

بِسْمِ اللّٰهِ الرَّحْمٰنِ الرَّحِیْمِ



دیدگاههای مهندسی در

طراحی خطوط انتقال انرژی

تألیف:

محسن پوررفیع عربانی - پرویز اسلامزاده

شرکت سهامی خدمات مهندسی برق (مشانیر)

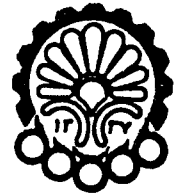
و

دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران)

بهار ۱۳۷۷



چهلمین سال تأسیس دانشگاه صنعتی امیرکبیر، پیشتاز عرصه پژوهش و مشعلدار
توسعه علوم فنی - مهندسی کشور را ارج می نهیم.



دانشگاه صنعتی امیرکبیر
(پلی تکنیک تهران)

-
- عنوان کتاب : دیدگاههای مهندسی در طراحی خطوط انتقال انرژی
مؤلفین : دکتر محسن پوررفیع عربانی - مهندس پرویز اسلامزاده
ناشر : مرکز نشر دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران)
حروف چینی : مرکز نشر دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران)
لیتوگرافی، چاپ و صحافی : مرکز نشر دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران)
چاپ اول : پاییز ۱۳۷۷
تیراژ : ۱۵۰۰ نسخه
قیمت : ۱۴۰۰ تومان
شابک : ۹۶۴-۴۶۳-۰۲۳-۸
ISBN : 964-463-023-8
-

حق چاپ برای ناشر محفوظ است.

پیشگفتار:

کتابی که پیش رو دارید مجموعه‌ای از جزوات درس طراحی خطوط انتقال انرژی می‌باشد که طی چند سال گذشته در دانشگاهها و مراکز آموزش عالی کشور، مرکز تحقیقات وزارت نیرو و غیره تدریس شده و اکنون با مدنظر قراردادن آخرین روشهای طراحی و دستورالعمل‌های موجود در این زمینه و همچنین آگاهی از امکانات و مهارتهای موجود در کشور مدون گردیده است.

پس از مطالعه این کتاب و مشاهده تفاوت آن با سایر کتب و جزوات موجود در این زمینه، مصداق همکاری صنعت و دانشگاه را بلحاظ تلفیق مطالب تئوری با روشهای عملی و اجرایی موجود در کشور ملاحظه خواهید نمود. زیرا اغلب دانش‌آموختگان در دانشگاه پس از خاتمه تحصیل با صنعت بیگانه بوده و از مشکلات و نیازهای جامعه کاری فاصله دارند، لذا احساس گردید این درس و دروس مشابه می‌تواند آنان را برای حضور در صحنه‌های کاری و پروژه‌های اجرایی فشار قوی آماده‌تر نماید. تربیت دانشجویانی که بتوانند پس از فراغت از تحصیل سریعاً در بخش‌های مختلف صنعت و از جمله وزارت نیرو و شرکت‌های تابعه حضور فعال داشته باشند یکی از اهداف مهم ارتباط صنعت و دانشگاه است. از طرفی شرکت‌های مهندسی مشاور و شرکت‌های برق نیاز به مهندسیین طراحی دارند که پس از استخدام مشکل آموزش و بازآموزی

نداشته و سرعت آماده کار شوند و به تجربه نیز ثابت شده که این مهندسين در کارهای طراحی، اجرا و حتی مدیریت پروژه‌ها توانمند می‌باشند.

نکاتی که در مجموعه این درس آموزش داده می‌شود تنها انجام محاسبات فنی نیست بلکه دیدگاههای اقتصادی و سپس دیدگاههای فنی - اقتصادی طرحها نیز مدنظر قرار گرفته و بایستی یک مهندس طراح بتواند با انجام محاسبات دقیق فنی جنبه‌های اقتصادی طرحها را نیز در کنار آن دیده و در انتها با ارائه چندین طرح بهترین گزینه را توصیه نماید. گفتنی است هزینه تهیه و نصب یک کیلومتر خط انتقال ۴۰۰ کیلوولت تکمداره در زمان نگارش این کتاب بالغ بر سیصد و پنجاه میلیون ریال است و باتوجه به وسعت زیاد کشور و نیاز به طراحی و احداث هزاران کیلومتر خط انتقال در سالهای آتی ملاحظه می‌گردد که هرگونه مطالعه و تفکر در جهت اقتصادی تر نمودن طرحها تاچه حدی می‌تواند مثمر ثمر باشد.

در خاتمه جا دارد از تمامی دوستان و عزیزانی که در تهیه این کتاب کمک و مساعدت نموده‌اند از جمله مدیران عامل محترم شرکت مشانیر آقایان مهندس بهروز رفیعی و مهندس محمود مقدم بدلیل حمایت‌ها و پشتیبانی بی‌دریغ خود و ایجاد انگیزه در تهیه این کتاب و کمک جهت چاپ آن، اساتید محترم دانشکده مهندسی برق دانشگاه صنعتی امیرکبیر (پلی تکنیک تهران) بخصوص استاد ارجمند آقای دکتر مهرداد عابدی، دبیر محترم کنفرانس بین‌المللی برق آقای دکتر قدرت‌الله حیدری و همچنین کلیه همکاران در شرکت مشانیر از جمله واحد تخصصی امور خطوط و سرکار خانم مهندس فاخری و مدیران و کارشناسان محترم پروژه‌ها که در تهیه مطالب کمک شایانی نموده‌اند تشکر و قدردانی نمائیم.

از آنجا که ارائه مطالب عاری از هرگونه اشتباه بسیار مشکل و حتی گاهی غیرممکن است، ما نیز مدعی آن نبوده و با آغوش باز پذیرای انتقادات، نظرات و پیشنهادات خوانندگان عزیز در جهت تکمیل هرچه بهتر مطالب این کتاب در چاپ‌های بعدی می‌باشیم.

محسن پوررفیع عربانی

خرداد ۱۳۷۷

« فهرست مطالب »

موضوع	صفحه
- مقدمه:	
- فصل اول: تعاریف و اصطلاحات	۱
- فصل دوم: انتخاب سطح و لتاژ انتقال	۱۷
- مقدمه	۱۹
- انتخاب و لتاژ اقتصادی	۱۹
- تعیین و لتاژ به کمک رابطه تجربی استیل	۲۲
- تعیین و لتاژ انتقال به کمک منحنی تغییرات و لتاژ نسبت به حاصلضرب مسافت در توان (رابطه کورتز)	۲۲
- رابطه تجربی جهت تعیین و لتاژ انتقال در مسافات طولانی	۲۲
- یک رابطه تجربی دقیق جهت تعیین و لتاژ انتقال	۲۳
- فصل سوم: مسیریابی خطوط انتقال نیرو	۲۵
- مقدمه	۲۷
- نکات اساسی در انتخاب مسیر	۲۸
- سلسله مراحل موجود در عملیات مسیریابی	۲۸
- انتخاب مسیرهای مختلف	۲۸
- بازدید از مسیرهای انتخاب شده در منطقه	۲۹
- انتخاب مسیر بهینه	۲۹
- هنگامی که مسیر از نواحی کوهستانی می‌گذرد	۳۰

۳۰	- هنگامی که مسیر از نواحی تپه ماهور می‌گذرد
۳۰	- زمانی که مسیر از نواحی دشت و بیابانی می‌گذرد
		- وقتی که کل مسیر یا قسمت‌هایی از آن به اجبار از مناطق
۳۱	باتلاقی عبور می‌نماید
۳۱	- چند نکته مهم در مسیریابی
۳۳	- فصل چهارم: نقشه برداری و تهیه پلان و پروفیل مسیر
۳۵	- مقدمه
۳۶	- مطالعه مجدد عبور محور خط ، عملیات نقشه برداری و پیمایش مسیر
۳۶	- موقعیت محور مرکزی خط روی زمین و پیمایش مسیر
		- استفاده از سیستم G.P.S (تعیین مختصات نقاط از طریق ماهواره)
۳۷	در نقشه برداری جهت پیمایش مسیر خط انتقال
۳۸	- G.I.S چیست؟
۳۹	- عملیات نقشه برداری برداشت جزئیات
۳۹	- دقت ارتفاعی و سطححاتی و خارج از محوری
۳۹	- نصب علائم بتنی دائم
۳۹	- اوراق پلان و پروفیل
۴۳	- برنامه کامپیوتری رسم پلان و پروفیل مسیر خط و اسپاتینگ
۴۳	- فتوگرامتری
۴۵	- فصل پنجم: عملیات زمین شناسی و مطالعات ژئوتکنیکی
۴۷	- مقدمه

زمین‌شناسی	۴۷
- شناخت مسیر از نظر عوارض مزاحم زمین‌شناسی که در زمان بهره‌برداری نمود خواهند داشت	۴۸
- شناخت مسیر از نظر طبقه‌بندی عمومی مشخصه‌های زمین	۴۸
- ژئوتکنیک	۵۰
- نحوه انتخاب نقاط گمانه‌ها (چاهکها)	۵۰
- آزمایشهای برجا	۵۱
- تستهای آزمایشگاهی	۵۲
- فصل ششم: طراحی هادیهای خطوط انتقال (Conductors)	۵۳
- کلیات	۵۵
- جنس هادیهای خطوط انتقال	۵۶
- انواع هادیهای خطوط انتقال نیرو	۵۷
- روشهای نامگذاری هادیهای خطوط انتقال	۶۲
- پدیده کرونا در خطوط انتقال	۶۳
- جدول مشخصات هادیهای استاندارد شده ایران	۶۴
- هادیهای گروهی (باندل)	۶۸
- تأثیر ابعاد و اندازه دسته هادیا در طرح خطوط انتقال	۷۱
- تئوری پیدایش هادیهای باندل	۷۲
- تأثیر دسته هادیهای فرعی در مشخصات الکتریکی خطوط	۷۵
- مدلهای خطوط انتقال انرژی	۷۷
- خطوط انتقال کوتاه	۷۷

۷۸	- خطوط انتقال متوسط و بلند
۸۲	- تعیین مقطع هادیهای خطوط انتقال نیرو
۸۲	- توان انتقالی
۸۲	- حد حرارتی
۸۴	- تلفات اهمی
۸۸	- جریان اتصال کوتاه
۹۰	- کرونا و تلفات ناشی از آن
۹۰	- کرونا
۹۲	- تلفات کرونا
۹۵	- سطح مقطع اقتصادی
۹۶	- عوامل مکانیکی
۱۰۱	- فصل هفتم: سیم محافظ هوایی (Shield Wire)
۱۰۳	- مقدمه
۱۰۳	- سیم محافظ هوایی
۱۰۴	- نقطه نظر الکتریکی
۱۰۴	- جریانهای ناشی از اتصال کوتاه
۱۰۵	- جریانهای ناشی از تخلیه جوی و اصابت صاعقه
۱۰۹	- نقطه نظر مکانیکی
۱۱۳	- جدول مشخصات تعدادی از سیمهای محافظ هوایی

۱۱۵ فصل هشتم: اضافه ولتاژها (Over Voltages)
۱۱۷ - مقدمه
۱۱۸ - اضافه ولتاژهای موجی
۱۱۸ - اضافه ولتاژهای ناشی از تخلیه جوی یا رعد و برق
۱۲۱ - اضافه ولتاژهای ناشی از کلیدزنی
۱۲۱ - اضافه ولتاژهای موقت
۱۲۱ - اضافه ولتاژهای کوتاه مدت با دامنه زیاد
۱۲۳ - اضافه ولتاژهای بلند مدت با دامنه کم

- فصل نهم: مقره‌ها و تعیین ایزولاسیون خط

۱۲۵ (Insulators & Insulation Design)
۱۲۷ - مقدمه
۱۲۸ - جنس مقره‌ها
۱۲۸ - مقره‌های چینی
۱۲۸ - مقره‌های شیشه‌ای
۱۲۹ - مقره‌های پلاستیکی (Composite)
۱۳۰ - طراحی شکل مقره‌ها
۱۳۱ - انواع مختلف مقره‌ها
۱۳۹ - مشخصات الکتریکی مقره
۱۴۰ - مشخصات مکانیکی مقره
۱۴۱ - شکل آرایش مقره‌ها در زنجیره
۱۴۶ - توزیع ولتاژ در طول زنجیره مقره

۱۵۰ نحوه یکنواخت کردن توزیع ولتاژ روی زنجیره مفره
۱۵۵ روشهای طراحی ایزولاسیون خطوط هوایی انتقال نیرو
۱۵۸ روش طراحی ایزولاسیون بوسیله ولتاژ ایستادگی رعدوبرق (Lightning)
۱۶۱ روش طراحی ایزولاسیون باتوجه به ولتاژ کلیدزنی (Switching)
 روش طراحی ایزولاسیون باتوجه به ولتاژ ایستادگی آلودگی و
۱۶۳ فرکانس شبکه (Power Frequency)

- فصل دهم: انتخاب شرایط بارگذاری به کمک آمار

۱۶۵ هواشناسی منطقه (Loading Conditions)
۱۶۷ مقدمه
۱۶۸ تعاریف
۱۶۸ شرایط منطقه‌ای
۱۷۰ تأثیر باد
۱۷۳ تأثیر یخ
۱۷۴ ضرایب مورد استفاده در طراحی
۱۷۵ شرایط استاندارد بارگذاری
۱۷۶ شرایط حد بارگذاری
۱۷۸ شرایط عادی (E.D.S)
۱۷۸ شرایط استثنایی
۱۷۹ ضرایب اضافه بار و ثابت بارها
۱۸۱ محاسبه نیروهای روی برج (درخت نیروها)
۱۸۵ نقشه مناطق چهارگانه بارگذاری در کشور

- فصل یازدهم: انتخاب برج و محاسبات بارگذاری	
۱۹۱	(Loading Calculations & Tower Design)
۱۹۳	- مقدمه
۱۹۴	- منحنی سیم
۱۹۶	- محاسبه کشش در نقاط مختلف سیم (Tension)
۱۹۷	- فلش سیم (Sag)
۱۹۸	- محاسبه فلش سیم برای حالتیکه دو نقطه نگهدارنده در یک سطح قرار دارند
۱۹۸	- محاسبه فلش سیم برای حالتیکه دو نقطه نگهدارنده در یک سطح نباشند
۲۰۰	- محاسبه طول سیم
۲۰۰	- نقاط نگهدارنده اختلاف ارتفاعی ندارند
۲۰۰	- نقاط نگهدارنده با هم اختلاف ارتفاع دارند
۲۰۱	- نیروهای وارد بر هادی
۲۰۱	- نیروهای خودی
۲۰۱	- نیروهای ناشی از بارگذاری خارجی
۲۰۱	- بار یخ
۲۰۲	- نیروی ناشی از باد روی هادی
۲۰۴	- برآیند نیروهای وارد بر سیم
۲۰۴	- معادله تغییر وضعیت
۲۰۶	- انتخاب نوع و شکل برج
۲۰۷	- انواع برجها
۲۰۷	- برج وسط خط
۲۰۷	- برج زاویه

- ۲۰۷ - برج انتهایی
- ۲۰۸ - پارامترهای اساسی در طرح برجهای
- ۲۰۸ - حداقل و حداکثر فاصله بین فازها
- ۲۰۹ - شکل زنجیره مقرر
- ۲۰۹ - انواع برجهایی که معمولاً در خطوط انتقال بکار می‌روند
- - زاویه حفاظت روی برج (Shielding Angle) و فاصله هوایی
- ۲۱۳ .. (Mid Span Clearance) بین سیم محافظ و هادی در وسط اسپن
- ۲۱۳ - فاصله عمودی لازم برای حفاظت در برابر پدیده گالوپینگ
- - دیاگرام فاصله هرایی لازم از برج برای تجهیزات تحت بار در
- ۲۱۴ شرایط عادی و غیرعادی خط
- ۲۱۶ - توصیه‌های کلی
- ۲۲۳ - فصل دوازدهم: ترانسپوزیسیون (Transposition)
- ۲۲۵ - مقدمه
- ۲۲۶ - بررسی عدم تعادل الکتریکی در خطوط ترانسپوز نشده
- ۲۲۶ - عدم تعادل الکترومغناطیسی
- ۲۲۹ - عدم تعادل الکترواستاتیکی
- ۲۲۹ - بررسی اثرات عدم تعادل
- ۲۳۰ - تأثیر ترانسپوزیسیون خط بر خطوط تلفنی مجاور و کاهش اثرات القایی بر محیط
- ۲۴۳ (Conductor Oscillations) - فصل سیزدهم: نوسانات هادیهای خط
- ۲۴۵ - مقدمه
- ۲۴۵ - انواع نوسانات

۲۴۶	-نوسانات آتولین
۲۴۷	-نوسانات هادیهای فرعی
۲۴۸	-نوسانات حاصل از گالوپینگ
۲۴۹	-گالوپینگ چیست؟
۲۵۲	-عوامل مؤثر در گالوپینگ
۲۵۳	-تخمین دامنه گالوپینگ و فواصل مورد نیاز
۲۵۵	-اثرات مخرب پدیده گالوپینگ
۲۵۶	-روشهای حفاظتی در مقابل پدیده گالوپینگ
۲۵۶	-میراکننده‌های نوسانات (Vibration Dampers)

-فصل چهاردهم: یراق آلات خط انتقال

۲۵۹	(Line Hardware and Conductor Accessories)
۲۶۱	-مقدمه
۲۶۲	-انواع اتصالات
۲۶۲	-یراق آلات آماده نصب
۲۶۳	-یراق آلات نیمه آماده
۲۶۵	-روشهای عمومی تولید
۲۶۸	-مواد مورد استفاده

-فصل پانزدهم: زمین کردن برجها (Earthing System)

۲۷۱	-مقدمه
۲۷۳	-روشهای کاهش مقاومت الکتریکی زمین
۲۷۴	

۲۷۵	- کوبیدن میله
۲۷۶	- خوابانیدن سیم زمین (Counter Poise)
۲۸۰	- روش ترکیبی
۲۸۰	- اتصال برجها به یکدیگر
۲۸۱	- فصل شانزدهم: فونداسیون برجها (Foundation)
۲۸۳	- مقدمه
۲۸۴	- رده بندی زمینهای مسیر خطوط انتقال نیرو
۲۸۴	- رده بندی لایه های زمین
۲۸۹	- روابط موجود بین حجم و وزن مخصوص خاک
۲۹۱	- مقاومت برشی خاک
۲۹۲	- نشست خاک تحت عمل بارگذاری و مقاومت باربری خاک
۲۹۴	- مبانی طراحی
۲۹۵	- تعیین ابعاد پی
۲۹۵	- تعیین عمق پی
۲۹۸	- تعیین بعد پی
۳۰۴	- تعیین ضخامت پی
۳۰۹	- محاسبه نیروهای وارد بر فونداسیون
۳۰۹	- انتقال نیروهای وارد بر برج به پایه های آن

۳۱۵ فصل هفدهم: خطوط انتقال فشرده (Compact T / L)
۳۱۷ - مقدمه
۳۱۸ - مزایا و معایب خطوط فشرده
۳۱۹ - هادی
۳۱۹ - مقره
۳۲۰ - برج
۳۲۰ - استفاده از برجهای نوع لوله‌ای (Tubular)
۳۲۲ - استفاده از برجهای نوع شبکه‌ای (Lattice)
۳۲۲ - فونداسیون پایه‌ها
۳۲۵ - فصل هیجدهم: ضوابط
۳۲۷ - ضمیمه یک :
۳۲۹ - نمونه سؤالات و مسایل امتحانی
۳۳۹ - طراحی و حل کامل یک پروژه خط هوایی انتقال انرژی
۳۵۱ - ضمیمه دو :
۳۵۱ - جداول، آمارها و اطلاعات مورد نیاز در طراحی
۴۳۵ - فهرست منابع مورد استفاده

۱- مقدمه:

اصولاً هر شبکه الکتریکی گسترده را می‌توان شامل بخش‌های تولید (Generation)، انتقال (Transmission)، تبدیل (Transformation)، توزیع (Distribution) و مصرف (Consumption) دانست.

خطوط هوایی انتقال انرژی که از اجزاء اصلی شبکه‌های الکتریکی گسترده محسوب می‌شوند وظیفه انتقال انرژی الکتریکی از نقاط تولید به مراکز مصرف را بعهده داشته و می‌توان آنها را به رگهای حیاتی صنعت برق تشبیه نمود. در اغلب مواقع مسئله چگونگی امر تغذیه انرژی الکتریکی را به مراکز تولید آن وابسته می‌دانند در صورتی که تنها ۳۵ درصد کل مخارج صرف ایجاد نیروگاه و ۶۵ درصد بقیه صرف انتقال این انرژی و رساندن آن به نقاط مصرف می‌گردد. بنا بدلائل فوق، بررسی امر انتقال انرژی الکتریکی همواره مورد توجه خاص دست‌اندرکاران صنعت برق و طراحان خطوط انتقال بوده تا با استفاده از تکنیک‌های مدرن طراحی و بهره‌گیری از آخرین دستاوردهای علمی در این زمینه ضمن بالاتر بردن کیفیت انتقال، هزینه‌های لازم را نیز به حداقل رسانند. نکته مهم دیگر که استفاده از تکنیک‌های جدید طراحی را اجتناب‌ناپذیر می‌سازد تلفات انرژی در طول خطوط انتقال است که هر ساله درصدی از این انرژی را که با مخارج سنگین تهیه می‌شود بدون هیچ استفاده‌ای به هدر می‌دهد.

البته موضوع تلفات انرژی الکتریکی منحصر به انتقال نبوده و در سایر بخش‌ها مانند تولید، تبدیل و توزیع نیز سهم قابل توجهی از انرژی الکتریکی تلف می‌شود. آمارهای موجود نشان می‌دهند که در کشور ما سیر نزولی تلفات در بخش انتقال طی سالیان اخیر نسبت به سایر بخش‌ها سریعتر بوده و این نتیجه بازنگری مداوم بر روشهای قبلی و به روز درآوردن آنها، مطالعه و تحقیق مستمر، و سرانجام تلاش در جهت دستیابی به آخرین تکنولوژی مورد استفاده در کشورهای پیشرفته در این زمینه می‌باشد. به طور کلی بحث انتقال از آنجا آغاز گردید که تولید انرژی الکتریکی در بعضی مناطق به سبب وجود پتانسیل و فاکتورهای لازم جهت تولید در آن نقطه افزایش یافت و می‌بایست این انرژی تولید شده به سایر نقاط هم ارسال می‌شد.

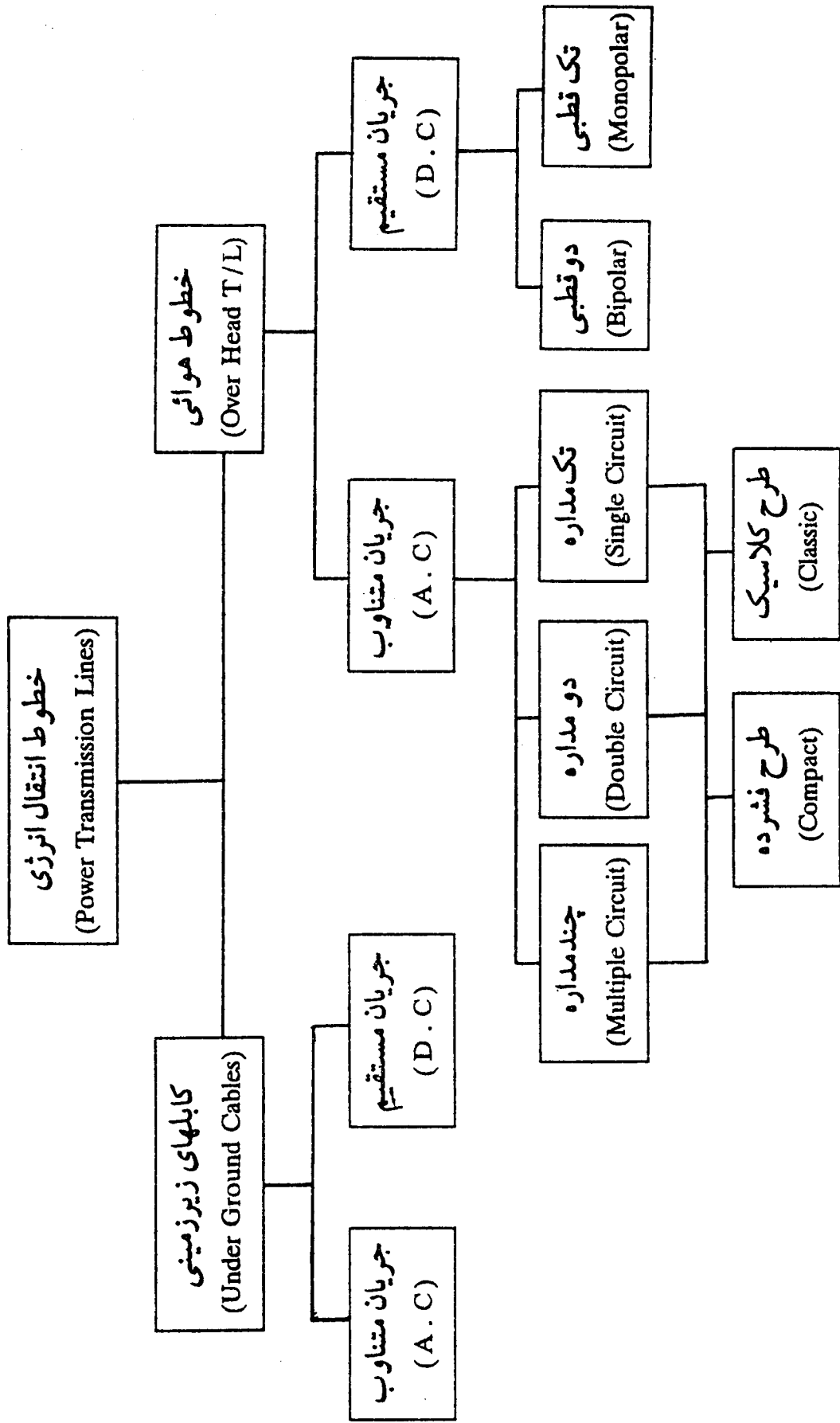
البته در سالهای اولیه پیدایش انرژی الکتریکی، به علت محدود بودن امکان تولید فقط انرژی جریان مستقیم (D.C) با ولتاژ ضعیف را انتقال می‌دادند و نیروگاهها قادر بودند تنها چند خانه را تغذیه کنند. بعدها بتدریج نیروگاههایی ساخته شد که قادر بودند مجتمع‌های بزرگتری را تغذیه نمایند.

تکامل صنعت ماشین‌سازی و بخصوص ماشین‌های بخار و بالاخره پیدایش و تکامل توربین‌های آبی و بخار، تولید انرژی الکتریکی بیشتری را در یک نقطه امکان‌پذیر ساخت. با افزایش قدرت تولیدی در سالهای بعد ولتاژهای بالاتری جهت انتقال این قدرت مورد نیاز بود. لذا ولتاژ انتقال بتدریج بالاتر رفت بطوری که امروزه ولتاژ انتقال بوسیله سیستم‌های سه فاز (A.C) به حدود ۱۱۵۰ کیلوولت هم رسیده است. زیرا انتقال توانهای بالا به مسافتات طولانی تلفات انرژی را بشدت افزایش می‌دهد و متداولترین راه جهت کاهش این تلفات که مستقیماً با جریان مرتبط است افزایش ولتاژ انتقال است.

انتقال انرژی تنها به یک روش خاص منحصر نبوده و راههای گوناگونی برای این کار مورد استفاده قرار می‌گیرد. بلوک دیاگرام شماره (۱) روشهای مختلف انتقال انرژی را نشان می‌دهد.

استفاده از کابل‌های زیرزمینی جهت انتقال توان تحت ولتاژ بالا ضمن دارا بودن محاسن بسیار، بعلت داشتن هزینه‌های سنگین تهیه و نصب تجهیزات (تقریباً ۱۵ برابر خط هوایی)، فقط در مناطق شهری و برخی نقاط خاص که به هر دلیل استفاده از خطوط انتقال هوایی میسر و یا مناسب نباشد از نظر فنی و اقتصادی توجیه‌پذیر خواهد بود.

استفاده از خطوط انتقال فشار قوی جریان مستقیم نیز که تحت عنوان (High Voltage Direct Current) H.V.D.C شناخته شده تنها در مسافتات بسیار طولانی و انتقال انرژی خیلی زیاد و یا اتصال دو شبکه دارای فرکانسهای متفاوت به یکدیگر مورد توجه قرار می‌گیرد. البته برخی صاحب‌نظران در زمینه انتقال انرژی الکتریکی استفاده از این روش را بعلت هزینه نسبتاً بالای آن و همچنین امتیازهای فراوانی که خطوط A.C در مقابل خطوط D.C دارند توصیه نمی‌کنند و حتی برای اتصال دو شبکه با فرکانسهای متفاوت نیز احداث ایستگاه مبدل (و نه خط انتقال D.C) جهت تبدیل فرکانسهای دو شبکه به یکدیگر را مناسب‌تر می‌دانند. در کشور ما تاکنون خطوط فشار قوی بصورت D.C نصب نشده و در اینجا نیز عمده توجه ما معطوف به خطوط هوایی انتقال انرژی فشار قوی بصورت A.C می‌باشد که تاکنون چندین هزار کیلومتر از این نوع خطوط در کشور نصب گردیده و خطوط بسیاری نیز در حال نصب و یا در مراحل طراحی می‌باشند.



بلوک دیاگرام (۱)

فصل اول

تعاريف و اصطلاحات

- مقدمه:

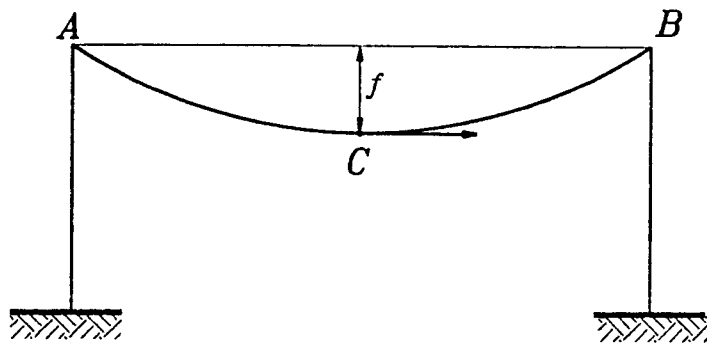
پیش از آغاز بخشهای اصلی کتاب، داشتن بینش اولیه در مورد تعاریف و اصطلاحاتی که در فصول آتی بدفعات مورد استفاده قرار گرفته برای خوانندگان خالی از فایده نبوده و می تواند به درک بهتر مطالب بعدی کمک شایانی نماید. در این فصل با تعدادی از متداولترین اصطلاحات مورد استفاده در کتاب حاضر آشنا خواهید شد.

۱- کشش (Tension):

مقدار نیرویی که اگر سیم در نقطه‌ای پاره شود لازم است در همان نقطه اعمال گردد تا سیم شکل سابق خود را حفظ کند. راستای کشش در هر نقطه از سیم در امتداد خط مماس بر سیم است. کشش را با حرف (T) نمایش می دهند و واحد آن (Kg) است.

۲- فلش (Sag):

بزرگترین فاصله قائم بین منحنی سیم و خطی که از نقاط اتصال هادی به دو برج مجاور می گذرد را فلش گویند. شکل زیر این مطلب را به خوبی نشان می دهد.

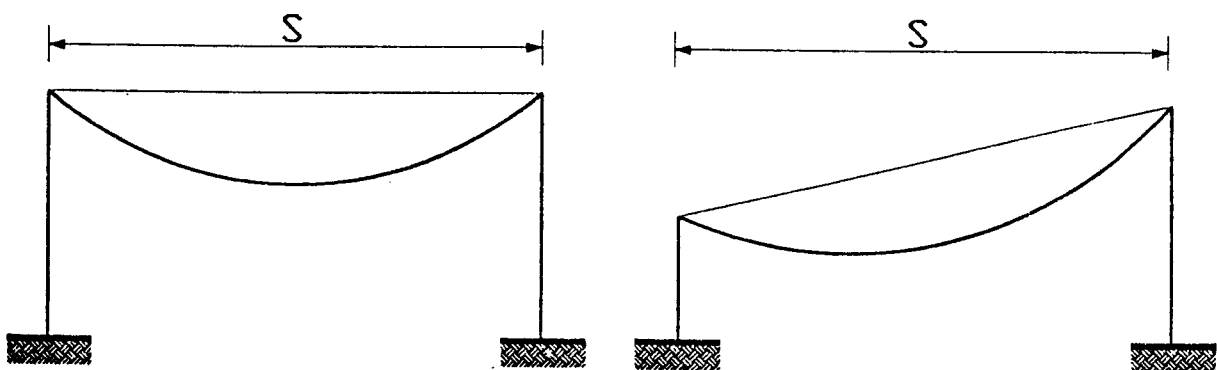


شکل (۱)

همانطور که ملاحظه می‌شود مماس بر منحنی سیم در نقطه C موازی خط AB می‌باشد. فلش سیم را با حرف (f) نشان می‌دهند.

۳- اسپن (Span):

به فاصله افقی بین دو برج متوالی اصطلاحاً اسپن گویند. شکل زیر اسپن را در دو حالت مختلف نشان می‌دهد:



شکل (۲)

اسپن را با حرف (S) نشان می دهند که واحد آن متر بوده و دارای انواع زیر می باشد:

۳-۱- اسپن معمولی (Normal Span):

عبارتست از فاصله بین دو پایه (برج) در محاسبات اولیه. اسپن معمولی را با S_n نمایش می دهند.

۳-۲- اسپن متوسط (Average Span):

مقدار متوسط اسپن موجود در یک خط انتقال را اسپن متوسط گویند. اسپن متوسط را با S_{av} نشان داده و از رابطه زیر قابل محاسبه می باشد. در این رابطه n تعداد اسپن هاست.

$$S_{av} = \sum_{1}^n S_n / n$$

۳-۳- اسپن معادل طراحی بعد از پایه گذاری روی پروفیل (Rulling Span):

اسپنی است که در یک سکشن با توجه به طول اسپنهای آن سکشن محاسبه می شود. این اسپن معادل را با S_R نمایش داده و از رابطه زیر محاسبه می گردد.

$$S_R = \sqrt{\sum_{1}^n S_n^3 / \sum_{1}^n S_n}$$

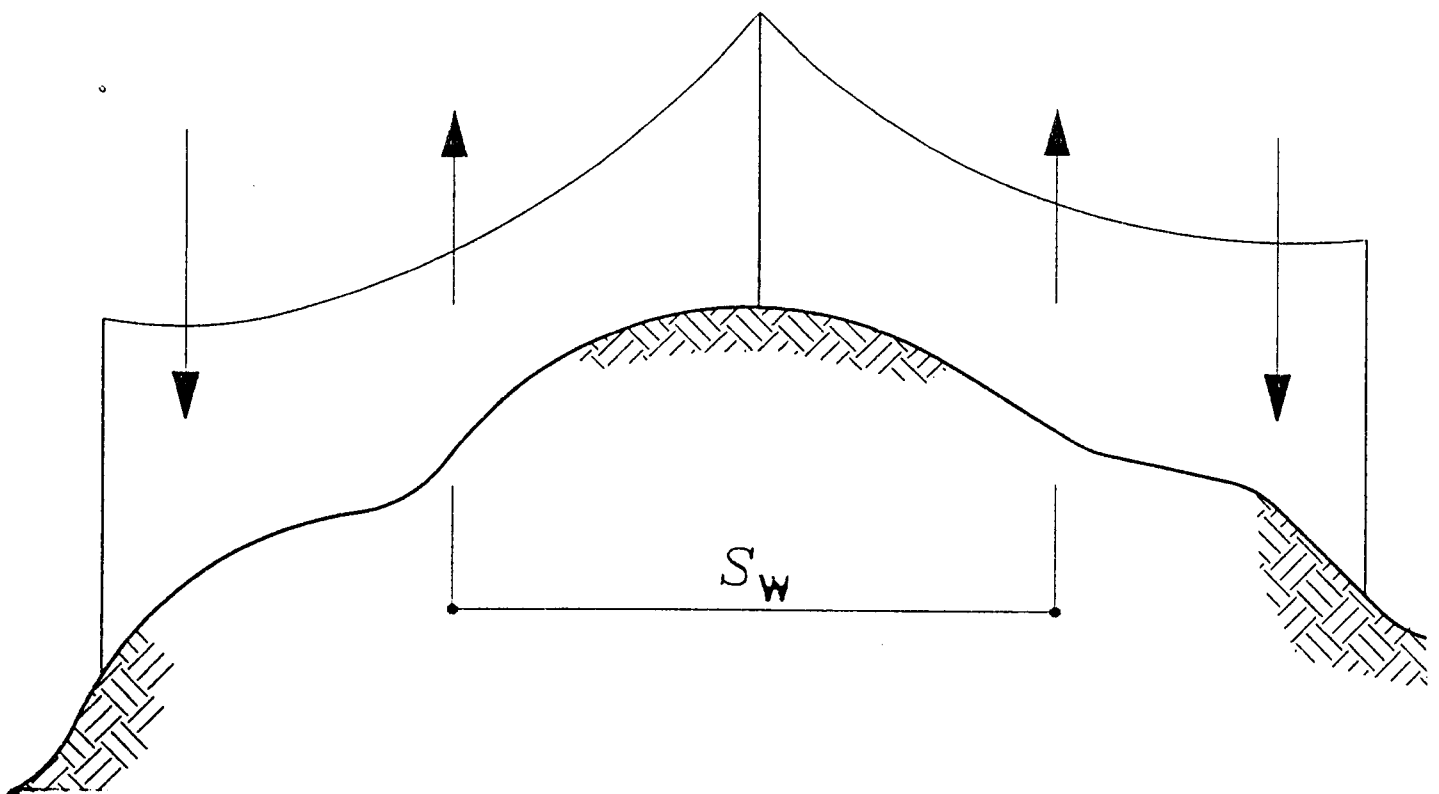
۳-۴- اسپن قائم یا اسپن وزن (Weight Span):

اسپن وزن عبارتست از فاصله افقی بین دو نقطه می نیمم منحنی سیم در دو اسپن مجاور. بنابراین اسپن وزن تعیین کننده طول معینی از هادی است. نیروی قائم ناشی از سیم را می توان از حاصلضرب طول اسپن وزن در وزن واحد طول سیم بدست آورد. جمع این حاصلضرب با وزن زنجیره مقرر همراه با یخ روی سیم نبایستی از حداکثر نیروی قائم مورد تحمل پایه بیشتر شود. این محدودیت، حداکثر اسپن وزنی را برای پایه مورد نظر تعیین می کند.

اسپن وزن را با S_v نمایش می دهند. در شکل (۳) اسپن وزن را مشاهده می کنید.

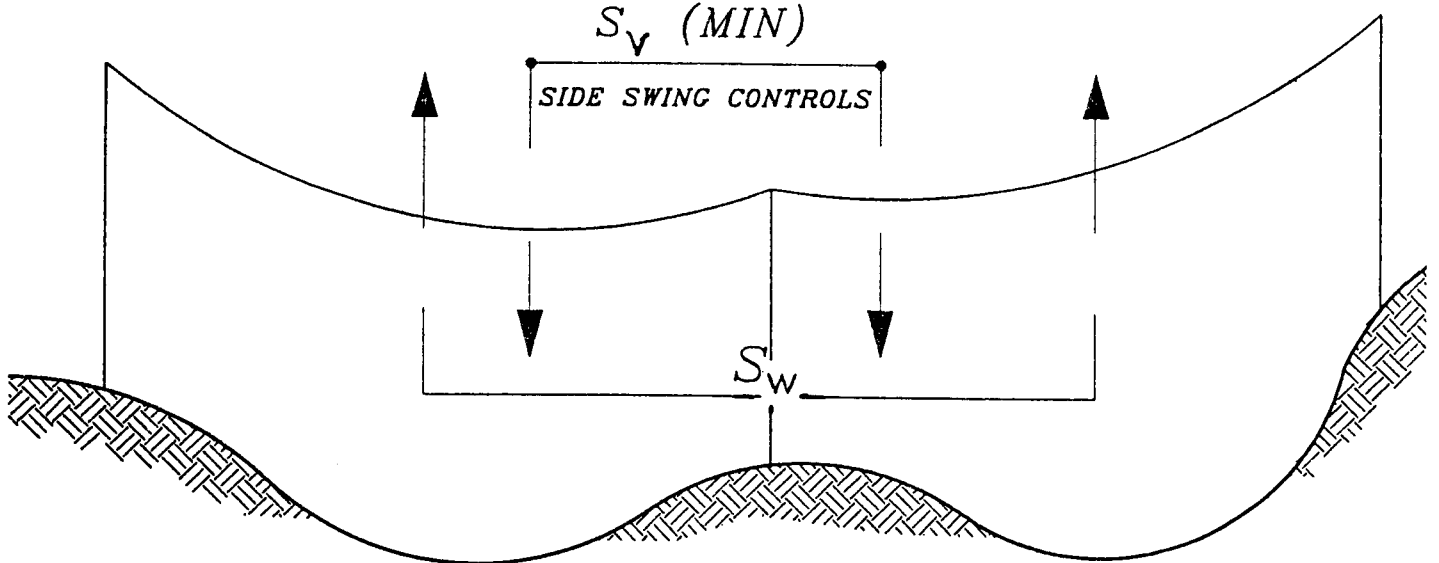
S_v (MAX)

STRUCTURE LOADING CONTROLS



S_v (MIN)

SIDE SWING CONTROLS



شکل (۳)

۳-۵- اسپن افقی یا اسپن باد (Wind Span):

طبق تعریف، به فاصله افقی بین نقاط وسط دو اسپن مجاور اسپن باد یا اسپن بادگیر گویند. نیروی افقی وارد بر پایه ناشی از باد روی سیم را می‌توان از حاصلضرب فشار باد در سطح بادخور سیم در طول اسپان باد بدست آورد. مجموع این نیرو و نیروی افقی وارد بر پایه در اثر زاویه دار بودن خط و نیروی باد روی زنجیره مقره و نیروی باد روی پایه نباید از حداکثر نیروی افقی مورد تحمل پایه بیشتر شود که محدودیت فوق حداکثر اسپن باد را معین می‌نماید.

اسپن باد را با S_w نمایش می‌دهند و همانطور که در شکل (۳) مشاهده می‌کنید می‌توان آنرا به کمک رابطه زیر بدست آورد.

$$S_w = (S_1 + S_2) / 2$$

۳-۶- اسپن بحرانی (Critical Span):

عبارتست از اسپنی که برای آن طوفان و زمستان هر دو سخت‌ترین شرایط بوده و حداکثر کشش سیم را بوجود می‌آورد. برای اسپنهای کوتاه‌تر از اسپن بحرانی زمستان و برای اسپنهای بزرگتر از اسپن بحرانی طوفان سخت‌ترین شرایط است. اسپن بحرانی را با S_c نمایش می‌دهند.

۳-۷- اسپن الکتریکی (Single Span):

اسپنی است که با توجه به حداکثر فلش سیم و رعایت فاصله الکتریکی مجاز برج بدست می‌آید که در هر صورت نبایستی هیچیک از اسپنهای مورد استفاده از اسپن الکتریکی موجود تجاوز نماید. اسپن الکتریکی را با S_e نمایش می‌دهند.

۴- سکشن (Section):

قسمتی از مسیر خط که محدود به دو برج کششی بوده و مابین آنها تعدادی برج آویزی قرار می‌گیرد را اصطلاحاً یک سکشن گویند.

۵- پارامتر (Parameter):

نسبت کشش افقی سیم به وزن واحد طول سیم را پارامتر گویند و با حرف (a) نمایش می‌دهند.

در صورتی که وزن واحد طول سیم (ω) بر حسب کیلوگرم بر متر و کشش افقی سیم (H) بر حسب کیلوگرم باشد خواهیم داشت.

$$a (m) = \frac{H (kg)}{\omega (kg/m)}$$

بنابراین واحد پارامتر متر است.

۶- حداکثر مقاومت کششی (Ultimate Tensile Strength):

مقدار مقاومت کششی است که اگر به سیم وارد شود سیم شروع به پاره شدن خواهد نمود. حداکثر مقاومت کششی را با (U.T.S) نشان می‌دهند و واحد آن کیلوگرم است.

۷- مدول الاستیسیته (Module of Elasticity):

طبق قانون هوک نسبت تغییر تنش به تغییر ازدیاد طول نسبی سیم را مدول الاستیسیته گویند. مدول الاستیسیته را با حرف (E) نمایش می‌دهند و واحد آن (kg/mm^2) است.

۸- ضریب انبساط خطی (Linear Expansion Coefficient):

نسبت تغییر طول نسبی ناشی از حرارت به تغییر درجه حرارت را ضریب انبساط خطی گویند و با حرف (α) نشان می‌دهند. واحد ضریب انبساط خطی ($1/^\circ C$) می‌باشد.

۹- منحنی سیم یا منحنی شنت (Catenary):

عبارتست از منحنی ریسمانی که کاملاً قابل انعطاف بوده و از دو نقطه نگاهدارنده آن آویزان شده و تحت بار گسترده و یکنواختی نظیر وزنش قرار گرفته باشد. منحنی سیم تحت درجه حرارت‌های مختلف، شکل‌های مختلفی خواهد داشت. عمده منحنی‌هایی که

در طراحی بکار می‌روند عبارتند از:

۹-۱- منحنی گرم (Hot Curve):

بمنظور رعایت فاصله مجاز هادی از زمین بایستی بیشترین افت سیم در نظر گرفته شود. بدین منظور منحنی گرم را باتوجه به حداکثر درجه حرارت هادی رسم می‌کنیم. این درجه حرارت بستگی به دمای محیط، تابش خورشید روی هادی، تشعشع هادی، توان انتقالی از هادی و جریان اتصال کوتاه دارد.

۹-۲- منحنی سرد (Cold Curve):

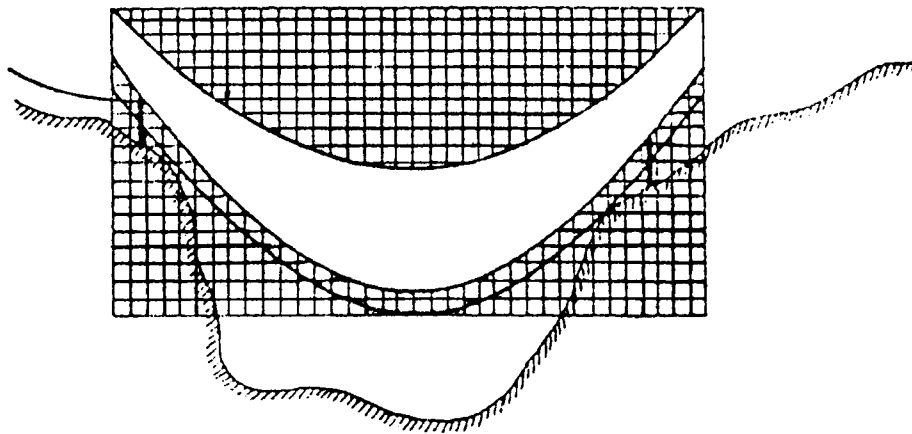
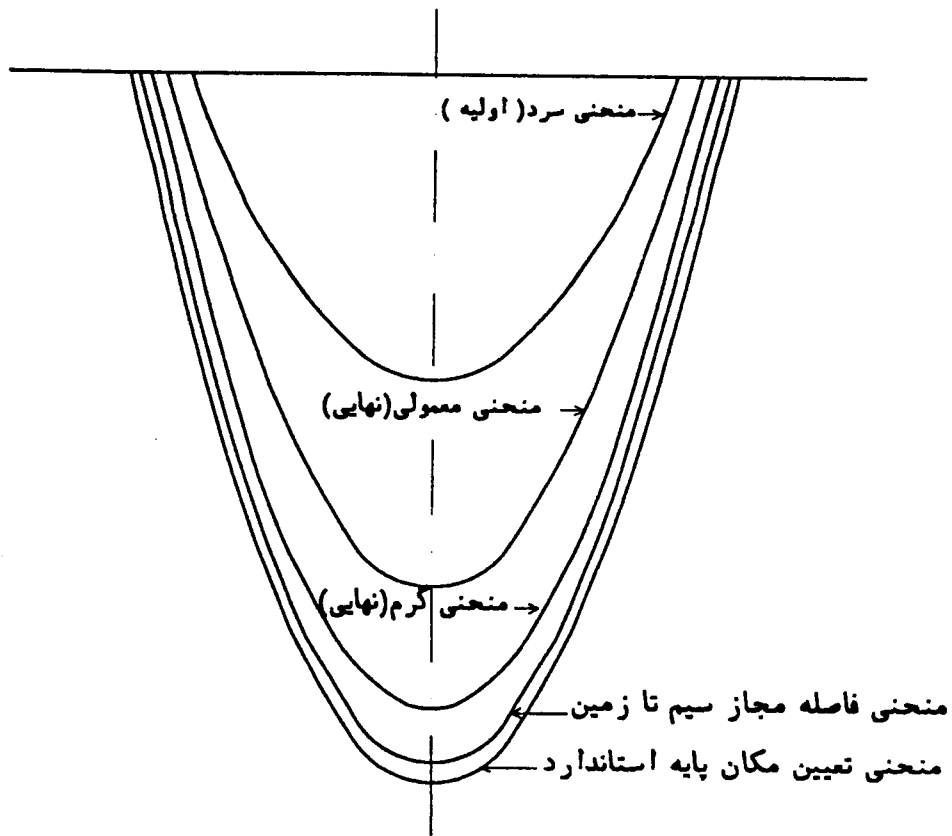
این منحنی در حداقل درجه حرارت و بدون یخ و باد و با در نظر گرفتن مدول الاستیسیته اولیه ترسیم می‌گردد. بدیهی است در این حالت هادی دارای کشش بیشتری می‌باشد. از این منحنی جهت کنترل نیروی بالابرنده برج (Up Lift) و انحراف زنجیره مقرر استفاده می‌شود. حداقل درجه حرارت محیط بسته به موقعیت جغرافیایی آن منطقه تعیین می‌شود.

۹-۳- منحنی فاصله مجاز هادی از زمین:

این منحنی بمنظور رعایت فاصله مجاز بین هادی و زمین در شرایط بیشترین فلش ممکن با فاصله‌ای ثابت در زیر منحنی گرم رسم می‌شود. طریقه ترسیم آن نیز بر این اساس استوار است که تمام خطوط قائم واقع بین منحنی گرم و منحنی مزبور مساوی و به اندازه فاصله مجاز بین هادی تا زمین باشد.

۹-۴- منحنی معمولی:

درست است که بایستی منحنی سیم در گرمترین دما و سردترین شرایط مورد بررسی قرار گیرد، ولی شرایط فوق تنها در روزهای محدودی از طول سال وجود داشته و هادیهای خط در اغلب روزهای سال تحت شرایط عادی و معمولی قرار دارند. بمنظور اطلاع از شرایط و کنترل موقعیت هادی در حالت معمولی از این منحنی استفاده می‌شود. شکل (۴) انواع منحنی‌های اشاره شده در فوق را نشان می‌دهد.



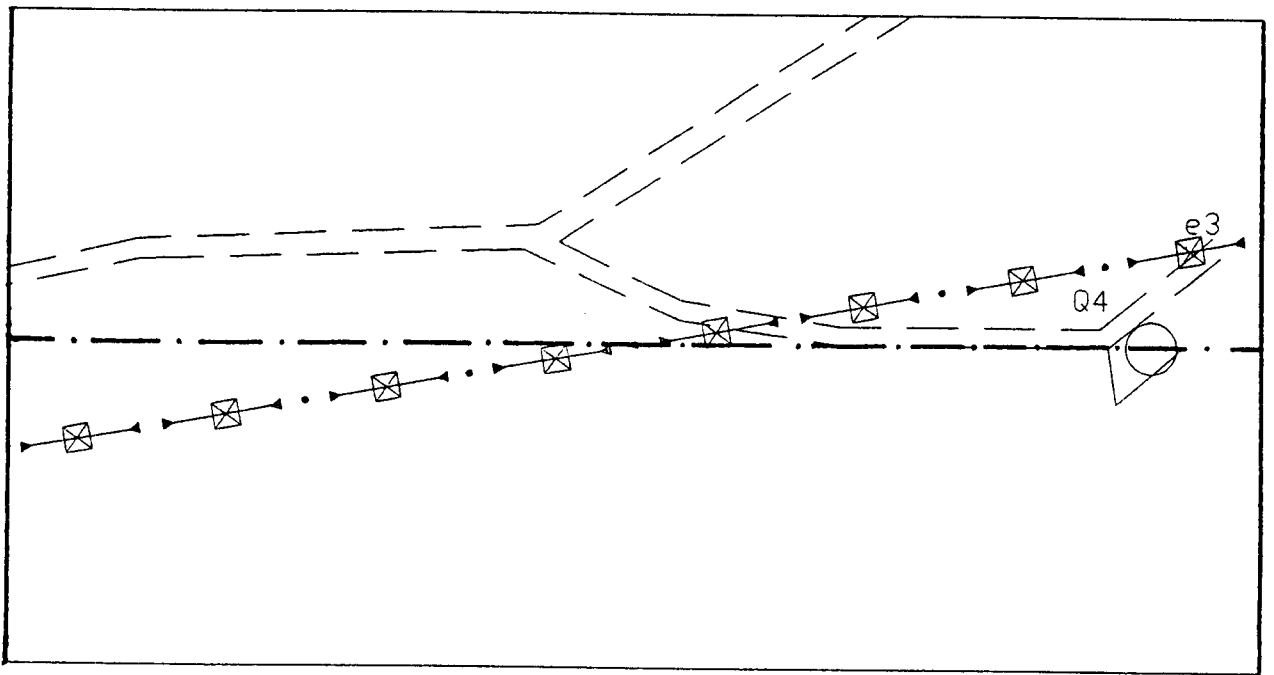
شکل (۴)

۱۰- تمپلت (Template):

به وسیله‌ای که منحنی‌های مختلف سیم بر روی آن رسم گردیده و جهت برجگذاری مورد استفاده قرار می‌گیرد، اصطلاحاً تمپلت گویند.

۱۱- پلان (Plan):

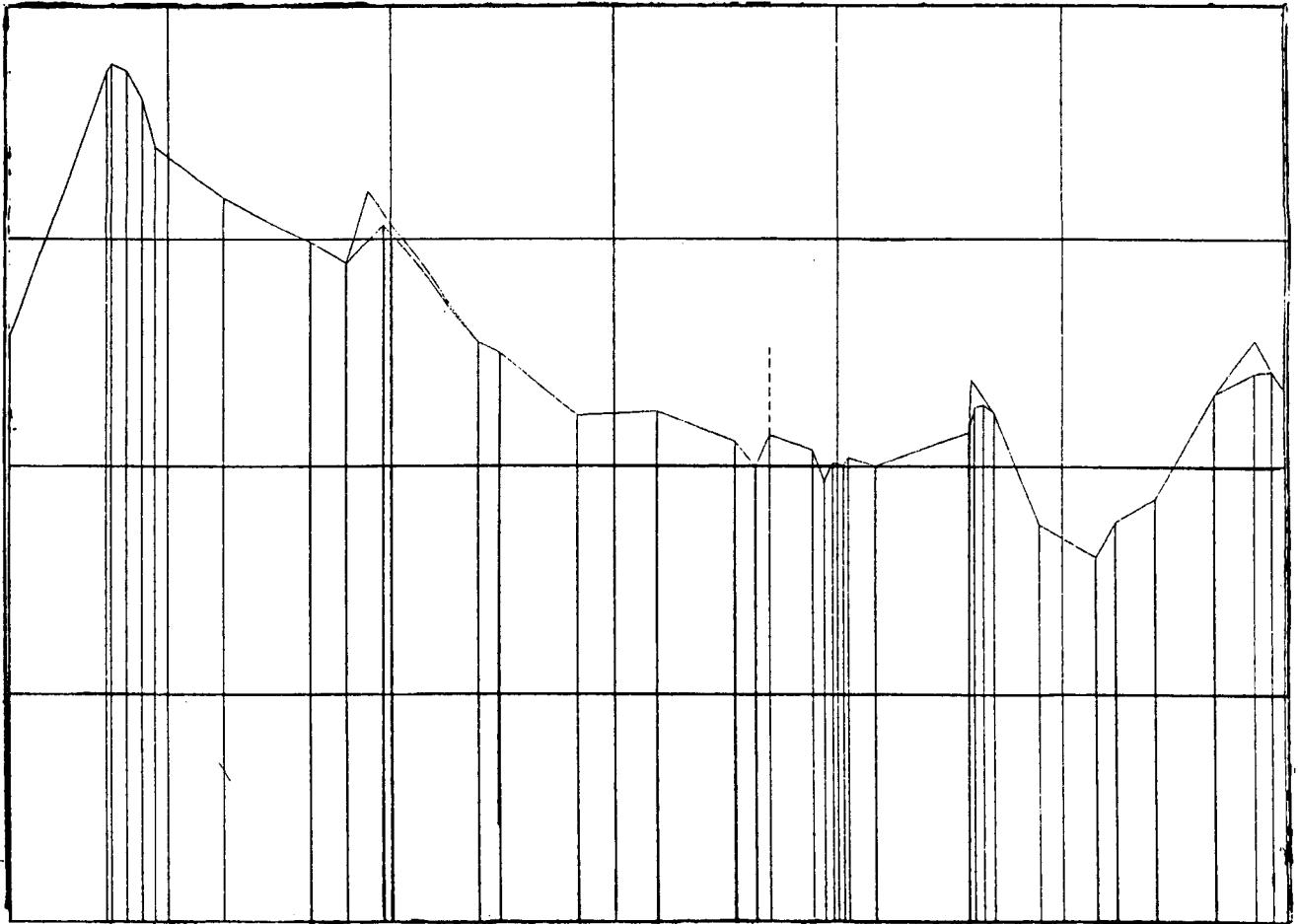
دید از بالای مسیر خط انتقال که نشان‌دهنده وضعیت زمین و عوارض موجود در حاشیه باند مسیر عبور خط می‌باشد را پلان گویند.
شکل (۵) این مطلب را بهتر نشان می‌دهد. محور مرکزی باند مسیر، محل عبور خط می‌باشد.



شکل (۵)

۱۲- پروفیل (Profile):

دید از روبروی مسیر خط انتقال را که نشان‌دهنده پستی و بلندی‌های مسیر عبور خط بوده و برشی از محور مرکزی خط انتقال و زمین را نشان دهد، اصطلاحاً پروفیل گویند.
شکل (۶) نمونه‌ای از پروفیل یک مسیر را نشان می‌دهد.



شکل (۶)

۱۳- برج (Tower):

برج یا تاور که گاهی پایه نیز نامیده می‌شود، وظیفه نگهداری هادیهای خط انتقال را بعهده داشته و دارای انواع مختلف زیر می‌باشد:

۱- ۱۳- برج آویزی (Suspension Tower):

برجهایی را گویند که در آنها زاویه مجاز انحراف خط از چند درجه تجاوز نمی‌کند و زنجیره مقعره در آن بصورت آویزی می‌باشد. کشش افقی سیم در دو طرف این نوع برجهای برابر بوده و اغلب برای مسیر مستقیم خط انتقال بکار می‌روند.

۲- ۱۳- برج کششی (Tension Tower):

برجهایی را گویند که زاویه انحراف مجاز خط در آنها زیاد بوده و به عبارت دیگر

می‌توانند نیروهای ناشی از قرار گرفتن برج در زاویه‌های مسیر خط را تحمل نمایند. این نوع برجها می‌توانند بسته به زاویه‌ای که برای آن طراحی شده‌اند مقداری اختلاف کشش در دو طرف خود را تحمل نمایند. به همین دلیل این برجها را برجهای زاویه نیز می‌نامند. زنجیره مقره در برجهای کششی در امتداد سیم قرار دارد و از آنها در مسیر مستقیم یا نقاط زاویه استفاده می‌شود.

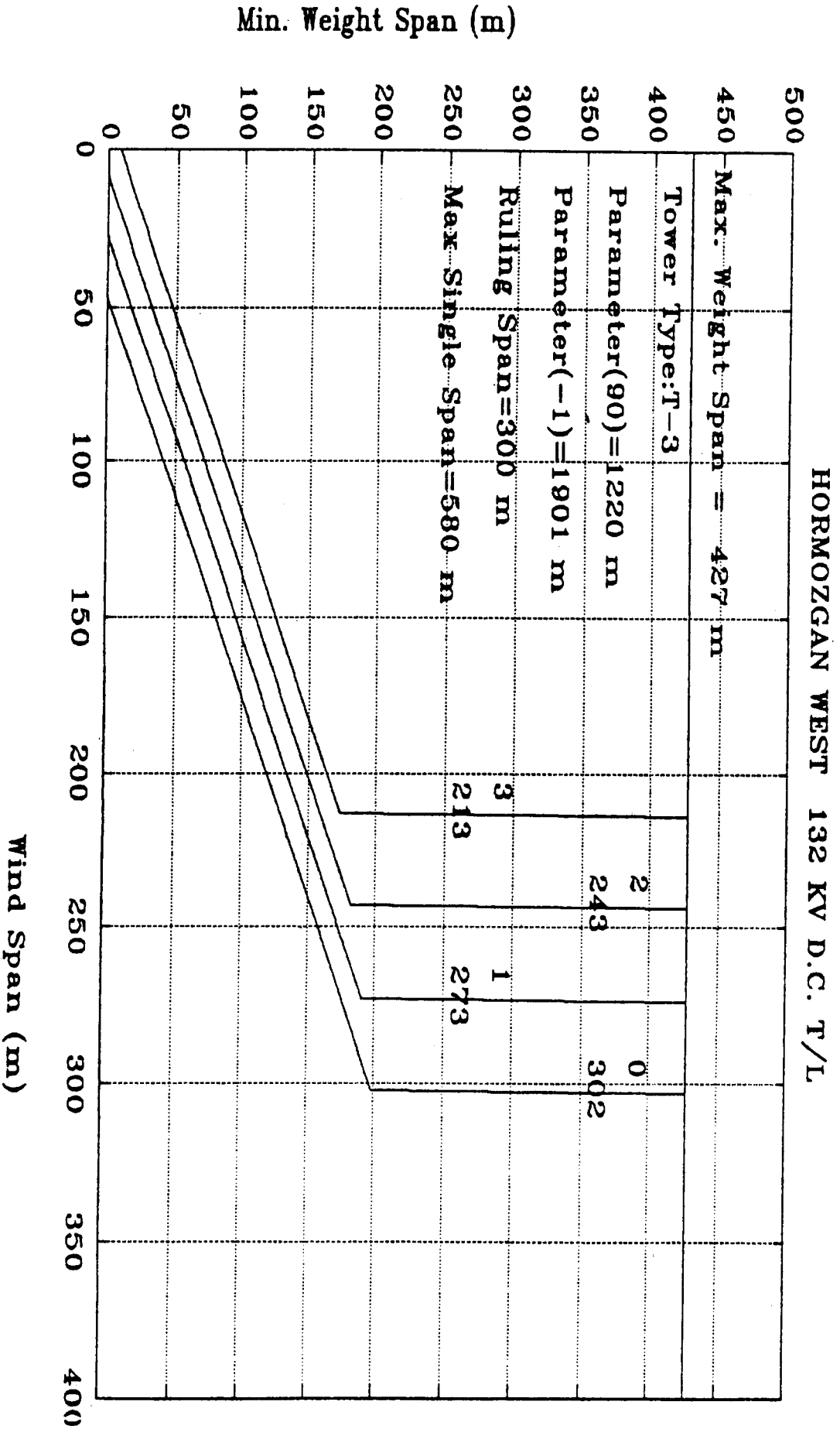
۱۳-۳- برج انتهایی (Terminal Tower):

پایه‌ای کششی بوده و در ابتدا و انتهای خط انتقال بکار برده می‌شود. این نوع برج از انواع قبلی سنگین‌تر بوده و تحمل نیروهای کششی کاملاً نامتقارن در دو طرف خود را دارد.

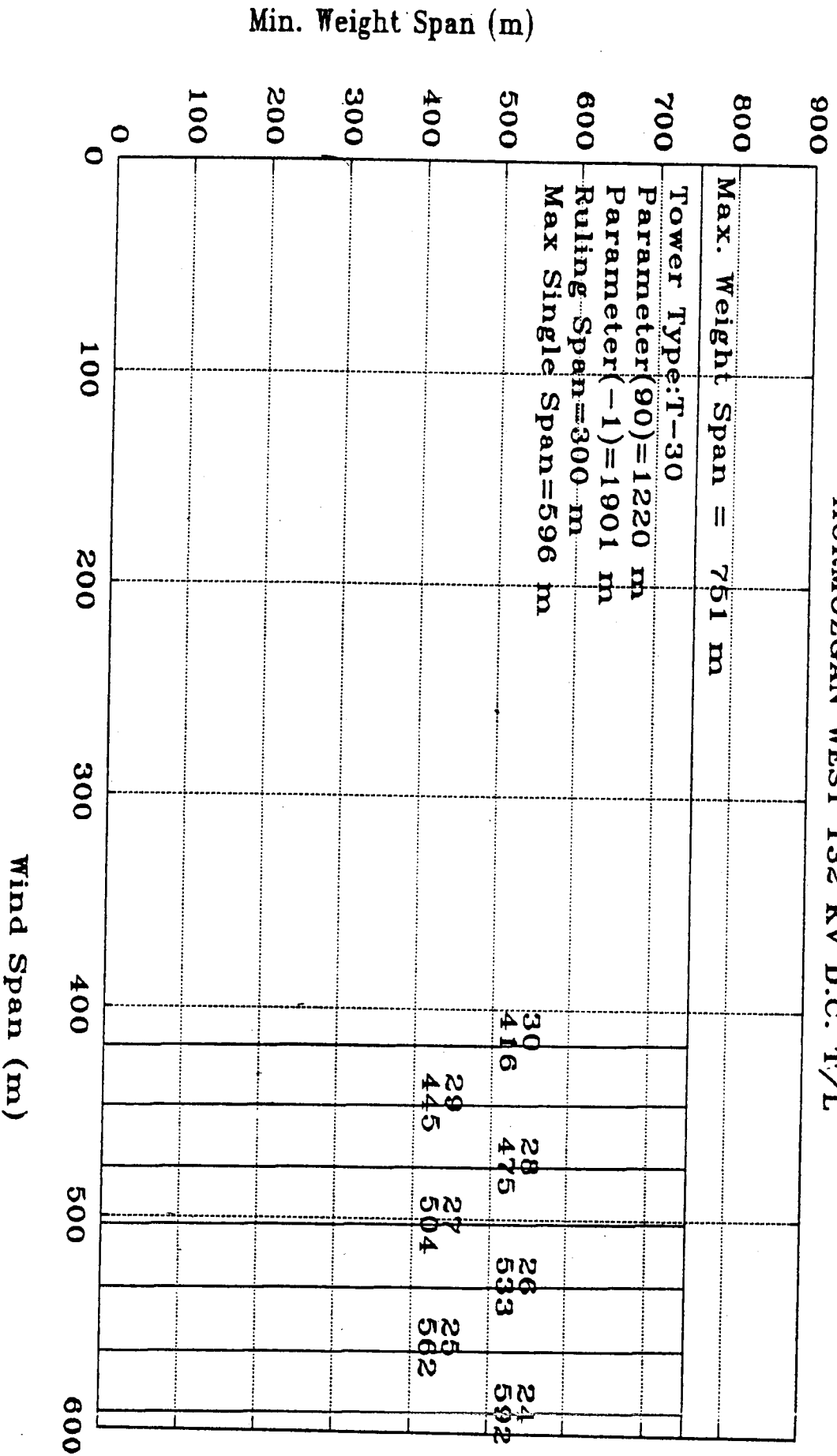
۱۴- منحنی کاربردی (Application Chart):

برحسب شرایط خاص برجها و نیز وضعیت منطقه عبور خط مورد نظر، منحنی‌های بخصوصی تحت عنوان منحنی کاربردی برجها رسم می‌گردد و بهنگام برجگذاری بر روی پروفیل مسیر (اسپاتینگ) مورد استفاده قرار می‌گیرند. با استفاده از این منحنی‌ها که برای هر تیپ برج بطور جداگانه رسم می‌گردد اطلاعات ضروری و مورد نیاز در برجگذاری از قبیل حداکثر اسپن باد، حداکثر اسپن وزن، حداقل اسپن وزن و غیره برحسب زوایای مختلف قرارگیری برج در مسیر خط بدست می‌آید.

به همین دلیل رسم دقیق این منحنی‌ها و استفاده صحیح و مناسب از آنها حائز اهمیت بسیار بوده و می‌تواند در بهره‌برداری مطلوب از برجهای موجود، استفاده کامل از توانایی آنها و نهایتاً اقتصادی‌تر شدن طرح کمک شایانی نماید. زیرا عدم استفاده از توانایی کامل برجها سبب افزایش تجهیزات، بالا رفتن هزینه‌ها و غیراقتصادی شدن طرح می‌گردد. از سوی دیگر بکارگیری برجها در محدوده فراتر از توانایی آنها نیز سبب کاهش ضریب اطمینان و امنیت خط خواهد گردید. در اینجا دو نوع منحنی کاربردی مربوط به دو تیپ برج آویزی و کششی بعنوان نمونه آمده است.



HORMOZGAN WEST 132 KV D.C. T/L



فصل دوم

انتخاب سطح و لتاز انتقال

۱- مقدمه:

انتخاب ولتاژ انتقال، همواره یک مسئله مهم فنی و اقتصادی در طراحی خطوط انتقال نیرو بشمار می‌رود.

پارامترهای مشخص در آغاز طراحی یک خط انتقال نیرو عبارتند از طول خط و قدرت مورد نظر جهت انتقال. اغلب با مشخص بودن این دو مقدار و با استفاده از روابط و منحنی‌های تجربی موجود می‌توان ولتاژ مناسب جهت انتقال قدرت مورد نیاز را بدست آورد.

ولی در عمل قضیه به همینجا ختم نمی‌گردد و بعلت اهمیت موضوع انتخاب ولتاژ و آینده‌نگریهای لازم و همچنین رعایت موارد فنی و اقتصادی و محدودیتهای موجود، بررسیهای وسیعتری برای اینکار صورت می‌گیرد.

۲- انتخاب ولتاژ اقتصادی:

ولتاژهای استاندارد شده انتقال در ایران ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت می‌باشند. ولتاژهای فوق توزیع ۱۳۲ و ۶۳ کیلوولت و ولتاژهای توزیع نیز ۲۰ و ۰/۴ کیلوولت تعیین شده‌اند. لذا اولین شرط لازم، انتخاب یکی از ولتاژهای استاندارد شده فوق جهت انتقال می‌باشد. البته در چند استان کشور در ردیف ولتاژهای فوق توزیع، سطوح ولتاژ دیگری

نیز وجود دارد که از آنجمله می توان به ولتاژ ۳۳ کیلوولت بجای ۲۰ کیلوولت در استان خوزستان، ولتاژ ۱۱ کیلوولت در استانهای خوزستان و فارس و سیستان و بلوچستان و ولتاژ ۶۶ کیلوولت بجای ۶۳ کیلوولت در استان فارس اشاره نمود که برخی از این سطوح بتدریج جمع آوری می گردند.

طی سالهای اخیر روند روبه تزاید مصرف انرژی الکتریکی در کشور منجر به تأسیس منابع تغذیه جدید و احداث خطوط انتقال با ظرفیتهای بالاتر گردیده است. انتقال قدرتهای بالا به مسافت طولانی بدون استفاده از ولتاژهای انتقال بالا امکان پذیر نبوده و یا حداقل این کار بدلیل افزایش تلفات از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نمی باشد.

بررسیهای بعمل آمده نشان می دهند تلفات توان رابطه مستقیم با جریان و امپدانس خط دارد. (رابطه ۱).

$$P (\text{Loss}) = R \cdot I^2 \quad (1)$$

رابطه فوق در مورد تلفات قدرت در شبکه تکفاز و خطوط کوتاه صادق است که در آن:

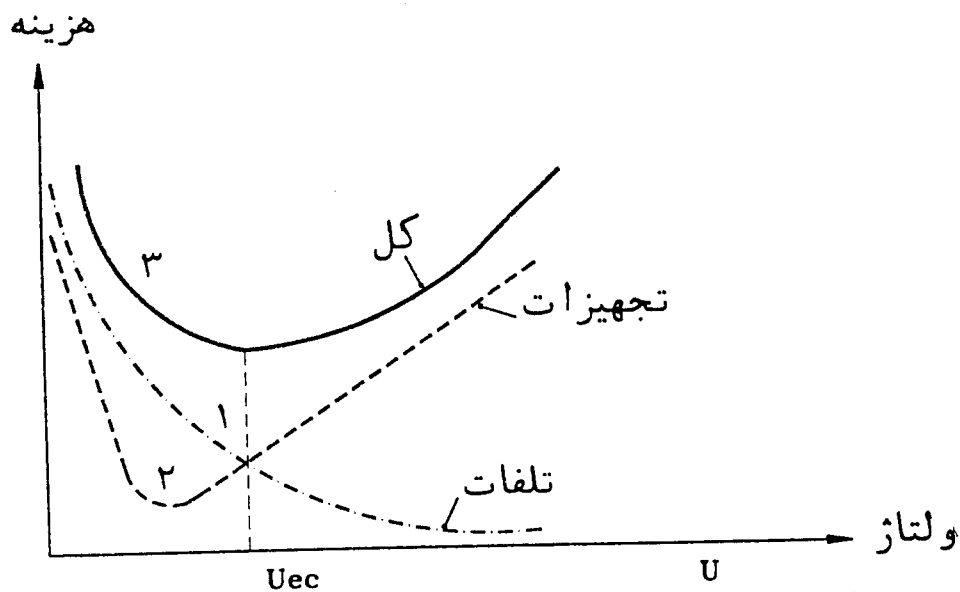
R: مقاومت سیم بر حسب اهم (Ω)

I: شدت جریان بر حسب کیلوآمپر (kA)

P: تلفات بر حسب کیلوولت آمپر (KVA) می باشد.

در صورت افزایش ولتاژ تا دو برابر ولتاژ موجود، جریان به نصف کاهش یافته و در نتیجه تلفات انرژی بعلت رابطه مستقیم آن با مجذور جریان به یک چهارم مقدار قبلی خواهد رسید. بنابراین می توان گفت قابلیت انتقال خط با توان دوم ولتاژ رابطه مستقیم دارد و لذا انتقال انرژی زیاد فقط با ولتاژهای بالا اقتصادی خواهد بود. در کنار ولتاژ انتقال، امپدانس خط نیز مؤثر بوده و این بدان معناست که افت ولتاژ و تلفات از طول خط هم تبعیت می کنند. لذا بایستی سعی شود منابع تغذیه تا حد امکان به مصرف کنندگان نزدیک باشند تا طول و امپدانس خط نیز کاهش یابد. نکته قابل توجه در اینجا آنست که با وجود تأکید بر کاهش تلفات انتقال در قسمتهای قبلی، این کاهش (خصوصاً به

صفر رساندن تلفات) همواره مطلوب نبوده و رعایت جنبه‌های اقتصادی بعلت افزایش هزینه ایزولاسیون و سایر وسائل در صورت استفاده از ولتاژهای خیلی زیاد جهت کاستن مقدار جریان، ما را ناگزیر به پذیرش مقداری تلفات در طول خط می‌سازد. این تلفات را تلفات مجاز خط گویند و طراحان خطوط انتقال مقدار آن را اغلب کوچکتر از ۵ درصد توان انتقالی در نظر می‌گیرند. به شکل زیر توجه کنید.



شکل (۱)

برای تعیین ولتاژ خط بایستی در حله اول هزینه تلفات و هزینه تجهیزات مورد لزوم را نسبت به تغییرات ولتاژ مورد بررسی قرار داد. پس از بررسی‌های لازم منحنی‌های ۱ و ۲ حاصل می‌گردند. از آنجائی که هزینه کل شامل مخارج تلفات و مخارج وسایل و تجهیزات لازم می‌باشد لذا بایستی دو منحنی حاصل را نقطه به نقطه با یکدیگر جمع کرد تا منحنی ۳ بدست آید. نقطه می‌نیم منحنی اخیر روی محور طولها، مقدار ولتاژ اقتصادی انتقال را نشان می‌دهد.

از آنجائی که بررسی مسائل اقتصادی خود احتیاج مبرمی به شناخت اصول اقتصادی در مورد انتقال انرژی دارد، لذا در این بخش سعی شده امکانات تجربی را جهت تعیین ولتاژ مزبور در اختیار گیریم که تعدادی از روابط تجربی مورد استفاده در ادامه آمده است.

الف - تعیین ولتاژ به کمک رابطه تجربی استیل:

این رابطه با شناخت توان مورد انتقال و طول خط امکان محاسبه ولتاژ انتقال را در اختیار ما قرار می‌دهد.

$$U = 5.5 \sqrt{L + (S / 150)}$$

که در آن:

U: ولتاژ انتقال برحسب کیلوولت (kV)

L: مسافت برحسب مایل (1 mile = 1.609 Km)

و S: توان ظاهری مورد انتقال برحسب کیلوولت آمپر (KVA) می‌باشد.

ب - تعیین ولتاژ انتقال به کمک منحنی تغییرات ولتاژ نسبت به حاصلضرب مسافت در توان (رابطه کورتز):

برای تعیین منحنی موردنظر رابطه زیر مورد استفاده قرار گرفته است.

$$U = 82 (M/1000)^{1/2.4}$$

که در آن:

U: ولتاژ انتقال برحسب کیلوولت (kV)

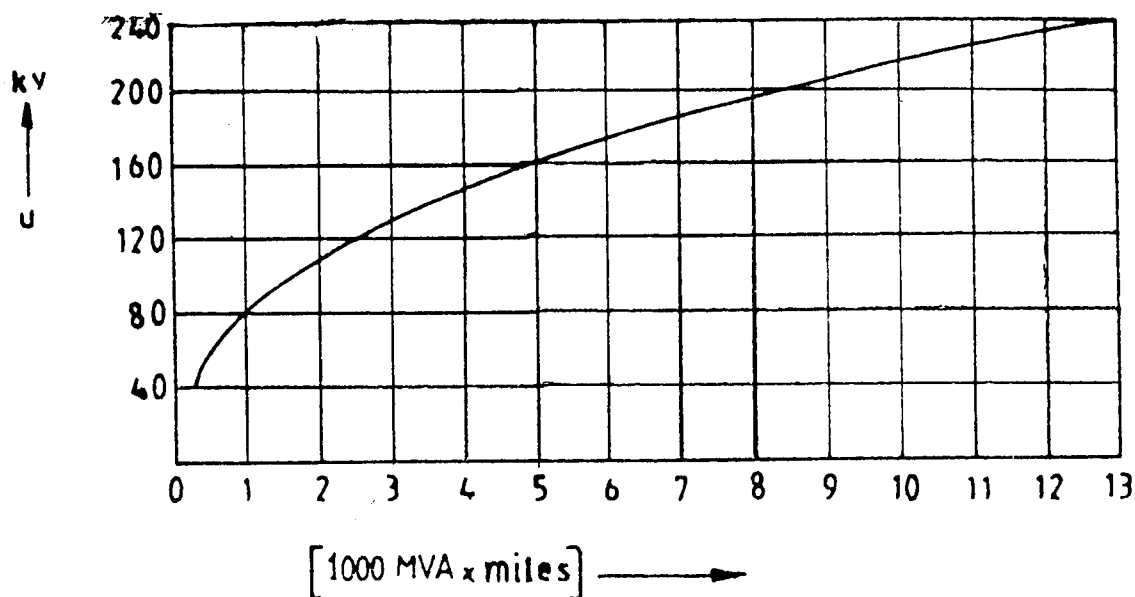
و M: معادل مایل در مگاوات آمپر (mile . MVA) می‌باشد.

منحنی شکل (۲) به کمک رابطه فوق ترسیم شده و با استفاده از آن تعیین ولتاژ موردنظر بسادگی صورت می‌گیرد.

ج - رابطه تجربی جهت تعیین ولتاژ انتقال در مسافت طولانی:

در سیستم‌های سه فاز خطوط هوایی که انتقال انرژی بایستی در فواصل طولانی صورت گیرد می‌توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$U = 20 \sqrt{P}$$



شکل (۲)

که در آن:

U : ولتاژ انتقال برحسب کیلوولت (kV)

و P : توان مورد انتقال برحسب مگاوات (MW) می باشد.

د - یک رابطه تجربی دقیق جهت تعیین ولتاژ انتقال:

رابطه دیگری بفرم زیر وجود دارد که از دقت زیادی برخوردار بوده و پاسخهای مطلوبتری می دهد.

$$U = 4 \times P^{0.45} \times \text{Ln}(L - 0.9)$$

که در آن:

U : ولتاژ انتقال برحسب کیلوولت (kV)

P : توان انتقالی برحسب مگاوات (MW)

و L : طول خط برحسب کیلومتر (KM) می باشد.

گاهی ممکن است نتیجه محاسبات اقتصادی و یا نتیجه محاسبات حاصل از روابط تجربی در انتخاب ولتاژ خط منجر به یافتن ولتاژی شود که تحت شرایطی خاص استفاده از آن مقرون به صرفه نباشد.

در چنین حالتی کلیه محاسبات را کنار می‌گذاریم و خود را موظف به طراحی با مقادیری می‌کنیم که آن شرایط در اختیار ما قرار می‌دهند. بعنوان مثال فرض کنید برای انتقال توانی معلوم به مسافتی مشخص و با استفاده از یکی از روابط تجربی (مثلاً رابطه استیل) ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت برای انتقال بدست بیاید اما در محلی که توان از آن نقطه منتقل می‌شود ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت موجود باشد.

لذا در صورتی که خود را موظف به طراحی با عددی که از محاسبات بدست آمده نمایم بناچار بایستی در ابتدای خط، نخست یک پست فشار قوی ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت احداث نموده و سپس ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت را انتقال دهیم. این عمل منجر به بالا رفتن هزینه‌ها و غیراقتصادی شدن طرح می‌گردد. در صورتی که می‌توانستیم بدون احداث پست تبدیل، توان مورد نظر را با همان ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت انتقال دهیم.

البته باید متذکر شد که گاهی ولتاژ موجود توانائی انتقال قدرت مورد نظر ما را ندارد و یا اینکه ولتاژ موجود توانایی انتقال قدرت ما را دارد ولی بعلت بالا بودن ولتاژ و ازدیاد هزینه ایزولاسیون در تمام مسیر خط انتقال، نسبت به خط انتقال مناسب دیگر با ولتاژ پائین‌تر و مسائل دیگر، ساختن یک پست تبدیل نسبت به استفاده از ولتاژ محل اقتصادی‌تر باشد.

بنابراین ملاحظه می‌گردد که انتخاب ولتاژ انتقال تا چه حد متنوع بوده و چه مسایلی می‌توانند در این انتخاب نقش داشته و احیاناً محاسبات قبلی را تحت الشعاع قرار دهند.

فصل سوّم

مسیریابی خطوط انتقال نیرو

۱- مقدمه:

مسیریابی از جمله اقدامات اولیه عملیات طراحی یک خط انتقال نیرو بشمار می رود و به علت نقش بسزائی که در چگونگی قرارگیری خط انتقال در ارتباط با سایر تأسیسات و محیط و عوارض مجاور خود از یک طرف و تأثیر قابل توجهی که در هزینه اجرای خط از طرف دیگر دارد بایستی مورد بررسی دقیق قرار گیرد. اساسی ترین پارامتر در مسیریابی یافتن کوتاهترین راه و در حالت ایده آل ارتباط پستهای مبدا و مقصد با یک خط مستقیم می باشد. زیرا با کوتاه شدن مسیر خط مقدار یا تعداد تجهیزات لازم از قبیل هادی، مقره، برج، سیم محافظ هوایی، یراق آلات و فونداسیون از یک طرف و هزینه عملیات اجرایی مانند نقشه برداری، زمین شناسی و مکانیک خاک و هزینه های نصب خط از طرف دیگر کاهش چشمگیری خواهد یافت، لیکن وجود عوارض متعدد در طول مسیر عبور خط و همچنین لزوم رعایت اصول فنی و ایمنی ما را ملزم به انتخاب مسیرهای طولانی تر نموده و در نتیجه مقداری بطول مسیر افزوده می شود.

لذا همواره خود را به یافتن یک مسیر بهینه که از هر حیث با موارد فنی و اقتصادی هماهنگ بوده و حداقل آسیب و تغییر شکل را در محیط بوجود آورده و حتی الامکان کوتاهترین مسیر باشد قانع می سازیم.

۲- نکات اساسی در انتخاب مسیر:

مسیر خط انتقال به علت عبور از مناطق مختلف بایستی باتوجه به موارد فنی زیر انتخاب شود.

- رعایت کلیه حریم‌ها در عبور از موانع و تأسیسات.
- اجرای آسان تا آنجا که از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر باشد.
- در نظر داشتن قابلیت‌های انواع برج در انتخاب مسیر باتوجه به منحنی کاربردی برجها.
- انتخاب منطقه مناسب به لحاظ تأمین ایمنی کامل تجهیزات.
- قابل دسترس بودن جهت اجرا، نگهداری و پایداری خط.
- پایین بودن هزینه (اقتصادی بودن خط).
- آسیب نرساندن به محیط طبیعی از جمله پارکها، باغات، جنگلها، فضاها، سبز و ...
- عبور نکردن از مناطق مسکونی و تأسیسات عمومی و محلهای زیست حیوانات.
- اجتناب از عبور از زمینهای کشاورزی و مناطق آثار باستانی، قبرستانها و ...
- اجتناب از تقاطع با خطوط انتقال، لوله‌های انتقال گاز، خطوط تلفن موجود و ...
- اجتناب از تقاطع با جاده‌های اصلی و اتوبان و راه آهن.
- اجتناب از عبور از مناطق آلوده و دریاچه‌های فصلی.
- اجتناب از عبور از مناطق نظامی.

۳- سلسله مراحل موجود در عملیات مسیریابی:

این مراحل شامل قسمتهای زیر می باشد:

۳-۱- انتخاب مسیرهای مختلف:

بر روی نقشه‌های جغرافیایی موجود با مقیاس مطلوب (معمولاً ۱:۵۰۰۰۰) و عکسهای هوایی باتوجه به علائم، نشانه‌ها، عوارض مختلف زمین و جاده‌های اصلی و

فرعی و ... مسیرهای مختلفی با مشخص نمودن تقریبی نقاط زاویه ترسیم می گردد.

۲-۲- بازدید از مسیرهای انتخاب شده در منطقه:

پس از مشخص شدن مسیرهای مختلف بر روی نقشه‌های جغرافیایی منطقه براساس نتایج بدست آمده، گروهی متشکل از نقشه بردار، زمین شناس و کارشناس خط انتقال از مسیرهای مختلف ترسیم شده بر روی نقشه‌های جغرافیایی فوق الذکر از نزدیک بازدید می کنند. بررسی مناسب مسیر از لحاظ زمین شناسی و ژئوتکنیک علاوه بر مسائل فنی مکانیک خاک می تواند اطلاعات دقیقی راجع به نوع زمین در طول مسیر جهت برآورد عملیات احداث فونداسیون و تنوع در آنها باتوجه به مقاومت زمین ارائه نماید.

جهت بررسی مسیرهای مختلف در محل، صعود به بلندترین کوه یا تپه مجاور هر مسیر الزامی است. بطوری که بتوان از آنجا دید خوبی برای ارزیابی مسیر بدست آورد. برای شناخت کامل مسیرها می بایست با پیمایش (حرکت در مسیر) کلیه اطلاعات فنی نظیر طول مسیر، تعداد زوایا، نوع خاک، میزان دسترسی به جاده‌های اصلی و فرعی و نحوه دسترسی به آنها و موقعیت عوارضی نظیر رودخانه‌ها، مسیله‌ها، باتلاقها، باغات، مزارع، راه آهن، فرودگاه و خطوط انتقال و تلفن موجود و طرح‌های ساختمانی و عمرانی و مناطق نظامی و ... بدست آیند.

البته در مواردی خاص که منطقه کوهستانی و صعب‌العبور و یا پوشیده از درخت (جنگلی) بوده و برقراری دید بسادگی امکان پذیر نباشد بهترین وسیله جهت شناخت منطقه و تعیین دقیق واریانت‌های مختلف بر روی نقشه‌های جغرافیایی استفاده از هلیکوپتر می باشد.

۲-۳- انتخاب مسیر بهینه:

پس از استخراج اطلاعات در مرحله بازدید مسیرها، باتوجه به مسائل اجرایی و نیز دسترسی جهت تعمیر و نگهداری خط، مقایسات فنی - اقتصادی جهت انتخاب مسیر بهینه بعمل می آید و پس از نهایی شدن مسیر اقدامات بعدی جهت تثبیت نقاط زاویه و

آغاز عملیات نقشه‌برداری به منظور برداشت پلان و پروفیل مسیر صورت می‌گیرد. از آنجائی که معیار انتخاب مسیر بهینه بطور مستقیم به نوع و طول مسیر بستگی دارد لذا به نکاتی در این مورد اشاره می‌شود.

۳-۳-۱- هنگامی که مسیر از نواحی کوهستانی می‌گذرد:

در این حالت انتخاب مسیر صرفاً در کنار جاده اصلی، به دلیل پیچهای تند متعدد به زوایای بسیاری نیاز دارد و موجب طولانی شدن مسیر شده و مقرون به صرفه نیست. راه حل مناسب یافتن راه میان‌بر است که حتی الامکان به جاده‌های اصلی و فرعی نزدیک باشد و یا مسیر خط از کوهها و تپه‌های کم ارتفاع که قابلیت احداث جاده دسترسی را دارند عبور نماید. البته در شرایط خاص، عبور خط از کوههای صعب‌العبور با مسافتی کم که بهمن‌گیر و غیر قابل دسترسی نبوده و منجر به کوتاه شدن مسیر به میزان قابل توجهی گردد بلامانع است.

۳-۳-۲- هنگامی که مسیر از نواحی تپه ماهور می‌گذرد:

در این حالت نیز کوتاهترین مسیر با زاویه کمتر مورد نظر بوده و می‌بایستی به نکات زیر توجه شود.

- حتی الامکان عبور از نزدیکی جاده‌های اصلی و فرعی یا مناطقی با قابلیت احداث جاده‌های دسترسی باشد.

- عبور از ارتفاعات با شیبهای ملایم.

- رعایت مسائل زمین‌شناسی و خصوصاً توجه به زمینهای رانشی.

- توجه به آبهای فصلی (مسیل)، ریگهای روان و سنگهای غلطان.

۳-۳-۳- زمانی که مسیر از نواحی دشت و بیابانی می‌گذرد:

در این حالت ضمن انتخاب کوتاهترین مسیر می‌بایست به نکات زیر توجه شود:

- عبور از حوالی جاده‌های اصلی و فرعی هرچند مناسب می‌باشد ولی دوری از آنها نیز مشکلی را ایجاد نمی‌کند.

- زمین‌شناسی از قبیل شناخت آبهای سطحی و زمینهای سولفاته نیز از اهمیت زیادی برخوردار است.

۳-۳-۴- وقتی که کل مسیر یا قسمتهایی از آن به اجبار از مناطق باتلاقی عبور می‌نماید:

در این حالت نیز کوتاهترین مسیر با زاویه کمتر مورد نظر خواهد بود و عبور از نزدیکی جاده‌های اصلی و فرعی مناسب بوده و رعایت مسائل زمین‌شناسی نیز اهمیت ویژه‌ای دارد.

در اینگونه زمینها پیشنهاد می‌گردد چنانچه نوع زمین باتلاقی حاد باشد با نظر کارشناس زمین‌شناس مبادرت به زهکشی در مجاورت برجها شود تا بدین ترتیب بتوان تسهیلاتی در عملیات اجرایی ایجاد نمود. در هر صورت مقایسه فنی - اقتصادی اینگونه مسیرها حتی با برجهای زاویه خیلی بلند با تعداد کم در زمینهای باتلاقی و واریانت برای عبور خط در زمینهای معمولی با طول بیشتر مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۴- چند نکته مهم در مسیریابی:

۱- چنانچه عبور خط از مناطق کوهستانی و پوشیده از برف یا برفگیر اجتناب‌ناپذیر باشد می‌بایست خط از قسمتهایی عبور نماید که بیشترین تابش خورشید را در روز داشته باشد.

۲- از عبور خط در مناطق بهمن‌گیر، زمینهای ریزشی و رانشی و مناطق سیل‌گیر و باتلاقی بایستی اجتناب ورزید.

۳- از عبور خط در شیب‌های تند و درّه‌ها پرهیز شود.

۴- مسیر خط تا حد امکان نباید با سایر تسهیلات عمومی مانند بزرگراهها، اتوبان و خطوط فشار قوی دیگر تقاطع داشته باشد. زیرا هرگونه آسیب یا خرابی در خط (در

نقطه تقاطع) اثرات اجتماعی و اقتصادی و ناگوار در پی خواهد داشت.

در صورتی که چنین تقاطع‌هایی اجتناب‌ناپذیر باشد باید در انتخاب مناسب‌ترین محل تقاطع با در نظر گرفتن کلیه مسائل مربوط به شرایط جوی و توپوگرافی و زمین‌شناسی و القاء و رعایت حریم‌های لازم تصمیم‌گیری بعمل آید و حتی الامکان زاویه تقاطع ۹۰ درجه باشد.

۵- چون خط انتقال نیرو و تأثیرات نامطلوبی از جمله تولید پارازیت، تداخل در امواج رادیویی و تلویزیونی، القاء الکترواستاتیکی در خطوط تلفن و مخابرات و غیره خواهد داشت، بنابراین ضمن اینکه در موقع نصب باید سعی گردد از چنین تأثیراتی جلوگیری شود بهنگام طراحی نیز می‌بایست تدابیر لازم جهت رعایت حریم‌های مجاز برای این کار اتخاذ گردد.

۶- رودخانه‌ها را باید در قسمت کم‌عرض قطع نمود و حریم کافی در طرفین آن باید رعایت گردد.

۷- در صورتی که عبور مسیر خط از نزدیکی مناطق مسکونی در دهکده‌ها و قصبه‌ها و شهرها اجتناب‌ناپذیر باشد می‌بایست تا حد امکان فاصله مناسب را رعایت نمود. بخصوص در حوالی شهرها بهتر است خط انتقال از روی ارتفاعات مجاور که هیچ‌گونه تداخلی (حتی در آینده) با ساختمان‌سازی و یا تأسیسات شهری و یا صنعتی نداشته باشد عبور نماید.

۸- چنانچه مسیر خط انتقال از زمینهای کشاورزی عبور نماید باید سعی نمود که حتی المقدور از زمینهای مرغوب و آبی عبور ننماید.

۹- نقاط زاویه حتماً در مناطقی انتخاب شوند که هم از نظر زمین مناسب باشند و هم از نظر امکانات مستقر نمودن وسائل سیمکشی فضای کافی داشته باشند و تا حد امکان بتوان به زوایای عقب و جلو با دوربین دید برقرار نمود.

۱۰- مسیر نهایی ضمن درج آگهی در روزنامه‌های رسمی به سازمانها و ارگانهای دولتی و غیره اعلام تا هماهنگی لازم با آنها جهت رفع مشکلات حقوقی احتمالی، تصرف حریم و گرفتن تاییدیه مسیر نهایی بعمل آید.

فصل چهارم

نقشه برداری و تهیه پلان و پروفیل مسیر

۱- مقدمه:

پس از تثبیت محور خط بر روی زمین و انعکاس آن در نقشه‌های موجود، اکیپ نقشه‌بردار عملیات نقشه‌برداری را در طول مسیر خط آغاز می‌نمایند. این عملیات که جهت تعیین محل دقیق نقاط زاویه و اندازه‌گیری طول سکشن‌ها و در نهایت ارائه نقشه‌های پلان و پروفیل مسیر صورت می‌گیرد بایستی از استاندارد مناسبی برخوردار باشد تا بتوان از نقشه‌های تهیه شده در امر اجرای پروژه‌های خطوط انتقال با اطمینان خاطر استفاده نمود.

توسعه بسیار سریع علوم نقشه‌برداری شامل نقشه‌برداری زمین، فتوگرامتری، کارتوگرافی، ژئودزی و دورسنجی در سالهای اخیر جهان دانش را بر آن داشت تا در سیستم‌های اندازه‌گیری نقشه‌برداری تحولاتی جدی بعمل آورد.

از جمله این دگرگونیها فاصله‌سنجی بروش نوری، الکترومغناطیس و غیره را می‌توان نام برد. همچنین تحوّل عظیم دوره معاصر از پیشرفت تکنولوژی ماهواره‌ای (سنجش از دور) منجر به استفاده از روشها و سیستمهای مدرن فتوگرامتری گردیده و دانش نقشه‌برداری را چنان تحت تأثیر قرار داده که روشهای فوق و استفاده از G.P.S (تعیین مختصات نقاط از طریق ماهواره) جهت مطالعه و تهیه نقشه‌های پلان و پروفیل محور خطوط انتقال نیرو و ارتباط آن با G.I.S (سیستم اطلاعات جغرافیائی)، بتدریج

جایگزین نقشه برداری سنتی شده و عملاً دقت و سرعت تهیه نقشه‌ها را فزونی داده و آثار مثبتی در رابطه با مسائل فنی و اقتصادی پروژه‌ها بدنبال داشته است.

۲- مطالعه مجدد عبور محور خط، عملیات نقشه برداری و پیمایش مسیر:

پس از انتخاب نهائی محور مسیر خط انتقال و پرچم‌گذاری زوایا، اکیپی متشکل از کارشناسان رشته‌های برق، نقشه برداری، زمین‌شناسی، مکانیک و ساختمان جهت انعکاس مسیر روی نقشه‌های با مقیاس کوچک و بزرگ و عکسهای هوایی و تصاویر ماهواره‌ای موجود منطقه و ابلاغ آن به دستگاههای اجرایی کشور جهت ممانعت از تداخل پروژه‌های موجود و در دست اقدام و اطلاع صاحبان اراضی واقع در امتداد محور خط و حریم مربوطه از طریق چاپ نقشه مسیر در روزنامه‌ها و رفع موانع حقوقی توسط کارفرما، به منطقه عزیزت می‌نمایند. آنگاه اکیپهای نقشه برداری بمنظور تهیه نقشه‌های پلان و پروفیل (به مقیاس طولی ۱:۲۰۰۰ و مقیاس ارتفاعی ۱:۵۰۰) اقدام به نقشه برداری مسیر می‌نمایند.

نقشه برداران درحین انجام عملیات نقشه برداری موظفند مواردی که قبلاً توسط اکیپهای مسیریاب در امر انتخاب نهائی مسیر در نظر گرفته شده را نیز مجدداً مورد توجه قرار داده و در صورت مشاهده موارد غیراصولی، مراتب را طی گزارش کتبی به مشاور طرح اطلاع دهند.

عمده نکاتی که بایستی مورد بازبینی قرار گیرد همان مواردی است که جهت انتخاب مسیر مناسب در عملیات مسیریابی عنوان گردید.

۳- موقعیت محور مرکزی خط روی زمین و پیمایش مسیر:

بررسی محور مرکزی خط شامل یک سری از تانژانتهای پی در پی خواهد بود که محور مرکزی حریم را بعرضی که مشاور طرح هنگام مشخص کردن مسیر تعیین می‌نماید دربرمی‌گیرد. برای حصول اطمینان از اینکه تانژانتهای کاملاً مستقیم هستند از روش ایستگاه گذاری دوبل استفاده خواهد شد.

نقشه‌برداری محور مرکزی نباید از مسیری که مشاور تعیین کرده است انحراف داشته باشد.

ضمناً نقطه‌های واقع روی خط نیز شماره‌گذاری خواهند شد که از شماره (۱) آغاز شده و پس از پیمایش مسیر و تثبیت محور خط روی زمین و انعکاس آن در نقشه‌های موجود و اتصال نقاط زاویه به شبکه سراسری، محور خط و عوارض طبیعی و انسانی واقع در مسیر خط انتقال و حریم تعیین شده تحت عملیات برداشت قرار می‌گیرد. پیمایش مسیر و اتصال آن به شبکه سراسری را می‌توان با استفاده از سیستم‌های G.P.S (Global Position System) انجام داد.

