

国外现代高压与超高压电力网

技术手册

第一卷



广西壮族自治区电机工程学会

72.191

8806084

国外现代高压与超高压电力网技术手册

(第一卷)

电网的电气与杆塔的技术特性
和金具绝缘子串组装图手册

李桂中 黄咏才 李可晋 编 译
张宗鑫 游国权 卢延岳 审 核

责任编辑： 华 明 光 铎 广 园

广 西 电 机 工 程 学 会

出版前言

为适应与满足我国大、中容量火力和水力发电厂，高压与超高压电网，包括跨省、区联合电力系统及地方电网与大电网联网和建设需要，本学会组织了有关专家、工程师根据美国能源局、英国中央电力局、美国田纳西流域管理局(TVA)的技术资料、以及苏联、法国、加拿大、日本……等先进工业国家的大量的科技文献、图纸资料、书刊、实验研究成果、专题研究报告、经验总结报告、以及近些年来推荐使用的新准则与新技术等，编译成《国外现代高压与超高压电网技术手册》(共五卷)一书奉献给广大从事电力工业工作的科技人员、中级与高级管理人员及其有关读者们参考使用。

应当说明，该手册既是从事电力工业与电气技术工作的科技人员的工具书，也是引进与吸取国外先进技术的参考书。它不仅适用于电力工业方面的设计、施工、科研、生产、运行与管理等部门与单位应用，而且也适用于其它行业从事电力、电机、电器、城建与环保等有关部门以及大专院校与中等专业学校教学参考使用。

本手册的第一卷系根据美国现使用的 J.G. Anderson, 《EHV Transmission Line Reference Book》；美国田纳西流域管理局的导、地线绝缘子串金具组装图；从1980年以来美国电气与电子工程师学会(IEEE)和美国土木工程师学会(ASCE)发表的科技文献，苏联的 Н.А. Мельников и др. «Проектирование Электрической Части Воздушных Линии Электропередачи 330—500kV», ……及其它文献资料等(详见本卷参考文献)编译的。

本手册的第一卷第一、三、四、五章系由李桂中同志编、译，第二、八章系由黄咏才同志编、译，第六、七章系由李可晋同志编、译。为保证本书的质量，特请科技界与学术界权威人士，中国电机工程学会理事、广西电机工程学会理事长、原广西电力工业局总工程师张宗鑫高级工程师，广西电机工程学会付理事长、现广西电力工业局付总工程师游国权高级工程师和广西电机工程学会秘书长卢延岳工程师进行全面审核。

在编译本书中，承蒙岳园同志协助翻译；李月华同志协助摘抄，整理不少的文献、资料所给予的支持表示感谢。

因水平所限，经验不足，以及时间仓促，编译不当之处在所难免，恳望读者与各界的电机工程学会会员们提出宝贵意见与指正。为此，致以衷心感谢。

广西电机工程学会

一九八七年六月

目 录

第一章 总 论

| | | |
|------|------------------------|--------|
| 1-1 | 概论 | (1) |
| 1-2 | 大电网与超高压输电的主要特征 | (13) |
| 1-3 | 设计超高压输电线路时应考虑的主要因素与步骤 | (14) |
| 1-4 | 国外超高压输电线路的技术经济指标 | (17) |
| 1-5 | 国外超高压输电线路的运行特性 | (24) |
| 1-6 | 输电线路结线方式基本准则 | (29) |
| 1-7 | 输电线路的结线方式 | (31) |
| 1-8 | 发电厂和变电站的330~765千伏电气主结线 | (32) |
| 1-9 | 按稳定条件提高输变电系统输送能力的措施 | (42) |
| 1-10 | 调节和补偿装置的选择 | (44) |
| 1-11 | 并联电抗器的布置 | (52) |
| 1-12 | 串联电容补偿装置的布置 | (54) |
| 1-13 | 超高压电网经济运行方式 | (59) |
| 1-14 | 电网的不对称运行方式 | (64) |
| 1-15 | 超高压输电线避雷线的电能损耗与绝缘的避雷线 | (77) |
| 1-16 | 国外谐波干扰标准 | (83) |
| 附录 | 对称运行方式的算法 | (91) |

参考文献

第二章 超高压与特高压线路杆塔

| | | |
|-----|--------------------------|---------|
| 2-1 | 杆塔型式 | (107) |
| 2-2 | 杆塔设计准则 | (108) |
| 2-3 | 国外超高压输电线路典型杆塔型式与主要机电特性指标 | (157) |

参考文献

第三章 超高压输线路导线电气特性及其参数

| | | |
|-----|---------------------|---------|
| 3-1 | 导线表面梯变 | (195) |
| 3-2 | 电抗 | (215) |
| 3-3 | 容性电纳 | (222) |
| 3-4 | 等效参数 | (227) |
| 3-5 | 输电线路不换位时的不平衡 | (232) |
| 附录 | 计算输电线路静电与电磁参数的计算机程序 | (235) |

参考文献

第四章 电晕放电和降低能量损耗措施

| | | |
|-----|-----------------|---------|
| 4-1 | 影响电晕过程的可变因素 | (238) |
| 4-2 | 分裂导线和单导线电场强度的确定 | (241) |
| 4-3 | 相分裂结构和相间距离的选择 | (243) |
| 4-4 | 电晕能量损耗的计算 | (244) |
| 4-5 | 计算电晕损失概率的程序 | (248) |

| | | |
|------|---------------|-------|
| 4—6 | 电晕损失与电阻损失的比较 | (253) |
| 4—7 | 电晕电流对操作过电压的影响 | (253) |
| 4—8 | 电晕干扰 | (255) |
| 4—9 | 电晕损失的测量 | (257) |
| 4—10 | 无线电杂音测量 | (258) |

参考文献

第五章 输电线路的绝缘

| | | |
|-----|---------------|-------|
| 5—1 | 悬式绝缘子 | (264) |
| 5—2 | 绝缘子串 | (267) |
| 5—3 | 绝缘子串片数选择 | (274) |
| 5—4 | 大气污秽地区绝缘的运行特性 | (278) |
| 5—5 | 长空气间隙的放电电压 | (280) |

