



中山供电局“十三五”中低压配电网规划原则
(2017年修订)

CHINA
SOUTHERN POWER
GRID

广东电网有限责任公司中山供电局

二〇一七年五月

中山供电局“十三五”中低压配电网规划原则

(2017年修订)

批 准：欧安杰

审 定：方丽华、黄华茂、邓智明

审 核：李京平、林韶文、叶慧萍、彭 嵩、陈加勉、
张晓东、李若明、李卫东、张喜平、孙敬贤、
张喜树、何昌皓

编 写：蔡志平、冼浩欣、刘建初、何凯婷、秦 睿、
曾繁华、吴晓东、彭定武、林旭照、包达志、
鲁 军、方 嵩、何顺姗、张 洛、高 健、
黄智春、林庆文、饶 琳

目 录

第一章 总则	1
第二章 规范性引用文件	1
第三章 术语和定义	2
3.1 “三分、二自、一环”	2
3.2 用电负荷密度.....	2
3.3 供电可靠性	2
3.4 平均供电可靠率.....	2
3.5 配电自动化	2
3.6 配电站（包含台架、箱变、室内电房）	2
3.7 开关站（含室内开关站、户外电缆分接箱）	2
3.8 主干配	3
第四章 中压配电网建设思路	4
4.1 “三分、二自、一环”中压配电网.....	4
4.2 “适度超前”的设备选型原则.....	5
4.3 “绝缘化、环网化、智能化”的规划方向.....	5
4.4 中压配电网规划评价指标.....	6
第五章 中低压配电网规划原则	7
5.1 中压配电网基本结构.....	7
5.2 中压架空网结构.....	7
5.3 中压电缆网结构.....	10
5.4 中压配电网设备选型.....	14
5.5 低压配电网规划原则.....	16
第六章 配电自动化规划原则	18
6.1 总体要求	18
6.2 配电自动化建设原则.....	19
6.3 配电自动化改造原则.....	21
第七章 配电网计量规划原则	24
7.1 整体原则	24

7.2 智能电能表	24
7.3 配电网计量自动化终端.....	25
7.4 互感器、二次回路及计量箱体.....	26
7.5 其他	27
第八章 配电通信网规划原则	28
8.1 整体原则	28
8.2 中压配电网光缆建设原则.....	28
8.3 网络建设原则.....	29
8.4 无线公网应用原则.....	30
第九章 用户接入系统原则	31
9.1 总体要求	31
9.2 相关术语与定义.....	31
9.3 重要电力用户与供电方式.....	31
9.4 用户接入原则.....	32
9.5 业扩延伸要求.....	33
第十章 业扩配套项目规划原则	35
10.1 中压（10 千伏专变）非统建住宅小区客户	35
10.2 低压（380/220 伏）非统建住宅小区客户	38
10.3 统建住宅小区客户.....	38

第一章 总则

1.1 《中山供电局“十三五”中低压配电网规划原则》（以下简称原则）规范了中山供电局中低压配电网规划技术管理，明确了配电网规划技术要求，并指导中山供电局配电网规划管理工作。

1.2 本原则符合国家和行业有关法律和规程，执行南方电网公司及广东电网公司有关技术规范要求，并结合中山供电局配电网管理实际情况。

1.3 本原则适用于中山供电局及所属各有关单位 10 千伏及以下配电网的规划工作。接入中山供电局 10 千伏及以下配电网系统的电力用户可参照本原则执行。

1.4 配电网规划必须贯彻执行国家制定的基本建设方针和技术经济政策，做到安全可靠、先进适用、经济合理、资源节约、环境友好，符合当地配电网发展与管理特点。

1.5 配电网规划除应符合本原则要求外，还应满足国家、行业和公司现行技术标准的有关规定，认真贯彻执行国家颁布的工程建设强制性条文。

第二章 规范性引用文件

- 2.1 《供配电系统设计规范》
- 2.2 《中国南方电网城市配电网技术导则》
- 2.3 《中国南方电网公司 110 千伏及以下配电网规划技术指导原则》
- 2.4 《中国南方电网公司 10 千伏及以下业扩受电工程技术导则》
- 2.5 《中国南方电网公司配电自动化规划导则》
- 2.6 《中国南方电网有限责任公司配电自动化典型配置技术方案》
- 2.7 《广东电网有限责任公司配电网规划技术指导原则》
- 2.8 《广东电网公司业扩管理细则》
- 2.9 《广东电网有限责任公司推进业扩工程投资界面延伸实施方案》
- 2.10 《广东电网有限责任公司业扩工程投资界面执行工作指引（试行）》
- 2.11 《广东电网公司配电线路防风设计技术规范（试行）》

第三章 术语和定义

3.1 “三分、二自、一环”

三分：供电分区、结构分层、管理分界。

二自：故障自动隔离，网架自愈重构。

一环：以 100%为目标不断提升环网可转供电率。

3.2 用电负荷密度

指单位面积的用电负荷。单位：MW/km²。用电负荷密度反映了某一供电区域用电的水平。计算用电负荷密度时，用电负荷一般采用某区域一年当中的最高负荷，供电区域的面积为与用电负荷相对应的有效面积。

3.3 供电可靠性

供电系统对用户持续供电的能力（引自《供电系统用户供电可靠性评价规程》（DL/T 836-2016））。

3.4 平均供电可靠率

平均供电可靠率指在统计期间内，对用户有效供电小时数与统计期间小时数的比值，记作 ASAI-1（%），具体详见如下：

$$ASAI - 1 = \left(1 - \frac{\text{系统平均停电时间}}{\text{统计期间时间}} \right) \times 100\%$$

3.5 配电自动化

配电自动化是利用现代电子技术、通信技术、计算机及网络技术，采集并处理配电网数据、用户数据、电网结构和地理信息，实现配电系统正常及事故状态下的监测、保护、控制以及配电管理功能。

3.6 配电站（包含台架、箱变、室内电房）

在中低压配电网中，用于变换电压、集中电力和分配电力的供电设施称作配电站。配电站一般是将 10 千伏电压变换为 0.38 千伏电压，并实现电能馈出。

3.7 开关站（含室内开关站、户外电缆分接箱）

用于接受并分配电力的 10 千伏供配电设施称作开关站，常用于城市环网、辐射供电系统中分配电能及终端供电。主要有室内开关站和户外电缆分接箱两种形式。室内开关站无设置变压器。户外电缆分接箱是完成配电系统中电缆线路的汇集和分接功能的专用电气连接设备。

其中，电缆分接箱根据其功能与开关情况，又分为环网箱（各进出线单元均为开关单元的电缆分接箱）、开关箱（仅负荷侧带开关的电缆分接箱）和电缆分支箱（不带开关的电缆分接箱）。

3.8 主干配

上述配电设施根据其在配电网的重要性，若接于主干线上的配电站、开关站、环网箱均称为主干配。

第四章 中压配电网建设思路

4.1 “三分、二自、一环”中压配电网

4.1.1 “三分”

(一) 供电分区

宏观层面，根据《南方电网公司配电网规划编制指导原则》和《广东电网有限责任公司配电网规划技术指导原则》中地区分类标准，将中山市 24 个镇区共划分为两类供电区域实施分类管理，有区别地采取不同标准开展配电网规划，具体如下：

(1) A 类地区，市中心区或 $15\text{--}30\text{MW}/\text{km}^2$ 负荷密度区域，包括东区、石岐区、西区、南区、火炬开发区等地区。

(2) B 类地区，市区、郊区、城镇或 $6\text{--}15\text{MW}/\text{km}^2$ 负荷密度区域，包括港口、沙溪、大涌、南朗、三角、小榄、古镇、东升、黄圃、东风、南头、三乡、坦洲、五桂山、民众、阜沙、横栏、神湾、板芙镇等地区。

微观层面，供电中区是以路网、河流、山脉等为边界划分出相对固定的供电区域，并以“中区”为单位进行配电网的网架规划，具体如下：

(1) 每个中区配电网的远期饱和负荷应控制在 $10\text{--}20\text{MW}$ ，以路网、河流、山脉等清晰边界划分，并应有明确供电范围，不宜交叉和重叠。

(2) 10 千伏供电线路原则上不跨越中区供电，发展未成熟区域过渡期可合并多个中区进行供电。

(3) 基于每个中区内的负荷总量、负荷分布以及可用线路走廊进行网架规划，每个中区配电网构建独立环网组进行供电。

(4) 每个中区环网组由 3 至 4 回 10 千伏线路构成。

(二) 结构分层

根据主要电网结构分为主干层和分支层，主干层包括主干线与主干配，分支层由主干配馈出供电，具体要求如下：

(1) 对于主干配性质的配电站（含开关站），应结合目标网架逐步实现规划落地。

(2) 对于主干配配性质的配电站和开关站应具备配网自动化功能。

(3) 对于架空网的次干线(支线),必要时可进行次干线(支线)环网,提高次干线(支线)的转供电能力。通过增加次干线(支线)联络,构造支线“握手”的接线模式。

(三) 管理分界

通过设置明确分断点,实现 10 千伏公用线路与用户设备的“分界”管理,可减少无故障线路的连带性事故停电、缩小故障停电范围、缩短用户停电时间,从而提高用户的供电可靠性。

4.1.2 “二自”

为进一步提高供电可靠性,提升配电自动化水平,减少故障停电时间,实现配电网“故障自动隔离,网架自愈重构”。

(一) 通过智能分布式配电自动化功能,实现故障自动隔离。

(二) 通过配电自动化主站,实现网架自愈重构。

4.1.3 “一环”

把中压配电网看成一个整体,以 100%为目标不断提升中压配网可转供电率和环网率;提高 10 千伏线路环网率的同时,着重提高中压配电网线路站间环网率和可转供电率。

4.2 “适度超前”的设备选型原则

电网规划务必具有较强的前瞻性,充分考虑设备资产全生命周期,体现“大容量、大导线”两个到位的设备选型规划思路。

4.3 “绝缘化、环网化、智能化”的规划方向

4.3.1 绝缘化

高压开关柜选用全绝缘高压开关柜;中低压线路逐步实现全绝缘化;各类设备向全绝缘化方向发展。

4.3.2 环网化

下级电网对上级电网的支持,以 100%目标提升可转供电率;着力提高站间可转供电能力,满足变电站主变 N-1 运行要求,满足高压配电网安全运行水平进行校验;低压电网较为成熟的区域,规划考虑低压环网。

4.3.3 智能化

实现故障快速自动隔离。通过配电自动化主站自愈功能，实现网架快速重构，智能微电网发展、新能源接入系统；营配一体化、计量自动化、配网规划等系统；所有系统实现信息全覆盖。

4.4 中压配电网规划评价指标

4.4.1 绝缘化

$$10\text{kV线路绝缘化率} = \left(\frac{10\text{kV电缆线路长度} + 10\text{kV架空绝缘线路长度}}{10\text{kV线路总长度}} \right) \times 100\%$$

$$10\text{kV线路电缆化率} = \left(\frac{10\text{kV电缆线路长度}}{10\text{kV线路总长度}} \right) \times 100\%$$

$$10\text{kV开关柜全绝缘化率} = \left(\frac{10\text{kV全绝缘开关柜个数}}{10\text{kV开关柜总个数}} \right) \times 100\%$$

4.4.2 环网化

$$10\text{kV线路环网率} = \left(\frac{10\text{kV公用环网线路回数}}{10\text{kV公用线路总回数}} \right) \times 100\%$$

$$10\text{kV线路站间环网率} = \left(\frac{10\text{kV公用站间环网线路回数}}{10\text{kV公用环网线路回数}} \right) \times 100\%$$

$$10\text{kV线路可转供电率} = \left(\frac{10\text{kV可转供电公用线路回数}}{10\text{kV公用线路总回数}} \right) \times 100\%$$

4.4.3 智能化

$$\text{主干线馈线自动化覆盖率} = \left(\frac{\text{已配置馈线自动化的线路回数}}{10\text{kV公用线路总回数}} \right) \times 100\%$$

$$\text{次干线故障自动隔离覆盖率} = \left(\frac{\text{已配置故障自动隔离的次干线回数}}{10\text{kV公用次干线总回数}} \right) \times 100\%$$

$$\text{配变计量自动化覆盖率} = \left(\frac{\text{已配置计量自动化的配变台数}}{10\text{kV公用配变总台数}} \right) \times 100\%$$

第五章 中低压配电网规划原则

5.1 中压配电网基本结构

5.1.1 中压配电网规划设计应注重配电网的分区原则、注重主干网架的优化及变电站之间联络网架的建设，为上级电网提供有力的转供电支持。

5.1.2 中压配电网应有具有一定的容量裕度，并设置合理数量的联络点，以利于经济运行和负荷转移。

5.1.3 联络的 10 千伏线路应优先来自不同的 110 千伏电源；不具备条件时，应来自不同的 10 千伏母线；变电站的 10 千伏站间联络线路及可转供负荷数量应按能满足高压配电网安全运行水平进行校验。

