

# 目 次

1	总则.....	1
2	术语.....	2
3	基本规定.....	5
4	供电区域与规划编制基础.....	7
4.1	供电区域划分.....	7
4.2	规划年限及编制要求.....	7
4.3	规划目标.....	8
4.4	基本参考标准.....	8
5	负荷预测与电力平衡.....	10
5.1	一般要求.....	10
5.2	负荷预测方法.....	10
5.3	电力平衡.....	11
6	主要技术原则.....	12
6.1	电压等级.....	12
6.2	供电安全准则.....	12
6.3	供电能力.....	14
6.4	短路电流水平.....	14
6.5	无功补偿和电压调整.....	15
6.6	电压质量及其监测.....	16
6.7	中性点接地方式.....	16
7	电网结构.....	18
7.1	一般要求.....	18
7.2	高压配电网.....	19
7.3	中压配电网.....	19
7.4	低压配电网.....	20
8	设备选型.....	21
8.1	一般要求.....	21
8.2	110~35kV 变电站.....	21
8.3	110~35kV 线路.....	23
8.4	10kV 线路.....	23
8.5	配电设备.....	24

8.6	220/380V 线路	25
9	配电网二次系统	26
9.1	一般要求	26
9.2	继电保护及安全自动装置	26
9.3	配电网智能化	26
9.4	配电通信网	28
10	用户及电源接入要求	29
10.1	用户接入	29
10.2	电源接入	30
10.3	电动汽车充换电设施接入	30
10.4	新型储能系统接入	31
11	规划计算分析要求	32
11.1	一般要求	32
11.2	潮流计算分析	32
11.3	短路电流计算分析	32
11.4	供电安全水平分析	32
11.5	可靠性计算分析	33
11.6	无功规划计算分析	33
12	技术经济分析	34
附录 A	110~35kV 电网结构示意图	35
附录 B	110~35kV 变电站电气主接线示意图	38
附录 C	10kV 电网结构示意图	41
附录 D	220/380V 电网结构示意图	43
	本标准用词说明	44

# 1 总 则

1.0.1 为规范配电网规划设计与建设，有效指导配电网建设和运营企业开展配电网规划设计工作，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于我国110 kV及以下各电压等级配电网规划设计的有关工作。

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、配电网二次系统、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，110~35 kV 电网为高压配电网，10（20、6）kV 电网为中压配电网，220/380 V 电网为低压配电网。

### 2.0.2 最大负荷 annual maximum load

统计期间内规定的各采集间隔点所对应负荷中的最大值。

### 2.0.3 规划计算负荷 planning calculation load

在最大负荷基础上，结合负荷特性、设备过载能力以及需求响应等因素综合确定的配电网规划时所采用的负荷。

### 2.0.4 网供负荷 load by public network

同一规划区域（省、市、县、供电网格、供电单元等）、同一电压等级公用变压器同一时刻所供负荷之和。

### 2.0.5 饱和负荷 saturated load

规划区域在经济社会水平发展到成熟阶段的最大用电负荷。当某一区域连续 5 年的年最大负荷增速小于 2%，或年电量增速小于 1%，且其电力需求与该区域国土空间规划中的电力需求预测基本一致，可将该区域在该发展阶段的最大用电负荷视为饱和负荷。

### 2.0.6 供电区域 power supply area

供电区域指由饱和负荷密度、行政级别、经济发展水平和规划目标等相近的片区组成的区域，面积不宜小于 5km<sup>2</sup>。供电区域划分是开展配电网差异化规划的重要基础，主要用于确定区域内配电网规划建设标准。

### 2.0.7 供电网格 power supply mesh

在供电区域范围内，与国土空间规划相衔接，具有一定数量高压配电网供电电源、中压配电网供电范围明确的独立区域。

### 2.0.8 供电单元 power supply unit

在供电网格划分基础上，结合城市用地功能定位，综合考虑用地属性、负荷密度、供电特性等因素划分的若干相对独立单元。

### 2.0.9 容载比 capacity-load ratio

某一规划区域、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 35 kV 及以上电网的容量裕度，是配电网规划的宏观指标。