参考文献

第六章 内过电压

| | | |
|------|-----------------------|-------|
| 6—1 | 概述 | (296) |
| 6—2 | 长期电压升高 | (297) |
| 6—3 | 操作过电压 | (304) |
| 6—4 | 档距中央对接地物体的操作波间距 | (313) |
| 6—5 | 相间导线的操作波闪络强度 | (315) |
| 6—6 | 邻近效应 | (316) |
| 6—7 | 湿度对操作波闪络强度的影响 | (316) |
| 6—8 | 相对空气密度对长间隙的操作波击穿强度的影响 | (319) |
| 6—9 | 降雨对操作冲击波的影响 | (320) |
| 6—10 | 杆塔的操作冲击波强度 | (320) |
| 附录 | 应用计算机的设计程序 | (322) |

参考文献

第七章 超高压输电线路防雷性能计算及其保护

| | | |
|-----|----------------------|-------|
| 7—1 | 概述 | (327) |
| 7—2 | 雷电问题的基本概念 | (327) |
| 7—3 | 雷击跳闸率的逐步求解法 | (330) |
| 7—4 | 最大保护角的设计 | (335) |
| 7—5 | 耐雷水平与保护措施 | (336) |
| 7—6 | 330~500千伏输电线路的防雷保护特性 | (340) |

参考文献

第八章 金具与绝缘子串组装

| | | |
|-----|----------|-------|
| 8—1 | 概述 | (345) |
| 8—2 | 绝缘子串组装图 | (350) |
| —3 | 跳线组装图 | (378) |
| 8—4 | 架空避雷线组装图 | (384) |
| 8—5 | 间隔棒构造图 | (389) |

参考文献

第一章 总 论

1—1 概 论

自1945年第二次世界大战结束后,世界各先进工业国家为使国家全盘电气化促进国民经济的发展采取有效而又经济的途径是:

- 发展大容量的火力和水力发电厂;
- 发展和联合电力系统;
- 加强和扩大电网的建设。

这样,就可以采用最经济的组合方式——水、火电联合运行以最优地利用各种形式的动力资源。此外,扩大单机容量或单厂容量并尽快地使它们快装满发,也是降低投资的有效措施。

在联合电力系统中可以借助互为备用和利用地区或国家不同地区的时差,以错开高峰负荷来减少发电厂的装机容量。

在现代电力工业发展中,随着联合电力系统,发电厂及整个系统容量的强大,输电线的功率潮流也随之增大。因此,若没有强大的高压或超高压输电线,就不可能将现代化大容量发电厂的电能输送出去,同时也不可能建立起大电网或将联合电力系统建立起来。

自1950年开始至跨入本世纪八十年代以来,在一系列工业化国家中建成了具有很大输送能力的330~765千伏超高压电网或输电线路。目前,500~765千伏的输电线路在联合电力系统中的作用是:

- 从大容量火力和水力发电厂输送大量电能到遥远用户地区;
- 转送由于时差和日荷曲线的差异所导致的功率;
- 转送由于检修或故障条件所要求的备用功率。

输电线路的输送能力是决定其技术经济指标,首先是每度电能输送成本这个主要参数。

确定输电线路的输送能力,地从经济因素方面来考虑,要求降低线损与保持线路输电效率在容许的范围之内,另外对于交流输电,还有决定线路输送能力的技术因素,例如保持长线路联系的各发电厂并列运行的稳定度问题。

为了提高输电线运行的稳定性,应该采取措施提高首端和末端的电势和减少输变电系统的总电抗(如并联回路、分裂导线、串联电容补偿、开关站与其它等)。就近二、三十年来而言,在保持发电厂并列运行稳定性方面取得了很大的成就,长距离输电线的输送能力极大地提高了。在过去几年中,输电线路电压的提高主要是同线路长度的增长密切地联系在一起,解决了输送遥远水电厂的电能问题。

现在世界不少国指的电力工业都发生了巨大的变化。她们所共有的特点是电能生产的增长伴随着发生了电能生产和消费的集中化过程。过去,火力发电厂单机容量从25~50兆瓦增大到300~500~800兆瓦。而火电厂的单厂容量从300~600兆瓦增大到1000~1800兆瓦,并且现在建设容量为2400~4800兆瓦的发电厂。

显然,为增大输电线的输送功率在经济因素上将导致电压的提高。由于输电线路的输送能力与线路电压的平方成正比,从而使线路本身和线路两端的变电站的成本与线路电压成正比关系增大。但是,输送功率增大,输电线的单位投资和输送指定距离的每度电能的成本却下降了,正如表1—1所示苏联的数据^[1],总之,这就是现代电力系统中采用超高压电网的经济缘由。

表1—1苏联高压输电线路技术经济指标

| 线路额定电压 (千伏) | 每相导线根数 及其截面积 (平方毫米) | 导线 外径 (毫米) | 经济电流 密度 (安/平方毫米) | 线路的经济 输送容量 (兆瓦) | 输电线路的 极限长度 (公里) | 单位投资 (卢布/千 瓦·公里) | 每度电能输送 100公里的成 本 (戈比) |
|----------------|---------------------------|------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|
| 110 | 1×70 | 11.4 | 1.1 | 14.6 | 80以下 | 0.24 | 0.1~0.15 |
| 154 | 1×150 | 17.0 | 1.1 | 45.5 | 150~250 | 0.16 | 0.04~0.06 |
| 220 | 1×240 | 21.6 | 1.0 | 92.0 | 200~400 | 0.12 | 0.027~0.038 |
| 330 | 2×330 | 24.2 | 1.0 | 376.0 | 600~700 | 0.06 | 0.020~0.028 |
| 380 | 2×480 | 30.2 | 0.75~1.0 | 474~630 | 700~900 | 0.05 | 0.020~0.026 |
| 400 | 3×330 | 24.2 | 0.75~1.0 | 515~685 | 800~1000 | 0.05 | 0.020~0.024 |
| 500 | 3×480 | 30.2 | 0.75~1.0 | 940~1250 | 1000~1200 | 0.035 | 0.014~0.016 |
| 750 | 4×712 | 37.1 | 0.75~1.0 | 2700~3000 | 2000~2200 | 0.025 | 0.004~0.005 |

除上述经济理由需要建设超高压输电线路外，把遥远的大容量发电厂的电能输送给负荷中心和用户；以及因建联合电力系统或建设系统间的联络干线，也是建设超高压电压输电线路的主要原因。