۴- استفاده از سیستم G.P.S (تعیین مختصات نقاط از طریق

ماهواره) در نقشه‌برداری جهت پیمایش مسیر خط انتقال:

نقشه‌برداری ماهواره‌ای، یک سیستم تعیین موقعیت جهانی است و جایگزین تمامی سیستم‌های تعیین موقعیت قبلی شده است. ماهواره‌ها در مدارهایی حول زمین بصورت هدف‌های دارای موقعیت معلوم در آسمان در گردشند. گیرنده مستقر شده در روی زمین در نقطه‌ای نامعلوم فاصله نقطه را از تمامی ماهواره‌های قابل مشاهده تعیین می‌کند. سپس با داشتن فواصل گیرنده از تعداد سه تا چهار ماهواره یا بیشتر می‌توان موقعیت گیرنده را به روش ترفیع فضائی تعیین نمود. دقت تعیین موقعیت به دقت اندازه‌گیری فاصله نقطه از ماهواره بستگی دارد. ماهواره در حین حرکت در فضا دو علامت حامل سیگنال ارسال می‌نماید (موج L1 و موج L2) که دارای دو فرکانس مختلف هستند. گیرنده G.P.S دو فرکانسه امواج L1 و L2 را دریافت و سپس موقعیت دقیق نقطه مشخص می‌شود.

سیستم G.P.S در رابطه با تهیه مختصات نقاط عکس جهت مثلث‌بندی عکسهای هوائی و یا تصاویر ماهواره‌ای در فتوگرامتری و تعیین دقیق موقعیت نقاط ژئودزی و نقاط شبکه اصلی در پروژه‌های سدسازی و تعیین مختصات نقاط شکست خطوط انتقال نیرو

در ابعاد وسیعی مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۵- G.I.S چیست؟

(G.I.S) که مخفف Geographical Information System است، از نظر مفهومی به معنی ترکیب اطلاعات جغرافیایی و آماری مربوط به یک مکان خاص که امکان ملاحظه بانکهای اطلاعاتی گوناگون را از نظر کیفیت و کمیّت در کنار یکدیگر و در ارتباط با هم به برنامه‌ریزان می‌دهد، می‌باشد. بنابراین ورودی سیستم مذکور اطلاعات آماری و نقشه‌های تفکیکی یک منطقه خاص و خروجی آن عمدتاً نقشه‌هایی است که اطلاعات آماری را نیز در کنار خود دارد. منظور از نقشه‌های تفکیکی ورودی سیستم، لایه‌های گوناگون نقشه محل است. مثلاً در یک لایه وضعیت ظاهری زمین، در یک لایه نقشه‌های خطوط انتقال و پستها و نیروگاهها و در لایه‌ای دیگر تأسیسات آب و غیره تهیه می‌شود. همانند اکثر سیستمهای کامپیوتری، یکی از مهمترین خواص (G.I.S) این است که می‌توان یک یا چند پارامتر را تغییر داد و بلافاصله تأثیر آن را در سایر قسمتها ملاحظه کرد. بنابراین نتایج هر برنامه‌ریزی را می‌توان قبل از اجرا تا حدود قابل اطمینان مشاهده نمود و حالت بهینه را برای هر تغییر انتخاب نمود. داشتن اطلاعات کافی، صحیح و به روز، از ویژگیهای مهم برای مدیریت بوده و امروزه هر مدیری در بخش کاری خود نیاز به بکارگیری ابزارهای جمع‌آوری و نگهداری و بهنگام نمودن اطلاعات یعنی وسائل کسب اطلاع و بانکهای اطلاعاتی را احساس می‌نماید. امروزه کاربرد (G.I.S) در سراسر کشور بعنوان یک وسیله اطلاعاتی، مورد توجه تمام مسئولین در ارگانهای اجرایی کشور قرار گرفته که وزارت نیرو مسلماً از استفاده‌کنندگان مهم آن خواهد بود. (G.I.S) می‌تواند برای مراحل طراحی بعنوان نقشه‌های متوسط مقیاس نیز بکار رود. همچنین در نگهداری تجهیزات صنعت برق و منابع انرژی که امکان بهره‌برداری از آنها وجود دارد مانند نیروگاهها، خطوط انتقال نیرو، شبکه‌های فشار قوی و شبکه‌های شهری نیز مفید خواهد بود.

۶- عملیات نقشه برداری جهت برداشت جزئیات:

این عملیات شامل برداشت عوارض از نظر مسطحاتی و ارتفاعی در طرفین محور بعرض خواسته شده (معمولاً ۵۰ متر از محور) بین هر دو ایستگاه نقشه برداری می باشد.

۷- دقت ارتفاعی و مسطحاتی و خارج از محوری:

باتوجه به مقیاس ۱:۵۰۰ ارتفاعی و ۱:۲۰۰۰ طولی و همچنین خطای گرافیک ۰/۲ میلیمتری می توان میزان دقت کار در عملیات نقشه برداری خط انتقال و همچنین وسایل لازم برای انجام کار را مشخص نمود.

۸- نصب علائم بتنی دائم:

گروه نقشه برداری علائمی بتنی در طول محور مرکزی خط و به فواصل هر یک تا ۱/۵ کیلومتر نصب می نماید. بعلاوه در نقاط زاویه نیز بتن های دائمی با میخهای راهنما نصب خواهد کرد. روی این بتن ها اطلاعات لازم حک می شود. گروه نقشه بردار آماری از محل تمام بتن های دائمی برای کارشناسان پروژه تهیه خواهد کرد. محل تمام این بتن ها بر روی اوراق پلان و پروفیل تعیین خواهد شد و جهت دسترسی به محل بتن ها و یا احیاء مجدد آن، اوراق کارت شناسائی مصور تهیه خواهد گردید.

۹- اوراق پلان و پروفیل (Plan and Profile):

گروه نقشه برداران باید مجموعه کاملی از اوراق پلان و پروفیل حاصل از اندازه گیریهای بعمل آمده را روی اوراق شفاف (کالک میلیمتری) با اندازه های یکسان (یا کاغذهای «کرونافلکس» یا مشابه آن) ارائه دهند.

در مقیاس افقی باید هر یک سانتیمتر معادل ۲۰ متر و در مقیاس عمودی هر یک سانتیمتر معادل ۵ متر منظور گردد (مگر اینکه قبلاً بصورت دیگری تعیین شوند). باید پروفیل را در بالای پلان رسم نمود. هر یک از اوراق پلان و پروفیل باید اطلاعات مربوط

به ۴ کیلومتر از محور مرکزی را دربرگیرند و طرف چپ و راست هر یک از اوراق باید ۲۰۰ متر پوشش پلان و پروفیل داشته باشد که بوسیله یک خط برش مشخص می‌شود. غیر از پروفیل خط مرکزی باید یک پروفیل چپ و یک پروفیل راست به موازات خط مرکزی تعیین گردد که فاصله هر یک از محور مرکزی ۱۵ متر می‌باشد. (در محل‌هایی که شیب عرضی آنها از مقدار خواسته شده بیشتر است).

ایستگاهها و نقاط ارتفاعی سرشکن شده و نقاط کنترل محور مرکزی باید در پلان و پروفیل نشان داده شوند. باید پروفیل‌های کناری (ساید پروفیل) را روی همان اوراق پروفیل که پروفیل مرکزی ثبت شده است مشخص نمود اما پروفیل سمت چپ مسیر بوسیله خط چین (---) و پروفیل سمت راست بصورت خطوط نقطه‌چین (.....) مشخص گردد و حروف R و L روی هر کدام نوشته شود.

تمام نیم‌رخها و پدیده‌های مسطحاتی در روی پلان و پروفیل بایستی بادقت رسم گردند. باید پروفیل‌ها را از روی اطلاعات برداشت شده که نشان‌دهنده پستی و بلندی و شکافها می‌باشد تعیین نمود. بعلاوه نقاط ارتفاعی برداشت شده نباید بیش از ۵۰ متر از هم فاصله داشته باشند. در نقاط زاویه امتداد زاویه بوسیله یک خط پهن جهت‌دار در پلان ترسیم و زاویه انحراف و نام ایستگاه روی آن نوشته می‌شود. محور مرکزی روی قسمت پلان باید مشخص گردد بطوری که هر عارضه موجود در محور مرکزی پلان را بتوان با تصویر قائم نقطه مشابه آن در پروفیل نشان داد.

تمام اطلاعات حاصله از نقشه‌برداری باید روی پلان و پروفیل منعکس گردد. این اطلاعات باید شامل اطلاعات لازم جهت رسم محور مرکزی، نقاط برداشت، عوارض، خطوط، املاک، جاده‌های موجود در حوالی مسیر با ذکر مبداء و مقصد، وضعیت توپوگرافی و تمام خصوصیات تعیین شده و برداشت شده باشد.

چنانچه نقاطی دارای مختصات باشد در آن صورت باید آنها را هم ترسیم نمود. تمام گوشه‌های عوارض چه آنها که موجودند و چه آنها که فقط اثرشان روی زمین باقیمانده باید نشان داده شوند. نقاط برخورد محور مرکزی با گوشه املاک و باغها و نه‌رها و غیره باید مشخص شوند. حریم مالکیت در صورت امکان مشخص گردد. عبور از جاده‌ها،

خطوط راه آهن، خطوط نیرو و خطوط تلفن، لوله‌ها (چه زیر زمینی و چه رو زمینی)، نرده‌ها، نهرها، طرحها و ساختمانهای موجود و یا اثرهای آنها باید مشخص گردند.

پدیده توپوگرافی، بررسیهای علامت گذاری شده روی زمین (اثر نقشه برداری با پیمایش با نقاط مثلث بندی در روی زمین) اتصالات حدود املاک بیکدیگر باید از طریق آشل و نقاله یا وسایلی از این قبیل رسم گردند.

تمام ساختمانها، اطلاعات و سایر پدیده‌های فیزیکی دیگر که تا حدود ۵۰ متری محور مرکزی خط هستند باید نشان داده شوند.

هر وضعی که بر محل‌های احتمالی نصب برجها تعمیرات و نگهداری خط و بهره برداری و بطور کلی عملکرد خط تأثیر می گذارند باید نشان داده شود.

عبور خطوط نیرو و تلفن باید روی پروفیل رسم شده و ارتفاع کوتاهترین و بلندترین سیم در محل تقاطع با محور مرکزی و همچنین طول خط، ولتاژ خط، نوع سیم و نام خطوط ذکر گردد.

ارتفاع بلندترین محل خط آهن را باید در نقطه عبور خط آهن نشان داد. برای نهرها و رودخانه‌ها بایستی حد و مرز آبها، ارتفاع سطح آب و عمق آب به همراه تاریخ قرائت ارتفاع مشخص گردد. چنانچه محدودیتهایی از نظر منطقه سیلابها وجود داشته باشد باید نشان داده شود.

خطوط تقسیمات محلی و محدوده شهرها و روستاها همگی باید مشخص شوند. طبیعت خاک دایر یا بایر آبیاری شده یا نشده و نوع محصولات درختی و یا زمینی باید مشخص شوند.

رسم پلان و پروفیل خط انتقال شبیه رسم پروفیل طولی جاده و کانال و غیره است با چند تغییر جزئی که ما اجمالاً بشرح آن می پردازیم.

۹-۱- مقیاس (Scale):

مقیاس ارتفاعی معمولاً ۱:۵۰۰ و مقیاس طولی ۱:۲۰۰۰ می باشد.

۹-۲- ارتفاع (Elevation):

سطر اول زیر پروفیل ارتفاع نقاط نوشته می‌شود.

۹-۳- فاصله (Distance):

سطر دوم زیر پروفیل فواصل بین ایستگاهها نوشته می‌شود (برحسب متر).

۹-۴- شماره ایستگاه (No. of Station):

در سطر سوم زیر پروفیل اسامی ایستگاهها نوشته می‌شود.

۹-۵- کیلومتر نقاط (KM. of Points):

سطر چهارم زیر پروفیل کیلومتر نقاط تا رقم سانتیمتر نوشته می‌شود.

۹-۶- پلان مسیر (Plan):

سطر ششم زیر پروفیل، پلان مسیر بعرض ۵۰ متر از طرفین محور کشیده می‌شود.

باید توجه داشت پلان مسیر در زوایا با یک منطقه فاصله به طول یکصد متر مشخص

شده و جهت زاویه بوسیله فلشی روی پلان مشخص می‌شود و مقدار زاویه مسیر روی آن نوشته خواهد شد.

به هنگام رسم پروفیل باید کلیه عوارض ارتفاعی که در محور خط قرار گرفته و ارتفاع

آنها نیز در عملیات زمینی اندازه‌گیری شده روی خط زمین با توجه به مقیاس ارتفاعی

مشخص نمود. همچنین عوارض مسطحاتی مثل جاده‌ها، رودخانه‌ها و نهرها روی خط

زمین باید مشخص شوند.

۱۰- برنامه کامپیوتری رسم پلان و پروفیل مسیر خط و اسپاتینگ:

پس از عملیات نقشه‌برداری و برداشت کلیه اطلاعات و مشخصات عوارض موجود در محور مرکزی و همچنین باند موردنیاز عبور خط، این اطلاعات بعنوان ورودی برنامه کامپیوتری رسم پلان و پروفیل کامپیوتری مورد استفاده قرار گرفته و در خروجی کلیه نقشه‌های کامپیوتری پلان و پروفیل مسیر خط توسط پرینتر یا پلاتر ترسیم می‌گردد. یادآوری می‌گردد که این نقشه‌ها برای اسپاتینگ (برجگذاری) بدو صورت دستی و یا کامپیوتری مورد استفاده قرار گرفته و حاصل آن نقشه‌های پلان و پروفیل اسپاتینگ شده مسیر خط می‌باشد. تشریح نحوه اسپاتینگ بدلیل نیاز به فاکتورها و اطلاعات متعدد، خود بحث کاملی بوده و از حوصله و اهداف این کتاب خارج است. در بخش ضمائم انتهای کتاب یک نمونه نقشه پلان و پروفیل اسپاتینگ شده را مشاهده می‌نمائید.

۱۱- فتوگرامتری:

نقشه‌برداری امروزه دارای بخشهای گوناگونی از جمله فتوگرامتری می‌باشد که تقریباً خود بعنوان یک فن مطرح شده است.

چنانچه تکنولوژی این امکان را در اختیارمان بگذارد که در مدت کوتاهی از زمان ابلاغ پروژه به مشاور طرح تا مرحله طراحی و تهیه لیست مصالح، آلترناتیوهای مختلف استقرار پروژه را با حداقل مراجعه به زمین در دفتر بررسی نمائیم و فنی‌ترین و اقتصادی‌ترین وضعیت مطلوب را انتخاب نموده و متعاقب آن اطلاعات نقشه‌برداری شکل زمین در قالب نقشه‌های پلان و پروفیل و یا از طریق ذخیره نمودن اطلاعات در کامپیوتر و یا روی دیسک‌تها در اختیار کارشناسان پروژه قرار گرفته و بموقع لیست مصالح مورد نیاز به بازار جهانی عرضه گردد به لحاظ اقتصادی گام بسیار مؤثری برداشته شده است.

با بهره‌مندی از تکنیک فتوگرامتری به موازات استفاده از تجهیزات فوق مجهز به سیستمی خواهیم شد که مطالعات فاز یک پروژه‌ها بسیار دقیقتر انجام پذیرد و زمان

عملیات نقشه‌برداری زمین نیز به حداقل برسد. استفاده از فتوگرامتری نسبت به روش‌های معمولی نقشه‌برداری در کاهش هزینه پروژه و هزینه‌های نگهداری و تعمیرات پروژه‌ها و بویژه پروژه‌های خطوط انتقال نیرو بسیار مؤثر واقع خواهد شد.

تکنیک فتوگرامتری این امکان را در دسترس قرار می‌دهد که سطوح عکسهای هوایی و زمینی با اطلاعات مختصر نقشه‌برداری زمینی، در دستگاه تبدیل به نقشه گردد و یا بصورت عددی در داخل حافظه کامپیوتر ذخیره شده و سپس امکان استخراج نقشه‌های پلان و پروفیل و یا توپوگرافی برای محل نیروگاهها و پستهای فشار قوی و خطوط انتقال در مقاطع مختلف و در مدت زمانی کوتاه عملی باشد. برای نمونه چنانچه با استفاده از فتوگرامتری در انتخاب مسیر یک پروژه خط انتقال بطول ۱۵۰ کیلومتر، حدود ۲ کیلومتر از مسیر با رعایت مشخصات فنی خط و ملحوظ داشتن سایر شرایط نگهداری و تعمیراتی، کوتاه شود و با عبور محور خط از مسیرهایی که دارای حداقل شیب عرضی بوده و اختلاف پایه‌ها را به مینیمم برساند و از دوباره‌کاریهای بعدی و اعمال واریانت ممانعت بعمل آمده و متعاقب آن اطلاعات شکل زمین بصورت دیسکت و یا نقشه در اختیار کارشناسان طراحی قرار داده شود، در هزینه پروژه‌ها صرفه‌جویی قابل ملاحظه‌ای حاصل خواهد شد.

فصل پنجم

عملیات زمین شناسی و مطالعات ژئوتکنیکی

۱- مقدمه:

طراحی هر خط انتقال هوایی بعلت عبور از مناطق مختلف و قرارگرفتن پایه‌ها در زمین، مستلزم شناسایی و مطالعه نوع خاک و وضعیت زمین در قسمت‌های مختلف مسیر خط می‌باشد. زیرا هادیهای شبکه انتقال بر روی برجها قرار گرفته و آنها نیز به زمین اتکا دارند. همواره بر آنیم تا تحت هر شرایطی برجها محکم و استوار باقی بمانند تا در طول عمر خط امنیت آن حفظ گردد و این مهم بدون بررسی و شناخت زمین و ارائه طرح فونداسیون مناسب در قسمت‌های مختلف مسیر خط امکان‌پذیر نیست. زیرا عدم توجه به خصوصیات زمین در منطقه عبور مسیر خط می‌تواند منجر به تخریب سریع فونداسیونها و یا جابجایی آنها شده و پایداری خط را تهدید نماید.

در این مبحث، مسیر خط انتقال از دو دیدگاه زمین‌شناسی و ژئوتکنیک بصورت اجمالی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۲- زمین‌شناسی:

از نقطه نظر زمین‌شناسی مواردی که بایستی مورد توجه و بررسی قرار گیرند به شرح زیر خلاصه می‌شود:

۲-۱- شناخت مسیر از نظر عوارض مزاحم زمین‌شناسی که در زمان بهره‌برداری نمود خواهند داشت.

۲-۱-۱- زمینهای لغزشی تا محدوده حداقل ۱۰۰ متری از محور خط انتقال.

۲-۱-۲- ارتفاعات و دامنه‌های مشرف بر محدوده مسیر که دارای سنگهای ناپایدار، خرد شده (Crushed) و یا انباشتهای خاک و سنگ‌ریزه دارای پتانسیل ریزش می‌باشند.

۲-۱-۳- سیلها و آبروهای مشرف بر مسیر اعم از سیلهایی که دارای عمق و عرض مشخص هستند و یا زمینهایی که بصورت دشت سیلابی هستند.

۲-۱-۴- زمینهای رسی سیلنتی واگرا (Dispersive) با ضخامت زیاد که در مسیر آبهای جاری هرز و نزولات جوی بوده و بصورت عارضه زمین دره (Gully) نمود دارند.

۲-۱-۵- محللهای تجمع و انباشت برف و یخ در مسیر خط انتقال نیرو.

۲-۱-۶- جهت وزش بادهای شدید و بررسی موقعیتهای موازی با مسیر وزش که دلانهای عبور باد ایجاد کرده و فشارهایی را به برجهای انتقال نیرو وارد می‌آورند.

۲-۱-۷- شناخت قسمتهایی از مسیر که در زمینهای باتلاقی، رسهای فعال (Active) و همچنین مناطق بافت و خیز (Flactuation) شدید سطح آب زیرزمینی قرار می‌گیرند.

۲-۱-۸- شناخت قسمتهایی از مسیر که از رسوبات تبخیری (گچ و نمک) با درجه انحلال زیاد تشکیل شده است.

۲-۱-۹- بررسی احتمال تجمع برف در دامنه‌های ارتفاعات سردسیر و درصد احتمال سقوط بهمن.

۲-۱-۱۰- توجه به فاصله حاشیه رودخانه‌ها اعم از دائمی یا فصلی با محل استقرار برجهای خط انتقال نیرو.

۲-۲- شناخت مسیر از نظر طبقه‌بندی عمومی مشخصه‌های زمین:

در این قسمت کارشناس زمین‌شناسی (و یا مهندس ساختمان) در مرحله مسیریابی با

کارشناس مسئول خط و نقشه‌بردار همکاری داشته و تقسیم‌بندی بنیادین زمین مسیر

خط انتقال از نقطه نظر نوع فونداسیونها و نحوه گودبرداری از دیدگاه اجرایی (سهولت و سختی کار و نیز ابزار موردنیاز) صورت خواهد گرفت. اولین تقسیم‌بندی عمده، طبقه‌بندی زمین مسیر از نظر سنگی و یا خاکی بودن آن می‌باشد و پس از اینکار نیز هر یک از انواع فوق به صورت زیر تقسیم‌بندی می‌شود.

الف - زمین‌های سنگی (Rock).

ب - زمین‌های خاکی (آبرفتی) (Soil).

- زمینهای سنگی خود به انواع زیر تقسیم‌بندی می‌شوند:
(تقسیم‌بندی زیر باتوجه به سختی کار و ابزار موردنیاز در خطوط انتقال صورت گرفته است).

۱- سنگ‌های خردشده یا ورقه ورقه با مقاومت پایین.

۲- سنگ‌های یکپارچه با مقاومت بالا.

- زمین‌های آبرفتی (خاکی) نیز از نظر مشکلات اجرایی، گودبرداری، نگهداری دیواره‌های گودبرداری و ریختن فونداسیونها بصورت زیر تقسیم‌بندی می‌شوند:

۱- زمینهای خوب (Good Soil) با مقاومت بالا و مقاوم در برابر ریزش با زاویه ۹۰ درجه.

۲- زمینهای با مقاومت متوسط در مقابل ریزش دیواره‌ها (Poor Soil).

۳- زمینهای سست و ریزشی که برای گودبرداری نیاز به حفاظ در مقابل ریزش دیواره‌ها دارند (Very Poor Soil).

۴- زمینهای دارای سطح آب زیرزمینی بالا که نسبت به نوع بافت و دانه‌بندی آن می‌تواند هر یک از انواع ذکر شده در ردیفهای ۱ تا ۳ را دارا باشد. ولی بهرحال نوع فونداسیون واقع در آنها به حالت مغروق (Submerged) قرار خواهد گرفت.

- پس از انتخاب اولیه مسیر و حصول اطمینان از نهایی شدن آن در مرحله دوم

مطالعات، مسیر خط از نظر ژئوتکنیکی مورد ارزیابی و طبقه‌بندی قرار می‌گیرد. این بخش از مطالعات تحت عنوان ژئوتکنیک بشرح زیر بررسی می‌شود.

۳- ژئوتکنیک:

پس از انتخاب مسیر اولیه خط توسط تیم مشترکی مرکب از کارشناس خط انتقال، نقشه‌بردار و زمین‌شناس و مشخص نمودن نقاط زاویه خط، تیم تحقیقات ژئوتکنیکی برای انجام مطالعات اصولی و دقیق به منطقه عزیمت و باتوجه به مشخصه‌های اولیه و طول مسیر اقدام به انتخاب نقاط لازم برای حفاری می‌نماید. آنگاه پس از حفر چاهکهای شناسایی، آزمایشهای برجای (In Situ)، نمونه‌برداری و تستهای آزمایشگاهی (Laboratory) انجام و سپس کارشناس مربوطه گزارش ژئوتکنیکی مسیر را با ملحوظ داشتن کلیه جوانب امر و توصیه‌های فنی لازم ارائه می‌دهد.

۳-۱- نحوه انتخاب نقاط گمانه‌ها (چاهکها):

باتوجه به عوامل زیر صورت می‌گیرد.

۳-۱-۱- در نظر گرفتن تغییرات بافت خاک در طول مسیر.

۳-۱-۲- در نظر گرفتن محدودیتهای اقتصادی.

با ملحوظ داشتن موارد فوق‌الذکر برای مسیرهای کوتاه (تا ۱۵ کیلومتر) به ازاء هر ۲/۵ کیلومتر طول مسیر و برای مسیرهای بلند (بیش از ۱۵ کیلومتر) به ازاء هر ۳/۵ کیلومتر طول مسیر، یک نقطه جهت حفاری انتخاب می‌گردد. در صورتی که کارشناس مسئول در مواردی تشخیص دهد که تعداد بیشتری گمانه لازم است و یا بافت زمین بسیار متغیر باشد، لازم است فواصل گمانه‌ها کمتر و تعداد آنها بیشتر شود. بررسی ترانشه‌های موجود در نزدیکی مسیر، دیواره رودخانه‌ها و چاله‌های موجود اعم از طبیعی یا مصنوعی نیز در این مرحله می‌تواند دقت امر را مضاعف نماید.

- عمق گمانه‌ها که با دستگاه حفاری یا دستی خواهد بود بسته به نوع سازه‌های خط انتقال و فونداسیون‌ها بین ۳ تا ۵ متر خواهد بود. در مواقعی که برای استقرار برج خط انتقال از شمع (Pile) و یا موارد ویژه دیگری استفاده شود، عمق گمانه بسته به نظر متخصص ژئوتکنیک اضافه خواهد شد.

۳-۲- آزمایش‌های برجا (In Situ Tests):

آزمایش‌های برجا که در محل چاهک‌های حفر شده لازم‌الاجرا هستند عبارتند از:

- ۱- آزمایش S.P.T یا C.P.T که به ازاء هر یک متر افزایش عمق، و یا به ازاء هر تغییر لایه صورت می‌گیرد.
- ۲- آزمایش تعیین دانسیته مرطوب و طبیعی خاک که به ازاء هر یک متر افزایش عمق و یا به ازاء هر تغییر لایه انجام می‌شود.

تبصره:

- در حفاری به روش دستی، انجام آزمایش تعیین دانسیته طبیعی خاک و S.P.T یا C.P.T کاملاً میسر می‌باشد ولی در حفاری با استفاده از دستگاه حفاری، به دلیل قطر کوچک گمانه، آزمایش دانسیته برجا صورت نگرفته و تنها آزمایش S.P.T یا C.P.T انجام می‌شود.

- نمونه برداری از چاهک‌های حفر شده بصورت‌های دست‌خورده و یا دست‌نخورده به ازاء افزایش هر یک متر عمق و یا هر تغییر لایه صورت خواهد گرفت.

- ثبت سطح آب زیرزمینی به همراه زمان حفاری (ذکر تاریخ) در صورت برخورد به آب زیرزمینی به هنگام حفاری لازم است. در غیراینصورت می‌توان با پرس و جواز سازمانهای ذیربط و یا کشاورزان خبره محلی، بصورت تقریبی مورد را مشخص و یادداشت نمود. به هنگام ثبت موارد مربوط به سطح آب زیرزمینی، علاوه بر دقت در اثر دائمی افت و خیز آب در خاک و ثبت آن، پرس و جوی محلی نیز اغلب می‌تواند کمک شایانی بنماید.

۴- تست‌های آزمایشگاهی:

پس از حمل نمونه‌های اخذ شده به آزمایشگاه تست‌های لازم انجام خواهد گردید. رایج‌ترین تست‌ها و آزمایشات عبارتند از:

- ۱- دانه‌بندی مکانیکی (Grain Size Analysis)
 - ۲- هیدرومتری (Hydrometer Analysis)
 - ۳- تعیین حدود اتربرگ (Atterberg Limits)
 - ۴- طبقه‌بندی خاک براساس سیستم یونیفاید (U.S.C.S).
 - ۵- وزن مخصوص ذرات جامد (Specific Gravity)
 - ۶- عیار رطوبتی خاک (Moisture Gravity)
 - ۷- آزمایش برش مستقیم خاک برای تعیین مقادیر زاویه اصطکاک داخلی و چسبندگی آن.
 - ۸- آزمایش تحکیم (Consolidation) برای تعیین و تخمین مقدار نشست خاک و نفوذپذیری آن.
 - ۹- آزمایش تراکم (Compaction).
 - ۱۰- آزمایش‌های شیمی خاک جهت تعیین نوع سیمان مصرفی و حفاظت بتن در مقابل عوامل مضر شیمیایی شامل تعیین یون سولفات، یون کلراید و PH آن.
- آزمایش‌های ردیف‌های ۱، ۲، ۳، ۴، ۵ و ۹ بدون استثناء برای هر مورد لازم بوده و در مورد آزمایش‌های برشی با توجه به نظر کارشناس مربوطه ممکن است در برخی از نقاط مسیر لازم و در برخی نقاط دیگر لازم نباشد.
- آزمایش‌های صحرایی و آزمایشگاهی، براساس استانداردهای A.S.T.M و یا B.S منی باشد.

فصل ششم

طراحی هادیهای خطوط انتقال

(Conductors)

۱- کلیات:

به دلیل افزایش روزافزون مصرف انرژی الکتریکی، خطوط انتقال نیرو دائماً در حال گسترش هستند. زیرا تبادل اصلی و اساسی انرژی در شبکه‌های سراسری توسط خطوط انتقال انرژی با ظرفیت بالا صورت می‌گیرد.

بدون تردید هادیها مهمترین اجزاء هر شبکه انتقال انرژی محسوب شده و مسیر جریان از طریق آنها برقرار می‌گردد. تمام تمهیدات نیز در طراحی یک خط فشار قوی صرفاً به منظور انتقال مناسب و مطمئن انرژی الکتریکی از طریق هادیها صورت می‌گیرد. به عنوان مثال نقش برجهای خط انتقال نگهداری هادیها در فاصله هوایی مناسب از یکدیگر و از زمین بوده و زنجیره مقرر نیز برای نگهداری و ایزوله نمودن هادیهای تحت ولتاژ بالا از بدنه برجها تعبیه می‌گردد. همچنین سیم محافظ هوایی که در سرتاسر مسیر خط امتداد می‌یابد تنها به عنوان چتری محافظ بر روی هادیها بوده تا آنرا از برخورد مستقیم صاعقه و ایجاد اختلال در انتقال انرژی مصون دارد. از جنبه اقتصادی نیز هادیهای خطوط انتقال دارای اهمیت بسزایی هستند. خرید و نصب سیم هادی در خطوط انتقال نیرو همواره سهم قابل توجهی از هزینه‌های اجرای خط را به خود اختصاص داده و علاوه بر سرمایه گذاری انجام شده، هزینه بهره برداری مربوط به افت انرژی و تلفات توان نیز مستقیماً با نوع و مقطع هادی خط مرتبط است.

جریان برقرار شده در هادیها می‌تواند از نوع مستقیم (D.C) و یا متناوب (A.C) باشد. در انتقال مستقیم که کمتر در این بخش مورد نظر است هر هادی یا دسته هادیها، نقش یک مدار را دارند و معمولاً بصورت سیستم یک مداره (Monopole) و یا دو مداره (Bipole) استفاده می‌شود ولی در روش متناوب، هادیهای سه‌فاز به صورت سیستم یک مداره یا چند مداره و یک ولتاژه یا چند ولتاژه مورد استفاده قرار می‌گیرند.

۲- جنس هادیهای خطوط انتقال:

در سالهای اولیه، هادیهای خطوط انتقال فشار قوی از جنس مس انتخاب می‌شد و بعدها آلومینیوم نیز برای این کار مورد استفاده قرار گرفت. به علت وزن سبکتر و قیمت کمتر، امروزه دیگر هادیهای آلومینیومی کاملاً جایگزین هادیهای مسی شده و این جایگزینی نتایج رضایتبخشی نیز به دنبال داشته است.

در جدول زیر خواص مربوط به دو نوع هادی فوق جهت مقایسه ارائه شده است:

مس	آلومینیوم	موضوع
۸/۹	۲/۷	جرم مخصوص (Kg / dm^3)
۰/۰۱۷۸	۰/۰۳۰۳	مقاومت مخصوص ($\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$)
۵۶	۳۳	قابلیت هدایت ($\text{s.m} / \text{mm}^2$)
۲۱-۲۴	۷-۱۰	استحکام کشش (kp / mm^2)
۱۰۸۴	۶۵۸	درجه حرارت ذوب ($^{\circ}\text{C}$)
۰/۰۱۷	۰/۰۲۳	ضریب انبساط طولی ($\text{mm} / \text{m.grd}$)
۱	۰/۶	نسبت هدایتها برای سطح مقطع مساوی
۱	۱/۶۶	نسبت سطح مقاطع با مقاومت مساوی
۱	۱/۲۹	نسبت قطرها با مقاومت مساوی
۳/۳	۱	نسبت وزنهای برای سطح مقطع مساوی
۲	۱	نسبت وزنهای با مقاومت مساوی

جدول شماره (۱)

قابلیت هدایت الکتریکی و استقامت مکانیکی آلومینیوم از مس کمتر است، لذا بایستی جهت انتقال جریان مساوی سطح مقطع هادی آلومینیومی از هادی مسی بیشتر انتخاب گردد. هدایت آلومینیوم ۶۰٪ هدایت مس است لیکن در سطح مقطع‌های مساوی وزن آلومینیوم ۳۰٪ وزن مس است و در مقاومت الکتریکی مساوی وزن آلومینیوم ۵۰٪ وزن مس است. بطورکلی با انتخاب قطر هادی آلومینیومی معادل $1/29$ برابر قطر هادی مشابه از جنس مس (و یا سطح مقطع $1/66$ برابر آن) می‌توان ضمن تأمین هدایت الکتریکی موردنظر مقدار قابل توجهی از وزن هادی کاست.

شدت میدان الکتریکی هادی آلومینیومی با افزایش قطر هادی کاهش می‌یابد و در نتیجه تلفات ناشی از کرونا کم می‌شود و این موضوع نیز امتیاز دیگری برای هادیهای آلومینیومی محسوب می‌شود. در عمل برای دستیابی به سطح مقطع‌های زیاد و بالابردن قابلیت انعطاف در نصب خطوط انتقال، معمولاً از هادیهای رشته‌ای یا طنابی استفاده می‌شود مگر آنکه سطح مقطع هادی بسیار کوچک باشد. این رشته‌ها از نظر الکتریکی موازی یکدیگر بوده و در طول هادی بصورت ماریچ بر روی هم می‌غلتنند. در این حالت چون هر لایه مخالف لایه دیگر پیچیده می‌شود، مقاومت سیم به دلیل اثر پوستی کاهش می‌یابد و همچنین رشته سیمها درون یکدیگر حالت پیچش نداشته و به داخل هم فرو نمی‌روند.

برای ازدیاد مقاومت مکانیکی هادیها نیز درون آنها را با رشته‌های فولادی یا آلیاژهای فلزی دیگر تقویت می‌کنند بطوری که یکی از انواع هادی نوع ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) و یا هادی نوع ACAR (Aluminium Conductor Alloy Reinforced) بدست آید.

۳- انواع هادیهای خطوط انتقال نیرو:

هادیهای خطوط انتقال نیرو از لحاظ نوع، جنس و کاربرد انواع مختلفی دارند که مهمترین آنها را می‌توان به صورت زیر خلاصه نمود.

۳-۱- هادی تمام آلومینیومی (AAC):

این هادی تماماً از جنس آلومینیوم (All Aluminium Conductor) و از انواع هادیهای رشته‌ای بوده که دارای درجه خلوصی در حدود ۹۹/۵٪ و مقاومت مخصوص $(\mu \Omega / \text{cm})$ ۲/۸۲۸ در دمای $(^{\circ}\text{C})$ ۲۰ می‌باشد. همچنین مقاومت مکانیکی آن در حدود $(\text{Kg} / \text{mm}^2)$ ۱۹-۱۶ بوده و به علت دارا بودن مقاومت مکانیکی پایین بیشتر در خطوط با اسپن کوتاه استفاده می‌شود و بیشترین کاربرد آن در خطوط ۲۰ کیلوولت است.

۳-۲- هادی آلیاژ آلومینیوم، آلک - آلدی:

این هادی دارای درجه خلوصی در حدود ۹۸/۳٪ بوده و تقریباً (۰/۷۵-۰/۶۵)٪ از وزن آن را منیزیم تشکیل می‌دهد و بقیه آن یعنی حدود (۰/۶-۰/۵)٪ از سیلیسیم می‌باشد. مقاومت مخصوص این هادی در شرایط طبیعی محیط در حدود $(\mu \Omega / \text{Cm})$ ۳/۱۵ بوده و مقاومت مکانیکی آن نیز بیشتر از نوع قبلی و در حدود $(\text{kg} / \text{mm}^2)$ ۳۳ می‌باشد. این هادی معمولاً در خطوط ۲۰ و ۶۳ کیلوولت با اسپن‌های کوتاه ۱۵۰ تا ۲۰۰ متر و نیز در پستهای انتقال بعنوان هادی باسبارها مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۳-۳- هادی آلومینیومی با مغزی فولادی (ACSR):

قسمت خارجی هادی فوق از جنس آلومینیوم و قسمت مرکزی آن جهت افزایش استقامت مکانیکی از جنس فولاد می‌باشد و به همین علت ACSR نامیده شده‌اند. این نوع هادیها، هم از نظر خواص الکتریکی و هم از لحاظ خواص مکانیکی بر سایر هادیها برتری داشته و به‌طور گسترده‌ای در خطوط انتقال انرژی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

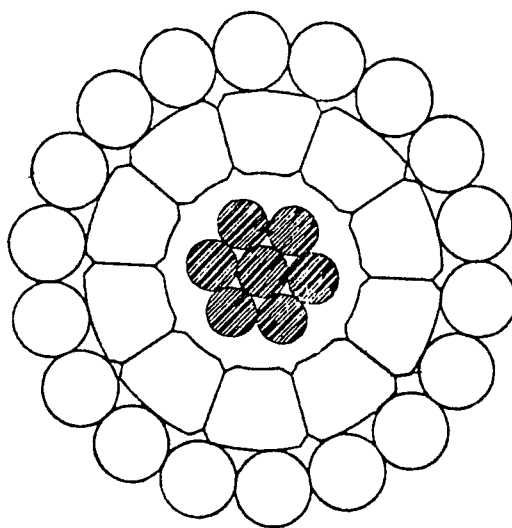
۳-۴- هادی آلومینیومی با مغزی آلیاژی (ACAR):

کاملاً مشابه هادیهای ACSR بوده ولی جهت افزایش مقاومت مکانیکی و همچنین کاهش میزان خوردگی هادی در مناطق آلوده در مرکز این هادیها از آلیاژ مخصوصی

بجای فولاد استفاده شده و به همین علت ACAR نامیده شده‌اند.

۳-۵. هادیهای با تلفات کم (SLAC) :

بررسیها و مطالعاتی که اخیراً صورت گرفته، نشان داده‌اند که با تغییر شکل رشته‌ها در هادیهای نوع ACSR می‌توان ظرفیت انتقالی آنرا به میزان قابل توجهی افزایش داد. این هادیها طوری ساخته شده‌اند که نسبت به هادی ACSR هم قطر و هم وزن مشابه حدود ۱۱ الی ۱۳ درصد مقاومت الکتریکی کمتری دارند. این هادیها کاملاً مشابه هادیهای ACSR بوده و تنها بخاطر دارا بودن ظرفیت انتقال بالاتر و کم بودن تلفات با نام SLAC (Small Loss ACSR) شناخته شده‌اند.



شکل (۱)

۳-۶. هادی GTACSR :

هادی ACSR با فواصل هوایی را اصطلاحاً GTACSR گویند که اخیراً جهت افزایش قدرت انتقالی در کشور ژاپن ساخته شده است، که ضمن دارا بودن کلیه ویژگیهای هادی ACSR دارای ظرفیت انتقالی بالاتر و مقاومت بیشتر در برابر خوردگی می‌باشد.

۳-۷. هادی فولادی با روکش مس (Copper Clad Steel) :

این هادی دارای مقاومت مخصوصی حدود $(\mu \Omega / \text{Cm})$ ۷ و مقاومت مکانیکی بین $(\text{Kg} / \text{mm}^2)$ ۷۰-۱۰۰ می‌باشد. از این هادی می‌توان بعنوان سیم محافظ هوایی در خطوط استفاده نموده و یا آن را برای سیستم زمین پای برجها بکار برد.

۳-۸. هادی فولادی با روکش آلومینیوم (Aluminium Clad Steel) :

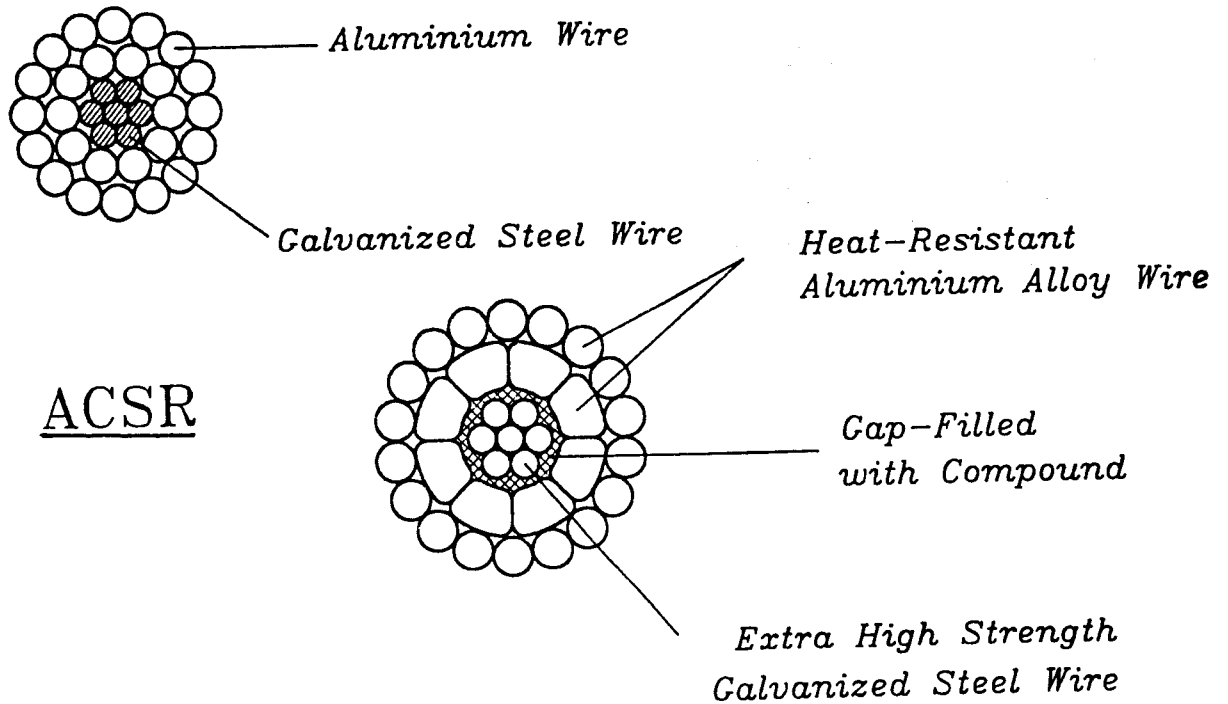
مشابه هادی فولادی با روکش مس می‌باشد با این تفاوت که بجای روکش مس بر روی رشته‌های فولادی از آلومینیوم استفاده شده که در نتیجه دارای خواص الکتریکی پایین‌تری نسبت به مورد قبلی بوده ولی در عوض دارای وزن و قیمت کمتری است.

نوع فولاد مورد استفاده می‌تواند از نوع معمولی دارای مقاومت مکانیکی بین $(\text{Kg} / \text{mm}^2)$ ۱۲۰-۱۴۰ و یا فولاد نوع سخت دارای مقاومت مکانیکی بین $(\text{Kg} / \text{mm}^2)$ ۱۵۰-۱۸۰ باشد.

کاربرد این هادیها در خطوط هوایی بعنوان سیم محافظ و همچنین برای زمین کردن برجها می‌باشد.

البته انواع هادیها به موارد فوق ختم نمی‌شود و نمونه‌های دیگری مانند TACSR (هادی ACSR مقاوم در مقابل حرارت) و AAAC (هادی تمام آلیاژ از جنس آلومینیوم) و UTACSR ، LTACSR و... نیز وجود دارند، لیکن همانطور که قبلاً نیز اشاره شد متداولترین هادی در خطوط انتقال انرژی الکتریکی هادیهای نوع ACSR می‌باشند که در آنها هدایت الکتریکی توسط رشته‌های آلومینیومی و مقاومت مکانیکی توسط هسته فولادی تأمین می‌گردد. تعداد رشته‌های آلومینیوم و فولادی بستگی به هدایت الکتریکی و مقاومت مکانیکی مورد نیاز دارد. البته برای مناطق آلوده صنعتی یا دریایی که احتمال خوردگی هادی در اثر پدیده گالوانیک وجود دارد مغزی فولادی با روکش آلومینیوم بعنوان هسته هادی ACSR مورد استفاده قرار می‌گیرد که این هادیها تحت عنوان هادی ACSR / AS یا ACSR / AW شناخته شده‌اند.

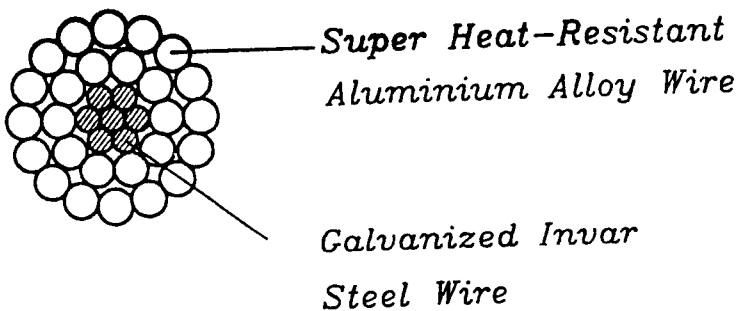
شکل (۲) مقطع چند نمونه هادی مورد استفاده در خطوط هوایی انتقال انرژی و از جمله متداولترین آنها هادی (ACSR) را نشان می‌دهد.



ACSR

GTACSR

(gap type ACSR)



ZTACIR

شکل (۲)

در یک هادی رشته‌ای اگر X تعداد لایه‌ها و N تعداد رشته‌ها در نظر گرفته شود، در اینصورت اغلب رابطه زیر برقرار است:

$$N = 3X^2 - 3X + 1$$

البته در رابطه فوق تک رشته مرکز هادی بعنوان لایه شماره ۱ محسوب می شود. اگر d قطر هر رشته در نظر گرفته شود، قطر کلی هادی (D) از رابطه زیر بدست می آید:

$$D = (2 X - 1) d$$

در خطوط انتقال انرژی با ولتاژهای بسیار زیاد (EHV (Extra High Voltage) از ترکیب هادیها در کنار یکدیگر، جهت کاهش اثرات حاصل از پدیده کرونا استفاده می شود.

۴- روشهای نامگذاری هادیهای خطوط انتقال:

امروزه در اکثر کشورهای جهان از انواع مختلف هادیهای ACSR جهت خطوط انتقال انرژی الکتریکی استفاده می شود. در کشور ما نیز تعدادی از هادیهای ACSR از میان انواع مختلف آن انتخاب گردیده و در داخل تولید و جهت نصب در خطوط هوایی انتقال انرژی مورد استفاده قرار می گیرد. مشخصات الکتریکی و مکانیکی هادیها را می توان از جداولی که توسط سازندگان آنها ارائه می شود بدست آورد. در استانداردهای کشورهای مختلف، برای نامگذاری هادیها روشهای متفاوتی مورد استفاده قرار می گیرد که در اینجا جهت آشنایی، برخی از این روشها را برمی شمیریم:

الف - استاندارد انگلیسی:

در استاندارد فوق از نوعی سیستم درجه بندی که در آن فقط سطح مقطع هادی (در اینجا آلومینیم) بر حسب میل دایره ای (CM) بیان شده استفاده می شود بطوریکه:

$$CM = \text{Circular Mil} = \frac{1}{1973.5} \text{ mm}^2$$

$$MCM = 10^3 \text{ CM} \cong 0.5067 \text{ mm}^2$$

ب - استاندارد کانادایی:

در استاندارد کانادایی، سطح مقطع فولاد، سطح مقطع آلومینوم و همچنین سطح مقطع کل بر حسب (mm^2) بیان می شود.

ج - استاندارد فرانسوی:

در استاندارد فرانسوی فقط سطح مقطع کل و برحسب میلیمتر مربع (mm^2) بیان می شود.

د - استاندارد آلمانی:

در استاندارد آلمانی (DIN)، هادیها توسط نسبت سطح مقطع آلومینیوم به سطح مقطع فولاد بیان می شوند.

ه - استاندارد آمریکایی:

در استاندارد آمریکا از اسامی حیوانات مختلف برای نامگذاری هادیهای خطوط انتقال نیرو استفاده شده است. در ایران نیز هادیهای خطوط انتقال از نوع رشته‌ای بوده و برای نامگذاری آنها از استاندارد آمریکایی استفاده می شود.

جدول صفحه بعد تعدادی از هادیهای نوع ACSR را که از طرف وزارت نیرو بعنوان هادیهای استاندارد شده ایران انتخاب و جهت استفاده در خطوط هوایی انتقال انرژی بکار می رود را نشان می دهد.

۵- پدیده کرونا در خطوط انتقال:

در خطوط انتقال انرژی الکتریکی، اغلب مقطع مناسب هادیها با توجه به درجه حرارت مجاز هادی و دانسیته جریان مجاز هادی برحسب آمپر بر میلیمتر مربع (A/mm^2) انتخاب می گردد.

دانسیته جریان هادی به گونه‌ای انتخاب می شود تا افت انرژی با افت حرارتی از حدود مجاز و استاندارد فراتر نرفته و با این عمل حداقل مقطع هادی انتخاب می گردد. به همین سبب، دانسیته مجاز جریان با توجه به افت حرارتی مجاز را دانسیته اقتصادی جریان گویند.

با فرض دانسیته ثابت جریان، به‌ازاء کلیه مقادیر اسمی منحنی تغییرات جریان

جدول مشخصات مادهای استاندارد شده در ایران

COND.		WOLF	ORIOLE	LYNX	HAWK	SQUAB	DRAKE	CANARY	RAIL	CARDINAL	CURLEW	MARTIN
SPEC.		311.8 MCM	336.4 MCM	362 MCM	477 MCM	605 MCM	795 MCM	900 MCM	954 MCM	954 MCM	1033.5 MCM	1351.5 MCM
STRANDING		AL 30/2.59 ST 7/2.59	AL 30/2.69 ST 7/2.69	AL 30/2.79 ST 7/2.79	AL 26/3.87 ST 7/2.68	AL 26/3.44 ST 7/3.01	AL 26/4.44 ST 7/3.45	AL 54/3.28 ST 7/3.28	AL 45/3.70 ST 7/2.47	AL 54/3.38 ST 7/3.38	AL 54/3.52 ST 7/3.52	AL 54/4.02 ST 19/2.41
OVERALL DIAMETER (MM)		18.3	18.83	19.53	21.80	24.51	28.11	29.52	29.61	30.42	31.68	36.17
AREA (MM ²)	AL	158	170.45	183.4	241.68	306.58	402.84	456.06	483.42	483.42	523.68	684.84
	TOTAL	194.9	210.26	226.2	281.03	356.52	468.45	515.16	516.84	546.07	591.55	771.55
UNIT WEIGHT (KG/M)		0.728	0.784	0.842	0.977	1.240	1.628	1.724	1.599	1.829	1.981	2.585
U.T.S (KG)		7056	7870	8137	8870	10900	14300	14500	11800	15300	16600	21000
E (INITIAL) (KG/MM ²)		6320	6320	6320	5200	6160	5710	6855	5580	5590	4900	4700
E (FINAL) (KG/MM ²)		8160	8160	8157	8360	8360	7700	8583	7320	7000	6850	7450
α (1/°C)		18.10 ⁻⁶	17.8.10 ⁻⁶	17.8.10 ⁻⁶	19.10 ⁻⁶	19.10 ⁻⁶	18.9.10 ⁻⁶	19.35.10 ⁻⁶	20.9.10 ⁻⁶	19.3.10 ⁻⁶	19.23.10 ⁻⁶	20.5.10 ⁻⁶
EQUIVALENT CREEP TEMPERATURE (°C)		15	17	15	17	17	17	20	23	20	20	20
DC RESISTANCE AT 20°C (Ω / KM)		0.1828	0.1704	0.1576	0.1199	0.0945	0.0719	0.0635	0.0599	0.0599	0.0553	0.0426
GMR (CM)		0.756	0.777	0.7397	0.8245	0.9967	1.0647	1.1332	1.1735	1.1617	1.2161	1.3899

C:\ MOSHANIR \ ESL . TAB

جدول شماره (۲)

برحسب مقطع به شکل خط مستقیم می‌باشد و تغییر محدوده امتداد مستقیم به منحنی تحت اثر پدیده پوستی (Skin Effect) مشاهده می‌گردد.

با افزایش ولتاژ هادیها از حدود ۲۳۰ کیلوولت به بالا، در حالی که مقطع هادی باتوجه به دانسیته اقتصادی جریان و جریان اسمی بار به‌طور مناسب انتخاب گردیده، شدت میدان الکتریکی در سطح خارجی هادی مقدار قابل ملاحظه‌ای را دارا می‌گردد.

ظهور شدت میدان الکتریکی قابل ملاحظه در سطح هادی، نیروی وارد بر الکترونها را افزایش داده و از انرژی ارتباط آنان با مولکولها و اتمهای هادی می‌کاهد.

افزایش بیشتر شدت میدان موجب جداگشتن الکترونها از اتمها و مولکولهای خود گردیده و آنان را از سطح هادی خارج نموده و تحت تأثیر میدان الکتریکی به فضای پیرامون هادی وارد می‌سازند.

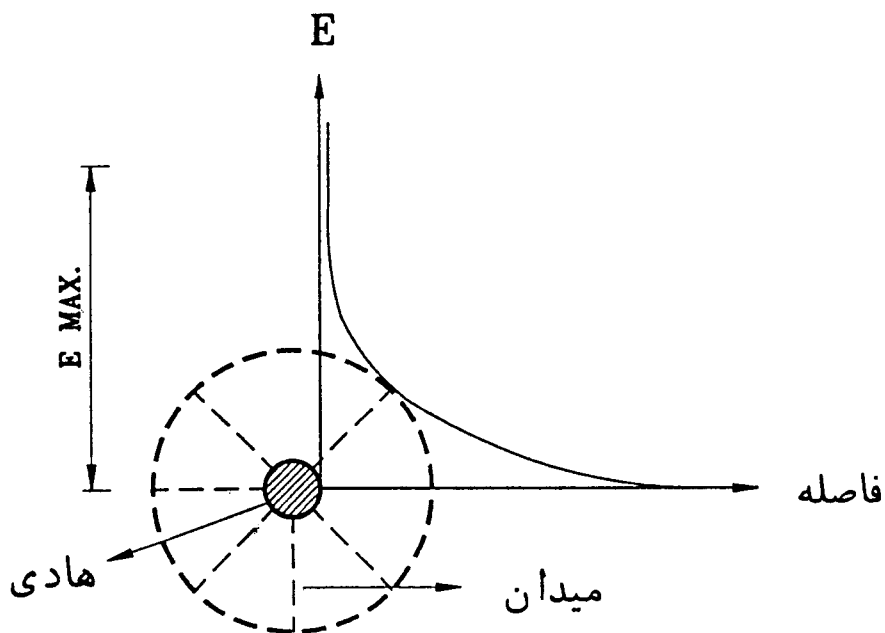
ظهور الکترونها آزاد در اطراف هادی که ناشی از شدت میدان الکتریکی می‌باشد، یونیزاسیون هوا را در فضای پیرامون هادی موجب می‌گردد. بخش اعظم الکترونها آزاد توسط فضای اطراف هادی جذب شده و به صورت افت جریان در مسیر ظاهر می‌شود.

شدت میدان الکتریکی در فضای اطراف هادی، متناسب با فاصله از سطح هادی کاهش می‌یابد. شکل (۳) این مطلب را بخوبی نشان می‌دهد.

همانطور که ملاحظه می‌شود، شدت میدان الکتریکی در سطح هادی بیشترین مقدار را دارا بوده و آن را با E_{max} نشان می‌دهند.

با افزایش ولتاژ (بدون اینکه تغییری در ابعاد و اندازه‌های هادی داده باشیم) بر شدت میدان الکتریکی ماکزیمم افزوده شده، فاصله یونیزاسیون پیرامون هادی تا شعاع بیشتری گسترش می‌یابد. این مرحله از بروز پدیده کرونا که تنها به صورت افت جریان و برقراری جریان جزئی از هادی به فضای یونیزه پیرامون آن ظاهر گردیده، محدود به جریانهای تخلیه شعاعی بوده و به نام مرحله «پدیده کرونا با تخلیه جزئی جریان» موسوم است.

این مرحله که با صدایی مخصوص شبیه صدای جیرجیر (ناشی از جابجایی



شکل (۳)

الکترونها از هادی به فضای اطراف آن و بالعکس) همراه می‌باشد غیر قابل اجتناب بوده و در کلیه خطوط انتقال انرژی با ولتاژ $U_n \geq 230$ کیلوولت مشاهده می‌گردد. با اینهمه شدت میدان الکتریکی ظاهر شده به روشهای گوناگون قابل کنترل می‌باشد.

با ازدیاد شدت میدان و در حدود مشخصی از آن، سرعت خروج الکترونها فزونی یافته موجب ظهور هاله‌ای نورانی در حول هادی می‌گردد. هاله نورانی در حول هادی به صورت یکنواخت تشکیل نشده و به علت ناصافی سطح هادی و وجود لایه‌های گرد و غبار و غیره، در برخی فواصل و نقاط بطور قابل ملاحظه شدت یافته، در برخی دیگر تقلیل می‌یابد. هاله نورانی در هوای رطوبی و شرجی در سرتاسر طول هادی گسترش یافته و به طور یکنواخت ظاهر می‌گردد. هاله نورانی در شب قابل مشاهده بوده و به ابرکرونا موسوم است.

شدت میدان مربوط به این مرحله بعنوان شدت میدان بحرانی یا Critical موسم بوده و با E_c نشان می دهند.

در این مرحله افت جریان ناشی از پدیده کرونا بطور قابل ملاحظه‌ای افزایش یافته و از افت حرارتی حاصل از مقاومت اهمی فراتر می رود. تحت این شرایط، درحالی که افت حرارتی حاصل از مقاومت اهمی با انتخاب دانسیته مناسب جریان قابل قبول می باشد، افت ناشی از پدیده کرونا انتقال انرژی را با راندمان نامناسب و غیرقابل قبول همراه می سازد.

به همین علت، همواره شدت میدان الکتریکی ناشی از ولتاژ اسمی هر فاز (U_{ph}) کمتر یا برابر با شدت میدان بحرانی (E_c) انتخاب می گردد. شدت میدان بحرانی یا شدت میدان کرونا بستگی به ابعاد و اندازه هادیها داشته، برای هر هادی با ابعاد و اندازه مشخص ثابت می باشد. بنابراین شدت میدان حاصل از ولتاژ فاز (U_{ph}) که با E_{ph} نشان می دهند را همواره از شدت میدان کرونای هادی E_k کمتر می گیرند.

یعنی:

$$E_{ph} \leq E_c = E_k$$

در صورت نزدیک بودن شدت میدان ولتاژ فازی خط (E_{ph}) به شدت میدان بحرانی آن (E_k) پدیده کرونا تا حدود نزدیک به ظهور هاله‌ای نورانی روی داده و بهره‌برداری خط با حداکثر افت کرونا همراه خواهد بود. این حالت با $E_{ph} \approx E_k$ و یا نسبت $(E_{ph} / E_k) \approx 1$ نشان داده می شود. به همین علت حداکثر شدت میدان قابل قبول در هادی تعریف شده و آن را با E_{acc} نشان داده و در حدود ۰.۵٪ کمتر از شدت میدان شروع پدیده کرونا (E_k) در نظر می گیرند، یعنی:

$$E_{acc} \approx 95\% E_k$$

هنگامی که شدت میدان بحرانی E_k نسبت به شدت میدان اسمی خط E_{ph} اختلاف قابل ملاحظه‌ای داشته باشد، $[(E_{ph} / E_k) \neq 1]$ افت حاصل از کرونا حداقل بوده و با افزایش شدت میدان E_k از افت کرونا همچنان کاسته می گردد. بطور

معمول نسبت زیر را بین شدت میدانهای فوق در نظر می‌گیرند:

$$(E_{ph} / E_k) \approx (0.7 - 0.9)$$

از آنجائی که ولتاژ با شدت میدان متناسب است می‌توان نوشت:

$$E_{ph} \sim U_{ph} \quad \text{و} \quad E_k \sim U_k$$

بنابراین می‌توان در تمام روابط قبلی بجای نسبت شدت میدانها از نسبت ولتاژ اسمی خط به ولتاژ حد کرونا به صورت زیر استفاده نمود:

$$\frac{E_{ph}}{E_k} = \frac{U_{ph}}{U_k}$$

بطوری که خواهیم دید اقتصادی‌ترین راه جهت افزایش شدت میدان بحرانی هادی (E_k) در خطوط انتقال انرژی با ولتاژ بالا، افزایش شعاع هادیه‌ها از طریق دسته‌ای نمودن آن بصورت هادیهای باندا می‌باشد.

نکته قابل توجه دیگر تلفات ناشی از کروناسست. رابطه تجربی پترسون (که بعداً خواهد آمد) تلفات کرونا در هوای خوب را بدست می‌دهد. در صورتی که در شرایط جوئی دیگر مقدار تلفات ناشی از کرونا بصورت زیر افزایش می‌یابد:

تلفات کرونا در هوای خنک و سرد : $2/5$ برابر تلفات در هوای خوب

تلفات کرونا در هوای بارانی : $10/8$ برابر تلفات در هوای خوب

تلفات کرونا در هوای یخبندان : 29 برابر تلفات در هوای خوب

اعداد فوق نشان می‌دهند که شرایط جوئی تا چه حد بر افزایش تلفات ناشی از کرونا

تأثیر می‌گذارد.

۶- هادیهای گروهی (باندا*):

جهت انتقال توانهای زیاد به مسافتات طولانی از طریق خطوط هوایی انتقال انرژی و

توسط سیستمهای سه فاز، استفاده از ولتاژهای بالا (H.V) و نیز ولتاژهای فوق بالا (E.H.V) اجتناب ناپذیر می باشد.

با افزایش ولتاژ هادیها از مقداری مشخص پدیده‌ای که قبلاً ذکر شد موسوم به پدیده کرونا (Corona Phenomenon) ظاهر شده و عوامل نامطلوبی به همراه دارد.

اصلی ترین نکات منفی پدیده کرونا را می توان بصورت زیر برشمرد.

۱- ایجاد تلفات انرژی در سیستم انتقال.

۲- تولید سرو صدا.

۳- تداخل در سیستمهای مخابراتی.

البته هرچه شرایط جوئی بدتر شود، تلفات حاصل از پدیده کرونا نیز به مراتب بالاتر خواهد رفت. بررسیها و مطالعات صورت گرفته نشان داده اند که با افزایش تعداد هادیها در هر فاز ضمن بالاتر بردن ظرفیت انتقال می توان تلفات حاصل از کرونا را بطور قابل ملاحظه‌ای کاهش داد.

بطور کلی عوامل زیر در کاهش اثرات ناشی از پدیده کرونا مؤثرند.

۱- تعداد هادیهای تشکیل دهنده بانل در هر فاز.

۲- فاصله بین هادیهای تشکیل دهنده بانل در هر فاز.

۳- فواصل فازهای مختلف از یکدیگر.

اکنون دیگر استفاده از یک هادی در هر فاز برای خطوط با ولتاژ اسمی بیش از ۳۰۰ کیلوولت عملاً امکانپذیر نبوده و یا حداقل این کار از نظر اقتصادی توجیه پذیر نمی باشد. خطوط ۲۳۰ کیلوولت بطور معمول محدود به یک هادی در هر فاز می باشند و در صورت افزایش جریان اسمی خط، از ۲ یا ۳ یا تعداد بیشتری هادی در هر فاز استفاده می شود.

در سیستم بانل مقدار GMR^* (شعاع متوسط هندسی) افزایش می یابد و هرچه تعداد هادیهای بانل بیشتر شود، GMR نیز بیشتر شده و در نتیجه اندوکتانس بطور قابل ملاحظه‌ای کاهش خواهد یافت و افزایش ظرفیت و توان خط انتقال را به دنبال

* - Geometric Mean Radius

خواهد داشت.

همانطور که اشاره شد، شروع پدیده کرونا، ناشی از افزایش قابل ملاحظه شدت میدان الکتریکی در سطح هادی می‌باشد. شدت میدان الکتریکی در سطح هادی نیز بستگی به شعاع و نوع هادی خواهد داشت. البته شدت میدان الکتریکی قابل قبول در سطح هادی به ارتفاع نصب آن از زمین بستگی دارد.

هنگامی که از یک هادی در هر فاز استفاده می‌شود، شدت میدان ظاهر شده در کلیه نقاط سطح خارجی هادی یکنواخت بوده و پدیده کرونا ظاهر می‌گردد. در صورت استفاده از هادیهای متعدد در هر فاز، شدت میدان ظاهر شده در سطح خارجی هادیها یکسان نبوده در قسمتی از سطح هادی کاهش یافته در قسمت دیگر آن فزونی می‌یابد. عدم برابری شدت میدان در سطح هادیهای فرعی موجب کاهش اثرات سوء ناشی از پدیده کرونا می‌گردد.

در خطوط با ولتاژ اسمی کمتر از ۱۱۰ کیلوولت حداکثر شدت میدان حاصل از ولتاژ اسمی بطور قابل ملاحظه‌ای کمتر از شدت میدان شروع پدیده کرونا می‌باشد. یعنی:

$$U_{ph} < < U_k$$

بنابراین شرایط بروز پدیده کرونا فراهم نخواهد آمد و لذا استفاده از یک هادی در هر فاز امکانپذیر خواهد بود.

در خطوط ۲۳۰ کیلوولت و در صورت استفاده از هادی با مقطع آلومینیوم فولاد به نسبت (۶۰۰/۷۲) و یا بیشتر، استفاده از یک هادی در هر فاز مناسب بوده و اینکار منجر به افزایش شدت میدان از مقدار مجاز و استاندارد نخواهد گردید.

در صورت استفاده از هادی با مقطع محدودتر، شدت میدان ظاهر شده در سطح هادی از شدت مجاز تجاوز نموده، شرایط بروز پدیده کرونا با افت غیرقابل قبول آن فراهم می‌گردد. به همین علت از تعداد دو هادی در هر فاز استفاده می‌گردد. استفاده از سه هادی در ولتاژ فوق نیز ممکن است بنابه دلایل مختلف از جمله افزایش ظرفیت انتقال خط طراحی و مورد استفاده قرار گیرد.

۷- تأثیر ابعاد و اندازه دسته هادیها در طرح خطوط انتقال:

می توان با تغییر تعداد هادیهای فرعی، شعاع آنان و سایر ابعاد و اندازه های دسته هادیها، ولتاژ شروع پدیده کرونا U_k را تأمین ساخت. زیرا ولتاژ اسمی هر فاز (U_{ph}) ثابت بوده و می توان نسبت U_{ph} / U_k که شدت بروز پدیده کرونا و افت ناشی از آن را معین می نماید، در حد قابل قبول نگهداشت.

همواره سعی ما بر آنست که نسبت $(U_{ph} / U_k) < 1$ را حفظ نماییم.

در صورتی که $U_{ph} = U_k$ باشد، پدیده کرونا در شرایط عادی تحت ولتاژ اسمی خط روی داده و با حداکثر افت کرونا همراه خواهد بود.

انتخاب U_k آنچنانکه افت کرونا معادل صفر گردد نیز مستلزم تأمین شدت میدان بالای E_k بوده و شعاع بالای هادی و یا تعداد قابل ملاحظه آنان را ایجاب می نماید. در اینصورت دانسیته جریان مقدار اقتصادی را دارا نگشته، مشخصات آن غیر اقتصادی خواهد بود.

مقدار مناسب همانطور که قبلاً گفته شد $(U_{ph} / U_k) = (0.7 - 0.9)$ می باشد مقدار ایده آل نسبت فوق باتوجه به مشخصات خط، جریان بار، دانسیته جریان و شرایط جوی منطقه احداث خط برآورد می گردد.

انتخاب حد پایین نسبت فوق $(U_{ph} / U_k) = 0.7$ مستلزم افزایش هادیهای فرعی بوده، سرمایه گذاری خطوط را فزونی می بخشد. انتخاب حد بالای نسبت فوق $(U_{ph} / U_k = 0.9)$ سرمایه گذاری خط را تقلیل داده ولی هزینه ناشی از افت کرونا را افزایش می دهد.

با افزودن بر تعداد هادیهای فرعی، سطح اختلالات رادیویی نیز تقلیل می یابد. اگرچه بروز پدیده در هر یک از هادیهای فرعی از نظر تأثیر در اختلالات رادیویی و امواج فرکانس بالا قابل ملاحظه می باشد، با اینهمه هادیهای فرعی به مانند پرده ای حفاظتی محسوب گردیده مانع از انتشار امواج با فرکانس بالا ناشی از کرونا می گردند.

۸- تئوری پیدایش هادیهای باندل:

همانگونه که اشاره شد کاهش تلفات ناشی از کرونا مستلزم محدود ساختن حداکثر شدت میدان الکتریکی در سطح هادیها می‌باشد. اگر هادیها را بصورت استوانه فرض نماییم، شدت میدان الکتریکی ظاهر شده در سطح استوانه با بار q به شعاع آن (r_0) بستگی داشته و بصورت زیر نوشته می‌شود.

$$E = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot r_0}$$

شدت میدان فوق در سطح هادیهای خط برای یک سیستم سه فاز تحت ولتاژ خطی (U_L) بصورت زیر نوشته می‌شود:

$$E = \frac{0.355 U_L}{r_0 \cdot \text{Log} (D_{cr} / r_0)}$$

که در آن:

E : شدت میدان (کیلوولت بر سانتی متر).

r_0 : شعاع هادیهای فرعی (سانتی متر).

U_L : ولتاژ خطی (کیلوولت).

ϵ_0 : ثابت دی‌الکتریک هوا.

D_{cr} : فاصله هندسی بین فازها می‌باشد که به صورت زیر برحسب سانتی متر بدست می‌آید:

$$D_{cr} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}}$$

در این رابطه D_{12} ، D_{23} و D_{31} فاصله بین مراکز هادیها می‌باشد.

با توجه به روابط فوق، شدت میدان در سطح هادیها به شعاع هادی و ولتاژ خطی (U_L) بستگی دارد. همزمان با افزایش ولتاژ اسمی، مقدار آن در سطح هادی فزونی می‌یابد و در ردیف ولتاژهای بالای ۲۳۰ کیلوولت از حد مجاز فراتر رفته و پدیده کرونا

ظاهر می‌گردد.

کمیات مؤثر در کنترل شدت میدان (E) و کاهش آنرا می‌توان بصورت زیر برشمرد:

۱- فاصله هندسی بین فازها (D_{cr}):

فاصله هندسی بین فازها با فاصله ایزولاسیون بین آنها مرتبط است و افزایش فاصله بین فازها از شدت بروز پدیده کرونا می‌کاهد. ولی از طرف دیگر این کار موجب کاهش ظرفیت خط و افزایش مقاومت مکانیکی و هزینه احداث خط خواهد گردید. در صورتی که جهت افزایش ظرفیت خط، همواره کاهش فاصله بین هادیها در فازهای مختلف مدنظر ماست، روش فوق برای کاهش مقدار شدت میدان الکتریکی در سطح هادی مناسب نبوده و هرگز توصیه نمی‌گردد.

۲- شعاع هادی (r_0):

طبق رابطه ارائه شده، شعاع هادی در میزان شدت میدان الکتریکی بسیار مؤثر است. بطوری که افزایش آن شدت میدان الکتریکی را بطور قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌دهد.

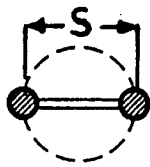
افزایش شعاع هادیها تا بیش از چند سانتیمتر خارج از حدود و اندازه هادیهای معمول و استاندارد، با مسائل تکنیکی و مکانیکی فراوان همراه بوده و غیرممکن می‌باشد.

مشکلات ناشی از ساخت، حمل، نصب، وزن، مقاومت مکانیکی موردنیاز برجها، افزایش نیروی باد و تشکیل لایه‌های برف و یخ و غیره، استفاده از هادیهای با قطر بالا را دشوار ساخته است.

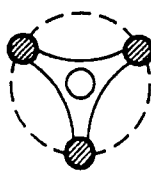
تنها راه ممکن جهت افزایش شعاع r_0 ، پیش‌بینی هادیهای متعدد در هر فاز می‌باشد. استفاده از هادیهای متعدد با شعاع استاندارد در مجاورت یکدیگر، به مانند هادی فرعی با شعاع فرضی r_e عمل می‌نماید.

در ایران حداکثر ولتاژ خطوط انتقال انرژی ۴۰۰ کیلوولت بوده و تعداد هادیهای

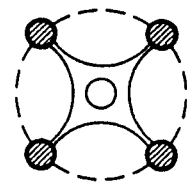
فرعی مورد نیاز در هر فاز در ردیف ولتاژهای فوق بین (۲-۴) هادی در هر فاز می‌باشد. در ردیف ولتاژهای بالاتر تا سطح ۷۵۰ کیلوولت از (۴-۵) هادی در هر فاز و در خطوط ۱۲۰۰ کیلوولت از حدود (۸-۱۰) هادی در هر فاز استفاده می‌شود. شکل (۴) نحوه قرارگرفتن هادیهای فرعی در هر فاز و در محیط دایره به فواصل مساوی از یکدیگر را نشان می‌دهد.



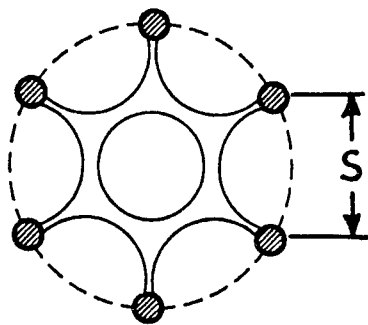
a- باندل دو سیمه



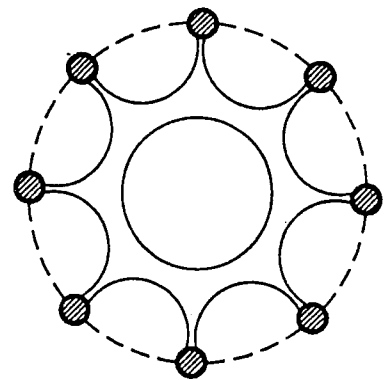
b- باندل سه سیمه



c- باندل چهار سیمه



d- باندل شش سیمه

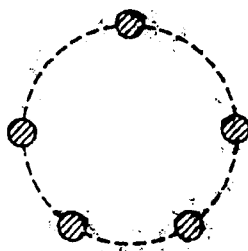


e- باندل هشت سیمه

شکل (۴) - ترتیب قرارگرفتن هادیهای باندل بر روی محیط دایره

موقعیت هادیهای فرعی نسبت به یکدیگر در سرتاسر طول خط حائز اهمیت بوده و لازم است از جابجایی فازها تحت تأثیر نیروی باد و غیره جلوگیری بعمل آید تا فاصله ثابت بین هادیهای فرعی همواره حفظ گردد.

حفظ فاصله بین هادیهای فرعی بطور ثابت، توسط جداکننده‌ها (Spacers) صورت می‌گیرد. جداکننده‌ها فلزی بوده و در فواصل مناسب از یکدیگر در طول خط نصب می‌گردند. نصب هادیهای فرعی بصورت نامتقارن نیز می‌تواند صورت گیرد. مطالعات اخیر نشان داده که با نصب هادیهای فرعی بصورت نامتقارن (مانند شکل ۵) می‌توان از بروز صدای ناشی از پدیده‌ای موسوم به Audible - Noise تا حد مناسبی کاست.



شکل (۵)

صدای ناشی از پدیده فوق در ردیف ولتاژهای بالا و خیلی بالا تا حد ناراحت‌کننده‌ای افزایش می‌یابد و از نظر زیست محیطی نیز نمی‌بایست از حدود مشخص فراتر رود.

۹- تأثیر دسته هادیهای فرعی در مشخصات الکتریکی خطوط:

در خطوط مجهز به دسته هادیهای فرعی (باندل) مشخصات الکتریکی خط شامل اندوکتانس (L) و خاصیت خازنی (C) با استفاده از همان روابط مربوط به خطوط مجهز به یک هادی و با قراردادن شعاع معادل r_c بجای r_0 حاصل می‌گردد.

بین شعاع یک هادی (r_0) و شعاع فرضی هادیهای باندل (r_c) رابطه زیر برقرار

است.

$$r_c = \sqrt[n]{r_o \cdot n [S / (2 \sin \pi / n)]^{n-1}}$$

که در آن:

r_c : شعاع فرضی هادیهای بانندل (Cm).

n : تعداد هادیهای بانندل در هر فاز.

S : فاصله بین مراکز هادیهای بانندل در هر فاز (Cm).

و r_o : شعاع یک هادی (Cm) می باشد.

باتوجه به شعاع معادل r_c نتایج زیر حاصل می گردند:

۱- خاصیت اندوکتانسی خط مجهز به دسته هادیهای فرعی، با افزایش شعاع معادل r_c

و یا شعاع هادیهای فرعی r_o تقلیل می یابد.

۲- با کاهش فاصله بین فازها اندوکتانس خط تقلیل می یابد.

کاهش خاصیت القایی (L) در خطوط انتقال انرژی با ولتاژ بالا دارای اهمیت

فراوانی است. این کار موجب تقلیل امپدانس موجی خط، تقلیل زاویه اختلاف فاز

ولتاژها در دو انتهای خط، افزایش توان انتقالی خط و کاهش حجم تجهیزات

متعادل کننده می گردد.

باتوجه به تأثیر ابعاد و اندازه دسته هادیا در کاهش خاصیت القایی، انتخاب ابعاد و

اندازه دسته هادیا در مشخصات الکتریکی خط دارای اهمیت بسیاری است.

تغییرات خاصیت خازنی خط (C) تحت تأثیر شعاع معادل r_c و فاصله بین فاز- فاز

هادیا، به عکس تغییرات خاصیت القایی (L) می باشد.

به همین علت هرگونه تغییر در ابعاد و اندازه دسته هادیا به منظور کاهش خاصیت

القایی (L) منجر به افزایش خاصیت خازنی (C) شده و تغییرات امپدانس موجی را

طبق رابطه زیر:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

در یک جهت سبب می گردد و توان انتقالی خط، بدلیل کاهش بیشتر امپدانس موجی باز

هم بالاتر خواهد رفت.

۱۰- مدل‌های خطوط انتقال انرژی:

در این قسمت، قبل از آغاز مبحث «تعیین مقطع هادیهای خطوط انتقال نیرو» بدلیل نیاز به مشخصه‌های الکتریکی خط در روابط آتی، لازم است ضمن آشنایی مختصر با انواع مدل‌های خطوط انتقال نیرو با مدار معادل هر یک از آنها نیز آشنا شویم. بطور کلی خطوط انتقال انرژی را از لحاظ طول خط به سه دسته زیر طبقه‌بندی می‌نمایند.

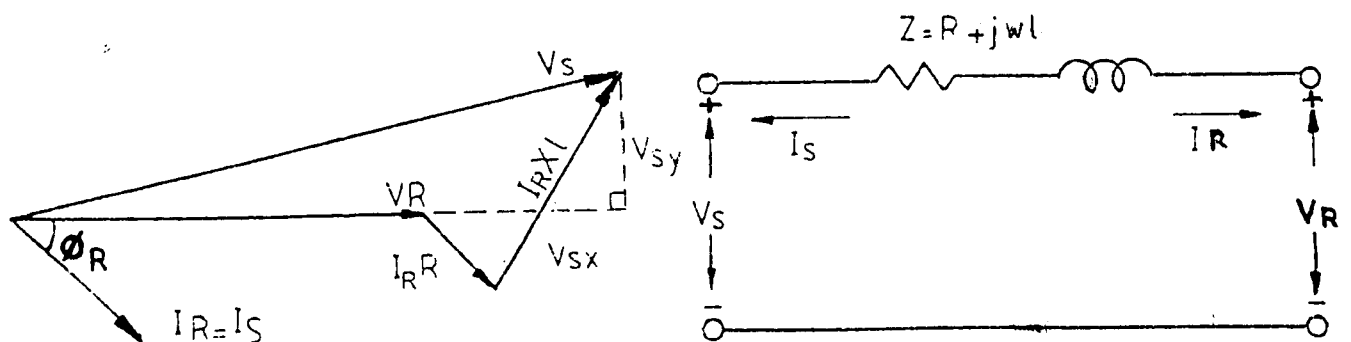
۱- خطوط انتقال کوتاه.

۲- خطوط انتقال متوسط.

۳- خطوط انتقال بلند.

۱۰-۱- خطوط انتقال کوتاه:

اگر طول خط کمتر از ۱۰۰ کیلومتر باشد، خط انتقال را کوتاه می‌نامند و می‌توان از ادمیتانس مربوط به کاپاسیتانس خط در فرکانس (۵۰ Hz) صرف‌نظر نموده و تنها مقاومت اهمی و القائی سری خط را در نظر گرفت. جریان ورودی در ابتدای خط معادل جریان در انتهای خط می‌باشد و این جریان در تمامی قسمت‌های خط یکسان است. R و L را می‌توان بطور متمرکز در نظر گرفت. شکل (۶) مدار معادل و دیاگرام برداری خط کوتاه را برای یک فاز نشان می‌دهد.



ب- دیاگرام برداری خط انتقال کوتاه

شکل (۶) الف- مدار معادل خط انتقال کوتاه

باتوجه به دیاگرام برداری فوق می توان نوشت:

$$V_s = [(V_R + I_R R \cos \varphi_R + I_R X_L \sin \varphi_R)^2 + (I_R X_L \cos \varphi_R - I_R R \sin \varphi_R)^2]^{1/2}$$

چون $I_R R$ و $I_R X_L$ خیلی کمتر از V_R هستند، ولتاژ V_{SY} در مقایسه با ولتاژ بزرگ V_{SX} کوچک است لذا:

$$V_s \approx V_R + I_R R \cos \varphi_R + I_R X_L \sin \varphi_R$$

بنابراین تنظیم ولتاژ خط کوتاه بصورت زیر خواهد بود:

$$\Delta V = \frac{V_s - V_R}{V_R} \times 100 \approx \frac{I_R R \cos \varphi_R + I_R X_L \sin \varphi_R}{V_R} \times 100$$

۱۰-۲- خطوط انتقال متوسط و بلند:

خطوط انتقال انرژی بین ۱۰۰ تا ۲۵۰ کیلومتر را خطوط متوسط و خطوط بالای ۲۵۰ کیلومتر را خطوط انتقال بلند یا طولانی گویند.

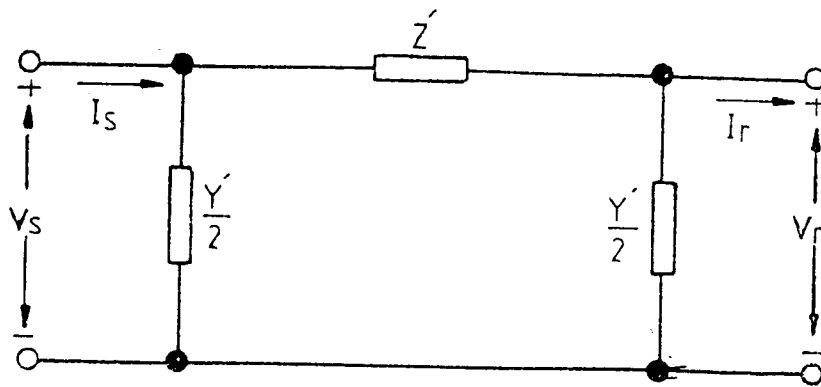
با افزایش طول و ولتاژ خط انتقال، جریان ناشی از ظرفیت خط نسبت به زمین قابل ملاحظه شده و اثر آنرا باید در نظر گرفت. لذا در خطوط انتقال با طول متوسط ادمیتانس موازی در محاسبات وارد می شود. اگر امدانس خط را بطور متمرکز در نظر بگیریم و ادمیتانس خط را به دو قسمت تقسیم کنیم و در ابتدا و انتهای خط قرار دهیم، مدار اسمی π بدست می آید.

با این وجود مدار اسمی π نمی تواند جهت مشخص نمودن خط بلند مورد استفاده قرار گیرد. زیرا حالت گسترده بودن پارامترها را بطور یکنواخت در طول خط نمی توانند منظور نمایند. برای تعیین مدار معادل یک خط بلند، یک مدار π مشابه شکل زیر را در نظر می گیریم، با این تفاوت که به جای Z از Z' و بجای Y از Y' استفاده می نماییم. Z' و Y' به ترتیب امدانس سری و ادمیتانس موازی خط انتقال بلند در

مدار معادل π می‌باشند.

$$Z' = Z \frac{\text{Sin h } \gamma L}{\gamma L} = Z_c \text{ Sin h } \gamma L$$

$$Y' / 2 = Y / 2 \frac{\tan h \gamma L}{\gamma L / 2} = \frac{1}{Z_c} \tan h \frac{\gamma L}{2}$$



شکل (۷) - مدار اسمی π خط انتقال

که در آن:

L : طول خط

$\gamma = \sqrt{zy}$: ثابت انتشار

و $Z_c = \sqrt{z/y}$: امپدانس مشخصه خط میباشد.

در مدار معادل π خط انتقال داریم:

$$V_s = \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) V_r + Z I_r$$

$$I_s = \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) Y V_r + \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) I_r$$

اگر معادلات را بصورت کلی بنویسیم:

$$V_s = A V_r + B I_r$$

$$I_s = C V_r + D I_r$$

در نتیجه خواهیم داشت:

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1$$

$$B = Z \quad \text{و} \quad C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right)$$

در شرایط بی‌باری با قراردادن $I_r = 0$ در رابطه فوق، $V_{r0} = \frac{V_s}{A}$ و در نتیجه رابطه درصد تنظیم ولتاژ برای خط انتقال بصورت زیر نوشته می‌شود.

$$\Delta V \% = \frac{\frac{1}{|A|} |V_s| - |V_r|}{|V_r|} \times 100$$

درصد تنظیم ولتاژ

در اینجا جهت آشنایی با چگونگی استفاده از روابط فوق مثالی حل می‌کنیم:

مثال: در یک خط انتقال (kV) ۲۳۰ بطول (Km) ۲۰۰ راکتانس خط (Ω/Km) ۰/۳۹۹، مقاومت آن (Ω/Km) ۰/۱۳۲ و ادمیتانس موازی خط (Ω⁻¹/Km) ۱۰^{-۶} × ۲/۸۴ j است (از کندوکتانس صرف‌نظر شده است). بار انتهای خط قدرت (MW) ۱۵۰ را در ولتاژ (kV) ۲۳۰ و ضریب قدرت ۰/۸۵ پس فاز جذب می‌نماید. ولتاژ ابتدای خط و درصد تنظیم ولتاژ را محاسبه کنید.

$$Z = (0.132 + j0.399) \times 200 = 84 \angle 71.7^\circ \quad \Omega$$

$$Y = j 2.84 \times 10^{-6} \times 200 = j 5.68 \times 10^{-4} \quad \Omega^{-1}$$

$$V_r = \frac{230}{\sqrt{3}} \angle 0 = 132.8 \angle 0 \quad \text{kV}$$

$$|I_r| = \frac{150 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 230 \times 0.85} = 443 \quad \text{A}$$

$$I_r = 443 \angle -\cos^{-1} 0.85 = 443 \angle -31.8^\circ \text{ A}$$

$$V_s = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) V_r + ZI_r = \left(1 + \frac{5.68 \times 10^{-4} \angle 90^\circ \times 84 \angle 71.7^\circ}{2}\right)$$

$$\times 132.8 \angle 0 + 84 \angle 71.7^\circ \times 443 \times 10^{-3} \angle -31.8^\circ = 160.23 \angle 8.92^\circ$$

ولتاژ در ابتدای خط برابر است با:

$$|V_s| = 160.23 \sqrt{3} = 277.5 \text{ kV}$$

برای محاسبه درصد تنظیم ولتاژ، ابتدا ولتاژ انتهای خط را در بی باری محاسبه می‌کنیم:

$$A = 1 + \frac{ZY}{2} = 0.977 \angle 0.44^\circ$$

$$\text{درصد تنظیم ولتاژ} = \frac{\frac{277.5}{0.977} - 230}{230} \times 100 = 23.4 \%$$

مطلبی که ذکر آن لازم به نظر می‌رسد محاسبه قدرت طبیعی خط قبل از شروع محاسبات مربوط به خط می‌باشد که ایده خوبی در مورد میزان قدرت منتقله به طراح می‌دهد.

قدرت طبیعی خط طبق تعریف عبارتست از قدرتی که خط منتقل خواهد کرد چنانچه هر فاز به مقاومتی برابر با امپدانس مشخصه خط ختم شود.

$$SIL = P_c = \frac{V^2}{Z_c}, \quad Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}}$$

که در آن V ولتاژ برحسب kV ، Z ، امپدانس مشخصه خط برحسب اهم و P_c قدرت طبیعی خط برحسب MW می‌باشد. قدرت طبیعی خط انتقال از نقطه نظر افت ولتاژ و پایداری عامل مهمی است. هرگاه قدرت انتقالی یک خط به اندازه قدرت طبیعی انتخاب گردد، افت ولتاژ به حداقل ممکن نزول می‌نماید.

۱۱- تعیین مقطع هادیهای خطوط انتقال نیرو:

- مقدمه:

یکی از گامهای اساسی در آغاز طراحی هر خط انتقال انرژی انتخاب مقطع مناسب برای هادی می باشد. عوامل متعددی در تعیین مقطع هادی مؤثرند که مهمترین آنها عبارتند از:

- ۱- توان انتقالی.
- ۲- تلفات اهمی.
- ۳- جریان اتصال کوتاه.
- ۴- کرونا و تلفات ناشی از آن.
- ۵- عوامل اقتصادی.
- ۶- شرایط مکانیکی.

۱۱-۱- توان انتقالی:

قدرت قابل انتقال توسط خطوط انتقال انرژی به عنوان ظرفیت انتقال یا توانایی خط موسوم است. ظرفیت خطوط انتقال انرژی با توجه به مشخصات الکتریکی و خصوصیات ساختمانی آنها تعیین می گردد. قدرت انتقالی خطوط، معادل ظرفیت اسمی آنها یا ظرفیت در نظر گرفته شده جهت طرح خط می باشد. قدرت انتقالی می تواند تا حدودی از ظرفیت اسمی خط تجاوز نماید. طرح خط و انتخاب قدرت اسمی با محدودیتهایی به شرح زیر بر حسب ولتاژ اسمی همراه می باشد.

۱۱-۱-۱- حد حرارتی:

حد حرارتی خطوط انتقال انرژی محدودیت ناشی از افزایش جریان بار هادیها را در پی افزایش درجه حرارت آنها مشخص می سازد. با افزایش تدریجی جریان بار هادیها، افت انرژی حرارتی حاصل در مقاومت اهمی خط به صورت $P = RI^2$ ظاهر گردیده، افزایش درجه حرارت هادیها را نسبت به درجه حرارت محیط سبب می گردد.

درجه حرارت مجاز و استاندارد هادی با انتخاب سطح مقطع مناسب و دانسیته اقتصادی جریان امکان پذیر می گردد. دانسیته قابل قبول حداکثر جریان برقرار شده در واحد سطح هادی، مربوط به درجه حرارت مجاز می باشد. هنگامی که دانسیته جریان از مقدار مجاز تجاوز نماید، درجه حرارت هادی از حدود استاندارد تجاوز خواهد نمود. در فصل سرما با توجه به تبادل حرارت هادی با محیط اطراف خود دانسیته جریان می تواند از مقدار مجاز بیشتر شود، به همین علت اضافه بار هادی بیش از مقدار اسمی در فصل سرما تا حدودی امکان پذیر می باشد.

برای محاسبه حد ظرفیت حرارتی هادی، ابتدا شبکه را از لحاظ بار و نیازهای منطقه ای برنامه ریزی نموده و سپس برای مدت زمان برنامه ریزی شده با در نظر گرفتن رشد بار متناسب سالانه، مقدار بار و جریان انتقالی از هادی را به کمک روابط زیر محاسبه می نمائیم:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} \quad P = P_0 (1 + \alpha)^n$$

که در آن:

P_0 (MW): بار برنامه ریزی شده فعلی.

P (MW): بار انتقالی در سال n .

V (kV): ولتاژ خط.

I (kA): جریان خط.

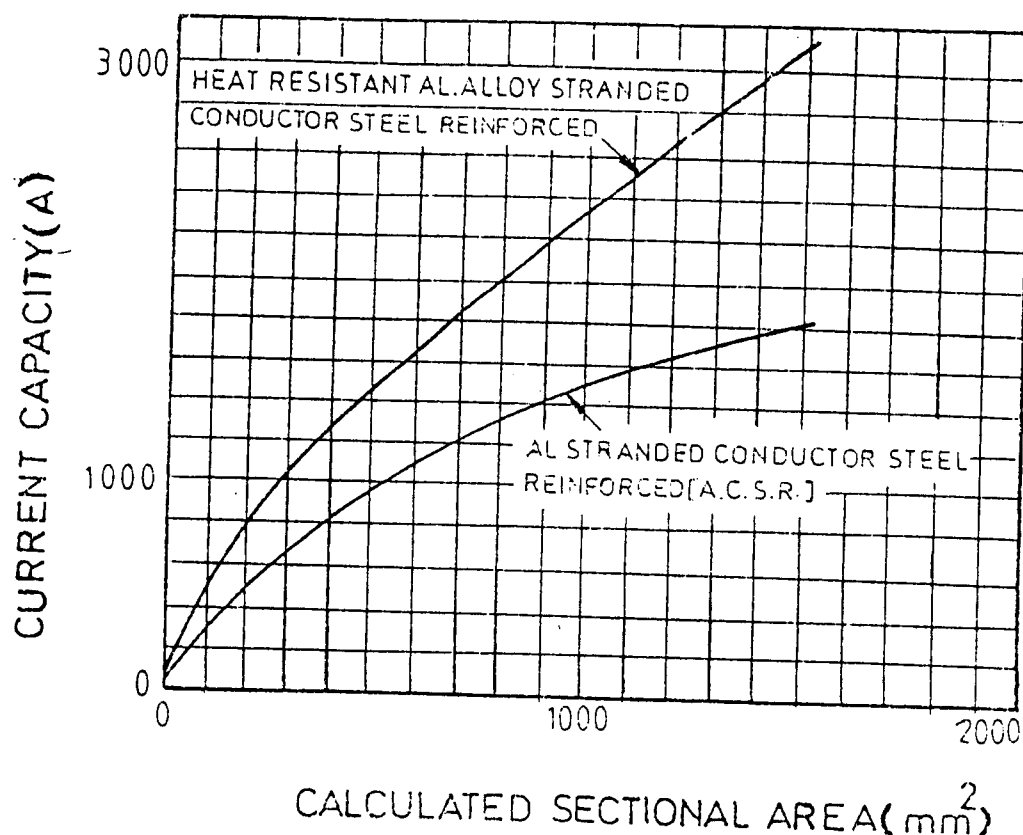
α : نرخ رشد بار سالانه.

n : مدت زمان برنامه ریزی شده.

و $\cos \phi$: ضریب توان خط میباشد.

در این مرحله با استفاده از جداول یا منحنی های «مقطع - جریان» هادیها که توسط کارخانجات سازنده آنها ارائه می شود و با داشتن جریان I مقطع لازم هادی بدست خواهد آمد.

A.C.S.R.



شکل (۸) - نمونه‌ای از منحنی «مقطع - جریان» برای هادیهای ACSR

و TACSR که در دمای محیط 40°C و سرعت باد 0.5 m/s رسم شده است.

۱۱-۲- تلفات اهمی:

هنگامی که خطی مورد طراحی قرار می‌گیرد بایستی تلفات قدرت را دقیقاً مورد بررسی قرار داد. این مطالعه پس از تعیین و برآورد میزان بار خط مزبور، توسط محاسبات مربوط به پخش بار ممکن می‌گردد. صرفنظر از بررسی کلی فوق می‌توان خط را مستقل از شبکه با فرض ولتاژ ثابت در ترمینالهای ورودی و خروجی آن از نقطه نظر تلف قدرت بررسی نمود. لازم به ذکر است که در طرح خطوط انتقال باتوجه به محاسبات، مقطع هادی باید چنان انتخاب گردد که تلف قدرت از حدود ۵ درصد توان

انتقالی تجاوز ننماید.

- از رابطه زیر می توان قدرت تلف شده در اثر مقاومت اهمی را برای خطوط انتقال کوتاه (خطوط با طول کمتر از ۱۰۰ Km) بدست آورد.

$$\Delta P = 3 R_{ac} |I|^2$$

$$\Delta P \% = \frac{3 R_{ac} |I|^2}{P} \times 100 = \frac{100 S R_{ac}}{|V_L|^2 \cos \phi} \times 100$$

که در آن:

I: جریان خط

V_L : ولتاژ خط

S: قدرت ظاهری

$\cos \phi$: ضریب توان

و R_{ac} : مقاومت ac بوده که از رابطه زیر بدست می آید.

$$R_{ac} = K R_{dc}$$

که در این رابطه R_{dc} مقاومت معمولی یا مقاومت dc هادی می باشد و ضریب K باتوجه به X از جدول صفحه بعد بدست می آید.

$$X = 0.063598 \sqrt{\mu F / r}$$

μ : پرماییلیته ($\mu \approx 1$)

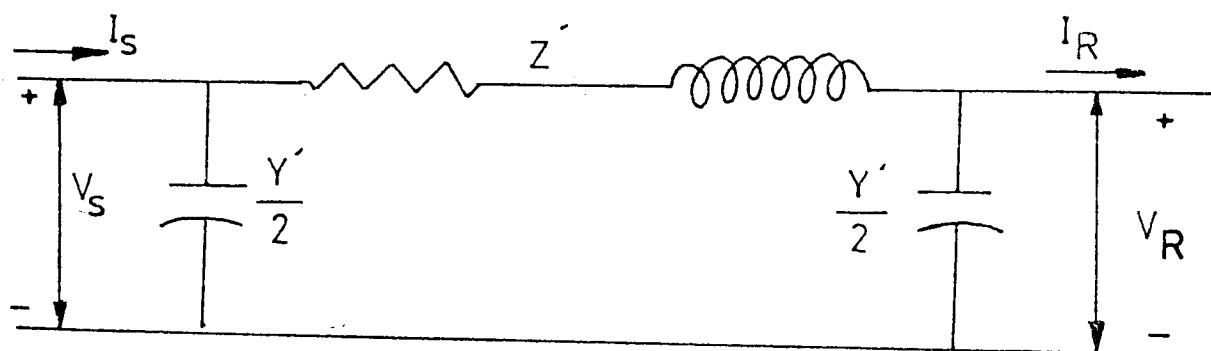
F: فرکانس سیستم

r: مقاومت dc هادی بر حسب (Ω / mile)

برای محاسبه مقدار تلفات اهمی در خطوط انتقال متوسط و طویل از مدار معادل π استفاده می شود.