5.1.4 中压配电网由 10 千伏线路、开关站、配电站、户外开关箱等设施构成，采用闭环接线，开环运行的网络结构。

5.1.5 对可靠性要求较高的供电区域，中压配电网可选用双环网接线模式，开环或合环运行的网络结构。

5.1.6 中压配电网结构要求基本实现主干层环网、分支层环网、分支线联络和重要用户双电源备自投。

5.1.7 中压配电线路的供电距离应满足末端电压质量的要求。

5.1.8 中压配电线路的每个环网组不应超过 4 回 10 千伏线路构成。

5.1.9 每回 10 千伏线路上选取的主干配不应超过 3 个。

5.2 中压架空网结构

架空配电线路（包括架空电缆混合线路）原则上分两层，主干线路以及支线馈出开关为主干层；从主干线 T 接馈出的次干线（支线）为分支层。架空电缆混合线路中，其电缆线路部分应按照电缆网的要求建设。

5.2.1 主干层结构

（一）架空配电线路（包括架空、电缆混合线路）主干线上应合理分段，原则上每回线路应分三至六段，结合线路的负荷分布及线路长度综合考虑分段点的设置。

（二）原则上要求每个分段内不应超过 2000 个低压用户、6 个中压用户（包

括该段上的放射性支线的用户)。

(三) 各分段点和联络点应安装高压负荷开关, 并配置配电自动化开关设备。

(四) 应合理选取供电客户的电源接入点, 减少主干线上“挂灯笼”现象。

5.2.2 分支层结构

架空网次干线(支线)从主干线T接馈出, 具体要求如下:

(一) 次干线(支线)的建设应满足电网规划要求与路网同步建设。

(二) 架空网主干线长度在4000米以内的线路, 宜合理建设2至4回次干线(支线)。

(三) 满足下列条件之一的架空网次干线(支线), 应在线路T接处加装高压负荷开关, 作为支线控制开关, 具体如下:

(1) 次干线(支线)长度超过1000米。

(2) 次干线(支线)装变容量大于2000kVA。

(3) 次干线(支线)上的用户为4户及以上。

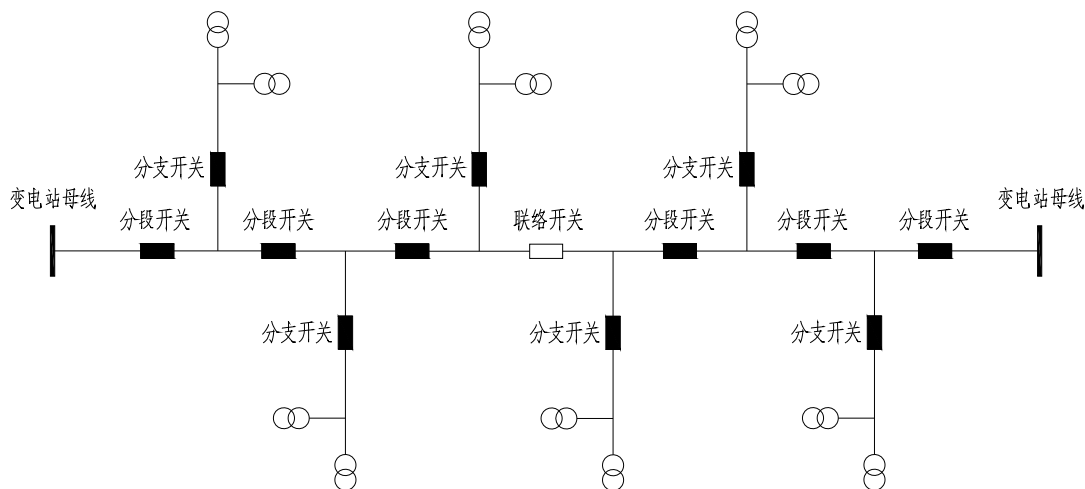
(4) 其他情况下, 可根据运行的实际情况综合考虑安装。

(5) 若实现支线联络, 其支线联络开关应具备远程控制转供电功能。

(四) 规划中不变更为主干线且故障率较高的次干线, 可考虑安装带重合闸功能的柱上真空断路器, 并调整变电站出线开关过流保护配合。

5.2.3 典型接线方式

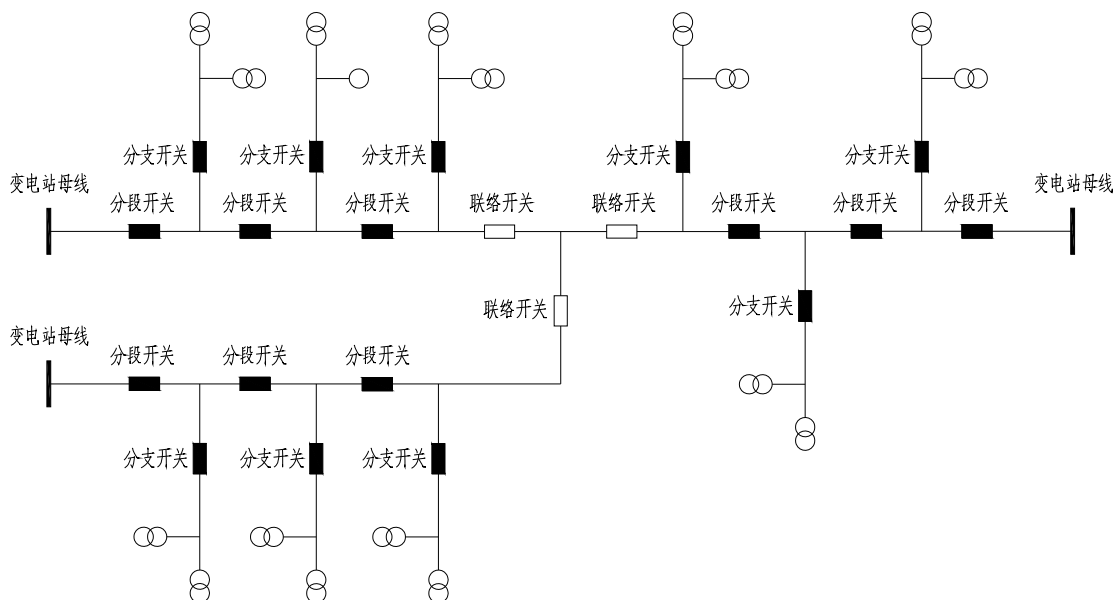
(一) 架空网“2-1”单环网



负荷不断发展变化、负荷密度不高的供电区域, 宜采用架空网“2-1”单环网

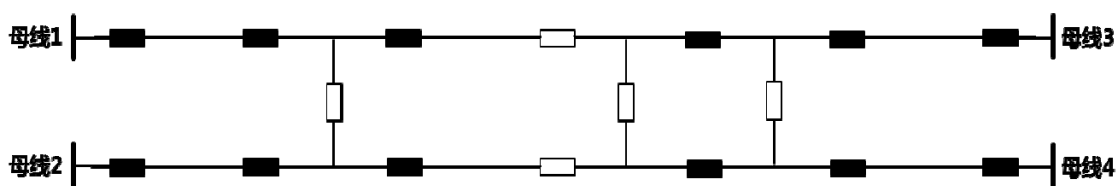
接线模式。其接线模式优点在于为不同变电站或同一变电站不同段母线之间的单环网，可满足 N-1 安全准则，网络简洁，组网较容易；其缺点在于单回路馈线平均负荷电流不得大于其安全载流量的 50%，线路利用率较低。

(二) 架空网“3-1”单环网



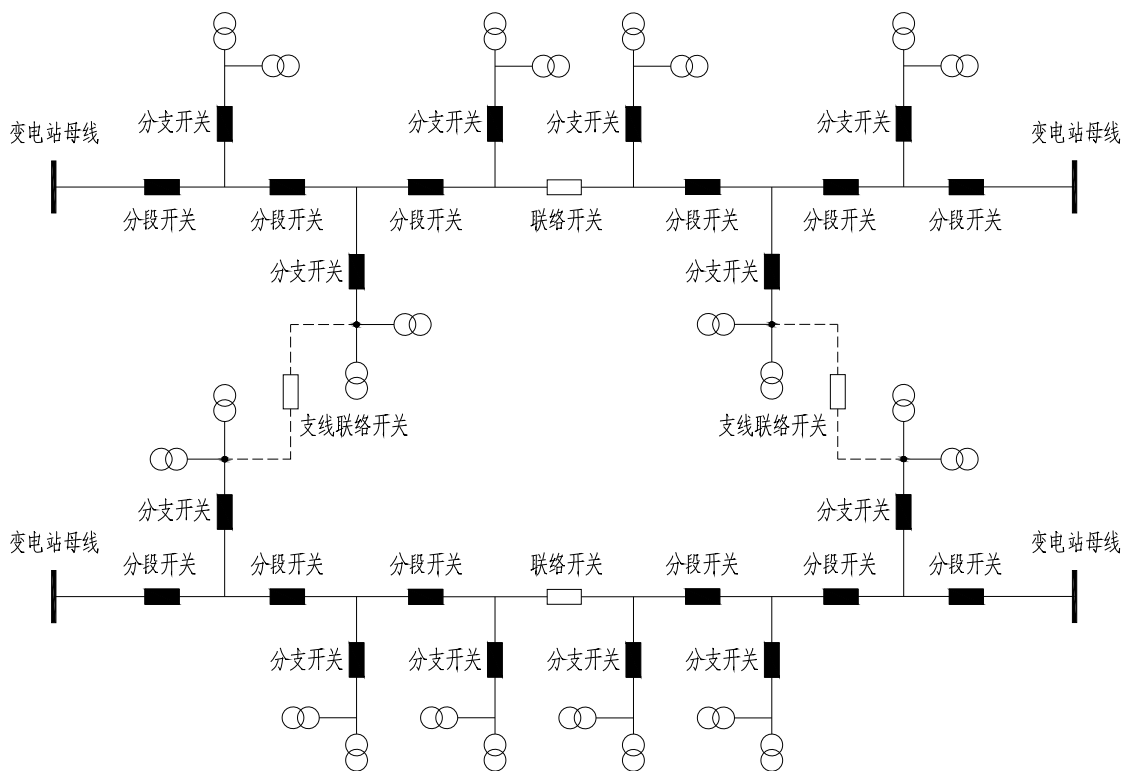
负荷密度较高、线路较密集的供电区域，宜采用架空网“3-1”单环网接线模式。其接线模式优点在于供电可靠性较高，可满足 N-1 安全准则；其缺点在于接线相对较复杂，转供电操作较繁琐。

(三) N 分段 n 联络



网架发展较为成熟的供电区域，宜采用架空网 N 分段 n 联络接线模式。原则上线路宜分为 3 至 6 段，建立 2 至 3 个联络。该接线模式最大的优点在于每一段线路具有与其相联络的电源，任何一段线路出现故障时，均不影响其他线路段正常供电，使每条线路的故障范围缩小，提高供电可靠性。由于该接线模式联络较多，也提高了线路的利用效率，两联络和三联络接线模式的负载率分别可达 67% 和 75%，可满足高可靠性要求的智能电网建设区域供电需求。

(四) 架空网支线联络



原则上中压用户数超过 6 户的放射性支线，应通过增加支线联络开关，构造“支线握手”的联络模式，提高次干线（支线）的转供电能力和供电可靠性。

5.3 中压电缆网结构

电缆配电线路原则上分两层，主干线配电站（开关站）、户外电缆分接箱即为主干层；从主干配馈出的配电设施为分支层。

5.3.1 主干层结构

(一) 每回 10 千伏线路在主干层上的主干配个数一般控制在 3 个及以下，主干配应根据负荷分布和线路长度综合设置，并配置配电自动化开关设备。

(二) 对于主干层结构，尽量少使用户外电缆分接箱，优先考虑建设室内配电站（开关站），以提高设备的供电可靠性。

(三) 当区域的供电负荷密度较高时，主干配可由 2 至 4 回 10 千伏馈线供电，从而起到变电站 10 千伏母线延伸的功能。

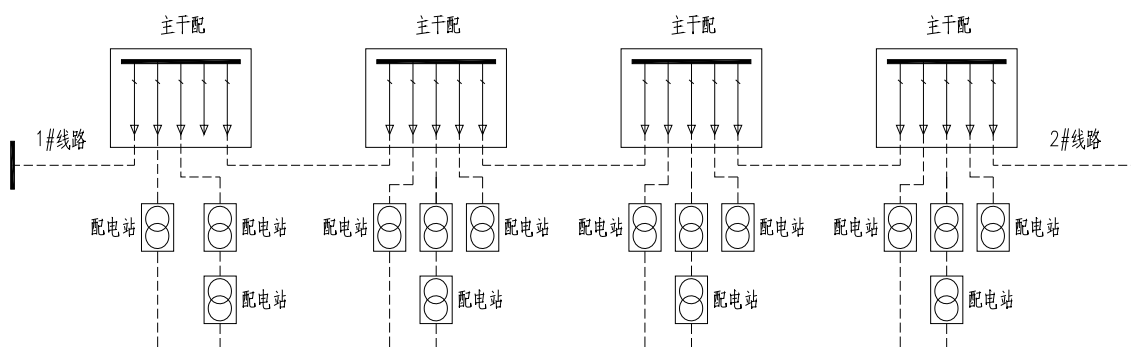
(四) 主干配上每段 10 千伏母线供电范围不应超过 2000 个低压用户、6 个中压用户，避免因故障停电导致四级安全生产事件发生。