应当指出，据国外经验表明，只有建立联合电力系统才能把国内一些最大的区域发电厂连接起来并列运行，进而在全国或者在其大部分领土范围内组合成更大的电力系统，这样，才能保证最充分与合理地利用不均匀迳流的水电厂，以利达到增大它们的装机容量和提高它们在联合电力系统中日负荷曲线尖峰部分的利用程度。此外，不建设超高压输电线路和联合电力系统，就不可能充分利用季节性较强的水电厂。

仅就架空输电线路的造价而言，根据美国资料^[1,3]列于表1—2与表1—3。表1—2所列的造价是无补偿线路的造价。从该表中可以看出一条345千伏的双回路的造价，大约具有相同输送能力的两条单回路铁塔线路造价的70%；反映出双回路线路能降低线路走廊的地价和清理费；以及减少劳力费与安装费所具有的经济优越性。

总之，自二十世纪初期开始至七十年代以来，架空输电线路在技术上取得了相当大的进展，正如表1—4所列的国外线路技术指标进展情况。

一、设计方案的技术经济比较方法

首先，要明确技术经济计算的目的是，把一切有关可能的方案进行比较，求出动力或电力方面在经济上最佳答案，其办法是拟定这些方案，并把它们列成可比的形式以及确定被比较方案的技术经济指标。

在进行比较方案时，应作到如下几点：

1. 所进行比较的方案应该是能相互替换的，而且在负荷和可靠性相同的情况下，能保证有相同的生产效果（如容量、发电厂的发电量，电网的输送能力）；
2. 在比较每一个被设计项目的方案时，必须看作是与其它元件处于相互联系的电力元件系统一样；
3. 在比较被设计的方案时，应采用确定比较投资经济效益的计算。以计算费用最小作为对比的投资经济效益的判据，每一方案的计算费用应是年运行费与乘以标准效益系数的投资之和^[1]，

表1-2 国外超高压交流输电线路的估算造价

| 额定电压 (千伏) | 架 构 | 回 路 数 | 每相导线根数 千回密耳 钢芯铝线 | 相 间 距 离 (英尺) | 走 廊 宽 度 (英尺) | 波阻抗 负 荷 (兆伏安) | 每100英里 充电容量 (兆伏安) | 每英里造价(美元) | | |
|--------------|-----|-------|------------------------|-----------------|-----------------|---------------------|-------------------------|-----------|--------|--------|
| | | | | | | | | 线路走廊和清理费 | 劳力和材料费 | 总 计 |
| 230 | 木 | 1 | 1×954 | 18 | 125 | | | 10000 | 35000 | 45000 |
| 230 | 钢 | 1 | 1×954 | 18 | 125 | 132 | 27 | 10000 | 45000 | 55000 |
| 230 | 钢 | 1 | 1×1431 | 18 | 125 | 138 | 28 | 10000 | 50000 | 60000 |
| 230 | 钢 | 2 | 1×954 | 18 | 125 | | | 10000 | 60000 | 70000 |
| 345 | 木 | 1 | 1×1414 | 32 | 150 | | | 12000 | 48000 | 60000 |
| 345 | 钢 | 1 | 1×1414 | 32 | 150 | 320 | 65 | 12000 | 55000 | 67000 |
| 345 | 钢 | 1 | 2×795 | 32 | 150 | | | 12000 | 60000 | 72000 |
| 345 | 钢 | 1 | 2×954 | 32 | 150 | 390 | 81 | 12000 | 65000 | 77000 |
| 345 | 钢 | 2 | 1×1414 | 32 | 150 | | | 12000 | 80000 | 92000 |
| 345 | 钢 | 2 | 2×795 | 32 | 150 | | | 12000 | 86000 | 98000 |
| 345 | 钢 | 2 | 2×954 | 32 | 150 | | | 12000 | 93000 | 105000 |
| 500 | 钢 | 1 | 2×1780 | 38 | 175 | 830 | 170 | 14000 | 85000 | 99000 |
| 700~735 | 钢 | 1 | 4×954 | 45 | 225 | 2150 | 445 | 18000 | 125000 | 143000 |
| 700~735 | 钢 | 1 | 4×1272 | 45 | 225 | 2165 | 450 | 18000 | 142000 | 160000 |

表1-3 国外超高压直流输电线路的估算造价

| 额定电压 (千伏) | 架 构 | 双极回路数 | 输送能力 (兆瓦) | 导线, 千回密耳 钢芯铝线 | 走廊宽度 (英尺) | 每英里造价(美元) | | |
|--------------|-----|-------|--------------|------------------|--------------|-----------|--------|-------|
| | | | | | | 线路走廊和清理费 | 劳力和材料费 | 总 计 |
| ±250 | 钢 | 1 | 600 | 1×3000 | 125 | 10000 | 56000 | 66000 |
| ±375 | 钢 | 1 | 900 | 1×4000 | 150 | 12000 | 68000 | 80000 |
| ±500 | 钢 | 1 | 1200 | 1×4000 | 175 | 14000 | 78000 | 92000 |

表1-4 国外架空输电线路技术指标

| 线路技术指标 | 年 份 | | | | | |
|---------------------------|------|------|------|------|------|-----------|
| | 1907 | 1915 | 1920 | 1952 | 1960 | 1965-1970 |
| 电压(千伏) | 10 | 110 | 220 | 380 | 500 | 750 |
| 每100公里线路的钢材消耗量 (公斤/千瓦) | 200 | 30 | 14 | 5.3 | 3.7 | 1.5 |
| 每100公里线路的钢材消耗量 (公斤/千瓦) | 16 | 5 | 2.5 | 1.3 | 1.2 | 1.1 |
| 线路走廊的宽度(米) | 13 | 30 | 34 | 66 | 75 | 75 |
| 杆塔高度(米) | 12 | 27.5 | 33.5 | 49.7 | 56 | 40 |
| 双回路线路的输送容量(兆瓦) | 5 | 80 | 320 | 1200 | 2000 | 5000 |
| 线路走廊相对利用率(兆瓦/米) | 0.42 | 2.66 | 9.40 | 18.2 | 26.7 | 36 |

