

ICS 29.240.30

K 51

备案号: J2147—2016

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL / T 5729 — 2016

配电网规划设计技术导则

The guide for planning and design of distribution network

2016-01-07 发布

2016-06-01 实施

国家能源局 发布

中华人民共和国电力行业标准

配电网规划设计技术导则

The guide for planning and design of distribution network

DL / T 5729 — 2016

主编机构：中国电力企业联合会

批准部门：国 家 能 源 局

施行日期：2016 年 6 月 1 日

中国电力出版社

2016 北 京

前 言

本导则是根据《国家能源局关于下达 2015 年能源领域行业标准制（修）订计划的通知》（国能科技〔2015〕283 号）的要求，由中国电力科学研究院和国家电网公司会同有关单位共同编制完成。

本导则在编制过程中，编制组进行了深入调查研究，认真总结了我国配电网规划设计的经验，并广泛征求了有关方面的意见，最后经审查定稿。

本导则共分 12 章。主要技术内容包括：总则、术语、基本规定、供电区域与规划编制基础、负荷预测与电力平衡、主要技术原则、电网结构、设备选型、智能化要求、用户及电源接入要求、规划计算分析要求和技术经济分析。

本导则由中国电力企业联合会负责管理，由中国电力科学研究院负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议，请寄送中国电力科学研究院（地址：北京市海淀区清河小营东路 15 号，邮编：100192）。

本导则主编单位：中国电力科学研究院
国家电网公司

本导则参编单位：中国南方电网有限责任公司
电力建设技术经济咨询中心
国网北京经济技术研究院
北京电力经济技术研究院
中能国研（北京）电力科学研究院
（全国输配电技术协作网）
广州白云电气集团

本导则主要起草人员：刘 伟 赵明欣 滕 林 苏 剑
盛万兴 张祖平 侯义明 陈 海

陈旭	张天光	杨卫红	徐晶
黄震	刘思革	彭波	夏泉
刘利平	杨大为	樊全胜	崔艳妍
韦涛	胡平	李志铿	孙伟
王旭阳	何红斌	张楠	李雪男
胡滨	王云飞	周莉梅	罗庾南
高文婷			

本导则主要审查人员：

刘永东	王金宇	黄邵远	杨家全
胡玉生	刘庆彪	林平	王庆杰
陈宜凯	何银菊	薛荣	林强
唐西胜	唐巍	刘文霞	

目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	基本规定	6
4	供电区域与规划编制基础	8
4.1	供电区域划分	8
4.2	规划年限及编制要求	9
4.3	规划目标	9
4.4	基本参考标准	10
5	负荷预测与电力平衡	12
5.1	一般要求	12
5.2	负荷预测方法	13
5.3	电力电量平衡	13
6	主要技术原则	14
6.1	电压等级	14
6.2	供电安全准则	14
6.3	容载比	16
6.4	短路电流水平	17
6.5	无功补偿和电压调整	18
6.6	电压质量及其监测	19
6.7	中性点接地方式	20
6.8	继电保护及自动装置	20
7	电网结构	21
7.1	一般要求	21
7.2	高压配电网	22

DL / T 5729 — 2016

7.3 中压配电网·····	22
7.4 低压配电网·····	23
8 设备选型·····	25
8.1 一般要求·····	25
8.2 110kV~35kV 变电站·····	26
8.3 110kV~35kV 线路·····	27
8.4 10kV 线路·····	28
8.5 配电设备·····	29
8.6 220V/380V 线路·····	30
9 智能化要求·····	32
9.1 一般要求·····	32
9.2 配电自动化·····	32
9.3 配电通信网·····	33
9.4 用电信息采集系统·····	33
10 用户及电源接入要求·····	34
10.1 用户接入·····	34
10.2 电源接入·····	35
11 规划计算分析要求·····	37
11.1 一般要求·····	37
11.2 潮流计算分析·····	37
11.3 短路电流计算分析·····	37
11.4 供电安全水平分析·····	38
11.5 可靠性计算分析·····	38
11.6 无功规划计算分析·····	38
12 技术经济分析·····	40
本标准用词说明·····	41
引用标准名录·····	42
附录 A 110kV~35kV 典型电网结构示意图·····	43

附录 B	10kV 典型电网结构示意图·····	46
附录 C	220V/380V 电网结构示意图·····	48
附录 D	110kV~35kV 变电站电气主接线示意图·····	49
附：	条文说明·····	53

Contents

1	General provisions	1
2	Terms	2
3	Basic requirement	6
4	Power supply zones and planning establishment	8
4.1	Division of power supply zones	8
4.2	Planning period and requirements for planning establishment	9
4.3	Planning targets	9
4.4	Basic reference standards	10
5	Load forecast and electric power balance	12
5.1	General requirments	12
5.2	Load forecasting methods	13
5.3	Electric power(power consumption) balance	13
6	Major technical principles	14
6.1	Voltage levels	14
6.2	Power supply security criterion	14
6.3	Capacity–load ratio	16
6.4	Short–cut current level	17
6.5	Reactive power compensation and voltage adjustment	18
6.6	Voltage quality and its monitoring	19
6.7	Neutral point grounding mode	20
6.8	Relay protection and automatic device	20
7	Network structure	21
7.1	General requirments	21
7.2	HV distribution network	22

7.3	MV distribution network	22
7.4	LV distribution network	23
8	Equipment selection	25
8.1	General requirments	25
8.2	110kV~35kV substation	26
8.3	110kV~35kV lines	27
8.4	10kV lines	28
8.5	Distribution equipments	29
8.6	220V/380V lines	30
9	Requirements for distribution network intelligentizing	32
9.1	General requirments	32
9.2	Distribution automation	32
9.3	Distribution telecommunication network	33
9.4	Power user electric energy data acquisition system	33
10	Access requirements for power users and generations	34
10.1	Power user access	34
10.2	Generations access	35
11	Calculation and analysis requirements for distribution network planning	37
11.1	General requirments	37
11.2	Power flow calculation analysis	37
11.3	Short-circuit current calculation and analysis	37
11.4	Security level analysis of electricity supply	38
11.5	Reliability calculation and analysis	38
11.6	Calculation and analysis for reactive power planning	38
12	Technical and economic analysis words explanation	40
	Explanation of wording in this code	41
	Normative standard	42

DL / T 5729 — 2016

Appendix A	typical 110kV~35kV network structure	43
Appendix B	typical 10kV network structure	46
Appendix C	typical 220V/380V network structure	48
Appendix D	typical 110kV~35kV substation main electrical connection	49
Additions:	explanation of provisions	53

1 总 则

1.0.1 为规范配电网规划设计与建设，有效指导电网企业开展配电网规划设计建设工作，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于我国 110（66）kV、35kV 及以下各电压等级配电网规划设计的有关工作，其中 20kV、6kV 电压等级可参照 10kV 电压等级的相关技术要求执行。

1.0.3 本标准对供电区域、规划编制基础、负荷预测与电力平衡、主要技术原则、电网结构、设备选型、智能化要求、用户及电源接入要求等方面进行了规范，并提出了配电网规划计算分析与技术经济分析的相关要求。

1.0.4 配电网规划设计除应符合本技术导则外，还应符合国家及行业现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 配电网 distribution network

从电源侧（输电网、发电设施、分布式电源等）接受电能，并通过配电设施就地或逐级分配给各类用户的电力网络。其中，110kV~35kV 电网为高压配电网，10（20、6）kV 电网为中压配电网，220V/380V 电网为低压配电网。

2.0.2 年最大负荷 annual maximum load

全年各小时整点供电负荷中的最大值。

2.0.3 容载比 capacity-load ratio

容载比指某一供电区域、同一电压等级电网的公用变电设备总容量与对应的网供负荷的比值。容载比主要用于评估某一供电区域内 35kV 及以上电网的容量裕度，是配电网规划的宏观指标。

2.0.4 供电半径 power supply radius

变电站供电半径指变电站供电范围的几何中心到边界的平均值。

中低压配电网线路的供电半径指从变电站（配电变压器）二次侧出线到其供电的最远负荷点之间的线路长度。

2.0.5 供电可靠性 reliability of power supply

配电网向用户持续供电的能力。

2.0.6 N-1 停运 first circuit outage

- a) 110kV~35kV 电网中一台变压器或一条线路故障或计划退出运行。
- b) 中压配电网线路中一个分段（包括架空线路的一个分段，电缆线路的一个环网单元或一段电缆进线本体）故障或计划退出运行。

2.0.7 转供能力 transfer capability

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

2.0.8 网络重构 network reconfiguration

通过改变分段开关、联络开关的分合状态，重新组合优化网络运行结构，以达到隔离故障、降低网损、消除过载、平衡负荷、提高电压质量等目的。

2.0.9 自愈 self-healing

电网在正常运行时能够及时发现、快速诊断、调整或消除故障隐患，在故障发生时能够快速隔离故障、自我恢复、不影响用户正常供电或将影响降至最小的能力。

2.0.10 配电自动化 distribution automation

以一次网架和设备为基础，综合利用计算机技术、信息及通信等技术，实现对配电网的监测与控制，并通过与相关应用系统的信息集成，实现配电系统的科学管理。

2.0.11 双电源 double power

分别来自两个不同变电站，或来自不同电源进线的同一变电站内两段母线，为同一用户负荷供电的两路供电电源，称为双电源。

2.0.12 双回路 double circuit

指为同一用户负荷供电的两回供电线路。

2.0.13 中压主干线 MV trunk line

变电站的 10（20、6）kV 出线，并承担主要电力传输的线段为中压主干线，具备联络功能的线路段是主干线的一部分。

2.0.14 中压开关站 MV switching station

设有中压配电进出线、对功率进行再分配的配电装置，相当于变电站母线的延伸，可用于解决变电站进出线间隔数量有限或进出线走廊空间受限，并在区域中起到电源支撑的作用。中压开关站内必要时可附设配电变压器。

2.0.15 环网柜 ring main unit

用于 10kV 电缆线路环进环出及分接负荷的配电装置。环网柜中用于环进环出的开关采用负荷开关，用于分接负荷的开关采用负荷开关或断路器。环网柜按结构可分为共箱型和间隔型，一般按每个间隔或每个开关称为一面环网柜。

2.0.16 环网室 ring main unit room

由多面环网柜组成，用于 10kV 电缆线路环进环出及分接负荷，且不含配电变压器的户内配电设备及土建设施的总称。

2.0.17 环网箱 ring main unit cabinet

安装于户外、由多面环网柜组成、有外箱壳防护，用于 10kV 电缆线路环进环出及分接负荷，且不含配电变压器的配电设施。

2.0.18 配电室 distribution room

将 10kV 变换为 220V/380V，并分配电力的户内配电设备及土建设施的总称，配电室内一般设有 10kV 开关、配电变压器、低压开关等装置。配电室按功能可分为终端型和环网型。终端型配电室主要为低压电力用户分配电能；环网型配电室除了为低压电力用户分配电能之外，还用于 10kV 电缆线路的环进环出及分接负荷。

2.0.19 箱式变电站 cabinet/pad-mounted distribution substation

安装于户外、有外箱壳防护、将 10kV 变换为 220V/380V，并分配电力的配电设施，箱式变电站内一般设有 10kV 开关、配电变压器、低压开关等装置。箱式变电站按功能可分为终端型和环网型。终端型箱式变电站主要为低压电力用户分配电能；环网型箱式变电站除了为低压用户分配电能之外，还用于 10kV 电缆线路的环进环出及分接负荷。

2.0.20 分布式电源 distributed resources

接入 35kV 及以下电压等级、位于用户附近、就地消纳为主的电源，包括同步发电机、异步发电机、变流器等类型。

2.0.21 微电网 microgrid

由分布式发电、用电负荷、监控、保护和自动化装置等组成(必要时含储能装置),是一个能够基本实现内部电力电量平衡的小型供电网络。微电网分为并网型微电网和独立型微电网。

3 基本规定

3.0.1 为安全、可靠、经济地向用户供电，配电网应具有必备的容量裕度、适当的负荷转移能力、一定的自愈能力和应急处理能力、合理的分布式电源接纳能力。

3.0.2 应坚持面向用户可靠性的规划理念，将提高供电可靠性作为配电网建设改造的核心目标，贯穿于配电网建设全过程。

3.0.3 配电网涉及高压配电线路和变电站、中压配电线路和配电变压器、低压配电线路、用户和分布式电源等紧密关联的部分。应将配电网作为一个整体系统规划，以满足各部分间的协调配合、空间上的优化布局和时间上的合理过渡。

3.0.4 配电网应与输电网相协调，增强各层级电网间的负荷转移和相互支援，构建安全可靠、能力充足、适应性强的电网结构，满足用电需求，保障可靠供电，提高运行效率。

3.0.5 配电网规划应遵循资产全寿命周期成本最优的原则，分析由投资成本、运行成本、检修维护成本、故障成本和退役处置成本等组成的资产寿命周期成本，进行多方案比选，满足电网资产成本最优的要求。

3.0.6 配电网规划应遵循差异化原则，根据不同区域的经济社会发展水平、用户性质和环境要求等情况，采用差异化的建设标准，合理满足区域发展和各类用户的用电需求。

3.0.7 配电网应有序提升智能化水平，在具备条件的地区可实现信息采集、测量、控制、保护、计量和检测的自动化，具备自动控制、智能调节、在线分析决策和协同互动等高级功能。

3.0.8 配电网规划应考虑分布式电源以及电动汽车、储能装置等新型负荷的接入需求，因地制宜开展微电网建设，逐步构建能源

互联公共服务平台，促进能源与信息的深度融合。

3.0.9 配电网规划应加强计算分析，并采用适用的评估方法开展技术经济分析，促进精益化管理水平的提升，提高配电网投资效益。

3.0.10 配电网规划应纳入城乡总体规划、土地利用总体规划和控制性详细规划，合理预留变电站、开关站、环网室（箱）、配电室站点及线路走廊用地，配电设施应与城乡其他基础设施同步规划。

4 供电区域与规划编制基础

4.1 供电区域划分

4.1.1 供电区域划分应主要依据行政级别或未来负荷发展情况确定，也可参考经济发达程度、用户重要性、用电水平、GDP 等因素。

4.1.2 供电区域宜按表 4.1.2 的规定划分。

表 4.1.2 供电区域划分表

供电区域		A+	A	B	C	D	E
行政级别	直辖市	市中心区或 $\sigma \geq 30$	市区或 $15 \leq \sigma < 30$	市区或 $6 \leq \sigma < 15$	城镇或 $1 \leq \sigma < 6$	乡村或 $0.1 \leq \sigma < 1$	—
	省会城市、计划单列市	$\sigma \geq 30$	市中心区或 $15 \leq \sigma < 30$	市区或 $6 \leq \sigma < 15$	城镇或 $1 \leq \sigma < 6$	乡村或 $0.1 \leq \sigma < 1$	—
	地级市（自治州、盟）	—	$\sigma \geq 15$	市中心区或 $6 \leq \sigma < 15$	市区、城镇或 $1 \leq \sigma < 6$	乡村或 $0.1 \leq \sigma < 1$	牧区
	县（县级市、旗）	—	—	$\sigma \geq 6$	城镇或 $1 \leq \sigma < 6$	乡村或 $0.1 \leq \sigma < 1$	

