

ICS 29.240.30
CCS K 51

DL

中华人民共和国电力行业标准

P **DL/T 5729—2023**

配电网规划设计技术导则

The guide for planning and design of distribution network

2023-12-28 发布

2024-06-28 实施

国家能源局 发布

国家能源局 公 告

2023 年 第 8 号

根据《中华人民共和国标准化法》《能源标准化管理办法》，国家能源局批准《新能源场站智能化建设基本技术规范》等281项能源行业标准（附件1）、《Specification for Preparation of Special Geological Report on Impoundment-Affected Area for Hydropower Projects》等33项能源行业标准外文版（附件2）、《水电工程放射性探测技术规程》等3项能源行业标准修改通知单（附件3），现予以发布。

- 附件：1. 行业标准目录
2. 行业标准外文版目录（略）
3. 行业标准修改通知单（略）

国家能源局
2023年12月28日

附件 1:

行 业 标 准 目 录

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	出版机构	批准日期	实施日期
...							
264	DL/T 5729—2023	配电网规划设计技术导则	DL/T 5729—2016		中国电力出版社	2023-12-28	2024-06-28
...							

前 言

本标准是根据《国家能源局综合司关于下达 2021 年能源领域行业标准制修订计划及外文版翻译计划的通知》（国能综通科技〔2021〕92 号）的要求，由中国电力科学研究院有限公司和国家电网有限公司会同有关单位共同编制完成。

本标准在编制过程中，编制组经广泛调查研究，认真总结我国配电网规划设计实践经验，并广泛征求意见，最后经审查定稿。

本标准共分 12 章和 4 个附录。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、负荷预测与电力电量平衡、主要技术原则、电网结构、设备选型、配电网二次系统与智能化、用户及电源接入要求、规划计算分析要求和技术经济分析。

本标准代替《配电网规划设计技术导则》DL/T 5729—2016，与 DL/T 5729—2016 相比，修订的主要技术内容是：

- 增加了网格化规划方法，优化了供电区域划分标准；
- 优化了考虑分布式电源、新型储能及充换电设施等新要素接入的负荷预测方法；
- 增加了供电安全量化要求、消弧线圈改低电阻接地方式的技术要求，调整了容载比取值范围；
- 增加了高压配电网目标电网结构推荐表、低压支线接入方式技术要求，细化了电气主接线要求；
- 增加了电缆线路的适用范围、低压线路选型技术要求，删除了中低压线路供电半径建议值；
- 增加了分布式电源、充换电设施等接入后配电网二次系统的技术要求，细化了继电保护与安全自动装置；
- 增加了微电网、充换电设施、新型储能接入技术要求，细化了分布式电源并网技术要求。

本标准由中国电力企业联合会负责管理，由中国电力科学研究院有限公司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有限公司（地址：北京海淀区清河小营东路 15 号，邮编：100192），以供今后修订时参考。

本标准主编单位、参编单位、主要起草人员和主要审查人员：

主编单位：中国电力科学研究院有限公司

国家电网有限公司

参编单位：国网上海能源互联网研究院有限公司

国网经济技术研究院有限公司

中国南方电网有限责任公司

中国电力企业联合会

国网上海市电力公司

国网福建省电力有限公司

国网山东省电力公司

南方电网能源发展研究院有限责任公司

天津大学

广东电网有限责任公司

国网江苏省电力有限公司
深圳供电局有限公司
国网浙江省电力有限公司
国电华研（北京）电力咨询有限公司

主要起草人员：孟晓丽 张 翼 刘 伟 娄奇鹤 张 伟 陈 海 赵明欣 崔艳妍
刘艳茹 韩 柳 盛万兴 张甲雷 王云飞 侯义明 陈 旭 刘思革
郭 涛 仇 成 冯 腾 张林垚 梁 荣 刘 洪 罗 翔 叶琳浩
王登政 苏 剑 袁明瀚 李 涛 韦 涛 李亦农 吴桂联 赵 龙
徐正阳 史常凯 曹 毅 郭 玥 刘 军 王金丽 刘 敏 梁 昊
金广祥 申 展 孙 洲 王 哲 李 蕊 刘海涛 纪 爽 胡诗尧
惠 慧 刘苑红 尚龙龙 高 崇 刘翌煜 宋季冬 王昕萌 闫 涛
刘姝嫔 李鹏丽
主要审查人员：辛颂旭 袁智勇 宁 昕 罗俊平 孟庆天 郑春生 张建军 李洪涛
孙 勇 王海波 蔡 超 孟宇红 李立鹏 陈立新 刘一涵 马振宇
杨景刚 李怡然 兰 强 朱 凌 周 伟 汪进峰 黄湛华 应 斯
李更丰 吕广宪 杜红卫 雷小强 刘海波 魏贞祥 徐大可 周承军
刘维方 董力通

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 负荷预测与电力电量平衡..... 10

5.1 一般要求..... 10

5.2 负荷预测方法..... 10

5.3 电力电量平衡..... 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

8.2 110~35 kV 变电站..... 21

8.3 110~35 kV 线路..... 23

8.4 10 kV 线路..... 23

8.5 配电设备..... 24

8.6 220/380 V 线路..... 25

9 配电网二次系统与智能化..... 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.....	27
9.4 配电通信网.....	28
10 用户及电源接入要求.....	29
10.1 一般要求.....	29
10.2 用户接入.....	29
10.3 电源接入.....	30
10.4 电动汽车充换电设施接入.....	31
10.5 新型储能系统接入.....	31
11 规划计算分析要求.....	33
11.1 一般要求.....	33
11.2 潮流计算分析.....	33
11.3 短路电流计算分析.....	33
11.4 供电安全水平分析.....	33
11.5 可靠性计算分析.....	34
11.6 无功规划计算分析.....	34
12 技术经济分析.....	35
本标准用词说明.....	36
引用标准名录.....	37
附录 A 110~35 kV 电网结构示意图.....	38
附录 B 110~35 kV 变电站电气主接线示意图.....	41
附录 C 10 kV 电网结构示意图.....	43
附录 D 220/380 V 电网结构示意图.....	45
附：条文说明.....	46

Contents

1	General provisions	1
2	Terms.....	2
3	Basic Requirements	5
4	Power supply zones and planning establishment.....	7
4.1	Division of power supply zones.....	7
4.2	Planning period and requirements for planning establishment.....	7
4.3	Planning targets.....	8
4.4	Basic reference standards.....	8
5	Load forecast and electric power and energy balance	10
5.1	General requirements	10
5.2	Load forecasting methods	10
5.3	Electric power and energy balance	11
6	Major technical principles.....	12
6.1	Voltage levels	12
6.2	Power supply security criterion	12
6.3	Power supply capacity	14
6.4	Short-cut current level.....	14
6.5	Reactive power compensation and voltage adjustment	15
6.6	Voltage quality and its monitoring.....	16
6.7	Neutral point grounding mode.....	16
7	Network structure.....	18
7.1	General requirements	18
7.2	HV distribution network	19
7.3	MV distribution network.....	19
7.4	LV distribution network	20
8	Equipment selection.....	21
8.1	General requirements	21
8.2	110~35 kV substation.....	21
8.3	110~35 kV lines	23
8.4	10 kV lines	23
8.5	Distribution equipment	24
8.6	220/380 V lines	25

9	Distribution network secondary system and intelligence	26
9.1	General requirements	26
9.2	Relay protection and automatic safety device	26
9.3	Intelligent distribution network.....	27
9.4	Distribution telecommunication network	28
10	Access requirements for power users and generations	29
10.1	General requirements	29
10.2	Power user access	29
10.3	Generations access	30
10.4	Electric vehicle charging and changing facilities access	31
10.5	New energy storage system access	31
11	Calculation and analysis requirements for distribution network planning.....	32
11.1	General requirements	32
11.2	Power flow calculation analysis.....	32
11.3	Short-circuit current calculation and analysis	32
11.4	Security level analysis of electricity supply	32
11.5	Reliability calculation and analysis.....	33
11.6	Calculation and analysis for reactive power planning	33
12	Technical and economic analysis	34
	Words explanation.....	35
	Normative standard.....	36
	Appendix A typical 110~35 kV network structure.....	37
	Appendix B typical 110~35 kV substation main electrical connection	40
	Appendix C typical 10 kV network structure	42
	Appendix D typical 220/380 V network structure	44
	Additions: explanation of provisions	45

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及以下各电压等级公用交流配电网规划设计有关工作，用户配电网可参照执行。

1.0.3 本标准对供电区域与规划编制基础、负荷预测与电力电量平衡、主要技术原则、电网结构、设备选型、配电网二次系统与智能化、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 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 5 km²。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

1 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。

2 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 supply

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 generation

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 配电网规划应在保障供电安全和供电质量的前提下，统筹投入与产出、投资能力与需求，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，提升电网发展质量和效率效益。

3.0.5 配电网规划应遵循资产全生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生命周期成本，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、新型储能及充换电设施等新要素接入需求，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 配电网规划应与国民经济和社会发展规划、城乡规划等相衔接，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 ²)	$\sigma \geq 30$	$15 \leq \sigma < 30$	$6 \leq \sigma < 15$	$1 \leq \sigma < 6$	$0.1 \leq \sigma < 1$	$\sigma < 0.1$
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 σ 为供电区域的负荷密度 (MW/km²)。
- 2 供电区域面积不宜小于 5 km²。
- 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 当地国土空间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	110~35 kV 线路型式	10 kV 线路型式	110~35 kV 电网	10 kV 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、辐射为主	环网、多分段适度联络、N 供一备
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、辐射为主	多分段单联络、辐射
D		户外或半户内站				架空线	架空线	辐射、环网、链式为主	
E		户外或半户内站	小容量		以允许压降为主，用机械强度校核	架空线	架空线	辐射为主	辐射

5 负荷预测与电力电量平衡

5.1 一般要求

5.1.1 负荷预测是配电网规划设计的基础，应包括电力需求预测和电量需求预测，以及区域内各类电源、新型储能及充换电设施等新要素的发展预测。

5.1.2 负荷预测主要包括饱和负荷预测和近中期负荷预测，饱和负荷预测是构建目标网架的基础，近中期负荷预测主要用于制定过渡网架方案和指导项目安排。

5.1.3 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。

5.1.4 应根据风、光等可再生能源的资源禀赋等条件，评估分布式电源的可开发容量。结合政策、经济、技术发展水平等情况，合理预测分布式电源装机规模及其发展趋势。

5.1.5 负荷预测的基础数据包括经济社会发展规划和国土空间规划数据、自然气候数据、重大项目建设情况、上级电网规划对本规划区域的负荷预测结果、历史年负荷和电量数据、历史年可再生能源资源（光照、风速等）数据等。配电网规划应积累和采用规范的负荷、分布式电源出力及电量历史数据作为预测依据。

5.1.6 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、新型储能及充换电设施等新要素接入对预测结果的影响。

5.1.7 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末期预测结果。

5.1.8 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。

5.1.9 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 应结合国土空间规划，开展规划区域的空间负荷预测。通过分析、预测规划水平年规划区地块的土地利用特征和发展规律，预测规划区地块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 分电压等级网供负荷预测可根据全社会最大负荷、直供用户负荷、自发自用负荷、上级变电站直降负荷、下级电网接入电源的出力、厂用电和网损、同时系数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、新型储能及充电设施等新要素的影响，信息化基础好的地区，宜考虑电力平衡的时序特性。