X	K	X	K	X	K	X	K
0.0	1.00000	1.0	1.00519	2.0	1.07816	3.0	1.31809
0.1	1.00000	1.1	1.00758	2.1	1.09375	3.1	1.35102
0.2	1.00001	1.2	1.01071	2.2	1.11126	3.2	1.38504
0.3	1.00004	1.3	1.01470	2.3	1.13069	3.3	1.41999
0.4	1.00013	1.4	1.01963	2.4	1.15207	3.4	1.45570
0.5	1.00032	1.5	1.02582	2.5	1.17538	3.5	1.49202
0.6	1.00067	1.6	1.03323	2.6	1.20056	3.6	1.52879
0.7	1.00121	1.7	1.04205	2.7	1.22753	3.7	1.56587
0.8	1.00212	1.8	1.05240	2.8	1.25620	3.8	1.60314
0.9	1.00340	1.9	1.06440	2.9	1.28644	3.9	1.64051

جدول شماره (۳)

شکل (۹) - مدار معادل π خط انتقال

در این محاسبات برای خطوط متوسط داریم:

$$\frac{Y'}{2} = \frac{Y}{2} \quad \text{و} \quad Z' = Z$$

و برای خطوط بلند داریم:

$$\frac{Y'}{2} = \frac{Y}{2} \frac{\tanh \gamma L / 2}{\gamma L / 2}$$

$$Z' = Z_c \sinh \gamma L = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \sinh \gamma L = Z \frac{\sinh \gamma L}{\gamma L}$$

که در آن $\gamma L = \sqrt{ZY}$ ثابت انتشار و $Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$ میانس مشخصه می باشد.

$$I = I_R + V_R (Y' / 2)$$

$$I_R = |I_R| e^{j\phi_R}$$

$$I = I_R \cos \phi_R + j |V_R| |Y' / 2| + |I_R| \sin \phi_R$$

$$Y' / 2 = j Y / 2$$

نتیجتاً تلفات قدرت بصورت زیر خواهد بود:

$$\Delta P = 3R_{AC} |I|^2 = 3R_{AC} [|I_R|^2 + |V_R| |I_R| Y' \sin \phi + |V_R|^2 \times |Y' / 2|^2]$$

مثال: مطلوبست بررسی میزان تلف قدرت در یک خط 230 kV بطول 200 Km در صورتی که جریان خروجی $I_R = 40 \text{ A}$ و $\cos \phi_R = 0.85$ پس فاز باشد. مشخصات هادی بصورت زیر است:

$$r = 0.08 \Omega / \text{Km} \quad \text{و} \quad X_c = 0.4 \text{ M} \Omega \times \text{Km} \quad \text{و} \quad X_L = 0.5 \Omega / \text{Km}$$

$$Z = R + j X = 16 + j 100 \Omega$$

برای تمام طول خط داریم:

$$Y = 5 \times 10^{-4} \frac{1}{\Omega}$$

$$\phi = \cos^{-1} 0.85 = 31.79^\circ$$

$$V_R = \frac{230}{\sqrt{3}} = 132.79 \text{ kV}$$

$$I_R = 40 (\cos 31.79^\circ - j \sin 31.79^\circ) = 34 - j 21 \text{ A}$$

$$\Delta P = 3 R [|I_R|^2 + |V_R| |I_R| |Y| \sin \phi + |V_R|^2 \times \left| \frac{Y}{2} \right|^2]$$

$$\Delta P = 3 \times 16 [40^2 \times 10^{-6} + 132.79 \times 40 \times 10^{-3} \times 5 \times 10^{-4} \times 0.527$$

$$+ (132.79)^2 \times \left(\frac{5 \times 10^{-4}}{2} \right)^2]$$

$$\Delta P = 0.197 \text{ MW}$$

$$P = 3 V_R I_R \cos \phi_R = 13.54 \text{ MW}$$

$$\Delta P \% = \frac{0.197}{13.54} \times 100 = 1.45 \%$$

ملاحظه می‌شود که تلفات توان ۱/۴۵ درصد بوده و چون کمتر از حد تلفات مجاز (۵ درصد) می‌باشد، لذا هادی بکار رفته از نظر تلفات مناسب می‌باشد.

۱۱-۳- جریان اتصال کوتاه:

بررسی اختلالات شدید و ناگهانی تحت عنوان خطاها در سیستم‌های قدرت اهمیت ویژه‌ای دارد که انواع اتصال کوتاهها و باز شدن (یا پاره شدن) خطوط انتقال از مهمترین خطاها به ترتیب میزان شدت، به صورت زیر طبقه‌بندی می‌شوند:

۱- اتصال کوتاه سه فاز متقارن:

این اتصال کوتاه بر اثر اتصال و یا برخورد سه فاز به یکدیگر بوجود می‌آید.

۲- اتصال کوتاه دو فاز:

در اینصورت باید دو حالت را مورد بررسی قرار داد. در حالت اول تنها دو فاز به یکدیگر وصل می شوند و در حالت دوم، دو فاز همزمان به زمین نیز متصل می گردند.

۳- اتصال کوتاه یک فاز به زمین.

۴- از هم گسیختگی و یا پاره شدن هادیهای خط انتقال.

اغلب اتصال کوتاهها در سیستمهای قدرت (بیش از ۷۵٪) از نوع اتصال کوتاه یک فاز به زمین می باشند که معمولاً بر اثر شکست الکتریکی و ایجاد جرقه روی مقره ها پدید می آیند. احتمال وقوع اتصال کوتاه دو فاز نیز بیشتر از اتصال کوتاه متقارن می باشد. گرچه احتمال وقوع اتصال کوتاه متقارن بسیار کم (حدود ۰.۵٪) می باشد، لیکن بسیاری از محاسبات کلاسیک سیستم ها بر مبنای جریانهای اتصال کوتاه متقارن بنا شده اند. با توجه به محاسبات اتصال کوتاه شبکه (ماکزیمم جریان اتصال کوتاه سه فاز و یا تک فاز هر کدام که تعیین کننده باشد) و مدت زمان تداوم آن (زمان عملکرد کلید)، سطح مقطع هادی از رابطه زیر بدست می آید:

$$I_{sc} = A \frac{K}{\sqrt{t}}$$

A : سطح مقطع هادی بر حسب میلیمتر مربع.

I_{sc} : جریان اتصال کوتاه بر حسب آمپر.

t : زمان رفع خطا بر حسب ثانیه.

K : ضریب ثابت که مقدار آن برای هادیهای مختلف برابر است با:

ACSR	$K = 85$
AAC	$K = 111$
AAAC	$K = 93$
GALVANIZED STEEL	$K = 49$
ALUMINIUM CLAD STEEL	$K = 92$

۱۱-۴- کرونا* و تلفات ناشی از آن:

موضوع فوق تحت عناوین زیر مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۱۱-۴-۱- کرونا:

یکی از عوامل تعیین‌کننده حداقل قطر هادی در ولتاژهای بالا پدیده کرونا می‌باشد. درحین عبور جریان از سیم، یک میدان الکتریکی در اطراف هادی بوجود می‌آید که چنانچه مقطع سیم کافی نباشد، شدت میدان بوجود آمده باعث شکست مقاومت الکتریکی هوای اطراف هادی و در نتیجه وقوع پدیده کرونا می‌گردد. با افزایش ولتاژ اسمی هادیها از حدود ۲۲۰ کیلوولت به بالا درحالی که مقطع هادی باتوجه به دانسیته اقتصادی جریان و جریان اسمی بار، بطور مناسب انتخاب گردد، شدت میدان الکتریکی در سطح خارجی هادی، مقدار قابل ملاحظه‌ای را دارا می‌گردد و چنانچه گرادیان ولتاژ بر روی سطح یک هادی بیش از قدرت شکست الکتریکی هوا گردد باعث تخلیه الکتریکی در هوای اطراف هادی می‌شود. این تخلیه در هوای اطراف هادی سبب ایجاد هاله‌ای نورانی به رنگ بنفش، نویز صوتی، نویز رادیویی و لرزش هادی شده و از آنجایی که گرادیان ولتاژ محیط اطراف هادی در روی سطح هادی بیشترین مقدار خود را دارا می‌باشد، تخلیه الکتریکی از سطح هادی شروع می‌گردد. ضخامت هوای یونیزه اطراف هادی بستگی به مقدار ولتاژ دارد. درحالی که فواصل بین هادیها کم باشد کرونا ممکن است باعث ایجاد جرقه و بروز اتصال کوتاه گردد. کرونا صرفنظر از تلف قدرت و تداخل رادیویی و دیگر اثرات نامطلوب خود، در مواقعی که موجهای ولتاژ ضربه‌ای (دراثر کلیدزنی و یا رعد و برق) در خط ایجاد گردد، سبب کاهش دامنه موجهای مذکور می‌شود. همچنین در اثر پدیده کرونا ضریب کوپلاژ بین هادی و سیم زمین افزایش می‌یابد و این خود باعث می‌شود چنانچه موج ولتاژی در اثر رعد و برق روی سیم و یا برج پدید آید، مقدار ولتاژ در سر ایزولاتورها و در نتیجه احتمال جرقه در دو سر ایزولاتور کاهش یابد.

افت کرونا به عوامل مختلفی از جمله موقعیت هادیها، فرم و سطح هادی و شرایط جوی بستگی دارد. برای هوای صاف در شرایط معمول در سطح دریا (760 mm Hg و درجه حرارت 25 °C) گرادیان ولتاژ بحرانی (گرادیان ولتاژی که به ازاء آن یونیزاسیون شروع می شود) برابر با $g_0 = 30 \text{ (kV / Cm)}$ می باشد و چنانچه مقدار مؤثر ولتاژ منظور شود مقدار مؤثر گرادیان بحرانی $g_{\text{eff}} = \frac{30}{\sqrt{2}} = 21.21 \text{ (kV/Cm)}$ خواهد بود.

مقدار گرادیان ولتاژ بحرانی متأثر از ضریب چگالی هوا و در نتیجه درجه حرارت و فشار هوا خواهد بود و برای دیگر شرایط جوی از نقطه نظر درجه حرارت و فشار از رابطه $g = \delta g_0$ محاسبه می شود. در این رابطه δ ضریب چگالی هوا بوده و عبارتست از:

$$\delta = \frac{273 + 25}{273 + t} \times \frac{P}{76 \text{ cm Hg}} = \frac{3.92 P}{273 + t}$$

که در این رابطه P فشار هوا بر حسب سانتیمتر جیوه و t درجه حرارت بر حسب درجه سانتیگراد می باشد. معمولاً در طراحی خطوط انتقال، گرادیان ولتاژ را پایین تر از حد شروع کرونا (معمولاً 17 kV / Cm) در نظر می گیرند و گرادیان ولتاژ روی سطح هادی را می توان از رابطه زیر محاسبه کرد.

$$E_{\text{max}} = \frac{V}{n \cdot r \cdot \ln(D/r_c)} \left[1 + \frac{2(n-1)r}{s} \sin \frac{\pi}{n} \right]$$

$$r_c = \left[r n \left(\frac{S}{2 \sin \frac{\pi}{n}} \right)^{n-1} \right]^{1/n}$$

که در آن:

D : فاصله متوسط هندسی فازها (بر حسب Cm).

S : فاصله بین مراکز هادیها در هر فاز (بر حسب Cm).

n : تعداد هادیها در هر فاز.

r : شعاع هر هادی (بر حسب Cm).

r_e : شعاع معادل هادیهای هر فاز (برحسب C_m).
 V : ولتاژ فازی مؤثر شبکه (برحسب kV) می‌باشد.

برای مشابه‌سازی حالت باندد با حالت تک هادی، در حالت باندد شعاع مؤثر r_e تعریف می‌شود. بطوری که در حالت باندد نیز رابطه زیر صدق نماید.

$$E_{\max} = \frac{V_e}{r_e \ln(D/r_e)}$$

r_e بصورت زیر تعریف می‌شود:

$$r_e = \frac{ns}{\frac{s}{r} + 2(n-1) \sin \frac{\pi}{n}} \times \frac{\ln \frac{D}{r_c}}{\ln \frac{D}{r_e}}$$

در حالت باندد به دلیل افزایش شعاع مؤثر باندد نسبت به شعاع هادی، از شدت میدان الکتریکی در سطح هادی کاسته خواهد شد.

۱۱-۴-۲- تلفات کرونا:

تلفات کرونا همانند ولتاژ بحرانی کرونا، به شرایط جوی و مشخصات خط انتقال بستگی دارد. در طراحی هادی تلفات کرونا را در هوای خوب در حد معینی محدود می‌کنند که مقادیر آن برای ولتاژهای مختلف بصورت زیر می‌باشد. لازم به ذکر است که در ولتاژهای پایین‌تر از $132 (kV)$ اصولاً کرونا بوجود نیامده و یا بسیار ناچیز است.

ولتاژ نامی (kV)	تلفات مجاز ($KW/KM/3 \phi$)
132	0.06
230	0.6
400	1

جدول شماره (۵)

در شرایطی که نسبت $V_{ph} / V_{cr} > 1.8$ برقرار باشد (V_{cr} ولتاژ بحرانی نسبت به زمین و V_{ph} ولتاژ فاز)، از رابطه تجربی پیک برای محاسبه قدرت تلف شده ناشی از کرونا می توان استفاده نمود.

$$P_c = 3 \times 244 \left(\frac{f + 25}{\delta} \right) \sqrt{\frac{r}{D}} \times (V_{ph} - V_{cr})^2 \times 10^{-5} \quad (\text{KW / Km / } 3\varphi)$$

که در آن:

f : فرکانس (برحسب HZ).

D : فاصله هندسی فازها (برحسب Cm).

r : شعاع هادی (برحسب Cm).

و δ : ضریب چگالی هوا می باشد.

در صورتی که $(V_{ph} / V_{cr}) < 1.8$ باشد از رابطه تجربی پترسون برای محاسبه تلفات کرونا در هوای خوب استفاده می شود.

$$P_c = 3 \times 21.1 \times f \times F \left(\frac{V_{ph}}{\log(D/r)} \right)^2 \times 10^{-6} \quad (\text{KW / Km / } 3\varphi)$$

که در آن:

f : فرکانس سیستم (برحسب HZ).

V_{ph} : ولتاژ فاز نسبت به زمین (برحسب kV).

V_{cr} : ولتاژ بحرانی شروع کرونا (برحسب kV).

D : فاصله هندسی فازها (برحسب Cm).

r : شعاع هادی (برحسب Cm).

و F : ضریب ثابتی است متناسب با V_{ph} / V_{cr} که از جدول زیر بدست می آید:

V_{ph} / V_{cr}	F	V_{ph} / V_{cr}	F	V_{ph} / V_{cr}	F	V_{ph} / V_{cr}	F
1.00	0.037	1.26	0.120	1.52	1.10	1.78	4.72
1.02	0.039	1.28	0.136	1.54	1.80	1.80	4.95
1.04	0.042	1.30	0.154	1.56	1.59	1.82	5.17
1.06	0.046	1.32	0.176	1.58	1.88	1.84	5.39
1.08	0.048	1.34	0.200	1.60	2.20	1.86	5.60
1.10	0.052	1.36	0.220	1.62	2.52	1.88	5.81
1.12	0.057	1.38	0.260	1.64	2.83	1.90	6.01
1.14	0.063	1.40	0.30	1.66	3.13	1.92	6.21
1.16	0.069	1.42	0.39	1.68	3.42	1.94	6.41
1.18	0.075	1.44	0.48	1.70	3.70	1.96	6.61
1.20	0.082	1.46	0.68	1.72	3.97	1.98	6.81
1.22	0.092	1.48	0.74	1.74	4.25	2.00	7.00
1.24	0.105	1.50	0.90	1.76	4.48		

جدول شماره (۶)

ولتاژ بحرانی شروع کرونا (V_{cr}) از رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$V_{cr} = 21.1 \text{ m} \times \delta^{2/3} \times r_e \times \text{Ln} \frac{D}{r}$$

δ ضریب چگالی هوا است که با توجه به شرایط فشار و دما از رابطه زیر بدست می آید.

$$\delta = \frac{3.92 P}{273 + t}$$

که در آن:

P: فشار هوا (بر حسب Cm-Hg).

t: درجه حرارت (بر حسب °C).

و m : ضریب ثابت متناسب با سطح هادی که برای هادیهای رشته‌ای بین (0.83 - 0.88) فرض می‌شود.

توجه به این مطلب ضروری است که چون یک خط انتقال از مناطقی با ارتفاع و شرایط جوی مختلف عبور می‌کند، در هنگام محاسبه کرونا با توجه به اینکه ولتاژ بحرانی V_{cr} برحسب ارتفاع و شرایط جوی متغیر است، تلفات قدرت کرونا را برای واحد طول خط در نقاط مختلف حساب نموده و براساس آن تلفات کل را به تناسب طول خط که از مناطق مختلف می‌گذرد محاسبه می‌کنیم.

پس از این محاسبات در صورتی که مقدار تلفات از مقادیر مجاز فراتر رود بایستی مقطع هادی را یک نرم بالاتر برد و یا به تعداد باندها افزود و محاسبات را مجدداً تکرار نمود تا جایی که هادی موردنظر از لحاظ کرونا مناسب باشد.

۱۱-۵- سطح مقطع اقتصادی:

باتوجه به اینکه انتخاب هادی تابع پارامترها و عوامل متعددی می‌باشد و بدست آوردن یک رابطه که بتواند با در نظر گرفتن همه عوامل و پارامترها، سطح مقطع بهینه را مشخص نماید، کاری بس مشکل می‌باشد و از طرفی منظور کردن تمام پارامترها بطور دقیق مشکل می‌باشد، لذا امروزه برای تعیین سطح مقطع اقتصادی هادی بیشتر از روش مقایسه (قانون کلونین) استفاده می‌شود. بطور کلی در خطوط انتقال هزینه یک هادی عمدتاً متشکل از دو قسمت می‌باشد که عبارتند از:

الف - هزینه سرمایه‌گذاری مربوط به خرید و نصب هادی.

ب - هزینه انرژی تلف شده ناشی از مقاومت اهمی.

واضح است که برای یک مسیر با طول مشخص، وزن و در نتیجه هزینه مس یا آلومینیوم، متناسب با سطح مقطع می‌باشد. در نتیجه مقدار بهره‌سالیانه و استهلاک نیز متناسب با سطح مقطع بوده و عبارت خواهد بود از:

$$S_1 = K_1 \cdot A \quad (\text{ریال})$$

که در آن:

S_1 : بهره سالیانه.

A : سطح مقطع هادی.

و K_1 : ضریب ثابت می باشد.

از طرف دیگر مقاومت متناسب با $1/A$ می باشد. در نتیجه برای شرایط معین بارگیری در طول سال، تلفات انرژی در هادی متناسب با مقاومت و در نتیجه متناسب با $1/A$ خواهد بود. بنابراین هزینه سالانه تلفات را می توان بصورت زیر نوشت که K_2 ضریب ثابت است.

$$S_2 = K_2 / A \quad (\text{ریال})$$

البته برای تعیین هزینه تلفات سالانه مقدار متوسط جریان سالانه باید مشخص باشد. با صرف نظر کردن از تلفات غیراھمی داریم:

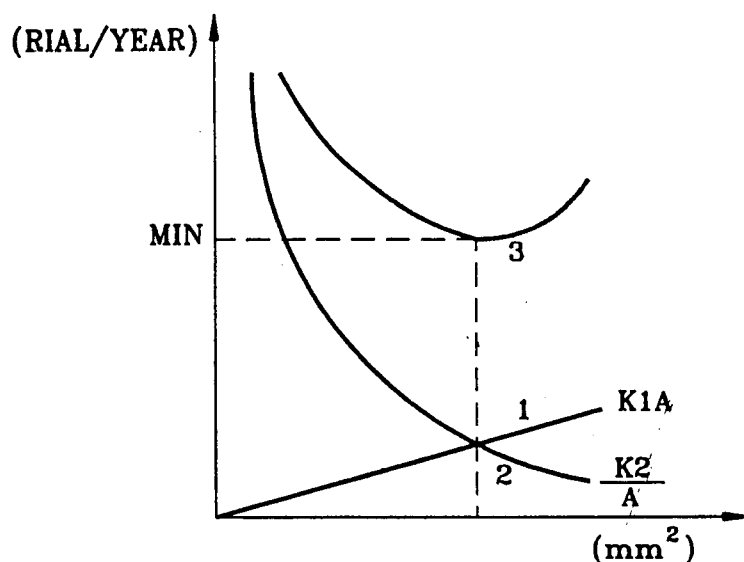
$$S = (K_1 \cdot A + K_2 / A) \quad (\text{ریال}) \quad \text{هزینه سالانه}$$

چنانچه بخواهیم این هزینه حداقل باشد. dS/dA بایستی صفر باشد.

روش فوق رami توان با استفاده از منحنیهای هزینه مربوط به سرمایه گذاری (منحنی ۱) و هزینه تلفات سالیانه (منحنی ۲) بر حسب سطح مقطع هادی نمایش داد. هزینه کل که با منحنی ۳ نمایش داده شده است دارای یک مینیمم به ازای سطح مقطع A مربوط به نقطه تقاطع منحنیهای ۱ و ۲ می باشد. (شکل ۱۰)

۱۱-۶- عوامل مکانیکی:

پس از بررسی شرایط الکتریکی هادی و حصول اطمینان از داشتن مشخصه های الکتریکی مناسب، باید شرایط مکانیکی هادی نیز مورد بررسی قرار گیرد. به عبارت دیگر هادیها بایستی بتوانند نیروهای کششی و بارهای اضافی ناشی از عوامل جوی را در شرایط مختلف تحمل نمایند و کشش آنها از محدوده مجاز که باعث تغییر شکل سیم و خارج شدن از حد الاستیک می شود، تجاوز ننماید.



شکل (۱۰) - منحنی هزینه هادی برحسب سطح مقطع.

باتوجه به ویژگیهای مناسب فلز آلومینیوم، این فلز بعنوان هادی جریان در خطوط انتقال نیرو انتخاب گردیده، لیکن در ولتاژهای بالاتر از (۳۵ kV) بعلت فاصله بیشتر بین برجها، وزن و نیروی کششی بالاتری به هادیا تحمیل شده و مقاومت مکانیکی بالاتر هادی را طلب می کند. در این حالت مقاومت مکانیکی فلز آلومینیوم جهت تأمین نیروی کششی ظاهر شده در هادیا کافی نبوده، از آلومینیوم همراه با فولاد استفاده می شود.

فولاد در قسمت مرکزی هادی بعنوان هسته یا مغزی پیش بینی شده و نیروی کششی و مقاومت مکانیکی مورد نیاز را تأمین می سازد. این نوع هادیا با عنوان هادیهای آلومینیم فولاد (ACSR) موسوم می باشند.

با افزایش ولتاژ اسمی خط، فاصله بین برجها باز هم فزونی یافته و نیروی کششی بیشتری در هادیا ظاهر شده و لذا هادی با مقاومت مکانیکی بالاتری مورد نیاز می باشد.

به همین علت مقطع فولادی نیز متناسب با افزایش ولتاژ و فاصله بین برجها فزونی می‌یابد.

در نقاط سردسیر به علت تشکیل حجم قابل ملاحظه یخ و برف بر روی هادی از هادیهای با مقطع فولاد بیشتر استفاده می‌شود. بدین ترتیب برحسب نیروی کششی موردنیاز، مقطع هسته فولادی و نسبت آن به مقطع رشته‌های آلومینیم در انواع گوناگون هادیا متفاوت خواهد بود.

در برخی استانداردها از نسبت فولاد به آلومینیم جهت مشخص نمودن هادیا استفاده شده و حاصل این نسبت را ضریب استفاده نامیده‌اند و بصورت زیر نشان می‌دهند:

$$K = \frac{S_s}{S_A}$$

که در آن:

S_A : سطح مقطع آلومینیم در هادی.

S_s : سطح مقطع فولاد در هادی.

و K : ضریب استفاده می‌باشد.

هادی مخصوص که در آن سطح مقطع فولاد با سطح مقطع آلومینیم برابر باشد ($K = 1$) در مناطق بسیار خاص و محدود به هنگام عبور خط از دره‌های عمیق، عرض رودخانه‌های بزرگ و فواصل فوق‌العاده زیاد برجها بکار می‌رود.

بطور کلی در شرایط معمولی نصب خطوط، نسبت آلومینیم به فولاد برابر با ۸، در شرایط دشوار ۶ و در مناطق سردسیر با حجم قابل ملاحظه یخ نزدیک به ۴ می‌باشد. اصولاً طراحی طوری صورت می‌گیرد که نیروی وارد شده به هادیا در شرایط مختلف بارگذاری از مقادیر زیر که توسط استانداردهای مختلف توصیه شده تجاوز ننماید.

حداکثر مناسب حداقل	کشش هادی
(45 ---- 50 ---- 55) % (U.T.S)*	کشش ماکزیمم هادی
(18 ---- 20 ---- 22) % (U.T.S)	حداکثر کشش روزمره (E.D.S)**
(22 ---- 25 ---- 28) % (U.T.S)	حداکثر کشش مجاز در دمای مینیمم
(35 ---- 40 ---- 45) % (U.T.S)	حداکثر کشش در یخ و باد نرمال

جدول شماره (۷)

(توضیح اینکه U.T.S حد گسیختگی هادیها بوده و از جداول مشخصه آنها بدست می آید.)

در صورتیکه کشش هادیهای خط بیش از حد مجاز باشد عمر مکانیکی هادی و ضریب اطمینان خط کاهش می یابد و استفاده از هادیها با کشش کم نیز از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیست.

* - U.T.S : Ultimate Tensile Strength

** - E.D.S : Every Day Stress

فصل هشتم

سیم محافظ هوایی

(Shield Wire)

۱- مقدمه:

خطوط هوایی انتقال انرژی به علت داشتن مسیرهای طولانی و قرارگرفتن در محیط آزاد، دائماً تحت تأثیر شرایط جوّی محیط اطراف خود قرار دارند. گاهی این شرایط می‌توانند موجبات بروز اشکال در کار خطوط انتقال و در نتیجه بروز اختلال در شبکه را فراهم کنند. بنابراین جهت تداوم کار شبکه و عدم خروج خط لازم است تا حدّ امکان از وقوع این اشکالات جلوگیری نمود. یکی از عوامل مهمّ جوی که همواره تداوم برق‌رسانی خطوط انتقال را تهدید می‌کند صاعقه است. به دلیل بلندبودن ارتفاع برجهای انتقال نیرو و بعضاً پهن بودن سر دکلهای احتمال برخورد صاعقه با برج و هادیهای خطوط انتقال بسیار بیشتر از احتمال برخورد صاعقه با زمین مجاور آن می‌باشد. خصوصاً در قسمت‌هایی که خط انتقال از مناطق دشت و هموار عبور می‌کند بعلت نبودن عوارض مرتفع دیگر، احتمال برخورد صاعقه با شبکه انتقال باز هم بیشتر می‌شود. لذا بایستی پس از اصابت صاعقه به سیستم انتقال نیرو، با ایجاد مسیرهای مناسب جریان بطریقی از اثرات بعدی آن جلوگیری بعمل آورد.

۲- سیم محافظ هوایی:

وظیفه اصلی سیم محافظ هوایی که در بالای برج و در ارتباط فیزیکی با بدنه آن

نصب می‌گردد حفاظت سیستم انتقال انرژی در مقابل اصابت مستقیم صاعقه به سیم هادی و ولتاژ القائی در هادیها در اثر اصابت صاعقه به زمین اطراف خط می‌باشد. سیم محافظ هوائی طوری نصب می‌گردد که زاویه حفاظت مناسبی برای هادیهای خط فراهم آورد. در صورتی که این زاویه نتواند توسط یک سیم تأمین شود دو سیم محافظ کشیده می‌شود. سیم محافظ هوائی مستقیماً به برج متصل می‌شود و بدین ترتیب جریانهای ناشی از تخلیه جوی و رعد و برق را به زمین منتقل می‌کند. از طرفی سیم محافظ وظیفه انتقال جریانهای اتصال کوتاه به زمین را هم عهده‌دار بوده و از لحاظ مکانیکی نیز بایستی مقاومت کششی مناسب را دارا باشد. بنابراین طراحی و انتخاب سیم محافظ مشابه سیم هادی و با توجه به دو نقطه نظر الکتریکی و مکانیکی صورت می‌گیرد:

الف - نقطه نظر الکتریکی:

سیم محافظ بایستی قابلیت انتقال جریانهای اتصال کوتاه و جریانهای ناشی از تخلیه جوی (رعد و برق) یا اصابت صاعقه را داشته باشد.

۱- جریانهای ناشی از اتصال کوتاه:

بیشترین آمار اتصال کوتاه در خطوط انتقال نیرو مربوط به اتصال کوتاه تکفاز به زمین می‌باشد. این اتصال به دلایل مختلف از جمله شرایط طوفانی، آلودگی مقره‌ها، برخورد اجسام خارجی مانند شاخه درختان و پرندگان و غیره اتفاق می‌افتد. پس از بروز اتصالی جریان اتصال کوتاه از طریق سیم محافظ به زمین منتقل می‌شود. بنابراین سیم محافظ بایستی توانائی عبور این جریان را داشته باشد. البته برای انتخاب سیم محافظ کل جریان اتصالی در نظر گرفته نمی‌شود زیرا جریان اتصال کوتاه در طرفین برج و در دو جهت در سیم محافظ جاری می‌شود. طبق استاندارد (IEEE) ۸۰ درصد جریان اتصال کوتاه در انتخاب سیم محافظ در نظر گرفته می‌شود. (در صورتیکه از دو سیم محافظ استفاده شود جریان در نظر گرفته شده نصف می‌شود). مقطع سیم محافظ برای تحمل این میزان

جریان بستگی به زمان تداوم اتصالی دارد. سطح مقطع مناسب سیم محافظ هوایی برای تحمل جریان اتصالی از رابطه زیر بدست می آید.

$$A = I_{sc} \cdot \frac{\sqrt{t}}{K} \quad (1)$$

که در آن:

t: زمان تداوم جریان اتصالی تا عمل کلیدها برحسب ثانیه. (معمولاً ۱ تا ۳ ثانیه در نظر گرفته می شود).

I_{sc} : جریان اتصال کوتاه برحسب آمپر.

A: سطح مقطع سیم محافظ.

K: ضریب ثابت می باشد.

این ضریب بستگی به نوع سیم محافظ دارد و به شرح ذیل می باشد.

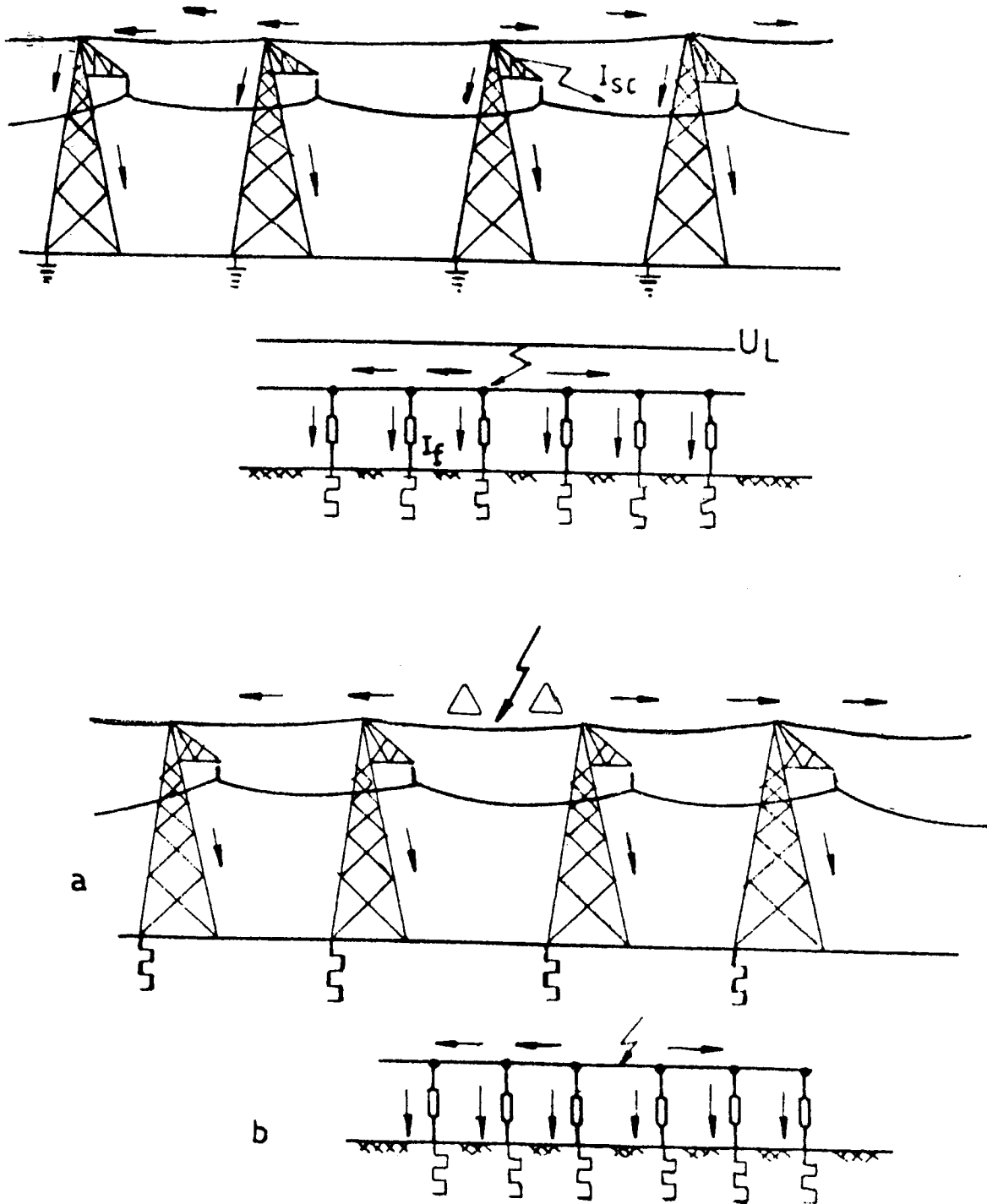
ACSR: $K = 85$

فولاد گالوانیزه: $K = 49$

فولاد با روکش آلومینیم: $K = 92$

۲- جریانهای ناشی از تخلیه جوی (رعد و برق) و اصابت صاعقه:

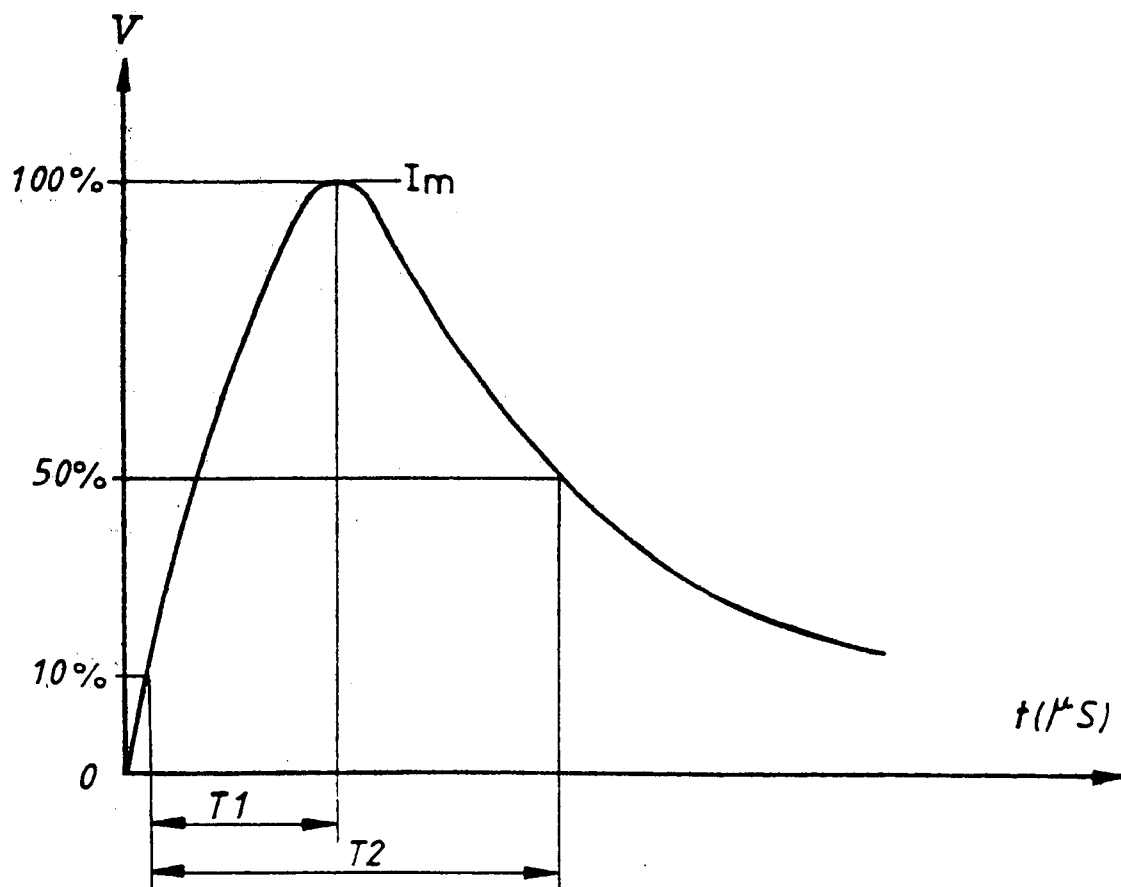
در اینجا ابتدا به پدیده تخلیه جوی مختصراً اشاره ای می کنیم. ابرها در اثر اصطکاک با مولکولهای هوا باردار می شوند. این بارها می توانند مثبت و یا منفی باشند. معمولاً قسمت فوقانی ابرها دارای بار مثبت و قسمت تحتانی دارای بار منفی هستند. بهرحال گرادیان ولتاژ در توده ابر متغیر و در حدود (V/Cm) ۵۰-۱۰۰ می باشد. (بعنوان مثال توده ابر در ارتفاع ۳۰۰۰ متری بطور متوسط پتانسیلی برابر با (kV) ۲۰,۰۰۰ دارد.) بارهای الکتریکی تخلیه شده ابرها، با سرعت نور و در دو جهت حرکت می کنند و جریان موجی را پدید می آورند و در عرض چند میکروثانیه مستهلک می شوند. (شکل ۱).



شکل (۱)

یکی از موجهای سیموله‌شده تخلیه ابرها بصورت $1.2 \times 50 \mu \text{ sec}$ می‌باشد که در

شکل (۲) نشان داده شده است.



شکل (۲) - منحنی مشخصه موج تخلیه جوی

که در آن:

I_m : ماکزیمم جریان موجی (برحسب کیلوآمپر)

T_1 : زمان پیشانی موج (برحسب میکروثانیه)

و T_2 : زمان نصف موج (برحسب میکروثانیه) می باشد.

در اثر تخلیه جوی مستقیم بر روی برجها و یا سیمهای هادی و محافظ هوایی، یک جریان موجی ظاهر می گردد. جریان تخلیه بطور لحظه ای در فاصله زمانی بسیار کوتاه (چند میکروثانیه) تا مقدار حداکثر خود (معادل ۱۰-۱۰۰ کیلوآمپر) افزایش یافته و سپس بتدریج کاهش می یابد و عبور جریان ناشی از آن موجب القاء ولتاژی در خط می شود که بصورت موج سیار تجلی می یابد. سرعت افزایش این ولتاژ موجی تخلیه به

حدود ۵۰۰-۱۰۰۰ کیلوولت بر میکروثانیه بالغ می‌گردد. به منظور انجام آزمایش و برآورد ایزولاسیون داخلی و خارجی در قبال ولتاژهای موجی قطع و وصل و تخلیه جوی، ولتاژهای موجی با مشخصات استانداردهای مختلف تعیین گردیده‌اند که بعنوان نمونه استاندارد ولتاژهای موجی بکار برده می‌شوند. کلیه ولتاژهای موجی استاندارد اعم از تخلیه جوی و اضافه ولتاژ ناشی از قطع و وصل کلیدها با زمان پیشانی و زمان نصف موج مشخص می‌گردند و به ترتیب با T_1 و T_2 نشان داده می‌شوند. زمانهای T_1 و T_2 در استاندارد IEC برای موجهای تخلیه جوی به ترتیب $1/2$ و 50 میکروثانیه و برای ولتاژ موجی قطع و وصل 250 و 2500 میکروثانیه می‌باشد و این زمانها بصورت زیر تعریف می‌شوند.

(T_1) زمان پیشانی موج: زمان لازم برای رسیدن از 10 درصد به پیک یا قله موج بر حسب میکروثانیه.

(T_2) زمان نصف موج: زمان لازم برای رسیدن از 10 درصد به نصف مقدار پیک در قسمت انتهایی موج بر حسب میکروثانیه.

موج سیار ایجاد شده را می‌توان بصورت تفاضل دو تابع نمایی بصورت زیر نشان داد:

$$e = \frac{1}{2} Z_c I_m (e^{-\alpha t} - e^{-\beta t})$$

که در این رابطه Z_c امپدانس مشخصه یا امپدانس موجی خط و I_m ماکزیمم جریان موجی می‌باشد.

برای محاسبه دامنه جریان موجی از روشهای مختلف استفاده می‌گردد. یکی از این روشها که نسبتاً پیچیده می‌باشد روش دونقطه‌ای است. در این روش مقدار جریان صاعقه و مقطع سیم محافظ متناسب با آن باتوجه به شرایط جوی، بارگذاری منطقه، امپدانس موجی برج و سیم محافظ هوایی و ابعاد محاسبه می‌شود. روش دیگری که نسبتاً ساده‌تر می‌باشد روش احتمالی نام دارد و در آن با داشتن احتمال برخورد صاعقه به برج و یا سیم محافظ هوایی، مقدار جریان صاعقه را از روی منحنی بدست می‌آوریم.

ابتدا به کمک رابطه زیر، تعداد صاعقه‌های اصابت شده به خط را محاسبه می‌کنیم.

$$M = 43 \sqrt{h_{\max} / 25} \cdot (IKL / 32.5)$$

که در آن:

IKL: تعداد روزهای سال که رعد و برق در منطقه وجود دارد.

h_{\max} : ارتفاع ماکزیمم برج (متر).

M: تعداد صاعقه‌های اصابت شده به خط میباشد.

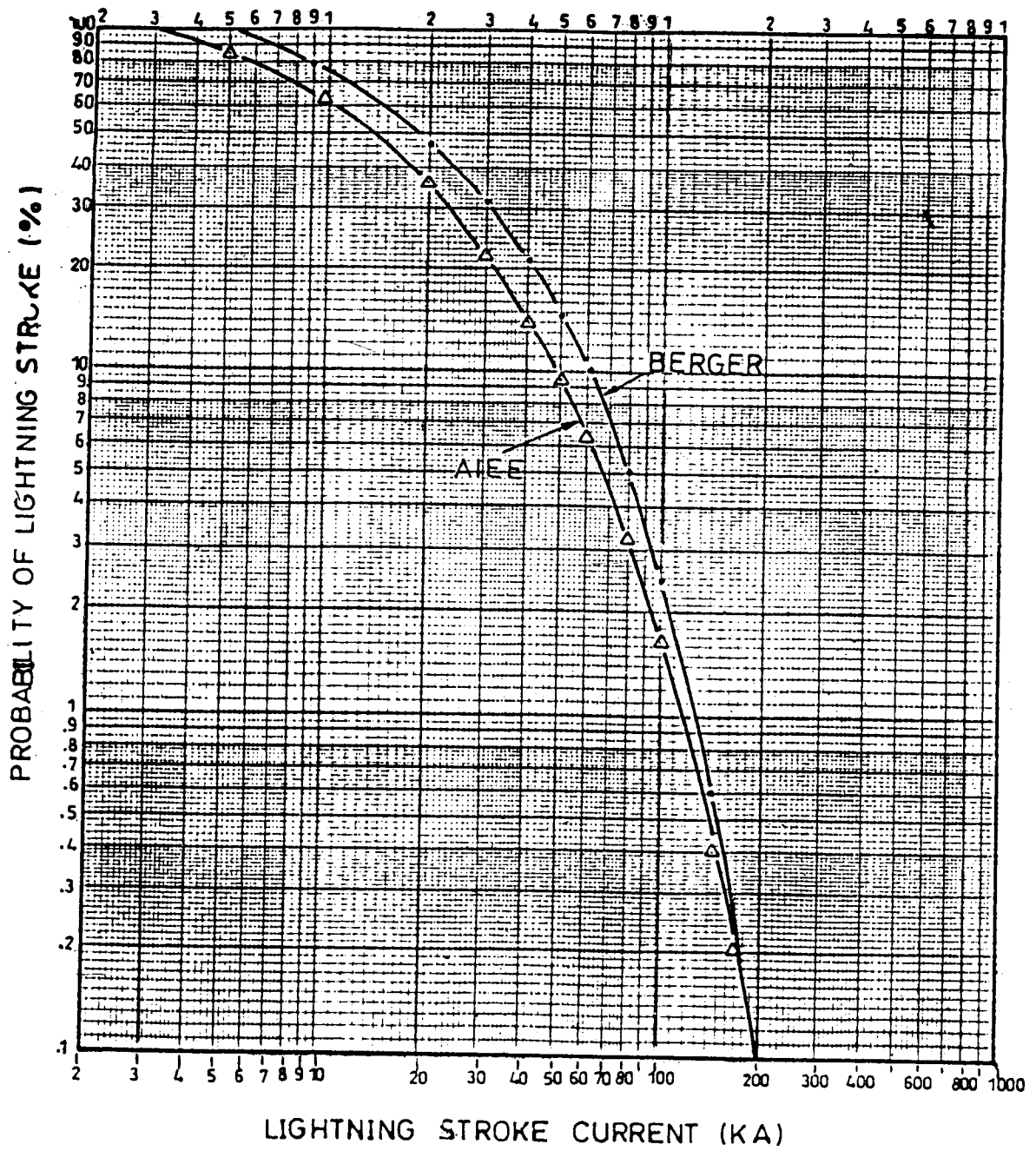
اگر عملکرد خط یا تعداد قطعی مجاز در یکصد کیلومتر در سال را با K نشان دهیم و فرض کنیم که P' درصد از صاعقه‌های وارد شده به خط به برج اصابت کند، در آن صورت احتمال جرقه ناشی از اصابت صاعقه به برج از رابطه زیر قابل محاسبه است.

$$P = (K / (M \cdot P')) \times 100$$

با استفاده از منحنی شکل (۳) مقدار جریان صاعقه بر حسب احتمال P بدست می‌آید و با داشتن مقدار جریان صاعقه و در نظر گرفتن زمان انتشار موج، مقطع مناسب سیم محافظ هوایی از رابطه (۱) محاسبه می‌شود.

ب - نقطه نظر مکانیکی:

برای انتخاب سیم محافظ مناسب علاوه بر بررسی مشخصات الکتریکی بایستی بررسی هائی از نظر مکانیکی نیز بعمل آید. شرایط بارگذاری برای سیم محافظ معمولاً همان شرایط انتخاب شده برای هادی در مناطق مختلف بارگذاری می‌باشد، با این تفاوت که علاوه بر رعایت ضرایب اطمینان مجاز برای هر حالت خاص بارگذاری، لازم است حداقل فاصله هوائی و زاویه حفاظت مورد نیاز بین سیم محافظ و هادی در وسط اسپن و در بدترین حالت بارگذاری کنترل شود. معمولاً فلش سیم محافظ را ۸۰ تا ۹۰



شکل (۳)

درصد فلش سیم فاز در شرایط عادی (E.D.S) می‌گیرند که اینکار بدلیل رعایت فواصل ایمنی مجاز بین سیم هادی و محافظ، داشتن زاویه حفاظت مناسب جهت هادیها و مسئله گالوپینگ می‌باشد.

برای کنترل فاصله بین هادی و سیم محافظ در وسط اسپن با داشتن کشش سیم محافظ در شرایط عادی (E.D.S) توسط معادله حالت مقدار کشش و فلش را در سایر حالات بارگذاری بدست می‌آوریم و در هر حالت فاصله سیم فاز از سیم محافظ را با کنترل فلش‌ها ثابت نگه‌میداریم این فاصله در وسط اسپن باید حتماً رعایت شود.

باتوجه به بررسی‌های انجام‌شده مشاهده گردیده که در طراحی و انتخاب سیم محافظ، داشتن مقاومت الکتریکی کم مطلوبست تا محافظ فیزیکی خوبی برای سیم فاز باشد. اما از آنجایی که افزایش قطر هادی مزبور سبب گرانی آن می‌شود بهتر است که با کاهش مقاومت پایه، سیم محافظ با قطر کمتری را انتخاب نمود. از طرفی توجه به این مطلب ضروری است که تشکیل برف و یخ روی سیم زمین سریعتر بوده و این سیم مقدار ضخامت یخ بیشتری را دارا می‌باشد. در حالی که بعلت گرم‌شدن هادیهای اصلی در اثر جریان الکتریکی یخ روی آنها دیرتر تشکیل می‌شود و زودتر از بین می‌رود. بهمین دلیل سیم محافظ هوایی باید حتی‌الامکان در مقایسه با دیگر هادیهای خط دارای مقاومت مکانیکی بیشتری باشد و برای این منظور از هادیهای فولادی با پوشش آلومینیومی و یا هادیهای آلومینیوم فولادی با استقامت زیاد استفاده می‌شود. در مناطق آلوده (کنار دریا و مناطق صنعتی) نیز از سیم محافظ فولاد گالوانیزه با روکش آلومینیوم که در قبال خوردگی مقاوم هستند استفاده می‌شود و در نزدیکی نیروگاهها و پستهای فشار قوی جهت داشتن مقاومت کم از سیم‌هایی که دارای رشته‌های آلومینیومی (ACSR) با استقامت زیاد هستند استفاده می‌شود. شکل (۴) تعدادی از سیم‌های اشاره‌شده در فوق را نشان می‌دهد.

در ایران اغلب از همان مغزی هادیهای خط جهت سیم محافظ هوایی در خطوط انتقال نیرو استفاده می‌شود. زیرا مقدار جریانی که لازمست از سیم محافظ عبور نماید کمتر از هادیست، از طرفی چون بایستی سیم محافظ سخت‌تر کشیده شود وزن مغزی

درصد فلش سیم فاز در شرایط عادی (E.D.S) می‌گیرند که اینکار بدلیل رعایت فواصل ایمنی مجاز بین سیم هادی و محافظ، داشتن زاویه حفاظت مناسب جهت هادیها و مسئله گالوپینگ می‌باشد.

برای کنترل فاصله بین هادی و سیم محافظ در وسط اسپن با داشتن کشش سیم محافظ در شرایط عادی (E.D.S) توسط معادله حالت مقدار کشش و فلش را در سایر حالات بارگذاری بدست می‌آوریم و در هر حالت فاصله سیم فاز از سیم محافظ را با کنترل فلش‌ها ثابت نگه‌میداریم این فاصله در وسط اسپن باید حتماً رعایت شود.

باتوجه به بررسی‌های انجام‌شده مشاهده گردیده که در طراحی و انتخاب سیم محافظ، داشتن مقاومت الکتریکی کم مطلوبست تا محافظ فیزیکی خوبی برای سیم فاز باشد. اما از آنجایی که افزایش قطر هادی مزبور سبب گرانی آن می‌شود بهتر است که با کاهش مقاومت پایه، سیم محافظ با قطر کمتری را انتخاب نمود. از طرفی توجه به این مطلب ضروری است که تشکیل برف و یخ روی سیم زمین سریعتر بوده و این سیم مقدار ضخامت یخ بیشتری را دارا می‌باشد. در حالی که بعلت گرم شدن هادیهای اصلی در اثر جریان الکتریکی یخ روی آنها دیرتر تشکیل می‌شود و زودتر از بین می‌رود. بهمین دلیل سیم محافظ هوایی باید حتی‌الامکان در مقایسه با دیگر هادیهای خط دارای مقاومت مکانیکی بیشتری باشد و برای این منظور از هادیهای فولادی با پوشش آلومینیومی و یا هادیهای آلومینیوم فولادی با استقامت زیاد استفاده می‌شود. در مناطق آلوده (کنار دریا و مناطق صنعتی) نیز از سیم محافظ فولاد گالوانیزه با روکش آلومینیوم که در قبال خوردگی مقاوم هستند استفاده می‌شود و در نزدیکی نیروگاهها و پستهای فشار قوی جهت داشتن مقاومت کم از سیم‌هایی که دارای رشته‌های آلومینیومی (ACSR) با استقامت زیاد هستند استفاده می‌شود. شکل (۴) تعدادی از سیم‌های اشاره‌شده در فوق را نشان می‌دهد.

در ایران اغلب از همان مغزی هادیهای خط جهت سیم محافظ هوایی در خطوط انتقال نیرو استفاده می‌شود. زیرا مقدار جریانی که لازمست از سیم محافظ عبور نماید کمتر از هادیست، از طرفی چون بایستی سیم محافظ سخت‌تر کشیده شود وزن مغزی

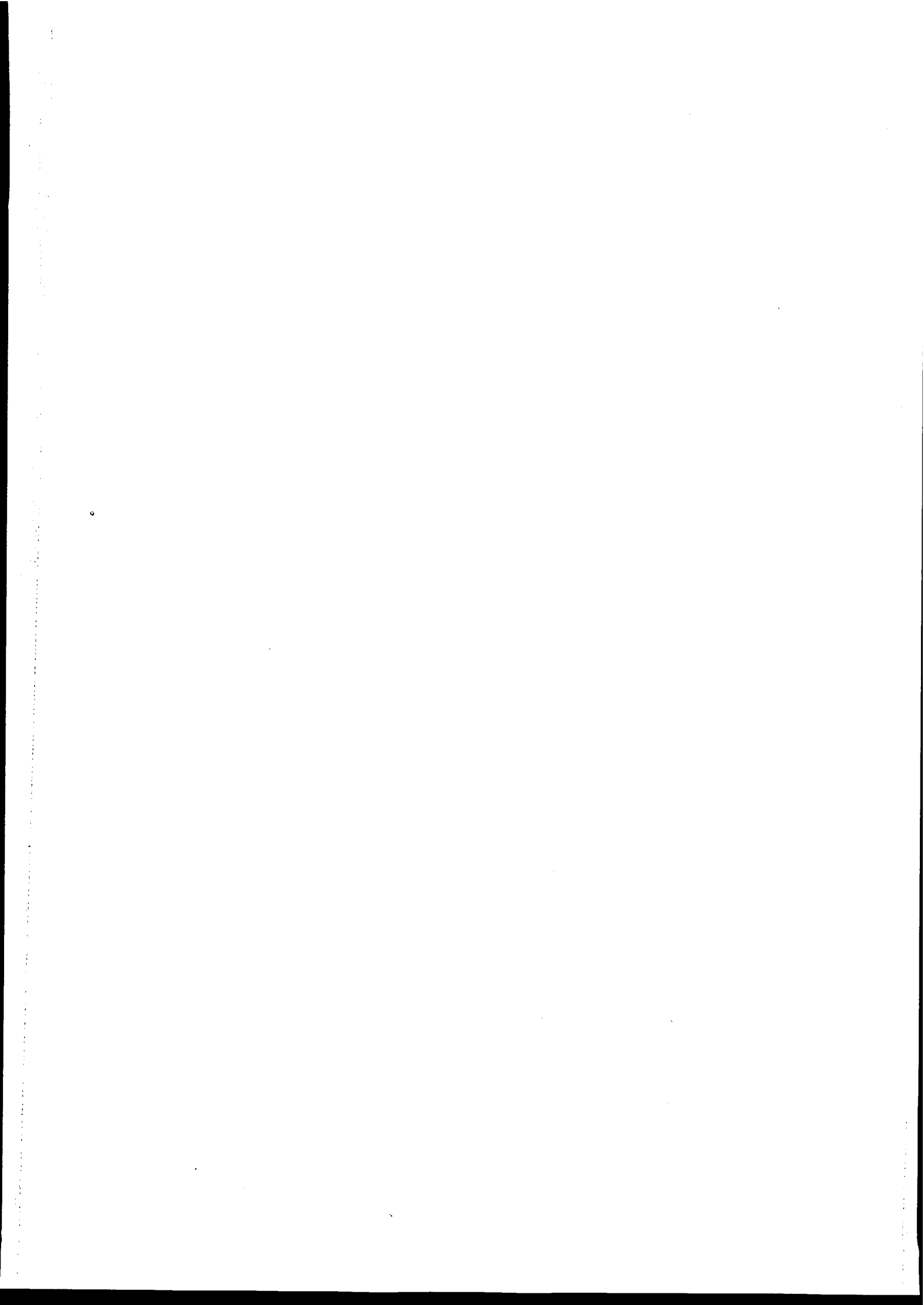
مشخصات تعدادی از سیم‌های محافظ هوائی

فولاد بارکش آلومینیوم Al-Clad Steel		فولاد گالوانیزه EHS		فولاد گالوانیزه EHS - منزی ACSR					نوع سیم	
(۷×۴/۱۱)	(۷×۳/۲۶)	۱۹×۲/۶۴	۷×۳/۶۸	۱۹×۲/۴۱	منزی مارتن	۷×۳/۵۲	منزی کرلر	۷×۳/۲۸	منزی لینکس	مشخصات
7 No 6 AWG	7 No. 8 AWG									
۱۲/۳۴	۹/۷۸	۱۳/۲۰	۱۱/۱۱	۱۲/۰۵		۱۰/۵۶	۹/۸۴	۸/۳۷	ظرف خارجی (بیلینا)	
۹۳/۱۰	۵۸/۵۶	۱۰۴	۷۲/۵	۸۴/۶۲		۶۸/۰۸	۵۹/۱۱	۲۲/۷۷	سطح مقطع کل (بیلینا مربع)	
۰/۶۲	۰/۳۹۰	۰/۸۳۷	۰/۵۹۵	۰/۶۷۸		۰/۵۳۰	۰/۴۶۱	۰/۳۳۵	وزن واحد طول (کیلوگرم بر متر)	
۱۰۰۳۱۰	۷۰۳۲۶	۱۴۰۳۵۰	۹۰۴۲۰	۱۱۰۲۲۰		۸۸۱۰	۷۶۵۰	۵۰۵۳۵	حد گسیختگی (کیلوگرم)	
۱۶۰۰۰۰	۱۶۰۰۰۰	۱۹۰۰۰۰	۱۷۰۰۰۰	۲۰۰۰۰۰		۲۰۰۰۰۰	۲۰۰۰۰۰	۲۰۰۰۰۰	مدول الاستیک (کیلوگرم بر سانتیمتر مربع)	
۱۳×۱۰ ^{-۶}	۱۳×۱۰ ^{-۶}	۱۱/۵×۱۰ ^{-۶}	۱۱/۵×۱۰ ^{-۶}	۱۱/۵×۱۰ ^{-۶}		۱۱/۵×۱۰ ^{-۶}	۱۱/۵×۱۰ ^{-۶}	۱۱/۵×۱۰ ^{-۶}	ضریب انبساط طولی (بر درجه سانتیگراد)	
۰/۹۲	۱/۴۴۳	۲/۱۰	۲/۸۰۵	۲/۱۱۲		۲/۸۱۴	۳/۲۳۰	۲/۲۸۰	مقاومت الکتریکی در ۲۰°C (اهم بر کیلومتر)	
B416-ASTM	B440-ASTM	-----	ASTM- B363	ASTM- B498		ASTM- B498	ASTM- B498	ASTM- B498	استاندارد ساخت	
A/۵۷×۱۰ ^{-۶}		۲۰/۹×۱۰ ^{-۶}	۱۹/۱۵۷×۱۰ ^{-۶}					مقاومت مشخص متوسط در ۲۰°C		
								(اهم - سانتی متر) (D)		
۶/۵۹		۷/۸۳						وزن مشخص - متوسط		
								(گرم بر سانتیمتر مکعب) (D)		
۰/۰۰۳۶		۰/۰۰۳۱						ضریب درجه حرارت مقاومت (α) (بر سانتیگراد)		

فصل هشتم

اضافه ولتاژها

(Over Voltages)



۱- مقدمه:

یکی از منابع اصلی تولید اضافه ولتاژها را می‌توان خطوط انتقال انرژی دانست. این اضافه ولتاژها بر روی خطوط نشسته و بسرعت به سمت ابتدا و انتهای خط حرکت می‌کنند که در صورت عدم اتخاذ تدابیر لازم خطرات و زیانهای جدی بدنبال خواهند داشت.

از عوارض ناشی از اضافه ولتاژها می‌توان به شکست ایزولاسیون، وارد آمدن صدمه به تجهیزات، عمل کلیدها، قطعی خط و غیره اشاره نمود که هر یک از عوامل فوق اغلب خسارات سنگینی بدنبال دارند. لذا مطالعه و شناخت انواع اضافه ولتاژها و مشخصه‌های هر یک از آنها از اهمیت ویژه‌ای برخوردار بوده و خصوصاً در شبکه‌های انتقال انرژی که ولتاژهای نامی اغلب در سطوح بسیار بالایی قرار دارند (در کشور ما تا ۴۰۰ کیلوولت)، شناخت اضافه ولتاژهای ناشی از این سطوح بسیار بالا از اهمیت مضاعف برخوردار می‌گردد.

بطور کلی می‌توان اضافه ولتاژها را به دو دسته تقسیم‌بندی نمود:

۱- اضافه ولتاژهای موجی (Surge Over Voltages)

۲- اضافه ولتاژهای موقت (Temporary Over Voltages)

۲- اضافه و لتازهای موجی:

از مشخصه‌های اضافه و لتازهای موجی می‌توان به شیب زیاد و زمان کوتاه آنها اشاره نمود. اصولاً عامل پیدایش اضافه و لتازهای موجی یکی از دو عامل زیر می‌باشد.

- تخلیه جوی یا رعد و برق (Lightning)

- عملیات کلیدزنی (Switching)

۲-۱- اضافه و لتازهای ناشی از تخلیه جوی یا رعد و برق:

از تخلیه جوی روی خط بوجود می‌آیند. هنگامی که اختلاف پتانسیل بین ابر و زمین (بالاترین نقطه ممکن) آنقدر بالا رود که دیگر هوای بین آندو قادر به تحمل این ولتاژ نباشد قوس الکتریکی (Arc) تولید خواهد شد.

در مدت تخلیه، یک کانال یونیزه تولید می‌شود که کانال تخلیه جوی نام دارد و دارای امپدانسی معادل ۵۰۰ تا ۱۰۰۰ اهم می‌باشد. در صورت اصابت صاعقه به برج‌های انتقال نیرو بارهای الکتریکی از طریق کانال فوق بر روی برج تخلیه شده و پس از چند لحظه تخلیه تمام می‌شود.

این بارها بتدریج روی خط پخش شده و مانند موج پیش می‌رود ولی دامنه آن مرتباً کاهش می‌یابد. این موج حاصل جریان تخلیه جوی یا جریان موجی نام دارد (شکل ۲) فصل هفتم).

بر اساس استاندارد زمان پیشانی موج (T_1) مدت زمان است که موج از ۱۰ درصد به پیک یا قله موج می‌رسد و مقدار آن در تخلیه جوی حدود (۲-۱) میکروثانیه است.

زمان نصف موج (T_2) نیز عبارتست از زمان لازم برای رسیدن جریان موجی از ۱۰٪ به نصف مقدار پیک در قسمت انتهایی موج و مقدار آن در تخلیه جوی حدود (۴۰-۵۰) میکروثانیه است.

مشخصه هر منحنی موجی را اغلب می‌توان تنها با ارائه شیب موج مورد نظر تعیین نمود. این شیب را با α نشان می‌دهند که بصورت زیر بدست می‌آید.

$$\alpha = \frac{[KA]}{[\mu S]}$$

از حاصلضرب جریان موجی در امپدانس مسیر انتشار، ولتاژ موجی حاصل خواهد شد. در صورت وجود سیم محافظ هوایی (Shield Wire) مسیر انتشار همان سیم شیلد با امپدانس Z است.

امپدانس موجی دارای فرکانس بسیار بالا ($f \approx \infty$) می باشد. لذا اصطلاحاً امپدانس را که خط در قبال فرکانس بی نهایت ظاهر می کند را امپدانس موجی یا امپدانس مشخصه خط گویند و بصورت زیر بدست می آید:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad \omega \rightarrow \infty$$

امپدانس مشخصه به شکل برج و نحوه قرار گرفتن هادیها و نوع آنها بستگی دارد و بین ۱۵۰ الی ۶۰۰ اهم می باشد. بعنوان مثال اگر جریان موجی دارای دامنه $I_m = 20$ (kA) و امپدانس موجی $Z_c = 300$ (Ω) باشد، ولتاژ موجی (kV) ۶۰۰۰ خواهد بود.

بنابراین بخوبی پیداست که جهت کاهش دامنه ولتاژ موجی بهتر است امپدانس مسیر را کاهش داد.

$$U_w = Z_e \cdot I_w$$

به همین علت است که اغلب بجای یک سیم از دو سیم محافظ استفاده می کنند تا ولتاژ کمتری روی برج ظاهر شود. زیرا امپدانس معادل برج بصورت زیر بدست می آید:

$$Z_e = \frac{1}{\frac{1}{2Z_g} + \frac{1}{Z_t} + \frac{1}{Z_b}}$$

که در آن:

Z_e : امپدانس معادل برج.

Z_g : امپدانس سیم محافظ هوایی.

Z_b : امپدانس بدنه برج .

و Z_t : امپدانس پای برج می باشد.

معمولاً ۹۰ درصد جریان موجی از طریق برج تخلیه شده و ۵ درصد به سمت چپ سیم شیلد و ۵ درصد بطرف راست سیم شیلد حرکت می کند. البته موج حاصل از تخلیه جوی نمی تواند ناگهان بزمین منتقل شود و مدتی (لحظه ای بسیار کوتاه) روی برج می ماند و همین عامل موجب بالا رفتن ولتاژ می گردد. در صورتی که ولتاژ بوجود آمده بر ولتاژ شکست ایزولاسیون (زنجیره مقرر) فائق آید هادیهای خط انتقال از طریق کانال قوس به بدنه برج متصل شده و قوس برگشتی (Back Flash Over) بوجود می آید. این قوس که اصطلاحاً B.F.O نام دارد به علت دارا بودن شیب ۹۰ درجه بسیار خطرناک بوده و منجر به اتصال کوتاه فرکانس ۵۰ و عمل رله ها و در نتیجه قطعی خط خواهد گردید. منتهی این رله ها از نوع وصل مجدد اتوماتیک (Recloser) بوده و پس از مدت کوتاهی مجدداً خط را بطور اتوماتیک وصل می کنند و یقیناً این بار اضافه ولتاژ و اتصال کوتاه فرکانس ۵۰ مرتفع شده است. هر زنجیره مقرر در مقابل ولتاژ موجی یک منحنی (ولت - ثانیه) دارد و هرچه طول زنجیره مقرر بلندتر باشد، این منحنی بالاتر بوده و در نتیجه تحت ولتاژ بالاتری قوس برگشتی (B.F.O) خواهیم داشت. به عکس هر چه طول زنجیره مقرر کمتر باشد تحت ولتاژ کمتری قوس داشته و لذا ولتاژهای کمتری نیز روی خط خواهند نشست.

بنابراین می توان نتیجه گرفت که با انتخاب طول زنجیره مقرر کوتاهتر در خطوط انتقال انرژی می توان ولتاژهای تخلیه جوی کمتری را انتظار داشت. ولی طول زنجیره مقرر را نمی توان به دلخواه کم نمود و مقدار آن را ولتاژ خط انتقال و آلودگی منطقه تعیین می کند. به همین دلیل است که در خطوط با ولتاژهای بالا که از مناطق با آلودگی زیاد عبور می نمایند، دامنه اضافه ولتاژهای تخلیه جوی که روی خط می نشینند بسیار بالاست. شیب اضافه ولتاژهای حاصل از تخلیه جوی مابین ۵۰۰ تا ۱۰۰۰ کیلوولت بر میکروثانیه ($kV/\mu s$) است. ضمناً مدت این اضافه ولتاژ در حدود چند میکروثانیه

می باشد و پس از آن عملاً انرژی خود را از دست می دهد.

۲-۲- اضافه ولتاژهای ناشی از کلیدزنی:

در اثر قطع و وصل کلیدهای قدرت (Circuit Breakers) چه بصورت دستی و چه بطور اتوماتیک اضافه ولتاژهایی با شیب زیاد و دامنه کم بوجود می آید که تحت عنوان اضافه ولتاژهای کلیدزنی شناخته شده اند. از آنجا که مشخصه حاصل از اضافه ولتاژهای کلیدزنی مشابه مشخصه اضافه ولتاژهای تخلیه جوی بوده و در طول مسیر خود بصورت یک موج حرکت می کنند آنرا در ردیف اضافه ولتاژهای موجی محسوب می نمایند. البته دامنه این اضافه ولتاژها کمتر از اضافه ولتاژهای ناشی از تخلیه جوی بوده و زمان آن نیز در حدود چند میلی ثانیه می باشد. شیب اضافه ولتاژهای حاصل از کلیدزنی بین ۰/۱ تا ۱۰ کیلوولت بر میکروثانیه متغیر است.

۳- اضافه ولتاژهای موقت:

شامل اضافه ولتاژهای فرکانس ۵۰ می باشد که خود به دو قسمت زیر طبقه بندی می گردد.

- اضافه ولتاژهای کوتاه مدت با دامنه زیاد.

- اضافه ولتاژهای بلند مدت با دامنه کم.

۳-۱- اضافه ولتاژهای کوتاه مدت با دامنه زیاد:

این اضافه ولتاژها برای مدت کوتاهی (کمتر از یک دقیقه) بر روی تجهیزات ظاهر شده و دامنه آن به ۱/۵ تا ۳ برابر ولتاژ نامی هم می رسد. این اضافه ولتاژها اغلب در اثر اتصالیهای تکفاز بزمین اتفاق می افتد. اگر در یک سیستم سه فاز، یک فاز زمین شود جریان اتصالی برقرار و پس از چنددهم ثانیه کلیدهای طرفین خط عمل می نمایند اما در همین زمان کم ولتاژ فازهای سالم بالا می رود.

این اضافه ولتاژ در فاز سالم نسبت به ولتاژ فازی اولیه را ضریب زمین گویند و با K_g

نشان می‌دهند.

$$K_g = \frac{U_{phs}}{U_{ph}}$$

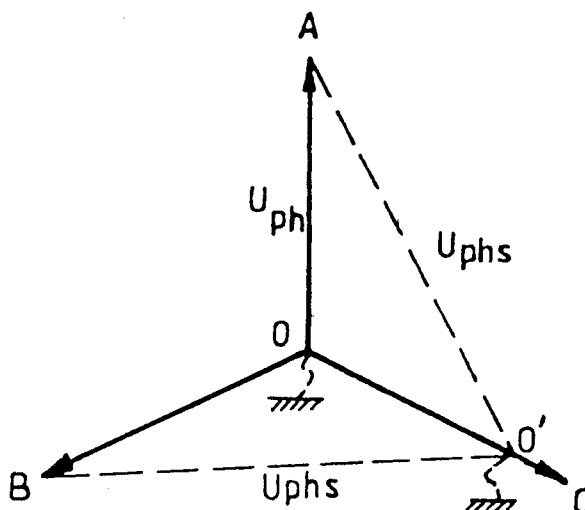
که در آن:

U_{phs} : ولتاژ فازهای سالم پس از اتصالی در یکی از فازها.

U_{ph} : ولتاژ اولیه فازها.

و K_g : ضریب زمین می‌باشد.

موضوع فوق را می‌توان بصورت بردار ولتاژها و طبق شکل زیر بهتر نشان داد.



شکل (۱) - بردار ولتاژهای فازی، قبل و پس از بروز اتصالی در یکی از فازها.

همانطور که ملاحظه می‌شود قبل از اتصالی ولتاژ فازهای سالم همان ولتاژ فازی (U_{ph}) می‌باشد و پس از اتصالی در یکی از فازها (مثلاً فاز C) ولتاژ دو فاز دیگر به مقدار (U_{phs}) می‌رسد، زیرا نقطه صفر از O به نقطه O' منتقل گردیده است. شکل برداری فوق همچنین نشان می‌دهد که حداکثر مقدار اضافه ولتاژ مورد انتظار در اتصالی فاز به زمین برابر $U_{phs} = \sqrt{3} (U_{ph})$ می‌باشد و این بدان معناست که در بدترین حالت ولتاژ فازی فازهای سالم تا مقدار ولتاژ خطی (U_L) بالا رفته و این حالت

(خصوصاً در ولتاژهای بالا) برای شبکه بسیار مضر است. در حالت فوق ضریب $K_g = \sqrt{3}$ خواهد بود در صورتی که استاندارد حداکثر مقدار مجاز ضریب افزایش ولتاژ فازی را $\frac{1}{4}$ تعیین نموده است.

۳-۲- اضافه ولتاژهای بلندمدت با دامنه کم:

مقدار افزایش ولتاژ در این حالت نسبت به حالت قبل کمتر بوده ولی مدت دوام آن بیشتر است و گاه تا ساعتها نیز طول می کشد. افزایش ولتاژ اسمی شبکه در اثر بی بار شدن خط که اغلب در اواخر شب اتفاق می افتد از این نوع می باشد و مقدار افزایش ولتاژ نیز به چند کیلوولت محدود می گردد و شبکه بایستی آنرا تحمل نماید. جدول زیر افزایش ولتاژ اسمی شبکه و درصد اضافه ولتاژ مجاز مربوطه را در هر حالت نشان می دهد.

ولتاژ اسمی شبکه (kV)	درصد اضافه ولتاژ (%)	ولتاژ نهایی (kV)
20	20	24
63	15	72.5
132	10	145
230	10	245
400	5	420

جدول شماره (۱)

فصل نهم

مقره‌ها و تعیین ایزولاسیون خط

(Insulators & Insulation Design)

۱- مقدمه:

از آغاز پیدایش صنعت برق، نیاز به تجهیزاتی که بتوانند نقش عایقی و جداسازی قسمت‌های تحت ولتاژ از سایر قسمت‌ها را داشته باشند وجود داشته و تحقیقات در این زمینه نیز همچنان ادامه دارد. اولین عنصری که بعنوان مقره مطرح گردید چوب خشک بود ولی بعلت اینکه پس از خیس شدن تا اندازه‌ای خاصیت عایقی خود را ازدست می‌داد کنار گذاشته شد. پس از چوب استفاده از مصنوعات کلی و سرامیک مورد مطالعه قرار گرفت و امروز بطور گسترده از شیشه و چینی و پلاستیک در ساخت مقره‌ها استفاده می‌شود.

در خطوط انتقال نیز لازم است هادی‌های تحت ولتاژ بنحوی از برجها ایزوله شوند و برای اینکار از مقره‌ها استفاده می‌شود. این مقره‌ها دو وظیفه عمده دارند:

- وظیفه اصلی مقره‌ها، ایزوله کردن هادی از بدنه برج می‌باشد. این مقره‌ها بایستی بتوانند بدون داشتن جریان نشتی، ولتاژهای بالای خطوط انتقال را از بدنه برج ایزوله نمایند.

- وظیفه دیگر این مقره‌ها تحمل نیروهای مکانیکی حاصل از وزن هادیها و نیروهای اعمالی ناشی از باد و یخ بر آن می‌باشد.

۲- جنس مقره‌ها:

جنس مواد مورد مصرف در ساخت مقره‌ها بستگی به شرایط استفاده و کاربرد آنها دارد. بطور کلی متداولترین مقره‌های مورد استفاده در صنعت برق عبارتند از:

۲-۱- مقره‌های چینی:

این مقره‌ها از ترکیبات آلکالین و سیلیکات آلومینیوم ساخته می‌شوند. به عنوان نمونه در یک نوع مقره چینی ترکیبات زیر بکار رفته است.

- کائولین^۱ ۴۰ الی ۵۰ درصد

- فلداسپات^۲ ۲۵ الی ۳۰ درصد

- کوارتز^۳ تا ۲۵ درصد

البته این مواد بایستی قبل از ترکیب کاملاً شسته و تمیز شوند. جهت بالابردن استقامت مکانیکی چینی به آن اکسید آلومینیوم اضافه می‌کنند.

مقره‌های چینی، هم بصورت بشقابی و هم بصورت یکپارچه ساخته می‌شوند.

۲-۲- مقره‌های شیشه‌ای:

از شیشه نیز در ساخت مقره‌ها استفاده می‌شود. ولی بدلیل پایین بودن استقامت مکانیکی شیشه لازمست بطریقی آن را تقویت نمود. یک روش، سردکردن سریع شیشه پس از شکل دادن آن می‌باشد (Toughened glass) به این ترتیب که شیشه را پس از شکل دادن بسرعت سرد نموده و با این روش سطح خارجی مقره سخت شده، موجب افزایش استقامت مکانیکی آن می‌شود.

اشکال این نوع مقره‌ها این است که در مقابل ضربات مستقیم شکننده می‌باشند. زیرا سطح خارجی مقره دائماً تحت فشار نیروی داخلی مقره می‌باشد و با کوچکترین ضربه

1- Kaolin ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$)

2- Feldspat ($Na_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 6SiO_2$)

3- Quartz (SiO_2O_7) X

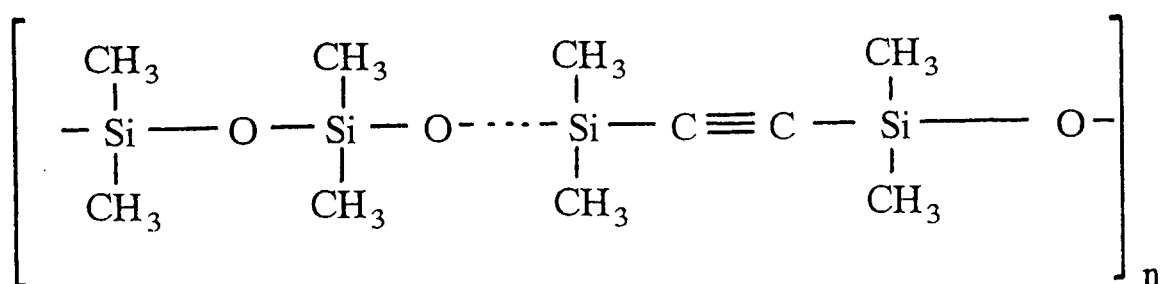
مستقیم، مقره کاملاً خرد می‌شود. یکی از ترکیبات مقره شیشه‌ای می‌تواند بصورت زیر باشد:

۷۳ درصد	- سیلیکاد (اکسید سیلیس SiO_2)
۱۴ درصد	- اکسیدهای سدیم و پتاسیم
۱۲ درصد	- اکسید پتاسیم و سایر اکسیدها
۱ درصد	- مواد دیگر

این مقره‌ها بعد از ساخت تست می‌شوند و سازندگان جهت تقویت بیشتر مقره‌ها تغییراتی در درصد‌های مواد اعمال می‌کنند. بنابراین درصد‌های داده شده تقریبی می‌باشد.

۲-۳- مقره‌های پلاستیکی (Composite Insulators):

این مقره‌ها از جنس پلاستیک و از ترکیبات شیمیایی اتیلن، پروپیلن و رزین می‌باشند. فرمول شیمیایی یک نمونه از این نوع مقره‌ها به شکل زیر می‌باشد:



مزیت این مقره‌ها در دفع خوب آب می‌باشد زیرا پلاستیک این مزیت را دارد که قطرات آب باران روی سطح آن جاری نمی‌شود تا با قطرات دیگر ترکیب شده مسیری را برای هدایت قوس فراهم کند. در صورتی که در مقره‌های شیشه‌ای و چینی قطرات آب براحتی روی سطح مقره جاری می‌شود.

۳- طراحی شکل مقره‌ها:

ولتاژ اعمالی بر مقره‌ها و عملکرد مقره در مقابل اضافه ولتاژها شکل و فرم مقره را تعیین می‌نماید. شکست الکتریکی بر روی مقره‌ها به دو صورت انجام می‌گیرد.

۱- در بعضی موارد داخل مقره جرقه‌ای زده می‌شود، در این حالت مقره سوراخ شده و خاصیت ایزولاسیون خود را از دست می‌دهد.

۲- تخلیه نوع دوم در سطح عایق انجام می‌گیرد. به این صورت که جرقه‌هایی در سطح عایق زده می‌شود و به این ترتیب ارتباط الکتریکی در طرفین عایق برقرار می‌شود. در مواردی که سطح مقره کثیف و مرطوب باشد این حالت بیشتر اتفاق می‌افتد. برای جلوگیری از این حالت مقره‌ها بایستی دارای شکل خاصی باشند.

الف) سطح مقره کاملاً صاف و صیقلی بوده تا امکان نشست گرد و غبار و آلودگی روی آن وجود نداشته یا به حداقل ممکن برسد.

ب) سطح مقره بایستی این قابلیت را داشته باشد که هنگام ریزش باران شسته شود و باران روی آن نماند.

ج) جهت جلوگیری از جریان‌نشستی لازم است طول خزشی مقره‌ها (Creepage distance) افزایش یابد. طول خزشی مقره عبارتست از کوتاهترین مسیری که لازمست جرقه برای رسیدن از ابتدا به انتهای مقره طی کند. هرچه این مسیر طولانی‌تر باشد امکان ایجاد قوس کمتر می‌شود. افزایش این مسیر بطور معمولی موجب بزرگ شدن ابعاد مقره می‌شود که این بنوبه خود مشکلات دیگری را بوجود می‌آورد. بنابراین مقره را بصورت دندان‌دندانه می‌سازند و به این ترتیب طول مقره کوتاه بوده ولی مسیر عایقی بین ابتدا و انتها افزایش می‌یابد.

د) چون تخلیه نوع اول باعث از بین رفتن مقره می‌شود، بایستی به هر شکل ممکن از وقوع آن اجتناب نمود. برای این منظور بایستی فاصله بین قسمت‌های فلزی بالا (Cap) و پائین (Pin) به اندازه‌ای انتخاب شود تا قبل از وقوع جرقه در داخل مقره جرقه سطحی زده شود و به این ترتیب از تولید جرقه در داخل مقره جلوگیری شود.

هـ) نوع مقره‌ها بایستی باتوجه به شرایط جوی منطقه انتخاب شود.

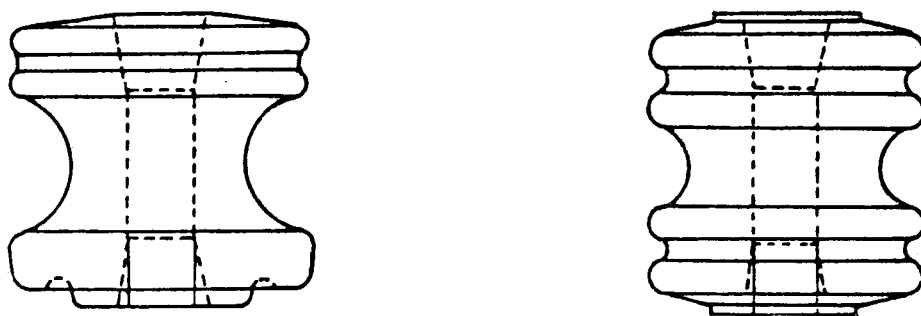
و) در انتخاب شکل و طول زنجیره مقره بایستی مسائل اقتصادی را نیز در نظر گرفت، بنابراین ولتاژ مقاوم در نظر گرفته شده برای مقره نبایستی آنچنان باشد که هر اضافه ولتاژ ممکن را تحمل کند، زیرا باعث طولانی‌تر شدن زنجیره مقره و در نتیجه بالابردن هزینه خواهد شد.

۴- انواع مختلف مقره‌ها:

مقره‌ها بر حسب کاربرد و سطح ولتاژ بکاررفته انواع مختلفی دارند.

۴-۱- مقره چرخشی (Spool Insulator):

جنس این نوع مقره‌ها از چینی، شیشه و یا پلاستیک می‌باشد. این مقره‌ها بصورت یک شیاره و یا دو شیاره می‌باشند و بیشتر در ولتاژهای توزیع کاربرد دارند. تعداد شیارها بستگی به سطح ولتاژ دارد. شکل (۱) دو نمونه از این مقره‌ها را نشان می‌دهد.

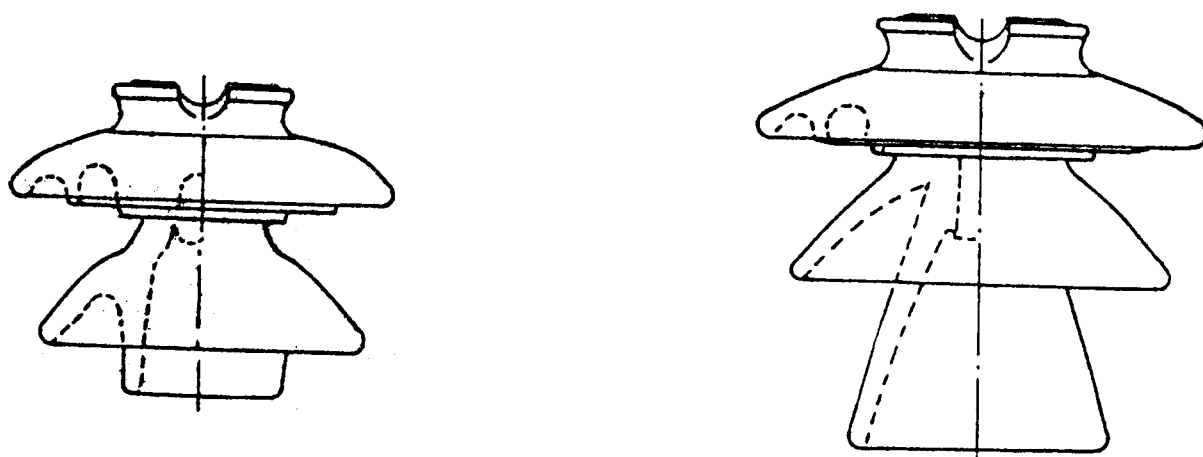


شکل (۱)

۴-۲- مقره سوزنی (Pin Type Insulator):

جنس این مقره‌ها از چینی، شیشه و یا پلاستیک می‌باشد. از این نوع مقره‌ها در

برج‌های میانی و تا ولتاژ حدود ۳۳ کیلوولت استفاده می‌شود. این مقره‌ها روی پایه‌های چوبی و یا فلزی نصب شده و قادرند نیروهای عمودی و فشاری را تحمل کنند. جهت ارتباط این مقره‌ها با پایه فلزی، از یک فلز نرم‌تر بعنوان رابط بین این دو استفاده می‌شود تا حرکات و تنش‌های ناگهانی باعث شکسته شدن مقره نشود. همچنین می‌توان این مقره‌ها را بصورت افقی نصب نمود تا قادر باشند نیروهای کششی را تحمل نمایند. دو نمونه از این نوع مقره‌ها در شکل (۲) نشان داده شده است.



شکل (۲)

۳-۴- مقره بشقابی (Disk Insulator):

این نوع مقره‌ها از جنس شیشه و یا چینی و بشکل دیسک بوده و از نظر کاربرد نیز رایج‌ترین مقره مورد استفاده در خطوط هوایی انتقال انرژی می‌باشند. این مقره‌ها می‌توانند بصورت زنجیره مقره مورد استفاده قرار گیرند. تعداد دیسکها در زنجیره مقره بستگی به سطح ولتاژ خط، محل استفاده و اضافه ولتاژها دارد. ارتباط هر کدام از این دیسکها با دیسکهای دیگر توسط دو قطعه فلزی بالا و پائین که توسط پودر سیمان و شیشه و چسب مخصوص به مقره محکم می‌شود انجام می‌گیرد. با توجه به سطح ولتاژ و

شرایط جغرافیائی محل مورد استفاده، ارتفاع، پهنا و فاصله خزشی این مقره‌ها متفاوت می‌باشد. این مقره‌ها با مشخصات زیر مشخص می‌شوند.

$d \times b - c$ M & E

که در آن:

d (mm) : قطر بشقاب

b (mm) : ارتفاع بشقاب

c (mm) : فاصله خزش (طول عایقی مقره)

M & E و : مقاومت الکترومکانیکی مقره می‌باشد.

بعنوان مثال مقره : 292 - 146 × 254

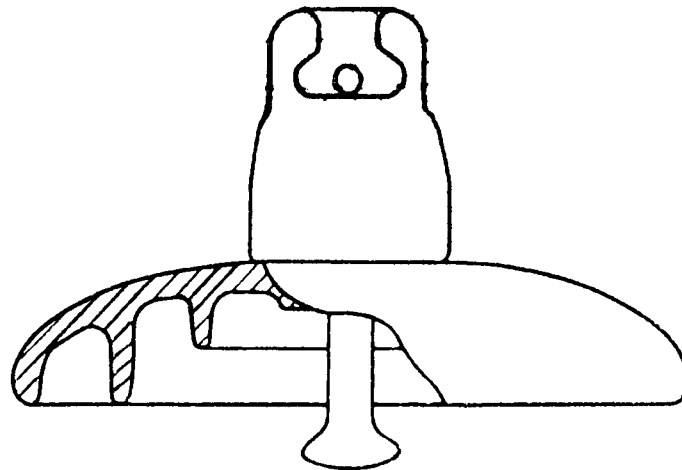
این مقره‌ها بسته به نحوه اتصال به یکدیگر و باتوجه به شکل آنها در انواع زیر وجود دارند.

۱-۳-۴ - مقره بشقابی استاندارد:

دارای انواع مختلف زیر می‌باشد.

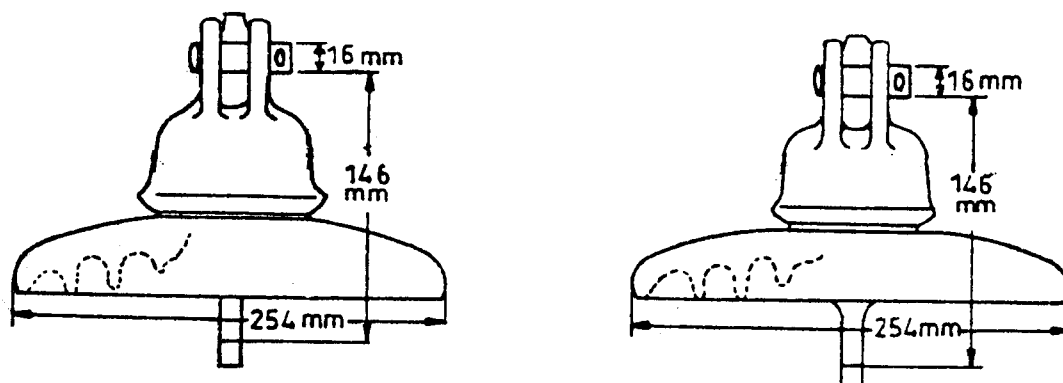
الف - مقره‌های نوع کلاهکی (Ball & Socket Type Insulator):

نمونه‌ای از این نوع مقره در شکل (۳) آمده است.



شکل (۳)

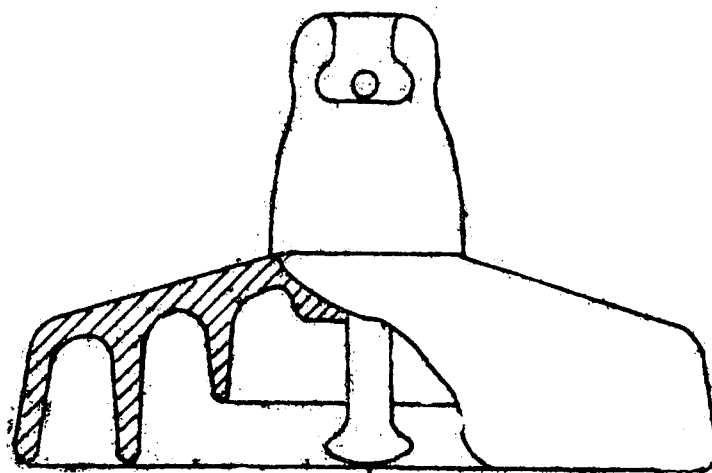
ب - مقره‌های نوع شیپار و زبانه (Tongue & Clevis Type Insulator) :
بصورت شکل (۴) می‌باشند.



شکل (۴)

۲-۳-۴ - مقره بشقابی ضد مه (Anti Fog Insulator) :

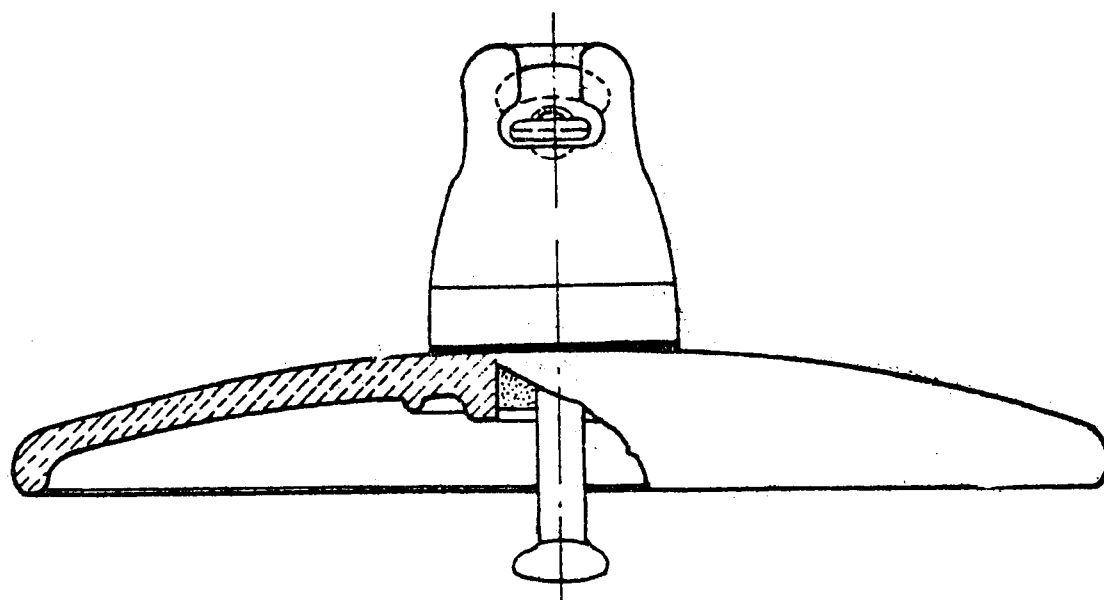
در مناطق آلوده یا مه‌آلود، فاصله خزشی بیشتری بر روی سطح مقره لازم است که در این حالت از مقره مهی (Fog Type) استفاده می‌شود. در این مقره‌ها شیپارهای پائین بزرگتر از شیپارهای مقره‌های معمولی می‌باشند. به این ترتیب وزن مقره‌ها زیادتر بوده موجب افزایش نیروی مکانیکی وارده به برج می‌شود. از طرفی به دلیل زیادبودن فاصله خزشی از این مقره‌ها به تعداد کمتری در زنجیره مقره استفاده می‌شود (شکل ۵).



شکل (۵)

۴-۳-۳- مقره‌های آئرو دینامیک (Open Profile):

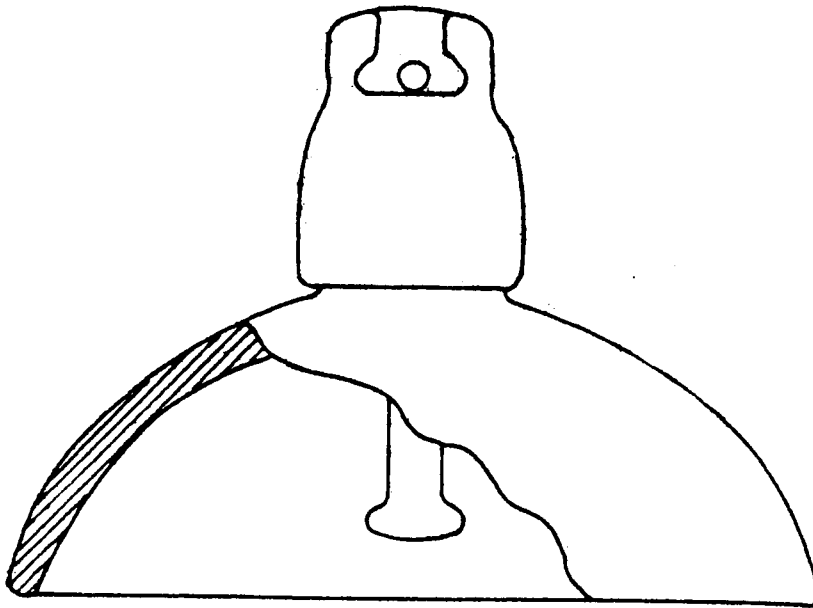
از این مقره‌ها در مناطق بادگیر استفاده می‌شود زیرا سطح بادگیر این نوع مقره‌ها کم می‌باشد و در زنجیره مقره انحراف زاویه کمتری داشته و از طرفی نیروهای وارده به برج کمتر خواهد شد. به علت کوچک بودن فاصله خزشی این نوع مقره‌ها، لازمست تعداد بیشتری از این نوع مقره جهت حفظ فاصله ایزولاسیون در زنجیره استفاده شود که اینکار موجب افزایش هزینه‌ها خواهد شد. شکل (۶) نمونه‌ای از مقره آئرو دینامیک را نشان می‌دهد.



شکل (۶)

۴-۳-۴- مقره زنگوله‌ای شکل (Bell Type Insulator):

این مقره به شکلی ساخته می‌شود که امکان نشستن گردو خاک و آلودگی روی آن حداقل باشد از این مقره‌ها در مناطقی استفاده می‌شود که آلودگی زیاد است و باران کم می‌بارد. ساخت این مقره‌ها به شکلی است که حداقل ریزش باران قادر به تمیز کردن مقره می‌باشد. شکل (۷) یک نمونه از این نوع مقره‌ها را نشان می‌دهد.



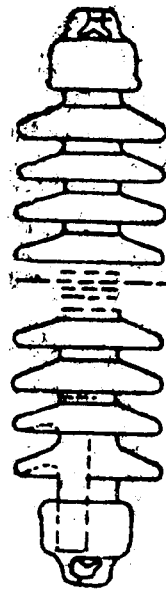
شکل (۷)

۴-۴- مقره‌های یکپارچه (Long rod Insulator):

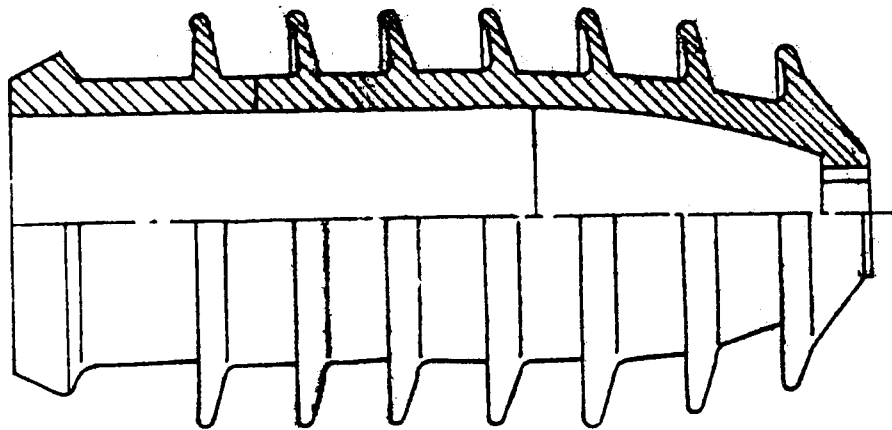
این مقره‌ها به شکل استوانه‌ای بلند بوده که دارای شیارها و برآمدگیهائی است. جنس این مقره‌ها معمولاً از چینی و سرامیک می‌باشد و به دو صورت توپیر و توخالی ساخته می‌شوند. نوع توپیر آن دارای استقامت مکانیکی بیشتری بوده و نوع توخالی استقامت مکانیکی کمتری دارد. این مقره‌ها می‌توانند به صورتهای مختلف به یکدیگر وصل شوند (عمودی و یا مایل). شکل (۸) نمونه‌ای از این نوع مقره‌ها را نشان می‌دهد.

۴-۵- مقره‌های پوشینگ (Bushing Insulator):

این نوع مقره‌ها مشابه مقره‌های یکپارچه می‌باشد با این تفاوت که قطر این نوع مقره در ابتدا و انتها متفاوت است و تقریباً به شکل یک نیم مخروط می‌باشد. از این نوع مقره‌ها در ترانسها استفاده می‌شود. محل اتصال مقره به ترانس دارای قطر بیشتری است. شکل (۹) نمونه‌ای از مقره‌های پوشینگ را نشان می‌دهد.



