V 并网运行信息应统一采集后，经统一的通信通道传输至相关部门。

16.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

16.3.3.4 主要设备材料

光伏接入系统通信所需的主要设备材料详见表 16-3。

表 16-3 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
配电箱	无线采集终端*		套	1	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

第 17 章 380V 接入用户配电室、箱变或柱上变压器 低压母线方案典型设计（XGF380-Z-2）

17.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式光伏发电接入系统典型设计方案，方案号为 XGF380-Z-2。

本方案采用 1 回线路将分布式光伏接入 380V 用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线，建议接入容量在 20kW ~ 400kW 之间。

17.2 接入系统一次

光伏电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

17.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线。一次系统接线示意图见图 17-1。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在光伏电站与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

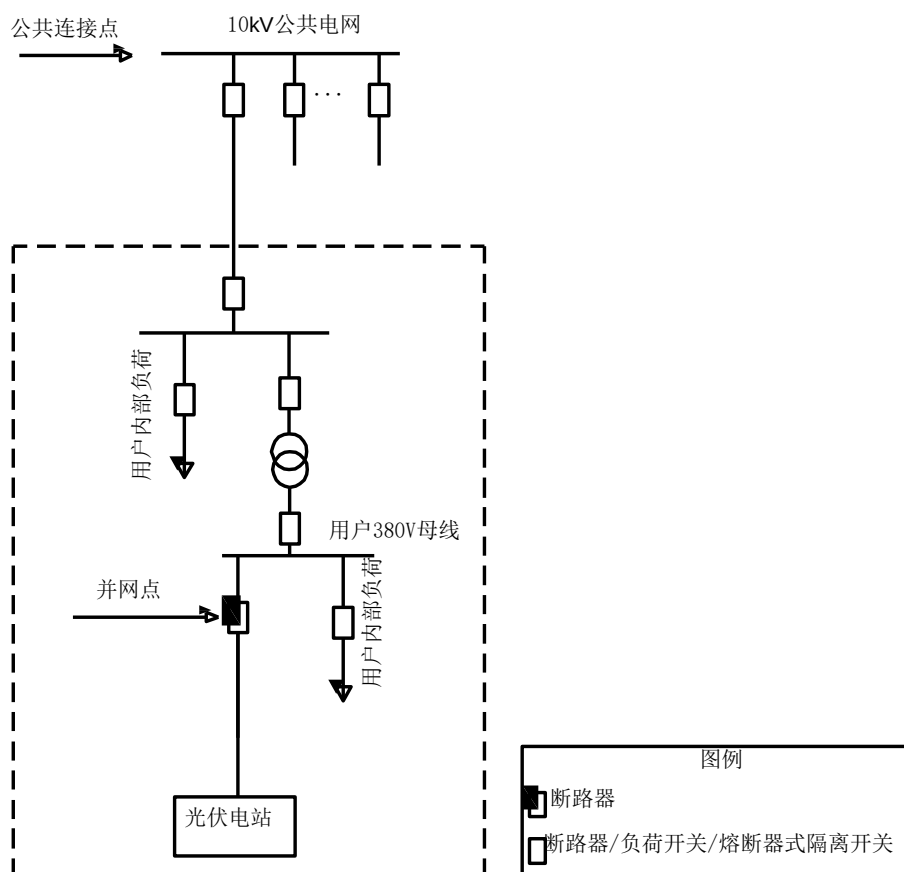


图 17-1 XGF380-Z-2 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于自发自用/余电上网（接入用户电网）的光伏电站，单个并网点参考装机容量 20kW ~ 400kW。

17.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和光伏电站并网点在光伏电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站及光伏电站的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。当无法确定光伏逆变器具体短路特征参数情况下，考虑一定裕度，光

光伏发电提供的短路电流按照 1.5 倍额定电流计算。短路电流计算方法见附录 1。

(3) 电能质量分析

1) 光伏发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量,在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面,满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定;

2) 光伏发电系统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%。

(4) 无功平衡计算

光伏电站应保证并网点处功率因数在 0.95 以上。

17.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

380V 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则:

1) 分布式电源送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取,并考虑分布式电源发电效率等因素;

2) 分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择,常见的光伏电站送出电缆线路的允许持续载流量附录 2。

(3) 断路器型式

应设置明显开断点,并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用微型、塑壳式或万能

断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。

17.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 17-2。

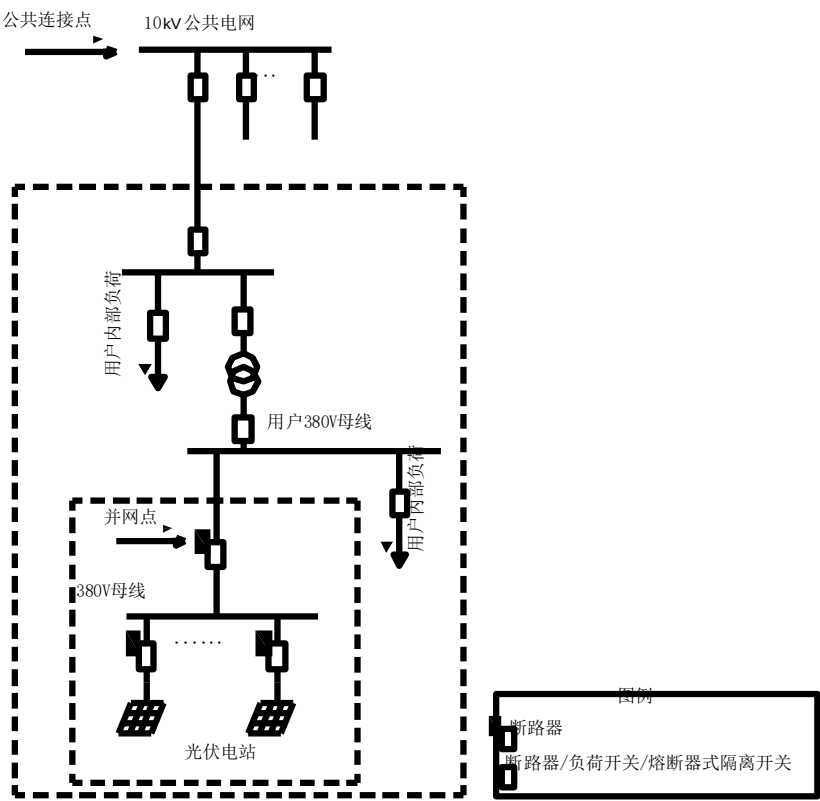


图 17-2 XGF380-Z-2 方案原则电气主接线图

17.2.5 系统对光伏电站的技术要求

17.2.5.1 电能质量

由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性，另外光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换交流供负荷使用，含有大量的电力电子设备，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和直流分量等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定。公用电网谐波电压限值详见附录 3。

光伏电站接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量(方均根)应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

(2) 电压偏差

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325《电能质量 供电电压偏差》的规定，380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

光伏电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于光伏电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由光伏电站引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 直流分量

光伏电站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%。

17.2.5.2 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

17.2.5.3 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

17.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 17-1。

表 17-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
用户配电室 或箱变	断路器*		1	套	
送出线路	380V 架空线或电缆（含敷设方式）		按需		

注：1、标*设备根据工程实际需求进行配置。

2、设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

17.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

17.3.1 系统继电保护及安全自动装置

(1) 380V 线路保护

本方案并网点、接入点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能，按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护装置。

(2) 母线保护

380V 电压等级不配置母线保护。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

380V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置，采用具备防

孤岛能力的逆变器。

逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力。

(4) 10kV 侧校验

若方案为余电上网模式，则需要校验 10kV 侧的相关保护与安全自动装置是否满足光伏电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足光伏电站接入方案的要求，则 10kV 侧的相关保护与安全自动装置需要按照光伏发电接入 10kV 相应方案进行配置。

17.3.2 系统调度自动化

17.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案光伏电站模式为自发自用或余电上网，调度关系由相关调控中心根据项目具体情况确定。

17.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案需上传电流、电压和发电量信息，并送至主管机构。

需要校验用户侧箱变或配电室是否满足接入要求。若能满足接入的要求，则说明即可。若不能满足接入方案的要求，则用户侧箱变或配电室需要配置相应的远方终端。

(2) 电能量计量

当接入模式为自发自用时，在并网点单套设置并网电能表。

当接入模式为余电上网时，除单套设置并网电能表外，还应设置关口计量电能表。

1) 安装位置

计费补偿表设在并网点，电能量计量关口表设在产权分界点。

2) 技术要求

计费关口点按单表设计，电能量计量表精度要求不低于 1.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.5S、0.5 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应接入电网管理部门电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

17.3.2.3 设备清单

XGF380-Z-2 系统调度自动化配置清单详见表 17-2。

表 17-2 XGF380-Z-2 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
用户箱 变或配 电室	电能表*		2	只	自发自用、余电上网
			1	只	自发自用

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

17.3.3 系统通信

17.3.3.1 信息需求

本方案需上传电流、电压和发电量信息。

17.3.3.2 通信方案

本方案信息通过无线公网方式传输，应采取信息安全防护措施。

在用户配变或配电室配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

380V 并网运行信息应统一采集后，经统一的通信通道传输至相关部门。

17.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

17.3.3.4 主要设备材料

光伏接入系统通信所需的主要设备材料详见表 17-3。

表 17-3 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
配电箱	无线采集终端*		套	1	

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

第四篇 风力发电（异步电机型）接入系统典型设计方案

第 18 章 10kV 接入公共电网变电站方案典型设计 (XFD10-T-1)

18.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案，方案号为 XFD10-T-1。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入公共电网变电站 10kV 母线，接入容量在 1MW ~ 6MW 之间。

18.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

18.2.1 送出方案

通过 1 回线路，以 10kV 专线接入公共电网变电站 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 18-1。

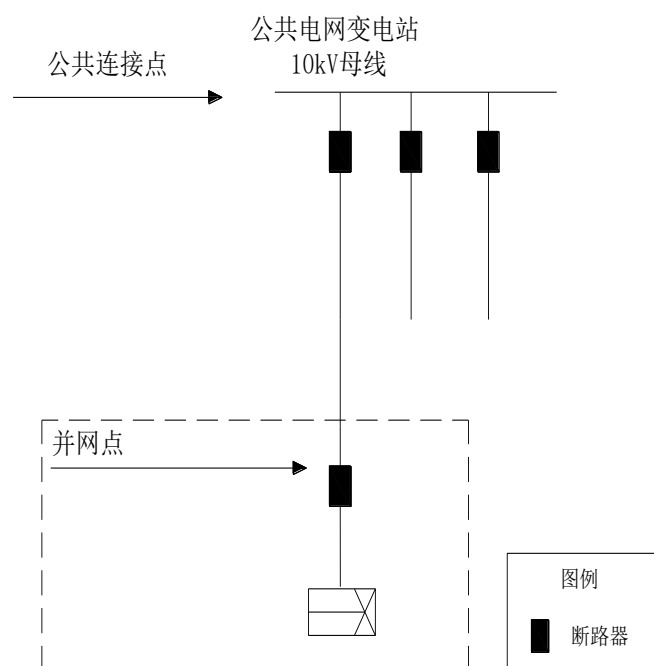


图 18-1 XFD10-T-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的分布式风电，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 1MW ~ 6MW。

18.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式风电接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。短路电流计算方法见附录 1。

(4) 电能质量分析

电能质量通过方案中提供的设备参数，经理论计算获得，需要满足：

风力发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

(5) 无功平衡计算

1) 风力发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求，选择合理的无功补偿措施；

2) 接入公共电网的逆变器型分布式风电系统功率因数应在 0.98 以上；接入公共电网的异步电机型分布式风电系统功率因数应在 1 ~ 滞后 0.95 之间。

3) 分布式风电配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合风力发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

18.2.3 主要设备选择原则

(1) 分布式风电主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式风电送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式风电送出线路导线截面选择需根据所需送出的风电容量、并网电压等级，并考虑风机发电效率等因素；

2) 分布式风电送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择。常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 开断设备

分布式风电并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

当分布式风电并网公共连接点配置负荷开关时，宜改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。

18.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 18-2。

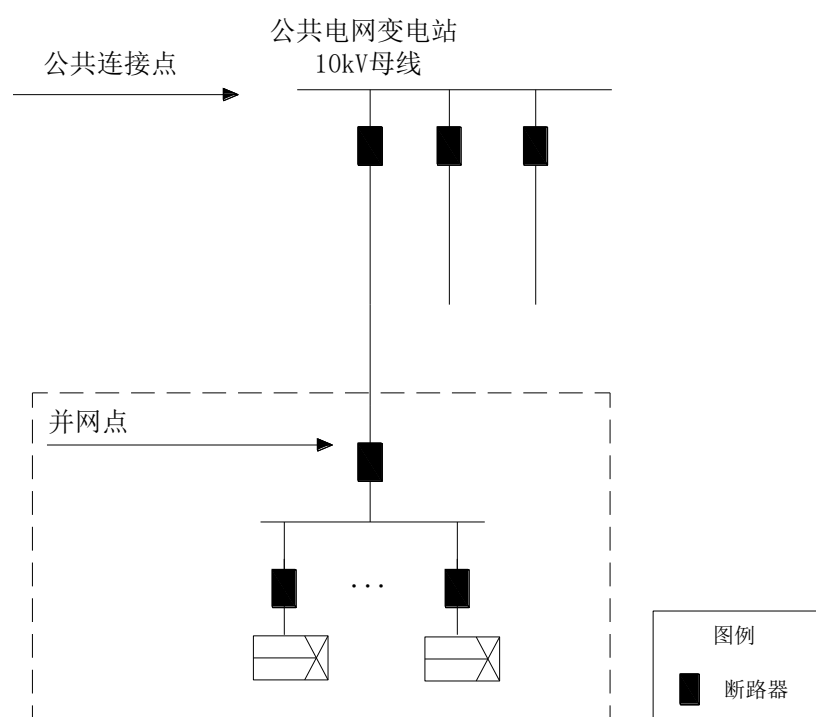


图 18-2 XFD10-T-1 方案原则电气主接线图

18.2.5 系统对分布式风电的技术要求

18.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度、闪变等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由风

力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）谐波

分布式风电接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定，公用电网谐波电压限值详见附录 3。

分布式风电接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定，应不超过附录 3 中规定的允许值，其中分布式风电向电网注入的谐波电流允许值按此分布式风电装机容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

（2）电压偏差

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此分布式风电以 10kV 接入时引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

分布式风电接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 闪变

分布式风电所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的要求，其中分布式风电引起的长时间闪变值 P_{lt} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配，或按照与电网企业协商的方法进行分配。

18.2.5.2 电压异常时的响应特性

分布式风电在电压异常时应具备低电压穿越能力，具体要求见附录 4。

18.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

18.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 18-1。

表 18-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公共电网变电站	10kV 开关柜(含 TV)*		1	面	
送出线路	10kV 架空线或电缆(含敷设方式)		按需	公里	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作设计参考，不做产权划分及投资考虑。

18.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

18.3.1 系统继电保护及安全自动装置

18.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

分布式风电送出线路发生短路故障时，电网侧保护应能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护。

对 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f. 手动合闸于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

对于设置 10kV 母线的分布式风电，10kV 母线保护配置应与 10kV

线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2) 技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 防孤岛保护和安全自动装置

在并网点设置安全自动装置等设备，具备防孤岛保护功能及频率电压异常紧急控制功能。

若分布式风电侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ ）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

异步电机类型分布式风电，无需专门设置孤岛保护。分布式电源切除时间应与线路保护、重合闸、备自投等配合，以避免非同期合闸。

逆变器类型分布式风电必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

(4) 系统侧变电站

1) 线路保护

需要校验系统侧变电站的相关的线路保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。若

能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧变电站需要配置母线保护。

3) 自动装置

变电站侧若已配置低频低压减负荷等自动装置，可以满足分布式风电线路接入要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧变电站需要进行相应配置。

4) 其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(5) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P、10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 分布式风电内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(7) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 18-3、图 18-4。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且分布式风电未设 10kV 母线。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护且分布式风电设 10kV 母线。

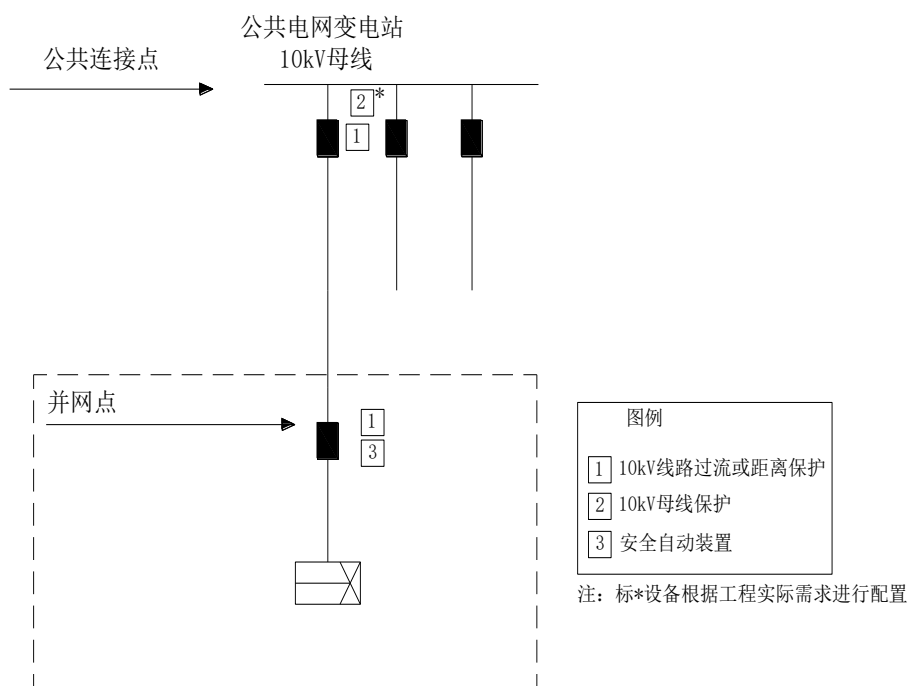


图 18-3 XFD10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一)

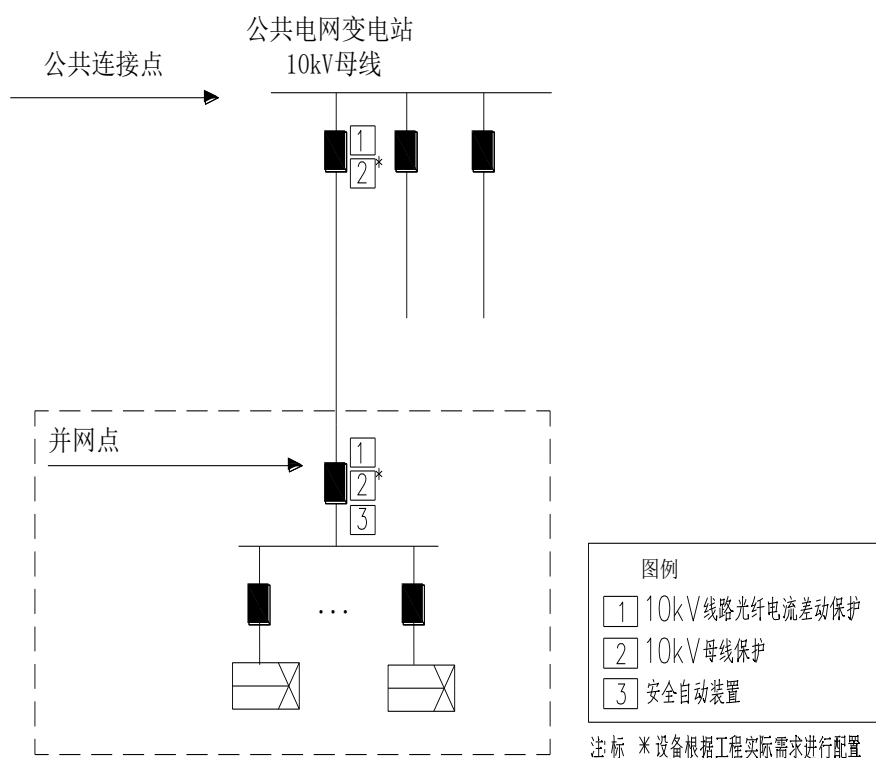


图 18-4 XFD10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

18.3.1.2 设备清单

XFD10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 18-2、表 18-3。

表 18-2 XFD10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	安全自动装置		1	套	
	方向过流保护（或距离保护）		1	套	
变电站	方向过流保护（或距离保护）		1	套	
	母线保护*		按需		

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

表 18-3 XFD10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	线路光纤电流差动保护		1	套	
	过流保护		1	套	
	安全自动装置		1	套	
变电站	线路光纤电流差动保护		1	套	
	母线保护*		按需		

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

18.3.2 系统调度自动化

18.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案分布式风电所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用风力发电系统。

18.3.2.2 配置及要求

（1）分布式风电远动系统

分布式风电本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，应独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：分布式风电本体配置监控系统，具备远动功能，有关分布式风电本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

分布式风电监控系统实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

分布式风电远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

分布式风电有功功率控制系统应能够接收并执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保分布式风电有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

分布式风电无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

1) 安装位置与要求

本方案在关口计量点设置关口计量电能表(最终按用户与业主计量协议为准),安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表,至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能,配有标准通信接口,具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能,电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.2S 级,无功 2.0 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台,计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息),电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后,转发分布式风力发电管理部门。

4) 系统侧关口计量电能表

本方案需要根据风力发电线路可能出现的潮流情况,校验系统侧上级计量电能表,若不满足要求时,需要进行更换(更换为双向关口计量电能表)。

(4) 电能质量监测装置

需要在公共连接点装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通

用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套，必要时安装于并网点。监测电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 系统变电站

本方案分布式风电接入系统变电站变后，变电站调度管理关系不变。需相应配置测控装置，采集分布式风电线路的相关信息，并接入本变电站现有监控系统。

(6) 远动信息内容

1) 分布式风电

分布式风电向电网调度机构提供的信号至少应该包括：

- a. 分布式风电并网状态；
- b. 分布式风电有功和无功输出、发电量、功率因数；
- c. 并网点分布式风电升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流；
- d. 变压器分接头档位、主断路器开关状态等。

2) 系统变电站

a. 遥测：

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流；

b. 遥信：

新增 10kV 线路断路器位置信号；

新增 10kV 线路主保护动作信号；

(7) 远动信息传输

分布式风电的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在分布式风电配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于分布式风电二次设备室。

（8）二次安全防护

为保证分布式风电内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1）按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2）纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3）横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线公网方式，需配置加密装置。

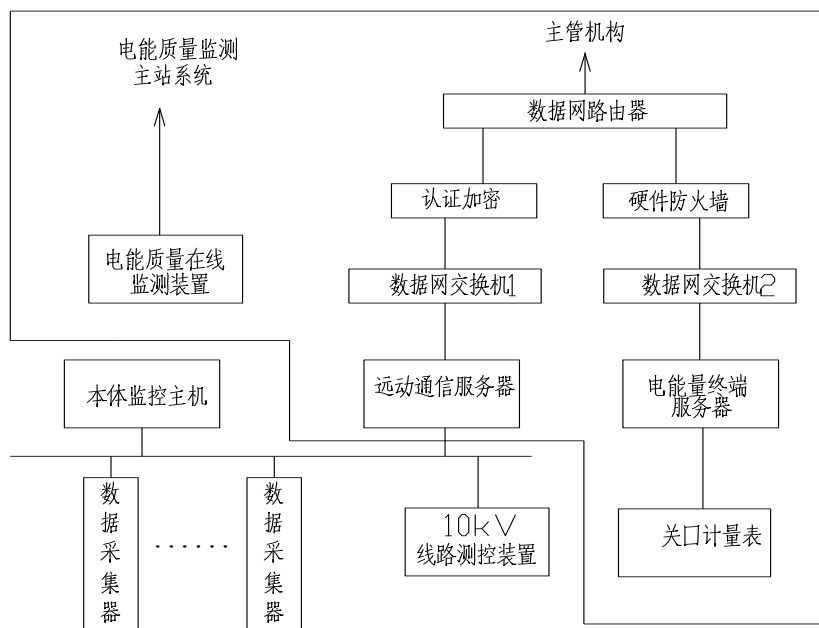
若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（9）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 18-5、图 18-6 所示。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。



注 虚线框内为风电站系统远动设备

图 18-5 XFD10-T-1 分布式风电调度自动化系统配置（方案一）

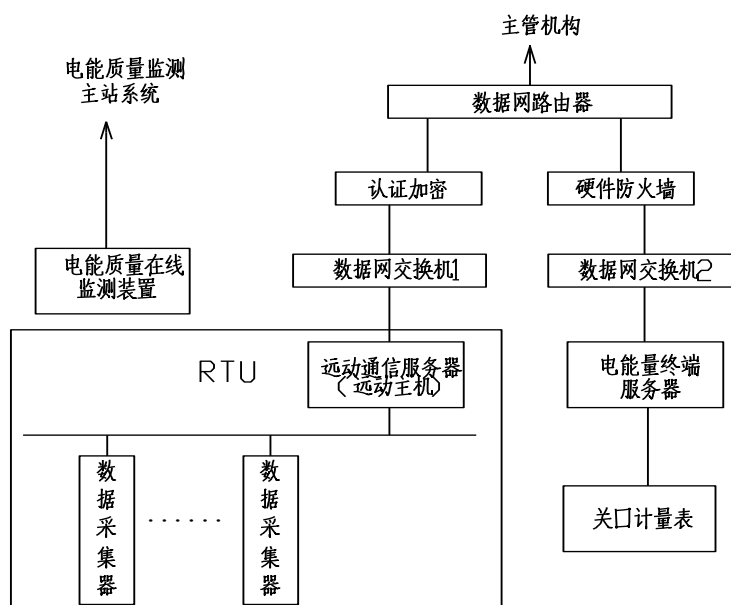


图 18-6 XFD10-T-1 分布式风电调度自动化系统配置（方案二）

18.3.2.3 设备清单

XFD10-T-1 系统调度自动化配置清单详见表 18-4、表 18-5。

表 18-4 XFD10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	远动通信服务器		1	套	与本体计算机监控系统合一
	关口电能表		2	只	主、副表各 1 块
	电能量终端服务器		1	套	
	电能质量在线监测装置		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器, 2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套, 硬件防火墙 1 套	1	套	
变电站	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置
	关口电能表		1	只	同对侧关口表型号一致

表 18-5 XFD10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	RTU		1	套	
	关口电能表		2	只	主、副表各 1 块
	电能量终端服务器		1	套	
	电能质量在线监测装置		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器, 2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套, 硬件防火墙 1 套	1	套	
变电站	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置
	关口电能表		1	只	同对侧关口表型号一致

18.3.3 系统通信

18.3.3.1 系统概述

着重介绍分布式风电一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

18.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及分布式风电至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

18.3.3.3 通信现状

简述与分布式风电相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

18.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足分布式风电的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定分布式风电的通信方案。

1. 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

（1）光缆建设方案

根据分布式风电新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12 芯或 24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。进入分布式风电的引入光缆，宜选择非金属阻燃光缆。

（2）通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在分布式风电配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成分布式风电至系统侧的通信电路，将

分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在分布式风电配置 2 台工业以太网交换机，在分布式风电接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成分布式风电至接入变电站的通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

c. SDH 方案

在分布式风电配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设分布式风电至接入变电站的 1 + 1 通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。

分布式风电接入系统通信方案见图 18-7、18-8、18-9。

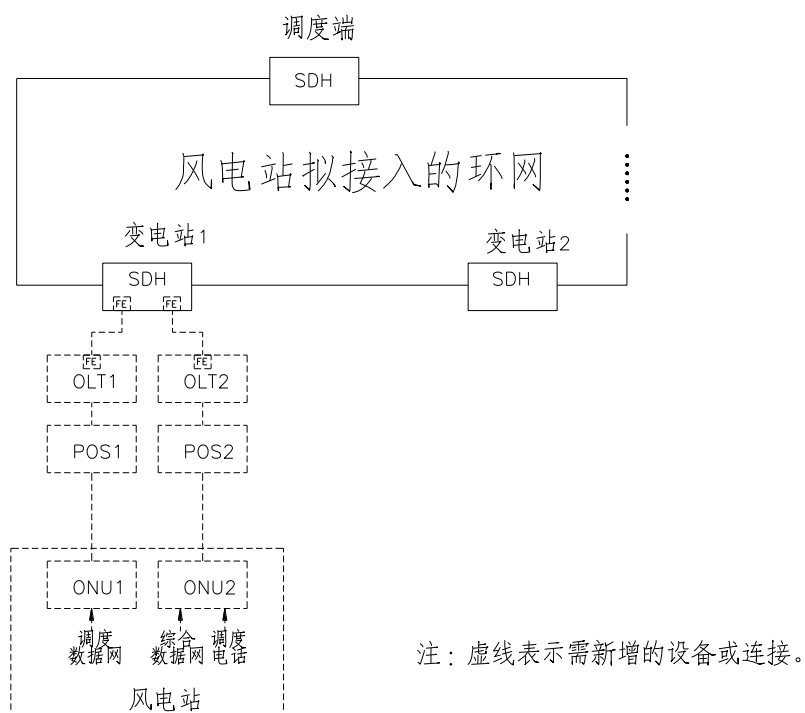


图 18-7 分布式风电接入系统方案图（EPON）

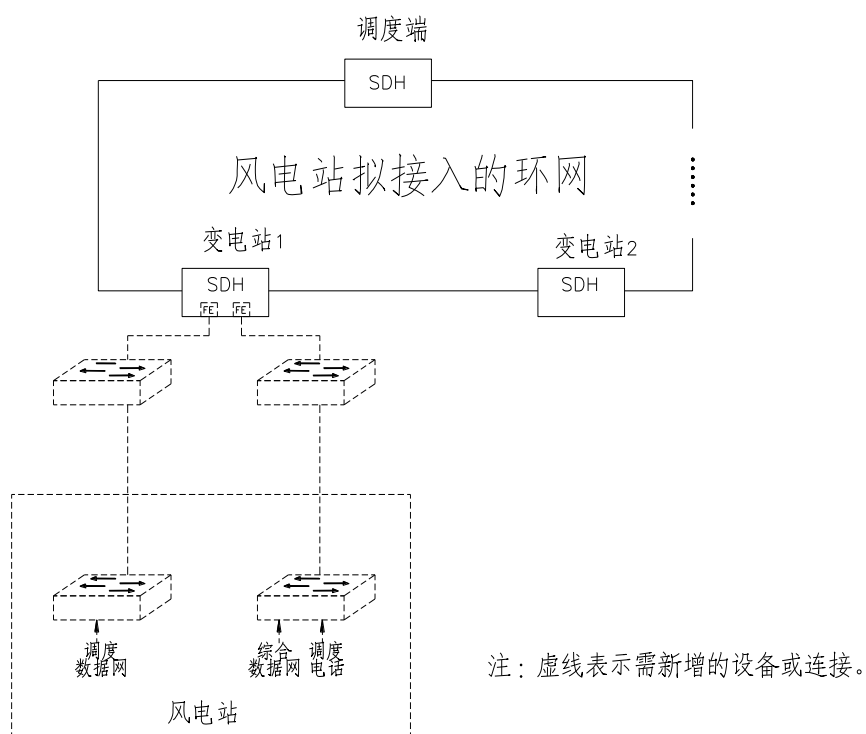


图 18-8 分布式风电接入系统方案图（工业以太网）

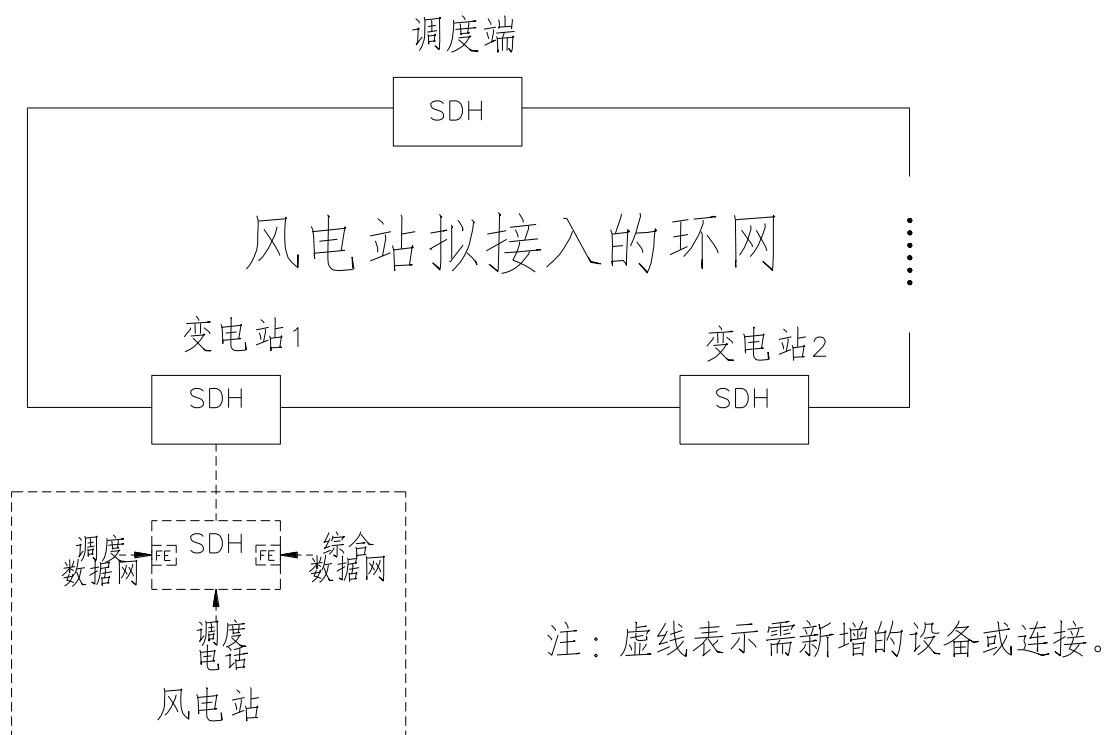
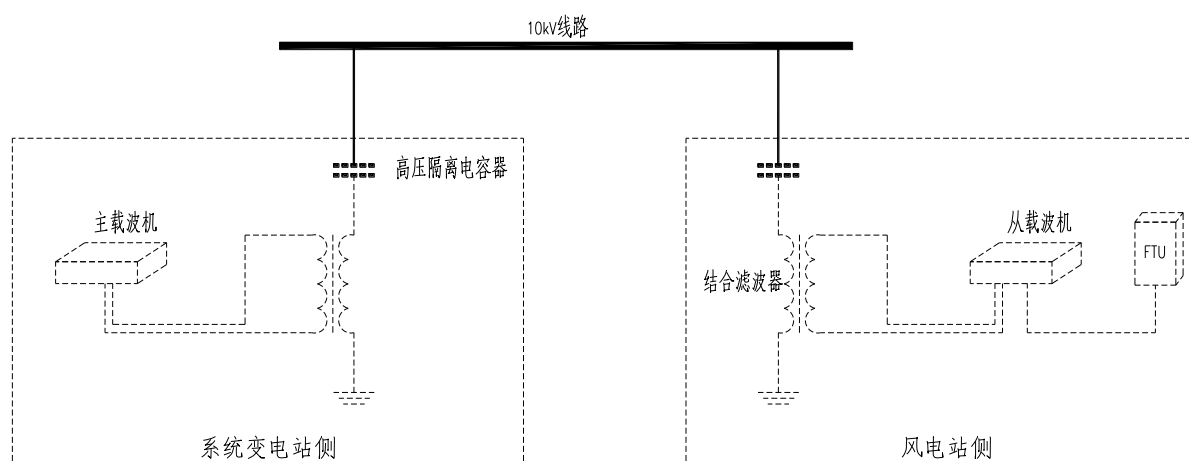


图 18-9 分布式风电接入系统方案图（SDH）

2. 中压电力线载波

在分布式风电拟接入变电站侧配置主载波机，分布式风电侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，将数据信息上传。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 18-10 分布式风电接入系统方案图（中压电力线载波）

3. 无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625 《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2 《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

18.3.3.5 业务组织

根据分布式风电信息传输需求和通信方案，对分布式风电各业务信息通道组织。

18.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的分布式风电，建议采用站内 UPS 交流系统为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的分布式风电，

建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

18.3.3.7 主要设备材料和投资估算

分布式风电接入系统通信所需的主要设备材料详见表 18-6 至 18-10。

1. 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 18-6。

表 18-6 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分 布 式 风 电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
系 统 接 入 变 电 站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案，具体见表 18-7。

表 18-7 系统通信设备材料清单（采用工业以太网）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分 布 式 风 电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	

	电线电缆		1	套	
系 统 接 入 变 电 站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 18-8。

表 18-8 系统通信设备材料清单（采用 SDH）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分 布 式 风 电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系 统 接 入 变 电 站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调 度 端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 18-9。

表 18-9 系统通信设备材料清单（采用中压电力载波）

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

系统接入变电站	主载波机		1	套	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

第 19 章 10kV 接入公共电网开关站、环网室（箱）、 配电室或箱变方案典型设计（XFD10-T-2）

19.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案，方案号为 XFD10-T-2。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入公共电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线，接入容量在 400kW ~ 6MW 之间。

19.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

19.2.1 送出线路

通过 1 回线路，以 10kV 专线接入公共电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 19-1。

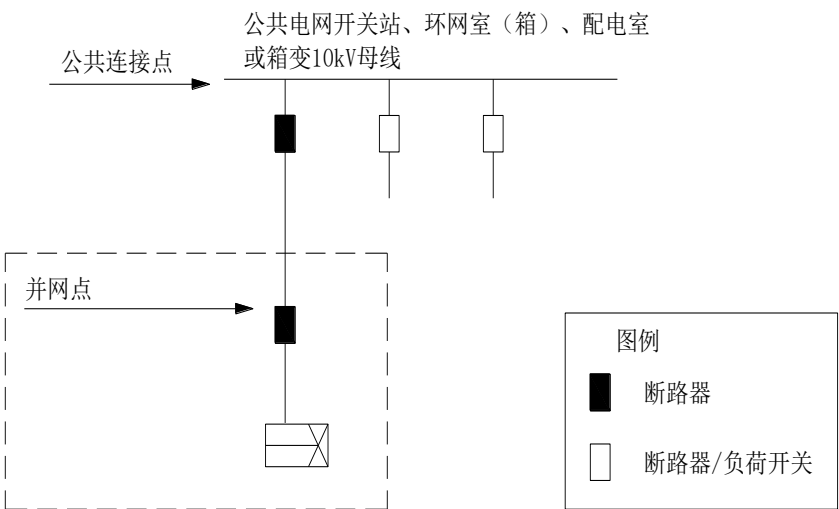


图 19-1 XFD10-T-2 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的分布式风电，公

共连接点为公共电网开关站、环网室(箱)、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

19.2.2 电气计算

(1) 潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

(2) 稳定分析

分布式风电接入系统后必要时应进行稳定计算。

(3) 短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。短路电流计算方法见附录 1。

(4) 电能质量分析

风力发电系统向当地负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549 《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

(5) 无功平衡计算

1) 风力发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求，选择合理的无功补偿措施；

2) 接入公共电网的逆变器型分布式风电系统功率因数应在 0.98 以上；接入公共电网的异步电机型分布式风电系统功率因数应在 1 ~

滞后 0.95 之间;;

3) 分布式风电配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合风力发电系统实际接入情况确定,必要时安装动态无功补偿装置。

19.2.3 主要设备选择原则

(1) 分布式风电主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式风电送出线路导线截面选择应遵循以下原则:

1) 分布式风电送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取,并考虑分布式风电发电效率等因素;

2) 分布式风电送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择。常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 开断设备

分布式风电并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

当分布式风电并网公共连接点配置负荷开关时,宜改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力,并需留有一定裕度,一般不小于 20kA。

19.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 19-2。

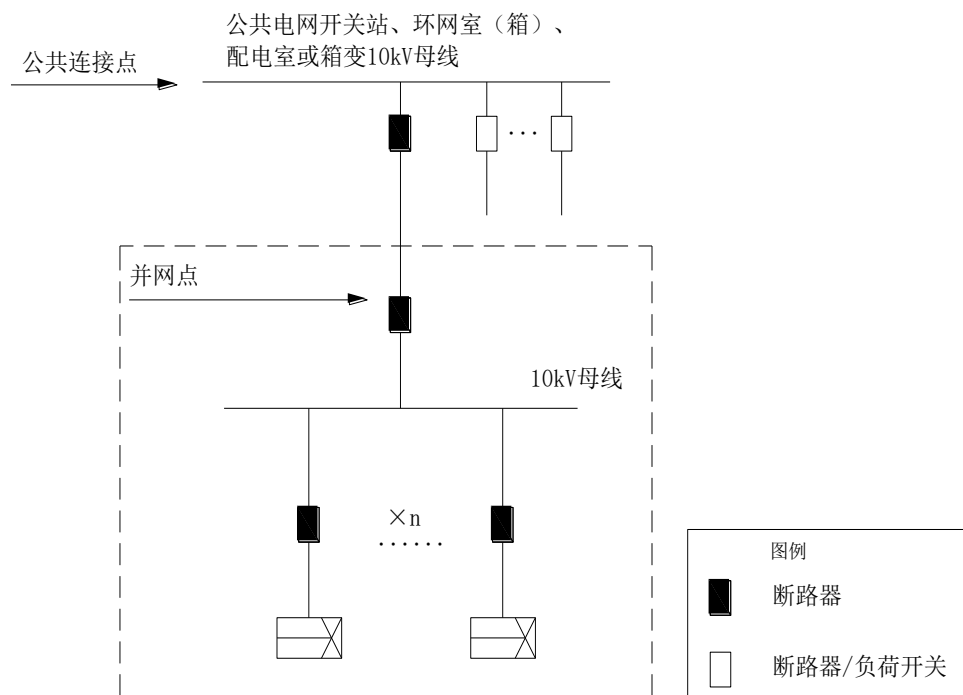


图 19-2 XFD10-T-2 方案原则电气主接线图

19.2.5 系统对分布式风电的技术要求

19.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度、闪变等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由风力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

分布式风电接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定。

分布式风电接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定，应不超过附录 3 中规定的允许值，其中分布式风电向电网注入的谐波电流允

许值按此分布式风电安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

谐波电压与电流要求值详见附录 3。

(2) 电压偏差

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此分布式风电接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

分布式风电接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

(5) 闪变

分布式风电所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的要求，其中分布式风电引起的长时间闪变值 P_{1t} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共

连接点上的干扰源总容量之比进行分配，或按照与电网企业协商的方法进行分配。

19.2.5.2 电压异常时的响应特性

分布式风电在电压异常时应具备低电压穿越能力，具体要求见附录 4。

19.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

19.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 19-1。

表 19-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公共电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 TV）		1	面	
送出线路	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	公里	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作设计参考，不做产权划分及投资考虑。

19.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

19.3.1 系统继电保护及安全自动装置

19.3.1.1 配置及选型

（1）10kV 线路保护

1）配置原则

分布式风电线路发生短路故障时，电网侧保护应能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

专线接入公网 10kV 母线时，10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护。

对 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a) 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b) 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c) 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。

d) 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e) 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f) 手动合闸于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。

g) 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

对于设置 10kV 母线的分布式风电，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2) 技术要求

a) 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b) 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 防孤岛保护和安全自动装置

在并网点设置安全自动装置等设备，具备防孤岛保护功能及频率电压异常紧急控制功能。

若分布式风电侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ ）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

异步电机类型分布式风电，无需专门设置孤岛保护。分布式电源切除时间应与线路保护、重合闸、备自投等配合，以避免非同期合闸。

逆变器类型分布式风电必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

(4) 系统侧开关站、配电室或箱变

1) 继电保护

校验系统侧开关站、配电室或箱变的相关保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧开关站、配电室或箱变需要做相关保护配置方案。

2) 其他要求

核实系统侧开关站、配电室或箱变备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(5) 系统侧变电站

1) 线路保护

校验系统侧变电站的相关的线路保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。

3) 其他要求

核实系统侧变电站备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(6) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 分布式风电内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(7) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、配电室或箱变需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(8) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 19-3、图 19-4。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且分布式风电未设 10kV 母线。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护且分布式风电设 10kV 母线。

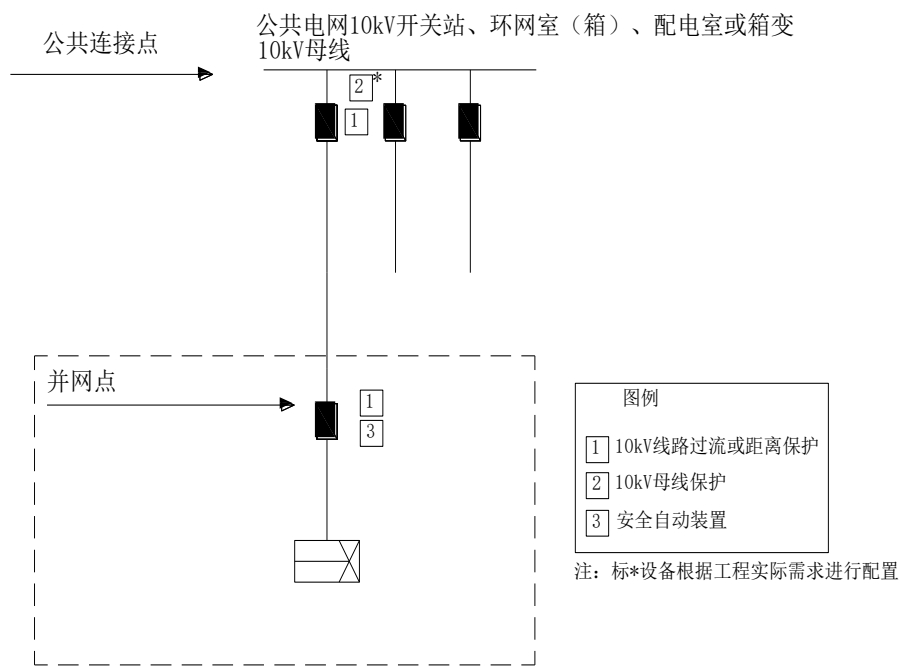


图 19-3 XFD10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一)

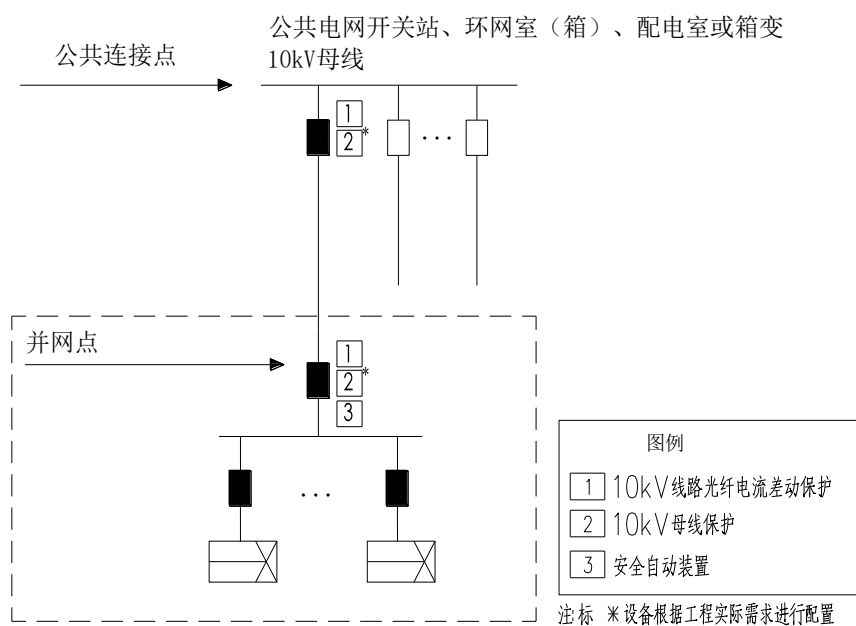


图 19-4 XFD10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

19.3.1.2 设备清单

XFD10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 19-2、表 19-3。

表 19-2 XFD10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	安全自动装置		1	套	
	方向过流保护（或距离保护）		1	套	
环网室（箱）、开关站、配电室或箱变	方向过流保护（或距离保护）		1	套	
	母线保护*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

表 19-3 XFD10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	备注
分布式风电	线路光纤电流差动保护		1 套	
	母线保护*		1 套	
	安全自动装置		1 套	
开关站、配电室或箱变	线路光纤电流差动保护		1 套	
	母线保护*		1 套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

19.3.2 系统调度自动化

19.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案分布式风电所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用风力发电系统。

19.3.2.2 配置及要求

（1）分布式风电远动系统

分布式风电本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采

集相关信息。

方案一：分布式风电本体配置监控系统，具备远动功能，有关分布式风电本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

分布式风电监控系统实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

分布式风电远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

分布式风电有功功率控制系统应能够接收并执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保分布式风电有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

分布式风电无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

1) 安装位置与要求

本方案在关口计量点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.2S 级，无功 2.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统（电量计量信息），电价补偿计量信息也可由计量主站系统统一收集后，转发风力发电管理部门。

4) 系统侧关口计量电能表

本方案需要根据风力发电线路可能出现的潮流情况，校验系统侧上级计量电能表，若不满足要求时，需要进行更换（更换为双向关口计量电能表）。

(4) 电能质量监测装置

需要在公共连接点装设满足 GB/T 19862 《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套，必要时安装于

并网点。监测电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 系统开关站、配电室或箱变

本方案分布式风电接入系统开关站、配电室或箱变后，需相应配置测控装置，采集分布式风电线路的相关信息。

若系统开关站、配电室或箱变具备信息远传功能，测控装置信息接入现有监控系统。

若系统开关站、配电室或箱变不具备信息远传功能，测控装置信息预留接入监控系统的接口，暂不考虑进行配网自动化改造。

(6) 远动信息内容

1) 分布式风电

分布式风电向电网调度机构提供的信号至少应该包括：

- a) 分布式风电并网状态；
- b) 分布式风电有功和无功输出、发电量、功率因数；
- c) 并网点分布式风电升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流；
- d) 变压器分接头档位、主断路器开关状态等。

2) 系统开关站、配电室或箱变

a) 遥测：

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流；

b) 遥信：

新增 10kV 线路断路器位置信号；

新增 10kV 线路主保护动作信号；

(7) 远动信息传输

分布式风电的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在分布式风电配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于分布式风电二次设备室。

（8）二次安全防护

为保证分布式风电内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1）按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2）纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3）横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线公网方式，需配置加密装置。

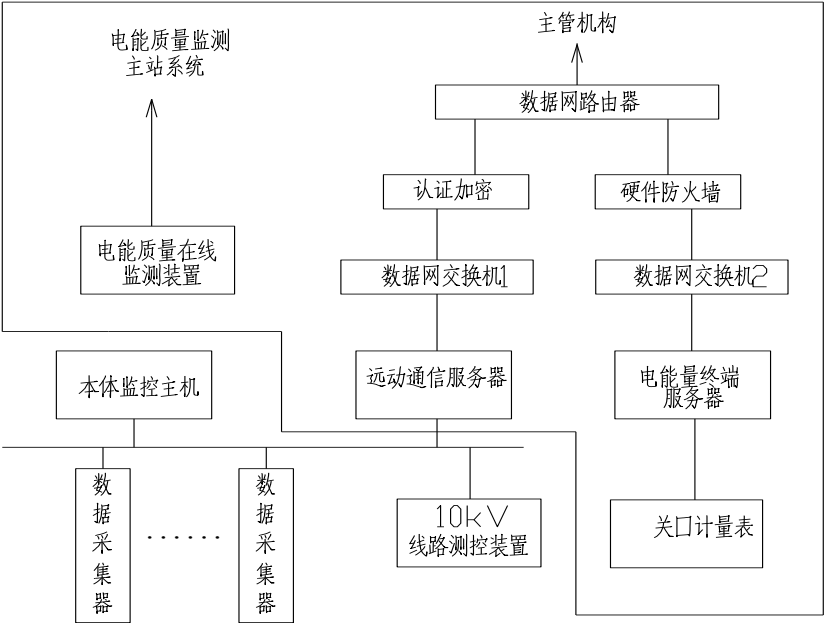
若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（9）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 19-5、图 19-6 所示。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。



注 虚线框内为风电站系统运动设备

图 19-5 XFD10-T-2 分布式风电调度自动化系统配置（方案一）

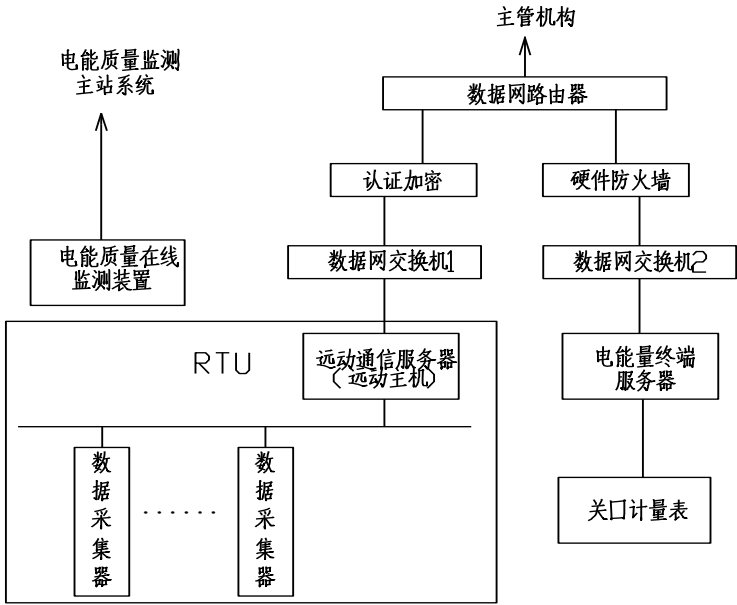


图 19-6 XFD10-T-2 分布式风电调度自动化系统配置（方案二）

19.3.2.3 设备清单

XFD10-T-2 系统调度自动化配置清单详见表 19-4、表 19-5。

表 19-4 XFD10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式 风电	远动通信服务器		1	套	与本体计算机监控系统合一
	关口计量电能表		2	只	主、副表各 1 块
	电能量终端服务器		1	套	
	电能质量在线监测装置		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1	套	
开关站、环网室（箱）、配电室或箱变	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置

表 19-5 XFD10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式 风电	RTU		1	套	
	关口电能表		2	只	主、副表各 1 块
	电能量终端服务器		1	套	
	电能质量在线监测装置		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1	套	
开关站、环网室（箱）、配电室或箱变	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置

19.3.3 系统通信

19.3.3.1 系统概述

着重介绍分布式风电一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

19.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及分布式风电至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

19.3.3.3 通信现状

简述与本方案分布式风电相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

19.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足分布式风电的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定分布式风电的通信方案。

1. 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

(1) 光缆建设方案

根据分布式风电新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12 芯或 24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（环网室、配电室）已实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站（环网室、配电室），通过原有公用配电自动化通信

系统实现分布式风电至变电站的通信路由；当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（环网室、配电室）未实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站（环网室、配电室），通过 10kV 开关站（环网室、配电室）跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

（2）通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统、工业以太网传输系统和 SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（环网室、配电室）已实现配电自动化改造时，在分布式风电配置 2 台 ONU 设备，利用分布式风电至公用 10kV 开关站（环网室、配电室）的光缆路由，通过无源分光器（ODN）形成分布式风电至系统侧的通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。方案如图 19-7。

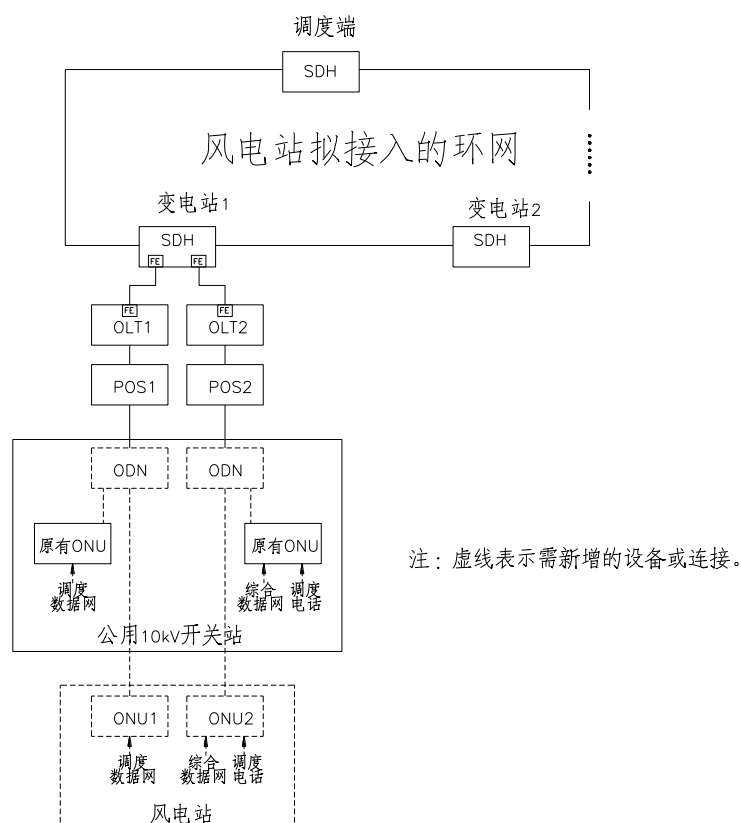


图 19-7 分布式风电接入系统方案图(EPON 公用 10kV 开关站(配电室)已实现配电自动化)

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（环网室、配电室）未实现配电自动化改造时，在分布式风电配置 2 台 ONU 设备，利用分布式风电至变电站的光缆路由，形成分布式风电至系统侧的通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1(配网控制)；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。方案如图 19-8。

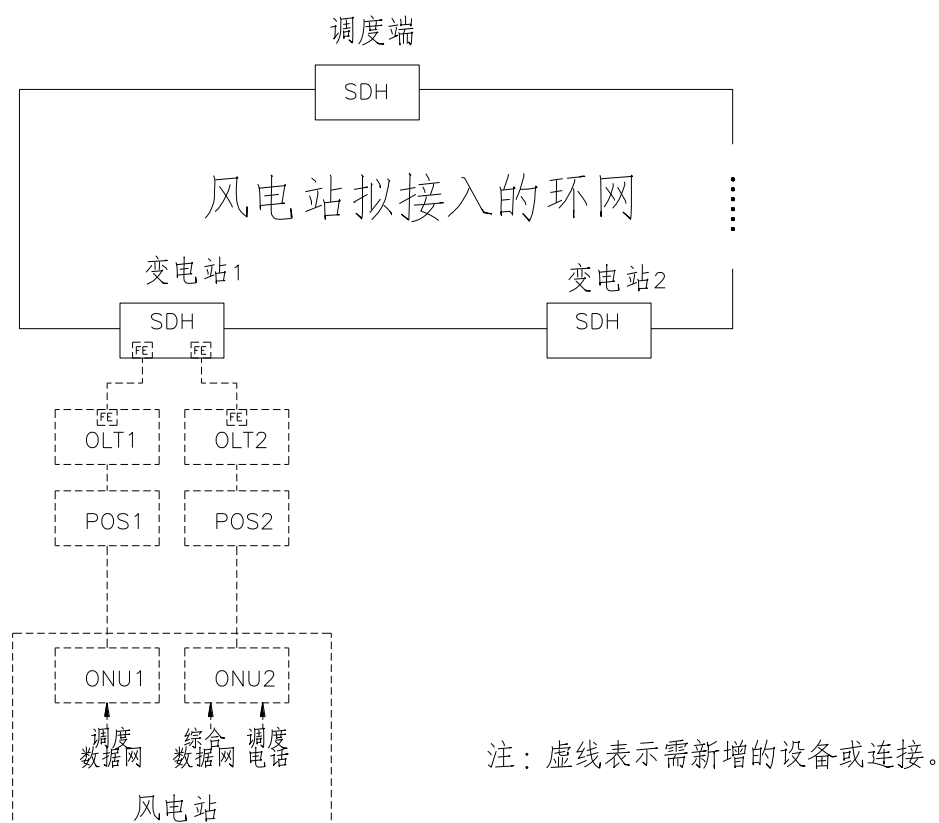


图 19-8 分布式风电接入系统方案图(EPON 公用 10kV 开关站(配电室)未实现配电自动化)

b. 工业以太网方案

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（环网室、配电室）已实现配电自动化改造时，在分布式风电配置 2 台工业以太网交换机，利用分布式风电至公用 10kV 开关站（环网室、配电室）的光缆路由，形成分布式风电至 10kV 开关站的通信电路。在公用 10kV 开关站（环网室、配电室）配置 2 台工业以太网交换机，利用原有公用配电自动化通信网将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。方案如图 19-9。