### 2.0.10 中压主干线 MV trunk line

指变电站的中压出线，并承担主要电力传输的线段。具备联络功能的线路段是主干线的一部分。

#### 2.0.11 供电可靠性 reliability of power supply

配电网向用户持续供电的能力。

#### 2.0.12 N-1 停运 first circuit outage

- a) 高压配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。

#### 2.0.13 N-1-1 停运 second circuit outage

高压配电网中一台变压器或一条线路计划停运情况下，同级电网中相关联的另一台变压器或一条线路因故障退出运行。

#### 2.0.14 供电安全水平 security of power supply

配电网在运行中承受故障扰动（如失去元件或发生短路故障）的能力，其评价指标是某种停运条件下（通常指 N-1 或 N-1-1 停运后）的供电恢复容量和供电恢复时间。

#### 2.0.15 转供能力 transfer capability

某一供电区域内，当电网元件或设施发生停运时电网转移负荷的能力，一般可量化为可转移负荷占区域总负荷的比例。

#### 2.0.16 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。

#### 2.0.17 双回路 double circuit

为同一用户负荷供电的两回供电线路。

#### 2.0.18 双电源 double power

双电源是双回路的一种形式，要求为同一用户负荷供电的两回供电线路应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。

#### 2.0.19 多电源 multiple power supply

为同一用户负荷供电的两回以上供电线路，其中至少有两回供电线路分别来自两个不同变电站。

#### 2.0.20 分布式电源 distributed resources

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

#### 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。

#### 2.0.22 新型储能系统 new energy storage system

除抽水蓄能外可实现电能循环存储、释放的系统。

### 3 基本规定

3.0.1 配电网是电力系统的重要组成部分，为安全、可靠、经济地向用户供电，配电网应具有科学的网架结构、合理的装备水平、必备的容量裕度、适当的负荷转供能力，合理运用数字化、自动化、智能化技术，提高供电保障能力、应急处置能力、资源配置能力和新能源接纳能力，促进能源利用效率提升和降低社会用能成本。

3.0.2 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四个紧密关联的部分。应将配电网作为一个整体系统进行统筹规划，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。

3.0.3 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。

3.0.4 配电网规划应以效益效率为导向，在保障供电安全和供电质量的前提下，分析技术性指标与经济性指标的关系，优先挖掘存量资产潜力，科学制定规划方案，提升电网发展质量。

3.0.5 配电网规划应遵循资产全寿命周期成本最优原则，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全寿命周期成本，通过多方案比选实现电网资产在规划设计、建设改造、运维检修等全过程的整体成本最优。

3.0.6 配电网规划应遵循差异化规划原则，根据不同地区的经济社会发展水平、用户性质、环境条件、资源禀赋等情况，差异化制定规划目标、技术原则和建设标准，合理满足区域发展和各类用户的用电需求，并适应多元主体灵活接入。

3.0.7 配电网规划可逐步推行网格化规划方法，结合国土空间规划、供电范围、负荷特性、用户需求等要素，合理划分供电网格和供电单元，开展精细化负荷预测，统筹变电站出线间隔和廊道资源，科学制定目标网架及过渡方案，实现现状电网到目标网架平稳过渡。

3.0.8 配电网规划应面向数字化和智能化发展方向，规范智能终端部署和配电通信网建设，逐步推广应用先进信息通信技术、控制技术，推动电力系统和信息系统融合发展，提升配电网互联互通能力和智能互动能力。

3.0.9 配电网规划应充分考虑分布式电源、充换电设施、新型储能等灵活性资源接入需求，可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，支撑新能源开发利用和多元化负荷“即插即用”，促进“源网荷储”协调互动，满足新型电力系统发展要求。