5.3.2 分电压等级电力平衡应基于供电范围内的网供负荷预测结果，结合现有变电容量，区分本级设备功率的正送、反送情况和容载比（负载率）要求，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。风电和光伏发电比例较高时，电力平衡宜根据风电和光伏发电在不同季节的出力特性和构成比例，分季节进行平衡。

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/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
- 4 110/35/10/0.38 kV
- 5 110/35/0.38 kV

A+、A、B 类供电区域可采用 1、2、3 电压等级序列，C、D、E 类供电区域可采用 2、4 电压等级序列，偏远地区经技术经济分析论证后也可采用电压等级序列 5。

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 分钟内恢复供电的负荷不小于 $\min(P_1, P_2)$ ； 其余负荷在 3 小时内恢复
C 类	应满足 N-1	15 分钟内恢复供电的负荷不小于 $\min(P_1, P_2)$ ； 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（即在规定时间内恢复变电站所供下级负荷的供电），电压和频率均在允许的范围内。

2 $P_1 = \text{供电负荷} - 12\text{MW}$ ； $P_2 = \text{供电负荷} \times \frac{2}{3}$ 。

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) 故障段所供负荷不大于 2 MW，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) 故障段所供负荷不大于 2 MW，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) 故障段所供负荷不大于 2 MW，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) 故障段所供负荷不大于 2 MW，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”指中压主干线发生 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：

$$T = \frac{P - M}{P} \times 100\% \tag{6.2.4}$$

式中：T——线路最高负载率（%）；

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。

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。在工程中可按式计算：

$$R_s = \frac{\sum S_{ei}}{P_{max}} \quad (6.3.2)$$

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 110~35 kV 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	$K_p \leq 2\%$	$2\% < K_p \leq 4\%$	$4\% < K_p \leq 7\%$	$K_p > 7\%$
110~35 kV 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
110 kV	31.5、40	31.5、40	31.5

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
66 kV	31.5	31.5	31.5
35 kV	31.5	25、31.5	25、31.5
10 kV	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 的规定。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 10kV 及以下三相供电电压允许偏差为标称电压的 $\pm 7\%$ 。
- 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 宜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 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 π 接等。

2 中压配电网结构应适度加强、范围清晰，中压线路之间联络宜在同一供电网格（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（ $2 \leq N \leq 3$ ）、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，应结构简单、安全可靠，一般采用辐射结构。

4 对于分布式电源并网规模较大的区域，可适度加强配电网网架结构，以满足分布式电源充分消纳需求。

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宜简化，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（ $2 \leq N \leq 3$ ）
	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）、用户设备可通过环入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、电缆沟、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

站外扩建或升压条件等方式，包括所有预留措施后的主变压器最终规模不宜超过 4 台。对于负荷确定的供电区域，可适当采用小容量变压器。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）
110 kV	A+、A 类	3~4	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
66 kV	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
35 kV	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 上表中的主变低压侧为 10 kV。

2 A+、A、B 类区域中 31.5 MVA 变压器（35 kV）适用于电源来自 220 kV 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。在规划区域发展初期，应优先变电站布点，可采取小容量、少台数方式；快速发展期，应新建、扩建、改造、升压多措并举；饱和期，应优先启用预留规模、扩建或升压改造，必要时启用预留站址。

8.2.3 变电站的布置应因地制宜、紧凑合理，在保证供电设施安全经济运行、维护方便的前提下尽可能节约用地，并为变电站近区供配电设施预留一定位置与空间。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；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。

8.3 110~35 kV 线路

8.3.1 110~35 kV 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 240 mm²，35 kV 架空线路截面不宜小于 150 mm²；C、D、E 类供电区域 110 kV 架空线路截面不宜小于 150 mm²，66 kV、35 kV 架空线路截面不宜小于 120 mm²。

8.3.3 110~35 kV 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。

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

8.3.5 110~35 kV 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 10 kV 线路

8.4.1 中压配电网应有较强的适应性，主变容量与 10 kV 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 主变容量与 10 kV 出线间隔及线路导线截面配合推荐表

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

- 注：1 中压架空线路通常采用铝芯导线、铝合金导线或钢芯铝绞线，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或铝合金电缆。采用铝芯或铝合金电缆时，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。沿海或污秽严重地区可选用电缆线路。
- 3 35/10 kV 配电化变电站 10 kV 出线宜为 2~4 回。
- 4 对于专线用户较为集中的区域，可适当增加变电站 10 kV 出线间隔数。
- 5 10 kV 出线间隔数较多时应应对母线进行分段。

8.4.2 在树线矛盾隐患突出、人身触电风险较大的路段，10 kV 架空线路应采用绝缘线或加

装绝缘护套。

8.4.3 10 kV 线路供电距离应满足末端电压质量的要求。在缺少电源站点的地区，当 10 kV 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器。

8.5 配电设备

8.5.1 10 kV 柱上变压器的配置应符合下列规定：

- 1 柱上变压器应按“小容量、密布点、短半径”的原则配置，宜靠近负荷中心。
- 2 宜选用三相柱上变压器，其绕组联结组别宜选用 Dyn11，且三相均衡接入负荷。对于居民分散居住、单相负荷为主的农村地区可选用单相变压器。不同类型供电区域的 10 kV 柱上变压器容量可参考表 8.5.1 确定。
- 3 应选用符合能效指标要求的柱上变压器。
- 4 沿海及严重化工污秽区域可选用耐腐蚀材质外壳的柱上变压器。

表 8.5.1 10 kV 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 35 kV 配电化建设模式，35/0.38 kV 配电变压器单台容量不宜超过 630 kVA。

8.5.2 10 kV 配电室的配置应符合下列规定：

- 1 配电室一般配置双路电源，10 kV 侧一般采用环网开关，220/380 V 侧为单母线分段接线。变压器绕组联结组别应采用 Dyn11，单台容量不宜超过 800 kVA，宜三相均衡接入负荷。
- 2 配电室宜独立建设，不宜设置在建筑物负楼层，如确需建在负楼层时，需进行充分论证，且严禁设置于建筑负楼最底层。变压器宜选用干式（非独立式或者建筑物地下配电室应选用干式变压器），采取屏蔽、减振、降噪、防潮措施，并满足防火、防水和防小动物等要求。

8.5.3 10 kV 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，一般配置单台变压器。变压器绕组联结组别应采用 Dyn11，容量不宜超过 630 kVA。

8.5.4 柱上开关的配置应符合下列规定：

- 1 线路分段、联络开关可选择断路器。

- 2 开关的遮断容量应与上级 10 kV 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，宜采用两路电源进线、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）根据功能定位宜采用 4~6 路进出线，必要时可增减进出线。进线及环出线宜采用断路器，配出线根据电网情况及负荷性质可采用断路器或负荷开关-熔断器组合电器。

8.6 220/380 V 线路

8.6.1 220/380 V 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 220/380 V 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	≥70

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 低压架空线路宜选用绝缘导线。对环境与安全有特殊需求的地区可选用电缆线路。
- 8.6.3 220/380 V 电缆可采用排管、电缆沟、直埋等敷设方式。穿越道路时，应采用抗压力保护管。
- 8.6.4 220/380 V 线路应有明确的供电范围，供电距离应满足末端电压质量的要求。
- 8.6.5 一般区域 220/380 V 架空线路可采用耐候铝芯交联聚乙烯绝缘导线，沿海及严重化工污秽区域可采用耐候铜芯交联聚乙烯绝缘导线。

9 配电网二次系统与智能化

9.1 一般要求

9.1.1 配电网二次系统应与配电一次网架统筹规划、同步建设。对于新建电网，一次开关设备选型应考虑保护控制需求，配电线路建设应一并考虑通信资源需求；对于不适应智能化要求的已建成电网，应在一次网架规划中统筹考虑改造需求。

9.1.2 配电网二次系统规划应面向智能化发展方向，推进智能终端部署和配电通信网建设，加快推广应用先进信息网络技术、控制技术，推动电网一、二次系统融合发展，实现“源网荷储”协调互动，适应配电网新要素、新主体、新业态发展。

9.1.3 配电网信息化方面，应利用统一的信息交换标准格式，实现规划设计、调控运行、运维检修、营销服务等应用系统的信息交互，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。

9.1.4 配电网二次系统应遵循相关信息安全防护要求，满足国家发展和改革委员会令 2014 年第 14 号《电力监控系统安全防护规定》及现行国家标准《电力监控系统网络安全防护导则》GB/T 36572、《信息安全技术—网络安全等级保护基本要求》GB/T 22239 的要求，满足安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证要求。

9.1.5 在具备条件的地区，可逐步应用分布式新能源发电功率预测、源网荷储协同控制、区域自治等技术，提高分布式电源、电动汽车、新型储能、微电网、虚拟电厂、负荷聚合商等新要素与配电网的协调互动能力，满足各类新要素规模化接入需求，同时引导各类新要素积极参与电力市场，释放用户侧灵活调节能力。

9.2 继电保护及安全自动装置

9.2.1 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。

9.2.2 10 kV 配电线路宜采用阶段式电流保护，架空及电缆占比较低的架空电缆混合线路宜配置自动重合闸；低电阻接地系统中的线路应增设零序电流保护；中性点不接地/经消弧线圈接地的配电网，应具有单相接地故障检测功能；10 kV 线路阶段式电流保护宜设置级差配合。

9.2.3 分布式电源接入时，继电保护和安全自动装置应符合现行国家标准《分布式电源并网继电保护技术规范》GB/T 33982 的要求。

9.2.4 分布式电源的防孤岛保护、电压频率异常保护、高/低电压穿越策略等应与线路自动重合闸、变电站备自投之间的动作逻辑时序相互配合。

9.3 配电网智能化

9.3.1 配电网智能化业务系统主要包括地区级及以下电网调度控制系统、配电自动化系统、用电信息采集系统等。配电网各业务系统之间宜通过数据交互接口等方式，实现数据共享、业务协同。

9.3.2 110~35 kV 变电站的信息采集、控制由地区及以下电网调度控制系统的实时监控功能实现，并应遵循现行行业标准《地区电网调度自动化设计规程》DL/T 5002 的相关规定。

9.3.3 配电自动化系统应通过对配电网的监测和控制，支撑配电网调度运行、运维检修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。配电自动化规划设计应遵循现行行业标准《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。

9.3.4 应根据各地区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。当需要配网侧分布式电源、储能、微电网、可调节负荷、负荷聚合商、虚拟电厂等灵活性资源参与电网功率调节时，可在地区级调度控制系统或配电自动化系统配置分布式资源功率调控功能。

9.3.5 配电自动化终端宜按照监控对象分为站所终端（DTU）、馈线终端（FTU）、远传型故障指示器等，实现“三遥”、“二遥”等功能。配电自动化终端宜按照供电安全准则及故障处理模式合理配置，故障处理模式包含集中式馈线自动化、智能分布式馈线自动化、就地重合式馈线自动化、故障监测方式，各类供电区域配电自动化终端的配置方式及故障处理模式见表 9.3.5。