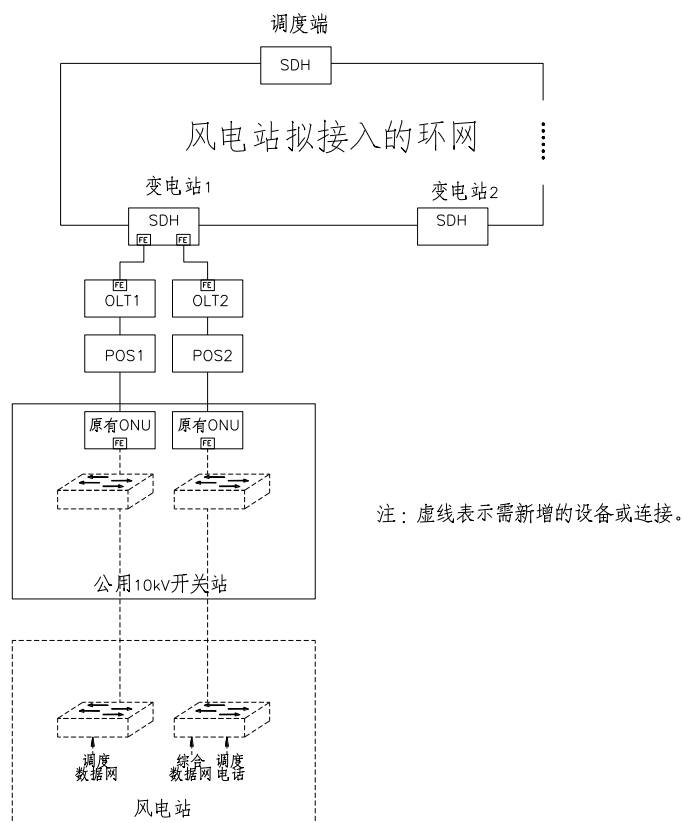


图 19-9 分布式风电接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化）

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（环网室、配电室）未实现配电自动化改造时，在分布式风电配置 2 台工业以太网交换机，利用分布式风电至变电站的光缆路由，形成分布式风电至变电站的通信电路。在变电站配置 2 台工业以太网交换机，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。方案如图 19-10。

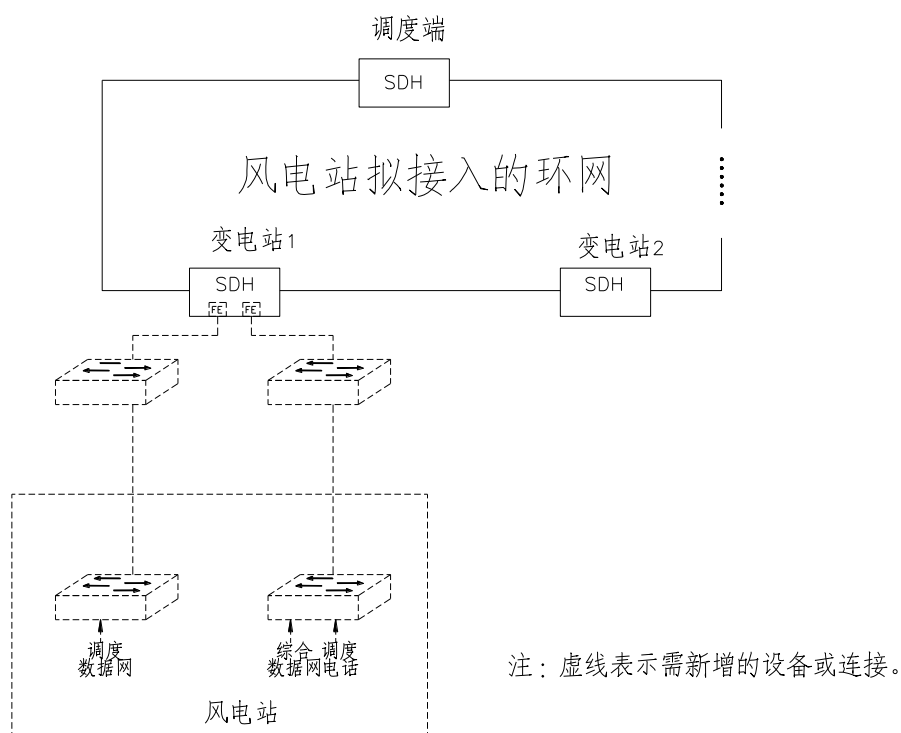


图 19-10 分布式风电接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化）

c. SDH 方案

在分布式风电配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在公用 10kV 开关站（环网室、配电室）所接入的变电站现有设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设分布式风电至接入变电站的 1+1 通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。方案如图 19-11。

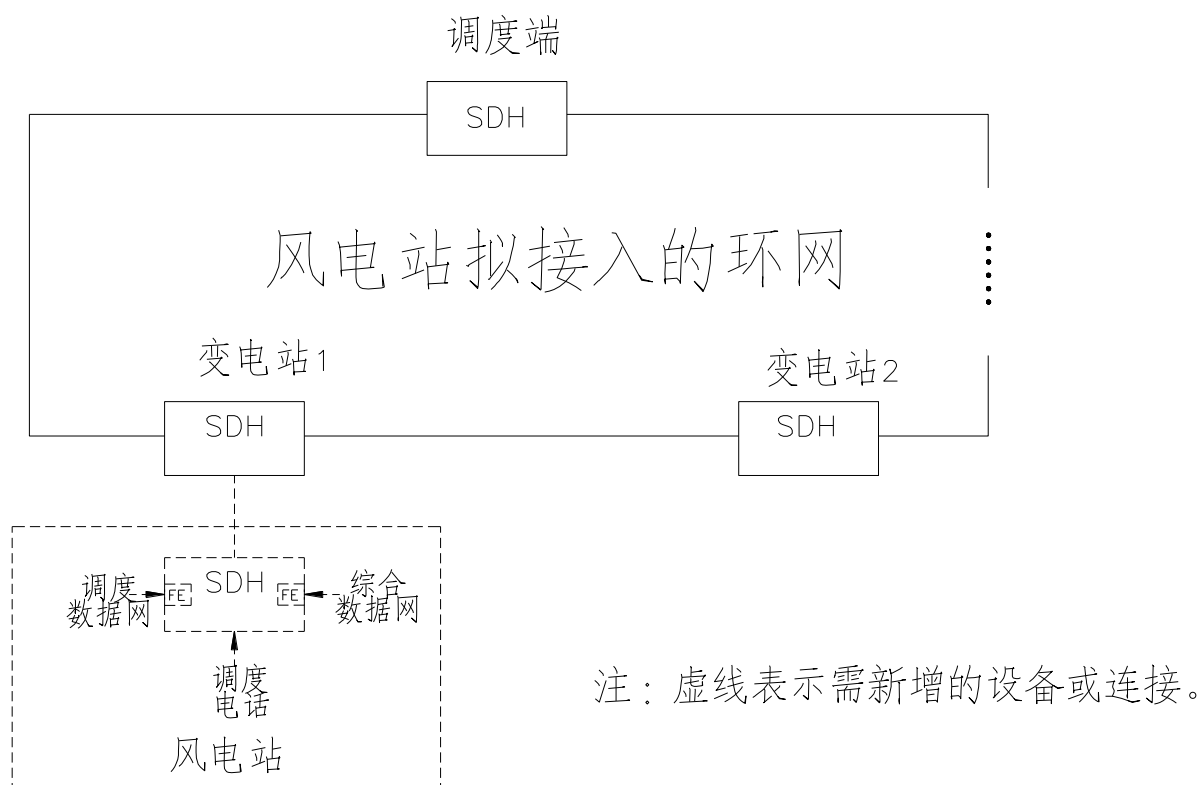


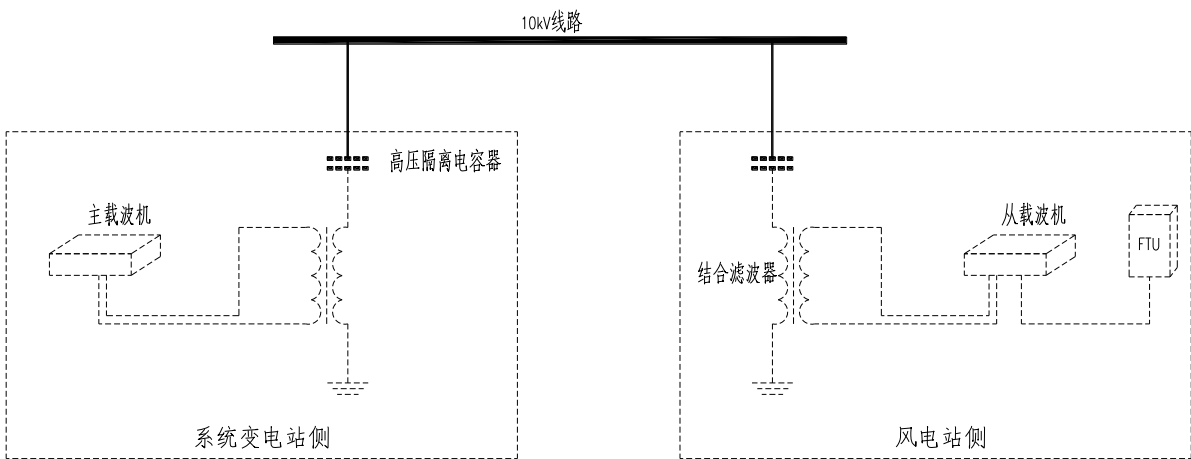
图 19-11 分布式风电接入系统方案图 (SDH)

2. 中压电力线载波

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（环网室、配电室）已实现配电自动化改造时，在分布式风电拟接入公用 10kV 开关站（环网室、配电室）侧配置主载波机，分布式风电侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，利用原有公用配电自动化通信网将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。方案如图 19-12。

当分布式风电专线接入的公用 10kV 开关站（环网室、配电室）未实现配电自动化改造时，由于需要载波机在公用 10kV 开关站（环

网室、配电室）所接入变电站线路上进行跳接，串扰过大，传输距离过长，不建议采用中压电力线载波通信。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 19-12 分布式风电接入系统方案图（中压电力线载波）

3. 无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625 《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2 《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

19.3.3.5 业务组织

根据分布式风电信息传输需求和通信方案，对分布式风电各业务信息通道组织。

19.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的分布式风电，建议采用站内 UPS 交流系统为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的分布式风电，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

19.3.3.7 主要设备材料清单

分布式风电接入系统通信所需的主要设备材料清单详见表 19-6 ~ 表 19-12。

1. 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 19-6、表 19-7。

表 19-6 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	导引光缆	12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	无源光分配器 ODN		2	块	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	OLT PON 口板		2	台	需要时
	电线电缆		1	套	需要时

表 19-7 EPON 公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12 芯 或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	导引光缆	12 芯 或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	光配线架	24 芯	1	块	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12 芯 或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	光配线架	24 芯	1	块	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	FE 接口板		2	块	需要时
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案，具体见表 19-8、表 19-9。

表 19-8 工业以太网公用 10kV 开关站（配电室）已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12 芯 或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

表 19-9 工业以太网公用 10kV 开关站（配电室）未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12 芯或 24 芯 12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站（配电室）	光缆	12 芯或 24 芯 12 芯或 24 芯	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	导引光缆	12 芯或 24 芯 12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	光配线架	24 芯	1	块	通过公用 10kV 开关站（配电室）光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	导引光缆	12 芯或 24 芯 12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	综合配线架	光、音、网	1	台	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 19-10。

表 19-10 SDH 接入模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12 芯或 24 芯 12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	1	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12 芯或 24 芯 12 芯或 24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12 芯或 24 芯 12 芯或 24 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	块	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 19-11。

表 19-11 中压电力线载波接入模式设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
公用 10kV 开关站 (配电室)	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

第 20 章 10kV T 接公共电网线路方案典型设计

(XFD10-T-3)

20.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案，方案号为 XFD10-T-3。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入公共电网 10kV 线路，接入容量 400kW ~ 2MW 之间。

20.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

20.2.1 送出方案

通过 1 回线路，以 10kV “T” 接于公共电网 10kV 线路。一次系统接线示意图见图 20-1。

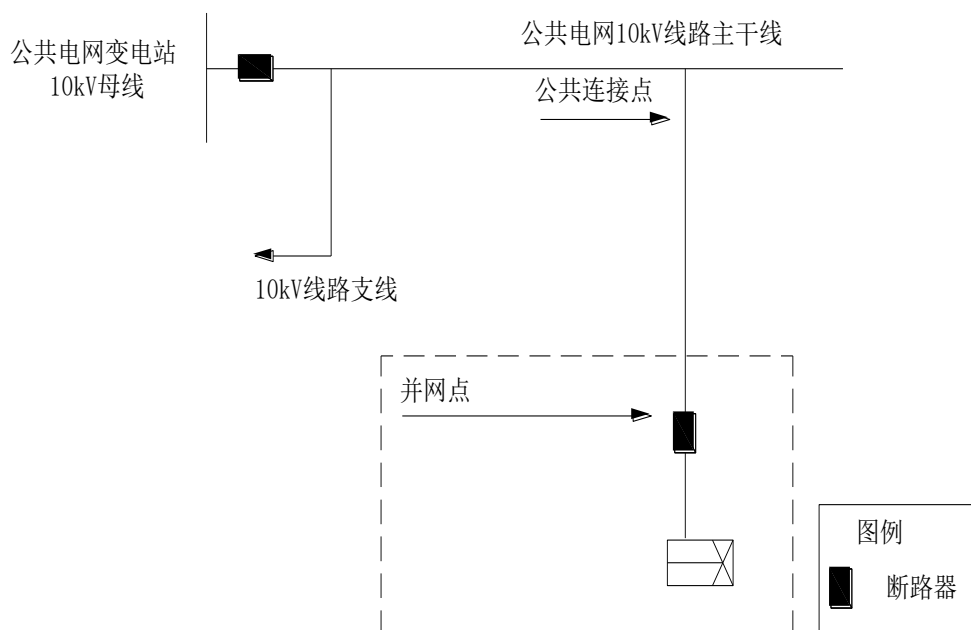


图 20-1 XFD10-T-3 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的分布式风电，T 接于公共电网 10kV 线路，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

20.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式风电接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。短路电流计算方法见附录 1。

（4）电能质量分析

风力发电系统向当地负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549 《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

（5）无功平衡计算

1) 风力发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求，选择合理的无功补偿措施；

2) 接入公共电网的逆变器型分布式风电系统功率因数应在 0.98 以上；接入公共电网的异步电机型分布式风电系统功率因数应在 1 ~

滞后 0.95 之间；

3) 分布式风电配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合风力发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

20.2.3 主要设备选择原则

(1) 分布式风电主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式风电送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式风电送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式风电发电效率等因素；

2) 分布式风电送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择。常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 开断设备

分布式风电并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

当分布式风电并网公共连接点配置负荷开关时，宜改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。

20.2.4 电气主接线

电气主接线方案图 20-2。

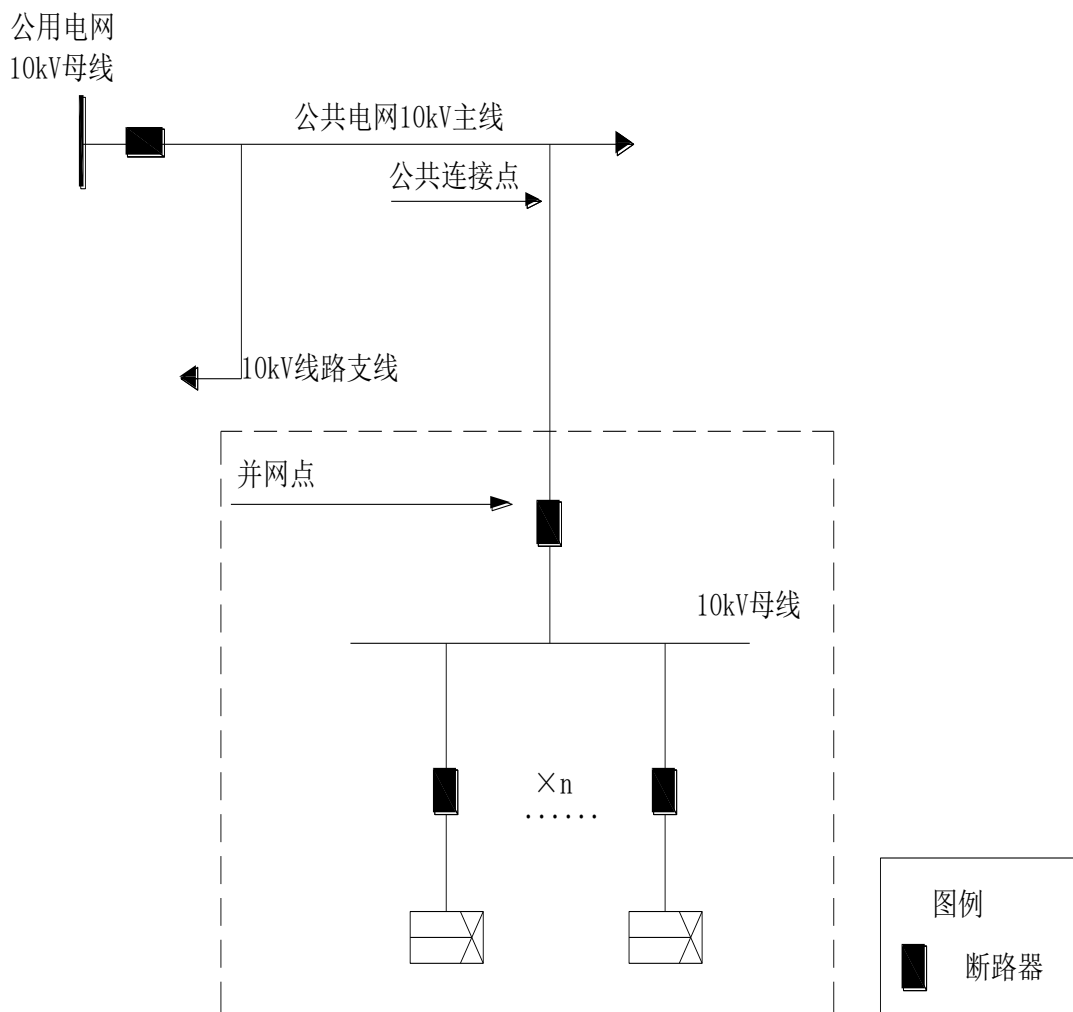


图 20-2 XFD10-T-3 方案原则电气主接线图

20.2.5 系统对分布式风电的技术要求

20.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和闪变等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由风力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

分布式风电接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3。

分布式风电接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均

根)应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定,详见附录 3,其中分布式风电向电网注入的谐波电流允许值按此分布式风电安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

谐波电压与电流要求值详见附录 3。

(2) 电压偏差

分布式风电接入电网后,公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325《电能质量 供电电压偏差》的规定,10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(3) 电压波动

分布式风电接入电网后,公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动,其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ (每小时变动的次数在 10 次以内)考虑,因此分布式风电接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(4) 电压不平衡度

分布式风电接入电网后,公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值,公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%,短时不得超过 4%;其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%,短时不超过 2.6%。

(5) 闪变

分布式风电所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的要求,其中分布式风电引起的长时间闪变值 P_{1t} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配,或按照与电网企业协商的方法进行分配。

20.2.5.2 电压异常时的响应特性

分布式风电在电压异常时应具备低电压穿越能力，具体要求见附录 4。

20.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

20.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 20-1。

表 20-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
变电站（T 接方案）	线路 TV*		1	只	
送出线路	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	公里	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作设计参考，不做产权划分及投资考虑。

20.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

20.3.1 系统继电保护及安全自动装置

20.3.1.1 配置及选型

（1）10kV 线路保护

1）配置原则

分布式风电送出线路发生短路故障时，电网侧保护应能快速动作，瞬时跳开断路器，满足故障时快速可靠切除故障的要求。

为保障供电可靠性，减少停电范围，宜在分布式风电侧配置 1 套线路过流保护，用于 10kV T 接线路。

2）技术要求。

- a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。
- b. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换以及系统操作等情况下保护不应误动。
- c. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。
- d. 主保护整组动作时间不大于 20ms，返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。
- e. 手动合闸或重合于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸或重合于无故障线路时应可靠不动作。
- f. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

（2）母线保护

1）配置原则

对于设置 10kV 母线的分布式风电，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2）技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

（3）防孤岛保护和安全自动装置

在并网点设置安全自动装置等设备，具备防孤岛保护功能及频率电压异常紧急控制功能。

若分布式风电侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ ）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

异步电机类型分布式风电，无需专门设置孤岛保护。分布式电源切除时间应与线路保护、重合闸、备自投等配合，以避免非同期合闸。

逆变器类型分布式风电必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

（4）系统侧变电站

1）线路保护

需要校验系统侧变电站的线路保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2）母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧变电站需要配置母线保护。

3）其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

（5）对其他专业的要求

1）对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P、10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2）分布式风电内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装

置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(6) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 20-3、图 20-4。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且分布式风电未设 10kV 母线。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护且分布式风电设 10kV 母线。

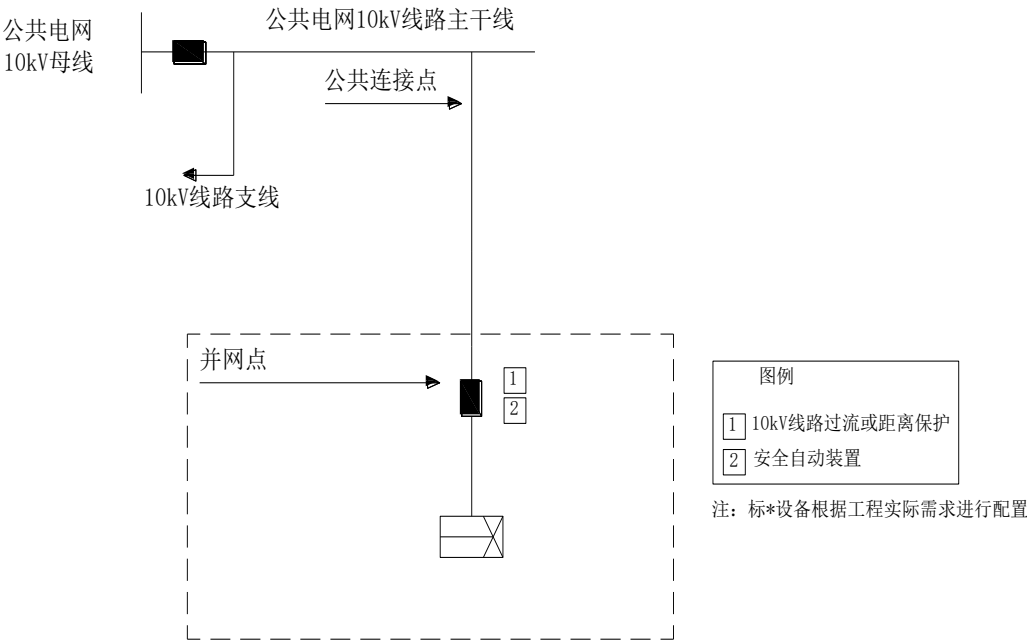


图 20-3 XFD10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一)

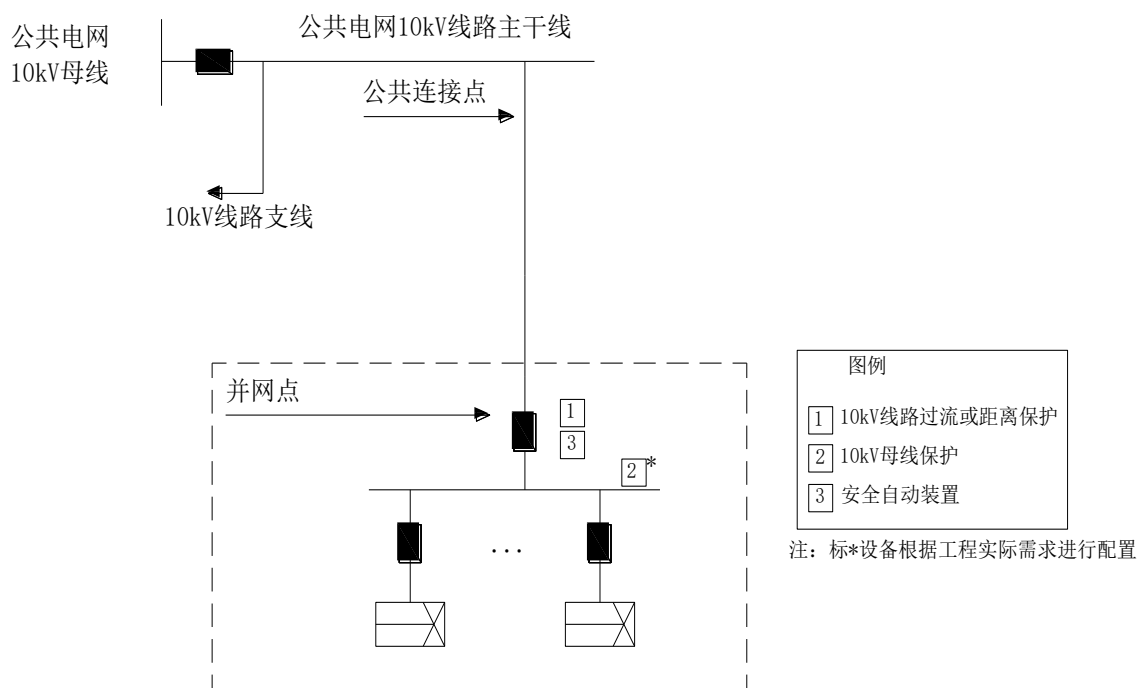


图 20-4 XFD10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置 (方案二)

20.3.1.2 设备清单

XFD10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 20-2、表 20-3。

表 20-2 XFD10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单 (方案一)

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	线路电流（距离）保护装置		1	套	
	安全自动装置		1	套	

表 20-3 XFD10-T-3 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	线路电流（距离）保护装置		1	套	
	安全自动装置		1	套	
	母线保护装置*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

20.3.2 系统调度自动化

20.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案分布式风电所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用风力发电系统。

20.3.2.2 配置及要求

（1）分布式风电远动系统

分布式风电本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：分布式风电本体配置监控系统，具备远动功能，有关分布式风电本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

分布式风电监控系统实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）有功功率控制及无功电压控制

分布式风电远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

分布式风电有功功率控制系统应能够接收并执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保分布式风电有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

分布式风电无功电压控制系统应能根据电力调度部门指令，调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

（3）电能量计量

1）安装位置与要求

本方案在关口计量点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2）技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信

和通过电能信息采集终端远程通信的功能,电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.2S 级,无功 2.0 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台,计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息),电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后,转发分布式风力发电管理部门。

4) 系统侧关口计量电能表

本方案需要根据风力发电线路可能出现的潮流情况,校验系统侧 T 接点上级计量电能表,若不满足要求时,需要进行更换(更换为双向关口计量电能表)。

(4) 电能质量监测装置

需要在公共连接点装设满足 GB/T 19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套,必要时安装于并网点。监测电能质量参数,包括电压、频率、谐波、功率因数等。

电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 系统变电站

本方案分布式风电接入系统变电站后,变电站调度管理关系不变。

(6) 远动信息内容

1) 分布式风电

分布式风电向电网调度机构提供的信号至少应该包括:

- a. 分布式风电并网状态;
- b. 分布式风电有功和无功输出、发电量、功率因数;

c. 并网点分布式风电升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流；

d. 变压器分接头档位、主断路器开关状态等。

2) 系统变电站

系统侧不增加新的间隔和出线，远动信息不变。

(7) 远动信息传输

分布式风电的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在分布式风电配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于分布式风电二次设备室。

(8) 二次安全防护

为保证分布式风电内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线公网方式，需配置加密。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（9）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 20-5、图 20-6 所示。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。

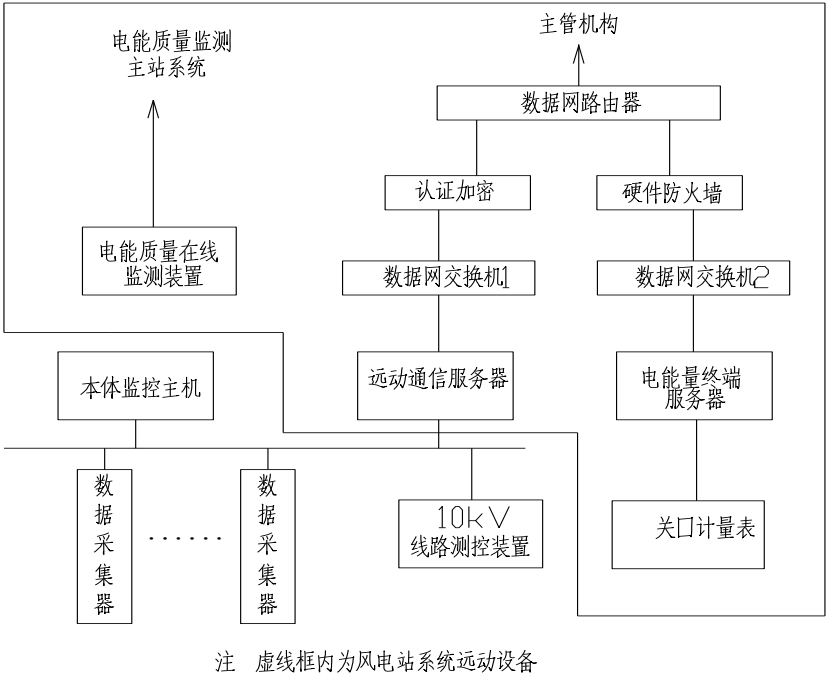


图 20-5 XFD10-T-3 分布式风电调度自动化系统配置（方案一）

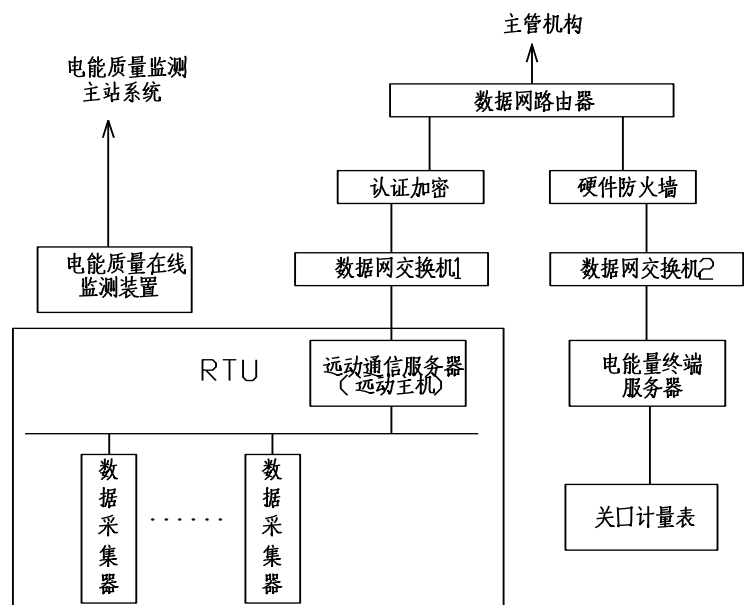


图 20-6 XFD10-T-3 分布式风电调度自动化系统配置（方案二）

20.3.2.3 设备清单

XFD10-T-3 系统调度自动化配置清单详见表 20-4、表 20-5。

表 20-4 XFD10-T-3 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式 风电	远动通信服务器		1	套	与本体计算机监控系统合一
	关口计量电能表		2		主、副表各 1 块
	电能量终端服务器		1	套	
	电能质量 在线监测装置		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网 接入设备	含 1 台路由器， 2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件 防火墙 1 套	1	套	
系统侧	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控 合一装置
	关口计量电能表*		1	只	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作设计参考，不做产权划分及投资考虑。

表 20-5 XFD10-T-3 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式 风电	RTU		1	套	
	关口计量电能表		2	只	主、副表各 1 块
	电能量终端服务器		1	套	
	电能质量 在线监测装置		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网 接入设备	含 1 台路由器， 2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套， 硬件防火墙 1 套	1	套	
系统站	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控 合一装置
	关口计量电能表*		1	只	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

20.3.3 系统通信

20.3.3.1 系统概述

着重介绍分布式风电一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

20.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及分布式风电至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

20.3.3.3 通信现状

简述与分布式风电相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

20.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定,为满足分布式风电的信息传输需求,结合接入条件,因地制宜地确定分布式风电的通信方案。

1. 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划,采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

(1) 光缆建设方案

根据分布式风电新建 10kV 送出线路的不同,光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆,光缆芯数 12 芯或 24 芯 12 芯或 24 芯,光缆纤芯均采用 ITU-T G. 652 光纤。进入分布式风电的引入光缆,宜选择非金属阻燃光缆。

(2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统,工业以太网传输系统,SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求,在分布式风电配 2 台 ONU 设备,利用上述光缆,形成分布式风电至系统侧的通信电路,将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1 (配网控制);另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2 (配网管理)。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求,在分布式风电配置 2 台工业以太网交换机,在分布式风电接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机,利用上述光缆,形成分布式风电至接入变电站的通信电路,将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网 (配网控制);另外 1 台用于传输综合数据网及调度电

话业务（配网管理）。

c. SDH 方案

在分布式风电配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设分布式风电至接入变电站的 1+1 通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。

分布式风电接入系统通信方案见图 20-7、20-8、20-9。

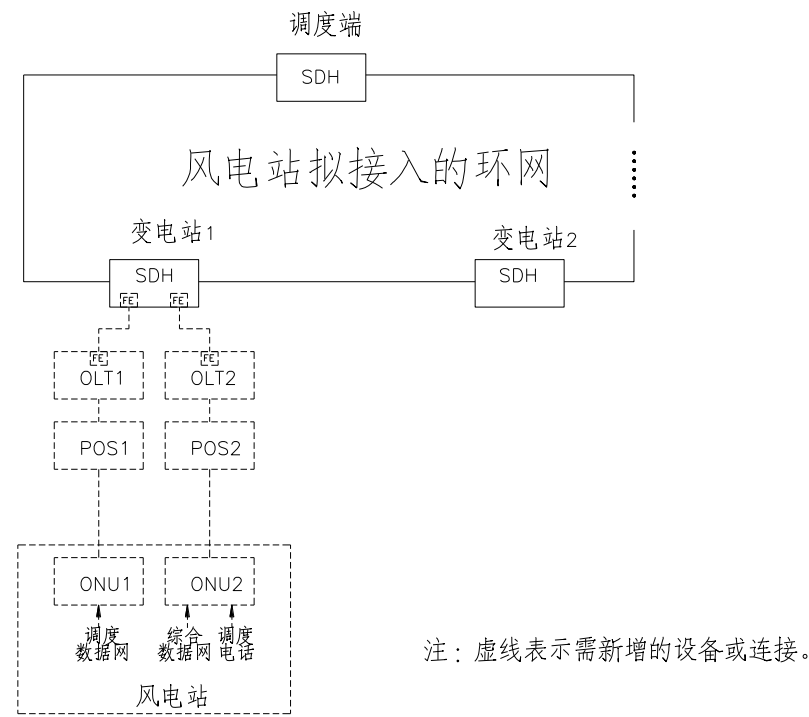


图 20-7 分布式风电接入系统方案图（EPON）

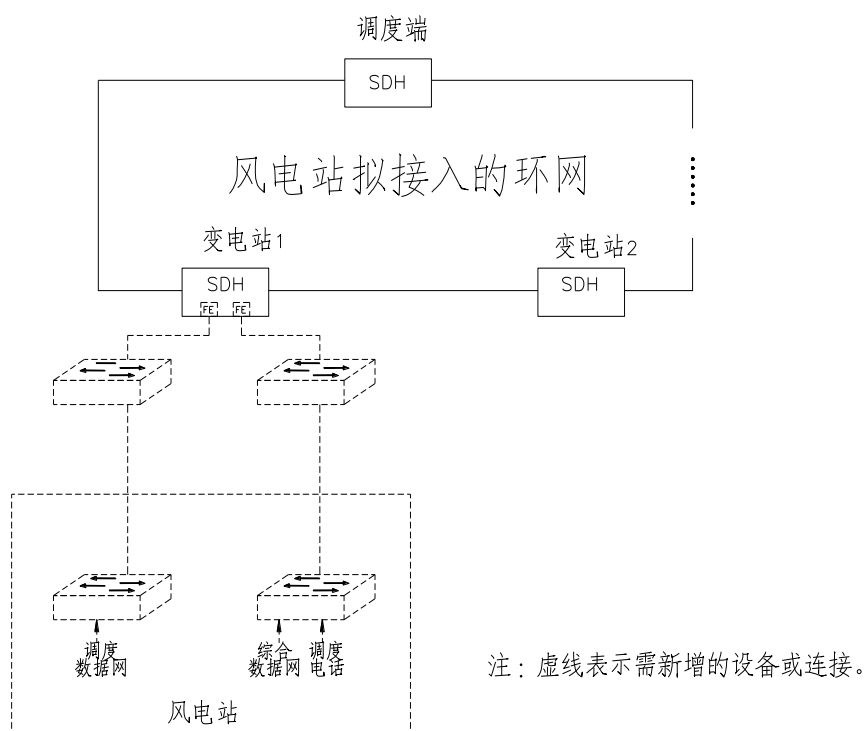


图 20-8 分布式风电接入系统方案图（工业以太网）

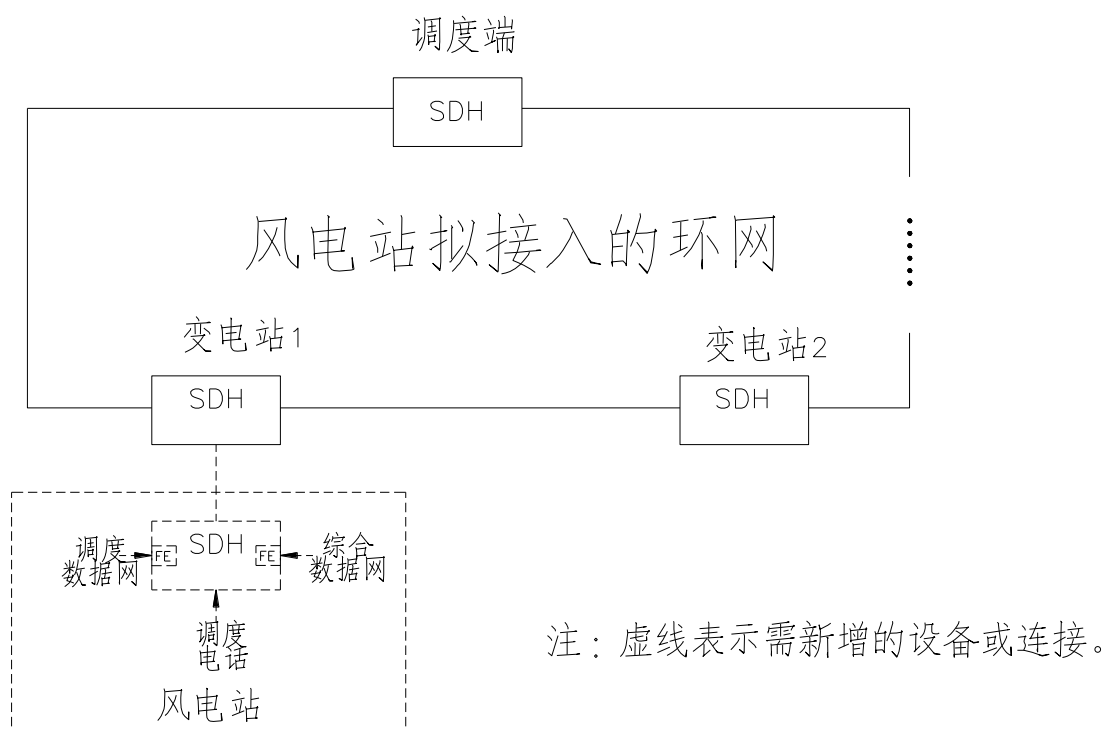
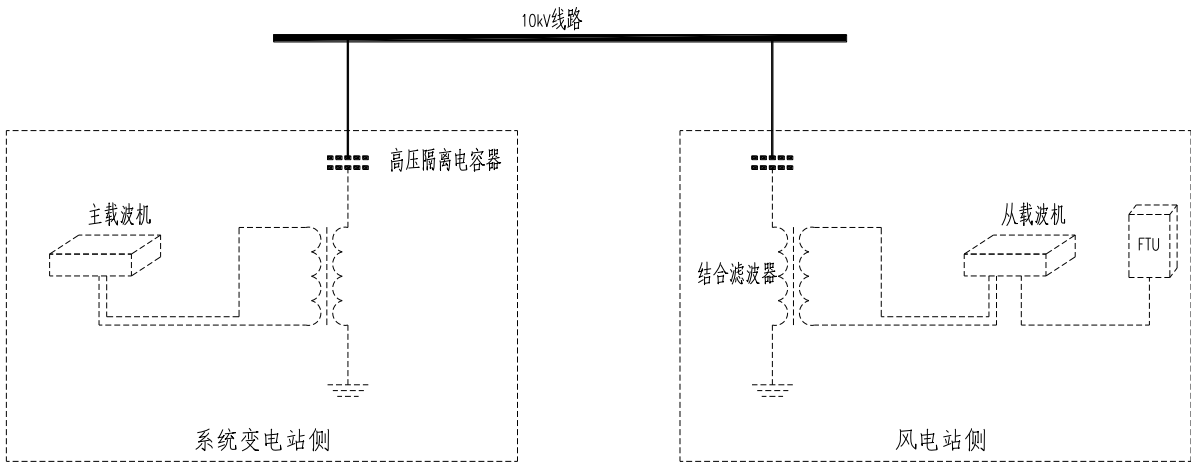


图 20-9 分布式风电接入系统方案图（SDH）

2. 中压电力线载波

在分布式风电拟接入变电站侧配置主载波机，分布式风电侧配置

从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，将数据信息上传。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 20-10 分布式风电接入系统方案图（中压电力线载波）

3 无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625 《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2 《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

20.3.3.5 业务组织

根据分布式风电信息传输需求和通信方案,对分布式风电各业务信息通道组织。

20.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的分布式风电,建议采用站内 UPS 交流系统为设备供电;对于使用 SDH 接入方案的分布式风电,建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

20.3.3.7 主要设备材料和投资估算

分布式风电接入系统通信所需的主要设备材料详见表 20-6 至 20-10。

1. 采用 EPON 接入方案,通信具体见表 20-6。

表 20-6 系统通信设备材料清单(采用 EPON)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分 布 式 风 电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
系 统 接 入 变 电 站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案,具体见表 20-7。

表 20-7 系统通信设备材料清单(采用工业以太网)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分 布 式 风 电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	

系 统 接 入 变 电 站	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 20-8。

表 20-8 系统通信设备材料清单（采用 SDH）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分 布 式 风 电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系 统 接 入 变 电 站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调 度 端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 20-9。

表 20-9 系统通信设备材料清单（采用中压电力载波）

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	从载波机		1	台	

	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	主载波机		1	套	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

第 21 章 10kV 接入用户开关站、环网室（箱）、配电室或箱变方案典型设计（XFD10-Z-1）

21.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案，方案号为 XFD10-Z-1。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入用户 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变，接入容量在 400kW ~ 6MW 之间。

21.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

21.2.1 送出方案

通过 1 回线路，以 10kV 专线接入用户 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变。一次系统接线示意图见图 21-1、21-2。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在风机电站与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

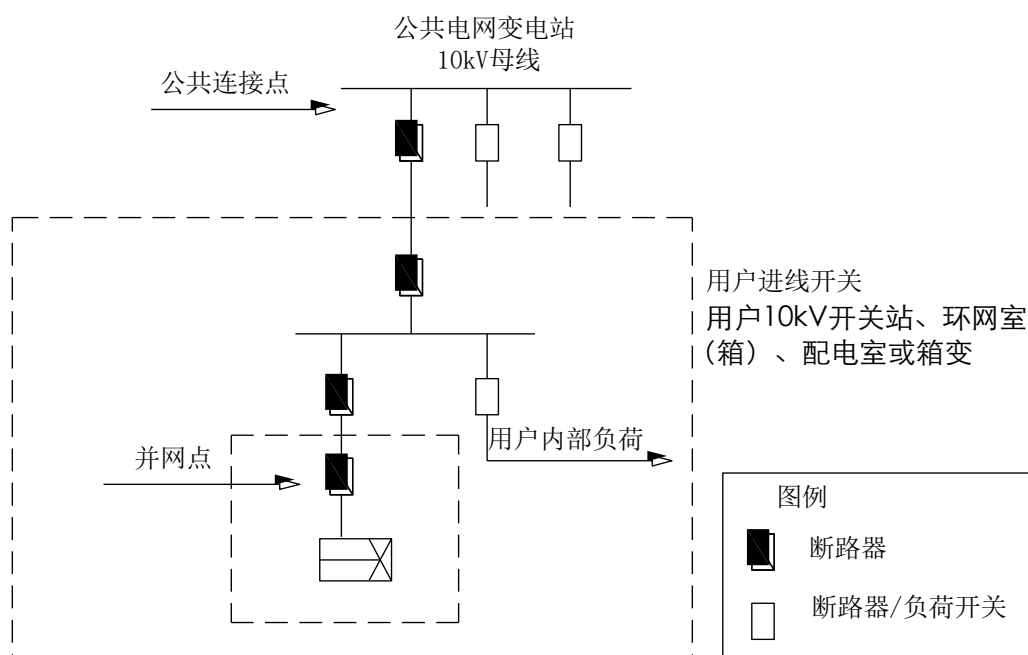


图 21-1 XFD10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

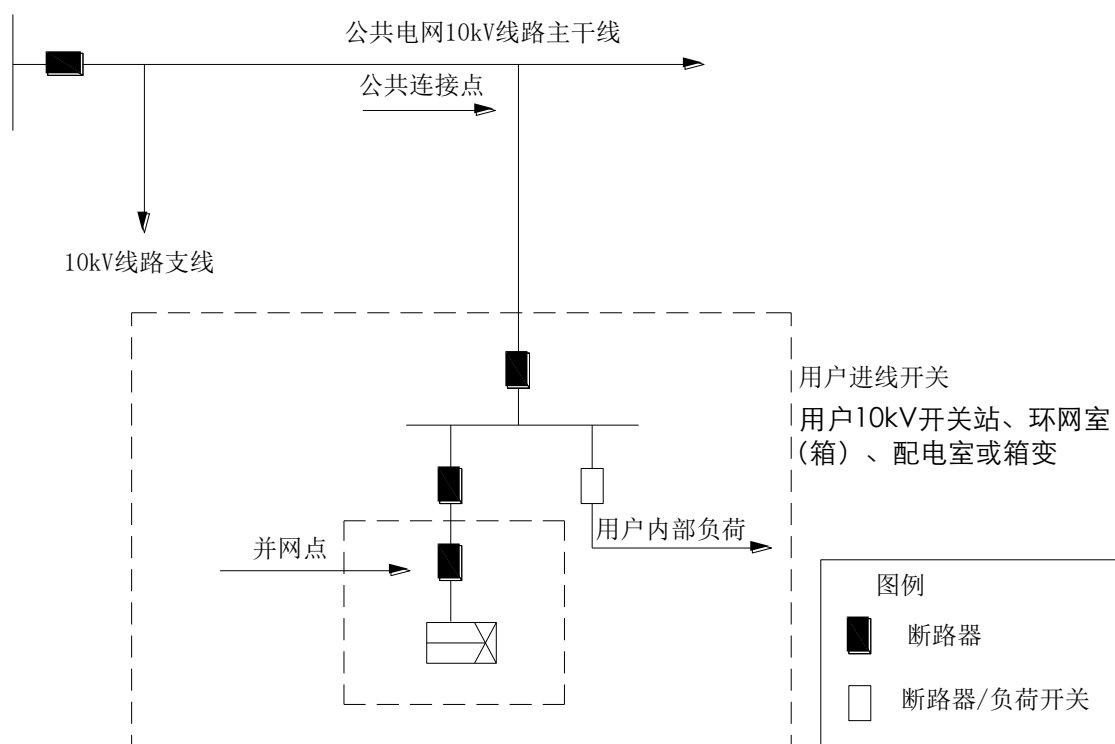


图 21-2 XFD10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于自发自用/余电上网（接入用户电网）的分布式风电，单个并网参考装机容量 400kW ~ 6MW。

21.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式风电接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。短路电流计算方法见附录 1。

（4）电能质量分析

风力发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

（5）无功平衡计算

1) 风力发电系统的无功功率和电压调节能力应满足相关标准的要求，选择合理的无功补偿措施；

2) 通过 10kV 电压等级并网的光伏发电系统功率因数应在 0.98 以上。；

3) 分布式风电配置的无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合风力发电系统实际接入情况确定，必要时安装动态无功补偿装置。

4) 若分布式发电系统接入用户内部，用户功率因数应满足相关

要求。

21.2.3 主要设备选择原则

(1) 分布式风电主接线

10kV 采用线变组或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式风电送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式风电送出线路导线截面选择需根据所需送出的风电容量、并网电压等级选取，并考虑风力发电效率等因素；

2) 分布式风电送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择；常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2。

(3) 开断设备式

布式风电并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。

21.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案一、方案二分别见图 21-3、图 21-4。

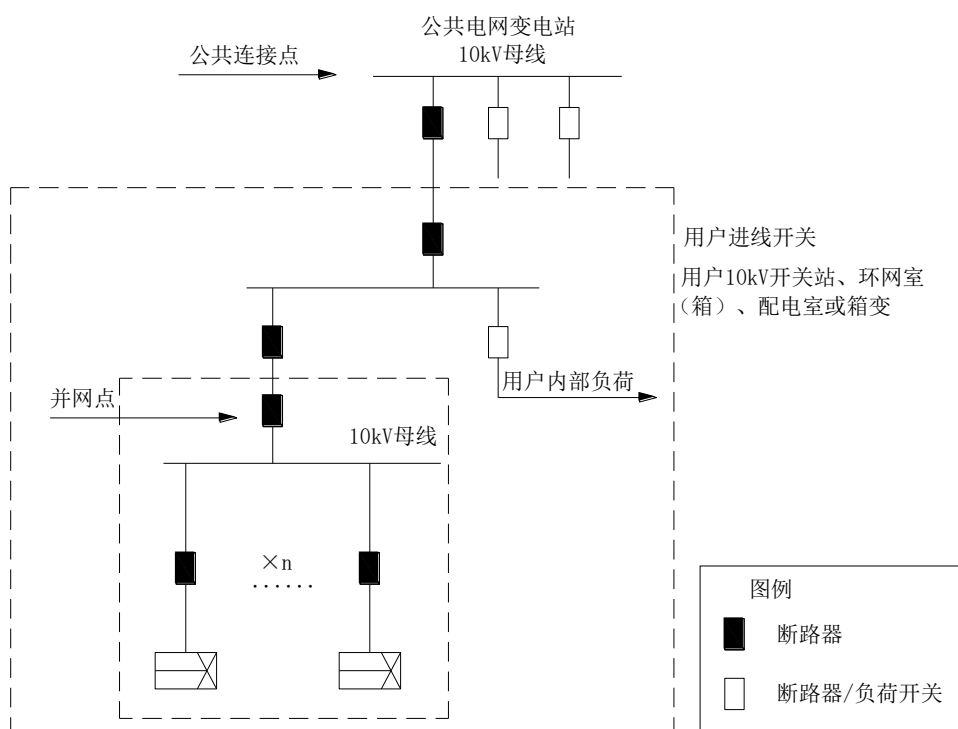


图 21-3 XFD10-Z-1 方案原则电气主接线图（方案一）

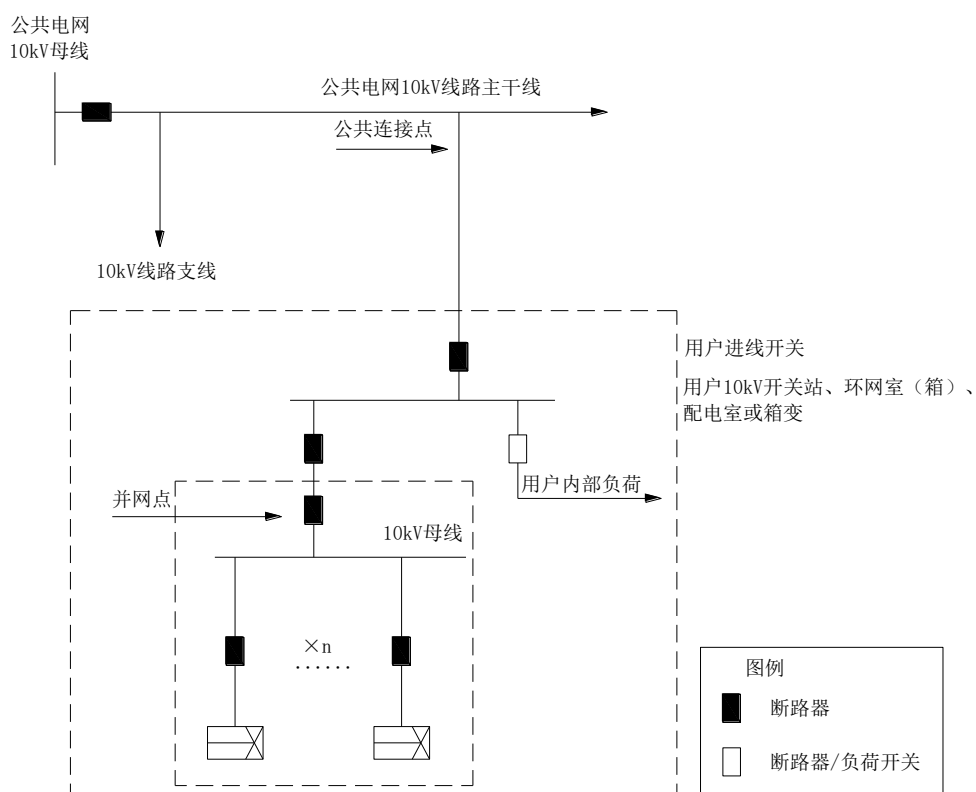


图 21-4 XFD10-Z-1 方案原则电气主接线图（方案二）

21.2.5 系统对分布式风电的技术要求

21.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和闪变等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由风力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）谐波

分布式风电接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3。

分布式风电接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定，详见附录 3，其中分布式风电向电网注入的谐波电流允许值按此分布式风电安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

谐波电压与电流要求值详见附录 3。

（2）电压偏差

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此分布式风电接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

分布式风电接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接

点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）闪变

分布式风电所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的要求，其中分布式风电引起的长时间闪变值 P_{1t} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配，或按照与电网企业协商的方法进行分配。

21.2.5.2 电压异常时的响应特性

接入用户内部电网的分布式风电在电压异常时的相应要求见附录 4。

21.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

21.2.6 设备材料清单

本方案一次设备清单详见表 21-1。

表 21-1 一次设备清单

		设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公共 电网 侧	变电站（T 接方案）	线路 TV*		1	只	
	开关站、配电室或 环网单元 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 TV）		1	面	
送出线路		10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	公里	
用户侧		10kV 开关柜*（含 TV）		1	面	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作设计参考，不做产权划分及投资考虑。

21.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

21.3.1 系统继电保护及安全自动装置

21.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

分布式风电线路发生短路故障时，线路保护应能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

专线接入用户 10kV 母线时，10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护。存在 2 台及以上升压变压器的升压变电站或汇集站，10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。

f. 手动合闸于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

对于设置 10kV 母线的分布式风电，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2) 技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 防孤岛保护和安全自动装置

在并网点设置安全自动装置等设备，具备防孤岛保护功能及频率电压异常紧急控制功能。

若分布式风电侧 10kV 线路保护具备失压跳闸及低压闭锁合闸功能，可以实现按 U_n （失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_n$ ）实现解列，也可不配置独立的安全自动装置。

异步电机类型分布式风电，无需专门设置孤岛保护。分布式电源切除时间应与线路保护、重合闸、备自投等配合，以避免非同期合闸。逆变器类型分布式风电必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力，其防孤岛方案应与继电保护配置、安全自动装置配置和低电压穿越等相配合，时间上互相匹配。

(4) 用户侧变电站

1) 继电保护

需要校验用户侧变电站的相关保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则用户侧变电站需要做相关保护配置方案。

2) 其他要求

需核实用户侧自备投方案，提出调整方案。

(5) 公共电网侧变电站

1) 线路保护

需要校验公共电网侧变电站的相关的线路保护是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则公共电网侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

需要校验公共电网侧变电站的母线保护是否满足接入方案的要求。

3) 其他要求

需核实变电站自备投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(6) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P、10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 分布式风电内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(7) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、配电室或箱变需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(8) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 21-5、图 21-6、图 21-7、图 21-8。

方案一：10kV 线路配置过流或距离保护且分布式风电未设 10kV 母线。

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护且分布式风电设 10kV 母线。

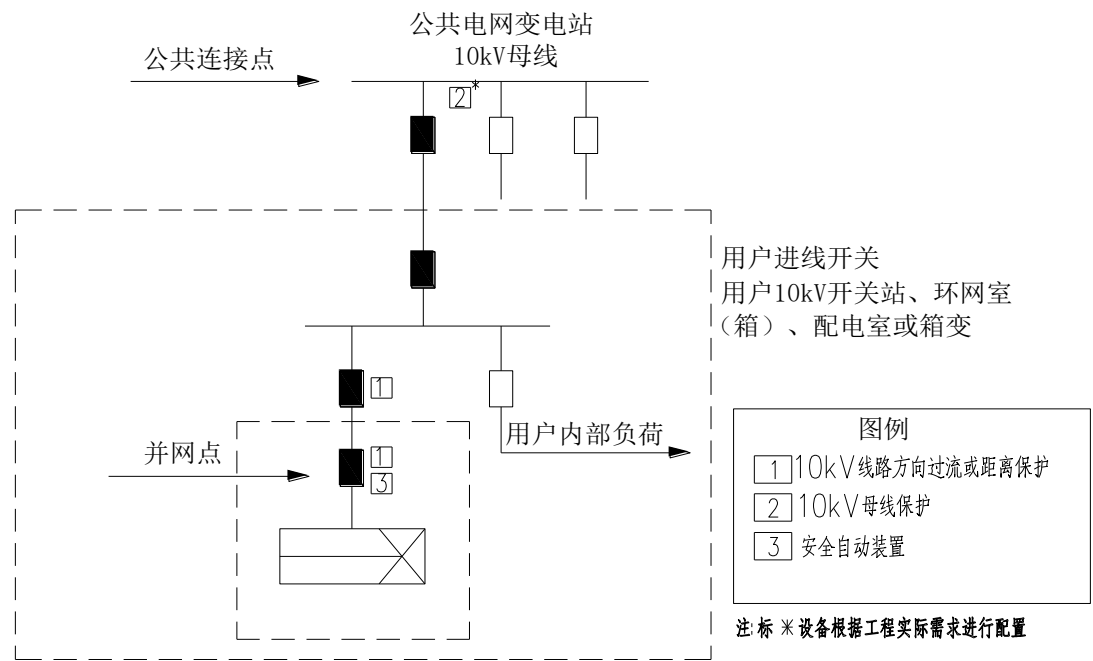


图 21-5 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/1)

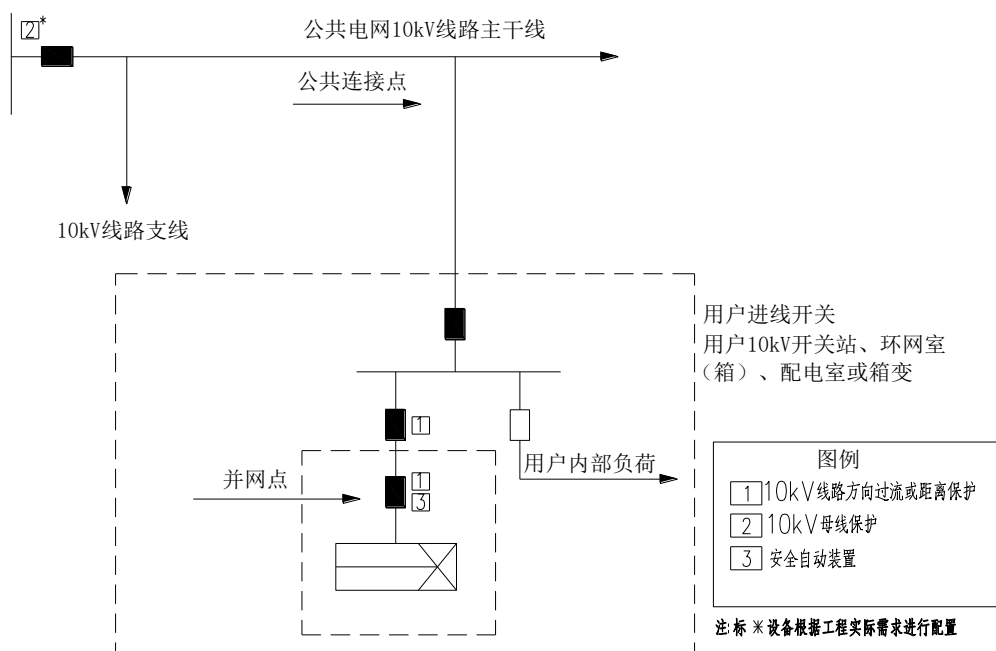


图 21-6 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/2)