5.3.2 分支层结构

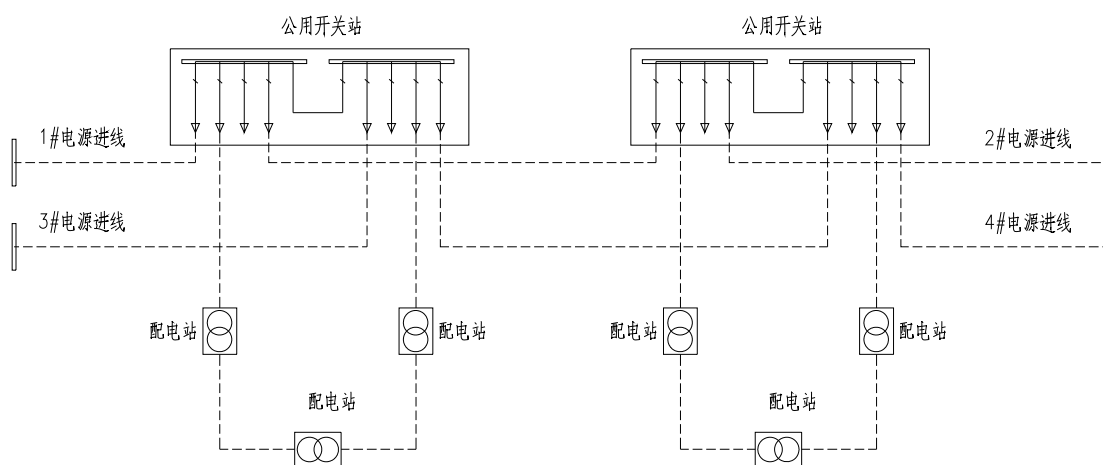
(一) 分支层宜采用支线环网方式。

(二) 支环从主环上的主干配中馈出，除双环网供电区域外，原则要求在同一段母线进行自环。具体如下：

(1) 单环网“同母自环”



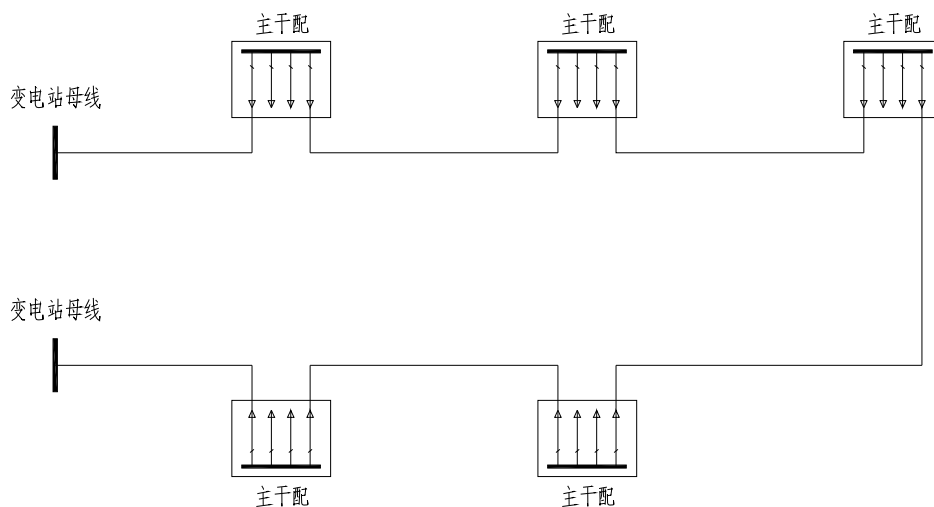
(2) 双环网“跨母自环”



(三) 支环的装接容量应控制在 3000 至 6000kVA 之间。

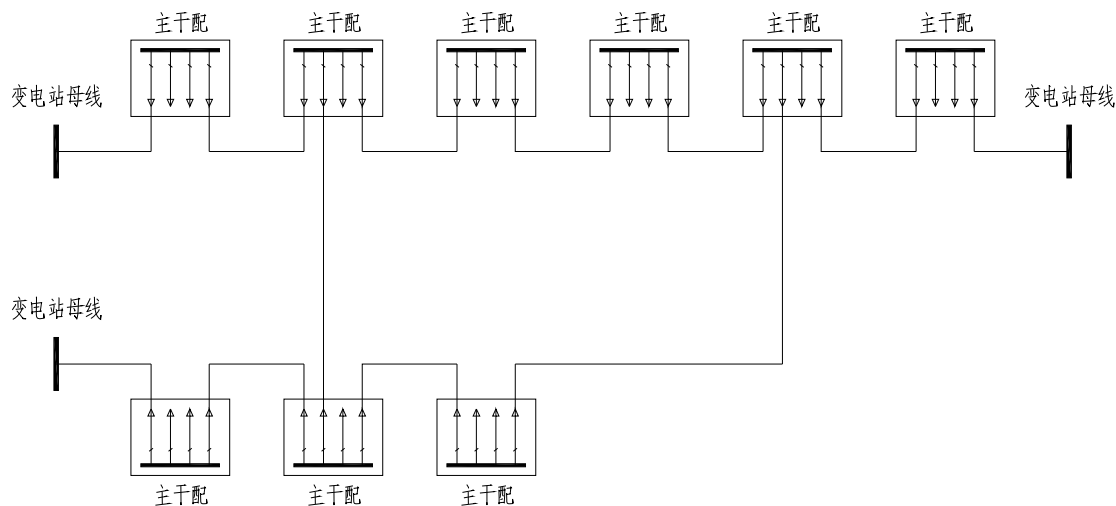
5.3.3 典型接线方式

(一) 电缆网“2-1”单环网

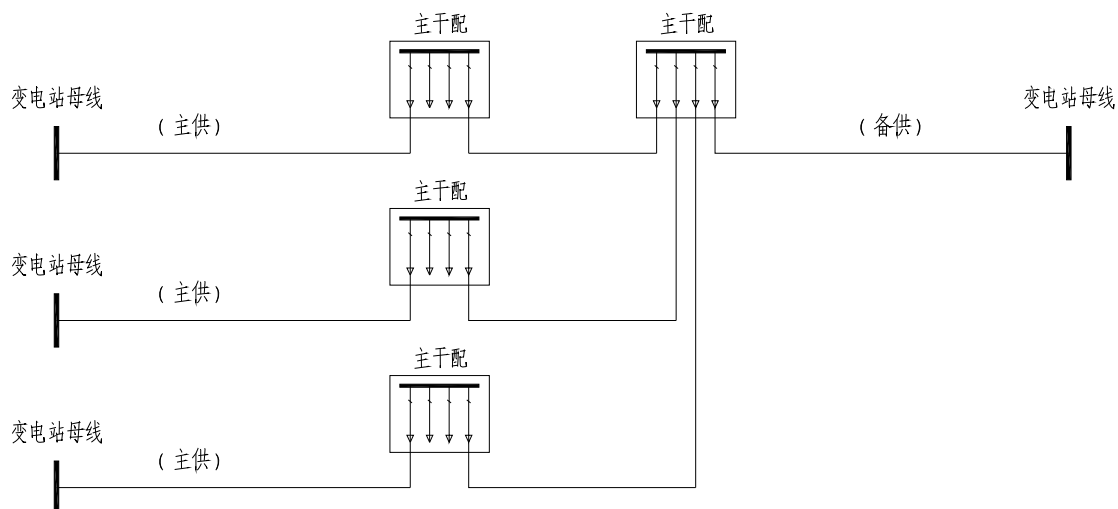


负荷发展较稳定的供电区域，宜采用电缆网“2-1”单环网接线模式；其接线模式优点在于供电可靠性较高，接线简单，运行方便，可满足 N-1 安全准则；其缺点在于线路利用率较低，仅为 50%。

(二) 电缆网“3-1”单环网

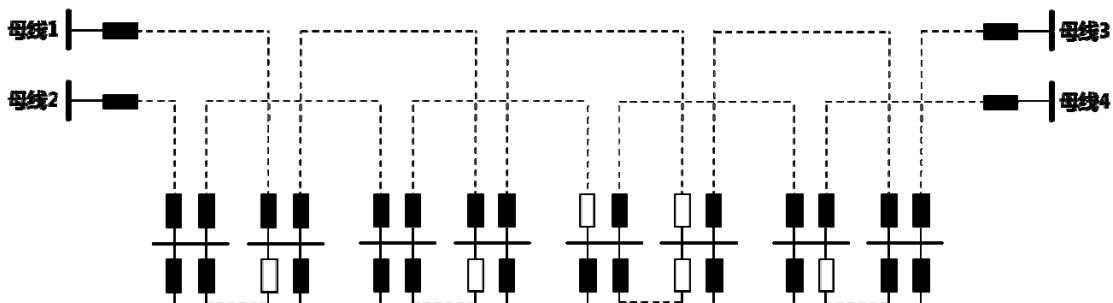


负荷发展较稳定、负荷密度较高的供电区域，宜采用电缆网“3-1”单环网接线模式；其接线模式优点在于供电可靠性高，线路利用率最高可达 67%，可满足 N-1 安全准则；其缺点在于为提高实际可转供能力，联络点一般需在负荷等分点，组网较为困难；实际可转供能力受负荷分布影响较大。

(三) 电缆网“n 供 1 备” ($n \leq 3$)

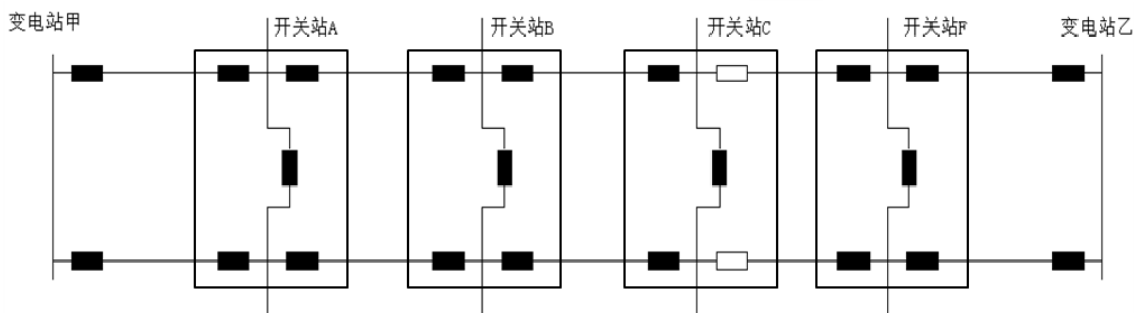
供电可靠性要求较高的电力负荷，宜采用电缆网“n 供 1 备”接线模式 ($n \leq 3$)；其优点在于供电可靠性高，可满足 N-1 安全准则，主供线路利用率最高可达 100%；其缺点在于受地理位置及负荷分布等因素的影响较大，备用线路正常运行时不带负荷，占用变电出线间隔。

(四) 电缆网双环网（开环运行）



供电可靠性要求较高的供电区域，宜采用电缆网双环网接线、开环运行方式。其接线自同一供电区域的两个变电站或同一变电站的不同段母线各引出一回 10kV 线路，构成双环式接线，在此基础上，环网室 I、II 段母线之间通过母联电缆联络，从而增加运行灵活性，提高线路利用效率。该接线模式在“N-1”的前提下，主干线正常运行时的负载率可达到 75%，可满足高可靠性要求的智能电网建设区域供电需求。

(五) 电缆网双环网（合环运行）



对供电可靠性有特别要求的供电区域，宜采用电缆网双环网接线、合环运行方式。其接线自同一供电区域的同一变电站同一段母线引出两回 10kV 线路，形成环形接线，合环运行。在此基础上，两组合环线路之间通过联络开关进行联络，从而提高运行可靠性。该接线模式中任意一段线路出现故障时，可通过配电自动化直接跳开两端开关，自动隔离故障，所有负荷供电不受影响。

5.4 中压配电网设备选型

5.4.1 10 千伏配变配置要求

(一) 结合设备资产全生命周期管理要求，台架配变容量选取应“一步到位”，对于负荷密度较高地区宜直接按 500kVA 建设。

(二) 配电房配变应按 630kVA（油变）或 1000kVA（干变）建设。

(三) 配变应采用节能型变压器。

5.4.2 10 千伏线路配置要求

(一) 10 千伏电缆截面：主干线采用 300mm^2 或 400mm^2 ；次干线（支线）采用 300mm^2 或 150mm^2 ，分支线采用 70mm^2 。

(二) 多回 10 千伏主干线电缆同路径敷设时，应采用电缆沟敷设形式；若不具备建设电缆沟条件的地区，应采取必要措施对主干线电缆排管进行硬化处理，防止因基础沉降造成电缆本体及通道受损。

(三) 10 千伏架空导线截面：主干线采用 240mm^2 ，次干线（支线）采用 240mm^2 ，分支线采用 150mm^2 或 70mm^2 。

(四) 位于《南方电网沿海地区设计基本风速分布图（2014 版）》中 30 年重现期 I 类风区的火炬区、南朗镇、民众镇、三乡镇、坦洲镇等沿海地区，新规划 10 千伏线路应沿道路采用电缆线路建设，如无法采用电缆线路建设需采用架空线

路架设的，应在现有设计标准上增加必要的防风加固措施，提高抗风等级，并应尽可能不垂直台风经常风向方向建设。对 I 类风区内现有 10 千伏架空线路应优先进行防风加固改造或电缆化改造。