- 注：1 σ 为供电区域的负荷密度（MW/km²）。
2 供电区域面积不宜小于 5km²。
3 计算负荷密度时，应扣除 110（66）kV 及以上电压等级的专线负荷，以及高山、戈壁、荒漠、水域、森林等无效供电面积。
4 A+、A 类区域对应中心城市（区）；B、C 类区域对应城镇地区；D、E 类区域对应乡村地区。
5 供电区域划分标准可结合区域特点适当调整。

4.2 规划年限及编制要求

4.2.1 配电网规划年限应与国民经济发展规划、城乡总体规划和土地利用总体规划一致，分为近期（5年）、中期（10年）、远期（15年及以上）三个阶段。

4.2.2 近期规划应着重解决配电网当前存在的主要问题，提高供电能力和可靠性，满足负荷需要。高压配电网近期规划应给出网架规划和各年度新建与改造项目，并提出对上级电网建设的建议。中低压配电网近期规划应给出规划水平年的网架规划，以及前两年的新建与改造项目，估算五年内的投资规模。

4.2.3 中期规划应与近期规划相衔接，着重将现有配电网结构逐步过渡到目标网架。根据负荷预测计算目标年的变电站布点及容量需求，预留变电站站址和线路走廊通道。

4.2.4 远期规划应考虑配电网的长远发展目标，根据饱和负荷水平的预测结果，确定目标网架，提出电源建设及电力设施布局的需求。

4.2.5 配电网中期规划宜每五年编制一次。高压配电网近期规划宜每年进行滚动修编，中低压配电网宜每年对规划项目库进行滚动修编。配电网规划应在出现下列情况之一时进行相应修编：

- 1 当地城市总体规划进行调整或修改后；
- 2 上级电网规划进行调整或修改后；
- 3 国家出台新的相关经济技术政策；
- 4 预测负荷及电源规模有较大变动时；
- 5 配电网技术有较大发展时。

4.3 规划目标

4.3.1 各类供电区域应由点至面、逐步实现表 4.3.1 规定的规划目标：

表 4.3.1 各类供电区域的规划目标

供电区域	供电可靠率 (RS-1)	综合电压合格率
A+	用户年平均停电时间不高于 5min (≥99.999%)	≥99.99%
A	用户年平均停电时间不高于 52min (≥99.990%)	≥99.97%
B	用户年平均停电时间不高于 3h (≥99.965%)	≥99.95%
C	用户年平均停电时间不高于 12h (≥99.863%)	≥98.79%
D	用户年平均停电时间不高于 24h (≥99.726%)	≥97.00%
E	不低于向社会承诺的指标	不低于向社会承诺的指标

注：1 RS-1 计及故障停电、预安排停电及系统电源不足限电影响。
2 用户年平均停电次数目标宜结合配电网历史数据与用户可接受水平制定。

4.3.2 配电网规划应根据各类供电区域的供电可靠性规划目标，分析目标和现状指标的差距，并结合地区特点，通过技术经济分析提出改善供电可靠性的措施和方案。

4.4 基本参考标准

4.4.1 电网建设型式主要包括以下几个方面：变电站建设型式(户内、半户内、户外)、线路建设型式(架空、电缆)、电网结构型式(链式、环网、辐射式)、配电自动化及通信方式等。各类供电区域配电网建设标准宜符合表 4.4.1 的要求。

表 4.4.1 各类供电区域配电网建设的基本参考标准

供电区域类型	变电站			线路				电网结构		配电网自动化模式	通信方式	
	建设原则	变电站型式	变压器配置容量	建设原则	线路导线截面选用依据	110kV~35kV线路型式	10kV线路型式	高压配电网	中压配电网			
A ⁺ 、A	±建一次建成，变压器可分期建设	户内或半户内站	大容量或中容量	以安全电流裕度为主，用经济荷载围校核	电缆或架空线	电缆或架空线	电缆为主，架空线为辅	链式、环网为主	环网为主	集中式或智能分布式	光纤通信	
B		半户内或户外站	中容量或小容量				架空线，必要时电缆			架空线，必要时电缆	集中式、就地型式或合器式或故障指示器方式	光纤、无线或载波通信
C							架空线			架空线，必要时电缆		
D		户外或半户内站	小容量	以允许压降作为依据	架空线	架空线	架空线	辐射式为主	辐射式为主	就地型式或合器式或故障指示器方式	无线或载波通信	
E				以允许压降为主，用机械强度校核	架空线	架空线			故障指示器方式			

5 负荷预测与电力平衡

5.1 一般要求

5.1.1 负荷预测是配电网规划设计的基础，应包括电量需求预测和电力需求预测，以及区域内各类电源以及电动汽车、储能装置等新型负荷的发展预测。

5.1.2 应根据不同区域、不同社会发展阶段、不同的用户类型以及空间负荷预测结果，确定负荷发展特性曲线，并以此作为规划的依据。

5.1.3 负荷预测的基础数据包括经济社会和自然气候数据、上级电网规划对本规划区的负荷预测结果、历史年负荷和电量数据等。配电网规划应积累和采用规范的负荷及电量历史系列数据，作为预测依据。

5.1.4 负荷预测应充分考虑用户终端用电方式变化和负荷特性变化，深入分析分布式电源以及电动汽车、储能装置等新型负荷接入对预测结果的影响。

5.1.5 负荷预测应给出电量和负荷的总量及分布（分区、分电压等级）预测结果。近期负荷预测结果应逐年列出，中期和远期可列出规划期末结果。

5.1.6 城市地区的负荷预测指标可参照现行国家标准《城市电力规划规范》GB/T 50293 的相关规定。

5.1.7 应通过多种渠道做好负荷需求数据的调查与收集工作，政府部门、各企事业单位、电力用户等应予以充分配合，提升负荷预测的准确性。

5.2 负 荷 预 测 方 法

5.2.1 应结合城乡规划和土地利用规划的功能区域划分，开展规划区的空间负荷预测。通过分析、预测规划水平年供电小区土地利用的特征和发展规律，预测相应小区电力用户和负荷分布的地理位置、数量和时序。

5.2.2 可根据规划区负荷预测的数据基础和实际需要，综合选用三种及以上适宜的方法进行预测，并相互校核。

5.2.3 对于新增大用户负荷比重较大的地区，可采用点负荷增长与区域负荷自然增长相结合的方法进行预测。

5.2.4 分电压等级负荷预测可根据同一电压等级公用变压器的总负荷、直供用户、自发自用负荷、变电站直降负荷、分布式电源接入等因素综合计算得到。

5.3 电 力 电 量 平 衡

5.3.1 电力平衡应分区、分电压等级、分年度进行，并考虑各类分布式电源、电动汽车、储能装置等的影响。

5.3.2 分电压等级电力平衡应结合负荷预测结果和现有变电容量，确定该电压等级所需新增的变电容量。

5.3.3 水电能源的比例较高时，电力平衡应根据水火电源在不同季节的构成比例，分丰期、枯期进行平衡。

5.3.4 对于分布式电源较多的区域，应进行电力平衡和电量平衡计算，以分析规划方案的财务可行性。

6 主要技术原则

6.1 电压等级

6.1.1 配电网电压等级的选择应符合现行国家标准《标准电压》GB 156 的规定。

6.1.2 配电网应优化配置电压序列,简化变压层次,避免重复降压。

6.1.3 主要电压等级序列如下:

- 1 220 (330) kV/110kV/10 (20) kV/0.38kV。
- 2 220kV/66kV/10kV/0.38kV。
- 3 220kV/35kV/10kV/0.38kV。
- 4 220kV/20kV/0.38kV。
- 5 220 (330) kV/110kV/35kV/10kV/0.38kV。
- 6 220 (330) kV/110kV/35kV/0.38kV。

A+、A、B 类供电区域可采用 1、2、3、4 电压等级序列, C、D、E 类供电区域可采用 2、5 电压等级序列, E 类供电区域中的一些偏远地区也可采用电压等级序列 6。

6.2 供电安全准则

6.2.1 高压配电网供电安全准则如表 6.2.1 所示。

6.2.2 高压配电网供电安全准则在执行时应符合下列规定:

1 对于过渡时期仅有单回线路或单台变压器的供电情况,允许线路或变压器故障时,损失部分负荷。

2 A+、A、B、C 类供电区域高压配电网本级不能满足 $N-1$ 时,应通过加强中压线路站间联络提高转供能力,以满足高压配电网供电安全准则。

表 6.2.1 高压配电网供电安全准则

供电区域类型	供电安全准则
A+、A、B、C 类	应满足 $N-1$
D 类	宜满足 $N-1$
E 类	不做强制要求

注：1 “满足 $N-1$ ”指高压配电网发生 $N-1$ 停运时，电网应能保持稳定运行和正常供电，其他元件不应超过事故过负荷的规定，不损失负荷，电压和频率均在允许的范围内。

2 “满足 $N-1$ ”包括通过下级电网转供不损失负荷的情况。

3 110kV 及以下变电站供电范围宜相对独立。可根据负荷的重要性在相邻变电站或供电片区之间建立适当联络，保证在事故情况下具备相互支援的能力。

6.2.3 中压配电网供电安全准则如表 6.2.3 所示。

表 6.2.3 中压配电网供电安全准则

供电区域类型	供电安全准则
A+、A、B 类	应满足 $N-1$
C 类	宜满足 $N-1$
D 类	可满足 $N-1$
E 类	不做强制要求

注：“满足 $N-1$ ”指中压配电网发生 $N-1$ 停运时，非故障段应通过继电保护自动装置、自动化手段或现场人工倒闸尽快恢复供电，故障段在故障修复后恢复供电。

6.2.4 为满足中压配电网安全准则，线路最高负载率可按下式计算确定：

$$T = \frac{P - M}{P} \times 100\% \quad (6.2.4)$$

式中： T ——线路负载率（%）；

P ——对应线路安全电流限值的线路容量 (kVA);

M ——线路的预留备用容量 (kVA), 即其余联络线路故障停运时可能转移过来的最大负荷。

6.2.5 低压配电网供电安全准则如下:

1 低压配电网中, 当一台配电变压器或低压线路发生故障时, 应在故障修复后恢复供电, 但停电范围仅限于配电变压器或低压线路故障所影响的负荷。

2 低压配电网不宜分段, 且不宜与其他台区低压配电网联络。

3 重要电力用户配电站的低压配电装置可相互联络, 故障或检修状态下互为转供。

6.2.6 为了满足供电安全准则, 应从电网结构、设备安全裕度、配电自动化等方面考虑, 还可通过应用地理信息系统、应急抢修指挥系统等多种方式, 缩短故障响应和抢修时间。高压配电网可采用 $N-1$ 原则配置主变压器和高压线路; 中压配电网可采取线路合理分段、适度联络, 以及配电自动化、不间断电源、备用电源、不停电作业等技术手段; 低压配电网 (含配电变压器) 可采用双配电变压器配置或移动式配电变压器的方式。

6.2.7 B、C 类供电区域的建设初期及过渡期, 高压配电网存在单线单变, 中压配电网尚未建立相应联络, 暂不具备故障负荷转移条件时, 可适当放宽标准, 但应根据负荷增长, 通过建设与改造, 逐步满足供电安全准则。

6.3 容 载 比

6.3.1 容载比的确定要考虑负荷分散系数、平均功率因数、变压器负载率、储备系数、负荷增长率等主要因素的影响。在工程中可按下式计算:

$$R_s = \frac{\sum S_{ei}}{P_{\max}} \quad (6.3.1)$$

式中: R_s ——容载比 (MVA/MW);

$P_{\max}$ ——该电压等级全网或供电区的年网供最大负荷；

$\sum S_{ei}$ ——该电压等级全网或供电区内公用变电站主变压器容量之和。

6.3.2 对于区域较大、负荷发展水平极度不平衡、负荷特性差异较大、分区年最大负荷出现在不同季节的地区，可分区计算容载比。

6.3.3 应根据规划区域的经济增长和社会发展的不同阶段，确定合理的容载比取值范围，容载比总体宜控制在 1.8~2.2 之间。

6.3.4 对处于负荷发展初期及快速发展期的地区、发展潜力大的重点开发区或负荷较为分散的偏远地区，可适当提高容载比的取值；对于网络发展完善（负荷发展已进入饱和期）或规划期内负荷明确的地区，在满足用电需求和可靠性要求的前提下，可适当降低容载比取值。

6.4 短路电流水平

6.4.1 配电网规划应从网络结构、电压等级、阻抗选择和运行方式、变压器容量等方面合理控制各级电压的短路容量，使各级电压断路器的开断电流与相关设备的动、热稳定电流相配合。变电站内母线的短路电流水平不宜超过表 6.4.1 的规定。

表 6.4.1 各电压等级的短路电流限定值（kA）

电压等级	短路电流限定值		
	A+、A、B 类 供电区域	C 类供电区域	D、E 类供电区域
110kV	40	40	31.5、40
66kV	31.5	31.5	31.5
35kV	31.5	25、31.5	25、31.5
10kV	20、25	16、20	16、20

6.4.2 对于变电站站址资源紧张、主变压器容量较大的变电站，

应合理控制配电网的短路容量，主要技术措施包括：

- 1** 配电网分片、开环，母线分段，主变压器分列。
- 2** 合理选择接线方式（如二次绕组为分裂式）或采用高阻抗变压器。

6.4.3 对处于系统末端、短路容量较小的供电区域，可通过适当增大主变压器容量、采用主变压器并列运行等方式，增加系统短路容量，提高配电网的电压稳定性。

6.5 无功补偿和电压调整

6.5.1 配电网规划应保证有功和无功的协调，电力系统配置的无功补偿装置应在系统有功负荷高峰和负荷低谷运行方式下，保证分（电压）层和分（供电）区的无功平衡。变电站、线路和配电台区的无功设备应协调配合，并符合下列规定：

1 无功补偿装置应按就地平衡和便于调整电压的原则进行配置，可采用变电站集中补偿和分散就地补偿相结合，电网补偿与用户补偿相结合，高压补偿与低压补偿相结合等方式。接近用电端的分散补偿装置主要用于提高功率因数，降低线路损耗；集中安装在变电站内的无功补偿装置主要用于控制电压水平。

2 应从系统角度考虑无功补偿装置的优化配置，以利于全网无功补偿装置的优化投切。

3 变电站无功补偿配置应与变压器分接头的选择相配合，以保证电压质量和系统无功平衡。

4 对于电缆化率较高的地区，必要时应考虑配置适当容量的感性无功补偿装置。

5 大用户应按照电力系统有关电力用户功率因数的要求配置无功补偿装置，并不得向系统倒送无功。

6 在配置无功补偿装置时应考虑谐波治理措施。

7 分布式电源接入电网后，不应从电网吸收无功，否则应配置合理的无功补偿装置。

6.5.2 110kV~35kV 电网应根据网络结构、电缆所占比例、主变压器负载率、负荷侧功率因数等条件，经计算确定无功配置方案。有条件的地区，可开展无功优化计算，寻求满足一定目标条件（无功设备费用最小、网损最小等）的最优配置方案。

6.5.3 110kV~35kV 变电站宜在变压器低压侧配置自动投切或动态连续调节无功补偿装置，使变压器高压侧的功率因数在高峰负荷时达到 0.95 及以上，无功补偿装置总容量应经计算确定，对于分组投切的电容器，可根据低谷负荷确定电容器的单组容量，以避免投切振荡。