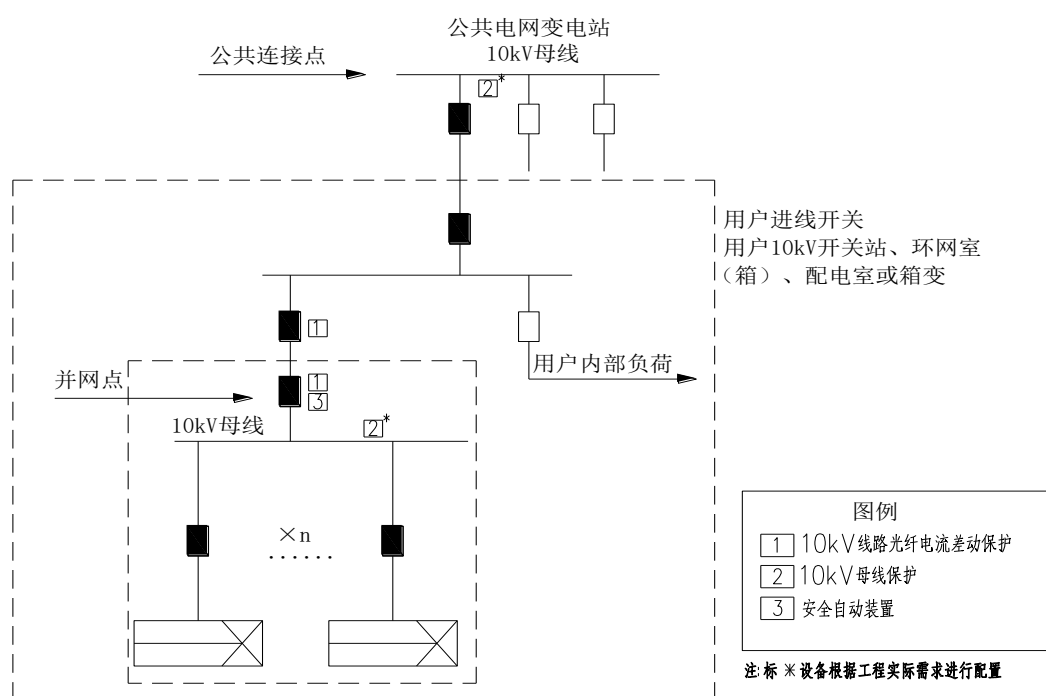


图 21-7 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二/1)

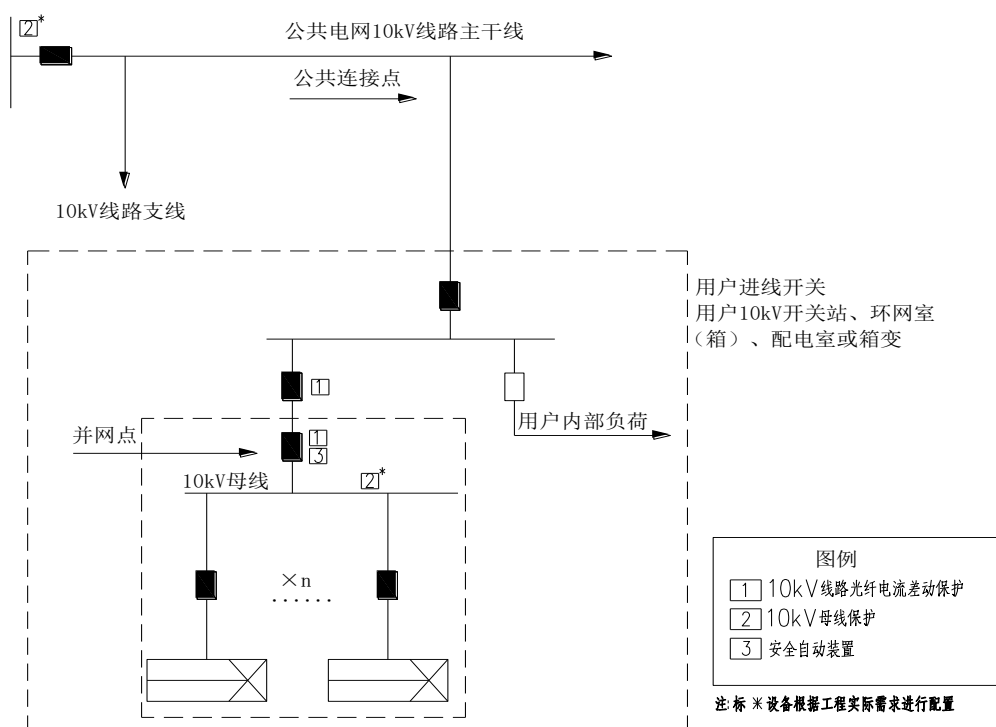


图 21-8 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二/2)

21.3.1.2 设备清单

XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 21-2、表 21-3。

表 21-2 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	安全自动装置		1	套	
	方向过流（距离）保护装置		1	套	
用户站	方向过流（距离）保护装置		1	套	
公共电网站	母线保护装置*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

表 21-3 XFD10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	线路光纤电流差动保护装置*		1	套	
	母线保护装置*		1	套	
	安全自动装置		1	套	
用户站	线路光纤电流差动保护柜		1	套	
公共电网站	母线保护装置*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

21.3.2 系统调度自动化

21.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。运动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

21.3.2.2 配置及要求

(1) 分布式风电远动系统

分布式风电本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方案一：分布式风电本体配置监控系统，具备远动功能，有关分布式风电本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

分布式风电监控系统实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方案二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式风机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

(2) 有功功率控制及无功电压控制

分布式风电远动通信服务器需具备与控制系统的接口，接受调度部门的指令，具体调节方案由调度部门根据运行方式确定。

分布式风电有功功率控制系统应能够接收并执行电网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保分布式风电有功功率及有功功率变化按照电力调度部门的要求运行。

分布式风电无功电压控制系统应根据电力调度部门指令，调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求

（3）电能量计费

1）安装位置与要求

并网电能表设在并网点。关口计量电能表设在关口计量点（最终按用户与业主计量协议为准），安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2）技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应接入电网管理部门电能信息 a 采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

10kV 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.2S 级，无功 2.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.2S、0.2 级。

3）计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台，计费表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统（电费计量信息），电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后，转发光伏发电管理部门。

(4) 电能质量监测装置

应在公共连接点装设满足 GB/T19862 要求的电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数,包括电压、频率、谐波、功率因数等。必要时,在并网点同时配置该装置。电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(5) 远动信息内容

1) 分布式风电

分布式风电向电网调度机构提供的信号至少应该包括:

- a. 分布式风电并网状态;
- b. 分布式风电有功和无功输出、发电量、功率因数;
- c. 并网点分布式风电升压变 10kV 侧电压和频率、注入电网的电流;
- d. 变压器分接头档位、主断路器开关状态等。

(6) 远动信息传输

分布式风电的远动信息传送到调度主管机构,应采用专网方式,宜单路配置专网远动通道,优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时,需在分布式风电配置调度数据专网接入设备 1 套,组柜安装于分布式风电二次设备室。

(7) 二次安全防护

为保证分布式风电内计算机监控系统的安全稳定可靠运行,防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障,二次安全防护实施方案配置如下:

- 1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则,配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线公网方式，需配置加密。

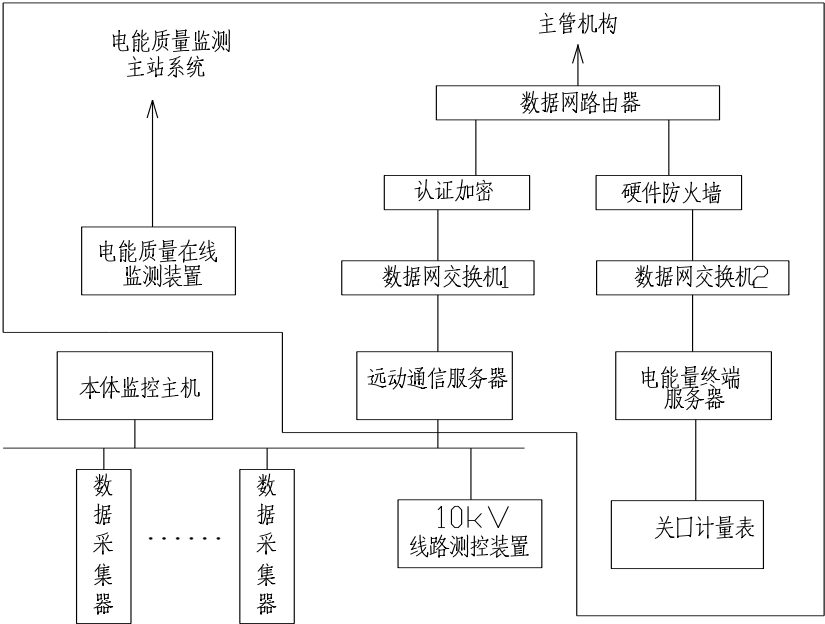
若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

(8) 系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 21-9、图 21-10 所示。

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。



注 虚线框内为风电系统远动设备

图 21-9 XFD10-Z-1 分布式风电调度自动化系统配置（方案一）

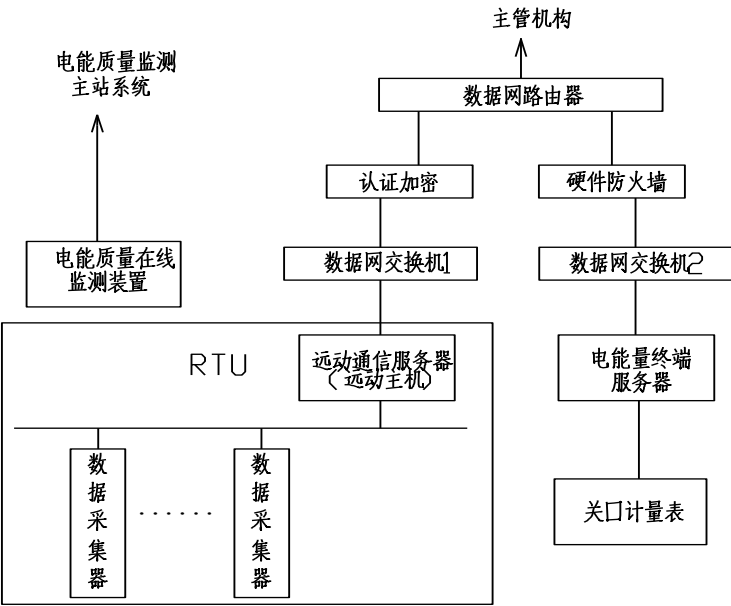


图 21-10XFD10-Z-1 分布式风电调度自动化系统配置（方案二）

21.3.2.3 设备清单

XFD10-Z-1 系统调度自动化配置清单详见表 21-4、表 21-5、表 21-6、表 21-7。

表 21-4 XFD10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案一自发自用）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式 风电	远动通信服务器		1	套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		1	只	
	电能质量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1	套	
用户站	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置
公共电 网站	电能质量在线监测装置		1	套	

表 21-5 XFD10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案一余电上网）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式 风电	远动通信服务器		1	套	与本体计算机监控系统合一
	并网电能表		1	只	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1	套	
用户站	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2	只	
公共电 网站	电能质量在线监测装置		1	套	

表 21-6 XFD10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案二自发自用）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式 风电	RTU		1	套	
	并网电能表		1	只	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1	套	
	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套，硬件防火墙 1 套	1	套	
用户站	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置
公共电 网站	电能质量在线监测装置		1	套	

表 21-7 XFD10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案二余电上网）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式 风电	RTU		1	套	
	并网电能表		1	只	
	电能量终端服务器		1	套	
	MIS 网三层交换机		1	台	
	电力调度数据网接入设备	含 1 台路由器，2 台交换机	1	套	

	二次安全防护设备	含纵向加密装置 1 套， 硬件防火墙 1 套	1	套	
用户站	10kV 线路测控装置		1	套	可采用保护测控合一装置
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	2	只	
公共电网站	电能质量在线监测装置		1	套	

21.3.3 系统通信

21.3.3.1 系统概述

着重介绍分布式风电一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

21.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及分布式风电至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

21.3.3.3 通信现状

简述与分布式风电相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

21.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足分布式风电的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定分布式风电的通信方案。

1. 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

(1) 光缆建设方案

根据分布式风电新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS

光缆、普通光缆，光缆芯数 12 芯或 24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

利用分布式风电新建 10kV 送出线路路径新建光缆到用户 10kV 开关站，通过用户 10kV 开关站跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

（2）通信电路建设方案

光缆通信系统可采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在分布式风电配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成分布式风电至系统侧的通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

当分布式风电采用余电上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在分布式风电配置 2 台工业以太网交换机，在分布式风电接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成分布式风电至接入变电站的通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电

话业务（配网管理）。

当分布式风电采用余电上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

c. SDH 方案

在分布式风电配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设分布式风电至接入变电站的 1+1 通信电路，将分布式风电的通信、自动化等信息接入系统，形成分布式风电至系统的通信通道。

当分布式风电采用余电上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

分布式风电接入系统通信方案见图 21-11、21-12、21-13。

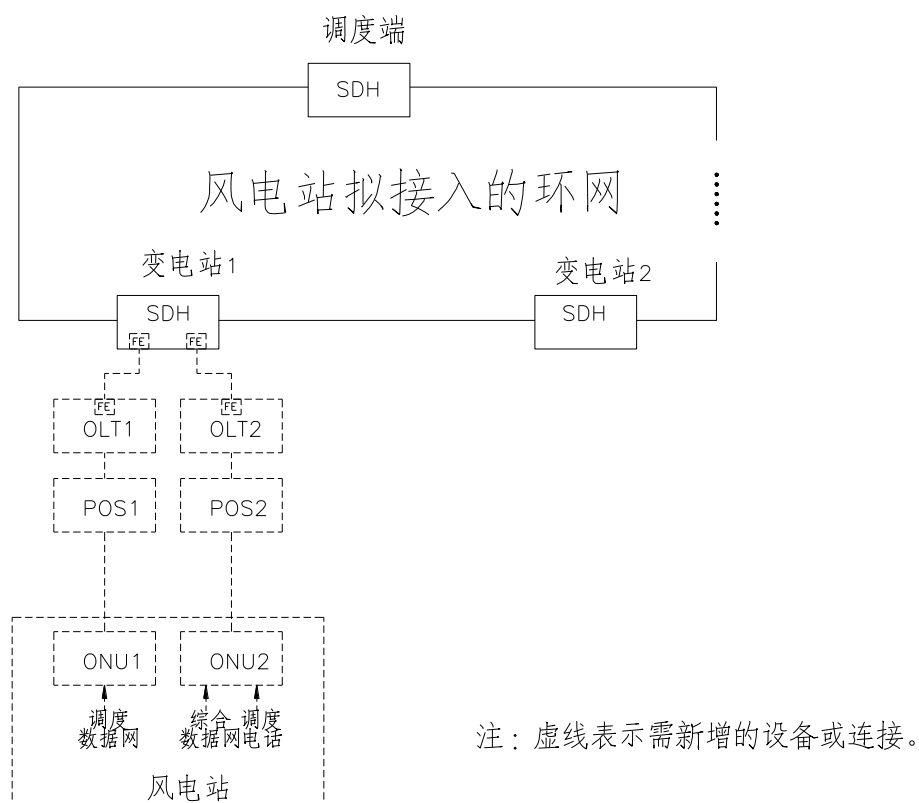


图 21-11 分布式风电接入系统方案图（EPON）

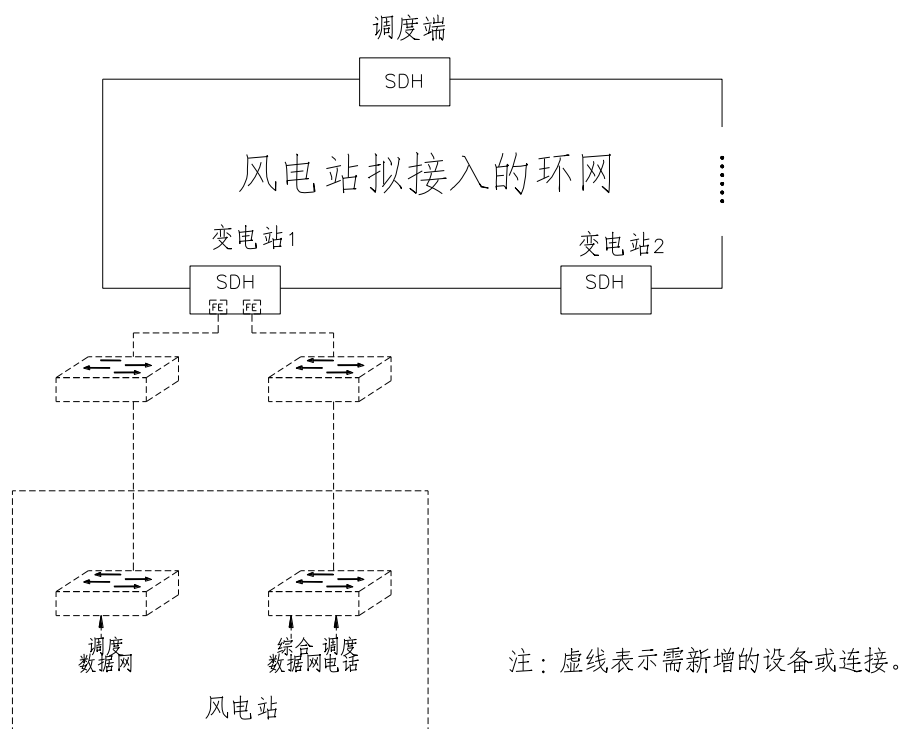


图 21-12 分布式风电接入系统方案图（工业以太网）

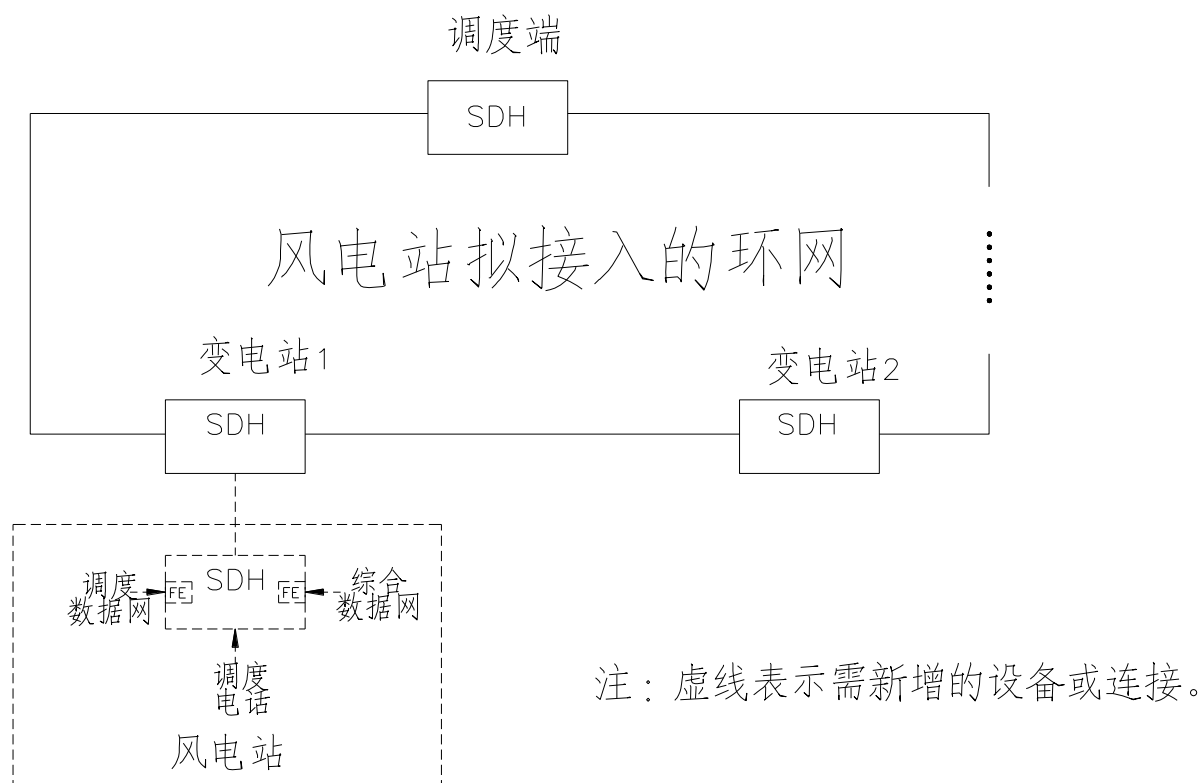


图 21-13 分布式风电接入系统方案图 (SDH)

2. 中压电力线载波

分布式风电侧配置从载波机 1 台，分布式风电拟接入用户 10k 开关站配置主、从载波机各 1 台，系统侧配置主载波机一台。分布式风电通过从载波机将数据汇聚至用户 10k 开关站主载波机，用户 10k 开关站主载波机通过网线或 RS485/232 串行接口接入用户 10k 开关站从载波机，并通过用户 10k 开关站从载波机与系统侧主载波机之间的通信通道将分布式风电信息以及用户 10k 开关站电量信息上传至系统侧。

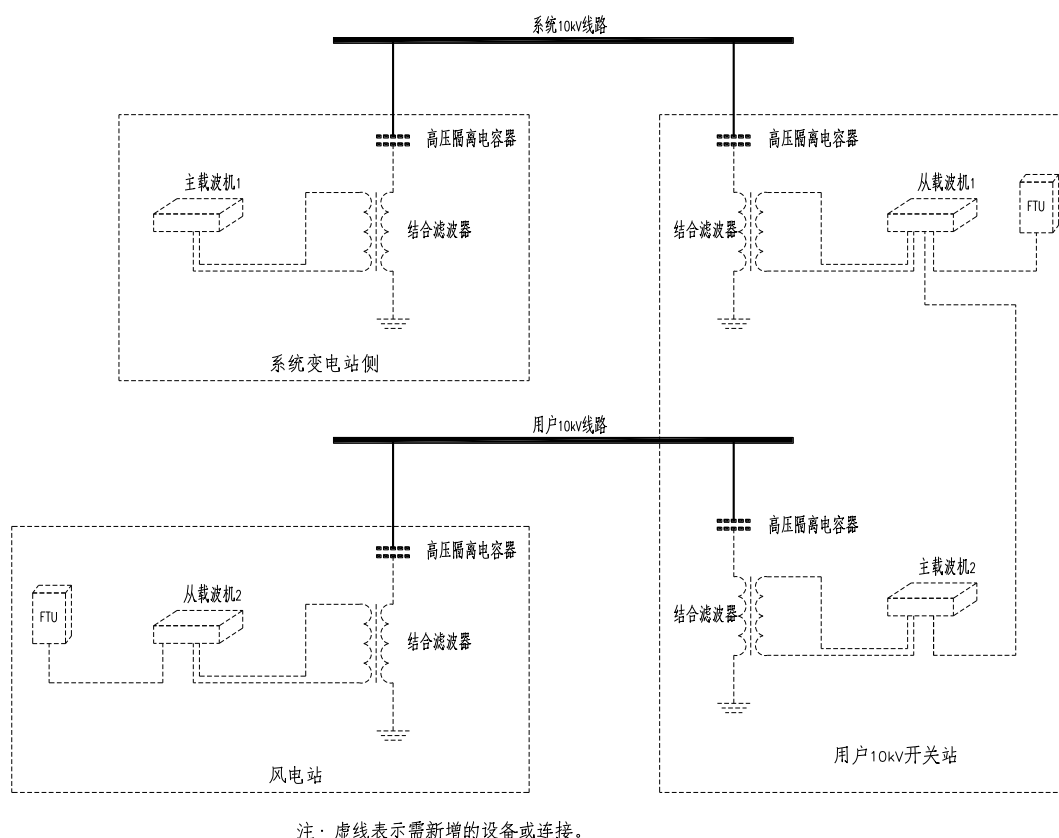


图 21-14 分布式风电接入系统方案图（中压电力线载波）

3. 无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

21.3.3.5 业务组织

根据分布式风电信息传输需求和通信方案，对分布式风电各业务信息通道组织。

21.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的分布式风电，建议采用站内 UPS 交流系统为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的分布式风电，

建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

21.3.3.7 主要设备材料和投资估算

分布式风电接入系统通信所需的主要设备材料详见表 21-8 至 21-12。

1. 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 21-8

表 21-8 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案，具体见表 21-9。

表 21-9 系统通信设备材料清单（采用工业以太网）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网配	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	

	电线电缆		1	套	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 21-10。

表 21-10 系统通信设备材料清单（采用 SDH）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	24芯		公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 21-11。

表21-11 系统通信设备材料清单（采用中压电力载波）

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备 注
分布式风电	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
用户 10k 开关站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		2	套	
	电线电缆		2	套	
	主载波机		1	台	
系统接入变	主载波机		1	台	

电 站	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

第 22 章 380V 接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线方案典型设计（XFD380-T-1）

22.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案，方案号为 XFD380-T-1。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线，接入容量不大于 400kW。

22.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

22.2.1 送出方案

通过 1 回线路，以 380V 接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线。一次系统接线示意图见图 22-1。

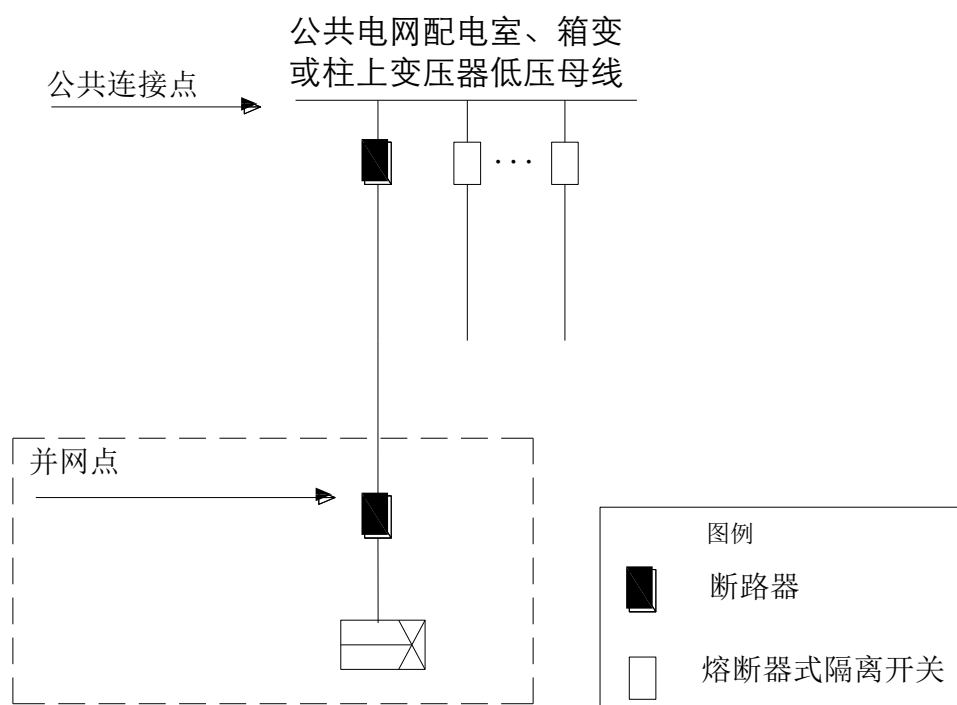


图 22-1 XFD380-T-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的分布式风电，公共连接点为公共电网配电室、箱变或柱上变压器低压母线，单个并网点参考装机容量不大于 400kW。

22.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控制措施。短路电流计算方法见附录 1。

（3）电能质量分析

1) 风力发电系统向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的

质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

2) 风力发电系统向公共连接点注入的直流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

(4) 无功平衡计算

分布式风电应保证发电系统功率因数在 0.95 以上。

22.2.3 主要设备选择原则

(1) 分布式风电主接线

380V 采用单元接线或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式电源送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式电源送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式电源发电效率等因素；

2) 分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择；常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2

(3) 开断设备

应设置明显开断点，并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用微型、塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。

22.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 22-2。

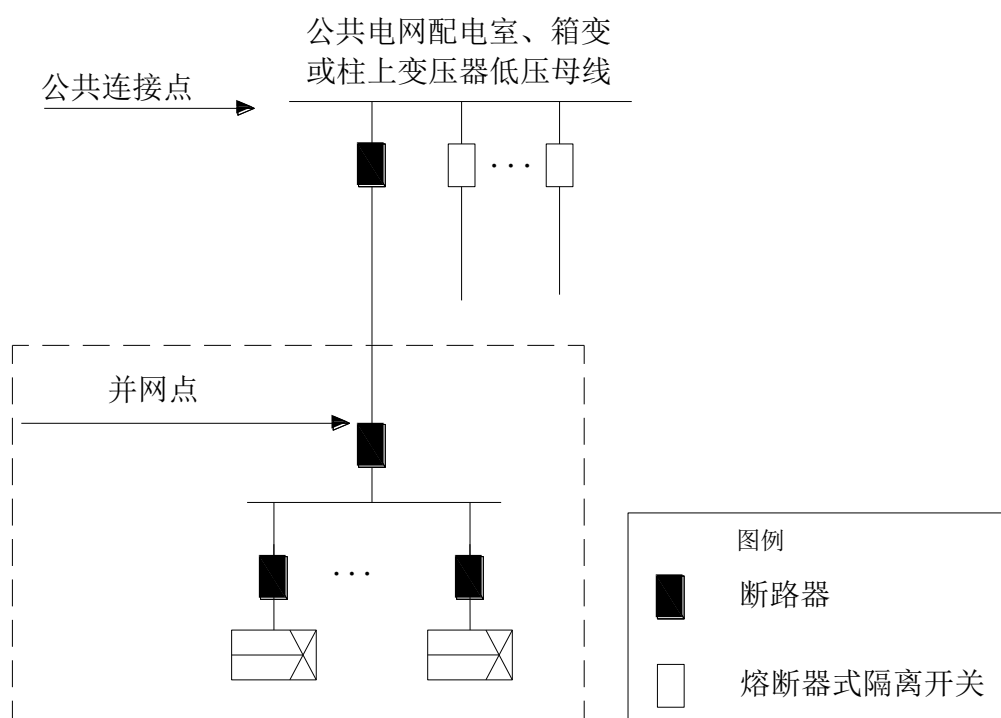


图 22-2 XFD380-T-1 方案原则电气主接线图

22.2.5 系统对分布式风电的技术要求

22.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度和闪变等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由风力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

分布式风电接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定，公用电网谐波电压限值详见附录 3。

分布式风电接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定，应不超过附录 3 中规定的允许值，其中分布式风电向电网注入的谐波电流允许值按此分布式风电装机容量与其公共连接点的供电设备容量之比

进行分配。

（2）电压偏差

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此分布式风电接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

分布式风电接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）闪变

风电场所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB12326 的要求，其中风电场引起的长时间闪变值 P_{1t} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配，或按照与电网企业协商的方法进行分配。

22.2.5.2 电压异常时的响应特性

分布式风电应在电压异常时按照附录 4 要求的时间停止向电网送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

22.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

22.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见附表 22-1。

表 22-1 一次设备清单

	设 备 名 称	型号及规格	数量	单位	备注
公用箱变或配电室	塑壳或万能断路器*		1	台	
送出线路	380V 架空线路或电缆 (含敷设方式)		按需	公里	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作设计参考，不做产权划分及投资考虑。

22.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

22.3.1 系统继电保护及安全自动装置

22.3.1.1 配置及选型

(1) 380V 线路保护

分布式电源以 380V 电压等级接入电网时，并网点、接入点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能，按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护装置。

(2) 母线保护

本方案 380V 不配置母线保护。

(3) 系统侧校验

需要时，应校验系统侧的相关保护与安全自动装置是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可；若不能满足分布式风电接入方案的要求，则系统侧的相关保护与安全自动装置需

要按照风力发电接入 10kV 相应方案进行配置。

22.3.1.2 设备清单

本方案系统继电保护由断路器自带功能完成，无需单独配置二次设备。

22.3.2 系统调度自动化

22.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案分布式风电所发电量全部上网，发电系统性质为公用风力发电系统，不考虑建立调度关系。

22.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案暂只需要上传发电量信息，并送至主管机构，不配置独立的远动系统。

(2) 电能量计量

1) 安装位置

电能量计量关口点设在关口计量点（最终按用户与业主计量协议为准）。

2) 技术要求

关口计量点按单表设计，关口计量点电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级，无功 2.0 级，电压互感器的准确度应为 0.2 级，电流互感器准确度不应低于 0.5S 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应接入电网管理部门电能

信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。22.3.2.3 设备清单

XFD380-T-1 系统调度自动化配置清单详见表 22-2。

表 22-2 XFD380-T-1 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	关口计量电能表		1	只	含电能质量监测功能
	电能计量箱		1	台	

22.3.3 系统通信

22.3.3.1 信息需求

本方案需上传电流、电压和发电量信息。

22.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线公网，应采取信息安全防护措施。

在箱变或配电室配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

无线接入时，应满足安全防护的要求。

22.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

22.3.3.4 主要设备材料

风电接入系统通信所需的主要设备材料详见表 22-3。

表 22-3 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
分布式风电	无线采集终端*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

第 23 章 380V 接入用户配电室、箱变或柱上变压器 低压母线方案典型设计（XFD380-Z-1）

23.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式风电接入系统典型设计方案，方案号为 XFD380-Z-1。

本方案采用 1 回线路将分布式风电接入用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线，接入容量不大于 400kW。

23.2 接入系统一次

分布式风电接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

23.2.1 送出方案

通过 1 回线路，以 380V 接入用户配电室、箱变或柱上变压器低压母线。一次系统接线示意图见图 23-1。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在分布式风电与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

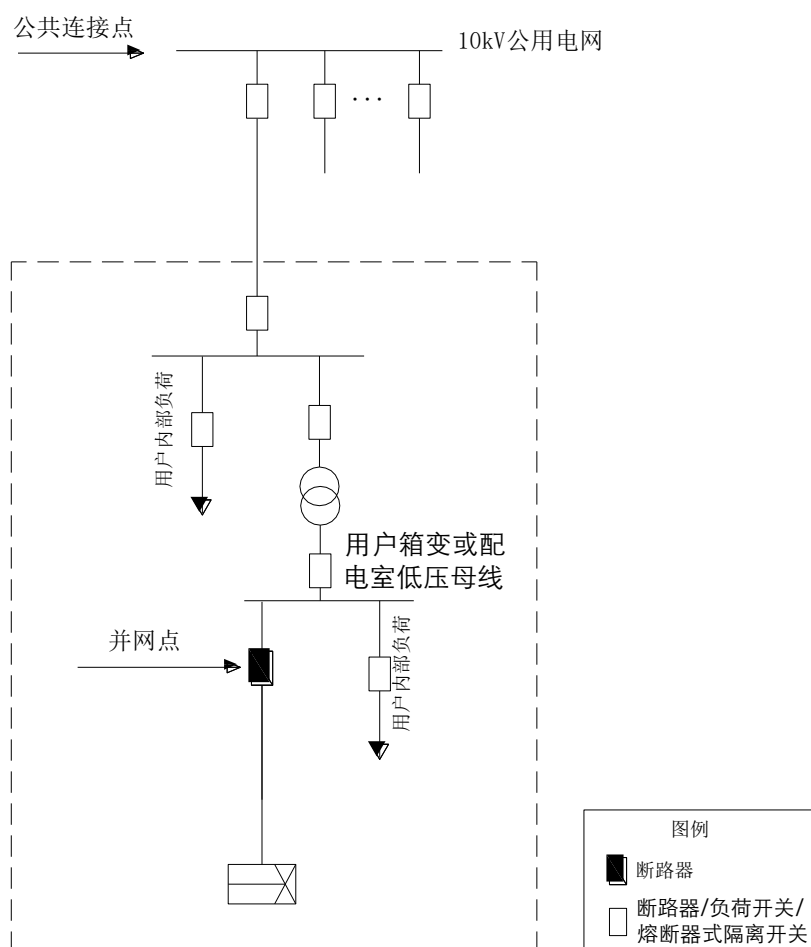


图 23-1 XFD380-Z-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于自发自用/余电上网（接入用户电网）的分布式风电，单个并网点参考装机容量不大于 400kW。

23.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和分布式风电并网点在分布式风电接入前后的短路电流，为电网相关厂站及分布式风电的开关设备选择提供依据。如短路电流超标，应提出相应控

制措施。短路电流计算方法见附录 1。

(3) 电能质量分析

1) 风力发电系统向当地负荷提供电能和向电网送出电能的质量, 在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面, 满足现行国家标准 GB/T 14549《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的有关规定。

2) 风力发电系统向公共连接点注入的直流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

(4) 无功/电压调节

分布式风电应保证发电系统功率因数在 0.95 以上。

23.2.3 主要设备选择原则

(1) 分布式风电主接线

380V 采用单元接线或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式电源送出线路导线截面选择应遵循以下原则:

1) 分布式电源送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取, 并考虑分布式电源发电效率等因素;

2) 分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择;。
常见的分布式风电送出线路的截面选择见附录 2

(3) 开断设备

应设置明显开断点, 并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用微型、塑壳式或万能断路器, 根据短路电流水平选择设备开断能力, 并需留有一定裕度, 应具备电源端与负荷端反接能力。

23.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 23-2。

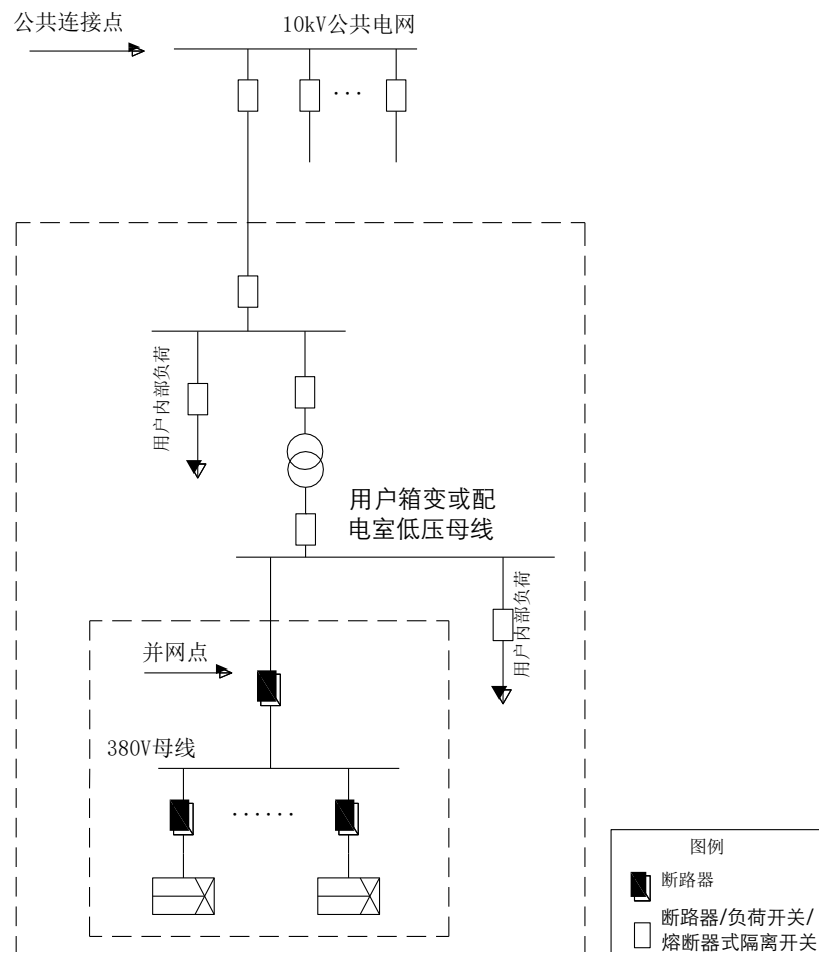


图 23-2 XFD380-Z-1 方案原则电气主接线图

23.2.5 系统对分布式风电的技术要求

23.2.5.1 电能质量

由于风力发电系统出力具有波动性和间歇性，接入配电网会对当地电网的电能质量产生一定的影响，包括谐波、电压偏差、电压波动、电压不平衡度等方面。为了能够向负荷提供可靠的电力，由风力发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 谐波

分布式风电接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549《电能质量 公共电网谐波》的规定，公用电网谐波电压限值详

见附录 3。

分布式风电接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549 《电能质量 公共电网谐波》的规定，应不超过附录 3 中规定的允许值，其中分布式风电向电网注入的谐波电流允许值按此分布式风电装机容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

（2）电压偏差

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（3）电压波动

分布式风电接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于分布式风电出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此分布式风电接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（4）电压不平衡度

分布式风电接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过 GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》规定的限值，公共连接点的负序电压不平衡度应不超过 2%，短时不得超过 4%；其中由分布式风电引起的负序电压不平衡度应不超过 1.3%，短时不超过 2.6%。

（5）闪变

风电场所接入的公共连接点的闪变干扰允许值应满足 GB12326 的要求，其中风电场引起的长时间闪变值 P_{1t} 和短时间闪变值 P_{st} 按照风电场装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配，或

按照与电网企业协商的方法进行分配。

23.2.5.2 电压异常时的响应特性

分布式风电应在电压异常时按照附录 4 要求的时间停止向电网送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

23.2.5.3 频率异常时的响应特性

分布式风电应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够按照附录 5 的要求对电网频率偏离做出响应。

23.2.6 设备清单

本方案一次设备清单见表 23-1。

表 23-1 380V 接入方案一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
用户箱变或配电室	塑壳或万能式断路器*		1	只	
送出线路	380V 架空线或电缆（含敷设方式）		按需	公里	
分布式风电	并网专用开关		1	只	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置；设备清单仅作参考，不做产权划分及投资考虑。

23.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

23.3.1 系统继电保护及安全自动装置

23.3.1.1 配置及选型

(1) 380V 线路保护

分布式电源以 380V 电压等级接入电网时，并网点、接入点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能，按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护装置。

(2) 母线保护

380V 电压等级不配置母线保护。

(3) 用户侧校验

若方案为余电上网模式，则需要校验用户侧的相关保护与安全自动装置是否满足分布式风电接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足分布式风电接入方案的要求，则用户侧的相关保护与安全自动装置需要按照风力发电接入相应方案进行配置。

23.3.1.2 设备清单

本方案系统继电保护由断路器自带功能完成，无需单独配置二次设备。

23.3.2 系统调度自动化

23.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案分布式风电接入模式为自发自用/余电上网，不考虑建立调度关系。

23.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案需上传电流、电压和发电量信息，并送至主管机构，不配置独立的远动系统。

需要校验用户侧箱变或配电室是否满足接入要求。若能满足接入的要求，则说明即可。若不能满足接入方案的要求，则用户侧箱变或配电室需要配置相应的远方终端。

(2) 电能量计量

1) 安装位置

并网电能表设在并网点，关口计量电能表设在关口计量点。

2) 技术要求

关口计量点按单表设计，关口计量点电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级，无功 2.0 级，电压互感器的准确度应为 0.2 级，电流互感器准确度不应低于 0.5S 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。计量表采集信息应接入电网管理部门电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

23.3.2.3 设备清单

XFD380-Z-1 系统调度自动化配置清单详见表 23-2。

表 23-2 XFD380-Z-1 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
用户箱变或配电室	电能表*		2	只	自发自用余电上网
			1	只	自发自用

注：标“*”设备根据工程实际需求进行配置。

23.3.3 系统通信

23.3.3.1 信息需求

本方案需上传电流、电压和发电量信息。

23.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线公网，应采取信息安全防护措施。

在用户箱变或配电室配置 1 套无线采集终端装置；也可接入现有集抄系统实现电量信息远传。

380V 并网运行信息应统一采集后，经统一的通信通道传输至相关部门。

23.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

23.3.3.4 主要设备材料

风电接入系统通信所需的主要设备材料详见表 23-3。

表 23-3 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
用户箱变 或配电室	无线采集终端*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

第五篇 燃机（同步电机型）接入系统典型 设计方案

第 24 章 10kV 接入公共电网变电站方案典型设计 (XRJ10-T-1)

24.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式燃机发电接入系统典型设计方案，方案号为 XRJ10-T-1。

本方案采用 1 回线路将分布式燃机接入公共电网变电站 10kV 母线，接入容量在 400kW~6MW 之间。

24.2 接入系统一次

燃机电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

24.2.1 送出方案

本方案采用 1 回线路接入公共电网变电站 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 24-1。

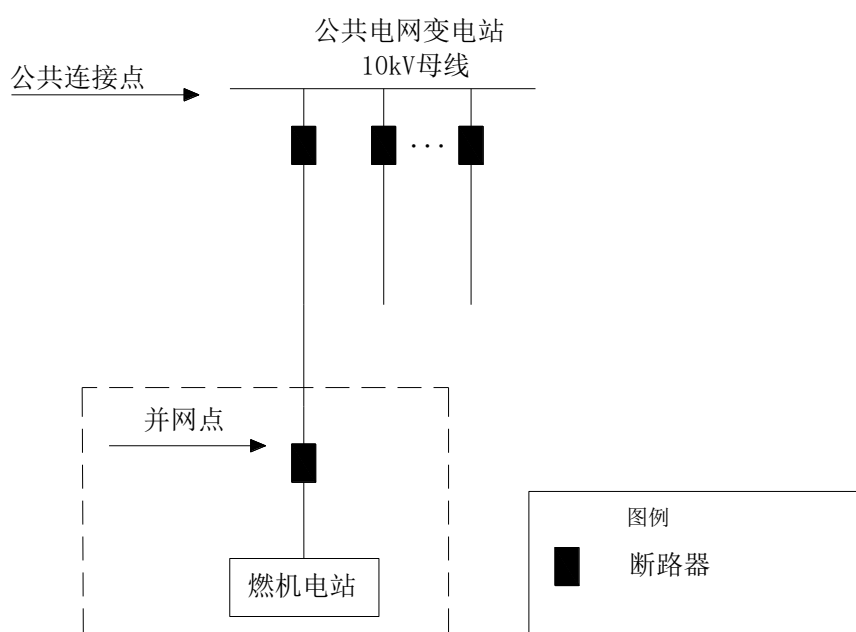


图 24-2 XRJ10-T-1 方案一次系统接线示意图

本方案主要适用于全部上网（接入公共电网）的燃机电站，公共连接点为公共电网变电站 10kV 母线，单个并网点的参考装机容量 400kW ~ 6MW。

24.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式燃机接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和燃机电站并网点在燃机电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站、燃机电站的开关及互感器等配电设备选择提供依据。如短路电流超标，应采用串联电抗器等限制措施。短路电流计算方法见附录 1。

24.2.3 主要设备选择原则

(1) 主接线

10kV 采用单元或单母线接线。

(2) 升压站主变

升压用变压器容量选用应满足燃机接入要求，电压等级为 10/0.4kV。若变压器同时为负荷供电，可根据实际情况选择容量。变压器性能参数见附录 6。

(3) 送出线路导线截面

分布式电源送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式电源送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式电源发电效率等因素；

2) 分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择。常见的燃机电站送出线路的截面选择见附录 2。

(4) 开断设备

分布式电源并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

当分布式电源并网公共连接点配置负荷开关时，宜改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。

24.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 24-2。

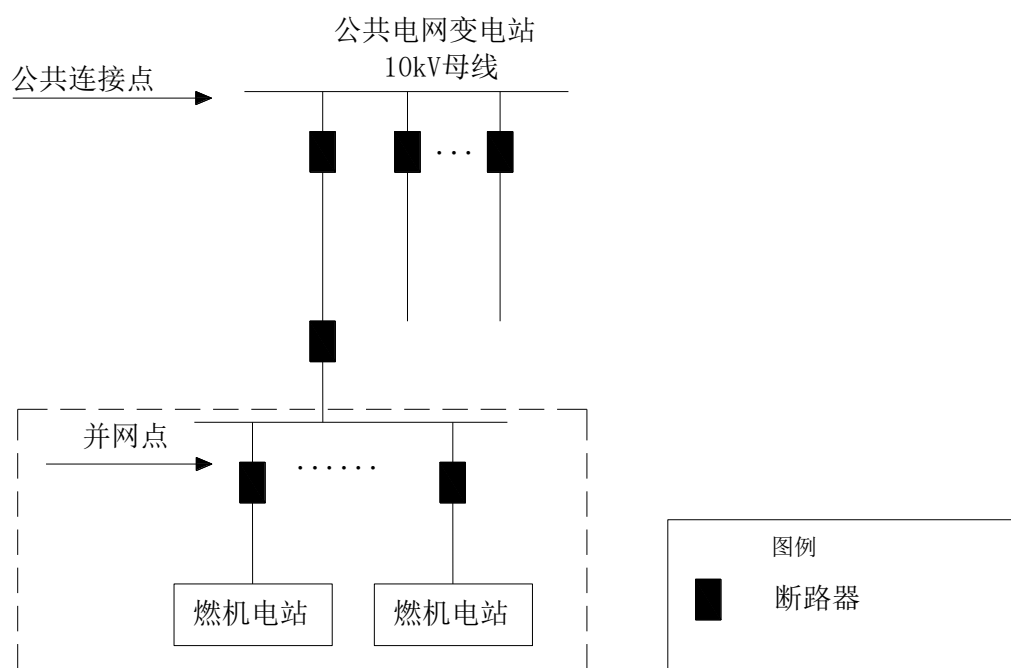


图 24-2 X RJ10-T-1 方案原则电气主接线图

24.2.5 系统对燃机电站的技术要求

为了能够向负荷提供可靠的电力，由燃机发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 电压偏差

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(2) 电压波动

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于燃机电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此燃机电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(3) 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相

系统中的任何一相。

(4) 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

24.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 24-1。

表 24-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公共电网变电站	10kV 开关柜* (含 TV)		1	面	
送出线路	10kV 架空线或电缆(含敷设方式)		按需		

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

24.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

24.3.1 系统继电保护及安全自动装置

24.3.1.1 配置及选型

(1) 10kV 线路保护

1) 配置原则

燃机电站线路发生短路故障时，线路保护应能快速动作，满足故障时快速可靠切除故障的要求。10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护，必要时 10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

2) 技术要求

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下, 发生各种短路故障时, 线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动, 振荡过程中再故障时, 应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms (不包括通道传输时间), 返回时间不大于 30ms (从故障切除到保护出口接点返回)。

f. 手动合闸于故障线路上时, 保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能, 具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时, 保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

对于设置 10kV 母线的燃机电站, 10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时, 一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障; 当线路保护不能满足母线保护需要时, 应配备独立的母线保护。

2) 技术要求

a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b. 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作, 并应允许使用不同变比的电流互感器。

c. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 孤岛保护与安全自动装置

无需专门设置孤岛保护, 分布式电源切除时间应与线路保护、重

合闸、备自投等配合，以避免非同期合闸。

有计划性孤岛要求的分布式发电系统，应配置频率、电压控制装置，孤岛内出现电压、频率异常时，可对发电系统进行控制。

在燃机电站侧装设一套安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制，频率电压异常紧急控制装置应具备滑差闭锁功能、判断短路功能和低频、低压解列功能以及高频率、高电压切机功能。

（4）系统侧变电站

1）继电保护

需要校验系统变电站的相关的继电保护是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则系统变电站需要做相关的继电保护配置方案调整。

2）其他要求

需核实变电站侧备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

（5）对其他专业的要求

1）对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2）对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3）燃机电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置等设备使用。

（6）系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 24-3、24-4。

方案一：10kV 线路配置过流保护

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护

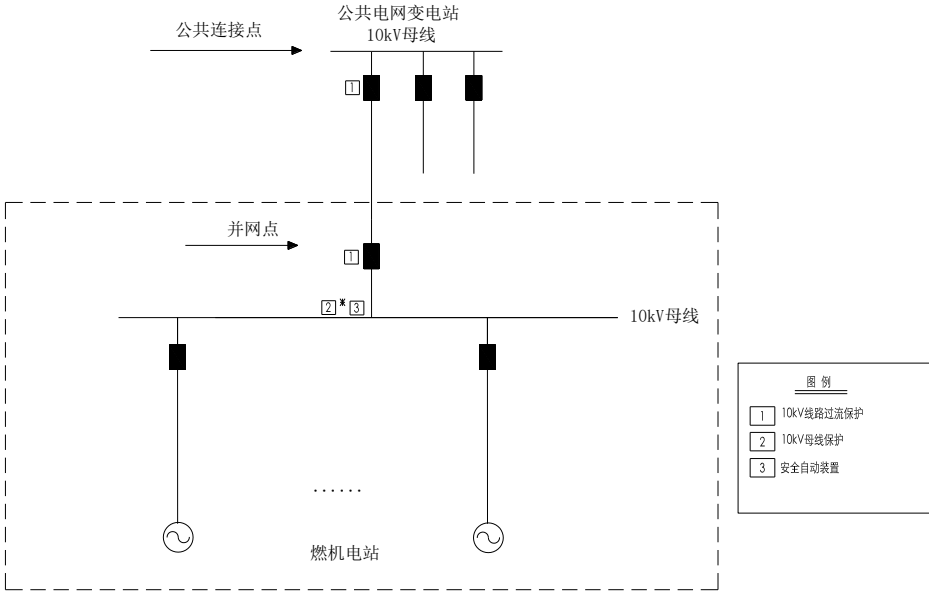


图 24-3 XRJ10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一)

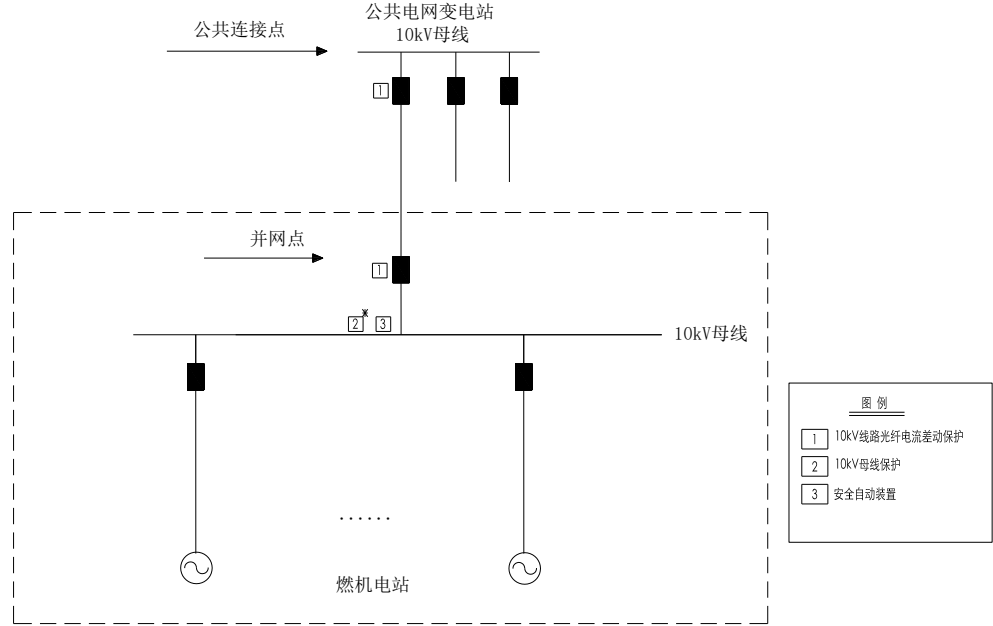


图 24-4 XRJ10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

24.3.1.2 设备清单

XRJ10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 24-2、24-3。

表 24-2 XRJ10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	线路方向过流保护		1	套	

	安全自动装置		1	套	
	母线保护*		1	套	
系统站	线路方向过流保护		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 24-3 XRJ10-T-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	线路光纤电流差动保护		1	套	
	安全自动装置		1	套	
	母线保护*		1	套	
系统站	线路光纤电流差动保护		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

24.3.2 系统调度自动化

24.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案燃机电站所发电量全部上网由电网收购。

24.3.2.2 配置及要求

（1）远动系统

燃机电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，应独立配置远方终端，采集相关信息。

方式一：燃机电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关燃机电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

燃机电站监控系统实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方式二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主

机配置), 需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能, 实时采集并网运行信息, 并上传至相关电网调度部门; 配置远程遥控装置的燃机电站, 应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停的指令。

(2) 同期装置

1) 燃机电站侧

当燃机电站配置计算机监控系统时, 燃机的正常并列由监控系统相应的测控装置实现。

当燃机电站未配置计算机监控系统时, 需单独配置一套同期装置, 来实现发电机的正常并列。

2) 系统侧

按当地调度管理规程要求执行。

(3) 电能量计量

1) 安装位置与要求

本方案在关口计量点设置关口计量电能表(最终按用户与业主计量协议为准), 安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2) 技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表, 至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能, 配有标准通信接口, 具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能, 电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.2S 级, 无功 2.0 级, 并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台,关口计量电能表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息)。

(4) 系统变电站

燃机电站接入系统变电站变后,应明确系统变电站调度运行管理关系及相关测控设备配置。

测控装置信息接入本变电站现有监控系统。

(5) 远动信息内容

1) 燃机电站

a. 遥测:

10kV 线路的有功功率、无功功率、有功电度及电流;

燃机电站侧有功功率、无功功率、有功电度及电流;

燃机供热量。

b. 遥信:

所有断路器位置信号;

10kV 线路保护动作信号;

发电机保护动作信号;

同期信号;

事故总信号。

2) 系统变电站

a. 遥测:

新增 10kV 线路的有功功率、无功功率、有功电度及电流;

b. 遥信:

新增 10kV 线路断路器位置信号;

新增 10kV 线路主保护动作信号;

（6）远动信息传输

燃机电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在燃机电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于燃机电站二次设备室。

（7）二次安全防护

为保证燃机电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1）按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2）纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3）横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线公网方式，需配置加密装置。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