表 9.3.5 配电自动化终端配置方式

供电区域类型	终端配置方式	故障处理模式
A+	三遥为主	集中式或智能分布式馈线自动化
A	三遥为主	
B	二遥为主，联络开关和特别重要的分段开关配置三遥	集中式、智能分布式或就地重合式馈线自动化
C	二遥为主，特别重要的联络开关和特别重要的分段开关可配置三遥	故障监测方式或就地重合式馈线自动化
D	二遥为主	
E	二遥为主	故障监测方式

9.3.6 当分布式电源规模化接入导致配电自动化无法准确定位故障时，应优先通过完善配电自动化故障处理策略加以解决；若上述方式解决困难时，可在配电自动化终端增加故障电流方向判别功能。

9.3.7 在分布式电源、电动汽车充电桩密集接入的公用配变低压台区，可根据需求部署具备控制功能的智能终端，实现台区运行监测和分布式电源、电动汽车充电桩等的就地协同控制。

9.3.8 用电信息采集系统应遵循现行行业标准《电能信息采集与管理系统》DL/T 698 的相关规定，具备用电信息自动采集、计量异常监测、电能质量监测、用电分析和相关管理、相关信息发布、分布式能源监控、负荷管理、智能用电设备信息交互等功能。智能电表除计量功能外，还应具备停电信息主动上送功能，变流器型用户的智能电表宜同时具备电能质量监测功能。

9.4 配电通信网

9.4.1 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，根据业务开展需要明确通信网建设内容，包括通信通道建设、通信设备配置、建设时序与投资等，并保持适度超前。

9.4.2 配电网应统筹通信资源，充分满足配电自动化系统、用电信息采集系统、分布式电源、充换电设施及新型储能等源网荷储终端的通信需求。

9.4.3 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）。当中压配电通信网采用以太网无源光网络（EPON）、千兆无源光网络（GPON）或者工业以太网等技术组网时，应使用独立纤芯。

9.4.4 无线通信包括无线公网和无线专网方式。无线公网宜采用专线接入点（APN）/虚拟专用网络（VPN）、认证加密等接入方式；无线专网应采用国家无线电管理部门授权的无线频率进行组网，并采取双向鉴权认证、安全性激活等安全措施。

9.4.5 10 kV 电压等级并网的分布式电源可采用无线、光纤等通信方式；如公共连接点已具备光纤专网通信通道，或所在区域已覆盖无线专网时，优先采用光纤专网或无线专网方式。

10 用户及电源接入要求

10.1 一般要求

10.1.1 用户、电源、充换电设施及新型储能接入应符合国家相关政策、地方经济发展和区域电网规划，并结合当地电网条件进行技术经济比较，满足近期、远期发展需求。

10.1.2 用户、电源、充换电设施及新型储能接入电网后，电能质量、电压、频率、功率因数等指标应符合国家和行业标准，满足人身、设备、电网安全方面相关要求。

10.1.3 因用户、电源、充换电设施及新型储能接入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。

10.2 用户接入

10.2.1 用户的供电电压等级应根据当地电网条件、电力用户分级、最大用电负荷、用电设备容量或受电变压器总容量，经过技术经济比较后确定。供电电压等级可按表 10.2.1 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 10.2.1 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
220 V	10 kW 及以下单相设备	—
380 V	100 kW 及以下	50 kVA 及以下
10 kV	—	50 kVA~10 MVA
35 kV	—	5 MVA~40 MVA
66 kV	—	15 MVA~40 MVA
110 kV	—	20 MVA~100 MVA

注：1 小微企业用电设备容量 160 kW 及以下可接入低压电网，具体要求应按照国家能源主管部门和地方政府相关政策执行。

2 无 35 kV 电压等级的电网，10 kV 电压等级受电变压器总容量为 50 kVA 至 20 MVA。

10.2.2 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。

10.2.3 100 kVA 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。

10.2.4 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/T 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。特级重要电力用户应采用多电源供电；一级重要电力用户至少应采用双电源

供电；二级重要电力用户至少应采用双回路供电。双电源或多路电源供电的重要电力用户，不宜采用同杆架设或电缆同沟敷设供电。

10.2.5 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。

10.2.6 重要电力用户应预留便于应急电缆便捷快速引入的接口、路径及孔洞，适应应急发电机（车）或移动式配电变压器的快速接入。

10.3 电源接入

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

10.3.2 电源并网电压等级可根据电源总容量，参考表 10.3.2 进行初步选择，最终并网电压等级应根据电网条件，通过技术经济比较论证后确定。

表 10.3.2 电源并网电压等级参考表

电源总容量范围	并网电压等级
8 kW 及以下	220 V
8 kW～400 kW	380 V
400 kW～6 MW	10 kV
6 MW～20 MW	35 kV
20 MW～100 MW	66 kV、110 kV

注：对于没有 35 千伏电压等级的地区，6MW～20MW 容量的电源优先考虑以单点或多点接入 10 千伏电网，在分布式电源密集、反送电问题突出的地区，或具有技术经济优势的项目，亦可接入 110（66）千伏电压等级。

10.3.3 接入 110～35 kV 电网的常规电源，在满足电网安全运行及电能质量要求时，可采用专线或 T 接方式并网。

10.3.4 分布式电源接入应符合现行国家标准《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593 的相关规定。

10.3.5 分布式电源接入配电网应遵循就地接入、就近消纳的原则，应定期开展配电网承载力评估及可开放容量计算，承载力评估应按现行行业标准《分布式电源接入电网承载力评估导则》DL/T 2041 执行。

10.3.6 在分布式电源接入前，应以保障电网安全稳定运行和分布式电源消纳为前提，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校核，必要时进行动稳定校核。不满足运行要求时，应进行相应电网改造或重新规划分布式电源的接入。规模化开发地区应开展无功电压、电能质量专题研究。

10.3.7 微电网并网应符合现行国家标准《微电网接入电力系统技术规定》GB/T 33589、《微电网继电保护技术规定》GB/T 38953 的规定。

10.4 电动汽车充换电设施接入

10.4.1 充换电设施的供电电压等级，应根据充电设备及辅助设备总容量、受电变压器总容量，综合考虑需用系数、同时系数等因素，经过技术经济比较论证后确定，具体可参照表 10.2.1。

10.4.2 具有重大政治、经济、安全意义的充换电设施，或中断供电将对公共交通造成较大影响或影响重要单位正常工作的充换电站可作为二级重要用户，其他可作为一般用户。

10.4.3 充换电设施接入电网所需的线路走廊、地下通道、变/配电站址等应与国土空间规划和配电网发展规划相协调。

10.4.4 充换电设施建设应考虑到区域内配电网现有电力容量是否能够支撑新建的充换电设施容量，在满足用车需求的前提下可采取随机延时、排队延时合闸等技术措施保证有序充电，避免高峰负荷叠加，改善电网负荷特性，提高电网运行经济性、可靠性。

10.4.5 不同电压等级接入的充换电设施，并网方式可参照表 10.4.5 确定。

表 10.4.5 充换电设施并网方式参考表

充换电设施电压等级	并网方式
220 V	宜接入低压公用配电箱
380 V	宜通过专用线路接入低压配电室
10 kV	受电变压器容量 ≤ 4000 kVA，宜接入公用电网 10 kV 线路或接入环网柜、电缆分支箱、开关站等
	受电变压器容量 > 4000 kVA，宜专线接入
35 kV、110（66） kV	可接入变电站、开关站的相应母线，或 T 接至公用电网线路

10.4.6 充换电设施并网应符合现行国家标准《电动汽车充换电设施接入配电网技术规范》GB/T 36278 的相关规定。

10.5 新型储能系统接入

10.5.1 新型储能系统接入配电网的电压等级应综合考虑储能系统额定功率和当地电网条件确定，可参照现行国家标准《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547 的相关规定。

10.5.2 新型储能系统中性点接地方式应与所接入电网的接地方式相协调；新型储能系统接入配电网应合理选择接入点并进行短路容量校核，电能质量应满足相关标准要求。

10.5.3 新型储能系统并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显断开指示的并网断开装置。

10.5.4 新型储能系统接入配电网时，功率控制、频率适应性、故障穿越等方面技术要求可

参照现行国家标准《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547 的相关规定。

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、新型储能及充换电设施等新要素接入配电网时，如有必要应进行相关计算分析。

11.1.4 配电网规划应利用辅助决策手段开展现状分析、负荷预测、方案编制与计算、方案评价与优选、后评价等工作。具备条件的地区，可开展规划方案的智能生成和优选。

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。具备条件的地区可结合分布式电源、新型储能及充换电设施等新要素的接入开展时序分析。

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

11.2.3 10 kV 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。具备条件的地区，可开展时序分析。

11.3.3 110~10 kV 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 10 kV 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、110~35 kV 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 对具备条件的地区，供电安全水平分析应计及分布式电源、新型储能及充换电设施等新要素的影响。

11.4.4 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。

11.5.4 对具备条件的地区，供电可靠性计算时可考虑分布式电源、新型储能等的调节潜力。

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分组投切电容器等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规划目标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规划目标最优的方案。
- 2 在给定规划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、贷款利率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) 表示很严格，非这样做不可的用词：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2) 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“不得”；