شکل (۸)



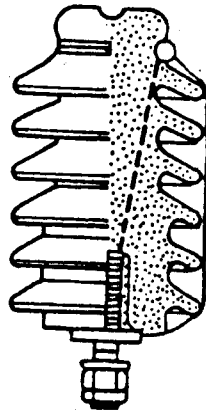
شکل (۹)

۴-۶- مقره اتکائی (Post Insulator) :

این مقره‌ها مشابه مقره‌های یکپارچه هستند که معمولاً در پستها کاربرد دارند. از این نوع مقره معمولاً جهت ایزوله کردن باس بار (Rigid conductor) استفاده می‌شود. این مقره‌ها در مقابل نیروهای عمودی مقاومت خوبی دارند ولی در مقابل نیروهای جانبی

ضعیف هستند.

شکل (۱۰) نمونه‌ای از مقره‌های نوع اتکائی را نشان می‌دهد.



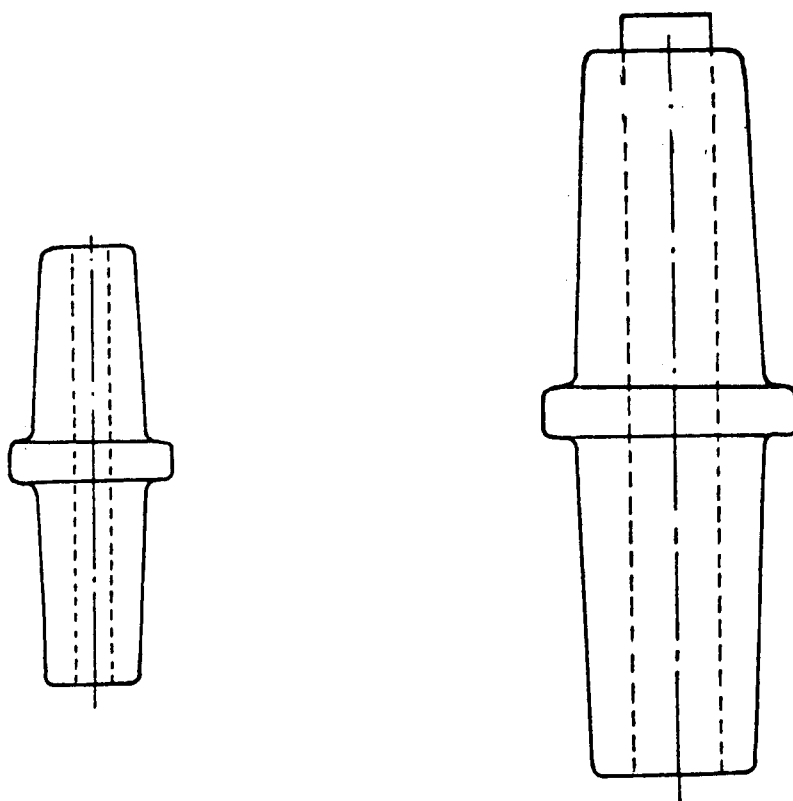
شکل (۱۰)

۴-۷- مقره‌های سرکابل (Sealing end Insulator):

در مواقعی که از کابل برای انتقال توان استفاده شود، جهت اتصال کابل به هادیها از سرکابل استفاده می‌شود. این سرکابلها به دو صورت خشک و روغنی مورد استفاده قرار می‌گیرند. سرکابلهای خشک بصورت پلاستیکی بوده و سرکابلهای روغنی دارای محفظه‌ای برای روغن می‌باشند. در این نوع مقره‌ها مسئله مهم، ایزولاسیون خوب آنهاست و تنشهای مکانیکی وارده به این نوع مقره‌ها بسیار ناچیز می‌باشد. شکل (۱۱) نمونه‌هایی از مقره‌های سرکابل را نشان می‌دهد.

۴-۸- مقره‌های پلاستیکی (Composite Insulator):

این مقره‌ها از تعدادی دیسک پلاستیکی تشکیل شده و بر روی محوری از جنس فایبرگلاس سوار می‌شوند. دیسکها از جنس پلاستیک فشرده می‌باشند.



شکل (۱۱)

۴-۹. مقره‌های متفرقه:

مقره‌هایی که در بالا راجع به آنها صحبت شد به شکل تیپ ساخته می‌شود. در مواردی که نیاز به مقره‌های خاصی باشد بسته به محل و نحوه استفاده، مقره مورد نیاز طراحی و ساخته می‌شود. مقره‌های مهاری (Strain Insulator)، مقره برقگیر (Lightning - Roel Insulator) و مقره کات اوت فیوز (Cut out Fuse Insulator) از این نوع می‌باشند.

۵- مشخصات الکتریکی مقره:

همانطوری که اشاره شد، وظیفه اصلی مقره‌ها ایزوله کردن ولتاژ سیستم می‌باشد. باتوجه به شرایط و خصوصیات ولتاژهایی که نیاز به اینگونه مقره‌ها دارد مشخصات الکتریکی زیر برای آن تعریف می‌شود:

۵-۱- حداقل ولتاژ جرعه در فرکانس قدرت:**(Min. flashover voltage power frequency)**

عبارتست از مقدار مؤثر ولتاژ در فرکانس (Hz) 100-15 در شرایط زیر:

الف - حالت خشک (Dry)

ب - حالت تر (Wet)

۵-۲- حداقل ولتاژ ضربه (Min. flashover voltage 50% impulse):

عبارتست از مقدار ماکزیمم یک موج ضربه‌ای که تحت شرایط مشخص از طریق

فضای آزاد باعث ایجاد جرعه در دو سر مقره می‌شود در شرایط زیر:

الف - پلاریته مثبت (Positive)

ب - پلاریته منفی (Negative)

۵-۳- ولتاژ ایستادگی در فرکانس قدرت:**(Withstand Voltage Power Frequency)**

این مقدار ولتاژ، ولتاژ دائمی قابل تحمل در فرکانس قدرت می‌باشد در شرایط زیر:

الف - حالت خشک (Dry)

ب - حالت تر (Wet)

۵-۴- ولتاژ ایستادگی ضربه (Withstand Voltage Impulse):**۵-۵- ولتاژ سوراخ شدن (Puncture Voltage):****۶- مشخصات مکانیکی مقره:**

مقره‌هایی که در خطوط انتقال از آنها استفاده می‌شود بایستی از لحاظ استقامت

مکانیکی چنان باشند که بتوانند نیروهای وارد بر مقره را چه در شرایط نرمال و چه در

شرایط غیر نرمال (نیروهای حاصل از باد، برف، طوفان و ...) تحمل کنند. قسمت‌های فلزی مقره‌ها توسط خرده شیشه و پودر سیمان و چسب مخصوص به مقره محکم می‌شود. سپس بایستی با اعمال نیروهای مورد نیاز مقره را تست نمود. مقره‌های استاندارد در کشش‌های ۷ تنی، ۱۲ تنی، ۱۶ تنی، ۲۱ تنی و غیره ساخته می‌شوند. در مقره‌های نوع سوزنی و چرخی نیاز به تحمل چنین نیروهائی نیست زیرا نیروهای کمتری به آنها اعمال می‌شود. برای مقره‌ها مشخصات مکانیکی زیر تعریف می‌شود:

۱- حداقل مقاومت شکست مکانیکی

۲- حداقل مقاومت الکترومکانیکی

۷- شکل آرایش مقره‌ها در زنجیره:

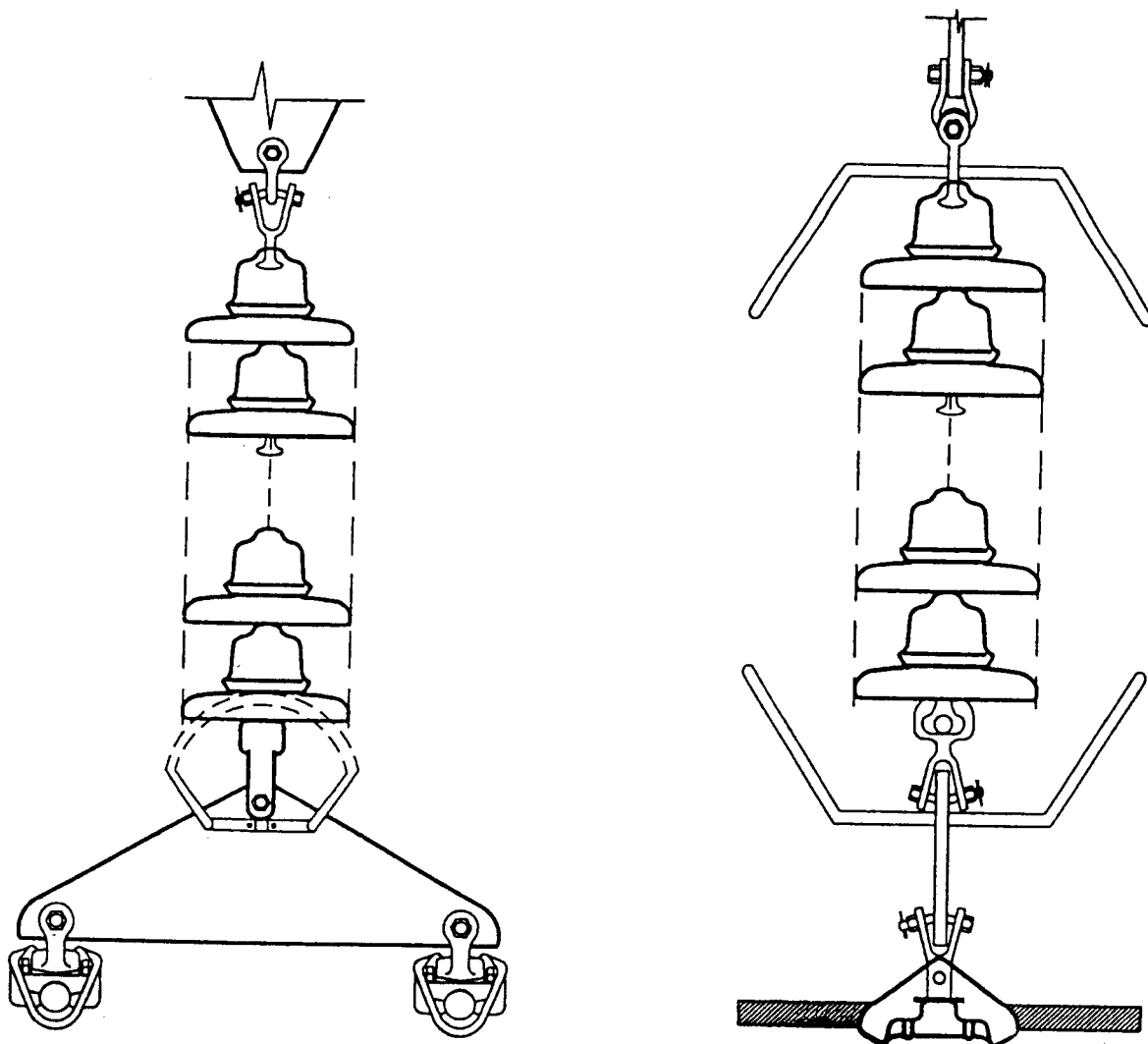
مقره‌های بشقابی باتوجه به نیروهای مکانیکی و سطوح ولتاژ در شرایط الکتریکی بصورت تیپ ساخته می‌شوند. باتوجه به سطوح ولتاژ و نیروهای مکانیکی، لازم است این مقره‌ها به یکدیگر متصل شده به شکل زنجیره مقره مورد استفاده قرار گیرند. بسته به سطوح ولتاژ و نیروهای مکانیکی، نحوه اتصال و تشکیل زنجیره مقره‌ها متفاوت و به شرح ذیل می‌باشد:

۷-۱- زنجیره مقره‌های آویزی (Suspension String):

این نوع زنجیره مقره دارای انواع مختلف زیر است.

۷-۱-۱- زنجیره مقره‌های آویزی I (I - String):

در این فرم برحسب ولتاژ متداول، مقره به شکل I به یکدیگر متصل شده و مورد استفاده قرار می‌گیرد. این زنجیره در مواردی استفاده می‌شود که نیروهای مکانیکی چندان زیاد نباشد. معمولاً در هادیهای تک سیمه از این نوع آرایش استفاده می‌گردد (شکل ۱۲).



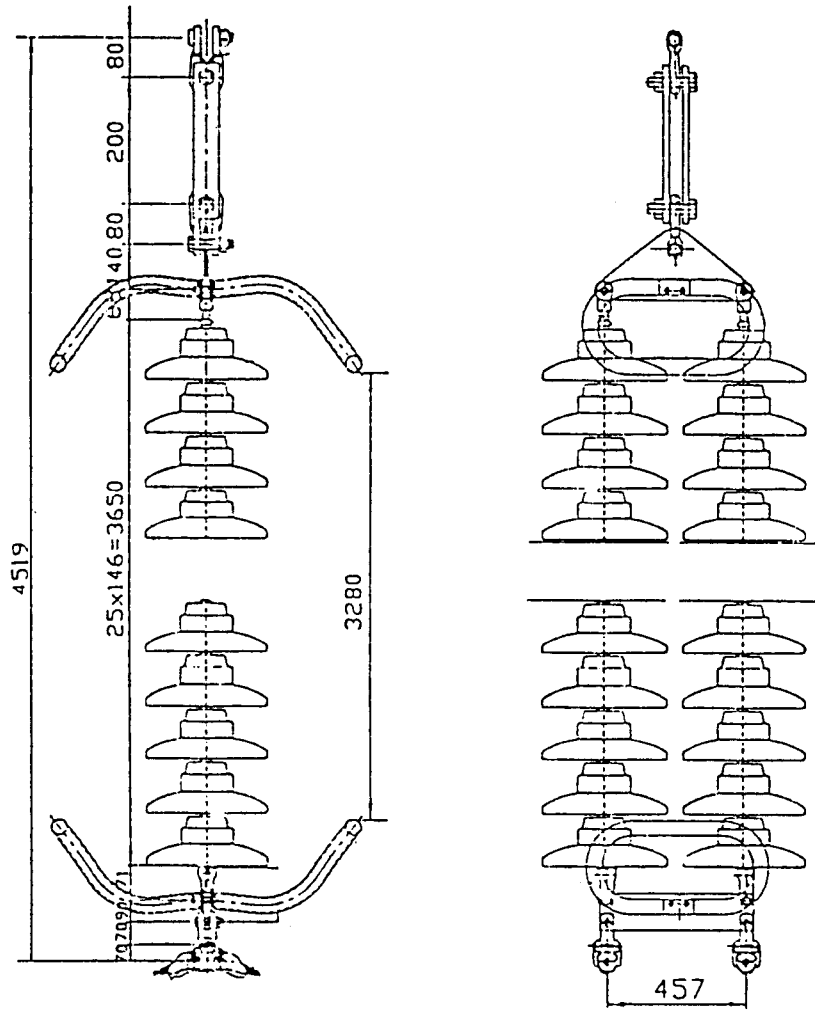
شکل (۱۲)

۱-۲- زنجیره مقره آویزی دوبل (II- String):

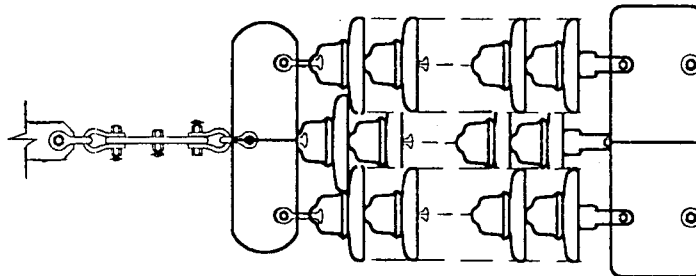
در این فرم جهت بالابردن استقامت مکانیکی، دو ردیف زنجیره مقره به موازات یکدیگر و به شکل II مورد استفاده قرار می‌گیرد. معمولاً در هادی‌های باندا از این تیپ استفاده می‌شود (شکل ۱۳).

۱-۳- زنجیره مقره‌های تریپل (III - String):

در این حالت سه زنجیره مقره به موازات یکدیگر نصب شده و مورد استفاده قرار می‌گیرد (شکل ۱۴). مورد استفاده این نوع زنجیره در هادی‌های باندا سه‌تایی و یا در جایی که به مقاومت مکانیکی بیشتری برای زنجیره مقره لازم است می‌باشد.



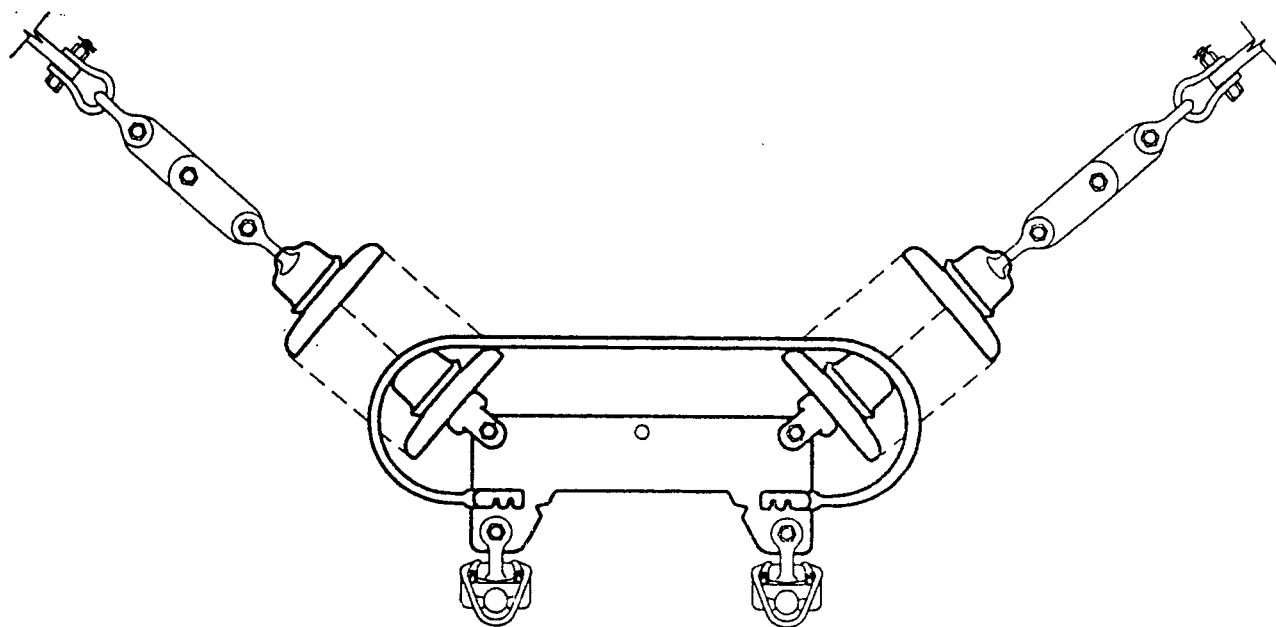
شکل (۱۳)



شکل (۱۴)

۷-۱-۴- زنجیره مقره آویزی V شکل (V - String):

در مناطق دارای سرعت باد زیاد، نوسانات بوجود آمده بر روی زنجیره مقره و در نتیجه انحراف بیش از حد آن می‌تواند منجر به کاهش فاصله ایزولاسیون لازم بین هادی و برج گردیده و در نتیجه بروز قوس الکتریکی و اختلال در برقرسانی را بدنبال آورد. جهت جلوگیری از نوسانات فوق در این مناطق، زنجیره مقره به شکل V نصب گردیده و به این ترتیب از نوسان زنجیره مقره جلوگیری می‌شود. شکل (۱۵) نمونه‌ای از زنجیره آویزی V شکل را نشان می‌دهد.



شکل (۱۵)

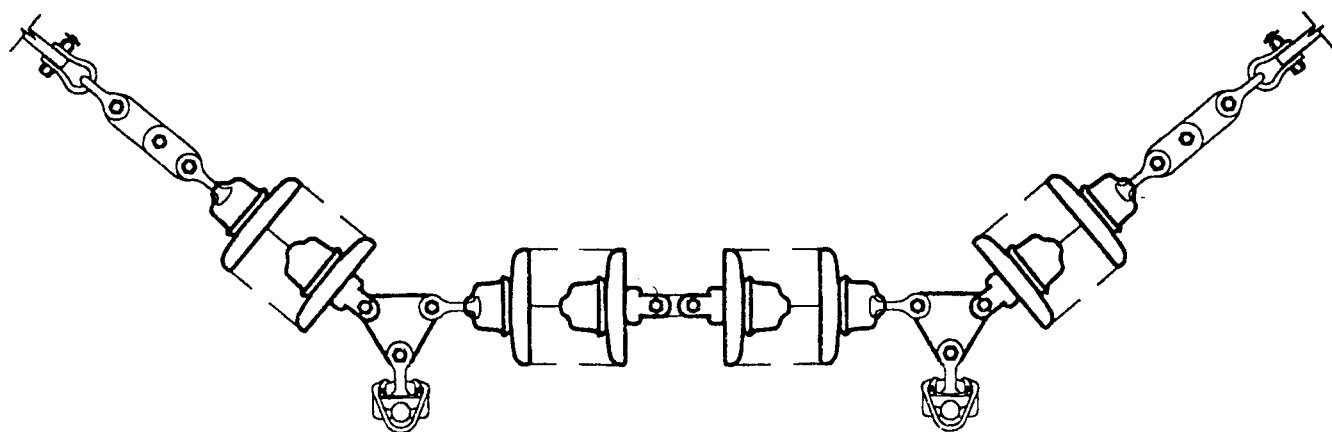
۷-۱-۵- زنجیره مقره V شکل دابل (Double V- String):

برای داشتن استقامت مکانیکی بیشتر، زنجیره مقره‌های V شکل می‌تواند به شکل دابل نصب شده مورد استفاده قرار گیرد. در زنجیره مقره‌های V شکل معمولاً طول دوبازو برابر می‌باشد. اما در مواردی که به دلیل زاویه خط نیاز به بازوهای متفاوت باشد، می‌توان با کاهش و یا افزایش طول یک

بازو، زنجیره مقره V شکل با طول بازوهای مختلف داشت. معمولاً زاویه بین دو بازو در زنجیره مقره بین 90 تا 100 درجه متغیر می‌باشد.

۷-۱-۶- زنجیره مقره‌های ذوزنقه‌ای:

از این زنجیره مقره‌ها در ولتاژهای بالا استفاده می‌شود. دو بازوی غیرموازی ذوزنقه هادیها را از بدنه برج جدا کرده و زنجیره مقره‌ای که دو بازو را به یکدیگر وصل می‌کند دو مدار را از یکدیگر ایزوله می‌نماید. طول این زنجیره مقره از طول دو بازو بیشتر می‌باشد. این نوع زنجیره مقره در عمل کارایی مطلوبی نداشته و چندان مورد استفاده قرار نمی‌گیرد (شکل ۱۶).



شکل (۱۶)

۷-۲- زنجیره مقره کششی (Tension String):

در برجهای کششی، مقره‌ها بصورت زنجیره مقره وظیفه اتصال هادی به برج را به عهده دارند. این زنجیره مقره‌ها می‌توانند بصورت دابل و یا سه‌تایی و یا بیشتر مورد استفاده قرار گیرند که انتخاب آن بستگی به تعداد هادیهای هر فاز و همچنین شرایط بارگذاری و نوع مقره دارد.

۷-۳- زنجیره مقره جامپر (Jumper Insulator String):

این زنجیره مقره، سیم جامپر ارتباطی فازها را در برج کششی بصورت آویزی نگه داشته و از حرکت جانبی آن جلوگیری می‌کنند. نیروی مکانیکی وارده به این نوع زنجیره‌ها چندان قابل ملاحظه نیست.

۸- توزیع ولتاژ در طول زنجیره مقره:

زنجیره مقره به علت قرارگرفتن بین پتانسیل بالای روی هادی و پتانسیل صفر زمین مشابه خازن عمل می‌کند. به همین دلیل تک تک مقره‌های زنجیره نیز مشابه خازن عمل خواهند کرد. چنانچه این مقره‌ها کاملاً مشابه یکدیگر بوده و به اندازه کافی از بدنه دکل دور باشند، بطوری که ظرفیت بین قسمتهای فلزی دکل و کلاهکها و سوزنهای زنجیره مقره در مقایسه با ظرفیت موجود بین کلاهک و سوزن هر واحد بسیار کوچک باشد، اختلاف پتانسیل اعمال شده در طول زنجیره مقره بطور مساوی بین واحدهای مقره تقسیم خواهد شد. اما در عمل به علت نزدیک بودن زنجیره مقره به هادی، بدنه برج و سردکل، این شرایط برآورده نشده و ظرفیتهای اضافی خواهیم داشت. وجود این خازنهای اضافی اثرات نامطلوب بر روی توزیع ولتاژ زنجیره مقره خواهد داشت. به این صورت که مقره‌هایی که به هادی نزدیک هستند، بایستی فشار الکتریکی بیشتری را نسبت به مقره‌هایی که به سر دکل نزدیک هستند تحمل کنند و به این ترتیب راندمان زنجیره مقره کاهش می‌یابد. (شکل ۱۷). اگر ولتاژ جرعه زنجیره مقره را با V_s و ولتاژ جرعه یک مقره را با V_i نشان دهیم، راندمان زنجیره مقره از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$\eta = V_s / n V_i$$

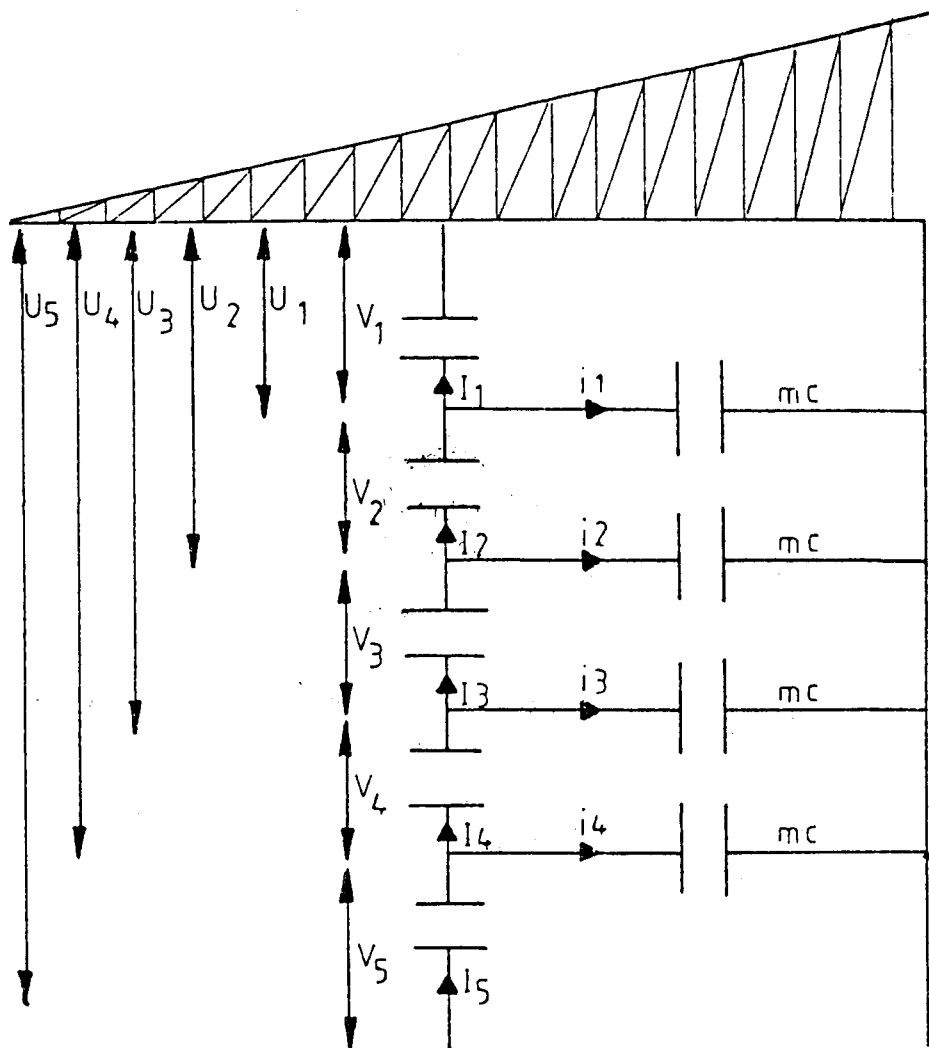
که در آن:

n = تعداد مقره در زنجیره.

و η = راندمان زنجیره مقره می‌باشد.

راندمان زنجیره مقره بستگی به تعداد واحدهای مقره در طول زنجیره و نسبت m دارد:

$$\frac{1}{m} = \frac{\text{ظرفیت هر واحد مقره}}{\text{ظرفیت بین قسمتهای فلزی هر واحد و زمین}} \quad (1)$$



شکل (۱۷)

هرچند ظرفیت عایقه‌های یک زنجیره مقره متفاوت می‌باشد اما به دلیل اینکه این اختلاف ناچیز می‌باشد، می‌توان ظرفیت آنها را یکسان فرض کرد. فرض می‌کنیم c ظرفیت هر واحد مقره باشد، بنابراین mc ظرفیت نسبی به زمین می‌باشد.

به این ترتیب برای مقره اولی می‌توان نوشت:

$$I_2 = I_1 + i_1$$

$$I_2 = V_1 / (1 / \omega c) + V_1 / (1 / m \omega c) = \omega c V_1 + m \omega c V_1$$

$$I_2 = \omega c V_1 (1 + m) \quad (2)$$

داریم:

$$V_2 = I_2 / \omega c \quad (3)$$

با قراردادن مقدار رابطه (۲) در رابطه (۳) داریم:

$$V_2 = \omega c V_1 (1 + m) / \omega c$$

$$V_2 = V_1 (1 + m)$$

$$U_2 = V_2 + V_1$$

$$U_2 = V_1 (2 + m) \quad (4)$$

$$I_3 = i_2 + I_2$$

$$I_3 = V_2 \omega c + (V_2 + V_1) \omega m c$$

$$I_3 = (1 + m) V_1 \omega c + | V_1 + (1 + m) V_1 | \omega m c$$

$$I_3 = \omega c V_1 (1 + 3m + m^2) \quad (5)$$

$$V_3 = I_3 / \omega c \quad (6)$$

$$V_3 = V_1 (1 + 3m + m^2) \quad (7)$$

$$U_3 = V_1 + V_2 + V_3 = V_1 + V_1 (1 + m) + V_1 (1 + 3m + m^2)$$

$$U_3 = V_1 (3 + 4m + m^2) \quad (8)$$

به همین ترتیب خواهیم داشت:

$$V_4 = V_1 (1 + 6m + 5m^2 + m^3)$$

$$U_4 = V_1 (4 + 10m + 6m^2 + m^3) \quad (9)$$

$$V_5 = V_1 (1 + 10m + 15m^2 + 7m^3 + m^4)$$

$$U_5 = V_1 (5 + 20m + 21m^2 + 8m^3 + m^4) \quad (10)$$

بنابراین در حالت کلی می‌توان نوشت:

$$U_n = \text{Sin h } \sqrt{mn} / \text{Sin h } \sqrt{mz} \quad (11)$$

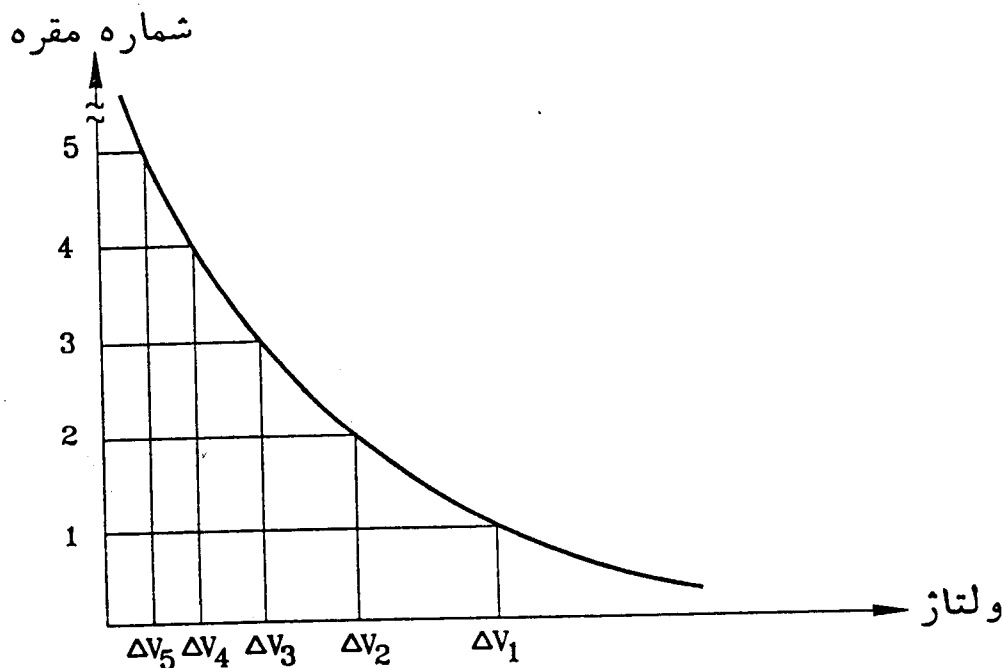
U_n : ولتاژ مقره n ام نسبت به زمین.

U_g : ولتاژ فاز به زمین.

n : شماره مقره.

z : تعداد مقره‌های زنجیره.

شکل (۱۸) توزیع ولتاژ یک زنجیره مقره را نشان می‌دهد.



شکل (۱۸)

ملاحظه می‌شود که مقدار پتانسیلی که روی واحدهای مقره می‌افتد متفاوت می‌باشد.

$$\Delta V_1 > \Delta V_2 > \Delta V_3 > \Delta V_4 > \Delta V_5$$

با یکنواخت کردن پتانسیل روی زنجیره مقره این منحنی تقریباً به خط راست نزدیک می‌شود.

۹- نحوه یکنواخت کردن توزیع ولتاژ روی زنجیره مقره:

جهت متقارن کردن پتانسیل زنجیره مقره و به دنبال آن افزایش راندمان زنجیره، روش‌های مختلفی وجود دارد که عبارتند از:

۹-۱- کاهش مقدار m :

کاهش مقدار m باعث یکنواخت‌تر شدن توزیع ولتاژ در طول زنجیره مقره می‌شود. برای این منظور بایستی ظرفیت بین قسمتهای فلزی مقره و زمین نسبت به ظرفیت مقره‌ها تا حد امکان کوچک شود. بنابراین بایستی مقره را تا حد ممکن از بدنه برج دور نمود. راه حل ممکن استفاده از برج با کراس آرم بلند می‌باشد. اما بایستی توجه نمود که استفاده از کراس آرم بلند هزینه زیادی را در پی دارد. انتخاب $m = 0.1$ بعلت یکنواخت نمودن توزیع ولتاژ روی زنجیره مقره توجیه اقتصادی دارد. (ولی در عمل هیچوقت طول سر دکل با توجه به مقدار m تعیین نمی‌شود زیرا پارامترهای اصلی دیگری هستند که طول سر دکل را تعیین می‌کنند.)

۹-۲- درجه بندی ظرفیت مقره‌ها:

در صورتی که ظرفیت مقره افزایش یابد مقدار ولتاژی که روی آن می‌افتد کاهش پیدا می‌کند. در زنجیره مقره، مقره‌ای که به هادی نزدیکتر است بیشترین مقدار ولتاژ روی آن می‌افتد. بنابراین اگر مقدار ظرفیت این خازن را افزایش دهیم مقدار ولتاژ کمتری روی آن می‌افتد. همچنین مقره‌ای که به برج وصل می‌شود کمترین مقدار ولتاژ روی آن می‌افتد. با کاهش ظرفیت این مقره می‌توان ولتاژ بیشتری روی آن نشانند. بنابراین می‌توان در یک زنجیره مقره از مقره‌ها با ظرفیت متفاوت استفاده کرد و به این ترتیب ولتاژ تقریباً یکسانی را روی آنها داشت. ولی بعلت بالا رفتن هزینه‌ها چه در ساخت و چه در نصب

مقره‌ها، این کار بخاطر نیاز به داشتن مقره با ظرفیتهای مختلف عملی نمی‌باشد. روش عملی آن، استفاده از کلاهکهای فلزی بزرگتر برای مقره‌های نزدیک هادی می‌باشد و یا اینکه بخشی از سطح بالائی مقره‌های نزدیک هادی با رنگهای هادی الکتریسیته نقاشی شوند. این عمل نتیجه دیگری نیز دارد بدین ترتیب که روی سطح مقره لایه نازکی از هادی با هدایت کم داریم این هادی ناچیز باعث می‌شود روی سطح مقره همیشه جرقه‌های جزئی داشته باشیم، این قوسها سطح مقره را خشک نگه می‌دارند و بدین ترتیب از بروز قوسهایی که باعث تخریب عایق می‌شوند جلوگیری می‌کنند زیرا در صورتی که سطح عایق مرطوب باشد گرد و غبار می‌تواند با رطوبت موجب ایجاد مسیر قوس شود که منجر به تخریب عایق خواهد گردید.

۹-۳- کاربرد حفاظ استاتیکی یا حلقه محافظ (Corona Ring):

در این روش یک رینگ در اطراف نزدیکترین مقره نسبت به هادی نصب می‌شود که اصطلاحاً آنرا حلقه محافظ یا کرونا رینگ گویند. بدین ترتیب ظرفیت بین قسمتهای فلزی زنجیره مقره و هادی افزایش پیدا می‌کند. چنانچه فرض کنیم ظرفیت واحدهای زنجیره مقره یکسان بوده و ظرفیت بین مقره n ام و حلقه محافظ برابر با S_n باشد، در این صورت برای توزیع یکنواخت ولتاژ یا برابری ولتاژ در طول واحدهای n ام و $(n+1)$ ام باید داشته باشیم:

$$i_n = i_{[n+1]}$$

بنابراین داریم:

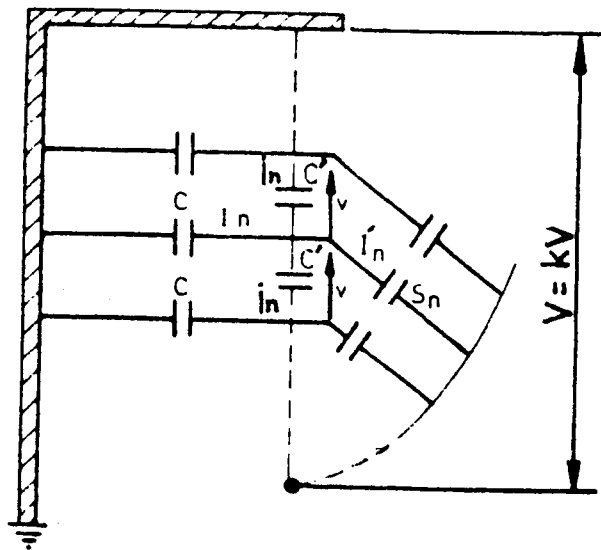
$$I_n = I_{n'}$$

چنانچه ولتاژ در طول یک زنجیره مقره V باشد، داریم:

$$nV \times j\omega c = (k-n) \times V \times j \times \omega \times S_n$$

در رابطه فوق k تعداد مقره‌های زنجیره و V $(k-n)$ ولتاژ بین واحد n ام و هادی خط می‌باشد. بنابراین خواهیم داشت:

$$S_n = [n / (k-n)] \cdot c$$

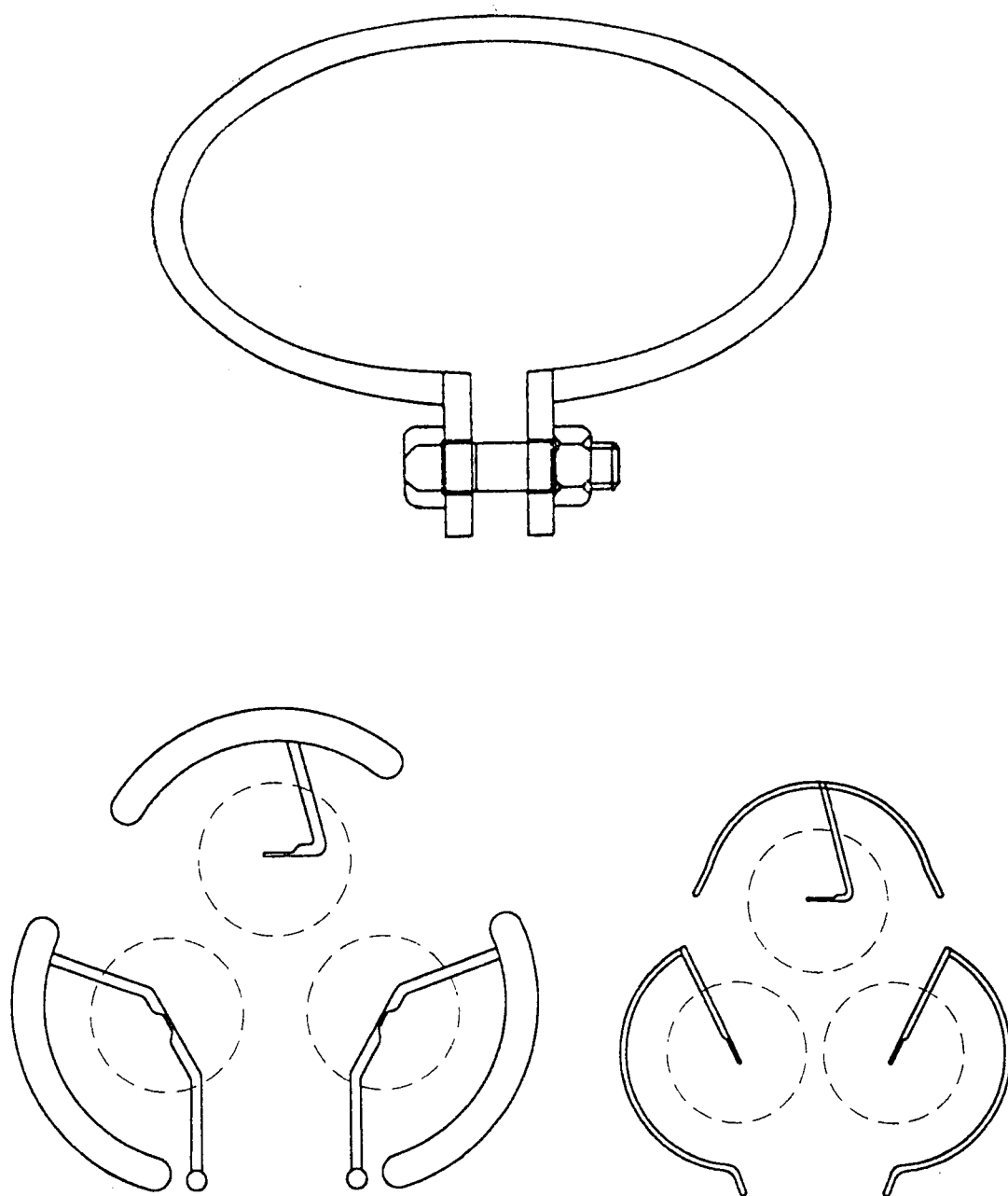


شکل (۱۹)

مزیت دیگر این حلقه، هدایت قوس از سطح مقره به روی حلقه می‌باشد. بدین ترتیب که هنگام تخلیه الکتریکی، قوس در دو سر رینگ زده می‌شود و از ایجاد قوس در سطح مقره جلوگیری می‌شود. شکل (۲۰) چند نمونه از حلقه‌های محافظ را نشان می‌دهد.

۹-۴- شاخک برقگیر (Arcing Horn):

در خطوط انتقال، اضافه ولتاژها توسط میله یا شاخک برقگیر که در ابتدا و انتهای زنجیره مقره نصب می‌گردد به زمین منتقل می‌شود. وظیفه اصلی این شاخکها جلوگیری از بروز قوس در سطح زنجیره مقره می‌باشد، اما در عین حال این شاخکها نیز مشابه حلقه استاتیکی، باعث یکنواخت‌تر شدن توزیع ولتاژ روی زنجیره مقره می‌گردند.



شکل (۲۰)

۹-۵- لعاب هادی:

در صورتی که بتوان هر مقره از یک زنجیره مقره را با یک مقاومت موازی نمود، بطوری که اثر جریان خازنی در مقایسه با جریان مقاومتی ناچیز باشد، توزیع

غیریکنواخت و لتاژ در طول زنجیره مقره ناشی از اثر ظرفیت واحدهای مقره نسبت به زمین بطور قابل ملاحظه‌ای اصلاح خواهد شد و به این ترتیب توزیع یکنواخت‌تری در طول زنجیره مقره خواهیم داشت. مقاومت‌های موازی با مقره را می‌توان توسط پوشش لعاب روی مقره که مقاومت کمی دارند تأمین نمود. اشکال این روش این است که لعاب به مرور زمان تغییر خاصیت داده و مقاومت آن تغییر می‌کند. از طرفی وجود این مقاومتها باعث ایجاد تلفات خواهد شد.

از میان روشهای ارائه شده جهت یکنواخت کردن و لتاژ بر روی واحدهای مقره روشهای ۳ و ۴ روشهای عملی می‌باشند. روشهای دیگر بدلیل دربر داشتن هزینه‌های اقتصادی اضافی کاربرد چندانی ندارند.

۱۰- روشهای طراحی ایزولاسیون خطوط هوایی انتقال نیرو:

یکی از مهمترین موارد در طراحی و اجرای تأسیسات الکتریکی طرح مناسب ایزولاسیون می‌باشد و این مورد در خطوط انتقال انرژی نیز از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

خطوط هوایی انتقال انرژی بعلت گستردگی در مناطق مختلف کشور همواره در معرض عوامل و ولتاژهای ناخواسته گوناگونی از قبیل اضافه ولتاژهای داخلی ناشی از اتصالیها و نیز قطع و وصل مدار (Switching) و اضافه ولتاژهای خارجی ناشی از رعد و برق و برخورد صاعقه به سیستم انتقال و همچنین آلودگیهای محیطی و عوامل ناشی از آن قرار دارد. بنابراین بهنگام طراحی ایزولاسیون خط، هر یک از عوامل فوق بطور جداگانه بایستی مورد بررسی و ارزیابی قرار گیرند.

زنجیره مقره بایستی از نظر الکتریکی (بلحاظ تحمل اضافه ولتاژها) و از نظر مکانیکی (بلحاظ نگهداری هادیها) طوری طراحی گردد که ضمن دارا بودن استقامت مکانیکی لازم، میزان جرقه‌های احتمالی را به حداقل برساند.

در ایزولاسیون خطوط و پستها، در نتیجه محاسبات فنی و اقتصادی به سطوحی از ولتاژ بنام سطح ایزولاسیون مبنا یا BIL (Basic Insulation Level) رسیده‌اند که برحسب پیک موج ولتاژ ضربه‌ای بیان می‌گردد.

استانداردهای مختلف نیز جداول گوناگونی را پیشنهاد نموده‌اند که در اینجا قسمتی از جدول ارائه شده توسط استاندارد (IEC) برای سطوح ولتاژ استاندارد شده در ایران (ولتاژهای ۶۳، ۱۳۲، ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت) را مشاهده می‌کنید:

Un (kV)	Um (kV)	BIL (kV)
63	72.5	325
132	145	450 , 650
230	245	650, 750, 850, 950, 1050
400	420	950, 1050

جدول شماره (۱)

که در آن:

Un: ولتاژ نامی سیستم.

Um: ولتاژ ماکزیمم.

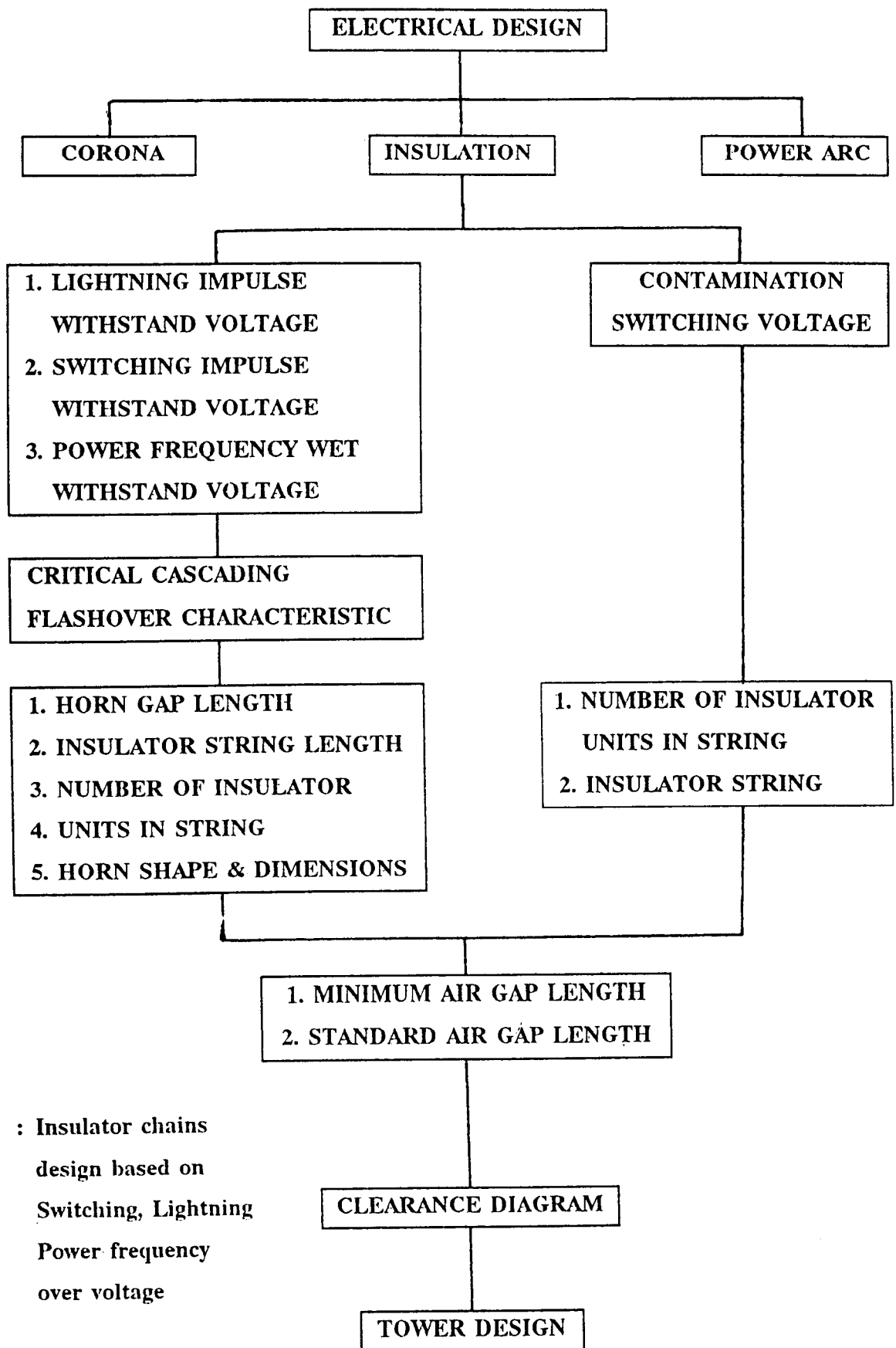
و BIL: سطح ایزولاسیون مبنا می‌باشد.

پس از دستیابی به (BIL) مناسب، تطبیق ایزولاسیون خطوط و پستها لازم است انجام گیرد زیرا هر جزء از اقلام و تجهیزات بترتیب اهمیت نقشی که بعهدہ دارند و نیز ارزش آن بایستی از ایزولاسیون کافی برخوردار باشند. حال اشاره کوتاهی به نحوه بررسی و طراحی زنجیره مقره خواهیم داشت.

زنجیره‌های مقره که دارای فرمهای مختلفی می‌باشند شامل اتصالات فلزی و مقره‌ها بوده و در این قسمت بیشتر مقره‌های بشقابی (disk) و تعداد آنها مدنظر می‌باشد. زیرا این مقره‌ها علاوه بر تولید در داخل، بیشترین کاربرد را در خطوط هوایی انتقال نیرو دارا می‌باشند.

در ولتاژهای بالا قطعات فلزی زنجیره مقره از لحاظ شکل، فرم و آلیاژ بایستی متناسب بوده و قابلیت حرکت در چند جهت را داشته و از لحاظ الکتریکی نیز درقبال پدیده کرونا مناسب باشد و جریان‌های اتصال کوتاه را نیز بخوبی تحمل نمایند.

در محاسبه ایزولاسیون برای تعیین زنجیره و ملحقات آن بلوک دیاگرام شماره (۱) پیشنهاد گردیده که لازم است تک تک این مراحل بررسی و درنهایت حاصل کار جهت طراحی برج به طراح مربوطه ارائه شود. اکنون در اینجا برای هر مورد توضیحاتی داده می‌شود.



: Insulator chains
design based on
Switching, Lightning
Power frequency
over voltage

۱۰-۱- روش طراحی ایزولاسیون بوسیله ولتاژ ایستادگی رعد و برق (Lightning):

رعد و برق از جمله پدیده‌های جوی است که بدفعات در طی سال حادث می‌شود و بعلت هادی بودن خطوط و تأسیسات انتقال انرژی احتمال برخورد صاعقه به آنها بیشتر بوده و بایستی آنها را طوری طراحی نمود که ضمن جذب ولتاژهای ناخواسته آنها را از طریق سیستم ارتینگ به زمین هدایت کنند تا با اینکار درصد وقوع جرقه به حداقل برسد. البته طراحی ایزولاسیون برای جلوگیری از وقوع هرگونه جرقه طراحی اقتصادی نخواهد بود.

- در طراحی با این روش داشتن آمار روزانه‌ای از سال که رعد و برق یا صاعقه اتفاق می‌افتد لازم می‌باشد و ایستگاه‌های سینوپتیک سازمان هواشناسی کشور می‌توانند این اتفاقات را ثبت و اعلام نمایند و با داشتن این تعداد روزها (IKL)*، از منحنی‌های تجربی جریان صاعقه بدست آمده و از رابطه زیر، $V_{50\%}$ (ولتاژ جرقه ۵۰٪) حاصل می‌شود.

$$V_{50\%} = \frac{\alpha}{K_0} \left[I_{LT} (K - C) Z_t + \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} E_m \right]$$

که در آن:

$V_{50\%}$: ولتاژ جرقه ۵۰ درصد ناشی از موج 1.2×50 میکروثانیه

$\alpha = 1.1 + \frac{H - 1000}{10000}$ ضریب تصحیح ارتفاع

H: ارتفاع از سطح دریا (متر)

$K_0 = 1.31$ ضریب شکل موج

I_{LT} : جریان صاعقه (KA)

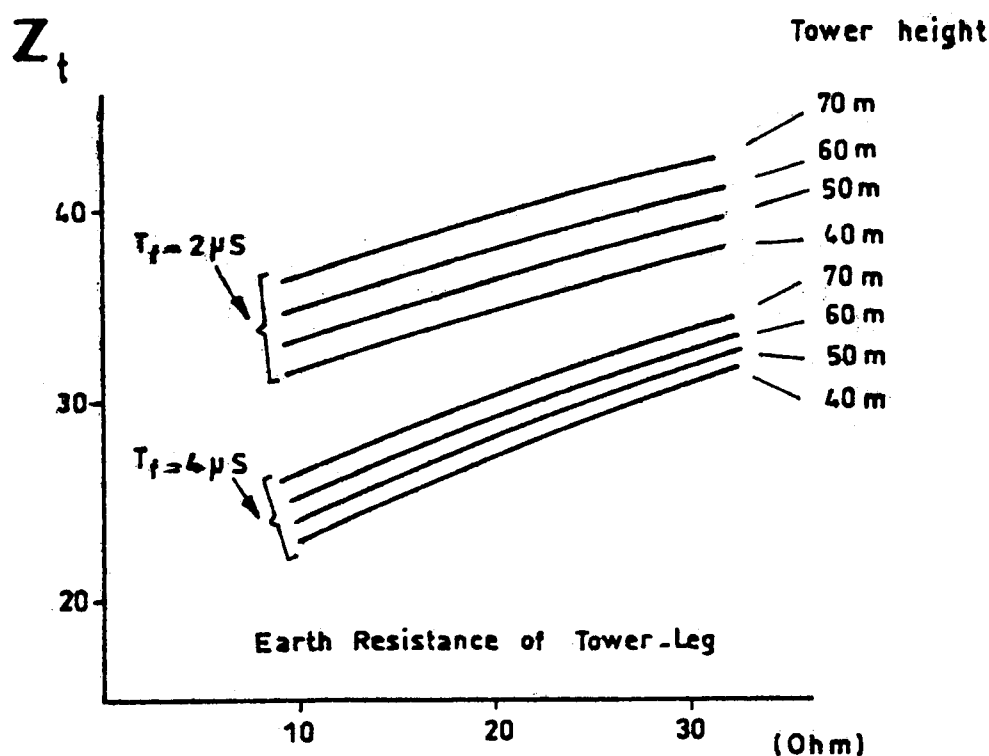
$K = 0.9$ ضریب توزیع پتانسیل در برج

$C = 0.3$ ضریب کوپلینگ

Z_t : امپدانس موجی برج

* - Iso Keraunic Level

البته Z_t تابعی از ارتفاع برج، مقاومت زمین برج، تعداد سیم محافظ هوایی و فواصل هوایی بین سیم هادی و محافظ در وسط اسپان بوده و می‌توان از منحنی‌ها آنرا بدست آورد که رقمی بین ۲۰ الی ۴۰ اهم می‌باشد. در شکل (۲۱) منحنی‌های لازم جهت محاسبه Z_t آورده شده است.



شکل (۲۱)

سپس با داشتن $V 50\%$ ، فواصل Z و Z_0 که در شکل (۲۲) مشخص شده به کمک روابط زیر بدست خواهد آمد.

$$Z = \frac{V 50\% - 80}{0.55} \text{ (mm)} \quad \text{و} \quad Z_0 = Z / K_1$$

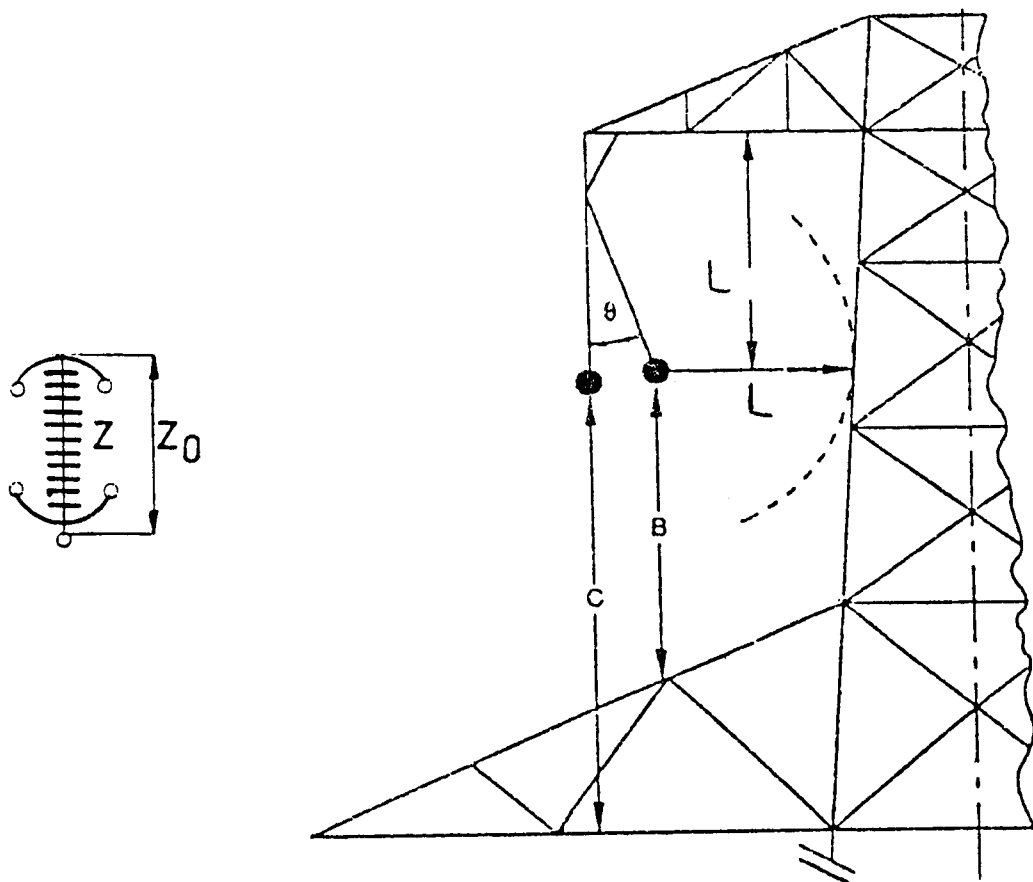
که در آن K_1 بستگی به شکل شاخک دارد و مقدار آن بین ۰.۷۵ الی ۰.۸۵ می‌باشد.

پس از آن می‌توان تعداد مقره‌های لازم را به کمک رابطه زیر محاسبه نمود:

$$N = \frac{Z_0}{h}$$

که در آن N تعداد مقره و h ارتفاع یک مقره می‌باشد.
فواصل الکتریکی از برج نیز از رابطه زیر حاصل می‌شود:

$$L = 1.115 Z + 21 \quad (\text{mm})$$



شکل (۲۲)

۱۰-۲- روش طراحی ایزولاسیون باتوجه به ولتاژ کلیدزنی (Switching):
 ساده‌ترین و متداولترین متد طراحی ایزولاسیون براساس اضافه ولتاژ کلیدزنی روش
 نیمه‌احتمالی (Semiprobablistic) می‌باشد که در آن حداکثر ولتاژ کلیدزنی (E_m)،
 معادل ولتاژ جرعه بحرانی (CFO) منهای سه برابر انحراف از معیار (σ) فرض می‌شود.
 یعنی:

$$E_m = CFO - 3\sigma$$

و اگر انحراف از معیار ۵ درصد فرض شود (البته در سطح دریا):

$$CFO = E_m / 0.85$$

و با در نظر گرفتن اختلاف ارتفاع و فرض اینکه ضریب رطوبت ۴ درصد و ضریب ناشی
 از گرما برای چگالی نسبی هوا ۳ درصد باشد خواهیم داشت:

$$CFO = \frac{E_m \times 1.03}{0.85 \times 0.96 \times (RAD)^n}$$

که در آن:

$$E_m = E_n \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times K_1 \times K_2$$

و ضرایب K_1 و K_2 برای ولتاژهای مختلف بقرار زیرند:

ولتاژ / ضریب	132 (kV)	230 (kV)	400 (kV)
K_1	1.15	1.1	1.05
K_2	3.5	2.5	2

$$n = 1.12 - 0.12 (S)$$

S : فاصله هوایی (m).

$$RAD = 0.997 - 0.106 (A) \quad (RAD = \text{Relative Air Density})$$

A : ارتفاع از سطح دریا.

$$S = \frac{7.3}{(3830 / CFO) - 1} \quad (CFO = \text{Critical Flash Over Voltage})$$

که باروش سعی و خطا یعنی با فرض S و بدست آوردن n ، CFO و مقدار جدید S بدست می آید که با تکرار آن فاصله هوایی مجاز حاصل می شود. سپس تعداد مقره‌های با ارتفاع h نیز از رابطه زیر معین می شود:

$$N = \frac{S \times 1.05}{h}$$

۱۰-۳- روش طراحی ایزولاسیون باتوجه به ولتاژ ایستادگی آلودگی و فرکانس شبکه (Power Frequency):

آلودگی انواع مختلف داشته که بیشتر آلودگی نمکی در حاشیه دریاها و کویرها و نیز آلودگی صنعتی نظیر کارخانجات و پالایشگاهها و کارخانجات گچ و سیمان و دود ناشی از آگروز اتومبیل‌ها می‌تواند تحمل الکتریکی مقره‌ها را کاهش دهد. در طراحی ایزولاسیون بر مبنای آلودگی دو روش متداول است.

اول آنکه می‌توان مسیرهای عبور خطوط را از لحاظ میزان آلودگی رده‌بندی نمود و پس از حصول اطمینان از رده آلودگی مربوطه که بر حسب (Cm / kV) عنوان می‌شود و برای ماکزیمم ولتاژ فاز به زمین تعریف شده، فاصله خزشی لازم را بدست آورد و با تقسیم آن بر فاصله خزشی یک مقره، تعداد مقره‌ها و سپس شکل کلی زنجیره مقره را تعیین نمود.

استاندارد IEC مناطق مختلف را از نظر درجه آلودگی به چهار بخش بصورت منطقه بدون آلودگی، با آلودگی سبک، با آلودگی سنگین و منطقه با آلودگی فوق سنگین طبقه‌بندی نموده و برای هر منطقه نیز فاصله خزشی مورد نیاز را بصورت جدول زیر ارائه داده است.

البته برای تشخیص اینکه مناطق مختلف از نظر آلودگی در کدام طبقه جای دارند نیز جدول جداگانه‌ای ارائه گردیده که از روی آن میزان آلودگی منطقه عبور خط و در نتیجه فاصله خزشی مورد نیاز بدست خواهد آمد.

فاصله خزشی مورد نیاز بر حسب (Cm / kV)	منطقه از نظر آلودگی
۲ --- ۲/۵	بدون آلودگی
۳ --- ۳/۵	سبک
۴ --- ۴/۵	سنگین
۶	فوق سنگین

جدول شماره (۳)

روش دیگر که بیشتر در کشور ژاپن متداول است متکی به سه عامل بشرح زیر می‌باشد:

۱- " E.S.D.D " معادل دانسیته آلودگی نمکی.

۲- ولتاژ ایستادگی مقرر برای آلودگی.

۳- ولتاژ ایستادگی طرح.

که با استفاده از منحنی‌های تجربی براساس دانسیته آلودگی و میزان مواد غیرقابل حل و نشست بر روی مقره V_{dws} و از روابط زیر تعداد مقره‌های لازم بدست می‌آید.

$$V_t = \frac{E_m K_1}{\sqrt{3}}$$

$$E_m = E_n \times 1.05$$

$$K_1 = 1.1 \text{ --- } 1.5$$

$$N = \frac{V_t}{V_{dws}}$$

البته این روش طراحی در حاشیه دریاها و مناطق دیگری که دارای آلودگی نمکی و صنعتی بوده و میزان بارندگی کم باشد توصیه می‌شود و در مناطق دیگر بعلاوه بارندگی و شستشوی طبیعی مقره‌ها این روش مورد استفاده قرار نمی‌گیرد.

فصل دهم

انتخاب شرایط بارگذاری به کمک آمار هواشناسی منطقه

(Loading Conditions)

۱- مقدمه:

در این قسمت با نحوه انتخاب شرایط بارگذاری مناسب جهت خطوط انتقال نیرو، بمنظور استفاده در محاسبات نیروهای وارد به برج آشنا خواهید شد. شرایط جوی منطقه‌ای که خط انتقال انرژی از آن می‌گذرد دارای اهمیت زیادی بوده و لذا تهیه آمار هواشناسی منطقه مورد نظر جهت پیش‌بینی بارهای اضافی احتمالی روی برج و تأمین ضرایب اطمینان مورد نیاز، حائز اهمیت فراوان است.

بدین منظور با استفاده از اطلاعات سازمان هواشناسی، آمار دقیق چندین ساله درجه حرارت محیط طی ماههای مختلف و سرعت باد در منطقه مورد بررسی قرار گرفته و همچنین باتوجه به مشخصات منطقه، میزان ضخامت یخ که ممکن است دور سیم تشکیل شود برآورد می‌گردد.

حالاتی که برای بارگذاری انتخاب می‌گردد بایستی تمام شرایط جوی آن منطقه را پوشانند. در غیر اینصورت حالات در نظر گرفته شده ممکن است منجر به افزایش فلش، کشش و یا انحراف زنجیره مقرر خارج از حدود پیش‌بینی شده گردد. بدیهی است تغییر هر یک از عوامل فوق نسبت به مقادیر پیش‌بینی شده در طراحی، نیز می‌تواند باعث کاهش فواصل الکتریکی لازم و یا افزایش نیروها تا حد پارگی سیم و یا سقوط برج گشته و ضمن بروز اختلال در برق‌رسانی، خسارات سنگینی را نیز بدنبال آورد.

بایستی متذکر شد که در اینجا فرض بر آنست که کارهای مقدماتی طرح از قبیل انتخاب سیم و زنجیره مقرر و نیز طرح برج از لحاظ فواصل الکتریکی مورد نیاز هادی انجام گرفته و طرح مقدماتی برج در دست است و هدف محاسبه نیروهای وارد به برج می باشد.

۲- تعاریف:

باتوجه به تنوع آب و هوایی در مناطق مختلفی که مسیر خط انتقال نیرو از آنها عبور می کند و تأثیر قابل توجهی که محیط اطراف و شرایط موجود در آن بر روی خط دارد، این مناطق را بصورت مناطق با شرایط زیر تعریف نموده اند. در قسمتهای بعدی هر یک از این موارد بصورت کاملتری تشریح می گردند.

- شرایط عادی (E. D. S)

- شرایط استاندارد سبک

- شرایط حدّ سبک

- شرایط استاندارد متوسط

- شرایط یخ متوسط

- شرایط باد متوسط

- شرایط استاندارد سنگین

- شرایط یخ سنگین

- شرایط باد شدید

- شرایط فوق سنگین

۳- شرایط منطقه ای:

همانطور که قبلاً اشاره شد، شرایط بارگذاری برجهای خطوط انتقال نیرو بستگی به شرایط منطقه ای که خطوط مذکور در آن قرار گرفته اند دارد و باتوجه به وسعت کشور و تنوع آب و هوایی در قسمتهای مختلف، مناطق به سه حالت اصلی (سبک، متوسط و

سنگین) و یک حالت فوق العاده (فوق سنگین) بترتیب زیر تقسیم بندی گردیده اند:

۳-۱- مناطق با شرایط سبک:

در این مناطق درجه حرارت حداقل به (۵-) درجه می رسد و بعلت بالا بودن درجه حرارت در اکثر اوقات و خشکی هوا، ایجاد یخ روی سیم احتمال بسیار ضعیفی داشته و از دیگر مشخصات این مناطق کم بودن ارتفاع آنها از دریاست (حداکثر ۷۰۰ متر). قسمت های جنوبی کشور یعنی دشت خوزستان، کرانه خلیج فارس و دریای عمان را می توان جزو مناطق دارای شرایط سبک در نظر گرفت.

مشخصه این مناطق باد شدید است که حداکثر مقدار آن تا ارتفاع ۲۰ متری ۴۰ متر در ثانیه و بالاتر از آن ۴۵ متر در ثانیه بایستی منظور شود.

۳-۲- مناطق با شرایط متوسط:

در این مناطق درجه حرارت حداقل به (۵-) درجه رسیده و اغلب بصورت مناطق کویری و خشک بوده و لذا سرعت باد شدید و ضخامت یخ روی سیم بسیار کم است. بطور کلی قسمت های کویری کشور جزو این مناطق بوده و همچنین جنوب استان خراسان، شمال استان سیستان و بلوچستان، استان یزد، استان کرمان، جنوب استان لرستان و مناطق غیرکوهستانی استان مازندران می تواند جزو مناطق با شرایط متوسط محسوب گردد. شرایط حد برای این منطقه تند باد با سرعت ۳۵ متر در ثانیه تا ارتفاع ۲۰ متری از سطح زمین و برای ارتفاع بالاتر از آن ۴۰ متر در ثانیه در نظر گرفته می شود. حداکثر ضخامت یخ روی سیم نیز بایستی ۱۵ میلیمتر منظور گردد.

۳-۳- مناطق با شرایط سنگین:

در این مناطق درجه حرارت حداقل به (۲۵-) درجه می رسد و بعلت وجود رطوبت نسبتاً زیاد در این مناطق ضخامت یخ بالا می باشد. شرایط حد برای این مناطق، تندباد با سرعت ۳۵ متر در ثانیه تا ارتفاع ۲۰ متری از زمین و ارتفاع بالاتر از آن ۴۰ متر در ثانیه

در نظر گرفته می‌شود. ضخامت یخ حداکثر ۲۵ میلی‌متر بایستی منظور شود. قسمت‌های غربی و جنوب غربی کشور جزو این مناطق محسوب شده و اغلب شامل مناطق کوهستانی است.

۳-۴- مناطق فوق سنگین:

علاوه بر شرایط فوق، تجربه نشان داده که در برخی مناطق سرعت باد و یا ضخامت یخ گاهی از مقادیر ذکر شده نیز فراتر می‌رود و بطور کلی برای مناطق با ارتفاع بیش از ۲۰۰۰ متر از سطح دریا و همچنین کرانه باختری دریای مازندران تا رودسر، شرایط می‌بایستی یک درجه سنگین‌تر فرض شود. مثلاً اگر آن قسمت در منطقه‌ای با شرایط متوسط قرار دارد. شرایط مربوط به منطقه سنگین در مورد آن در نظر گرفته شود و برای قسمت‌هایی که در منطقه سنگین قرار دارند میزان ضخامت یخ حداکثر ۴۰ میلی‌متر در نظر گرفته شود. معمولاً در این حالت فاصله بین برجها را کمتر می‌گیرند و سیم‌کشی با کشش کمتری انجام می‌شود. به عبارت دیگر برجهایی که برای شرایط سنگین طراحی شده‌اند با شرایط فوق سنگین وفق داده می‌شوند. در انتهای این فصل، وضعیت شرایط بارگذاری در مناطق مختلف کشور را بر روی نقشه مشاهده می‌کنید.

۴- تأثیر باد:

بطور کلی ویژگیهای باد را می‌توان بصورت زیر برشمرد:

۴-۱- طبیعت باد:

اصولاً، باد در اثر بروز اختلاف فشار بین دو منطقه مجاور بوجود می‌آید. سرعت باد در سطح زمین بعلت وجود اصطکاک کمتر بوده بتدریج هر چه بالاتر رویم سرعت آن زیادتر می‌شود. سرعت باد در مناطقی که عوارض سطحی مانند سطح دریا و بیابان باشد بیش از مناطق پر درخت و کوهستانی است.

در صورتی که سرعت باد از حدی فراتر رود، در اثر اصطکاک با زمین یا برخورد با

موانع تبدیل به حرکت گردبادی شده و به آن تندباد می‌گوئیم. از آنجا که سرعت تندباد در هر نقطه دائماً در حال تغییر است، در محاسبات خط انتقال در حالت تندباد از ضریب تندباد (Gust Factor) استفاده نموده و سرعت باد روی برج را ۳۰ درصد بیشتر از سرعت باد در نظر می‌گیریم.

محاسبه کشش سیم و نیرویی که تندباد روی سیم وارد می‌کند نیز با ۳۰ درصد افزایش صورت می‌گیرد. فشار باد روی اجسام مختلف تأثیرات مختلف داشته و نیروی وارد به جسم کاملاً به شکل آن جسم بستگی دارد. برای این حالت نیز از ضریبی بنام ضریب شکل (Shape Factor) استفاده می‌شود.

۴-۲- نیروی باد:

عموماً باد را بوسیله سرعت یا فشار آن مشخص می‌نمایند. فشار باد عبارتست از فشاری که بواسطه انرژی جنبشی آن ایجاد می‌شود و می‌توان اثبات نمود که مقدار آن برابر است با:

$$P = (1/2) \cdot \rho \cdot V^2$$

که در آن:

V : سرعت باد (m/s)

P : فشار باد (N/m^2)

و ρ : جرم مخصوص (جرم حجمی) سیال می‌باشد.

از آنجا که سیال مورد نظر ما در اینجا هواست و یک متر مکعب هوا نیز در دمای ۱۵ درجه و فشار یک اتمسفر ۱/۲۲ کیلوگرم جرم دارد می‌توان نوشت:

$$P = \frac{1.22}{2} \cdot V^2$$

که در آن V بر حسب متر بر ثانیه و P بر حسب نیوتن بر متر مربع می‌باشد. اگر فشار را بر حسب کیلوگرم نیرو بر متر مربع بخواهیم رابطه فوق بصورت زیر خواهد بود.

$$P = \frac{1.22}{2 \times 9.81} \cdot V^2$$

رابطه اخیر را می‌توان با تقریب خوبی بصورت زیر ساده نمود و در محاسبات بکار برد:

$$P = \frac{V^2}{16}$$

۴-۳- باد روی برج:

نیروی باد بر روی برج بستگی به شکل برج در قسمت‌های مختلف آن داشته و برای اینکار نیز از ضریب شکل استفاده می‌شود. بمنظور محاسبه نیروی باد، برج را به قطعات مختلف تقسیم‌بندی نموده و ضریب شکل هر تکه بطور مجزا و باتوجه به تجارب بدست آمده محاسبه می‌گردد.

برای برج‌های مشبک (Lattice) ساخته شده از نبشی‌های فولادی این ضریب برای قسمت‌های پایین کمر برج، باتوجه به اینکه در قسمت پایین برج سطوح از یکدیگر فاصله داشته و قطعات با فاصله نسبتاً بیشتری از یکدیگر قرار دارند، ضریب پوشش برای سطح عقبی در نظر گرفته نمی‌شود و باتوجه به اینکه ضریب شکل برای سطح صاف $1/6$ است ضریب شکل برای قسمت پائین برج عبارتست از:

$$S = 1.6 \times 2 = 3.2$$

برای قسمت بالای کمر برج که قطعات نسبتاً فشرده‌ترند. اگر A سطح جلوی باد و A' سطح عقبی باشد، داریم:

$$S = 1.6 A + 2/3 \times 1.6 A'$$

و اگر $A' = A$ باشد (که معمولاً اینطور است) خواهیم داشت:

$$S = 2.7 A$$

برای قسمت کراس آرمها که سطح طولی به نسبت سطح عرضی زیاد است معمولاً یک چهارم نسبت سطح طولی را به سطح عرضی می‌بایستی اضافه نمود:

$$S = 2.7 \times \frac{(1 + 0.25 A_1)}{A_1}$$

که در آن:

A_1 : مساحت طولی برج بر حسب (m^2) .

و A_2 : مساحت عرضی برج بر حسب (m^2) می باشد.

درحالتی که جهت وزش باد نسبت به برج دارای زاویه باشد، برای محاسبه فشار باد کافیت فشار محاسباتی را به دو مؤلفه عمود بروجه‌های مجاور برج قسمت نمود و محاسبات را براساس آن فشار انجام داد. بطور کلی نیروی باد بر روی هر قطعه از برج بصورت زیر قابل محاسبه است:

$$F = K \cdot P \cdot S \cdot A$$

که در آن:

K : ضریب اضافه بار.

P : فشار باد بر هر متر مربع.

S : ضریب شکل.

و A : سطح قرار گرفته درمقابل باد می باشد.

همانطور که گفته شد در تندباد سرعت باد روی برج را ۳۰ درصد بیشتر در نظر می گیرند ولی در بقیه حالت می بایستی همان سرعت باد منظور گردد.

۵- تأثیر یخ:

یخ تشکیل شده بر روی سیم انواع مختلف داشته و شرایط بوجود آمدن هر یک از آنها نیز متفاوت است. یخ ممکن است بصورت برفک یا بلوری باشد.

یخ بصورت برفک در درجه حرارت‌های بسیار پائین (زیر ۵- درجه سانتی‌گراد) بوجود می آید در صورتی که یخ بلوری که سنگین تر بوده و در محاسبات نیز این نوع یخ مورد نظر ماست اغلب در درجه حرارت‌های بین صفر تا (۵-) درجه سانتی‌گراد و باد بسیار ملایم و هوای فوق اشباع از آب بوجود می آید.

وزن مخصوص یخ نوع بلوری ۹۱۳ کیلوگرم برای هر متر مکعب محاسبه می‌گردد. وزن یخ روی سیم نیز عبارتست از وزن یخ استوانه مجوفی با قطر خارجی سیم با یخ و قطر داخلی سیم بدون یخ. در این صورت وزن هر متر سیم با یخ براساس فرمول زیر قابل محاسبه است.

$$M = m + 913 \cdot \pi \cdot t \cdot (t + d)$$

که در آن:

m : وزن هر متر سیم بدون یخ برحسب (kg).

d : قطر سیم لخت برحسب (m).

t : ضخامت یخ برحسب (m).

و M : وزن هر متر سیم با یخ برحسب (kg) می‌باشد.

یخ روی برج و زنجیره مقرر در نظر گرفته نمی‌شود و معمولاً این مقادیر را در ضریبی بعنوان ضریب اضافه بار منظور می‌نمایند.

۶- ضرایب مورد استفاده در طراحی:

بطور کلی نیروهایی که از نتیجه محاسبات حاصل می‌شود، الزاماً شامل تمام نیروهای واقعی موجود که بر روی برج تأثیر می‌گذارند نبوده و در صورتی که خود را به طراحی با همین نیروها قانع سازیم، ممکن است سازه نهایی در شرایط عادی بکار خود ادامه دهد، لیکن در مقابل عوامل و شرایط ناخواسته که همواره احتمال وقوع دارند بسیار ضعیف و شکننده خواهد بود.

البته بعضی ضرایب نیز برای انطباق روابط مورد استفاده و شکل واقعی سازه منظور می‌گردد. در هر صورت برخی از ضرایبی که برای واقعی تر نمودن نتیجه محاسبات بکار می‌روند عبارتند از:

۶-۱- ضریب اضافه بار:

نسبت نیروی مجاز به نیروی وارد شده (که برای حالت کشش نیروهای مجاز حد جاری شدن است) را بگیرند و با "K" نشان می‌دهند.

۶-۲- ضریب اطمینان:

عبارتست از نسبت نیروی گسیختگی به نیروی وارد شده که با "SF" نشان می دهند.

۶-۳- ضریب شکل:

ضریبی است که برای محاسبه نیروی باد روی اجسام بکار می رود و بستگی به شکل جسم دارد و با "S" نشان می دهند.

۶-۴- ضریب تندباد:

نسبت سرعت لحظه ماکزیمم به سرعت باد اندازه گیری شده را گویند و با "G" نشان می دهند.

۶-۵- ضریب تأثیر:

نسبت نیروی مؤثر باد به نیرویی که از طریق محاسبه با سرعت بدست می آید را ضریب تأثیر گویند و با "E" نشان می دهند.

۶-۶- ضریب پوشش:

در صورتی که باد قبل از برخورد با سطح مورد نظر با مانعی برخورد کند از سرعت آن کاسته خواهد شد که در این صورت از ضریب فوق استفاده می گردد.

۶-۷- ضریب تصحیح:

ضریبی است که برای تبدیل حالت مورد محاسبه به حالت استاندارد بکار می رود. مثلاً دهانه وزنی در حالتی که مورد محاسبه است ممکن است با دهانه وزنی در حالت گرم مساوی نباشد که در چنین حالتی باید از ضریب تصحیح (که با حروف "C" نشان می دهد) استفاده نمود.

۷- شرایط استاندارد بارگذاری:

شرایط مناطق مختلف که در قسمت های قبلی ذکر شد. شرایط حدی بوده و در

محاسبات علاوه بر شرایط حد، شرایط دیگری که مرکب از یخ و باد توأم باشد را نیز در نظر می‌گیرند.

این شرایط را که در آن باد و یخ با سرعت و ضخامت حدود نصف حالت حد در نظر گرفته می‌شود را شرایط استاندارد گویند و برای مناطق مختلف بصورت زیر می‌باشد:

۷-۱- شرایط استاندارد سبک:

درجه سانتیگراد	حرارت محیط : صفر
متر در ثانیه در تمام نقاط	سرعت باد : ۲۶
میلیمتر	ضخامت یخ : صفر

۷-۲- شرایط استاندارد متوسط:

درجه سانتیگراد	حرارت محیط : ۱۰-
متر در ثانیه در تمام نقاط	سرعت باد : ۱۸
میلیمتر	ضخامت یخ : ۷

۷-۳- شرایط استاندارد سنگین:

درجه سانتیگراد	حرارت محیط : ۲۰-
متر در ثانیه در تمام نقاط	سرعت باد : ۱۸
میلیمتر	ضخامت یخ : ۱۵

۸- شرایط حد بارگذاری:

همانطور که عنوان شد علاوه بر شرایط استاندارد برجهای می‌بایستی تحمل شرایط حد را که معمولاً در حالت تندباد یا یخ سنگین بوجود می‌آید را داشته باشند و این شرایط باتوجه به مناطق مختلف بقرار زیرند:

۸-۱- شرایط حد سبک:

۱۵ درجه سانتیگراد	حرارت محیط :
-------------------	--------------

سرعت باد :

- تا ارتفاع ۲۰ متری :

۴۰ متر در ثانیه

- در ارتفاع بالای ۲۰ متر :

۴۵ متر در ثانیه

ضخامت یخ :

صفر میلیمتر

۸-۲- شرایط حد متوسط :

(الف)

حرارت محیط :

۱۵ درجه سانتیگراد

سرعت باد :

- تا ارتفاع ۲۰ متری :

۳۵ متر در ثانیه

- در ارتفاع بالای ۲۰ متر :

۴۰ متر در ثانیه

ضخامت یخ :

صفر میلیمتر

(ب)

حرارت محیط :

۵- درجه سانتیگراد

سرعت باد :

صفر متر در ثانیه در تمام نقاط

ضخامت یخ :

۱۵ میلیمتر

۸-۳- شرایط حد سنگین :

(الف)

حرارت محیط :

۱۵ درجه سانتیگراد

سرعت باد :

- تا ارتفاع ۲۰ متری :

۳۵ متر در ثانیه

- در ارتفاع بالای ۲۰ متر :

۴۰ متر در ثانیه

ضخامت یخ :

صفر میلیمتر

(ب)

حرارت محیط :

۵- درجه سانتیگراد

صفر متر در ثانیه در تمام نقاط
۲۵ میلیمتر

سرعت باد:
ضخامت یخ:

۹- شرایط عادی (E.D.S):

درحقیقت خطوط انتقال نیرو که برای تحمل نیروهای فوق‌العاده در شرایط بحرانی طراحی می‌گردند، دائماً تحت تأثیر این نیروها نبوده و تنها در روزهای اندکی از سال ممکن است شرایط دشوار پدید آید.

بیشتر از تمام شرایط ذکر شده تا اینجا، خطوط انتقال نیرو در اغلب روزهای سال تحت تأثیر شرایط عادی یا روزمره (Every Day Stress) قرار دارند و آن شرایطی است بدون باد و بدون یخ. درجه حرارت محیط نیز در این شرایط بستگی به محل عبور خط دارد. بطوری که برای مناطق با شرایط سنگین درجه حرارت را ۱۵ درجه، برای مناطق با شرایط متوسط ۱۸ درجه و برای مناطق با شرایط سبک درجه حرارت روزمره را ۲۰ درجه سانتی‌گراد منظور می‌نمایند.

۱۰- شرایط استثنایی:

تجارب گذشته نشان داده‌اند که علاوه بر شرایط ذکر شده در فوق شرایط دیگری نیز بایستی مدنظر قرار گیرند. تعدادی از این شرایط عبارتند از:

۱-۱۰- شرایط پارگی:

این شرایط برای حالت بالاترین کشش سیم که معمولاً در شرایط حد اتفاق می‌افتد درنظر گرفته می‌شود.

۲-۱۰- شرایط اختلاف کشش:

در این شرایط فرض می‌شود که در یک سمت برج سیمها بدون یخ و در سمت دیگر دارای یخ باشند این حالت برای شرایط استاندارد محاسبه می‌گردد. در شرایط استاندارد سبک بایستی اختلاف کشش ناشی از اختلاف دو اسپن مجاور نیز منظور گردد.

۱۰-۳- شرایط زلزله:

در این حالت که برای سنگین‌ترین حالت (بالاترین نیروی وزن) بایستی منظور گردد، ۲۰ درصد نیروهای وزن را به نیروهای عرضی اضافه می‌نمایند.

۱۰-۴- شرایط تعمیرات و ساختمان خط:

این شرایط در دمای ۱۵ درجه سانتیگراد و بدون باد در نظر می‌شود که از برج‌های تک‌مداره سیمکشی فازها و سیم محافظ بصورت تکی و برج بدون سیم، و در برج‌های دو مداره سیمکشی یک‌مدار و برج بدون سیم خواهد بود.

۱۱- ضرایب اضافه بار و ثابت بارها:

به هنگام طراحی در شرایط مختلف، ضرایب اضافه بار و ثابت‌های بخصوصی در نظر گرفته می‌شود که بقرار زیرند:

۱۱-۱- شرایط استاندارد بارگذاری:

در این شرایط علاوه بر ضرایب اضافه بار می‌بایستی مقادیر ثابت زیر را به نیروهای وارد بر هر متر سیم اضافه نمود:

- حالت سبک: ۷۰ گرم

- حالت متوسط: ۲۵۰ گرم

- حالت سنگین: ۴۵۰ گرم

ضرایب اضافه بار هم بترتیب زیر است:

الف- خطوط درجه یک (خطوط ۲۳۰ kV و بالاتر):

- ضریب اضافه بار برای نیروهای ناشی از باد: ۲/۵

- ضریب اضافه بار برای نیروهای قائم: ۱/۵

- ضریب اضافه بار برای نیروهای طولی (ناشی از کشش سیم): ۱/۶۵

ب - خطوط درجه دو (خطوط کمتر از ۲۳۰ kV):

- ۲/۳ - ضریب اضافه بار برای نیروهای ناشی از باد:
- ۱/۲ - ضریب اضافه بار برای نیروهای قائم:
- ۱/۲ - ضریب اضافه بار برای نیروهای طولی:

۱۱-۲- شرایط حد بارگذاری:

برای خطوط مختلف به صورت زیر خواهد بود:

الف - خطوط درجه یک:

- ضریب اضافه بار برای کلیه نیروها بجز نیروی وزن برج و زنجیره مقره در حالت یخ سنگین:
- ۱/۲
- ضریب اضافه بار برای نیروی وزن برج و مقره در حالت یخ سنگین (۸-۳-ب)
- ۱/۵

ب - خطوط درجه دو:

- ضریب اضافه بار برای کلیه نیروها بجز نیروی وزن برج و مقره در حالت یخ سنگین:
- ۱/۱
- ضریب اضافه بار برای نیروهای وزن برج و مقره در حالت یخ سنگین (۸-۳-ب)
- ۱/۳

۱۱-۳- شرایط استثنایی:

ضرایب اضافه بار تحت این شرایط ۹۰ درصد ضرایب اضافه بار مربوط به حالت اصلی خواهد بود. مثلاً اگر پارگی سیم در حالت (۸-۳-ب) باشد، ضریب اضافه بار آن حالت $1/0.8 = 1/2 \times 0.9$ و برای وزن برج $1/3.5 = 1/5 \times 0.9$ می‌گردد.

خطوط درجه دو	خطوط درجه یک	نوع بارگذاری	
۲/۳	۲/۵	بار ناشی از باد	شرایط استاندارد
۱/۲	۱/۵	بار قائم	
۱/۲	۱/۶۵	بار ناشی از کشش سیم	
۱/۱	۱/۲	کلیه بارها	شرایط حد
۱/۳	۱/۵	وزن برج و مقره	
۱/۰	۱/۱	کلیه بارها	

جدول شماره (۱) - ضرایب اضافه بار

در صفحات انتهایی فصل چند تیپ از برجهای تکمداره‌ایکه برای یک خط ۴۰۰ کیلوولت جهت منطقه با شرایط فوق سنگین طراحی گردیده بعنوان نمونه ارائه شده و جداول بارگذاری هر یک از برجها نیز در کنار آنها آمده است.

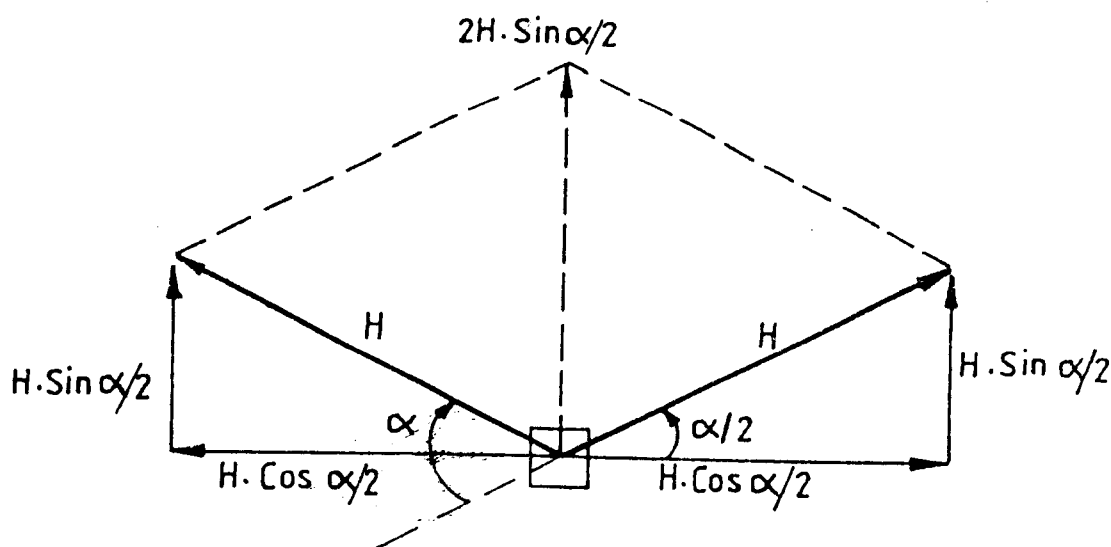
۱۲- محاسبه نیروهای روی برج (درخت نیروها):

همانطور که می‌دانیم وظیفه اصلی برج نگهداری هادیها است و بیشترین نیروی وارد بر برج نیز از طریق هادیها اعمال می‌گردد. هادیها یک نیروی قائم به سمت پائین (در اثر وزن هادی) و یک نیروی افقی (در اثر باد و زاویه‌دار بودن خط) به برج وارد می‌سازند. نیروی عمودی (Vertical) حاصل از وزن هادی که آنرا با (V) نشان می‌دهند از حاصلضرب برآیند وزن واحد طول هادی (ω_v) در اسپن وزن (S_v) بعلاوه وزن مقره و اتصالات بدست می‌آید:

$$V = \omega_v \cdot S_v + (\text{وزن مقره و اتصالات})$$

نیروی افقی (Transversal) که حاصل از نیروی باد بر روی هادیها و نیز زاویه‌دار بودن برج می‌باشد و با حرف (T) نشان می‌دهند از حاصلضرب وزن واحد طول هادی تحت شرایط باد (ω_w) در اسپن باد (S_w) بعلاوه برآیند نیروی وارد بر برج در اثر زاویه‌دار بودن خط بدست می‌آید.

$$T = \omega_w \cdot S_w + 2 H \cdot \sin \alpha / 2$$



شکل (۱)

همانطور که شکل فوق نشان می‌دهد، در صورتی که برجی در مسیر خط تحت زاویه α قرار گیرد نیروهای بصورت افقی از هر طرف به آن وارد می‌شود. این نیروها عبارتند

از:

$$H \cdot \cos(\alpha/2)$$

$$H \cdot \sin(\alpha/2)$$

که در آن H کشش افقی سیم می‌باشد.

همانگونه که در شکل نیز مشخص است، نیروهای متقابل $H \cdot \cos(\alpha/2)$ یکدیگر را خنثی نموده و نیروهای $H \cdot \sin(\alpha/2)$ با یکدیگر جمع می‌شوند و نهایتاً برآیند نیروهای حاصل از زاویه دار بودن برج که از طریق هادیها بدان اعمال می‌گردد برابر خواهد شد با:

$$2 \cdot H \cdot \sin(\alpha/2)$$

نیروی سومی هم ممکن است در جهت طولی از طریق هادیها به برج اعمال شود که آنرا نیروی طولی (Longitudinal) گویند و با حرف L نشان می‌دهند. این نیرو فقط در حالت پارگی تعدادی از هادیها به برج اعمال می‌گردد و برحسب شرایط موجود ممکن است فقط برای یک یا دو هادی (و نه تمام هادیها) منظور شود.

در اثر پارگی یکی از هادیهای روی برج، نیرویی در جهت طولی از طرف هادی طرف مقابل که هنوز به برج متصل است به آن نقطه اعمال می‌گردد و اکنون برج بایستی این نیروی جدید که قبلاً توسط هادی مقابل خنثی می‌شد را تحمل نماید.

مقدار نیروی L عبارتست از کشش حالت پارگی مربوطه که می‌تواند در شرایط بارگذاری باد شدید، یخ شدید، حداقل دما و غیره باشد.

$$L = (\text{Tension of broken wire})$$

لازم به ذکر است که در شرایط بارگذاری مختلف، وزن واحد طول هادی مربوط به همان شرایط (ω) در روابط V و T قرار می‌گیرد.

بعنوان مثال در شرایط عادی (E.D.S) که نیروی باد صفر بوده و یخ وجود ندارد اگر برج تحت زاویه نباشد فقط نیروی قائم V از طرف هادیهها به برج اعمال می‌شود و در رابطه فوق هم، ω وزن واحد طول هادی لخت (Bare) می‌باشد.

اگر همین برج تحت شرایط یخ سنگین قرار گیرد (باد صفر است) باز هم تنها نیروهای قائم V وجود خواهند داشت، لیکن در این حالت وزن واحد طول هادی از برآیند نیروی وزن هادی و یخ دور آن حاصل می‌شود.

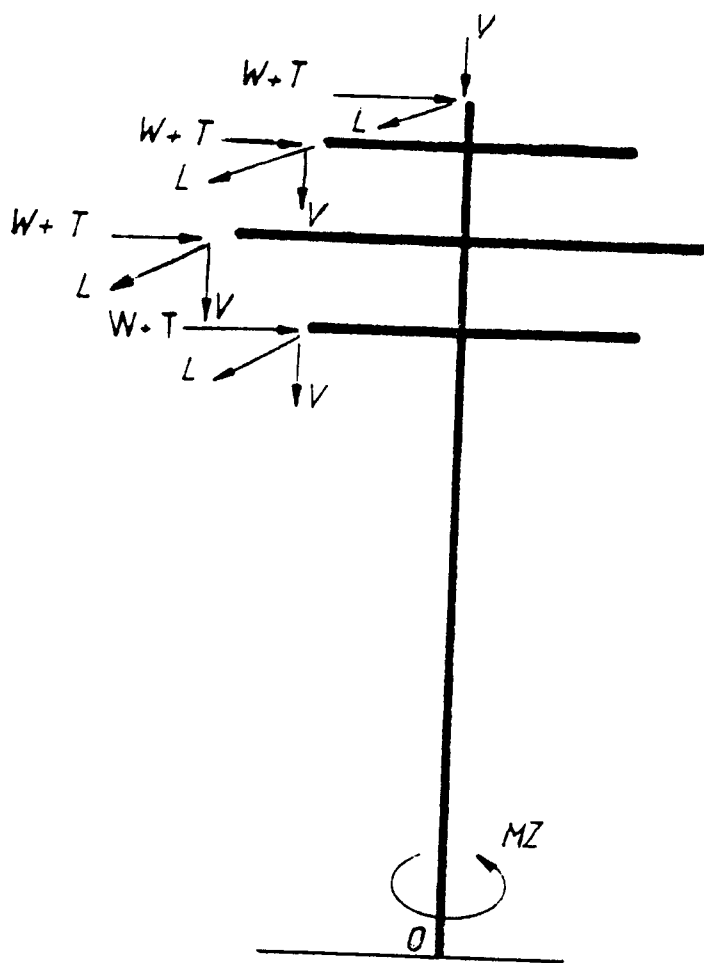
در شرایط باد و یخ توأم نیز بایستی ω برآیند را در هر حالت محاسبه و در روابط V و T جایگزین نمود.

برای هادیهای باندل نیز بایستی ω را در تعداد هادیهای باندل ضرب نمود و در روابط قرارداد (بصورت ω 2 ، ω 3 و ...).