（8）系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 24-5、图 24-6：

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。

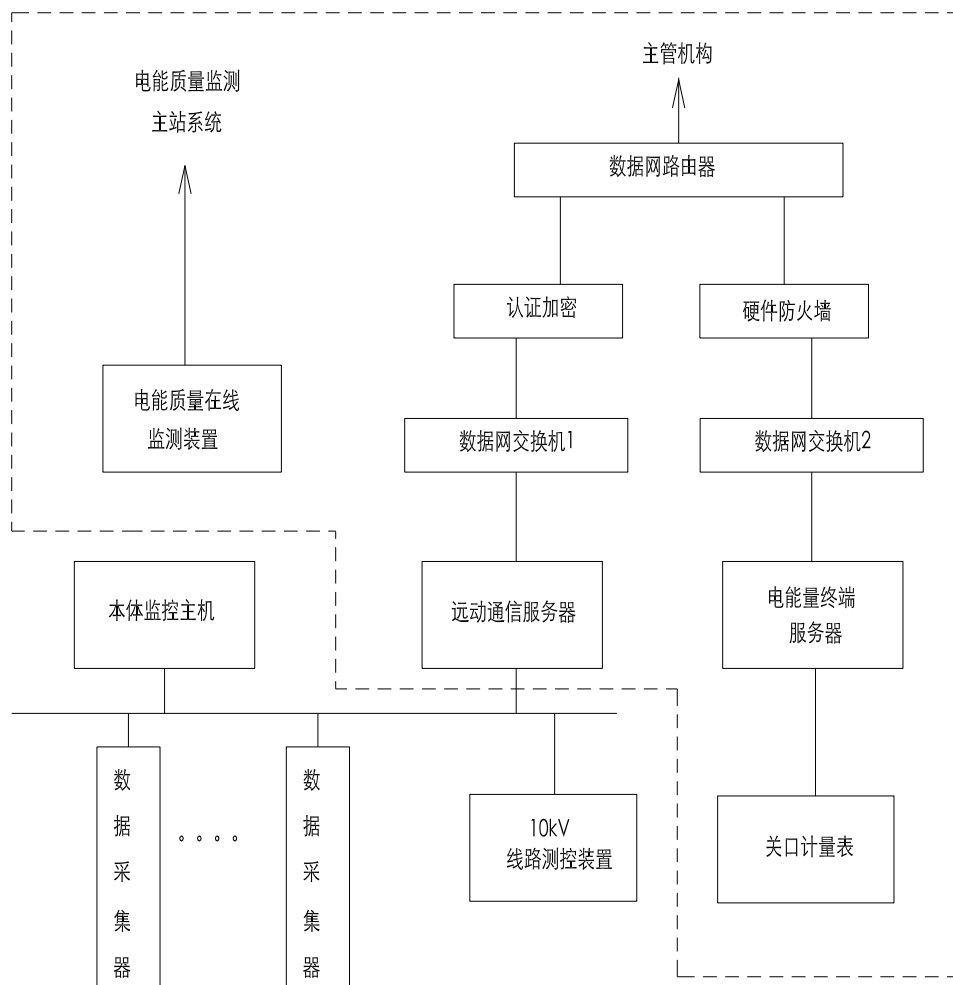


图 24-5XRJ10-T-1 燃机电站调度自动化系统图（方案一）

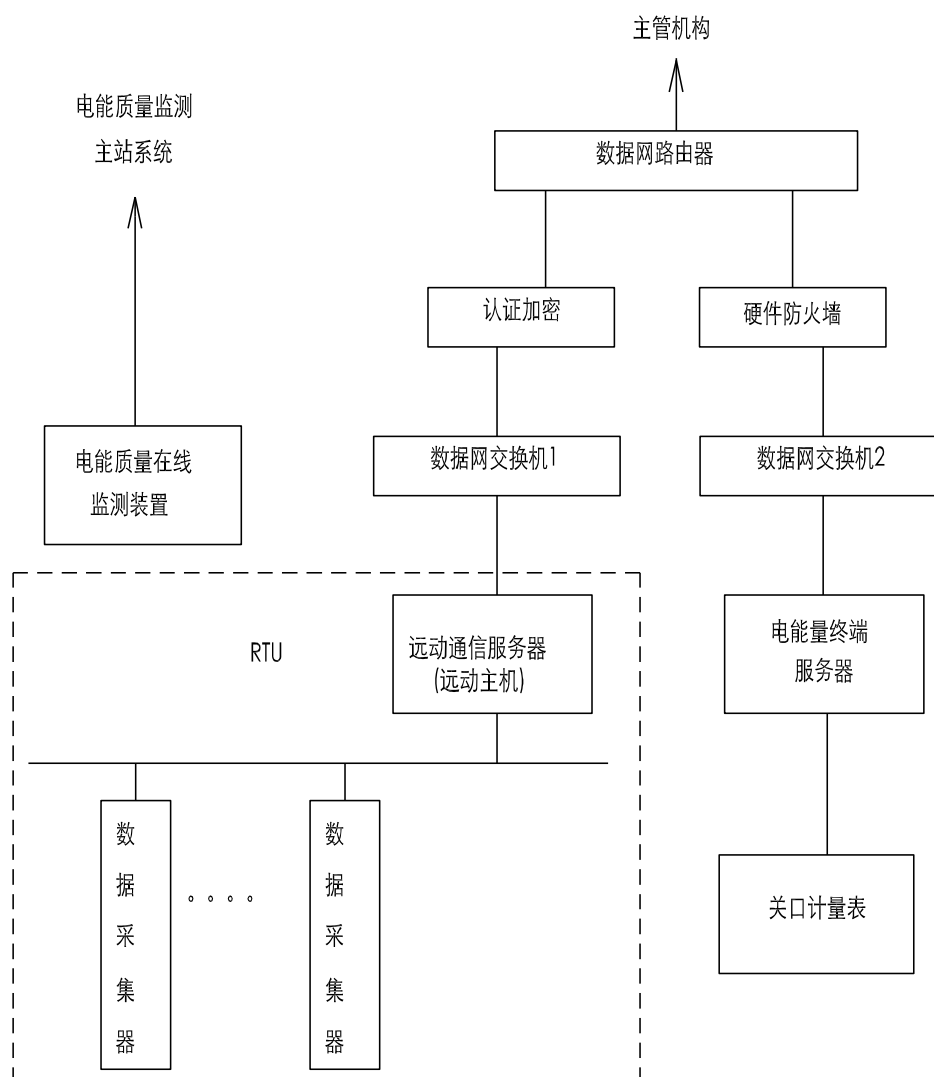


图 24-6 XRJ10-T-1 燃机电站调度自动化系统图（方案二）

24.3.2.3 设备清单

XRJ10-T-1 系统调度自动化配置清单详见表 24-4、表 24-5。

表 24-4 XRJ10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	远动通信服务器		1	套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口计量电能表	含主、副表各1只	2	只	
	电能量终端服务器*			1套	
	电能质量在线监测装置		1	套	
	MIS 网三层交换机*		1	台	
	电力调度数据网接	含1台路由器，	1	面	

	入设备柜*	2台交换机			
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置1套，硬件防火墙1套	1	套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		1	套	
系统侧	10kV 线路保护测控装置		1	套	
	关口计量电能表*		1	只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 24-5 XRJ10-T-1 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	RTU		1	套	
	关口计量电能表	含主、副表各1只	2	只	
	电能量终端服务器*		1	套	
	电能质量在线监测装置		1	套	
	MIS 网三层交换机*		1	台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含1台路由器，2台交换机	1	面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置1套，硬件防火墙1套	1	套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		1	套	
系统侧	10kV 线路保护测控装置		1	套	
	关口计量电能表*		1	只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

24.3.3 系统通信

24.3.3.1 系统概述

着重介绍燃机电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

24.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通

道的要求，以及燃机电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

24.3.3.3 通信现状

简述与燃机电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

24.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足燃机电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定燃机电站的通信方案。

（1）光纤通信

结合各地电网整体通信网络现状及规划，可选用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据燃机电站新建 10kV 送出线路的不同型式，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12 芯或 24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。进入燃机电站的引入光缆，宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

a. EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在燃机电站配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成燃机电站至系统侧的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

b. 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在燃机电站配置 2 台工业以太网交换机，在燃机电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利用上述光缆，形成燃机电站至接入变电站的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

c. SDH 方案

在燃机电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设燃机电站至接入变电站的 1+1 通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统，形成燃机电站至系统的通信通道。

燃机电站接入系统通信方案见图 24-7、24-8、24-9。

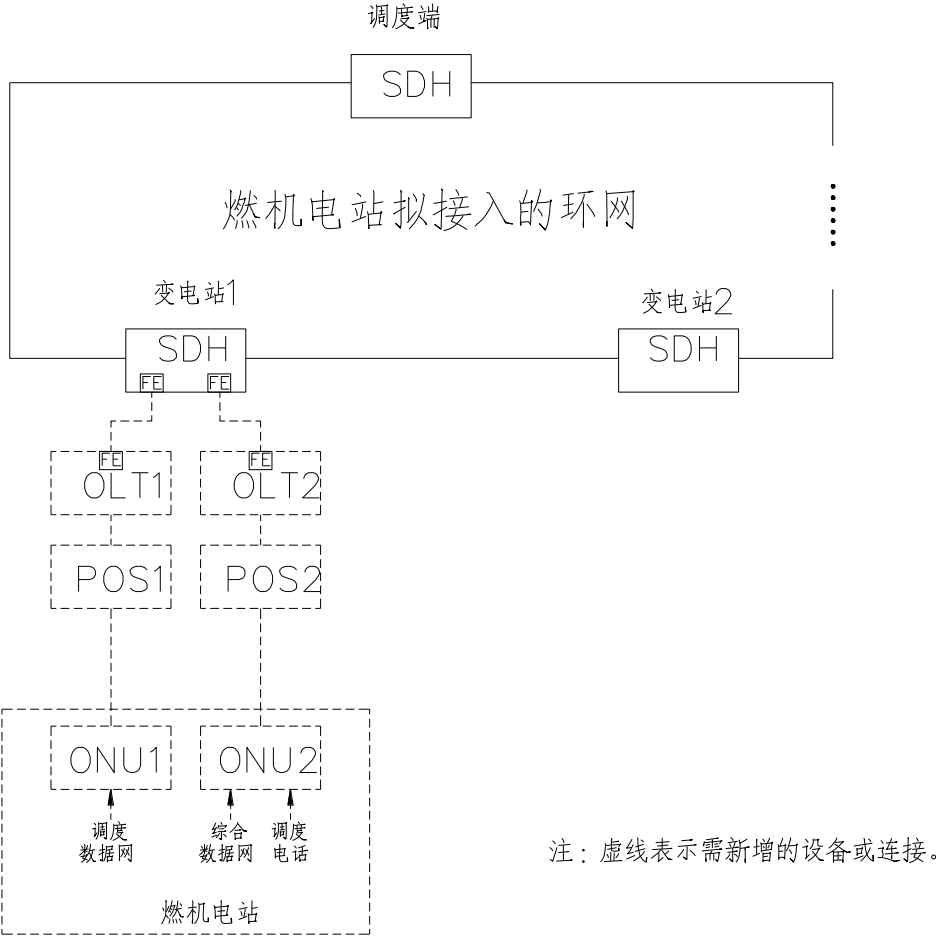


图 24-7 燃机电站接入系统方案图 1（EPON）

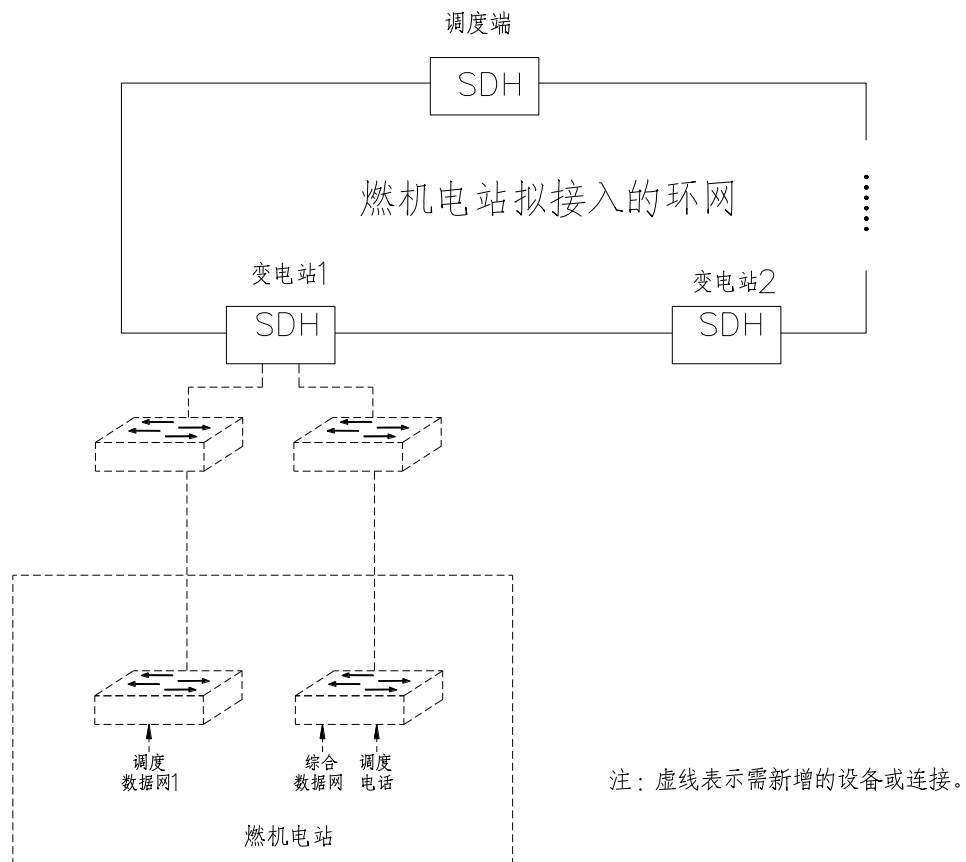


图 24-8 燃机电站接入系统方案图 2（工业以太网）

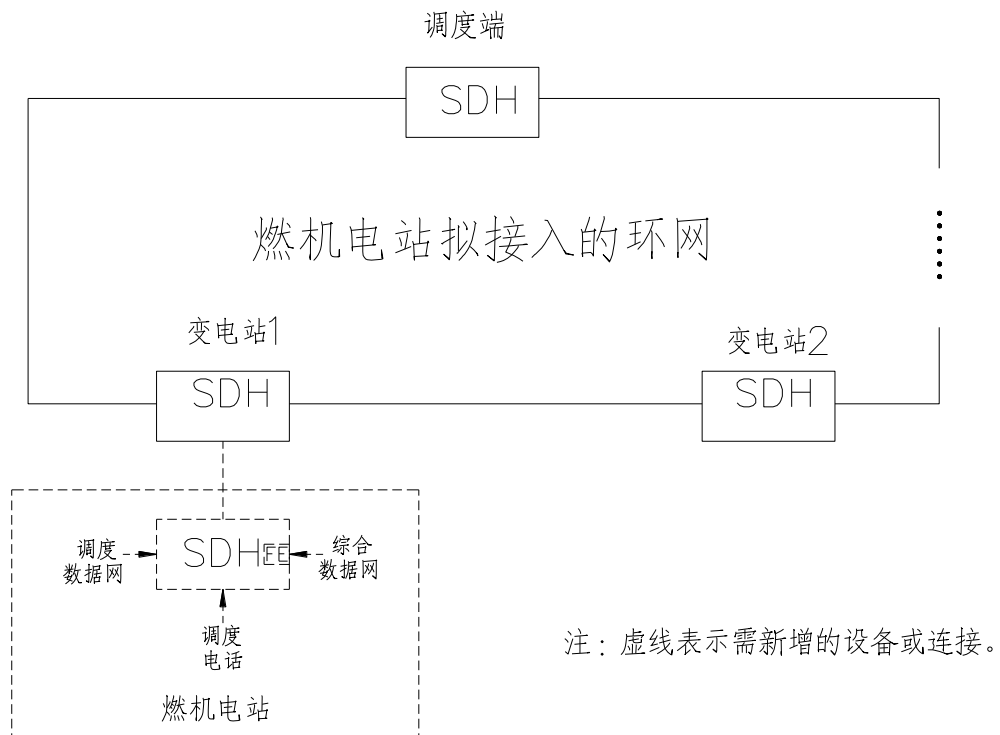
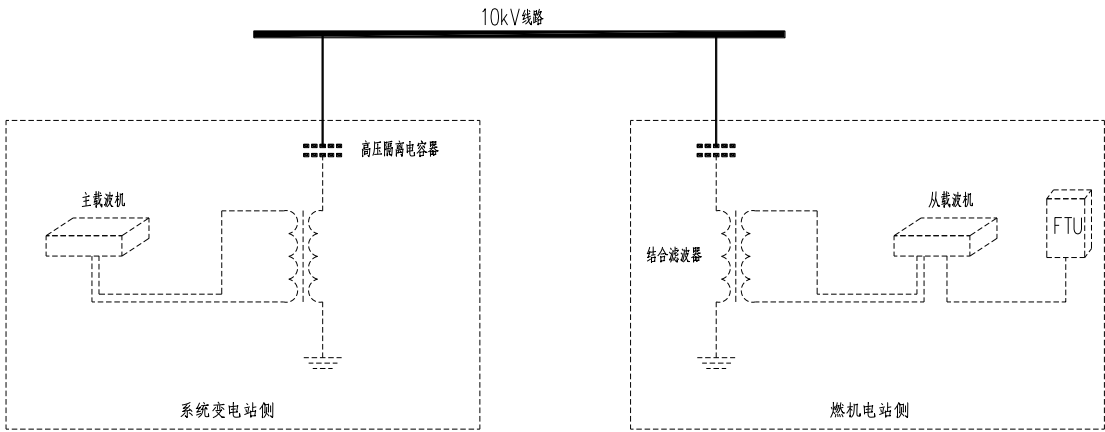


图 24-9 燃机电站接入系统方案图 3（SDH）

（2）中压电力线载波

在燃机电站拟接入变电站侧配置主载波机，燃机电站侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，将数据信息上传。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 24-10 燃机电站接入系统方案图 4（中压电力线载波）

（3）无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

24.3.3.5 业务组织

根据燃机电站信息传输需求和通信方案，对燃机电站各业务信息通道组织。

24.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的燃机电站，建议采用站内 UPS 交流电源为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的燃机电站，建议采用站用直流系统通过 DC/DC 变换为-48V 为设备供电。

24.3.3.7 主要设备材料清单

燃机电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 24-6、24-7、24-8、24-9、24-10。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 24-6。

表 24-6 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	OLT		2	台	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案，具体见表 24-7。

表 24-7 系统通信设备材料清单（采用工业以太网）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	

	工业以太网交换机		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

(3) 采用 SDH 接入方案，具体见表 24-8。

表 24-8 系统通信设备材料清单(采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 直流变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 24-9。

表 24-9 系统通信设备材料清单(采用中压电力线载波)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	主载波机		1	套	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

第 25 章 10kV 接入公共电网开关站、环网室(室)、 配电室或箱变方案典型设计 (XRJ10-T-2)

25.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式燃机发电接入系统典型设计方案，方案号为 XRJ10-T-2。

本方案采用 1 回线路将分布式燃机接入公共电网开关站、环网室(室)、配电室或箱变 10kV 母线，接入容量在 400kW ~ 6MW 之间。

25.2 接入系统一次

分布式燃机接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

25.2.1 送出方案

本方案采用一回线路接入公共电网开关站、环网室(室)、配电室或箱变 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 25-1。

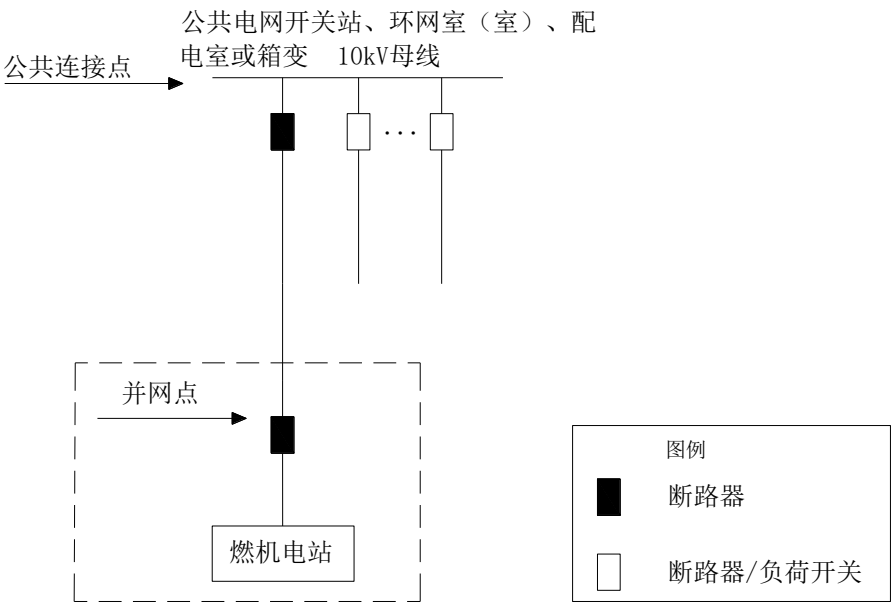


图 25-3 XRJ10-T-2 方案一次系统接线示意图 (环网室)

本方案主要适用于全部上网的燃机电站，公共连接点为公共电网

开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

25.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式燃机接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和燃机电站并网点在燃机电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站、燃机电站的开关及互感器等配电设备选择提供依据。如短路电流超标，应采用串联电抗器等限制措施。短路电流计算方法见附录 1。

25.2.3 主要设备选择原则

（1）主接线

10kV 采用单元或单母线接线。

（2）送出线路导线截面

分布式电源送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式电源送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式电源发电效率等因素；

2) 分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择。常见的燃机电站送出线路的截面选择见附录 2。

（3）开断设备

分布式电源并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

当分布式电源并网公共连接点配置负荷开关时，宜改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。

25.2.4 电气主接线

原则电气主接线方案见图 25-2。

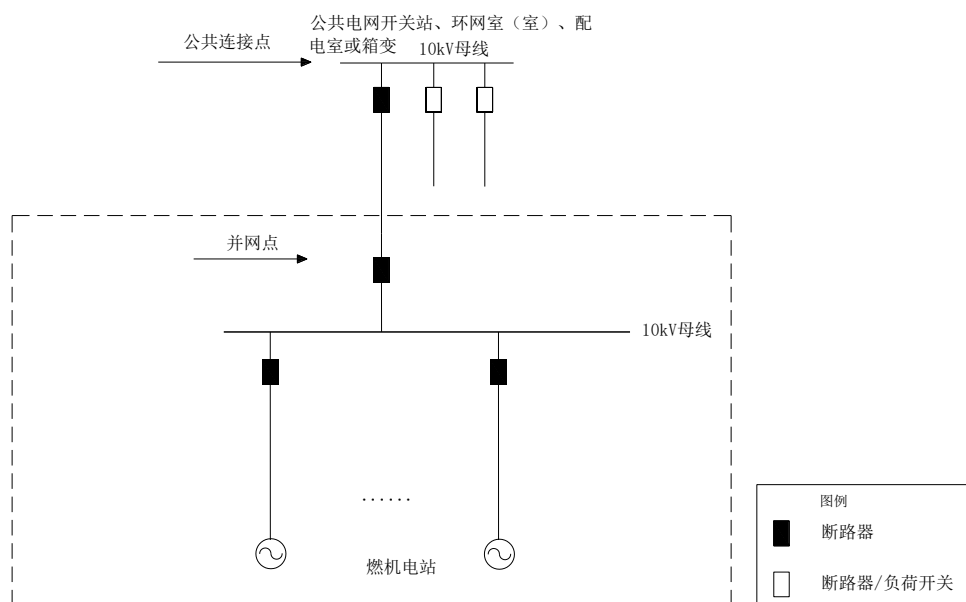


图 25-2 X RJ10-T-2 方案原则电气主接线图

25.2.5 系统对燃机电站的技术要求

为了能够向负荷提供可靠的电力，由燃机发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

（1）电压偏差

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

（2）电压波动

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于燃机电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此燃机电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

（3）电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

（4）频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

25.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 25-1。

表 25-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公共电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变	10kV 开关柜*（含 TV）		1	面	
送出线路	10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需		

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

25.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

25.3.1 系统继电保护及安全自动装置

25.3.1.1 配置及选型

10kV 线路保护

（1）配置原则

燃机电站线路发生短路故障时，线路保护应能快速动作，满足故

障时快速可靠切除故障的要求。10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护。必要时 10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

(2) 技术要求

- a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。
- b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。
- c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下，发生各种短路故障时，线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。
- d. 在本线发生振荡时保护不应误动，振荡过程中再故障时，应保证可靠切除故障。
- e. 主保护整组动作时间不大于 20ms（不包括通道传输时间），返回时间不大于 30ms（从故障切除到保护出口接点返回）。
- f. 手动合闸于故障线路上时，保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。
- g. 保护装置应具有良好的滤波功能，具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时，保护不应误动作。

母线保护

1) 配置原则

对于设置 10kV 母线的燃机电站，10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时，一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障；当线路保护不能满足母线保护需要时，应配备独立的母线保护。

2) 技术要求

- a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。
- b. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 孤岛保护与安全自动装置

无需专门设置孤岛保护，分布式电源切除时间应与线路保护、重合闸、备自投等配合，以避免非同期合闸。

有计划性孤岛要求的分布式发电系统，应配置频率、电压控制装置，孤岛内出现电压、频率异常时，可对发电系统进行控制。

在燃机电站侧装设一套安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制，频率电压异常紧急控制装置应具备滑差闭锁功能、判断短路功能和低频、低压解列功能以及高频率、高电压切机功能。

(4) 系统侧开关站、环网室（箱）、配电室或箱变

1) 继电保护

需要校验系统侧开关站、环网室（箱）、配电室或箱变的相关的继电保护是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则系统侧开关站、环网室（箱）、配电室或箱变需要做相关的继电保护配置方案。

2) 其他要求

需核实开关站、环网室（箱）、配电室的备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

(5) 系统侧变电站

1) 线路保护

校验系统侧变电站的相关的线路保护是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则系统侧变电站需要做相关的线路保护配置方案。

2) 母线保护

校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入要求。

3) 其他要求

需核实变电站侧备自投、重合闸方案，燃机电站线路接入变电站后，备自投、重合闸动作时间须躲过燃机电站保护动作时间。

(6) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P 、 10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 燃机电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置等设备使用。

(7) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、环网室（箱）、配电室需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(8) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 25-3、25-4。

方案一：10kV 线路配置过流保护

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护

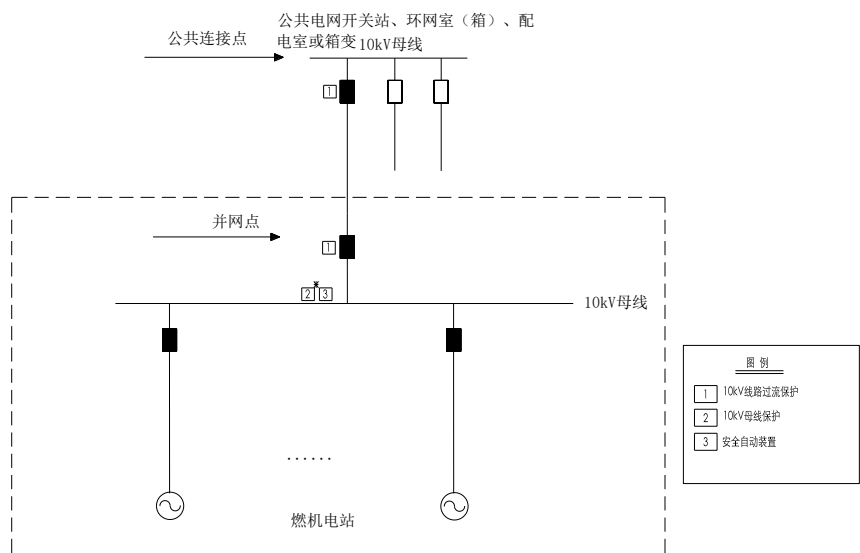


图 25-3 XRJ10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一)

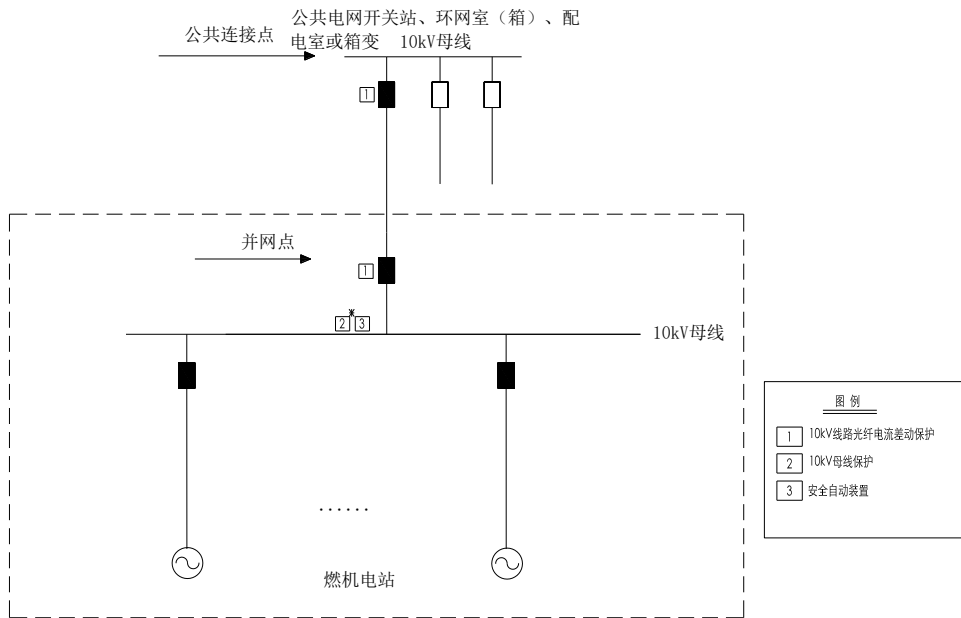


图 25-4 XRJ10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二)

25.3.1.2 设备清单

XRJ10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 25-2、25-3。

表 25-2 XRJ10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂 站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	线路方向过流保护		1	套	
	安全自动装置		1	套	
	母线保护*		1	套	
系统站	线路方向过流保护		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 25-3 XRJ10-T-2 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	线路光纤电流差动保护		1	套	
	安全自动装置		1	套	
	母线保护*		1	套	
系统站	线路光纤电流差动保护		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

25.3.2 系统调度自动化

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

本方案燃机电站所发电量全部上网由电网收购。

25.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

25.3.2.2 配置及要求

（1）燃机电站远动系统

燃机电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方式一：燃机电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关燃机电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

燃机电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、燃机发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方式二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、燃机发电量等，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）同期装置

1）燃机电站侧

当燃机电站配置计算机监控系统时，发电机的正常并列由监控系统相应的测控装置实现。

当燃机电站未配置计算机监控系统时，需单独配置一套同期装置，来实现发电机的正常并列。

2）系统侧

系统侧是否配置同期装置按当地调度管理规程要求执行。

（3）电能量计量

1）安装位置与要求

本方案在关口计量点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

2）技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.2S 级,无功 2.0 级,并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.2S、0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台,关口计量电能表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息)。

(4) 系统开关站、环网室(箱)、配电室或箱变

本方案燃机电站接入系统开关站、环网室(箱)、配电室或箱变后,需相应配置测控装置,采集燃机电站线路的相关信息。

若系统开关站、环网室(箱)、配电室或箱变具备信息远传功能,测控装置信息接入现有监控系统。

若系统开关站、环网室(箱)、配电室或箱变不具备信息远传功能,测控装置信息预留接入监控系统的接口,暂不考虑进行配网自动化改造。

(5) 远动信息内容

1) 燃机电站

a. 遥测:

10kV 线路的有功功率、无功功率、有功电度及电流;

燃机电站侧有功功率、无功功率、有功电度及电流;

发电机供热量。

b. 遥信:

所有断路器位置信号;

10kV 线路保护动作信号;

发电机保护动作信号;

同期信号;

事故总信号。

2) 系统侧

a. 遥测:

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流;

b. 遥信:

新增 10kV 线路断路器位置信号;

新增 10kV 线路主保护动作信号;

若配电室、环网站不具备 FTU/DTU 方式上传远传信息功能,设计按暂不进行改造考虑。

(6) 远动信息传输

燃机电站的远动信息传送到调度主管机构,应采用专网方式,宜单路配置专网远动通道,优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时,需在燃电站配置调度数据专网接入设备 1 套,组柜安装于燃电站二次设备室。

(7) 二次安全防护

为保证燃电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行,防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障,二次安全防护实施方案配置如下:

1) 按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则,配置站内二次系统安全防护设备。

2) 纵向安全防护:控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置,非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3) 横向安全防护:控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用

MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线公网方式，需配置加密装置。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

(8) 系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 25-5、图 25-6：

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。

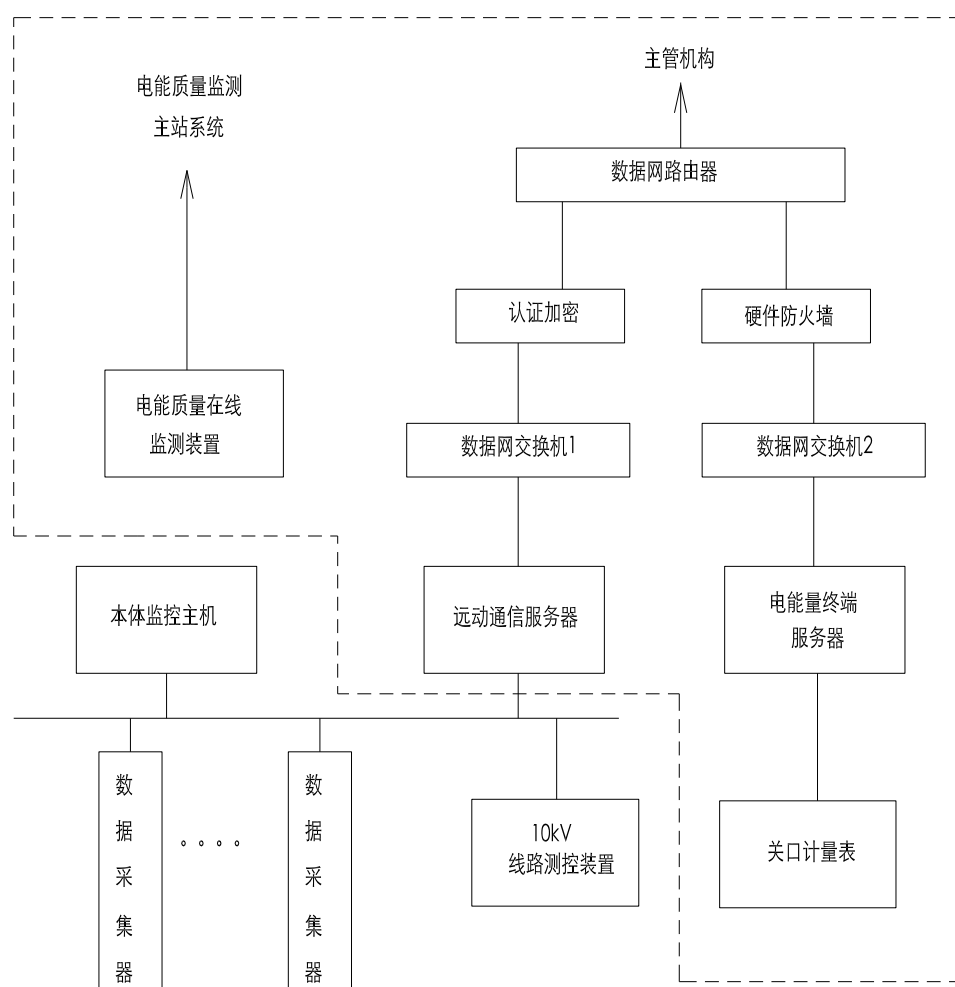


图 25-5XRJ10-T-2 燃机电站调度自动化系统图（方案一）

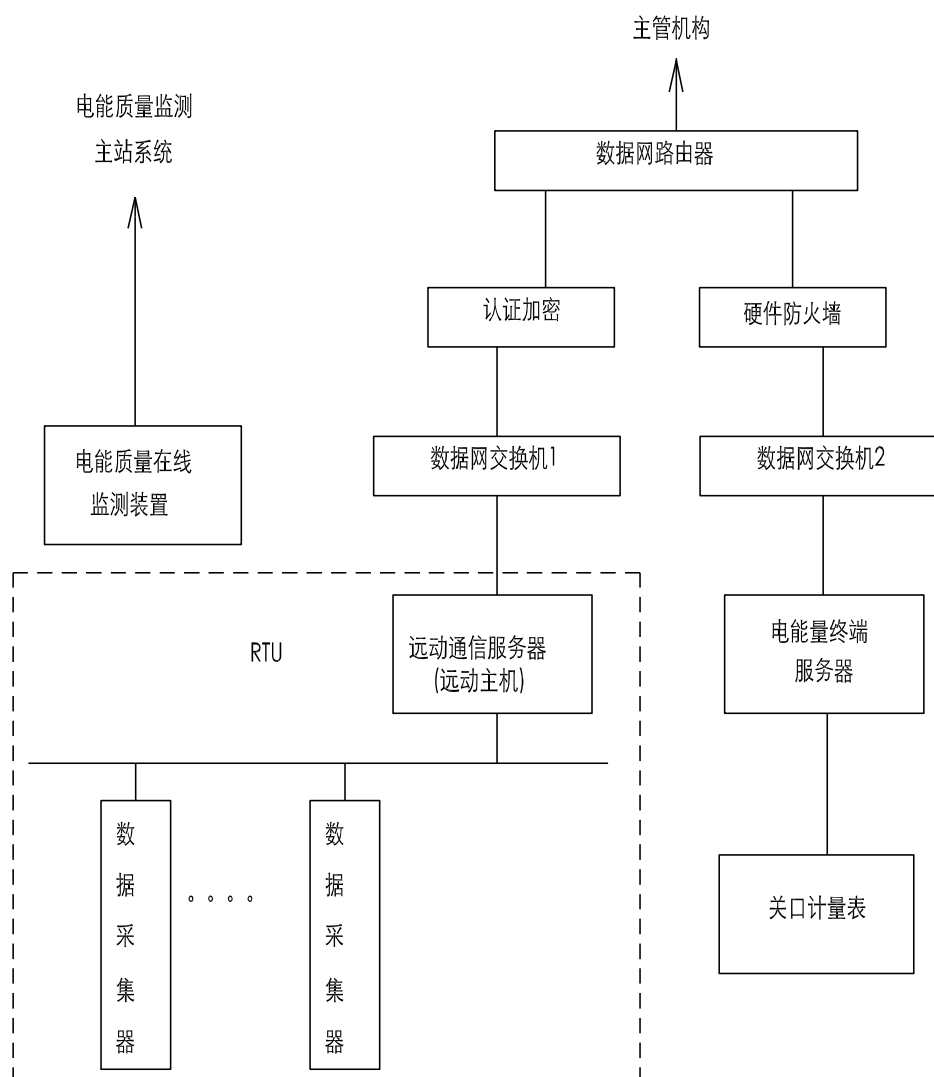


图 25-6 XRJ10-T-2 燃机电站调度自动化系统图（方案二）

25.3.2.3 设备清单

XRJ10-T-2 系统调度自动化配置清单详见表 25-4、表 25-5。

表 25-4 XRJ10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	远动通信服务器		1	套	与本体计算机监控系统合一建设
	关口计量电能表	含主、副表各1只	2	只	
	电能质量终端服务器*		1	套	
	电能质量在线监测装置		1	套	
	MIS 网三层交换机*		1	台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含1台路由器，2台交换机	1	面	

系统侧	二次安全防护设备*	含纵向加密装置1套，硬件防火墙1套	1	套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		1	套	
	10kV 线路保护测控装置		1	套	
	关口计量电能表*		1	只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 25-5 XRJ10-T-2 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	RTU		1	套	
	关口计量电能表	含主、副表各1块	2	只	
	电能量终端服务器*		1	套	
	电能质量在线监测装置		1	套	
	MIS 网三层交换机*		1	台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含1台路由器，2台交换机	1	面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置1套，硬件防火墙1套	1	套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		1	套	
系统侧	10kV 线路保护测控装置		1	套	
	关口计量电能表*		1	只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

25.3.3 系统通信

25.3.3.1 系统概述

着重介绍燃机电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

25.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接

线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及燃机电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

25.3.3.3 通信现状

简述与燃机电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

25.3.3.4 通信方案

根据国网技术规定，为满足燃机电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定燃机电站的通信方案。

(1) 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

1) 光缆建设方案

根据燃机电站新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12 芯或 24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变开关站、环网室（箱）、配电室或箱变已实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变，通过原有公用配电自动化通信系统实现燃机电站至变电站的通信路由；当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变未实现配电自动化改造时，利用一次路径新建光缆到公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变，通过 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

2) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用 EPON 传输系统、工业以太网传输系统和 SDH 传输系统三个方案。

a) EPON 方案

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变已实现配电自动化改造时，在燃机电站配置 2 台 ONU 设备，利用燃机电站至公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变的光缆路由，通过无源分光器（ODN）形成燃机电站至系统侧的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。方案如图 25-7。

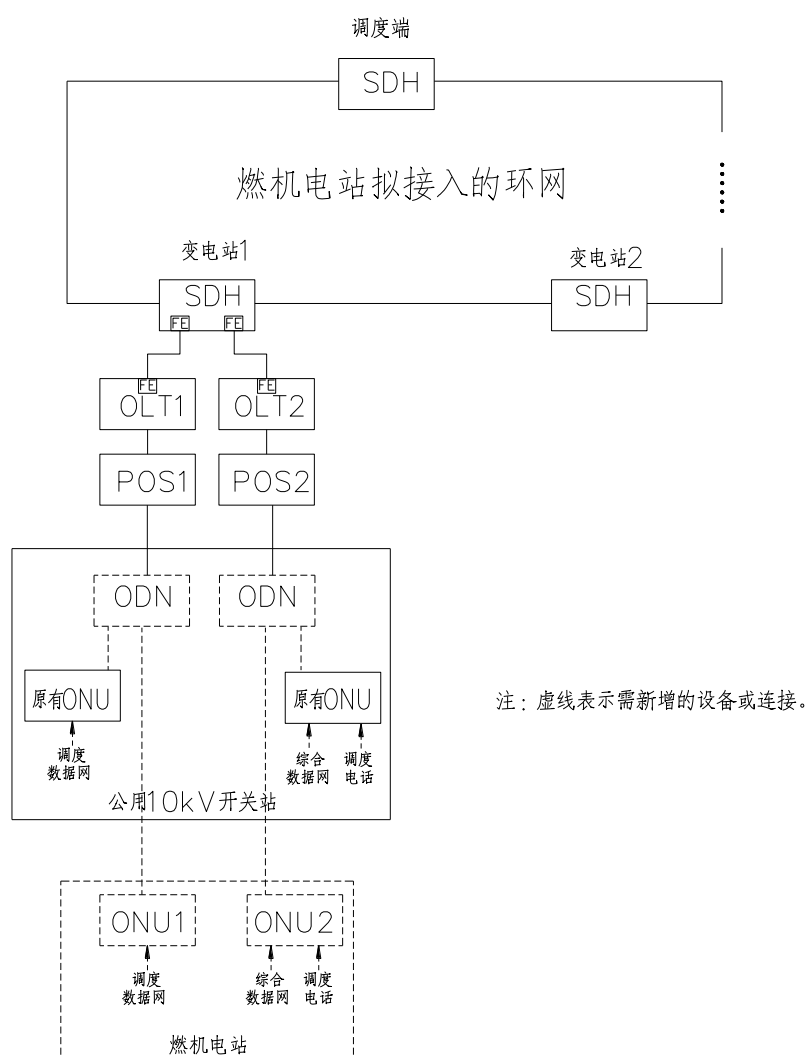


图 25-7 燃机电站接入系统方案图（EPON 公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变已实现配电自动化）

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变未实现配电自动化改造时，在燃机电站配置 2 台 ONU 设备，利用燃机电站至变电站的光缆路由，形成燃机电站至系统侧的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。方案如图 25-8。

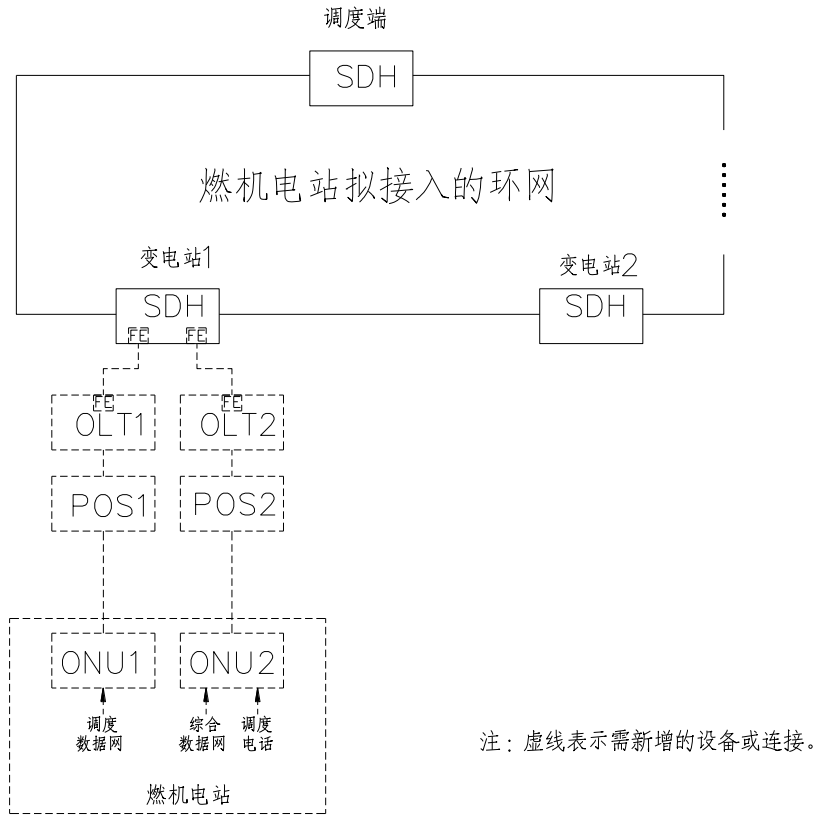


图 25-8 燃机电站接入系统方案图（EPON 公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变未实现配电自动化）

b) 工业以太网方案

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变已实现配电自动化改造时，在燃机电站配置 2 台工业以太网交换机，利用燃机电站至公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱

变的光缆路由,形成燃机电站至 10kV 开关站的通信电路。在公用 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变配置 2 台工业以太网交换机,利用原有公用配电自动化通信网将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网(配网控制);另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务(配网管理)。方案如图 25-9。

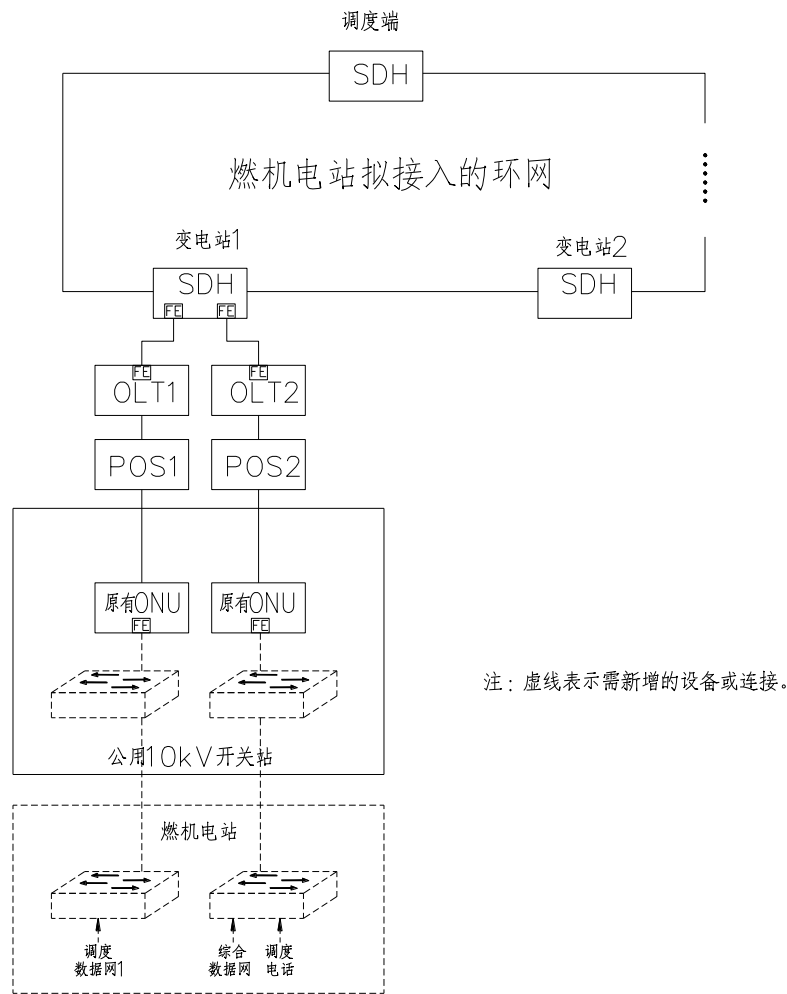


图 25- 2 燃机电站接入系统方案图（工业以太网 10kV 开关站已实现配电自动化）

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变未实现配电自动化改造时,在燃机电站配置 2 台工业以太网交换机,利用燃机电站至变电站的光缆路由,形成燃机电站至变电站的通信电路。在变电站配置 2 台工业以太网交换机,将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网

(配网控制); 另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务(配网管理)。方案如图 25-10。

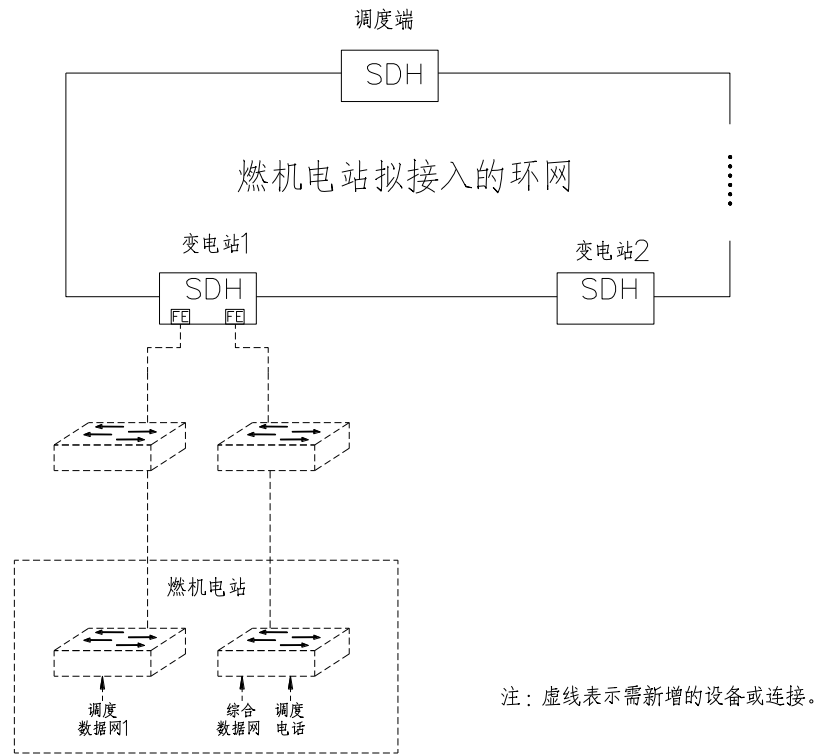


图 25-10 燃机电站接入系统方案图(工业以太网 10kV 开关站未实现配电自动化)

c) SDH 方案

在燃机电站配置 1 台 SDH 155M 光端机, 并在公用 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变所接入的变电站现有设备上增加 2 个 155M 光口, 利用上述光缆, 建设燃机电站至接入变电站的 1 + 1 通信电路, 将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统, 形成燃机电站至系统的通信通道。方案如图 25-11。

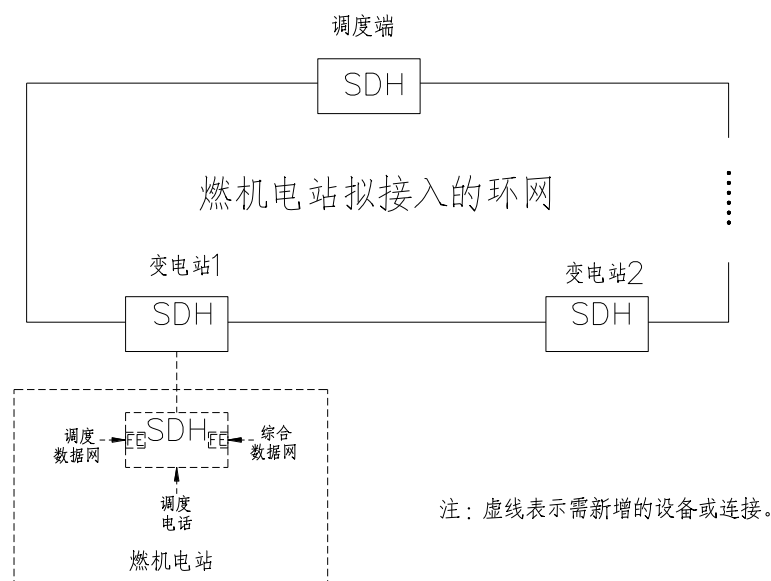
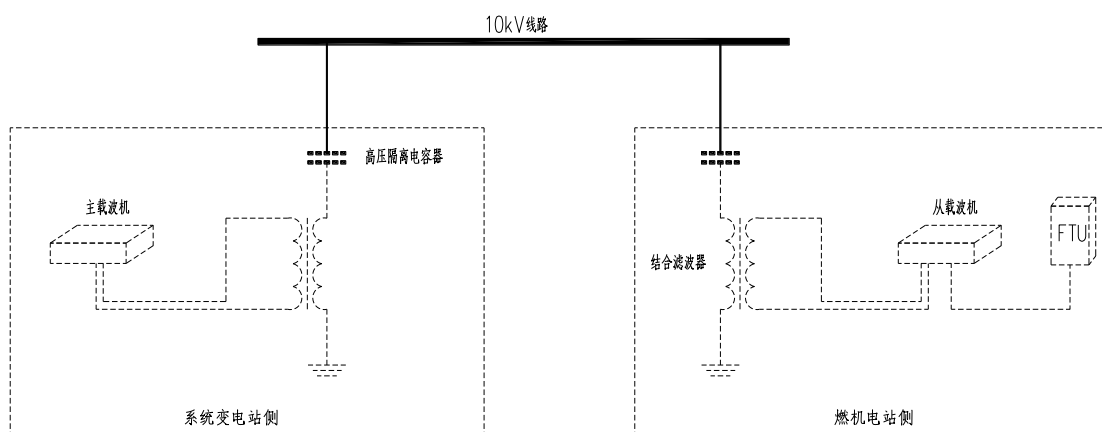


图 25- 3 燃机电站接入系统方案图（SDH）

（2）中压电力线载波

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变已实现配电自动化改造时，在燃机电站拟接入公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变侧配置主载波机，燃机电站侧配置从载波机，主载波机依据线路结构对下进行载波组网，并通过载波通信方式将终端数据汇聚至主载波机，利用原有公用配电自动化通信网将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。载波组网通信采用一主多从的方式组网，即一个载波主机和多个载波从机组成一个载波通信网络，载波主机和载波从机之间采用问答方式进行数据传输，载波从机之间不进行数据传输。方案如图 25-12。

当燃机电站专线接入的公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变未实现配电自动化改造时，由于需要载波机在公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变所接入变电站线路上进行跳接，串扰过大，传输距离过长，不建议采用中压电力线载波通信。



注：虚线表示需新增的设备或连接。

图 25- 4 燃机电站接入系统方案图（中压电力线载波）

（3）无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625 《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2 《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

25.3.3.5 业务组织

根据燃机电站信息传输需求和通信方案，对燃机电站各业务信息通道组织。

25.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的燃机电站，建议采用站内 UPS 交流系统为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的燃机电站，建议采用站用直流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

25.3.3.7 主要设备材料清单

燃机电站接入系统通信所需的主要设备材料清单详见表 25-5 ~

表 25-11。

(1) 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 25-6、表 25-7。

表 25-6 EPON 公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用10kV开关站、环网室（箱）、配电室或箱变	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	块	
	无源光分配器 ODN		2	块	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	OLT PON 口板		2	台	需要时
	电线电缆		1	套	需要时

表 25-7 EPON 公用 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	根据实际情况确定
	ONU		2	台	
	光配架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用10kV开关站、环网室（箱）、配电室或箱变	光缆	12芯或24芯	按需	公里	通过公用10kV开关站、环网室（箱）、配电室或箱变光缆跳纤时需要
	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用10kV开关站、环网室（箱）、配电室或箱变光缆跳纤时需要
	光配架	24芯	1	台	通过公用10kV开关站、环网室（箱）、配电室或箱变光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	光配线架	24芯	1	块	直接采用其它路径新建光缆

					到变电站时需要
	FE 接口板		2	块	需要时
	电线电缆		1	套	

(2) 采用工业以太网接入方案, 具体见表 25-8、表 25-9。

表 25-8 工业以太网公用 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变已实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

表 25-9 工业以太网公用 10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变未实现配电自动化模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
公用10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	光缆	12芯或24芯	按需	公里	通过公用10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变光缆跳纤时需要
	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	通过公用10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变光缆跳纤时需要
	光配线架	24芯	1	块	通过公用10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变光缆跳纤时需要
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
	综合配线架	光、音、网	1	台	直接采用其它路径新建光缆到变电站时需要
	电线电缆		1	套	
	工业以太网交换机		2	台	

(3) 采用 SDH 接入方案，具体见表 25-10。

表 25- 10 SDH 接入模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	1	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
系统接入变电站	光缆	12芯或24芯	按需	公里	
	导引光缆	12芯或24芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	块	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

(4) 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 25-11。

表 25- 11 中压电力线载波接入模式设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
公用10kV 开关站、环网室(箱)、配电室或箱变	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	

(5) 采用无线公网接入方案，具体见表 25-11。

表 25- 11 无线公网设备材料清单

厂所	设 备 名 称	型号及规格	数 量	单 位	备 注
燃机电 站	终端电台		1	台	
	电线电缆		1	套	

第 26 章接入用户 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变方案典型设计（XRJ10-Z-1）

26.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式燃机发电接入系统典型设计方案，方案号为 XRJ10-Z-1。

本方案采用 1 回线路将分布式燃机接入用户 10kV 开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线，接入容量在 400kW ~ 6MW 之间。

26.2 接入系统一次

分布式燃机接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

26.2.1 送出方案

本方案采用 1 回线路接入用户 10kV 母线。一次系统接线示意图见图 26-1、图 26-2。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在燃机电站与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

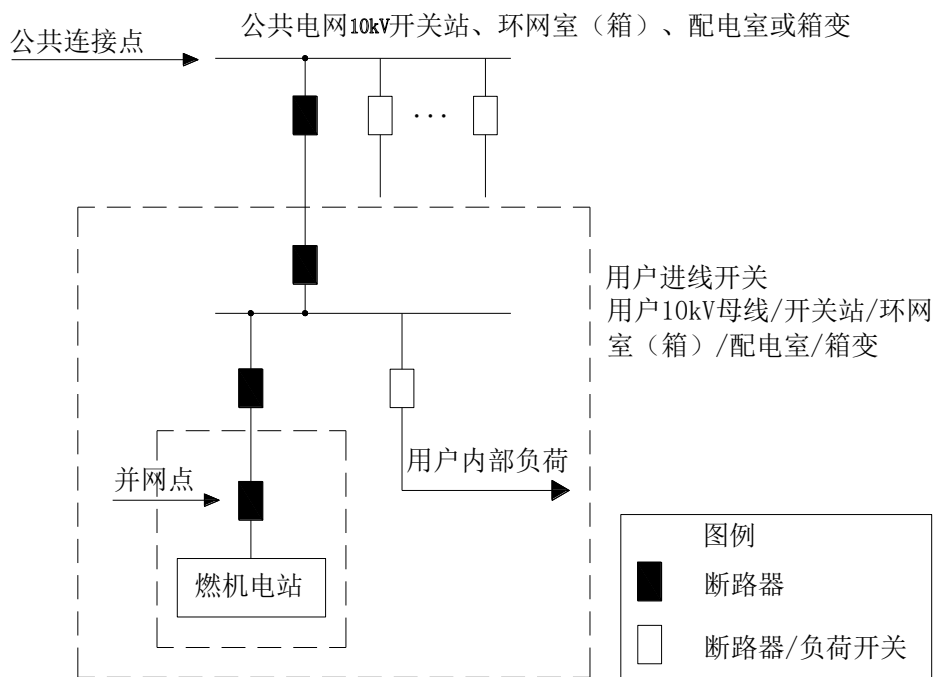


图 26-1 XRJ10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案一）

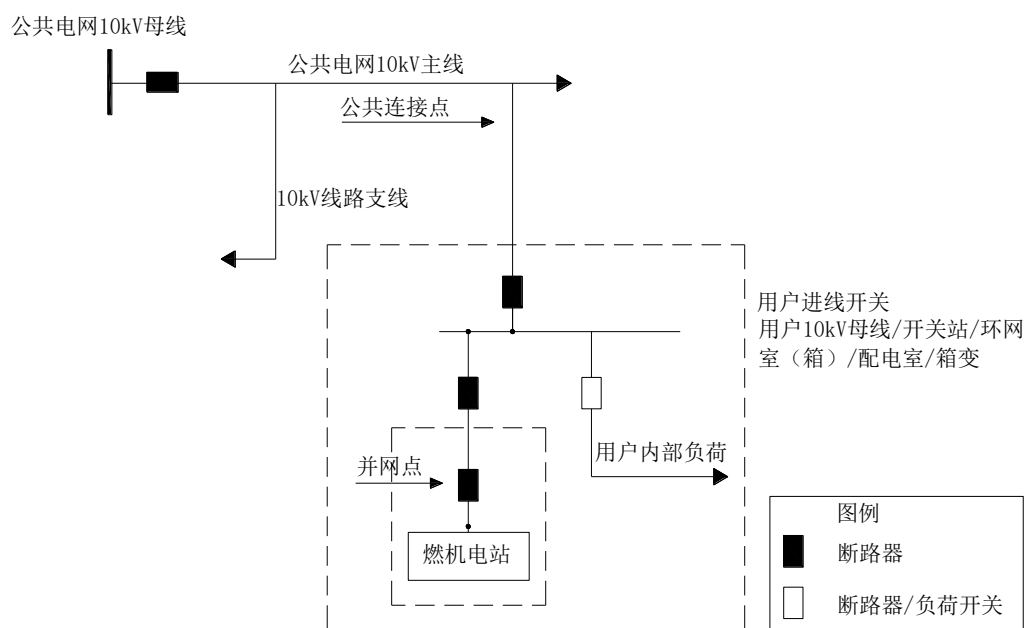


图 26-2 XRJ10-Z-1 方案一次系统接线示意图（方案二）

本方案主要适用于自发自用/余电上网（接入用户电网）的燃机电站，单个并网点参考装机容量 400kW ~ 6MW。

26.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式燃机接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和燃机电站并网点在燃机电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站、燃机电站的开关及互感器等配电设备选择提供依据。如短路电流超标，应采用串联电抗器等限制措施。短路电流计算方法见附录 1。