5.4.3 10 千伏开关及自动化设备配置要求

（一）电缆网 10 千伏开关柜应优先选用全绝缘断路器柜，必要时选用全绝缘高压负荷开关柜，具体如下：

（1）主干线上具备主干配功能的配电站（开关站）、电缆分接箱进出线开关应选用全绝缘断路器柜，实现“智能分布式”馈线自动化功能。

（2）次干线（支线）上的配电站（开关站）、电缆分接箱应选用全绝缘断路器。其中，电网公司投资建设的开关按本原则执行，用户业扩投资建设的开关按《中国南方电网公司 10 千伏及以下业扩受电工程技术导则》执行。

（3）对于 10 千伏公用配变柜，800kVA 及以下配变（油浸式），选用“负荷开关-熔断器”组合开关柜或全绝缘断路器柜；800kVA 以上配变，应选用全绝缘断路器柜。

（4）用户分界开关应采用 10 千伏全绝缘断路器。

（二）具备主干配功能的配电站（开关站）、电缆分接箱的开关应配置电动操作机构、馈线自动化终端。馈线自动化终端由一个综合测控通信单元和多个独立的保护测控单元（一个保护测控单元对应一个间隔）构成。保护测控单元配置保护、测控功能模块，负责其对应间隔的遥信、遥测、遥控，可实现常规保护、光纤纵差式保护、电压时间型馈线自动化、电压电流型馈线自动化、智能分布式馈线自动化功能，通过数据总线与综合测控通信单元实现信息互联。综合测控通信单元配置测控和通信功能模块，可实现遥信、遥测、遥控功能，并负责与其它配电房的配电自动化终端进行对等通信实现智能分布式馈线自动化功能。

（三）考虑到环境及设备体积等因素，户内配电站（开关站）的工作电源宜采用市电或电源 PT 供电；户外电缆分接箱的工作电源宜采用双侧 PT 供电。电动操作机构及储能电机电源要求 DC24V，宜有后备电源。具体配置要求应按照《中国南方电网有限责任公司配电自动化典型配置技术方案》执行。

（四）10 千伏开关柜开关单元的避雷器应根据《关于明确配网 10kV 避雷器装设原则的通知》按实际过电压保护装置需求配置。

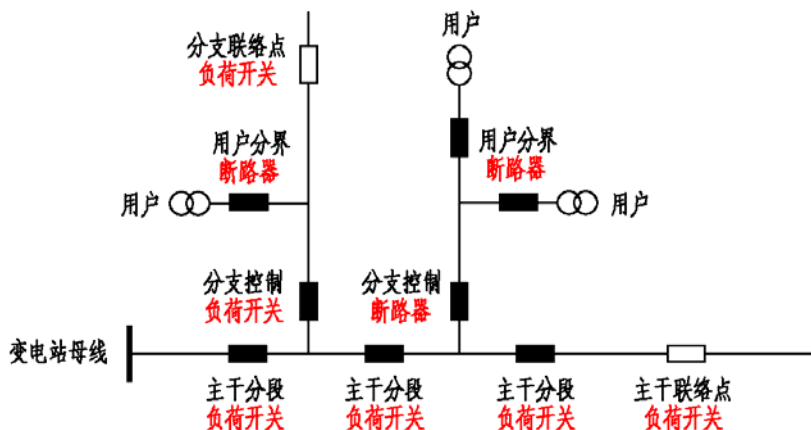
（五）架空网 10 千伏柱上开关应采用高压负荷开关或真空断路器，并配置电

动操作机构、馈线自动化终端和通信模块，其工作电源为双侧 PT 电源，具体如下：

(1) 主干线分段开关、联络开关、次干线开关应采用“智能分布式”全功能馈线自动化功能的高压负荷开关。

(2) 规划中不变更为主干线且故障率较高的次干线、分支线，可考虑安装带重合闸功能的柱上真空断路器，并调整变电站出线开关过流保护配合。

(3) 用户分界开关应采用 10 千伏柱上真空断路器。



5.5 低压配电网规划原则

5.5.1 低压配电网结构

(一) 低压配电网由与配电变压器、低压配电装置、低压主干线及其分支线等电力设施构成。

(二) 公用低压配电网应实行分区供电原则，低压供电线路应有明确的供电范围，不应交错重叠。

(三) 低压配电网应结构简单、安全可靠，宜采用以配电变压器为中心的树状放射式结构。

(四) 低压配电网应有较强的适应性，主干线宜一次建成。

(五) 推广应用低压环网供电模式，因地制宜地采用不同接线模式，确保终端用户供电可靠性。低压环网方式具体要求如下：

(1) 同一电房内有两台变压器的，在两台变压器低压侧两段母线之间建立联络，增加一个低压母联开关。

(2) 距离较近的、单台变压器的配电房，可在两个配电房之间增加一条低压专用联络线，并增加两个低压联络开关。

(3) 距离较远的、单台变压器的配电房，可在两个配电房馈线接近的合适地

方增加一条低压专用联络线，并增加一个低压联络开关。

(六) 低压配电网应尽量保持三相负荷平衡。

(七) 商住小区低压配电线应采用铜芯导线。

(八) 低压配电线路的长度应满足末端电压质量的要求，末端电压损失不应大于 4%，各类供电区的线路长度宜控制在以下范围：

(1) 城镇中心区类：250 米。

(2) 农村群居住宅用电类：300 米。

(3) 零散住宅及其它用电类：400 米。

5.5.2 低压配电导线选型

(一) 低压配电线应采用铜芯导线，偏远地区确实需要采用铝芯导线的，按高一级的线径等级选择。

(二) 为确保低压馈出线开关与线路载流量配合，以及合理分配每回馈出线负荷，低压线路线径选择范围具体如下：

(1) 低压架空导线：主干线采用 120mm^2 或 95mm^2 ，在负荷密集区域可采用 150mm^2 ；分支线采用 50mm^2 或 35mm^2 。

(2) 低压电缆：主干线采用 240mm^2 或 150mm^2 ，分支线采用 70mm^2 。

(三) 低压主干线建成后，在运行年限内，一般不再更换导线。

5.5.3 低压无功补偿配置

(一) 低压无功补偿宜采用动态补偿装置，补偿过程中不应引起系统谐波明显放大，并应避免大量无功电力穿越变压器。

(二) 100kVA 及以上配电变压器，原则上要求配置低压无功补偿装置。

(三) 配电变压器最大运行负荷时，补偿后其功率因数不应低于 0.95。

(四) 根据低压线路负荷的分布情况以及用户的负荷特性，可考虑就地补偿的方法，达到无功补偿最优化的效果。

5.5.4 短路电流控制水平

配电网各级电压的短路电流应综合网架设计、主接线、变压器容量及其阻抗、系统运行方式等方面进行控制，适应电网中长期运行发展，并与各级电压断路器开断能力及设备动热稳定电流相适应，10kV 电压短路电流不应超过 20kA。短路电流达到或接近其控制水平时，应通过技术经济比较，采取合理的限流措施。必要时通过技术经济比较可采用高一级开断容量的开关设备。

第六章 配电自动化规划原则

6.1 总体要求

中山市中压配电自动化建设以智能分布式馈线自动化为主，就地控制型馈线自动化为辅，逐步实现“故障自动隔离，网架自愈重构”的新“二自”模式，新建配电自动化终端均配置“三遥”功能，实现从“实用型”向“智能型”的全面提升。

(一) 全市域电缆网线路，采用“智能分布式”（配合型）馈线自动化，终端就地控制，光纤通信为主，无线通信为辅，实现秒级恢复供电，网架自动重构。

(二) 高可靠性区域，采用“智能分布式”（速断型）馈线自动化，终端就地控制优先，主站集中控制辅助，光纤通信方式，实现毫秒级恢复供电，网架快速自愈重构。原东区核心区“集中控制型”将逐步改造成为“智能分布式”馈线自动化模式。

(三) 全市域架空网线路，采用“智能分布式”（配合型）馈线自动化，终端就地控制，无线通信方式，实现故障自动隔离，远程秒级恢复供电。

(四) 通信方式上，电缆网配电自动化终端优先采用光纤通信方式，光缆无法敷设的区域可采用无线通信方式。架空网配电自动化终端采用无线通信方式。计量自动化终端暂以无线通信为主、其它通信方式为辅。具体技术要求按照《中国南方电网有限公司 35kV 及以上电网二次系统规划技术原则》和《中山供电局“十三五”配电自动化规划》执行。

(五) 根据省公司规划技术原则，结合中山的实际，应合理选择相应的配电自动化技术路线，过渡技术方案及目标技术之案及通信方式如下：

表 6-1 各供电分区馈线自动化技术方案

供电分区	终端类型	过渡技术方案	过渡通信方式	目标技术方案	目标通信方式
A 类核心区	三遥	电缆：智能分布式 架空：电压电流型	电缆：光纤网为主、无线公网为辅 架空：无线公网	电缆：智能分布式	电缆：光纤网
A 类非核心区	三遥	电缆：电压电流型 架空：电压电流型	电缆：光纤网为主、无线公网为辅 架空：无线公网	电缆：智能分布式 架空：智能分布式或电压电流型	电缆：光纤网为主、无线公网为辅 架空：无线公网

供电分区	终端类型	过渡技术方案	过渡通信方式	目标技术方案	目标通信方式
B类	三遥	电缆：电压电流型 架空：电压电流型	电缆：无线公网为主、 光纤网为辅 架空：无线公网	电缆：智能分布式 架空：电压电流型	电缆：光纤网为主、无 线公网为辅 架空：无线公网

6.2 配电自动化建设原则

6.2.1 架空网线路

中压架空网线路采用“智能分布式”全功能馈线自动化开关，实现故障的快速定位和快速隔离。若变电站未完成小电阻接地系统改造且线路临时性故障较多，可先投入“电压电流型”馈线自动化功能；若变电站已完成小电阻接地系统改造且线路临时性故障较少，可投入“智能分布式”馈线自动化功能。其主要设置原则具体如下：

（一）线路自动化开关配置原则按上述 5.4.3 执行。

（二）所有新建线路工程和线路开关改造工程，均按实现以上馈线自动化功能要求进行统一规划、建设与改造。

（三）架空电缆混合线路，其中电缆线路按照电缆网馈线自动化要求配置。

6.2.2 电缆网线路

（一）全市域电缆网区域，采用“智能分布式”（配合型）馈线自动化模式建设，其主要配置如下：

（1）主干配开关站、联络开关站、环网开关站以及重要用户配电站内均按照实现“遥信”、“遥测”、“遥控”的“三遥”功能馈线自动化规划建设，均采用全绝缘断路器，实现“智能分布式”（配合型）馈线自动化功能。配电自动化终端具备全功能模式。

（2）电缆网主干配上应配置具备“三遥”功能的开关设备、配电自动化终端以及通信模块（兼容光纤和无线）。

（3）电缆网分支层开关均按照实现“遥信”、“遥测”、“遥控”的“三遥”功能规划建设，我局投资建设的均采用全绝缘断路器，实现故障自动隔离，通过主站自愈或远方遥控操作实现网络重构。

（4）配电自动化终端采用就地控制方式。

（5）通信方式以光纤通信为主，无线通信为辅。

(二) 高可靠性区域，电缆网线路采用“智能分布式”（速断型）馈线自动化模式建设，其主要配置如下：

(1) 主干配开关站、联络开关站、环网开关站以及重要用户配电站内均按照实现“遥信”、“遥测”、“遥控”的“三遥”功能馈线自动化规划建设，均采用全绝缘断路器，实现“智能分布式”（速断型）馈线自动化功能。配电自动化终端具备全功能模式。

(2) 电缆网主干配上应配置具备“三遥”功能的开关设备、配电自动化终端以及通信模块（兼容光纤和无线）。

(3) 电缆网分支层开关均按照实现“遥信”、“遥测”、“遥控”的“三遥”功能规划建设，我局投资建设的均采用全绝缘断路器，实现故障自动隔离，通过主站自愈或远方遥控操作实现网络重构。

(4) 配电自动化终端采用就地控制优先，主站集中控制辅助。

(5) 通信方式采用光纤通信方式。

(三) 双环网（开环）+智能分布式馈线自动化

终端间通过对等通信就地判断故障区段两侧开关电流状态，对故障段两侧开关发出分闸信号，待变电站开关跳闸后，故障段两侧开关无压无流分闸，通过变电站开关重合闸及联络开关单侧失压延时合闸，实现非故障段秒级复电。

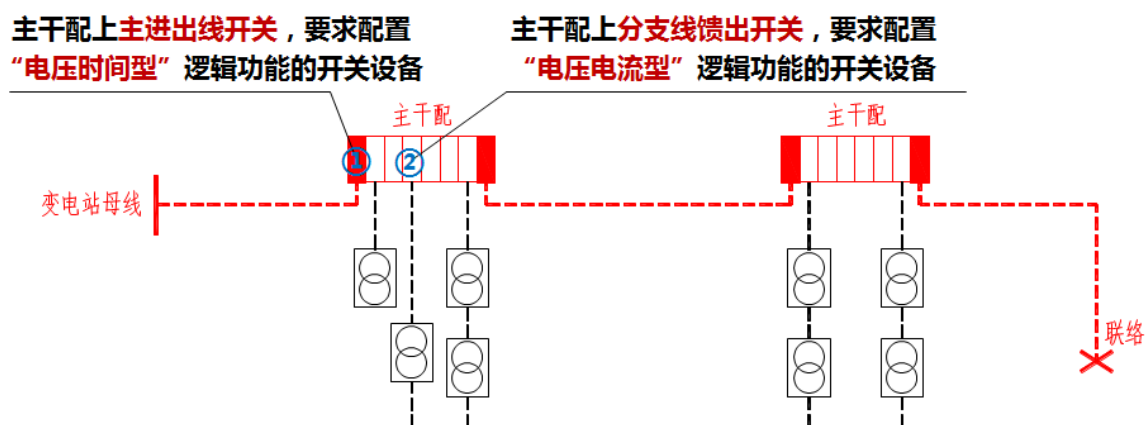
(四) 双环网（合环）+智能分布式馈线自动化

终端间通过对等通信就地判断故障区段两侧开关电流方向，通过网络拓扑保护（面保护）和网络差动保护，正确定位故障区段并自动隔离，网络自愈重构，非故障段实现毫秒级快速复电。