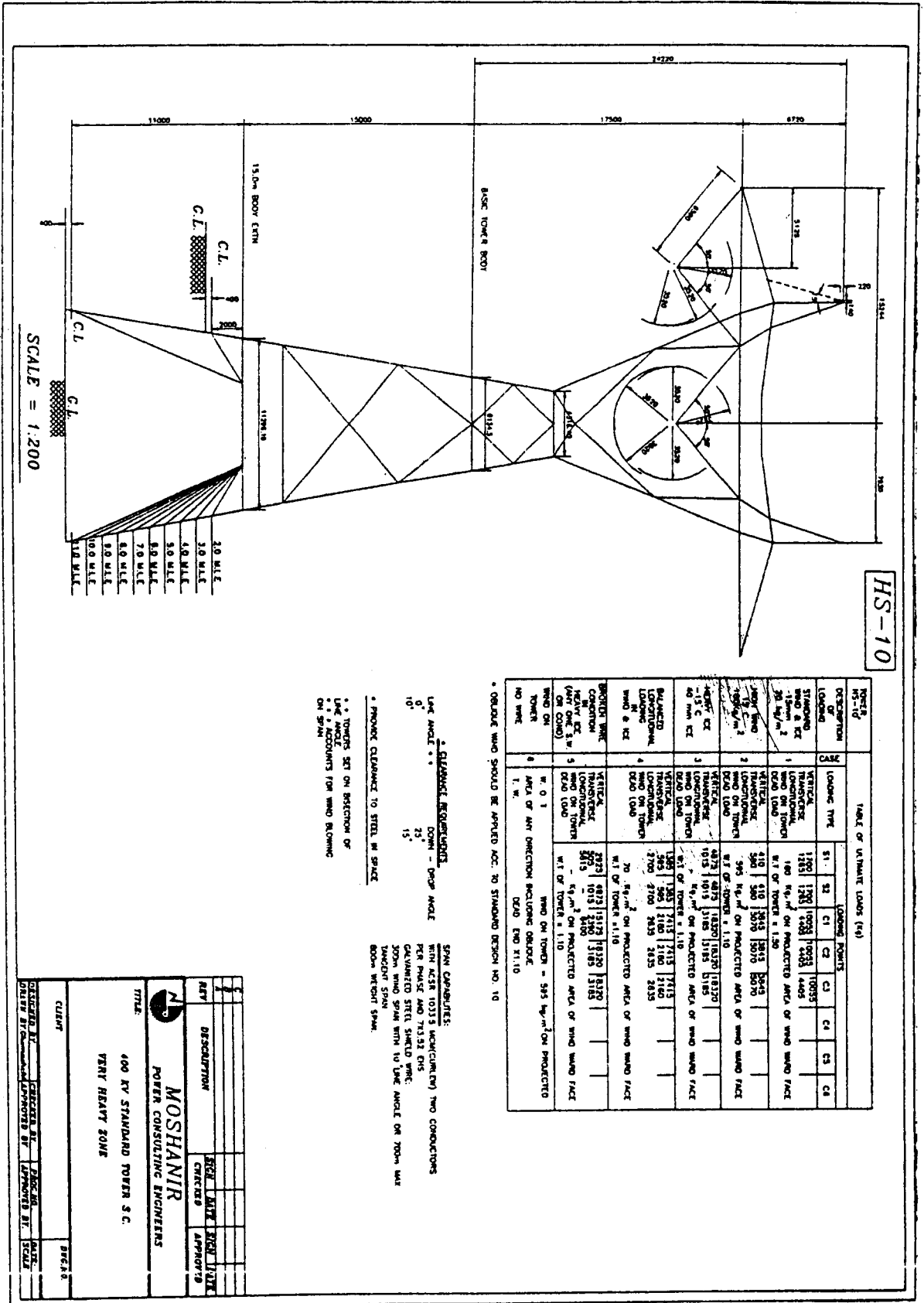
در انتها کلیه نیروهای موجود در هر حالت را در جداولی مرتب نموده و آنگاه با اعمال ضرایب اطمینان لازم به این مقادیر خام، مقادیر نهایی حاصل می‌شود.

$$\text{Ultimate Load} = \text{Working Load} \cdot (\text{S.F})$$

از انتقال این نیروها بر روی برج، درخت نیروها بصورت شکل زیر حاصل می‌شود. این اعداد برای طراحی برج و فونداسیون مناسب، در اختیار طراح مربوطه قرار می‌گیرد.



شکل (۲)



Description of Loading	Case	Value of Ultimate Loads (kg)					
		S1	S2	C1	C2	C3	C4
STANDARD TRANSMISSION LINE WIND (30 kg/m ²)	1	1200	1200	1085	1085	4405	
STANDARD TRANSMISSION LINE WIND (30 kg/m ²) ON PROJECTED AREA OF WIND WARD FACE (200 LOAD)	2	1200	1200	1085	1085	4405	
STANDARD TRANSMISSION LINE WIND (30 kg/m ²) ON PROJECTED AREA OF WIND WARD FACE (200 LOAD)	3	1200	1200	1085	1085	4405	
STANDARD TRANSMISSION LINE WIND (30 kg/m ²) ON PROJECTED AREA OF WIND WARD FACE (200 LOAD)	4	1200	1200	1085	1085	4405	
STANDARD TRANSMISSION LINE WIND (30 kg/m ²) ON PROJECTED AREA OF WIND WARD FACE (200 LOAD)	5	1200	1200	1085	1085	4405	
STANDARD TRANSMISSION LINE WIND (30 kg/m ²) ON PROJECTED AREA OF WIND WARD FACE (200 LOAD)	6	1200	1200	1085	1085	4405	

• ORIGIN WIND SHOULD BE APPLIED ACC. TO STANDARD DESIGN NO. 10

• PROVIDE CLEARANCE TO STEEL W/ SPACE

** TOWERS SET ON SECTION OF LINE ANGLE

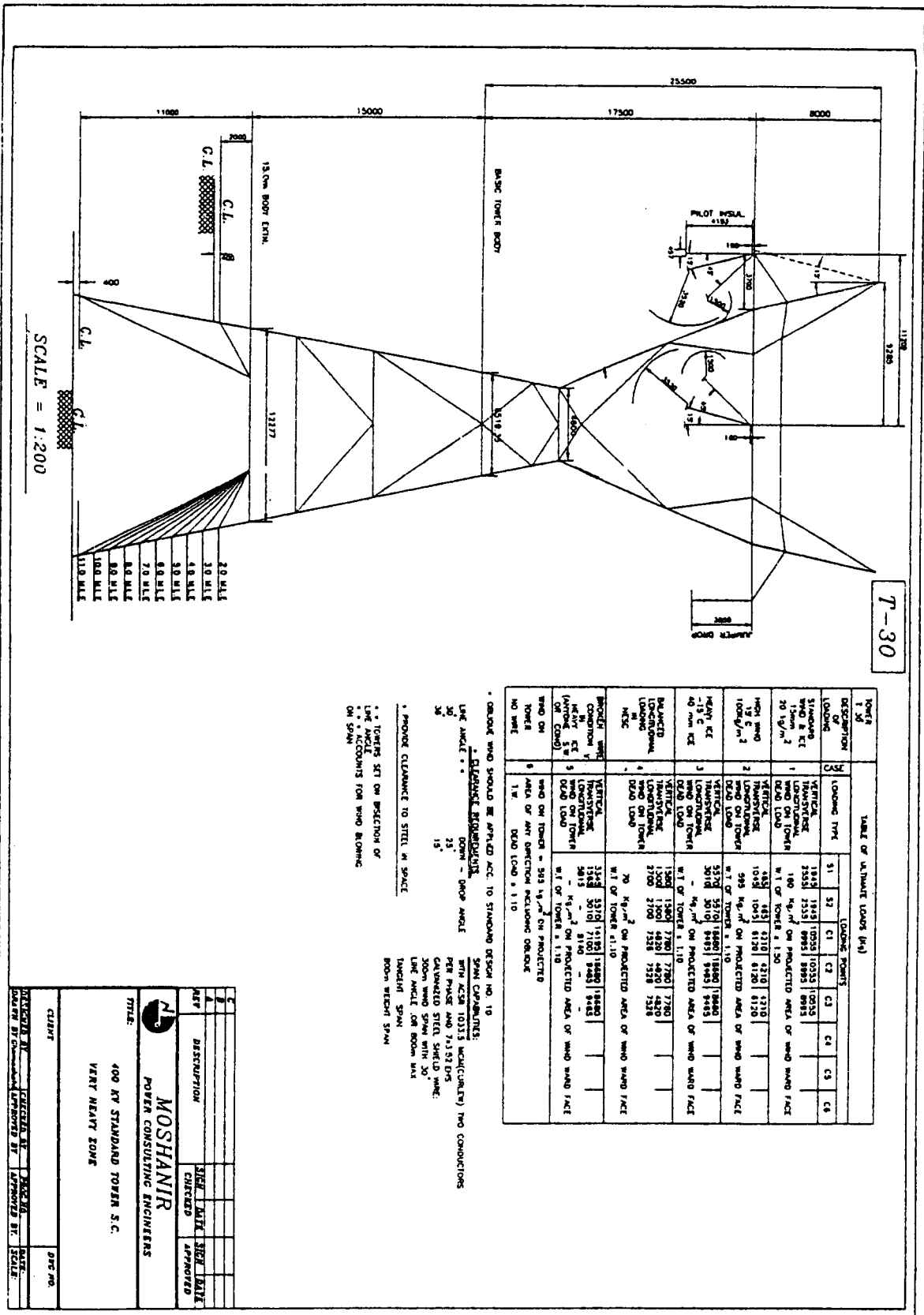
** ACCOUNTS FOR WIND BLOWING ON SPAN

SPAN CAPABILITIES:
 WITH ASB 10335 MON(CM/DN) TWO CONDUCTORS PER PHASE AND 7332 CHS GALVANIZED STEEL SHIELD WIRE. 300m WIND SPAN WITH 10° WIND ANGLE ON TOWER WIND TOWER SPAN ROOM WEIGHT SPAN.

MOSHANIR
 POWER CONSULTING ENGINEERS

400 KV STANDARD TOWER S.C.
 VERY HEAVY ZONE

CLIENT	DESIGNER	APPROVED BY	SCALE



T-30

TABLE OF ULTIMATE LOADS (kg)

TOWER I.D.	DESCRIPTION OF LOADING	LOADING TYPE	LOADING POINTS							
			S1	S2	C1	C2	C3	C4		
1000	VERTICAL WIND ON TOWER DEAD LOAD	VERTICAL	1848	1848	10232	10232	10232	10232	10232	10232
1000	VERTICAL WIND ON TOWER DEAD LOAD	VERTICAL	2520	2520	8985	8985	8985	8985	8985	8985
1000	VERTICAL WIND ON TOWER DEAD LOAD	VERTICAL	1848	1848	10232	10232	10232	10232	10232	10232
1000	VERTICAL WIND ON TOWER DEAD LOAD	VERTICAL	2520	2520	8985	8985	8985	8985	8985	8985
1000	VERTICAL WIND ON TOWER DEAD LOAD	VERTICAL	1848	1848	10232	10232	10232	10232	10232	10232
1000	VERTICAL WIND ON TOWER DEAD LOAD	VERTICAL	2520	2520	8985	8985	8985	8985	8985	8985
1000	VERTICAL WIND ON TOWER DEAD LOAD	VERTICAL	1848	1848	10232	10232	10232	10232	10232	10232
1000	VERTICAL WIND ON TOWER DEAD LOAD	VERTICAL	2520	2520	8985	8985	8985	8985	8985	8985
1000	VERTICAL WIND ON TOWER DEAD LOAD	VERTICAL	1848	1848	10232	10232	10232	10232	10232	10232
1000	VERTICAL WIND ON TOWER DEAD LOAD	VERTICAL	2520	2520	8985	8985	8985	8985	8985	8985

ON LOADS WHO SHOULD BE APPLIED ACC. TO STANDARD DESIGN NO. 10
 DOWN - DOWN ANGLE
 UP - UP ANGLE
 PER PHASE AND 7.1-22 DWS
 GALVANIZED STEEL SHIELD WIRE
 300m WIND SPAN WITH 30°
 LINE ANGLE ON ROOM MAX
 TOWER SET ON SECTION OF
 LINE AND
 ACCOUNTS FOR WIND BLOWING ON SPAN

CLIENT: MESHKAN

PROJECT: 400 KV STANDARD TOWER S.C.
 VERY HEAVY ZONE

MOSHANIR POWER CONSULTING ENGINEERS

DESIGNED BY: ... CHECKED BY: ...

فصل یازدهم

انتخاب برج و محاسبات بارگذاری

(Loading Calculations

& Tower Design)

۱- مقدمه:

بدون شک، نخستین مرحله برای انتخاب هادی خطوط انتقال نیرو در نظر گرفتن خصوصیات الکتریکی آن می باشد.

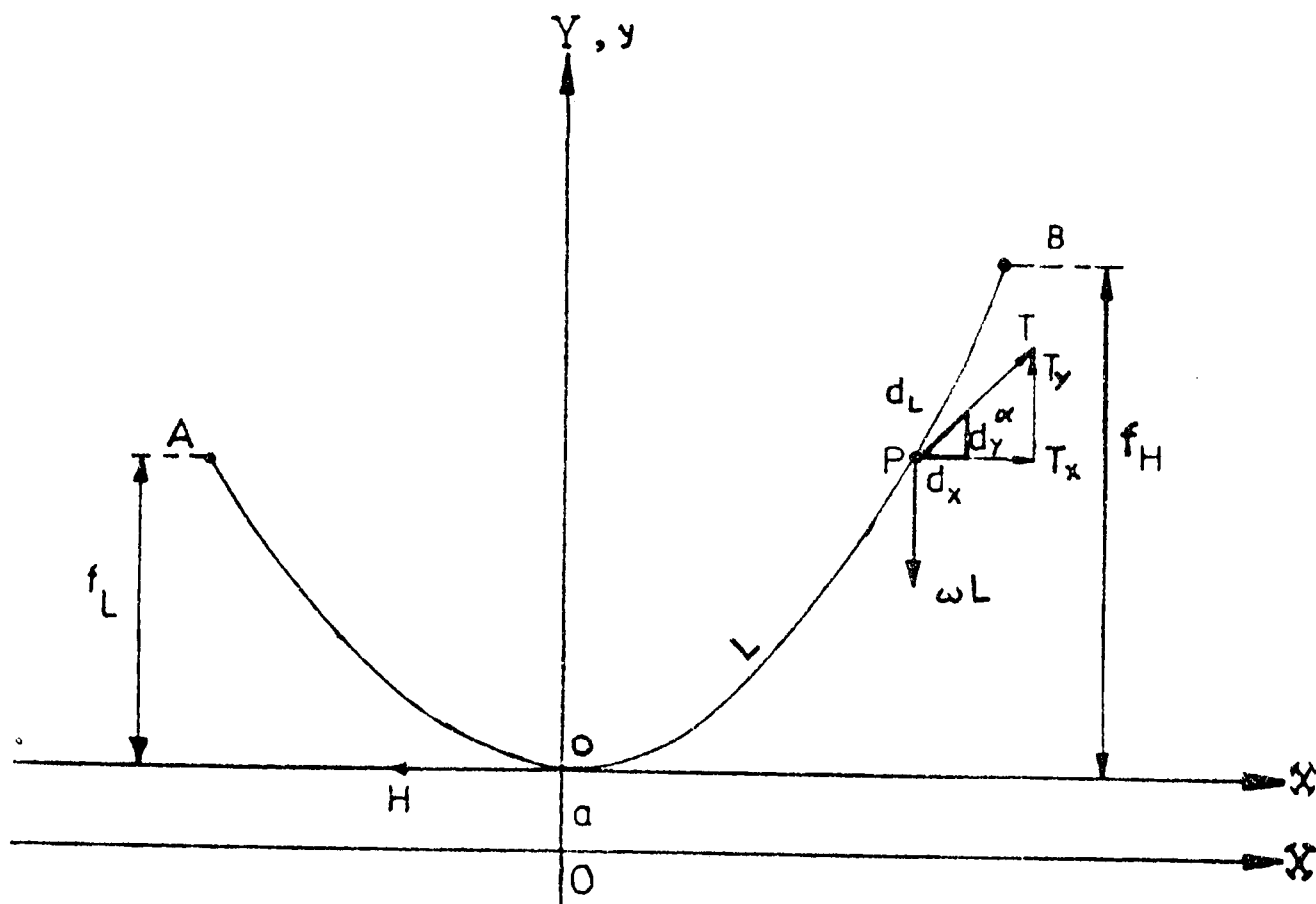
لیکن موارد زیادی نیز وجود داشته که محاسبات مکانیکی عامل تعیین کننده نوع هادی خط انتقال بوده و بدین علت همواره پس از انتخاب هادی مناسب از نظر الکتریکی، آنرا از لحاظ مکانیکی هم مورد ارزیابی قرار داده و در صورتی که در این حالت جوابگوی نیروهای وارده در شرایط مختلف بارگذاری باشد آنرا بعنوان انتخاب نهایی در نظر گرفته و در غیر اینصورت هادی مناسبتری را انتخاب می نمایم. محاسبات مکانیکی مربوط به خطوط هوایی انتقال نیرو شامل نیروهای وارد بر هادی، کشش هادی و منحنی فلش آن می باشد. بدیهی است که انتخاب هادی خط از نظر مکانیکی و میزان کشش و وزن آنها در محاسبات مربوط به برج و انتخاب نوع آن مؤثر بوده و همچنین در تعیین فاصله بین برجها و نوع فونداسیونهای مورد استفاده عامل مهمی بشمار می رود. در اینجا پیش از آغاز بحث توجه خوانندگان را به نکات زیر جلب می نمایم.

بعلت قرار گرفتن هادی خط انتقال بر روی دو تکیه گاه با فاصله ای نسبتاً زیاد آن را یک سیم آویخته فرض نموده و در مطالب آتی نیز عنوان سیم را بجای هادی بکار می بریم. در این قسمت از اصطلاحات و تعاریف زیادی استفاده شده که توضیح هر یک از آنها قبلاً در فصل اول آمده و در صورت نیاز می توانید به قسمت تعاریف و اصطلاحات مراجعه نمایید.

۲- منحنی سیم:

در طراحی خطوط انتقال انرژی تعیین منحنی سیم از اهمیت زیادی برخوردار است زیرا تغییرات کوچکی در طول سیم باعث تغییرات بزرگی در کشش سیم خواهد شد. بدین معنی که انبساط و انقباض جزئی که در اثر تغییر درجه حرارت و یا بارهای خارجی بوجود می‌آید تغییرات کشش زیادی را باعث می‌شود. بنابراین منحنی سیم باید بصورتی باشد که در اثر تحولات فوق، کشش و فلش سیم از مقادیر مجاز فراتر نرود. کشش سیم تابع وزن سیم و یخ روی آن، نیروی باد و درجه حرارت محیط می‌باشد. برای بدست آوردن معادله و منحنی تعادل سیم باید به یکسری تقریب متوسل شد.

فرض می‌کنیم که سیم مقاومتی در مقابل خمش نشان نداده و در مقابل کشش نیز تغییر طول ندهد. همچنین بعلت بلندبودن طول سیم از ضخامت آن صرف نظر می‌نمائیم.



شکل (۱)

قطعه OP از شکل (۱) را در نظر می‌گیریم. نقاط A و B نقاط نگهدارنده سیم می‌باشند. با تجزیه نیروهای وارد بر سیم خواهیم داشت:

$$\begin{cases} T_x = H & \text{کشش افقی سیم} \\ T_y = \omega \cdot L & \text{کشش عمودی سیم} \end{cases}$$

$$\operatorname{tg}(\alpha) = y' = T_y / T_x = \omega \cdot L / H = L / a$$

که $a = \frac{H}{\omega}$ را پارامتر سیم گویند و واحد آن متر می‌باشد. اگر طول قطعه کوچکی از سیم (dL) را در نظر بگیریم خواهیم داشت:

$$dL = \sqrt{d_x^2 + d_y^2} \longrightarrow dx = \frac{dL}{\sqrt{1 + L^2 / a^2}}$$

با انتگرال‌گیری از طرفین رابطه داریم:

$$x + C = a \operatorname{Sin h}^{-1}(L / a) \longrightarrow \text{اگر} \begin{cases} x = 0 & \text{و} & L = 0 \\ \text{آنگاه} & \rightarrow & C = 0 \end{cases}$$

بنابراین:

$$x = a \operatorname{Sin h}^{-1}(L / a) \longrightarrow L = a \operatorname{Sin h}(x / a)$$

$$y' = L / a = \operatorname{Sin h}(x / a)$$

با انتگرال‌گیری خواهیم داشت:

$$y = a \operatorname{Cos h}(x / a) + D \longrightarrow \text{اگر} \begin{cases} x = 0 & \text{و} & y = 0 \\ \text{آنگاه} & \rightarrow & D = -a \end{cases}$$

از آنجا:

$$y = a ((\operatorname{Cos h}(x / a)) - 1)$$

حال اگر در شکل (۱) مرکز محورهای مختصات را به نقطه (a- و ۰) انتقال دهیم

$$\begin{cases} \bar{x} = X + 0 \\ y = Y - a \end{cases} \quad \text{خواهیم داشت:}$$

بنابراین:

$$Y = a \operatorname{Cos h} (X / a)$$

با بسط عبارت $\operatorname{Cos h} (X/a)$ داریم:

$$Y = a \left[1 + \frac{1}{2!} \left(\frac{X}{a} \right)^2 + \frac{1}{4!} \left(\frac{X}{a} \right)^4 + \dots \right]$$

که با تقریب خوبی می‌توان نوشت:

$$Y = a \left(\frac{1 + X^2}{2 a^2} \right)$$

اگر محور مختصات مماس بر سیم باشد داریم:

$$y = x^2 / 2a$$

که این معادله، معادله یک سهمی است.

۳- محاسبه کشش در نقاط مختلف سیم (Tension):

می‌توان کشش T را در هر نقطه از سیم به فاصله x از مبدا مختصات بصورت زیر محاسبه نمود.

$$T = \sqrt{T_x^2 + T_y^2}, \quad \frac{T_y}{T_x} = \operatorname{tg}(\alpha) = \operatorname{Sin h}(x/a)$$

$$T = H \sqrt{1 + (\operatorname{Sin h}(x/a))^2} \rightarrow T = H \operatorname{Cos h}(x/a) \rightarrow T = \omega \cdot Y$$

این رابطه بدین معنی است که کشش در هر نقطه به طول x برابر است با وزن قطعه‌ای از سیم که طول آن برابر y است.

بنابراین کشش در نقاط نگهدارنده B به صورت زیر محاسبه می‌شود.

$$T_B = \omega \cdot y_B = \omega (f_H + a) = \omega \cdot f_H + H$$

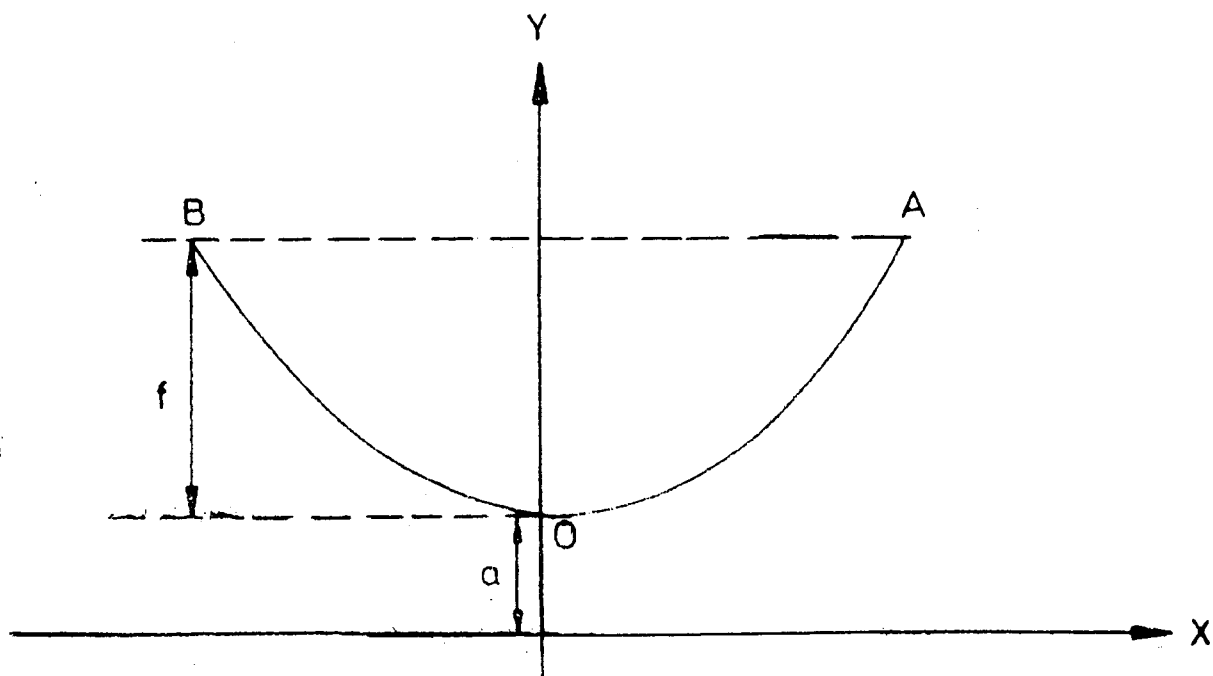
معمولاً شرایط کلی زیر را در محاسبات کشش و فلش مورد توجه قرار می‌دهند.

۱- کشش سیم در درجه حرارت عادی را بین $\% (18-25)$ حداکثر مقاومت کششی قرار می دهند.

۲- حداکثر کشش سیم در سخت ترین شرایط موجود در منطقه ای که خط عبور می کند نباید بیشتر از $\% 60$ حداکثر مقاومت کششی باشد. بنابراین ضریب اطمینانی که برای سیم در نظر می گیرند حداقل برابر با 1.67 می باشد.

۴- فلش سیم (Sag) :

در طراحی یک خط انتقال انرژی، فلش نقش مهمی دارد زیرا فلش بهترین وسیله برای شناختن کشش سیم و ارتفاع پایه ها می باشد. فلش جهت کنترل فاصله سیم از زمین یک عامل تعیین کننده است.



شکل (۲)

الف) محاسبه فلش سیم برای حالتی که دونقطه نگهدارنده در یک سطح قرار دارند (شکل ۲)

$$\begin{cases} y_A = a \operatorname{Cosh}(x_A / a) \\ y_A = a + f \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} f = y_A - a = a \operatorname{Cosh}(x_A / a) - a \\ x_A = S / 2 \rightarrow f = a (\operatorname{Cosh}(s / 2a) - 1) \end{cases}$$

و اگر این رابطه را بسط دهیم و از جملات درجه ۴ به بالا صرفنظر کنیم خواهیم داشت:

$$f = \frac{S^2}{8a} = \frac{\omega S^2}{8H}$$

ب) محاسبه فلش سیم برای حالتی که دونقطه نگهدارنده در یک سطح نباشند. اگر f_L را فلش سیم در اسپنی که $2n$ طول داشته باشد و f_H را فلش سیم در اسپنی که $2m$ طول داشته باشد در نظر بگیریم بطوری که نقاط نگهدارنده سیم اختلاف ارتفاعی نداشته باشند در این صورت با توجه به شکل (۳) می توان نوشت:

$$f_L = (2n)^2 / 8a, \quad f_H = (2m)^2 / 8a$$

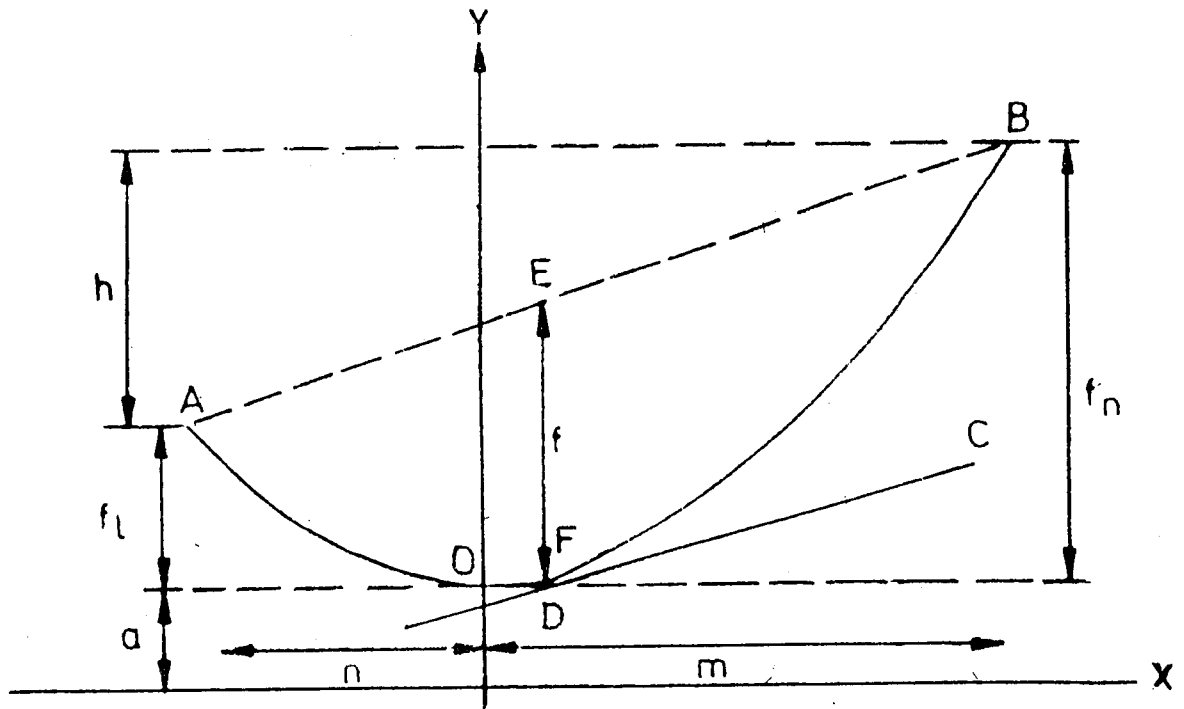
$$h = f_H - f_L = (2m)^2 / 8a - (2n)^2 / 8a = (1/2a)(m+n)(m-n)$$

$$m + n = S$$

$$\begin{cases} m - n = 2ah / S \\ m + n = S \rightarrow m = S/2 + ah/S, \quad n = S/2 - ah/S \end{cases} \quad (1)$$

چون مقدار فلش برابر طول EF است پس داریم $f = y_E - y_F$ و چون خط CD موازی خط AB است پس شیب خط CD هم برابر شیب خط AB بوده و مساوی h/S است بنابراین خواهیم داشت $x_f / a = h/S$ حال با داشتن طول نقاط E و F می توان آنها را در معادله خط AB قرار داد و در این صورت داریم:

$$f = y_E - y_F = f_L + ah^2 / 2S^2 + nh / S \quad (2)$$



شکل (۳)

باتوجه به روابط (۱) و (۲) خواهیم داشت:

$$f = \frac{S^2}{8a} + \frac{ah^2}{2S^2} - \frac{h}{2} + \frac{ah^2}{2S^2} + \frac{h}{2} - \frac{ah^2}{S^2}$$

بنابراین تغییر ارتفاع نقاط نگهدارنده تأثیری در فلش سیم ندارد.

$$f = \frac{S^2}{8a} = \frac{\omega S^2}{8H}$$

البته در اینجا باید دقت کرد که نقطه مماس بر منحنی یعنی نقطه D در وسط اسپن قرار دارد و همچنین فاصله EF بیشترین فاصله عمودی بین منحنی سیم و خط AB است. مقادیر f_H و f_L را نیز به سادگی می توان بدست آورد.

$$f_H = f(1 + h/4f)^2 \quad , \quad f_L = f(1 - h/4f)^2$$

۵- محاسبه طول سیم:

طول سیم را در دو حالت زیر محاسبه می‌کنیم:

الف) نقاط نگهدارنده اختلاف ارتفاعی ندارند.

باتوجه به شکل (۲) و محاسباتی که قبلاً انجام شده است مشخص می‌شود که طول

سیم اندازه‌گیری شده از نقطه O بصورت زیر بدست می‌آید.

$L_1 = a \sinh(x/a)$ و برای کل سیم خواهیم داشت:

$$L = 2 a \sinh(x/a) = 2 a \left[\frac{(S/2)}{a} + \frac{(S/2)^3}{6 a^3} + \dots \right]$$

$$L = S + \frac{S^3}{24 a^2}$$

ب) نقاط نگهدارنده با هم اختلاف ارتفاع دارند.

باتوجه به شکل (۳) فرض می‌کنیم که L_a طول کمان OA و L_b طول کمان OB

باشند در این صورت با بسط رابطه طول سیم خواهیم داشت:

$$L = a \sinh\left(\frac{x}{a}\right) = a \left[\frac{x}{a} + \frac{1}{3!} \left(\frac{x}{a}\right)^3 + \dots \right] = x + \frac{x^3}{6 a^2}$$

بنابراین L_a و L_b بترتیب زیر محاسبه می‌شوند.

$$\begin{cases} L_a = n + \frac{n^3}{6 a^2} \\ L_b = m + \frac{m^3}{6 a^2} \end{cases} \rightarrow L = L_a + L_b = (m+n) \left\{ 1 + \frac{1}{6 a^2} [(m+n)^2 - 3mn] \right\}$$

باجایگذاری مقدار مربوطه به جای m و n خواهیم داشت:

$$L = S + \frac{S^3}{24 a^2} + \frac{h^2}{2S}$$

بنابراین اگر نقاط نگهدارنده با هم اختلاف ارتفاع داشته باشند در این صورت طول

سیم به اندازه $h^2 / 2S$ افزایش پیدا می‌کند که در آن h اختلاف ارتفاع بین دو نقطه نگهدارنده می‌باشد.

۶- نیروهای وارد بر هادی:

در این قسمت به بررسی نیروهای وارد بر هادی می‌پردازیم تا بتوانیم با توجه به نیروهای ناشی از بارها و نیروهای وارد بر هادی مقدار کشش هادی را کنترل کنیم زیرا اگر کشش زیاد شود ممکن است سبب پارگی هادی در شرایط سخت شود و یا اگر کشش خیلی کم شود باعث افزایش فلش شده و در نتیجه پایه‌ها بلند شده و هزینه طرح افزایش می‌یابد. انواع نیروهای وارد بر هادی عبارتند از:

الف) نیروهای خودی:

این نیروها ناشی از وزن هادی، وزن زنجیره مقرر و نیروهای ناشی از قرارگیری برج در زاویه می‌باشد.

ب) نیروهای ناشی از بارگذاری خارجی:

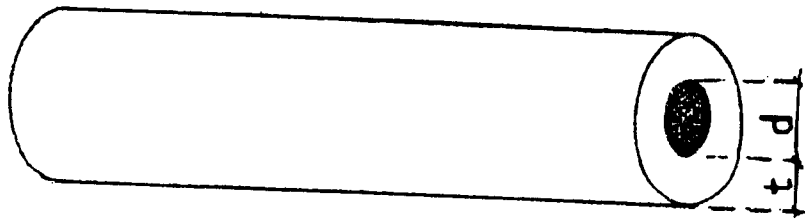
این نیروها شامل بارگذاری ناشی از تشکیل قشر یخ روی هادی و نیروی ناشی از باد می‌باشد.

۱- بار یخ:

قشر یخی که در هوای سرد زمستان روی هادی خطوط انتقال تشکیل می‌شود بستگی به درجه حرارت محیط و سرعت باد داشته و گاه ممکن است با ضخامت‌های خیلی زیاد مشاهده شود. نیروی ناشی از وزن این قشر یخ به صورت هم جهت با نیروی وزن هادی بر سیم وارد می‌شود و باعث افزایش نیروی کشش هادی می‌گردد.

چنانچه وزن یخ در واحد طول هادی را با w نشان دهیم با توجه به شکل (۴)

خواهیم داشت:



شکل (۴)

$$\omega_i = \sigma \cdot \pi \cdot \left[\left(\frac{1}{2} d + t \right)^2 - \left(\frac{1}{2} d \right)^2 \right] \cdot \ell$$

که در آن:

σ : وزن مخصوص یخ (معادل 913 kg/m^3)

t : ضخامت یخ (m)

d : قطر هادی (m)

و ℓ : طول هادی (در اینجا 1 m) می باشد.

$$\omega_i = 913 \cdot \pi \cdot t \cdot (t + d) \quad (\text{kg / m})$$

۲- نیروی ناشی از باد روی هادی:

باد تحت شرایط مختلف دارای سرعت‌های متفاوت می باشد. در اثر وزش باد نیرویی بر سیم وارد می شود که مقدارش از حاصلضرب فشار باد در سطح بادخور سیم بدست می آید.

$$\omega_w = c_d \cdot P_w \cdot A$$

که در آن:

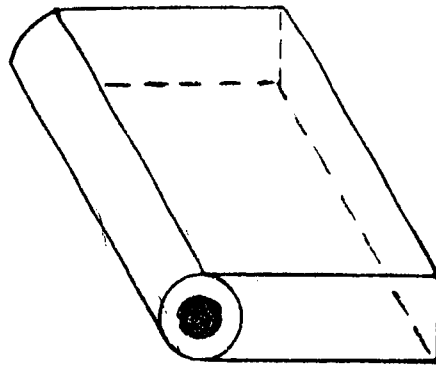
P_w : فشار باد بر حسب (kgf / m^2)

A : سطح بادخور در یک متر طول هادی

و c_d : ضریب دینامیک می باشد که طبق استاندارد SSPB برای سیمهای با قطر

بیش از 15 mm برابر یک است و برای سیمهای با قطر بین 12.5 mm تا 15 mm برابر 1.1

و برای سیمهای با قطر کمتر از 12.5 mm برابر 1.2 می باشد.



شکل (۵)

اگر چنانچه بر روی هادی یخ نشسته باشد در این صورت سطح بادخور افزایش یافته و خواهیم داشت.

$$A = (2t + d) \cdot \ell$$

باید به این مسئله توجه داشت که فشار باد P در هر منطقه بستگی به ارتفاع هادی از سطح زمین دارد و بسته به بلندی دکلهای میزان آن متفاوت خواهد بود. همچنین از آنجا که نیروی باد در تمام طول اسپن یکسان نمی باشد در استانداردهای مختلف با توجه به طول اسپن برای باد نیرویی کمتر از مقدار بدست آمده از روابط فوق در نظر می گیریم. بطوریکه در اسپن های بیش از صد متر ضریب کاهش نیروی باد اعمال می گردد. در استاندارد ایران ضریب کاهش (R) طبق رابطه زیر بدست می آید.

$$S < 100 \text{ m}$$

$$R = 1$$

$$100 \text{ m} < S < 300 \text{ m}$$

$$R = \frac{600 - S}{500}$$

$$S > 300 \text{ m}$$

$$R = 0.6$$

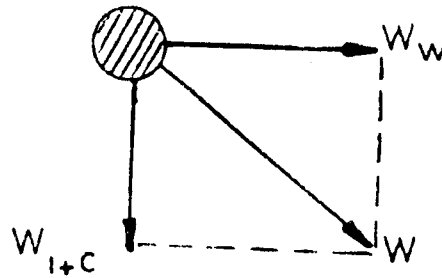
بنابراین رابطه نیروی ناشی از باد روی هادی بصورت $\omega_w = R \cdot c_d \cdot P_w \cdot d$ در می آید.

طبق استاندارد SSPB نیروی باد از رابطه $\omega_w = 0.0625 \cdot V^2 \cdot R \cdot c_d \cdot A \cdot \sin^2 \phi$

بدست می آید. در این رابطه ϕ زاویه وزش باد است.

ج - برآیند نیروهای وارد بر سیم:

برای تعیین برآیند نیروهای وارد بر هادی طبق شکل داریم:



شکل (۶)

$$\omega = \sqrt{(\omega_i + \omega_c)^2 + \omega_w^2}$$

همانطور که مشاهده می شود وزن یخ بطور ساده به وزن خود سیم اضافه می شود درحالیکه نیروی ناشی از باد بطور برداری با وزن سیم و یخ ترکیب می شود. نسبت ω به وزن واحد طول سیم را ضریب اضافه بار گویند.

د - معادله تغییر وضعیت!

در طراحی خطوط انتقال انرژی باید در تمامی شرایط جوی منطقه کشش و فلش هادی محاسبه شوند. سیمهای هوایی تحت تأثیر پدیده های خارجی قرار می گیرند و کشش و فلش آنها با درجه حرارت و نیروی باد و یخ تغییر می کند. مثلاً تنزل درجه حرارت باعث کاهش طول سیم و در نتیجه افزایش کشش سیم می گردد و یا افزایش درجه حرارت باعث ازدیاد طول سیم و در نتیجه افزایش فلش سیم می شود. باد و یخ نیز باعث اضافه شدن کشش سیم می شود. لذا پس از انجام عملیات سیم کشی باید مطمئن شد که:

- ۱- فاصله سیم از زمین در درجه حرارت ماکزیمم کافی خواهد بود.
- ۲- کشش در سخت‌ترین شرایط و با ضریب اطمینان لازم، از مقدار مجاز بیشتر نمی‌شود.
- ۳- فاصله سیم از زمین تحت اثر حداکثر بار یخ از حد مجاز کمتر نمی‌شود.

از این روکش سیم در موقع نصب باید دارای مقداری مناسب بوده و طوری انتخاب شود که در بدترین شرایط نیز، مقادیر کشش و فلش سیم از مقدار مجاز خود تجاوز نکنند. این کشش برای درجه حرارت‌های مختلف در حوالی درجه حرارت متوسط منطقه حساب می‌شود تا در موقع سیم‌کشی از آنها استفاده بشود. بنابراین هدف از مطالعه رابطه تغییر وضعیت عبارت است از پیدا کردن کشش یا فلش جدید وقتی که شرایط محیط تغییر کرده باشد. معمولاً فقط درجه حرارت و نیروهای وارد بر سیم تغییر می‌کند. برای بدست آوردن رابطه تغییر وضعیت از تغییراتی که در اثر درجه حرارت و بارهای خارجی و در نتیجه کشش در طول سیم بطور الاستیک ایجاد می‌شود کمک می‌گیریم. طول سیم در یک اسپن ثابت طبق روابط گذشته بصورت زیر می‌باشد:

$$L_1 = S + \frac{S^3}{24 a_1^2}, \quad L_2 = S + \frac{S^3}{24 a_2^2}$$

تغییر طول در اثر تغییر درجه حرارت.

$$L = L_2 - L_1 = \alpha (t_2 - t_1) L_1$$

تغییر طول در اثر کشش.

$$L = \frac{H_2 - H_1}{AE} \cdot L_1$$

که در آن:

E : مدول یانگ.

و H_1, H_2 : کشش داخلی سیم در حالت‌های ۱ و ۲ می‌باشند.

$$L_2 - L_1 = \alpha (t_2 - t_1) L_1 + \frac{H_2 - H_1}{AE} \cdot L_1$$

$$\frac{S^3}{24 a_2^2} - \frac{S^3}{24 a_1^2} = \left[\alpha (t_2 - t_1) + \frac{H_2 - H_1}{AE} \right] \left[S + \frac{S^3}{24 a_1^2} \right]$$

از حاصلضرب دو به دوی مقادیر داخل پرانتز صرفنظر می شود.

$$\frac{S^2 \omega_2^2}{24 H_2^2} - \frac{1}{AE} H_2 - \alpha t_2 = \frac{S^2 \omega_1^2}{24 H_1^2} - \frac{1}{AE} H_1 - \alpha t_1 = K$$

K: یک مقدار ثابت است.

بنابراین در حالت کلی داریم:

$$H^3 + AE (\alpha t + k) H^2 - \frac{AE S^2 \omega^2}{24} = 0$$

با بدست آوردن مقدار K در یک حالت می توان H را در شرایط مختلف بدست آورد، بنابراین در حالت کلی می توان رابطه زیر را نوشت:

$$H_2^3 + \left[\frac{AES^2 \omega_1^2}{24 H_1^2} + \alpha AE (t_2 - t_1) - H_1 \right] H_2^2 - \frac{AES^2 \omega_2^2}{24} = 0$$

بنابراین چنانچه شرایط جوی و کشش اولیه سیم مشخص باشد و شرایط جوی ثانویه داده شود می توان بکمک رابطه تغییر وضعیت کشش ثانویه را حساب کرد.

۷- انتخاب نوع و شکل برج:

انتخاب نوع برج به عوامل مختلفی بستگی دارد. از آن جمله می توان نوع منطقه مسیر خط بصورت دشت یا کوهستانی، ناحیه شهری یا روستائی، محدودیتهای مربوط به حریم، روش نصب و سیم کشی و نحوه بهره برداری و نگهداری و هزینه تهیه مواد و نصب و غیره را نام برد.

بعد از مطالعه مقدماتی بر روی عکسهای هوائی و تعیین مسیر عبور خط نوع برجی را که مناسب خط باشد مشخص نموده و نقشه برداری دقیق روی زمین آغاز می گردد تا

چگونگی تغییرات ارتفاع در سطح زمین و مسیری که خط باید طی نماید مشخص گردد. در سر اسر سیستم بهم پیوسته برق کشور انواع زیادی از برجها بکار برده شده اند که دارای مشخصات مشابه زیر هستند:

- * برجهای یک مداره (S / C) Single circuit .
- * برجهای دو مداره (D / C) Double circuit .
- اخیراً برجهای چند مداره نیز در حال نصب می باشند.

۸- انواع برجها:

۱- برج وسط خط (Tangent) :

a - بدون انحراف و مستقیم با زنجیره مقره آویزی (Suspension).

b - زاویه، که معمولاً بسته به زاویه ای که می گیرد می تواند بصورت زیر باشد:

Light suspension (LS)	(0 - 3°)
Medium suspension (MS)	(0 - 6°)
Heavy suspension (HS)	(0 - 15°)

۲- برج زاویه (Angle) :

که برای تغییر امتداد مسیر خط و قرار گرفتن در زوایا طراحی می شود و معمولاً بصورت زیر است:

angle	(15° - 30°)
angle	(30° - 60°)
angle	(60° - 90°)

ضمناً در این نوع برجها، زنجیره مقره از نوع کششی (Tension) می باشد.

۳- برج انتهایی (Terminal) :

در ابتدا و انتهای خط و در ارتباط خط با پست از این نوع برجها استفاده می شود.

۹- پارامترهای اساسی در طرح برجها:

در طرح برجها پارامترهای اساسی زیر مدنظر قرار می‌گیرند:

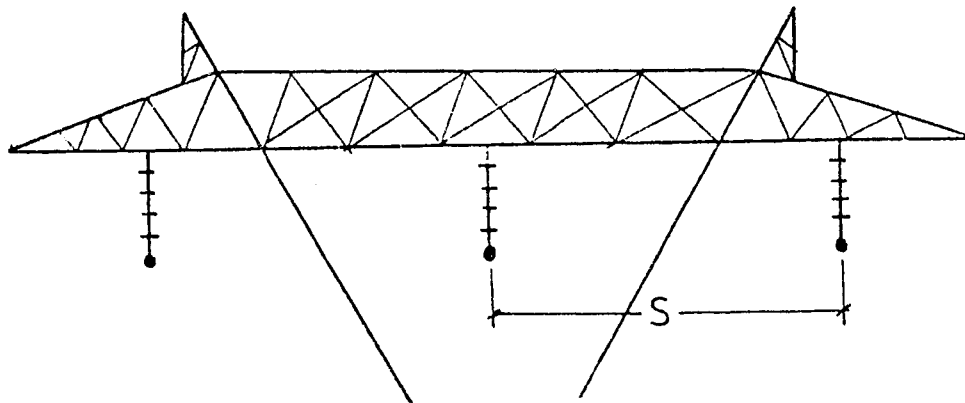
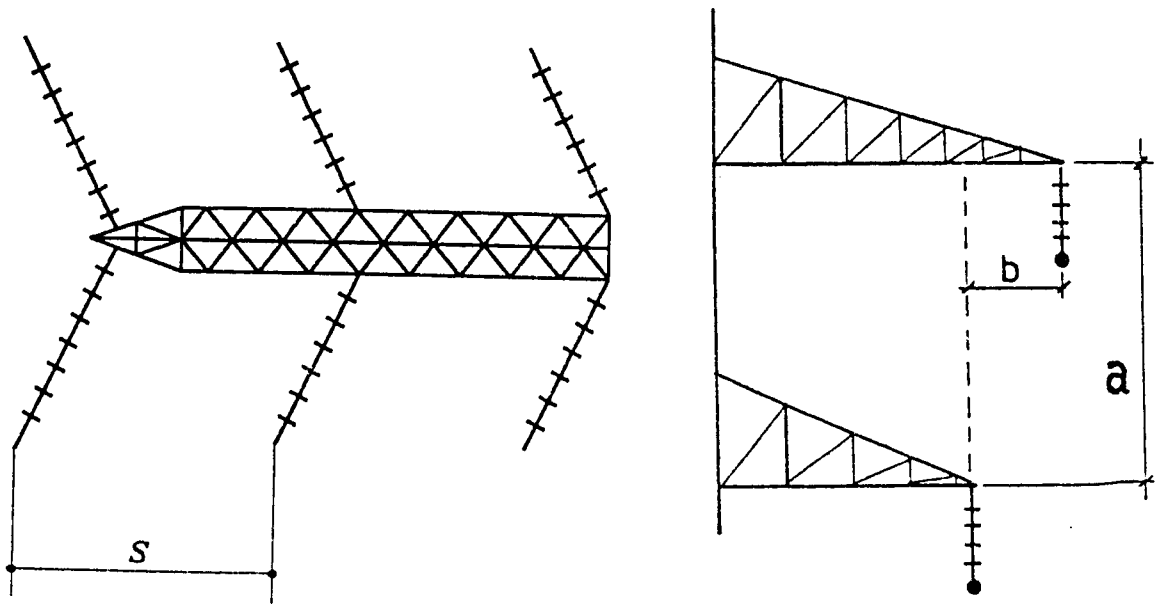
۱- حداقل و حداکثر فاصله بین فازها:

حداقل فاصله بین فازها باتوجه به حداکثر اسپان قابل استفاده برای هر برج بسته به

نوع برج و وضعیت قرار گرفتن هادیها محاسبه می‌شود.

$$S = \sqrt{a^2 + b^2}$$

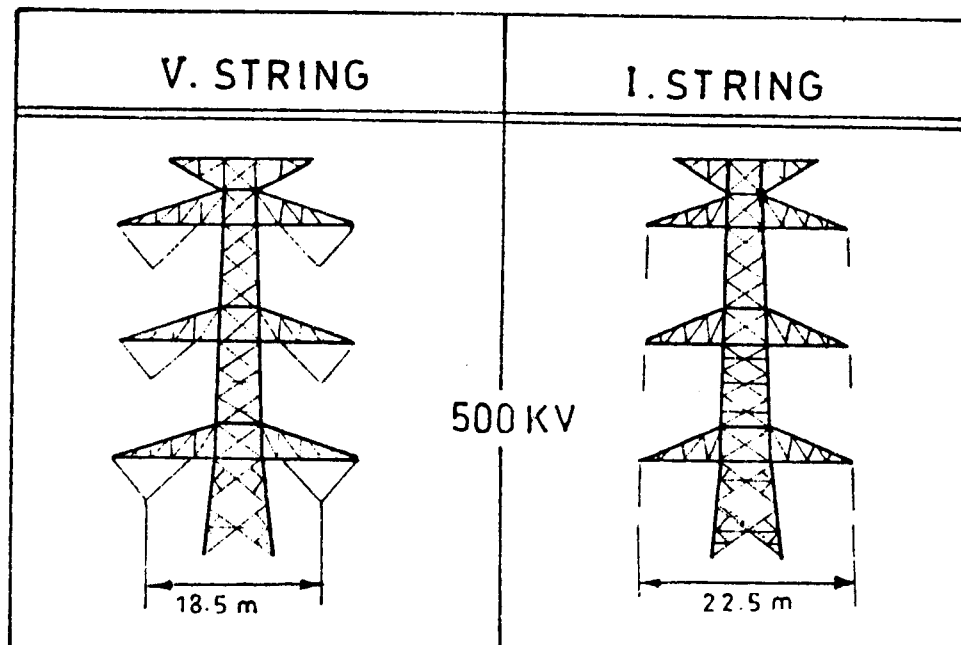
$s = \text{spacing}$



شکل (۷)

۲- شکل زنجیره مقره:

- زنجیره آویزی که اغلب بدو شکل "I" و "V" بکار می‌رود. (شکلهای زیر)



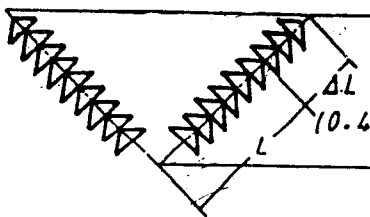
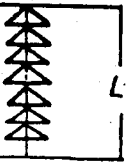
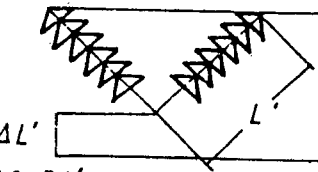
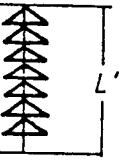
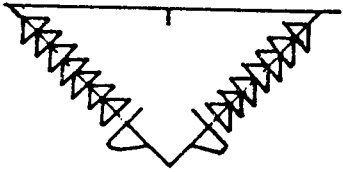
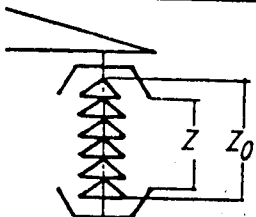
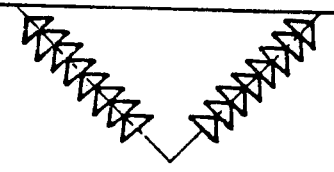
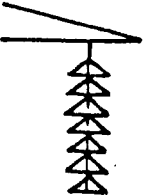
شکل (۸)

در زنجیره "V" شکل هر چند که تعداد مقره و یراق آلات دو برابر زنجیره "I" شکل می‌باشد، ولی مزایای بسیاری دارد که از آن جمله می‌توان باریکی پهنای برج، کم شدن ارتفاع زنجیره، آلودگی مقره کمتر و انحراف مسیر جرعه از روی مقره به طرف بدنه برج با تعبیه شاخک برقگیر مناسب را نام برد (شکل ۹).

۳- انواع برجهایی که معمولاً در خطوط انتقال بکار می‌روند.
که عبارتند از:

- برج **Waist type** (کله گربه‌ای):

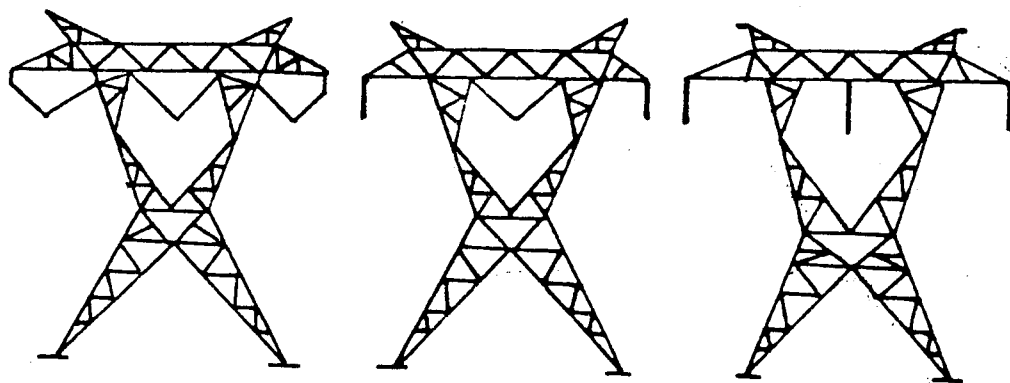
این نوع برج معمولاً برای خطوط یکمداره مورد استفاده قرار می‌گیرد. یکی از مزایای این نوع برج پایدهای با پهنای زیاد می‌باشد که نیروهای عکس‌العملی روی فونداسیون را کم می‌کند. لیکن ترتیب افقی فازها نیاز به بازوی وسیعی بخصوص در

<p>FLEXIBILITY OF ANTI-CONTAMINATION DESIGN</p>				
<p>REDUCTION OF TOWER HEIGHT</p>				
<p>NON-CASCADE FLASHOVER</p>	<p>SIMPLE ARCING HORN</p> 	 <p>$Z/Z_0 < 0.85$</p>		
<p>LESS ACCUMULATION OF CONTAMINATION</p>		 <p style="text-align: center;">salt - Deposit</p> <table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <td style="width: 50%;">80%</td> <td style="width: 50%;">100%</td> </tr> </table>	80%	100%
80%	100%			

شکل (۹)

ولتاژهای بالا (EHV) دارد که برای کم کردن طول آن از زنجیره "V" برای فاز وسط استفاده می شود.

در صورت استفاده از زنجیره "V" برای هر سه فاز طول بازوهای بیرونی زیاد خواهد شد (شکل ۱۰).



WAIST TYPE S/C

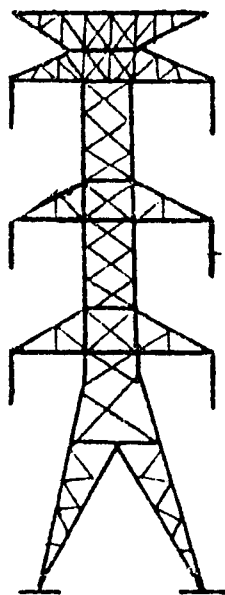
شکل (۱۰)

-برج Vertical :

این نوع برج مناسبترین شکل برای خطوط دو مداره می باشد و اغلب دو سیم محافظ در سر برج برای داشتن حفاظت مناسب در مقابل رعد و برق بکار می رود. معمولاً بازوی وسط برای داشتن فاصله لازم در مواقع ایجاد پدیده گالوپینگ بین فازها از دو بازوی بالائی و پائینی بلندتر انتخاب می شود (شکل ۱۱).

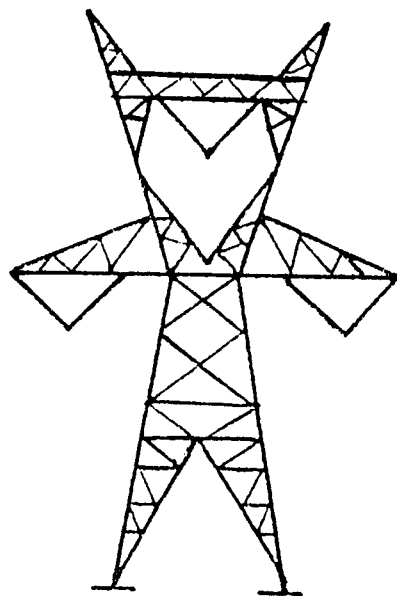
برج نوع Delta :

این نوع برج فاصله افقی بین فازها را کاهش داده در نتیجه حریم لازم برای خط کم می شود اما در مقایسه با برج Waist با بازوی بلندتر، این نوع به علت ارتفاع بیشتر ممکن است گرانتر تمام شود (شکل ۱۲).



VERTICAL D/C

شکل (۱۱)



DELTA-TYPE S/C

شکل (۱۲)

شکل انواع دیگر برج که در خطوط انتقال مورد استفاده قرار می‌گیرند را در انتهای این فصل مشاهده می‌کنید.

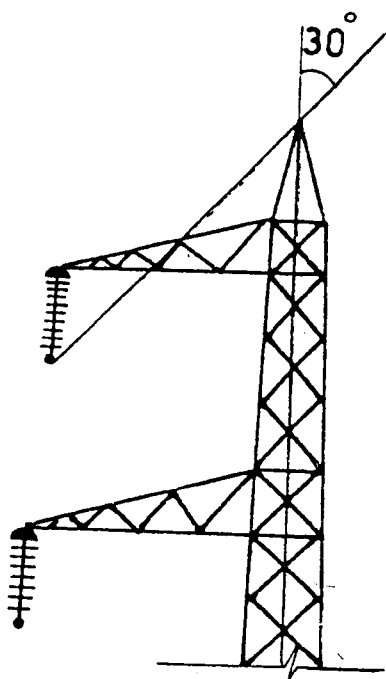
۴- زاویه حفاظت روی برج (Shielding Angle) و فاصله هوایی بین سیم محافظ و هادی در وسط اسپن (Mid span clearance):

سیم محافظ برای حفاظت خط در مقابل رعد و برق در بالای دکل تعبیه می‌شود، بطوریکه در وسط اسپان خطر اتصال با هادی بوجود نیاید. زاویه حفاظت هر چه کمتر باشد امکان حفاظت بهتر صورت گرفته و بطور تجربی سعی می‌شود زاویه حفاظت از ۳۰ درجه بیشتر نباشد.

با تعیین این زاویه، حداقل فاصله هادی از سیم محافظ مشخص می‌شود. معمولاً سیم محافظ از فولاد گالوانیزه و یا با روکش آلومینیومی (Al. clad steel) برای مناطق آلوده و نزدیک دریا و یا برای سطح اتصال کوتاه بالا انتخاب می‌شود که فلش کمتری نسبت به هادی داشته و در نتیجه حداقل فاصله در وسط اسپان در صورت انتخاب کشش مناسب و کنترل حداقل فاصله بین سیم محافظ و هادی در وسط اسپان در بدترین حالت بارگذاری یعنی وجود یخ روی سیم محافظ و هادی بدون یخ حفظ می‌شود. در شکل (۱۳) زاویه حفاظت هادیها توسط سیم محافظ نشان داده شده است.

۵- فاصله عمودی لازم برای حفاظت در برابر پدیده گالوپینگ:

بطور کلی هادیهای خط نوسانات مختلفی دارند که باید بطریقی در مقابل اثرات سوء ناشی از این نوسانات حفاظت شوند. از جمله مهمترین این نوسانات می‌توان نوسانات حاصل از پدیده گالوپینگ را نام برد. این نوسانات با فرکانس کم (۱ Hz - ۱۵/۰) و دامنه بزرگ (۲-۴ m)، بندرت در زمستان اتفاق می‌افتد و آن وقتی است که یخ نشسته روی هادی (معمولاً یخ با ضخامت نامساوی) بطور ناگهانی بیافتد و موجب نوسان هادی شود که هم از نظر الکتریکی (بخاطر بهم خوردن حداقل فاصله الکتریکی بین هادیها) و هم از نظر مکانیکی خطراتی برای هادیها و مقره و سایر تجهیزات آن بدنبال دارد.

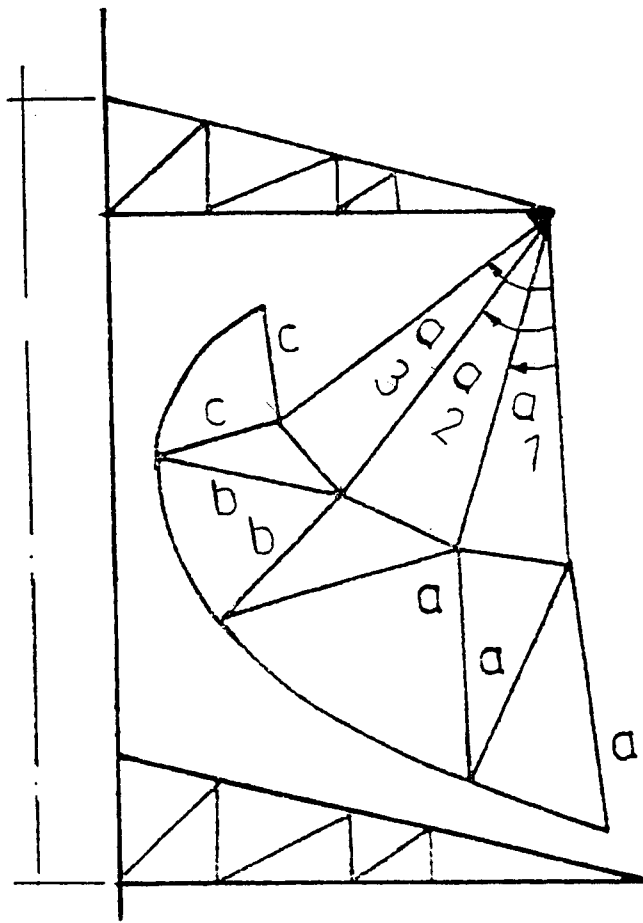


شکل (۱۳)

در برجهایی که ترتیب قرار گرفتن هادیها بطور عمودی می باشد عملاً برای حل مسئله از نظر الکتریکی بازوی وسط بین (۱-۴۵/۰) بلندتر طرح می شود.
* (مبحث نوسانات در فصول آتی بطور کاملتری مطرح خواهد شد.)

۶- دیاگرام فاصله هوایی لازم از برج برای تجهیزات تحت بار در شرایط عادی و غیر عادی خط:

دیاگرام فواصل هوایی لازم، از محاسبات مربوط به هماهنگی ایزولاسیون خط بدست می آید. علاوه بر این جهت تعیین ابعاد برج نیاز به داشتن زاویه نوسان جانبی زنجیره مقره آویزی در برجهای وسط خط و جامپر یا زنجیره جامپر در برجهای کششی می باشد (شکل ۱۴).



شکل (۱۴)

۱۰- توصیه‌های کلی:

۱- طبق استاندارد سوئد برای ایران (SSPB) مقادیر زیر برای خطوط ۴۰۰ کیلوولت توصیه شده است:

- حداکثر نسبت دو اسپن مجاور از مقدار $\frac{1}{2/5}$ تجاوز نکند.

- بلندترین اسپن نباید از $1/5$ برابر اسپن معادل طراحی بیشتر باشد.

- کوتاه‌ترین اسپن نباید از $0/4$ برابر اسپن معادل طراحی کمتر باشد.

با اینکار از افزایش بیش از حد اختلاف کشش در دو اسپن مجاور که موجب انحراف زنجیره مقرر در امتداد خط (off set) می‌شود جلوگیری خواهد شد.

۲- یکی از عوامل مهمی که سبب افزایش طول و فلش سیم و کاهش کشش سیم (پس از سیم‌کشی) می‌گردد پیری سیم است. از آنجائیکه سیم تحت کشش قرار دارد، پس از گذشت مدتی از سیم‌کشی افزایش طولی در آن بوجود خواهد آمد که موجب کاهش کشش و افزایش فلش سیم خواهد شد که حتماً بایستی قبلاً مورد توجه قرار گیرد. به دو روش زیر می‌توان اثر پیری را در محاسبات منظور نمود:

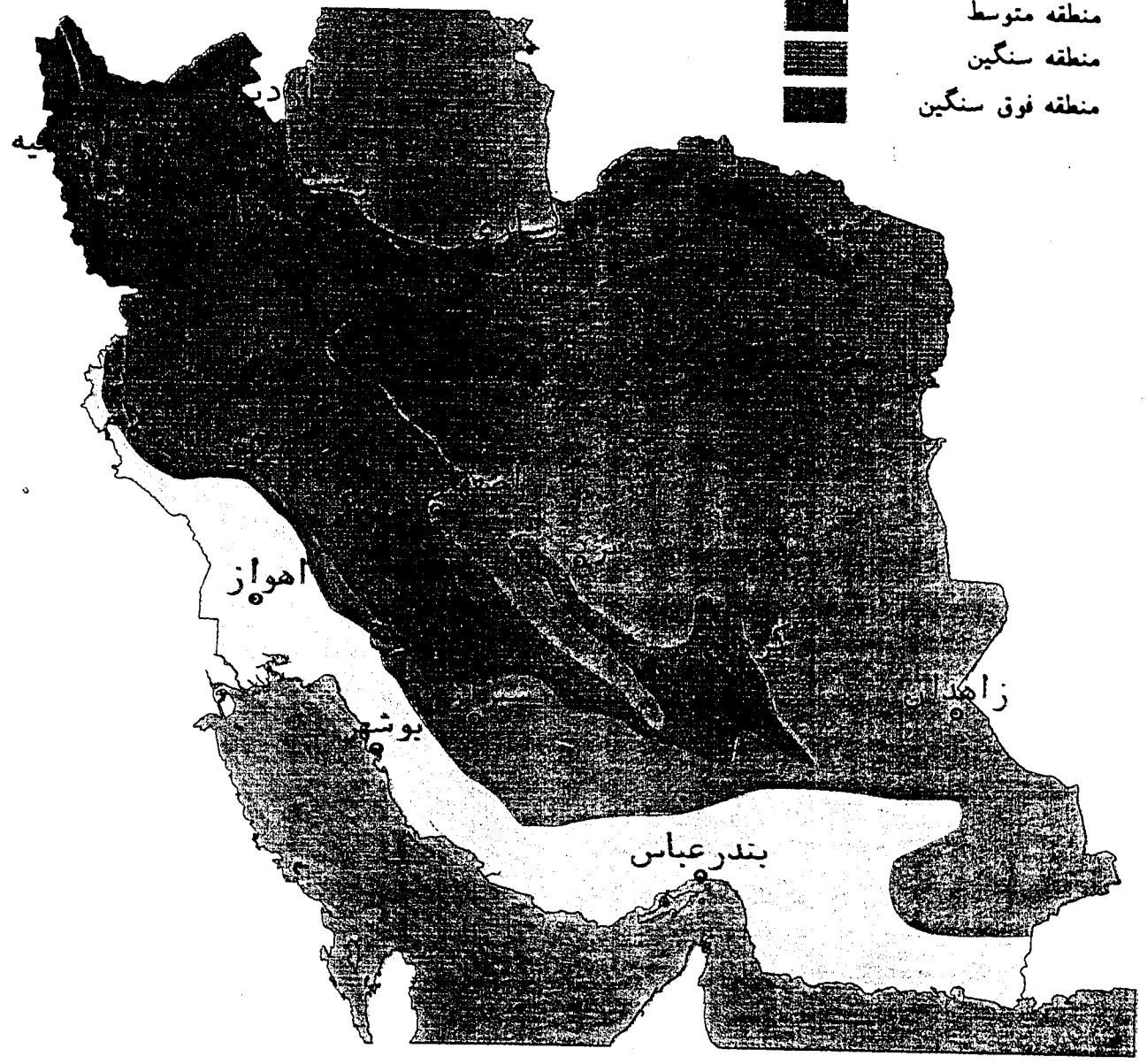
الف - در روش اول افزایش طول سیم در اثر پیری را معادل افزایش طول سیم در اثر ازدیاد درجه حرارت متناسب با آن در نظر می‌گیریم. بعنوان مثال بهنگام سیم‌کشی سیم لاینکس درجه حرارت معادل پیری را 15° فرض می‌نمایند. بنابراین موقع سیم‌کشی سیم فوق، درجه حرارت محیط 15° سردتر از دمای واقعی در زمان سیم‌کشی منظور می‌گردد.

ب - در روش دوم از منحنی‌های کشش و فلش اولیه و پس از پیری سیم که در شرایط مختلف جوی رسم شده است استفاده می‌گردد.

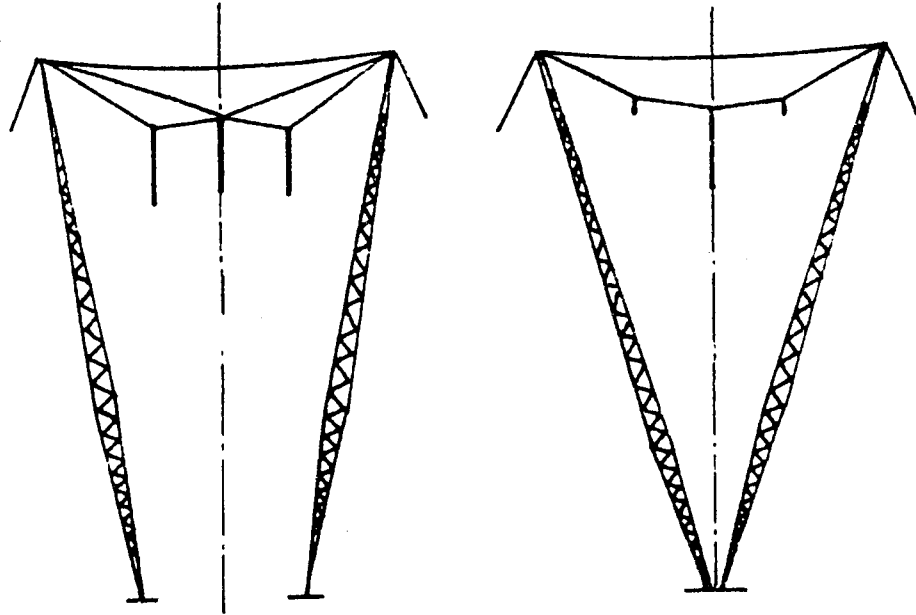
نقشه پهنه بندی مناطق چهارگانه

بارگذاری کشور

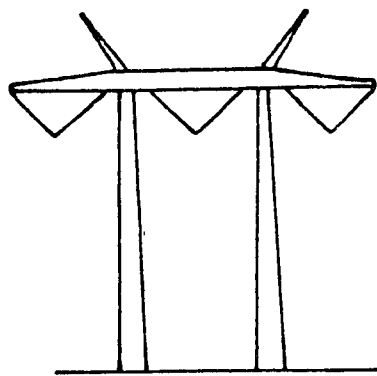
- منطقه سبک
- منطقه متوسط
- منطقه سنگین
- منطقه فوق سنگین



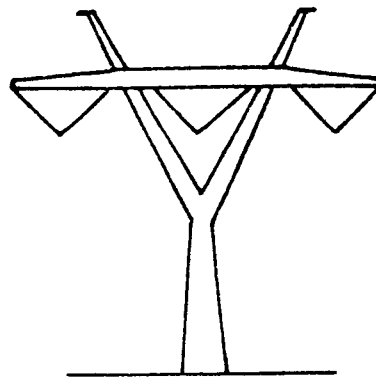
شکل تعدادی دیگر از برجهای خطوط انتقال نیرو:



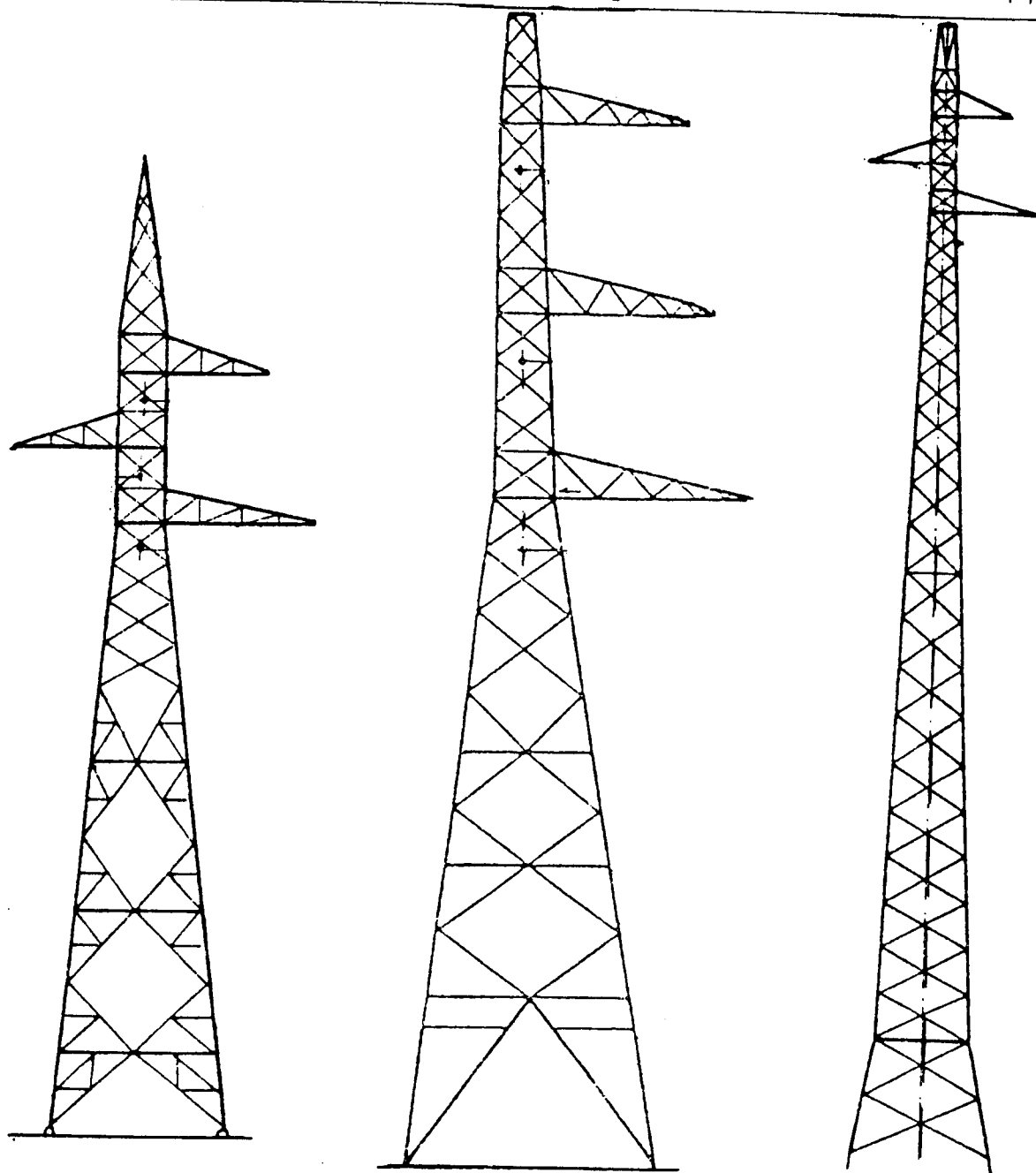
SEMI-FLEXIBLE STRUCTURE TYPES



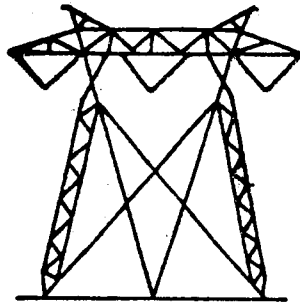
H-FRAME



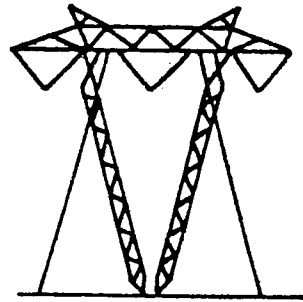
Y-STRUCTURE



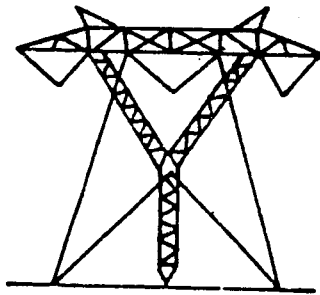
GUYED STRUCTURE TYPES



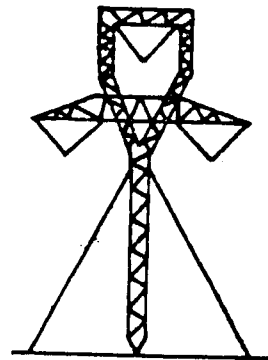
GUYED PORTAL



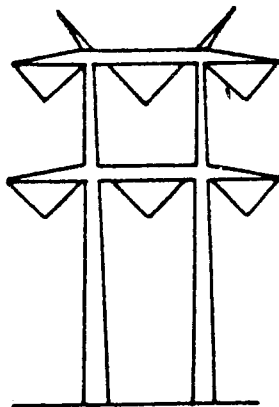
GUYED VEE



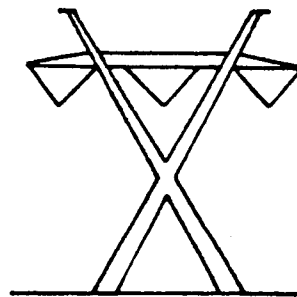
GUYED WYE



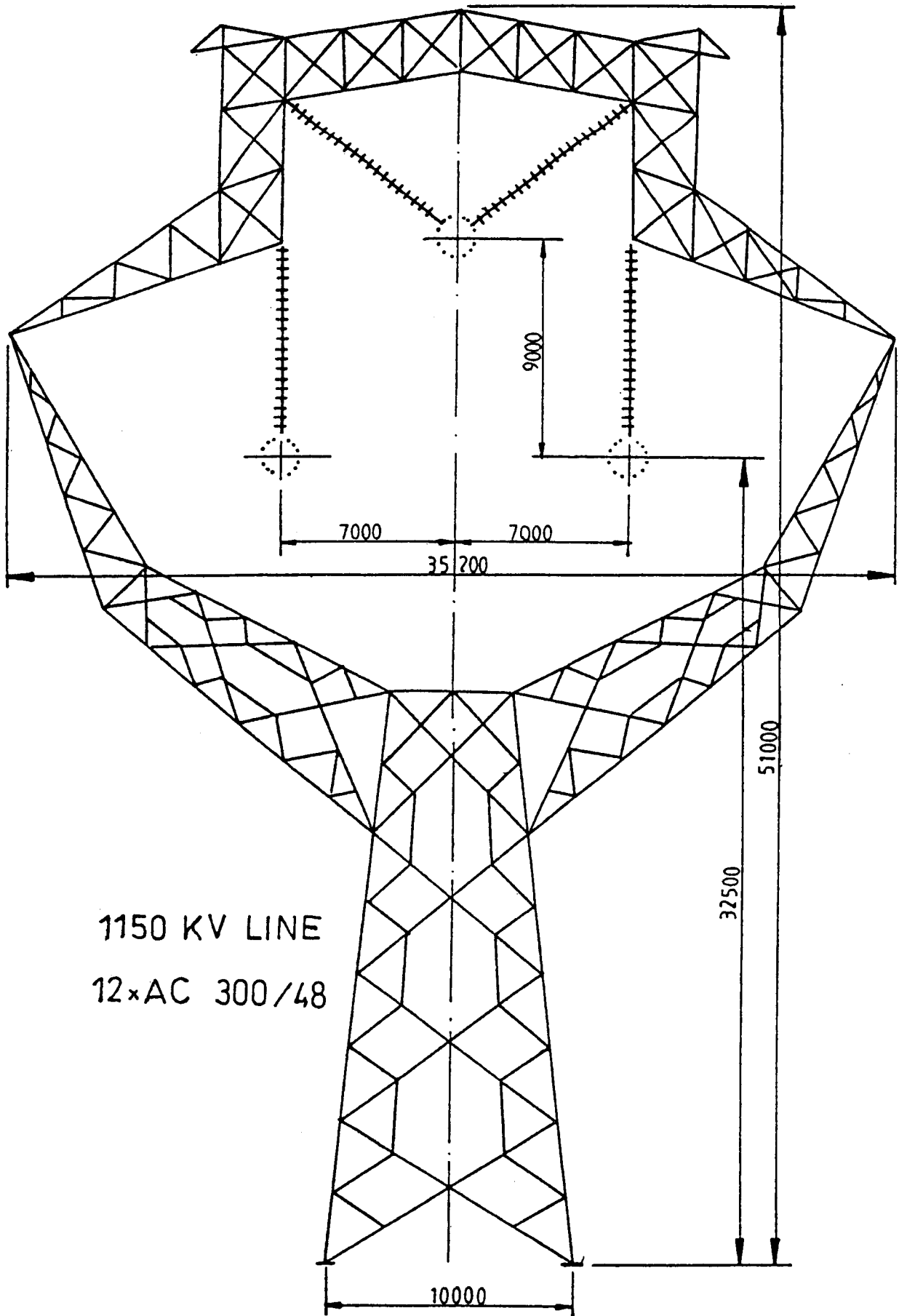
GUYED DELTA

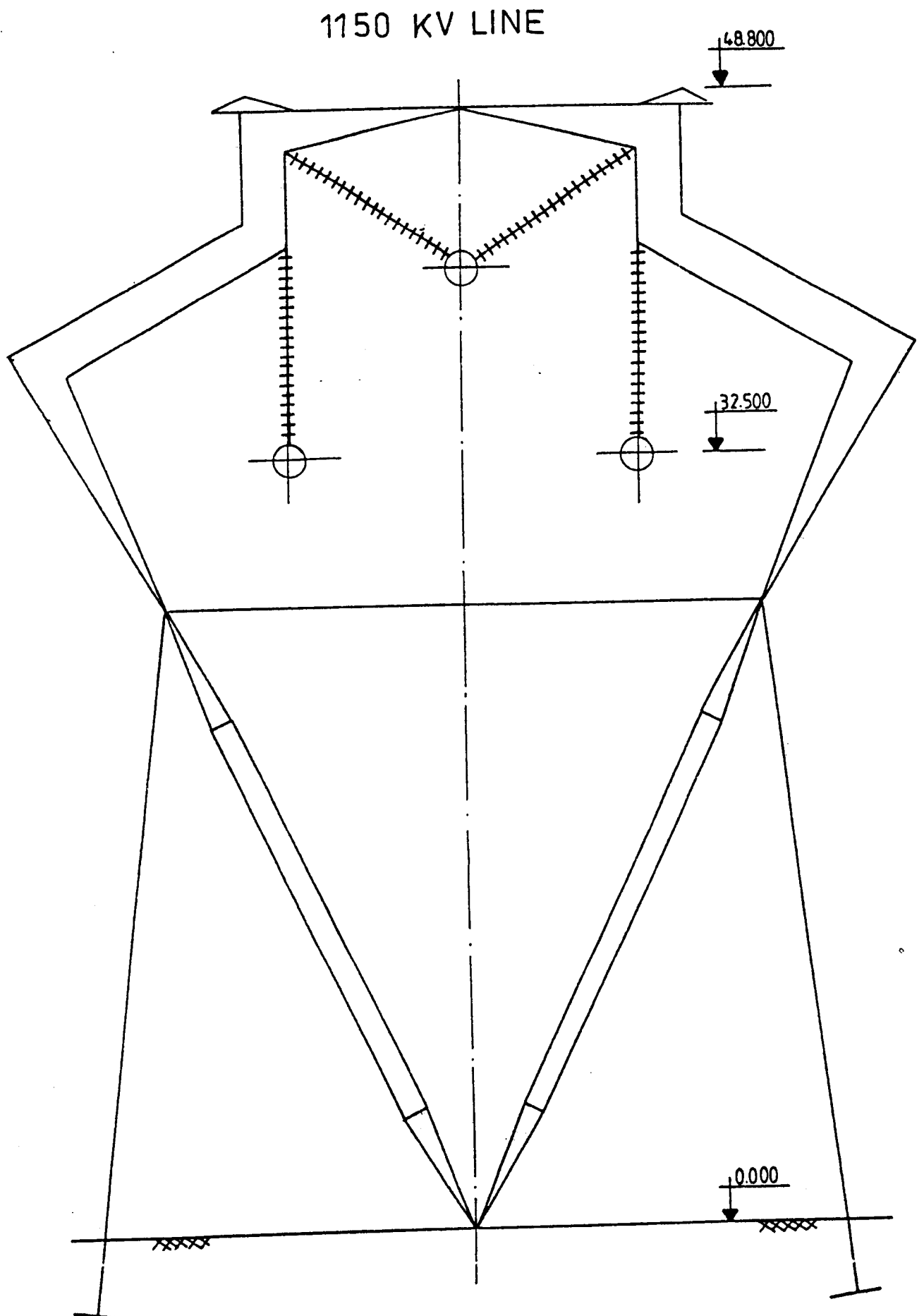


DOUBLE CIRCUIT H.FRAME



X-STRUCTURE





فصل دوازدهم

ترانسپوزیسیون

(Transposition)

۱- مقدمه:

در مراحل مختلف طراحی خطوط انتقال سعی بر آنست تا مشخصه‌ها و پارامترهای الکتریکی خط در تمام طول مسیر ثابت بماند و یا تغییرات در حد مجاز و قابل جبران باشند. مشخصات الکتریکی هر خط انتقال انرژی به عوامل مختلفی مانند نوع هادی، ولتاژ خط، جریان انتقالی، مقاومت مخصوص هادی، طول خط، آرایش فیزیکی هادیها نسبت به یکدیگر و نسبت به زمین بستگی دارد. هرگاه خطی با آرایش فیزیکی خاص در نظر گرفته شود، بدلیل عدم تقارن در قرارگیری هادیها نسبت به هم و نسبت به زمین، امپدانس القائی و خودی هر فاز مقداری متفاوت بوده و در نتیجه امپدانس خط بعنوان یک سیستم سه فاز، نامتقارن می‌گردد.

همین موضوع برای خاصیت خازنی خط نیز صادق می‌باشد بطوری که این تفاوتها در یک سیستم الکتریکی باعث عدم تعادل خط می‌گردد. بنابراین هر خط انتقال انرژی الکتریکی در یک شبکه موجب ایجاد یک سیستم سه فاز نامتعادل می‌گردد. برای جلوگیری از بروز چنین حالتی از روش ترانسپوز نمودن فازها استفاده می‌شود.

عمل ترانسپوز کردن (ترانسپوزسیون*) یعنی جابجای نمودن هادیهای یک خط و

* - Transposition

چرخش محل آنها با یک روال مشخص بطوری که در طول خط همه هادیها بطور مساوی در وضعیتهای مشابه قرار گیرند.

لازم به ذکر است که تغییر مشخصه‌های الکتریکی خط در فواصل کوتاه (با طول کمتر از ۱۰۰ کیلومتر که به خطوط کوتاه موسومند) چندان قابل ملاحظه نبوده و عمل ترانسپوزسیون تنها برای خطوط متوسط و بلند (خطوط با طول بیش از ۱۰۰ کیلومتر) توصیه می‌گردد.

۲- بررسی عدم تعادل الکتریکی در خطوط ترانسپوز نشده:

همانطور که اشاره شد، عدم تقارن پارامترهای الکتریکی یک خط ترانسپوز نشده شامل قسمتهای زیر می‌باشد.

۱- عدم تقارن راکتانس القایی خط.

۲- نامتقارن شدن کاپاسیتانس خازنی خط.

عامل اول باعث ایجاد عدم تعادل الکترومغناطیسی و عامل دوم باعث نامتعادل شدن خط از نظر الکترواستاتیکی می‌گردد.

جهت تعیین یک معیار کمی برای عدم تعادل، ضرایبی بنام ضرایب عدم تعادل تعریف می‌گردد که در واقع نسبت جریانهای مؤلفه صفر یا منفی به جریان مؤلفه مثبت در یک شرایط خاص می‌باشد.

۲-۱- عدم تعادل الکترومغناطیسی:

امپدانس هر خط سه فاز را می‌توان با یک ماتریس مربع درجه سه بصورت رابطه زیر نشان داد که در آن حروف a ، b و c مبین فازهای خط می‌باشند.

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad \text{رابطه (۱)}$$

هرگاه سیستم متقارن باشد ماتریس Z یک ماتریس متقارن است و در نتیجه تبدیل یافته آن به مؤلفه‌های متقارن با ماتریس T (رابطه ۲) یک ماتریس قطری خواهد بود. یعنی مؤلفه‌های غیرقطری ماتریس تبدیل یافته صفر هستند و هر مؤلفه مستقل از مؤلفه دیگر می‌باشد.

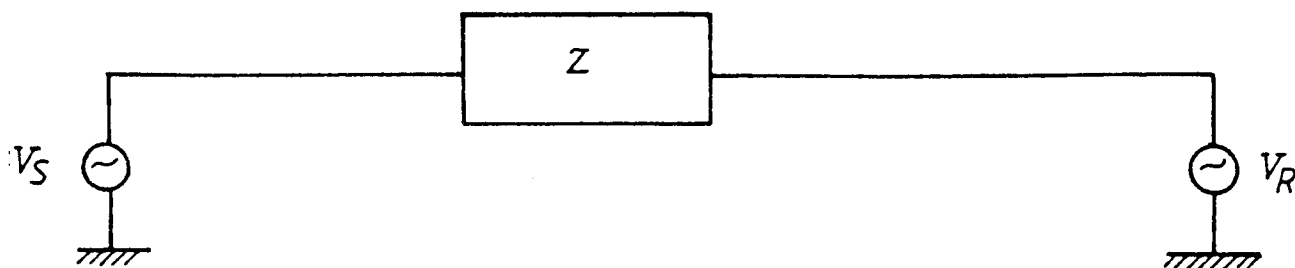
$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad \text{رابطه (۲)}$$

در اینجا $a = 1 \angle 120^\circ$

$$Z_{012} = T^{-1} \cdot Z \cdot T$$

اما هرگاه بعلت عدم تقارن فیزیکی خط ماتریس Z نامتقارن گردد، ماتریس تبدیل یافته $Z (T_2)$ دارای مؤلفه‌های غیرقطری مخالف صفر بوده و در نتیجه عناصر ماتریس امپدانس تبدیل دارای کوپلاژ می‌باشد.

مفهوم عبارت فوق این است که در یک سیستم نامتقارن، حتی اگر ولتاژ متعادل به سیستم اعمال گردد جریانهای ایجاد شده نامتقارن خواهند بود و مؤلفه‌های صفر و منفی ولتاژ دارای مقدار خواهند شد. هرگاه مدار خط را مطابق شکل (۱) در نظر بگیریم و ولتاژهای ابتدا و انتهای خط را متعادل فرض کنیم خواهیم داشت:



شکل (۱)

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = Z^{-1}_{012} \begin{bmatrix} 0 \\ V_S - V_R \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$I_{012} = Y_{012} \begin{bmatrix} 0 \\ V_S - V_R \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$Z^{-1}_{012} = Y_{012} = \begin{bmatrix} Y_{00} & Y_{02} & Y_{01} \\ Y_{10} & Y_{12} & Y_{11} \\ Y_{20} & Y_{22} & Y_{21} \end{bmatrix} \quad \text{رابطه (۳)}$$

از رابطه (۳) می‌توان ضرایب عدم تعادل الکترومغناطیسی برای مؤلفه‌های صفر و منفی را بصورت روابط (۴) و (۵) تعریف نمود.

$$M_0 = \left| \frac{Z_{01}}{Z_{00}} \right| \times 100 \% \quad \text{رابطه (۴)}$$

$$M_2 = \left| \frac{Z_{21}}{Z_{22}} \right| \times 100 \% \quad \text{رابطه (۵)}$$

ولی هرگاه فرض کنیم که شبکه دو سمت خط را می‌توان بصورت یک مدار معادل با ولتاژهای متعادل و امپدانس معادل دیده شده از هر طرف در نظر گرفت، بعلت وجود امپدانسهای متعادل و جمع آن با امپدانس خط، میزان عدم تعادل خط کمتر خواهد شد. در این حالت ماتریس امپدانس خط بصورت زیر درخواهد آمد.

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} L(Z_{00} + Z_{0S} + Z_{0R}) & Z_{02} & Z_{01} \\ Z_{10} & L(Z_{12} + Z_{1S} + Z_{1R}) & Z_{11} \\ Z_{20} & Z_{22} & L(Z_{21} + Z_{2S} + Z_{2R}) \end{bmatrix} \quad \text{رابطه (۶)}$$

در رابطه بالا L طول خط انتقال، Z_{1R} و Z_{1S} امپدانسهای معادل توألی مثبت Z_{0R} و Z_{0S} امپدانسهای معادل توألی صفر و Z_{2R} و Z_{2S} امپدانسهای معادل توألی منفی ابتدا (Sender) و انتهای خط (Receiver) می باشند.

ذکر این نکته ضروریست که اعضای ماتریس امپدانس پتانسیل پتانسیل را واحد طول خط می باشند. در این حالت ضرایب M_0 و M_2 را می توان با استفاده از اعضای ماتریس Z_{012} و روابط (۴) و (۵) بدست آورد.

۲-۲- عدم تعادل الکترواستاتیکی:

این نوع عدم تعادل بعلت نامتقارن بودن کاپاسیتانس سه فاز خط بوجود می آید و می توان مانند حالت قبل ضرایب عدم تعادل الکترواستاتیکی مؤلفه های صفر و مثبت را تعریف نمود. این ضرایب باتوجه به نوع زمین شدن خط تعیین می شوند و بسته به اینکه نقطه صفر خط زمین شده یا نشده باشد این ضرایب تعاریف مختلفی دارند. از آنجا که نقطه صفر اغلب خطوط انتقال به زمین متصل می گردند می توان ضرایب عدم تعادل در چنین حالتی را بصورت زیر بدست آورد:

$$d_0 = \left| \frac{P_{01}}{P_{11}} \right| \times 100 \% \quad \text{رابطه (۷)}$$

$$d_2 = \left| \frac{P_{21}}{P_{22}} \right| \times 100 \% \quad \text{رابطه (۸)}$$

$$\begin{cases} \text{(ماتریس ضرایب پتانسیل: P)} \\ [P] = [C]^{-1} \\ \text{(ماتریس کاپاسیتانس: C)} \end{cases}$$

۳- بررسی اثرات عدم تعادل:

هرگاه خطی ترانسپوز نشده باشد، بسته به پارامترهای الکتریکی آن خط و شرایط شبکه، مؤلفه های جریان منفی و صفر بطور دائم در آن خط در جریان می باشند که باتوجه به ضرایب عدم تعادل می توان نسبت آنها را به جریان مؤلفه مثبت خط محاسبه نمود.

وجود جریان مؤلفه صفر می‌تواند در عملکرد رله‌های حفاظت‌کننده و تشخیص‌دهنده خط تأثیرات منفی بگذارد. همچنین وجود مؤلفه توالی منفی باعث ایجاد تلفات حرارتی قابل توجه در سیستم‌های تولید و تبدیل (ژنراتورها و ترانسها) می‌گردد که نهایتاً اثرات نامطلوبی بر روی کار شبکه خواهد داشت از طرفی ترانسپوز نمودن خط نیز باعث کاهش قابلیت اطمینان خط شده و احتمال وقوع بروز خطا در خط را بالا می‌برد. لذا با توجه به میزان مؤلفه‌های توالی صفر و منفی جریان هر خط، می‌توان نسبت به انجام دادن یا ندادن ترانسپوزیسیون خط تصمیم‌گیری نمود. شایان ذکر است که اثرات عدم تعادل در خطوط دو مداره بسیار جدی‌تر و بیشتر از خطوط تک‌مداره بوده و در نتیجه ترانسپوزیسیون این نوع خطوط اهمیت و ضرورت بیشتری پیدا می‌کند.

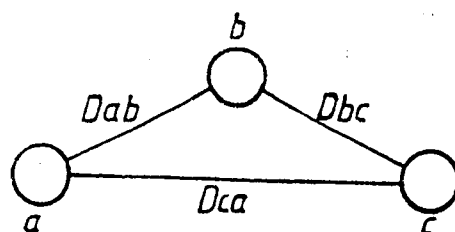
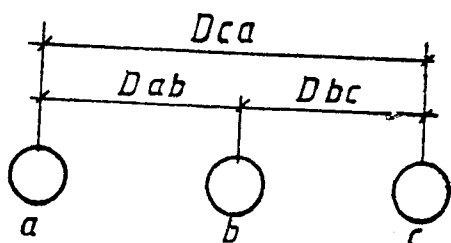
در هر صورت با انجام عمل ترانسپوزیسیون در فواصل $\frac{1}{3}$ و $\frac{2}{3}$ طول خط مقادیر مؤلفه‌های صفر و منفی بنحو بسیار چشمگیری کاهش پیدا می‌کنند. اینکار می‌تواند در کاهش مشکلات زیادی از قبیل تلفات حرارتی ترانسها و ژنراتورها، عملکرد غلط رله‌ها و ولتاژهای نامتعادل در انتهای خط تأثیر زیادی بگذارد.

بر اساس استاندارد شبکه‌های انتقال روسیه در صورت بالابودن نسبت جریان توالی منفی به جریان اصلی خط بیش از ۲ درصد ترانسپوز نمودن ضرورت دارد.