6.5.4 配电变压器的无功补偿装置容量应依据变压器最大负载率、负荷自然功率因数等进行配置。

6.5.5 在供电距离远、功率因数低的 10kV 架空线路上可适当安装无功补偿装置，其容量应经过计算确定，且不宜在低谷负荷时向系统倒送无功。

6.5.6 配电网可采取下列方式确保足够的电压调节能力：

- 1 通过配置无功补偿装置进行电压调节。
- 2 选用有载调压变压器，通过改变分接头进行电压调节。
- 3 通过线路调压装置进行电压调节。

6.5.7 低压配电网三相不平衡问题可通过多种管理与技术手段综合治理。

6.6 电压质量及其监测

6.6.1 配电网规划要保证网络中各节点满足电压损失及其分配要求，各类用户受电电压质量应符合现行国家标准《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325 的相关要求。各电压等级供电电压偏差应符合下列规定：

- 1 110kV~35kV 供电电压正负偏差的绝对值之和不超过标称电压的 10%。
- 2 10（20）kV 及以下三相供电电压允许偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。

3 220V 单相供电电压允许偏差为标称电压的+7%与-10%。

4 对供电点短路容量较小、供电距离较长以及对供电电压偏差有特殊要求的用户，由供、用电双方协议确定。

6.6.2 应在配电网以及各电压等级用户设置足够数量且具有代表性的电压监测点，确保对电压偏差的全面监测。

6.7 中性点接地方式

6.7.1 配电网应综合考虑可靠性与经济性，选择合理的中性点接地方式。中性点接地方式的选择应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 的相关规定。同一区域内宜统一中性点接地方式，以利于负荷转供；中性点接地方式不同的配电网应避免互带负荷。

6.7.2 中性点接地方式可分为直接接地方式和非直接接地方式两大类，非直接接地方式又可分为不接地、消弧线圈接地和阻性接地。110kV 系统宜采用直接接地方式，66kV 系统宜采用经消弧线圈接地方式，35kV、10kV 系统可采用不接地、消弧线圈接地或低电阻接地方式。

6.7.3 220V/380V 配电网可采用 TN、TT、IT 接地方式，其中 TN 接地方式宜采用 TN-C-S、TN-S。用户应根据用电特性、环境条件或特殊要求等具体情况，正确选择接地系统。

6.8 继电保护及自动装置

6.8.1 配电网应参照现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的要求配置继电保护和自动装置。

6.8.2 中压配电线路应采用过流、速断保护，架空线路宜配置重合闸。

6.8.3 分布式电源接入时，继电保护和安全自动装置配置应符合现行行业标准《分布式电源接入配电网技术规定》NB/T 32015 的相关规定。

7 电 网 结 构

7.1 一 般 要 求

7.1.1 合理的电网结构是满足供电可靠性、提高运行灵活性、降低网络损耗的基础。高压、中压和低压配电网三个层级应相互匹配、强简有序、相互支援，以实现配电网技术经济的整体最优。A+、A、B、C类供电区域的配电网结构应符合下列规定：

1 正常运行时，各变电站应有相互独立的供电区域，供电区不交叉、不重叠，故障或检修时，变电站之间应有一定比例的负荷转供能力。

2 在同一供电区域内，变电站中压出线长度及所带负荷宜均衡，应有合理的分段和联络；故障或检修时，中压线路应具有转供非停运段负荷的能力。

3 接入一定容量的分布式电源时，应合理选择接入点，控制短路电流及电压水平。

4 高可靠性的配电网结构应具备网络重构能力，便于实现故障自动隔离。

D、E类供电区的配电网以满足基本用电需求为主，可采用辐射状结构。

7.1.2 配电网规划时应合理配置电网常开点、常闭点、负荷点、电源接入点等拓扑结构，以保证运行的灵活性。

7.1.3 在电网建设的初期及过渡期，可根据供电安全准则要求与目标电网结构，选择合适的过渡电网结构，分阶段逐步建成目标网架。

7.2 高压配电网

7.2.1 同一地区同类供电区域的电网结构应尽量统一。

7.2.2 各类供电区域高压配电网宜采用如下电网结构：

1 A+、A、B 类供电区域高压配电网宜采用链式结构，上级电源点不足时可采用双环网结构，在上级电网较为坚强且中压配电网具有较强的站间转供能力时，也可采用双辐射结构。

2 C 类供电区域高压配电网宜采用链式、环网结构，也可采用双辐射结构。

3 D 类供电区域高压配电网可采用单辐射结构，有条件的地区也可采用双辐射或环网结构。

4 E 类供电区域高压配电网可采用单辐射结构。

5 变电站接入方式可采用 T 接或 π 接方式。

7.2.3 A+、A、B 类供电区域的 110kV~35kV 变电站宜采用双侧电源供电，条件不具备或电网发展的过渡阶段，也可同杆架设双电源供电，但应加强中压配电网的联络。

7.2.4 变电站电气主接线应根据变电站在电网中的地位、出线回路数、设备特点、负荷性质及电源与用户接入等条件确定，并满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、节约投资和便于扩建等要求。变电站的高压侧以桥式、环入环出、单母线分段接线为主，也可采用线变组接线；中、低压侧以单母线分段接线为主，变电站的 10kV 侧也可采用环形接线。

7.3 中压配电网

7.3.1 各类供电区域中压配电网目标电网结构可按表 7.3.1 的规定确定。

7.3.2 中压配电网应根据变电站位置、负荷密度和运行管理的需要，分成若干个相对独立的供电区。分区应有大致明确的供电范

围，正常运行时不交叉、不重叠，分区的供电范围应随新增加的变电站及负荷的增长而进行调整。

表 7.3.1 中压配电网目标电网结构推荐表

供电区域类型	推荐电网结构
A+、A 类	电缆网：双环式、单环式、 n 供一备 ($2 \leq n \leq 4$)
	架空网：多分段适度联络
B 类	架空网：多分段适度联络
	电缆网：单环式、 n 供一备 ($2 \leq n \leq 4$)
C 类	架空网：多分段适度联络
	电缆网：单环式
D 类	架空网：多分段适度联络、辐射式
E 类	架空网：辐射式

7.3.3 对于供电可靠性要求较高的区域，应加强中压主干线路之间的联络，在分区之间构建负荷转移通道。

7.3.4 10kV 架空线路主干线应根据线路长度和负荷分布情况进行分段（不宜超过 5 段），并装设分段开关，重要分支线路首端也可安装分段开关。

7.3.5 10kV 电缆线路可采用环网结构，环网单元通过环入环出方式接入主干网。

7.3.6 双射式、对射式可作为辐射状向单环式、双环式过渡的电网结构。

7.3.7 应根据城乡规划和电网规划，预留目标网架的廊道，以满足配电网发展的需要。

7.4 低 压 配 电 网

7.4.1 低压配电网结构应简单安全，宜采用辐射式结构。

DL / T 5729 — 2016

7.4.2 低压配电网应以配电站供电范围实行分区供电。低压架空线路可与中压架空线路同杆架设,但不应跨越中压分段开关区域。

7.4.3 采用双配变配置的配电站,两台配变的低压母线之间可装设联络开关。

8 设备选型

8.1 一般要求

8.1.1 配电网设备的选择应遵循设备全寿命周期管理的理念，坚持安全可靠、经济实用的原则，采用技术成熟、少（免）维护、低损耗、节能环保、具备可扩展功能的设备，所选设备应通过具备相应资质机构的检测。

8.1.2 配电网设备应根据供电区域的类型差异化选配。在供电可靠性要求较高、环境条件恶劣（高海拔、高寒、盐雾、污秽严重等）及灾害多发的区域，宜适当提高设备的配置标准，满足环境条件。

8.1.3 配电网设备应有较强的适应性。变压器容量、导线截面、开关遮断容量应留有合理裕度，保证设备在负荷波动或转供时满足运行要求。

8.1.4 配电网设备选型应实现标准化、序列化。在同一供电地区，高压配电线路、主变压器、中压配电线路（主干线、分支线、次分支线）、配电变压器、低压线路的选型，应根据电网网络结构、负荷发展水平与全寿命周期成本综合确定，并构成合理的序列。

8.1.5 配电网设备选型和配置应适应智能化发展要求，在计划实施配电自动化的规划区域内，应同步考虑配电自动化的建设需求。

8.1.6 配电线路应优先选用架空方式。对于确有必要采用电缆型式时，电缆敷设方式应根据电压等级、最终数量、施工条件及投资等因素确定，主要包括隧道、排管、沟槽、直埋等敷设方式。

8.2 110kV~35kV 变电站

8.2.1 应综合考虑负荷密度、空间资源条件，以及上下级电网的协调和整体经济性等因素，确定变电站的供电范围以及主变压器的容量序列。同一规划区域中，相同电压等级的主变压器单台容量规格不宜超过 3 种，同一变电站的主变压器宜统一规格。各类供电区域变电站容量配置可按表 8.2.1 的规定确定。

表 8.2.1 各类供电区域变电站最终容量配置推荐表

电压等级	供电区域类型	台数（台）	单台容量（MVA）
110kV	A+、A 类	3~4	80、63、50
	B 类	2~3	63、50、40
	C 类	2~3	50、40、31.5
	D 类	2~3	50、40、31.5、20
	E 类	1~2	20、12.5、6.3
66kV	A+、A 类	3~4	50、40
	B 类	2~3	50、40、31.5
	C 类	2~3	40、31.5、20
	D 类	2~3	20、10、6.3
	E 类	1~2	6.3、3.15
35kV	A+、A 类	2~3	31.5、20
	B 类	2~3	31.5、20、10
	C 类	2~3	20、10、6.3
	D 类	1~3	10、6.3、3.15
	E 类	1~2	3.15、2

注：1 表中的主变压器低压侧电压为 10kV。

2 A+、A、B 类区域中 31.5MVA 变压器（35kV）适用于电源来自 220kV 变电站的情况。

8.2.2 应根据负荷的空间分布及其发展阶段,合理安排供电区域内变电站建设时序。变电站内主变压器台数最终规模不宜超过 4 台。

8.2.3 变电站的布置应因地制宜、紧凑合理,尽可能节约用地。A+、A、B 类供电区域可采用户内或半户内站,根据情况可考虑采用紧凑型变电站,A+、A 类供电区域如有必要也可考虑与其他建设物混合建设,或建设半地下、地下变电站;B、C、D、E 类供电区域可采用半户内或户外站,沿海或污秽严重地区,可采用户内站。

8.2.4 应明确变电站供电范围,随着负荷的增长和新变电站站址的确定,应及时调整相关变电站的供电范围。

8.2.5 变压器宜采用有载调压方式。

8.2.6 变压器并列运行时其参数应满足相关技术要求。

8.3 110kV~35kV 线路

8.3.1 110kV~35kV 线路导线截面的选取应符合下列规定:

1 线路导线截面宜综合饱和负荷、线路全寿命周期等因素选定。

2 线路导线截面应与电网结构相匹配。

3 线路导线截面应按照安全电流裕度选取,并以经济载荷范围校核。

8.3.2 A+、A、B 类供电区域 110 (66) kV 架空线路截面不宜小于 240mm^2 , 35kV 架空线路截面不宜小于 150mm^2 ; C、D、E 类供电区域 110kV 架空线路截面不宜小于 150mm^2 , 66kV、35kV 架空线路截面不宜小于 120mm^2 。

8.3.3 110kV~35kV 线路跨区供电时,导线截面宜按建设标准较高区域选取。导线截面选取宜适当留有裕度,以避免频繁更换导线。

8.3.4 110kV~35kV 架空线路导线宜采用钢芯铝绞线,沿海及有腐蚀性地区可选用具备防腐能力的导线。

8.3.5 110kV~35kV 电缆线路宜选用交联聚乙烯绝缘铜芯电缆,

载流量应与该区域架空线路相匹配。

8.4 10kV 线 路

8.4.1 中压配电网应有较强的适应性，主干线截面宜综合饱和负荷状况、线路全寿命周期一次选定。导线截面选择应系列化，同一规划区的主干线导线截面不宜超过 3 种，主变压器容量与 10kV 出线间隔及线路导线截面的配合可参照表 8.4.1 的规定选择。

表 8.4.1 主变压器容量与 10kV 出线间隔及线路导线截面配合推荐表

110kV~35kV 主变压器容量 (MVA)	10kV 出线 间隔数	10kV 主干线截面 (mm ²)		10kV 分支线截面 (mm ²)	
		架空	电缆	架空	电缆
80、63	12 及以上	240、185	400、300	150、120	240、185
50、40	8~14	240、 185、150	400、 300、240	150、 120、95	240、 185、150
31.5	8~12	185、150	300、240	120、95	185、150
20	6~8	150、120	240、185	95、70	150、120
12.5、10、6.3	4~8	150、 120、95	—	95、70、 50	—
3.15、2	4~8	95、70	—	50	—

- 注：1 中压架空线路通常为铝绞线，沿海高盐雾地区可采用铜绞线，A+、A、B、C 类供电区域的中压架空线路宜采用架空绝缘线。
- 2 表中推荐的电缆线路为铜芯，也可采用相同载流量的铝芯电缆。采用铝芯电缆时，应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 的相关规定。
- 3 对于专线用户较为集中的区域，可适当增加变电站 10kV 出线间隔数。
- 4 10kV 出线间隔数较多时应对母线进行分段。

8.4.2 线路供电半径应满足末端电压质量的要求。正常负荷下，10kV 线路供电半径 A+、A、B 类供电区域不宜超过 3km；C 类不宜超过 5km；D 类不宜超过 15km；E 类供电区域供电半径应根据需要经计算确定。

8.5 配 电 设 备

8.5.1 柱上变压器应按“小容量、密布点、短半径”的原则配置，应尽量靠近负荷中心。对于纯单相负荷的居住区、单相供电的公共设施负荷（如路灯），可选用单相变压器。配电变压器容量应根据负荷需要选取，不同类型供电区域的配电变压器容量可按表 8.5.1 的规定选取。

表 8.5.1 10kV 柱上变压器容量推荐表 (kVA)

供电区域类型	三相柱上变压器容量	单相柱上变压器容量
A+、A、B、C 类	≤400	≤100
D 类	≤315	≤50
E 类	≤100	≤30

注：在低电压问题突出的 E 类供电区域，也可采用 35kV 配电化建设模式，35kV/0.38kV 配电变压器单台容量不宜超过 630kVA。

8.5.2 配电室宜独立建设。受条件所限必须进楼时，可设置在地下一层，但不应设置在最底层。其配电变压器宜选用干式，并采取屏蔽、减振、防潮措施。变压器接线组别宜采用 Dyn11，单台容量不宜超过 800kVA，220V/380V 侧为单母线分段接线。

8.5.3 箱式变电站仅限用于配电室建设改造困难的情况，如架空线路入地改造地区、配电室无法扩容改造的场所，以及施工用电、临时用电等，其单台变压器容量不宜超过 500kVA。