应当指出，国外不少先进工业国家在计算方案的计算费时，虽因国情或社会制度不同，但基本的计算方法是相似的，而以苏联所采用的计算方法考虑的比较系统与全面。

方案的计算费用，按下式确定：

$$S_a = A_a + K_s C_a \quad (1-1)$$

式中：
 S_a ——方案a的计算费用；
 A_a ——方案a的年运行费；
 C_a ——方案a的总投资；
 K_s ——比较投资效益的标准系数。

这里，以计算费用较小的方案i为所考虑的方案中最佳的，即

$$S_i = \text{最小。}$$

若总投资是在一年内完成，而年运行费用不变且相应于额定运行期的条件下，则其计算费用按式(1-1)确定。如果投资是在几年内进行，并处于过渡运行期间，则其年运行费随时间变化，这样，计算费用按下式确定：

$$S_a = \sum_{t=1}^{\tau} (K_s C_t + \Delta A_t) (1 + K_{s,n})^{\tau-t} \quad (1-2)$$

式中：
 C_t ——t年的投资；
 ΔA_t ——t年的运行费的增量；
 K_s ——比较投资效益的标准系数；
 $K_{s,n}$ ——计及支出不同时性的标准系数，取其等于0.08；
 τ ——费用计算年；

t ——项目建设和达到设计容量前（包括临时运行）的时间，在这以后便进入正常运行期，这时年运行费为常数，不再投资，见表1-5所示的关系。

表1-5 投资与年运行费

| 指 标 | 年 | | | | | | | | | | |
|------|-------|-------|-------|-----|-------|-----|-------|-----|-------|---------------|---|
| | 1 | 2 | 3 | ... | m | ... | n | ... | T | T+1 | |
| 投 资 | C_1 | C_2 | C_3 | ... | C_m | ... | C_n | ... | - | - | - |
| 年运行费 | - | - | - | - | A_m | ... | A_n | ... | A_T | $A_{T+1} = A$ | |

注：m—项目开始运行的年份；n—最后投资的年份；T—进入正常运行的年份。

虽然在式(1-1)与(1-2)中所列入的投资效益的标准系数 K_s 与计及支出不同时性的 $K_{s,n}$ ，在电力工业中取 $K_s = 0.12$ 与 $K_{s,n} = 0.08^{[1]}$ ，但对于个别具有重大国民经济意义的项目，如其投资与实际效果的周期颇长，可取 $K_s = 0.08^{[1]}$ 。

此外，在全成技术经济分析计算时，需确定单位计算费用

$$S = \frac{1 + K_s C}{P} \quad (1-3)$$

式中： P ——年产量，不随时变化的常数。

而对于项目的过渡运行期，单位计算费用等于

$$S = \frac{\sum_{t=1}^T (K_s C_t + \Delta A_t) (1 + K_{s,n})^{r-t}}{\sum_{t=1}^T \Delta P_t (1 + K_{s,n})^{r-t}} \quad (1-4)$$

式中： ΔP_t —— t 年的产量增长。

二、 额定电压的选择

选择输电线路或电网的电压，与选择导线截面、每相相分裂导线的根数、回路数目等有关，所以要全面综合地解决，因为它是一项复杂的技术经济课题。因此，在设计实践中，应采用最现代化的方法，比较各种电压的方案，并利用这些方案的分析结果来确定。

在选择输电线路电压时，必须考虑到现有的电压标准。例如，世界上有不少国家采用 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 千伏作为额定电压。当指出，国际电工委员会对 330 千伏及以上的电压推荐了如表 1—6 所列的标准电压等级。

表 1—6 国际电工委员会推荐的标准电压等级

| 额定电压(千伏) | 最大工作电压(千伏) | 额定电压(伏) | 最大工作电压(千伏) |
|----------|------------|---------|------------|
| 330与345 | 362 | 500 | 525 |
| 380与400 | 420 | 700与750 | 765 |

选择联合电力系统和全国统一电网的最佳额定电压系列，是一项需要考虑很多因素的综合性问题。如果在电力系统 5~10 年的发展规划中，所考虑到的负荷和发电厂容量的数值只能作近似地估计时，而且所有实际的数值和相对于设计数值的偏差，会影响输电线的容量的话，那么，为了选择联合电力系统的最佳额定电压而确定其计算条件，就会出现困难^[1]。

应当明确指出，选择个别线路的最佳电压，不能不考虑现有的或将来出现的与联合电力系统或区域电力系统存在电气上的联系。在电力工业发展的现阶段中，已不能按照公式方法来选择所设计的线路或电网电压，甚至对长期地不和其它电力系统联系的孤立地区电网，也不能这样做，因为上述方法不能考虑发展的过程，这也是通过长期实践而获得的经验总结。

不考虑整个电力系统发展的条件和出现系统间的联系来选择个别线路或电网的电压，就会导致不合理的结局。例如，在美国 22~345 千伏的范围内出现 53 种额定电压等级，在日本、澳大利亚和某些国家也出现类似的情况。

目前，在国外现已明确：线路长度、线路的输送能力、在确定计算期的时间内所传输的功率和能量的方式、现有设备的技术经济特性以及功率和能量损耗的价格，乃是决定选择输电线路额定电压最佳值的基本因素。

在选择个别线路额定电压的最佳值时，必须限制在现有的联合电力系统或整个电力系统所采用的最佳电压系列的范围内，这样才能避免发生太多的在数字上接近的电压等级的可能性，正如上述美国等一些国家过去所出现的不合理现象。

对个别线路电压的选择，必须服从于最佳电压系列，例如，35, 110, 220, 500 千伏或

者型是 35、150、330、750 千伏；同时要求对 15~25 年远景进行技术经济研究^[1]，当电力负荷、型式、容量与新电源的配置、设备的技术经济指标等原始资料改变时，要考虑几个额定电压系列的方案，同时还必须考虑系统间联络干线电压等级。

图1-1表示了额定电压与技术经济关系，但是，当最后选择输电电压的实际设计数据时，必须详细地计算其它竞争方案加以比较。

应当注意，随着超高压输电网络的发展，在设计联合电力系统时，为考虑到远景，必须选择经济上和技术上最佳的电压系列，例如目前国外采用的 110~220~500 千伏；或者 110~220~400 千伏；或者 150~330~750 千伏等系列，而不是选择个别输电线路的电压。