3) 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”；

4) 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

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064

《电力工程电缆设计规范》GB 50217

《城市电力规划规范》GB/T 50293

《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/T 29328

《微电网接入电力系统技术规定》GB/T 33589

《分布式电源并网技术要求》GB/T 33593

《电动汽车充换电设施接入配电网技术规范》GB/T 36278

《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547

《微电网继电保护技术规定》GB/T 38953

《配电自动化规划设计导则》DL/T 5709

《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

《分布式电源接入电网承载力评估导则》DL/T 2041

附录 A 110~35 kV 电网结构示意图

A.0.1 辐射

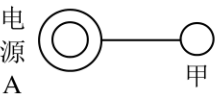


图 A.0.1-1 单辐射

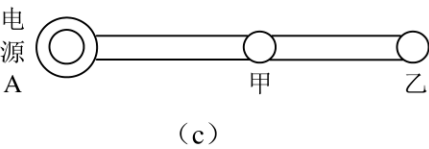


图 A.0.1-2 双辐射

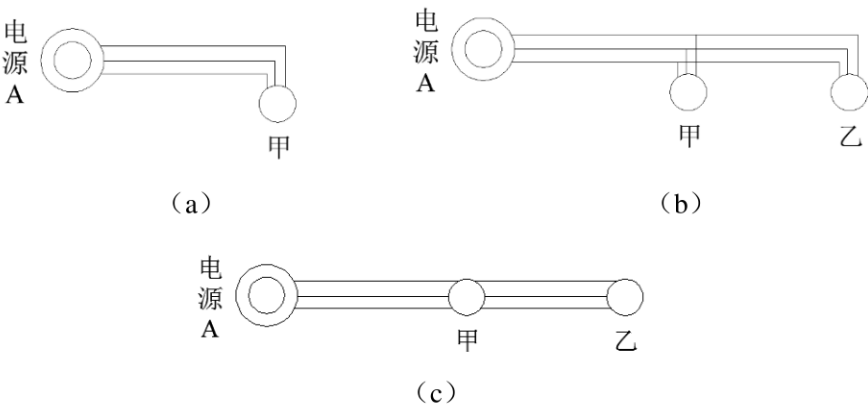


图 A.0.1-3 多辐射

A.0.2 环网（环型结构，开环运行）

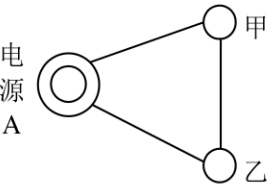


图 A.0.2-1 单环网

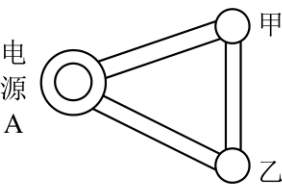


图 A.0.2-2 双环网

A.0.3 链式

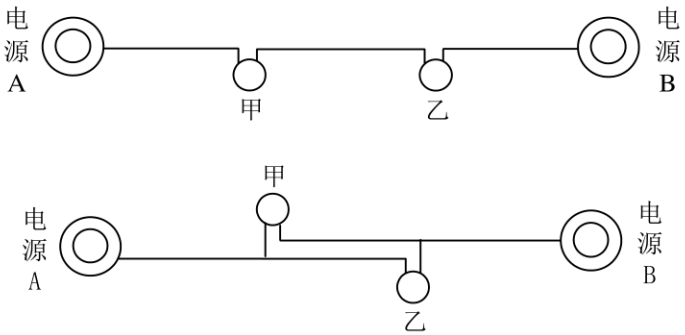
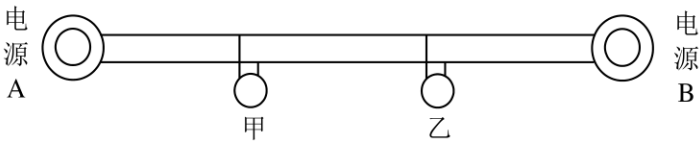
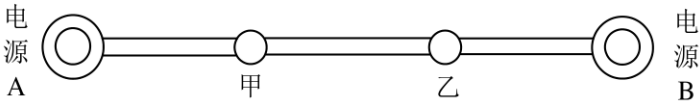


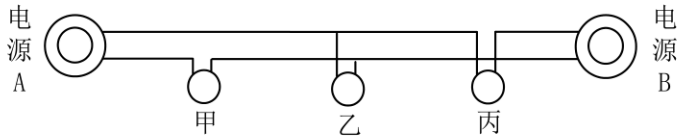
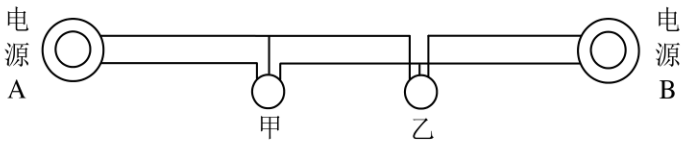
图 A.0.3-1 单链