8.5.4 柱上开关的配置应符合下列规定：

1 线路分段、联络开关宜选择负荷开关。长线路后段（超出变电站过流保护范围）、较大分支线路首端及用户分界点处可选择断路器。

2 开关的遮断容量应与上级 10kV 母线相协调。

3 规划实施配电自动化的地区，开关性能及自动化原理应一

致，并预留自动化接口。

8.5.5 开关站应建于负荷中心区，宜配置双电源，分别取自不同变电站或同一座变电站的不同母线。开关站接线宜简化，可采用两路电源进线、6~12路出线，单母线分段接线，出线断路器带保护。开关站应按配电自动化要求设计并留有发展余地。

8.5.6 环网室（箱）宜采用6路进出线，必要时可增减进出线。进线及环出线宜采用负荷开关，配出线根据电网情况及负荷性质可采用负荷开关或断路器。

8.5.7 在缺少电源站点的地区，当10kV架空线路过长，电压质量不能满足要求时，可在线路适当位置加装线路调压装置。

8.6 220V/380V 线路

8.6.1 220V/380V配电网应有较强的适应性，主干线截面应按远期规划一次选定。导线截面选择应系列化，同一规划区内主干线导线截面不宜超过3种。各类供电区域220V/380V主干线路导线截面可参照表8.6.1的规定选择。

表 8.6.1 线路导线截面推荐表 (mm²)

线路形式	供电区域类型	主干线
电缆线路	A+、A、B、C类	≥120
架空线路	A+、A、B、C类	≥120
	D、E类	≥50

注：1 表中推荐的架空线路为铝芯，电缆线路为铜芯。电缆线路也可采用相同载流量的铝芯，采用铝芯电缆时，应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217的相关规定。

2 A+、A、B、C类供电区域宜采用绝缘导线。

8.6.2 农村人流密集的地方、树（竹）线矛盾较突出的地段，宜选用绝缘导线。对环境与安全有特殊需求的地区可选用电缆线路。

8.6.3 220V/380V电缆可采用排管、沟槽、直埋等敷设方式。穿

越道路时，应采用抗压力保护管。

8.6.4 220V/380V 线路应有明确的供电范围，应根据导线截面、负荷等参数，校验供电半径是否满足末端电压质量的要求。正常负荷下，A+、A 类供电区域供电半径不宜超过 150m，B 类不宜超过 250m，C 类不宜超过 400m，D 类不宜超过 500m，E 类供电区域供电半径应根据需要经计算确定。

9 智能化要求

9.1 一般要求

9.1.1 为提高配电网运营管理水平 and 供电可靠性水平，应在配电网一次规划方案的基础上考虑配电自动化、配电通信网等智能化的要求。

9.1.2 在配电网信息化方面，应遵循相关信息安全防护要求，充分利用成熟的信息交换标准格式，实现规划设计、调控运行、运维检修、营销服务等系统之间的信息交互，实现数据源端唯一、信息全面共享、工作流程互通、业务深度融合。

9.1.3 在具备条件的地区，可逐步应用新能源发电功率预测系统、分布式电源“即插即用”并网设备、分布式多能源互补及“源网荷储”协调控制等技术，提高分布式电源及电动汽车等多元化负荷与配电网的协调能力，满足新能源及多元化负荷广泛接入的要求。

9.2 配电自动化

9.2.1 配电自动化规划设计应符合现行行业标准《配电自动化技术导则》DL/T 1406、《配电自动化规划设计导则》DL/T 5709 的相关规定。

9.2.2 配电自动化应通过对配电网的监测和控制，支撑配电网调度运行和抢修指挥等业务需求，并为配电网规划设计工作提供基础数据信息。

9.2.3 配电自动化建设应与配电网一次网架相协调。A+、A 类供电区域宜采用集中式或智能分布式，具备快速的故障恢复能力，

B、C 类供电区域可根据实际需求采用集中式、就地型重合器式或故障指示器方式，D 类供电区域可采用就地型重合器式或故障指示器方式，E 类供电区域可采用故障指示器方式。

9.2.4 应根据各区域配电网规模和应用需求，合理确定配电自动化系统主站的规模与功能。配电自动化功能应适应分布式电源以及电动汽车、储能装置等新型负荷接入后的运行及业务需求。

9.2.5 应根据可靠性需求、网架结构和设备状况，合理选用配电设备信息采集形式及终端类型。

9.3 配 电 通 信 网

9.3.1 配电通信网建设应与配电网一次网架相协调。在配电网一次网架规划时，应预留相应位置和通道。

9.3.2 配电网应统筹通信资源，充分满足配电自动化、用电信息采集系统、分布式电源、电动汽车充换电站及储能装置站点的通信需求。

9.3.3 应根据实施配电自动化区域的具体情况选择合适的通信方式（光纤、无线、载波通信等）。A+类供电区域宜采用光纤通信方式，A、B、C 类供电区域应根据配电终端的配置方式确定采用光纤、无线或载波通信方式，D、E 类供电区域宜采用无线或载波通信方式。

9.4 用电信息采集系统

9.4.1 用电信息采集系统应逐步实现“全覆盖、全采集”，通过信息交互实现供电可靠性和电压合格率统计到户。

9.4.2 智能电表应具备电能质量与停电监测所需信息的采集及上传功能。

10 用户及电源接入要求

10.1 用户接入

10.1.1 用户接入应符合电网规划,不应影响电网的安全运行及电能质量。

10.1.2 用户的供电电压等级应根据当地电网条件、用电负荷、用户报装容量,经过技术经济比较后确定。供电电压等级可按表 10.1.2 的规定确定。供电半径较长、负荷较大的用户,当电压不满足要求时,应采用高一级电压供电。

表 10.1.2 用户接入容量和供电电压等级参考表

供电电压等级	用电设备容量	受电变压器总容量
220V	10kW 及以下单相设备	—
380V	100kW 及以下	50kVA 及以下
10kV	—	50kVA~10MVA
20kV	—	50kVA~20MVA
35kV	—	5MVA~40MVA
66kV	—	15MVA~40MVA
110kV	—	20MVA~100MVA

注:无 20kV、35kV、66kV 电压等级的电网,10kV 电压等级受电变压器总容量为 50kVA~20MVA。

10.1.3 应统筹考虑电网廊道和间隔资源,合理控制专线数量,提高电网利用效率。

10.1.4 100kVA 及以上的用户，在高峰负荷时的功率因数不宜低于 0.95；其他用户和大、中型电力排灌站，功率因数不宜低于 0.90；农业用电功率因数不宜低于 0.85。

10.1.5 重要电力用户供电电源配置应符合现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z 29328 的相关规定。重要电力用户供电电源应采用多电源、双电源或双回路供电，当任何一路或一路以上电源发生故障时，至少仍有一路电源应能满足保安负荷供电要求。特级重要电力用户宜采用双电源或多电源供电；一级重要电力用户宜采用双电源供电；二级重要电力用户宜采用双回路供电。

10.1.6 重要电力用户应自备应急电源，电源容量至少应满足全部保安负荷正常供电的要求，并应符合国家有关技术规范和标准要求。

10.1.7 用户因畸变负荷、冲击负荷、波动负荷和不对称负荷对公用电网造成污染的，应按照“谁污染、谁治理”和“同步设计、同步施工、同步投运、同步达标”的原则，在开展项目前期工作时提出治理、监测措施。

10.1.8 电动汽车充换电设施接入电网时应进行论证，分析各种充放电方式对配电网的影响。

10.2 电 源 接 入

10.2.1 配电网应满足国家鼓励发展的各类电源及新能源微电网的接入要求，逐步形成能源互联、能源综合利用的体系。

10.2.2 接入 110kV~35kV 电网的常规电源，宜采用专线方式并网。

10.2.3 分布式电源接入应符合现行行业标准《分布式电源接入配电网技术规定》NB/T 32015 的相关规定。

10.2.4 在分布式电源接入前，应对接入的配电线路载流量、变压器容量进行校核，并对接入的母线、线路、开关等进行短路电流

和热稳定校核，如有必要也可进行动稳定校核。

10.2.5 接入单条线路的电源总容量不应超过线路的允许容量；接入本级配电网的电源总容量不应超过上一级变压器的额定容量以及上一级线路的允许容量。

10.2.6 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。

10.2.7 在满足上述技术要求的条件下，电源并网电压等级可按表 10.2.7 的规定确定。

表 10.2.7 电源并网电压等级参考表

电源总容量范围	并网电压等级
8kW 及以下	220V
8kW~400kW	380V
400kW~6MW	10kV
6MW~50MW	20kV、35kV、66kV、110kV

11 规划计算分析要求

11.1 一般要求

11.1.1 应通过计算分析确定配电网的短路电流水平、供电安全水平和供电可靠性水平，以及无功优化配置方案。

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

11.1.3 分布式电源以及电动汽车、储能装置等新型负荷接入配电网时，如有必要应进行相关计算分析。

11.2 潮流计算分析

11.2.1 潮流计算应根据给定的运行条件和拓扑结构确定电网的运行状态。

11.2.2 应按电网典型运行方式对规划水平年的 110kV~35kV 电网进行潮流计算。

11.2.3 10kV 电网在结构发生变化或运行方式发生改变时应进行潮流计算，可按分区、变电站或线路计算到节点或等效节点。

11.2.4 对具备条件的地区，应对配电网分电压等级的线损率进行计算和分析。

11.3 短路电流计算分析

11.3.1 应通过短路电流计算确定电网短路电流水平，为设备选型等工作提供支撑。

11.3.2 在电网结构发生变化或运行方式发生改变的情况下，应开

展短路电流计算，并提出限制短路电流的措施。

11.3.3 110kV~10kV 电网短路电流计算，应综合考虑上级电源和本地电源接入情况，计算至变电站 10kV 母线、电源接入点。

11.4 供电安全水平分析

11.4.1 应通过供电安全水平分析校核电网是否满足供电安全准则。

11.4.2 供电安全水平分析应包括模拟低压线路故障、配电变压器故障、中压线路（线段）故障、35kV~110kV 变压器或线路故障对电网的影响，校验负荷损失程度，检查负荷转移后相关元件是否过负荷，电网电压是否越限，保护装置灵敏度是否满足要求。

11.4.3 可按典型运行方式对配电网的典型区域进行供电安全水平分析。

11.5 可靠性计算分析

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

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

11.5.3 供电可靠性指标计算方法可参照现行行业标准《供电系统用户供电可靠性评价规程》DL/T 836 的相关规定。

11.6 无功规划计算分析

11.6.1 无功规划计算应确定电网的无功补偿方案（方式、位置和容量），以保证电压质量，降低网损。

11.6.2 无功配置方案的优化分析，可结合节点电压允许偏差范

围、节点功率因数要求、变压器、无功设备与线路等设备参数以及不同运行方式下的负荷水平，按照大负荷方式计算无功总容量需求，按照小负荷方式计算无功补偿装置的分组容量，以达到无功设备投资最小或网损最小的目标。

12 技术经济分析

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

12.0.2 技术经济分析应确定供电可靠性和全寿命周期内投资费用的最佳组合，可根据实际情况选用以下两种评估方式：

- 1 在给定投资额度的条件下选择供电可靠性最高的方案。
- 2 在给定供电可靠性目标的条件下选择投资最小的方案。

12.0.3 技术经济分析的评估方法主要包括最小费用评估法、收益/成本评估法以及收益增量/成本增量评估法。最小费用评估法宜用于确定各个规划项目的投资规模及相应的分配方案。收益/成本评估法宜用于新建项目的评估，可通过相应比值评估各备选项目。收益增量/成本增量评估法可用于新建或改造项目的评估。

12.0.4 在技术经济分析的基础上，还应进行财务评价。财务评价应根据企业当前的经营状况以及折旧率、贷款利息等计算参数的合理假定，采用财务内部收益率法、财务净现值法、年费用法、投资回收期法等方法，分析配电网规划期内的经济效益。

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1) 表示严格,在正常情况下均应这样做的用词:

正面词采用“应”;反面词采用“不应”或“应不”。

2) 表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的用词:

正面词采用“宜”;反面词采用“不宜”。

3) 表示有选择,在一定条件下可以这样做的用词,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引 用 标 准 名 录

- 《标准电压》 GB/T 156
《电能质量 供电电压偏差》 GB/T 12325
《继电保护和安全自动装置技术规程》 GB/T 14285
《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》 GB/Z
29328
《电力工程电缆设计规范》 GB 50217
《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》 GB/T 50064
《城市电力规划规范》 GB/T 50293
《供电系统用户供电可靠性评价规程》 DL/T 836
《配电自动化技术导则》 DL/T 1406
《配电自动化规划设计导则》 DL/T 5709
《分布式电源接入配电网技术规定》 NB/T 32015

附录 A 110kV~35kV 典型电网结构示意图

A.0.1 辐射式

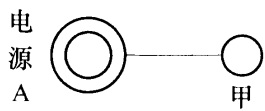


图 A.0.1-1 单辐射

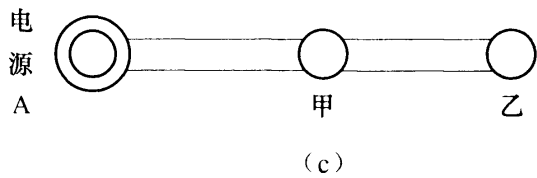
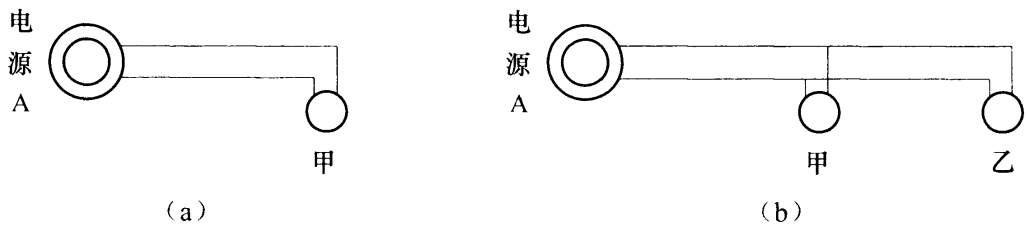


图 A.0.1-2 双辐射

A.0.2 环网（环型结构，开环运行）

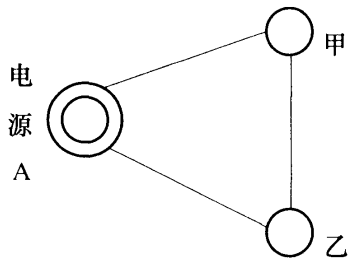


图 A.0.2-1 单环网

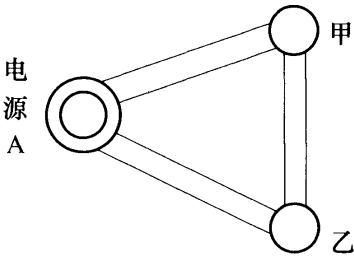


图 A.0.2-2 双环网

A.0.3 链式

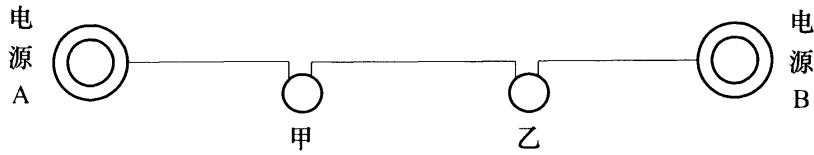
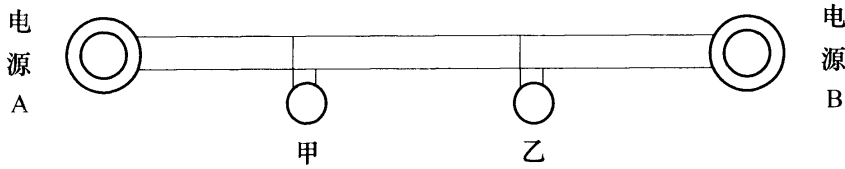