۴- تأثیر ترانسپوزیسیون خط بر خطوط تلفنی مجاور و کاهش اثرات القایی بر محیط :

عبور جریان الکتریکی از هادیهای خط انتقال موجب پیدایش میدان مغناطیسی در فضای پیرامون آن شده و در صورتی که دامنه این میدان زیاد باشد می‌تواند اثرات نامطلوبی بر محیط اطراف خط برجای گذارد. (شکل‌های انتهای فصل)

در اینجا تأثیر خط انتقال انرژی بر خطوط تلفنی مجاور را بررسی نموده و برای این کار یک خط انتقال انرژی سه فاز که در آن فواصل فازها از یکدیگر نابرابرند (و در عمل نیز اغلب همینگونه است) را بصورت یکی از شکل‌های زیر در نظر می‌گیریم:



شکل (۲)

فرض می‌کنیم سیستم از نظر جریان فازها متعادل بوده و سیم خنثی وجود ندارد

یعنی:

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

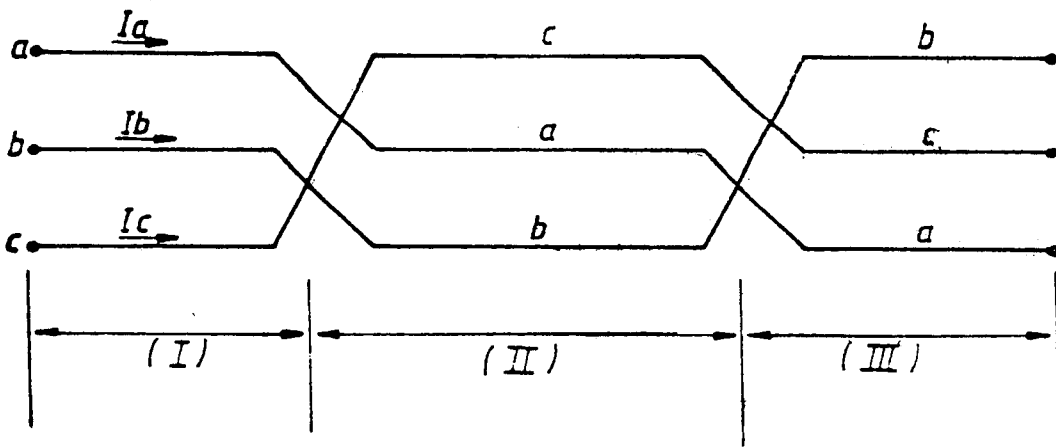
بنابراین فاصله بین فازها باعث می‌گردد که شار دربرگیرنده و در نتیجه اندوکتانس هر فاز با فازهای دیگر متفاوت گردد. در چنین حالتی حتی اگر ولتاژهای متعادل به ابتدای خط اعمال گردند و ولتاژهای انتهای خط نامتعادل خواهند بود.

در حالت نابرابری فواصل فازها حتی اگر جریان فازها متعادل باشند، در مدار تلفنی مجاور خط انتقال انرژی و ولتاژی القاء خواهد شد. با تعویض محل فازها در فواصل مساوی (ترانسپوزیسیون) این مشکل نیز مرتفع گردیده و سیستم انتقال متقارن می‌گردد. به چنین خطوطی «خطوط فاز جابجا» نیز گویند.

شکل (۳) سیکل کاملی از یک خط انتقال که در آن عمل جابجایی فازها صورت

گرفته را نشان می‌دهد.

با این روش می‌توان به اندوکتانس متوسط مشابهی برای تمام فازها دست یافت. در طول یک سیکل کامل از خطوط فاز جابجا می‌توان ولتاژ القایی در مدارهای تلفنی مجاور را بصفر رساند.



شکل (۳)

برای محاسبه اندوکتانس متوسط هر فاز در خطوط فاز جابجا، شار در برگیرنده هر فاز در هر یک از وضعیت‌های اشغال شده را طی یک سیکل کامل از این جابجایی حساب می‌کنیم. بعنوان مثال در قسمت اول (I) فاز a در بالا، فاز b وسط و فاز c در پایین قرار دارد. می‌دانیم که شار در برگیرنده هادی i ام در اثر جریان خودش (I_i) را می‌توان به کمک رابطه زیر محاسبه نمود:

$$\lambda_{ii} = 2 \times 10^{-7} I_i \cdot \text{Ln} \frac{D_i}{r'_i}$$

که در آن:

λ_{ii} : شار در برگیرنده هادی i ام در اثر جریان خودش (Wb - T / m)

I_i : جریان هادی i ام (A)

D_i : فاصله نقطه مورد نظر از مرکز هادی (m)

و r'_i : شعاع یک هادی مجازی بوده که اندوکتانس داخلی آن صفر ولی کل اندوکتانس

این هادی مجازی با هادی واقعی مشابه می‌باشد (m).

بین Γ (شعاع هادی) و Γ' رابطه زیر برقرار است.

$$r' = r \cdot e^{-1/4} \quad \text{یا} \quad r' = 0.7788 r$$

بطریقی مشابه شار دربرگیرنده هادی i در اثر جریان هادی j را می توان توسط رابطه زیر محاسبه کرد:

$$\lambda_{ij} = 2 \times 10^{-7} \cdot I_j \cdot \text{Ln} \frac{D_j}{D_{ij}} \quad \text{که در آن:}$$

λ_{ij} : شار دربرگیرنده هادی i ام در اثر جریان هادی j ام. (Wb - T / m)

I_j : جریان هادی i ام (A).

D_j : فاصله نقطه مورد نظر از مرکز هادی (m).

D_{ij} : فاصله مراکز دو هادی i و j از یکدیگر (m) می باشد.

باتوجه به روابط فوق اکنون براحتی می توان شار دربرگیرنده هر فاز در هر یک از وضعیتهای اشغال شده را طی یک سیکل کامل از جابجایی (باتوجه به شکل ۳) حساب نمود.

در قسمت (I) برای فاز a داریم:

$$\lambda_{aI} = 2 \times 10^{-7} (I_a \cdot \text{Ln} \frac{1}{r'_a} + I_b \cdot \text{Ln} \frac{1}{D_{ab}} + I_c \cdot \text{Ln} \frac{1}{D_{ca}}) (Wb-T/m)$$

در قسمت (II) برای فاز a داریم:

$$\lambda_{aII} = 2 \times 10^{-7} (I_a \cdot \text{Ln} \frac{1}{r'_a} + I_b \cdot \text{Ln} \frac{1}{D_{bc}} + I_c \cdot \text{Ln} \frac{1}{D_{ab}}) (Wb-T/m)$$

در قسمت (III) برای فاز a داریم:

$$\lambda_{aIII} = 2 \times 10^{-7} (I_a \cdot \text{Ln} \frac{1}{r'_a} + I_b \cdot \text{Ln} \frac{1}{D_{ca}} + I_c \cdot \text{Ln} \frac{1}{D_{bc}}) (Wb-T/m)$$

شار دربرگیرنده متوسط برای فاز a عبارتست از:

$$a = \frac{\lambda_{aI} + \lambda_{aII} + \lambda_{aIII}}{3}$$

بنابراین:

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \cdot \ln \frac{1}{r'_a} + I_b \cdot \ln \frac{1}{(D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca})^{1/3}} + I_c \cdot \ln \frac{1}{(D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca})^{1/3}} \right)$$

اما چون:

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

$$I_b + I_c = -I_a$$

بنابراین:

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} \cdot I_a \cdot \ln \frac{(D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca})^{1/3}}{r'_a}$$

از طرفی می‌دانیم فاصله مساوی معادل عبارتست از:

$$D_{eq} = (D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca})^{1/3}$$

لذا خواهیم داشت:

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} \cdot I_a \cdot \ln \frac{D_{eq}}{r'_a}$$

و یا:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \cdot \ln \frac{D_{eq}}{r'_a} = 2 \times 10^{-7} \cdot \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \quad (\text{H/m})$$

D_{eq} همان GMD بین فازها تعبیر می‌گردد.

اگر:

$$r_a = r_b = r_c$$

آنگاه:

$$L_a = L_b = L_c$$

اگر فواصل فازها نیز از هم برابر باشد:

$$D_{eq} = D$$

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \cdot \text{Ln} \frac{D}{r'_a}$$

اگر:

$$r_a = r_b = r_c$$

از رابطه فوق نتیجه می شود:

$$L_a = L_b = L_c$$

ملاحظه می گردد که با انجام یک سیکل کامل از جابجایی فازها امپدانس القایی معادل دارای مقداری ثابت شده و امپدانس کل خط متعادل تر می گردد.

البته بایستی خاطرنشان ساخت که اگر جریانهای با هارمونیک سوم و یا مضاربی از هارمونیک سوم که همفاز نیز می باشند از خط انتقال انرژی گذر نمایند، در این صورت شارهای دربرگیرنده خطوط تلفنی یکدیگر را خنثی نخواهند ساخت و در نتیجه فرکانسهای موجود اختلالاتی را در سیستم تلفنی مجاور ایجاد خواهد نمود.

لیکن در شرایط عادی و لذا القائی در حلقه تشکیل شده توسط خطوط تلفنی، هنگامی که خط انتقال انرژی یک سیکل کامل از جابجایی را طی کند صفر خواهد بود.

بایستی توجه کرد که رابطه $I_a + I_b + I_c = 0$ در شرایط زیر صادق نیست:

۱- بهنگام بروز اتصال کوتاه فاز- زمین که در این صورت:

$$I_a + I_b + I_c = 3 I_0$$

۲- هنگام وجود جریانهای با هارمونیک سوم یا ضرابی از هارمونیک سوم تحت

شرایط عادی سیستم که در این حالت داریم:

$$I_a(3) + I_b(3) + I_c(3) = 3 I(3)$$

$$E_t(3) = 6 \cdot \pi \cdot f \cdot \lambda_t(3)$$

که در رابطه فوق (3) λ_1 شار دربرگیرنده خط تلفنی در اثر وجود جریانهای با هارمونیک سوم (3) I در خط فشار قوی و $E_1(3)$ ولتاژ القایی در خط تلفنی می‌باشد که با فرکانس (f) متناسب است.

جریانهای دارای هارمونیک به دو طریق زیر تولید اشکال می‌کنند:

- ۱- القاء ولتاژ (emf) که متأثر از فرکانس می‌باشد.
- ۲- فرکانس‌های بالا در طیف شنوایی قرار می‌گیرند.

لذا بایستی حتی الامکان از حضور این هارمونیک‌ها در خطوط انتقال انرژی جلوگیری شود تا عملکرد خطوط تلفنی مجاور بنحو احسن صورت گیرد. در بالا دیدیم که اگر در خطوط انتقال انرژی یک سیکل کامل جابجایی فازها صورت گیرد ولتاژی در خطوط تلفنی مجاور القاء نخواهد شد و این در صورتی صادق است که جریانها در سیستم قدرت متعادل باشند.

عمل جابجایی فازها در دو حالت زیر تأثیری بر کاهش ولتاژ القایی ندارد:

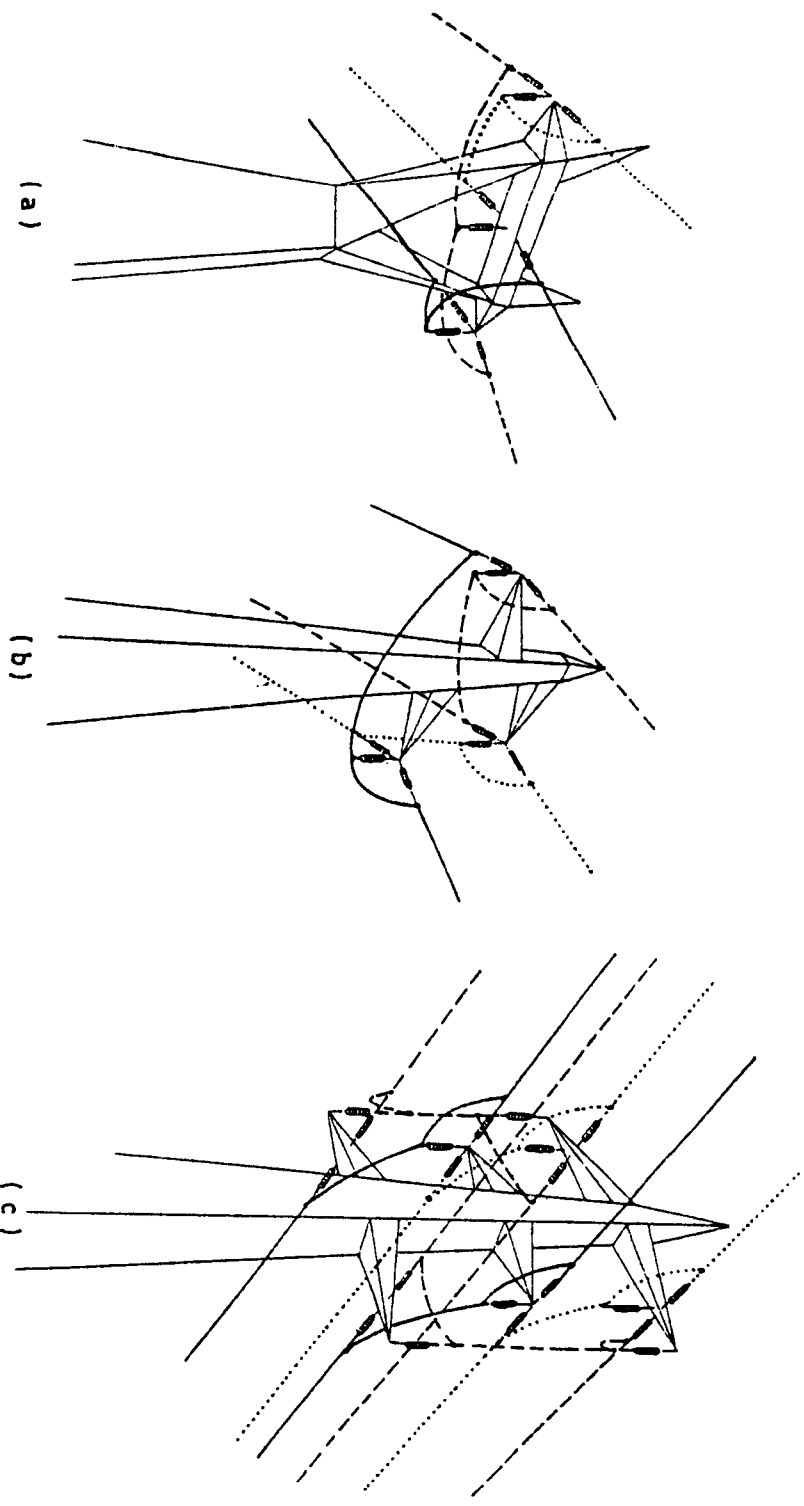
- ۱- هنگامی که جریانهای خط انتقال انرژی متعادل نباشند.
- ۲- هنگامی که جریان عبوری از خطوط انتقال حاوی هارمونیک باشند.

در حالات فوق سیستم فاز جابجا اثر چندانی ندارد، و می‌توان بعوض جابجایی فازها (که از نظر مسایل مکانیکی و مقرره‌گذاری اغلب مشکل می‌باشد) از تکنیک جابجایی خطوط تلفنی استفاده نمود. در این صورت حتی اگر جریانهای خط انتقال انرژی متعادل نباشند و یا حاوی هارمونیک باشند، ولتاژ القایی در خطوط تلفنی که بصورت خطوط جابجا نصب شده‌اند صفر خواهد گشت.

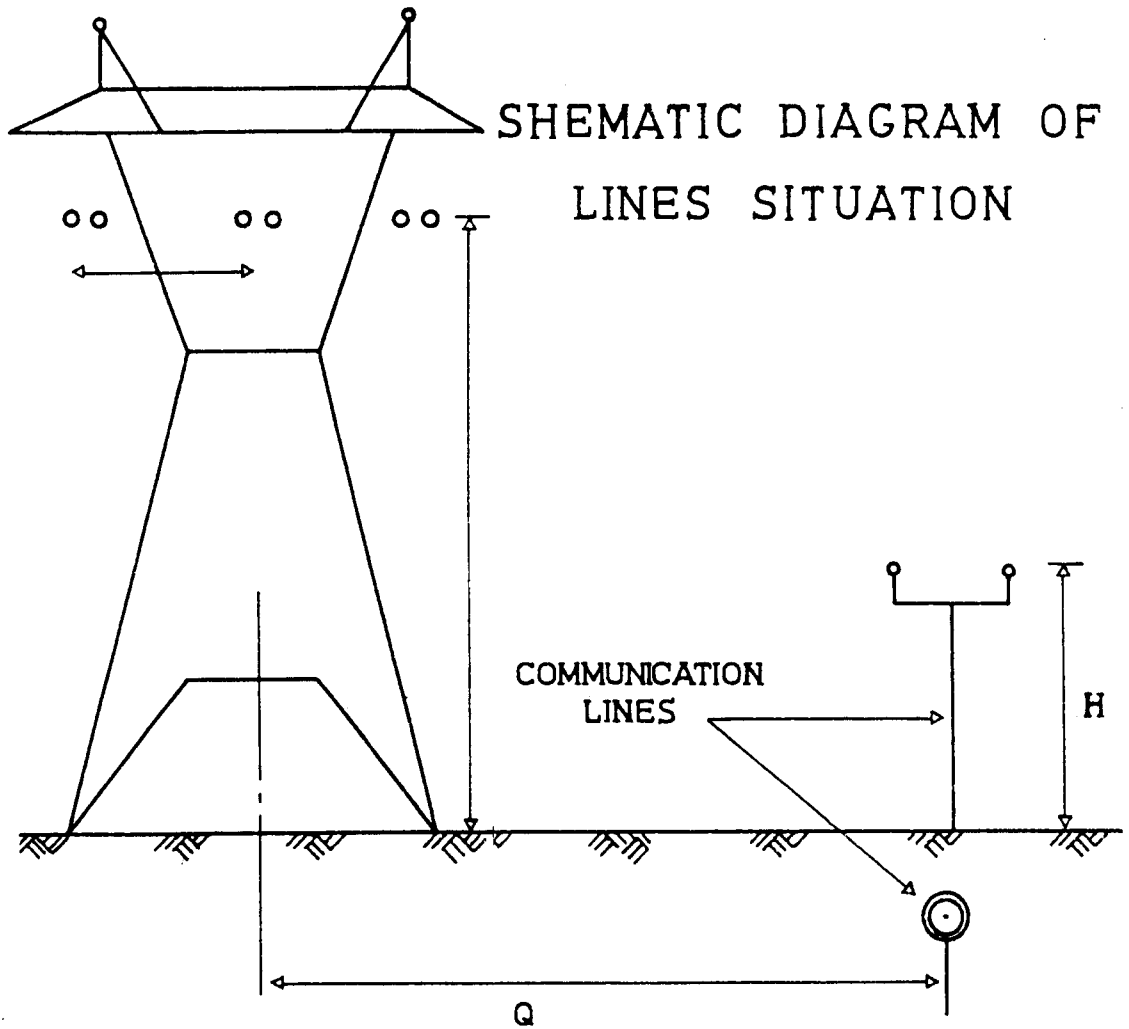
البته بایستی متذکر شد که همواره در خطوط تلفنی مجاور خطوط انتقال، ولتاژ کمی القاء می‌گردد. زیرا جابجایی خطوط هرگز کاملاً متقارن نمی‌باشد. لذا هرگاه خطوط

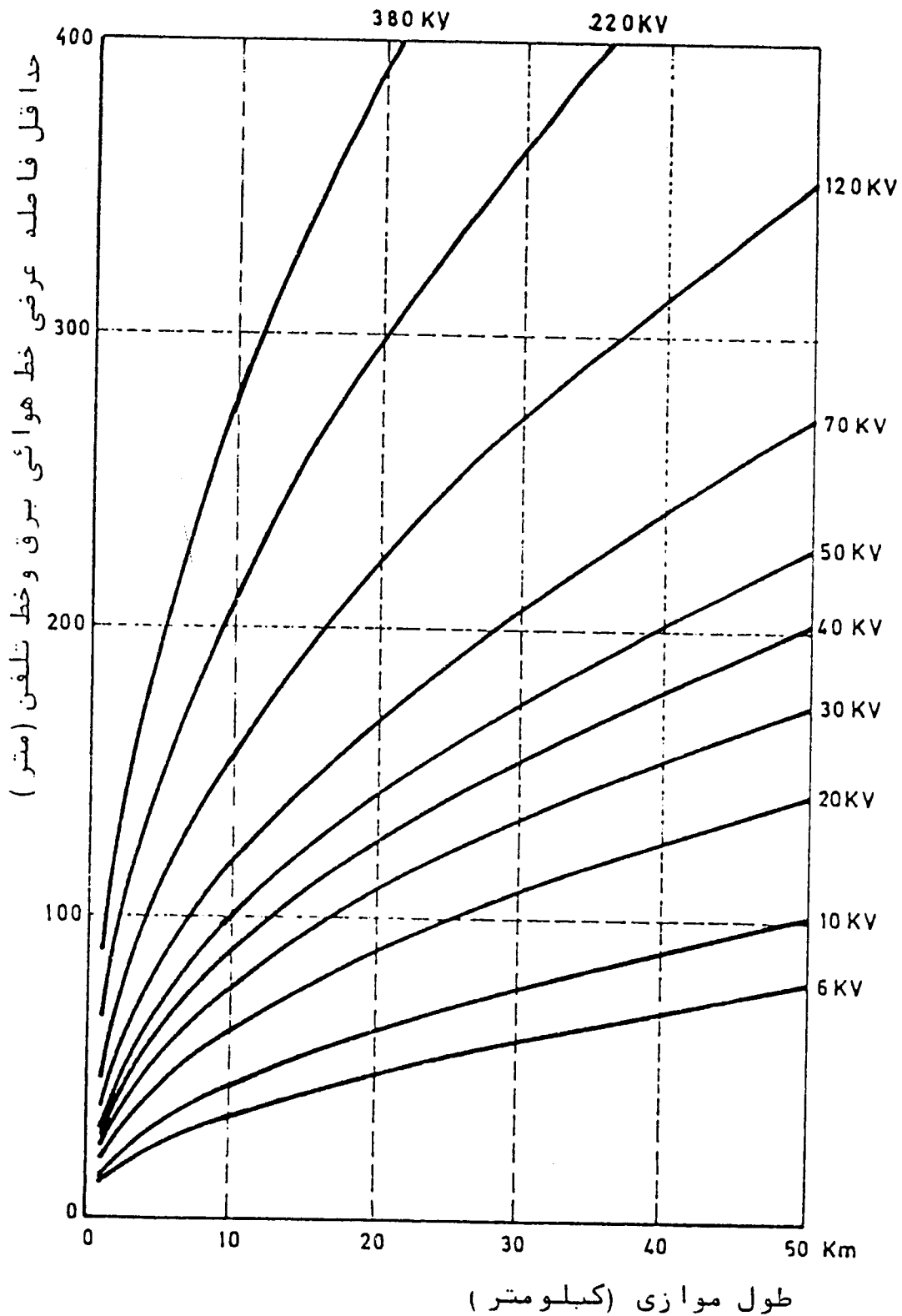
انتقال انرژی و تلفنی در یک مسافت زیاد موازی یکدیگر نصب می‌گردند بهتر است عمل جابجایی خطوط را برای هر دو سیستم قدرت و تلفنی به اجرا درآوریم. البته عمل جابجایی خطوط تلفنی در مسافت کمتری نسبت به خطوط انتقال انرژی صورت می‌گیرد.

شکل (۴) نمونه‌هایی از عمل ترانسپوزیسیون بر روی چند نوع برج را نشان می‌دهد.



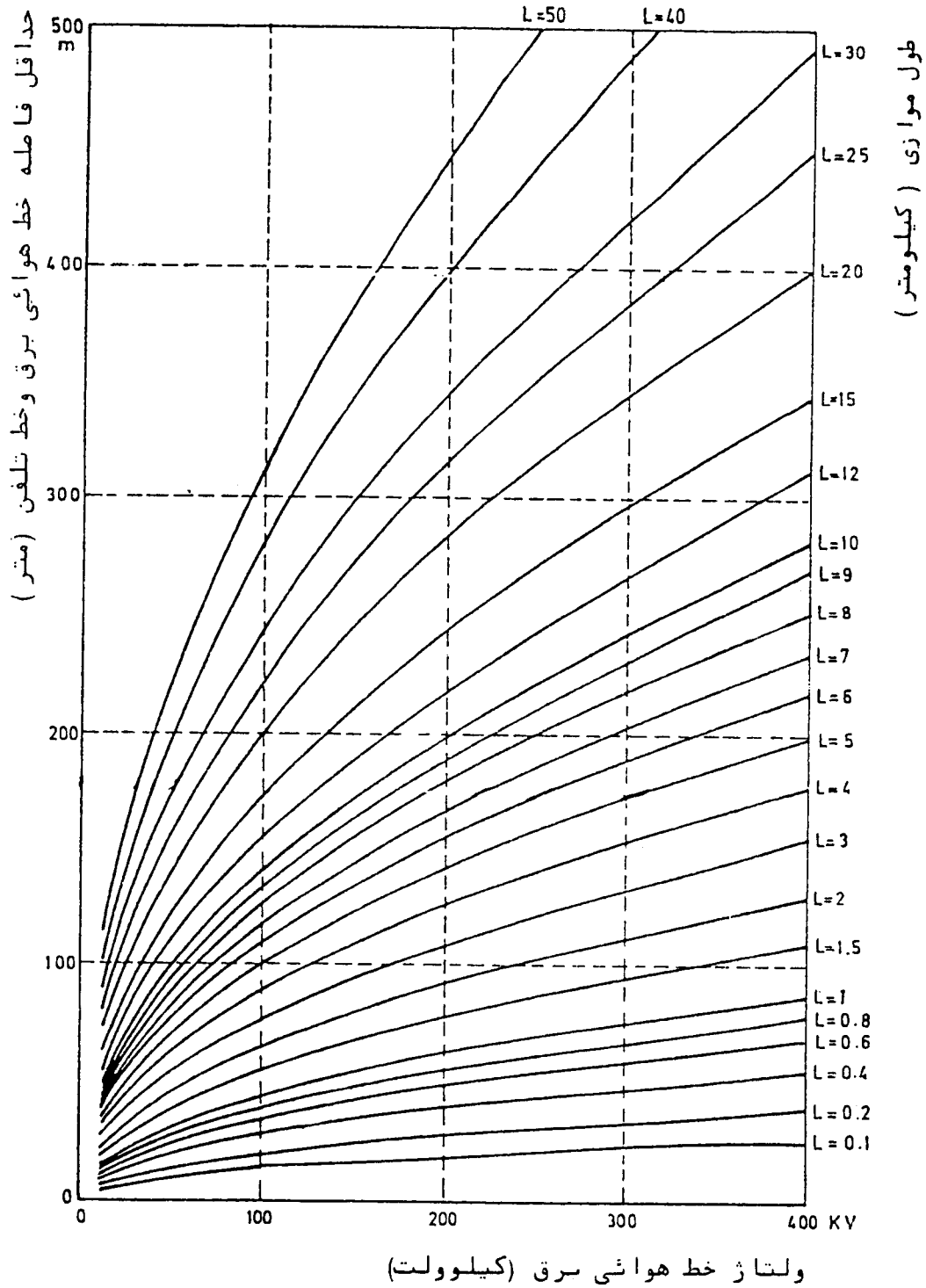
شکل (۴) - نمونه‌هایی از عمل ترانسپوزیسیون روی برج





شکل (۶) - حداقل فاصله مجاز خط هوایی فشار قوی و خط تلفن با توجه به ولتاژ خط هوایی

و طول موازی دو خط برای القاء ولتاژ مجاز $V_{oc} = 60 \text{ V}$



شکل (۷) - حداقل فاصله مجاز خط هوایی فشار قوی و خط تلفن با توجه به ولتاژ خط هوایی

و طول موازی دو خط برای القاء ولتاژ مجاز $V_{oc} = 60 \text{ V}$

فصل سیزدهم

نوسانات هادیهای خط

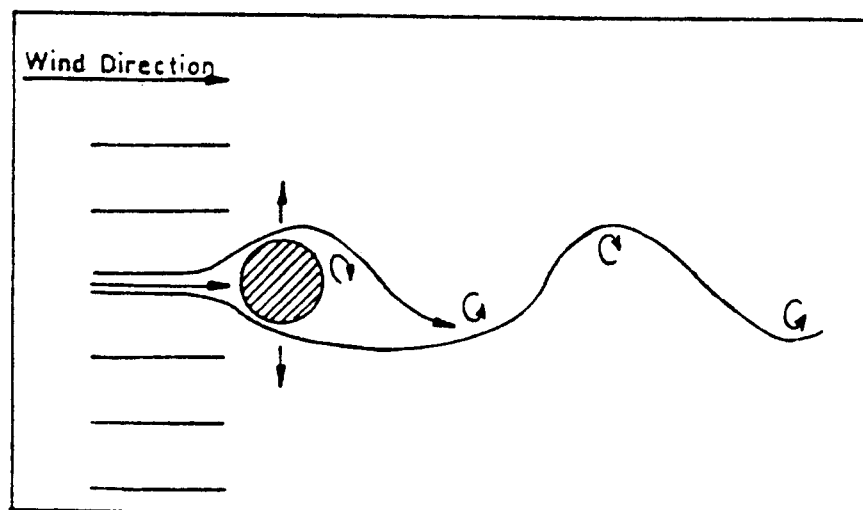
(Conductor Oscillations)

در ادامه به تشریح اجمالی هر یک از نوسانات فوق پرداخته و در هر مورد راههایی جهت حذف یا کاهش دامنه این نوسانات ارائه می‌گردد.

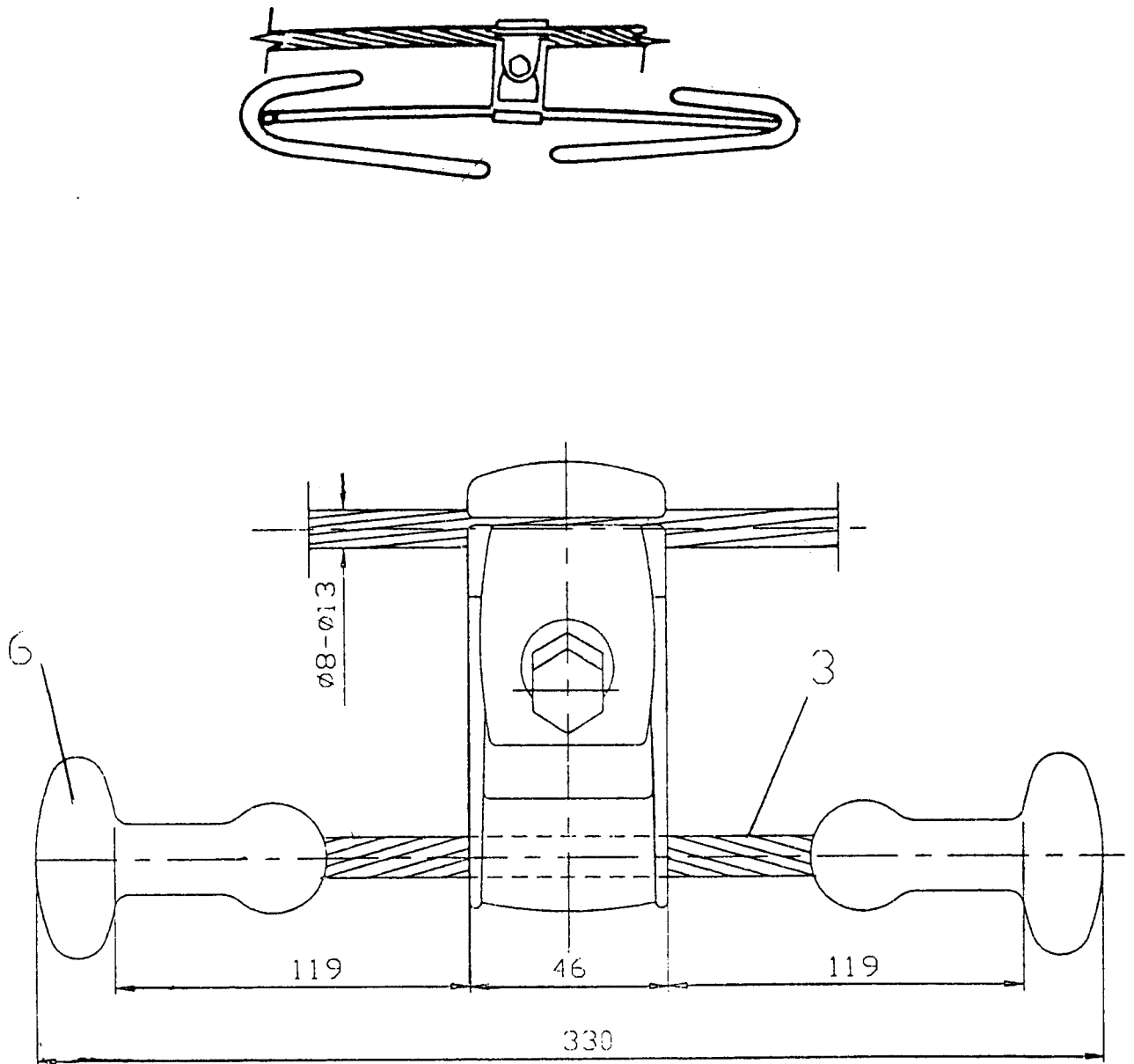
۲-۱- نوسانات آئولین:

این نوع نوسان دارای دامنه کمی در حدود قطر سیم (ساتیمتر) و فرکانس زیاد بین ۴ تا ۵۰ هرتز بوده و بر روی هر نوع سیم هادی اتفاق می‌افتد. سرعت باد برای ایجاد چنین نوساناتی کم است و بندرت از ۱۵ متر بر ثانیه تجاوز می‌کند. در این حالت نوسانات یکنواخت و پایدار در تمام طول یک اسپن ایجاد می‌شود و آثار آن فرسودگی سیمهای آلومینیومی در محل نگهدارنده‌ها (Clamps) و شل شدن پیچهای نگهدارنده بازوهای برج می‌باشد.

علت بروز این نوسانات وجود نیروهای ناشی از توده هوای گردابی که در جهات بالا و پائین سیم جریان دارند می‌باشد که تولید فشار نامتعادل کرده و باعث حرکت سیم در جهت بالا و پائین عمود بر جهت جریان هوا می‌شود (شکل ۱). نوسانات آئولین معمولاً با نصب میراکننده‌ها (Damper) در انتهای هر اسپن کنترل می‌شوند (شکل ۲).



شکل (۱)

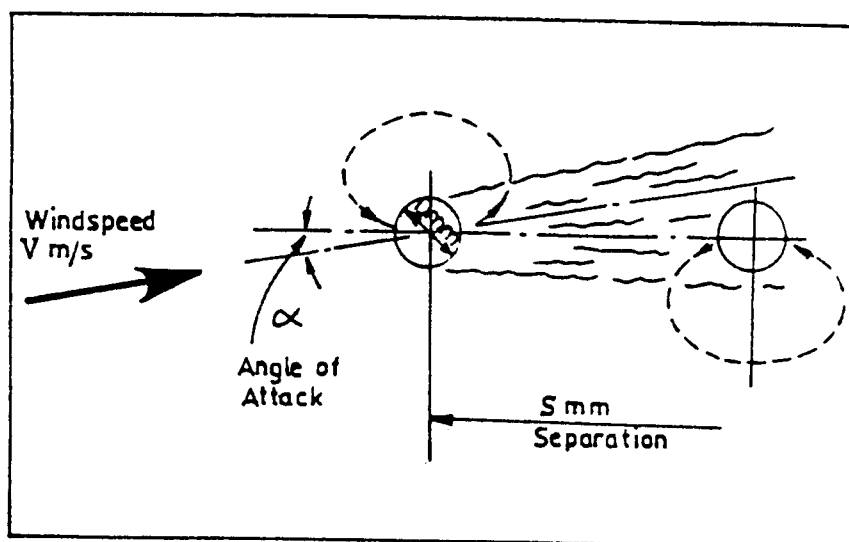


شکل (۲)

۲-۲- نوسانات هادیهای فرعی:

دلیل ایجاد این نوسانات قرارگرفتن یک هادی در سمت وزش باد و هادی دیگر در

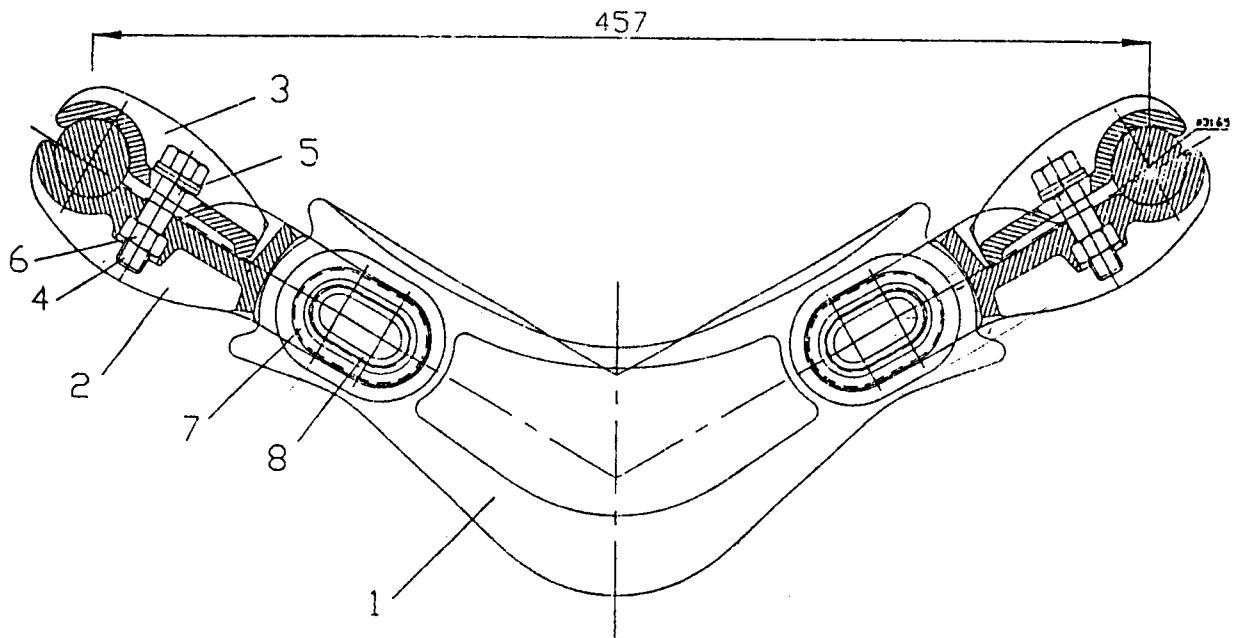
طرف محفوظ از باد است که در سرعت معینی از باد ایجاد نوسان می‌کند (شکل ۳). فرکانس این نوسانات ۱ تا ۵ هرتز و در باد با سرعت ۵ تا ۱۵ متر بر ثانیه اتفاق می‌افتد، و حرکت سیم در مسیر بیضی شکل صورت می‌گیرد و دامنه آن در حدود ۰/۵ متر می‌باشد. جهت کنترل این نوسانات در خطوط باندل از فاصله نگهدارهای ارتعاش‌گیر (Spacer damper) استفاده می‌شود. (شکل ۴)



شکل (۳)

۲-۳- نوسانات حاصل از گالوپینگ:

علیرغم اینکه نوسانات حاصل از پدیده گالوپینگ بندرت و غالباً در فصل زمستان اتفاق می‌افتد، لیکن بعلت دامنه بزرگ نوسانات و خطراتی که می‌تواند بدنبال داشته باشد، همواره مورد توجه خاص بوده و در طراحی پیش‌بینی‌های لازم برای تقلیل اثرات سوء آن اتخاذ می‌گردد. به همین علت در اینجا مشخصه‌های پدیده گالوپینگ، اثرات آن و راه‌های پیشگیری از آن را بطور جامع‌تری نسبت به نوسانات قبلی مورد بررسی قرار می‌دهیم.



شکل (۴)

۲-۳-۱- گالوپینگ چیست؟

نوسانات ناگهانی سیمهای خطوط فشار قوی با دامنه زیاد و فرکانس کم را گالوپینگ گویند. گالوپینگ در اثر وزش باد و یا خالی شدن باریخ غیریکنواخت از روی سیم و بعضاً در اثر اتصال کوتاههای قوی حادث می شود. دامنه نوسانات این پدیده همانطور که ذکر شد زیاد بوده و از $0/1$ تا یک برابر فلش هادیها نیز ثبت شده است.

فرکانس نوسانات این پدیده معمولاً بین $(1 - 0/5)$ هرتز با سرعت باد $(7 - 18)$ متر بر ثانیه می باشد و این درحالی است که در مواردی با سرعت باد 25 متر بر ثانیه نیز این پدیده بوجود آمده است.

بطور کلی عوامل ایجاد پدیده گالوپینگ را می توان سرعت و جهت باد، درجه حرارت محیط، رطوبت، نوع یخ روی سیم و ارتفاع برج دانست که قسمت بزرگ حرکت

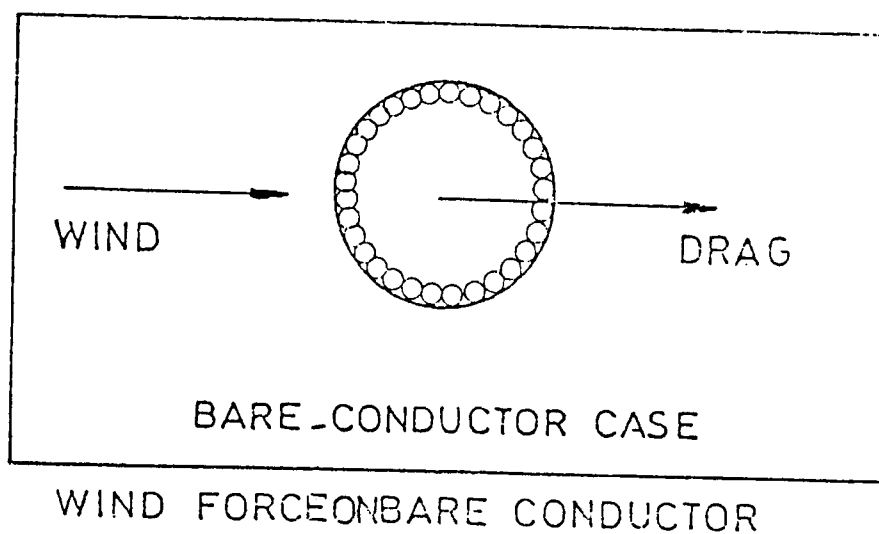
آن در جهت عمودی می باشد.

وقوع گالوپینگ در هادیهای پوشیده از یخ، بعلت تغییر مشخصه آیرودینامیک نسبت به حالت اولیه بدون یخ می باشد. مشخصه و خواص آیرودینامیکی هادیها نیز با یکدیگر تفاوت دارد و هر هادی باتوجه به سطح مقطع آن، جریان هوا و محیط اطراف آن دارای مشخصه خاص خود می باشد.

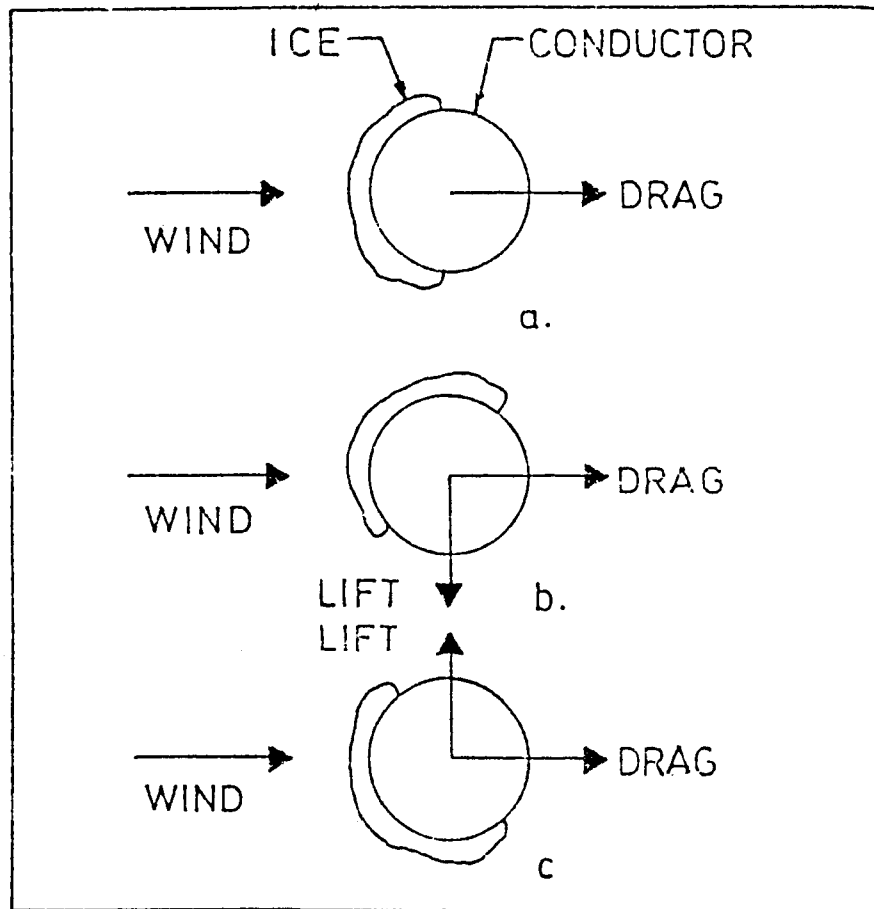
خطوط دو بانددل دارای چنان مشخصات آیرودینامیکی هستند که حتی بدون یخ نیز امکان وقوع گالوپینگ وجود دارد. گالوپینگ در سیم‌های پوشیده از یخ بعلت نیروی بالابرنده Lift ایجاد می شود. این نیرو از حرکت متناوب هادیها نتیجه شده و این در صورتی است که سیم تحمل حرکت‌های پربودیک را داشته باشد.

فرکانس ایجادشده در گالوپینگ معمولاً یکدهم تا یکصدم نوسانات Aeolian می باشد، درحالی که سرعت باد در هر دو مورد یکسان است. دامنه نوسانات در گالوپینگ نیز بیشتر از یک متر و در نوسانات Aeolian در حدود چند سانتی متر می باشد. این دو پدیده بطور مستقیم با یکدیگر مرتبط نیستند.

مکانیزم حرکت متناوب سیمها اولین بار در سال ۱۹۳۲ توسط شخصی بنام Den Hartog بیان گردید که سیمهای بدون یخ مطابق شکل (۵) فقط تحت تأثیر نیروی آیرودینامیکی Drag قرار دارند.



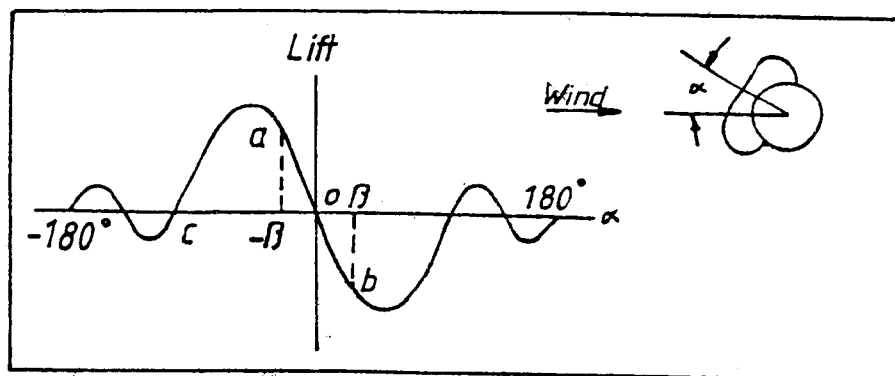
اما در سیم‌های دارای یخ نیروی Lift نیز وجود دارد که این نیرو بستگی به زاویه برخورد باد با سطح یخ دارد. در شکل (۶) جهت نیروی Lift نشان داده شده است.



LIFT AND DRAG ICED CONDUCTOR

شکل (۶)

اگر نیروی Lift در واحد طول هادی تابعی از زاویه برخورد با (α) تحت سرعت V باشد، منحنی حاصل مطابق شکل (۷) خواهد بود.



شکل (۷)

۲-۳-۲- عوامل مؤثر در گالوپینگ:

وقوع گالوپینگ به عوامل زیر بستگی دارد:

- ۱- باد شدید با زاویه بیش از ۴۵ درجه نسبت به امتداد خط
- ۲- یک لایه یخ یا شبنم یخ زده بر روی سیم که دارای مشخصات آیرودینامیکی مناسب باشد.
- ۳- وضعیت یخی که روی سیم می‌نشیند با توجه به ناپایداری آیرودینامیکی آن. لایه‌های یخ ممکن است به سه شکل ایجاد گردد:

۱- یخ نرم:

بیشتر در کوهستانها اتفاق می‌افتد و ظاهری پر مانند و ساختمان دانه دانه و دانسیته حدوداً کمتر از (g/cm^3) ۶ دارد. چسبندگی آن به هادی ضعیف و ناچیز است و تأثیر کمی در وقوع گالوپینگ دارد. لیکن اگر یک لایه سیلندری از آن هادی را بپوشاند و باد ملایمی بوزد، احتمال وقوع نوسانات گالوپینگ وجود دارد. نوسانات با دامنه بزرگ و فرکانس کم ارتباط مستقیم با قطر یخ داشته و دمپرهای طراحی شده برای سیمهای با

قطر کم معمولاً بی اثر هستند.

۲- یخ سفت:

بی رنگ است ولی بر اثر ترکیب با حبابهای هوا به رنگ تیره درمی آید. دانسیته آن بین (g/Cm^3) ۶-۹ بوده و خاصیت چسبندگی زیادی دارد.

۳- یخ شیشه‌ای:

بعنوان یخ آبی هم شناخته می شود. صاف و شفاف بوده و دانسیته‌ای بین (g/Cm^3) ۹-۹۲ دارد و چسبندگی آن به هادی عالیست. یخ سخت و شیشه‌ای عامل اصلی اکثر گالوپینگ‌هاست.

۲-۳-۳- تخمین دامنه گالوپینگ و فواصل مورد نیاز:

در سال ۱۹۳۹ توسط A.E.DAVISON یک روش سیستماتیک برای تخمین اینکه چه مقدار فاصله بین بیضی‌های حاصل از نوسانات گالوپینگ در فازهای مختلف مورد نیاز می باشد ارائه گردید که براساس مشاهدات متعدد دامنه‌ها و مد اشکال بدست آمده بود. در شکل (۸) یک بیضی گالوپینگ نشان داده شده است.

DAVISON ثابت کرد که در اصلی ترین (بزرگترین) گالوپینگ مشاهده شده هادی

داخل بیضی باقی می ماند و ابعاد بیضی بصورت زیر خواهد بود:

$$A_1 = D_L, \text{ the loaded sag}$$

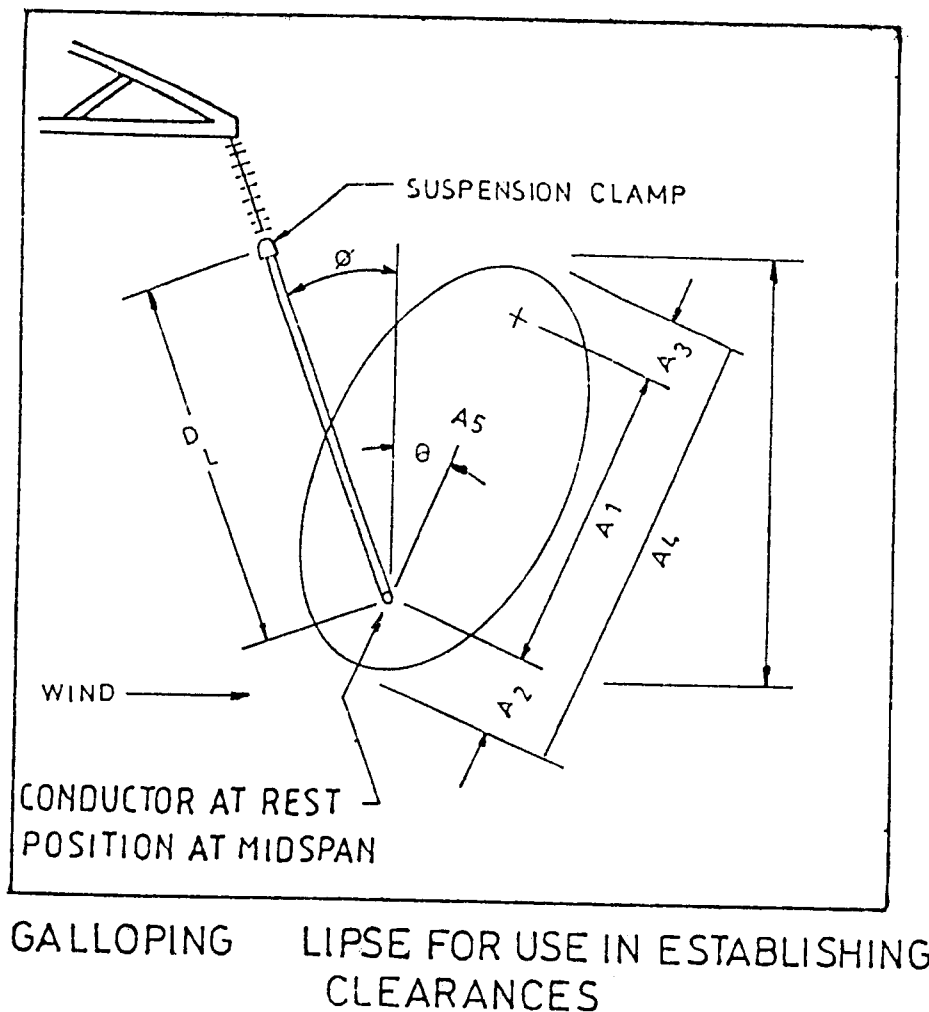
$$A_2 = A_1 / 4$$

$$A_3 = 0.3 \text{ m (1 foot)}$$

$$A_4 = A_1 + A_2 + A_3$$

$$A_5 = 0.4 A_4$$

$$\theta = \phi / 2$$



شکل (۸)

بنابراین می‌توان وضعیت بیضی‌های فازهای مجاور را بررسی و در صورتی که در فاصله هوایی تخلیه الکتریکی قرار گرفته باشند موقعیت آنها را اصلاح نمود و بدین ترتیب از بروز قوس بین فازها در صورت وقوع گالوپینگ پیشگیری بعمل آورد. در جدول شماره (۱) فواصل مورد نیاز در ولتاژهای مختلف ارائه شده است.

Voltage	115	138	230	345	500
	(kV)	(kV)	(kV)	(kV)	(kV)
Phase- Phase (m)	0.46	0.46	0.76	1.07	1.83
Phase- Gnd (m)	0.30	0.30	0.61	0.76	1.22

جدول شماره (۱)

۲-۳-۴- اثرات مخرب پدیده گالوپینگ:

پس از حادث شدن گالوپینگ، مشکلاتی در بهره برداری خطوط بوجود می آید که قسمتی از آنها عبارتند از:

- ۱- کاهش فاصله ایزولاسیون بین هادیها، بروز قوس الکتریکی و باز و بسته شدن کلیدهای فشار قوی.
- ۲- کاهش فاصله ایزولاسیون بین هادیها و سیم زمین.
- ۳- اثرات تخریبی در پیچهای برج.
- ۴- اثرات مخرب بر یراق آلات و اتصالات برج.
- ۵- خوردگی فولاد برج و ضایع شدن برجهای چوبی در مواقعی که پدیده ماندگار می باشد.
- ۶- خوردگی هادیها.
- ۷- خوردگی جامپر.
- ۸- خوردگی دمپر و اسپیسردمپر.
- ۹- برش پین مقره ها در زنجیره کششی.
- ۱۰- ضایع شدن کلمپ مقره های آویزی.
- ۱۱- تخریب رشته های فرعی هادیهای باندل.
- ۱۲- زیانهای اقتصادی ناشی از قطع برق در صورتی که آسیبهای فوق منجر به قطعی طولانی گردد.

۲-۳-۵- روشهای حفاظتی درمقابل پدیده گالوپینگ:

باتوجه به مطالب ذکرشده قبلی، ضرورت مقابله با آثار سوء پدیده گالوپینگ بیشتر نمایان می‌گردد. این کار را می‌توان بروشهای زیر انجام داد:

- ۱- جلوگیری از ایجاد یخ روی سیم بوسیله ذوب‌کردن آن، که به علت معایب زیر در حال حاضر کمتر مورد استفاده قرار می‌گیرد.
- جهش ناگهانی سیم پس از افتادن یخ و بروز قوس الکتریکی.
- برای ایجاد حرارت بالا به سیم با مقاومت زیاد نیاز است که اینکار تلفات انتقال توان را افزایش می‌دهد.
- ۲- افزایش طول بازوی وسط (بین ۱-۰/۴۵ متر) برای برجهایی که ترتیب قرارگرفتن هادیها بطور عمودی می‌باشد.
- ۳- افزایش فاصله بین هادیها.
- ۴- استفاده از جداکننده بین فازها.
- ۵- استفاده از Drag Damper که دمپ‌های خاصی بوده و تأثیر زیادی بر میراسازی نیروی آیرودینامیکی Drag روی هادی دارد. با اینکار نیروهای Lift تحت شرایطی قرار می‌گیرند که انرژی ناچیز و مختصری را برای تداوم گالوپینگ تأمین می‌نماید.
- ۶- استفاده از دمپ‌های نوسانی (Seismic Damper).
- ۷- استفاده از End Point Damper.
- ۸- استفاده از تجهیزات کنترل‌کننده حرکت چرخشی.
- ۹- انتخاب مسیر خط مناسب و عدم عبور از مناطق مستعد وقوع این پدیده.

۲-۳-۶- میراکننده‌های نوسانات (Vibration dampers):

میراکننده‌های نوسانات دارای انواع مختلف می‌باشند ولی متداولترین نوع آن معروف به دمپ‌های استوک بریج (Stockbridge damper) می‌باشند که در اینجا به اختصار تشریح می‌گردد.

در صورتی که یک وزنه در یک نقطه غیر از نقطه گره نوسان، بر روی هادی نصب گردد باعث میراشدن نوسان با تبدیل انرژی نوسانی به اصطکاک و هیستریزیس مکانیکی می شود. در میراکننده نوسان نوع استوک بریج دو وزنه بصورت هم محور بر روی یک سیم ۷ رشته‌ای فولادی نصب می شوند. سیم فوق بوسیله یک نگهدارنده (Clamp) بر روی هادی اصلی قرار می گیرد بطوری که جهت سیم و هادی یکسان می باشد. فاصله بین هادی و سیم حدود ۱۰۰ میلیمتر است. سیم و وزنه‌ها دارای فرکانس رزونانس پایین در حدود ۵ هرتز می باشد. ضمناً یک فرکانس رزونانس دیگر در حدود ۲۵ تا ۶۰ هرتز وجود دارد که بوسیله دمپر میرا می گردد. محل نصب دمپرها معمولاً مطابق جدول شماره (۲) انتخاب می شود. ضمناً تعداد مورد نیاز دمپرها بر حسب طول اسپن تغییر می کند.

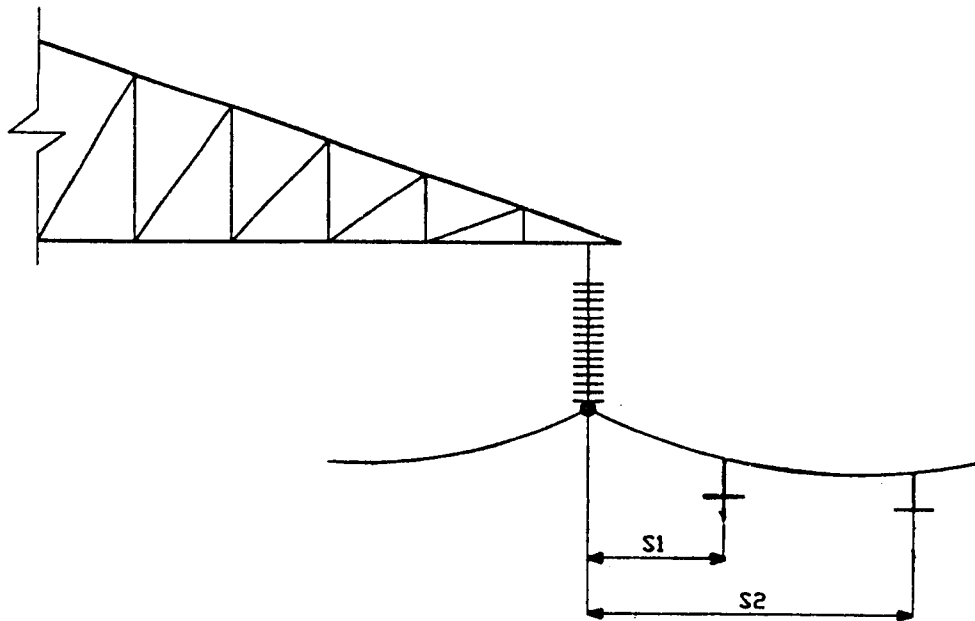
	S ₁ (متر)	S ₂ (متر)
ACSR Curlew	۱/۶۸	۲/۸۵
ACSR Canary	۱/۵۵	۲/۶۲
ACSR Lynx	۱/۲۱	۲/۰۴
S.W. 7 No 6	۰/۹۳	۱/۵۷
S.W. 7 No 8	۰/۷۷	۱/۳۱

جدول شماره (۲) - نمونه‌ای از فواصل محل نصب دمپرها.

فرمولی که محل نصب دمپرها بر اساس آن محاسبه می شود بقرار زیر است:

$$S_1 = 0.000415 d \sqrt{H/\omega}$$

$$S_2 = 0.000703 d \sqrt{H/\omega}$$



شکل (۹)

که در روابط فوق داریم:

S_1 : محل نصب میراکننده اول از محل نگهدارنده (متر).

S_2 : محل نصب میراکننده دوم از محل نگهدارنده (متر).

d : قطر سیم هادی (میلیمتر).

H : کشش سیم هادی (نیوتن).

ω : وزن واحد طول سیم (کیلوگرم).

برای انتخاب و استفاده مناسب از انواع میراکننده‌ها لازم است مشخصات و شرایط

استفاده آن از طرف سازنده ارائه گردد. این مشخصات بطور کلی عبارتند از:

- منحنی انرژی جذب شده توسط دمپر به ازای دامنه نوسانات و فرکانسهای مختلف.

- منحنی‌های مربوط به انرژی وارده از باد، انرژی جذب شده، حداکثر دامنه قابل

پیش‌بینی (باتوجه به شرایط منطقه).

- فاصله و تعداد میراکننده‌های لازم برای اسپنهای مختلف.

فصل چہارم

یراق آلات خط انتقال

(Line Hardware and
Conductor Accessories)

۱- مقدمه:

یراق آلات و اتصالات خطوط نقش حساسی در شبکه انتقال داشته و بایستی درحین بهره‌برداری، از مشخصه مکانیکی و الکتریکی و خاصیت جابجائی (Flexibility) خاصی برخوردار باشند. این اجزاء در واقع رابط بین سیم هادی و یا سیم محافظ با برج از طریق مقره و یا بصورت مستقیم می‌باشند. اولین مشخصه یراق آلات داشتن مقاومت مکانیکی بسیار خوب بوده و چون بایستی به سیم که متشکل از لایه‌های آلومینیم می‌باشد وصل گردیده و دارای شکلهای گوناگون باشد بناچار از آلیاژهای فلزی بصورت‌های مختلف ساخته می‌شود. همچنین تأثیر نیروی مکانیکی دائمی در طول عمر این تجهیزات و از طرفی تحمل نیروهای متفاوت در اثر شرایط جوی، ساخت و طراحی این تجهیزات را دارای اهمیت فوق‌العاده‌ای نموده است.

چون سیم‌های ناقل جریان و دارای ولتاژ باین تجهیزات چه بطور مستقیم و یا غیرمستقیم ارتباط دارند، بعضی از اتصالات بایستی تحمل جریانهای اتصال کوتاه را داشته و از آب شدن قطعات جلوگیری شود و قطعات فرم و شکل خاصی داشته باشند تا در هنگام اعمال ولتاژ نامی پدیده کرونا اتفاق نیافتد.

از طرفی پس از ارتباط این تجهیزات با مقره‌ها و ایجاد زنجیره کامل بصورت آویزی و یا بصورت کششی در جهات مختلف نیرو به آن اعمال می‌شود و لازم است طوری

طراحی شوند تا قادر به جابجایی در تمام جهات باشند. بنابراین طراحان و سازندگان بایستی توجه بیشتری در انتخاب قطعه و مواد تشکیل دهنده آن داشته باشند و حداقل موارد زیر را مد نظر قرار دهند.

الف - مشخصات فنی مناسب:

قطعات بر حسب نوع و کاربردشان بایستی دارای مشخصه‌هایی مانند مقاومت مکانیکی مناسب، مقاومت در برابر خوردگی، هدایت الکتریکی لازم، دارا بودن شکل مناسب و عدم وجود برجستگی‌ها و زوائد مشخص و غیره باشند.

ب - سهولت تولید.

ج - سهولت نصب.

د - قابلیت جابجایی.

ه - قیمت تمام شده.

ترکیب بهینه‌ای از موارد بالا بایستی در انتخاب یراق‌آلات مد نظر قرار گیرد.

۲- انواع اتصالات:

بطور کلی در یک تقسیم‌بندی عمومی که در آن تنها رفتار مکانیکی یراق‌آلات مورد توجه باشد می‌توان این تجهیزات را به دو گروه عمده زیر تقسیم‌بندی نمود.

۲-۱- یراق‌آلات آماده نصب:

در این گروه قطعه ساخته شده در کارخانه بلافاصله در محل مصرف قابل استفاده است. بنابراین در صورت تعیین خواص مکانیکی آن در کارخانه، این خواص در محل مصرف تغییری نخواهند کرد و رفتار قطعه در محل مصرف با رفتار آن در آزمایشگاه تفاوت چندانی ندارد.

۲-۲- یراق آلات نیمه آماده (یراق آلاتی که در زمان نصب نیاز به تغییر شکل دارند):

در این گروه بعلت اینکه بخشی از فرآیند ساخت در محل مصرف انجام می شود، رفتار مکانیکی قطعه در اثر وجود تفاوت های اجرایی بهنگام نصب دستخوش تغییر می شود.

گروه اول تقریباً تمام اتصالات زنجیره های مقرر را شامل شده و گروه دوم شامل اتصالاتی است که برای رسیدن به وضعیت مطلوب بایستی تحت پرس یا پیچش قرار گرفته و تغییر شکل دهند. گروه دوم اتصالات معمولاً برای هادیها کاربرد داشته و فرآیند نهایی که در محل مصرف بر روی آنها اعمال می شود اثر قطعی بر رفتار مکانیکی آنها دارد.

هر چند اتصالات هر دو گروه از نظر تولید با روشهای کمابیش مشابهی ساخته می شوند، اما به علت حساسیت گروه دوم بایستی در تولید و نصب آنها دقت و نظارت ویژه ای مبذول داشت.

با اینکه یراق آلات خطوط انتقال نیرو از انواع مختلفی تشکیل شده و علاوه بر آن هر سازنده نیز با توجه به پنج عامل ذکر شده در قسمت قبل در شکل ظاهری این اتصالات تغییراتی بوجود می آورد، اما می توان فهرستی از این اتصالات در هر یک از دو گروه فوق بشرح زیر ترتیب داد.

ذکر این نکته ضروریست که در این فهرست تنها نام قطعه و کاربرد آن جهت آشنائی آمده و ممکن است تحت یک نام مشخص انواع گوناگونی از یک قطعه وجود داشته باشد.

الف - اتصالات آماده نصب:

U - Bolt

۱- پیچ U شکل

Chain

۲- حلقه

Shackle	۳- مهاربند
Extension Link	۴- طول‌افزا
Eye - Ball	۵- چشمی - توپی
Clevis - Ball	۶- دوشاخه - توپی
Clevis - Eye	۷- دوشاخه - چشمی
Socket - Eye	۸- مادگی - چشمی
Socket - Clevis	۹- مادگی - دوشاخه
Yoke Plate	۱۰- یوک پلیت
Turn Buckle	۱۱- پیچ مهار
Suspension Clamp	۱۲- کلمپ آویزی

ب - اتصالات نیمه آماده:

Dead End Clamp	۱- کلمپ انتهایی
Jumper Terminal	۲- کابلشو سیم جامپر
Conductor Joint	۳- اتصال میانی کابل
Repair Sleeve	۴- غلاف تعمیر کابل

ج - تجهیزات ویژه:

چند نوع دیگر از یراق‌آلات خطوط انتقال نیز وجود دارند که هرچند دارای کاربردهای بسیار بااهمیتی‌اند، اما بعلمت نوع کاربرد آنها و نیز خواص ویژه‌ای که دارند در گروه‌های بالا طبقه‌بندی نشده و تحت عنوان تجهیزات ویژه آنها را می‌شناسیم که عبارتند از:

Spacer	۱- جداکننده
Vibration Damper	۲- ارتعاش‌گیر
Spacer Damper	۳- جداکننده ارتعاش‌گیر

۴- میله‌های محافظ	Armour Rod
۵- شاخک برقگیر	Arcing Horn
۶- حلقه برقگیر	Arcing Ring
۷- حلقه تنظیم ولتاژ	Grading Ring
۸- حلقه کرونا	Corona Ring

همچنین جهت اتصال سیم محافظ هوایی و سیم زمین به بدنه برج و نیز افزایش طول آن از یراق آلات زیر استفاده می شود.

۱- کلمپ اتصال به برج Tower Bonding Clamp

۲- کلمپ شیار موازی Parallel Groove Clamp

در انتهای این فصل شکل تعدادی از یراق آلات مورد استفاده آورده شده است.

۳- روشهای عمومی تولید:

در تولید هر یک از یراق آلات خطوط انتقال از روشهای مختلفی استفاده می شود که در اینجا تعدادی از این روشها را باختصار بیان می کنیم.

۳-۱- برش (Cutting):

بریدن قطعات از شمشهای ورق یا میله‌ای را گویند. این عمل می تواند بصورت سرد با گیوتین یا اره و بصورت گرم با هوا برش صورت گیرد.

۳-۲- ریخته گری (Casting / Moulding):

در اینجا قطعات به روش ذوب ماده اولیه و ریختن آن به داخل قالب تهیه می شوند. ریخته گری به روشهای مختلفی صورت می گیرد که متداولترین آنها ریخته گری در ماسه و ریخته گری تحت فشار (دایکاست) است. محصول ریخته گری در ماسه به پرداخت بیشتری نسبت به نوع دایکاست نیاز دارد.

۳-۳- پرس داغ یا فورجینگ (Forging):

این عمل برای تولید بعضی قطعات که ابعاد کوچکی دارند بکار گرفته می‌شود، بطوری که شمش فلز یا آلیاژ آن تا درجه حرارت مشخصی در کوره داغ شده و سپس در قالب موردنظر، تحت فشار ضربه سنگین پرس شکل داده می‌شود که پس از سرد شدن بایستی پرداخت گردد.

۳-۴- پرداخت با ماسه و ساچمه (Sand Blast / Shot Blast):

قطعاتی که به روش ریخته‌گری با ماسه یا به روش پرس داغ (فورجینگ) ساخته می‌شوند بدلیل ناهمواری سطح خارجی بایستی پرداخت شوند. این عمل با پاشیدن ساچمه و ماسه‌های ریز و مخصوصاً با فشار زیاد بر روی آن صورت می‌گیرد که حاصل آن سطح صاف و هموار قطعه است.

۳-۵- عملیات حرارتی (Heat Treatment):

روشهای مختلف تولید ممکن است در رفتار مکانیکی قطعات تأثیر بگذارد که می‌توان با عملیات حرارتی این رفتار مکانیکی را تغییر داد. عملیات حرارتی عبارتست از گرم کردن و سرد کردن قطعه فلزی در محیطی که در آن حرارت و زمان کاملاً کنترل شده است. محیط موردنظر می‌تواند هوا، آب و یا انواع روغن‌ها باشد.

۳-۶- پرداخت کاری (Finishing):

عملیاتی را گویند که به منظور تکمیل شکل نهایی قطعه و زدودن قسمت‌های اضافی آن صورت گیرد که این کار عموماً با ماشینهای ابزار، ماشین تراش، فرز، سنگ‌زن، و سایر روشها صورت می‌گیرد.

۳-۷- پرس سرد (Coining):

مشابه روش پرس داغ (فورجینگ) بوده لیکن فلز موردنظر در حالت سرد پرس

می شود. مشخص است که به لحاظ فشار زیاد مورد نیاز برای اینکار، فقط قطعات کوچک به این روش قابل تولید هستند.

۳-۸- جوشکاری (Welding):

روشی است که برای اتصال دو قطعه فلز هم‌نوع به یکدیگر بکار می‌رود. جوشکاری به روشهای متعددی صورت می‌گیرد که متداولترین آنها جوشکاری زیر پودر (جوش گرم) برای فلزات سنگین و جوشکاری با گازهای خنثی (جوش سرد) برای فلزات سبک می‌باشد.

بایستی توجه کرد که اتصالات جوشی اصولاً انتخاب مناسبی برای کاربرد در خطوط انتقال نیرو نبوده و بایستی حتی المقدور از آن اجتناب کرد. در صورت اجبار تنها استفاده از جوش گرم مجاز می‌باشد.

۳-۹- خمکاری (Bending):

عبارتست از شکل دادن قطعه در حالت سرد و تحت فشار. قطعات خمکاری شده در صورتی که تحت کشش قرار می‌گیرند بایستی تنش زدایی شوند.

۳-۱۰- نرم کردن یا آنیلینگ (Annealing):

برای اینکه قطعات فلزی و مخصوصاً فولادهای ریخته‌گری شده شکنندگی کمتری داشته باشند عملیات حرارتی بخصوصی بنام آنیلینگ بر روی آنها انجام می‌شود.

۳-۱۱- روی اندود کردن (Galvanizing):

عبارتست از پوشاندن سطح قطعات فلزی بوسیله فلز «روی». اینکار به روشهای مختلفی مانند آبکاری (الکترولیز)، پودر «روی» و گالوانیزه گرم (Hot Dip Gal.) میسر بوده لیکن در مورد اتصالات خطوط انتقال نیرو تنها روش گالوانیزه گرم مجاز می‌باشد. مقدار پوشش «روی» مورد نیاز به محیطی که اتصالات در آن نصب می‌شود بستگی داشته و در محیطهای با خوردگی بالا بایستی ضخامت «روی» بیشتری بر روی قطعه وجود داشته باشد.

۳-۱۲- مونتاژ کردن (Assembling):

آخرین مرحله از عملیات تولید است و قطعاتی که از چند بخش تشکیل شده پس از آماده شدن اجزای آن بر روی هم سوار شده و آماده ارسال به محل استفاده می‌گردند.

۴- مواد مورد استفاده:

موادی که بطور عام در تولید اتصالات خطوط انتقال نیرو مورد استفاده قرار می‌گیرند عبارتند از:

۴-۱- فولاد و آلیاژهای فولادی:

این نوع فولادها طیف وسیعی از فولادهای پر کربن را دربر می‌گیرند که دارای استحکام زیادی نیز می‌باشند.

۴-۲- چدن خاکستری:

این فلز برای ساخت قطعاتی که به روش ریخته‌گری تولید می‌گردند بکار می‌رود و معمولاً پس از ساخت گالوانیزه می‌شوند.

۴-۳- فولاد فورجینگ:

این نوع فولاد معمولاً دارای مقاومت مکانیکی بسیار بالایی است و بصورت شمشهای میله‌ای تولید می‌شود. برای ساخت قطعات مختلف، شمش فولاد را داخل کوره گرم نموده و تحت فشار پرس به شکل دلخواه تبدیل می‌نمایند.

۴-۴- آلومینیوم خالص:

برای ساخت برخی قطعات پرسی که تحت فشار و کشش قرار نمی‌گیرند و همچنین ساخت هادیهای آلومینیومی بکار می‌رود. طبق استاندارد بایستی خلوص این نوع آلومینیوم ۹۹/۸ درصد باشد.

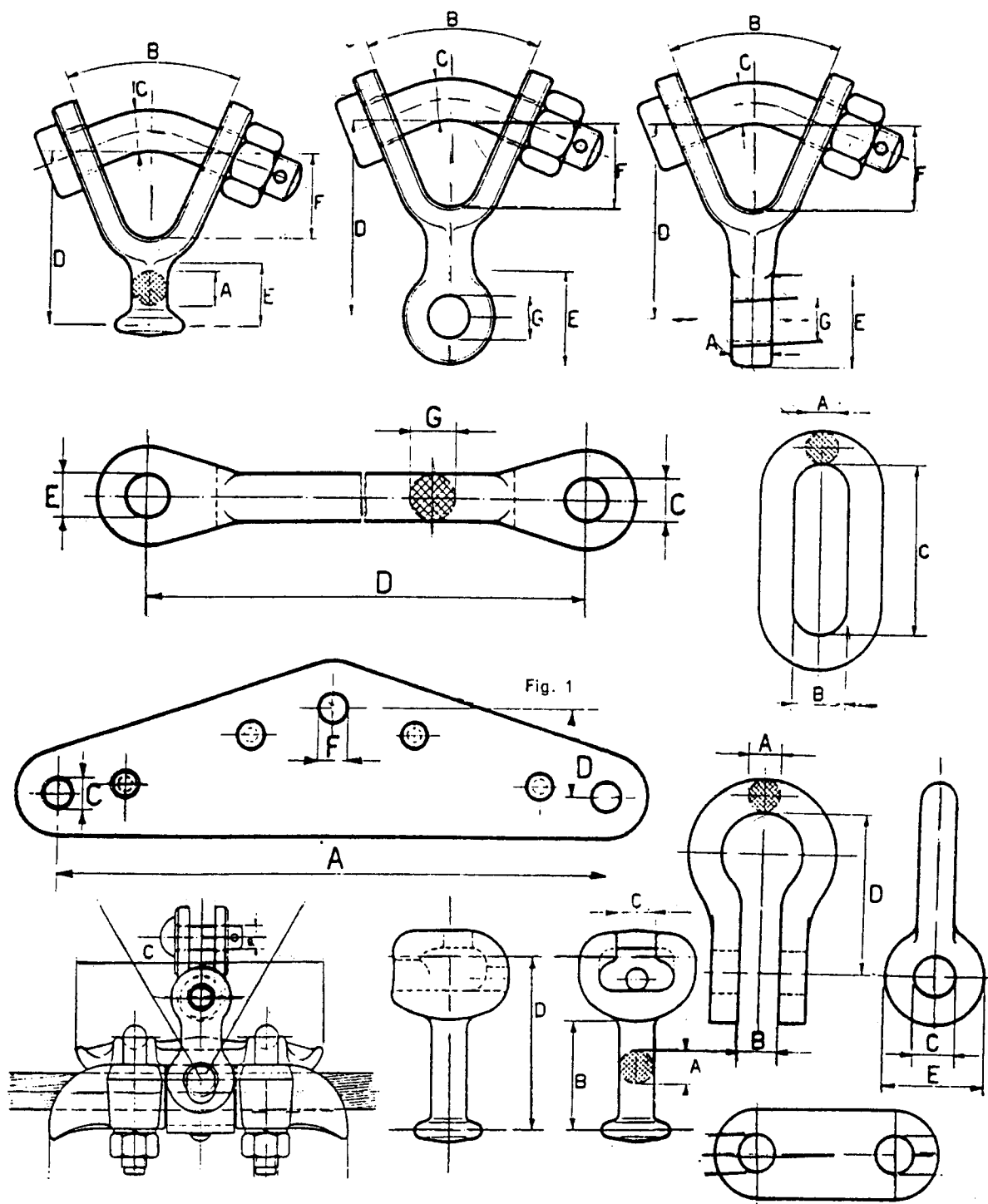
۴-۵- آلیاژهای آلومینیوم:

عموماً برای ساخت قطعاتی بکار می‌رود که در خطوط انتقال نیرو در تماس با هادیهای آلومینیومی قرار می‌گیرند. وزن کم، شکل‌پذیری، مشخصه مکانیکی مناسب و نیز غیرمغناطیسی بودن از مشخصات عمده این آلیاژهاست.

۴-۶- روی:

کلیه قطعات فولادی خط انتقال نیرو بایستی دارای پوشش گالوانیزه مناسب باشند. «روی» مورد استفاده برای پوشش گالوانیزه قطعات فولادی بایستی از خلوص زیادی برخوردار باشد. طبق استاندارد نبایستی میزان خلوص «روی» در شمش از ۹۹/۹۹ درصد کمتر و مقدار «روی» موجود در حمام مذاب از ۹۸/۵ درصد وزنی کمتر باشد.

شکل برخی از یراق آلات مورد استفاده در خطوط انتقال انرژی .



فصل پانزدهم

زمین کردن برجها

(Earthing System)

۱- مقدمه:

همانگونه که در بخش های قبلی عنوان گردید، شبکه های هوایی خطوط انتقال انرژی بدلیل گسترده گی و داشتن طول زیاد بالاجبار از مناطق مختلفی عبور نموده و همواره در معرض عوامل جوی و از جمله مهمترین آنها اصابت صاعقه قرار دارند. از جانب دیگر بدلیل ارتفاع نسبتاً بلند برجها و هادی بودن کل سیستم، نسبت به اغلب تأسیسات و عوارض مجاور خود جهت برخورد صاعقه مستعدتر می باشند.

در صورت اصابت صاعقه به برج و بالابودن مقاومت پای زمین برجها و در نتیجه عدم تخلیه انرژی موج حاصل از صاعقه، ولتاژ نوک کراس آرمها بالا رفته و در صورت رسیدن به ولتاژ شکست عایقی زنجیره مقرر منجر به شکست ایزولاسیون و تشکیل یک کانال یونیزه هادی بین هادی و برج خواهد شد. با تشکیل کانال یونیزه فوق بین هادی و برج و ایجاد ارتباط الکتریکی بین آنها نیز قوس الکتریکی (ARC) تولید می گردد.

قوس اخیر که به آن قوس برگشتی (B.F.O) می گویند بسیار خطرناک بوده و منجر به بروز اتصالی فرکانس ۵۰ و عمل کلیدها خواهد گردید و در نتیجه خط بدون برق خواهد شد. لذا بایستی حتی الامکان از بروز چنین حالتی در شبکه انتقال ممانعت بعمل آورده و یا احتمال بروز آن را بسیار کاهش داد.

یکی از عملی ترین راهها برای اینکار کاهش مقاومت پای برجها می باشد تا

بدینوسیله مسیری مناسب جهت تخلیه انرژی موج صاعقه به زمین فراهم گردد.

۲- روشهای کاهش مقاومت الکتریکی زمین:

برای کاهش مقاومت زمین پای برجها و رساندن آن به مقدار مناسب روشهای مختلفی وجود دارد. روش مناسب برای کاهش مقاومت زمین برحسب شرایط جغرافیائی محل و مشخصات زمین و خاک در آن منطقه متفاوت می باشد. بعنوان مثال روشی که در یک نقطه برای کاهش مقاومت زمین بعنوان بهترین روش محسوب می گردد ممکن است برای زمین مجاور آن بهترین روش نباشد. به همین دلیل طرق گوناگونی برای این کار بوجود آمده که برحسب شرایط زمین مورد استفاده قرار می گیرند. شاید بتوان گفت معمولترین روش که در آن مسائل اقتصادی نیز لحاظ شده روشی است که در آن از میله‌های چندتکه بصورت عمقی استفاده می شود. در ادامه روش مذکور و چند روش متداول دیگر توضیح داده می شود.

بطور کلی جهت کاهش مقاومت الکتریکی زمین می توان یکی از روشها و یا ترکیبی از چند روش زیر را بکار برد:

- ۱- استفاده از میله‌های بلند عمودی و کوبیدن آنها در زمین.
- ۲- استفاده از الکترودهای موازی (اتصال زمین چندمیله‌ای).
- ۳- نصب میله‌های افقی در زمین.
- ۴- خواباندن سیم زمین و یا تسمه زمین کننده در عمق خاک (روش کاترپوینز).
- ۵- قرار دادن صفحات فلزی زیرزمین.
- ۶- استفاده از مواد شیمیایی.

از میان روشهای ارائه شده تنها دو روش کوبیدن میله و خواباندن سیم زمین و یا ترکیبی از این دو روش جهت کاهش مقاومت پای برجهای انتقال مورد استقبال و توجه قرار گرفته و در کشور ما نیز از روشهای فوق برای اینکار استفاده می شود.

۱-۲- کوبیدن میله (Ground Rod):

میله‌های زمین معمولاً از جنس فولاد با روکش مس می‌باشند. فولاد به جهت افزایش استقامت و پوشش مس به جهت هدایت بهتر استفاده شده است. سایر مشخصات میله‌های مورد استفاده بقرار زیرند:

طول میله حدود (۳-۵/۱) متر.

قطر میله‌ها در حدود (۳-۲۵/۱) سانتی متر.

و میزان پوشش مس آنها در حدود ۳۰۰ میکرون می‌باشد.

مقاومت سیستم زمین پس از کوبیدن یک میله بطول L و شعاع a از رابطه زیر بدست می‌آید.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(L \ln \frac{4L}{a} - 1 \right) \quad (1)$$

که در آن:

ρ : مقاومت مخصوص خاک برحسب ($\Omega \cdot m$)

L : طول میله زمین برحسب (m)

و a : شعاع میله برحسب (m) می‌باشد.

معمولاً میله‌های پای برجها را در اطراف پایه‌های برج بصورت ضلعی و یا شعاعی می‌کوبند. شکل زیر نحوه قرارگرفتن میله‌ها را در روشهای فوق نشان می‌دهد.



شکل (۱)

اگر به جای یک میله تعداد بیشتری میله زمین در اطراف پایه‌های برج کوبیده شود. بجای a در رابطه (۱) از a' استفاده می‌شود. a' از طریق رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$a' = \sqrt[n]{a \cdot D_{12} \cdot D_{13} \cdot \dots \cdot D_{1n}}$$

که در آن:

D : فواصل میله‌های زمین از اولین میله.

a : شعاع یک میله.

و n : تعداد میله‌های مورد استفاده می‌باشد.

۲-۲- خوابانیدن سیم زمین (Counter Poise):

در مواردی که جنس زمین سخت و خاک بسیار محکم باشد، کوبیدن میله عملی نیست. در چنین مواقعی یکی از روشهای کاهش مقاومت زمین پای برجها، روش کاترپویز می‌باشد.

در این روش یک یا چند سیم زمین که از یک طرف به بدنه برج متصل گردیده در امتداد مسیر خط و یا با زاویه‌ای نسبت به امتداد خط در زیر زمین قرار می‌گیرد و در نتیجه سطح تماس برج با زمین را افزایش داده و مقاومت پایه کاهش می‌یابد.

به سیمهای فوق که در زیر خاک بصورت طولی قرار می‌گیرند کاترپویز گویند. شکل (۲) روش قرارگیری سیمهای کاترپویز را نشان می‌دهد.

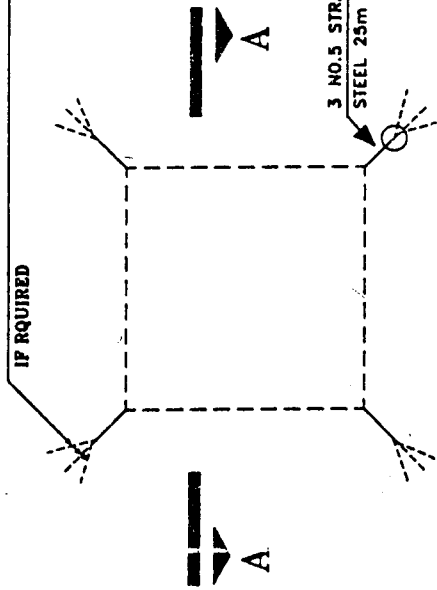
در انتخاب کاترپویز بایستی دو عامل زیر را در نظر گرفت:

۱- امپدانس مشخصه.

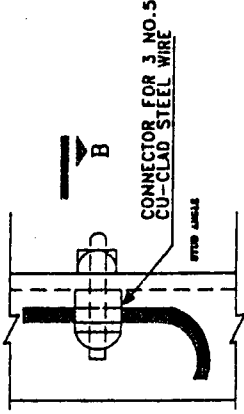
۲- مقاومت نفوذی.

بدین معنی که در لحظات اولیه عبور موج، سیم کاترپویز دارای امپدانس موجی زیادی بوده که مقدار آن بستگی به جنس خاک دارد و در حدود (۲۰۰-۱۵۰) اهم می‌باشد. پس از زمانی کوتاه این امپدانس کاهش یافته و برابر با مقاومت نفوذی سیم نسبت به زمین می‌گردد.

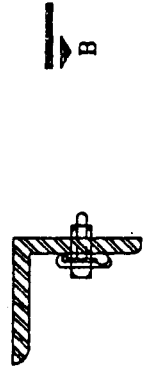
EXTENSIONS WITH 3 NO.5 STRANDED CU-CLAD STEEL WIRE 15m EACH IF REQUIRED



TOWER PLAN

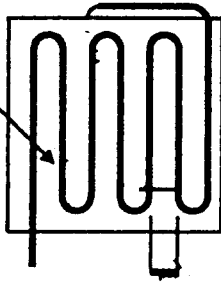


DETAIL-1

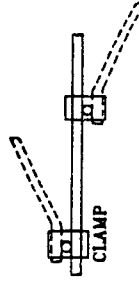


SECTION B-B

3 NO.5 STRANDED CU - CLAD STEEL WIRE 25m



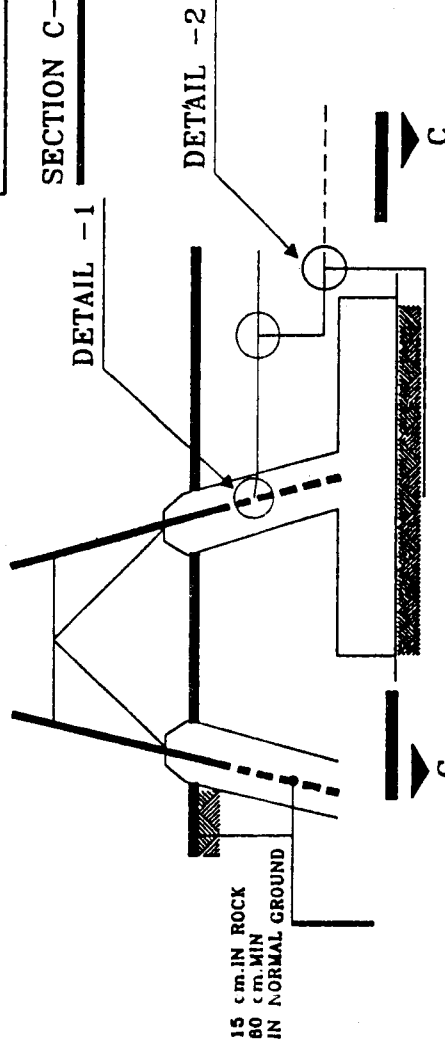
SECTION C-C



DETAIL-2

NOTE:

IF MEASURED GROUND RESISTANCE EXCEEDS 10 OHMS ADDITIONAL GROUNDING MAY BE SPECIFIED BY THE OWNER AND NEW MEASUREMENT SHALL BE TAKEN AFTER INSTALLATION OF THE ADDITIONAL GROUNDING. FOR SOIL RESISTIVITY 300-400 Ω.m



SECTION A - A

شکل (۷)

C	DESCRIPTION	SIGN	DATE	SING	DATE
B		CHECKED		APPROVED	
A					
KEY					

MOSHANIR
POWER CONSULTING ENGINEERS

TITLE
MINAB-BASHAGERD-JASK
230 KV TRANSMISSION LINE
GROUNDING SYSTEM TYPE A1

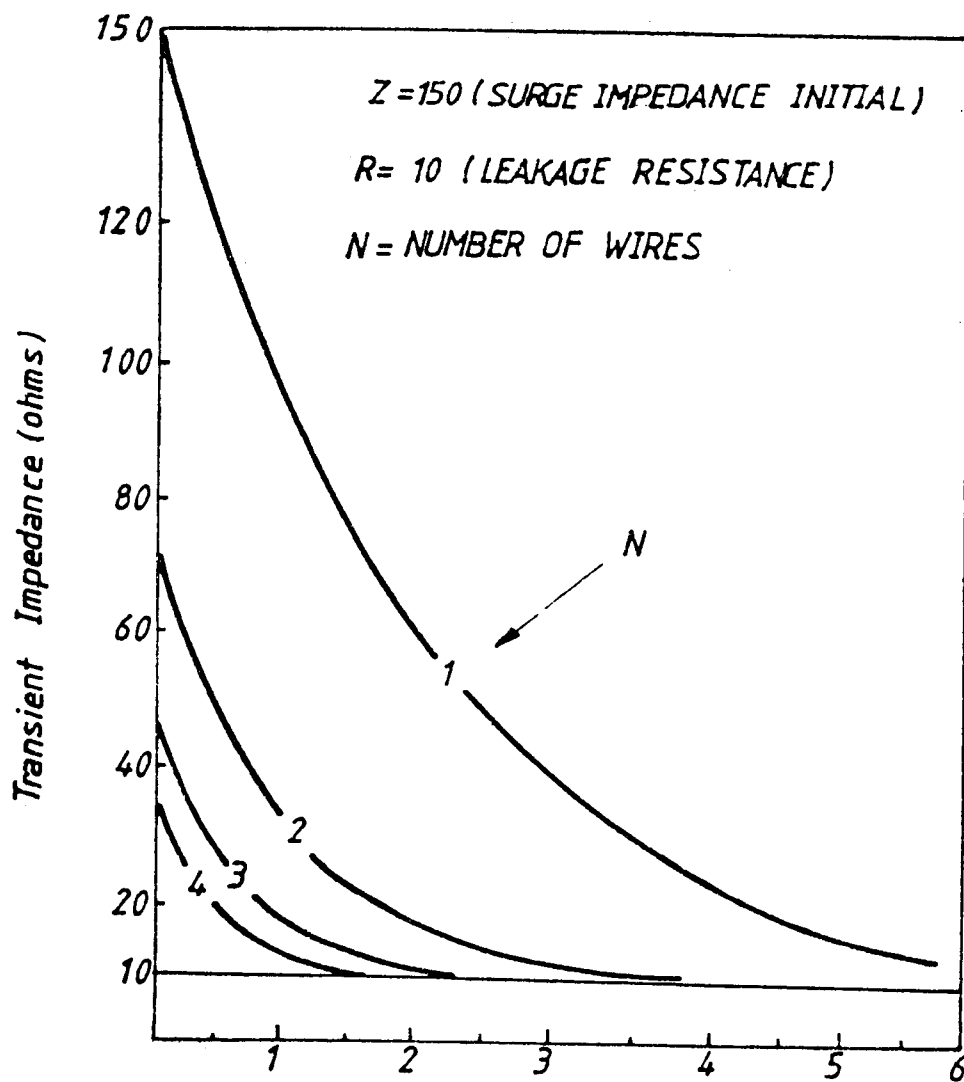
CLIENT: H.R.E.C

DWG. NO. 42-203
14-98

CHECKED BY: _____
APPROVED BY: _____

PROJECT NO. - SITE: _____
DEPT. NO.: _____
NO.: _____
SCALE: _____

این زمان بستگی به طول سیم کانتروپوز و سرعت انتشار موج دارد. سرعت انتشار موج در زمین حدوداً یک سوم سرعت انتشار نور می‌باشد. دیاگرام شکل (۳) مطالب فوق را بهتر نشان می‌دهد.



شکل (۳)

اگر بجای یک سیم از چند سیم استفاده شود امپدانس گذرا سریعتر کاهش خواهد یافت و زودتر به مقدار پایدار خود می‌رسد. بنابراین بهتر است بجای یک سیم طویل از چند سیم کوتاهتر و بصورت شعاعی استفاده نمود. بعنوان مثال برای یک سیم کانتروپوز

بطول ۳۰۰ متر، امپدانس موجی باتوجه به دیاگرام شکل (۳) برابر با ۱۵۰ اهم می‌باشد پس از ۶ میکروثانیه امپدانس آن به مقاومت نفوذی می‌رسد.

چنانچه طول سیم یک چهارم مقدار فوق انتخاب شود پس از ۱/۵ میکروثانیه امپدانس سیم به مقاومت نفوذی می‌رسد. پس بهتر است از چهار سیم کاترپویز استفاده شود که در اینصورت امپدانس موجی ۳۷/۵ اهم خواهد شد و امپدانس سیم پس از ۱/۵ میکروثانیه به مقاومت نفوذی خواهد رسید.

نکته دیگر در انتخاب کاترپویز این است که مقاومت نفوذی آن کمتر از امپدانس موج ضربه باشد. در غیر اینصورت موج انعکاس یافته و باعث می‌گردد مقاومت پایه بجای کاسته شدن افزایش یابد.

عمقی که سیم کاترپویز در زمین قرار می‌گیرد، تأثیر چندانی در مقاومت پایه ندارد و تنها کفایت سیم را در عمقی قرار داد که از دسترس دور باشد و خصوصاً در زمینهای زراعی، ماشین‌آلات کشاورزی به هنگام شخم زمین باعث خارج شدن آن از زمین نگردند.

در این روش سیمهای مسی رشته‌ای و یا فولاد با روکش مس را با فرمهای مختلف در اطراف پایه‌ها و در عمق کمی دفن می‌نمایند. مقاومت یک سیم بطول L و قطر d که در عمق h متری از سطح زمین دفن گردیده از رابطه زیر بدست می‌آید.

$$R = \frac{\rho}{2 \pi L} \cdot \text{Ln} \frac{L^2}{1.85 \cdot h \cdot d}$$

در رابطه فوق ρ مقاومت مخصوص خاک برحسب $(\Omega \cdot m)$ بوده و هدف کاهش آن تا مقداری مناسب می‌باشد.

اگر بجای یک سیم از دو یا چهار سیم استفاده شود. مقاومت نهایی بصورت زیر تغییر خواهد نمود:

$$R_{eq} = \frac{R}{2 \eta_2} \quad , \quad \eta_2 = 0.9 \quad \text{- اگر از دو سیم استفاده شود:}$$

$$R_{eq} = \frac{R}{4 \eta_4} \quad , \quad \eta_4 = 0.7 \quad \text{- اگر از چهار سیم استفاده شود}$$

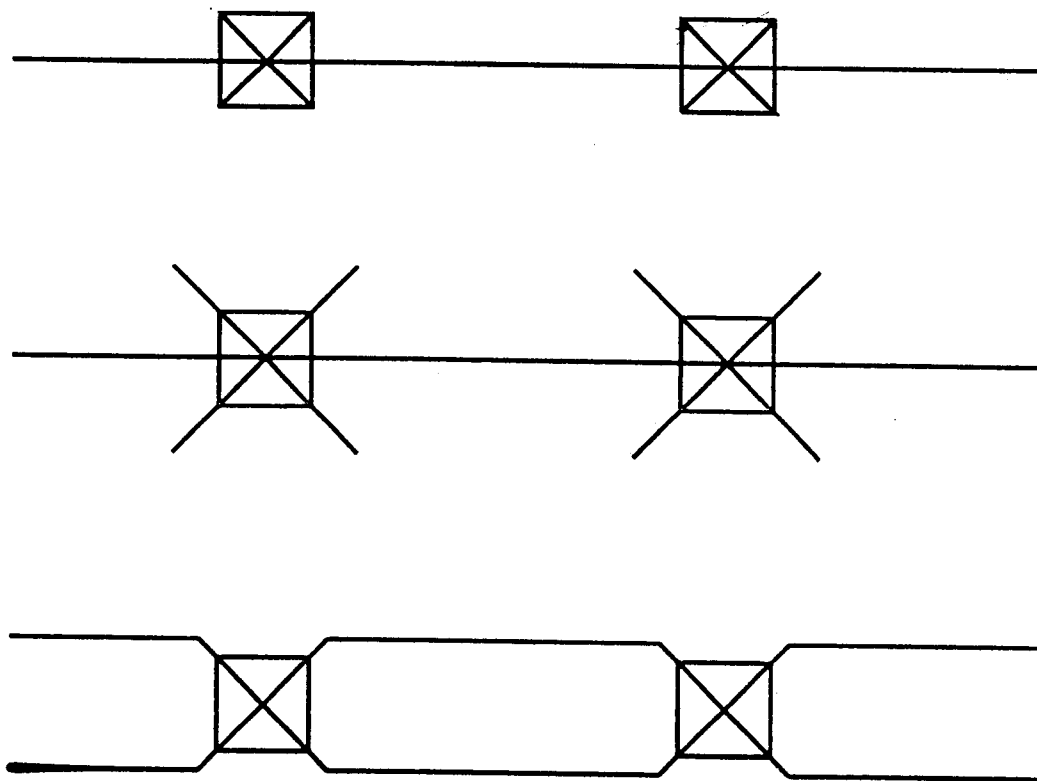
۲-۳- روش ترکیبی:

در صورت بالا بودن مقاومت زمین ممکن است لازم شود از ترکیب روشهای فوق یعنی خواباندن سیم و کوبیدن میله استفاده شود. بطوری که اگر مقاومت نهائی حاصل از کوبیدن میله‌ها R_{eq1} و مقاومت نهایی حاصل از خواباندن سیم R_{eq2} باشد مقاومت کل مجموعه بصورت زیر قابل محاسبه است.

$$R_{tot} = R_{eq1} \parallel R_{eq2}$$

۲-۴- اتصال برجها به یکدیگر:

گاهی علاوه بر روشهای فوق از اتصال برجها به یکدیگر نیز استفاده می‌شود که این عمل بخاطر پرهزینه بودن در کشور ما اجرا نمی‌گردد. شکل‌های زیر چند روش مختلف را نشان می‌دهد.



