

ICS 29.240.30

K51

备案号: J2147—2016

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

DL/T 5729—2016

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~35 kV 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 requirements	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 requirements	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~35kVsubstation	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	Distributiontelecommunication 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	Calculationand 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~35 kV 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。

DL/T5729—2016

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，根据不同区域的社会经济发展水平、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($\geq 99.999\%$)	$\geq 99.99\%$
A	用户年平均停电时间不高于52min($\geq 99.990\%$)	$\geq 99.97\%$
B	用户年平均停电时间不高于3h($\geq 99.965\%$)	$\geq 99.95\%$
C	用户年平均停电时间不高于12h($\geq 99.863\%$)	$\geq 98.79\%$
D	用户年平均停电时间不高于24h($\geq 99.726\%$)	$\geq 97.00\%$
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	10kV~35kV线路型式	10kV线路型式	高压配电网	中压配电网		
A+、A	土建一次建成，变压器可分期建设	户内或半户内站	大容量或中容量	廊道一次到位，导线截面次选定	以安全电流裕度为主，用经济载荷范围校核	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						架空线，必要时电缆	架空线，必要时电缆			集中式、就地型重合器式或故障指示器方式	光纤、无线或载波通信
C		半户内或户外站	中容量或小容量			架空线	架空线，必要时电缆			就地型重合器式或故障指示器方式	无线或载波通信
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	辐射式为主	辐射式为主			
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。在工程中可按下列式计算:

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

式中: R_s ——容载比 (MVA/MW);

P_x —— 该电压等级全网或供电区的年网供最大负荷；

Z_s —— 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/T12325 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±7%。

DL/T 5729—2016

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/T14285 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/T32015 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/T5729—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~	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~	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。

8.410kV 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、18	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、184	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。

410kV 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8.5.110kV 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

DL/T 5729—2016

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》GB50217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

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。
如要下载或阅读全文，请访问：

<https://d.book118.com/927025021136006143>