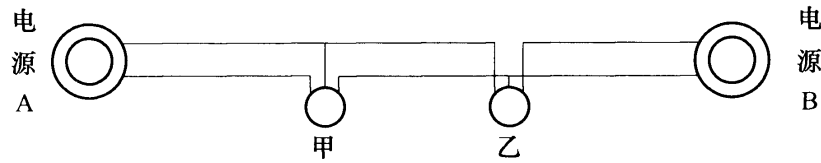
图 A.0.3-1 单链



(a) T接

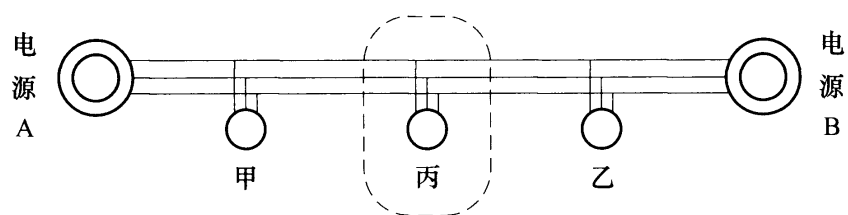


(b) π 接

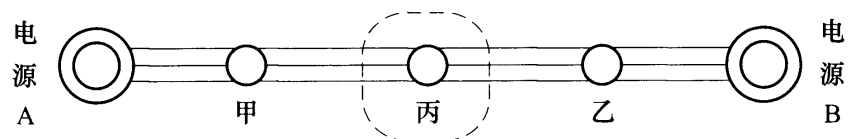


(c) T、 π 混合

图 A.0.3-2 双链



(a) T接



(b) π 接

图 A.0.3-3 三链

附录 B 10kV 典型电网结构示意图

B.0.1 架空网

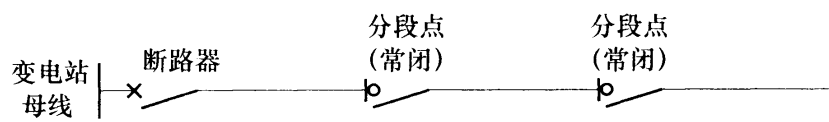


图 B.0.1-1 辐射式

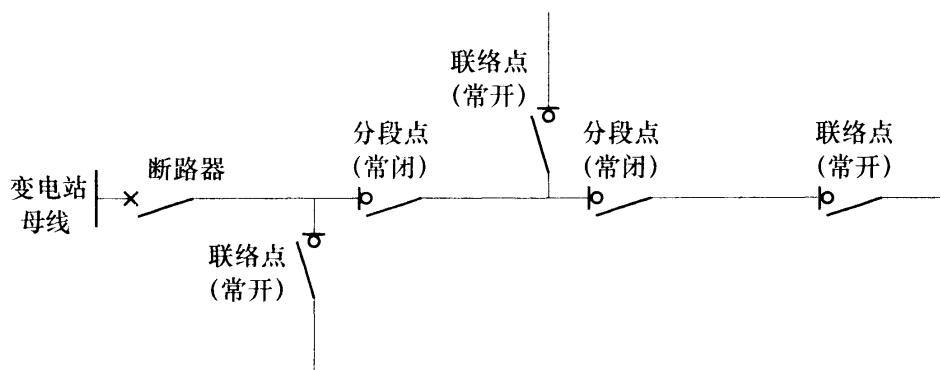


图 B.0.1-2 多分段适度联络

B.0.2 电缆网

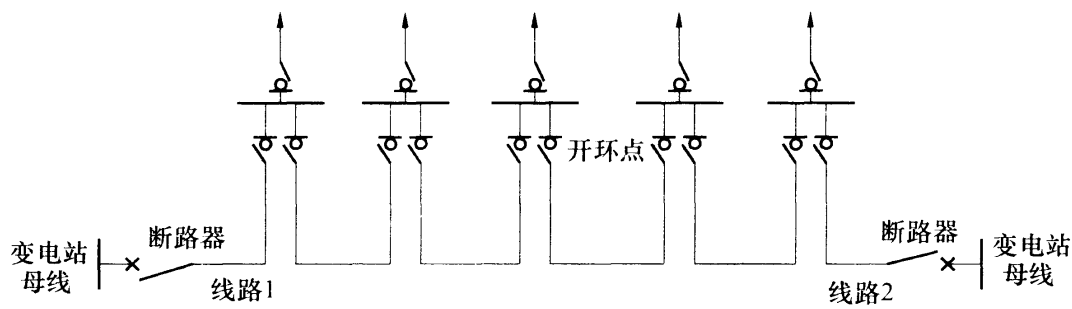


图 B.0.2-1 单环式

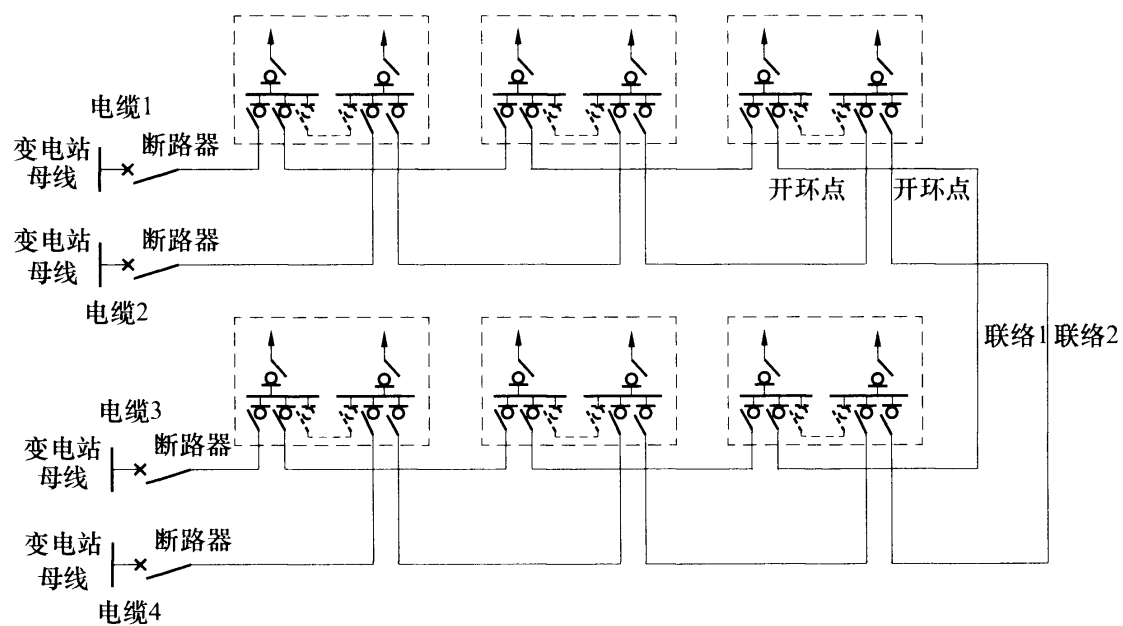
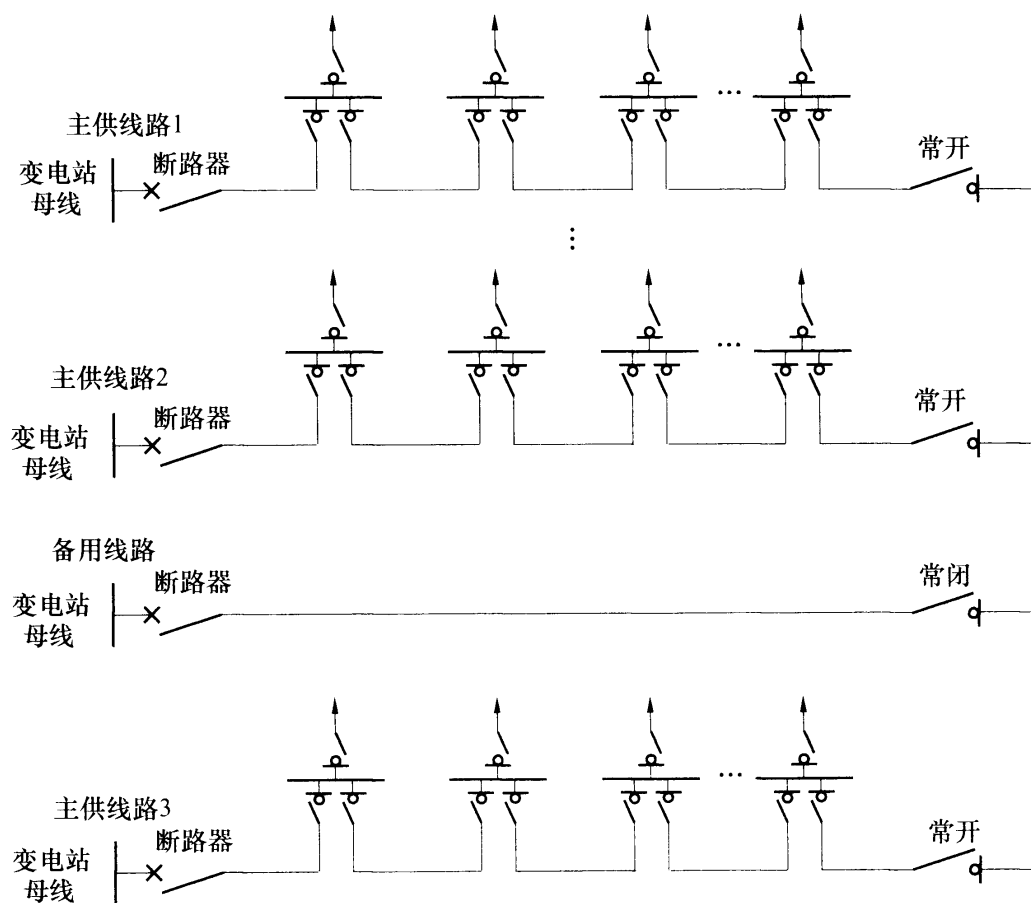


图 B.0.2-2 双环式

图 B.0.2-3 n 供一备 ($2 \leq n \leq 4$)