شکل (۴)

فصل شانزدهم

فونداسیون برجها

(Foundation)

۱- مقدمه:

فونداسیونها نیز یکی از اجزای سیستم انتقال انرژی بشمار می‌روند. وظیفه آنها نگهداری برج و تحمل نیروهای کششی و فشاری موجود که از طریق پایه‌ها بدانه‌ها منتقل گردیده می‌باشد. اصول اولیه طراحی فونداسیون بر این مبناست که زمین زیر پایه برج مقاومت کافی در مقابل کلیه فشارهای وارد بر آن را دارا بوده و از طرفی وزن فونداسیون و خاک بتواند در مقابل نیروی کششی که تمایل به بیرون کشیدن فونداسیون از زمین را دارد مقاومت نماید.

نیروهای فشاری شامل کلیه نیروهای عمودی وارد بر بازوهای برج و وزن برج و همچنین نیروهای حاصل از ممان ایجاد شده توسط کلیه نیروهای افقی است. نیروهای کششی یا نیروی بالا برنده (Up lift)، برآیند ممان نیروهای افقی است که نیروهای عمودی و وزن برج در مقابل این نیروها مقاومت نموده و کفایت که باتفاق نیروی وزن فونداسیون و خاک (قسمتی که روی فونداسیون قرار دارد) بتوان این نیروهای کششی را خنثی نمود.

اصولاً هر سازه ساختمانی هر قدر محکم طراحی گردد، چنانچه پایه یا پی‌های مطمئنی نداشته باشد ثابت و استوار نخواهد ماند. بنابراین فونداسیونهای شبکه انتقال نیز بعلت نقش مهمی که در نگهداری و امنیت سیستم انتقال دارند حائز اهمیت فراوان

بوده و طراحی و نظارت بر اجرای این قسمت از تأسیسات توجه بیشتری نیاز دارد. بدین لحاظ آئین‌نامه‌های موجود نیز ضرایب اطمینان بالائی در محاسبات فونداسیون‌ها توصیه می‌نمایند.

بعلت قرارگیری طیف وسیعی از خاکها در مسیر یک خط انتقال نیرو، لازم است در هنگام طراحی دقت بیشتری بعمل آید تا در هر حالت فونداسیون متناسب با نوع خاک اجرا گردد. ارائه طرح مطلوب فونداسیون در هر مورد می‌تواند ضمن تأمین پایداری و استحکام مورد نیاز پایه برجهای سیستم انتقال، بمیزان قابل توجهی از هزینه‌های احداث فونداسیونهای خط نیز بکاهد.

۲- رده‌بندی زمینهای مسیر خطوط انتقال نیرو:

بلحاظ قرارگرفتن فونداسیونها در بستر خاک، مشخصه خاکهای مسیر عبور خط انتقال عامل مهمی در طراحی و تعیین ابعاد پی محسوب می‌شود. مقاومت مجاز زمین و اصولاً زمین‌شناسی و مکانیک خاک مسیر عبور خط، از پیش فرضهای طراحی پی بشمار می‌رود.

۲-۱- رده‌بندی لایه‌های زمین.

مضالح تشکیل دهنده لایه بیرونی سطح کره زمین را بطور کلی به سنگها و خاکها تقسیم‌بندی می‌نمایند. سنگها توده‌هایی سخت و شکننده و خاکها از ذراتی تشکیل شده‌اند که فضای بین آنها از آب و هوا پر شده است.

۲-۱-۱- رده‌بندی سنگها:

بطور کلی سنگها به سه دسته عمده بشرح زیر طبقه‌بندی می‌شوند.

الف) سنگهای آذرین.

ب) سنگهای رسوبی.

ج) سنگهای متامورفی.

مقاومت فشاری مجاز تعدادی از سنگها در جدول شماره (۱) آمده است:

فشار مجاز (kg / Cm ²)	نوع سنگ
بیش از ۵۰	سنگهای آذرین.
بیش از ۵۰	سنگهای گنیس.
۳۰	سنگهای آهکی و ماسه و سنگهای سخت
۲۰	سیست‌ها و تخته سنگها
۱۰	سنگهای رسی و لای سنگ.
۶	بلوکهای گچی سخت.

جدول شماره (۱)

۲-۱-۲- رده بندی خاکها:

خاکها معمولاً از لحاظ وضعیت ظاهری و خواص مکانیکی و شیمیایی رده بندی می شوند و برای بدست آوردن اطلاعات دقیق در مورد خاک بایستی آن را تحت آزمایشهای مختلف قرار داد.

بر حسب درشتی دانه‌ها، خاکها به گروههای مختلف تقسیم می شوند. خاکها از قلوه سنگ، شن و ماسه و لای شروع می شوند و به انواع رس ها ختم می گردند. در جدول شماره (۲) طبقه بندی خاکها را بر حسب درشتی دانه‌ها مشاهده می کنید.

0.005	0.05	0.1	0.25	0.5	1.0	2.0 (mm)
رس	لیمون	ماسه خیلی ریز	ماسه ریز	ماسه	ماسه درشت	شن ریز

0.0002	0.0006	0.002	0.006	0.02	0.06	0.2	0.6	2.0 (mm)
ریز	متوسط	درشت	ریز	متوسط	درشت	ریز	متوسط	درشت
رس (Clay)			لیمون (Silt)			ماسه (Sand)		

جدول شماره (۲) - طبقه بندی خاک بر حسب درشتی دانه‌ها

مقاومت خاکها از دو خاصیت فیزیکی آنها منشا می‌گیرد.

الف - خاصیت چسبندگی.

ب - خاصیت اصطکاک بین ذرات.

برحسب اینکه آیا مقاومت خاک فقط از چسبندگی منشا می‌گیرد یا خیر آنها را به انواع خاکهای چسبنده و غیرچسبنده نیز تقسیم‌بندی می‌نمایند.

مقاومت خاکهای غیرچسبنده از اصطکاک داخلی ذرات آنها منشا می‌گیرد. وقتی خاکهای غیرچسبنده در داخل آب قرار می‌گیرند ذرات آنها در آب غوطه‌ور شده و به اندازه وزن آب هم حجم خود سبک می‌گردند و در نتیجه از مقاومت ناشی از اصطکاک داخلی آن کاسته می‌شود زیرا هرچه فشار وارده بر خاکهای غیرچسبنده کمتر باشد مقاومت آن نیز کمتر است.

تقریباً ظرفیت فشاری خاکهای غرقاب نصف خاک مشابه در حالت خشک است.

بنابراین برای پی‌های در حدود سطح زمین که در داخل و یا نزدیکیهای آبهای زیرزمینی هستند ظرفیت تحمل فشاری را باید نصف مقدار نظیرش برای شرایط خشک اختیار کرد و این موضوع در جداول زیر نشان داده شده است.
















نوع خاک	فشار مجاز (kg / Cm^2)
رس‌های خیلی سفت و سخت	۳-۶
رس‌های سخت.	۱/۵-۳
رس‌های محکم	۱/۵-۰/۷۵
رس‌های نرم و لای	۰/۷۵-۰
رس‌های خیلی نرم	صفر

جدول شماره (۳) - مقاومت فشاری تعدادی از خاکهای چسبنده

فشار مجاز خاک غرقاب (Kg/Cm^2)	فشار مجاز خاک خشک (Kg/Cm^2)	نوع خاک
بیش از ۳	بیش از ۶	سنگریزه متراکم و سنگریزه ماسه‌ای یا شن متراکم
۳-۱	۶-۲	شن با تراکم متوسط، شن ماسه‌ای با تراکم متوسط
کمتر از یک	کمتر از ۲	شن سست و شل و شن ماسه‌ای سست و شل
بیش از ۱/۵	بیش از ۳	ماسه متراکم
۱/۵-۰/۵	۳-۱	ماسه با تراکم متوسط
کمتر از ۰/۵	کمتر از یک	ماسه سست و شل

جدول شماره (۴) - مقاومت فشاری تعدادی از خاکهای غیرچسبنده (خشک و غرقاب)

جدول شماره (۵) نیز قسمتی از مشخصات خاکها از جمله رنگ، وزن مخصوص و مقاومت یا باریبری آنها را نشان می دهد.

مقاومت	حد روانی	وزن مخصوص ton / m ³	نوع	رنگ	علامت مشخصه	طبقه‌بندی
خوب	—	2.0 - 2.2	شن ماسه‌ای مخلوط خوب	قرمز		شن و خاکهای شنی
خوب	—	1.8 - 2.0	شن ماسه‌ای مخلوط نامتجانس	قرمز		شن و
خوب	—	1.9 - 2.2	شن لیمونی	زرد		خاکهای
خوب	—	1.8 - 2.1	شن رسی	زرد		شنی
خوب	—	1.7 - 2.1	ماسه شننی مخلوط خوب	قرمز		ماسه و
خوب تا متوسط	—	1.6 - 1.9	ماسه شننی مخلوط بد	قرمز		خاکهای
خوب تا متوسط	—	1.7 - 2.0	ماسه لیمونی	زرد		ماسه‌ای
متوسط	—	1.9 - 2.0	ماسه رسی	زرد		
بد	—	1.5 - 1.9	لیمون ماسه‌ای یا شننی		ML	
متوسط	< 50	1.5 - 1.9	رس ماسه‌ای یا شننی		CL	
متوسط		1.3 - 1.6	لیمون آبی، مخلوط با مواد آبی	سبز		لیمون
بد		1.1 - 1.5	لیمون رسی			و رس
متوسط تا بد	> 50	1.2 - 1.7	رس	آبی		
خیلی بد		1.0 - 1.6	رس مخلوط با مواد آبی			
به خارج حمل شود	—	—	مواد آبی	تارنجی		مواد آبی

جدول شماره (۵) - مشخصه انواع خاکها

۲-۲- روابط موجود بین حجم و وزن مخصوص خاک:

در بین دانه‌های خاک مقداری فضای خالی وجود دارد که بوسیله هوا یا آب اشغال می‌شود. هرگاه مقداری خاک به وزن W و حجم V در نظر بگیریم با توجه به شکل (۱) روابط زیر را می‌توان نوشت:

$$(1) \quad V = V_s + V_v$$

$$(2) \quad n = \frac{V_v}{V} \cdot 100$$

$$(3) \quad w = \frac{W_w}{W_s} \cdot 100$$

$$(4) \quad S = \frac{V_w}{V_v} \cdot 100$$

$$(5) \quad e = \frac{V_v}{V_s} = \frac{n}{1 - n}$$

$$(6) \quad n = \frac{e}{1 + e}$$

$$(7) \quad P_G = 1 \cdot G \cdot P_w = G \cdot P_w$$

$$(8) \quad P' = P_s - P_w$$

با فرض $V_s = 1$ می‌توان نوشت:

$$(9) \quad W_w = V_w \cdot P_w = e \cdot s P_w$$

$$(10) \quad W_w = \frac{W_w}{W_s} W_s = W \cdot 1 P_G = W G P_w$$

از روابط 9 و 10 داریم:

$$(11) \quad eS = WG$$

بنابراین:

$$(12) \quad P_d = \frac{GPW}{1 + e} = \frac{W_s}{V}$$

$$(13) P_s = \frac{(G + e) P_w}{1 + e}$$

$$(14) P_b = \frac{G + es}{1 + e} P_w = \frac{1 + w}{1 + e} G P_w$$

$$(15) P' = P_s - P_w = \frac{G - 1}{1 + e} P_w$$

در روابط بالا تعریفهای زیر بکار برده شده است.

V : حجم خاک نمونه.

V_v : حجم فضای خالی خاک (آب و هوا).

V_s : حجم قسمت جامد خاک.

e : ضریب فضای خالی که عبارتست از نسبت حجم فضای خالی به حجم قسمت جامد.

G : چگالی قسمت جامد خاک.

n : درجه تخلخل که عبارتست از نسبت حجم خالی به حجم کل.

S : درجه اشباع که عبارتست از نسبت حجم آب موجود به حجم فضای خالی.

w : درجه رطوبت که عبارتست از درصد نسبت وزن آب به وزن قسمت جامد.

P_b : وزن مخصوص خاک بصورت طبیعی.

P_s : وزن مخصوص خاک اشباع شده از آب (تمام فضای خالی از آب اشباع شده).

P_d : وزن مخصوص خاک پس از خشک شدن.

P_w : وزن مخصوص آب 1 gr / cc یا 62.4 pcf

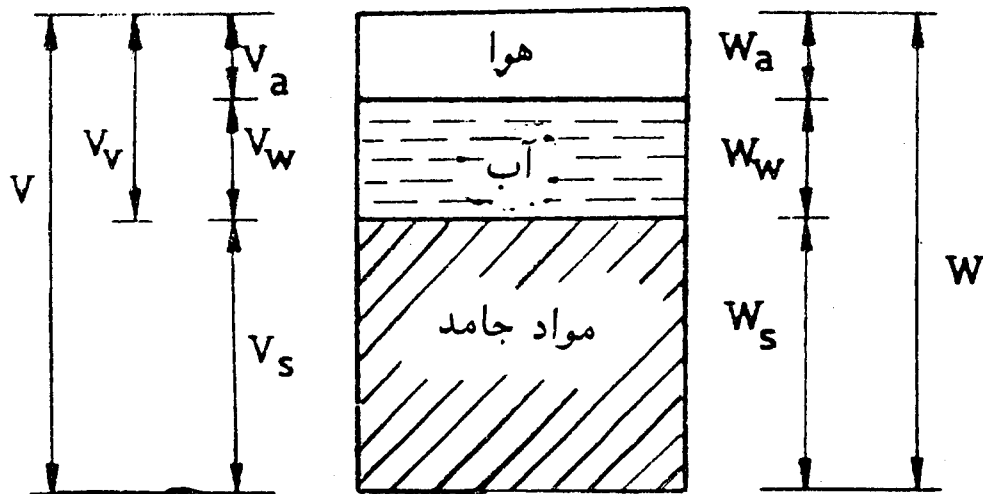
P_G : وزن مخصوص قسمت جامد خاک ($P_G = G P_w$)

P' : وزن مخصوص خاک در حال شناور.

W_w : وزن آب در نمونه.

W_s : وزن قسمت جامد در نمونه.

W : وزن نمونه.



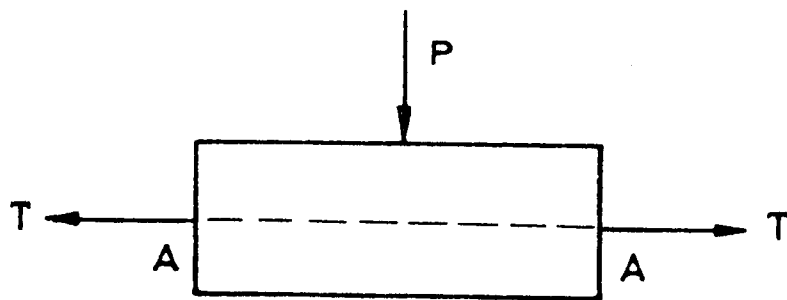
شکل (۱)

۲-۳- مقاومت برشی خاک:

خاکها برخلاف سایر مصالح ساختمانی دارای مقاومت برشی متغیر می‌باشند. مقاومت برشی نه تنها از یک نمونه خاک به نمونه دیگر فرق می‌کند بلکه در یک نوع خاک هم بر حسب مقدار درصد آب و جریان آبهای زیرزمینی و سایر عوامل دیگر تغییر می‌نماید. از این جهت در آزمایشگاه تنها به تعیین مقاومت برشی خاک نباید اکتفا کرد بلکه باید عواملی را که باعث تغییر مقاومت خاک می‌شوند در نظر داشته بر مبنای آنها مقاومت مجاز خاک را تعیین کرد.

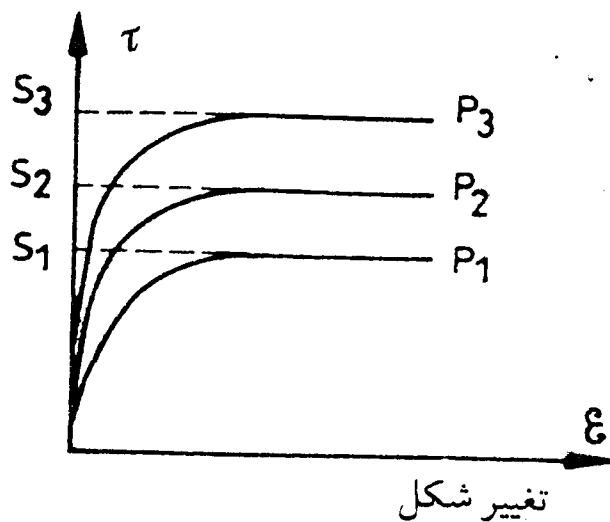
برای تعیین مقاومت برشی خاکها در آزمایشگاه از دستگاه آزمایش برش مستقیم استفاده می‌شود. در این آزمایش نمونه کوچکی را در دستگاه گذارده پس از وارد کردن بار عمودی P نیروی افقی T را زیاد می‌کنند تا برش در سطح $A-A$ ایجاد شود (شکل ۲) اگر سطح مقطع برش را A فرض کنیم تنش برشی عبارت است از:

$$\tau = \frac{T}{A}$$



شکل (۲)

هرگاه تغییرات T را برحسب تغییر شکل افقی نمونه برای بارگذارهای مختلف رسم نمائیم نمودار شکل (۳) حاصل می‌شود. با توجه به شکل مشخص است که با ازدیاد نیروی عمودی P مقاومت برشی خاک بیشتر می‌شود. S_i : تنش برشی خاک در حالتی است که فشار P_i به آن وارد می‌شود.

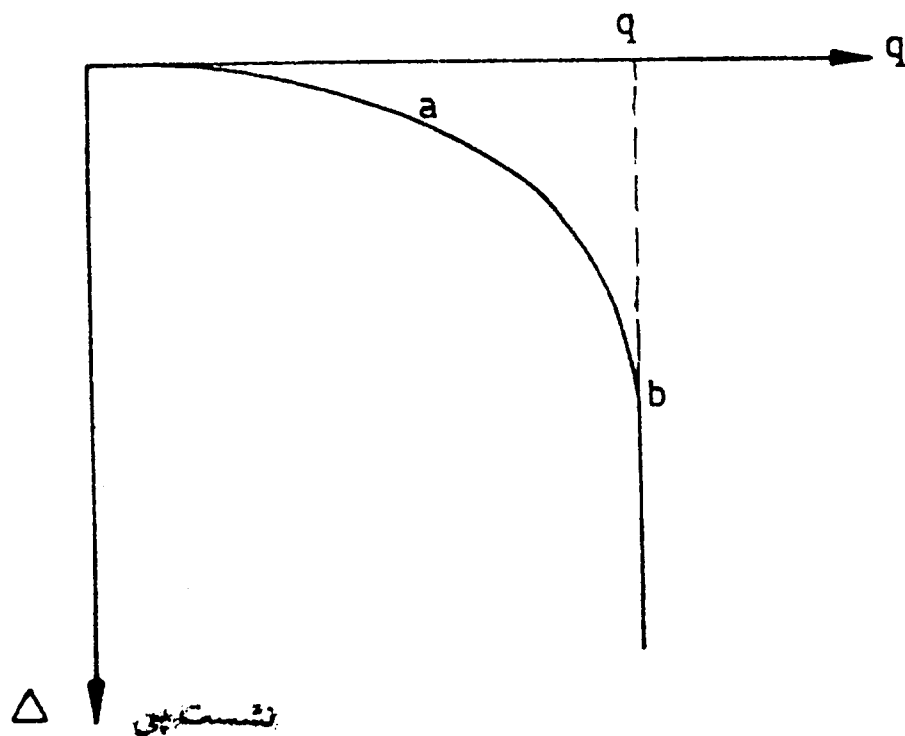


شکل (۳)

۲-۴- نشست خاک تحت عمل بارگذاری و مقاومت باربری خاک:
پی یک سازه باید به نحوی طرح و محاسبه گردد که در اثر انتقال بارها به زمین مقدار تنشهای ایجاد شده در سطوح مختلف خاک از میزان معین تجاوز نکند. انتقال فشارهای

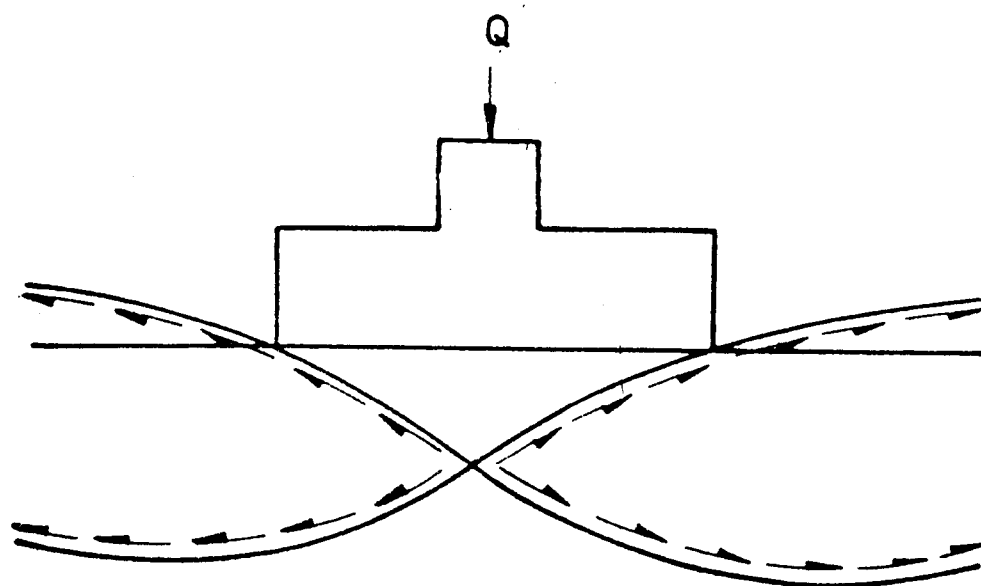
زیاد از حد باعث نشست زیاد پی، فرو رفتن ناگهانی پی در اثر ایجاد سطوح لغزش و جابجا شدن خاکهای زیر پی می‌گردد.

اگر فرض کنیم که بار منفرد Q توسط یک پی با سطح مقطع A به زمین انتقال یابد و منحنی تغییر نشست پی را بر حسب مقدار $q = \frac{Q}{A}$ رسم نمائیم منحنی شکل (۴) بدست می‌آید. شکل این منحنی بستگی به نوع خاک، دانه‌بندی آن و همچنین شکل و اندازه سطح A و چندین عامل دیگر از قبیل عمق پی و میزان رطوبت و غیره دارد. مشاهده می‌شود که رابطه بین نشست پی و مقدار q در ابتدا خطی بوده (تا نقطه a) و سپس اگر میزان نشست از حد مجازی که بستگی به نوع آن سازه دارد تجاوز نکند خطری برای سازه پیش نخواهد آمد. در حقیقت این نشست باعث فشرده شدن و ازدیاد مقاومت قشرهای زیرین خاک گشته و در نتیجه از نشست بیشتر خاک جلوگیری شده و تعادل برقرار می‌گردد.



شکل (۴)

اگر مقدار q را باز هم اضافه کنیم نشست پی به میزان زیادی افزایش یافته تا جائیکه پی ناگهان شروع به فرورفتن می‌نماید. فرورفتن پی به این جهت صورت می‌گیرد که در سطوح معین از خاک مقدار تنش برشی از حد مقاومت برشی خاک تجاوز کرده و در نتیجه باعث شده که خاکهای زیرین روی این سطوح شروع به لغزش نمایند. مقدار $q = \frac{Q}{A}$ را زمانیکه خاک شروع به حرکت می‌نماید مقاومت نهایی خاک نامیده آن را به q_u نمایش می‌دهند. (شکل ۵)



شکل (۵)

برای محاسبه مقاومت مجاز خاک فرمولهای مختلفی ارائه شده است. محاسبات بر این اصل بنا شده‌اند که سطوح لغزشی به اشکال مختلف مانند دایره در نظر گرفته مقدار بار Q را برای حرکت توده‌های خاک محاسبه می‌کنند و حداقل مقدار Q مقدار مقاومت مجاز زمین را تعیین می‌نماید.

۳- مبانی طراحی:

همانطور که در بخش قبل نیز گفته شد اصل مهم در طراحی یک پی تعیین مقاومت

باربری زمین است زیرا ابعاد پی تحت بارگذاری ثابت بر حسب مقاومت‌های متفاوت زمین تغییر خواهد کرد. بنابراین در یک طرح مناسب باید مراتب زیر مد نظر باشند.

- شکل و محل پی به نحوی انتخاب شود که ایمنی اطراف آن در رابطه با تحولات قابل پیش‌بینی تأمین باشد.

- پی تنشهایی بر زمین زیرین اعمال نماید که با مقاومت گسیختگی آن هماهنگی داشته باشد یعنی در اثر انتقال سربار به زمین گسیختگی در آن پدید نیاید. (این مسئله در رابطه با ظرفیت باربری زمین در نظر گرفته شده است).

- پی طرح شده از لحاظ اقتصادی دارای بهترین ابعاد باشد یعنی در شرایط یکسان از لحاظ بارگذاری و باربری خاک ابعاد پی طوری اختیار شوند که در نهایت کمترین هزینه را ایجاد کند.

۳-۱- تعیین ابعاد پی:

برای تعیین ابعاد پی با در نظر گرفتن مقاومت زمین و نیروهای فشاری و کششی و افقی بترتیب زیر عمل می‌شود:

۱- تعیین عمق پی.

۲- تعیین بعد پی.

۳- تعیین ضخامت پی.

۳-۱-۱- تعیین عمق پی:

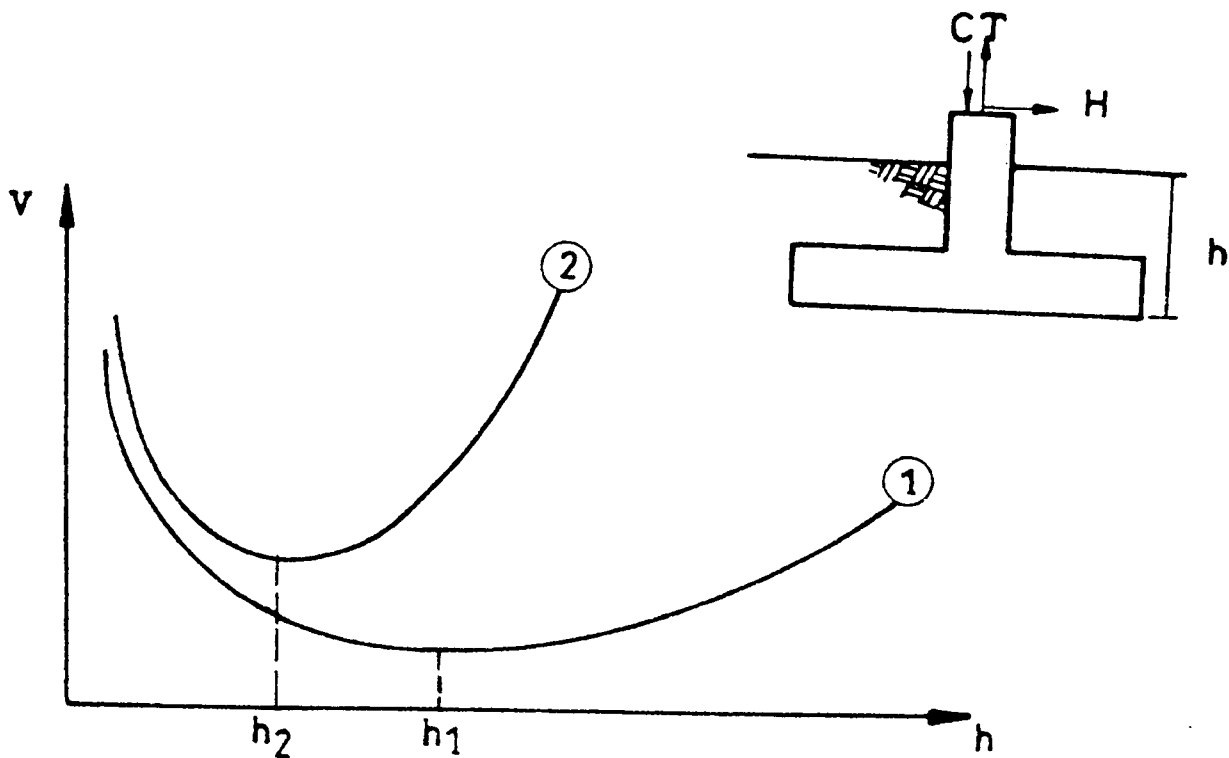
یکی از مسائل مهم در طراحی پی برجهای خطوط انتقال نیرو دانستن عمق اپتیمم پی می‌باشد. عمق اپتیمم عمقی است که در آن پی حجم کمتری پیدا خواهد کرد. در واقع عمق اپتیمم تابع نیروی فشاری و نیروی کششی وارده بر پی و تاب فشاری بتن و زاویه مخروطی خاک و وزن واحد حجم خاک و اصطکاک جانبی خاک و بتن و... می‌باشد.

دیاگرام شکل (۶) که بصورت تجربی برای یک نوع پی منفرد (Pad & Chimney)

بر حسب عمق و حجم بتن مصرفی رسم شده نشان دهنده این عمق اپتیمم برای دو نوع خاک زیر می باشد.

(۱) خاک با مقاومت بالا و خشک.

(۲) خاک با مقاومت کم و غرقاب.



شکل (۶)

منحنی ۱: برای خاک خوب با مقاومت بالا.

منحنی ۲: برای خاک بد با مقاومت کم و غرقاب.

h_1 : عمق اپتیمم برای خاک خوب با مقاومت بالا.

h_2 : عمق اپتیمم برای خاک با مقاومت کم.

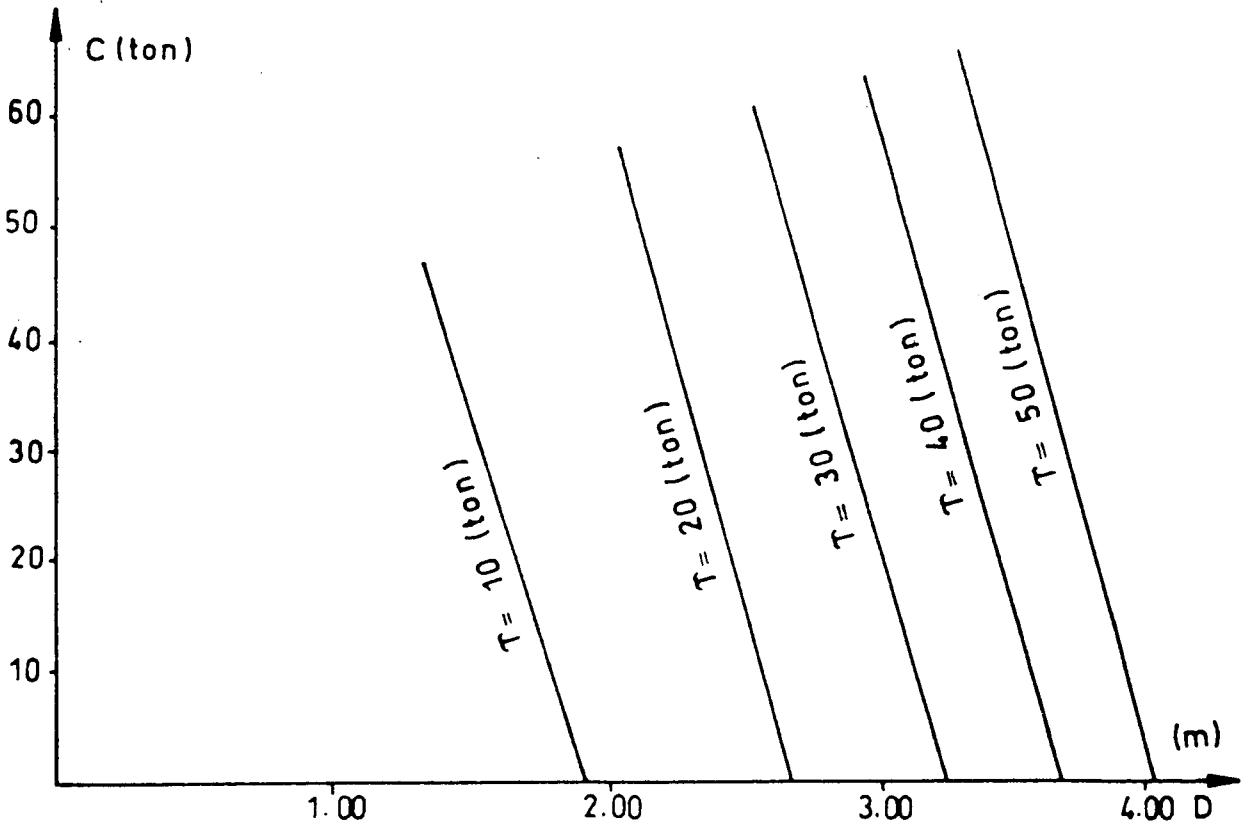
باتوجه به این مسئله منحنی‌هایی مطابق شکل (۷) برای مشخصات مختلف خاک (جدول شماره ۶) قابل تهیه می باشد که با استفاده از آن می توان به ازای بارهای مختلف

روی پی عمق اپتیمم را حساب کرد.

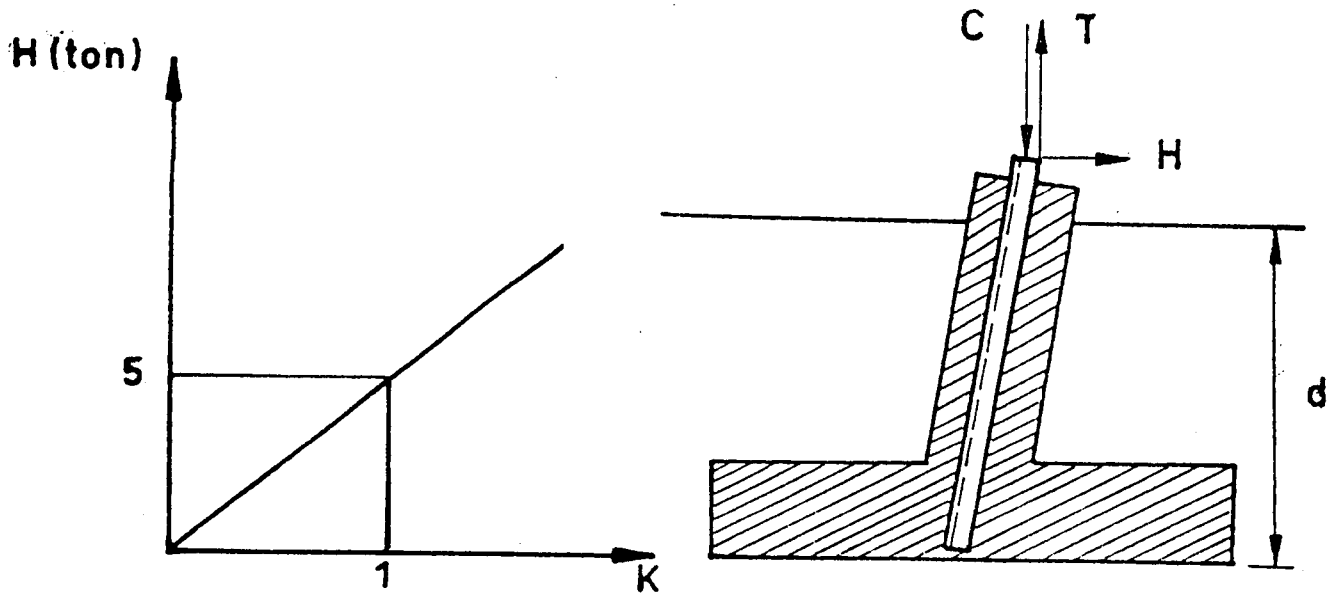
No	Type of Soil	Ultimate bearing Capacity (Kg/Cm ²)	Cone angle (degree)
1	Good Soil dry	4	30
2	Good Soil sub	1	15
3	Poor Soil dry	2	15
4	Poor Soil sub	0.75	7.5

جدول شماره (۶)

(poor Soil Dry)



شکل (۷)



شکل (۸)

D: عمق اپتیمم تصحیح نشده.

d: عمق اپتیمم تصحیح شده.

k: ضریب تصحیح

۳-۱-۲- تعیین بعد پی:

بعد از مشخص کردن عمق اپتیمم، ابعاد پی را طوری در نظر می‌گیریم که جوابگوی نیروی کششی و فشاری موجود روی پی باشد.

۳-۱-۲- نیروی کششی:

پی باید تحت عامل کشش در جای خود ثابت بماند. عوامل مقاوم در برابر نیروی کششی که در طراحی پی باید کنترل شوند عبارتند از:

(الف) وزن پی.

(ب) وزن خاک روی پی.

- ج) نیروی اصطکاک بین خاک (سنگ) و سطح تماس جانبی بتن.
 د) نیروی لازم برای بریدن خاک (سنگ) تحت زاویه برش.

الف) وزن پی:

وزن پی از محاسبه حجم پی و ضرب آن در وزن واحد حجم بتن مصرفی محاسبه می‌گردد البته اگر پی غرقاب باشد به اندازه وزن آب جابجا شده از وزن آن کاسته می‌شود.

$$W_c = V_c \cdot d_c \text{ برای پی در محیط خشک}$$

$$W_c = V_c (d_c - 1) \text{ برای پی در محیط غرقاب}$$

که در آن:

$$W_c: \text{وزن پی (kg)}$$

$$V_c: \text{حجم بتن پی (m}^3\text{)}$$

$$d_c: \text{وزن واحد حجم بتن (kg / m}^3\text{) می باشد.}$$

ب) وزن خاک روی پی:

وزن خاک روی پی هنگامی که به طرف بالا کشیده می‌شود برحسب زاویه مخروطی خاک محاسبه می‌گردد.

$$W_s = V_s \cdot d_s \text{ برای خاک خشک}$$

$$W_s = V_s (d_s - 1) \text{ برای خاک مستغرق}$$

که در آن:

$$W_s: \text{وزن خاک تحت زاویه مخروطی (kg)}$$

$$V_s: \text{حجم خاک تحت زاویه مخروطی (m}^3\text{)}$$

$$d_s: \text{وزن واحد حجم خاک خشک (kg / m}^3\text{) می باشد.}$$

در این حالت حجم خاک مؤثر روی پی را محاسبه کرده و با توجه به کمترین وزن مخصوص خاک وزن مؤثر روی پی را حساب می‌کنیم. البته باید توجه داشت که حجم

خاک بالای پی را معمولاً تا ۳۰ سانتیمتری سطح زمین در نظر می‌گیرند چراکه امکان دارد خاک سطح زمین تحت عواملی شسته یا جابجا شود. (شکل ۹)

ج) نیروی اصطکاک بین خاک (سنگ) و سطح تماس جانبی بتن:
برای محاسبه این نیرو، سطح جانبی بتن که با خاک (سنگ) در تماس است را حساب کرده و در ضریب اصطکاک این سطح با خاک (سنگ) ضرب می‌کنیم. (این ضریب در حالت غرقاب صفر است).

$$F_f = S_c \cdot F_c$$

که در آن:

F_f : نیروی مقاوم اصطکاک (kg).

S_c : سطح جانبی بتن در تماس با خاک (سنگ) (m^2).

و F_c : تنش اصطکاک بین بتن و خاک (سنگ) (kg / m^2) می‌باشد.

د) نیروی لازم برای بریدن خاک (سنگ) تحت زاویه برش:
سطح برش خاک (سنگ) را تحت زاویه برش آن محاسبه کرده و در تنش برشی مجاز آن ضرب می‌کنیم البته باید در نظر داشت که خود پی نباید تحت مقاومت سنگ یا خاک در مقطع مؤثر بریده شود.

$$F_{ts} = S_s \cdot T_s$$

$$F_{tc} = S_c \cdot T_c$$

$$F_{ts} < F_{tc}$$

F_{ts} : نیروی مقاوم برش خاک (سنگ).

F_{tc} : نیروی مقاوم برش بتن.

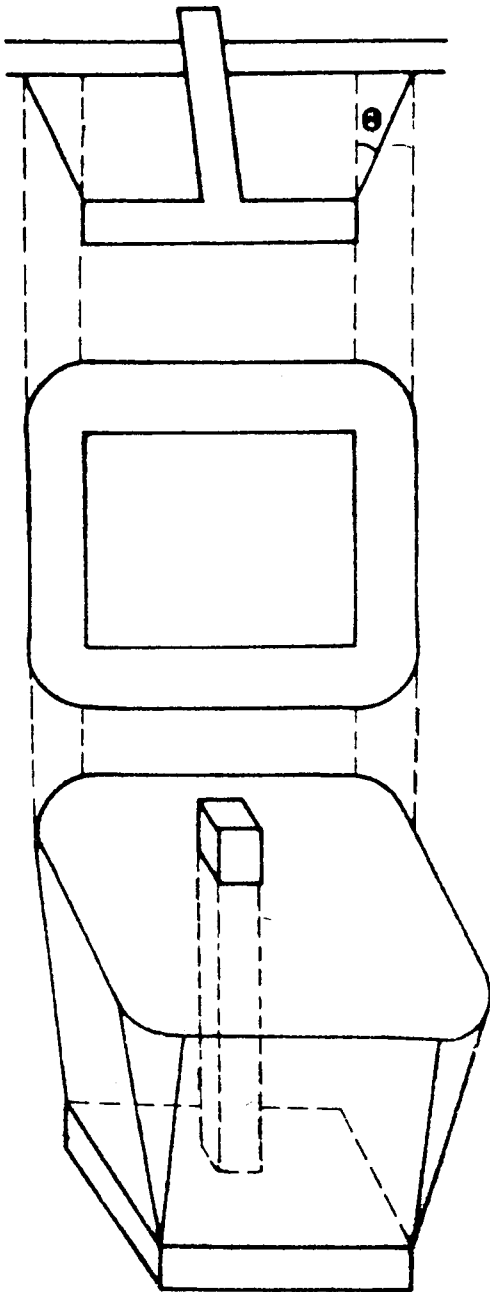
S_s : سطح برش خاک (سنگ).

S_c : سطح برش بتن.

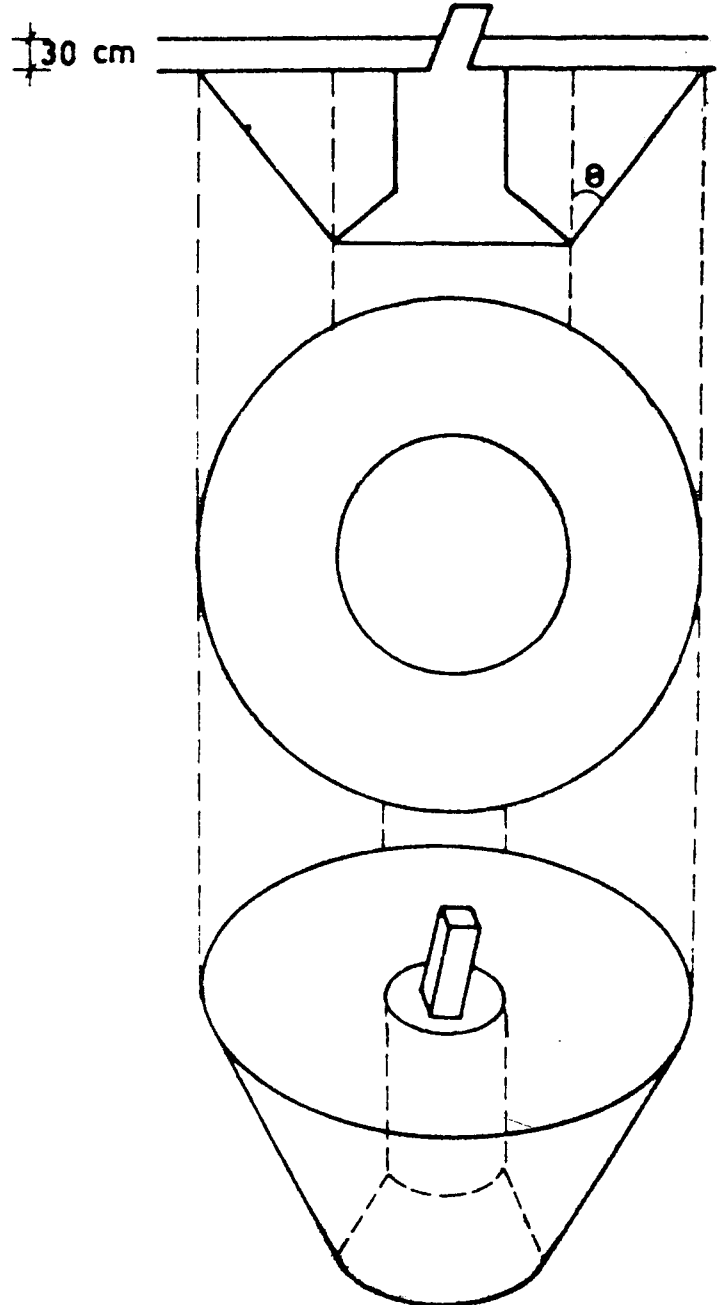
T_s : تنش برش خاک (سنگ).

T_c : تنش برش بتن.

Pad & Chimney



Auger



برای کنترل پی درحالتی که نیروی کششی T بر آن وارد می‌شود کافی است یکی از روابط زیر برقرار باشد:

$$\frac{W_c + W_s}{T} > 1 \quad (1)$$

$$\frac{W_c + F_f}{T} > 1 \quad (2)$$

$$\frac{W_c + F_{ts}}{T} > 1 \quad (3)$$

۱-۲-۲-۳- نیروی فشاری:

همانطوریکه در فصل مکانیک خاک نیز بیان شد مقاومت باربری زمین متفاوت است. ابعاد پی باید طوری در نظر گرفته شود که تنشهای حاصله از نیروهای فشاری و لنگرهای خمشی باعث گسیختگی و لهیدگی زمین زیر پی نشود. از آنجا که مقاومت لهیدگی زمین بستگی به نیروهای وارده بر آن دارد لذا ابعاد پی را تحت عوامل زیر کنترل می‌کنیم تا تنشهای ایجاد شده از مقدار مجاز آن بیشتر نشود.

الف) نیروی حاصل از باربری زمین زیر پی.

ب) وزن پی.

ج) وزن خاک روی پی.

د) لنگر حاصل از نیروی افقی.

الف) نیروی حاصل از باربری زمین زیر پی:

این نیرو از حاصل ضرب سطح زیر پی در مقاومت باربری خاک زیر پی بدست می‌آید.

$$Q = q_u \cdot A$$

که در آن:

Q : نیروی حاصل از باربری زمین زیر پی (kg).

A سطح مقطع پی (m^2).

q_u و : مقاومت باربری (kg / m^2) می باشد.

ب) وزن پی:

وزن پی از محاسبه حجم پی و ضرب آن در وزن واحد حجم پی محاسبه می گردد. باید توجه داشت اگر پی غرقاب باشد باز هم وزن خشک آن در نظر گرفته می شود چراکه امکان دارد روزی سطح آب پائین رفته و پی در محیط خشک قرار بگیرد.

ج) وزن خاک روی پی:

وزن خاک با محاسبه حجم خاک روی پی و ضرب آن در وزن واحد حجم خاک محاسبه می گردد. باید توجه داشت که اگر خاک مستغرق باشد وزن مخصوص خاک در حالت خشک در نظر گرفته می شود چراکه امکان دارد سطح آب تا سطح پی پائین آید.

$$W_{sc} = V_{sc} \cdot d_s$$

W_{sc} : وزن خاک روی پی (kg).

V_{sc} : حجم خاک روی پی (m^3).

d_s : وزن واحد حجم خاک خشک (kg / m^3).

د) لنگر حاصل از نیروی افقی:

نیروی افقی حاصل از بارگذاری برج بر سطح پی لنگری ایجاد می کند که موجب تولید تنشهایی بر سطح زمین زیر پی می شود. از حاصلضرب این تنش در سطح مقطع پی نیروی مؤثر از این لنگر بدست می آید.

$$q = \frac{M}{W}$$

$$H = q \cdot A$$

که در آن:

H: نیروی مؤثر از لنگر (kg).

q: تنش حاصله از لنگر (kg / m^2).

M: لنگر حاصل از نیروی افقی در سطح تماس پی و زمین زیرین ($\text{kg} \cdot \text{m}$).

A: سطح تماس پی و زمین زیرین (m^2).

و W: مدول مقطع پی (m^3) می‌باشد.

برای کنترل پی در حالتی که نیروی فشاری C بر آن وارد می‌شود کافی است رابطه زیر

برقرار باشد:

$$\frac{Q - W_s - W_c - H}{C} > 1$$

۳-۱-۳- تعیین ضخامت پی:

معمولاً پی را طوری طرح می‌کنند که ضخامت آن بتواند به تنهایی تلاشی برشی ایجاد شده در مقطع خطرناک را بدون کمک فولاد تحمل نماید. آئین‌نامه آمریکا حداقل ضخامت پی را ۱۵ سانتیمتر و حداقل پوشش آهن را ۷/۵ سانتیمتر تعیین کرده است. (از آنجا که معمولاً بتن به روی سطح خاک ریخته می‌شود و ممکن است دارای ناهمواریهایی باشد پوشش آهن بیشتر از حد معمول در نظر گرفته شده است). در پی‌های مجزا که بصورت (Pad & Chimney) اجرا می‌شوند ضخامت پی بیشتر مطرح می‌شود و برای کنترل آن دو روش زیر پیشنهاد می‌گردد.

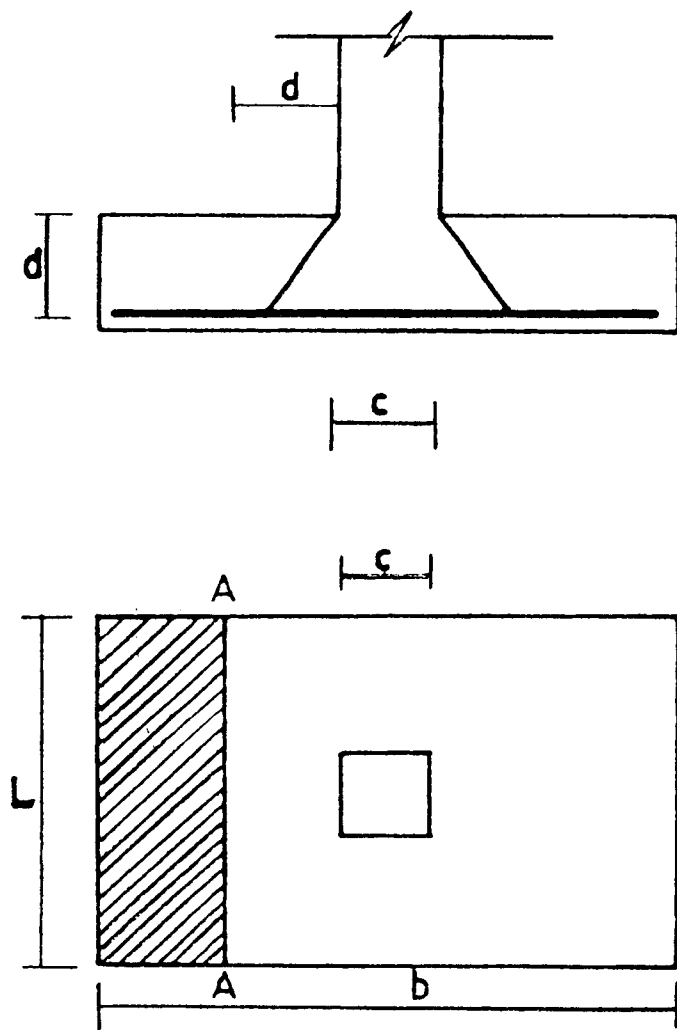
۳-۱-۳-۱- روش تیر عریض:

در این روش فرض می‌شود پی تحت فشار وارده بر سطح هاشور خورده مطابق شکل (۱۰) در امتداد A-A بریده شود.

بنابراین سطح برش و نیروی برشی بترتیب زیر محاسبه می‌شوند:

$$A_c = 1 \cdot d$$

$$V_c = q_u \cdot l \cdot \left(\frac{b-c}{2} - d \right)$$



شکل (۱۰)

$$T_b = \frac{q_u \cdot l (b/2 - c/2 - d)}{l \cdot d}$$

$$T_b = q_u (b/2d - c/2d - 1)$$

که در آن:

A_c : سطح برش (m^2).

V_c : نیروی برشی (kg).

q_u : فشار خاک زیرین (kg/m^2).

و T_b : تنش برشی در تیر عریض (kg/m^2) می باشد.

تنش T_b نباید از مقدار مجاز آن در رابطه زیر بیشتر باشد. $T_b < \bar{T}_b$

$$T_b = 0.53 \sqrt{F'_c}$$

که در آن:

\bar{T}_b : تنش نهایی برش بتن برای حالت تیر عریض.

و F'_c : مقاومت فشاری بتن ۲۸ روزه می‌باشد.

۳-۱-۲-۳- روش برش سوراخ کننده:

در این روش فرض می‌شود پی تحت نیروی فشاری وارده از ستون پی و عکس‌العمل زمین زیرین مطابق شکل (۱۱) در سطح هاشور خورده پانچ شود. بنابراین سطح برش و نیروی برشی را بترتیب زیر حساب می‌کنیم.

از آنجا که برش سوراخ کننده پی‌های مربع شکل تعیین کننده ضخامت خواهد بود یک پی با مقطع مربع مطابق شکل (۱۱) در نظر گرفته و روابط مربوطه بترتیب زیر نوشته می‌شود.

$$A_c = 4 \cdot (C + d) \cdot d$$

$$V_c = P - q_u (C + d)^2$$

$$T_p = \frac{P - q_u (C + d)^2}{4d(D + d)}$$

که در آن:

A_c : سطح برش (m^2).

V_c : نیروی برشی (kg).

q_u : فشار خاک زیرین (kg / m^2).

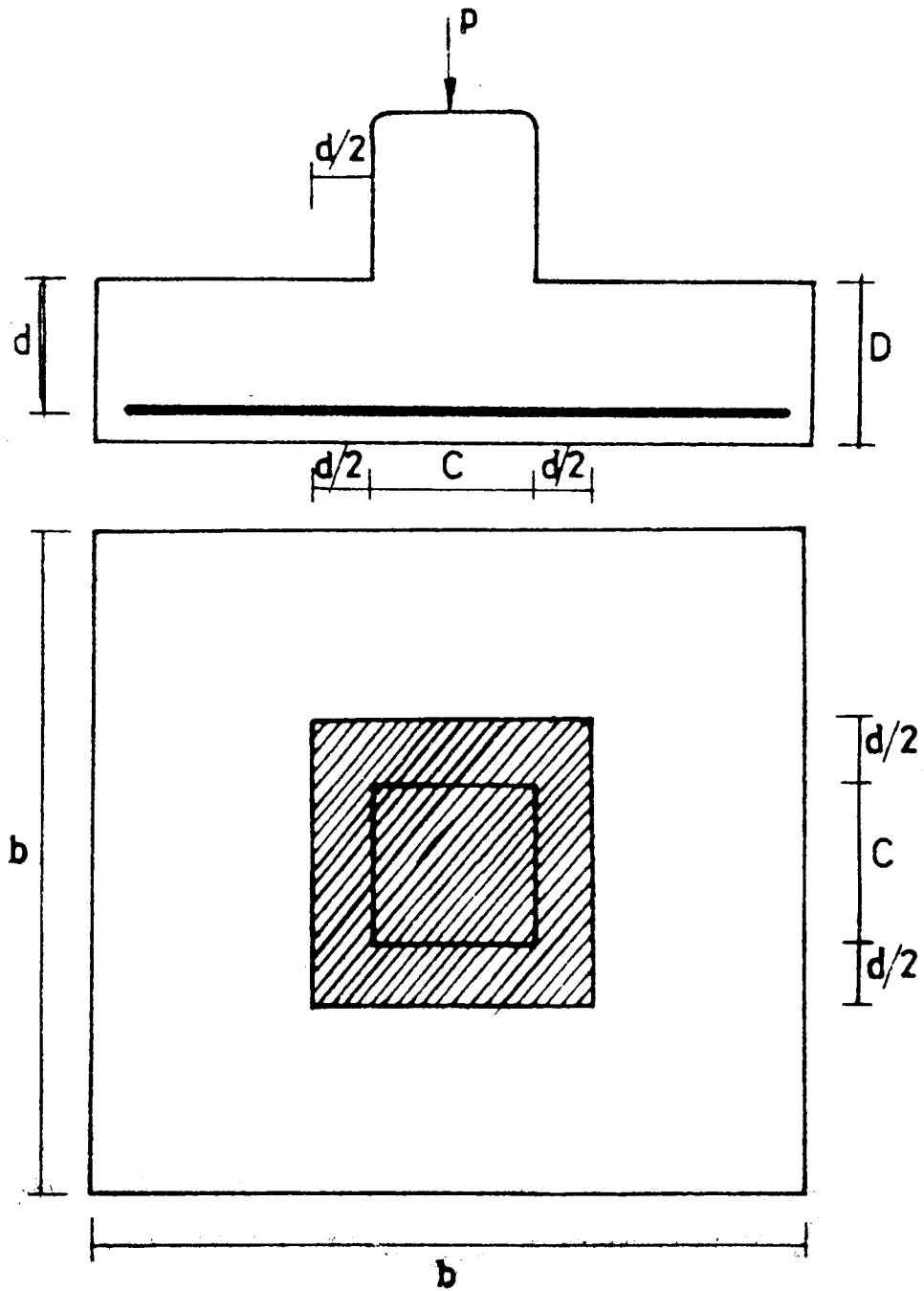
T_p : تنش برشی در حالت برش سوراخ کننده (kg / m^2).

و P : نیروی فشاری وارده بر ستون پی (kg) می‌باشد.

تنش T_p نباید از مقدار مجاز آن در رابطه زیر بیشتر باشد.

$$T_p < \bar{T}_p$$

$$\bar{T}_p = 1.06 \sqrt{F'_c}$$



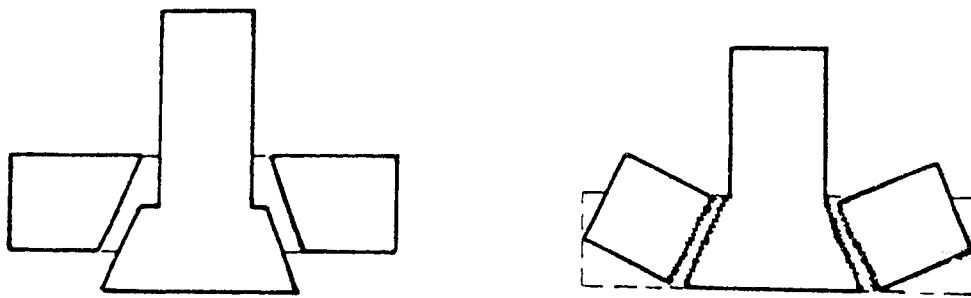
شکل (۱۱)

که در آن:

\overline{T}_p : تنش نهایی برشی بتن برای حالت برش سوراخ کننده.

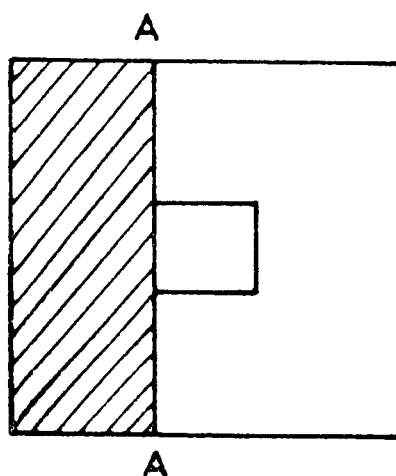
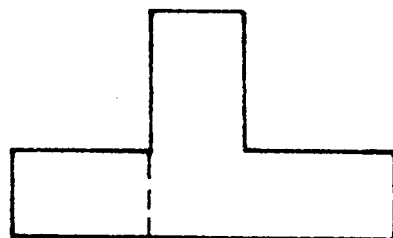
و F'_c : مقاومت فشاری بتن ۲۸ روزه می باشد.

اگر ضخامت پی کافی نباشد امکان دارد که پی در امتداد سطح A - A شکست خورده (شکل ۱۰) یا اینکه ستون پی را سوراخ کرده و در پی فرورود (شکل ۱۱). معمولاً برای پی‌های با مقطع مستطیل شکل حالت اول و برای پی‌های با مقطع مربع شکل حالت دوم تعیین کننده خواهد بود ولی هر دو مورد باید برای پی کنترل شود. پس از تعیین ابعاد پی با توجه به باربری زمین و نیروهای وارده بر پی محاسبه آن عیناً مانند یک قطعه بتون فولادی با توجه به فرمولهای مقاومت مصالح و آئین نامه بتن اجرا می‌گردد. شکست پی در اثر ایجاد تنشهای خمشی و برشی متجاوز از حدود تعیین شده به شکلهای زیر صورت می‌گیرد.



الف) شکست پی در اثر ازدیاد ممان خمشی ب) شکست پی در اثر ازدیاد تلاشی برشی
شکل (۱۲)

مقاطعی که در آنها شکست ایجاد می‌شود مقاطع خطرناک یا بحرانی نامیده می‌شوند. واضح است که در این مقاطع تنشهای خمشی و برشی حداکثر بوده لذا محاسبه پی جهت کنترل ابعاد آن برای این مقاطع بایستی صورت گیرد. طبق آئین نامه بتن آمریکا (aci) در صورتیکه بار توسط ستون بتونی به پی منتقل شود مقطع خطرناک درست در سطح جانبی ستون انتخاب می‌گردد و ممان خمشی در این مقطع عبارت است از ممان نیروهایی که در سطح هاشور خورده بر پی وارد می‌آید.



شکل (۱۳)

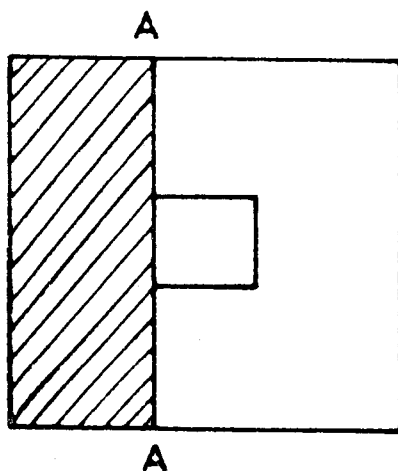
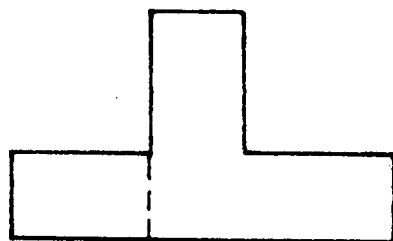
۴- محاسبه نیروهای وارد بر فونداسیون:

بایستی بصورت زیر عمل نمود.

۴-۱- انتقال نیروهای وارد بر برج به پایه‌های آن:

برای محاسبه بارگذاری فونداسیون خطوط انتقال نیرو می‌باید بار روی برج را به روی پی منتقل کنیم.

برای این کار کافی است همه نیروهای وارده بر برج را بر مرکز سطح مقطع برج در ارتفاع سر استاب انتقال داده سپس از آنجا به سر استاب منتقل کنیم (شکل ۱۴). بنابراین نیروها را در سه امتداد $X.Y.Z$ در محورهای مختصات سه بعدی $OXYZ$ در نظر



شکل (۱۳)

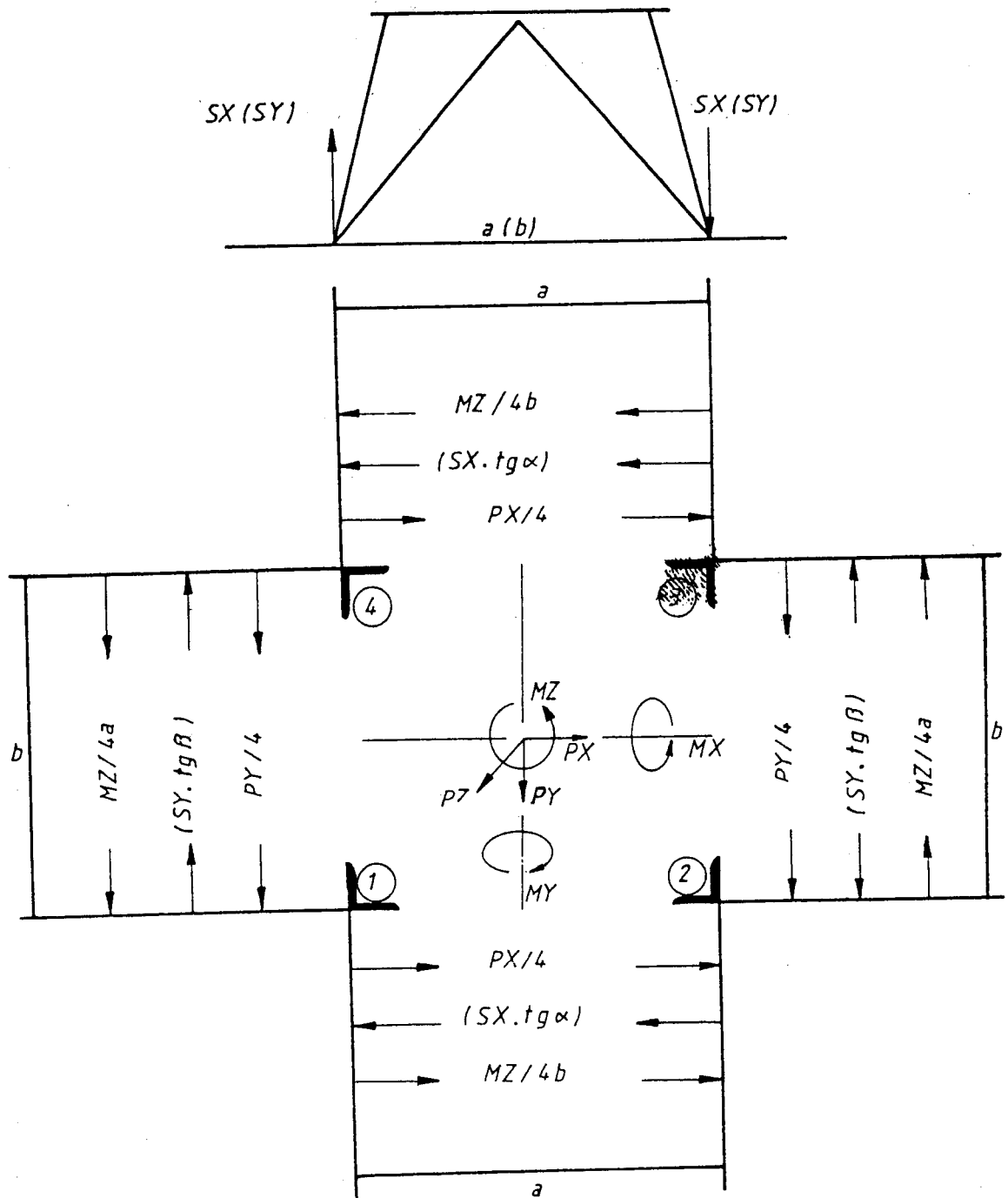
۴- محاسبه نیروهای وارد بر فونداسیون:

بایستی بصورت زیر عمل نمود.

۴-۱- انتقال نیروهای وارد بر برج به پایه‌های آن:

برای محاسبه بارگذاری فونداسیون خطوط انتقال نیرو می‌باید بار روی برج را به روی پی منتقل کنیم.

برای این کار کافی است همه نیروهای وارده بر برج را بر مرکز سطح مقطع برج در ارتفاع سر استاب انتقال داده سپس از آنجا به سر استاب منتقل کنیم (شکل ۱۴). بنابراین نیروها را در سه امتداد $X.Y.Z$ در محورهای مختصات سه بعدی $OXYZ$ در نظر



می‌گیریم و رابطه لنگر و نیرو را نسبت به نقطه O می‌نویسیم.

$$\Sigma P_x = 0 \quad \Sigma M_x = 0$$

$$\Sigma P_y = 0 \quad \Sigma M_y = 0$$

$$\Sigma P_z = 0 \quad \Sigma M_z = 0$$

از روابط فوق می‌توانیم مقادیر لنگرها و نیروها را در نقطه O بدست آوریم.

$$P_x \quad M_x$$

$$P_y \quad M_y$$

$$P_z \quad M_z$$

حال این نیروها و لنگرها را بترتیب زیر مطابق شکل (۱۵) به سر استاب منتقل می‌کنیم. برای مثال یک برج با مقطع مستطیل شکل را در نظر می‌گیریم نیروهای قائم حاصل از لنگرهای M_x و M_y از روابط زیر بدست می‌آید.

$$S_x = \frac{M_x}{2(a - 2e)}$$

$$S_y = \frac{M_y}{2(b - 2e)}$$

e: فاصله مرکز ثقل استاب از بال آن می‌باشد (شکل ۱۴).

مطابق شکل (۱۵) پایه شماره ۲ تحت فشار ماکزیمم و پایه شماره ۴ تحت کشش ماکزیمم قرار دارد پس خواهیم داشت.

Resulting force	
Uplift Force	$HTX = P_x / 4 - S_x \cdot \text{tg} \alpha - M_z / 4b$
	$HTY = P_y / 4 - S_y \cdot \text{tg} \beta + M_z / 4a$
	$T = S_x + S_y + P_z (f_u - 1) / 4 - W / 4$
Compres Force	$HcX = P_x / 4 - S_x \cdot \text{tg} \alpha + M_z / 4b$
	$HcY = P_y / 4 - S_y \cdot \text{tg} \beta - M_z / 4a$
	$C = S_x + S_y + P_z / 4 + W / 4$

* f_u = Uplift factor

جدول شماره (۷)

که در آن:

HTY , HTX : نیروهای افقی وارد بر پی وقتی پی کشیده می شود

T : نیروی کششی که بر پی وارد می شود

H CX , H CY : نیروهای افقی وارد بر پی وقتی پی فشرده می شود

C : نیروی فشاری که بر پی وارد می شود

W : وزن برج میباشد.

تبصره ۱) ضریب بالابر (f_{II}) بستگی به مسیر خط داشته و مقدار آن از صفر تا ۱/۵ در نظر گرفته می شود. برای مسیرهایی که بصورت یکنواخت و دشت هستند این ضریب صفر و برای مسیرهایی که در کوه اجرا می شوند (از آنجا که امکان دارد برج تحت کشش دو برج طرفین قرار گیرد) بیشتر از ۰/۵ در نظر گرفته می شود ولی عموماً مقدار ۰/۴ برای این ضریب پیشنهاد می شود.

تبصره ۲) معمولاً بارهای فشاری و کششی و افقی که به این ترتیب بدست می آید را ده درصد افزایش داده و بعنوان بار روی پی در نظر می گیرند.

فصل نهم

خطوط انتقال فشرده

(Compact T / L)

۱- مقدمه:

افزایش روزافزون تقاضای انرژی الکتریکی در نواحی شهری و حومه طی سالهای اخیر که ناشی از رشد جمعیت شهرها و استفاده از وسایل برقی خانگی، بکارگیری سیستمهای تهویه مطبوع، استفاده از سیستمهای خودکار در ادارات، رشد فعالیتهای تجاری و صنعتی و غیره می باشد، تقویت شبکه های تغذیه شهری و احداث خطوط جدید را اجتناب ناپذیر ساخته است.

لیکن بواسطه مشکلات و محدودیتهایی که نواحی شهری از نظر فضا و زمین دارند، استفاده از خطوط انتقال معمولی که نیاز به مسیر عبور با باند زیاد دارند (بدلیل رعایت حریمهای الکتریکی و ایمنی لازم) مشکلات عدیده ای را بوجود می آورند. بعلاوه استفاده از خطوط انتقال نوع کلاسیک در نواحی شهری بدلیل دارا بودن ابعاد و اندازه های قابل ملاحظه، به زیبایی و ساختار طبیعی شهر لطمه وارد ساخته و چهره خیابانها و شهر را نامأنوس می سازد.

اولین گام برای رفع این مشکل استفاده از کابل های زیرزمینی بود. ولی از آنجائیکه هزینه اجرایی آن نسبت به خطوط هوایی مشابه بسیار بالاتر بود (حدود ۱۰ الی ۱۵ برابر)، تحقیقات گسترده ای جهت دستیابی به راه حل های اقتصادی تر صورت گرفت و سرانجام از طریق کاهش ابعاد و مشخصات سازه ای و هندسی خطوط انتقال نوع

کلاسیک، به مفاهیمی از خطوط انتقال نوع جدید با ابعاد و اندازه‌های محدود و ظرفیت انتقال بالا تحت عنوان خطوط انتقال فشرده (compact) منتهی گردید.

در خطوط انتقال از نوع فشرده، فاصله هوایی ایزولاسیون بین فازها تا حد ممکن کاهش یافته و این کاهش فواصل هوایی از ابعاد برجها کاسته، فضا و سطح مورد نیاز آنها را بطور قابل ملاحظه‌ای تقلیل می‌دهد، بطوریکه حتی در رفوژ خیابانها و اتوبانها نیز براحتی قابل نصب می‌باشد. بررسیها و مطالعات صورت گرفته در این زمینه اصول معمول در طرح و ساختمان خطوط انتقال را دگرگون نموده و سطح تبادل انرژی توسط خطوط مدرن انتقال انرژی را فزونی داده و احداث آنان با سرعت در حال توسعه می‌باشد.

۲- مزایا و معایب خطوط فشرده:

عمده مزایای استفاده از خطوط نوع فشرده را می‌توان بصورت زیر بشمرد:

- ۱- کاهش عرض باند. مورد نیاز در مسیر عبور خط بدلیل کاهش ابعاد برج.
- ۲- قابلیت افزایش ظرفیت انتقال.
- ۳- کاهش امپدانس موجی و افزایش خاصیت خازنی و قدرت طبیعی خط بعلت کاهش فواصل ایزولاسیون بین فازها.
- ۴- دارا بودن جاذبه‌های ظاهری و آسیب نرساندن به ساختار طبیعی شهر و نیز کاهش فاکتورهای محیطی نظیر فضا و اکولوژی.
- ۵- سهولت تعمیر و نگهداری و جابجایی.

خطوط نوع فشرده دارای معایب زیر هم می‌باشند:

- ۱- افزایش هزینه خط نسبت به خطوط معمولی.
- ۲- کاهش قابلیت اطمینان خط بواسطه:
 - اثر دینامیکی شدید جریان اتصال کوتاه بعلت کاهش فاصله فازها.
 - اثر گالوپینگ بخاطر کاهش فاصله فازها (البته درصد وقوع پدیده گالوپینگ

نسبت به خطوط معمولی کمتر است).

- عدم قابلیت چرخش کامل کراس آرمهای عایقی و ایجاد گشتاورهای خمشی و فشاری در بارگذاری نامتعادل.

برای فشرده (compact) نمودن خط انتقال، بهنگام طراحی تجهیزات مربوطه نکات زیر مدنظر قرار می‌گیرد:

الف - هادی:

در طرح خطوط کمپکت بایستی فلش سیم در شرایطی که تحت بیشترین بارگذاری و یا حداکثر درجه حرارت قرار دارد به حداقل ممکن کاهش یابد. با استفاده از هادیهای جدید (Heat Resistant) و (Low - Sag) این خواسته برآورده می‌گردد.
کاستن از مقدار فلش سیم اثرات زیر را بدنبال دارد:

- کاهش فلش سیم سبب کاهش ارتفاع برج می‌گردد (باتوجه به فاصله هوایی لازم هادی از زمین).
- با کاهش فلش سیم، شناوری و نوسانات سیم محدود گردیده و در نتیجه می‌توان طول کراس آرمها را کاهش داد.
- با کاهش فلش سیم اسپن نیز کوتاهتر شده و در نتیجه تعداد برج و فونداسیونها افزایش می‌یابند.

ب - مقره:

مؤثرترین راه حل برای کمپکت نمودن خط انتقال، استفاده از عایقهای پلیمری شامل مقره‌ها، اسپیسرهای بین فازی و کراس آرمهای عایقی می‌باشد. استفاده از مقره‌های رزینی بخاطر داشتن وزن کمتر و استقامت بالاتر و همچنین هزینه نصب پائین و جذب کمتر رسوبات؛ ضمن اینکه ایزولاسیون خط را تا حدود ۳۰ درصد خطوط معمولی کاهش می‌دهد، قابلیت انعطاف خوبی را نیز دارا می‌باشد.

با استفاده از کراس آرمهای عایقی بجای کراس آرمهای فلزی بلند که باعث افزایش وزن و عرض برجها می‌شوند، ابعاد برج بمیزان قابل توجهی کاهش می‌یابد. بعلاوه هادیها می‌توانند مستقیماً توسط کلمپ به انتهای این کراس آرمهای عایقی نصب گردند که در این صورت نه تنها از شناوری زنجیره مقرر کاسته می‌شود بلکه باندازه طول زنجیره مقررهای معمولی نیز از ارتفاع برجها کاسته می‌گردد و این خود موجب کاهش بیشتر فواصل هوایی بین هادیها و هادیها از برج و در نتیجه کاهش عرض برج می‌گردد. لیکن از آنجائیکه کاهش فواصل بین هادیها در این خطوط، افزایش آثار دینامیکی حاصل از جریان اتصال کوتاه و پدیده گالوپینگ را نسبت به خطوط معمولی موجب می‌گردد، جهت جلوگیری از این امر از اسپیسرهای بین فازی که معمولاً در فواصل $\frac{1}{3}$ و $\frac{2}{3}$ طول اسپن نصب می‌گردد استفاده می‌شود. جالب اینکه کراس آرمهای عایقی در محل اتصال به برج قادر به جابجائی و حرکت در دو جهت افقی و قائم می‌باشد.

در شکل (۱) چند نمونه از زنجیره مقررهایی که نقش کراس آرم را نیز دارند مشاهده می‌کنید.

ج - برج:

در طراحی خطوط فشرده، شکل و نوع برج دارای اهمیت ویژه‌ایست در این مورد دو دیدگاه اساسی وجود دارد.

۱- استفاده از برجهای نوع لوله‌ای (Tubular):

بکاربردن برجهای نوع لوله‌ای مجهز به کراس آرمهای عایقی اولین راه‌حل می‌باشد. البته این روش هر چند که برای سطوح ولتاژ HV موفقیت‌آمیز بوده ولی هنوز در سطوح ولتاژی EHV مسائلی را دربردارد. تعدادی از مشکلات استفاده از برجهای نوع لوله‌ای عبارتند از:

- حجم فونداسیون در این حالت بسیار بزرگ خواهد شد. زیرا بایستی طوری طرح گردد تا بتواند در برابر گشتاورهای خمشی مقاومت نماید.

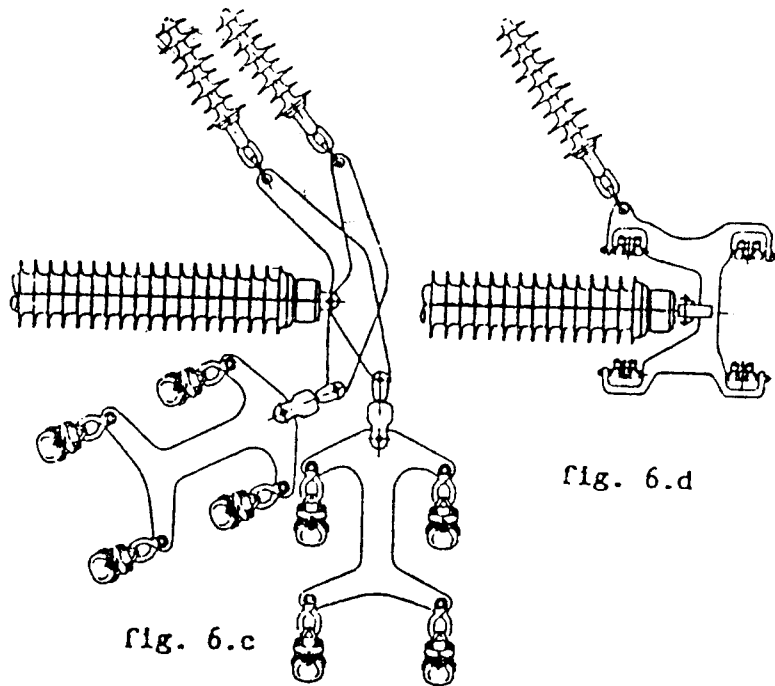
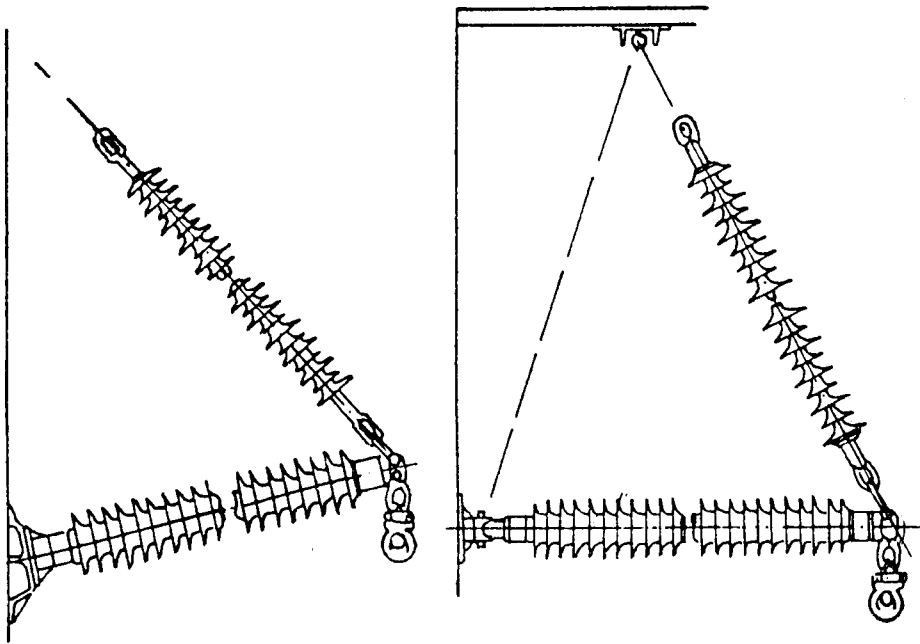
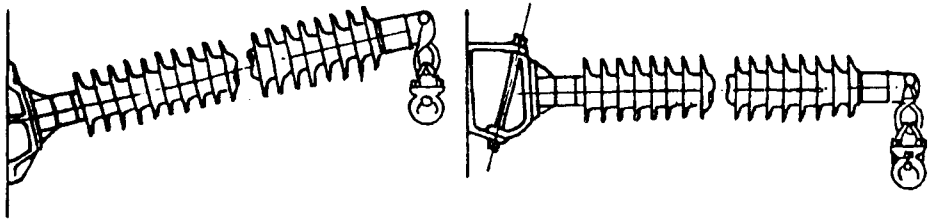


fig. 6.d

fig. 6.c

شکل (۱)

- وزن برج و درصد هزینه ساخت و حمل آنها بیشتر از خطوط نوع کلاسیک می‌باشد.
- جرثقیل‌های عظیمی برای نصب برج با توجه به محدود بودن محل اشغال زمین مورد نیاز می‌باشد.

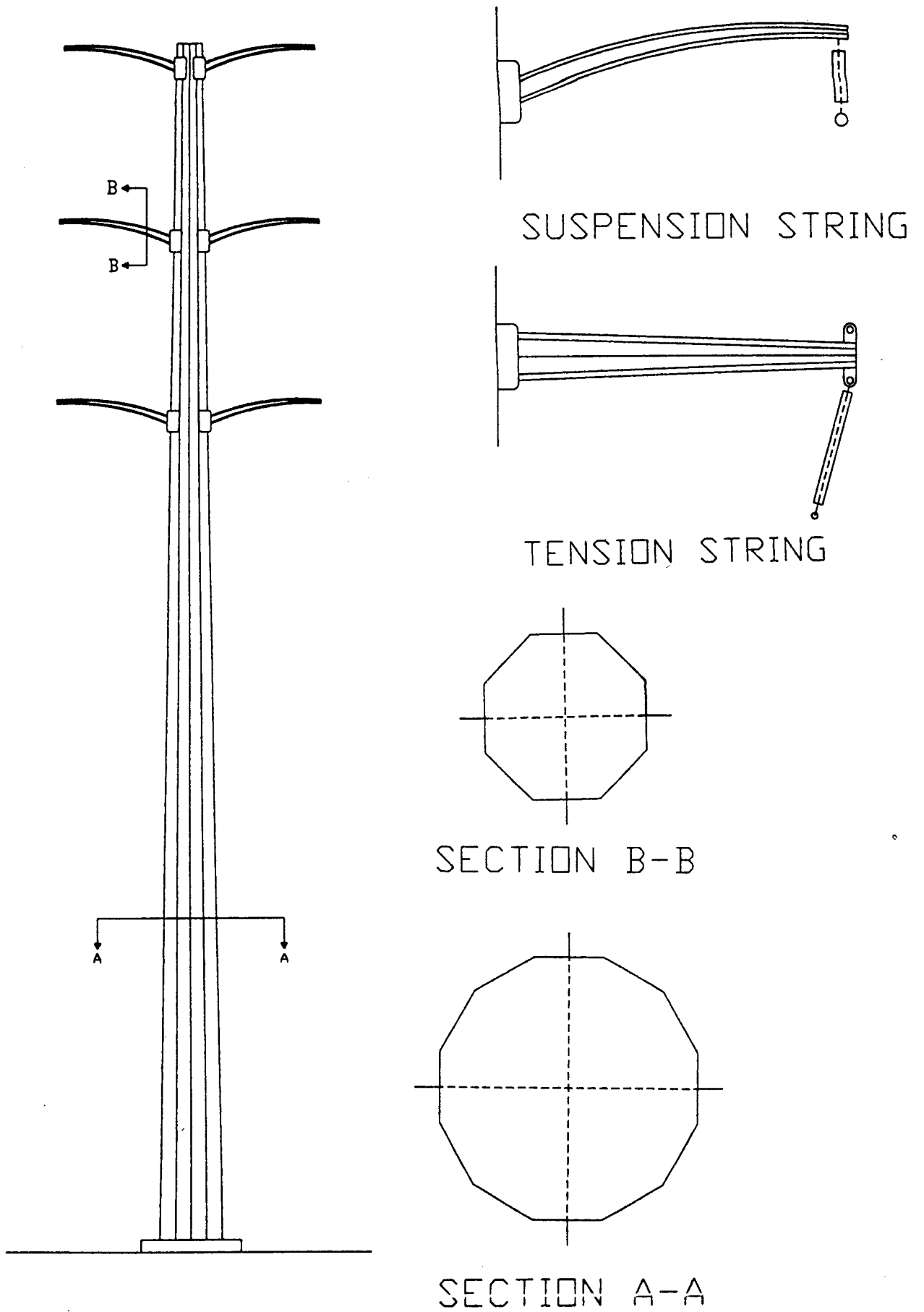
- استفاده از برجهای دوبعدی (Bidimensional) که اخیراً توسط سازندگان پیشنهاد می‌گردد، در برابر نیروهای افقی و قائم استقامت دارند ولی در برابر نیروهای طولی مربوط به بارهای نامتعادل یخ، پارگی سیم و غیره نمی‌توانند استقامت نمایند.
- در این نوع برجها سیم زمین (یا همان سیم محافظ هوایی) نقش مهار برجها را بعهده داشته و لذا استقامت مکانیکی آن دارای اهمیت بسیار است.
شکل (۲) نمونه‌ای از برج نوع لوله‌ای را نشان می‌دهد.

۲- استفاده از برجهای نوع شبکه‌ای (Lattice):

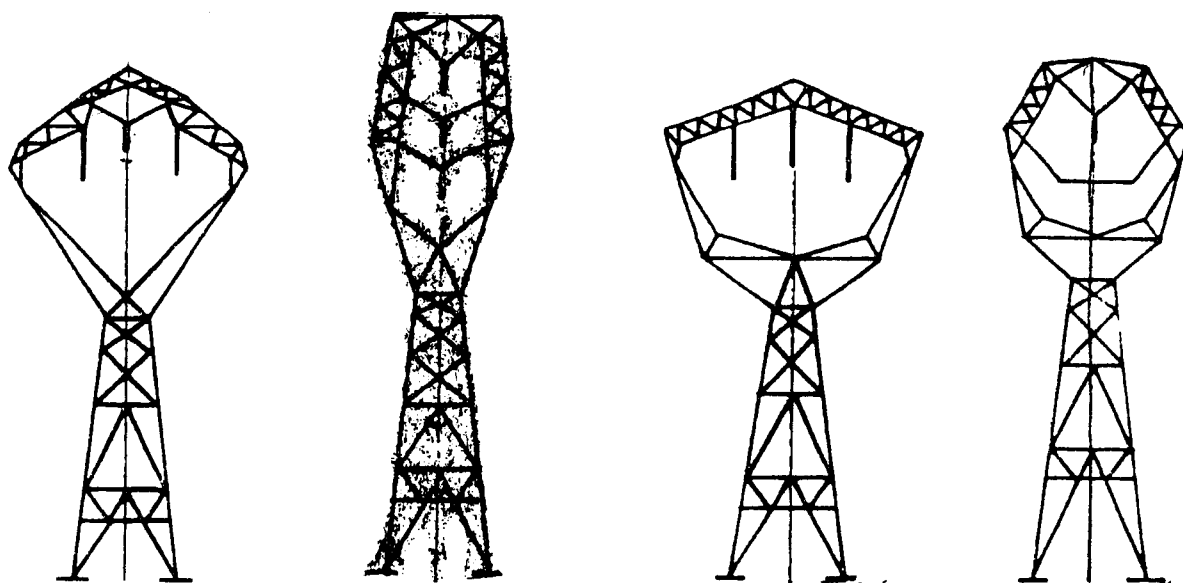
در طرح این نوع برجها از همان نبشی‌های فولادی گالوانیزه استفاده شده است. لیکن آرایش فازها در این حالت برخلاف خطوط موجود و بصورت غیر معمول می‌باشد.
در شکل (۳) چند نمونه از انواع برجهای ذکر شده فوق را مشاهده می‌کنید.

د- فونداسیون پایه‌ها:

فونداسیون پایه‌های خطوط فشرده دارای اهمیت بسزاییست. در برجهای سبکتر اغلب قسمتی از پایه در داخل بتن مدفون می‌گردد و بعلت پائین بودن ممان خمشی نیازی به استفاده از پلیت در آنها نمی‌باشد. مزیت این نوع فونداسیون‌ها در آنست که اولاً اضافه وزن پلیت پایه را ندارد و این خود موجب سبک و ارزاتر تمام شدن هزینه فونداسیون می‌گردد. ثانیاً بمنظور سرعت بخشیدن و سهولت کار اجرایی می‌توان از بلوکهای پیش ساخته بتنی جهت فونداسیون استفاده نمود و بدین منظور فونداسیونهای پیش ساخته به محل کار حمل و در زمین نصب می‌گردد. در برجهای سنگین‌تر که نیروهای بیشتری به برج وارد می‌شود. فونداسیون بتنی همراه با پلیت پایه و میل مهاری قابل ساخت می‌باشد. این نوع فونداسیون‌ها که اغلب دارای بتن نسبتاً زیادی نیز می‌باشد جهت

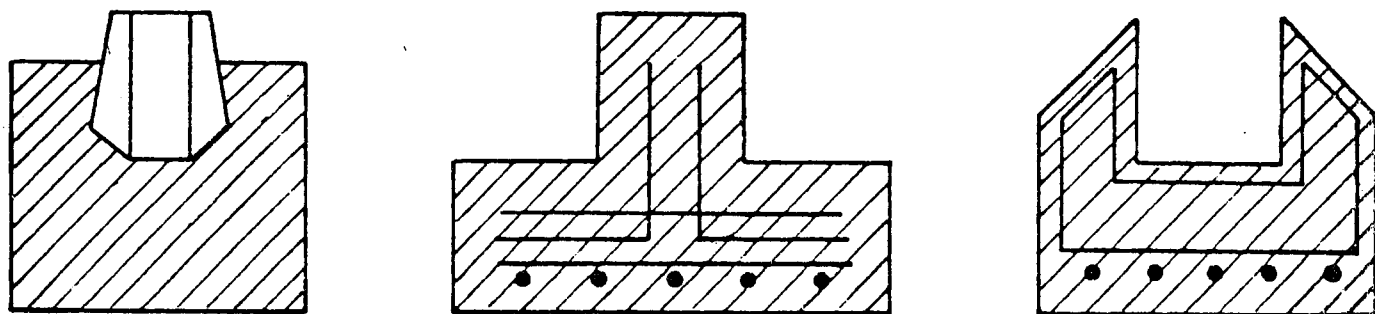


شکل (۲)



شکل (۳)

برج‌های سنگین و زاویه که نیاز به مقاومت در برابر ممان‌های خمشی نسبتاً بالایی دارند بکار می‌روند. شکل (۴) چند نمونه از فونداسیون‌های مورد استفاده جهت برج‌های خطوط فشرده را نشان می‌دهد.



شکل (۴)

فصل ہیچدہم

ضمائم

ضمیمہ ۱

الف۔ نمونہ سئوالات و مسایل امتحانی

ب۔ طراحی و حل کامل یک پروژہ

خط هوائی انتقال انرژی

الف - نمونه سؤالات و مسایل

امتحانی

مجموعه سوالات و مسائل زیر از سوالات و مسائل طرح شده درس فوق در کلاسهای دانشکده‌های مهندسی برق دانشگاهها، مراکز تحقیقاتی و کلاسهای بازآموزی مهندسين برق شرکت‌های برق منطقه‌ای انتخاب شده است.

الف - سوالات:

۱. انواع اسپن را در طراحی خطوط انتقال نام برده و رولینگ اسپن را با ذکر رابطه توضیح دهید.
۲. اسپن باد و اسپن وزن چیست و مقدار آن چگونه بدست می‌آید؟
۳. هرگاه در هنگام قرائت فلشی در یک اسپن ۴۰۰ متری خطایی رخ دهد و مجموع فلش‌های حقیقی و قرائت شده برابر ۳۰ متر باشد، ثابت کنید نسبت اختلاف طول سیم به اختلاف فلش برابر ۲۰ درصد می‌باشد.
۴. پنج عامل تعیین مقطع سیم هادی را نام ببرید. بنظر شما عامل تعیین کننده بیشتر کدام است؟
۵. سه مورد از خواص هادی‌های خطوط فشار قوی را نام ببرید و نام یک هادی که بیشترین کاربرد را در شبکه‌های هوایی فشار قوی دارد بنویسید.
۶. چهار منطقه آب و هوایی جهت بارگذاری مکانیکی خط انتقال را نام ببرید.

۷. نقش سیم محافظ هوایی در خطوط انتقال چیست و سطح مقطع آن چگونه محاسبه می‌شود؟
۸. محاسبه کنید اگر در یک اسپن ۱۵۰ متری طول سیم ۶۰ سانتی متر افزایش یابد آیا تأثیری در فلش خواهد داشت. پارامتر طراحی را ۵۰۰ متر فرض نمایید.
۹. پدیده نوسانات را در خطوط انتقال توضیح دهید و شیوه مقابله با آنرا بنویسید.
۱۰. مزایا و معایب زنجیره‌های I و V را باختصار بنویسید.
۱۱. نحوه محاسبه نیروی مکانیکی مقره‌های آویزی و کششی را شرح دهید.
۱۲. روش‌های متداول در طراحی سیستم زمین برج‌های انتقال نیرو را نام ببرید.
۱۳. زنجیره‌های I در اثر وزش باد جابجا می‌شوند. رابطه جابجائی را محاسبه و در صورتیکه بخواهیم این جابجائی محدود شود چه تسهیلاتی لازم است؟
۱۴. پدیده کرونا را تعریف کنید و عوامل موثر در ایجاد این پدیده را نام ببرید.
۱۵. اسپن الکتریکی را توضیح دهید.
۱۶. مزایا و معایب مقره‌های بشقابی در مقایسه با مقره‌های یکپارچه چیست؟
۱۷. بهنگام مسیریابی خطوط انتقال نیرو چه مواردی را بایستی مد نظر قرار داد؟ حداقل ۶ مورد را بنویسید.
۱۸. مزایا و معایب خطوط فشرده (Compact) را در مقایسه با خطوط کلاسیک بیان کنید.

ب - مسائل:

۱. مطلوبست محاسبات کشش و فلش برای سیم هادی HAWK در چهار منطقه زیر:

- | | | | |
|---|---|---|--|
| 1 | $\begin{cases} \text{ICE} = 40 \text{ mm} \\ \text{WIND} = 0 \\ t = -5^{\circ}\text{C} \end{cases}$ | 2 | $\begin{cases} \text{ICE} = 0 \\ \text{WIND} = 40 \text{ m/s} \\ t = 10^{\circ}\text{C} \end{cases}$ |
| 3 | $\begin{cases} \text{ICE} = 25 \text{ mm} \\ \text{WIND} = 20 \text{ m/s} \\ t = 0^{\circ}\text{C} \end{cases}$ | 4 | $\begin{cases} \text{ICE} = 0 \\ \text{WIND} = 0 \\ t = 15^{\circ}\text{C} \end{cases}$ |
- E.D.S

اسپن را 300 متر و کشش در بدترین شرایط را 50 درصد حد گسیختگی سیم هادی منظور نمائید.