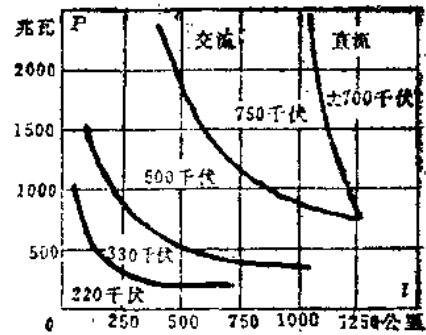
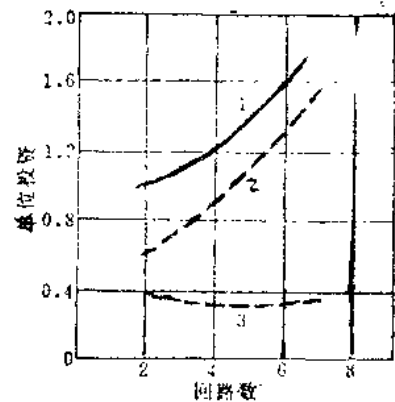


图1-1 有关几种额定电压的经济应用范围

三、 输电线路回路数目的选择

当输送功率超过线路的自然功率；或者当接受系统的容量和输送功率是同一数量级时，就不能仅考虑建设单回路的线路，必须确定超高压输电线路最佳的并联回路数。因为当建设远距离输电线路时，由于显著地提高线路部分费用的比重，所以当增加回路数时，变电站的投资变化不大，可以初步近似地认为它和回路数无关。这对增加回路数目的输电线来说，会降低与保证输送能力有关的变电站的附加费用(例如串联补偿装置、同步调相机及其它等)，而同时却增加并联电抗器和线路进出线间隔的费用。图1-2表示了当不同的回路数和接受系统变电站的数目不变时，用于架设输送1000兆瓦到1000公里距离的输电线的投资相对值。



1—总投资；2—线路；3—变电站
图1-2 架设长1000公里输送功率为1000兆瓦的输电线的投资相对值

参照国外的经验与数据^[1]，对长为1000公里、输送容量为1000兆瓦的双回路输电线路，当改用七回路时，变电站费用的相对百分数，从39%下降至18%。所以，对远距离输电线路来说，为降低整个电能传输的成本，基本的对策是减少建设线路的费用。

由于提高了输电线路的工作电压和大大增长它的输送长度，从而引起较大的电容电流，如表1-7所列数据。当电压为 330 千伏及其以上时，必须考虑由于导线电晕所引起的电能损耗，它不仅在很大的范围内变化，而且和不少因素有关。对长距离输电线路来说，尽管有并联电抗器补偿，但在空载和小负荷的运行情况下，较大的电容电流决定了有功损耗的绝大部分。显然，增加线路并联回路数目，空载损耗将成正比地增加；同样，类似的现象也发生在电晕引起的有功损耗上。

鉴于上述，在相同的输送功率情况下，增加并联回路数会引起输电经济指标的恶化，因此在选择或确定超高压输电线路回路数目时，只能用可靠性和稳定性的要求来论证增加线路回路是否正当与合理。

表1-7 架空输电线路充电电流与充电功率

| 电压 (千伏) | 每1公里线路的充 电电流(安) | 每1公里线路的充 电功率(千伏安) | 电压 (千伏) | 每1公里线路的充 电电流(安) | 每1公里线路的充 电功率(千伏安) |
|------------|--------------------|----------------------|------------|--------------------|----------------------|
| 35 | 0.06 | 3.6 | 400 | 0.72 | 500.0 |
| 110 | 0.20 | 38.4 | 500 | 1.13 | 782.0 |
| 220 | 0.34 | 128.5 | 750 | 1.77 | 2300 |
| 300 | 0.52 | 270.2 | | | |

四、导线截面的选择

在电力网的设计过程中，当确定了线路的计算负荷和选择了保证供电可靠性与并联运行稳定性的额定电压和回路数目后，下一步就应决定导线的截面。

就国外一些先进工业国家选择导线截面而论，虽说大致上基本相同，但就目前来看，仍以苏联考虑的比较周密与全面。根据苏联的设计论证^[1]指出：在进行电力系统设计时，对各种类型的架空输电线路采用同样的电流密度是不正确的。因为，其原因是存在通用的经济电流密度。实际上，这个数值是每公里线路的造价差别，电阻值的差别以及是不同经济区域电能损耗价格的函数。事实上，在比较 S_1 与 S_2 两个导线截面时，应该确定计算费用的对比关系。不言而喻，计算费用最小的方案是最经济的。

例如，苏联令输电线路的投资等于^[1]：

$$C = (C_1 + C_2 S) l \quad (\text{卢布}) \quad (1-5)$$

式中： C_1 ——与截面无关，仅与线路长度成正比的投资分量（卢布/公里）；

C_2 ——与截面有关的每1公里线路的投资分量（卢布/公里）；

S ——相导线的截面（平方毫米）；

l ——线路长度（公里）

而所考虑的年运行费的总和则为：由导线发热和电晕引起的线路电能损耗费用 Λ_H 和 Λ_C 与线路折旧维修费用 Λ_r 之和，即

$$\Lambda = \Lambda_H + \Lambda_C + \Lambda_r \quad (\text{卢布}) \quad (1-6)$$

对三相线路

$$\Lambda_H = \frac{3I^2 \rho l}{1000S} C_e \tau \quad (1-7)$$

式中： I ——计算电流； ρ ——相导线电阻率（欧姆/公里—平方毫米）； S ——相导线截面（平方毫米）； l ——线路长度（公里）； C_e ——损耗1度电的成本（卢布）； τ ——损耗时间（小时/年），如图1-3所示。于是

$$\Lambda_C = K_c \frac{3I^2 \rho l}{1000S} \times 8760 C_e \quad (\text{卢布}) \quad (1-8)$$