(a) T 接

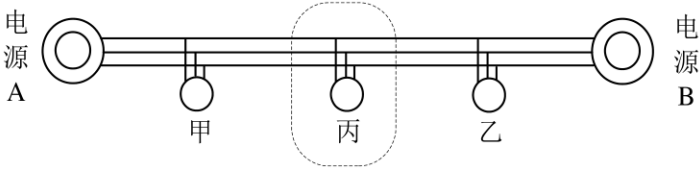


(b) π 接

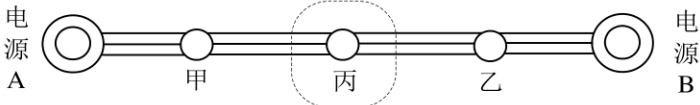


(c) T、 π 混合

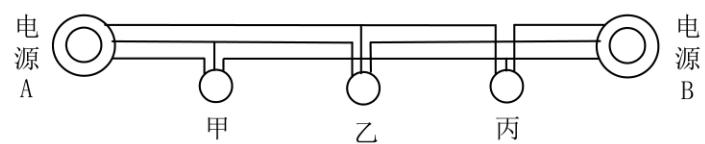
图 A.0.3-2 双链



(a) T 接



(b) π 接



(c) T、 π 混合

图 A.0.3-3 三链

附录 B 110~35kV 变电站电气主接线示意图

B.0.1 单母线

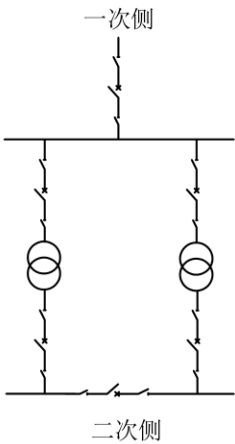


图 B.0.1 单母线

B.0.2 单母线分段

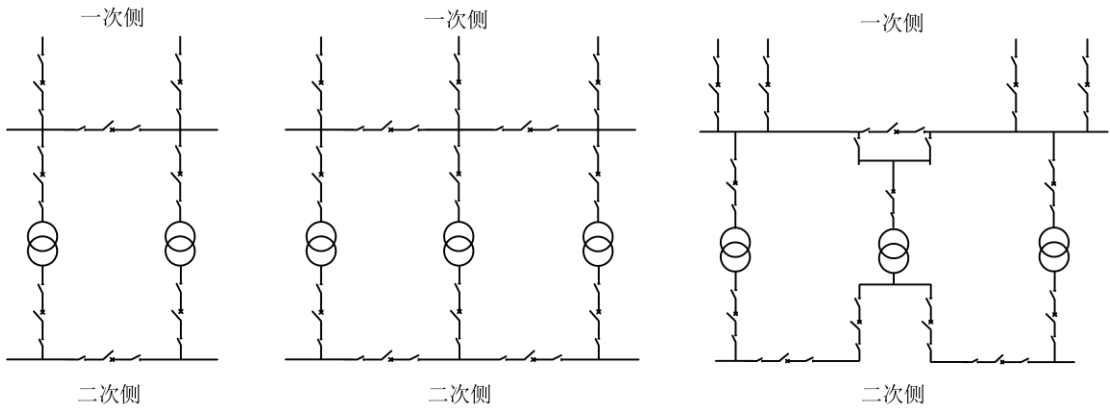


图 B.0.2 单母线分段

B.0.3 桥式

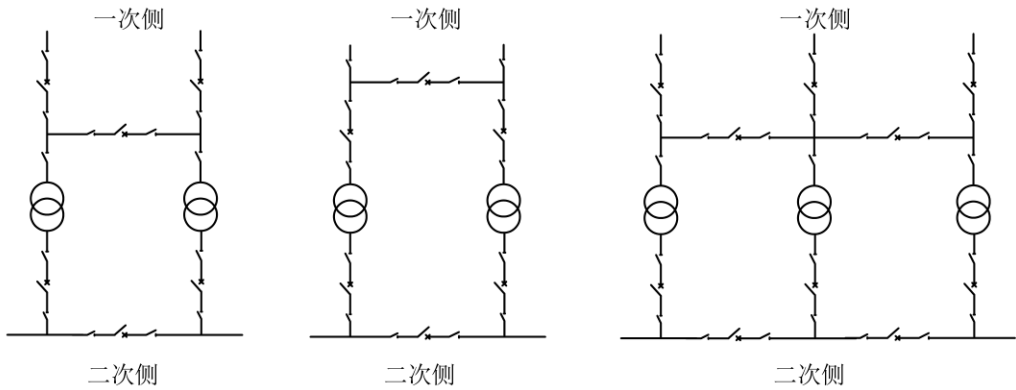


图 B.0.3 桥式（内桥、外桥、扩大内桥）

B.0.4 线变组

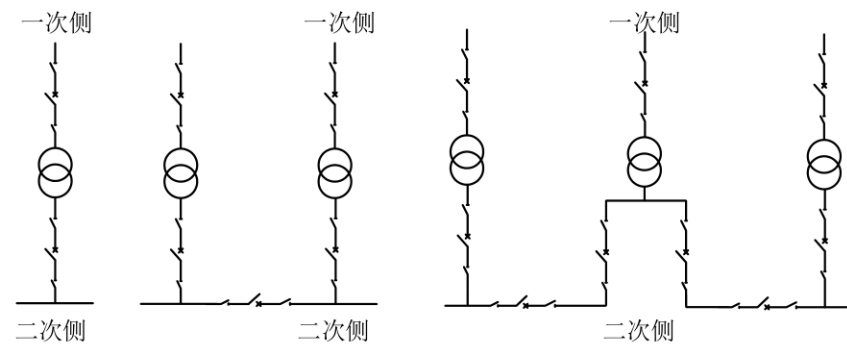


图 B.0.4 线变组

B.0.5 环入环出

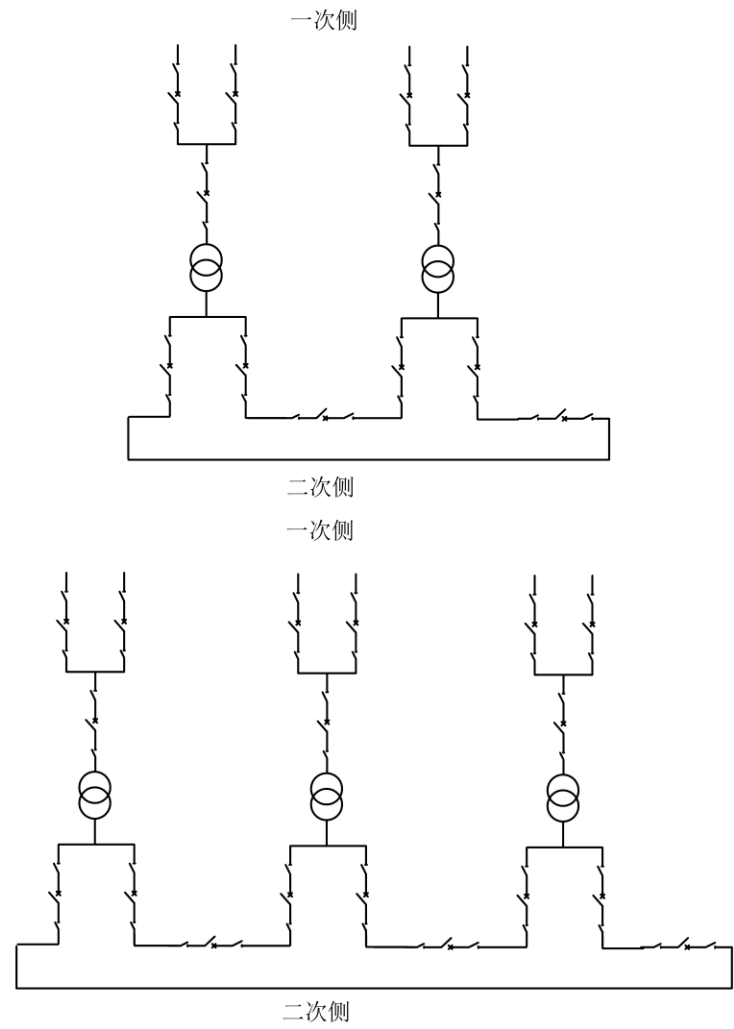


图 B.0.5 环入环出（仅适用于电缆 T 接方式）

附录 C 10kV 电网结构示意图

C.0.1 架空网

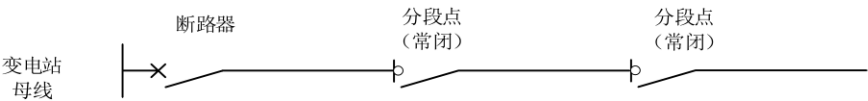


图 C.0.1-1 多分段单辐射



图 C.0.1-2 多分段单联络

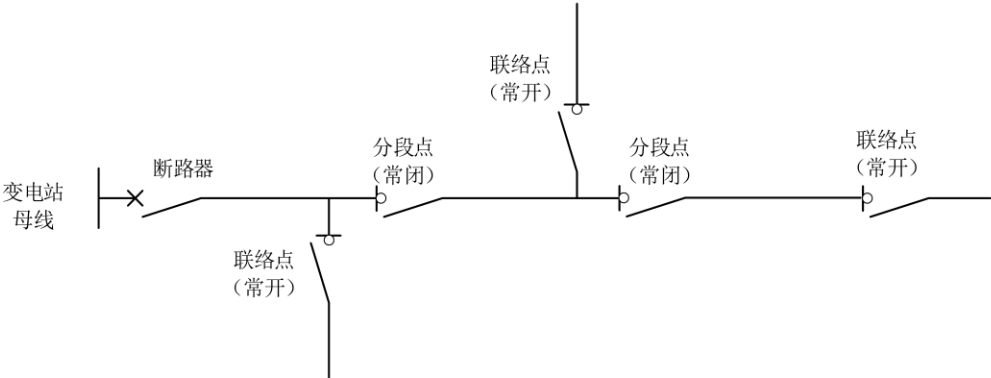


图 C.0.1-3 多分段适度联络

C.0.2 电缆网

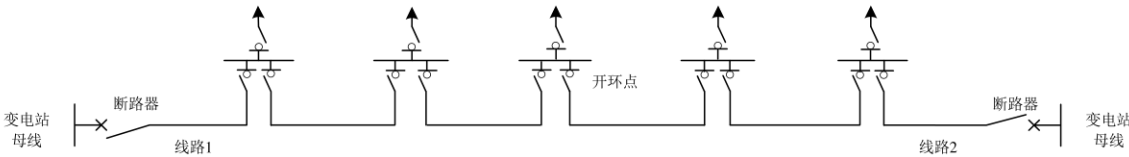


图 C.0.2-1 单环式

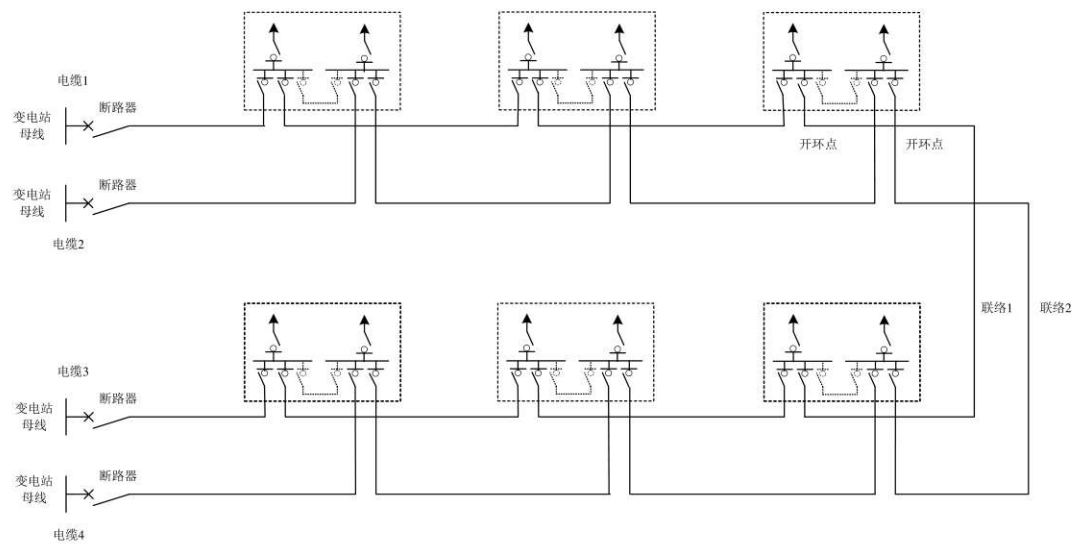


图 C.0.2-2 双环式

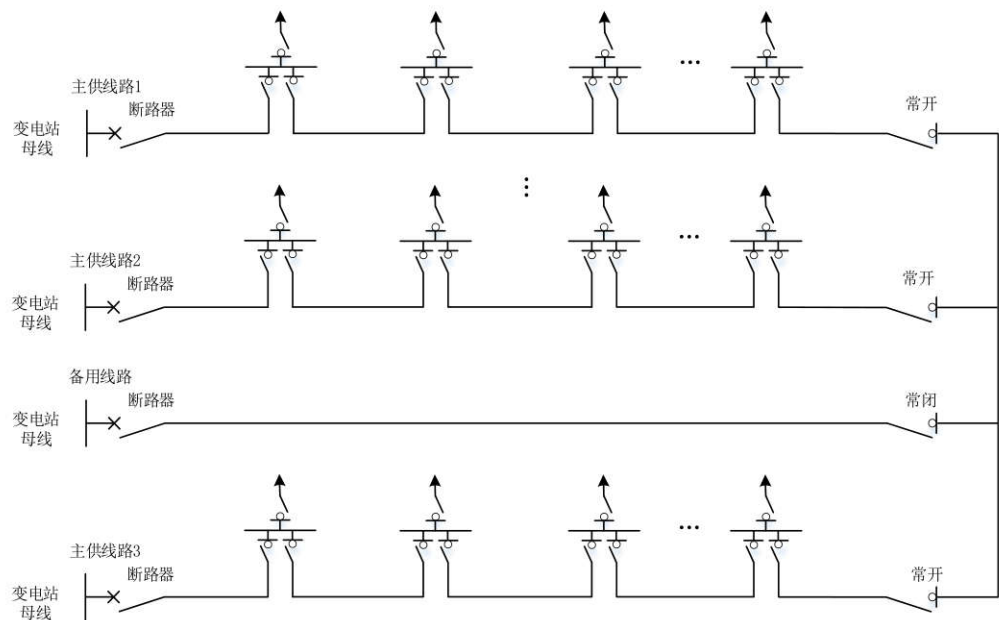


图 C.0.2-3 N 供一备 ($2 \leq N \leq 3$)

附录 D 220/380V 电网结构示意图

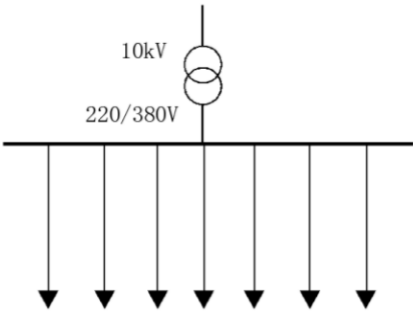


图 D-1 放射型

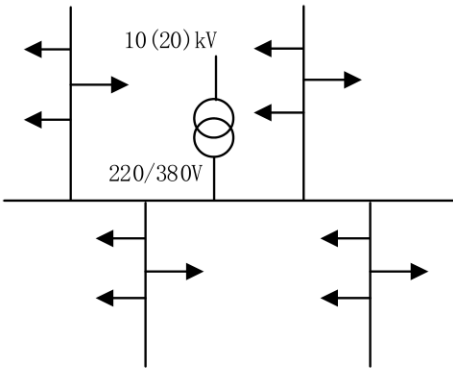


图 D-2 树干型

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 5729-2023

条 文 说 明

修 订 说 明

《配电网规划设计技术导则》（DL/T 5729-2023），经国家能源局 2023 年 12 月 28 日以第 8 号公告批准发布。

本标准制订过程中，编制组调研、总结了国内配电网建设和运营相关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。但本条款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..... 49

2 术语..... 50

3 基本规定..... 52

4 供电区域与规划编制基础..... 53

5 负荷预测与电力电量平衡..... 55

6 主要技术原则..... 57

7 电网结构..... 61

8 设备选型..... 63

9 配电网二次系统与智能化..... 66

10 用户及电源接入要求..... 69

11 规划计算分析要求..... 71

12 技术经济分析..... 72

1 总 则

1.0.2 本标准中的公用配电网指服务于公用事业的配电网,用户内部配电网的运行条件和运行要求往往与公用配电网差异较大,可参照执行。考虑到20 kV、6 kV与10 kV同属中压配电网,且20 kV、6 kV电压等级电网规模很小,其规划标准可参照10 kV电压等级的相关技术要求执行,正文条款中不再单独列出20 kV、6 kV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 描述统计期间内最大负荷的指标主要有最大负荷瞬间值、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，本标准将统计期间内最大负荷定义为“规定的各采集间隔点所对应负荷中的最大值”，采集间隔点可选用15 min、整点，或其他规定的间隔点。

2.0.3 配电网规划计算负荷需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综合确定。高压配电网的规划计算负荷的确定应考虑尖峰负荷持续时间，一般可按最大负荷的95%计算，根据尖峰负荷持续时间长短，适当调整最大负荷的百分比。中压配电网的规划计算负荷可采用瞬间值、15 min时刻点最大负荷、整点最大负荷、最大数日最大负荷的平均值等。在开展省、市、县、供电区域、供电网格、供电单元逐级规划时，配电网规划计算负荷应根据历史数据或理论计算，选取适当的同时率进行归集或分解。

2.0.5 本条款明确了饱和负荷的定义。一般依据国土空间规划，采用基于用地性质、人口规划规模等因素的负荷密度法、人均用电量法等方法进行预测。

2.0.6~2.0.8 提出了供电区域、供电网格和供电单元的定义，其内涵涵盖现状及规划情况。

2.0.10 对于有联络（含开关站站间联络）的线路，主干线首端为变电站的10 kV出线开关，末端为联络开关。主干线不含开关站的出线。

2.0.12~2.0.13 本标准中的N-1停运和N-1-1停运不同于现行国家标准《电力系统安全稳定导则》GB 38755中的N-1安全准则。N-1停运指单一元件退出电网运行的情况，N-1-1停运是指相关联的两个元件退出电网运行的情况，在本标准中主要用于供电安全水平分析。现行国家标准《电力系统安全稳定导则》GB 38755中的N-1安全准则是指单一元件退出电网运行，电网仍能维持稳定运行且不损失负荷的要求，一般用于220 kV及以上电网的安全稳定分析。N-1停运和N-1-1停运的含义如下：

1 N-1停运对于高压配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；对于中压配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）。中压配电网N-1停运的界定主要考虑10 kV线路一般按分段运行（10 kV架空线采用分段开关分段，10 kV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 N-1-1停运对于高压配电网是指一台变压器或一条线路计划停运情况下，同级电网中相关的另一台变压器或一条线路故障退出运行；对于10 kV配电网，一般不考虑N-1-1停运。计划停运一般不安排在负荷高峰时期。