附录 C 220V/380V 电网结构示意图

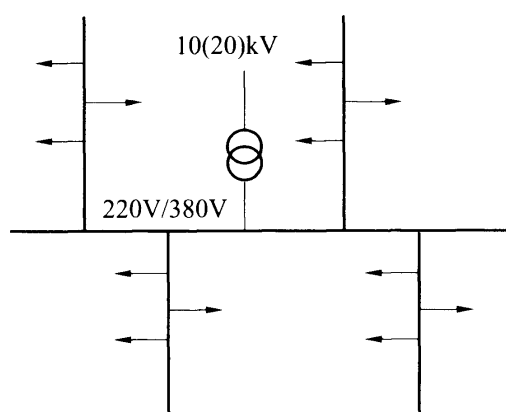


图 C 辐射式

附录 D 110kV~35kV 变电站电气 主 接 线 示 意 图

D.0.1 单母线

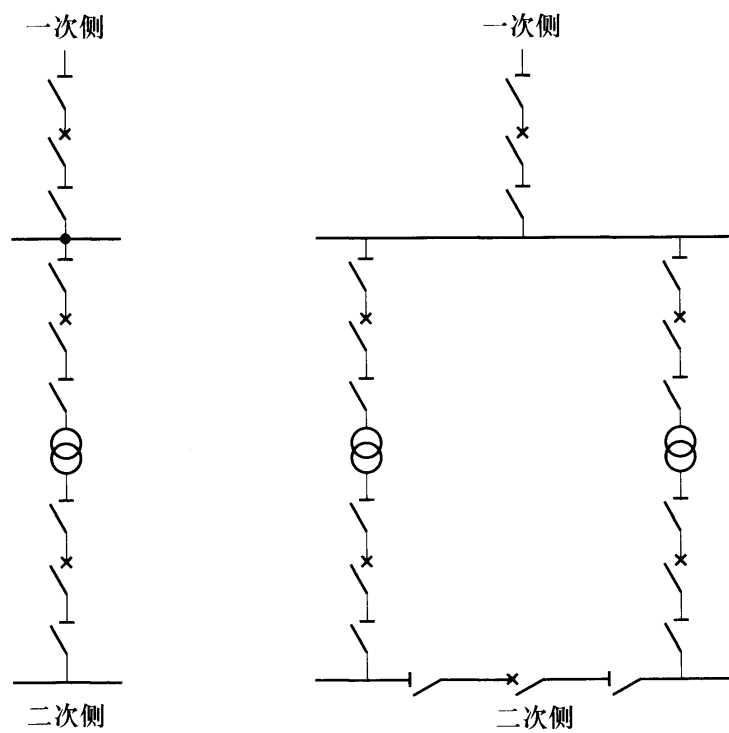


图 D.0.1 单母线

D.0.2 单母线分段

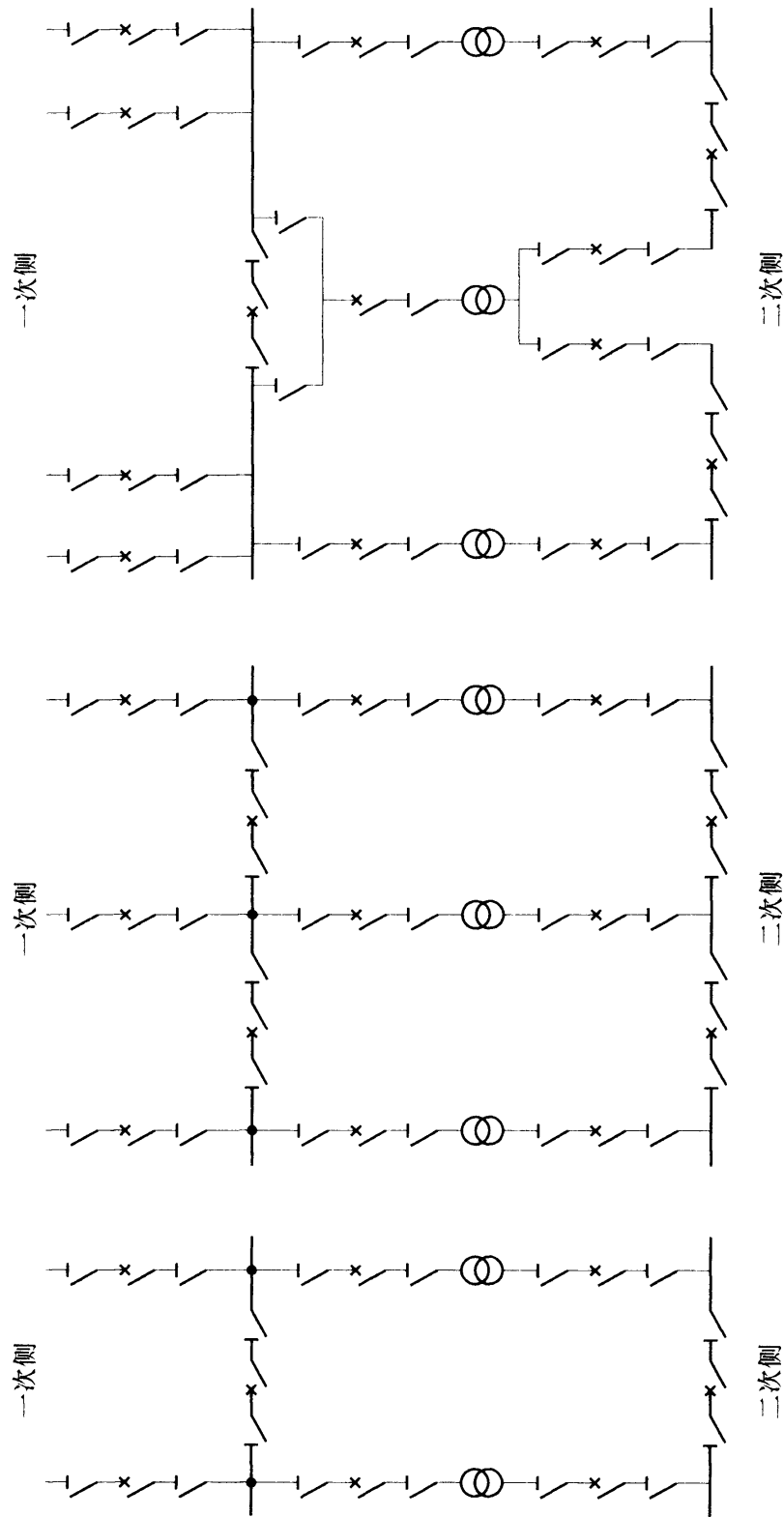


图 D.0.2 单母线分段

D.0.3 桥式

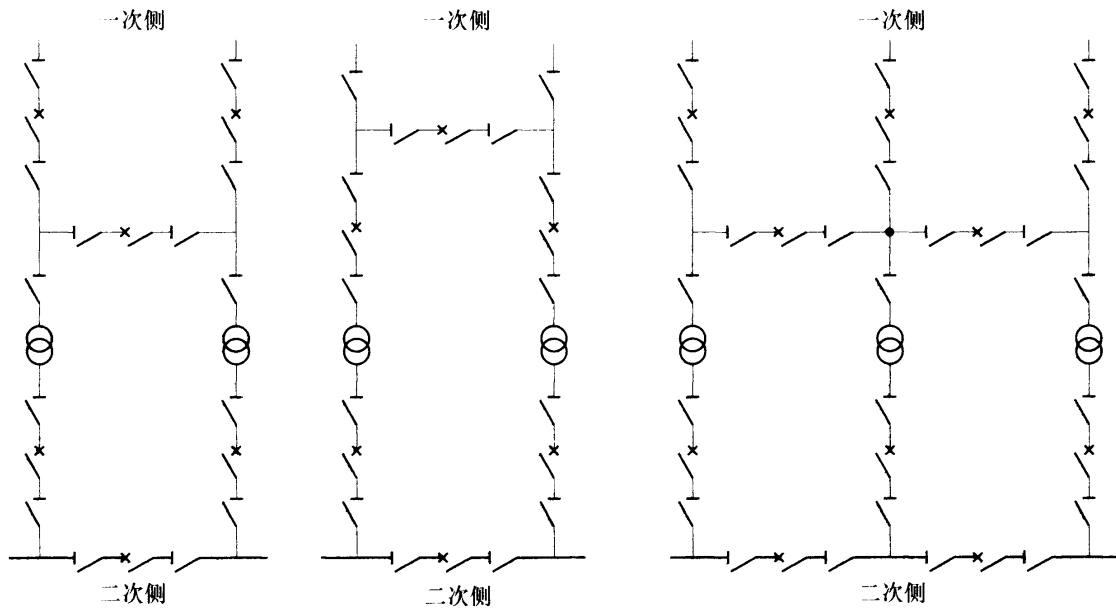


图 D.0.3 桥式（内桥、外桥、扩大内桥）

D.0.4 线路变压器组

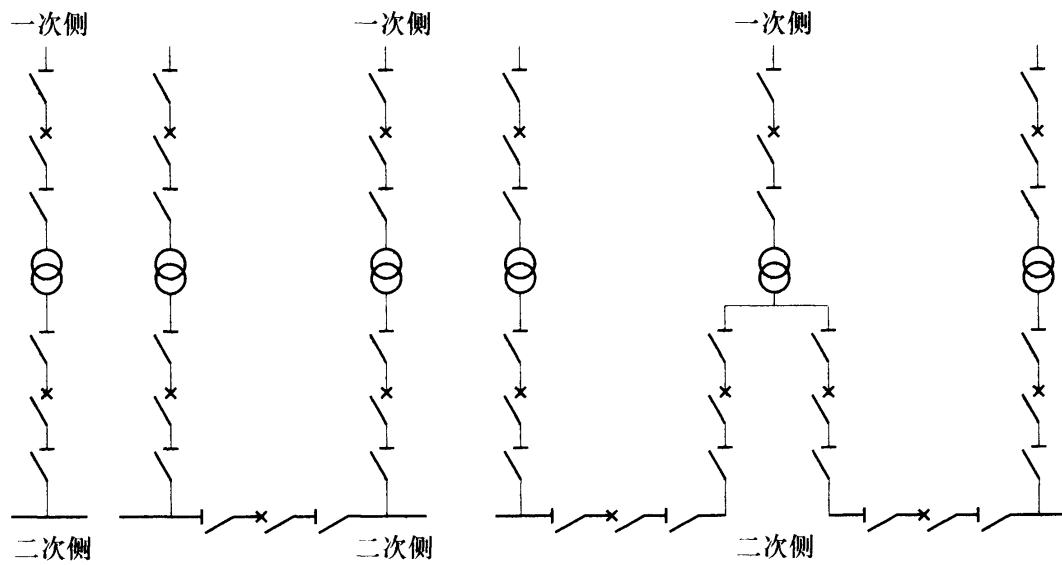


图 D.0.4 线路变压器组

D.0.5 环入环出

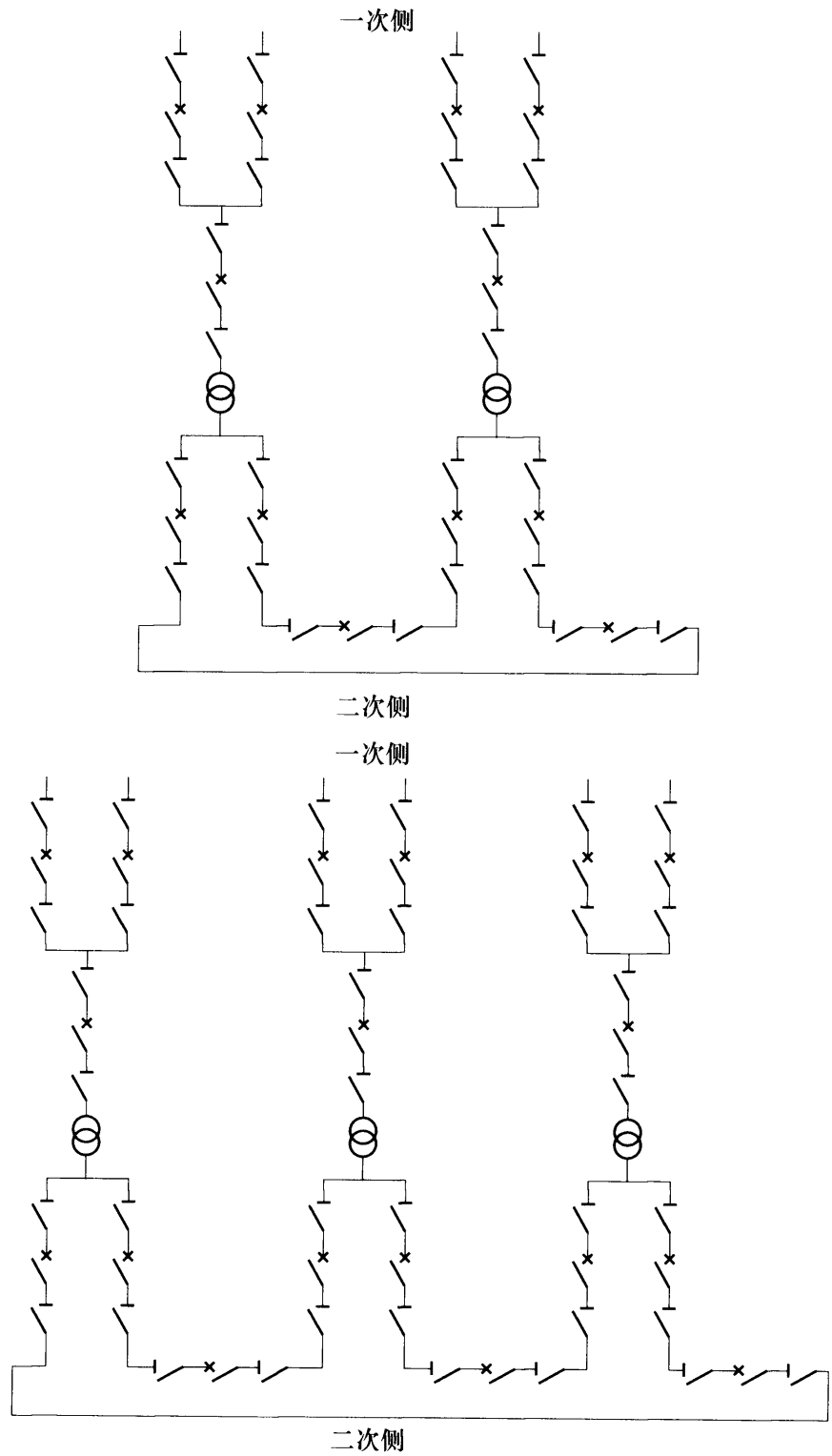


图 D.0.5 环入环出

中华人民共和国电力行业标准

配电网规划设计技术导则

DL/T 5729—2016

条 文 说 明

制 定 说 明

《配电网规划设计技术导则》(DL/T 5729—2016), 经国家能源局 2016 年 1 月 7 日第 1 号公告批准发布。

本标准制定过程中, 编制组调研、总结了国内电网企业在配电网规划设计方面的工作经验和应用需求, 并充分考虑了配电网的最新发展形势, 同时充分借鉴参考了现有配电网相关技术标准及法规。

为便于广大规划设计、工程建设、科研等单位有关人员在使用本标准时能够正确理解和执行条文规定,《配电网规划设计技术导则》编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明, 对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力, 仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

1	总则	56
2	术语	57
3	基本规定	58
4	供电区域与规划编制基础	59
5	负荷预测与电力平衡	62
6	主要技术原则	64
7	电网结构	67
8	设备选型	70
9	智能化要求	74
10	用户及电源接入要求	77
11	规划计算分析要求	78
12	技术经济分析	79

1 总 则

1.0.2 考虑到 20kV、6kV 与 10kV 同属中压配电网，为便于标准条款表述，提出“20kV、6kV 电压等级可参照 10kV 电压等级的相关技术要求执行”，正文条款中不再单独列出 20kV、6kV 电压等级的具体技术要求。

2 术 语

2.0.1 本条款明确了配电网的定义，以及高、中、低压配电网的电压等级界限。

2.0.2 描述年最大负荷指标主要有年最大负荷瞬间值、整点值或最大数日最大负荷的平均值等方式，考虑到电网裕度、设备过载能力、经济性等因素，以及简化计算、便于分析的目的，本标准将年最大负荷定义为“全年各小时整点供电负荷中的最大值”。

2.0.3 本条款明确了容载比计算中的负荷为网供负荷。

2.0.4 本标准分别对变电站、10kV 及以下线路提出了供电半径的定义，变电站供电半径一般用于变电站规划选址，10kV 及以下线路供电半径一般用于控制线路压降。

2.0.6 $N-1$ 停运对于 110kV~35kV 电网是指电网中的一台变压器或一条线路，故障或计划退出运行；对于 10kV 电网是指线路中的一个分段（包括架空线路的一个分段、电缆线路的一个环网单元或一段电缆进线本体）。10kV 电网 $N-1$ 停运的界定主要考虑 10kV 线路一般按分段运行（10kV 架空线采用分段开关分段，10kV 电缆采用环网单元分段），故障或计划停运一般以分段为单元发生。

2.0.7 转供能力主要取决于正常运行时的变压器容量裕度、线路容量裕度、中压主干线的合理分段数和联络情况等。

3 基 本 规 定

3.0.1 本条款明确了配电网的主要作用及对配电网的总体要求。

3.0.2 本条款明确了配电网规划的基本理念。

3.0.3 本条款明确了组成配电网的四个部分及配电网规划的要求。配电网规划应遵循整体最优的原则，即各层级变压器、线路导线截面、电网结构间应相互协调配合，规划方案应投资合理。

3.0.4 本条款明确了配电网应优化其结构，实现与上级电网间的负荷转移和相互支援，以提高供电可靠性及运行效率，并延缓电网的投资。

3.0.5 全寿命周期成本是指包括设备购置、安装、运行、检修、故障、改造直至报废的全过程发生的费用，包括投资成本、运行成本、检修维护成本、故障成本及退役处置成本。

3.0.6 为适应配电网覆盖面广、差异性大的特点，明确了配电网的差异化规划理念。

3.0.7 本条款明确了配电网智能化建设的基本原则。

3.0.8 本条款明确了配电网规划在适应分布式电源以及电动汽车、储能装置等新型负荷接入方面的基本要求，并提出能源互联公共服务平台的建设方向。

3.0.9 本条款明确了配电网规划应加强计算分析及技术经济分析的要求。配电网规划需要借助量化分析的手段来提升规划质量。

3.0.10 本条款明确了配电网规划与城乡及土地利用规划同步协调的基本理念，确保配电设施的有效落地。

4 供电区域与规划编制基础

4.1 供电区域划分

4.1.1 本条款明确了供电区域划分的基本原则。

4.1.2 按照 4.1.1 的划分原则，明确了 A+、A、B、C、D、E 六类供电区域的具体划分标准，其中：

A 类供电区主要为省会城市（计划单列市）的市中心区、直辖市的市区以及地级市的高负荷密度区；

B 类供电区主要为地级市的市中心区、省会城市（计划单列市）的市区，以及经济发达县的县城；

C 类供电区主要为县城、地级市的市区以及经济发达的中心城镇；

D 类供电区主要为县城、城镇以外的乡村、农林场；

E 类供电区主要为人烟稀少的农牧区。

1) A+、A 类供电区域面积应严格限制。

2) 市中心区指市区内人口密集以及行政、经济、商业、交通集中的地区；市区指城市的建成区及规划区，一般指地级市以“区”建制命名的地区，其中直辖市的远郊区（即由县改区的）仅包括区政府所在地、经济开发区、工业园区范围；城镇指县（包括县级市）的城区及工业、人口相对集中的乡、镇地区；乡村指城市行政区内除市区、城镇外的其他地区，包括村庄、大片农田、山区、水域等。