式中： K_c 则为计及电晕的电能损耗的系数（即电晕功率损耗与导线发热损耗之比）；有关式中线路折旧维修费用，则为

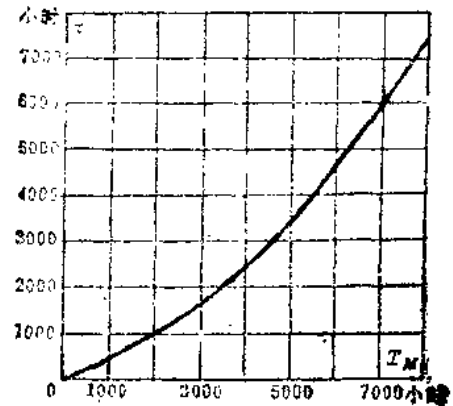


图1-3 损耗时间 τ 与最大负荷利用小时数关系

$$A_r = (C_1 + C_2 S) l \times \frac{a}{100} \quad (1-9)$$

式中 a 即为输电线路的年折旧维修率 (%)。

当在回收期为 T_n 期间的总费用

$$\Sigma C_T = K + AT_n \quad (1-10)$$

或将各项数值代入到方程式的右边，

$$\begin{aligned} \Sigma C_T = & (C_1 + C_2 S) l + (C_1 + C_2 S) l \times \frac{a}{100} T_n + \\ & + \frac{3I^2 \rho l}{1000S} C_{er} T_n + K_c \times \frac{3I^2 \rho l}{1000S} \times 8760 C_{ue} T_n \end{aligned} \quad (1-11)$$

这样，就由总费用最小的条件求出确定经济电流密度的公式。

因此，对 ΣC_T 的公式按截面微分，并令其一次导数为零，则确定经济电流密度的公式为

$$J_{ek} = \sqrt{\frac{10C_2(100/T_n + \rho)}{3\rho C_e(\tau + K_c \times 8760)}} \quad (1-12)$$

在确定导线截面时，应选择经济上合理的截面，所以应在对被比较方案的总计算费用进行比较的基础上进行。对于一年内的计算费用值，可按下列式计算

$$C_{c0} = K(p_a + K_s) + \frac{P^2 \alpha^2 r}{100U^2 \cos^2 \varphi} C_{He} + \Delta P_e C_{He} + K_{op} P_{t0} E_a \quad (1-13)$$

式中： K ——每公里线路造价； p_a ——每公里线路造价的折旧率； K_s ——投资效益的标准系数； P ——输送功率的计算值(千瓦)； U ——线路额定电压(千伏)； r ——每公里线路的电阻(欧姆)； α ——考虑线路负荷逐步增长的系数； ΔP_e ——所考虑导线的年平均电晕功率损耗(千瓦)； C_{He} ——为了补偿发热损耗而引起的电能的单位计算费用； C'_{He} ——意义同上，但用于补偿电晕损耗； t_0 ——因线路故障跳闸而引起线路中断供电的平均时间； E_a ——未送出电能的平均单位损失； K_{op} ——切除线路时，系统功率不足的平均系数，即

$$K_{op} = \frac{W}{P_{t0}} \quad (1-14)$$

式中 W 为对用户少送电的平均数。

假定对截面为 S_i 的导线的年计算费用为 C_i ，则对导线截面为 S_i 与较大一级截面 S_{i+1} 的方案，按它们的计算费用相等的条件即 $(C_i = C_{i+1})$ ，来确定截面为 S_i 的导线的经济功率上限值：

$$P_{i,i+1} = \frac{U \cos \varphi}{\alpha} \sqrt{\frac{[(p_a + K_s)(K_{i+1} - K_i) + \{(\Delta P_e C'_{He})_{i+1} - (\Delta P_e C'_{He})_i\}] \times 10^3}{C_{He}(r_i - r_{i+1})}} \quad (1-15)$$

同样可相似地确定截面为 S_i 的导线的经济功率的下限值：

$$P_{i,i-1} = \frac{U \cos \varphi}{\alpha} \sqrt{\frac{[(p_a + K_s)(K_i - K_{i-1}) + \{(\Delta P_e C'_{He})_i - (\Delta P_e C'_{He})_{i-1}\}] \times 10^3}{C_{He}(r_{i-1} - r_i)}} \quad (1-16)$$

式中： K_{i-1} 、 K_i 、 K_{i+1} ——导线截面为 S_{i-1} 、 S_i 、 S_{i+1} 的线路每公里造价；

r_{i-1} 、 r_i 、 r_{i+1} ——导线截面与上面相同时的线路每公里的电阻。

这样，按式(1-15)与(1-16)可建立一个功率范围，以表明每一个被比较的截面应用的经济范围和最大利用小时数的关系。

为了建立经济功率的范围，应利用330和500千伏的架空输电线路实际价格指标。

应当指出，经济功率范围 $P_{i,i-1} > P_i > P_{i,i-1}$ 所存在的必要条件是满足不等式

$$K_{i,i-1} > K_i > K_{i-1} \quad (1-17)$$

及

$$\frac{r_{i-1} - r_i}{r_i - r_{i+1}} > \frac{K_i - K_{i-1}}{K_{i-1} - K_i} \quad (1-18)$$

线路输送的功率在达到计算负荷后，常常继续增大，有时在某些情况下，可能大大超过经济值。在这种情况下，在设计并联回路前，就必须对运行工作线路超过额定值的过负荷，要检验其技术经济的合理性。在分析研究时，应考虑假定不要求按供电可靠性的条件来建设并联线路。因为这样的假定，其合理性在于避免因建设并联回路而引起投资的拥挤，并且第一条线路的过负荷只与运行费用的增加有关。

但为使建设下一条线路能变得经济、合理的输送功率值，其计算式如下：

$$P = \frac{U \cos \varphi}{\alpha} \sqrt{\frac{K_i (\rho_a + K_s) + \Delta P_e C_{He} \times 10^3}{C_{He} \left(\frac{r_i}{n} - \frac{r_{i-1}}{n+1} \right)}} \quad (1-19)$$

式中： K_i ——导线截面为 S 的单回路每公里的造价，它计入了终端设备的附加投资；

n ——最初回路数目；

r_i ——截面为 S_i 的导线电阻；

ΔP_e ——单回路的电晕损耗。

当比较每相分裂导线根数不同的方案时，线路电抗可能会发生很大的变化，因此，就必须考虑到与并联电抗器、同步调相机和串联电容补偿的费用变化有关的一些费用。在这种情况下，式(1-13)应变换写成下列形式：

$$\left. \begin{aligned} C_{OY1} &= K_1 (\rho_a + K_s) + \frac{P^2 Q_1^2 r_1}{1000 U^2 \cos^2 \varphi} - C_{He} + \Delta P_{e1} C_{He} + Q_{K1} (\rho_{aK} + K_s) K_K \\ &\quad + Q_{p1} (\rho_{ap} + K_s) K_p + Q_{CK1} (\rho_{aCK} + K_s) K_{CK} + K_{Op} P t_0 E_a \\ C_{OY2} &= K_2 (\rho_a + K_s) + \frac{P^2 Q_2^2 r_2}{1000 U^2 \cos^2 \varphi} - C_{He} + \Delta P_{e2} C_{He} + Q_{K2} (\rho_{aK} + K_s) K_K \\ &\quad + Q_{p2} (\rho_{ap} + K_s) K_p + Q_{CK2} (\rho_{aCK} + K_s) K_{CK} + K_{Op} P t_0 E_a \end{aligned} \right\} (1-20)$$