2.0.15 转供能力反映了某一高压配电网主变压器或线路发生停运时，电网将其负荷转移至站内其他变压器、相邻高压配电网变电站供电的能力；或某一中压配电线路发生停运时，电网将其负荷转移至相邻中压线路供电的能力。转供能力一般量化为可转移的负荷占该区域总负荷的比例。高压配电网变电站间的转供能力原则按N-1或N-1-1方式考虑，一般不考虑2台及以上主变压器同时停运（变电站全停），一般不考虑中压配电变压器间的低压转移。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因素。

2.0.16 在中压配电网中，网络重构为实现隔离故障、恢复非故障区段、消除过载、平衡负荷、降低网损、提高电压质量的目的，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。

2.0.17~2.0.19 依据现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/T 29328，明确了双回路、双电源和多电源的定义。

2.0.20 分布式电源一般以同步发电机、异步发电机、变流器等形式接入电网。具体包括太阳能、天然气、生物质能、风能、水能、氢能、地热能、海洋能、资源综合利用发电（含煤矿瓦斯发电）等类型。

2.0.21 依据现行国家标准《微电网接入电力系统技术规定》GB/T 33589，明确了微电网的定义。

2.0.22 根据国家能源局《新型储能项目管理规范》（国能发科技规〔2021〕47号文）、现行国家标准《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547给出新型储能系统的定义。

3 基本规定

3.0.1 本条款明确了配电网的重要地位、主要作用、核心目标及对配电网的总体要求。

3.0.2 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。

3.0.3 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。

3.0.4 本条款明确了当前配电网规划的基本理念，以推动电网高质量发展。

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，计算模型如下：

$$LCC=CI+CO+CM+CF+CD \quad (1)$$

上式中，LCC为全寿命周期成本，CI为投资成本，CO为运行成本，CM为检修维护成本，CF为故障成本，包括故障检修费用与故障损失成本，CD为退役处置成本。CO、CM、CF与设备寿命周期有关。各项具体计算详见本标准条文说明公式（4）

3.0.6 本条款明确了配电网差异化规划原则，以适应我国配电网覆盖面广、差异性大的特点。

3.0.7 本条款明确了配电网网格化规划的基本要求。

3.0.8 本条款明确了配电网规划应充分适应智能化发展方向的基本思路及建设重点。

3.0.9 本条款明确了配电网规划在适应分布式电源、新型储能及充换电设施等新要素接入方面的基本要求，并提出推动能源互联、促进“源网荷储”协调互动、满足新型电力系统发展的相关要求。还可在深入分析技术成熟度、全寿命周期成本效益等基础上，因地制宜采用新技术、新方法和新措施，保障供电可靠性，提高新能源消纳能力。

3.0.10 本条款明确了配电网规划应加强计算分析，充分利用辅助决策技术手段的要求，通过量化分析手段有效提升配电网规划质量和工作效率。

3.0.11 本条款明确配电网规划应与国民经济和社会发展规划、城乡规划等相衔接的基本要求，规划成果应纳入地方国土空间规划（包括总体规划、专项规划和详细规划），以确保配电网规划方案的可实施性。

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：

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、城镇外的其它地区，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 5 km²。

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。

4.1.3 供电网格层级可划分为供电网格、供电单元。其中，供电网格是开展中压配电网目标网架规划的基本单位；供电单元是配电网规划的最小单位，是在供电网格基础上的进一步细分，根据地块功能、开发情况、地理条件、负荷分布、现状电网等情况，规划中压网络接线、配电设施布局、用户和分布式电源接入，制定相应的中压配电网建设项目。

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，是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，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%），且与该地区国土空间规划中的电力需求预测基本一致，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饱和期的规划目标。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。各地区可结合电网发展情况，差异化提出本地区供电可靠性规划目标，并在此基础上

上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”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 负荷预测与电力电量平衡

5.1 一般要求

5.1.3 负荷发展特性曲线是描述一定区域内（一般小于 5 km²）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 型曲线。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 型曲线越平滑；区域越小，每阶段持续的时间越短，S 型曲线饱和得越快。S 型曲线及增长率曲线见下图 1。根据 S 型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。

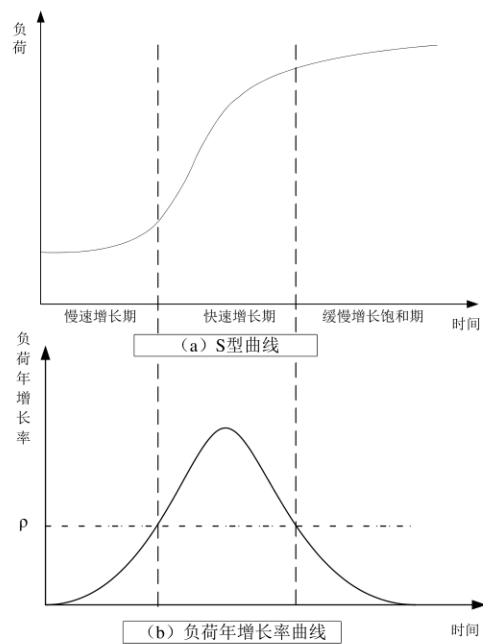


图 1 S 型曲线及增长率曲线图

5.1.6 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、新型储能及充换电设施等新要素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 对于已完成国土空间规划的区域，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。

5.2.2 配电网负荷预测的常用方法有：空间负荷预测法、弹性系数法、单耗法、负荷密度法、

趋势外推法、人均电量法等；当考虑分布式电源、新型储能及充换电设施等新要素规模化接入时，可采用概率建模法、神经网络法、蒙特卡洛模拟法等。

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。随着分布式电源、新型储能及充换电设施等新要素的快速发展，其源、荷特性具有较大的时序波动性、间歇性和随机性，规模化接入配电网对负荷预测产生较大影响，因此，对信息化基础较好的地区，宜开展时序电力平衡分析，提升投资精准性。

5.3.2 传统配电网是单向潮流，新增变电容量只考虑负荷增长需求；随着分布式电源的快速发展，潮流由单向变为双向，部分地区分布式光伏的高比例接入甚至引起设备的反向重过载，因此，新形势下的分电压等级电力平衡，应充分考虑地区分布式电源的发展规模、装机时序等，区分本级设备功率的正送、反送情况和容载比（负载率）要求，综合确定该电压等级所需新增的变电容量。

5.3.4 分布式电源高比例接入后，会对配电网电力平衡和电量平衡产生较大影响。一方面将影响该区域的售电量，且当分布式电源未实现就地消纳存在上网电量时，可能需要电网公司承担（或垫付）补贴费用；另一方面，分布式电源接入将增加电网建设与改造成本，保障清洁能源消纳要求电网配备更多调节资源。因此针对分布式电源较多的区域，应考虑在负荷大方式、负荷小方式、分布式电源大发方式以及分布式电源小发方式等典型场景下开展电力平衡和电量平衡综合计算，支撑配电网规划方案分析。

6 主要技术原则

6.1 电压等级

6.1.2 本条款提出了 110 kV 及以下电网电压等级的选择原则，110 kV 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 35 kV 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 110/35 kV 变压层次，以避免重复降压。对于上海、天津、青岛等仍采用 220/35 kV 变压层次的地区，可结合实际情况继续发展 35 kV 电压等级。对于偏远地区，经论证可采用 110/35/0.38 kV 电压序列。对于工业负荷较为集中的区域，经论证亦可采用 35 kV 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。现行行业标准《配电网规划设计技术导则》DL/T 5729—2016 中的“N-1”安全准则提出 N-1 停运条件下恢复供电容量和时间的定性要求，较好地指导了配电网规划。但由于缺乏充足的运行数据和完整的经济性评价体系，未能将供电安全性评价指标具体量化，既未具体规定停运后供电的恢复时间和恢复容量，也未进行风险分析和成本效益研究，难以适应配电网精益化发展要求。依据现行行业标准《城市电网供电安全标准》DL/T 256，进一步提出了 N-1 停运后所对应的停电范围、故障范围、恢复供电负荷的范围和时间。各地可根据规划目标、电网结构、设备选型、对外服务承诺等细化 DL/T 256 中的组负荷范围及 N-1 停运后恢复供电时间要求。

6.2.1 提出了各类供电区域高压配电网供电安全准则，以及 N-1 停运后恢复供电的具体要求。12 MW 为一条中压线路的极限传输功率，对变电站经济负载率成本效益分析结果表明，正常运行时，峰荷负载率为 75%，即峰荷时具备 25% 的冗余容量时，降低每 kWh 少供电量所需的成本最低，且供电可靠性水平在允许范围内。此时，“N-1”停运情况下，遥控操作重构电网后可以恢复 2/3 的负荷，随后人工重构电网，利用中压线路转供负荷。故设定恢复负荷规模为 2/3 正常方式下供电负荷。恢复时间的设定基于以下考虑：15 分钟为有人值班变电站完成手动操作平均所需时间，3 小时为供电抢修人员到达现场的时间加上现场手动操作所需的时间。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。

6.2.3 提出了各类供电区域中压配电网供电安全准则，以及 N-1 停运后恢复供电的具体要

求。根据中压线路导线材料、导线截面面积、热稳定极限电流、热稳定极限传输容量、功率因数等，计算得出中压配电线路每个分段的最大负荷不宜超过 2 MW，设定故障段损失负荷不宜超过 2 MW。恢复时间的设定基于以下考虑：5 分钟为馈线自动化（全自动方式）完成远程操作所需时间，15 分钟为方案确认加上馈线自动化（半自动方式）完成远程操作所需时间，3 小时为供电抢修人员到达现场的时间加上现场手动操作所需的时间。

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 供电能力

6.3.2 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。

6.3.4 本条款明确了行政区县 110~35 kV 电网容载比的选取范围。容载比是配电网规划时宏观控制变电总容量、满足电力平衡、合理安排变电站布点和变电容量的重要依据。中压网架及配电自动化水平的提升强化了对主变的支撑能力，变压器负载率可适当提高，负荷增速回落导致储备系数下调，据此更新容载比取值范围。

6.3.5 本条款提出“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 20 kA 时，设备一般按照遮断容量 25 kA 的标准来选取。

1 对于 D、E 类供电区域，若负荷快速增长或者临近上级 220（330）kV 变电站，110 kV 电压等级的短路电流限定值可提高到 40 kA。

2 对于 10 kV 电压等级，目前大部分地区母线短路电流水平均在 16、20 kA 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 20 kA，主要为 220/10 kV 变电站和个别 110/10 kV 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网建设投资，因此建议将 10 kV 母线短路电流控制在 16、20 kA，220 kV 变电站 10 kV 侧无馈线出线时不宜超过 25 kA，有 10 kV 出线时不宜超过 20 kA。当短路电流难以控制时，应采取高阻抗变压器等措施降低。

3 对于 20 kV 电压等级，其母线短路电流不应超过 20 kA。

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。

6.7.2 各类供电区域 35 kV、10 kV 配电网中性点接地方式可参照表 1 选择。

表 1 各类供电区域 35 kV、10 kV 系统中性点接地方式推荐表

规划供电区域	中性点接地方式		
	低电阻接地	消弧线圈接地	不接地
A+	√	√	—
A	√	√	—
B	√	√	—
C	—	√	√
D	—	√	√
E	—	√	√