26.2.3 主要设备选择原则

（1）主接线

10kV 采用单元或单母线接线。

（2）送出线路导线截面

燃机电站送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

1）燃机电站送出线路导线截面选择需根据发电机组容量、并网电压等级选取；

2）燃机电站送出线路导线截面一般按线路持续极限输送容量选择。常见的燃机电站送出线路的截面选择见附录 2。

（3）开断设备

光伏电站并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

当光伏电站并网公共连接点配置负荷开关时，宜改造为断路器。

根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。

26.2.4 电气主接线

电气主接线方案见图 26-3、图 26-4。

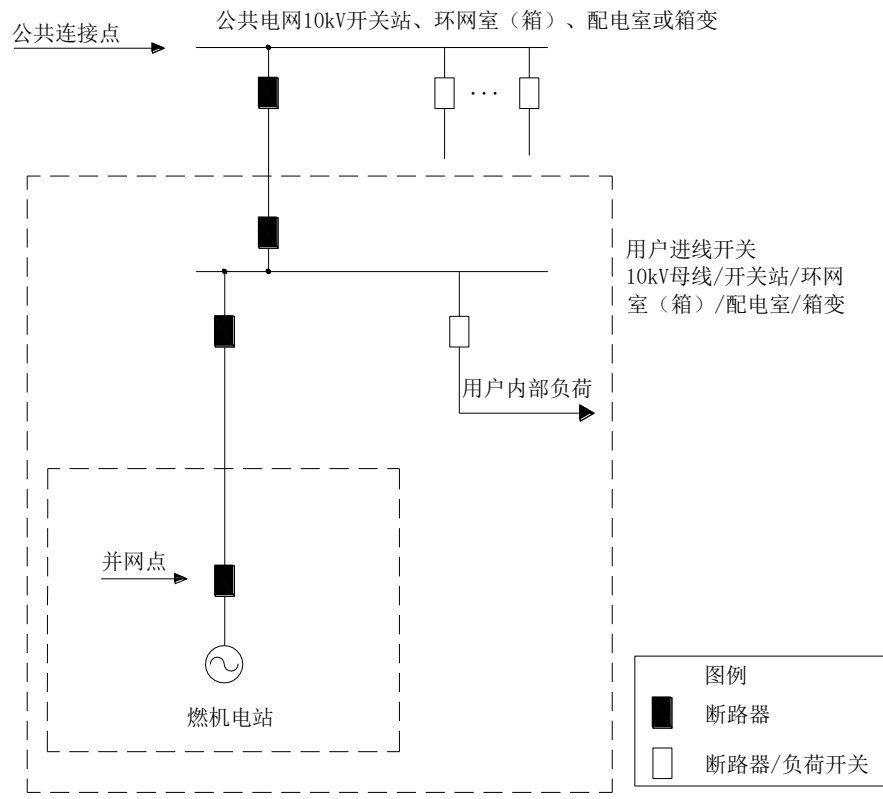


图 26-4 XRJ10-Z-1 方案电气主接线图（方案一）

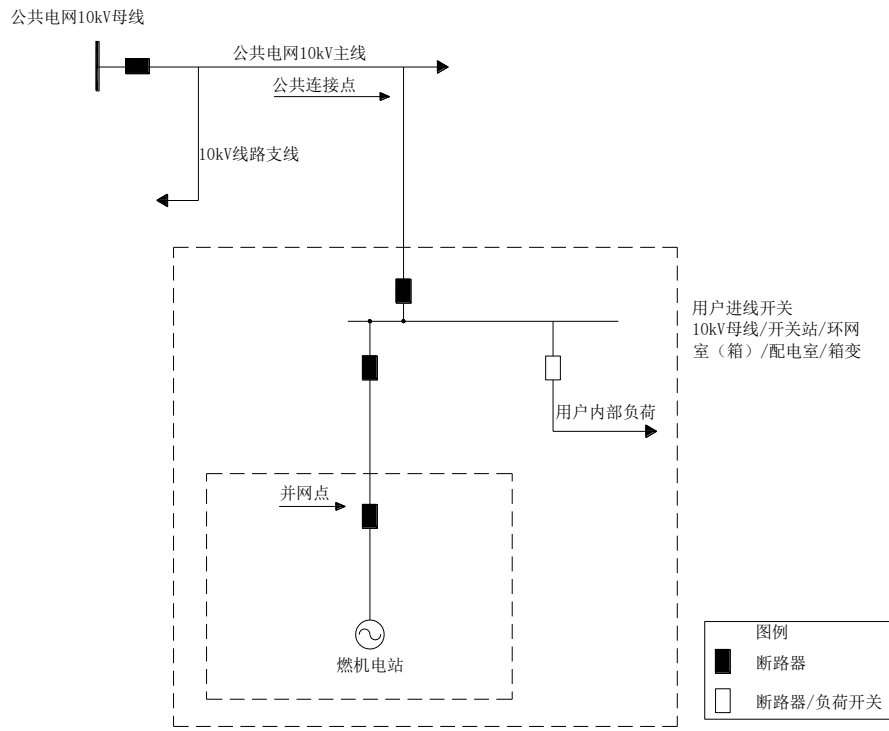


图 26-5 XRJ10-Z-1 方案电气主接线图（方案二）

26.2.5 系统对燃机电站的技术要求

为了能够向负荷提供可靠的电力，由燃机发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 电压偏差

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(2) 电压波动

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于燃机电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此燃机电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(3) 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

(4) 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

(5) 孤岛运行

燃机电站直接并网，当发电设备与负荷匹配（或通过能量管理系统实现匹配）时，发生外部电网故障，电网及发电设备可在保证电力系统安全的前提下，维持分布式电源正常供电，形成孤岛运行，以减小停电面积，提高供电可靠性。

26.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 26-1。

表 26-1 一次设备清单

		设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公共 电网 侧	变电站（专线方案）	10kV 开关柜*（含 TV）		1	面	
	变电站（T 接方案）	线路 TV*		1	只	
	开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线	10kV 开关柜*（含 TV）		1	面	
送出线路		10kV 架空线或电缆（含敷设方式）		按需		
用户侧		10kV 开关柜*（含 TV）		1	面	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

26.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

26.3.1 系统继电保护及安全自动装置

26.3.1.1 配置及选型

（1）10kV 线路保护

1）配置原则

燃机电站线路发生短路故障时，线路保护应能快速动作，满足故障时快速可靠切除故障的要求。

10kV 线路在线路两侧各配置 1 套线路方向过流保护或距离保护。必要时 10kV 线路可配置 1 套纵联电流差动保护，采用方向过流保护作为其后备保护。

2）技术要求

a. 线路保护应适用于系统一次特性和电气主接线的要求。

b. 线路两侧纵联保护配置与选型应相互对应，保护的软件版本应完全一致。

c. 被保护线路在空载、轻载、满载等各种工况下,发生各种短路故障时,线路保护应能正确动作。系统无故障、外部故障、故障转换、功率突然倒向以及系统操作等情况下保护不应误动。

d. 在本线发生振荡时保护不应误动,振荡过程中再故障时,应保证可靠切除故障。

e. 主保护整组动作时间不大于 20ms (不包括通道传输时间),返回时间不大于 30ms (从故障切除到保护出口接点返回)。

f. 手动合闸于故障线路上时,保护应能可靠瞬时三相跳闸。手动合闸于无故障线路时应可靠不动作。

g. 保护装置应具有良好的滤波功能,具有抗干扰和抗谐波的能力。在系统投切变压器、静止补偿装置、电容器等设备时,保护不应误动作。

(2) 母线保护

1) 配置原则

对于设置 10kV 母线的燃机电站,10kV 母线保护配置应与 10kV 线路保护统筹考虑。母线故障时,一般情况下可利用母线上线路、变压器等支路保护切除故障;当线路保护不能满足母线保护需要时,应配备独立的母线保护。

2) 技术要求

a. 母线保护接线应能满足最终一次接线的要求。

b. 母线保护不应受电流互感器暂态饱和的影响而发生不正确动作,并应允许使用不同变比的电流互感器。

c. 母线保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(3) 孤岛保护与安全自动装置

无需专门设置孤岛保护,分布式电源切除时间应与线路保护、重

合闸、备自投等配合，以避免非同期合闸。

有计划性孤岛要求的分布式发电系统，应配置频率、电压控制装置，孤岛内出现电压、频率异常时，可对发电系统进行控制。

在燃机电站侧装设一套安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制，频率电压异常紧急控制装置应具备滑差闭锁功能、判断短路功能和低频、低压解列功能以及高频率、高电压切机功能。

（4）用户侧变电站

1）线路保护

需要校验产权分界点的线路保护是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则产权分界点处需要进行完善，配置相应保护。

2）母线保护

需要校验系统侧变电站的母线保护是否满足接入要求。

3）其他要求

需核实用户站的备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整要求。

（6）系统侧

1）线路保护

需要校验系统侧的相关的线路保护是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入要求，则系统侧需要做相关的线路保护配置方案。

2）母线保护

需要校验系统侧母线保护是否满足接入要求。

3）其他要求

需核实系统侧的备自投方案、相关线路的重合闸方案，提出调整

要求。

(7) 对其他专业的要求

1) 对电气一次专业。系统继电保护应使用专用的电流互感器和电压互感器的二次绕组，电流互感器准确级宜采用 5P、10P 级，电压互感器准确级宜采用 0.5、3P 级。

2) 对通信专业的要求。系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的可靠的信号传输通道。

3) 燃机电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

(8) 其他要求

电源进线应设置断路器，所接入开关站、配电室需同时具备电源和二次设备安装条件，若不具备，需要进行相应改造。

(9) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案一、方案二分别见图 26-5~26-8。

方案一：10kV 线路配置过流保护

方案二：10kV 线路配置光纤差动保护

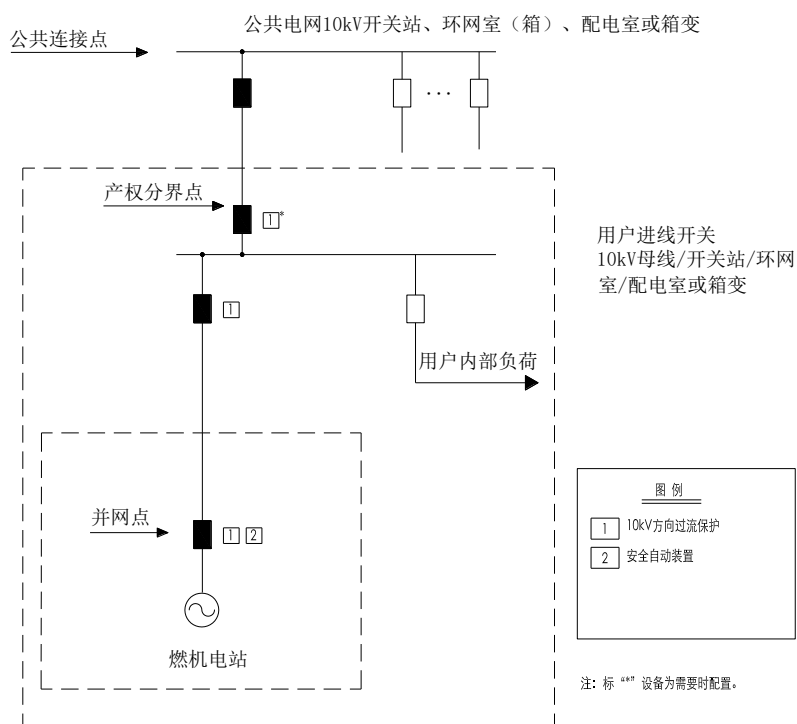


图 26-5 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一/1)

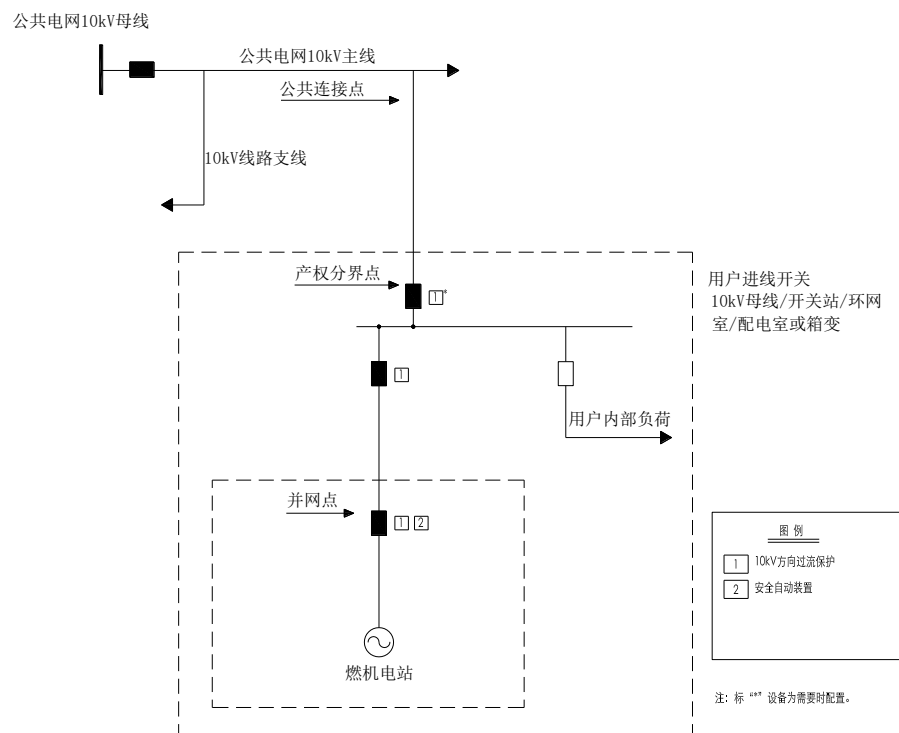


图 26-6 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案一
/2)

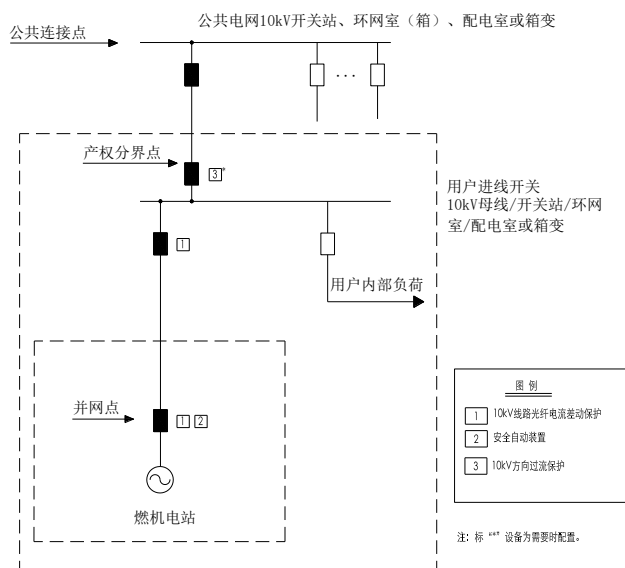


图 26-7 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二
/1)

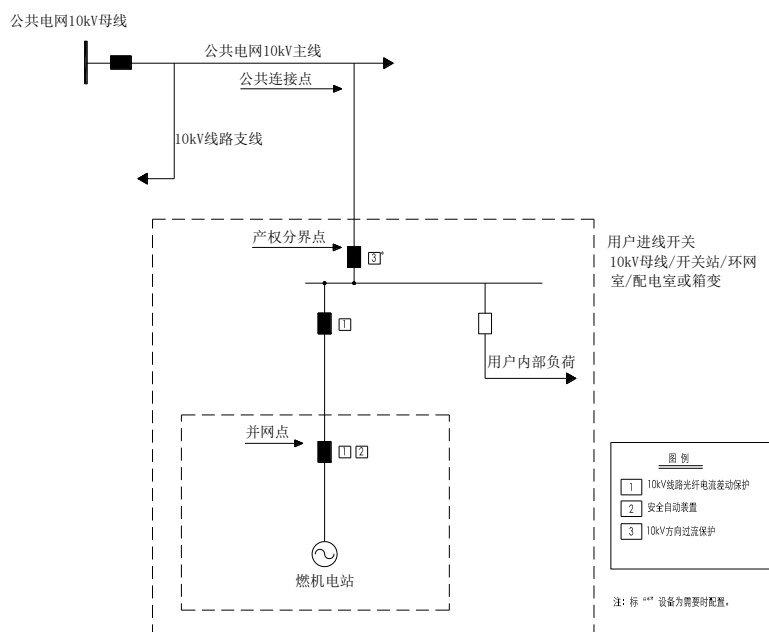


图 26-8 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置(方案二
/2)

26.3.1.2 设备清单

XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 26-2、
26-3。

表 26-2 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注

燃机电站	线路方向过流保护		1	套	
	安全自动装置		1	套	
10kV 用户侧	线路方向过流保护		1	套	
	线路方向过流保护*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 26-3 XRJ10-Z-1 系统继电保护及安全自动装置配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	线路光纤电流差动保护		1	套	
	安全自动装置		1	套	
10kV 用户侧	线路光纤电流差动保护		1	套	
	线路方向过流保护*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

26.3.2 系统调度自动化

26.3.2.1 调度关系及调度管理

调度管理关系根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。远动信息的传输原则根据调度运行管理关系确定。

26.3.2.2 配置及要求

（1）燃机电站远动系统

燃机电站本体远动系统功能宜由本体监控系统集成，本体监控系统具备信息远传功能；本体不具备条件时，独立配置远方终端，采集相关信息。

方式一：燃机电站本体配置监控系统，具备远动功能，有关燃机电站本体的信息的采集、处理采用监控系统来完成，该监控系统配置单套用于信息远传的远动通信服务器。

燃机电站监控系统实时采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

方式二：单独配置技术先进、易于灵活配置的 RTU（单套远动主机配置），需具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时

采集并网运行信息，并上传至相关电网调度部门；配置远程遥控装置的分布式燃机，应能接收、执行调度端远方控制解并列、启停和发电功率的指令。

（2）同期装置

1）燃机电站侧

当燃机电站配置计算机监控系统时，发电机的正常并列由监控系统相应的测控装置实现。

当燃机电站未配置计算机监控系统时，需单独配置一套同期装置，来实现发电机的正常并列。

2）用户站及系统侧

用户站及系统侧是否配置同期装置按当地调度管理规程要求执行。

（3）电能量计量

1）安装位置与要求

本方案暂按在产权分界点设置关口计量电能表（最终按用户与业主计量协议为准），设置主、副计量表各一块。主、副表应同型号、同规格、准确度相同，并有明确标志。

2）技术要求

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T 448 和 DL/T 614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T 645。

10kV 关口计量电能表准确度等级应为有功 0.2S 级，无功 2.0 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的准确度等级需分别达到 0.2S、

0.2 级。

3) 计量信息统计与传输

配置计量终端服务器 1 台,关口计量电能表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统(电费计量信息)。

(4) 用户侧

本方案燃机电站接入用户 10kV 母线后,需相应配置测控装置,采集燃机电站线路的相关信息。

若用户站具备信息远传功能,测控装置信息接入现有监控系统。

若用户站不具备信息远传功能,测控装置信息预留接入监控系统的接口,暂不考虑进行配网自动化改造。

(5) 远动信息内容

1) 燃机电站

a. 遥测:

10kV 线路的有功功率、无功功率、有功电度及电流;

燃机电站侧有功功率、无功功率、有功电度及电流;

发电机供热量。

b. 遥信:

所有断路器位置信号;

10kV 线路保护动作信号;

发电机保护动作信号;

同期信号;

事故总信号。

2) 用户侧

a. 遥测:

新增 10kV 线路的有功、无功功率、有功电度及电流;

b. 遥信：

新增 10kV 线路断路器位置信号；

新增 10kV 线路主保护动作信号；

开关站、环网室（箱）、配电室或箱变不具备 FTU/DTU 方式上传远传信息功能，设计按暂不进行改造考虑。

（6）远动信息传输

燃机电站的远动信息传送到调度主管机构，应采用专网方式，宜单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络。一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 通信协议。

当采用电力调度数据网络时，需在燃电站配置调度数据专网接入设备 1 套，组柜安装于燃电站二次设备室。

（7）二次安全防护

为保证燃电站内计算机监控系统的安全稳定可靠运行，防止站内计算机监控系统因网络黑客攻击而引起电网故障，二次安全防护实施方案配置如下：

1）按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置站内二次系统安全防护设备。

2）纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装 IP 认证加密装置，非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装防火墙。

3）横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间宜采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN 和非控制区 VPN。

若采用电力数据网接入方式，需相应配置 1 套纵向 IP 认证加密装置和 1 套硬件防火墙。

若采用无线专网方式，需配置加密装置。

若站内监控系统与其他系统存在信息交换，应按照上述二次安全防护要求采取安全防护措施。

(8) 系统调度自动化配置图

调度自动化系统配置图详见图 26-9、图 26-10:

方案一：远动系统与本体监控系统合一建设模式；

方案二：采用独立 RTU 模式。

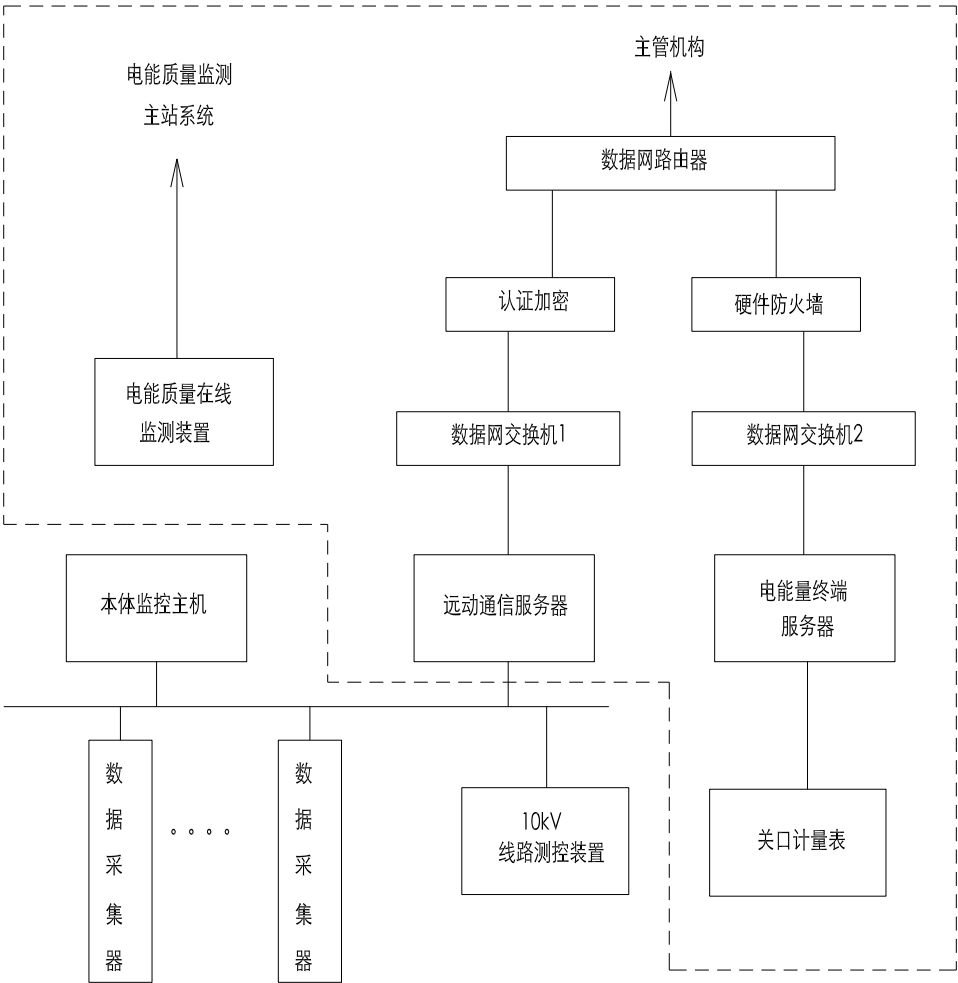


图 26-9XRJ10-Z-1 燃机电站调度自动化系统图（方案一）

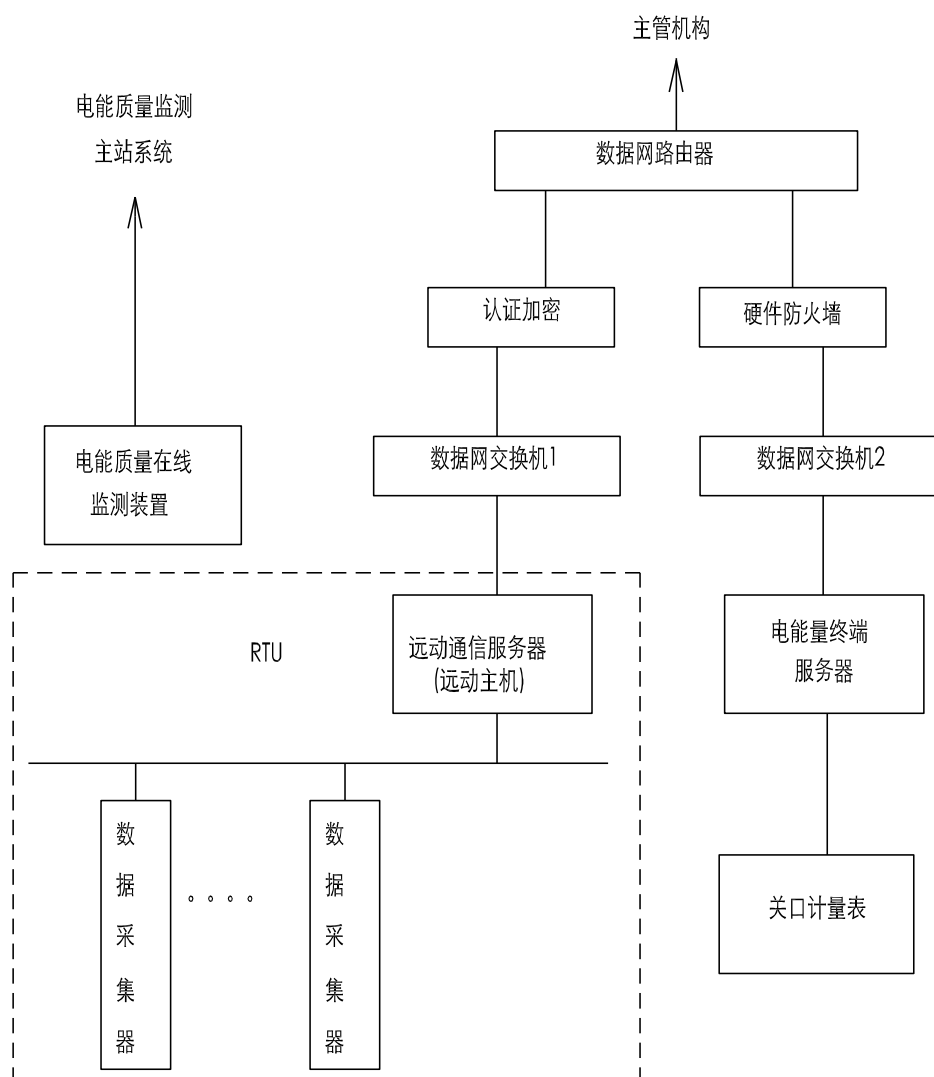


图 26-10 XRJ10-Z-1 燃机电站调度自动化系统图（方案二）

26.3.2.3 设备清单

XRJ10-Z-1 系统调度自动化配置清单详见表 26-4、26-5。

表 26-4 XRJ10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案一）

厂站	设 备 名 称	型号及规格	数 量	单 位	备 注
燃 机 电 站	远 动 通 信 服 务 器		1	套	与本体计算机监控系统合一建设
	关 口 计 量 电 能 表	含主、副表各 1	2	只	

		只			
	电能量终端服务器*		1	套	
	电能质量在线监测装置		1	套	
	MIS 网三层交换机*		1	台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含 1 台路由器， 2 台交换机	1	面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置 1 套，硬件 防火墙 1 套	1	套	与调度数据网 网络设备共同组 柜
	同期装置*		1	套	
用户侧	10kV 线路保护测控装置		1	套	
	关口计量电能表*		1	只	同对侧关口表 型号一致
	同期装置*		1	套	
系统侧	同期装置*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

表 26-5 XRJ10-Z-1 系统调度自动化配置清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	RTU		1	套	
	关口计量电能表	含主、副表各 1 只	2	只	
	电能量终端服务器*		1	套	
	电能质量在线监测装置		1	套	

	MIS 网三层交换机*		1	台	
	电力调度数据网接入设备柜*	含1台路由器，2台交换机	1	面	
	二次安全防护设备*	含纵向加密装置1套，硬件防火墙1套	1	套	与调度数据网络设备共同组柜
	同期装置*		1	套	
用户侧	10kV 线路保护测控装置		1	套	
	关口计量电能表*		1	只	同对侧关口表型号一致
	同期装置*		1	套	
系统侧	同期装置*		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

26.3.3 系统通信

26.3.3.1 系统概述

着重介绍燃机电站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

26.3.3.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及燃机电站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

26.3.3.3 通信现状

简述与燃机电站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

26.3.3.4 通信方案

根据国家电网公司技术规定，为满足燃机电站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定燃机电站的通信方案。

1. 光纤通信

结合各地电网整体通信网络规划，采用 EPON 技术、工业以太网技术、SDH/MSTP 技术等多种光纤通信方式。

（1）光缆建设方案

根据燃机电站新建 10kV 送出线路的不同，光缆可以采用 ADSS 光缆、普通光缆，光缆芯数 12 芯或 24 芯，光缆纤芯均采用 ITU-T G.652 光纤。

利用燃机电站新建 10kV 送出线路路径新建光缆到用户 10kV 开关站，通过用户 10kV 开关站跳纤到变电站；也可采用其它路径直接新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

（2）通信电路建设方案

光缆通信系统可采用 EPON 传输系统，工业以太网传输系统，SDH 传输系统三个方案。

1) EPON 方案

为满足电力系统安全分区的要求，在燃机电站配 2 台 ONU 设备，利用上述光缆，形成燃机电站至系统侧的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台 ONU 设备传输调度数据网至接入变电站 OLT1（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务至接入变电站 OLT2（配网管理）。

当燃机电站采用余电上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

2) 工业以太网方案

为满足电力系统安全分区的要求，在燃机电站配置 2 台工业以太网交换机，在燃机电站接入的变电站配置 2 台工业以太网交换机，利

用上述光缆，形成燃机电站至接入变电站的通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统。其中 1 台工业以太网交换机传输调度数据网（配网控制）；另外 1 台用于传输综合数据网及调度电话业务（配网管理）。

当燃机电站采用余电上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

3) SDH 方案

在燃机电站配置 1 台 SDH 155M 光端机，并在接入变电站现有的设备上增加 2 个 155M 光口，利用上述光缆，建设燃机电站至接入变电站的 1+1 通信电路，将燃机电站的通信、自动化等信息接入系统，形成燃机电站至系统的通信通道。

当燃机电站采用余电上网模式时，应上传用户 10kV 开关站内关口电能表的数据。若用户 10kV 开关站内已具备与系统侧之间的通信通道，则利用原有通道上传信息；若用户 10kV 开关站不具备与系统侧之间的通信通道，则需根据实际情况建立合适的通信通道上传信息。

燃机电站接入系统通信方案见图 26-11、26-12、26-13。

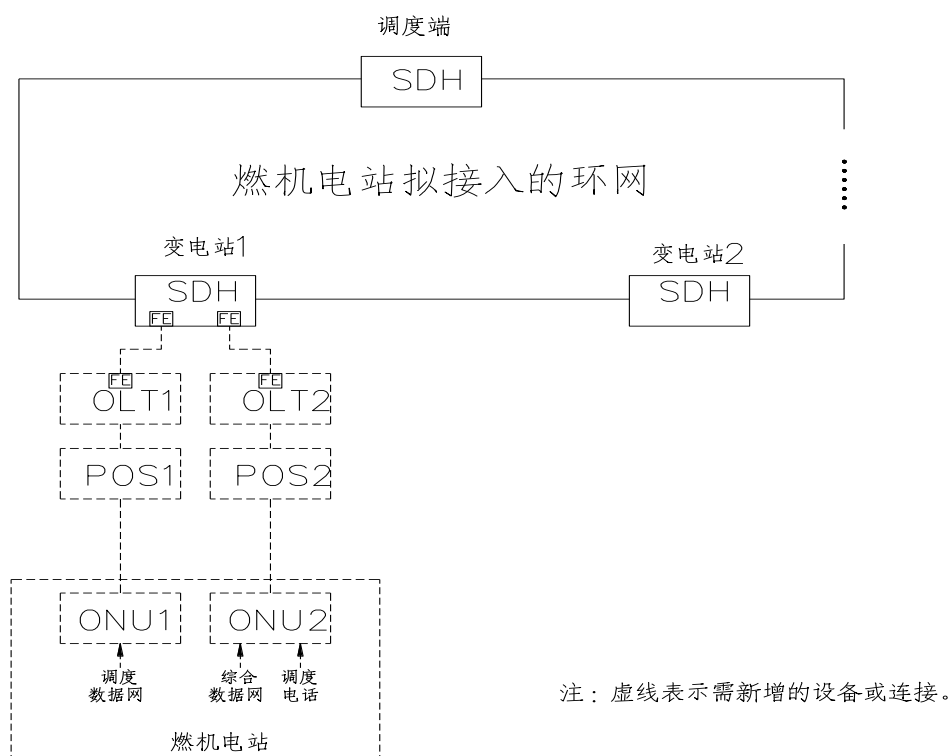


图 26-11 燃机电站接入系统方案图 1 (EPON)

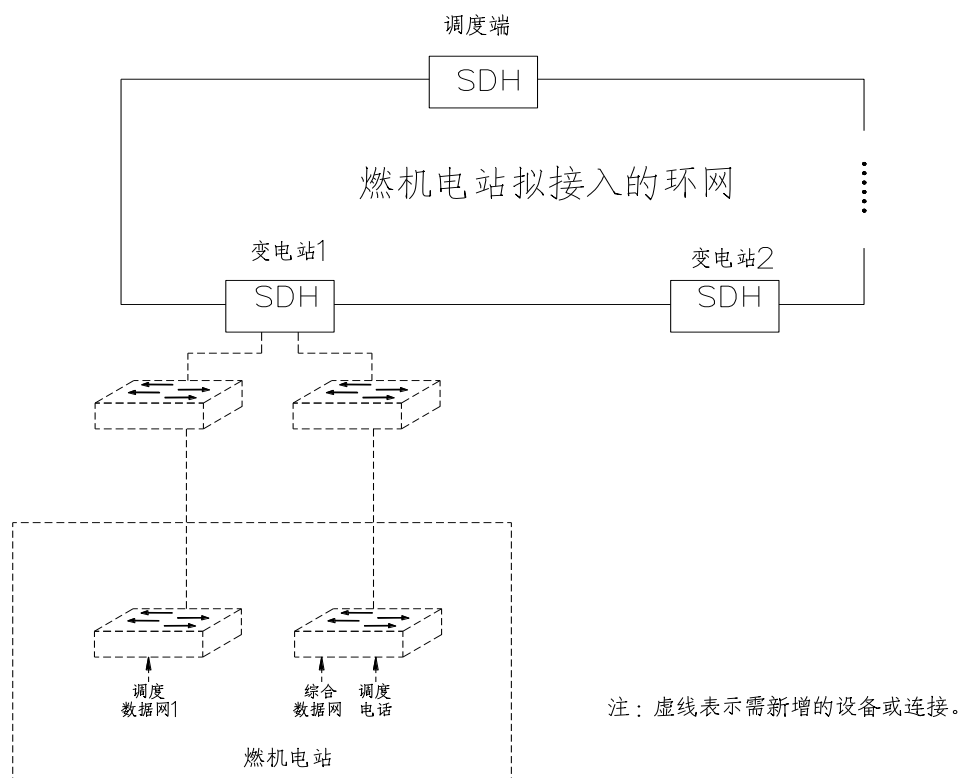


图 26-12 燃机电站接入系统方案图 2 (工业以太网)

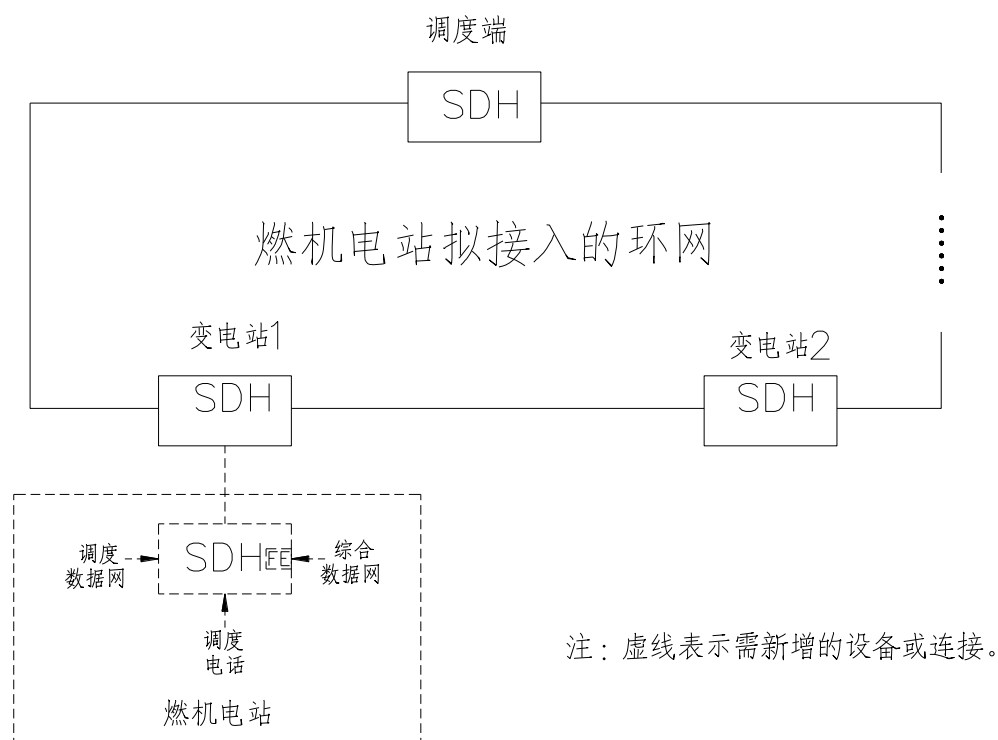


图 26-13 燃机电站接入系统方案图 3 (SDH)

2. 中压电力线载波

燃机电站侧配置从载波机 1 台，燃机电站拟接入用户 10k 开关站配置主、从载波机各 1 台，系统侧配置主载波机一台。燃机电站通过从载波机将数据汇聚至用户 10k 开关站主载波机，用户 10k 开关站主载波机通过网线或 RS485/232 串行接口接入用户 10k 开关站从载波机，并通过用户 10k 开关站从载波机与系统侧主载波机之间的通信通道将燃机电站信息以及用户 10k 开关站电量信息上传至系统侧。

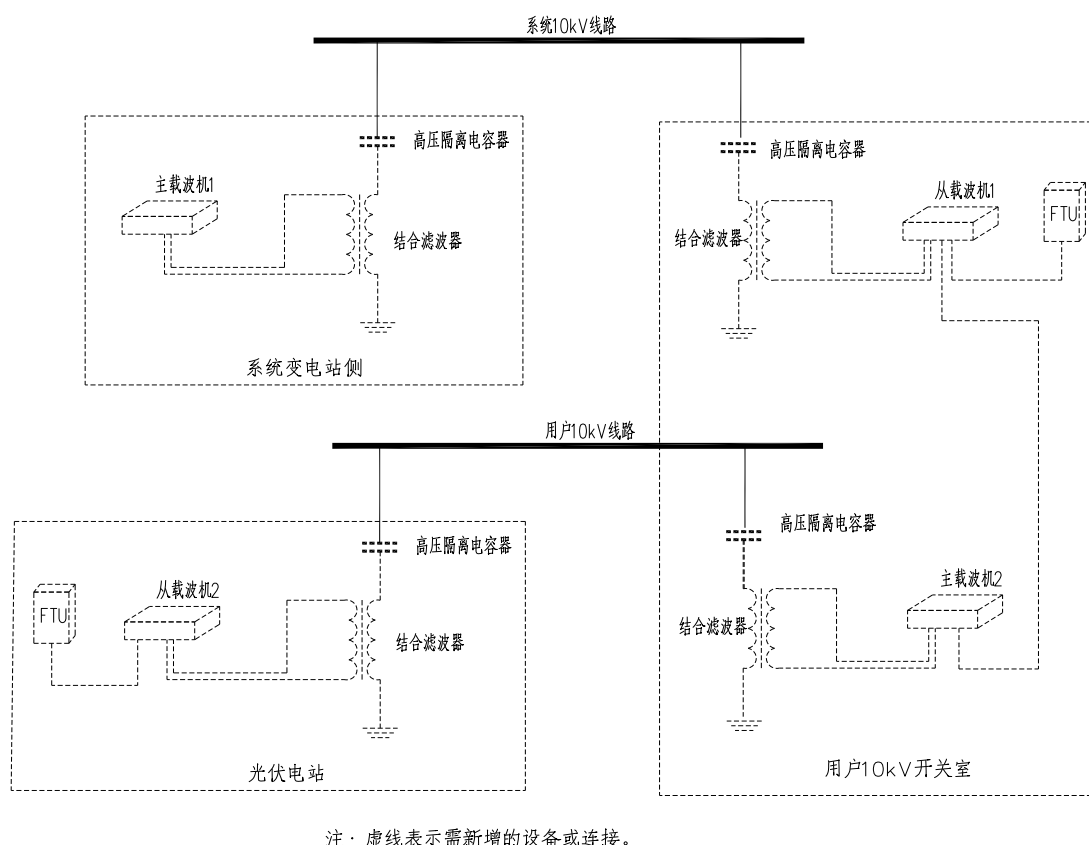


图 26-14 燃机电站接入系统方案图 4（中压电力线载波）

（3）无线方式

分布式电源接入可采用无线公网通信方式，但应采取信息安全防护措施。当有控制要求时，不应采用无线公网通信方式。

无线公网的通信方式应满足 Q/GDW 625《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW 380.2《电力用户用电信息采集系统管理规范 第二部分 通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

26.3.3.5 业务组织

根据燃机电站信息传输需求和通信方案，对燃机电站各业务信息通道组织。

26.3.3.6 通信设备供电

对于使用 EPON 和工业以太网接入方案的燃机电站，建议采用站内 UPS 交流系统为设备供电；对于使用 SDH 接入方案的燃机电站，建议采用站用直流或交流系统通过 DC/DC 或 AC/DC 变换为-48V 为设备供电。

26.3.3.7 主要设备材料清单

燃机电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 26-6、26-7、26-8、26-9。

1. 采用 EPON 接入方案，通信具体见表 26-6。

表 26-6 系统通信设备材料清单（采用 EPON）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12 芯, GYFTZY	按需	公里	
	ONU		2	台	
	光配线架	24 芯	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24 芯	1	台	在用户 10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	
	OLT		2	台	需要时
	导引光缆	12 芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24 芯	1	台	
	FE 接口板		2	块	
	电线电缆		1	套	

2. 采用工业以太网接入方案，具体见表 26-7。

表 26-7 系统通信设备材料清单（采用工业以太网）

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	
	综合配线架	光、音、网	1	台	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24 芯	1	台	在用户 10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	12 芯或 24 芯	按需	公里	
	导引光缆	12 芯, GYFTZY	按需	公里	
	工业以太网交换机		2	台	

	光配线架	24芯	1	台	
	电线电缆		1	套	

3. 采用 SDH 接入方案，具体见表 26-8。

表 26-8 系统通信设备材料清单 (采用 SDH)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光端机	SDH 155M	2	台	
	PCM 基群设备		1	台	
	综合配线架	光、数、音	1	台	
	DC/DC 或 AC/DC 变换模块	-48V	2	组	
	电线电缆		1	套	
用户 10kV 开关站	光配线架	24芯	1	台	在用户 10kV 开关站跳纤时配置
系统接入变电站	光缆	24芯		公里	
	导引光缆	12芯, GYFTZY	按需	公里	
	光配线架	24芯	1	台	
	光接口	155M	2	块	
	电线电缆		1	套	
调度端	PCM 基群设备		1	台	
	音配单元		1	台	
	电线电缆		1	套	

4. 采用中压电力线载波接入方案，具体见表 26-9。

表 26-9 系统通信设备材料清单 (采用中压电力线载波)

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备 注
燃机电站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	
	电线电缆		1	套	
用户 10k 开关站	从载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		2	套	
	电线电缆		2	套	
	主载波机		1	台	
	主载波机		1	台	
	高频电缆		按需	公里	
	耦合设备		1	套	

	电 线 电 缆		1	套	

第 27 章 380V 接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器方案典型设计 (XRJ380-T-1)

27.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式燃机发电接入系统典型设计方案，方案号为 XRJ380-T-1。

本方案采用 1 回线路将燃机电站接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器 380V 母线，接入容量为不大于 400kW。

27.2 接入系统一次

分布式燃机电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

27.2.1 送出方案

通过 1 回线路接入公共电网配电室、箱变或柱上变压器 380V 母线。一次系统接线示意图见图 27-1。

本方案主要适用于全部上网(接入公共电网)的分布式燃机电站，单个并网点参考装机容量不大于 400kW。

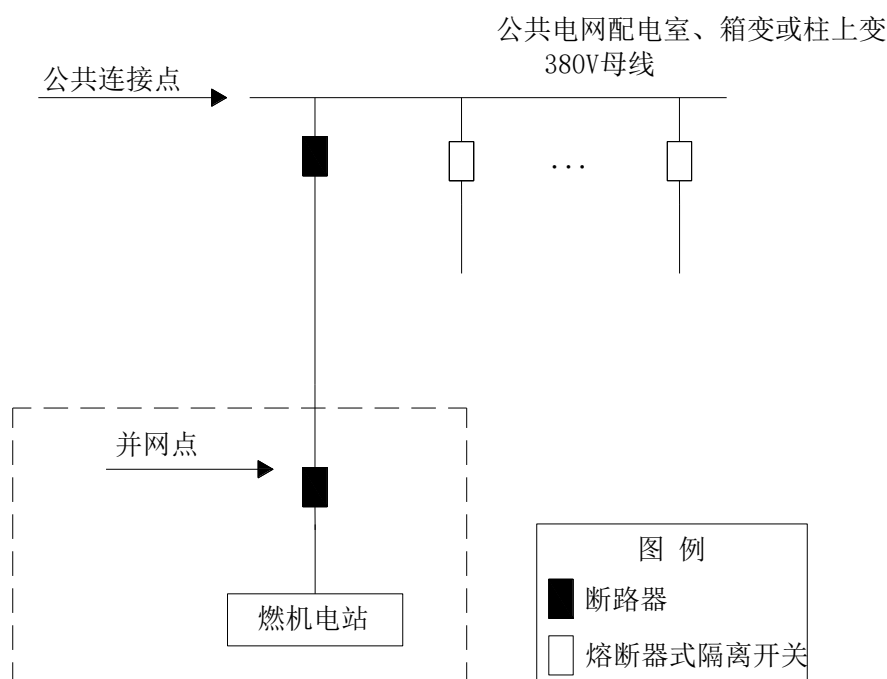


图 27-1 XRJ380-T-1 方案一次系统接线示意图

27.2.2 电气计算

（1）潮流分析

本方案设计中应对设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行分析，必要时进行潮流计算。

（2）稳定分析

分布式燃机接入系统后必要时应进行稳定计算。

（3）短路电流计算

计算设计水平年系统最大运行方式下，电网公共连接点和燃机电站并网点在燃机电站接入前后的短路电流，为电网相关厂站、燃机电站的开关及互感器等配电设备选择提供依据。如短路电流超标，应采用串联电抗器等限制措施。短路电流计算方法见附录 1。

27.2.3 主要设备选择原则

（1）主接线

380V 采用单元或单母线接线。

（2）送出线路导线截面

分布式燃机电站送出线路电缆截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式燃机电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式燃机电站发电效率等因素；

2) 分布式燃机电站送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择，常见的分布式燃机电站送出电缆线路的允许持续载流量附录2。

（3）开断设备

应设置明显开断点，并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。

27.2.4 电气主接线

方案 XRJ380-T-1 的电气主接线示意图见图 27-2。

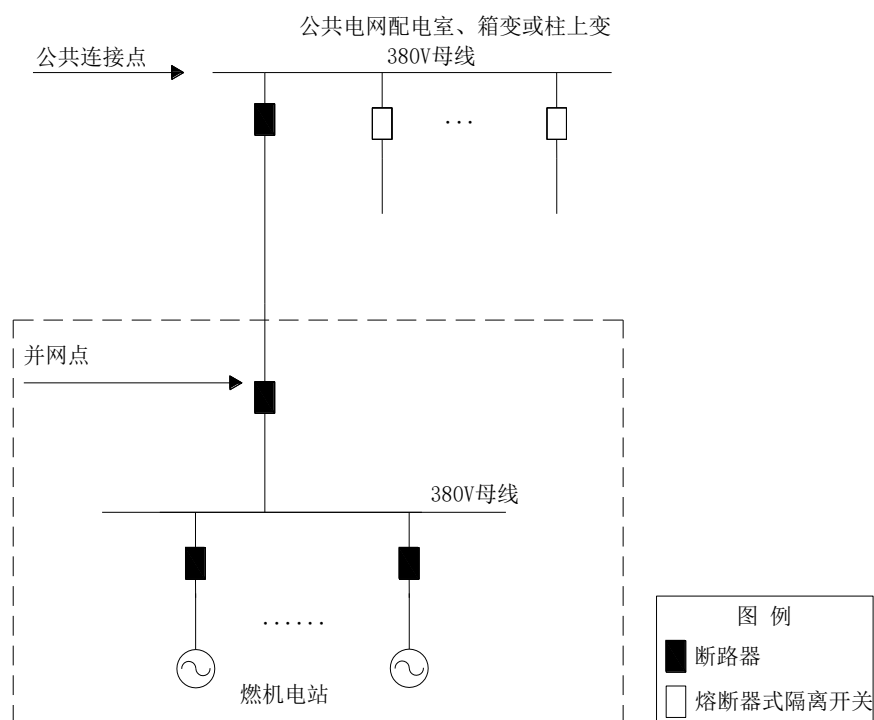


图 27-2 XRJ380-T-1 方案原则电气主接线图

27.2.5 系统对燃机电站的技术要求

为了能够向负荷提供可靠的电力，由燃机发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 电压偏差

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(2) 电压波动

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于燃机电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此燃机电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(3) 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

(4) 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

27.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 27-1。

表 27-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
公共电网配电室、箱变或柱上变压器	塑壳式或万能断路器*		1	只	
送出线路	380V 架空线或电缆（含敷设方式）		按需		

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

27.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

27.3.1 系统继电保护及安全自动装置

27.3.1.1 配置及选型

(1) 380V 线路保护

分布式燃机电站以 380V 电压等级接入电网时，并网点、接入点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能，按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护装置，燃机电站线路发生短路故障时，线路保护应能快速动作，满足故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(2) 母线保护

本方案 380V 母线不配置独立的母线保护。

(3) 孤岛运行及安全自动装置

分布式燃机无需专门设置孤岛保护。分布式燃机切除时间应与线路保护、重合闸、备自投等配合，以避免非同期合闸。

有计划性孤岛要求的分布式发电系统，应配置频率、电压控制装置，孤岛内出现电压、频率异常时，可对发电系统进行控制。

本方案不独立配置安全自动装置。

(4) 系统侧校验

需要时应校验系统侧的相关保护与安全自动装置是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可；若不能满足燃机电站接入方案的要求，则系统侧的相关保护与安全自动装置需要按

照燃机发电相应方案进行配置。

(5) 对其他专业的要求

燃机电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的设备使用。

27.3.1.2 设备清单

本方案无需配置独立的继电保护装置。

27.3.2 系统调度自动化

27.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案燃机电站所发电量全部上网由电网收购，发电系统性质为公用燃机系统，暂不考虑建立调度关系。

27.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

1) 燃机电站侧

本方案需上传电流、电压和发电量信息及并网点开关状态信息，宜采用专用装置实现统一采集和远传，并送至主管机构。

2) 系统配电室、箱变或柱上变压器侧

若系统配电室、箱变或柱上变压器具备计算机监控，公共连接点断路器及计量信息等接入现有监控系统。

若系统配电室、箱变或柱上变压器不具备计算机监控，公共连接点断路器信息预留接入本配电室、箱变或柱上变压器监控系统的接口。

(2) 同期装置

本方案在并网点配置同期装置。

(3) 电能量计量

1) 安装位置

本方案在关口计量点设置关口计量电能表(最终按用户与业主计量协议为准)。

2) 技术要求

关口计量点按单表设计, 关口计量点电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级, 无功 2.0 级, 电压互感器的准确度应为 0.2 级, 电流互感器准确度不应低于 0.5S 级。

电能表采用静止式多功能电能表, 至少应具备双向有功计量功能、事件记录功能, 应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能, 配有标准通信接口, 具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能, 电能表通信协议符合 DL/T645。计量表采集信息应接入电网管理部门和燃机发电管理部门电能信息采集系统, 作为电能量计量和电价补贴依据。

3) 系统配电室、箱变或柱上变压器侧计量表计配置与原有表计一致。

27.3.2.3 设备清单

本方案系统调度自动化方案设备清单详见表 27-2。

表 27-2 系统调度自动化方案设备清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	关口计量电能表		1	只	含电能质量监测功能
	电能计量箱*		1	台	
	采集远传专用装置		1	套	
配电室、箱变或柱上变压器	电能表*	与原有表计一致	1	只	

注: 标*设备根据工程实际需求进行配置。

27.3.3 系统通信

27.3.3.1 信息需求

本方案需上传发电量信息及并网点开关状态信息。

27.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线公网，应采取信息安全防护措施。

在燃机电站配置 1 套无线采集终端装置。

27.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

27.3.3.4 主要设备材料

燃机接入系统通信所需的主要设备材料详见表 27-3。

表 27-3 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	无线采集终端		1	套	

第 28 章 380V 接入用户配电室、箱变或柱上变压器 方案典型设计（XRJ380-Z-1）

28.1 方案概述

本方案为国家电网公司分布式燃机发电接入系统典型设计方案，方案号为 XRJ380-Z-1。

本方案采用 1 回线路将分布式燃机电站接入用户配电室、箱变或柱上变压器 380V 母线，接入容量为不大于 400kW。

28.2 接入系统一次

分布式燃机电站接入系统方案需结合电网规划、分布式电源规划，按照就近分散接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

28.2.1 送出方案

本方案采用 1 回线路接入用户配电室、箱变或柱上变压器 380V 母线。一次系统接线示意图见图 34-1。当并网点与接入点之间距离很短时，可以在燃机电站与用户母线之间只装设一个开关设备，并将相关保护配置于该开关。

本方案主要适用于自发自用/余电上网（接入用户电网）的分布式燃机电站，单个并网点参考装机容量不大于 400kW。

380V 采用单元或单母线接线。

(2) 送出线路导线截面

分布式燃机电站送出线路电缆截面选择应遵循以下原则：

1) 分布式燃机电站送出线路导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式燃机电站发电效率等因素；

2) 分布式燃机电站送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择，常见的分布式燃机电站送出电缆线路的允许持续载流量附录 2。

(3) 开断设备

应设置明显开断点，并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。

28.2.4 电气主接线

方案 XRJ380-Z-1 的电气主接线示意图见图 34-2。

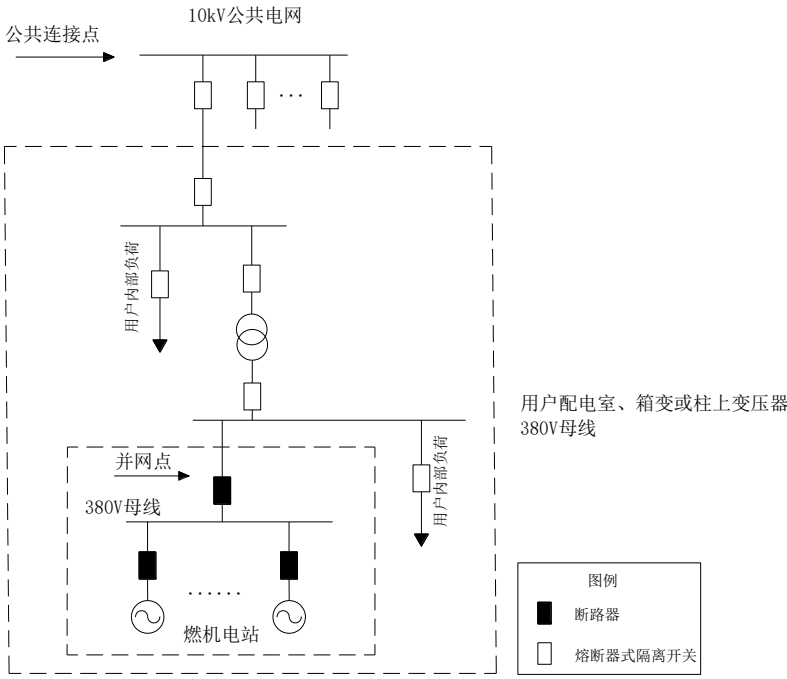


图 28-2 XRJ380-Z-1 方案原则电气主接线图

28.2.5 系统对燃机电站的技术要求

为了能够向负荷提供可靠的电力，由分布式燃机发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

(1) 电压偏差

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 《电能质量 供电电压偏差》的规定，380V 三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

(2) 电压波动

燃机电站接入电网后，公共连接点的电压波动应满足 GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》的规定。对于燃机电站出力变化引起的电压变动，其频度可以按照 $1 < r \leq 10$ （每小时变动的次数在 10 次以内）考虑，因此燃机电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 3%。

(3) 电压异常时的响应特性

按照附录 4 要求的时间停止向电网线路送电。此要求适用于三相系统中的任何一相。

(4) 频率异常时的响应特性

本方案应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在附录 5 所示电网频率偏离下运行。

(5) 孤岛运行

燃机电站直接并网，当发电设备与负荷匹配（或通过能量管理系统实现匹配）时，发生外部电网故障，电网及发电设备可在保证电力系统安全的前提下，维持分布式电源正常供电，形成孤岛运行，以减小停电面积，提高供电可靠性。

28.2.6 设备清单

本方案一次设备清单详见表 28-1。

表 28-1 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
用户配电箱、箱变或柱上变压器	塑壳式或万能断路器*		1	只	
燃机电站	低压并网专用开关		1	只	
送出线路	380V 架空线或电缆(含敷设方式)		按需		

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

28.3 接入系统二次

接入系统二次部分根据系统一次接入方案，结合有关现状进行设计，包括系统继电保护及安全自动装置、系统调度自动化、系统通信。

28.3.1 系统继电保护及安全自动装置

28.3.1.1 配置及选型

(1) 380V 线路保护

分布式燃机电站以 380V 电压等级接入电网时，并网点、接入点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能，按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护装置，燃机电站线路发生短路故障时，线路保护应能快速动作，满足故障时快速可靠切除故障的要求。断路器还应具备反映故障及运行状态辅助接点。

(2) 母线保护

本方案 380V 母线不配置独立的母线保护。

(3) 孤岛运行及安全自动装置

分布式燃机无需专门设置孤岛保护。分布式燃机切除时间应与线路保护、重合闸、备自投等配合，以避免非同期合闸。

对于自发自用接入模式，如有孤岛运行需求，需按预先设置的控制策略，在保证电力系统安全的前提下，有计划地进行孤岛运行。

有计划性孤岛要求的分布式燃机，应配置频率、电压控制装置，孤岛内出现电压、频率异常时，可对发电系统进行控制。

本方案不独立配置安全自动装置。

(4) 用户站校验

若方案为余电上网模式，则需要校验用户站的相关保护与安全自动装置是否满足燃机电站接入要求。若能满足接入的要求，予以说明即可。若不能满足燃机电站接入方案的要求，则用户站的相关保护与安全自动装置需要按照燃机发电相应方案进行配置。