3.0.10 配电网规划应加强计算分析，采用适用的评估方法和辅助决策手段开展技术经济分

析，适应配电网要素和形态变化，促进精益化管理水平的提升，提高配电网投资效益。

3.0.11 配电网规划应与政府规划相衔接，统筹开展电力设施空间布局规划，并将规划成果纳入地方国土空间规划，推动变电站、开关站、环网室（箱）、配电室站点、线路走廊用地和电缆通道合理预留。



## 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饱和负荷密度，也可参考行政级别、经济发达程度、城市功能定位、用户重要性、用电水平、GDP 等因素确定。

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
饱和负荷密度 (MW/km <sup>2</sup> )	$\sigma \geq 30$	$15 \leq \sigma < 30$	$6 \leq \sigma < 15$	$1 \leq \sigma < 6$	$0.1 \leq \sigma < 1$	$\sigma < 0.1$
主要分布地区	直辖市市中心城区，或省会城市、计划单列市核心区	地市级及以上城区	县级及以上城区	城镇区域	乡村地区	农牧区

注：1  $\sigma$  为供电区域的负荷密度 (MW/km<sup>2</sup>)。

2 供电区域面积不宜小于 5 km<sup>2</sup>。

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和相应面积，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。主要分布地区一栏作为参考，实际划分时应综合考虑其他因素。

5 供电区域划分标准可结合区域特点适当调整。

4.1.3 配电网网格化规划应逐级细化，建立涵盖供电网格、供电单元的网格层级模型，明确划分原则和标准。

4.1.4 供电网格 (单元) 划分应相对稳定、不重不漏，具有一定的近远期适应性，划分结果宜与相关业务系统协调。

### 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，阶段性落实中远期规划目标，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 5 年内的投资规模。

4.2.3 中期规划应与近远期规划相衔接，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、电力设施布局及数字化智能化发展的需求。

4.2.5 配电网中期规划宜每 5 年编制一次。应在出现下列情况之一时进行相应修编：

- 1 国家出台新的相关战略和政策；
- 2 当地城市总体规划进行调整或修改后；
- 3 上级电网规划进行调整或修改后；
- 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；
- 6 配电网规划评估结论认为需要修编时。

### 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 各类供电区域的饱和期规划目标

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 5 分钟 (≥99.999%)	≥99.99%
A	用户年平均停电时间不高于 52 分钟 (≥99.990%)	≥99.97%
B	用户年平均停电时间不高于 3 小时 (≥99.965%)	≥99.95%
C	用户年平均停电时间不高于 12 小时 (≥99.863%)	≥98.79%
D	用户年平均停电时间不高于 24 小时 (≥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）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	
	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	110~35kV 线路型式	10kV 线路型式	110~35kV 电网	10kV 电网
A+	土建一次建成	户内或半户内站	大容量或中容量	廊道一次到位	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
A						架空线，必要时电缆	架空线，必要时电缆		
B						架空线	架空线，必要时电缆		
C	电气设备可分期建设	半户内或户外站	中容量或小容量	导线截面一次选定	以允许压降作为依据	架空线	架空线，必要时电缆	链式、环网	
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、环网、链式	环网、辐射
E					以允许压降为主，用机械强度校核	架空线	架空线	辐射	辐射

## 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，充换电设施、新型储能、需求响应等灵活性资源发展预测。

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 应根据历史年可再生能源资源（光照、风速等）数据，确定本地分布式风电和光伏发电的出力特性曲线，并以此作为规划的依据。

5.1.4 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、电量数据、用户报装需求和电能替代需求等。配电网规划应积累和采用规范的负荷、分布式电源的电力及电量历史系列数据，作为预测依据。

5.1.5 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，深入分析充换电设施、新型储能、需求响应等灵活性资源发展对预测结果的影响。

5.1.6 负荷预测应给出电力和电量的总量及分布（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。负荷预测给出高、中、低负荷预测方案，并提出推荐方案。