6.7.3 提出了消弧线圈改低电阻接地方式的具体技术要求。随着城市化发展和用电负荷的增加，电缆线路用量日益增大，其故障电容电流值通常较高，消弧线圈设备难以快速熄灭故障电流，进而故障引起的过电压造成老旧电缆或开关设备绝缘击穿。此类电缆网采取中性点经

低电阻接地方式后，能够有效降低单相故障接地时的非故障相工频电压升高，避免了故障引起的暂态过电压峰值过高，降低了对相关设备绝缘水平的要求；同时还可以采用结构简单的继电保护装置，快速切除单相接地故障，保障设备运行安全。

7 电 网 结 构

7.1 一般要求

7.1.4 本条款明确了配电网拓扑结构主要构成元素，给出了各电压等级配电网的主要电网结构。明确了高中低压配电网结构的主要推荐形式，高压配电网结构适当简化，适度增强中压配电网结构，低压配电网应结构简单、安全可靠。对于分布式电源发电出力较高甚至大于当地用电负荷的区域，明确配电网网架结构可适度加强，以满足分布式电源充分消纳需求。

7.2 高压配电网

7.2.1 本条款规范了高压配电网目标电网结构，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，包括 3 大类（链式、环网和辐射）共 8 种（多辐射、双辐射、单辐射、双环网、单环网、三链、双链、单链）。此外，还需考虑以下情况：

1 综合考虑上级电源点的配置、110~35 kV 线路导线截面、110~35 kV 变电站的配置和供电安全水平等因素，每条 110~35 kV 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。

2 各类供电区域内的电网可根据发展阶段、供电安全水平要求和实际情况，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。

7.2.2 本条款明确了 A+、A、B 类供电区域宜双侧电源供电，提出了单侧电源供电结构的使用限定条件，体现了各电压等级“相互匹配、强简有序、相互支援”的理念。当 A+、A、B 类供电区域上级电源点较远、不具备双侧电源供电条件时，提高中压配电网转供能力，是实现配电网技术经济整体最优的合理方式。“双侧电源”指来自不同上级变电站、为同一变电站供电的两个方向电源。

7.2.4 本条款规范了 110~35 kV 变电站高压侧电气主接线，主要采用单母线（分段）、桥式、线变组、环入环出接线等，以减少投资。但应注意当采取桥式或线变组接线时应满足运行要求。同时为满足特定区域规划发展需求，如本地已有的接线模式已较为成熟，且针对改造方案的技术经济性更优时，可以继续沿用现有模式，避免大拆大建，造成投资浪费。

7.3 中压配电网

7.3.1 本条款规范了中压配电网目标电网结构，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，电缆网包括 3 种（双环式、单环式、N 供一备（ $2 \leq N \leq 3$ ）），架空网包括 3 种（多分段适度联络、多分段单联络、多分段单辐射）。

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，10 kV 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）。对于有特殊可靠性要求的区域，配电变压器可通过两个独立开关或一个双切换开关接入双环式接线的两条主干线路，实现双环之间的供电切换。

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，10 kV 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，10 kV 配电网应采用较强的网架结构（如多分段适度联络、多分段单联络、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，10 kV 配电网可根据实际情况采用多分段单联络、多分段单辐射结构。

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，10 kV 配电网一般采用多分段单辐射结构。

6 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。

7.3.6 本条款明确了配电设备电气主接线的总体要求。

1 中压开关站、环网室、配电室进出线路较多，可靠性要求较高，因此宜采用单母线分段或独立单母线接线，与电缆线路环入环出方式相适应，同时由于较少采用三回线路环网，因此独立母线不宜超过两段。

2 环网箱具有接入用户数量不多、占地较小、设置灵活的特点，主要应用于单环式接线，因此宜采用单母线接线。

3 终端型箱式变电站、柱上变压器通常只有单台变压器，对供电可靠性要求较低，因此宜采用线变组接线。

7.4 低压配电网

7.4.1 本条款规范了低压配电网电网结构，一般采用辐射结构。对于分布式电源较多的区域，可通过技术经济分析，因地制宜采用新技术、新方法和新措施，以满足分布式电源充分消纳需求。

7.4.2 本条款对低压配电线路与中压配电线路共架问题进行了规定，为低压配电网规划设计实际工作提供参照标准。实际规划设计中，当低压架空线路与中压架空线路同杆架设时，出于安全角度考虑，不宜跨越中压分段开关区域。

8 设备选型

8.1 一般要求

8.1.1 本条款从设备资产全寿命周期管理、差异化、适应性、标准化、序列化、智能化需求、节能环保、抗震性能等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。

8.1.2 本条款提出配电网设备选型的差异化配置原则，主要考虑不同地区特殊的地理环境对设备选型有特殊要求，如沿海防盐雾污秽、防台风灾害等。此外，新型电力系统建设背景下，分布式电源及新型负荷规模化接入配电网，配电网将由无源网络变为有源网络，负荷类型与特性也更加多元，对设备选型提出了新的要求，因此增加了设备选型应充分考虑分布式电源及新型负荷接入需求的要求。

8.1.3 本条款明确了土建宜一次建成、导线截面宜一次选定、线路廊道宜一步到位的总体原则。

8.1.5 本条款明确了配电线路选用电缆方式的条件。

8.1.6 本条款主要考虑不停电作业设备快速接入及森林草原防火方面的需求。

8.1.7 本条款主要考虑避免电网后续开展配电自动化等智能化建设时，由于一次设备不满足要求而发生重复改造。

8.2 110~35 kV 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。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。

8.2.2 本条款明确了不同发展阶段变电站建设的基本策略。

8.2.3 节约用地是我国基本国策之一，应在保证供电设施安全经济运行、维护方便为前提的条件下，依靠科技进步，采用新技术、新设备、新材料、新工艺，或者通过技术革新，改造原有设备的布置方式，达到缩小用地、节约用地的目的，而不能不考虑供电设施必要的技术条件和功能上的要求，硬性压缩用地。此外，具备条件的变电站宜预留充换电站、数据中心站等位置。

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。

8.3 110~35 kV 线路

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

8.3.4 为满足设备节能环保的要求，本条款为 110~35 kV 架空线路增加了“新型节能导线”选型配置。

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 10 kV 线路

8.4.1 本条款明确了不同主变容量下的 10 kV 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 10 kV 架空线路绝缘化应结合需求差异化选用，其主要应用在树线矛盾隐患突出、人身触电风险较大的路段，而对于地形空旷、落雷密度高的地区，选用架空绝缘导线将增加雷击断线风险。

8.4.3 10 kV 线路供电距离主要受到供电区域负荷密度、线路导线截面和线路压降要求等因素影响，在工程中可采用下式计算线路的供电距离：

$$L = \frac{\Delta U\% \times U_N}{\alpha \times I \times (r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi)} \quad (2)$$

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）；

α ——三相供电时取为 $\sqrt{3}$ ，单相供电时取为 2；

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， $\sin\varphi = \sqrt{1 - \cos^2\varphi}$ 。

在缺少电源站点的地区，部分 10 kV 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 10 kV 架空线路的 1/2 处或 2/3 处。

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 30 kVA, 50 kVA, 100 kVA, 160 kVA, 200 kVA, 315 kVA, 400 kVA。

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 30 kVA, 50 kVA, 80 kVA, 100 kVA。

3 对超过 10 kV 线路供电延伸范围，且负荷点距离 35 kV 电源点较近的偏远地区（主要存在于 E 类供电区域），可采用 35 kV 配电化建设模式，即由 35/0.38 kV 配电变压器直接向低压用户供电。35 kV 配电化包括 35/10 kV 配电化变电站、35 kV 配电化线路和 35/0.38 kV 直配台区三个方面，表 8.5.1 注中的 35 kV 配电化建设模式即指 35/0.38 kV 直配台区，通过将 35 kV 线路延伸至负荷中心，采用 35/0.38 kV 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。

4 对于低压侧分布式电源接入规模较大的地区，柱上变压器容量应结合分布式电源上网需求与负荷特性合理选择。

8.5.2 本条款明确了 10 kV 配电室的电源配置、变压器与开关型式、建设位置等要求。考虑到后期运维便利性与安全性，对建筑物内配电室的布置进行了细化要求。对于洪涝易发区域，新建配电室原则上应设置在建筑物地面以上楼层，并采取有效的防洪防涝措施。

8.6 220/380 V 线路

8.6.4 220/380 V 线路供电距离主要受到区域用电水平、线路导线截面和压降要求等因素影响，工程中线路供电距离可以经计算确定，计算方法可参照条文说明式（2）。

8.6.5 为落实设备差异化选型要求，本条款明确了一般区域、沿海及严重化工污秽区域 220/380 V 架空线路的选型原则。

9 配电网二次系统与智能化

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网架规划、二次系统规划的协调同步，可以有效提升配电网规划的总体水平。新建和改造一次网架时，应根据 A+、A、B、C、D、E 不同供电区域的供电可靠性要求，结合级差保护配置、“三遥”节点部署，合理选择开关类型（断路器、负荷开关等），预留光缆通道资源，一二次设备的规划建设应统筹协调，防止短期内因二次设备不满足要求，造成重复改造投资。

9.1.2 本条款突出了配电网二次系统规划的智能化要求。配电网中分布式光伏、电动汽车、储能等各类新要素呈现规模化发展，同时涌现出微电网、虚拟电厂、源网荷储一体项目等新兴并网主体。在政府推动下，发电集团、售电公司、新能源制造商、负荷聚合商等各类第三方将组织各种新业态参与电力市场，配电网将升级为多元主体灵活互动的能源数字经济平台，对外面临形势更加复杂多变。新要素“规模化”、市场主体“多元化”，带来配电网物理态、数字态、商业态的深刻变化，为配电网二次系统智能化提出了新要求。

9.1.5 本条款提出了一些面向新要素并可逐步推广应用的配电网二次系统相关技术，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短期、超短期预测，预测精度满足调度部门的应用需求。

2 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。

3 区域自治分为有明确物理边界的自治单元（包括）和无明确物理边界的聚合单元两种形式，由第三方市场主体或供电企业运营。内部通过控制中心实现自我管理，外部与电网调度间以联络线功率交换曲线或累计交换电量为基础进行调控管理。

9.2 继电保护及安全自动装置

9.2.2 本条款明确 10 kV 配电网的继电保护配置。10 kV 配电线路宜推广级差过流保护，提升保护选择性，减少停电范围。

9.2.3 本条款明确了分布式电源接入时，继电保护和安全自动装置的配置方式。分布式电源通过 35~10 kV 电压等级专线或 T 接线路接入系统时，可配置阶段式过流保护，必要时配置方

向元件，也可配置距离保护。当上述两种保护整定或配合困难以及对供电可靠性要求较高时，可配置纵联保护；条件不具备时，也可配置带远方联切功能的保护装置。当接入线路启用重合闸功能时，公用电网系统侧宜配置重合闸检无压功能；或通过调整重合闸动作时间，与分布式电源的防孤岛动作时间相配合。