(5) 对其他专业的要求

燃机电站内需具备直流电源和 UPS 电源，供新配置的保护装置、测控装置等设备使用。

28.3.1.2 设备清单

本方案无需配置独立的继电保护装置。

28.3.2 系统调度自动化

28.3.2.1 调度关系及调度管理

本方案燃机电站接入模式为自发自用/余电上网，暂不考虑建立调度关系。

28.3.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案需上传电流、电压和发电量信息及并网点开关状态信息，宜采用专用装置实现统一采集和远传，并送至主管机构。

(2) 同期装置

本方案在并网点及用户认为必要的开关处配置同期装置。

(3) 电能量计量

当接入模式为自发自用时，在并网点单套设置并网电能表。

当接入模式为余电上网时，除单套设置并网电能表外，还应设置关口计量电能表。

1) 安装位置

并网电能表设在并网点，关口计量电能表设在关口计量点。

2) 技术要求

关口计量点按单表设计，关口计量点电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级，无功 2.0 级，电压互感器的准确度应为 0.2 级，电流互感器准确度不应低于 0.5S 级。

电能表采用静止式多功能电能表，至少应具备双向有功计量功能、事件记录功能，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T645。

当接入模式为自发自用时，计量表采集信息应接入燃机发电管理部门电能信息采集系统，作为电能量计量依据。

当接入模式为余电上网时，计量表采集信息应接入电网管理部门和燃机发电管理部门电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

28.3.2.3 设备清单

本方案系统调度自动化方案设备清单详见表 28-3。

表 28-3 系统调度自动化方案设备清单

厂站	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
用户配电室、箱变或柱上变压器	关口电能表*		2	只	余电上网
			1	只	自发自用
	采集远传专用装置		1	套	

注：标*设备根据工程实际需求进行配置。

28.3.3 系统通信

28.3.3.1 信息需求

本方案需上传发电量信息及并网点开关状态信息。

28.3.3.2 通信方案

本方案信息传输通过无线公网，应采取信息安全防护措施。

在燃机电站配置 1 套无线采集终端装置。

28.3.3.3 通信设备供电

无线采集终端采用 220V 交流电源。

28.3.3.4 主要设备材料

燃机电站接入系统通信所需的主要设备材料详见表 28-4。

表 28-4 系统通信设备材料清单

厂所	设备名称	型号及规格	数量	单位	备注
燃机电站	无线采集终端		1	套	

第六篇 光伏扶贫项目接入系统典型设计

第 29 章概述

考虑到高渗透率分布式光伏发电接入薄弱电网，若接入方式不适宜，会导致电气设备过载、电能质量不达标等突出问题，严重影响到用户正常生活和电网安全。因此，针对分布式光伏项目分散接入、集中接入选取典型案例进行分析。

典型案例分析是基于实际情况对分布式光伏接入系统典型设计方案的运用进行深化研究及技术评估。综合考虑项目建设规模、地理环境、电网条件、供电模式等因素，开展电气计算，量化分布式光伏接入系统对近区配电网运行及电能质量产生的影响，总结案例运行情况，供分布式光伏接入薄弱电网设计校验参考应用。

分布式光伏接入系统共 5 个典型案例，其中集中接入选取了宁夏、安徽、山西 3 个案例，分散接入选取了河北、安徽 2 个案例。

表 29-1 分布式光伏接入典型案例及其使用范围

案 例 编 号	典型案例	接 入 电 压 等 级	接入模式	接入点	送出回 路数	案例并网 容量	参考典设方案	适用范围
一	分布式光伏 10kV 集中 接入典型案例（一）	10kV	全部上网	专线接入/T 接 10kV 线路	1 回	5MW	XGF10-T-1/3	地理环境：偏远地区、户 用规模大且集中或空地土 地平整 电网条件：近区以 10kV 为主干线网架，且线路输 送容量满足要求； 实施条件：可集中安装的 村落或荒地。
二	分布式光伏 10kV 集中 接入典型案例（二）	10kV	全部上网	T 接 10kV 线路	1 回	660kW	XGF10-T-3	地理环境：偏远地区、户 用规模大且集中或空地土 地平整 电网条件：近区以 10kV 为主干线网架，且线路输 送容量满足要求； 实施条件：可集中安装的 村落或荒地。

三	分布式光伏 380V 集中接入典型案例典型案例	380V	全部上网	专线接入配电箱（室）低压母线/T 接低压配网线路	1 回	100kW	XGF380-T-1/2	地理环境：偏远山区、平原，户用分散，空地土地平整 电网条件：近区 380V 配电线路满足输送条件； 实施条件：具有可满足建设规模荒地、大棚、屋顶等地。
四	分布式光伏 380V 分散接入典型案例	380V	全部上网	T 接 380V 公用线路	1 回	3kW	XGF380-T-1	地理环境：户用集中的村庄； 电网条件：项目近区电网以 380/220V 配电线路为主，三相负荷及电源分布相对均匀； 实施条件：具有可满足建设规模屋顶条件。
五	分布式光伏 220V 分散接入典型案例	220V	全部上网	T 接接户线	1 回	3kW	XGF380-T-1	地理环境：偏远山区，户用分散； 电网条件：电网末端，项目近区电网以 380/220V 配电线路为主，三相负荷及电源分布相对均匀； 实施条件：具有可满足建设规模屋顶条件。

第 30 章分布式光伏 10kV 集中接入典型设计案例(一)

30.1 案例概述

项目建设总规模为 5MWp，地点位于永宁县闽宁镇原隆村，光伏安装主体借助已建成村民住宅屋顶，该区域共计 1990 户房屋，屋顶总面积约 32551.2 m²。本项目采用 255Wp 多晶硅太阳能电池组件，每 12 块电池组件串联在一起组成 1 个太阳能电池子阵，配套 1 个 3kW 并网逆变器，并以此组成 1 个 3060Wp 光伏发电单元，总计 1635 个光伏发电单元，装机容量 5.0031MWp。项目年最大利用小时数为 1428 小时，预计年发电量为 714 万 kWh，运营模式为全部上网。

原隆村 5MWp 光伏项目分为：1081.2kWp、1767.15kWp（一个片区分为二个子阵，配置两台变压器）、1180.65kWp 以及 1055.7kWp 五个光伏子阵。每个子阵通过逆变器转换成 0.4kV 交流电，通过箱式变压器升压成 10kV 交流电，总计 5 路交流电源汇集成一回交流电源接入用户配电室 10kV 高压柜。

30.2 当地配电网现状

闽宁镇现有闽宁 35kV 变电站 1 座，主变容量（8+6.3）MVA，电压等级 35/10kV。35kV 电气主接线采用单母线接线，35kV 终期出线 2 回，现有出线 2 回，分别至黄羊滩变、连湖变各 1 回。10kV 采用单母线分段接线，10kV 远期出线 6 回，现有出线 6 回，分别为部队线、泵站线、甘城子线、闽宁线、瀛海水泥线和沿山线。截止 2014 年底，闽宁变最大负荷为 6.2MW。

其中原隆村由闽宁变 521 闽宁线原隆村支线供电，闽宁线主干线路导线型号为 LGJ-300，分支导线型号为 LGJ-185，闽宁线（含支

线)总长度 34.5km，最大负荷 2.96MW，最小负荷 1.27MW。周边电网地理接线图如图 30-1 所示。

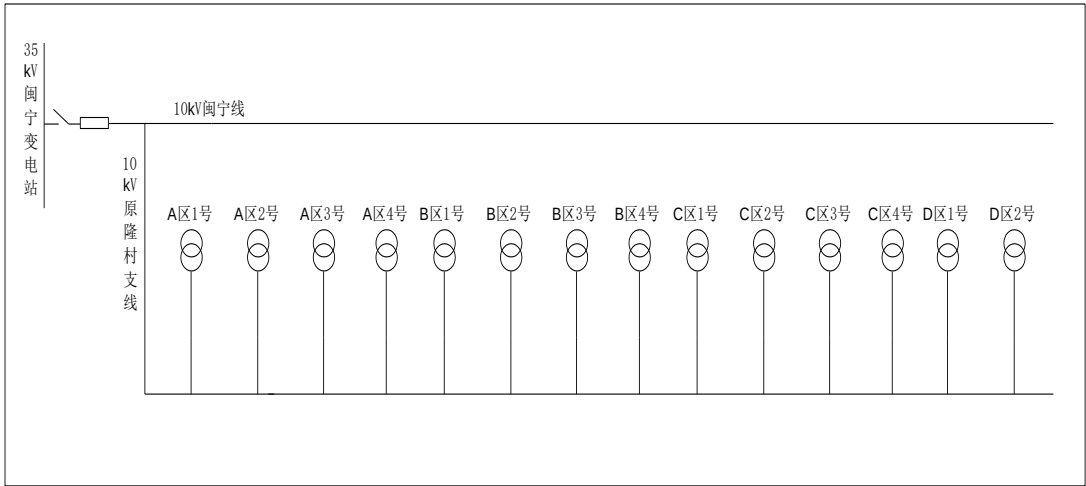


图 30-1 周边电网地理接线图

30.3 一次部分

本项目总装机规模 5MW_p，集中安装在一处，离最近 10kV 原隆村支线距离 1.3km，离最近 35kV 闽宁变距离 7km。本方案按照就近接入、就地平衡消纳的原则进行设计。

30.3.1 分布式光伏接入系统方案

方案一：T 接公网 10kV 线路

本方案通过 1 回 10kV 线路 T 接接入闽宁变 10kV521 闽宁线原隆村支线 002 号杆。方案一系统接线示意图如图 30-2 所示。

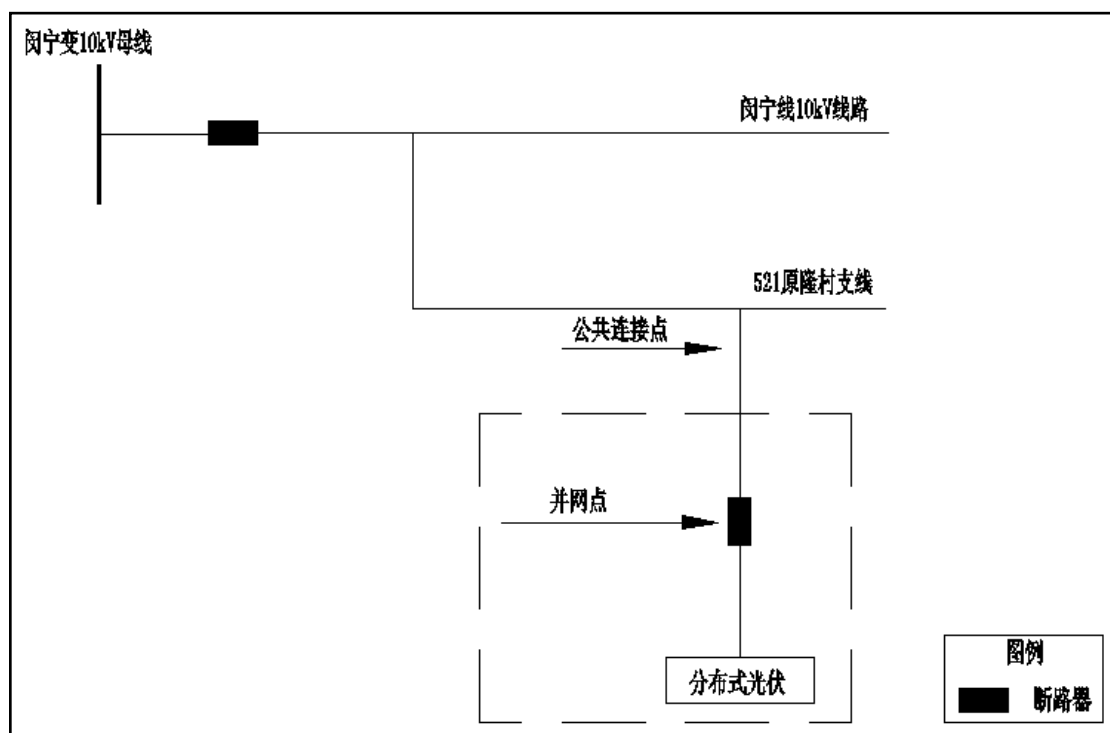


图 30-3 方案一接线示意图

方案二：接入公网变电站 10kV 母线

本方案通过 1 回 10kV 线路接入闽宁变 10kV 母线。方案二系统接线示意图如图 30-3 所示。

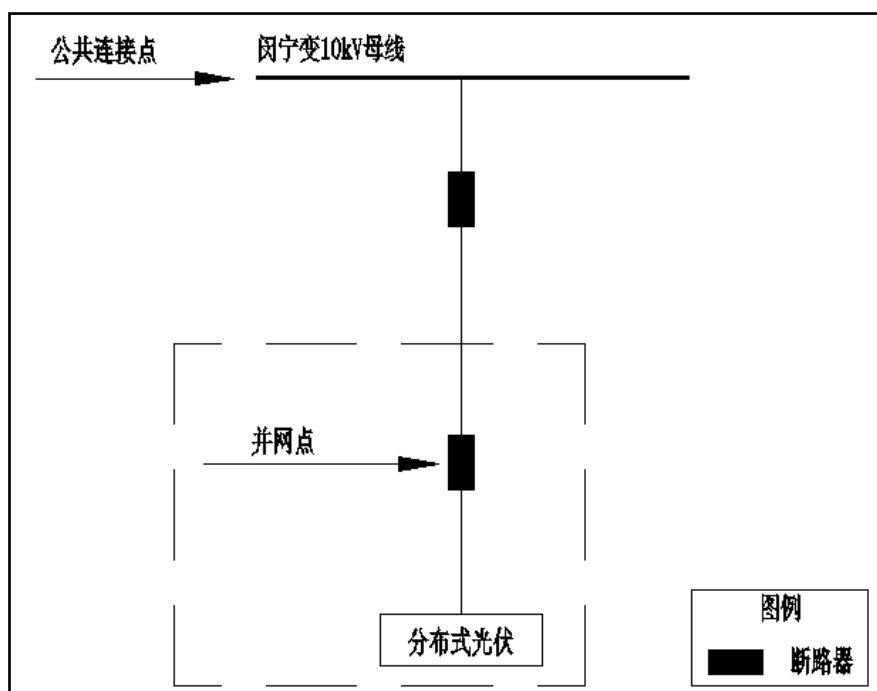


图 30-3 方案二接线示意图

30.3.2 相关电气计算

30.3.2.1 计算条件

(1) 本工程电气计算中各级电压取基准电压。

(2) 光伏出力及用户负荷：光伏满发，光伏出力功率因数取 1；
用户负荷最小（12:00-14:00），负荷功率因数取 0.95。

(3) 系统侧短路水平：35kV 闽宁变 10kV 母线最大三相短路容量为 308.3MVA。

30.3.2.2 计算参数

线路、主变参数如表 30-1、30-2 所示。

表 30-1 线路参数

名称	电压等级	元件类型	线路型号	线路长度 (km)	线路电阻 (p.u.)	线路电抗 (p.u.)
闽宁线	10kV	主干线	LGJ-300	19	1.71	4.96
原隆村支线	10kV	分支线	LGJ-185	15.5	2.17	4.19
方案一 光伏 T 接线	10kV	送出线路	LGJ-185	1.3	0.18	0.35
方案二 光伏专线	10kV	送出线路	LGJ-185	7	0.98	1.89

表 30-2 主变参数

名称	型号	无功补偿容量 (kvar)	阻抗电压 (%)	最大负荷 (MW)	最小负荷 (MW)
35kV 闽宁 变电站主 变	SZ11-8000	1200	7.5	3.8	2.3
	SZ11-6300	1200	7.5	2.7	1.2

30.3.2.3 潮流计算

原隆村 5MWp 光伏接入系统后，两个方案在光伏大出力、小负荷方式下均满足光伏电站电力可靠送出要求，系统电压均在正常范围内。

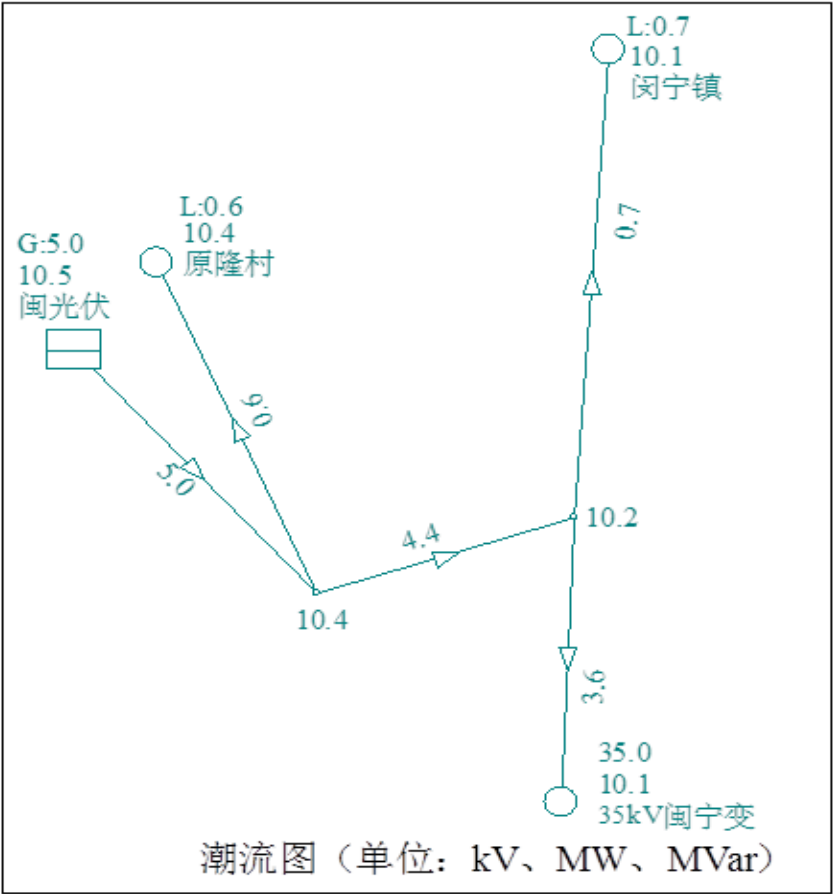


图 30-4 方案一潮流计算图

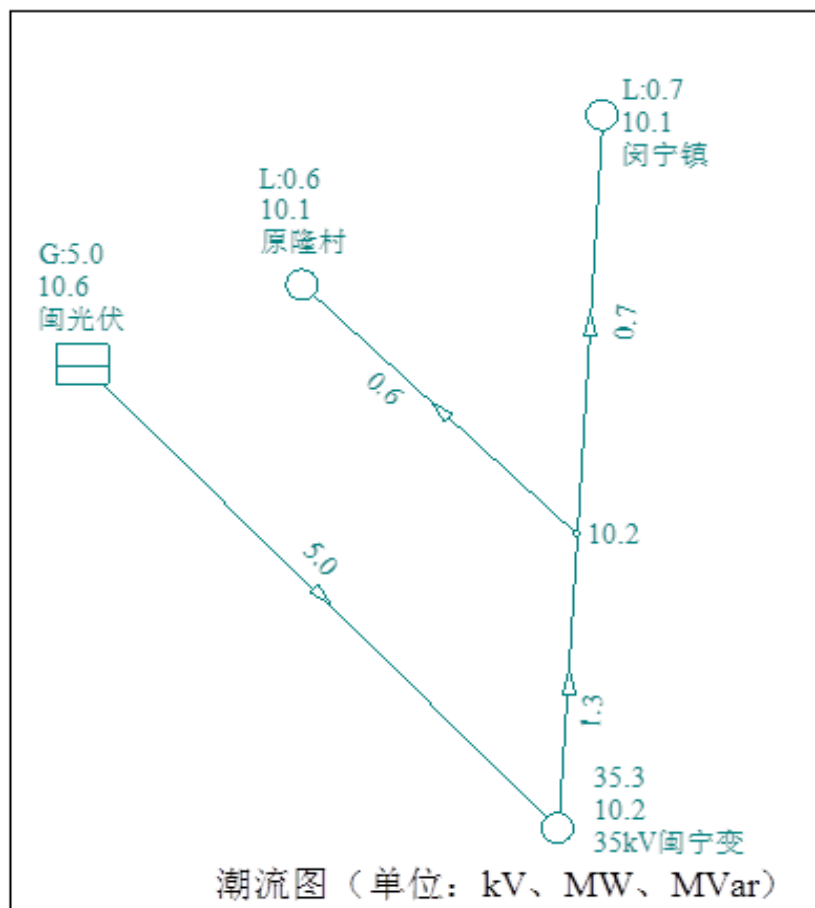


图 30-5 方案二潮流计算图

30.3.2.4 短路计算

本工程推荐方案系统短路电流计算结果见表 30-3 所示。

表 30-3 短路电流计算结果单位: kA

位置	光伏接入前	光伏接入后	增加幅度	备注
方案一公共连接点	10.9	11.2	2.8%	
方案二公共连接点	17.4	17.8	2.3%	

30.3.2.5 电能质量计算

(1) 电压偏差

选取光伏满发、负荷最小与光伏零发、负荷最大两种运行工况进

行潮流计算，根据计算结果得出本工程光伏项目接入系统后，方案一电压偏差分别为+4%和-1.0%，方案二电压偏差分别为+0.7%和-0.2%，满足国标要求。

（2）电压波动

计算得出方案一公共连接点电压波动为 2.7%，方案二公共连接点电压波动为 1.7%。对于中低压系统中，随机性不规则的波动范围限值为 3%，本工程光伏电站投运后引起的系统电压波动满足国家标准要求。

（3）谐波

根据 GB/T-14549-2008《电能质量公用电网谐波》规定的电网谐波电流、电压含有率限值，通过计算，10kV 接入点谐波电流、电压含有率小于标准规定的最大值。

（4）直流分量

光伏发电系统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%。

30.3.3 电气主接线

光伏电站电气主接线采用单母线接线，方案一电气主接线示意图如图 30-6 所示，方案二电气主接线示意图如图 30-7 所示。

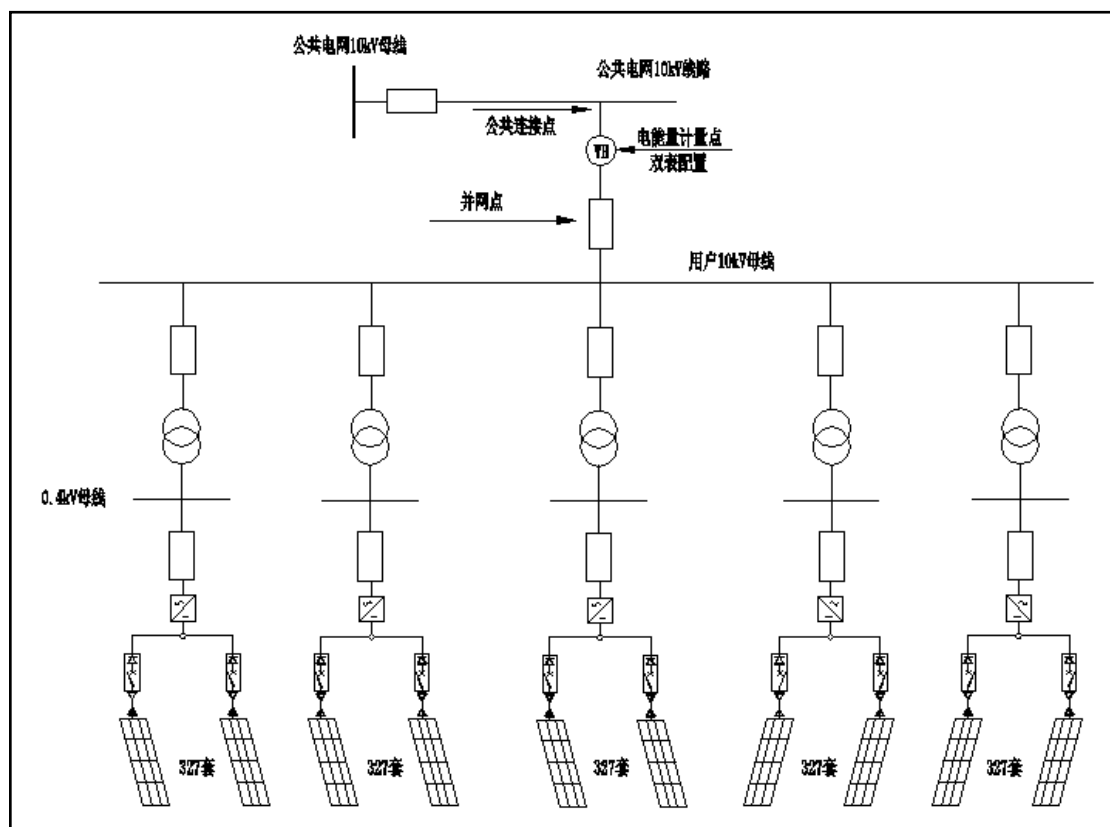


图 30-6 方案一电气主接线示意图

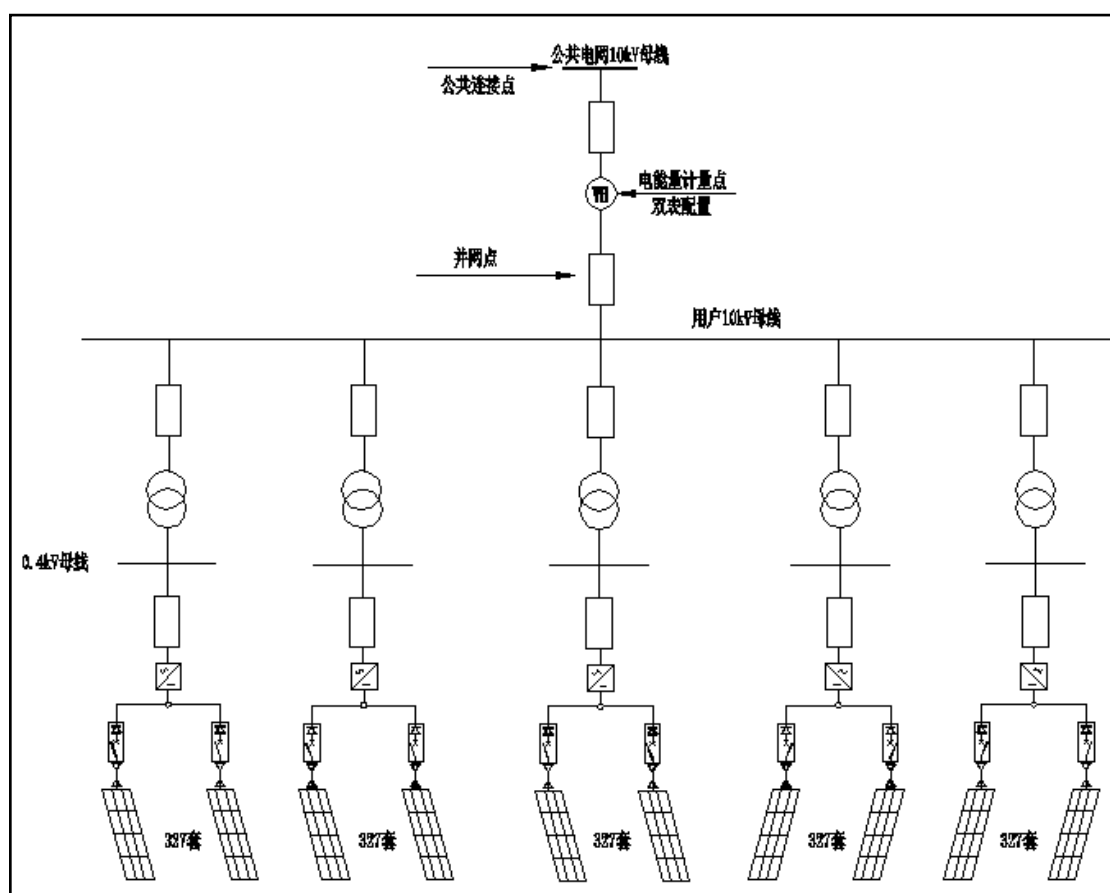


图 30-7 方案二电气主接线示意图

30.3.4 主要设备选择原则

(1) 升压站主变

配置 5 台无载调压变压器，容量为 1000kVA。参数如下所示：

额定电压：10.5 ± 2 × 2.5%/0.4kV

短路阻抗；Ud%=4.5%

接线组别：Dyn11

(2) 送出线路导线截面

10kV 线路接入系统校验计算见表 30-4。

表 30-4 10kV 线路参数校验

导线型号	载流量 (A)	经济输送容量 (MW)	极限输送容量 (MW)
LGJ-185	465	3.5	6.9
LGJ-240	553	4.5	8.2
LGJ-300	639	5.6	9.5

本期光伏项目建设容量为 5MWp，根据 10kV 线路极限输送容量，本次选择 LGJ-185 导线可满足光伏送出需求。

(3) 断路器型式

光伏发电并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度。本期光伏并网点选用开断能力为 25kA 的断路器。

(4) 无功补偿装置

光伏电站选用并网逆变器功率因数为 0.95（超前）~ 0.95（滞后），正常情况下，无功补偿装置可根据母线的无功变化，相应投切一定容量的电容电抗，保证母线的功率因数满足要求。其配置的容性

无功容量除能够补偿并网点以下光伏电站汇集系统及主变压器的感性无功损耗外，还要能够补偿光伏电站满发时送出线路一半的感性无功损耗；其配置的感性无功容量能够补偿光伏电站送出线路一半的充电无功功率。

本方案中，光伏电站功率因数暂按 1 考虑。经计算，本期光伏电站箱变部分无功损耗约 0.37Mvar，光伏电站集电线路无功损耗约 0.12Mvar，方案一光伏电站送出线路无功损耗一半约 0.18Mvar，方案二光伏电站送出线路无功损耗一半约 0.21Mvar。因此，考虑留有一定裕度，本期光伏电站 10kV 侧需配置动态无功容量 1Mvar。本期光伏电站所配置的动态无功补偿设备 SVG 的动态部分需确保其自动投切功能，且动态补偿响应时间不大于 30ms。

30.3 一次设备清单

各方案一次设备清单详见表 30-5、表 30-6。

表 30-5 一次设备清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
送出线路	10kV 架空线	LGJ-185	km	1.3	
光伏电站	升压变	1000kVA	台	5	
	10kV 断路器		台	1	
	无功补偿		套	1	

表 30-6 一次设备清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
送出线路	10kV 架空线	LGJ-185	km	7	
光伏电站	升压变	1000kVA	台	5	
	10kV 断路器		台	1	
	无功补偿		套	1	
闽宁变	10kV 断路器		台	1	

30.4 二次部分

35kV 闽宁变现有主变 2 台，10kV 电气主接线为单母线分段接线，

无 10kV 母线保护。10kV 原隆村分支线已配置一套 TSW800-I 过流保护装置。

30.4.1 系统继电保护及安全自动装置

(1) 10kV 线路保护:

在光伏电站侧配置 1 套过流保护，用于 10kV 的 T 接线路。

(2) 母线保护

本期光伏电站侧为单母线接线，不配置母线保护。

(3) 防孤岛检测及安全自动装置

在光伏发电站侧配置 1 套独立的防孤岛保护装置，动作时间应不大于 2s。防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合。

在光伏发电站侧配置 1 套安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功能，跳开光伏电站侧断路器。

(4) 故障解列装置

在闽宁变侧配置 1 套故障解列装置，当主网供电线路故障后，通过故障解列装置动作或保护联跳先切除小电源，再通过备自投动作投入系统备用电源。

(5) 系统继电保护配置图

方案一继电保护及安全自动装置方案见图 30-7，方案二继电保护及安全自动装置方案见图 30-9。10kV 线路配置过流保护且光伏电站未设母线保护。

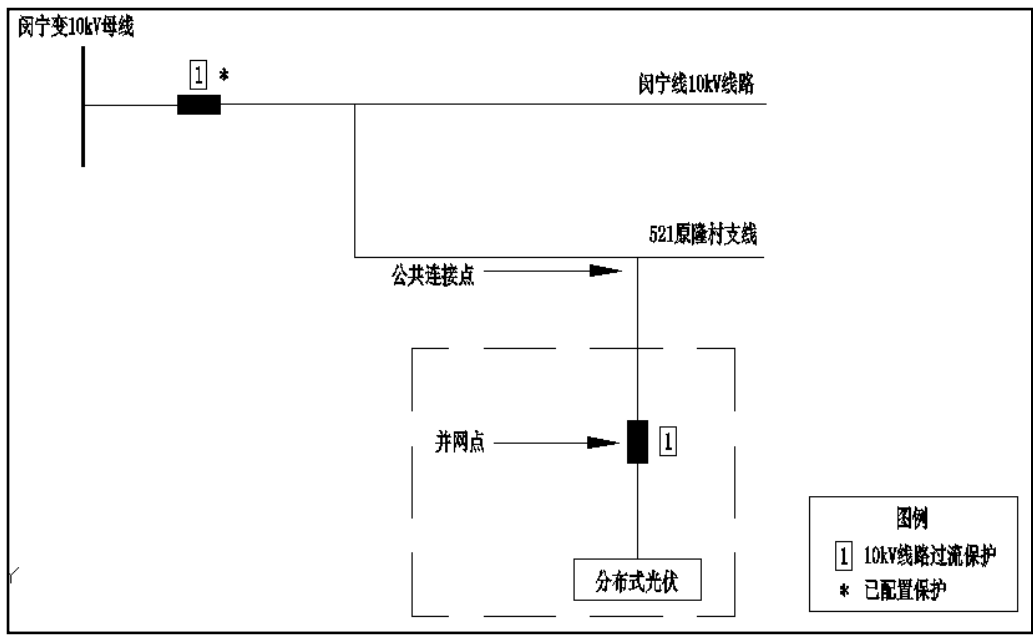


图 30-8 方案一继电保护及安全自动装置方案图

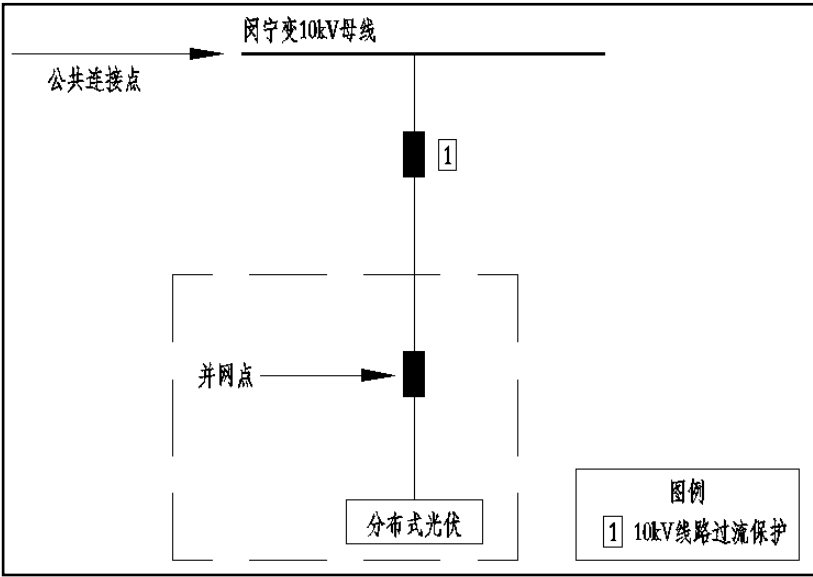


图 30-9 方案二继电保护及安全自动装置方案图

系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 30-7。

表 30-7 系统继电保护及安全自动装置配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
光伏电站	防孤岛监测及安全自动装置		套	1	
	过流保护装置		套	1	
闽宁变	故障解列装置		套	1	

30.4.2 系统调度自动化

30.4.2.1 调度管理关系

本方案光伏发电系统模式为全额上网，10kV 电压等级接入，根据相关电力系统调度管理规定、调度管理范围划分原则确定。本方案由银川地调进行调度管理。

30.4.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

光伏电站配置 1 套 RTU（单套远动主机配置）设备，具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、并网点电压和电流、光伏发电系统有功功率和无功功率、光伏发电量等，并上传至银川地调。

(2) 电能量计量

在产权分界点设置同型号、同规格、准确度相同的主、副关口计量电能表各一块。主、副表应有明确标志。相关配置见图 3.3-1 和图 3.3-2。

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T448 和 DL/T614 的要求。电能表采用静止式多功能电能表，具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T645。

关口计量电能表精度不低于 0.5S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

(3) 电能质量监测装置

在光伏电站并网点装设满足 GB/T19862《电能质量监测设备通用要求》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置 1 套。

30.4.2.3 系统调度自动化配置清单

系统调度自动化配置清单详见表 30-8。

表 30-8 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
光伏电站	RTU		套	1	
	电能质量在线监测装置		套	1	
	关口计量电能表	含主、副表各 1 块	块	2	

30.4.3 系统通信

30.4.3.1 通信方案

本方案信息传输采用 EPON 通信方式。原隆村的相关业务通过 EPON 传送至闽宁变,再经闽宁变的 SDH 设备接入银川地区基础网。

光缆建设：方案一从原隆村光伏配电室沿 10kV 线路原隆村支线架设一根 12 芯光缆至闽宁变，光缆长度约 7 公里；方案二从原隆村光伏配电室沿 10kV 专线架设一根 12 芯光缆至闽宁变，光缆长度约 7 公里。

30.4.3.2 通信电源

本方案光伏电站内的通信设备供电采用站用直流系统通过 DC/DC 或 DC/AC 为设备供电。

30.4.3.3 通信设备清单

系统通信主要设备材料清单详见表 30-9。

表 30-9 系统通信配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注

光伏电站	光缆	12 芯 ADSS	km	7	

30.5 投资估算

接入系统方案一总投资共计：208.8 万元，方案二总投资共计：445.8 万元，具体工程量清单如下：

表 30-10 方案一投资估算

设备名称	型号及规格	数量	单位造价（万元）	投资（万元）	备注
10kV 架空线路	LGJ-185	1.3km	40	52	
10kV 断路器	25kA	1 台	9	9	
无功补偿		1 套	14	14	
升压变压器	1000kVA	5 台	20	100	
防孤岛保护装置		1 套	6	6	
过流保护装置		1 套	3	3	
故障解列装置		1 套	6	6	
RTU		1 套	0.6	0.6	
电能质量在线监测装置		1 套	9	9	
关口计量电能表		2 块	2.5	5	
光缆	12 芯 ADSS	7km	0.6	4.2	
合计				208.8	

表 30-11 方案二工程量清单

设备名称	型号及规格	数量	单位造价（万元）	投资（万元）	备注
10kV 架空线路	LGJ-185	7km	40	280	
10kV 断路器	25kA	2 台	9	18	
无功补偿		1 套	14	14	
升压变压器	1000kVA	5 台	20	100	
防孤岛保护装置		1 套	6	6	
过流保护装置		1 套	3	3	
故障解列装置		1 套	6	6	
RTU		1 套	0.6	0.6	
电能质量在线监测装置		1 套	9	9	
关口计量电能表		2 块	2.5	5	
光缆	12 芯 ADSS	7km	0.6	4.2	
合计				445.8	

第 31 章分布式光伏 10kV 集中接入典型案例(二)

31.1 案例概述

项目位于安徽省六安市金寨县双河镇河西村，占用一块土地约 4224m² 建设光伏发电项目，项目具有良好采光条件。

项目采用 250Wp 多晶硅太阳能组件 2640 块，22 台 30kW 的逆变器，合计最大发电功率 660kWp，参考金寨地区日照条件，按年最大利用小时数 1200h 计算，预计年发电量 79.2 万 kWh。项目运营模式为全部上网。

31.2 当地配电网现状

该项目接于 35kV 双河变电站 10kV 双河 04 线金桥支线，双河变现有主变 2 台，容量均为 3.15MVA。双河变 10kV 现有出线 5 回，接线方式为单母线分段。2014 年双河变#1、#2 主变最大负荷分别为 2.67MW、2.64MW，双河变暂无其他电源接入。

10kV 双河 04 线为单辐射结构，线路型号 LGJ-50，长度 12km。2014 年线路最大负荷 744kW，最小负荷 184kW，最大负载率 20.5%。周边电网地理接线图如图 31-1 所示。

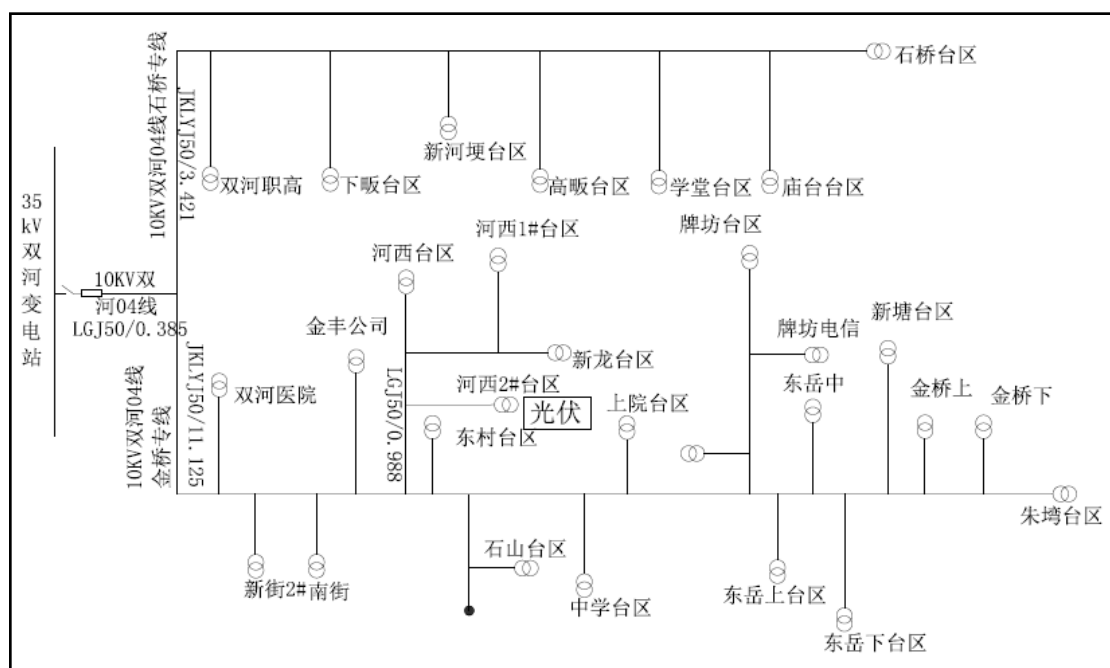


图 31-1 周边电网地理接线图

31.3 一次部分

本项目总装机规模 660kWp，集中安装在一处，离最近台区（河西 2#台区）距离 400m，离最近 10kV 双河 04 线距离 50m。本方案按照就近接入、就地平衡消纳的原则进行设计。

31.3.1 分布式光伏接入系统方案

本部分针对金寨县双河镇光伏扶贫项目，提出以下分布式光伏接入系统方案。

方案参照典型设计方案 XGF10-T-3，通过 1 回 10kV 线路 T 接接入双河 04 线金桥支线，新建送出线路采用 JKLYJ-70 导线。一次系统接线示意图见图 31--2。

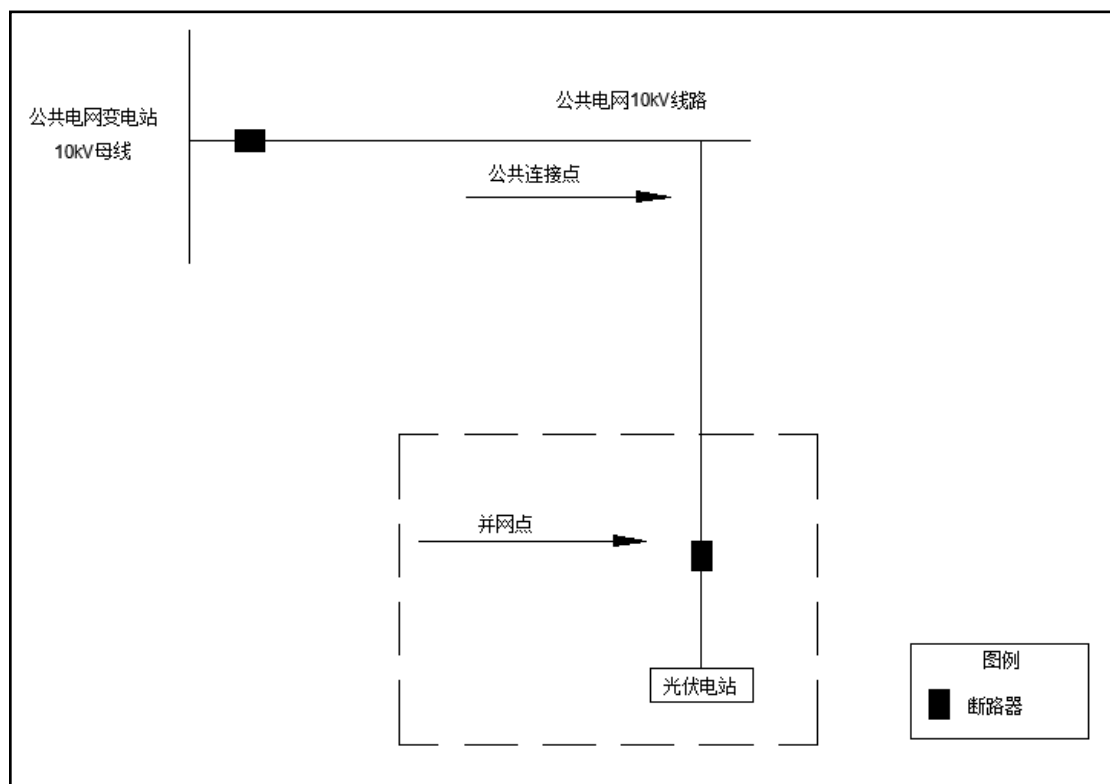


图 31-2 一次系统接线示意图

31.3.2 相关电气计算

31.3.2.1 计算条件

- (1) 本工程电气计算中各级电压取基准电压。
- (2) 光伏出力及用户负荷：光伏满发，光伏出力功率因数取 1；用户负荷最小（12:00-14:00），负荷功率因数取 0.95。
- (3) 系统侧短路水平：35kV 双河变高压侧三相最大短路容量为 142.0MVA。

31.3.2.2 计算参数

线路、主变参数如表 31-1、31-2 所示。

表 31-1 线路参数

名称	电压等级	元件类型	线路型号	线路长度 (m)	线路电阻 (p.u.)	线路电抗 (p.u.)
双河 04 线	10kV	主干线	LGJ50	385	0.23	0.13

双河 04 线 石桥 专线	10kV	分支线	JKLYJ50	3421	2.02	1.15
双河 04 线 金桥 专线	10kV	分支线	JKLYJ50	11125	6.26	3.03
光伏 T 接线	10kV	送出线路	JKLYJ70	50	0.021	0.014

表 31-2 主变参数

名称	型号	无功补偿容量 (kvar)	阻抗电压 (%)	最大负荷 (MW)	最小负荷 (MW)
35kV 双 河变电站 主变	SZ9-3150	945	7.0	2.67	0.80

31.3. 2. 3 潮流计算

经潮流计算可知，本工程在指定运行方式下，潮流分布合理，节点电压均未越限，符合要求。

潮流计算结果如图 31-3 所示

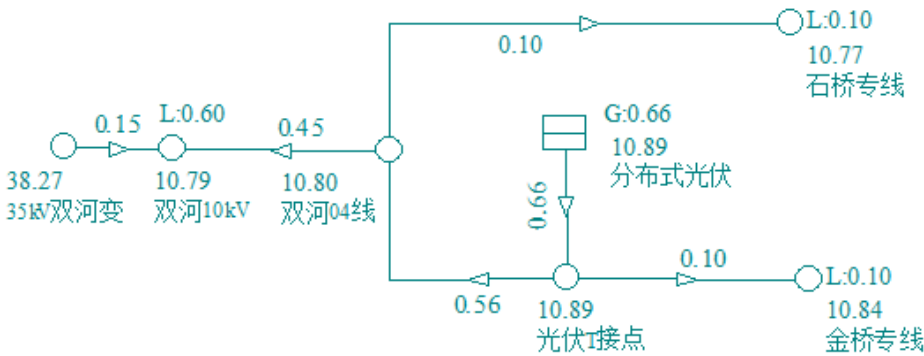


图 31-3 潮流分布图

31.3.2.4 短路计算

从表 31-3 可以看出,本光伏发电系统满发时双河变 10kV 母线短路电流较光伏发电系统接入前有所增加,增加幅度为 2.7%。

表 31-3 短路电流计算结果

母线	短路电流 (kA)		增加幅度 (%)
	光伏接入前	光伏接入后	
双河变 10kV 母线	1.88	1.93	2.7

31.3.2.5 电能质量计算

(1) 电压偏差

选取光伏满发、负荷最小与光伏零发、负荷最大两种运行工况进行潮流计算,根据计算结果得出本工程 660kWp 光伏 10kV 接入系统后,电压偏差分别为+3.7%和-1.0%,满足国标要求。

(2) 电压波动

对于光伏发电系统出力变化引起的电压变动,其频度可以按照(每小时变动的次数在 10 次以内)考虑。计算得出双河变 10kV 母线处电压波动为 1.1%。GB/T12326-2008《电能质量电压波动和闪变》中规定,对于中低压系统中,随机性不规则的波动范围限制为 3%,本工程分布式光伏投运后引起的系统电压波动满足国家标准要求。

(3) 谐波

根据 GB/T-14549-2008《电能质量公用电网谐波》规定的电网谐波电流、电压含有率限值,通过计算,10kV 接入点谐波电流、电压含有率小于标准规定的最大值。

(4) 直流分量

光伏发电系统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%。

31.3.3 电气主接线

本设计方案中 10kV 采用线变组单元接线。电气主接线如图 31-4 所示。

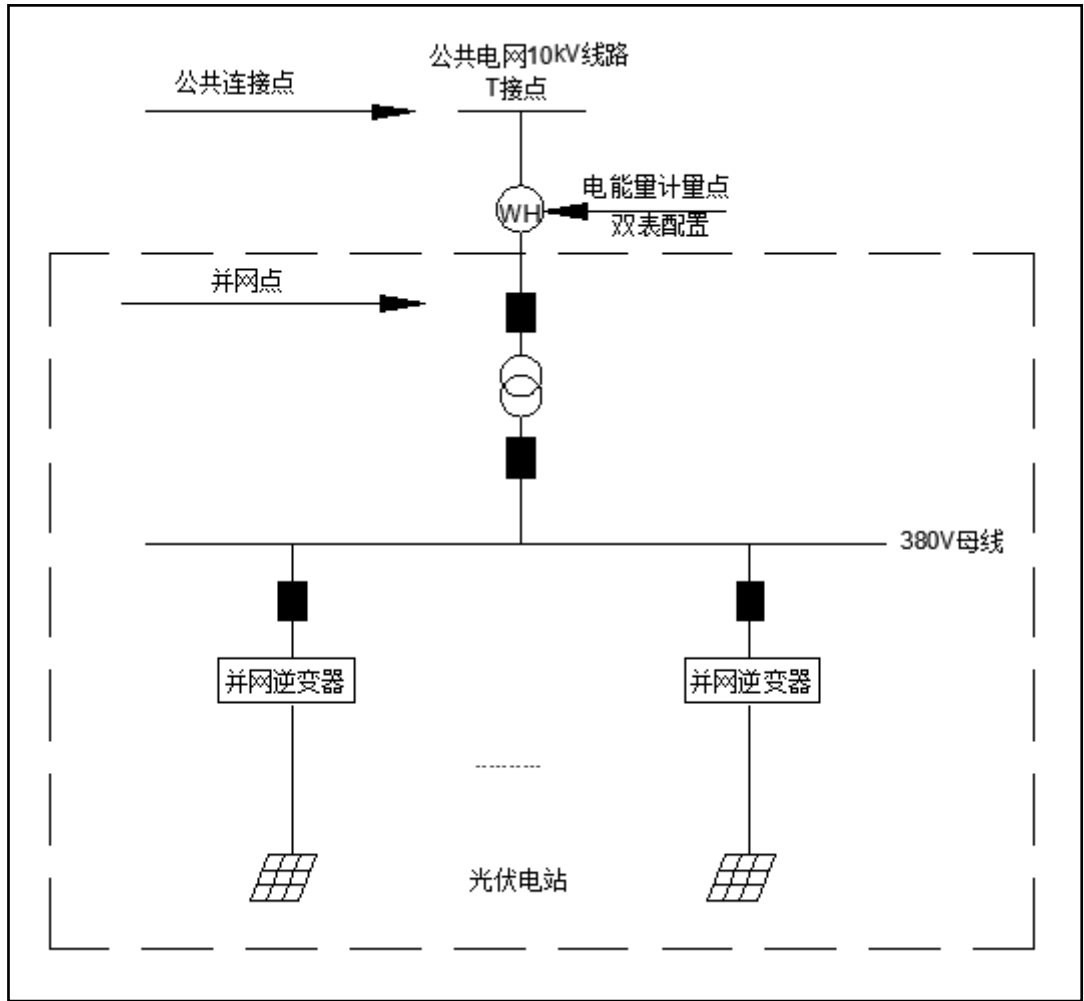


图 31-4 电气主接线图

31.3.4 主要设备选择

(1) 升压站主变

配置 1 台无载调压变压器，容量为 800kVA。参数如下所示：

额定电压：10.5±2×2.5%/0.4kV

短路阻抗； $U_d\%=4.5\%$

接线组别：Dyn11

（2）送出线路导线截面

光伏电站送出线路电缆截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素。光伏电站送出线路导线截面一般按导线持续极限输送容量选择。

本设计方案送出线路推荐采用 JKLYJ-70 架空导线。

（3）开断设备

分布式电源并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。

根据短路电流水平选择具有相应开断能力的断路器，并需留有一定裕度，一般不小于 20kA。本工程选用 25kA 断路器。

（4）无功补偿装置

光伏电站选用并网逆变器功率因数为 0.95(超前)~0.95(滞后)，正常情况下，无功补偿装置可根据母线的无功变化，相应投切一定容量的电容电抗，保证母线的功率因数满足要求。其配置的容性无功容量除能够补偿并网点以下光伏电站汇集系统及主变压器的感性无功损耗外，还要能够补偿光伏电站满发时送出线路一半的感性无功损耗；其配置的感性无功容量能够补偿光伏电站送出线路一半的充电无功功率。

本方案中，光伏电站功率因数设为 1。经计算，本期光伏电站 10kV 升压变无功损耗为 32.5kvar，送出线路无功损耗忽略不计。因此，本工

程需在光伏升压站主变低压侧装设总容量不低于 32.5kvar（容性）的无功补偿装置；感性无功损耗较小，可予忽略。

31.3.5 一次设备清单

根据各接入系统方案的建设规模及电网相关升级改造工程，确定方案一次设备清单。详见表 31-4。

表 31-4 一次设备清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
光伏电站	升压变		台	1	
	10kV 断路器*		台	1	
	无功补偿		套	1	
送出线路	10kV 架空线路	JKLYJ-70	米	50	

31.4 二次部分

35kV 双河变本期主变 2 台,10kV 电气主接线为单母线分段接线，无 10kV 母线保护。10kV 双河 04 线配置有一套线路过流保护装置。

31.4.1 系统继电保护及安全自动装置

（1）10kV 线路保护

本工程在光伏电站侧配置 1 套过流保护,用于 10kV 的 T 接线路。

（2）母线保护

本设计方案光伏电站侧为线变组接线，经升压变后直接输出，不配置母线保护。

（3）安全自动装置

在光伏发电站侧配置 1 套安全自动装置，实现频率电压异常紧急控制功能，跳开光伏电站侧断路器。

（4）系统侧变电站

1）线路保护

系统侧变电站的相关的线路保护能够满足分布式光伏接入要求，相邻线路的开关和电流互感器满足要求。

2) 母线保护

35kV 双河变现有保护装置能满足本工程接入需求，不考虑新增 10kV 母线保护。

(5) 其他

1) 本工程系统侧变电站未配置 TV，取消重合闸。

2) 本光伏电站内具备直流电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用。

3) 本光伏电站内配置 UPS 交流电源，供关口电能表、电能量终端服务器、交换机等设备使用。

4) 本工程并网逆变器具备过流保护与短路保护、孤岛检测，在频率电压异常时自动脱离系统的功能。

(6) 系统继电保护配置图

继电保护及安全自动装置方案见图 31-5。

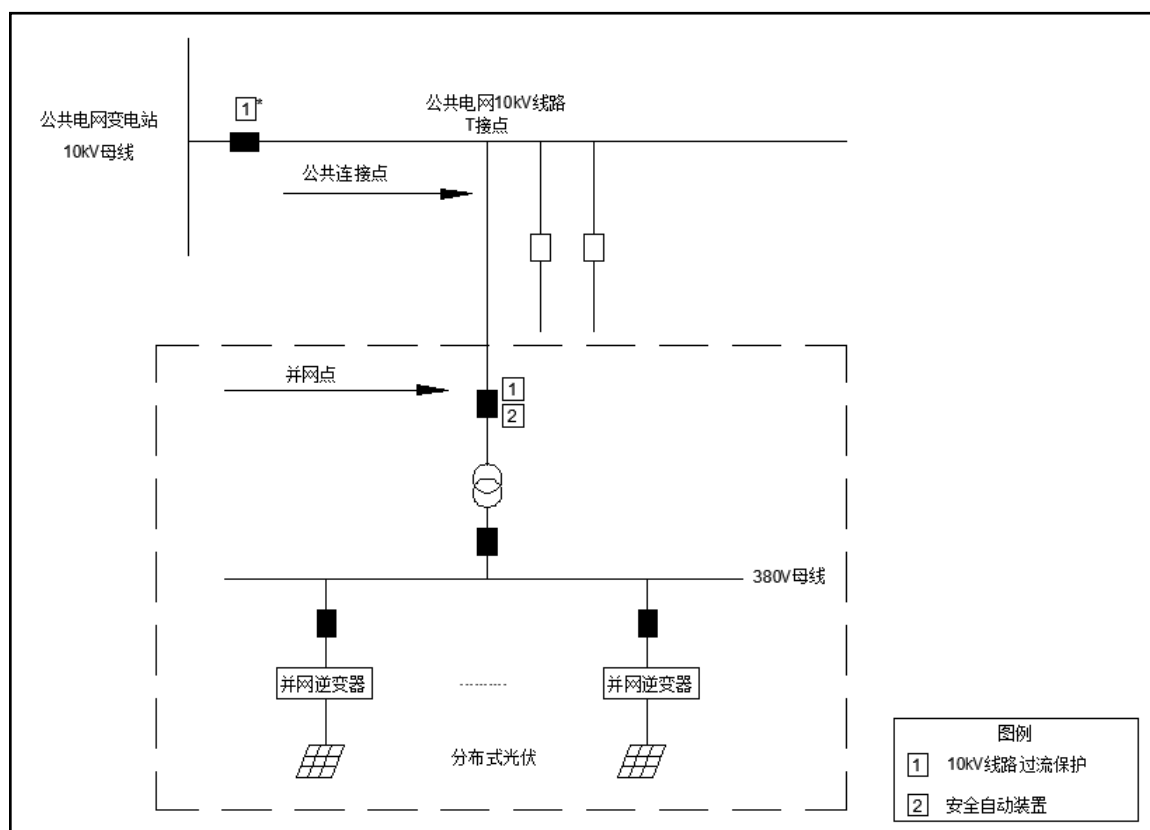


图 31-5 系统继电保护及安全自动装置配置图

系统继电保护及安全自动装置配置清单详见表 31-5。

表 31-5 系统继电保护及安全自动装置配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
光伏电站	过流保护装置		套	1	
	安全自动装置		套	1	
	UPS 电源		套	1	

31.4.2 系统调度自动化

31.4.2.1 调度管理关系

本方案光伏发电系统模式为全额上网，调度关系隶属六安市供电公司调度管辖。

31.4.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本工程本体监控系统不具备信息远传功能，应独立配置远方终端，

采集相关信息。

（2）电能量计量

本方案电能量计量表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表。

1) 安装位置

本方案在产权分界点设置关口计量电能表，安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套，主、副表应有明确标志。相关配置见图 3.3-1。

2) 技术要求

10kV 关口计量电能表精度等级为 0.2S 级，电流互感器、电压互感器的精度等级分别为 0.2S、0.2 级。计量用互感器的二次计量绕组应专用，不得接入与电能计量无关的设备。

3) 计量信息统计与传输

本项目配置计量终端服务器 1 台，计量表采集信息通过计量终端服务器接入计费主站系统（电费计量信息）和光伏发电管理部门（政府部门或政府指定部门）电能信息采集系统（电价补偿计量信息）；其中电价补偿计量信息也可由计费主站系统统一收集后，转发光伏发电管理部门。

（3）电能质量监测装置

本工程在并网点装设满足 GB/T19862 标准要求的 A 类电能质量在线监测装置一套。监测电能质量参数，包括电压、频率、谐波、功率因数等。电能质量在线监测数据需上传至相关主管机构。