(五) 通信条件不具备的电缆网区域，仍按照“智能分布式”馈线自动化规划建设，可先采用“电压时间型”+“电压电流型”就地控制的馈线自动化功能，实现“主干层故障自动隔离，分支层故障自动定位”功能，其主要配置如下：

(1) 主干配上的主干线进出线开关柜（断路器或负荷开关柜），要求配置实现“电压时间型”逻辑功能的开关设备，按照“三遥”终端规划与建设，可先实现“二遥”功能。

(2) 主干配上的馈出线开关柜，对现有的负荷开关柜、要求配置实现“过流触发、无压无流延时脱扣”（即“电压电流型”）逻辑功能的开关设备。若为断路器柜，则实现速断切除故障。



6.3 配电自动化改造原则

6.3.1 配电自动化规划应按照“科学、经济、实用”的原则，与一次网架规划同步开展。应避免对一次系统进行大规模的技术改造，尤其是开关设备未达到使用年限不得进行整体更换。

6.3.2 开展配电自动化改造规划时，应结合供电可靠性分析报告、近三年配电网线路故障停电情况，优先以故障率较高、线路长、用户密集线路为主要建设（改造）对象。

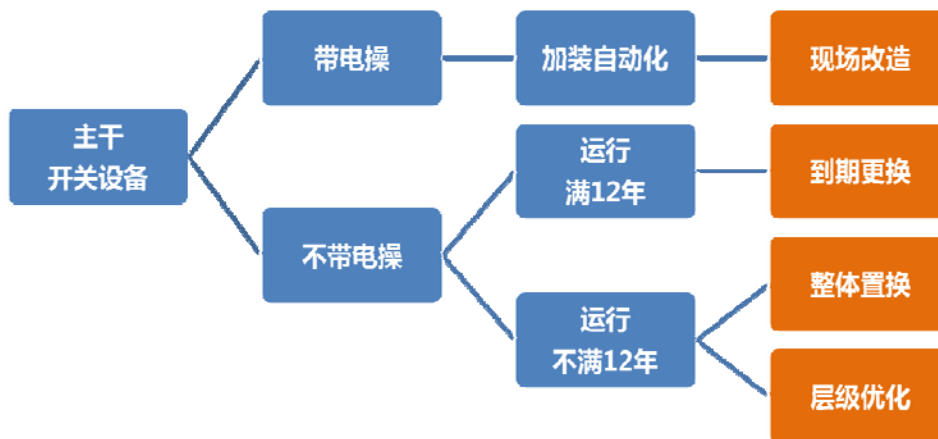
6.3.3 电缆网配电自动化改造应按照“现场改造、到期更换、整体置换、层级优化”的改造原则，主干开关设备改造应按以下原则开展：

（一）对于现有带电动操作机构的电缆网主干开关设备，在旁路转电等方式的前提下，可采用“现场改造”或“返厂改造”的方式进行。

（二）对于现有运行 12 年及以上且不带电操的户内主干开关设备，可采用“到期更换”形式进行整体更换改造。

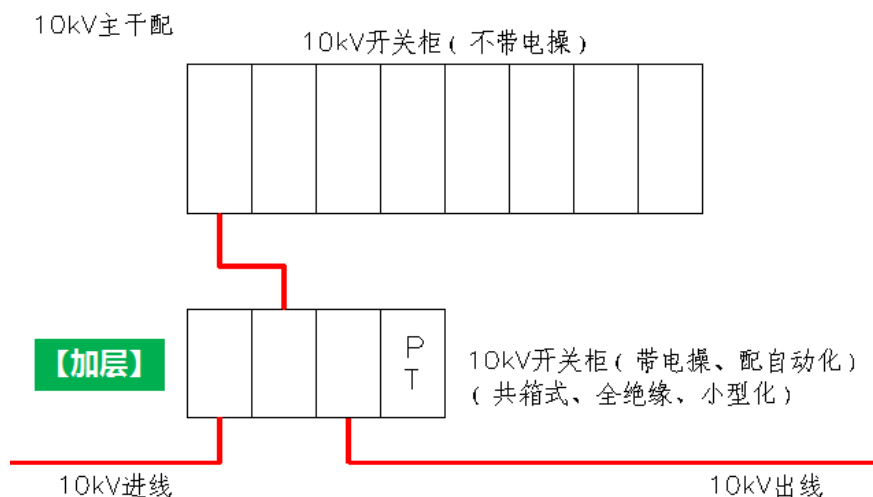
（三）对于现有运行未到 12 年且不带电操的户外主干开关设备（户外环网箱），在不产生未到期拆旧报废的基础上，可进行“整体置换”，并把原设备放至分支线使用。

（四）若配电房位置满足要求，对于现有运行未到 12 年且不带电操的户内主干开关设备，可适当考虑采用“层级优化”形式进行改造。具体如下：

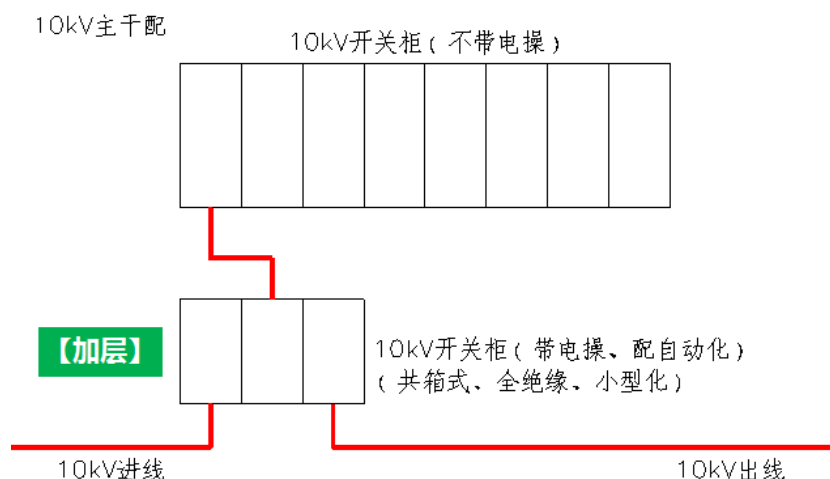


其中配电自动化“层级优化”改造模式，可根据 10 千伏配电房现场实际情况采取“加层”或“加段”模式进行改造，具体配置如下：

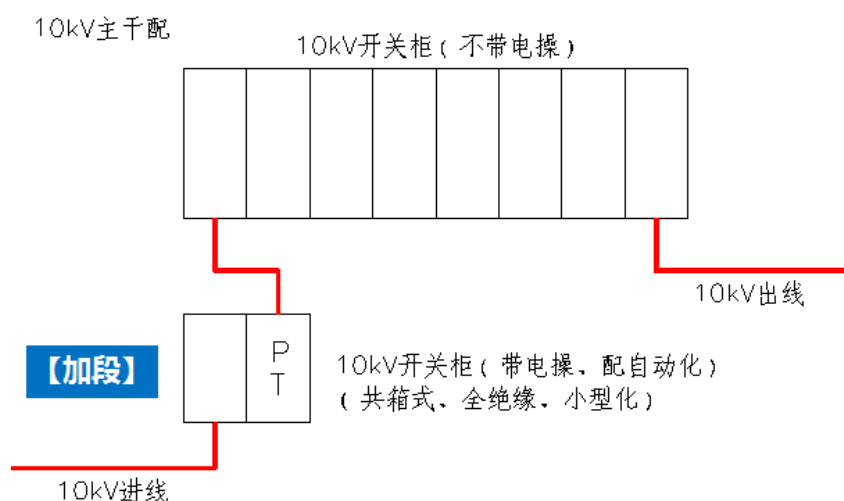
(1) 若配电房内位置足够增加 4 个 10 千伏间隔，可采用“加层”模式进行改造，即在配电房内增设 3 面 10 千伏开关柜及 1 个 PT 间隔作为主干配，将原开关柜主干线环网电缆改接至新增主干配，并从新增设主干配馈出至原开关柜供电。新增设主干配开关要求采用配置实现“智能分布式”自动化功能的开关设备。如下图所示：



(2) 若配电房位置仅能增加 3 个 10 千伏间隔，可采用“加层”模式进行改造，即在配电房内增设 3 面 10 千伏开关柜作为主干配，将原开关柜主干线环网电缆改接至新增主干配，并从新增设主干配馈出至原开关柜供电。新增设主干配环网开关要求采用配置配置实现“智能分布式”自动化功能的开关设备。如下图所示：



(3) 若配电房位置仅能增加 2 个 10 千伏间隔，可采用“加段”模式进行改造，即在配电房内增设 1 面 10 千伏开关柜及 1 面 PT 间隔，将原开关柜主一侧进线电缆改接至新增主干配，并从新增的 PT 间隔接至原开关柜进线柜供电。新增设开关柜要求采用配置实现“智能分布式”自动化功能的开关设备。如下图所示：



(五) 开展电缆网配电自动化改造时，经充分论证并经审批同意后，可采用新技术、新工艺手段解决设备安装位置不足的问题。

6.3.4 架空网配电自动化改造，其终端统一采用“智能分布式”馈线自动化终端，根据线路实际情况投入“电压电流型”或“智能分布式”馈线自动化功能。通信方式以无线公网为主，并实现终端之间对等通信。

第七章 配电网计量规划原则

7.1 整体原则

7.1.1 计量设备应遵循公司电能计量装置典型设计的要求，规划应按照设备平均自然寿命周期（计量自动化终端与电能表的平均使用寿命为8~10年），考虑计量装置的轮换。同时，规划应考虑每年业扩新增用户的计量设备需求。

7.1.2 推进配电网计量自动化和智能化，实现低压用户智能电表和低压集抄全覆盖。

7.1.3 推广费控计量设备。对专变用户，可通过负荷管理终端实现远程费控，或选择安装售电管理装置实现本地费控模式；对于低压用户，通过费控电能表与低压集抄系统实现低压客户的远程费控。

7.1.4 低压用户费控智能电能表轮换改造同时，同步安装费控开关及费控表箱。

7.1.5 低压客户电能表轮换应与低压集抄系统的建设统筹考虑，低压集抄项目建设涉及电能表批量改造工程应同步建设。

7.1.6 低压集抄优先使用主流技术，包括RS-485总线、载波和微功率无线，宽带载波、双模融合通信等新通信技术根据实际情况可选择试点建设和技术标准研究。

7.1.7 计量自动化终端设备统一接入省级集中计量自动化主站系统。

7.2 智能电能表

7.2.1 10千伏及以上的计量点应全部采用三相多功能电能表，包括各电压等级的变电站、发电厂、小电源（含水电厂、风电场及其他分布式电源）等电源计量点、专变客户等用户计量点。三相多功能（智能）电能表至少具备分时计量、无功计量、需量计量、冻结电量、负荷曲线、停电记录、电压合格率统计等功能。

7.2.2 新增及改造的低压用户配置费控电能表，电能表应至少具备分时计量、需量计量、冻结电量、负荷测量、停电记录、电压合格率统计、远程通断电等功能。

7.2.3 低压用户电能表应支持RS-485总线、载波、微功率无线、光纤等通信

方式。采用载波、微功率无线、光纤等通信时宜使用外置通信模块。

7.3 配电网计量自动化终端

7.3.1 厂站内

(一) 变电站、电厂、小电源站、风电场及其它分布式电源需实现电量远程抄读、计量监测等功能，一般应采用厂站电能量采集终端实现对全部表计的远程抄表。

(二) 110 千伏及以下厂站可采用壁挂式厂站终端。

(三) 对于表计少于 8 个的厂站、且电力专用通信覆盖的厂站，可采用负荷管理终端采集。

7.3.2 专变客户

(一) 10 千伏专变客户应全部安装负荷管理终端，业扩新装客户应同步安装负荷管理终端，保持 100%覆盖率。

(二) 新装负荷管理终端应支持硬加密费控方案。终端具备电能计量、负荷监测、停电记录、电压监测异常告警等功能。

7.3.3 公共配电变压器

(一) 公用配变全部安装配变监测计量终端，终端具备电能计量、负荷监测、停电记录、电压监测异常告警等功能。

(二) 原则上配变监测计量终端代替台区总表。

7.3.4 低压台区客户

(一) 低压台区通过集中器和采集器实现低压客户计量自动化功能。

(二) 应根据台区的电能表集中度和现场建筑场景，对每个台区选择不同的通信组网技术方案，选择原则与设备配置原则见表 7-1。

(三) 全市低压台区客户计量载波通信方案不宜超过 2 种载波芯片方案。

表 7-1 台区低压客户集中抄表技术要求

编号	台区电能表集中度	现场场景	适用方案	设备配置原则	备注
1	集中（该台区平均每个表箱≥10只表）	—	II 型集中器方案	每个表箱配置 1 台 II 型集中器。	若该台区含少量分散电能表，可使用 II 型集中器（微功率无线）方案。