9.3 配电网智能化

9.3.5 本条款提出 DTU、FTU 一般配套馈线开关建设，除“二遥”（遥信、遥测）、“三遥”（遥信、遥测、遥控）功能外，还可集成继电保护、智能分布式馈线自动化、就地重合式馈线自动化等功能。现阶段新建的 DTU、FTU 终端均具备“三遥”功能，需要根据现场通信条件及实际控制需求确定是否开放遥控功能，远传型故障指示器一般仅具备“二遥”功能。对于中压配电站房，如开关站、环网室（箱）、环网型配电室等一般建议安装 DTU，柱上开关建议安装 FTU；对于较长的架空线路，可在线路中间加装远传型故障指示器以进一步缩短故障定位时间，作为 DTU、FTU 的补充；对于电缆线路，一般距离较短，装设远传型故障指示器的场景不多。

中压配电网的关键性节点，如主干线联络开关、必要的分段开关，宜按照供电安全准则对非故障区域恢复供电的时间要求采用“三遥”配置；网架中的一般性节点，宜采用“二遥”配置。按照供电安全准则，“三遥”终端的选择应满足非故障区域恢复供电的时间要求。

1 对于 A+、A 类区域，要求在 5~15 min 内完成故障定位、隔离及非故障区域的恢复，因此必须采用馈线自动化等自动化手段，在分段及联络开关配置“三遥”终端。

2 对于 B、C 类区域，要求 3 h 完成非故障区域供电。故障处理可采用部分自动化手段加入人工操作方式，尽量减少故障定位、隔离及恢复操作时间，降低抢修人员巡查及操作在路程上花费的时间。因此中压线路至少需要配置足够数量的“二遥”终端，并根据需要适当部署“三遥”终端。

馈线自动化可在配电网发生故障时，自动判断故障区域、隔离故障，恢复非故障区域供电。其中，集中式馈线自动化借助通信手段，通过配电终端和配电主站的配合实现，可采用全自动或半自动方式；智能分布式馈线自动化不依赖配电主站，通过配电终端之间的相互通信和保护控制配合实现；就地重合式馈线自动化不依赖配电主站、也不依赖终端间的通信，通过配电开关之间的时序配合、利用重合方式实现；故障监测方式是指采用“二遥”终端采集、上传线路故障信息，实现对配电线路的故障定位。

9.3.6 分布式电源接入可能导致故障无法准确定位，如图 2 所示，在不考虑分布式电源接入

时，当终端 1、2 之间区域发生故障后，终端 1 流过故障电流导致电流增大，终端 2 由负荷电流降至 0，配电自动化系统可准确判断故障区间在终端 1、2 之间。当分布式电源接入后，故障发生导致终端 1 流过故障电流后电流增大，终端 2 流过由分布式电源反向注入的故障电流，当分布式电源规模足够大时可能会超过正常负荷电流，终端 3 电流降至 0，因目前配电自动化主站及终端判据为电流幅值，均不具备方向判别功能，因此当大规模分布式电源接入导致反向注入故障电流足够大时，可能将故障定位在终端 2、3 之间，导致定位错误。

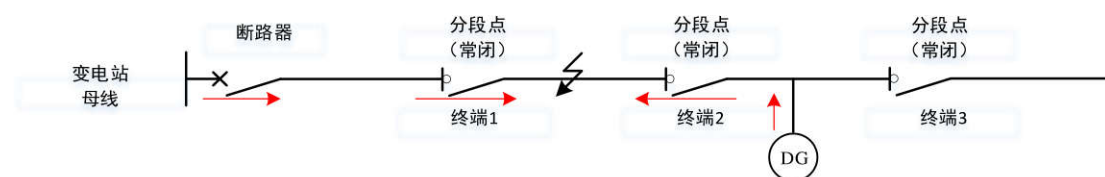


图 2 含分布式电源接入的 10 kV 配电网故障示意图

9.3.7 在低压台区部署的智能终端可按需融合配变终端、集中器、台区总表功能以及新兴业务功能，实现设备标准化、功能集成化。目前部分地区采用的是“台区智能融合终端”，其定义为安装在低压台区的智能化采集与控制终端，满足高性能并发、大容量存储、多采集对象、就地化分析决策、协同计算需求，具有数据采集、设备运行状态监测、电能计量等功能，支撑营销、配电及新兴业务发展需求。

9.4 配电通信网

9.4.3 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。

9.4.5 对于 10 kV 电压等级并网的分布式电源可采用无线、光纤等通信方式，根据目前各地通信建设条件选择适宜的通信方式。

10 用户及电源接入要求

10.2 用户接入

10.2.1 本条款明确了用户接入容量和推荐的供电电压。

1 用户的供电电压等级选择时除了考虑当地电网条件、最大用电负荷、用电设备容量或受电变压器总容量外，还应考虑电力用户分级，特别对于重要电力用户，当推荐电压等级供电条件无法满足供电电源需求时，可采用高一级电压供电，也可采用多电压等级供电。

2 《国家发展改革委国家能源局关于全面提升“获得电力”服务水平持续优化用电营商环境的意见》（发改能源规〔2020〕1479号）明确“各供电企业要逐步提高低压接入容量上限标准，对于用电报装容量160 kW及以下实行“三零”服务的用户采取低压方式接入电网。”和“鼓励和支持有条件的地区进一步提高低压接入容量上限标准”。其中，“三零”服务指小微企业接入电力享受精简手续零审批、主动服务零上门、低压供电零投资的服务。

3 考虑到仅存在110 kV、10 kV电压等级的电网，受电变压器容量在10 MVA~20 MVA之间时无相应的供电电压等级；仅存在66 kV、10 kV电压等级的电网，受电变压器容量在10 MVA~15 MVA之间时无相应的供电电压等级，在备注中补充“无35 kV电压等级的电网，10 kV电压等级受电变压器总容量为50 kVA至20 MVA。”

4) 对于供电电压等级为20 kV时，受电变压器总容量范围为50 kVA~20 MVA。

10.3 电源接入

10.3.5 分布式电源接入配电网不应导致向220 kV及以上电网反送电，110 kV~10 kV各级线路及主变最大反向负载率宜按满足N-1原则确定，配电变压器最大反向负载率可取80%，且短路电流、电压偏差及谐波应满足相关标准要求。对于评估结果“绿色”区域，推荐分布式电源接入；评估结果为“黄色”区域，应开展专项分析；评估结果为“红色”区域，应进行相应电网改造、重新规划分布式电源的接入或配置相应的储能。

10.3.6 分布式电源接入电网可能会扰动电网既有的安全稳定运行，应通过潮流计算校核接入的配电线路载流量、变压器容量以及接入点的母线、线路、开关等设备的热（动）稳定水平。此外，分布式电源接入电网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，应保证系统最大运行方式下电源接入后系统各母线节点短路电流不超过相应断路器开断电流限值，否则电源应加装短路电流限制装置。分布式电源接入配电网对电能质量的影响主要体现在电压和谐波方面，分布式电源规模化开发地区应做好电能质量专题研究和综合治理工作。

10.4 电动汽车充换电设施接入

10.4.5 对于接入 20 kV 电网的充换电设施，容量分界点为 8000 kVA，即受电变压器容量小于 8000 kVA 宜接入公用电网 20 kV 线路或接入环网柜、电缆分支箱、开关站等，受电变压器容量大于 8000 kVA 宜专线接入。

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、新型储能及充换电设施等新要素的大量接入，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。

11.1.3 分布式电源、新型储能及充换电设施等新要素规模化接入时，配电网发展面临诸多新挑战和不确定性，为确保电网安全可靠、经济高效运行，应在接入前对接入后的配电网进行计算分析，包括潮流、短路电流、供电可靠性、供电安全水平、无功配置等相关内容。

11.1.4 配电网规划主要包括现状分析、负荷预测、电力电量平衡、变电站（电源）选址定容、网架规划、规划方案编制、方案计算与评价、方案评审与确定、后评价等环节。在配电网规划的各环节中，应充分利用信息化辅助决策手段；对于信息化基础条件较好的地区，可开展业扩报装、解决“重满载”线路、解决不合理分支线路、解决非标准接线等典型场景规划方案的智能生成和优选，提升规划工作的效率、科学性和精益化水平，支撑“规划落地，投资精准”。

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，可按下列式计算：

$$AENS = \frac{\sum ENS}{N} \quad (3)$$

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规划目标和投资费用的最佳组合。其中规划目标指规划方案要达到的供电可靠率、电压合格率等规划水平年指标值。

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提供选择，并可对多个属性进行权衡。

图 3 给出了某个供电区域的帕累托（Pareto）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。

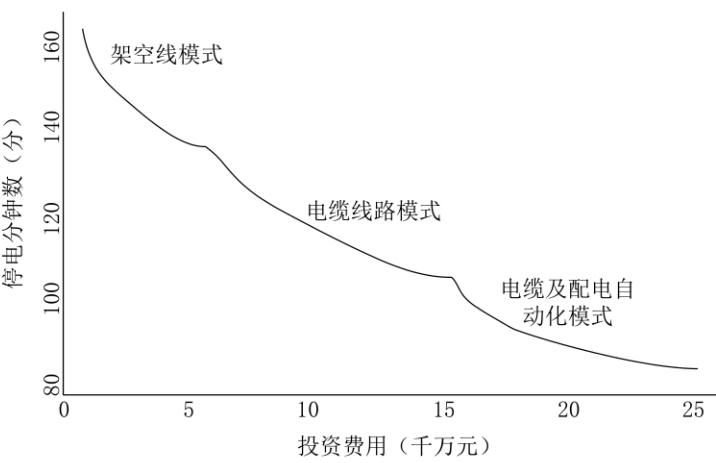


图 3 帕累托（Pareto）优化曲线示意图

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需通过有效的比值来评估各备选项目，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。总费用现值计算模型如下：

$$LCC = \left(\sum_{t=1}^n \frac{(CI)_t + (CO)_t + (CM)_t + (CF)_t}{(1+i)^{t-1}} \right) + \frac{CD}{(1+i)^n} \quad (4)$$

式中：LCC ——总费用现值；

n ——评估年限，与设备寿命周期相对应；

i ——折现率；

$(CI)_t$ ——第 t 年的期初投资成本，主要包括设备的购置费、安装调试费和其他费用；

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

$(CM)_t$ ——第 t 年的期初检修维护成本，主要包括周期性解体检修费用、周期性检修维护费用；

$(CF)_t$ ——第 t 年的期初故障成本，包括故障检修费用与故障损失成本；

CD ——期末的退役处置成本，包括设备退役处置时的人工、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。

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—2023

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：2024 年 6 月 28 日

2023 北 京

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及以下各电压等级公用交流配电网规划设计有关工作，用户配电网可参照执行。

1.0.3 本标准对供电区域与规划编制基础、负荷预测与电力电量平衡、主要技术原则、电网结构、设备选型、配电网二次系统与智能化、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。

2.0.20 分布式电源 distributed generation

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 配电网规划应在保障供电安全和供电质量的前提下，统筹投入与产出、投资能力与需求，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，提升电网发展质量和效率效益。

3.0.5 配电网规划应遵循资产全生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生命周期成本，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、新型储能及充换电设施等新要素接入需求，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