5.1.7 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。

5.1.8 应通过多种渠道做好负荷需求数据、分布式电源发展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分区土地利用的特征和发展规律，预测相应电力用户和负荷的地理位置、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“自上而下”、“自下而上”两种方式合理选用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 分电压等级网供负荷预测可根据同一电压等级公用变压器的总负荷、直供用户负荷、自发自用负荷、变电站直降负荷、分布式电源接入容量等因素综合计算得到。

### 5.3 电力平衡

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、充换电设施、新型储能等灵活性资源的影响。

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 水电占比较高时，电力平衡应根据水电和火电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，电力平衡应考虑电网不同运行方式，并同时开展电量平衡计算。

## 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/T 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：

- 1 110/10/0.38 kV
- 2 66/10/0.38 kV
- 3 35/10/0.38 kV
- 4 20/0.38 kV
- 5 110/35/10/0.38 kV
- 6 110/35/0.38 kV

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 类供电区域中负荷分散程度高的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。

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	N-1 停运后恢复供电要求
A+类	应满足 N-1	15 分钟内恢复供电
A 类	应满足 N-1	15 分钟内恢复供电
B 类	应满足 N-1	15 分钟内恢复负荷 $\geq\min$ （正常方式下供电负荷-12 MW，2/3 正常方式下供电负荷），其余负荷在 3 小时内恢复
C 类	应满足 N-1	15 分钟内恢复负荷 $\geq\min$ （正常方式下供电负荷-12 MW，2/3 正常方式下供电负荷），其余负荷在 3 小时内恢复
D 类	宜满足 N-1	不做强制要求
E 类	不做强制要求	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，其它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。

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。

3 110 kV 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	N-1 停运后恢复供电要求
A+类	应满足 N-1	(1) 非故障段在 5 分钟内恢复供电 (2) 故障段所供负荷 ≤ 2MW，在故障修复后恢复供电
A 类	应满足 N-1	(1) 非故障段在 15 分钟内恢复供电 (2) 故障段所供负荷 ≤ 2MW，在故障修复后恢复供电
B 类	应满足 N-1	(1) 非故障段在 3 小时内恢复供电 (2) 故障段所供负荷 ≤ 2MW，在故障修复后恢复供电
C 类	宜满足 N-1	(1) 非故障段在 3 小时内恢复供电 (2) 故障段所供负荷 ≤ 2MW，在故障修复后恢复供电
D 类	可满足 N-1	不做强制要求
E 类	不做强制要求	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，且不宜通过交流形式与其它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 供电能力

6.3.1 容载比是 110~35 kV 电网规划中衡量供电能力的重要宏观性指标，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。

6.3.2 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）；

$P_{max}$ ——规划区域该电压等级的年网供最大负荷；

$\sum S_{ei}$ ——规划区域该电压等级公用变电站主变容量之和。

6.3.3 容载比计算应以行政区县作为最小统计分析范围，省市级 110~35 kV 电网容载比可通过下级容载比加权计算，权重可采用变电容量、最大负荷或者电量等指标计算。

6.3.4 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 1.5~2.0 范围之内，不同发展阶段的电网容载比选择范围如表 6.3.4 所示。

表 6.3.4 行政区县 110~35kV 电网容载比选择范围

负荷增长情况	饱和期	较慢增长	中等增长	较快增长
年负荷平均增长率 $K_p$	$K_p \leq 2\%$	$2\% < K_p \leq 4\%$	$4\% < K_p \leq 7\%$	$K_p > 7\%$
110~35kV 电网容载比 (建议值)	1.5~1.7	1.6~1.8	1.7~1.9	1.8~2.0

6.3.5 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	16、20	16、20

6.4.2 对于变电站站址资源紧张、主变容量较大的变电站，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容量、采用主变并列运行等方式，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。

6.5.2 110~35 kV 电网应根据网络结构、电缆所占比例、主变负载率、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。

6.5.3 110~35 kV 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、分布式电源接入容量等进行配置。