编号	台区电能表集中度	现场场景	适用方案	设备配置原则	备注
2	集中表箱（2只表≤该台区平均每个表箱<10只表）	楼层不高于15米（4层）	I型半无线方案	原则上每个台区（半径500米内）配置1台I型集中器（微功率无线）。半径超过500米的台区，可适量增加配置集中器（微功率无线）。每个表箱配置1台II型采集器（微功率无线）。	
3		台区内最高楼层高于15米（4层）	I型半载波方案	每个台区配置1台I型集中器（载波）。 每个表箱配置1台II型采集器（载波）。	
4	分散表箱（该台区平均每个表箱<2只表）	楼层不高于15米（4层）	I型全无线方案	原则上每个台区（半径500米内）配置1台I型集中器（微功率无线）。	若现场485电能表为近3年内安装的新表，宜安装II型采集器，不更换电能表。 若用户数量大于150户而且分散，可以配置多个II型集中器（微功率无线）。
5		台区内最高楼层高于15米（4层）	I型全载波方案	每个台区配置1台I型集中器（载波）。	若现场485电能表为近3年内安装的新表，宜安装II型采集器，不更换电能表。

7.4 互感器、二次回路及计量箱体

7.4.1 电能计量互感器、表箱等计量装置的技术条件应标准、规范、统一，体现电能计量的标准化、集约化、一体化管理。

7.4.2 各级计量点的智能电能表、互感器、二次回路应遵循南方电网公司及广东电网公司电能计量装置典型设计的要求进行配置及安装。

7.4.3 厂站内的电度表应按照电压等级要求设置专用电能表表屏，宜采用集中组屏方式，应同时考虑多功能电能表现场检验和远程自动化抄表的需要。

7.4.4 新建及改造的专变客户电能计量装置使用专用电能计量箱（柜），配置专用PT/CT。

7.4.5 新建及改造的低压三相客户电能计量装置应采用费控电能计量表箱，互感器规格选型按照广东电网业扩管理细则执行。

7.4.6 新建及改造的低压单相客户电能计量装置应采用费控电能表箱，用户集中的楼宇应考虑电能表的集中布置。

7.4.7 按照设备平均自然寿命周期，考虑在运行互感器的轮换。已经安装的互感器按照平均 20 年的生命周期考虑轮换改造。

7.5 其他

7.5.1 费控交互终端

（一）集中安装电能表的小区用户，应在楼梯口安装费控交互终端，用户通过费控交互终端进行购电充值、复电或查询用电信息等操作。

（二）交互终端通过 RS-485 通道连接到费控电能表，具备液晶显示屏与密码输入屏，用户通过安全密码进行登录操作。

7.5.2 通过省级集中计量自动化系统实现配电网电能计量数据“统一采集、统一存储、统一监控、统一应用”。

7.5.3 主站与厂站计量自动化终端通过电力专网进行数据传输。主站与负荷管理终端、配变监测计量终端及低压集抄集中器通过公网传输数据，已有专网通信覆盖的优选专网通信方式。

第八章 配电通信网规划原则

8.1 整体原则

8.1.1 按照“光纤网为主、无线公网为辅”的建设原则，遵循“因地制宜、适度超前、统一规划、分步实施”的规划思路，统筹考虑各类业务发展要求，制定统一的配电通信网规划。

8.1.2 中压配电网通信网络主要承载的业务包括配电自动化、计量自动化（包括配变监测、大客户负控、低压集抄），并能满足智能配用电领域业务发展需求的其它各类配电网业务。

8.1.3 低压配电网通信的技术要求参照配电网计量的相关要求执行。

8.1.4 电缆网配电自动化终端采用光纤通信方式，光缆无法敷设的区域可采用无线公网通信方式。架空网配电自动化终端仍采用无线公网通信方式。现有电缆网无线通信的配电自动化终端、计量自动化终端，待条件成熟时，将其通信方式改造成光纤通信方式。已有光纤覆盖的区域则继续使用光纤通信方式。

8.1.5 结合智能电网发展需要，可积极试点探索各种新型通信手段，积累技术储备。

8.2 中压配电网光缆建设原则

8.2.1 配电通信光缆应与配电网电缆同步规划、同步建设。

8.2.2 配电网光缆宜成环建设，满足“N-1”可靠性要求。起始点应设置在变电站，以“环状”形态覆盖。在配网建设过渡阶段，在条件不具备时光纤通信可暂按单链形式运行。若随线路建设的光缆暂时无法敷设到变电站，则可先敷设到附近的开关站或主干配并成端。

8.2.3 新建、改建的电缆线路应同步建设光缆，配电网线路发生改造时，跟随线路架设的光缆应安排同步迁移改造。

8.2.4 采用速断型智能分布式配电自动化技术的新建电缆线路，宜跟随电缆线路同步建设两条光缆，用于实现开关站、主干配之间的“环状”光纤自愈保护通信。

8.2.5 优先选择电缆管沟敷设光缆，电缆管沟内光缆应与电缆分别布置，电

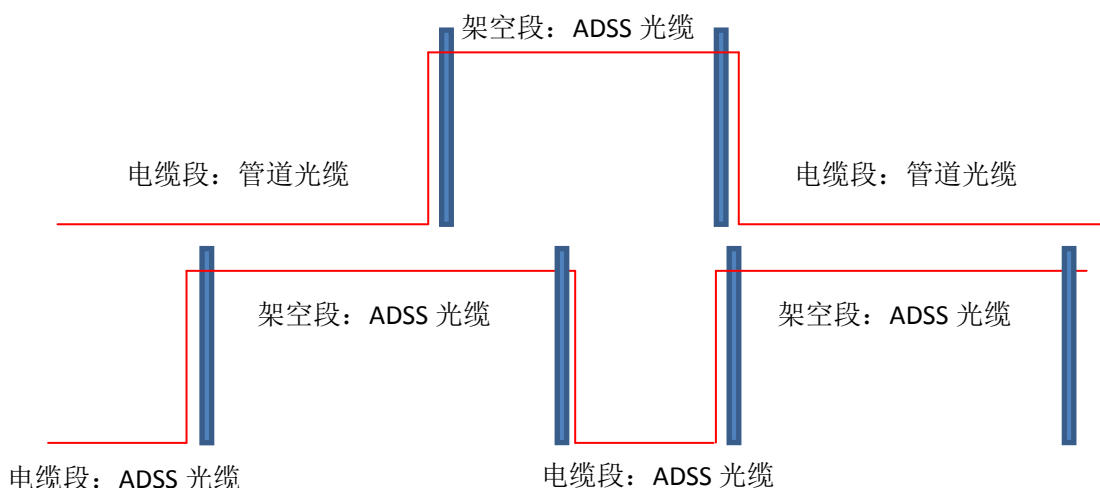
缆管沟内（含穿越市政管道）的光缆应采用 PE 管、PVC 管或铠装等方式进行保护。

8.2.6 光缆选型

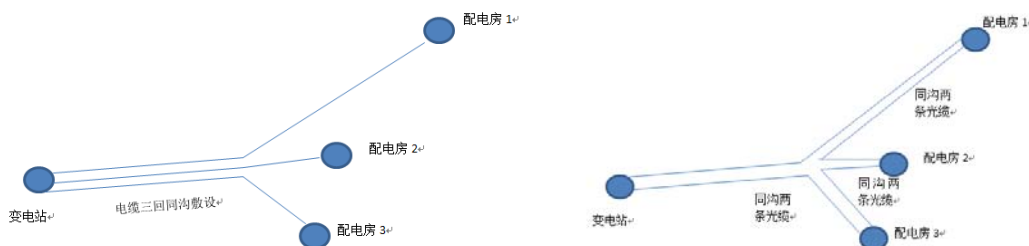
(1) 纯电缆线路：选用 36 芯及以上阻燃式非金属管道光缆；

(2) 纯架空线路：选用 36 芯及以上 AT 或 PE 护套的 ADSS 光缆；

(3) 混合线路：如以电缆线路为主，则采用管道光缆+ADSS 光缆；如以架空线路为主，则采用 ADSS 光缆。如下图所示：



8.2.7 如果同一电缆沟内有多回线路，应统筹规划建设光缆，原则上新建的同一电缆沟内不宜超过两条光缆；光缆按由近及远在配电房或环网箱或开关站内逐个串接，不建议线路上设接头井串接，若条件具备时宜将光缆组成环状。如下图所示：



8.3 网络建设原则

8.3.1 配电通信网络应根据配电自动化终端和计量终端等建设情况确定配电通信网络建设规模，配电数据网分汇聚层和接入层两层。

8.3.2 配电通信网络接入设备宜选工业以太网技术，可选 xPON 技术。采用工业以太网时，宜采用环形拓扑结构形成通道自愈保护。采用 xPON 时，宜采用“手拉手”拓扑结构形成通道自愈保护。

8.3.3 生产控制大区多种业务共享配电数据网通信通道时，不同业务系统的业务之间应采用 VLAN、MPLS VPN 等方式实现端到端的逻辑隔离。

8.3.4 配网主站未规范接入安全接入区前，与配网主站有网络连通的配电通信设备不允许直接承载不同安全分区的业务。

8.3.5 开关站、主干配等安装的配电通信网络接入设备宜采用两路独立的电源供电，同时其屏位、供电应与配电自动化等二次设备统筹考虑，实现资源的优化整合。

8.4 无线公网应用原则

8.4.1 在光纤未建设到位时，可利用公网通信资源满足配电网各类业务的通信需求，并加强公网通信终端的管理；配电通信网可采用的公网通信主要包括 2G/3G/4G 无线公网和公网宽带两种。

8.4.2 配电公网通信接入层应根据业务通道带宽、时延、安全性和可靠性等要求选择无线公网或公网宽带。

8.4.3 无线公网接入层通信宜配置公网终端远程管理模块，具备无线公网终端在线状态、流量等信息的监管功能。

8.4.4 无线公网 2G、3G、4G 等终端宜采用工业级 SIM/USIM 卡或者嵌入式 SIM 卡，配置静态 IP 地址。

8.4.5 配电自动化、计量自动化业务终端宜采用标准化、即插即用通信模块，实现不同运营商、不同制式无线公网通信模块的自由替换。重要节点的公网通信模块应支持多模（2G/3G/4G 及不同制式）、双卡双待通信方式，具备“双网络”同时接入、网络自动切换、用户名/密码/SIM 卡号/设备序列号或 mac 地址的绑定认证、远程管理和异常告警等功能。

8.4.6 承载控制类业务节点的无线公网终端宜支持多模（2G/3G/4G 及不同制式）、双卡双待通信方式，具备“双网络”同时接入、网络自动切换、用户名/密码/SIM 卡号/设备序列号或 mac 地址的绑定认证、远程管理和异常告警等功能。

第九章 用户接入系统原则

9.1 总体要求

9.1.1 对于用户投资的配电工程，其设备的功能应满足国家技术标准、南方电网公司及广东电网公司相关技术规范等要求。

9.1.2 需移交给供电部门的商住小区用户投资的配电设备功能要求均应符合本规划技术原则。

9.1.3 接入中山供电局 10 千伏及以下配电网系统的电力用户可参照本原则执行。

9.1.4 对于需要分期报装的用户，应根据用户分期的装见容量确定分期接入方案，分期接入方案应为终期接入方案提供过渡条件。

9.2 相关术语与定义

9.2.1 高压客户：供电电压为 35 千伏及以上的客户。

9.2.2 中压客户：供电电压为 10 千伏或 20 千伏的客户。

9.2.3 低压客户：供电电压为 220/380 伏的客户。

9.2.4 报装容量：供用电双方共同确定的当期新装、增容、减容等容量。

9.2.5 装见总容量：客户受电电压等级的变压器（含电动机）的总容量。

9.2.6 客户受电工程：指客户为满足自身用电需求而实施的接受与分配电能电气装置，是位于产权分界点客户侧的电力线路部分和客户受电变（配）电站等电气设施建筑工程的总称。

9.2.7 高可靠性供电客户：对重要客户和其他客户的一、二级负荷，应申请高可靠性供电。高可靠性供电客户应根据广东省物价局《转发国家发展改革委关于停止收取供配电贴费有关问题的补充通知》（粤价〔2004〕72 号）要求收取高可靠性供电费用。