(4) 远动信息内容

光伏电站向电网调度机构提供的信号包括：光伏电站并网设备状态、电流、电压和电量。

(5) 远动信息传输方案

光伏电站的远动信息宜采用专网方式上传，优先采用电力调度数据网络。由于目前本工程分布式电源调度主站尚未建立，暂采用无线公网通信方式。

31.4.2.3 系统调度自动化配置清单

系统调度自动化配置清单详见表 31-6。

表 31-6 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
光伏电站	RTU		套	1	
	电能表		块	2	含主、副表各 1 块
	电能质量在线监测装置		套	1	
	计量终端服务器		套	1	

31.4.3 系统通信

31.4.3.1 通信方案

根据光伏电站接入电网方案，结合通信现状，提出接入系统通信方案为：本工程分布式电源接入采用无线公网通信方式传输，应满足 Q/GDW625 《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》和 Q/GDW380.2 《电力用户用电信息采集系统管理规范第二部分通信信道建设管理规范》的相关规定，采取可靠的安全隔离和认证措施，支持用户优先级管理。

31.4.3.2 通信电源

通信设备可与其它设备共用电源，不独立设置通信电源。

31.4.3.3 通信设备清单

系统通信主要设备材料清单详见表 31-7。

表 31-7 系统通信设备材料清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
-	-	-	-	-	-

31.5 投资估算

根据工程总体规模（含电网升级改造部分），对不同接入系统方案的整体投资进行框算。

表 31-8 投资估算

设备名称	型号及规格	数量	单位造价 (万元)	投资 (万元)	备注
升压变	S11-800	1 台	9	9	
10kV 架空线路	JKLYJ-70	50 米	0.6/公里	0.03	
10kV 断路器		1 台	10	10	
无功补偿装置		1 套			不小于 32.5kvar
过流保护装置		1 套	10	10	
安全自动装置		1 套	10	10	
RTU		1 套	0.6	0.6	
电能表		2 块	1.5	3	含主、副表
电能质量在线监测装置		1 套	3	3	
计量终端服务器		1 套	8	8	
UPS 电源		1 套	4	4	
合计					

第 32 章 分布式光伏 380V 集中接入典型设计案例

32.1 案例概述

项目住于山西省临汾市吉县屯里镇窑渠村小学西，占用新村南 3 亩荒地建设光伏发电项目，项目具有良好采光条件。

该项目光伏组件采用 250Wp 多晶硅太阳能组件 400 块，分为五组，配置 5 台 20kW 的逆变器，合计最大发电功率 100kW。参考临汾地区日照条件，按年最大利用小时数 1200h 计算，预计年发电量 120000kWh。该项目运营模式为全部上网。

32.2 当地配电网现状

本项目接于 35kV 窑曲变电站 10kV813 窑明线，主干线长度为 28.7km，供电半径 36.5km，2014 年最大负荷 275kW。

10kV813 窑明线窑渠街台区容量为 200kVA，2014 年最大负荷为 120kW。窑渠街台区综合配电箱为一进三出，箱内配置 3 组 20kvar 的电容，窑渠街台区不存在低电压及谐波超标等问题。周边电网接线图如图 32-1 所示。

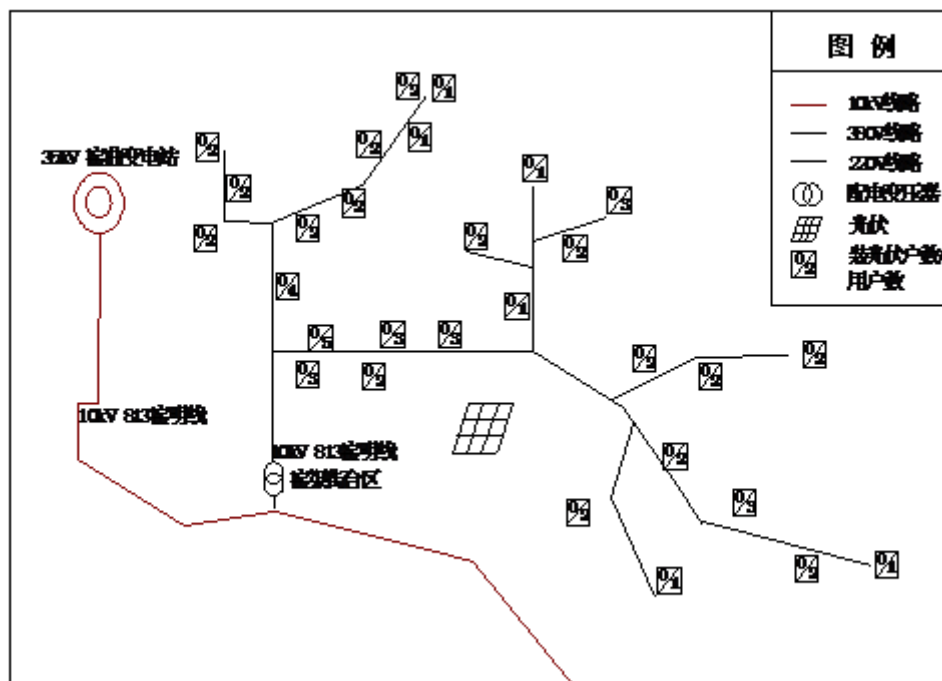


图 32-1 周边电网地理接线图

32.3 一次部分

本项目总装机规模为 100kW，距 10kV813 密明线密渠街台区综合配电箱 240m，距 10kV 密明线密渠街台区低压主干线 100m。低压主干线线路型号为 JKLYJ-70 导线。本方案按照就近接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

32.3.1 分布式光伏接入系统方案

方案一：专线接入

该方案通过 1 回线路接入 380V 综合配电箱。接入系统示意图见图 32-2。

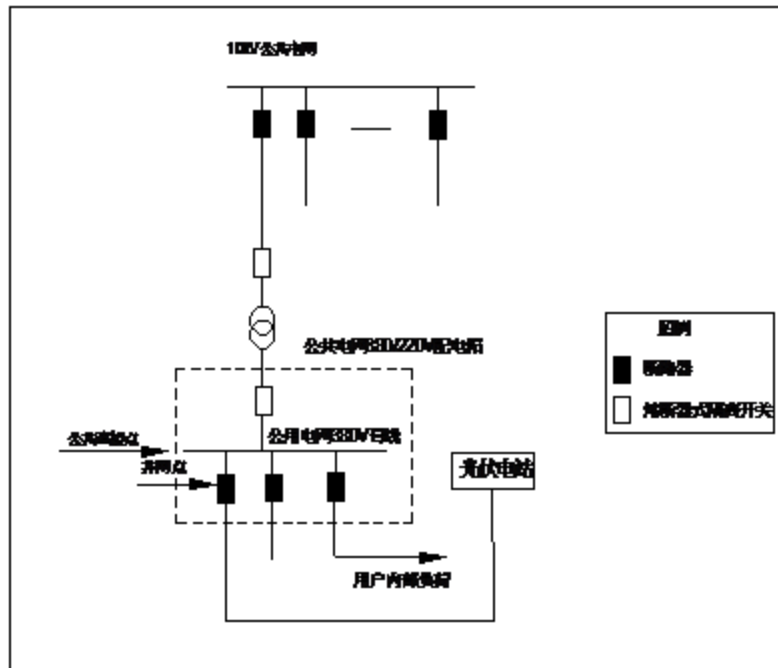


图 32-2 一次系统接线示意图 (方案一)

方案二：T 接公用低压配电线路

该方案通过 1 回线路就近 T 接入 380V 主干线或分支线，T 接点设置具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。接入系统示意图见图 32-3。

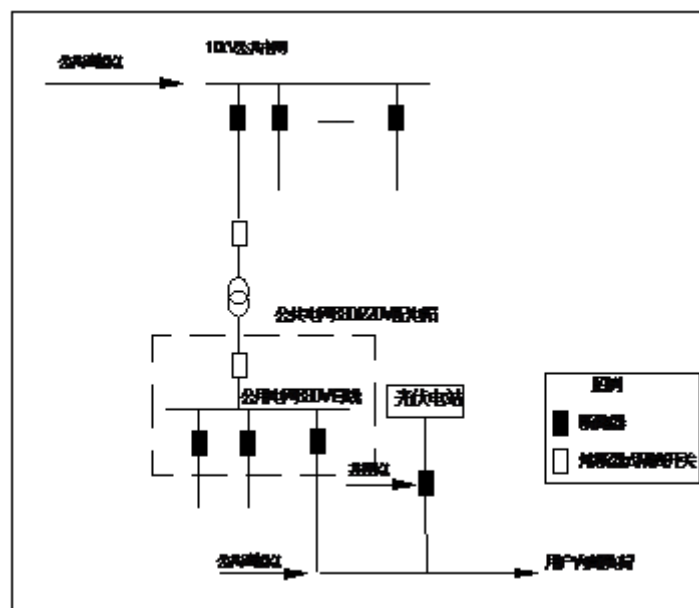


图 32-3 一次系统接线示意图（方案二）

32.3.2 相关电气计算

32.3.2.1 计算条件

- （1）基准电压：计算电压取基准电压。
- （2）光伏出力及用户负荷：光伏满发，光伏出力功率因数取 1；用户负荷最小（12:00-14:00），功率因数取 0.95。
- （3）系统侧短路电流水平：35kV 窑渠站 10kV 母线最大三相短路容量为 3.7MVA。

32.3.2.2 计算参数

窑曲村台区光伏发电分布情况如表 32-1 所示。

表 32-1 窑曲村光伏分布

并网点	光伏容量（kWp）	台区	主变容量（kVA）
1 个	100	窑渠街台区	200

线路、配变如表 32-2、32-3 所示。

表 32-2 线路参数

接入方式	10kV 线路		380V 线路	
	导线截面	长度（km）	导线截面	长度（km）
专线形式	50	0.2	70	0.24
T 接形式	50	0.2	70	0.1

表 32-3 配变参数

名称	配变型号	配变容量（kVA）	阻抗电压（%）	最大负荷（kW）	最小负荷（kW）	无功补偿容量（kvar）
窑曲台区	SBH15-M	200	3.92%	120	40	20

32.3.2.3 潮流分析

光伏电站专线接入 10kV813 密明线 200kVA 密渠街台区后电网最小运行方式下潮流分布见图 32-4。

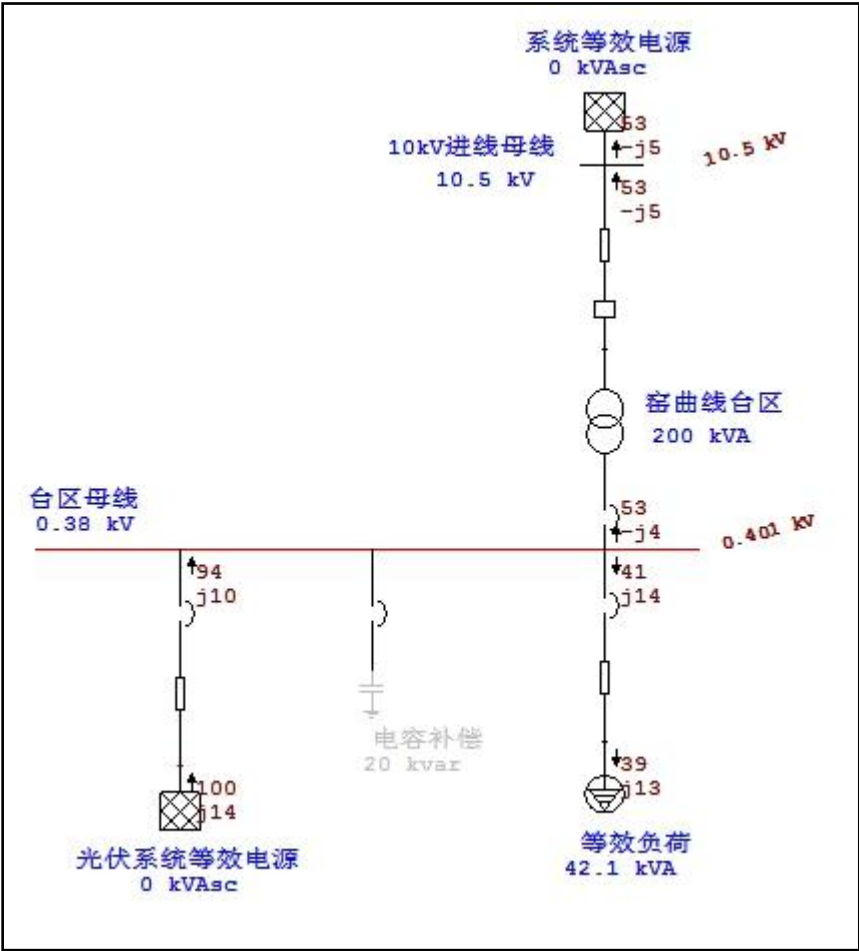


图 32-4 最小运行方式下潮流分布图（方案一）

光伏电站 T 接接入 10kV813 密明线 200kVA 密渠街台区后电网最小运行方式下潮流分布见图 32-4。

表 32-5 计算结果（方案二）

节点名称	电压（pu）	备注
10kV 进线母线	1	
台区 0.4kV 母线	1.055	
光伏接入点母线	1.07	

窑曲村 100kWp 光伏发电 380V 接入系统后，专线接入及 T 接接入两种方式，台区的母线电压、并网点电压可以满足电压质量要求。但 T 接接入电压处于越限临界值，应引起注意。台区低压线路潮流在合理范围内。

32.3.2.4 短路电流计算

从表 32-6 及表 32-7 可以看出，窑曲村光伏发电系统满发时电网相关母线及公共连接点短路电流较光伏发电系统接入前均有所增加。

表 32-6 母线短路电流计算结果

位置	光伏接入前	光伏接入后	增加幅度（%）
专线形式台区低压母线	5.64	5.92	4.96
T 接形式台区低压母线	5.64	5.92	4.96

表 32-7 公共连接点短路电流计算结果

位置	光伏接入前	光伏接入后	增加幅度（%）
专线形式公共连接点	1.37	1.68	22.63
T 接形式公共连接点	2.45	2.76	12.65

32.3.2.5 电能质量分析

（1）电压偏差

选取光伏满发、负荷最小与光伏零发、负荷最大两种运行工况进行潮流计算，根据计算结果得出光伏接入系统后，方案一电压偏差分

别为+5.7%和-1.2%，方案二电压偏差分别为+7%和-0.2%，满足国标要求。

（2）电压波动

根据以下公式，计算得出专线接入（方案一）方式下 813 窑明线 200kVA 窑渠街台区线路电压波动为 1.6%，T 接接入（方案二）方式下 813 窑明线 200kVA 窑渠街台区线路电压波动为 2.92%。对于中低压系统中，随机性不规则的波动范围限值为 3%，本工程光伏电站投运后引起的系统电压波动满足国家标准要求。

（3）三相电压不平衡

GB/T-15543-2008《电能质量 三相电压不平衡度》中的规定，电网正常运行时，公共连接点负序电压不平衡度不超过 2%，接于公共连接点的每个用户引起该点负序电压不平衡度允许值一般为 1.3%。

（4）谐波

根据 GB/T-14549-2008《电能质量公用电网谐波》规定的电网谐波电流、电压含有率限值，通过计算，10kV 接入点谐波电流、电压含有率小于标准规定的最大值。

（5）直流分量

光伏发电系统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%。

32.3.2.6 无功平衡计算

光伏电站应保证并网点功率因数应在 0.95(超前)~0.95(滞后)范围内可调。

32.3.3 电气主接线

电气主接线图见图 32-5、32-6。

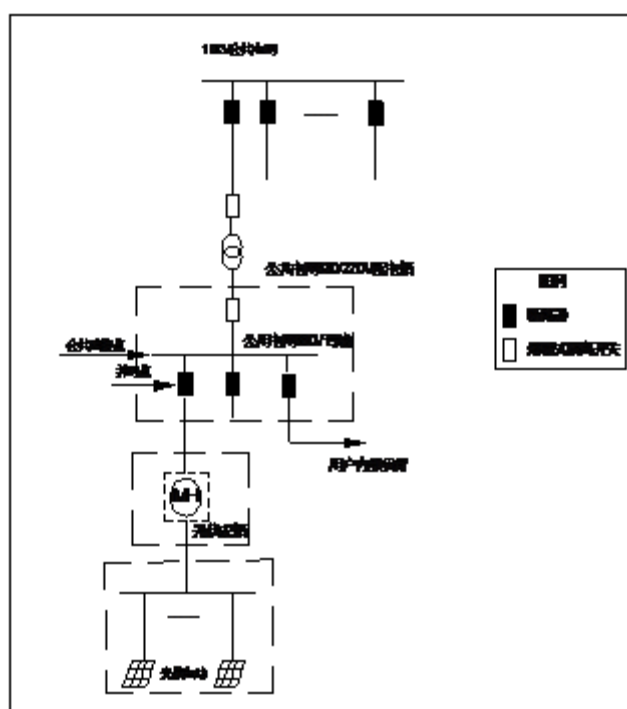


图 32-6 电气主接线图 (方案一)

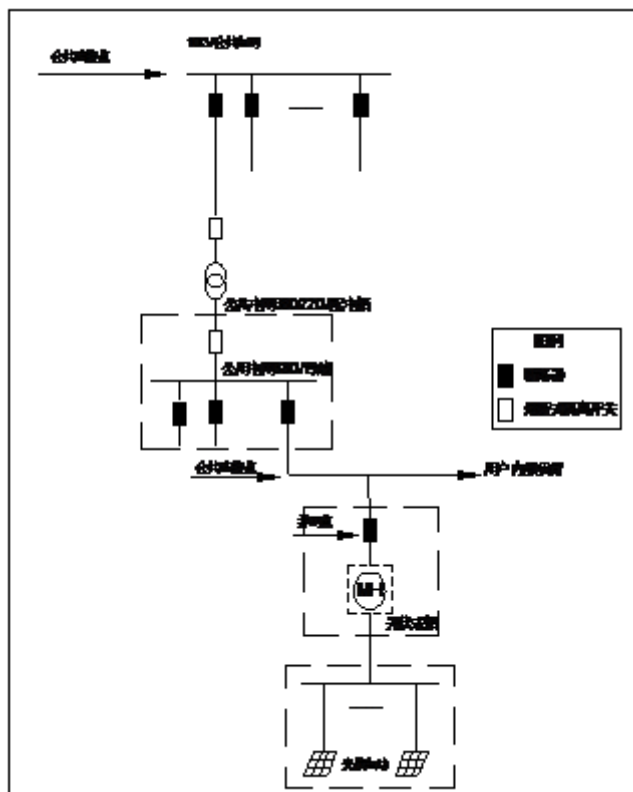


图 32-7 电气主接线图（方案二）

32.3.4 主要设备选择

（1）送出线路导线截面

光伏电站送出线路电缆截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素。光伏电站送出线路导线截面一般按导线持续极限输送容量选择。

本设计方案送出线路推荐采用 JKLYJ-70 架空导线。

（2）断路器型式

专线接入方式：公共电网 380V 配电箱内光伏接入间隔的断路器为原综合配电箱内塑壳式断路器，其额定电流 225A，开断电流为 25kA，根据短路电流计算结果，该断路器具备足够开断能力，且具备电源端与负荷端反接能力。

T 接接入方式：公共连接点处应设置明显开断点，并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用微型、塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。

32.3.5 一次设备清单

根据各接入系统方案的建设规模及电网相关升级改造工程，确定方案一次设备清单。详见表 32-8、32-9。

表 32-8 一次设备清单（方案一）

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
密渠台区综合配电箱	塑壳断路器		台	1	
送出线路	绝缘导线	JKLYJ-70	km	0.24	

表 32-9 一次设备清单（方案二）

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
光伏计量表箱	塑壳断路器		台	1	
送出线路	绝缘导线	JKLYJ-70	km	0.1	

32.4 二次部分

本台区配变高压侧配置跌落式熔断开关，低压综合配电箱进线及出线配置塑壳断路器。具备短路、过流保护功能。

32.4.1 系统继电保护及安全自动装置

（1）380V/220V 线路保护

并网点、接入点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能，按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护装置。

(2) 防孤岛检测及安全自动装置。分布式光伏发电逆变器必须具备快速检测孤岛且检测到孤岛后立即断开与电网连接的能力,其防孤岛方案应与继电保护配置、频率电压异常紧急控制装置配置和低电压穿越等相配合,时限上互相匹配。

32.4.2 系统调度自动化

32.4.2.1 调度管理关系

本方案光伏发电系统模式为全额上网,调度关系由吉县调控中心根据项目具体情况确定。

32.4.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案需要上传上下网及发电量信息,并送至主管机构,不配置独立的远动系统。

(2) 电能量计算

该方案发电、上网关口共用一块计量电能表,该表具备无线远传功能。该计量电能表作为专用关口计量电能表同时完成电价补偿计量和关口电费计量功能。该计量电能表设在表箱内,详见图 3.3-1、3.3-2。

关口计量点电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 级,无功 2.0 级,电压互感器的准确度应为 0.2 级,电流互感器准确度不应低于 0.5S 级。电能表采用静止式多功能电能表,技术性能符合 GB/T17215.322 和 DL/T614 的要求。电能表应具备双向有功和四象限无功计量功能、事

件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T645。

表 32-10 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
光伏表箱	关口计量电能表		块	1	全额上网

32.4.3 系统通信

32.4.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传发电量信息。

32.4.3.2 通信方案

本方案信息传输通过载波+无线方式。发电量计量表通过 RS485 接入载波采集器（发电量计量表也可采用带载波通信的电能表），通过电力载波汇集至配变集中采集终端，终端再通过无线方式上传至用电信息采集系统。并网运行信息应统一采集后，经统一的通信通道传输至相关部门。无线公网接入应满足安全防护的要求。

32.4.3.3 通信电源

载波采集器采用 220V 交流电源。

32.4.3.4 通信设备清单

系统通信主要设备材料清单详见表 32-11。

表 32-11 系统通信设备材料清单

型号	厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	光伏电站	采集器*		套	1	

注：若配置的电能表具有载波通信功能可不单独配置采集器

32.5 投资估算

根据工程总体规模（含电网升级改造部分），对不同接入系统方案的整体投资进行框算。

表 32-12 投资估算（方案一）

设备名称	型号及规格	数量	单位造价 (万元)	投资 (万元)	备注
交流表箱	380 伏	1 个	0.22	0.22	
智能电度表	三相四线	1 块	0.2	0.2	双向
断路器	带保护功能	1 台	0.6	0.6	
导线	70 绝缘导线	0.24km	15	3.6	
合计				4.62	

表 32-13 投资估算（方案二）

设备名称	型号及规格	数量	单位造价 (万元)	投资 (万元)	备注
交流表箱	380 伏	1 个	0.22	0.22	
智能电度表	三相四线	1 块	0.2	0.2	双向
断路器	带保护功能	1 台	0.6	0.6	
导线	70 绝缘导线	0.10km	15	1.5	
合计				2.52	

第 33 章 分布式光伏 380V 分散接入典型设计案例

33.1 案例概述

项目位于河北省保定市涞水县寺皇甫村，占用 100 家农户屋顶约 2000m² 建设光伏发电项目，项目具有良好采光条件。

每户采用 250Wp 多晶硅太阳能组件 12 块，配置 1 台 3kW 的逆变器，项目合计最大发电功率 300kW。参考涞水地区日照条件，按年最大利用小时数 1200h 计算，预计年发电量 36 万 kWh。该项目运营模式为全部上网。

33.2 当地配电网现状

涞水县寺皇甫村共有 4 台公用配变，配变容量为（3×100+200）kVA，电源为城东 35kV 变电站 10kV 义安镇 512 线路。10kV 义安镇 512 线路主干长度为 5.9km，导线型号为 LGJ-70，线路装接容量为 14.01MVA，2014 年最大负荷为 3081kW，最大负载率 64.73%。

村南、村内、村东、村东北四个台区配变型号分别为 S13-100、S11-200、S13-100、S13-100，台区低压一回出线，380V 主干线路型号为 JKLYJ-70、JKLYJ-35，分支线路型号为 JKLYJ-35，均采用架空方式。用户接户线型号为 BLV-10/16/25。四个台区供电半径分别为 540、455、360、350m，2014 年配变负载率分别为 27%、38%、45%、16%。目前全村用电用户共 160 户。

寺皇甫村周边电网拓扑图见图 33-1。

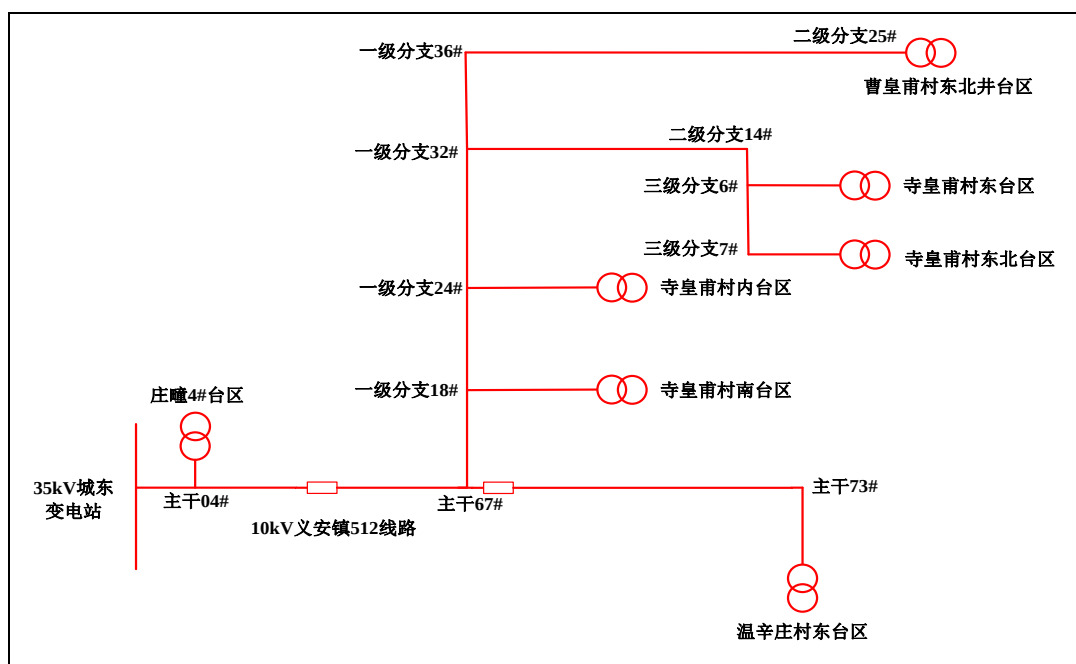


图 33-1 寺皇甫村周边电网拓扑图

寺皇甫村低压电网及光伏分布情况见图 33-2。

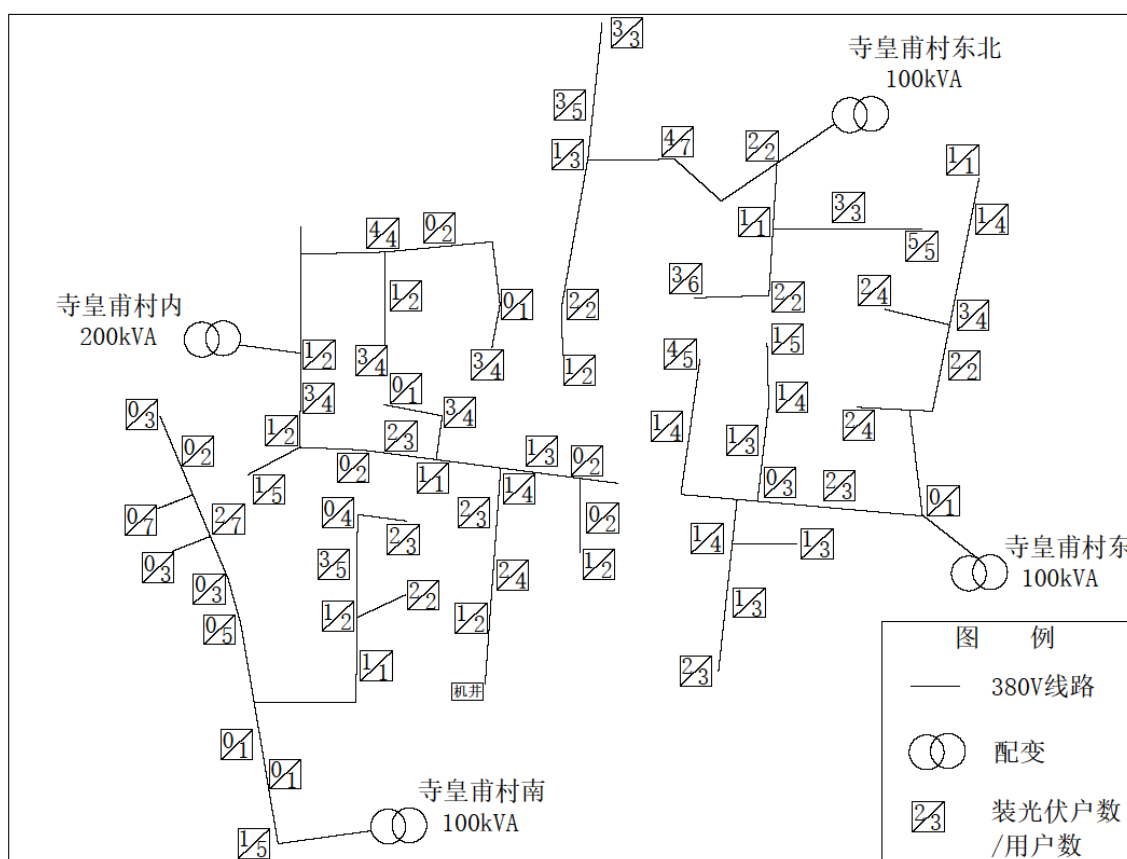


图 33-2 寺皇甫村低压电网及光伏分布情况

33.3 一次部分

本项目总装机规模 300kWp，分散于 100 家用户屋顶，每户装机 3kWp，四个台区容量共 500kVA，低压 380V 线路型号 JKLYJ-70、JKLYJ-35，接户线型号 BLV-10/16/25。本方案按照就近接入，就地平衡消纳的原则进行设计。

33.3.1 分布式光伏接入系统方案

本接入系统方案采用单点接入典型设计方案 XGF380-T-Z1。户用光伏发电系统通过 220V 送出线路汇集为 380V 后，按台区分为 4 个并网点 T 接 380V 公用线路。一次系统接线示意图见图 33-3。

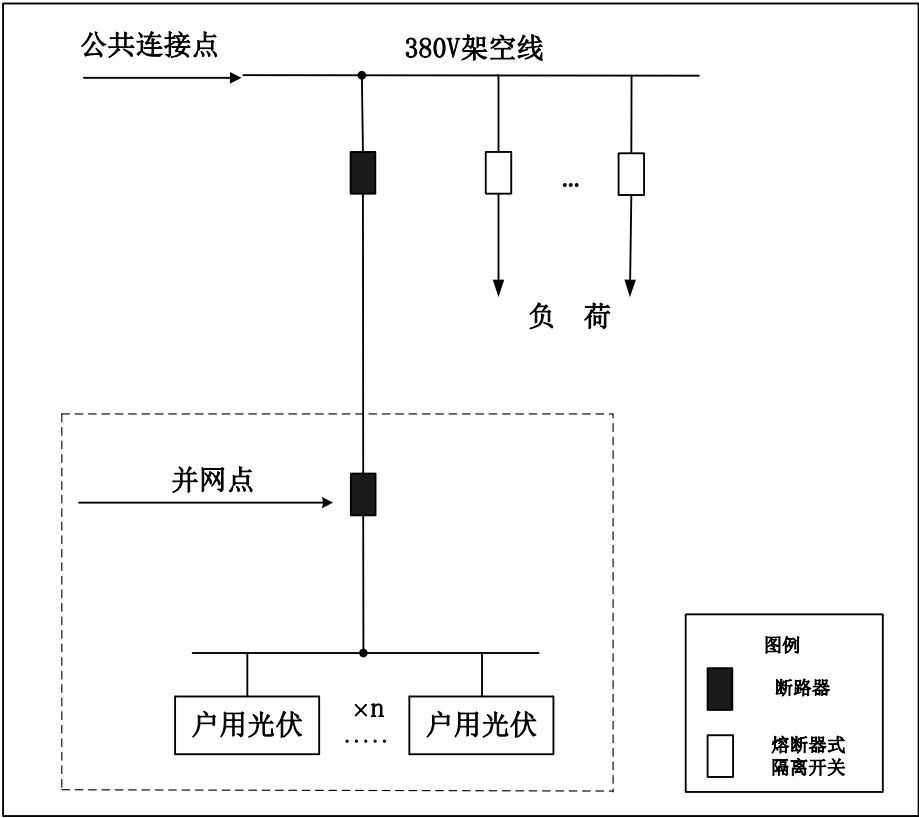


图 33-3 一次系统接线示意图

33.3.2 相关电气计算

33.3.2.1 计算条件

- (1) 计算电压取基准电压。
- (2) 光伏出力及用户负荷：光伏满发，光伏出力功率因数取 1；
用户负荷最小（12:00-14:00），功率因数取 0.98。
- (3) 系统侧短路水平：35kV 城东站 10kV 母线三相最大短路容量为 136.7MVA。

33.3.2.2 计算参数

寺皇甫村 4 个台区光伏发电分布情况如表 33-1 所示。

表 33-1 寺皇甫村光伏发电分布

并网点	光伏容量（kWp）	台区	主变容量（kVA）
1#	36	村南	100
2#	129	村内	200
3#	69	村东	100
4#	66	村东北	100

以涑水县寺皇甫村的四个台区中的村南台区为例，进行相关电气计算。寺皇甫村村南台区低压电网拓扑结构图见图 33-4。

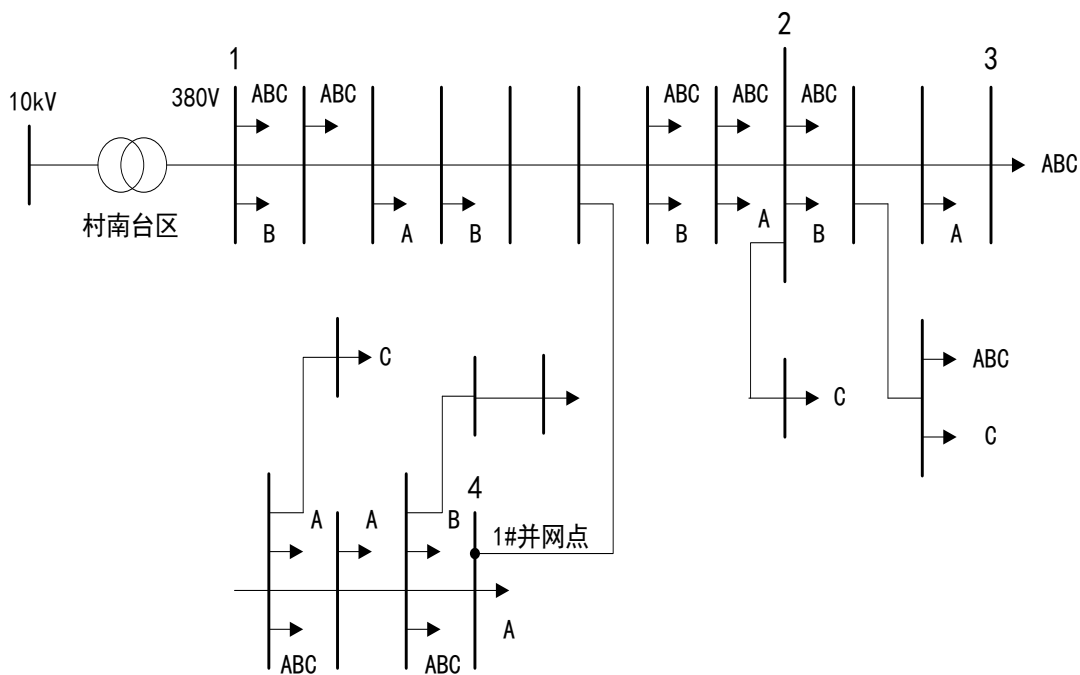


图 33-4 村南拓扑结构图

线路、配变参数见表 33-2、33-3。

表 33-2 线路参数

节点名称	主干线		分支线		接户线	
	导线截面	长度 (km)	导线截面	长度 (km)	导线截面	长度 (km)
4	35	0.22	35	0.08	—	—

表 33-3 配变参数

名称	配变型号	配变容量 (kVA)	阻抗电压 (%)	最大负荷 (kW)	最小负荷 (kW)	无功补偿容量 (kvar)
村南台区	S13-M. RL-100/10-0.4	100	4.0	27.4	4.0	30

33.3.2.3 潮流分析

涑水县寺皇甫村南台区户用光伏发电接入后，按照光伏满发、负荷最小的运行方式进行潮流计算，部分结果见表 33-4。

表 33-4 村南台区潮流计算结果

节点名称	电压 (pu)	备注
1	1. 019	—
2	1. 026	—
3	1. 025	—
4	1. 027	—

根据潮流计算结果，台区配变低压母线（节点 1）电压最低，光伏发电并网点（节点 4）电压最高，均在国标要求的范围以内。

按照相同方法对村内、村东和村东北 3 个台区进行计算，各台区母线电压、并网点电压都在国标要求的范围以内。

33.3.2.4 短路电流计算

对涑水县寺皇甫村 4 个台区进行短路电流计算，结果见表 33-5。

表 33-5 短路电流计算结果

母线	短路电流 (kA)		增加幅度 (%)
	光伏发电接入前	光伏发电接入后	
村南台区低压母线	4. 7	4. 82	2. 5
村内台区低压母线	5. 45	5. 61	3
村东台区低压母线	4. 41	4. 5	2
村东北台区电压母线	4. 42	4. 51	2. 1

从计算结果可以看出，涑水县寺皇甫村光伏发电系统接入后电网相关母线短路电流较光伏发电系统接入前均有所增加，村内台区低压母线增加幅度最大为 3%。

33.3.2.5 电能质量分析

（1）电压偏差

GB/T12325-2008《电能质量供电电压偏差》中规定，380V 供电电压偏差的限值为标称电压的 $\pm 7\%$ 。选取光伏满发、负荷最小与光伏零发、负荷最大两种运行工况进行潮流计算，根据计算结果得出涑

水县寺皇甫村 300kWp 光伏接入系统后，电压偏差范围为-1%-6.5%，满足国标要求。

（2）电压波动

对于光伏发电系统出力变化引起的电压变动，其频度可以按照（每小时变动的次数在 10 次以内）考虑。GB/T12326-2008《电能质量电压波动和闪变》中规定，380V 接入点的电压变动最大不得超过 3%。由于光伏发电系统接入点的电压受光电波动的影响最大，因此只需分析光伏发电系统接入点的电压变动。经计算，村南、村内、村东、村东北四个台区线路电压波动分别为 0.69%、2.12%、1.41%、1.35%，满足国标要求。

（3）三相电压不平衡度

GB/T-15543-2008《电能质量三相电压不平衡度》中的规定，电网正常运行时，公共连接点负序电压不平衡度不超过 2%，接于公共连接点的每个用户引起该点负序电压不平衡度允许值一般为 1.3%。

（4）谐波

根据 GB/T-14549-2008《电能质量公用电网谐波》规定的电网谐波电流、电压含有率限值，通过计算，各 380V 接入点谐波电流、电压含有率小于标准规定的最大值。

（5）直流分量

光伏发电系统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%。

33.3.2.6 无功平衡计算

光伏电站应保证并网点功率因数应在 0.95（超前）~ 0.95（滞后）范围内可调。

33.3.3 电气主接线

分布式光伏分散接入单点主接线型式 220V 采用单元接线。电气主接线示意图见图 33-5。

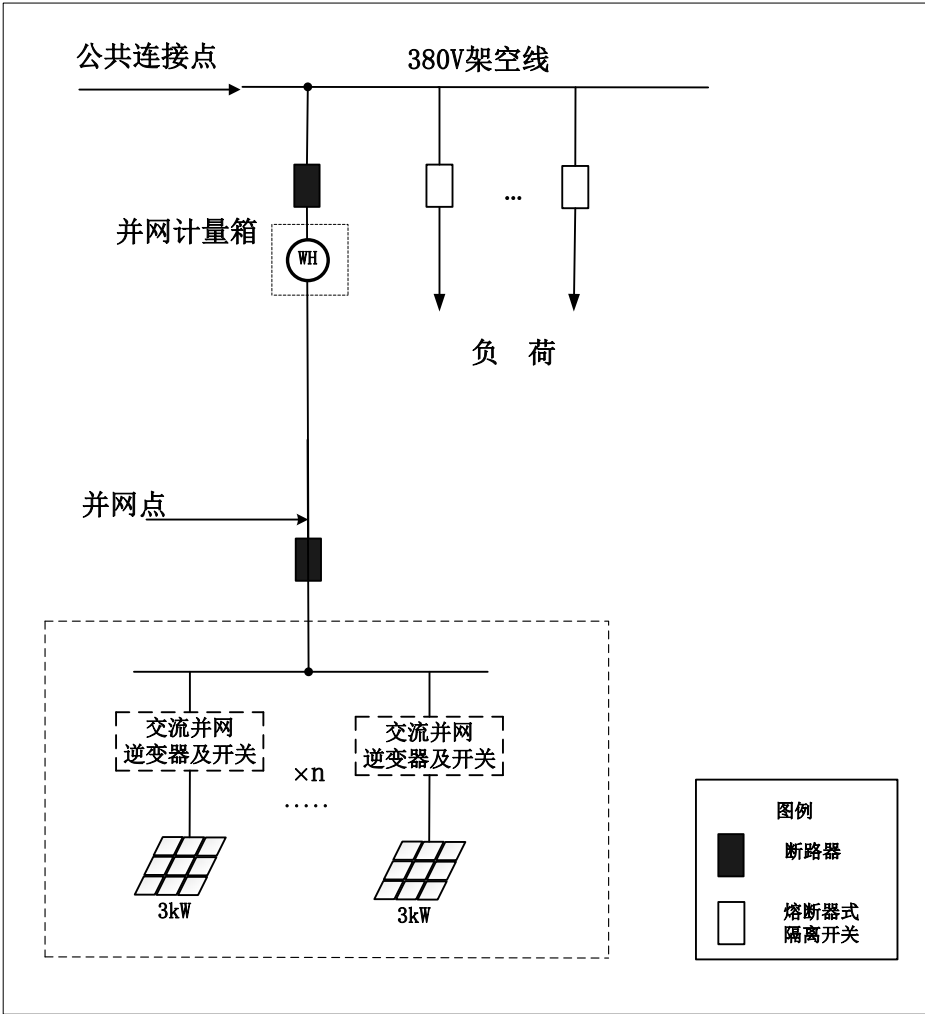


图 33-5 电气主接线示意图

33.3.4 主要设备选择

（1）送出线路导线截面

分布式电源送出线路导线截面选择根据所需送出的容量、并网电

压等级选取，并考虑分布式电源发电效率等因素。

分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择，本项目每户 220V 送出电缆选用 6mm² 截面，380V 汇集电缆选用 50mm² 截面，380V 汇集送出架空线路选用 50mm² 截面。

（2）断路器型式

380V 分布式电源并网时，应设置明显开断点，并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。本方案选择塑壳式断路器。

33.3.5 一次设备清单

根据接入系统方案的建设规模，确定方案一次设备清单。详见表 33-6。

表 33-6 一次设备清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
台区配电箱	塑壳断路器	带保护功能	台	4	-
送出线路	绝缘导线	JKLYJ-50	米	40	-

33.4 二次部分

寺皇甫村四个台区的配变高压侧配置熔断器，低压综合配电箱进线配置熔断式隔离开关，出线配置断路器。具备短路、过电流保护功能。

33.4.1 系统继电保护及安全自动装置

（1）线路保护

分布式电源以 380V 电压等级接入电网时，并网点、接入点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功

能，按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护装置。

（2）防孤岛检测及安全自动装置

220V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置，采用具备防孤岛能力的逆变器。逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力。

33.4.2 系统调度自动化

33.4.2.1 调度管理关系

本项目以 380V 方式接入电网，由涑水县供电公司营销部门管理。

33.4.2.2 配置及要求

（1）远动系统

本方案需要上传发电量信息，并送至主管机构，不配置独立的远动系统。

（2）电能量计算

本方案电能量计量表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表。

1) 安装位置

计量关口电能表按线路资产分界点配置，安装在在光伏电站至公网的线路产权分界点,相关配置见图 33-5。

2) 技术要求

a.计费关口点按单表设计，电能表精度要求不低于 1.0 级，380/220V 电能计量装置应采用计量专用电压互感器（准确度 0.5）、

专用电流互感器（准确度采用 0.5S）。

b.以 380/220V 电压等级接入的分布式发电系统的电能计量装置，应具备电流、电压、电量等信息采集和三相电流不平衡监测功能，具备上传接口。

c.电能计量装置应配置专用的整体式电能计量柜（箱），电流、电压互感器宜在一个柜内，在电流、电压互感器分柜的情况下，电能表应安装在电流互感器柜内。

33.4.2.3 系统调度自动化配置清单

系统调度自动化配置清单详见表 33-7。

表 33-7 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
光伏电站	关口电能表	DTZY149-Z	块	4	-

33.4.3 系统通信

33.4.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传发电量信息。

33.4.3.2 通信方案

采用无线公网通信方式。四个台区的 380V 并网运行信息分别采集后，经无线采集终端传输至相关部门。

33.4.3.3 通信电源

无线采集终端采用 220V 交流电源。

33.4.3.4 通信设备清单

系统通信主要设备材料清单详见表 33-8。

表 33-8 系统通信设备材料清单

型号	厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	光伏电站	无线采集终端	DJGZ23-SREGC200	套	4	-

33.5 投资估算

根据工程总体规模，对接入系统方案的整体投资进行框算，估算结果见表 33-9。

表 33-9 投资估算

设备名称	型号及规格	数量	单位造价 (万元)	投资 (万元)	备注
交流表箱	380 伏	4 个	0.22	0.88	
智能电度表	DTZY149-Z	4 块	0.2	0.8	双向
断路器	带保护功能	4 台	0.6	2.4	
导线	JKLYJ-50	0.04km	15	0.6	
合计	-	-	-	4.68	

第 34 章 分布式光伏 220V 分散接入典型设计案例

34.1 案例概述

项目位于安徽省六安市金寨县汤汇镇金刚台村，占用 16 家农户屋顶约 310m² 建设光伏发电项目，项目具有良好采光条件。

每户采用 250Wp 多晶硅太阳能组件 12 块，配置 1 台 3kW 的逆变器，项目合计装机规模 48kWp。参考金寨地区日照条件，按年最大利用小时数 1200h 计算，预计年发电量 5.76 万 kWh。该项目运营模式为全部上网。

34.2 当地配电网现状

该项目周边低压线路由 35kV 汤汇变电站 10kV 泗河 06 线孙山台区供电，泗河 06 线为单辐射结构，目前暂无其他电源接入。10kV 泗河 06 主干线路型号 LGJ-50，主干线长度 15km，2014 年线路最大负荷 1512kW，负载率 41.57%。

孙山台区配变型号为 S11-200，台区低压两路出线，380V 线路型号 JKLYJ-120，220V 线路型号 JKLYJ-70，均采用架空方式。用户接户线型号 BLV-16/25/35/50。台区供电半径为 1.2km，目前用电用户 92 户。2014 年变压器最大负荷 85kW，最小负荷 20kW。

泗河 06 线和孙山台区目前无其他电源。周边电网地理接线如图 34-1 所示。

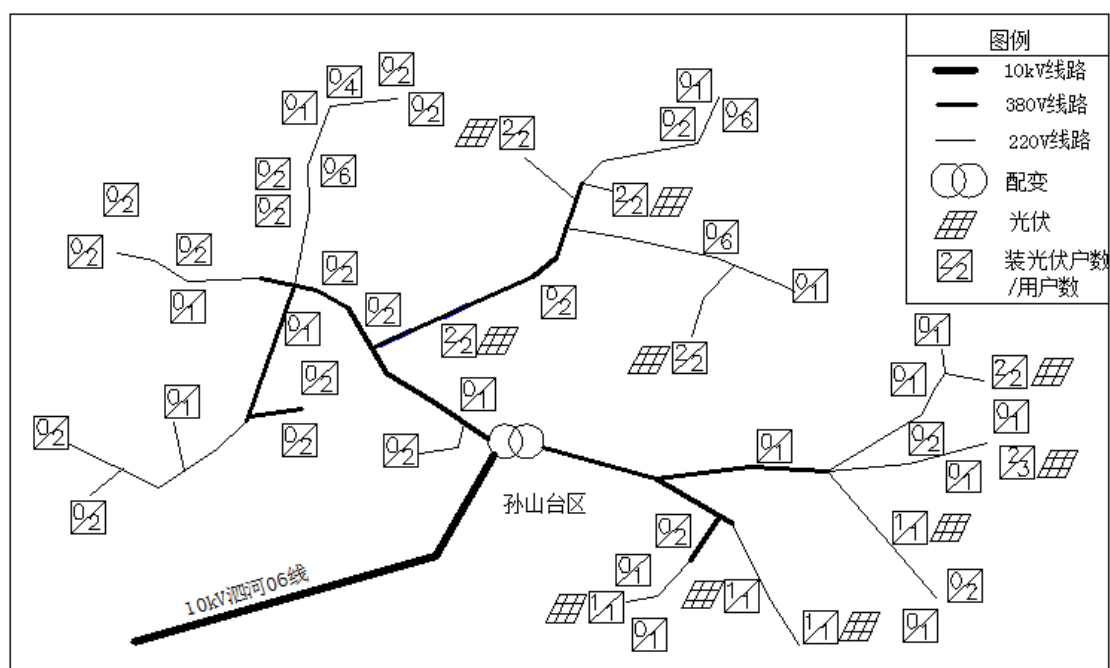


图 34-1 项目周边电网地理接线图

34.3 一次部分

本项目总装机规模 48kW,分散于 16 家用户屋顶,每户装机 3kW,台区容量 200kVA,低压 380V 线路型号 JKLYJ-120, 220V 线路型号 JKLYJ-70, 接户线型号 BLV-16/25/35/50。本方案按照就近接入,就地平衡消纳的原则进行设计。

34.3.1 分布式光伏接入系统方案

本部分针对金刚台村光伏扶贫项目,提出以下分布式光伏接入系统方案。

本方案分布式光伏单点接入参照典型设计方案 XGF380-T-1,均采用单相线路 T 接入接户线,共 16 个并网点,导线型号 BLV-16。一次系统接线示意图见图 34-2。

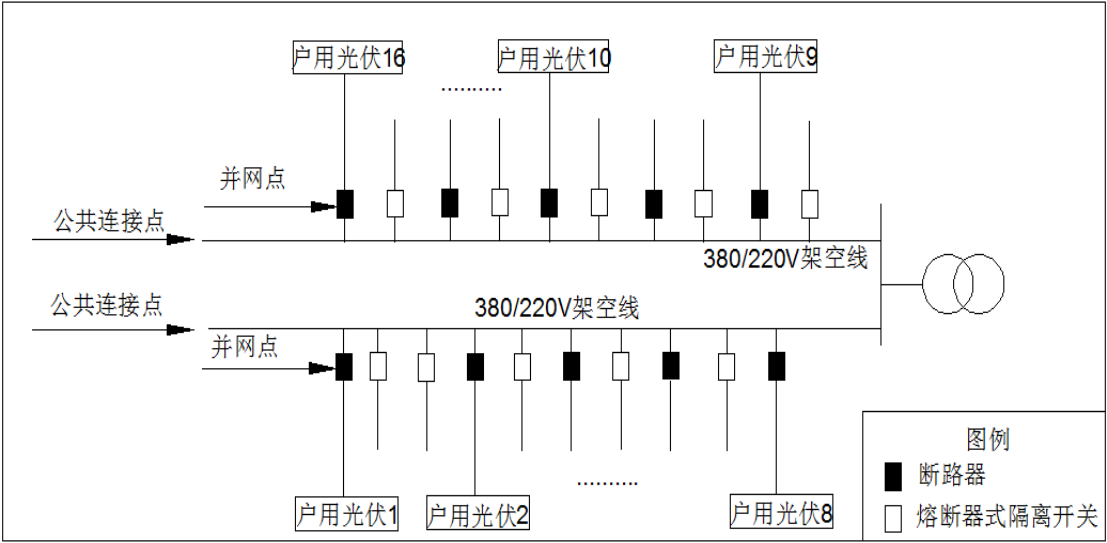


图 34-2 一次系统接线示意图

34.3.2 相关电气计算

34.3.2.1 计算条件

- (1) 基准电压：计算电压取基准电压。
- (2) 光伏出力及用户负荷：光伏满发，光伏出力功率因数取 1；用户负荷最小（12:00-14:00），功率因数取 0.98。
- (3) 系统侧短路电流水平：35kV 汤汇变 10kV 母线三相最大短路容量为 41.8MVA。

34.3.2.2 计算参数

孙山台区光伏发电分布情况如表 34-1 所示。

表 34-1 孙山台区光伏分布

并网点	光伏容量 (kWp)	台区	主变容量 (kVA)
16 个	48	孙山	200

图 34-3 为孙山台区低压电网拓扑结构图。

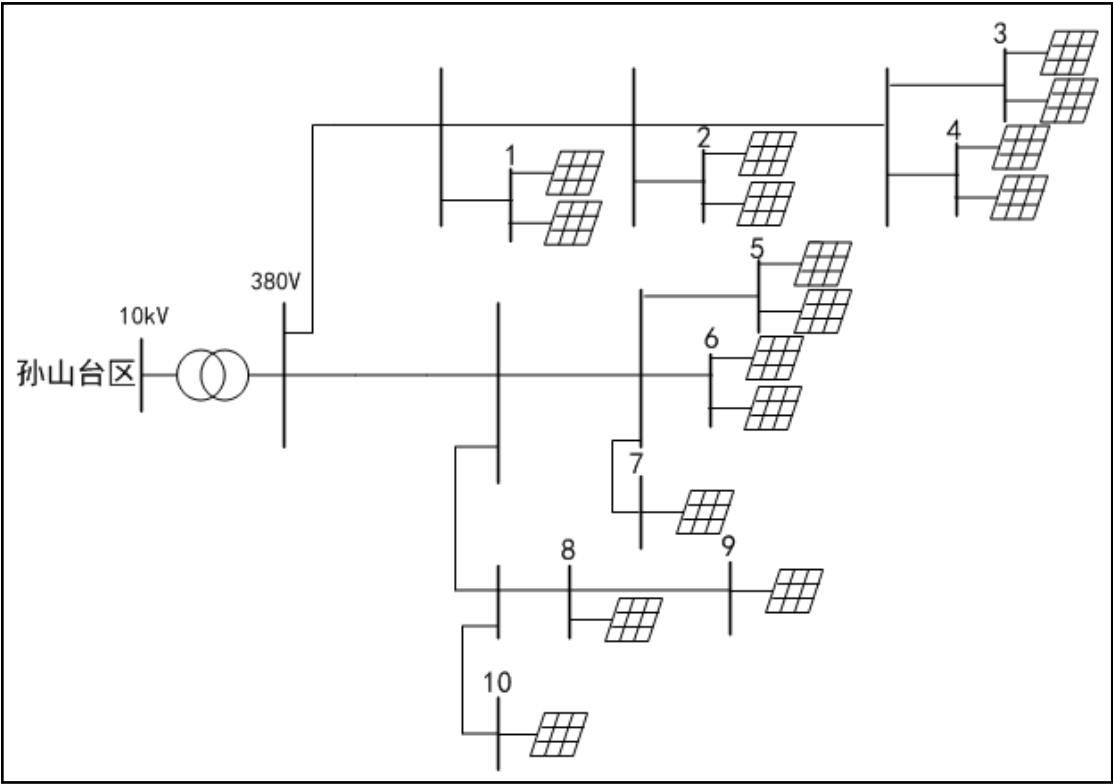


图 34-3 孙山台区低压电网拓扑结构图

线路、配变参数如表 34-2、34-3 所示。

表 34-2 线路参数

节点名称	主干线		分支线		接户线	
	导线截面	长度 (km)	导线截面	长度 (km)	导线截面	长度 (km)
1	JKLYJ-120	0.251	JKLYJ-70	-	BLV-16	0.001
2	JKLYJ-120	0.428	JKLYJ-70	0.146	BLV-16	0.001
3	JKLYJ-120	0.528	JKLYJ-70	0.12	BLV-16	0.001
4	JKLYJ-120	0.628	JKLYJ-70	0.04	BLV-16	0.001
5	JKLYJ-120	0.357	JKLYJ-70	0.149	BLV-16	0.001
6	JKLYJ-120	0.357	JKLYJ-70	0.18	BLV-16	0.001
7	JKLYJ-120	0.357	JKLYJ-70	0.05	BLV-16	0.001
8	JKLYJ-120	0.262	JKLYJ-70	0.069	BLV-16	0.001
9	JKLYJ-120	0.262	JKLYJ-70	0.164	BLV-16	0.001
10	JKLYJ-120	0.339	JKLYJ-70	0.084	BLV-16	0.001

表 34-3 配变参数

名称	配变型号	配变容量 (kVA)	阻抗电压 (%)	最大负荷 (kW)	最小负荷 (kW)	无功补偿容量 (kvar)
孙山台区	S11-200	200	4	85	20	60

34.3.2.3 潮流分析

孙山台区 48kWp 光伏 220V 接入后的潮流计算结果如表 34-4 所示。

表 34-4 计算结果

节点名称	电压 (pu)	备注
1	0.99	-
2	1.04	-
3	1.05	-
4	0.99	-
5	1.01	-
6	1.02	
7	0.99	

8	1.02	
9	1.02	
10	1.02	

孙山台区 48kWp 光伏 220V 接入系统后，孙山台区的母线电压、公共连接点电压都在国标要求的范围以内。台区低压线路潮流在合理范围内。

34.3.2.4 短路电流计算

从表 34-5 可以看出，孙山台区光伏发电系统满发时台区低压母线短路电流较光伏发电系统接入前有所增加，增加幅度为 3%。

表 34-5 短路电流计算结果

母线	短路电流 (kA)		增加幅度 (%)
	光伏接入前	光伏接入后	
孙山台区低压母线	4.91	5.06	3

34.3.2.5 电能质量分析

(1) 电压偏差

选取光伏满发、负荷最小与光伏零发、负荷最大两种运行工况进行潮流计算,根据计算结果得出孙山台区 48kWp 光伏 220V 接入系统后，电压偏差为+5%和-14%。

(2) 电压波动

对于光伏发电系统出力变化引起的电压变动，其频度可以按照（每小时变动的次数在 10 次以内）考虑。计算得出台区低压出口处电压波动为 0.8%。GB/T12326-2008《电能质量电压波动和闪变》中规定，对于中低压系统中，随机性不规则的波动范围限制为 3%，本工程分布式光伏投运后引起的系统电压波动满足国家标准要求。

(3) 三相电压不平衡度

GB/T-15543-2008《电能质量三相电压不平衡度》中的规定，电网正常运行时，公共连接点负序电压不平衡度不超过 2%，接于公共

连接点的每个用户引起该点负序电压不平衡度允许值一般为 1.3%。

(4) 谐波

根据 GB/T-14549-2008《电能质量公用电网谐波》规定的电网谐波电流、电压含有率限值，通过计算，220V 接入点谐波电流、电压含有率小于标准规定的最大值。