式中： Q_{K1} 与 Q_{K2} ——被比较的方案中，线路上的串联补偿装置已归算到每1公里线路的容量(千乏)；

K_K ——每1千乏串联补偿装置的造价；

Q_{p1} 与 Q_{p2} ——被比较的方案中，线路上的电抗器已归算到每1公里线路的容量(千伏安)；

K_p ——装设1千伏安电抗器的造价；

Q_{CK1} 与 Q_{CK2} ——被比较方案中，装于线路上的同步调相机已归算到每1公里线路的容量(千伏安)；

K_{CK} ——装设每1千伏安同步调相机的造价；

ρ_{aK} 、 ρ_{ap} 、 ρ_{aCK} ——为串联补偿、电抗器与同步调相机设备的折旧率(用小数表示)。

应当说明，在选择导线的经济截面时，要考虑到架空线路的负荷不是立即而是经过一定的时间才达到其数值的。因此，为了校正选择线路导线截面的计算功率，就必须计算线路输送功率的增长系数 α ，即

$$\alpha = \sqrt{K_s \left[\sum_{k=1}^n \frac{i_k^2}{(1+K_s)^k} \right] + \frac{i_{n+1}^2}{(1+K_s)^{n+1}}} \quad (1-21)$$

式中： K_s 为投资效益的标准系数，等于0.12； K 为负荷增长期间线路运行的年份； n 为线路负荷达到计算值时线路运行的第一个年份； i_k 为线路运行第 K 年份（以计算电流的分数表示的电流）。

在技术经济计算中，根据苏联采用的技术数据^[1]，对330千伏线路取 $\alpha=0.89$ ；对500千伏线路取 $\alpha=0.85$ 。为了补偿发热损耗而生产的电能，其单位计算费用的计算如下：

$$C_{He} = k_M k_C k_{CH} k_p (p_a + K_s) + \tau b \quad (1-22)$$

式中： k_M 为最大损耗对系统最大负荷时的参与系数； k_C 为因补偿发热损失在发电厂装设每1千瓦设备的造价； k_{CH} 为计及附加厂用电系数； k_p 为计及旋转备用的系数（据苏联原用的数据^[1]： $k_{CH}=1.06$ 、 $k_p=1.10$ ）； p_a 为发电厂的维修折旧率，一般讲来因地区不同所采用维修折旧率也各有所不同； K_s 为投资效益的标准系数； τ 为给定最大负荷利用小时数 T_M 时的损耗小时数； b 为燃料部分的成本，其计算式为

$$b = (C_{TT} K_s + C_T) \beta \quad (1-23)$$

式中： C_{TT} 为燃料基地的单位投资； C_T 为燃料成本； β 为生产1度电时的燃料消耗。对于用于补偿电晕电能损耗的单位计算费用 C_{He} ，同样按上述方法确定。但是，其区别只在于电晕最大损耗与电力系统最大负荷的同时系数 k_M 取0.2^[1]，这是因为增大了的电晕损耗与线路最大负荷相重合的时间不长，而增大了的电晕损耗小时数 b 取决于中相的电场强度，可按图1—4所示的数据确定^[1]。

根据苏联基于上述方法进行的经济计算表明，对于330千伏线路，采用 $2 \times ACO-240$ 的导线是没有应用的经济区域，因为这种截面的导线，按电晕条件要求会大大地加大相间的距离。因此，采用 2×240 平方毫米导线的330千伏线路的造价，就比采用 2×300 平方毫米导线的线路要高。

总之，在选择被比较方案的导线截面与进行经济分析时，要算出线路输送功率经济区域范围的上、下限值，以利从中优选最佳导线截面。

五、相分裂导线

就超高压输电线路传输负荷电流而论，当330千伏线路按极限负荷电流选择的导线截面应为600~800平方毫米；而500千伏线路则应为1000~1500平方毫米。因此，从导线结构考虑，采用这种单根导线截面是很困难的。此外，导线的外径也应该保证降低电晕电能损耗，减弱无线电和高频干扰，因而在采用单根导线时，就必须采用价格昂贵的、安装不便的空心导线或扩径导线。基于这些原因，同时为了减少电抗，所以超高压输电线路多采用相分裂导线。所谓相分裂导线，即每相导线由几根（二、三、四根）并联导线组成，导线之间的间距由金属间隔棒固定。

1. 电气特性

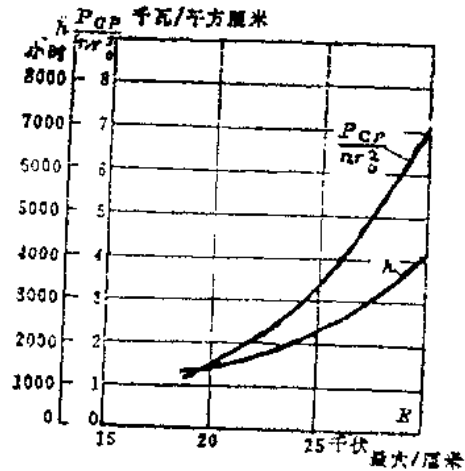


图1—4 电晕损耗与增大了的电晕损耗与中相电场强度的关系

实际上，根分裂导线相当于增大了导线的直径，因此，在采用相分裂导线时，线路电容增大，而电感减小，从而相分裂导线线路的波阻抗减小，自然功率增加。

为了获得有效半径（即等效半径）的最大值，一般多按正多边形的顶点布置每相的相分裂导线。

在表1—8中表明，在正常情况下，国外500千伏输电线路的电抗、波阻抗和自然功率是怎样随着每相分裂导线的根数变化的情况。

当每相导线截面恒定时，从单根导线过渡到分裂导线时，线路的输送能力，例如每相分裂为两根时则增加21%；分裂为三根时则增加33%。若从三根分裂导线过渡到四根时，输送能力仅增加7%。显然可见，为了增大500千伏线路的输送能力，最合理的是采用每相三根分裂导线。分裂为四根导线同分裂为三根导线相比，输送能力增加不多，但是线路的机械部分却变得复杂。