9.2.8 住宅小区终期规划装见总容量：指根据政府规划部门批复的该小区用地最终建设规模和容积率，计算出用电需求和需配置的配变总容量。

9.3 重要电力用户与供电方式

根据用户的负荷级别与分类，应采用对应的供电方式，以满足其可靠性要求，

具体如下表所示：

负荷级别	负荷类型	用户供电方式
特级负荷	在国家事务中具有特别重要作用，中断供电将可能危害国家安全的负荷。	具备三路电源供电条件，其中的两路电源应当来自两个不同的变电站，当任何两路电源发生故障时，第三路电源能保证独立正常供电。
一级负荷	中断供电将产生下列后果之一的负荷： （1）直接引发人身伤亡； （2）造成严重环境污染； （3）发生中毒、爆炸、火灾等事故； （4）造成重大政治影响； （5）给国民经济造成重大损失，例如：重大设备损坏且难以修复、重大产品报废、国民经济中重点生产企业的连续生产过程被打乱需要长时间才能恢复等； （6）造成较大范围社会公共秩序严重混乱。	具备两部电源供电条件，两路电源应当来自两个不同的变电站，当一路电源发生故障时，另一路电源能保证独立正常供电。
二级负荷	中断供电将产生下列后果之一的负荷： （1）造成较大环境污染； （2）造成较大政治影响； （3）造成较大经济损失； （4）造成一定范围社会公共秩序严重混乱。	具备双回路供电条件，供电电源应来自同一个变电站的不同母线段。
三级负荷	停电影响不大者。	根据用户供电可靠性要求选择与之相对应的供电方式。

9.4 用户接入原则

9.4.1 客户供电方式

（一）客户总装见容量在 15kVA（不含）以下且无需三相用电的，应采用 220V 供电方式。

（二）客户总装见容量在 15kVA（含）至 100kVA（不含）或用户有三项用电需求的，应采用 380V 供电方式。

（三）客户总装见容量在 100kVA（含）以上的，应采用 10 千伏供电方式。

9.4.2 保障负荷接入条件

（一）10 千伏线路负荷电流最大值达安全电流值 80%以上时，接入新增负荷前应制定解决方案。

（二）双电源供电的用户（高可靠性供电用户），供电电源的切换应采用备自投方式，各路电源之间应装设可靠的电气或机械闭锁装置，并满足 N-1 安全运行

要求。

（三）新增负荷接入低压配电网后，应保持三相负荷平衡，三相不平衡度不得超过 15%。

（四）若新增负荷接入后配变负载率预计将达到 70%以上的，应在接入新增负荷前制定解决方案。

（五）若新增负荷接入后低压线路负载率预计将达到 70%以上的，应在接入新增负荷前制定解决方案。

（六）新增负荷接入后低压线路接入点预计将出现电压不合格时，应在接入新增负荷前制定解决方案。

（七）开关站、配电站接入用户时，考虑电缆旁路带电作业的需要，应保留一个备用单元，当开关单元数量不足时，应扩建开关单元。

（八）用户的自备发电机组，若未经中山供电局同意，不准与电网并网运行，自备应急电源与电网电源之间应装设可靠的电气或机械闭锁装置，防止倒送电。

9.5 业扩延伸要求

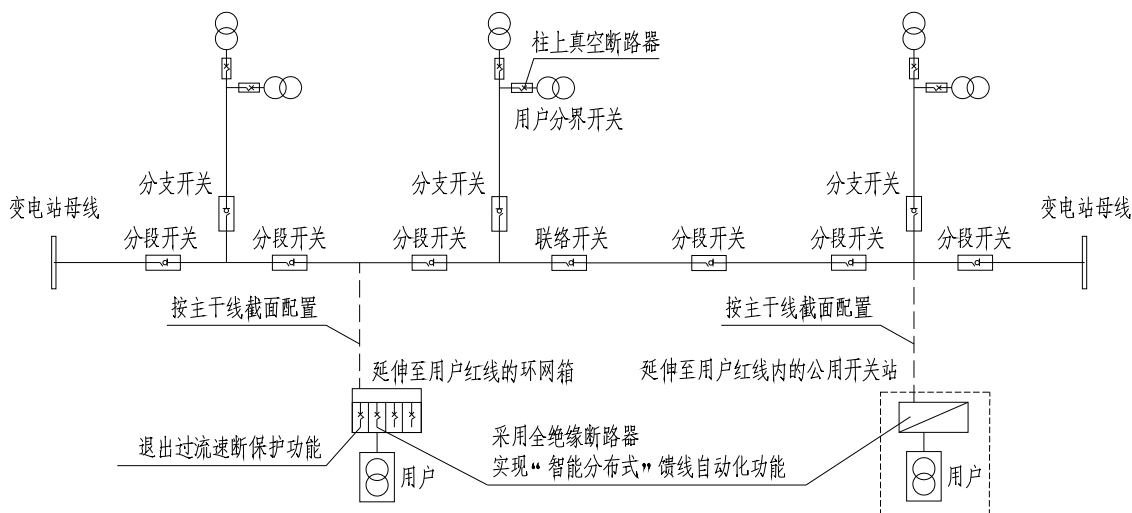
9.5.1 架空网业扩延伸

从架空网线路 T 接馈出供电的用户，具体要求如下：

（一）若架空线路邻近有多个用户计划接入，应优先考虑接入次干线（支线）供电，或统筹接入就近 10 千伏电缆分接箱、开关站，减小多个零散用户从主干线直接 T 接供电的现象。

（二）从架空线路直接 T 接馈出供电的用户，应在 T 接处配置柱上真空断路器作为用户分界开关，自动隔离用户侧设备及线路故障。

（三）若架空网馈出的电缆线路直接延伸至用户红线内的公用配电房或红线边的户外环网箱，其开关设备应采用全绝缘断路器柜，其电源进线柜需退出过流速断保护功能（如下图所示）。



9.5.2 电缆网业扩延伸

从电缆网线路馈出供电的用户，应根据上述电缆网公用线路结构要求和配自动化原则进行配置主干开关和用户分界开关。

为便于业扩配套项目的物资储备，业扩配套工程中新建的 10 千伏公用开关站或电缆分接箱，其安装的开关柜均采用模块化配置，户内开关柜均按 6 面全绝缘断路器开关柜+PT 柜或 8 面开关柜+PT 柜模块组合设计；户外环网箱按 4 面开关柜+PT 柜模块组合设计，均选用全绝缘断路器柜。若因周边环境情况特殊，确实无法按要求建设电房或自动化户外环网箱，在技术论证的前提下提级审批。

第十章 业扩配套项目规划原则

10.1 中压（10 千伏专变）非统建住宅小区客户

10.1.1 客户装见总容量在 100kVA 及以上应由 10 千伏电压供电。

10.1.2 电缆线路供电的中压客户

（一）如客户在其规划用电区域红线范围内提供公用配电房，公用配电房不得放置用户专用设备。电网公司投资的公用环网柜应设置于该公用配电房内。如客户无法在其规划用电区域红线范围内提供公用配电房，则应由客户在其红线附近协调落实符合条件的户外开关箱建设位置供电网公司建设户外开关箱供电。以客户线路接入公用环网柜的连接点（电缆终端头）为投资分界点，分界点电源侧设施由电网公司投资建设，分界点负荷侧设施（含电缆终端头）由客户投资建设。位于客户红线内的公用配电房及进出电缆通道的土建部分（含电缆桥架及与客户建筑紧密连接的附属设施）由客户按电网公司的配电房建设标准出资建设，建设标准依据《南方电网公司 10kV 和 35kV 标准设计（V1.0）》。

（二）对于总装变容量 8000kVA 以下电缆线路供电的客户，进线电缆根据客户用电负荷按本原则 5.4.2 条规定选取。

对于总装变容量超过 8000kVA 及以上的客户，进线电缆应采用 400mm² 截面；对于总装变容量超过 10000kVA 的客户，应采取多路电源供电形式，进线电缆均采用 400mm² 截面。对可靠性有特殊要求的用户应参照本原则第 7.3 条规定配置其供电电源。

（三）客户提供公用配电房的非统建住宅小区客户电源配置

（1）对于总装变容量在 10000kVA 及以下的客户，在其红线内应设置 1 个公用配电房供电，公用配电房内应设置 6 面开关柜及 1 面 PT 柜。

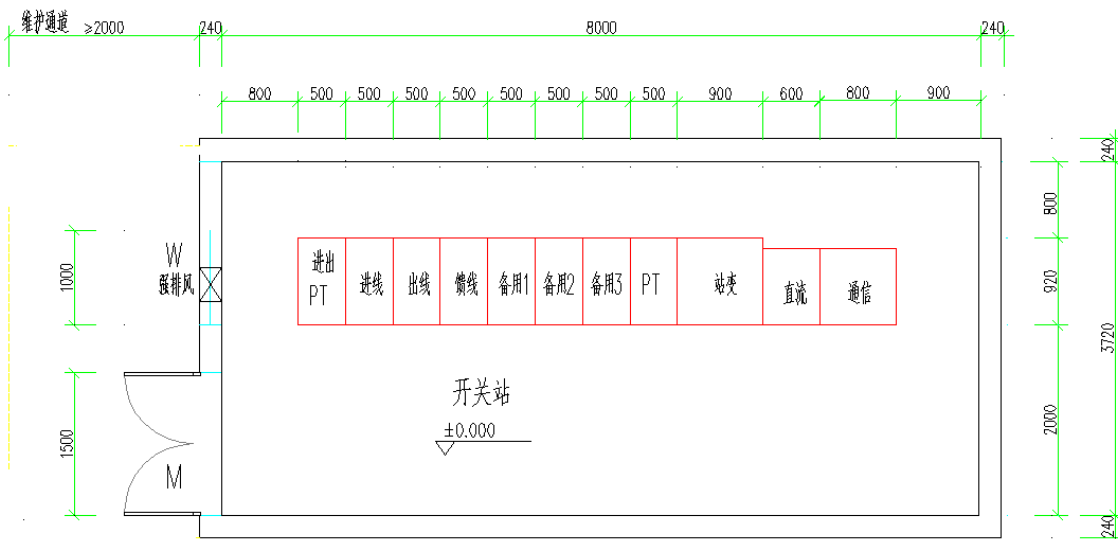
（2）总装变容量在 10000kVA（不含）至 20000kVA（含）的客户，在其红线内应设置 1 个公用配电房供电，每段 10 千伏电源母线应最少设置 6 面开关柜及 1 面 PT 柜，两段 10 千伏母线之间采用电缆连接，同一电房内各路电源应形成环网供电。

（3）对于总装容量超过 20000kVA 的非统建住宅小区客户，应根据其负荷情况确定供电电源数量。同一用户红线内公用配电房不应超过 2 个，开关柜设置应

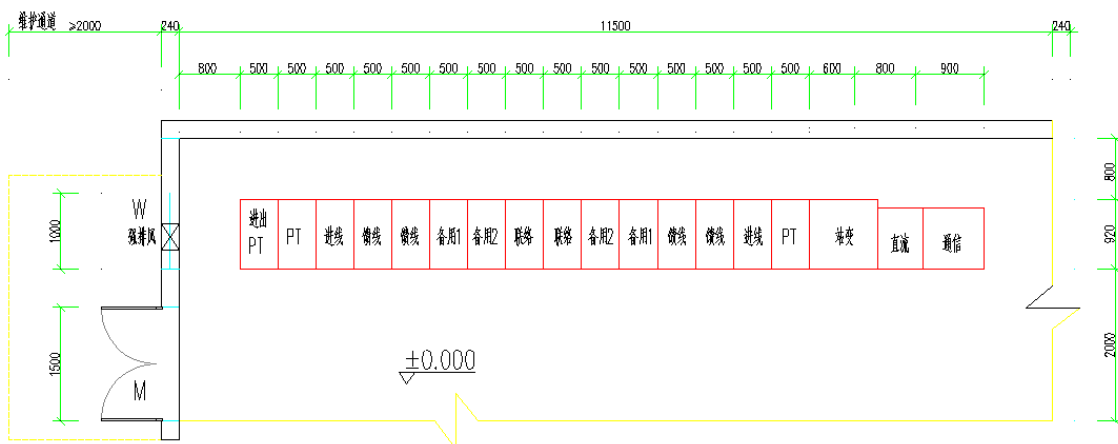
参照上述第（2）条原则配置。

（四）客户提供的公用配电房规模

建设单个主干配的公用配电房内长不得少于 8 米、内宽不得少于 3.72 米，室内净空高度不得少于 4 米，大门宽度不小于 1.5 米，维修通道宽度不小于 2 米。公用配电房内应最少设置 6 面开关柜及进出线 PT、母线 PT 间隔，并配置相关站变及直流、通信屏。