(5) 直流分量

光伏发电系统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%。

34.3.2.6 无功平衡计算

分布式光伏应保证并网点功率因数应在 0.95（超前）~0.95（滞后）范围内可调。

34.3.3 电气主接线

分布式光伏分散接入单点主接线型式采用单元接线。单点电气主接线示意图见图 34-4。

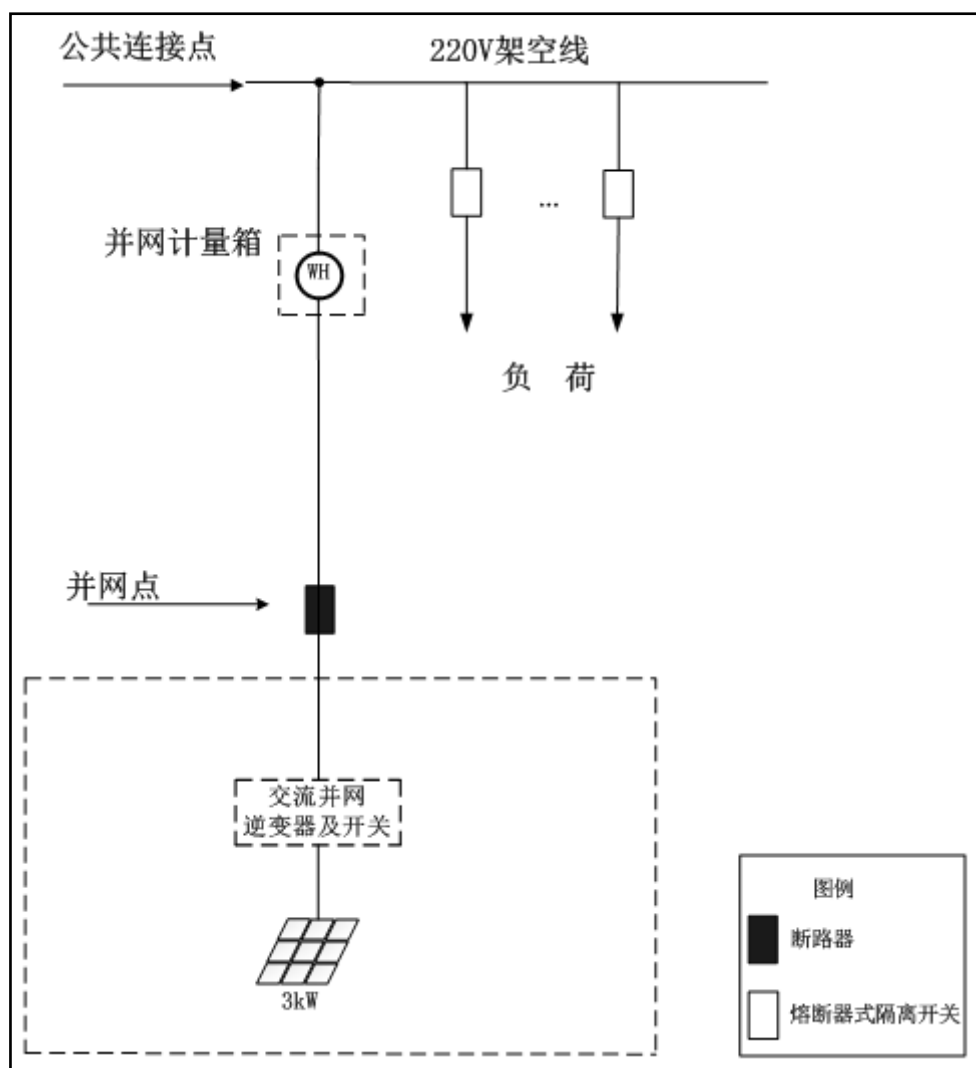


图 34.4 单点电气主接线示意图

34.3.4 主要设备选择

(1) 送出线路导线截面

光伏电站送出线路电缆截面选择需根据所需送出的光伏容量、并网电压等级选取，并考虑光伏发电效率等因素。分布式电源送出线路导线截面一般按持续极限输送容量选择。

本工程送出线路采用 BLV-16，在空气中 25℃长期允许载流量 80A，能够满足分布式光伏送出需求。

(2) 开断设备

并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用微型、塑壳式或万能断路器，根据短路电

流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。

本工程选择塑壳断路器。

34.3.5 一次设备清单

根据接入系统方案的建设规模，确定方案一次设备清单。详见表 34-6。

表 34-6 一次设备清单

	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
计量表箱	塑壳断路器		台	16	
送出线路	绝缘导线	BLV-16	米	16	

34.4 二次部分

本台区配变高压侧配置熔断器，低压综合配电箱进线配置熔断式隔离开关，出线配置断路器。具备短路、过电流保护功能。

34.4.1 系统继电保护及安全自动装置

(1) 380V/220V 线路保护

并网点、接入点和公共连接点的断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣等功能，按实际需求配置失压跳闸及低压闭锁合闸功能，同时应配置剩余电流保护装置。

(2) 防孤岛检测及安全自动装置

220V 电压等级不配置防孤岛检测及安全自动装置，采用具备防孤岛能力的逆变器。逆变器必须具备快速监测孤岛且监测到孤岛后立即断开与电网连接的能力。

(3) 其他

汤汇变 10kV 泗河 06 线路未配置 TV，取消重合闸。

34.4.2 系统调度自动化

34.4.2.1 调度管理关系

本方案光伏发电系统模式为全额上网，由六安市供电公司营销部门管理。

34.4.2.2 配置及要求

(1) 远动系统

本方案需要上传发电量信息，并送至主管机构，不配置独立的远动系统。

(2) 电能量计算

本方案电能量计量表可合一设置，上下网关口计量电能表同时也可用做并网电能表。

1) 安装位置

计量关口电能表按线路资产分界点配置，安装在在光伏电站至公网的线路产权分界点,相关配置见图 34-4。

2) 技术要求

a.220V并网的电能表其准确度等级为2.0级单相智能表。

b.计量表采集信息应分别接入六安市供电公司和光伏发电管理部门（政府部门或政府指定部门）电能信息采集系统，作为电能量计量和电价补贴依据。

c.各表计信息统一汇集至采集终端服务器。

34.4.2.3 系统调度自动化配置清单

系统调度自动化配置清单详见表 34-7。

表 34-7 系统调度自动化配置清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
光伏电站	关口电能表		块	16	

34.4.3 系统通信

34.4.3.1 信息需求

本方案暂只需要上传发电量信息。

34.4.3.2 通信方案

本方案信息传输通过载波+无线方式。发电量计量表通过 RS485 接入载波采集器（发电量计量表也可采用带载波通信的电表），通过电力载波汇集至配变集中采集终端，终端再通过无线方式上传至用电信息采集系统。并网运行信息应统一采集后，经统一的通信通道传输至相关部门。无线公网接入应满足安全防护的要求。

34.4.3.3 通信电源

载波采集器采用 220V 交流电源。

34.4.3.4 通信设备清单

系统通信主要设备材料清单详见表 34-8。

表 34-8 系统通信设备材料清单

厂站	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
光伏电站	采集器		套	16	

注：若配置的电表具有载波通信功能可不单独配置采集器。

34.5 投资估算

根据工程总体规模，对接入系统方案的整体投资进行框算。

表 H-5-9 项目接入系统投资估算

设备名称	型号及规格	数量	单位造价 (万元)	投资 (万元)	备注
塑壳断路器		16 台	0.6	9.6	
绝缘导线	BLV-16	16 米	0.3/公里	0.0048	
关口电能表	单相	16 块	0.2	3.2	双向、带载波
合计				12.8048	

附录 A 短路电流计算公式

一、光伏电站接入系统短路电流计算

(1) 光伏电站接入前:

公共连接点短路电流: I_{PCC} 由当地供电公司提供;

并网点短路电流:

$$I_{POI} = \frac{U_{N2}}{\sqrt{3} * \left(\frac{U_{N1}}{\sqrt{3}I_{PCC}} + X_L \right)}$$

式中 U_{N1} 为公共连接点基准电压, U_{N2} 为并网点基准电压, X_L 为并网点到公共连接点线路的阻抗。

(2) 光伏电站接入后:

公共连接点短路电流: $I'_{PCC} = I_{PCC} + 1.5I_n$

并网点短路电流: $I'_{POI} = I_{POI} + 1.5I_n$

式中 I_n 为光伏电站额定工作电流。

二、风电接入系统短路电流计算

(1) 分布式风电接入前:

公共连接点短路电流: I_{PCC} 由当地供电公司提供;

并网点短路电流:

$$I_{POI} = \frac{U_{N2}}{\sqrt{3} * \left(\frac{U_{N1}}{\sqrt{3}I_{PCC}} + X_L \right)}$$

式中 U_{N1} 为公共连接点基准电压, U_{N2} 为并网点基准电压, X_L 为并网点到公共连接点线路的阻抗。

(2) 分布式风电接入后:

$$\text{公共连接点短路电流: } I'_{PCC} = I_{PCC} + \frac{U_{N1}}{\sqrt{3}(X''_d + X_L)}$$

$$\text{并网点短路电流: } I'_{POI} = I_{POI} + \frac{U_{N2}}{\sqrt{3}X''_d}$$

$$\text{风电机组出口短路电流: } I_G = \frac{U_n}{\sqrt{3}X''_d}$$

式中 U_{N1} 为公共连接点基准电压, U_{N2} 为并网点基准电压, U_n 为风电机组出口基准电压, X''_d 为风力发电机组直轴次暂态阻抗。

三、燃机电站接入系统短路电流计算

(1) 燃机电站接入前:

公共连接点短路电流: I_{PCC} 由当地供电公司提供;

并网点短路电流:

$$I_{POI} = \frac{U_{N2}}{\sqrt{3} * \left(\frac{U_{N1}}{\sqrt{3}I_{PCC}} + X_L \right)}$$

式中 U_{N1} 为公共连接点基准电压, U_{N2} 为并网点基准电压, X_L 为并网点到公共连接点线路的阻抗。

(2) 燃机电站接入后:

$$\text{公共连接点短路电流: } I'_{PCC} = I_{PCC} + \frac{U_{N1}}{\sqrt{3}(X''_d + X_L)}$$

$$\text{并网点短路电流: } I'_{POI} = I_{POI} + \frac{U_{N2}}{\sqrt{3}X''_d}$$

$$\text{燃机发电机出口短路电流: } I_G = \frac{U_n}{\sqrt{3}X''_d}$$

式中 U_{N1} 为公共连接点基准电压, U_{N2} 为并网点基准电压, U_n 为燃机电站出口基准电压, X''_d 为燃机发电机组直轴次暂态阻抗。

附录 B 送出线路导线截面

一、架空导线

表 B-1 为常见的光伏电站送出架空线路的载流量（JKLYJ 型交联聚乙烯架空绝缘导线）。

表 B-1 交联聚乙烯架空绝缘导线载流量

型号	JKLYJ					
电压	10kV					
芯数	单芯			三芯		
导体	铜芯	铝芯	铝合金	铜芯	铝芯	铝合金
截面 (mm ²)	载流量 (A) (不受太阳照射)					
70	315	245	230	250	195	185
95	380	300	280	305	240	225
120	445	350	330	355	280	260
150	510	400	375	405	315	300
185	585	460	435	465	370	345
240	695	550	515	550	435	410
截面 (mm ²)	载流量 (A) (直接受太阳照射)					
70	285	225	210	210	165	155
95	350	275	260	255	200	190
120	405	320	300	295	235	220
150	465	365	345	340	265	250
185	535	420	395	390	310	290
240	635	500	470	460	365	345
工作温度	90 (℃)					
环境温度	40 (℃)					

当环境温度不同时，架空绝缘导线载流量应乘以修正系数，见表 B-2。

表 B-2 环境不同于基准温度 40℃时载流量修正系数表

导体温度 (℃)	环境温度 (℃)									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
70	1.52	1.44	1.36	1.28	1.19	1.09	1.00	0.89	0.78	0.65

75	1.44	1.37	1.30	1.23	1.16	1.08	1.00	0.91	0.82	0.72
90	1.32	1.26	1.21	1.16	1.11	1.05	1.00	0.93	0.89	0.80

二、电缆

(1) 10kV 电缆

表 2-3 为常见的光伏电站送出电缆线路的允许持续载流量(三芯交联聚乙烯绝缘钢带铠装电力电缆,空气中敷设周围环境温度为 40℃,电缆直埋敷设按周围环境温度为 25℃,土壤热阻 1.2k·m/W,电缆导体最高工作温度 90℃)。

表 B-3 三芯交联聚乙烯绝缘钢带铠装电力电缆的允许持续载流量

电缆截面 (mm ²)	连续荷载流量 (A)		
	直埋	管道中	空气中
50	191	163	190
70	234	199	236
95	281	237	286
120	317	271	327
150	355	303	370
185	400	341	422
240	462	393	493
300	514	443	553
400	580	508	633

在不同土壤热阻系数、土壤温度、空气湿度、敷设深度及回路数下,电缆额定输送容量应乘以综合校正系数,见表 B-4。

表 B-4 温度综合校正系数表

影响因素	校正系数					
热阻系数(k·m/W)	0.8	1.0	1.2	1.5	2.0	3.0
修正系数	1.15	1.07	1.00	0.92	0.82	0.69
土壤温度(℃)	10	15	20	25	30	35
修正系数	1.16	1.12	1.08	1.04	1.00	0.96
空气湿度	20.0	25.0	30.0	35.0	40.0	45.0
修正系数	1.20	1.15	1.10	1.05	1.00	0.94
敷设深度(mm)	500	700	1000	1200	1500	2000
修正系数	1.09	1.05	1.00	0.98	0.95	0.92
回路数	单回路		双回路		三回路	

修正系数	1	0.82	0.73

(2) 380V 电缆

电缆线路的允许载流量可在 GB-50217-2007《电力工程电缆设计规范》查得，表 B-5 为常见的光伏电站送出电缆线路（三芯交联聚氯乙烯绝缘电缆）的允许持续载流量（空气中敷设周围环境温度为 40℃，电缆直埋敷设周围环境温度为 25℃，土壤热阻系数 1.2k·m/W，电缆导体最高工作温度为 90℃）。

表 B-5 三芯交联聚氯乙烯绝缘电缆的允许持续载流量

电缆截面	空气中敷设 长期容许电流 (A)		电缆直埋敷设 长期容许电流 (A)	
	铝	铜	铝	铜
120	246	314	221	282
150	278	360	247	321
185	319	410	278	356
240	378	483	321	408
300	419	552	365	469

注：上表为三芯交联聚氯乙烯绝缘电缆的载流量

在不同热阻系数、环境温度及回路数下，电缆载流量应乘以综合校正系数，见表 B-6 ~ 表 B-8。

表 B-6 不同环境温度时的载流量校正系数表

敷设位置		空气中				土壤中			
环境温度 (℃)		30	35	40	45	20	25	30	35
电缆导体最高 工作温度	60	1.22	1.11	1.0	0.86	1.07	1.0	0.93	0.85
	65	1.18	1.09	1.0	0.89	1.06	1.0	0.94	0.87
	70	1.15	1.08	1.0	0.91	1.05	1.0	0.94	0.88
	80	1.11	1.06	1.0	0.93	1.04	1.0	0.95	0.90
	90	1.09	1.05	1.0	0.94	1.04	1.0	0.96	0.92

表 B-7 不同土壤热阻系数时的电缆载流量校正系数表

土壤热阻系数 (k·m/W)	0.8	1.2	1.5	2.0	3.0
校正系数	1.05	1.1	0.93	0.87	0.75

表 B-8 土中直埋多根并行敷设时的电缆载流量校正系数表

并列根数		1	2	3	4	5	6
电缆之间净距 (mm)	100	1.0	0.90	0.85	0.80	0.78	0.75
	200	1.0	0.92	0.87	0.84	0.82	0.81

	300	1.0	0.93	0.90	0.87	0.86	0.85

附录 C 谐波电压与电流

除同步电机以外的分布式电源接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定。

表 C-1 公用电网谐波电压限值

电网标称电压 (kV)	电压总畸变率 (%)	各次谐波电压含有率 (%)	
		奇次	偶次
0.38	5.0	4.0	2.0
10	4.0	3.2	1.6

分布式电源接入电网后，公共连接点处的总谐波电流分量（方均根）应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定，应不超过表 3-2 中规定的允许值，其中分布式电源向电网注入的谐波电流允许值按此光伏电站安装容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。

表 C-2 注入公共连接点的谐波电流允许值

标准电压 (kV)	基准短路容量 (MVA)	谐波次数及谐波电流允许值 (A)											
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.38	10	78	62	39	62	26	44	19	21	16	28	13	24
10	100	26	20	13	20	8.5	15	6.4	6.8	5.1	9.3	4.3	7.9
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0.38	10	11	12	9.7	18	8.6	16	7.8	8.9	7.1	14	6.5	12
10	100	3.7	4.1	3.2	6	2.8	5.4	2.6	2.9	2.3	4.5	2.1	4.1

附录 D 电压异常时的响应特性

分布式发电系统在电网电压异常时的响应要求见表 D-1。

表 D-1 分布式发电系统在电网电压异常时的响应要求

并网点电压	最大分闸时间
$U < 0.5U_N$	0.2 秒
$0.5U_N \leq U < 0.85U_N$	2.0 秒
$0.85U_N \leq U \leq 1.1U_N$	连续运行
$1.1U_N < U < 1.35U_N$	2.0 秒
$1.35U_N \leq U$	0.2 秒
注：1 U_N 为分布式电源并网点的电网标称电压； 2 最大分闸时间是指异常状态发生到电源停止向电网送电时间。	

各种电力系统故障类型下的考核电压如表 D-2 所示。

表 D-2 分布式电源低电压穿越考核电压

故障类型	考核电压
三相短路故障	并网点线电压
两相短路故障	并网点线电压
单相接地短路故障	并网点相电压

附录 E 频率响应特性

一、光伏电站频率异常时的响应特性

光伏电站在电网频率异常时的响应要求见表 E-1。

表 E-1 光伏电站在电网频率异常时的响应要求

频率范围	运行要求
低于 48Hz	根据光伏电站逆变器允许运行的最低频率或电网要求而定。
48Hz ~ 49.5Hz	每次低于 49.5Hz 时要求至少能运行 10 分钟。
49.5Hz ~ 50.2Hz	连续运行。
50.2Hz ~ 50.5Hz	每次频率高于 50.2Hz 时，光伏电站应具备能够连续运行 2 分钟的能力，同时具备 0.2 秒内停止向电网线路送电的能力，实际运行时间由电力调度部门决定；此时不允许处于停运状态的光伏电站并网。
高于 50.5Hz	在 0.2 秒内停止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的光伏电站并网。

5.2 其他分布式电源频率异常时的响应特性

不含通过 10kV 电压等级接入电网的光伏发电系统。

(1) 通过 380V 电压等级并网的分布式电源，当并网点处频率超出 49.5Hz ~ 50.2Hz 运行范围时，应在 0.2s 内停止向电网线路送电。

(2) 通过 10kV 电压等级并网的分布式电源应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在表 E-2 所示电网频率范围内按规定运行。

表 E-2 分布式电源的频率响应时间要求

频率范围	要 求
<48Hz	变流器类型分布式电源根据变流器允许运行的最低频率或电网调度机构要求而定；同步发电机类型、异步发电机类型分布式电源每次运行时间一般不少于 60s，有特殊要求时，可在满足电网安全稳定运行的前提下做适当调整。
$48\text{Hz} \leq f < 49.5\text{Hz}$	每次低于 49.5Hz 时要求至少能运行 10min
$49.5\text{Hz} \leq f \leq 50.2\text{Hz}$	连续运行
$50.2\text{Hz} < f \leq 50.5\text{Hz}$	频率高于 50.2Hz 时，分布式电源应具备降低有功输出的能力，实际运行可由电网调度机构决定；此时不允许处于停运状态的分布式电源并入电网。
$f > 50.5\text{Hz}$	立刻终止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的分布式电

	源并网。

附录 F 变压器性能参数

变压器额定容量、电压组合、分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 F-1 ~ 表 F-4 中的规定。其中：

表 F-1 ~ 表 F-2 为油浸式配电变压器性能参数(GB/T 6451-2008)；
表 F-3 ~ 表 F-4 为干式配电变压器性能参数（GB/T 10228-2008）。

表 F-1 315kVA ~ 1600kVA 三相双绕组无励磁调压配电变压器

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高压 (kV)	高压分接范围 (%)	低压 (kV)					
30	6 6.3 10 10.5 11	± 5	0.4	Dyn11 Yzn11 Yyn0	0.13	0.63/0.60	2.3	4.0
50					0.17	0.91/0.87	2.0	
63					0.20	1.09/1.04	1.9	
80					0.25	1.31/1.25	1.9	
100					0.29	1.58/1.50	1.8	
125					0.34	1.89/1.80	1.7	
160					0.40	2.31/2.20	1.6	
200					0.48	2.73/2.60	1.5	
250					0.56	3.20/3.05	1.4	
315					0.67	3.83/3.65	1.4	
400					0.80	4.52/4.30	1.3	
500					0.96	5.41/5.15	1.2	
630				Dyn11 Yyn0	1.20	6.20	1.1	4.5
800					1.40	7.50	1.0	
1000					1.70	10.30	1.0	
1250					1.95	12.00	0.9	
1600					2.40	14.50	0.8	
注 1: 对于额定容量为 500kVA 级以下的变压器, 表中斜线上方的负载损耗值适用于 Dyn11 或 Yzn11 联结组, 斜线下方的负载损耗适用于 Yyn0 联结组。 注 2: 根据用户需要, 可提供高压分接范围为 $\pm 2 \times 2.5\%$ 的变压器。 注 3: 根据用户需要, 可提供低压为 0.69kV 的变压器。								

表 F-2 200kVA ~ 1600kVA 三相双绕组有载调压配电变压器

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)				
	高压 (kV)	高压分接范围 (%)	低压 (kV)									
200	6 6.3 10	$\pm 4 \times 2.5$	0.4	Dyn11 Yyn0	0.48	3.06	1.5	4.0				
250					0.56	3.60	1.4					
315					0.67	4.32	1.4					
400					0.80	5.22	1.3					
500					0.96	6.21	1.2					
630					1.20	7.65	1.1	4.5				
800					1.40	9.36	1.0					
1000					1.70	10.98	1.0					
1250					1.95	13.05	0.9					
1600					2.40	15.57	0.8					
注 1: 根据用户需要, 可提供高压绕组电压为 10.5kV 和 11kV 的变压器。												
注 2: 根据用户需要, 可提供低压为 0.69kV 的变压器。												

表 F-3 6kV、10kV 级无励磁调压配电变压器

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结 组标 号	A 组					B 组					短路 阻抗 (%)
	高压 (kV)	高压分 接范围 (%)	低压 (kV)		空载 损耗 (kW)	不同的绝缘耐热等级下的负载损耗 (kW)			空载 电流 (%)	空载损 耗(kW)	不同的绝缘耐热等级下的负载损耗 (kW)			空载 电流 (%)	
						B (100℃)	F (120℃)	H (145℃)			B (100℃)	F (120℃)	H (145℃)		
30	6 6.3 6.6 10 10.5 11	$\pm 2 \times$ 2.5	0.4	Dyn1 1 Yyn0	0.22	0.71	0.75	0.80	2.4	0.205	0.74	0.78	0.83	2.3	4.0
50					0.31	0.99	1.06	1.13	2.4	0.285	1.06	1.12	1.20	2.2	
80					0.42	1.37	1.46	1.56	1.8	0.38	1.48	1.55	1.66	1.7	
100					0.45	1.57	1.67	1.78	1.8	0.41	1.70	1.80	1.93	1.7	
125					0.53	1.84	1.96	2.10	1.6	0.47	1.98	2.10	2.25	1.5	
160					0.61	2.12	2.25	2.41	1.6	0.55	2.25	2.45	2.62	1.5	
200					0.70	2.51	2.68	2.87	1.4	0.65	2.70	2.85	3.05	1.3	
250					0.81	2.75	2.92	3.12	1.4	0.74	3.06	3.25	3.48	1.3	
315					0.99	3.46	3.67	3.93	1.2	0.88	3.65	3.90	4.18	1.1	
400					1.10	3.97	4.22	4.52	1.2	1.00	4.34	4.60	4.90	1.1	
500					1.31	4.86	5.17	5.53	1.2	1.18	5.16	5.47	5.85	1.1	
630					1.51	5.85	6.22	6.66	1.0	1.35	6.15	6.50	6.95	0.9	
630					1.46	5.94	6.31	6.75	1.0	1.30	6.30	6.70	7.17	0.9	6.0
800					1.71	6.93	7.36	7.88	1.0	1.54	7.36	7.80	8.35	0.9	
1000					1.99	8.10	8.61	9.21	1.0	1.75	8.73	9.25	9.90	0.9	
1250					2.35	9.63	10.26	10.98	1.0	2.03	10.40	11.00	11.80	0.9	
1600					2.76	11.70	12.40	13.27	1.0	2.70	12.70	13.50	14.40	0.9	
2000					3.40	14.40	15.30	16.37	0.8	3.00	15.30	16.20	17.40	0.7	
2500					4.00	17.10	18.18	19.46	0.8	3.50	18.40	19.50	20.80	0.7	
1600					2.76	13.00	13.70	14.66	1.0	2.70	13.70	14.50	15.50	0.9	

2000					3.40	15.90	16.90	18.00	0.8	3.00	16.70	17.70	19.00	0.7	
2500					4.00	18.80	20.00	21.40	0.8	3.50	19.80	21.00	22.50	0.7	
注 1: 表中所列的负载损耗为括号内参考温度 (见 GB 1094.11 的规定) 下的值。															

表 F-4 6kV、10kV 级有载调压配电变压器

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW0)	不同的绝缘耐热等级下的负载损耗 kW			空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高压 (kV)	高压分接范围 (%)	低压 (kV)			B (100℃)	F (120℃)	H (145℃)		
315	6 6.3 6.6 10 10.5 11	± 4 × 2.5	0.4	Dyn11 Yyn0	1.10	3.60	3.80	4.10	1.4	4.0
400					1.25	4.25	4.50	4.80	1.4	
500					1.44	5.15	5.50	5.85	1.4	
630					1.66	6.10	6.50	6.95	1.2	
630					1.60	6.25	6.70	7.10	1.2	6.0
800					1.90	7.40	7.90	8.40	1.2	
1000					2.20	8.70	9.25	9.90	1.0	
1250					2.60	10.4	11.0	11.8	1.0	
1600					3.03	12.3	13.1	14.0	1.0	
2000					3.80	15.1	16.0	17.1	0.8	
2500					4.40	18.0	19.1	20.4	0.8	
注：表中所列的负载损耗为括号内参考温度（见 GB 1094.11 的规定）下的值。										

附录 G 分布式电源接入配电台区参考容量表

G.1 计算原则及变量

(1) **三相接入容量电压限定参考值表**: 反映配电变压器(柱上变压器、箱式变压器等)单回低压出线接入分布式发电容量与线路接入点电压的关系,影响因素(变量)包括:线路长度、导线类型、接入方式(末端或分散)。

(2) **三相电压修正表**: 模拟三相线路在分布式电源接入后潮流反送时单位电源接入净容量在单位线路长度上的电压变化,影响因素(变量): 导线类型。单位容量取 1kW, 单位长度取 1 米。

(3) **单相电压修正表**: 模拟单相供电线路在分布式电源接入后潮流反送时单位电源接入净容量在单位线路长度上的电压变化,影响因素(变量): 导线类型。单位容量取 1kW, 单位长度取 1 米。

G.2 计算设定条件

计算时设定配电变压器(柱上变压器、箱式变压器等)低压出口电压为额定值;光伏接入净容量指本线路所有光伏发电接入容量(最大出力)减去本线路等效总负荷,功率因数统一取为 0.95。计算中本线路等效总负荷为光伏出力最大时的用户负荷功率,如有当地负荷实测曲线数据则取 11:00-13:00 平均值,也可以根据实际负荷类型估算。分布式电源接入方式包括单点接入和多点接入,如图。

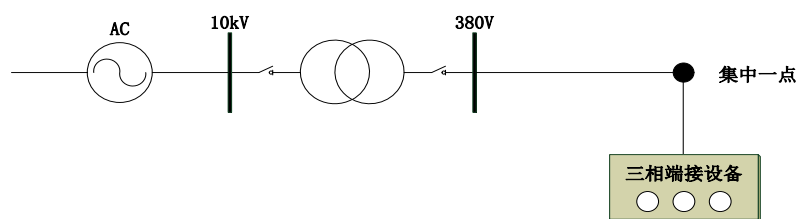


图 G-1 三相线路光伏集中一点接入示意图

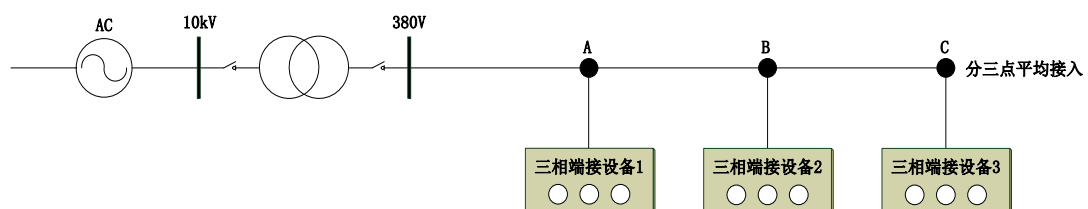


图 G-2 三相线路光伏三点平均接入示意图

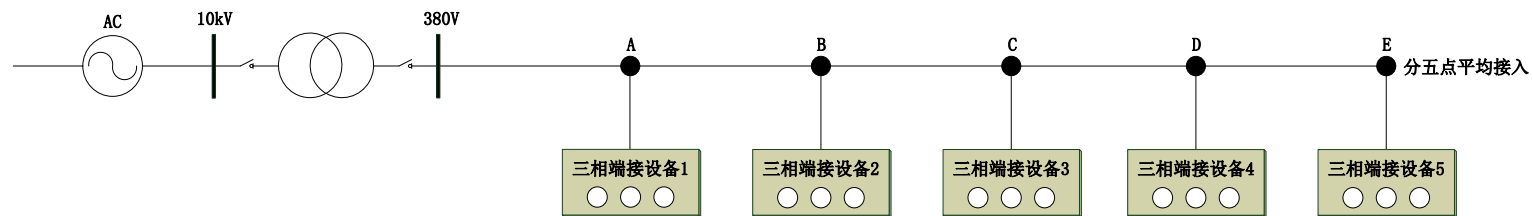


图 G-3 三相线路光伏五点平均接入示意图

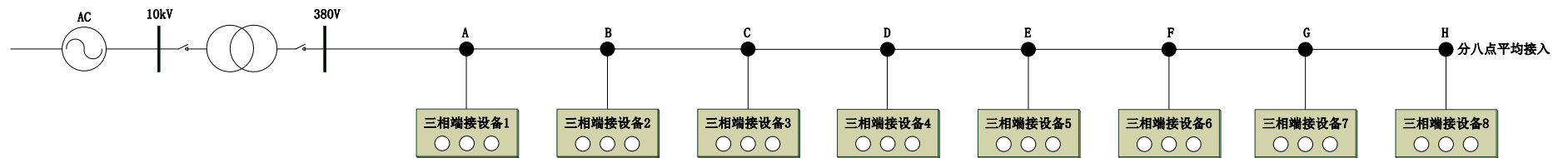


图 G-4 三相线路光伏八点平均接入示意图

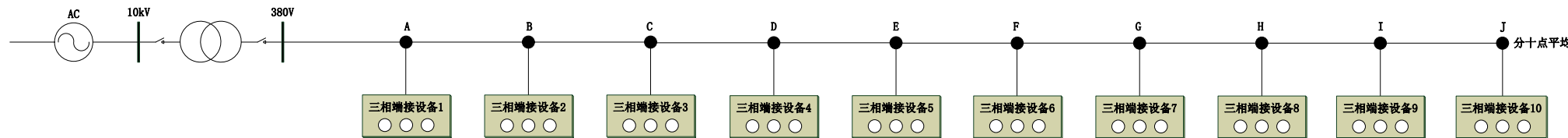


图 G-5 三相线路光伏十点平均接入示意图

G.3 计算数据

1. 三相接入容量电压限定参考值表

1) 主干线路 JKLYJ-70

表 G-1 三相线路光伏集中一点接入净容量电压限制（主干线路型号,JKLYJ-70）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	57.52	28.76	19.173	14.38	11.504	9.587	8.217	7.19	5.752	4.793
1.02	116.179	58.089	38.726	29.045	23.236	19.363	16.597	14.522	11.618	9.682
1.03	*175.977	87.988	58.659	43.994	35.195	29.329	25.14	21.997	17.598	14.665
1.04	*236.914	118.457	78.971	59.228	47.383	39.486	33.845	29.614	23.691	19.743
1.05	*298.990	149.495	99.663	74.747	59.798	49.832	42.713	37.374	29.899	24.916
1.06	*362.205	*181.10	120.735	90.551	72.441	60.367	51.744	45.276	36.22	30.184
1.07	*426.559	*213.28	142.186	106.64	85.312	71.093	60.937	53.32	42.656	35.547

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-2 三相线路光伏三点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-70）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*105.453	52.727	35.151	26.363	21.091	17.576	15.065	13.182	10.545	8.788
1.02	*212.995	*106.497	70.998	53.249	42.599	35.499	30.428	26.624	21.299	17.75
1.03	*322.624	*161.312	*107.541	80.656	64.525	53.771	46.089	40.328	32.262	26.885
1.04	*434.342	*217.171	*144.781	*108.586	86.868	72.39	62.049	54.293	43.434	36.195
1.05	*548.148	*274.074	*182.716	*137.037	*109.630	91.358	78.307	68.518	54.815	45.679
1.06	*664.042	*332.021	*221.347	*166.011	*132.808	*110.674	94.863	83.005	66.404	55.337
1.07	*782.024	*391.012	*260.675	*195.506	*156.405	*130.337	*111.718	97.753	78.202	65.169

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-3 三相线路光伏五点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-70）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*131.337	65.669	43.779	32.834	26.267	21.89	18.762	16.417	13.134	10.945
1.02	*265.275	*132.638	*88.425	66.319	53.055	44.213	37.896	33.159	26.528	22.106
1.03	*401.814	*200.907	*133.938	*100.453	*80.363	66.969	57.402	50.227	40.181	33.484
1.04	*540.953	*270.477	*180.318	*135.238	*108.191	*90.159	*77.279	67.619	54.095	45.079
1.05	*682.693	*341.347	*227.564	*170.673	*136.539	*113.782	*97.528	*85.337	68.269	56.891
1.06	*827.034	*413.517	*275.678	*206.759	*165.407	*137.839	*118.148	*103.379	*82.703	68.92
1.07	*973.976	*486.988	*324.659	*243.494	*194.795	*162.329	*139.139	*121.747	*97.398	*81.165

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-4 三相线路光伏八点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-70）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*156.331	*78.165	52.11	39.083	31.266	26.055	22.333	19.541	15.633	13.028
1.02	*315.758	*157.879	*105.253	*78.939	*63.152	52.626	45.108	39.47	31.576	26.313
1.03	*478.280	*239.140	*159.427	*119.570	*95.656	*79.713	*68.326	*59.785	47.828	39.857
1.04	*643.898	*321.949	*214.633	*160.974	*128.780	*107.316	*91.985	*80.487	*64.390	53.658
1.05	*812.612	*406.306	*270.871	*203.153	*162.522	*135.435	*116.087	*101.576	*81.261	*67.718
1.06	*984.421	*492.210	*328.140	*246.105	*196.884	*164.070	*140.632	*123.053	*98.442	*82.035
1.07	*1159.33	*579.663	*386.442	*289.831	*231.865	*193.221	*165.618	*144.916	*115.933	*96.610

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-5 三相线路光伏十点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-70）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*168.474	*84.237	*56.158	42.119	33.695	28.079	24.068	21.059	16.847	14.04
1.02	*340.284	*170.142	*113.428	*85.071	*68.057	*56.714	*48.612	42.536	34.028	28.357
1.03	*515.431	*257.715	*171.810	*128.858	*103.086	*85.905	*73.633	*64.429	*51.543	42.953
1.04	*693.913	*346.957	*231.304	*173.478	*138.783	*115.652	*99.130	*86.739	*69.391	*57.826
1.05	*875.732	*437.866	*291.911	*218.933	*175.146	*145.955	*125.105	*109.466	*87.573	*72.978
1.06	*1060.89	*530.443	*353.629	*265.222	*212.177	*176.814	*151.555	*132.611	*106.089	*88.407
1.07	*1249.38	*624.689	*416.459	*312.344	*249.875	*208.230	*178.482	*156.172	*124.938	*104.115

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

2) 主干线路 JKLYJ-120

表 G-6 三相线路光伏集中一点接入净容量电压限制 (主干线路型号,JKLYJ-120)

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	71.049	35.524	23.683	17.762	14.21	11.841	10.15	8.881	7.105	5.921
1.02	143.504	71.752	47.835	35.876	28.701	23.917	20.501	17.938	14.35	11.959
1.03	217.366	108.683	72.455	54.342	43.473	36.228	31.052	27.171	21.737	18.114
1.04	*292.636	146.318	97.545	73.159	58.527	48.773	41.805	36.579	29.264	24.386
1.05	*369.312	184.656	123.104	92.328	73.862	61.552	52.759	46.164	36.931	30.776
1.06	*447.395	223.698	149.132	111.849	89.479	74.566	63.914	55.924	44.74	37.283
1.07	*526.885	*263.44	175.628	131.721	105.377	87.814	75.269	65.861	52.689	43.907

注: 表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-7 三相线路光伏三点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-120）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	130.256	65.128	43.419	32.564	26.051	21.709	18.608	16.282	13.026	10.855
1.02	*263.091	131.545	87.697	65.773	52.618	43.848	37.584	32.886	26.309	21.924
1.03	*398.505	*199.253	132.835	99.626	79.701	66.418	56.929	49.813	39.851	33.209
1.04	*536.499	*268.249	*178.833	134.125	107.3	89.416	76.643	67.062	53.65	44.708
1.05	*677.072	*338.536	*225.691	*169.268	135.414	112.845	96.725	84.634	67.707	56.423
1.06	*820.224	*410.112	*273.408	*205.056	*164.045	136.704	117.175	102.528	82.022	68.352
1.07	*965.956	*482.978	*321.985	*241.489	*193.191	*160.993	137.994	120.744	96.596	80.496

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-8 三相线路光伏五点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-120）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*162.228	81.114	54.076	40.557	32.446	27.038	23.175	20.278	16.223	13.519
1.02	*327.668	*163.834	*109.223	81.917	65.534	54.611	46.81	40.958	32.767	27.306
1.03	*496.320	*248.160	*165.440	*124.080	99.264	82.72	70.903	62.04	49.632	41.36
1.04	*668.185	*334.093	*222.728	*167.046	*133.637	*111.364	95.455	83.523	66.819	55.682
1.05	*843.262	*421.631	*281.087	*210.816	*168.652	*140.544	*120.466	105.408	84.326	70.272
1.06	*1021.55	*510.776	*340.517	*255.388	*204.310	*170.259	*145.936	*127.694	102.155	85.129
1.07	*1203.05	*601.527	*401.018	*300.764	*240.611	*200.509	*171.865	*150.382	*120.305	100.255

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-9 三相线路光伏八点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-120）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*193.100	*96.550	64.367	48.275	38.62	32.183	27.586	24.137	19.31	16.092
1.02	*390.024	*195.012	*130.008	*97.506	78.005	65.004	55.718	48.753	39.002	32.502
1.03	*590.771	*295.386	*196.924	*147.693	*118.154	*98.462	*84.396	73.846	59.077	49.231
1.04	*795.342	*397.671	*265.114	*198.836	*159.068	*132.557	*113.620	*99.418	79.534	66.279
1.05	*1003.74	*501.869	*334.579	*250.934	*200.747	*167.290	*143.391	*125.467	*100.374	*83.645
1.06	*1215.96	*607.978	*405.319	*303.989	*243.191	*202.659	*173.708	*151.994	*121.596	*101.330
1.07	*1432.00	*715.999	*477.333	*358.000	*286.400	*238.666	*204.571	*179.000	*143.200	*119.333

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-10 三相线路光伏十点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-120）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*208.099	*104.050	*69.366	52.025	41.62	34.683	29.728	26.012	20.81	17.342
1.02	*420.319	*210.159	*140.106	*105.080	*84.064	*70.053	60.046	52.54	42.032	35.027
1.03	*636.659	*318.330	*212.220	*159.165	*127.332	*106.110	*90.951	*79.582	63.666	53.055
1.04	*857.121	*428.560	*285.707	*214.280	*171.424	*142.853	*122.446	*107.140	*85.712	*71.427
1.05	*1081.70	*540.852	*360.568	*270.426	*216.341	*180.284	*154.529	*135.213	*108.170	*90.142
1.06	*1310.41	*655.203	*436.802	*327.601	*262.081	*218.401	*187.201	*163.801	*131.041	*109.200
1.07	*1543.23	*771.615	*514.410	*385.807	*308.646	*257.205	*220.461	*192.904	*154.323	*128.602

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

3) 主干线路 JKLYJ-150

表 G-11 三相线路光伏集中一点接入净容量电压限制（主干线路型号,JKLYJ-150）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	75.947	37.974	25.316	18.987	15.189	12.658	10.85	9.493	7.595	6.329
1.02	153.399	76.699	51.133	38.35	30.68	25.566	21.914	19.175	15.34	12.783
1.03	232.354	116.177	77.451	58.089	46.471	38.726	33.193	29.044	23.235	19.363

1.04	312.813	156.407	104.271	78.203	62.563	52.136	44.688	39.102	31.281	26.068
1.05	*394.776	197.388	131.592	98.694	78.955	65.796	56.397	49.347	39.478	32.898
1.06	*478.243	239.122	159.414	119.561	95.649	79.707	68.32	59.78	47.824	39.854
1.07	*563.214	281.607	187.738	140.804	112.643	93.869	80.459	70.402	56.321	46.935

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-12 三相线路光伏三点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-150）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	139.237	69.619	46.412	34.809	27.847	23.206	19.891	17.405	13.924	11.603
1.02	*281.231	140.616	93.744	70.308	56.246	46.872	40.176	35.154	28.123	23.436
1.03	*425.983	*212.991	141.994	106.496	85.197	70.997	60.855	53.248	42.598	35.499
1.04	*573.491	*286.746	191.164	143.373	114.698	95.582	81.927	71.686	57.349	47.791
1.05	*723.757	*361.878	*241.252	180.939	144.751	120.626	103.394	90.47	72.376	60.313
1.06	*876.780	*438.390	*292.260	*219.195	175.356	146.13	125.254	109.597	87.678	73.065
1.07	*1032.56	*516.280	*344.187	*258.140	*206.512	172.093	147.509	129.07	103.256	86.047

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-13 三相线路光伏五点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-150）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*173.413	86.707	57.804	43.353	34.683	28.902	24.773	21.677	17.341	14.451
1.02	*350.261	*175.130	116.754	87.565	70.052	58.377	50.037	43.783	35.026	29.188
1.03	*530.542	*265.271	*176.847	132.635	106.108	88.424	75.792	66.318	53.054	44.212
1.04	*714.257	*357.129	*238.086	*178.564	142.851	119.043	102.037	89.282	71.426	59.521
1.05	*901.406	*450.703	*300.469	*225.352	*180.281	*150.234	128.772	112.676	90.141	75.117
1.06	*1091.989	*545.995	*363.996	*272.997	*218.398	*181.998	*155.998	136.499	109.199	90.999
1.07	*1286.006	*643.003	*428.669	*321.502	*257.201	*214.334	*183.715	*160.751	128.601	107.167

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-14 三相线路光伏八点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-150）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*206.414	103.207	68.805	51.604	41.283	34.402	29.488	25.802	20.641	17.201
1.02	*416.916	*208.458	*138.972	104.229	83.383	69.486	59.559	52.115	41.692	34.743
1.03	*631.505	*315.753	*210.502	*157.876	*126.301	105.251	90.215	78.938	63.151	52.625
1.04	*850.182	*425.091	*283.394	*212.545	*170.036	*141.697	*121.455	106.273	85.018	70.848
1.05	*1072.946	*536.473	*357.649	*268.236	*214.589	*178.824	*153.278	*134.118	107.295	89.412
1.06	*1299.797	*649.899	*433.266	*324.949	*259.959	*216.633	*185.685	*162.475	*129.980	108.316
1.07	*1530.736	*765.368	*510.245	*382.684	*306.147	*255.123	*218.677	*191.342	*153.074	*127.561

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-15 三相线路光伏十点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-150）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*222.448	*111.224	74.149	55.612	44.49	37.075	31.778	27.806	22.245	18.537
1.02	*449.300	*224.650	*149.767	*112.325	89.86	74.883	64.186	56.163	44.93	37.442
1.03	*680.558	*340.279	*226.853	*170.139	*136.112	*113.426	*97.223	85.07	68.056	56.713
1.04	*916.220	*458.110	*305.407	*229.055	*183.244	*152.703	*130.889	*114.528	91.622	76.352
1.05	*1156.288	*578.144	*385.429	*289.072	*231.258	*192.715	*165.184	*144.536	*115.629	*96.357
1.06	*1400.760	*700.380	*466.920	*350.190	*280.152	*233.460	*200.109	*175.095	*140.076	*116.730
1.07	*1649.637	*824.818	*549.879	*412.409	*329.927	*274.939	*235.662	*206.205	*164.964	*137.470

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

4) 主干线路 JKLYJ-185

表 G-16 三相线路光伏集中一点接入净容量电压限制（主干线路型号,JKLYJ-185）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	79.5	39.75	26.5	19.875	15.9	13.25	11.357	9.937	7.95	6.625
1.02	160.573	80.287	53.524	40.143	32.115	26.762	22.939	20.072	16.057	13.381
1.03	243.221	121.611	81.074	60.805	48.644	40.537	34.746	30.403	24.322	20.268

1.04	*327.444	163.722	109.148	81.861	65.489	54.574	46.778	40.93	32.744	27.287
1.05	*413.240	206.62	137.747	103.31	82.648	68.873	59.034	51.655	41.324	34.437
1.06	*500.611	250.305	166.87	125.153	100.122	83.435	71.516	62.576	50.061	41.718
1.07	*589.556	294.778	196.519	147.389	117.911	98.259	84.222	73.694	58.956	49.13

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-17 三相线路光伏三点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-185）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	145.749	72.875	48.583	36.437	29.15	24.292	20.821	18.219	14.575	12.146
1.02	*294.384	147.192	98.128	73.596	58.877	49.064	42.055	36.798	29.438	24.532
1.03	*445.906	*222.953	148.635	111.476	89.181	74.318	63.701	55.738	44.591	37.159
1.04	*600.313	*300.157	*200.104	150.078	120.063	100.052	85.759	75.039	60.031	50.026
1.05	*757.607	*378.803	*252.536	189.402	151.521	126.268	108.23	94.701	75.761	63.134
1.06	*917.786	*458.893	*305.929	*229.447	183.557	152.964	131.112	114.723	91.779	76.482
1.07	*1080.85	*540.426	*360.284	*270.213	*216.170	180.142	154.407	135.107	108.085	90.071

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-18 三相线路光伏五点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-185）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*181.524	90.762	60.508	45.381	36.305	30.254	25.932	22.69	18.152	15.127
1.02	*366.642	*183.321	122.214	91.661	73.328	61.107	52.377	45.83	36.664	30.554
1.03	*555.355	*277.678	*185.118	138.839	111.071	92.559	79.336	69.419	55.536	46.28
1.04	*747.663	*373.831	*249.221	*186.916	*149.533	124.61	106.809	93.458	74.766	62.305
1.05	*943.565	*471.782	*314.522	*235.891	*188.713	*157.261	134.795	117.946	94.356	78.63
1.06	*1143.06	*571.531	*381.020	*285.765	*228.612	*190.510	*163.294	142.883	114.306	95.255
1.07	*1346.15	*673.076	*448.717	*336.538	*269.230	*224.359	*192.307	*168.269	134.615	112.179

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-19 三相线路光伏八点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-185）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*216.068	*108.034	72.023	54.017	43.214	36.011	30.867	27.009	21.607	18.006
1.02	*436.415	*218.208	*145.472	*109.104	87.283	72.736	62.345	54.552	43.642	36.368
1.03	*661.041	*330.520	*220.347	*165.260	*132.208	*110.173	94.434	82.63	66.104	55.087
1.04	*889.945	*444.972	*296.648	*222.486	*177.989	*148.324	*127.135	*111.243	88.994	74.162
1.05	*1123.13	*561.564	*374.376	*280.782	*224.625	*187.188	*160.447	*140.391	*112.313	93.594
1.06	*1360.59	*680.294	*453.530	*340.147	*272.118	*226.765	*194.370	*170.074	*136.059	*113.382
1.07	*1602.33	*801.164	*534.109	*400.582	*320.466	*267.055	*228.904	*200.291	*160.233	*133.527

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-20 三相线路光伏十点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-185）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*232.852	*116.426	77.617	58.213	46.57	38.809	33.265	29.106	23.285	19.404
1.02	*470.314	*235.157	*156.771	*117.579	*94.063	78.386	67.188	58.789	47.031	39.193
1.03	*712.387	*356.194	*237.462	*178.097	*142.477	*118.731	*101.770	89.048	71.239	59.366
1.04	*959.072	*479.536	*319.691	*239.768	*191.814	*159.845	*137.010	*119.884	*95.907	79.923
1.05	*1210.37	*605.183	*403.456	*302.592	*242.073	*201.728	*172.910	*151.296	*121.037	*100.864
1.06	*1466.27	*733.137	*488.758	*366.568	*293.255	*244.379	*209.468	*183.284	*146.627	*122.189
1.07	*1726.79	*863.395	*575.597	*431.698	*345.358	*287.798	*246.684	*215.849	*172.679	*143.899

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

5) 主干线路 JKLYJ-240

表 G-21 三相线路光伏集中一点接入净容量电压限制（主干线路型号,JKLYJ-240）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	100.45	50.225	33.483	25.112	20.09	16.742	14.35	12.556	10.045	8.371
1.02	202.889	101.444	67.63	50.722	40.578	33.815	28.984	25.361	20.289	16.907
1.03	307.317	153.658	102.439	76.829	61.463	51.219	43.902	38.415	30.732	25.61

1.04	*413.73	206.867	137.911	103.434	82.747	68.956	59.105	51.717	41.373	34.478
1.05	*522.14	261.07	174.047	130.535	104.428	87.023	74.591	65.268	52.214	43.512
1.06	*632.54	316.268	210.845	158.134	126.507	105.423	90.362	79.067	63.254	52.711
1.07	*744.92	372.46	248.307	186.23	148.984	124.153	106.417	93.115	74.492	62.077

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-22 三相线路光伏三点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-240）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	184.158	92.079	61.386	46.04	36.832	30.693	26.308	23.02	18.416	15.347
1.02	*371.963	185.981	123.988	92.991	74.393	61.994	53.138	46.495	37.196	30.997
1.03	*563.414	*281.707	187.805	140.854	112.683	93.902	80.488	70.427	56.341	46.951
1.04	*758.512	*379.256	*252.837	189.628	151.702	126.419	108.359	94.814	75.851	63.209
1.05	*957.257	*478.629	*319.086	*239.314	191.451	159.543	136.751	119.657	95.726	79.771
1.06	*1159.65	*579.824	*386.550	*289.912	231.93	193.275	165.664	144.956	115.965	96.637
1.07	*1365.69	*682.843	*455.229	*341.422	*273.137	227.614	195.098	170.711	136.569	113.807

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-23 三相线路光伏五点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-240）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*229.360	114.68	76.453	57.34	45.872	38.227	32.766	28.67	22.936	19.113
1.02	*463.263	*231.631	154.421	115.816	92.653	77.21	66.18	57.908	46.326	38.605
1.03	*701.707	*350.853	*233.902	*175.427	140.341	116.951	100.244	87.713	70.171	58.476
1.04	*944.693	*472.346	*314.898	*236.173	*188.939	157.449	134.956	118.087	94.469	78.724
1.05	*1192.22	*596.110	*397.407	*298.055	*238.444	*198.703	170.317	149.028	119.222	99.352
1.06	*1444.29	*722.145	*481.430	*361.072	*288.858	*240.715	*206.327	*180.536	144.429	120.357
1.07	*1700.90	*850.451	*566.967	*425.225	*340.180	*283.484	*242.986	*212.613	170.09	141.742

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-24 三相线路光伏八点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-240）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*273.008	*136.504	91.003	68.252	54.602	45.501	39.001	34.126	27.301	22.751
1.02	*551.423	*275.711	*183.808	*137.856	110.285	91.904	78.775	68.928	55.142	45.952
1.03	*835.243	*417.622	*278.414	*208.811	*167.049	*139.207	119.32	104.405	83.524	69.604
1.04	*1124.47	*562.235	*374.823	*281.118	*224.894	*187.412	*160.639	*140.559	112.447	93.706
1.05	*1419.10	*709.551	*473.034	*354.776	*283.821	*236.517	*202.729	*177.388	*141.910	118.259
1.06	*1719.14	*859.571	*573.047	*429.785	*343.828	*286.524	*245.592	*214.893	*171.914	*143.262
1.07	*2024.59	*1012.29	*674.862	*506.147	*404.917	*337.431	*289.227	*253.073	*202.459	*168.716

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

表 G-25 三相线路光伏十点平均接入净容量限制（主干线路型号,JKLYJ-240）

单位: kW

供电半径 (m) 接入点电压 (pu)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
1.01	*294.214	*147.107	98.071	73.554	58.843	49.036	42.031	36.777	29.421	24.518
1.02	*594.255	*297.127	*198.085	*148.564	*118.851	99.042	84.894	74.282	59.425	49.521
1.03	*900.121	*450.061	*300.040	*225.030	*180.024	*150.020	*128.589	*112.515	90.012	75.01
1.04	*1211.814	*605.907	*403.938	*302.953	*242.363	*201.969	*173.116	*151.477	*121.181	100.984
1.05	*1529.332	*764.666	*509.777	*382.333	*305.866	*254.889	*218.476	*191.167	*152.933	*127.444
1.06	*1852.677	*926.338	*617.559	*463.169	*370.535	*308.779	*264.668	*231.585	*185.268	*154.390
1.07	*2181.848	*1090.92	*727.283	*545.462	*436.370	*363.641	*311.693	*272.731	*218.185	*181.821

注：表中标注*号的数据为线路超出荷载(线电流>安全电流)

2. 三相电压修正表

表 G-26 三相线路分布式发电接入电压修正值

单位: $10^{-5} \cdot kW^{-1}m^{-1}(pu)$

截面(mm ²) 导线类型	16	35	70	95	120	150	185	240	70/10	120/20
架空绝缘铝导线,AC1kV,JKLYJ	1.237	0.5786	0.2895	0.2105	0.1842	0.1316	0.1053	0.1050	——	——
架空绝缘钢芯铝导线,AC1kV,JKLGYJ	——	——	——	——	——	——	——	——	0.3158	0.2105
架空绝缘软铜导线,AC1kV,JKTRYJ	0.7894	0.3947	0.2368	0.1842	0.1579	0.1316	0.1314	0.1053	——	——
低压电力电缆 (铜芯)	0.7368	0.3421	0.1579	0.1315	0.1053	0.0789	0.0526	0.0518	——	——
低压电力电缆 (铝芯)	1.2368	0.5786	0.2895	0.2105	0.1842	0.1315	0.1054	0.1048	——	——

3. 单相电压修正表

表 G-27 单相线路分布式发电接入电压修正值

单位: $10^{-5} \cdot kW^{-1}m^{-1}(pu)$

截面(mm ²) 导线类型	16	35	50	70	95	120	150	185	240	70/10	120/20
架空绝缘铝导线,AC1kV,JKLYJ	2.447	1.132	0.7895	0.5789	0.4473	0.3421	0.2895	0.2368	0.1842	——	——
架空绝缘钢芯铝导线,AC1kV,JKLGYJ	——	——	——	——	——	——	——	——	——	0.6315	0.4211
架空绝缘软铜导线,AC1kV,JKTRYJ	1.579	0.7895	0.5526	0.4474	0.3684	0.3519	0.2632	0.2368	0.2105	——	——
集束绝缘导线,AC0.6/1kV	1.447	0.6579	0.4737	0.3158	0.2368	0.1842	0.1579	0.1316	0.1053	——	——

G.4 使用说明及算例

1. 使用说明

(1) 已知线路结构参数估算分布式发电接入净容量限值及单相接入净容量限值。

根据低压配电网结构分级估算容量，包括主干线路、分支线路、单相配送线路。在同一级线路中选择电压升高最大的支路，从接入末端算起逐级叠加，如无分支则根据接入方式（集中或分散）直接查表或通过线性插值估算接入净容量限值。

(2) 已知分布式电源发电接入情况估算节点电压。

根据低压配电网结构和分布式电源接入情况分级估算电压增量，包括主干线路、分支线路、单相配送线路。从变压器出口向分布式电源接入末端逐级叠加，对于主干线路分布式电源接入形式可以近似估算，按照一点接入或多点接入，也可以按照线路功率分布对应电压修正表计算末端电压。

(3) 查表方法

1) 三相接入容量电压限定参考表查法。确定分布式电源接入形式（单点或多点）和线路型号、长度直接查对应表，根据电压升高限值取对应行数据得到接入净容量限值。如果线路长度不在表中，取表中相邻两长度对应数据进行线性插值。反查电压升高采取类似方法。

2) 三相及单相修正表查法。根据线路型号查表得到单位长度流过单位功率电压升高值，与实际流过功率和对应线路长度相乘计算得到该段线路电压升高值。

2. 算例

(1) 三相线路无分支，多点接入

低压三相配电线路型号 JKLYJ-70, 420 米, 分布式发电均分三点接入, 如图 G-3 所示。估算末端电压升高 7% 时, 分布式电源接入净容量。

查表 G-2, 电压升高 7% 行, 插值得到接入净容量约 93.84kW。

(2) 三相线路有分支，多点接入，末端单相接入

低压三相配电主干线路型号 JKLYJ-120, 500 米, 单相分支线路型号 JKLYJ-70, L1 长度 80 米, L5 长度 50 米, 分布式发电均分五点接入, 支路 L1、L5 末端接入, B、C、D 点 T 接于主干线路, 如下图所示。估算末端电压升高 7% 时, 分布式电源接入净容量及单相容量。

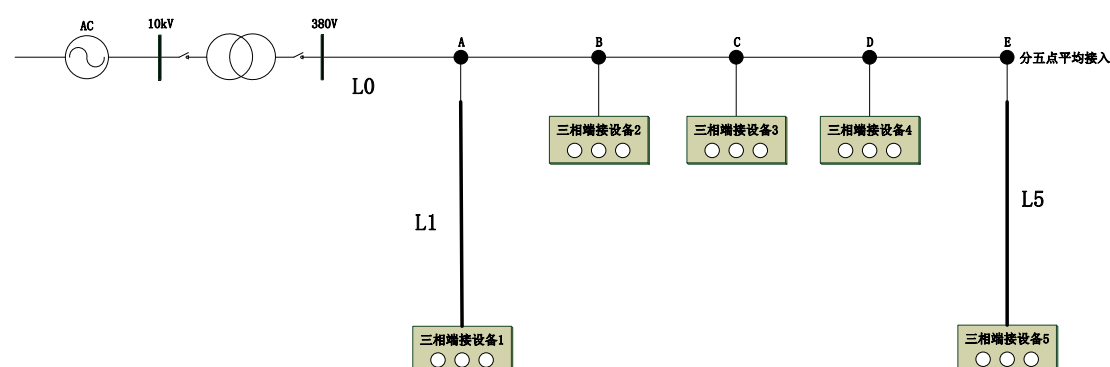


图 G-6 分布式电源接入示意图

单相线路末端分布式电源接入导致电压升高与主干线路电压升高叠加, 受到 7% 电压升高限制, L5 末端与 L1 末端为首先校验点, 查表 G-8 线路长度 500 米数据和表 G-27, 初步估算 50 米单相线路 1% 电压升高对应净容量 34.5kW, 与主干线路电压升高综合考虑, 则 L5 电压升高应不大于 1%, 插值计算得到总接入容量约 105kW, 单相末端接入约 21kW。经校验 L1 末端电压不超限。

G.5 计算依据

$$\Delta U = \frac{\sum (PR + QX)}{U_N} \quad (G-1)$$

式中 P ——线路上通过的有功功率；

Q ——线路上通过的无功功率；

R ——线路电阻；

X ——线路电抗；

U_N ——线路的额定电压。

线路电阻、电抗计算公式为

$$R = r_0 L \quad X = x_0 L$$

式中 r_0 ——导线单位长度电阻，与导线的截面和电阻率有关， Ω/km ；

x_0 ——导线单位长度电抗，与导线直径和导线间的几何平均距离有关， Ω/km ；

L ——线路长度， km 。

同时，对于单相交流电路，单相有功功率

$$P = UI \cos \varphi$$

式中， U 、 I 是指相电压、相电流。

而对于三相对称交流电路，三相有功功率

$$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi$$

式中， U 、 I 则是指线电压、线电流。

将以上数值代入公式（1）中，可以得到

对于单相交流供电的线路，其电压损耗为

$$\Delta U = 2I (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) L \quad (\text{V}) \quad (\text{G-2})$$

对于三相交流供电的线路，其电压损耗为

$$\Delta U = \sqrt{3}I (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) L \quad (\text{V}) \quad (\text{G-3})$$

式中， ΔU ——线路电压损耗 (V)；

I ——供电线路中通过的负荷电流，单相供电指相电流，三相供电则是线电流 (A)；

r_0 ——导线单位长度电阻，与导线的截面和电阻率有关， Ω/km ；

X_0 ——导线单位长度电抗，与导线直径和导线间的几何平均距离有关， Ω/km ；

L ——线路长度，km；

$\cos \Phi$ ——负荷功率因数。