6.5.5 在供电距离远、功率因数低的 10 kV 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：

- 1 110~35 kV 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 kV 及以下三相供电电压允许偏差为标称电压的±7%。
- 3 220 V 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。110 kV 系统宜采用直接接地方式，66 kV 系统宜采用经消弧线圈接地方式，35 kV、10 kV 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 消弧线圈改低电阻接地方式应符合以下要求：

- 1 馈线设零序保护，保护方式及定值选择应与低电阻阻值相配合；
- 2 低电阻接地方式改造，应同步实施用户侧和系统侧改造，用户侧零序保护和接地宜同步改造；
- 3 10 kV 配电变压器保护接地应与工作接地分开，间距经计算确定，防止变压器内部单相接地后低压中性线出现过高电压；
- 4 根据电容电流数值并结合区域规划成片改造。

6.7.4 配电网中性点低电阻接地改造时，应对接地电阻大小、接地变压器容量、接地点电容电流大小、接触电位差、跨步电压等关键因素进行相关计算分析。

6.7.5 220/380 V 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。

## 7 电网结构

### 7.1 一般要求

7.1.1 合理的电网结构是满足电网安全可靠、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之间，以及与上级输电网（220 kV 或 330 kV 电网）之间，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。

7.1.2 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（包括直接配出 10 kV 线路的 220 kV 变电站）应有相对独立的供电范围，供电范围不交叉、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。变电站间通过中压配电网转移负荷的比例，A+、A 类供电区域宜控制在 50%~70%，B、C 类供电区域宜控制在 30%~50%。

2 变电站（包括直接配出 10 kV 线路的 220 kV 变电站）的 10 kV 出线所供负荷宜均衡，应有合理的分段和联络；故障或检修时，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 高可靠的配电网结构应具备网络重构的条件，便于实现故障自动隔离。

7.1.3 D、E 类供电区域的配电网以满足基本用电需求为主，可采用辐射结构。

7.1.4 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，在规划时需合理配置，以保证运行的灵活性。各电压等级配电网的主要结构如下：

1 高压配电网结构应适当简化，主要有链式、环网和辐射结构；变电站接入方式主要有 T 接和  $\pi$  接等。

2 中压配电网结构应适度加强、范围清晰，中压线路之间联络应尽量在同一供电网格（单元）之内，避免过多接线组混杂交织，主要有双环式、单环式、n 供一备（ $2 \leq n \leq 4$ ）、多分段适度联络、多分段单联络、多分段单辐射结构。

3 低压配电网实行分区供电，结构应尽量简单，一般采用辐射结构。

7.1.5 在电网建设的初期及过渡期，可根据供电安全准则要求和实际情况，适当简化目标网架作为过渡电网结构。

7.1.6 变电站电气主接线应根据变电站功能定位、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、检修方便、节约投资和便于扩建等要求。

## 7.2 高压配电网

7.2.1 各类供电区域高压配电网目标电网结构可参考表 7.2.1 确定，示意图参见附录 A。

表 7.2.1 高压配电网目标电网结构推荐表

供电区域类型	目标电网结构
A+、A	双辐射、多辐射、双链、三链
B	双辐射、多辐射、双环网、单链、双链、三链
C	双辐射、单环网、双环网、单链、双链
D	双辐射、单环网、单链
E	单辐射、单环网、单链

7.2.2 A+、A、B 类供电区域宜采用双侧电源供电结构，不具备双侧电源时，应当适当提高中压配电网的转供能力；在中压配电网转供能力较强时，高压配电网可采用双辐射、多辐射等简化结构。B 类供电区域双环网结构仅在上级电源点不足时采用。

7.2.3 D、E 类供电区域采用单链、单环网结构时，若接入变电站数量超过 2 个，可采取局部加强措施。

7.2.4 110~35 kV 变电站高压侧电气主接线应尽量简化，主要采用单母线（分段）、桥式、线变组、环入环出接线等，示意图参见附录 B。考虑规划发展需求并经过经济技术比较，也可采用其他形式。