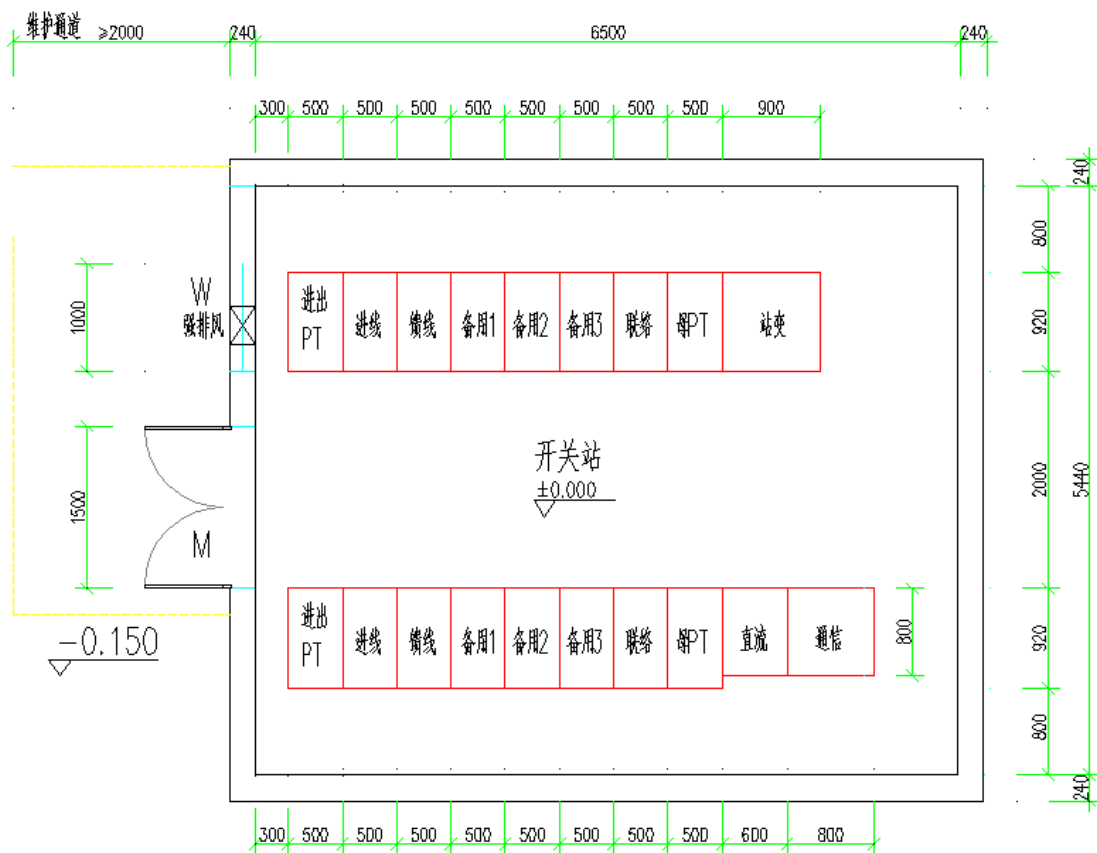


两路电源供电的公用配电房内，如主干配采用单列式布置，则配电房长不得少于 11.5 米、内宽不得少于 3.72 米，室内净空高度不得少于 4 米，大门宽度不小于 1.5 米，维修通道宽度不小于 2 米；公用配电房内每段母线应设置 6 面开关柜及进出线 PT、母线 PT 间隔，并配置相关站变及直流、通信屏，母线间采用电缆软连接。



如主干配采用双列式布置，则配电房内长不得少于 6.5 米、内宽不得少于 5.44 米，室内净空高度不得少于 4 米，大门宽度不小于 1.5 米，维修通道宽度不小于 2

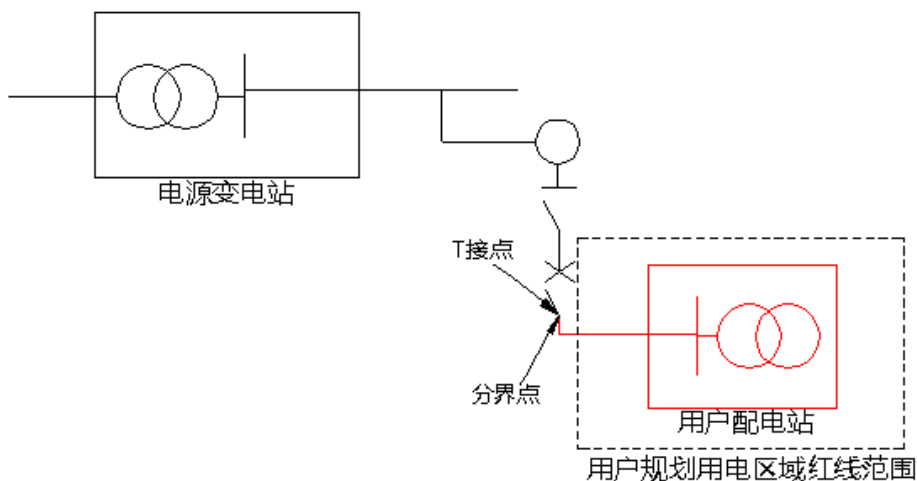
米。公用配电房内每段母线应设置 6 面开关柜及进出线 PT、母线 PT 间隔，并配置相关站变及直流、通信屏，母线间采用电缆软连接。



由三路或以上电源供电的公用配电房，应根据相关设计原则进行电房设计。

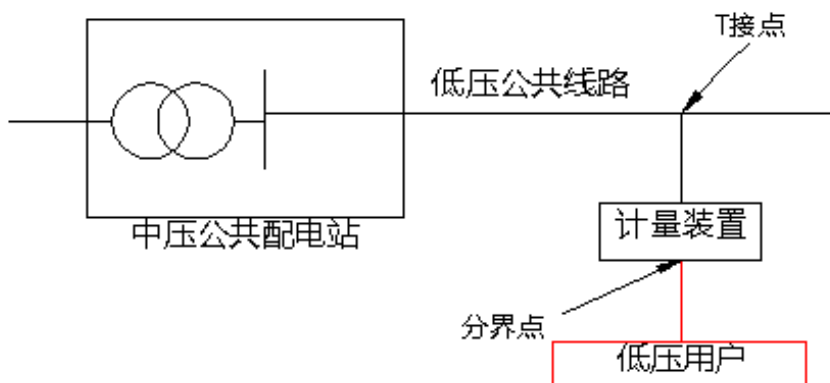
10.1.3 架空线路供电的中压客户

以客户红线外第一基杆塔(供电企业应将架空线路延伸至客户红线外 50 米内)为分界点，分界点电源侧设施由电网公司投资 (含杆塔、开关)，分界点负荷侧设施由客户投资建设。



10.2 低压（380/220 伏）非统建住宅小区客户

对于低压（含居民和非居民）非统建住宅小区客户，以客户红线边低压计量装置为投资分界点。分界点电源侧供电设施由电网公司投资建设（含表箱和计量装置），表后线（含漏电开关）由客户自行实施。



10.3 统建住宅小区客户

10.3.1 统建住宅小区应在其规划用电区域红线范围内提供公用配电房，电网公司投资的公用环网柜应设置于该公用配电房内。以公用环网柜的连接点（电缆终端头）为投资分界点，分界点电源侧设施及计量装置由电网公司投资建设，分界点负荷侧供电设施（含电缆终端头）由客户投资建设。位于客户红线内的公用配电房及进出电缆通道的土建部分（含电缆桥架及与客户建筑紧密连接的附属设施）由客户按电网公司的配电房建设标准出资建设，建设标准依据《南方电网公司 10kV 和 35kV 标准设计（V1.0）》。

10.3.2 统建住宅小区业扩延伸配置规范

（一）统建住宅小区电源配置

（1）对于总装变容量在 3000kVA 以下（含）的统建住宅小区采用 1 路电源供电，在其红线内设置 1 个公用开关站；

（2）总装变容量在 3000kVA（不含）至 13500kVA（不含）的统建住宅小区采用 2 路电源供电，在其红线内设置不超过 2 个公用开关站；

（3）总装变容量在 13500kVA（含）至 27000kVA（不含）的统建住宅小区采用 3 路电源供电，在其红线内设置不超过 3 个公用开关站；

（4）总装变容量在 27000kVA（含）至 38000kVA（不含）的统建住宅小区采用 4 路电源供电，在其红线内设置不超过 4 个公用开关站；

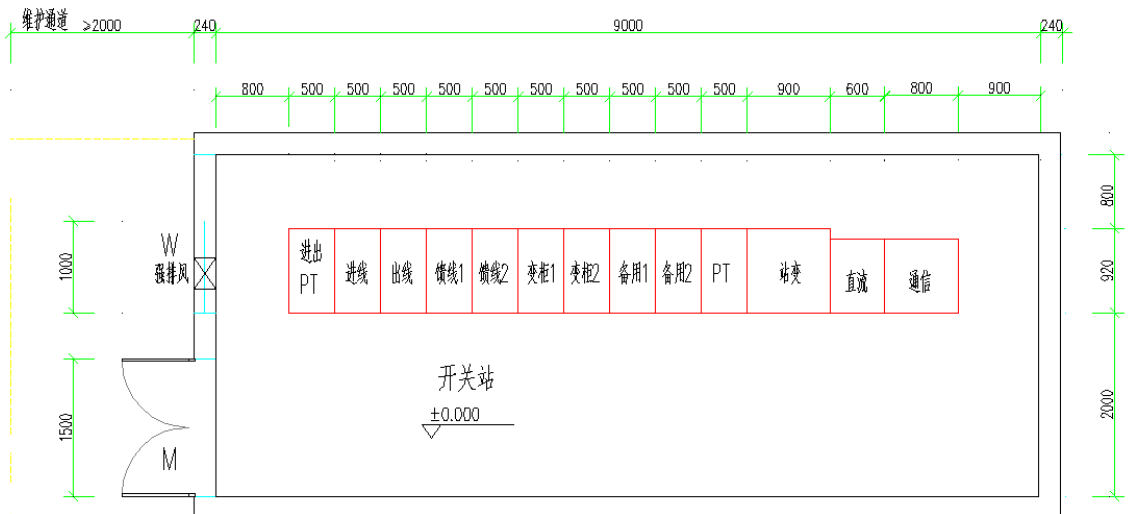
(5) 对于总装机容量超过 38000kVA 的统建住宅小区，宜结合电网规划在其周边考虑建设变电站供电，并根据其负荷情况确定供电电源数量及供电方式。

(6) 统建住宅小区的公用开关站（主干配）每段 10 千伏母线规划接入装变总容量不应低于 3000kVA；公用开关站（主干配）接入装变容量超过 6000kVA 或超过 1000 户时，10 千伏分母应分段供电。

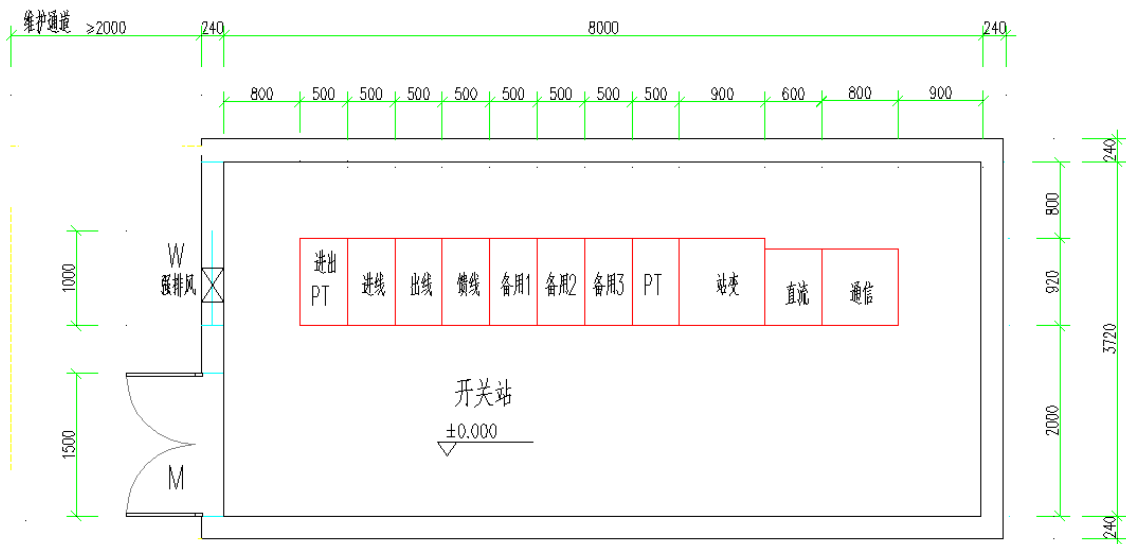
(7) 上述供电电源进线、公用开关站（主干配）内的 10 千伏开关设备（含自动化）及公用开关站（主干配）联络线路由电网公司投资建设，红线区域内其他电力设施由用户自行投资建设。

(二) 统建住宅小区客户提供的公用配电房标准

(1) 统建住宅小区内主干配电房由用户建设，与主干配位于同一电房内可根据需要配置不多于 2 台配变，由主干配直接馈出供电。主干配电房内应最少设置 8 面开关柜及 1 面 PT 柜。配置配变的主干配电房部分空间内长应不小于 9 米、内宽应不小于 3.72 米，室内净高不小于 4 米，大门宽度不小于 1.5 米宽，维修通道宽度不小于 2 米；公用配电房内应设置 8 面开关柜及及进出线 PT、母线 PT 间隔，并配置相关站变及直流、通信屏。



(2) 如统建住宅小区主干配不直接馈出向配变供电，公用配电内应最少设置 6 面开关柜（含 2 面备用开关柜）及进出线 PT、母线 PT 间隔，并配置相关站变及直流、通信屏。主干配电房内长不得少于 8 米、内宽不得少于 3.72 米，室内净空高度不得少于 4 米，大门宽度不小于 1.5 米，维修通道宽度不小于 2 米。



(3) 统建住宅小区用户公用配电房内的 10 千伏开关柜（不含 PT 柜）超过 8 面的，应进行母线分段，每段应设置 6 面或 8 面开关柜，并设置 1 面 PT 柜。

(三) 统建住宅小区内，除电网公司投资建设的主干层电气设备外，其余分支层等电气设备应按照《中国南方电网公司 10 千伏及以下业扩受电工程技术导则》要求执行。