有关提高电压和相分裂导线对输电线路自然功率值的影响，可从表1—9的数据中看出，

表1—8 相分裂导线与电抗、波阻抗和自然功率变化情况

| 线路指标 | 相分裂导线根数 | | | |
|----------|---------|------|-----|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 电抗(欧/公里) | 0.4 | 0.33 | 0.3 | 0.28 |
| 波阻抗(欧) | 375 | 315 | 280 | 260 |
| 自然功率(兆瓦) | 670 | 810 | 900 | 960 |

表1—9 架空输电线路技术特性表

| 额定电压 (千伏) | 每相导线根数 | 铝芯铝线的特性 | | | 自然功率 | | | 相间距离 (米) |
|--------------|--------|--------------|--------------------|-----------------|------------|-----------|------------------|-------------|
| | | 导线直径 (毫米) | 单根导线的铝截面 (平方毫米) | 导线总截面 (平方毫米) | 功率 (兆瓦) | 电流 (安) | 电流密度 (安/平方毫米) | |
| 115 | 1 | 19.0 | 185 | 185 | 33 | 165 | 0.890 | 3.5 |
| 138 | 1 | 24.2 | 281 | 281 | 51 | 212 | 0.755 | 4.3 |
| 230 | 1 | 30.4 | 483 | 483 | 137 | 344 | 0.715 | 6.7 |
| 345 | 1 | 44.5 | 717 | 717 | 320 | 535 | 0.745 | 7.6 |
| 345 | 2 | 30.4 | 483 | 966 | 400 | 670 | 0.700 | 8.5 |
| 400 | 2 | 31.7 | 523 | 1046 | 530 | 765 | 0.730 | 9.8 |
| 400 | 3 | 29.1 | 443 | 1329 | 595 | 860 | 0.650 | 9.8 |
| 400 | 4 | 23.5 | 281 | 1124 | 640 | 925 | 0.825 | 9.3 |
| 500 | 2 | 35.2 | 645 | 1290 | 820 | 945 | 0.780 | 11.0 |
| 500 | 3 | 30.4 | 483 | 1449 | 910 | 1050 | 0.725 | 11.0 |
| 500 | 4 | 28.2 | 402 | 1608 | 985 | 1140 | 0.710 | 11.0 |
| 690 | 4 | 31.7 | 523 | 2032 | 1810 | 1520 | 0.725 | 13.5 |
| 750 | 4 | 34.0 | 605 | 2420 | 2100 | 1620 | 0.700 | 15.0 |
| 750 | 4 | 37.1 | 712 | 2848 | 2400 | 1845 | 0.650 | 15.0 |

2、经济特性

根据国外使用经验与经济分析表明，相分裂导线每公里的造价比同一电压等级的相同总截面的单根导线的线路造价要高。这是因为采用相分裂导线时由于风压和复冰荷载增大，导致线路档距受到线索各间隔棒之间距离（即亚跨度）内的分裂导线不碰线的控制而使线路档距减小，以及线路的金具和导线附件的安装变得复杂化的缘故。在表1-10内，列出了国外采用单根和相分裂导线时超高压线路造价的相对造价百分值。

表1-10 国外超高压输电线路造价的相对造价百分值

| 相分裂导线根数 | 国 别 | 苏联 | 美国 | 瑞典 | 西德 | 法国 | 奥地利 |
|---------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|
| 1 | | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 2 | | 94 | 110 | 112 | 110.5 | 108 | 96 |
| 3 | | 102 | 115 | - | - | 112 | - |
| 4 | | 107 | 120 | - | 118 | 117 | - |

根据法国进行的研究结果表明^[1]，380千伏线路每回路传输800兆瓦，采用三根分裂导线时年费用最小；当每回传输600兆瓦时，则采用两根或三根分裂导线；每回传输400兆瓦时，则采用两根分裂导线。而当传输功率每回为600~800兆瓦时，采用单根导线年运行费用要增大5.5~8%，仅是在每回传输功率为400兆瓦时采用单根和两根分裂导线的年运行费用才大致相同。

应当指出，作为更精确的经济分析，不仅计及线路造价和运行费用，也应考虑各种补偿装置（如串联补偿装置，同步调相机，并联电抗器）的价格差别和全部年运行费用，这样就可以得出超高压远距离输电线路采用相分裂导线的经济分析的更为确切的结论。

在国外不少国家进行经济比较的总结中，作出了超高压远距离输电线路采用相分裂导线的经济性的结论。例如，瑞典把导线分裂成两根的输电成本要比单导线低2-14%；在美国所进行的经济分析研究中，肯定了当电压为345千伏、每回负荷超过500兆瓦时，采用相分裂导线在经济上是合理的；同样，在加拿大也提出了这样的肯定意见，即线路长度超过400公里、线路输送功率每回超过100兆瓦、而且电压高于220千伏时，一定要采用相分裂导线；就苏联所做的经济分析观点而言，330~500千伏的线路采用相分裂导线在经济上和技术上的优越性是十分明显的。为了说明问题，根据法国的三条380千伏线路都架设在29米高的同一型号的“猫头”型铁塔上的资料数据来证明（见表1-11）。

表1-11 法国三条380千伏线路的经济分析表

| 项 目 名 称 | 线 路 1 | 线 路 2 | 线 路 3 |
|-------------------|-------|-------|-------|
| 每相分裂导线根数 | 1 | 2 | 2 |
| 单根导线直径(毫米) | 42 | 26 | 31.7 |
| 每相导线截面(按铜计)(平方毫米) | 500 | 2×205 | 2×300 |
| 电抗(欧/公里) | 0.416 | 0.350 | 0.350 |
| 平均档距(米) | 500 | 450 | 475 |
| 杆塔与基础的金属消耗量(吨/公里) | 25.2 | 28.0 | 29.0 |
| 每1公里造价(%) | 100 | 100.5 | 112 |
| 自然功率(兆瓦) | 364 | 475 | 480 |
| 每1兆瓦的单位投资(%) | 130 | 100 | 112 |