3) 划分各类供电区域时，要考虑到电网规划建设可操作性，区域面积不宜太小。各类供电区域如果面积太小，则无法形成相对独立的网络，不便于统筹考虑变电站规划

布点。根据测算，各类供电区域面积不宜小于 5km²。

- 4) 供电区域划分标准可结合区域特点适当调整，但划分原则仍应遵循条款 4.1.1 的要求。

4.2 规划年限及编制要求

4.2.4 饱和负荷是配电网远期规划的基础，其是指区域经济社会水平发展到一定阶段后，电力消费增长趋缓，总体上保持相对稳定（连续 5 年负荷增速小于 2%，或电量增速小于 1%），负荷呈现饱和状态，此时的负荷为该区域的饱和负荷。饱和负荷出现的年限并不确定，其与区域负荷的发展情况有关。

4.3 规划目标

4.3.1 本条款明确了各类供电区域的规划目标。各类供电区域供电可靠性目标值的选取，主要参考国外经济发达国家（地区）的供电可靠性水平及国内供电可靠性的现状水平综合得出。各地区应在提出的供电可靠性规划目标的基础上，结合电网发展情况，进一步提出辖区内各类供电区域的供电可靠性规划目标。

4.3.2 提高供电可靠性可以从网架、设备、技术及管理等方面入手，但由于不同地区配电网发展水平、发展阶段各有差异，不同手段对可靠性提升的投资成效灵敏度也有所不同，因此应通过技术经济分析选择合适的改善供电可靠性的措施和方案，以实现配电网投资的经济高效。

4.4 基本参考标准

4.4.1 综合考虑资产全寿命周期、土地资源、电网经济性等因素，从变电站建设型式、线路建设型式、电网结构型式、配电自动化及通信方式等方面给出了各类供电区域配电网建设的基本参考标准。本条款旨在综合多个技术方面提出配电网的差异化建设模式，具体的技术要求应参照“7 电网结构”、“8 设备选型”、“9 智

能化要求”等章节的相关条款。

对于线路导线截面选型依据主要基于以下几点考虑：

- 1) 对于 A+~C 类供电区域，因其负荷密度较高、上级电源点较多，线路输送距离较近，电压质量一般均能满足要求，此时重点关注的是线路的输送能力和转移能力。因此，线路导线截面选择应以安全裕度为主，用经济载荷范围校核。
- 2) 对于 D、E 类供电区域，因其负荷密度较低，线路的输送能力一般均能满足要求，但由于上级电源点较少，线路输送距离一般较远，此时重点关注的是线路的电压质量，因此应按允许压降选择线路导线截面。
- 3) 线路费用包括固定费用和可变费用。某一型号的线路经济载荷范围是指，该线路的费用与负荷增长成近似线性关系的负荷区间，且该型号线路相对其他型号线路费用最低，线路负荷应控制在经济载荷范围内。

5 负荷预测与电力平衡

5.1 一般要求

5.1.2 负荷发展特性曲线是描述一定区域内（一般小于 5km^2 ）负荷所处的发展阶段（慢速增长初期、快速增长期以及缓慢增长饱和期）的曲线，主要用于判别、分析区域负荷发展所处的阶段。

依据区域负荷历史数据和预测结果，负荷变化趋势一般呈现为 S 形曲线。区域的负荷成长特性与其发展阶段密切相关，一般可分为慢速增长期、快速增长期和缓慢增长饱和期三个阶段。这三个阶段的长短与区域大小和建设进度有关，区域越大，每阶段持续的时间越长，S 形曲线越平滑；区域越小，每阶段持续的时间越短，S 形曲线饱和得越快。S 形曲线及负荷年增长率曲线见图 1。根据 S 形

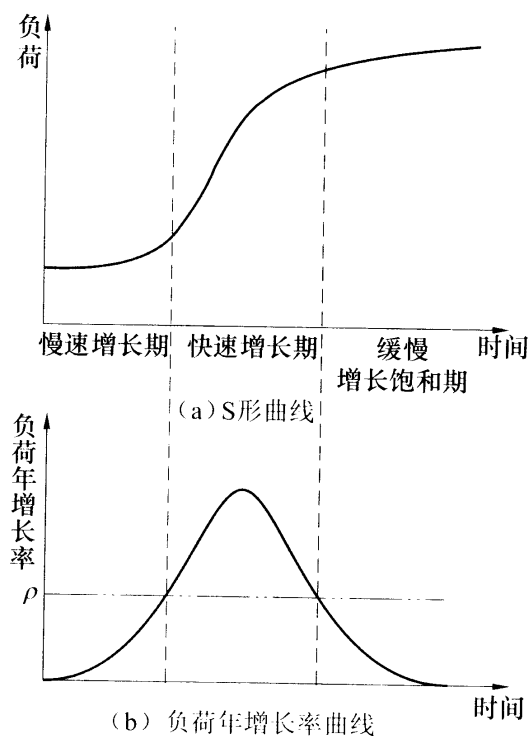


图 1 S 形曲线及增长率曲线图

曲线可以确定电网发展阶段，并以此作为变电站建设时序等的规划依据。

5.1.4 随着智能电网的发展、需求侧管理技术的应用，与传统方式相比，用户终端用电方式和负荷特性也正发生改变，在负荷预测时应予以考虑；此外，分布式电源以及电动汽车、储能装置等新型负荷会使电力消费模式产生新的变化，因此应分析其对负荷预测结果的影响。

5.2 负 荷 预 测 方 法

5.2.1 配电网规划常用的负荷预测方法有：空间负荷预测法、弹性系数法、单耗法、趋势外推法等。本条款提出“应结合城乡规划和土地利用规划的功能区域划分，开展规划区的空间负荷预测”。对于已完成城乡规划和土地利用规划的区域，由于其用地性质、规模和空间分布已明确，可采用空间负荷预测法进行负荷预测，以利于配电网的布点和布线规划。对于基础数据有限的地区，空间负荷预测的精度可以适当降低。

5.3 电 力 电 量 平 衡

5.3.1 电力平衡是确定规划水平年新增变电容量规模的主要依据。

5.3.4 分布式电源高比例接入后，会对配电网电力平衡产生较大影响，此外光伏、风电等间歇性电源的发电利用小时数在不同地区差异较大，因此应通过电力电量平衡综合计算来支撑配电网规划方案的财务可行性分析。

6 主要技术原则

6.1 电压等级

6.1.2 本条款提出了 110kV 及以下电网电压等级的选择原则，110kV 及以下各电压等级电网应根据现有实际情况和远景发展慎重研究后确定，应尽量简化变压层次、优化配置电压等级序列，避免重复降压。

6.1.3 本条款结合供电区域划分推荐了适用的主要电压等级序列。根据 35kV 电压等级的发展特点，A+、A、B 类供电区域经充分论证后可逐步取消 110kV/35kV 变压层次，以避免重复降压。对于上海、天津、青岛等仍采用 220kV/35kV 变压层次的地区，可结合实际情况继续发展 35kV 电压等级。对于 E 类供电区域中的偏远地区，经论证可采用 110kV/35kV/0.38kV 电压序列。对于工业负荷较为集中的区域，经论证亦可采用 35kV 电压等级为大用户供电。

6.2 供电安全准则

供电安全准则是保障配电网安全可靠供电的重要基础，其主要针对公用电网。本节分别提出了高、中、低压配电网的供电安全准则，其中高压配电网与中压配电网主要以是否“满足 $N-1$ ”的方式来评估。

6.2.1 对于高压配电网，同塔双回或多回线路中任一回且仅一回线路停运的情况属于 $N-1$ 停运。同塔双回线路同时发生故障停运时，允许采取切机和切负荷等措施。

6.2.7 电网建设的不同阶段，主要由电网的负荷水平和可靠性需

求水平加以综合界定，可分为初期、过渡期和完善期三个阶段。一般情况下，变压器或线路的最大负载率在 25%以下时，可认为电网建设处于初期；变压器或线路的最大负载率在 25%~50%时，可认为电网建设处于过渡期；变压器或线路的最大负载率在 50%以上时，可认为电网建设处于完善期。

6.3 容 载 比

6.3.1 容载比是配电网规划的重要宏观性指标，是合理安排变电站布点和变电容量的重要依据。合理的容载比与网架结构相结合，可确保故障时负荷的有序转移，保障供电可靠性，满足负荷增长需求。计算各电压等级容载比时，变电设备总容量应扣除该电压等级发电厂的升压变压器容量和该电压等级用户专用变电站的变压器容量（部分区域之间仅进行故障时功率交换的联络变压器容量，如有必要也应扣除），对应的总负荷为该电压等级的网供负荷。

6.3.5 本条款中补充“对处于发展初期、快速发展期的地区、发展潜力大的重点开发区或负荷较为分散的偏远地区，可适当提高容载比的取值；对于网络发展完善或规划期内负荷明确的地区，在满足用电需求和可靠性要求的前提下，可以适当降低容载比的取值”，以适应当前配电网规划和发展的需要。对于政治中心所在供电区域，需多电源点保障其供区内重要用户的供电可靠性时，可结合实际情况适当提高容载比的取值。此外，容载比的选取范围还与变电站站间转供能力、变电站的过载能力有关。

6.4 短 路 电 流 水 平

6.4.1 本条款主要考虑到短路电流水平由上级变压器容量和电压等级等因素决定，而各类供电区域内的变压器容量大小不同，所以宜区分电压等级给出短路电流限定值。在设备选型时，应参照各电压等级的短路电流限定值，并留有裕度，例如短路电流限定值为 20kA 时，设备一般按照遮断容量 25kA 的标准来选取。

对于 35kV 及以下电网，考虑其上级变压器容量逐步增大，各类电源接入容量不断增加的趋势，宜适当提高 35kV 和 10kV 电网的短路电流限定值水平。

对于 10kV 电压等级，目前大部分地区母线短路电流水平均在 16kA 或 20kA 以内，部分地区（如北京核心区等）个别变电站母线短路电流超过 20kA，主要为 220kV/10kV 变电站和个别 110kV/10kV 变电站，可通过使用高阻抗变压器等措施解决。由于母线短路电流水平关系到配电网主要设备的选型，提高短路电流水平将大幅增加配电网建设投资，因此建议将 10kV 母线短路电流控制在 16kA 或 20kA，220kV 变电站 10kV 侧无馈线出线时不宜超过 25kA，有 10kV 出线时不宜超过 20kA。当短路电流难以控制时，应采取高阻抗变压器等措施降低。

6.5 无功补偿和电压调整

6.5.1 由于目前用户侧非线性设备较为普遍，因此提出“在配置无功补偿装置时应考虑谐波治理措施”，否则将可能影响补偿电容器的寿命。

6.6 电压质量及其监测

6.6.2 电压偏差的监测是评价配电网电压质量的重要手段，配电网电压监测点的具体设置应执行相关规定。

6.7 中性点接地方式

6.7.1 中性点接地方式对供电可靠性、人身安全、设备绝缘水平及继电保护方式等有直接影响。中性点接地方式不同的配电网应避免互带负荷，否则当发生单相接地故障时，有可能导致相关继电保护装置异常运行，增加电网运行风险。因此，同一区域内宜统一中性点接地方式，以利于负荷转供。

7 电 网 结 构

7.1 一 般 要 求

7.1.2 配电网的拓扑结构包括常开点、常闭点、负荷点、电源接入点等,这些拓扑结构的不同组合会对配电网运行产生较大影响,因此在规划时需合理配置。

7.2 高 压 配 电 网

7.2.2 本条款规范了 110kV~35kV 电网规划的电网结构,依据各类供电区域供电安全准则要求和实际情况,给出各类供电区域推荐采用的电网结构。综合考虑上级电源点的配置、110kV~35kV 线路导线截面、110kV~35kV 变电站的配置和供电安全水平等因素,每条 110kV~35kV 线路上接入的变电站一般不宜超过 3 座,具体可结合实际情况计算得出。各类供电区域内的电网可根据电网建设阶段、供电安全水平要求和实际情况,在发展初期及过渡期可采用过渡电网结构,通过建设与改造,逐步实现推荐的目标电网结构。

7.2.3 双侧电源指来自不同变电站、为同一变电站供电的两路供电电源。

7.3 中 压 配 电 网

7.3.1 本条款规范了 10kV 电网规划的电网结构,依据各类供电区域供电安全水平要求和实际情况,给出各类供电区域推荐采用的电网结构。

1) A+类供电区域因负荷密度高、上级电源点较多,且供电

安全水平要求很高，10kV 配电网应采用坚强的网架结构（如双环式、多分段适度联络、 n 供一备等）。双环式结构的配电变压器接入方式既可采用两个单切开关，也可采用一个双切开关（简称“三双”），以满足双环之间的负荷切换。

- 2) A 类供电区域因负荷密度高、上级电源点较多，且供电安全水平要求高，10kV 配电网应采用坚强的网架结构（如双环式、单环式、多分段适度联络、 n 供一备等）。
 - 3) B、C 类供电区域因负荷较为集中，供电安全水平要求较高，10kV 配电网应采用较强的网架结构（如多分段适度联络、单环式等）。
 - 4) D 类供电区域因负荷分散、供电距离较远、上级电源点少，10kV 配电网可根据实际情况采用多分段适度联络、辐射状结构。
 - 5) E 类供电区域因负荷极度分散、供电距离远、上级电源点少，10kV 配电网可采用辐射状结构。
 - 6) 对于部分地区的电缆网，可根据实际需要采用多分支多联络等接线方式。
 - 7) 除上述典型电网结构外，还存在双射式、对射式等过渡结构。各类供电区域内的电网可根据电网建设阶段，供电安全水平要求和实际情况，通过建设与改造，分阶段逐步实现推荐采用的电网结构。
 - 8) “多分段适度联络”结构是指一方面应根据线路长度和负荷分布情况进行分段，以限制故障范围；另一方面应配置合适的联络点数，过少的联络点难以满足负荷转供需求，而过多的联络点则不利于配电网运行方式的优化。
- 7.3.2** 针对 10kV 配电网存在的供电范围交叉、重叠情况，本条款提出 10kV 配电网应依据变电站的位置、负荷密度和运行管理的需要，分成若干个相对独立的分区。为了适应配电网不同阶段

的需要，允许电网发展后能够重新分区，增加电网规划的适应性。

7.4 低 压 配 电 网

7.4.1 考虑运行安全性，本条款明确了 220V/380V 配电网应结构简单、安全可靠，宜采用辐射式结构。

7.4.2 220V/380V 配电网应实行分区供电的原则，220V/380V 线路应有明确的供电范围。此外，本条款提出“低压架空线路可与中压架空线路同杆架设，但不应跨越中压分段开关区域。”主要是考虑低压架空线路一旦跨越中压分段开关区域，会对线路隔离段检修过程中的人身安全产生不利影响。

8 设备选型

8.1 一般要求

8.1.1 本条款从设备全寿命周期管理、差异化、适应性、标准化、序列化、智能化需求、线路型式等几个方面给出了设备选型的一般要求，并明确了设备检测方面的相关要求。

8.1.5 本条款提出“在计划实施配电自动化的规划区域内，应同步考虑配电自动化的建设需求”，主要考虑避免在电网后续建设配电自动化时，由于一次设备不满足要求而发生重复改造。