7.2.5 110 kV 和 220 kV 变电站的 35 kV 侧电气主接线主要采用单母线分段接线。

7.2.6 110~35 kV 变电站 10 kV 侧电气主接线一般采用单母线分段接线或单母线分段环形接线。220 kV 变电站直接配出 10 kV 线路时，其 10 kV 侧电气主接线参照执行。

## 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参考表 7.3.1 确定，示意图参见附录 C。

表 7.3.1 中压配电网目标电网结构推荐表

线路型式	供电区域类型	目标电网结构
电缆网	A+、A、B	双环式、单环式、n 供一备 ( $2 \leq n \leq 4$ )
	C	单环式
架空网	A+、A、B、C	多分段适度联络、多分段单联络
	D	多分段单联络、多分段单辐射
	E	多分段单辐射

7.3.2 网格化规划区域的中压配电网应根据变电站位置、负荷分布情况，以供电网格为单位，开展目标网架设计，并制定逐年过渡方案。

7.3.3 中压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（一般分为 3 段，不宜超过 5 段），并装设分段开关，且不应装设在变电站出口首端出线电杆上。重要或较大分支

线路首端宜安装分支开关。宜减少同杆（塔）共架线路数量，便于开展不停电作业。

7.3.4 中压架空线路联络点的数量根据周边电源情况和线路负载大小确定，一般不超过 3 个联络点。架空网具备条件时，宜在主干线路末端进行联络。

7.3.5 中压电缆线路可采用环网结构，环网室（箱）、用户设备可通过环进环出方式接入主干网。

7.3.6 中压开关站、环网室、配电室电气主接线宜采用单母线分段或独立单母线接线（不宜超过两个），环网箱宜采用单母线接线，箱式变电站、柱上变压器宜采用线变组接线。

#### 7.4 低压配电网

7.4.1 低压配电网以配电变压器或配电室的供电范围实行分区供电，一般采用辐射结构。

7.4.2 低压配电线路可与中压配电线路同杆（塔）共架。

7.4.3 低压支线接入方式可分为放射型和树干型，示意图参见附录 D。

## 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资产全寿命周期管理的理念，坚持安全可靠、坚固耐用、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、抗震性能好的通用性设备，相关设备应满足标准化设计要求，并通过入网检测。

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。配电网设备选型还应充分考虑分布式电源及新型负荷的接入需求。

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。变电站土建应一次建成，适应主变增容更换、扩建升压等需求；线路导线截面宜根据规划的饱和负荷、目标网架一次选定；线路廊道（包括架空线路走廊和杆塔、电缆线路的敷设通道）宜根据规划的回路数一步到位，避免大拆大建。

8.1.4 配电网设备选型应实现标准化、序列化。在同一市（县）规划区域中，变压器（高压主变、中压配变）的容量和规格，以及线路（架空线、电缆）的导线截面和规格，应根据电网结构、负荷发展水平与全寿命周期成本综合确定，并构成合理序列，同类设备物资一般不超过三种。

8.1.5 配电线路应优先选用架空方式，对于城市核心区及地方政府规划明确要求并给予政策支持的区域可采用电缆方式。电缆的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，主要包括综合管廊、隧道、排管、沟槽、直埋等敷设方式。

8.1.6 配电设备设施宜预留适当接口，便于不停电作业设备快速接入；对于森林草原防火有特殊要求的区域，配电线路宜采取防火隔离带、防火通道与电力线路走廊相结合的模式。

8.1.7 配电网设备选型和配置应考虑智能化发展需求，提升状态感知能力、信息处理水平和应用灵活程度。

### 8.2 110~35 kV 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和数量。为保证充裕的供电能力，除预留远期规划站址外，还可采取预留主变容量（增容更换）、预留建设规模（增加变压器台数）、预留

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/465240132042011140>