8.2 110kV~35kV 变电站

8.2.1 负荷密度、供电安全水平要求和短路电流水平决定了变电站容量和台数的配置，本条款明确了各类供电区域的变电站容量和台数配置。

- 1) 考虑到偏远农牧区负荷极度分散且成长周期漫长的特点，表 8.2.1 在 110kV 主变压器容量序列中增加了 6.3MVA。
- 2) 对于负荷密度高的供电区域，若变电站布点困难，可选用大容量变压器以提高供电能力，并应加强上下级电网的联络来增加供电可靠性。

8.2.4 针对部分地区配电网存在的变电站供电范围交叉情况，本条款提出随着负荷的增长和新变电站站址的确定，应及时调整相关变电站的供电范围。

8.3 110kV~35kV 线路

8.3.2 本条款给出了各类供电区域内的 110kV~35kV 架空线路导线截面推荐选型。

8.3.5 电缆线路导线选型时应参照该区域架空线路的选型截面，确保载流量的匹配协调。

8.4 10kV 线路

8.4.1 本条款明确了不同主变压器容量下的 10kV 线路导线截面推荐选型。中压配电网由主干线、分支线和用户（电源）接入线组成，是配电网的核心和中坚，在正常运行时承担着电力配送的任务，故障或检修时承担着负荷转移的任务。中压主干线导线截面应首尾相同，有联络的中压分支线其功能视同中压主干线，也是负荷转移的通道，导线截面选择应与中压主干线标准等同。

8.4.2 本条款依据各类供电区域的负荷密度、10kV 线路导线截面选取和线路压降要求等，通过计算得出各类供电区域 10kV 线路在正常负荷下的供电半径。实际中 10kV 线路的供电半径也可以经计算确定，在工程中一般可采用下式计算线路的供电距离：

$$L = \frac{\Delta U\% \times U_N}{\alpha \times I \times (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)} \quad (1)$$

式中：L——线路长度（km）；

$\Delta U\%$ ——线路电压允许偏差（%）；

U_N ——线路额定电压，三相供电为线电压，单相供电为相电压（V）；

I ——线路电流，三相供电为线电流，单相供电为相电流（A）；

r_0 ——导线单位长度电阻（ Ω/km ）；

x_0 ——导线单位长度电抗 (Ω/km) ;

$\cos\varphi$ ——功率因数, $\sin\varphi = \sqrt{1 - \cos^2\varphi}$;

α ——三相供电时取为 $\sqrt{3}$, 单相供电时取为2。

8.5 配 电 设 备

8.5.1 本条款给出了各类供电区域内柱上变压器的推荐容量。

- 1) 三相柱上变压器容量序列为 30kVA、50kVA、100kVA、160kVA、200kVA、315kVA、400kVA。
- 2) 从技术经济性上看, 单相配电方式在负荷密度低、负荷分散等条件下具有一定优势, 单相柱上变压器容量序列为 30kVA、50kVA、80kVA、100kVA。
- 3) 对超过 10kV 线路供电延伸范围, 且负荷点距离 35kV 电源点较近的偏远地区 (主要存在于 E 类供电区域), 可采用 35kV 配电化建设模式, 即由 35kV/0.38kV 配电变压器直接向低压用户供电。35kV 配电化包括 35kV/10kV 配电化变电站、35kV 配电化线路和 35kV/0.38kV 直配台区三个方面, 表 8.5.1 注中的 35kV 配电化建设模式即指 35kV/0.38kV 直配台区, 通过将 35kV 线路延伸至负荷中心, 采用 35kV/0.38kV 配电变压器供电, 简化变电层级, 有效降低线路损耗, 提升供电能力。

8.5.7 在缺少电源站点的地区, 部分 10kV 架空线路过长, 线路中、后端电压质量往往不能满足要求。即使采取增加无功补偿、改变线路参数等措施, 仍不能解决电压质量问题, 此时可以选择在线路上加装线路调压装置。目前线路调压器是一种较为有效的方式, 其在国外已普遍采用, 近年来国内也取得了较为丰富的运行经验, 线路调压器一般可配置在 10kV 架空线路的 1/2 处或 2/3 处。

8.6 220V/380V 线路

8.6.4 综合考虑各类供电区域用电水平、220V/380V 线路导线截面和压降要求等因素，本条款明确了各类供电区域 220V/380V 线路的供电半径。实际中，220V/380V 线路供电半径也可以经计算确定，计算方法可参照条文说明式（1）。

9 智能化要求

9.1 一般要求

9.1.1 本条款突出了配电网一二次协调规划的基本要求。通过实现配电网一次规划、配电自动化、配电网通信系统等智能化规划的协调同步，可以有效提升配电网规划的总体水平。

9.1.4 本条款提出了一些可逐步推广应用的智能化技术，其中：

- 1) 新能源发电功率预测技术是指针对风力发电和光伏发电输出功率的随机性和波动性特点，对风力发电和光伏发电输出功率进行预测的技术。该技术主要考虑了各类气象条件、新能源场站能量转化过程以及当前运行状态，采用数学统计方法或者物理模拟方法进行功率预测建模，实现了新能源场站输出功率 0~4h 滚动更新的超短期预测和 0~72h 短期预测，预测精度满足调度部门的应用需求。
- 2) 分布式电源“即插即用”并网设备是指集成分布式电源接入配电网的隔离、保护及协调控制等技术，实现分布式电源“即插即用”和友好并网的集成化成套装置。
- 3) 分布式多能源互补是指通过多种综合技术实现各类型分布式能源在时间与空间上的相互补充，以满足分布式能源高效利用和充分消纳的需求。
- 4) 源网荷储协调控制是指电源、电网、负荷与储能通过多种控制与交互手段，全面提升配电网的功率动态平衡能力，实现能源资源的最大化利用。

9.2 配 电 自 动 化

9.2.4 本条款对不同类型供电区域的配电自动化模式进行了规范，其中：

- 1) 集中式是指主站通过收集区域内配电终端的信息，判断配电网运行状态，集中进行故障定位，自动或通过遥控完成故障隔离和非故障区域恢复供电；
- 2) 智能分布式是指通过配电终端之间的故障处理逻辑，实现故障隔离和非故障区域恢复供电，并将故障处理结果上报给配电主站；
- 3) 就地型重合器式是指在故障发生时，通过线路开关间的逻辑配合，利用重合器实现线路故障的定位、隔离和非故障区域恢复供电；
- 4) 故障指示器方式是指采用具有通信功能的故障指示器采集、上传线路故障信息，实现对配电线路的故障定位。

9.2.5 配电终端类型应综合可靠性需求、网架结构和设备状况确定。对关键性节点，如主干线联络开关、必要的分段开关，进出线较多的开关站、环网室（箱）和配电室，宜配置“三遥”（遥信、遥测、遥控）配电自动化终端；对一般性节点，如分支开关、无联络的末端站室，宜配置“二遥”（遥信、遥测）配电自动化终端，用户进线处宜配置分界开关或具备遥信、遥测功能的故障指示器。对于有条件的地区，变电站低压出线开关信息也可由配电自动化系统直接采集。

9.3 配 电 通 信 网

9.3.3 配电自动化是配电通信网的主要支撑业务，因此通信方式的选择主要依据配电自动化的建设需求来确定。

9.4 用 电 信 息 采 集 系 统

9.4.1 用电信息采集系统是实现电能量采集、计量异常监测、用

DL / T 5729 — 2016

电分析和管理的有效手段，因此本条款提出逐步实现用电信息采集系统的“全覆盖、全采集”。

9.4.2 配电网监测电能质量与停电事件所需要的相关信息数据需
要由智能电表采集上传。

10 用户及电源接入要求

10.1 用户接入

10.1.2 本条款明确了用户接入容量和推荐的供电电压,考虑到仅存在 110kV、10kV 电压等级的电网,受电变压器容量在 10MVA~20MVA 之间时无相应的供电电压等级;仅存在 66kV、10kV 电压等级的电网,受电变压器容量在 10MVA~15MVA 之间时无相应的供电电压等级,在备注中补充“无 20kV、35kV、66kV 电压等级的电网,10kV 电压等级受电变压器总容量为 50kVA~20MVA。”

10.2 电源接入

10.2.4 分布式电源接入会提高电网的短路电流水平。当馈线发生故障时,流过断路器的短路电流等于系统短路电流与电源短路电流之和。为了保证配电网的安全运行,应保证电源接入后配电线路的短路容量不应超过该电压等级的短路电流限定值,否则电源应加装短路电流限制装置。此外,为保证电源启停、波动对系统供电电压的影响在规定的电压偏差范围之内,电源并网点的系统短路电流与电源额定电流之比不宜低于 10。

10.2.7 本条款明确了电源接入配电网的推荐电压等级。

11 规划计算分析要求

11.1 一般要求

11.1.1 规划计算分析是保障配电网规划方案科学合理的重要手段。在配电网规划设计工作中，量化计算分析是电网参数配置、方案论证等的支撑，同时也是后续技术经济分析的重要基础。此外，随着分布式电源以及电动汽车、储能装置等新型负荷的大量接入，配电网运行方式将会变得更加复杂，规划计算分析的重要性也会更为突出。

11.2 潮流计算分析

11.2.1 潮流计算分析是供电能力校核、线损分析、短路电流计算、供电安全水平分析、可靠性计算和无功规划计算的基础。

11.2.2 电网典型运行方式指电网最大、最小等典型运行方式。

11.5 可靠性计算分析

11.5.2 用户平均停电缺供电量指在统计期间内，平均每一用户因停电缺供电量，可按式（2）计算：

$$AENS = \frac{\sum ENS}{N} \quad (2)$$

式中： $AENS$ ——用户平均停电缺供电量（kWh/户）；

ENS ——每次停电的缺供电量（kWh）；

N ——总用户数（户）。

12 技术经济分析

12.0.1 备选方案通常包括以下原则选取的方案：维持现状的方案、减少停电次数的方案、减少停电时间的方案。减少停电次数及停电时间的方案需根据供电可靠性目标设定。评估周期一般指设定的设备运营期。

12.0.2 本条款明确了技术经济分析需确定供电可靠性和投资费用的最佳组合。

技术经济分析的过程主要包括：对规划项目各备选方案的技术经济指标进行评估，根据指标对备选方案进行比较、排序，寻求技术与经济的最佳结合点，确定技术先进与经济合理的最优方案。

规划属性分为单属性规划和多属性规划。在单属性规划中，只能确定一个属性，如费用最小或可靠性最大，无法同时考虑这两个属性的关系；而在多属性规划中，最终可确定属性之间的关系，如可靠性属性和费用属性之间的价值关系。

帕累托（Pareto）优化曲线可显示多属性规划中多个属性情况下的分析结果，如可靠性、费用等。电力企业在对系统进行扩展规划或运行时，帕累托曲线可显示不同方案的费用与可靠性之间的关系。帕累托曲线上的每一个点都代表一个可靠性和费用的最佳组合，也即获得任何一种可靠性水平所需花费的最少费用。帕累托曲线可为电力企业在多属性规划中提供选择，并可对多个属性进行权衡。

图 2 给出了某个供电区域的帕累托优化曲线示意图，包括三种不同的投资方案，第一段曲线对应架空线模式的投资方案，第二段曲线对应电缆线路模式，第三段曲线对应电缆及配电自动化模式。

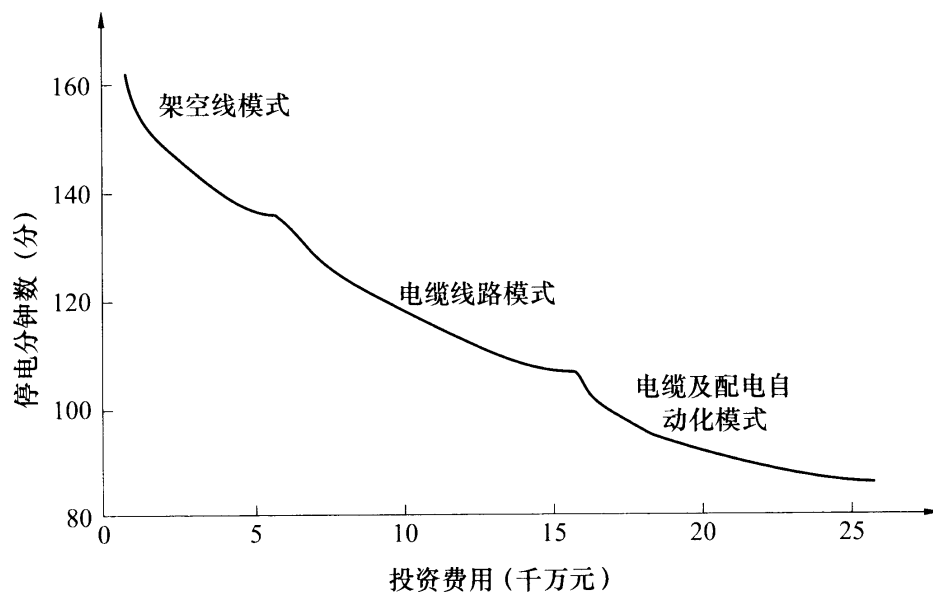


图2 帕累托优化曲线示意图

12.0.3 本条款明确了技术经济分析的评估方法。

- 1) 在对规划项目进行评估过程中可选择不同的评估方法，规划项目的评估方法主要包括最小费用评估法、收益/成本评估法以及收益增量/成本增量评估法，不同评估方法的适用范围不同。
- 2) 最小费用评估法为单属性规划方法，是一种采用标准驱动、最小费用、面向项目的评估和选择过程，用于确定各个项目的投资规模及相应的分配方案。
- 3) 收益/成本评估法为多属性规划方法，以收益与成本两者的比值来确定项目的优点，其评估和选择过程一般是通过有效的比值来评估各备选项目。该方法主要用于新建项目评估。
- 4) 收益增量/成本增量评估法为多属性规划方法，基于收益增量与成本增量比值，既可用于新建项目评估，也可用于改造项目评估。收益增量是当前方案与相邻方案（比当前方案收益稍差的方案）间的收益差值，成本增量是当前方案与相邻方案间的成本差值（即边际成本）。

- 5) 技术经济分析的评估指标主要包括供电能力、转供能力、线损率、供电可靠性、设备投资费用、运行费用、检修维护费用、故障损失费用等。
- 6) 总费用指全寿命周期成本，包括投资成本、运行成本、检修维护成本、故障成本、退役处置成本等。总费用现值可按下式计算：

$$LCC = \left[\sum_{n=0}^N \frac{CI(n) + CO(n) + CM(n) + CF(n)}{(1+i)^n} \right] + \frac{CD(n)}{(1+i)^n} \quad (3)$$

式中：LCC——总费用现值；

N——评估年限，与设备寿命周期相对应；

i——贴现率；

CI(n)——第 n 年的投资成本，主要包括设备的购置费、安装调试费和其他费用；

CO(n)——第 n 年的运行成本，主要包括设备能耗费、日常巡视检查费和环保等费用；

CM(n)——第 n 年的检修维护成本，主要包括周期性解体检修费用、周期性检修维护费用；

CF(n)——第 n 年的故障成本，包括故障检修费用与故障损失成本；

CD(n)——第 n 年（期末）的退役处置成本，包括设备退役时处置的人工、设备费用以及运输费和设备退役处理时的环保费用，并应减去设备退役时的残值。

12.0.4 财务评价的评价指标主要包括资产负债率、内部收益率、投资回收期等。