۲. مطلوبست محاسبات کشش و فلش برای سیم HAWK به عنوان سیم هادی و مغزی آن به عنوان سیم محافظ در یک خط انتقال با اسپن 300 متر با شرایط بارگذاری زیر:

$$1 \begin{cases} \text{ICE} = 25 \text{ mm} \\ t = -5^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad 2 \begin{cases} V = 40 \text{ m/s} \\ t = 10^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad 3 \begin{cases} \text{ICE} = 12 \text{ mm} \\ V = 20 \text{ m/s} \\ t = -5^{\circ}\text{C} \end{cases}$$

$$4 \begin{cases} \text{ICE} = 0 \\ V = 0 \\ t = 75^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad \text{E.D.S} \begin{cases} \text{ICE} = 0 \\ V = 0 \\ t = 15^{\circ}\text{C} \end{cases}$$

کشش در بدترین شرایط برای سیم هادی 45 درصد حد گسیختگی آن منظور شود.
۳. مطلوبست محاسبه نیروهای وارد بر یک برج آویزی 3 درجه و دومداره با دو سیم محافظ و شرایط:

$$S = 400 \text{ (m)}, S_w = 440 \text{ (m)}, S_v = 700 \text{ (m)}$$

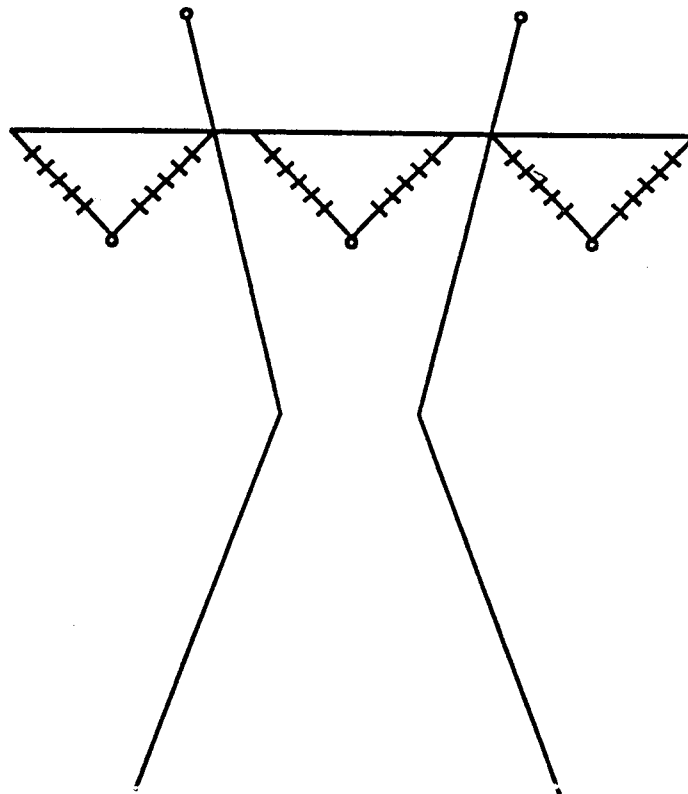
درحالات بارگذاری زیر با هادی باندا دو سیمه کرلو و سیم محافظ مغزی سیم مارتین. ضرایب اطمینان درحالت عادی 2 و درحالت پارگی که برای یک سیم محافظ دربارگذاری 3 حادث می شود 1.5 در نظر گرفته شود.

$$1 \begin{cases} \text{ICE} = 20 \text{ mm} \\ \text{WIND} = 0 \\ t = -5^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad 2 \begin{cases} \text{ICE} = 15 \text{ mm} \\ \text{WIND} = 30 \text{ m/s} \\ t = -5^{\circ}\text{C} \end{cases}$$

$$3 \begin{cases} \text{ICE} = 0 \\ \text{WIND} = 45 \text{ m/s} \\ t = 10^\circ\text{C} \end{cases} \quad 4 \begin{cases} \text{ICE} = 0 \\ \text{WIND} = 0 \\ \text{E.D.S} \\ t = 15^\circ\text{C} \end{cases}$$

کشش در بدترین شرایط 50 درصد حد گسیختگی هادی منظور شود.
 ۴. مطلوبست محاسبه مقطع مناسب سیم محافظ برای خطی با ولتاژ 230 کیلوولت در مسیری با شرایط بارگذاری زیر که تعداد روزهای رعد و برق در سال 30 روز و ارتفاع برج 40 متر، تعداد قطعی در یکصد کیلومتر خط در سال 2 بار و زمان قطع موج ضربه‌ای رعد و برق 6.5 میلی ثانیه، اسپن 350 متر و شکل برج بصورت زیر است. ضمناً جدول زیر را نیز کامل نمائید.

$$\text{Case I} \begin{cases} \text{ICE} = 25 \text{ mm} \\ t = -5^\circ\text{C} \end{cases} \quad \text{Case II} \begin{cases} \text{Wind} = 30 \text{ m/s} \\ t = 10^\circ\text{C} \end{cases} \quad \text{Case III} \begin{cases} \text{ICE} = 0 \\ \text{Wind} = 0 \\ \text{E.D.S} \\ t = 20^\circ\text{C} \end{cases}$$



مشخصات حالات بارگذاری	سیم هادی			سیم محافظ		
	ω	H	f	ω'	H'	f'
I	5.7	4320				
II	2.44	2075				
III	1.785	1450				

Graph A : Berger

۵. به منظور ارتباط دو پست فشار قوی 230/132 کیلوولت که فاصله 80 کیلومتر از هم قرار دارند در نظر است خط انتقالی که بتواند حداکثر 35 مگاوات آمپر در هر مدار منتقل نماید احداث گردد. اگر درجه حرارت ماکزیمم و می نیمم به ترتیب برابر 75 + و 25 - درجه باشد و منطقه از لحاظ بارگذاری به سه صورت زیر باشد:

$$1 \begin{cases} \text{ICE} = 25 \text{ mm} \\ V = 0 \\ t = -5^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad 2 \begin{cases} \text{ICE} = 0 \\ V = 40 \text{ m/s} \\ t = 10^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad 3 \begin{cases} \text{ICE} = 0 \\ V = 0 \\ t = 20^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad \text{E.D.S}$$

و اسپن ها و نحوه قرار گرفتن هادیها بصورت زیر بوده و جریان اتصال کوتاه 15KA در یک ثانیه و فشار هوا 700 mm Hg و ضریب صاف بودن سطح هادی 0.85 و خط کوتاه فرض شود مطلوبست:

$$S = 300 \text{ mm} \quad S_w = 350 \text{ m} \quad S_v = 500 \text{ m}$$

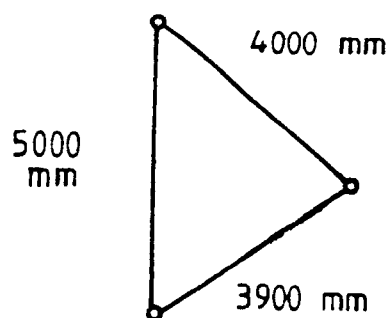
۱- ولتاژ مناسب انتقال.

۲- تعیین مناسب ترین هادی.

۳- محاسبات کشش و فلش در حالات مختلف.

۴- با فرض ضریب اطمینان 2 نیروهای وارد بر برج را در هر حالت حساب کنید (درخت

نیروها). حداکثر کشش در بدترین حالت 50 درصد حد گسیختگی هادی منظور شود.



۵- اگر مقاومت مخصوص پای برج $500 \Omega \cdot m$ باشد و مطابق شکل زیر عملیات زمین کردن انجام شده باشد مطلوب‌ست مقاومت معادل سیستم پس از زمین کردن.

$$h = 0.6 \text{ m}$$

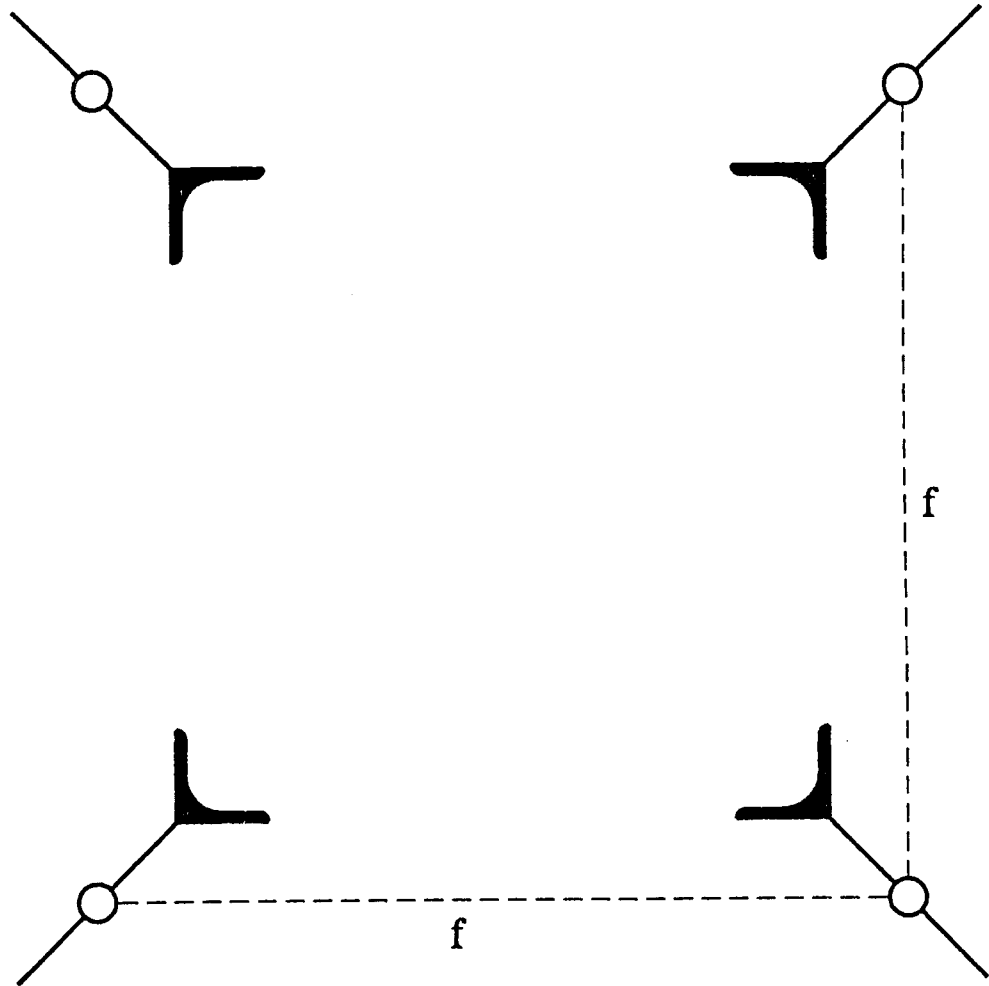
سیم $l = 15 \text{ m}$

سیم $d = 2.5 \text{ Cm}$

میله $L = 3.0 \text{ m}$

میله $D = 3.0 \text{ Cm}$

$$f = 15 \text{ m}$$



ب۔ طراحی و حل کامل یک پروژه

خط هوائی انتقال انرژی

یک مساله نمونه طراحی خط و راه حل آن:

جهت برجهای آویزی یک خط انتقال 230 کیلوولت که از منطقه‌ای بارده آلودگی 4 cm / kv می‌گذرد از زنجیره I - String و سیم هادی دو بانده SQUAB که سایر اطلاعات آن نیز در زیر آمده استفاده گردیده است.

زاویه برج آویزی 5 درجه و زاویه حفاظت 20 درجه، فاصله ایمنی سیم هادی از زمین 8.69 متر، جریان عبوری 700 آمپر، وزن زنجیره 120 کیلوگرم، طول اتصالات زنجیره 15 سانتیمتر و بازوی بلند برج 80 سانتیمتر بیشتر از بازوهای کوچک فرض شود. CFO برای Lightning برابر 950 کیلوولت و برای Switching برابر 1000 کیلوولت می‌باشد.

$\left. \begin{array}{l} S = 350 \text{ m} \\ S_w = 450 \text{ m} \\ S_v = 600 \text{ m} \end{array} \right\}$	و اسپنرها	Standard- 254×146-290-12 Ton	$\left. \begin{array}{l} \\ \\ \end{array} \right\}$	مقره‌های موجود
		Standard-254×146-430-16 Ton		
		Fog -254×190-630-21 Ton		

Case I	$\left\{ \begin{array}{l} \text{ice} = 40 \text{ mm} \\ \text{Wind} = 0 \\ t = -5^\circ\text{C} \end{array} \right.$	Case II	$\left\{ \begin{array}{l} \text{ice} = 20 \text{ mm} \\ \text{Wind} = 40 \text{ m/s} \\ t = 0 \end{array} \right.$
--------	--	---------	--

$$\text{Case III} \begin{cases} \text{ice} = 0 \\ \text{Wind} = 0 \text{ m/s} \\ t = 15^\circ\text{C} \end{cases} \quad \text{Case IV} \begin{cases} \text{ice} = 0 \\ \text{Wind} = 0 \\ t = 75^\circ\text{C} \end{cases}$$

اگر ضریب اطمینان برای سیم در بدترین شرایط 2 فرض شود و همین ضریب اطمینان در مقره منظور شود مطلوبست:

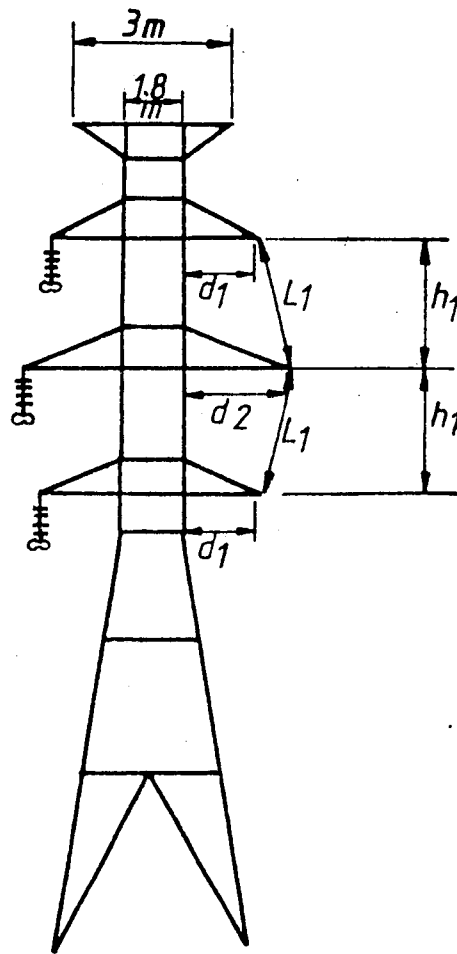
۱. تعداد و نوع مقره‌های آویزی و کششی این طرح.
۲. اگر برج بصورت شکل (۱) باشد مطلوبست حداقل فواصل d_1 ، d_2 ، L_1 و h_1 .
۳. محاسبه ارتفاع کل برج (H)
۴. محاسبه شدت میدان و تلفات کرونا و اظهارنظر در مورد مقادیر آنها (با فرض اینکه فواصل متوسط هندسی فازها برای یک مدار منظور شود و درجه حرارت 20 درجه و فشار هوا 700 میلیمتر جیوه، فرکانس 50 و $F = 0.048$ باشد).
۵. محاسبه توان انتقالی کل خط برحسب (MVA).
۶. مدار معادل زنجیره آویزی.
۷. با فرض اینکه فواصل واقعی فازهای یک مدار از هم 5.5 متر باشد حداکثر اسپین خط را بدست آورید.

حل مساله نمونه:

در تمامی طراحی‌های مربوط به هادی و برج و اصولاً اجزاء خط ابتدا بایستی شرایط کشش و فلش در حالت‌های مختلف را بررسی نمود.
چون مشخصات هادی معلوم است فعلاً برای یک تک هادی محاسبات بارگذاری را انجام می‌دهیم. (در اینجا ضخامت یخ b فرض می‌گردد)

$$\omega_1 = \omega_0 + \pi b (b+d) \times 10^{-3} \times 0.913 = 1.24 + \pi \times 40 (40+24.53) \times 10^{-3} \times 0.913$$

$$\omega_1 = 8.643 \text{ kg/m}$$



شکل (۱)

$$\omega'_2 = 1.24 + \pi \times 20 (20 + 24.53) \times 10^{-3} \times 0.913 = 3.795 \text{ Kg/m}$$

$$\omega''_2 = \frac{40^2}{16} (24.53 + 40) \times 10^{-3} = 6.453 \text{ Kg/m}$$

$$\omega_2 = \sqrt{3.795^2 + 6.453^2} = 7.486 \text{ Kg/m}$$

$$\omega_3 = \omega_0 = 1.24 \text{ Kg/m}$$

$$\omega_4 = \omega_0 = 1.24 \text{ Kg/m}$$

$$H_1 = 50\% \times \text{U.T.S} = 0.5 \times 10900 = 5450 \text{ Kg}$$

$$f_1 = \frac{\omega_1 S^2}{8H_1} = \frac{8.643 \times 350^2}{8 \times 5450} = 24.31 \text{ m}$$

با داشتن شرایط اولیه در بدترین حالت یعنی یخ شدید (ω_1, t_1, H_1) می‌توانیم از معادله حالت، کشش و فلش را در سایر حالات محاسبه نماییم.

$$H_2^3 + H_2^2 \left[\frac{AES^2 \omega_1^2}{24 H_1^2} + \alpha AE (t_2 - t_1) - H_1 \right] = \frac{AES^2 \omega_2^2}{24}$$

$$H_2 = 4748 \text{ Kg} , f_2 = 24.14 \text{ m}$$

$$H_3 = 820.6 \text{ Kg} , f_3 = 23.13 \text{ m}$$

$$H_4 = 783.6 \text{ Kg} , f_4 = 24.23 \text{ m}$$

۱- محاسبه تعداد و نوع مقره‌های مورد نیاز:
الف - آلودگی:

$$\frac{230}{\sqrt{3}} \times 4 \text{ Cm / kv} = 531.16 \text{ cm}$$

$$N_1 = \frac{531.16}{29} = 18.31 \rightarrow 19 \quad \text{عدد}$$

$$N_2 = \frac{531.16}{43} = 12.35 \rightarrow 13 \quad \text{عدد}$$

$$N_3 = \frac{531.16}{63} = 8.43 \rightarrow 9 \quad \text{عدد}$$

ب - رعد و برق:

$$Z = \frac{CFO - 80}{0.55} = \frac{950 - 80}{0.55} = 1581.82 \text{ mm}$$

K_1 ضریب مربوط به شاخک می‌باشد و آنرا 0.8 فرض می‌کنیم:

$$Z_0 = \frac{Z}{K_1} = \frac{1581.82}{0.8} = 1977.27 \text{ mm}$$

$$N_1 = \frac{1977.27}{146} = 13.54 \rightarrow 14 \quad \text{عدد}$$

$$N_2 = \frac{1977.27}{146} = 13.54 \rightarrow 14 \quad \text{عدد}$$

$$N_3 = \frac{1977.27}{190} = 10.41 \rightarrow 11 \quad \text{عدد}$$

ج - کلیدزنی:

$$S = \frac{7.3}{(3830/CFO) - 1} = \frac{7.3}{\frac{3830}{1000} - 1} = 2.58m$$

$$N_1 = \frac{2.58 \times 1.05}{0.146} = 18.55 \rightarrow 19 \quad \text{عدد}$$

$$N_2 = \frac{2.58 \times 1.05}{0.146} = 18.55 \rightarrow 19 \quad \text{عدد}$$

$$N_3 = \frac{2.58 \times 1.05}{0.19} = 14.25 \rightarrow 15 \quad \text{عدد}$$

تعداد مقره‌ها از دیدگاه الکتریکی در سه حالت محاسبه شد. حال محاسبات مکانیکی مقره را ابتدا برای زنجیره آویزی انجام می‌دهیم.

$$V_{\max} = 8.643 \times 600 \times 2 = 10371.6 \text{ kg}$$

باتوجه به دو باندا بودن داریم:

$$V_{\max} = 10371.6 \times 2 = 20743.2 \text{ kg}$$

یعنی حدود 21 تن نیروی مکانیکی لازم است که می‌توان بدو صورت تأمین نمود.

الف - دوسری مقره 12 تنی به تعداد 19 عدد.

ب - یک سری مقره 21 تنی به تعداد 15 عدد.

که بهتر است باتوجه به آلودگی و شرایط مقره‌های آویزی از مقره‌های ضد مه و

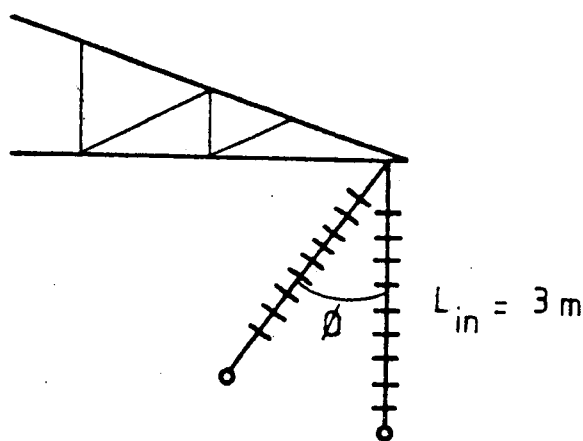
ردیف (ب) استفاده شود.

و برای مقره‌های کششی از مقره‌های استاندارد استفاده می‌شود چون حد گسیختگی سیم SQUAB برابر با 10900 کیلوگرم و باندول دوتایی می‌باشد. لذا بهتر است از مقره‌های 12 تنی استفاده شود که بیشترین این نوع مقره یعنی 19 عدد و برای تعمیر و نگهداری با افزایش یک مقره یعنی 20 عدد و بصورت دابل موازی استفاده می‌شود.

۲- محاسبه فواصل روی برج:

برای محاسبه فواصل بازوها ابتدا طول زنجیره و سپس میزان انحراف آنرا محاسبه می‌کنیم.

$$L_{in} = 15 \times 190 + 150 = 3000 \text{ mm یا } 3 \text{ m}$$



$$\text{tg } \phi = \frac{(\omega_w S_w + 2 H \text{ Sin } \alpha / 2) \times 2 + T_i / 2}{2 \omega_v S_v + W_i / 2}$$

$$T_i = 0.254 \times 3 \times 0.5 \times \frac{V^2}{16} = 38.1 \text{ kg}$$

$$\text{tg } \phi = 1.442 \quad \phi = 55.26^\circ$$

$$d_1 \geq L_{in} \text{ Sin } \phi + U/150 \geq 3.998 \cong 4 \text{ m}$$

$$d_2 = 4 + 0.8 = 4.8 \text{ m}$$

$$S = \text{Spacing} \cdot K \sqrt{f + Lin} + U/150 = 0.62 \sqrt{24.31 + 3} + 230/150$$

$$S = 4.77 = L_1 \text{ (m)}$$

$$h_1 = \sqrt{4.77^2 - 0.8^2} = 4.7 \text{ m}$$

۳- ارتفاع کل برج:

$$\text{tg } 20 = \frac{4 - (3/2 - 0.9)}{3 + h_2}$$

$$h_2 = 6.34 \text{ m}$$

$$H = 8.69 + 24.31 + 3 + 2 \times 4.7 + 6.34$$

$$H = 51.74 \text{ m}$$

۴- شدت میدان و تلفات کرونا:

$$\delta = \frac{3.92 P}{273 + t} = \frac{3.92 \times 70}{273 + 20} = 0.94$$

$$E_{\max} = \frac{V}{n \cdot r \cdot \text{Ln}(D/r_c)} \left[1 + \frac{2(n-1)r}{s} \text{Sin} \frac{\pi}{n} \right]$$

$$D = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}} = \sqrt[3]{2.4.77 \times 4.7 \times 4.77} = 5.98 \text{ m}$$

$$r_c = \left[rn \left(\frac{S}{2 \text{Sin} \frac{\pi}{n}} \right)^{n-1} \right]^{1/n}$$

$$r_c = 7.42 \text{ Cm}$$

$$E_{\max} = 13.01 \text{ kv/cm}$$

$$V_{cr} = 21.1 \text{ m} \times \delta^{2/3} \times r_e L_n D/r \longrightarrow r_e = 3 \text{ cm}$$

$$V_{cr} = 21.1 \times 0.8 \times (0.94)^{2/3} \times 3 \times L_n \frac{598}{1.226} = 300 \text{ kv}$$

$$V_{ph} = \frac{230}{\sqrt{3}} = 132.79 \text{ KV}$$

$$V_{ph/Vcr} = \frac{132.08}{300} = 0.44 < 1.8 \rightarrow F = 0.028, f = 50 \text{ HZ}$$

تلفات از فرمول پترسون:

$$P_c = 3 \times 21.1 \times f \times F \left(\frac{V_{ph}}{\text{Log } D/r} \right)^2 \times 10^{-6}$$

$$P_c = 0.21 < 0.6$$

- نتیجه گیری:

هم‌گرادیان ولتاژ مورد قبول است و هم تلفات کرونا از حد مجاز کمتر می‌باشد.

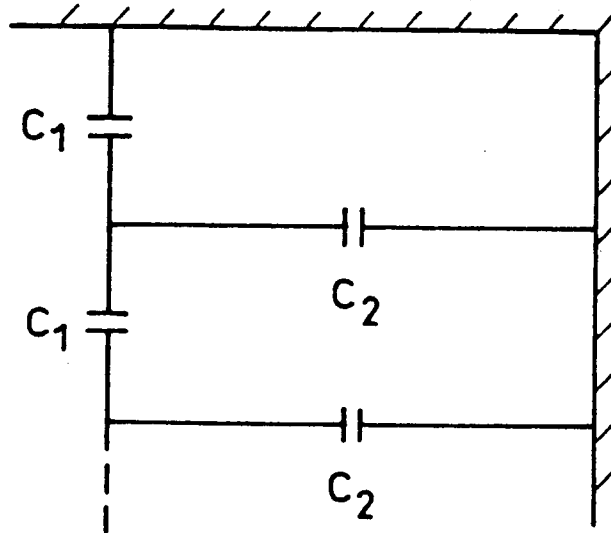
۵- کل توان انتقالی خط:

$$S = \sqrt{3} UI = \sqrt{3} \times 230 \times 700 = 278.86 \text{ MVA}$$

برای دو مدار

$$S = 278.86 \times 2 = 557.72 \text{ MVA}$$

۶- مدار معادل:



۷- حداکثر اسپن خط:

$$S = K \sqrt{f_{\max} + L_{in}} + U/150$$

$$5.5 = 0.62 \sqrt{f_{\max} + 3} + \frac{230}{150}$$

$$f_{\max} = 37.93 \text{ m}$$

$$\frac{S_{\max}}{S} = \sqrt{\frac{f_{\max}}{f}} \rightarrow S_{\max} = 350 \sqrt{\frac{37.93}{24.31}}$$

$$S_{\max} = 437 \text{ m}$$

ضمیمه ۲

جداول، آمارها و اطلاعات

موردنیاز در ضراحی

**- جداول حداقل فاصله ایمنی
موردنیاز خطوط انتقال**

جدول شماره (۱)
حداقل فاصله مجاز سیم برحسب متر
برای خطوط ۴۰۰ کیلوولت

در حالت وجود یخ یا اتصال کوتاه	در ماکزیمم درجه حرارت	نوع و محل عبور
* ۶	۸	آبهای غیر قابل قایقرانی و زمینهای محل عابر پیاده
۵	۶	صخره ها و سنگهای بزرگ که صعود از آنها مشکل است، نرده ها، درختها، حصارها
* ۷	۹	زمینهای محل عبور وسیله نقلیه و جاده های فرعی **
۸	۱۰	جاده های اصلی و راه آهن غیر برقی **
۱۰	۱۲	راه آهن برقی
۱۲	۱۲	زمین شهری یا محل عمومی
ارتفاع بالاترین قسمت قایق + ۲ متر	ارتفاع بالاترین قسمت قایق + ۳/۵ متر	آب قابل قایقرانی
۶	۵	خطوط هوایی با ولتاژ: کمتر از ۱ کیلوولت
۶	۶	بیشتر از ۱ کیلوولت
۵	۵	خطوط و کابلهای مخابراتی
		خطوط لوله:
۶	۸	آب
۶	۸	روغن
۶	۸	گاز

* در مناطقی که عمق برف بیش از یک متر باشد می نیم فاصله مجاز سیم حداقل
باید نیم متر افزایش یابد (بجز حالت اتصال کوتاه).
** فاصله فونداسیون پایه از نزدیکترین قسمت جاده نباید کمتر از ۲۰ متر باشد.

جدول شماره (۲)

حداقل فاصله مجاز سیم موازی خطوط لوله، خطوط انتقال نیرو و خطوط مخابراتی، جاده‌ها و راه آهن

می نیمم فاصله افقی مجاز (متر)	نوع جاده یا خط موازی
	خطوط لوله:
۷۵	آب
۱۰۰ *	روغن
۱۰۰ *	گاز
۱۵۰ *	تانک روغن یا گاز
۳۰	جاده‌های اصلی
۲۰	جاده‌های فرعی
۵۰ *	راه آهن
۵۰ *	خطوط یا کابل‌های مخابراتی
۲۰ *	خطوط برق ولتاژ پایین
۱۰ *	خطوط برق ولتاژ بالا
۱۵۰ *	شیرهای تخلیه هوا یا گاز

* اعداد فوق فقط به عنوان یک راهنماست و مقادیر دقیق‌تر باید با مطالعه مقدار طول موازی و عوامل دیگر بررسی شود.

جدول شماره (۳)
حداقل فاصله مجاز سیم از سطح زمین، راه آهن و سطح آب
ولتاژ ۶۳ کیلوولت

ارتفاع از سطح دریا - مقادیر بر حسب متر								محل عبور تقاطعی سیم
۴۲۷۰ تا ۳۰۰۰		۳۰۰۰ تا ۱۵۰۰		۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰		۱۰۰۰ تا ۰		
USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	
۱۰/۰۶	۹/۱۵	۱۰/۰۶	۹/۱۵	۱۰/۰۶	۹/۱۵	۱۰/۰۶	۹/۱۵	راه آهن
۷/۹۳	۶/۷۱	۷/۹۳	۶/۷۱	۷/۹۳	۶/۷۱	۷/۹۳	۶/۷۱	جاده ها و مناطق عبور وسیله نقلیه
۶/۱۰	۵/۱۸	۶/۱۰	۵/۱۸	۶/۱۰	۵/۱۸	۶/۱۰	۵/۱۸	محل عابر پیاده * یا آب غیر قابل قایقرانی
۶/۷۱	۶/۷۱	۶/۷۱	۶/۷۱	۶/۷۱	۶/۷۱	۶/۷۱	۶/۷۱	مساحت آب قابل قایقرانی
۹/۱۵	۹/۱۵	۹/۱۵	۹/۱۵	۹/۱۵	۹/۱۵	۹/۱۵	۹/۱۵	(a) کمتر از ۲۰ آکر
۱۰/۹۸	۱۰/۹۸	۱۰/۹۸	۱۰/۹۸	۱۰/۹۸	۱۰/۹۸	۱۰/۹۸	۱۰/۹۸	(b) از ۲۰ تا ۲۰۰ آکر
۱۲/۸۰	۱۲/۸۰	۱۲/۸۰	۱۲/۸۰	۱۲/۸۰	۱۲/۸۰	۱۲/۸۰	۱۲/۸۰	(c) از ۲۰۰ تا ۲۰۰۰ آکر
۷/۹۳	۶/۱۰	۷/۹۳	۶/۱۰	۷/۹۳	۶/۱۰	۷/۹۳	۶/۱۰	(d) بیش از ۲۰۰۰ آکر
فواصل مجاز ۱/۵ متر بیش از مقادیر حالت آبهای قابل قایقرانی می باشد.								اسکله
۷/۹۳	۶/۱۰	۷/۹۳	۶/۱۰	۷/۹۳	۶/۱۰	۷/۹۳	۶/۱۰	جاده های روستائی

* منظور از محل عابر پیاده زمینی است که امکان عبور انسان در آنجا وجود داشته باشد.

یادآوری:

- هر آکر برابر با ۴۰۴۷ متر مربع می باشد.

- مقادیر مینیمم فواصل مجاز NESC در ماکزیمم درجه حرارت و مقادیر USA در (°F) ۱۲۰ بدون باد مورد نظر است.

جدول شماره (۴)
حداقل فاصله مجاز سیم از سطح زمین، راه‌آهن و سطح آب
ولتاژ ۱۳۲ کیلوولت

ارتفاع از سطح دریا - مقادیر بر حسب متر								محل عبور تقاطعی سیم
۴۲۷۰ تا ۳۰۰۰		۳۰۰۰ تا ۱۵۰۰		۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰		۱۰۰۰ تا ۰		
USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	
۱۰/۷۹	۹/۶۰	۱۰/۷۴	۹/۵۵	۱۰/۶۹	۹/۵۰	۱۰/۶۷	۹/۴۸	راه آهن
۸/۶۵	۷/۱۶	۸/۶۱	۷/۱۲	۸/۵۵	۷/۰۶	۸/۵۴	۷/۰۵	جاده‌ها و مناطق عبور وسیله نقلیه
۷/۱۲	۵/۶۳	۷/۰۸	۵/۵۹	۷/۰۳	۵/۵۴	۷/۰۱	۵/۵۲	محل عبور پیاده یا آب غیر قابل قایقرانی
۷/۱۶	۷/۱۶	۷/۱۲	۷/۱۲	۷/۰۶	۷/۰۶	۷/۰۵	۷/۰۵	مساحت آب قابل قایقرانی
۹/۶۰	۹/۶۰	۹/۵۵	۹/۵۵	۹/۵۰	۹/۵۰	۹/۴۸	۹/۴۸	(a) کمتر از ۲۰ آکر
۱۱/۴۳	۱۱/۴۳	۱۱/۳۸	۱۱/۳۸	۱۱/۳۳	۱۱/۳۳	۱۱/۳۲	۱۱/۳۲	(b) از ۲۰ تا ۲۰۰ آکر
۱۳/۲۶	۱۳/۲۶	۱۳/۲۱	۱۳/۲۱	۱۳/۱۶	۱۳/۱۶	۱۳/۱۵	۱۳/۱۵	(c) از ۲۰۰ تا ۲۰۰۰ آکر
								(d) بیش از ۲۰۰۰ آکر
فواصل مجاز ۱/۵ متر بیش از مقادیر حالت آبهای قابل قایقرانی می‌باشد.								اسکله
۸/۶۵	۶/۵۵	۸/۶۲	۶/۵۱	۸/۵۵	۶/۴۵	۸/۵۴	۶/۴۴	جاده‌های روستائی

جدول شماره (۵)
حداقل فاصله مجاز سیم از سطح زمین، راه آهن و سطح آب
ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت

ارتفاع از سطح دریا - مقادیر بر حسب متر								محل عبور تقاطعی سیم
۱۰۰۰ تا ۰		۱۵۰۰ تا ۳۰۰۰		۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰		۳۰۰۰ تا ۴۲۷۰		
USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	
۱۱/۹۱	۱۰/۴۴	۱۱/۷۸	۱۰/۳۱	۱۱/۶۴	۱۰/۱۷	۱۱/۵۹	۱۰/۱۲	راه آهن
۹/۷۷	۸/۰۰	۹/۶۴	۷/۸۷	۹/۵۰	۷/۷۳	۹/۴۵	۷/۶۸	جاده ها و مناطق عبور وسیله نقلیه
۷/۹۳	۶/۴۷	۷/۸۱	۶/۳۵	۷/۶۷	۶/۲۱	۷/۶۲	۶/۱۶	محل عابر پیاده یا آب غیر قابل قایقرانی
۸/۰۰	۸/۰۰	۷/۸۷	۷/۸۷	۷/۷۳	۷/۷۳	۷/۶۸	۷/۶۸	مساحت آب قابل قایقرانی
۱۰/۴۴	۱۰/۴۴	۱۰/۳۱	۱۰/۳۱	۱۰/۱۷	۱۰/۱۷	۱۰/۱۲	۱۰/۱۲	(a) کمتر از ۲۰ آکر
۱۲/۳۰	۱۲/۳۰	۱۲/۱۴	۱۲/۱۴	۱۲/۰۰	۱۲/۰۰	۱۱/۹۵	۱۱/۹۵	(b) از ۲۰ تا ۲۰۰ آکر
۱۴/۱۳	۱۴/۱۳	۱۳/۹۷	۱۳/۹۷	۱۳/۸۳	۱۳/۸۳	۱۳/۷۸	۱۳/۷۸	(c) از ۲۰۰ تا ۲۰۰۰ آکر
								(d) بیش از ۲۰۰۰ آکر
فواصل مجاز ۱/۵ متر بیش از مقادیر حالت آبهای قابل قایقرانی می باشد.								اسکله
۸/۱۳	۷/۴۲	۹/۶۴	۷/۲۷	۹/۵۰	۷/۱۲	۹/۴۵	۷/۰۷	جاده های روستائی

جدول شماره (۶)
حداقل فاصله مجاز سیم از سطح زمین، راه آهن و سطح آب
ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت

ارتفاع از سطح دریا - مقادیر بر حسب متر								محل عبور تقاطعی سیم
۴۲۷۰ تا ۳۰۰۰		۳۰۰۰ تا ۱۵۰۰		۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰		۱۰۰۰ تا ۰		
USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	
۱۳/۷۳	۱۱/۷۳	۱۳/۴۹	۱۱/۴۹	۱۳/۲۰	۱۱/۲۰	۱۳/۱۰	۱۱/۱۰	راه آهن
۱۱/۶۰	۹/۲۹	۱۱/۳۶	۹/۰۵	۱۱/۰۷	۸/۷۶	۱۰/۹۷	۸/۶۶	جاده‌ها و مناطق عبور وسیله نقلیه
۹/۷۸	۷/۷۷	۹/۵۳	۷/۵۲	۹/۲۴	۷/۲۳	۹/۱۵	۷/۱۴	محل عابر پیاده یا آب غیر قابل قایقرانی
۹/۲۹	۹/۲۹	۹/۰۵	۹/۰۵	۸/۷۶	۸/۷۶	۸/۶۶	۸/۶۶	مساحت آب قابل قایقرانی (a) کمتر از ۲۰ آکر (b) از ۲۰ تا ۲۰۰ آکر (c) از ۲۰۰ تا ۲۰۰۰ آکر (d) بیش از ۲۰۰۰ آکر
۱۱/۷۳	۱۱/۷۳	۱۱/۴۹	۱۱/۴۹	۱۱/۲۰	۱۱/۲۰	۱۱/۱۰	۱۱/۱۰	
۱۳/۵۶	۱۳/۵۶	۱۳/۳۲	۱۳/۳۲	۱۳/۰۳	۱۳/۰۳	۱۲/۹۳	۱۲/۹۳	
۱۵/۳۹	۱۵/۳۹	۱۵/۱۵	۱۵/۱۵	۱۴/۸۶	۱۴/۸۶	۱۴/۷۶	۱۴/۷۶	
فواصل مجاز ۱/۵ متر بیش از مقادیر حالت آبهای قابل قایقرانی می باشد.								اسکله
۱۱/۶۰	۸/۶۸	۱۱/۳۶	۸/۴۴	۱۱/۰۷	۸/۱۵	۱۰/۹۷	۸/۰۵	جاده‌های روستائی

جدول شماره (۷)
حداقل فاصله تقاطعی سیمها در دو خط جداگانه
خط عبوری بالائی با ولتاژ ۶۳ کیلوولت

ارتفاع از سطح دریا - مقادیر بر حسب متر								ولتاژ سیم پائینی (کیلوولت)
۴۲۷۰ تا ۳۰۰۰		۳۰۰۰ تا ۱۵۰۰		۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰		۱۰۰۰ تا ۰		
USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	
۲/۱۳	۱/۲۲	۲/۱۳	۱/۲۲	۲/۱۳	۱/۲۲	۲/۱۳	۱/۲۲	۶۳
—	—	—	—	—	—	—	—	۱۳۲
—	—	—	—	—	—	—	—	۲۳۰
—	—	—	—	—	—	—	—	۴۰۰
۲/۷۴	۱/۸۳	۲/۷۴	۱/۸۳	۲/۷۴	۱/۸۳	۲/۷۴	۱/۸۳	سیمهای مخابراتی (تلفن و تلگراف)

جدول شماره (۸)
حداقل فاصله تقاطعی سیمها در دو خط جداگانه
خط عبوری بالائی با ولتاژ ۱۳۲ کیلوولت

ارتفاع از سطح دریا - مقادیر بر حسب متر								ولتاژ سیم پائینی (کیلوولت)
۴۲۷۰ تا ۳۰۰۰		۳۰۰۰ تا ۱۵۰۰		۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰		۱۰۰۰ تا ۰		
USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	
۲/۸۵	۱/۶۷	۲/۸۱	۱/۶۳	۲/۷۶	۱/۵۹	۲/۷۴	۱/۵۶	۶۳
۳/۳۱	۲/۱۲	۳/۲۲	۲/۰۴	۳/۱۲	۱/۹۴	۳/۰۹	۱/۹۰	۱۳۲
—	—	—	—	—	—	—	—	۲۳۰
—	—	—	—	—	—	—	—	۴۰۰
۳/۴۶	۲/۲۸	۳/۴۲	۲/۲۴	۳/۳۷	۲/۱۹	۳/۳۵	۲/۱۷	سیمهای مخابراتی (تلفن و تلگراف)

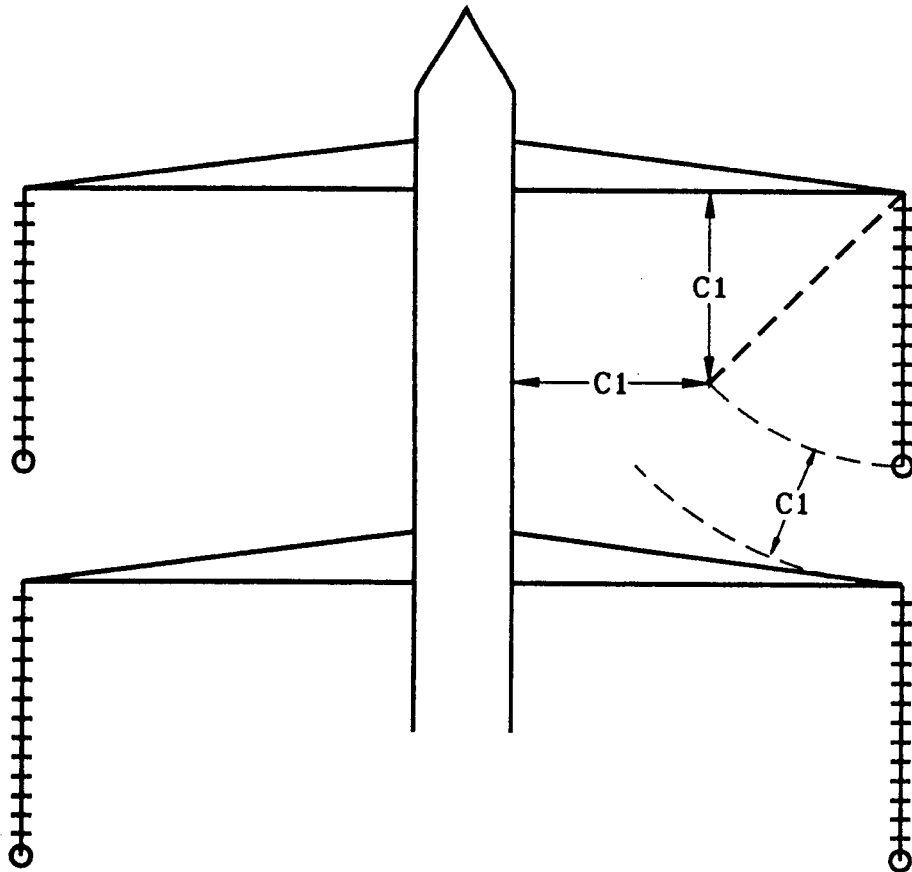
جدول شماره (۹)
حداقل فاصله تقاطعی سیمها در دو خط جداگانه
خط عبوری بالائی با ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت

ارتفاع از سطح دریا - مقادیر بر حسب متر								ولتاژ سیم پائینی (کیلوولت)
۴۲۷۰ تا ۳۰۰۰		۳۰۰۰ تا ۱۵۰۰		۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰		۱۰۰۰ تا ۰		
USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	
۳/۹۷	۲/۵۱	۳/۸۵	۲/۳۸	۳/۷۱	۲/۲۴	۳/۶۶	۲/۱۹	۶۳
۴/۴۳	۲/۹۶	۴/۲۶	۲/۸۰	۴/۰۷	۲/۶۰	۴/۰۰	۲/۵۳	۱۳۲
۴/۴۳	۳/۸۰	۵/۰۲	۳/۵۵	۴/۷۳	۳/۲۶	۴/۶۳	۳/۱۷	۲۳۰
—	—	—	—	—	—	—	—	۴۰۰
۴/۵۸	۳/۱۲	۴/۴۶	۲/۹۹	۴/۳۲	۲/۸۵	۴/۲۷	۲/۸۰	سیمهای مخابراتی (تلفن و تلگراف)

جدول شماره (۱۰)
حداقل فاصله تقاطعی سیمها در دو خط جداگانه
خط عبوری بالائی با ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت

ارتفاع از سطح دریا - مقادیر برحسب متر								ولتاژ سیم پائینی (کیلوولت)
۴۲۷۰ تا ۳۰۰۰		۳۰۰۰ تا ۱۵۰۰		۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰		۱۰۰۰ تا ۰		
USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	USA	NESC	
۵/۸۱	۳/۸۰	۵/۵۷	۳/۵۶	۵/۲۸	۳/۲۷	۵/۱۸	۳/۱۸	۶۳
۶/۲۶	۴/۲۵	۵/۹۷	۳/۹۷	۵/۶۳	۳/۵۳	۵/۵۲	۳/۵۲	۱۳۲
۷/۱۰	۵/۰۹	۶/۷۳	۴/۷۳	۶/۳۰	۴/۲۹	۶/۱۶	۴/۱۵	۲۳۰
۸/۳۹	۶/۳۹	۷/۹۰	۵/۹۰	۷/۳۲	۵/۳۲	۷/۱۴	۵/۱۳	۴۰۰
۶/۴۲	۴/۴۱	۶/۱۷	۴/۱۷	۵/۸۹	۳/۸۸	۵/۷۹	۳/۷۹	سیمهای مخابراتی (تلفن و تلگراف)

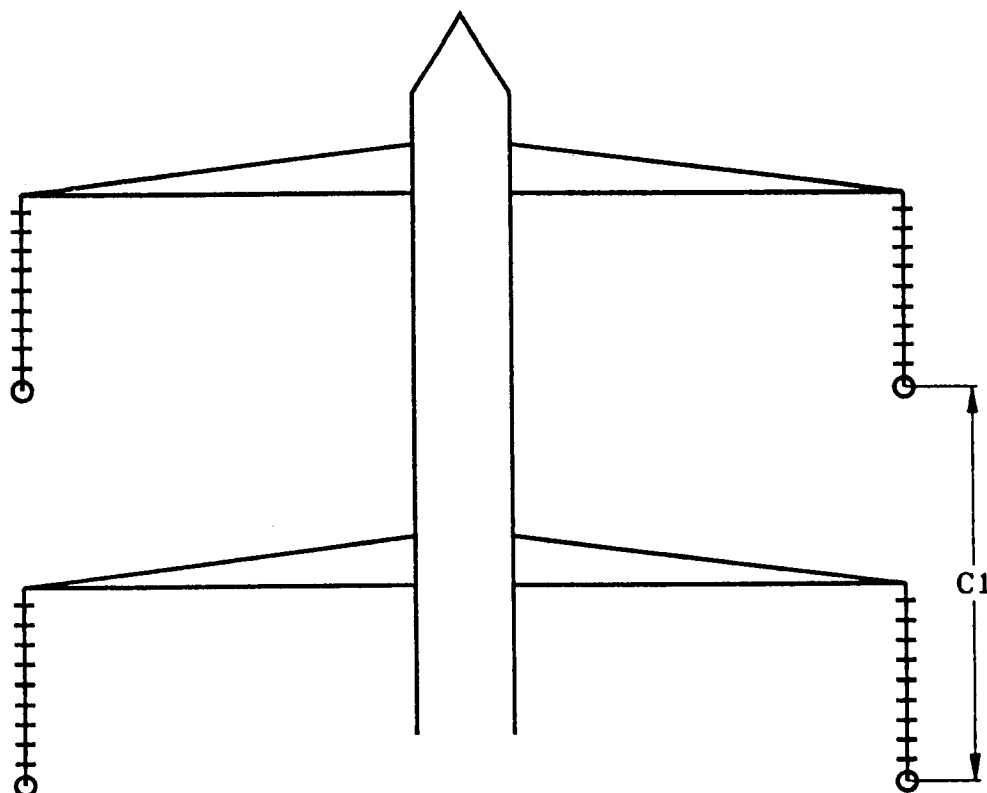
جدول شماره (۱۱)
حداقل فاصله مجاز سیم تا بدنه برج



ارتفاع از سطح دریا - مقادیر بر حسب متر				ولتاژ (کیلوولت)
۳۰۰۰ تا ۴۲۷۰	۱۵۰۰ تا ۳۰۰۰	۱۰۰۰ تا ۱۵۰۰	۰ تا ۱۰۰۰	
۰/۴۱۴	۰/۴۰۱	۰/۳۸۷	۰/۳۸۱	۶۳
۰/۹۱۷	۰/۸۵۷	۰/۷۸۵	۰/۷۶۲	۱۳۲
۱/۶۴	۱/۵۱	۱/۳۶	۱/۳۱	۲۳۰
۲/۷۶	۲/۵۳	۲/۲۵	۲/۱۶	۴۰۰

جدول شماره (۱۲)

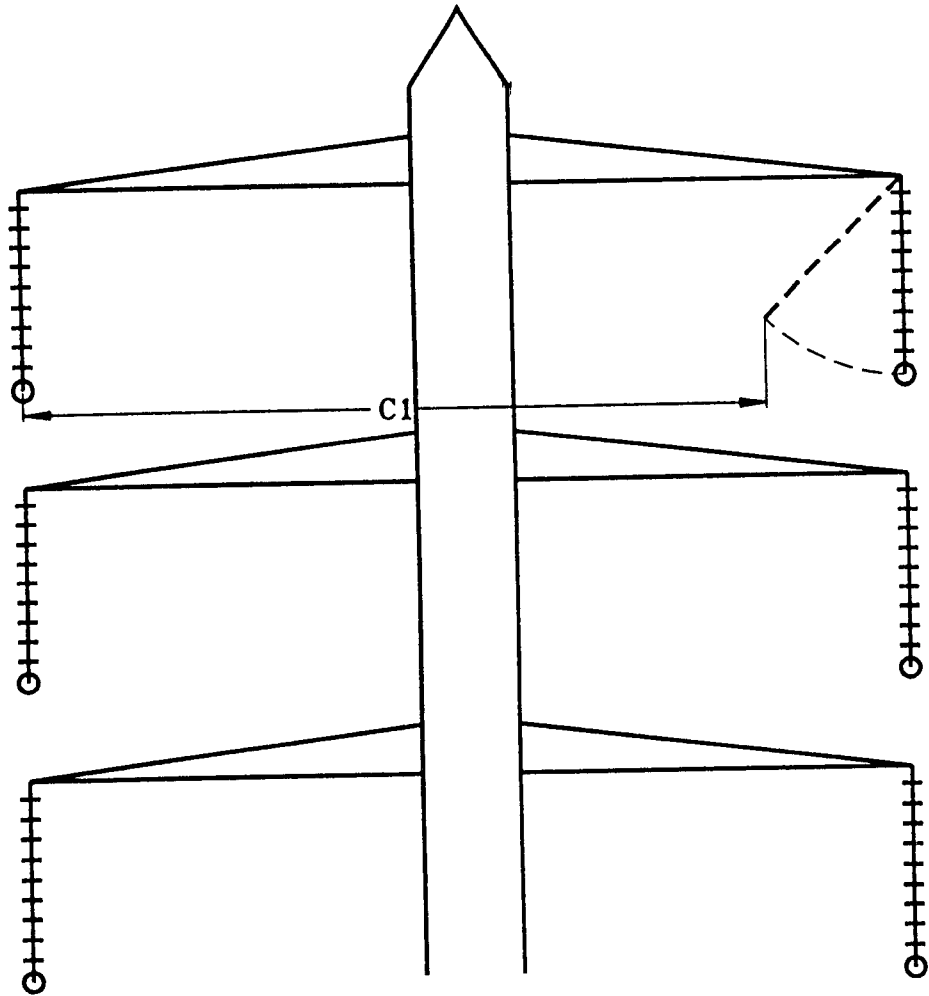
حداقل فاصله مجاز قائم بین سیم‌های دومدار مختلف روی یک پایه



ارتفاع از سطح دریا - مقادیر بر حسب متر				ولتاژ (کیلوولت)
۴۲۷۰ تا ۳۰۰۰	۳۰۰۰ تا ۱۵۰۰	۱۵۰۰ تا ۱۰۰۰	۱۰۰۰ تا ۰	
۱/۲۹	۱/۲۶	۱/۲۳	۱/۲۲	۶۳
۲/۵۰	۲/۳۷	۲/۲۳	۲/۱۹	۱۳۲
۳/۷۴	۳/۴۸	۳/۱۸	۳/۰۸	۲۳۰
۵/۹۸	۵/۵۱	۴/۹۶	۴/۷۷	۴۰۰

جدول شماره (۱۳)

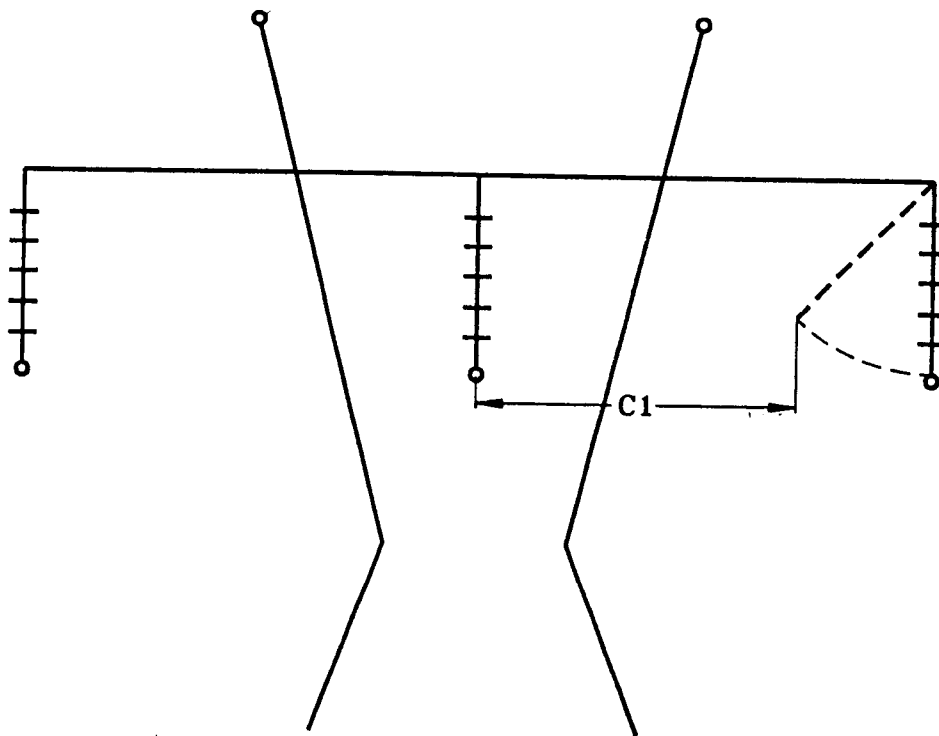
حداقل فاصله افقی مجاز بین سیم‌های دومدار مختلف با یک ولتاژ روی یک پایه



ارتفاع از سطح دریا - مقادیر بر حسب متر				ولتاژ (کیلوولت)
۳۰۰۰ تا ۴۲۷۰	۱۵۰۰ تا ۳۰۰۰	۱۰۰۰ تا ۱۵۰۰	۰ تا ۱۰۰۰	
۱/۹۴	۱/۹۲	۱/۹۰	۱/۸۹	۶۳
۳/۳۶	۳/۲۸	۳/۱۷	۳/۱۳	۱۳۲
۵/۳۱	۵/۱۱	۴/۸۹	۴/۸۱	۲۳۰
۸/۲۷	۷/۹۱	۷/۵۰	۷/۳۶	۴۰۰

جدول شماره (۱۴)

حداقل فاصله افقی مجاز بین سیم‌های یک مدار روی یک پایه



می نیمم فاصله مجاز (متر)	ولتاژ (کیلوولت)
۱/۷۴	۶۳
۲/۴۱	۱۳۲
۳/۲۶	۲۳۰
۴/۵۴	۴۰۰

استاندارد NESC برای این حالت تأثیر ارتفاع از سطح دریا را روی فاصله مجاز بالا در نظر نگرفته است.

جدول شماره (۱۵)
حداقل فاصله مجاز سیم (متر)
از مناطق مختلف

ولتاژ (کیلوولت)				محل و نوع عبور سیم
۴۰۰	۲۳۰	۱۳۲	۶۳	
۷/۹۴	۶/۸	۶/۱۵	۶	سطح زمین
۴/۹۴	۳/۸	۳/۱۵	۳	مناطق شیب دار با دسترسی مشکل
۴/۴۴	۳/۳	۲/۶۵	۲/۵	درختان زیر خط
				درختان کنار خط که امکان صعود جهت انجام کار وجود دارد
۴/۴۴	۳/۳	۲/۶۵	۲/۵	۱- در حالت بدون انحراف سیم
۲/۶۷	۱/۵۴	۰/۸۸	۰/۴۲	۲- در حالت انحراف سیم
۲/۶۷	۱/۵۴	۰/۸۸	۰/۴۲	درختان کنار خط که امکان صعود جهت انجام کار وجود ندارد
				ساختمانها با سقف:
۴/۹۴	۳/۸	۳/۱۵	۳	۱- عایق
۱۳/۹۴	۱۲/۸	۱۲/۱۵	۱۲	۲- هادی
۳/۴۴	۲/۳	۱/۶۵	۱/۵	آنتن ساختمانها
۸/۹۴	۷/۸	۷/۱۵	۷	عبور تقاطعی از راهها
۸/۹۴	۷/۸	۷/۱۵	۷	عبور تقاطعی از روی جاده های شهری
۴/۴۴	۳/۳	۲/۶۵	۲/۵	عبور تقاطعی از روی راههای آبی
۱۳/۹۴	۱۲/۸	۱۲/۱۵	۱۲	عبور تقاطعی از روی زمینهای ورزشی
۸/۹۴	۷/۸	۷/۱۵	۷	عبور تقاطعی از کنار زمینهای ورزشی

- (۱) استاندارد مورد استفاده در جداول ۱۵ و ۱۶ VDE آلمان است.
(۲) حداقل فاصله عمودی در حالت حداکثر فلش سیم مدنظر است.

جدول شماره (۱۶)
حداقل فاصله مجاز سیم و پایه (متر)

ولتاژ (کیلوولت)				محل و نوع عبور سیم
۴۰۰	۲۳۰	۱۳۲	۶۳	
				<u>عبور ترن غیربرقی از مناطق عمومی و شلوغ</u>
				۱- در حالت تقاطعی
۸/۹۴	۷/۸	۷/۱۵	۷	حداقل فاصله عمودی سیم از بالاترین قسمت ریل
۵	۵	۵	۵	حداقل فاصله افقی پایه خط هوایی از وسط ریل
				۲- در حالت موازی
۶/۹۴	۵/۸	۵/۱۵	۵	حداقل فاصله افقی پایه‌ها از وسط ریل
				<u>عبور ترن برقی از مناطق عمومی و شلوغ</u>
				حداقل فاصله سیم هوایی برق از قسمت‌های ساختمانی و تأسیساتی ترن برقی:
				۱- در حالت تقاطعی
۴/۹۴	۳/۸	۳/۱۵	۳	فاصله عمودی
۳/۴۴	۲/۳	۱/۶۵	۱/۵	فاصله افقی
				۲- در حالت موازی
۳/۴۴	۲/۳	۱/۶۵	۱/۵	فاصله عمودی سیم منحرف شده
				<u>خط آهن کارخانه‌ها و صنایع با واگن غیربرقی</u>
				۱- در حالت تقاطعی
۸/۹۴	۷/۸	۷/۱۵	۷	حداقل فاصله عمودی از بالاترین قسمت ریل
۳	۳	۳	۳	حداقل فاصله افقی پایه‌های خط هوایی از وسط ریل
				۲- در حالت موازی
۳/۴۴	۲/۳	۱/۶۵	۱/۵	حداقل فاصله عمودی سیم منحرف شده از راه آهن
				<u>تراموا و اتوبوس برقی</u>
				حداقل فاصله سیم خط هوایی برق از قسمت‌های ساختمانی و تأسیساتی تراموای و اتوبوس برقی
				۱- حالت تقاطعی
۴/۹۴	۳/۸	۳/۱۵	۳	فاصله عمودی
۳/۴۴	۲/۳	۱/۶۵	۱/۵	فاصله افقی
				۲- حالت موازی
۲/۴۴	۲/۳	۱/۶۵	۱/۵	فاصله عمودی سیم منحرف شده

جدول شماره (۱۷)

حداقل فاصله پایه‌های خطوط هوایی انتقال نیرو
(دیواره بیرونی فونداسیون) از جدار لوله‌های گاز
در مسیرهای موازی و در تقاطع‌ها
(داخل شهرها)

حداقل فاصله (متر)	ولتاژ
۵۰ سانتیمتر	۲۲۰ / ۳۸۰ ولت
۲ متر	۲۰ کیلوولت
۷ متر	۶۳ کیلوولت
۱۰ متر	۱۳۲ کیلوولت
۲۰ متر	۲۳۰ کیلوولت و بالاتر

جدول شماره (۱۸)
حداقل فاصله کابل‌های زیرزمینی برق از جدار لوله‌های
گاز در مسیرهای موازی

ولتاژ	حداقل فاصله (متر)
۲۲۰ / ۳۸۰ ولت	۱
۲۰ کیلوولت	۲
۶۳ کیلوولت	۳

جدول شماره (۱۹)

حداقل فاصله عمودی بین کابلها ولوله‌های گاز در تقاطع‌ها

حداقل فاصله (متر)	ولتاژ
۵۰ سانتیمتر	۲۲۰ / ۳۸۰ ولت
۱ متر	۲۰ کیلوولت
۱/۵ متر	۶۳ کیلوولت

جدول شماره (۲۰)

حداقل فاصله نزدیکترین فونداسیون پایه خطوط
هوایی توزیع و انتقال نیرو از جدار لوله‌های گاز
در مسیرهای موازی (خارج از شهرها)

حداقل فاصله (متر)		ولتاژ خط (کیلوولت)
در مسیر موازی کمتر از ۵ کیلومتر	در مسیر موازی بیشتر از ۵ کیلومتر	
۳۰	۲۰	۲۰
۴۰	۳۰	۶۳
۵۰	۴۰	۱۳۲
۶۰	۵۰	۲۳۰
۶۰	۶۰	۴۰۰

جدول شماره (۲۱)

حداقل فاصله عمودی مجاز هادی خط‌هوایی با لوله‌های گاز در محل تقاطع

حداقل فاصله (متر)	ولتاژ
۸	۲۰
۹	۶۳
۱۰	۱۳۲
۱۱	۲۳۰
۱۲	۴۰۰

جدول شماره (۲۲)

حداقل فاصله نزدیکترین فونداسیون پایه از محور لوله گاز در محل تقاطع

ولتاژ (کیلوولت)	فاصله (متر)
۲۰	۲۰
۶۳ و بالاتر	۳۰

همچنین کلیه پایه‌های فلزی انتقال نیرو که تا فاصله ۲۰۰ متری خطوط لوله قرار دارند باید مجهز به اتصال زمین باشند.

جدول شماره (۲۳)

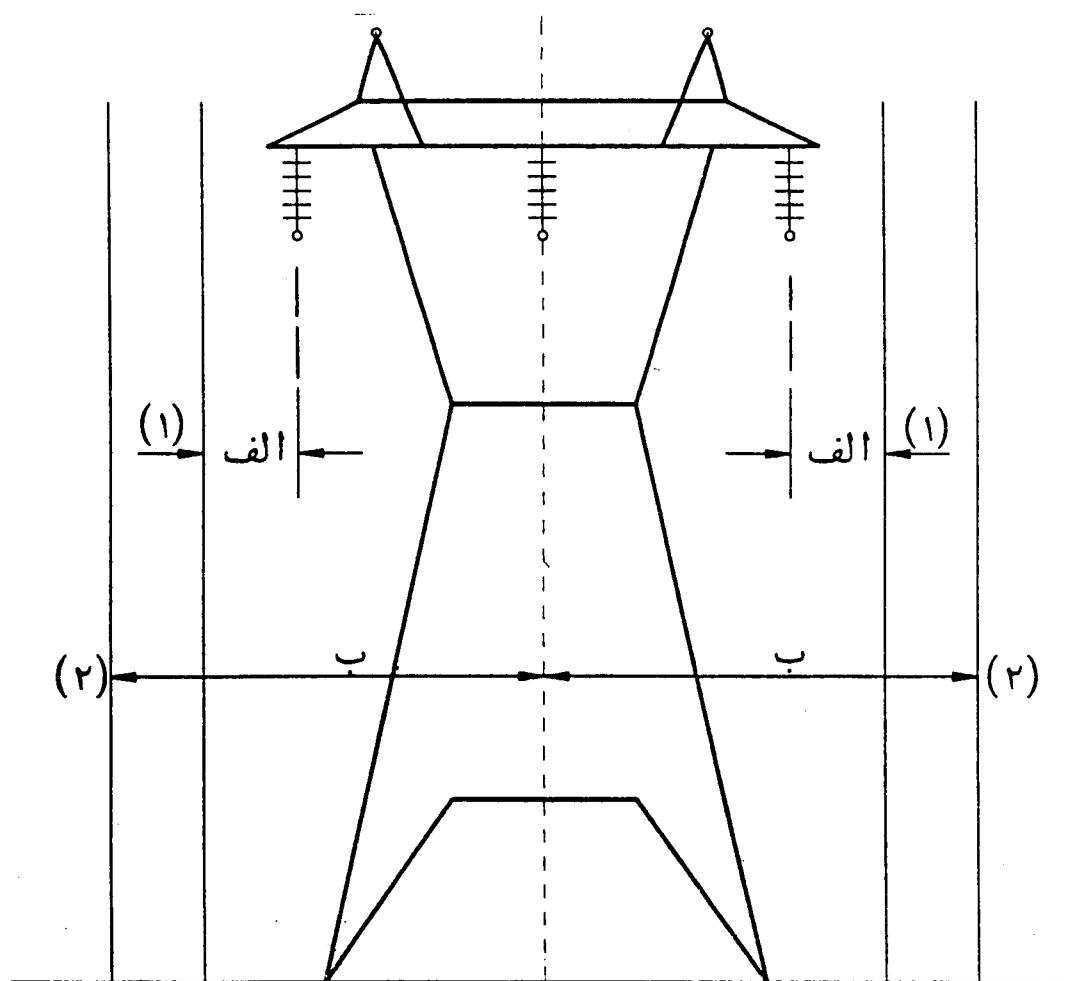
شرایط اساسی عبور شبکه‌های برق از خطوط راه آهن

۱- در مورد عبور خطوط هوایی برق، فاصله قائم خط فشار قوی و فشار متوسط از روی سطح ریل و تأسیسات راه آهن باید طبق جدول زیر باشد.

حداقل فاصله قائم (متر)				ولتاژ شبکه برق (کیلوولت)
از شبکه راه آهن برقی	از شبکه‌های انتقال نیروی راه آهن	از خطوط ارتباطی راه آهن	از روی سطح ریل	
۳	۲/۵	۲	۹	۱۱ و ۲۰
۳	۲/۵	۲	۹	۳۳
۳	۳	۲/۵	۱۱	۶۳
۴	۴	۴	۱۱	۱۳۲
۶	۶	۶	۱۲	۲۳۰
۸	۸	۸	۱۳	۴۰۰

۲- در تقاطع خطوط هوایی برق با خطوط راه آهن بایستی پایه‌ها خارج از حریم ریل (حداقل ۱۷ متر از نزدیکترین محور ریل نسبت به پایه شبکه برق) باشد. نوع پایه‌ها باید بتونی یا فولادی بوده و نزدیکترین پایه به ریل بصورت انتهائی نصب شود. سیم شبکه برق باید با زاویه ۹۰ درجه نسبت به محور ریل عبور نماید.

جدول شماره (۲۴)
حریم‌های مورد نیاز خطوط فشار قوی



ولتاژ خط (KV)	و ۶۳							
	۱۱	۲۰	۳۳	۶۶	۱۳۲	۲۳۰	۴۰۰ و ۵۰۰	۷۵۰
فواصل (m)								
الف (حریم درجه ۱)	۳	۳	۵	۱۳	۱۵	۱۷	۲۰	۲۵
ب (حریم درجه ۲)	۵	۵	۱۵	۲۰	۳۰	۴۰	۵۰	۶۰

- در حریم درجه ۱ احداث بنا و ایجاد باغ کلاً ممنوع و فقط زراعت فصلی مجاز است.
- در حریم درجه ۲ درخت‌کاری و زراعت فصلی مجاز می‌باشد. بدیهی است فقط درختان میوه با ارتفاع کم مجاز است. در محدوده شهرها برای ایجاد بنا در حریم درجه ۲ بایستی مجوز لازم از وزارت نیرو گرفته شود.

جدول شماره (۲۵)

حریم راهها
(بر حسب متر)

کل باند حریم راه	حریم از محور راه	نوع حریم
۷۶	۳۸	حریم آزاد راهها
۴۵	۲۲/۵	حریم درجه یک
۳۵	۱۷/۵	حریم درجه دو
۲۵	۱۲/۵	حریم درجه سه
۱۵	۷/۵	حریم درجه چهار

- اعداد فوق تنها بعنوان راهنماست. در بعضی راههای خاص حریمهای بیشتری در نظر گرفته می شود.

- کلیه راههای روستایی که فاقد حریم می باشند درجه سه تعیین شده است.

- آمار هواشناسی مناطق مختلف کشور

در یک پریود ۶ ساله

آمار هواشناسی مناطق مختلف کشور

در یک پریود ۶ ساله

ایستگاه	میانگین روزانه دما	بیشترین دما (°C)	کمترین دما (°C)	بیشترین سرعت باد (m/s)	جهت باد (درجه)	روزهای رعد و برق		روزهای برف		ارتفاع از سطح دریا (m)
						بیش	جمع	بیش	جمع	
شهر بابک	۱۵	۴۰	-۱۷/۸	۳۵	۱۸۰	۴	۸	۶	۱۵	۱۸۳۴/۱
شهرکرد	۱۰/۹	۳۸/۶	-۲۲/۴	۱۸	۹۰	۸	۸۵	۱۴	۱۷۰	۱۹۹۰/۸
بندرعباس	۲۶/۴	۴۵/۵	۴/۶	۳۰	۲۴۰	۹	۸۰	۱	۱	۱۰
جزیره کیش	۲۶/۵	۴۵	۸	۲۰	۲۷۰	۷	۵۲	۱	۱	۳۰
جزیره سیری	۲۷/۲	۴۲/۶	۱۰/۴	۲۲	۱۰۰	۴	۲۷	۰	۰	۱۷
کبوترآباد	۱۵/۱	۴۰	-۱۱/۶	۲۶	۱۸۰	۷	۱۳	۴	۷	۱۵۲۵
بندرانزلی	۱۵/۹	۳۷	-۲/۶	۳۰	۲۰	۹	۱۱۷	۴	۲۲	-۲۶/۲
بندر لنگه	۲۶/۳	۴۶/۵	۶/۷	۲۲	۳۴۰	۷	۲۹	۰	۰	۱۴/۲
دوشان تپه	۱۷/۶	۴۲	-۱۰	۳۰	۲۷۰	۷	۸۶	۸	۸۶	۱۲۱۸
جزیره خارک	۲۵/۱	۴۷	۳	۳۰	۳۶۰	۵	۲۹	۱	۱	۴
خور بروجند	۲۰	۴۴	-۱۱	۲۲	۱۷۰	۲	۸	۱	۲	۱۱۱۷/۴
سد درودزن	۱۷/۲	۳۹/۸	-۷/۴	۱۵	۲۷۰	۶	۲۸	۵	۱۸	۱۶۲۰
سرپل ذهاب	۱۹/۳	۴۷/۵	-۱۰	۲۵	۱۲۰	۱۰	۱۱۶	۴	۱۰	۵۴۵
شرق تبریز	۱۱/۹	۳۸/۸	-۱۷	۲۰	۲۱۰	۱۲	۱۱۱	۱۴	۱۷۵	۱۴۶۶
زرینه اوباتو	۸/۱	۳۶/۵	-۲۱/۶	۲۲	۲۷۰	۵	۲۸	۱۴	۱۵۵	۲۱۸۱/۲
همدان نوزه	۱۰/۴	۴۰/۶	-۳۱/۶	۲۵	۲۷۰	۹	۱۰۵	۱۷	۲۰۵	۱۶۷۹/۷
خورریابانک	۱۹/۹	۴۵/۸	-۸/۷	۲۵	۲۷۰	۱۰	۴۰	۴	۱۸	۹۲۱
میانه جیرفت	۲۴/۹	۴۸	-۱/۲	۳۰	۳۰۰	۸	۵۳	۱	۱	۶۲۵/۶
شرق اصفهان	۱۴/۵	۴۱	-۱۷	۲۵	۲۴۰	۴	۳۳	۷	۲۵	۱۶۰۰/۷
شمال تهران	۱۴/۸	۳۸	-۱۱/۴	۲۴	۲۶۰	۹	۷۹	۱۶	۱۲۹	۱۵۲۸/۲

آمار هواشناسی مناطق مختلف کشور در یک پریود ۶ ساله

ارتفاع از سطح دریا (m)	روزهای برفی		روزهای رعد و برق		جهت باد (درجه)	بیشترین سرعت باد (m/s)	کمترین دما (°C)	بیشترین دما (°C)	میانگین روزانه دما	ایستگاه
	جمع	بیش	جمع	بیش						
۶/۲	۰	۰	۴۱	۶	۳۱۰	۲۲	-۲	۵۱	۲۵/۲	بندر ماهشهر
۸/۴	۰	۰	۸۱	۸	۳۰۰	۲۰	۴	۴۷	۲۳/۹	بوشهر
۱۳۴۶	۱۰۹	۱۹	۱۰۱	۱۰	۱۸۰	۲۰	-۲۳/۲	۴۱/۳	۱۳/۱	اسلام آباد غرب
۳۶۳	۲	۱	۷۷	۹	۳۳۰	۳۰	-۴/۴	۵۰/۵	۲۵/۷	مسجد سلیمان
۴۴	۵۰	۶	۷۰	۱۷	۱۳۰	۲۳	-۱۵	۴۰/۲	۱۴/۸	پارس آباد مغان
۸۰	۰	۰	۷۸	۱۱	۲۰	۲۰	-۱/۶	۴۹/۸	۲۳/۷	صفی آباد دزفول
۱۱۹۱	۹۴	۹	۱۳۳	۱۱	۲۹۰	۲۳	-۱۰	۴۱/۶	۱۷/۵	تهران مهرآباد
۶/۶	۰	۰	۴۸	۹	۳۰۰	۲۰	۱۱	۴۲	۲۷	جزیره ابو موسی
۱۱۸۸	۳	۳	۲	۱	۱۴۰	۱۲	-۴/۵	۴۱	۱۹/۶	ریاط پشت بادام
۱۴۱۸/۶	۳۵	۸	۳۰	۷	۳۲۰	۲۵	-۸	۳۸/۵	۱۵/۹	تهران ژئوفیزیک
۱۷۴۹	۱۸۶	۱۶	۵۰	۶	۲۱۰	۲۵	-۲۹/۶	۳۸/۲	۱۰/۷	همدان فرودگاه
۱۲	۱	۱	۳۲	۴	۹۰	۳۰	۴	۵۱	۲۶/۳	کنارک چاه بهار
۱۴۵۰/۸	۱۲۸	۱۳	۶۵	۷	۳۰۰	۲۵	-۱۸	۳۸/۶	۱۳/۲	نریت حیدریه
۱۴/۷	۱۰	۲	۷۲	۵	۲۸۰	۱۶	-۴	۳۸	۱۶/۶	قراخیل قائمشهر
۱۳۵۱/۶	۸۷	۱۳	۳۶	۵	۹۰	۲۴	-۲۴/۴	۴۲/۵	۱۳/۲	سرازرد کرمانشاه
۱۵۹۰	۴۲	۷	۳۳	۴	۳۰۰	۲۵	-۱۳/۲	۴۰/۶	۱۶/۶	اصفهان
۱۲۹۳	۳۹	۷	۳۷	۴	۳۴۰	۱۷	-۱۱/۵	۴۲/۲	۱۶/۴	فردوس
۸۲۵/۲	۳۰	۵	۳۳	۴	۲۴۰	۲۰	-۱۱	۴۵/۸	۱۷/۹	گرمسار
۱۲۷۸/۳	۱۳۵	۱۳	۱۴۴	۱۱	۲۷۰	۲۸	-۱۸	۴۰/۶	۱۳/۴	قزوین
۱۲۲۵	۲۰۷	۱۶	۸۶	۱۱	۳۰۰	۱۰	-۲۰/۲	۳۸	۱۲/۳	قوچان

آمار هواشناسی مناطق مختلف کشور

در یک پریود ۶ ساله

ارتفاع از سطح دریا (m)	روزهای برفی		روزهای رعد و برق		جهت باد (درجه)	بیشترین سرعت باد (m/s)	کمترین دما (°C)	بیشترین دما (°C)	میانگین روزانه دما	ایستگاه
	جمع	بیش	جمع	بیش						
۱۹۲۱	۸۸	۱۱	۲۰	۷	۲۲۰	۲۵	-۲۸	۳۷/۲	۱۰/۶	قروه
۱۰۵۶	۳۵	۸	۳۰	۶	۲۲۰	۱۸	-۱۴	۳۲/۸	۱۶/۷	گناباد
۴۶۹/۷	۰	۰	۳۰	۸	۳۳۰	۴۰	۰	۳۹/۶	۲۷/۱	کهنوج
۱۰۶۰	۴۴	۹	۴۱	۶	۳۶۰	۲۴	-۹/۸	۳۱/۸	۱۷/۶	کاشمر
۱۳۸۵	۱۸۵	۱۶	۵۲	۵	۲۱۰	۲۱	-۱۹/۲	۴۱	۱۲/۳	مهاباد
۱۷۲۵	۵۳	۱۵	۱۷	۷	۱۴۰	۲۲	-۲۰/۸	۳۶/۲	۱۱	ملایر
۱۲۹۸	۴۶	۱۸	۱۲	۵	۱۷۰	۱۶	-۲۷/۵	۳۸/۵	۹/۹	مریوان
۹۹۰	۱۷۲	۱۳	۸۶	۹	۳۰۰	۲۲	-۱۶/۸	۳۱/۳	۱۴/۲	مشهد
۲۳۵	۷۴	۱۴	۳۳	۷	۲۲۰	۳۰	-۱۸/۶	۳۴	۱۷/۴	سرخس
۱۱۹۵	۱	۱	۱۲۹	۱۵	۴۰	۲۲	-۷	۳۳/۶	۲۱/۸	سراوان
۱۳۶۹/۹	۱۱	۲	۴۲	۸	۱۱۰	۲۸	-۱۰	۳۱/۶	۱۸/۲	زاهدان
۱۵۹۶	۱۱	۴	۱۹	۳	۲۱۰	۲۵	-۱۳/۶	۴۱	۱۴/۵	زرقان
۲۹	۰	۰	۲۴	۵	۱۵۰	۳۵	-۱	۵۱	۲۵	آغاجباری
۱۲۵۲/۴	۱۱	۶	۳	۱	۲۱۰	۲۰	-۱۰	۳۳	۱۶/۸	اردستان
-۲۱	۷	۲	۴۸	۵	۲۷۰	۲۰	-۱/۸	۳۶	۱۷	بابلسر
۲۱۹۷	۸۲	۱۲	۱۰	۲	۲۸۰	۱۸	-۲۶/۲	۳۶/۶	۱۰/۱	بروجن
۱۶۳۲/۴	۵۳	۱۲	۸	۲	۱۹۰	۳۰	-۱۸	۳۹/۸	۱۴/۷	بروجرد
۲۳۲	۰	۰	۳۴	۸	۱۰۰	۲۱	-۰/۳	۵۰/۶	۲۵/۸	دهلران
۱۱۷۶	۹۷	۱۱	۱۶	۵	۲۹۰	۳۵	-۱۸/۲	۳۸	۱۲/۵	گلمکان
۱۲۶۰	۱۱۸	۱۷	۴۶	۹	۲۷۰	۲۰	-۲۹/۵	۴۰/۶	۱۲/۲	کنگاور

آمار هواشناسی مناطق مختلف کشور

در یک پریود ۶ ساله

ایستگاه	میانگین روزانه دما	بیشترین دما (°C)	کمترین دما (°C)	بیشترین سرعت باد (m/s)	جهت باد (درجه)	روزهای رعد و برق		روزهای برفی		ارتفاع از سطح دریا (m)
						بیش	جمع	بیش	جمع	
خلخال	۷/۳	۳۵	-۲۷/۶	۲۴	۲۱۰	۱۰	۵۲	۱۹	۲۱۲	۱۷۹۶
کوه‌رنگ	۸/۹	۳۵/۸	-۳۰/۶	۳۰	۲۷۰	۱۰	۱۱۱	۲۰	۲۵۸	۲۲۸۵
مراغه	۱۲/۴	۳۹/۲	-۱۶/۸	۲۵	۴۰	۶	۵۰	۱۳	۱۷۱	۱۴۷۷/۷
نوشهر	۱۵/۹	۳۵/۴	-۲/۵	۱۸	۲۸۰	۳	۲۳	۳	۱۲	-۲۰/۹
امیدیه	۲۵/۳	۵۱	-۲	۲۶	۱۷۰	۱۲	۱۲۹	۰	۰	۳۴/۹
ارومیه	۱۰/۹	۳۷	-۱۷/۲	۲۰	۲۱۰	۱۴	۱۶۳	۱۳	۱۵۸	۱۳۱۲/۵
روانسر	۱۴	۴۰/۸	-۲۲/۵	۱۸	۲۰	۴	۲۳	۱۴	۱۰۵	۱۳۶۲/۷
سبزوار	۱۷/۷	۴۴/۲	-۱۰/۸	۱۷	۲۲۰	۴	۴۰	۱۱	۶۱	۹۷۷/۶
سنندج	۱۲/۹	۴۱/۸	-۲۳/۶	۲۵	۲۰۰	۱۱	۷۷	۱۳	۱۳۶	۱۳۷۳/۴
سردشت	۱۱/۶	۳۷/۲	-۲۵	۴۰	۱۸۰	۶	۳۹	۱۵	۱۵۴	۱۷۸۹
شاهرود	۱۴/۶	۳۹/۲	-۱۰/۴	۱۸	۲۷۰	۱۰	۱۱۱	۱۰	۱۰۵	۱۳۴۵/۳
چابهار	۲۵/۶	۴۰/۵	۹	۲۰	۳۳۰	۴	۲۱	۰	۰	۷
گلپایگان	۱۱/۸	۳۶	-۲۲	۲۰	۲۲۰	۳	۷	۱۰	۲۴	۱۸۷۰
ایرانشهر	۲۶/۳	۴۷/۶	-۳	۲۰	۲۸۰	۶	۶۷	۰	۰	۵۹۱/۱
نهبندان	۱۹/۴	۴۲/۸	-۱۰/۲	۲۴	۱۰	۴	۴۱	۳	۱۵	۱۲۱۱
رفسنجان	۱۹/۲	۳۹/۶	-۸/۴	۲۵	۲۴۰	۳	۵	۰	۰	۱۵۷۷/۱
رامهرمز	۲۵/۷	۵۰/۲	-۰/۶	۲۰	۲۷۰	۶	۶۲	۰	۰	۱۷۵
الیگودرز	۱۱/۸	۳۷/۲	-۲۵	۱۸	۱۹۰	۴	۲۴	۱۰	۱۲۳	۱۹۷۲
بیارجمند	۱۴/۴	۳۹/۸	-۱۱	۱۴	۲۱۰	۵	۱۲	۸	۱۷	۱۱۰۷/۲
بشرویه	۱۸/۴	۴۵/۸	-۸/۶	۲۰	۳۳۰	۲	۱۰	۲	۱۰	۹۳۰

آمار هواشناسی مناطق مختلف کشور

در یک پریود ۶ ساله

ایستگاه	میانگین روزانه دما	بیشترین دما (°C)	کمترین دما (°C)	بیشترین سرعت باد (m/s)	جهت باد (درجه)	روزهای رعد و برق		روزهای برفی		ارتفاع از سطح دریا (m)
						بیش	جمع	بیش	جمع	
دوگنبدان	۲۱/۵	۲۸	-۳	۴۵	۳۳۰	۷	۵۷	۱	۳	۷۰۹
کنکان جم	۲۳/۹	۲۷	-۱	۱۶	۳۱۰	۶	۳۰	۱	۱	۶۵۵
گرمشاه	۱۲/۱	۲۲/۹	-۲۴	۲۵	۷۰	۱۰	۱۱۹	۱۴	۱۲۸	۱۳۲۲
نیشابور	۱۳	۲۱	-۱۷/۶	۱۴	۱۹۰	۹	۳۳	۱۱	۴۸	۱۳۵۰
پیرانشهر	۱۰/۹	۳۹	-۲۸/۶	۳۰	۲۷۰	۵	۳۲	۱۳	۱۵۰	۱۴۵۵
خرم آباد	۱۵/۸	۲۳/۲	-۱۴/۶	۱۸	۳۳۰	۹	۱۰۶	۱۲	۵۴	۱۱۲۵
خرم دره	۱۱/۱	۳۷/۸	-۱۹/۲	۲۰	۱۰	۱۲	۱۶۶	۱۷	۲۳۶	۱۵۷۵
م	۲۳	۲۶	-۵	۲۰	۲۴۰	۲	۱۱	۳	۸	۱۰۶۶/۹
لار	۲۲/۹	۴۸/۶	-۴/۸	۲۴	۹۰	۵	۳۳	۰	۰	۷۹۲
اهر	۱۰/۲	۳۵/۵	-۲۰	۳۰	۲۴۰	۲۰	۱۴۶	۱۳	۲۳۶	۱۳۹۰/۵
انار	۱۷/۷	۴۳	-۱۲/۶	۲۰	۳۳۰	۵	۳۱	۵	۲۲	۱۴۰۸/۸
اراک	۱۲/۹	۳۹/۵	-۳۰/۵	۱۶	۲۷۰	۵	۵۲	۱۶	۱۶۵	۱۷۰۸
بافت	۱۴/۲	۳۶/۵	-۱۶/۶	۲۲	۲۷۰	۱	۶	۷	۳۰	۲۲۳۹/۳
قم	۱۷/۸	۴۵/۶	-۱۲	۲۲	۳۱۰	۵	۱۷	۸	۴۹	۸۷۷/۴
ایلام	۱۷	۴۰/۶	-۱۲/۶	۲۲	۱۶۰	۱۱	۱۶۵	۱۴	۱۰۸	۱۳۶۳/۴
جاسک	۲۶/۶	۴۱/۶	۸	۱۹	۹۰	۴	۱۱	۰	۰	۴/۸
خوی	۱۱/۶	۳۹/۶	-۲۲	۲۵	۱۵۰	۱۸	۱۱۶	۸	۱۱۹	۱۱۰۷
یزد	۱۸/۹	۴۳/۴	-۱۲	۲۵	۲۷۰	۶	۳۰	۷	۳۵	۱۲۳۰/۲
آبعلی	۷/۹	۳۰/۶	-۲۶/۶	۲۵	۳۰	۱۰	۱۲۶	۱۹	۴۰۶	۲۴۶۵/۲
اهواز	۲۵/۳	۵۰	-۰/۳	۳۵	۱۸۰	۸	۱۰۸	۱	۱	۲۲/۵

آمار هواشناسی مناطق مختلف کشور

در یک پریود ۶ ساله

ارتفاع از سطح دریا (m)	روزهای برفی		روزهای رعد و برق		جهت باد (درجه)	بیشترین سرعت باد (m/s)	کمترین دما (°C)	بیشترین دما (°C)	میانگین روزانه دما	ایستگاه
	جمع	بیش	جمع	بیش						
۱۹۰۰/۲	۱۷۲	۱۳	۵۹	۷	۲۲۰	۳۲	-۲۸/۵	۳۷	۱۰/۲	بیجار
۲۲۹۰	۱۲۰	۱۳	۳۵	۶	۲۷۰	۲۰	-۲۴/۶	۳۶/۳	۱۰/۳	داران
۱۲۸۸/۳	۴	۲	۵۷	۷	۲۱۰	۳۰	-۶	۴۳/۶	۱۸/۳	نسا
۱۴۳۲	۴۶	۷	۴۲	۵	۲۴۰	۲۲	-۱۵/۸	۴۰	۱۳/۴	قائن
۷۳۶/۳	۸۵	۹	۲۳۹	۲۰	۹۰	۳۰	-۱۸	۴۲/۶	۱۴/۶	جلفا
۱۳۱۲/۵	۱۲۴	۱۴	۷۲	۵	۲۹۰	۳۰	-۱۷	۳۹/۹	۱۲/۳	کرج
۱۳۹۴	۴	۱	۵۴	۱۱	۲۱۰	۲۰	-۱۰	۴۲	۱۹/۶	خاش
۱۴۷۰	۱۹۴	۱۱	۳۰۳	۲۰	۳۱۰	۲۶	-۲۲	۳۶/۸	۱۰	ماکو
۲۷	۰	۰	۱۳	۲	۹۰	۲۰	۳/۶	۴۸	۲۵/۹	میناب
۱۵۴۹	۱	۱	۳	۲	۲۷۰	۲۰	-۸	۴۰	۱۷/۳	نابین
۱۲۶۰/۵	۱۵	۳	۱۶	۴	۲۷۰	۳۵	-۱۷/۴	۳۹	۱۴/۵	پیام
۶/۹	۴۸	۶	۸۷	۶	۲۰۰	۲۳	-۸/۲	۳۷/۶	۱۶/۲	رشت
۱۶۸۲	۲۲۶	۱۴	۱۱۵	۱۵	۲۶۰	۲۱	-۳۰	۳۵/۶	۸/۶	سراب
۱۷۶۵	۲۲۹	۱۹	۵۷	۹	۱۵۰	۳۰	-۲۹/۸	۳۶/۲	۸/۹	تکاب
۴۸۹/۲	۳	۱	۴۳	۸	۲۳۰	۲۵	-۹	۴۶/۴	۲۱/۵	زابل
۴۹۵	۱	۱	۹	۵	۲۳۰	۲۱	-۶	۴۵/۴	۲۱/۲	زهک
۶/۶	۰	۰	۵۶	۵	۱۸۰	۲۰	-۱/۴	۵۱	۲۵/۳	آبادان
۲۰۳۰	۶۱	۹	۵۴	۶	۳۶۰	۳۰	-۱۵/۶	۳۹/۶	۱۳/۴	آباده
-۲۰	۴۸	۷	۱۱۹	۱۱	۲۴۰	۲۵	-۷	۳۵/۴	۱۴/۸	آستارا
۵۰	۰	۰	۳۵	۶	۲۵۰	۲۰	-۴	۵۰/۸	۲۳/۸	بستان

آمار هواشناسی مناطق مختلف کشور

در یک پریود ۶ ساله

ایستگاه	میانگین روزانه دما	بیشترین دما (°C)	کمترین دما (°C)	بیشترین سرعت باد (m/s)	جهت باد (درجه)	روزهای رعد و برق		روزهای برفی		ارتفاع از سطح دریا (m)
						بیش	جمع	بیش	جمع	
دزفول	۲۳/۸	۵۱	-۲	۲۰	۳۰	۱۱	۱۲۵	۰	۰	۱۴۳
گرگان	۱۷/۳	۴۳	-۴/۸	۲۱	۲۷۰	۷	۴۹	۴	۲۰	۱۳/۳
کاشان	۱۸	۴۵/۵	-۱۱/۵	۲۰	۲۴۰	۳	۱۴	۷	۴۸	۹۸۲/۳
کرمان	۱۵/۵	۴۱	-۱۷/۲	۵۰	۲۷۰	۴	۳۳	۷	۴۰	۱۷۵۳/۸
میانه	۱۲/۹	۴۱/۵	-۲۵/۶	۲۲	۲۷۰	۷	۸۰	۱۴	۱۱۲	۱۱۱۰
نطنز	۱۳/۳	۳۷/۶	-۱۴	۱۷	۲۲۰	۲	۳	۷	۱۸	۱۶۸۴/۹
رامسر	۱۵/۸	۳۵/۲	-۳	۲۰	۳۳۰	۷	۸۵	۴	۱۷	-۲۰
سقز	۱۰/۴	۴۰	-۳۳	۲۵	۱۸۰	۷	۴۵	۱۵	۱۶۲	۱۵۲۲/۸
سمنان	۱۷/۹	۴۲	-۹/۸	۱۴	۳۶۰	۹	۷۰	۶	۵۱	۲۱۷۱
شیراز	۱۸	۴۲	-۹/۶	۳۰	۲۱۰	۹	۹۴	۴	۱۴	۱۴۹۱
سیرجان	۱۷	۴۱/۵	-۱۴	۲۴	۳۳۰	۴	۲۵	۴	۱۲	۱۷۳۹/۴
طبس	۲۱/۹	۴۸/۶	-۴/۶	۲۲	۲۹۰	۶	۵۳	۱	۳	۷۱۱
نیریز	۱۲/۶	۳۹/۸	-۲۱/۶	۳۰	۳۶۰	۱۸	۱۷۹	۱۳	۱۹۸	۱۳۶۴
پاسوج	۱۴/۸	۳۹	-۱۳/۴	۳۰	۱۹۰	۹	۸۲	۱۵	۹۳	۱۸۸۰
زنجان	۱۰	۳۸	۲۸/۶	۲۰	۲۰۰	۱۲	۱۶۰	۱۸	۲۶۴	۱۶۲۰
اردبیل	۸	۳۷	-۳۳/۸	۳۴	۲۱۰	۱۱	۵۷	۱۴	۲۳۳	۱۳۴۹
بیرجند	۱۵/۶	۴۱/۶	-۱۶/۵	۱۸	۲۴۰	۷	۸۵	۹	۵۳	۱۴۹۱
بجنورد	۱۲/۸	۳۹/۵	-۲۵	۳۲	۲۷۰	۹	۶۳	۱۷	۲۰۱	۱۰۹۱

- نمونه‌هایی از خروجی برنامه کامپیوتری

طراحی خط (T/L)

SHAHID RAJAEI 400 kV S/S SLACK SPAN

CONDUCTOR CROSS SECTION	(mm ²), 800
WEIGHT OF CONDUCTOR.....	(Kg/m), 2.218
COEFFICIENT OF LINEAR EXPANSION ..	(1/°C), .000023
DIAMETER OF CONDUCTOR.....	(mm), 36.9
SPAN.....	(m), 74
HEIGHT DIFFERENCE	(m), 0
INSULATOR STRING LENGHT.....	(m), 5
INSULATOR STRING WEIGHT PER COND...	(Kg), 88
INSULATOR STRING DIAMETER PER COND..	(m), .32
JUMPER AND BRANCH LENGHT PER COND...	(m), 30
ICE DENSITY.....	(Kg / dm ³), .913
NUMBER OF BOUNDEL	, 4
INITIAL TENSION.....	(Kg), 600
YOUNG'S MODULE	(Kg/mm ²), 5500
INITIAL TEMPERATURE	(°C), 85
FINAL TEMPERATURE	(°C), -10
INITIAL WIND VELOCITY	(m/s), 0
FINAL WIND VELOCITY	(m/s), 25
INITIAL ICE THICKNESS.....	(mm), 0
FINAL ICE THICKNESS	(mm), 20

DATA FOR CALCULATION OF CONDUCTOR TEMPERATURE AND AMPACITY

ZAHEDAN - BAM 230 KV D.C. T/L

Conductor Name	CANARY
Conductor Diameter(inch)	1.157
Conductor AC Resistance at 25 oC(Ω /mile)	.10583
Conductor AC Resistance at 75 oC(Ω /mile)	.13191
Ambient temperature($^{\circ}$ C)	45
Wind Velocity(ft/sec)	2
Emissivity5
Absorptivity5
Line Direction factor..... (E-W=1 & N-S=0)	0
Pollution factor.....(Industrial=1 & Clear=0)	0
Line Elevation(ft)	516.6
Line Latitude(degree)	37
Max Sun Radiation Hour (10 to 14).....	12

Solar Heat Gain(w/Cond/ft)	4.92
Radiated Heat Loss(w/Cond/ft)	5.13
Convected Heat Loss.....(w/Cond/ft)	17.42
Max. Conductor Ampacity.....(ampere)	822
Max. Conductor Temperature.....($^{\circ}$ C)	86.2

SAG - TENSION & BASE DETERMINATION TABLE

NINAB - BASHAGERD - JASK 230 kv D.C T/L

CONDUCTOR NAME:..... CANARY/AS
INITIAL MODULUS OF ELASTICITY:..... (Kg/mm²) 5700
FINAL MODULUS OF ELASTICITY:..... (Kg/mm²) 7730
INITIAL COEFFICIENT OF LINER EXPANSION:..... (1/°C) .00002
FINAL COEFFICIENT OF LINER EXPANSION:..... (1/°C) .00002
CROSS SECTION AREA OF CONDUCTOR:..... (mm²) 515.11
BARE CONDUCTOR UNIT WEIGHT:..... (Kg/m) 1.655
DIAMETER OF CONDUCTOR:..... (mm) 29.51
ULTIMATE STRENGTH OF CONDUCTOR:..... (Kg) 13800
ICE UNIT WEIGHT:..... (gr/Cm³) .913
EQUIVALENT CREEP TEMPERATURE:..... (°C) 17
EDS TEMPERATURE:..... (°C) 25

Case	Ice Thick (mm)	Wind Speed (m/s)	Temp. (°C)	Tens. UTS (%)	K	Unit Weight (Kg/m)
1) HIGH WIND	0.00	45.00	20.00	50.0%	0.00	4.085
2) WIND & ICE	7.00	22.50	-1.00	40.0%	0.00	2.756
3) WIND & BARE	0.00	22.50	-1.00	40.0%	0.00	1.900
4) E.D.S	0.00	0.00	25.00	20.0%	0.00	1.655
5) MIN. TEMP.	0.00	0.00	-1.00	30.0%	0.00	1.655
6) MAX. TEMP.	0.00	0.00	90.00	25.0%	0.00	1.655
7) 30% HIGH WIND	0.00	24.65	20.00	50.0%	0.00	1.999

Span (m)	Governing Case	Hot Param (m)	Cold Param (m)	Sag In Hot Param.	Max. Sag In Case	Max No Creep Tension	EDS Initial Tension	Tension In Case No. : 1	U No. : 1	Tension In Case No. : 2	U No. : 2	Tension In Case No. : 3	U No. : 3	Tension In Case No. : 4	U No. : 4	Tension In Case No. : 5	U No. : 5	Tension In Case No. : 6	U No. : 6	Tension In Case No. : 7	U No. : 7	
200.00	4	971	2261	5.15	5.15	0	1606.6	3049.5	5073.9	37	4713.7	34	3967.0	29	2760.0	20	3742.3	27	1675.1	12	3262.6	24
210.00	4	1001	2223	5.51	5.51	0	1655.9	3042.4	5143.2	37	4707.9	34	3919.5	28	2760.0	20	3679.8	27	1720.8	12	3266.6	24
220.00	4	1029	2188	5.88	5.88	0	1702.8	3034.9	5209.2	38	4702.4	34	3874.6	28	2760.0	20	3620.8	26	1764.1	13	3270.3	24
230.00	4	1056	2154	6.26	6.26	0	1747.3	3027.1	5272.0	38	4697.2	34	3832.4	28	2760.0	20	3565.6	26	1805.1	13	3273.8	24
240.00	4	1081	2123	6.66	6.66	0	1789.7	3019.1	5331.8	39	4692.2	34	3792.9	27	2760.0	20	3514.1	25	1844.1	13	3277.0	24
250.00	4	1106	2094	7.07	7.07	0	1829.9	3011.0	5388.8	39	4687.6	34	3756.1	27	2760.0	20	3466.1	25	1881.2	14	3280.1	24
260.00	4	1129	2067	7.49	7.49	0	1868.2	3002.9	5443.0	39	4683.2	34	3721.7	27	2760.0	20	3421.7	25	1916.3	14	3282.9	24
270.00	4	1151	2043	7.92	7.92	0	1904.5	2994.9	5494.7	40	4679.1	34	3689.7	27	2760.0	20	3380.5	24	1949.7	14	3285.5	24
280.00	4	1172	2020	8.36	8.36	0	1939.0	2986.9	5543.9	40	4675.2	34	3659.9	27	2760.0	20	3342.5	24	1981.4	14	3287.9	24
290.00	4	1191	1998	8.82	8.82	0	1971.9	2979.1	5590.8	41	4671.5	34	3632.3	26	2760.0	20	3307.4	24	2011.6	15	3290.2	24
300.00	4	1210	1979	9.30	9.30	0	2003.1	2971.5	5635.5	41	4668.0	34	3606.6	26	2760.0	20	3274.9	24	2040.2	15	3292.4	24
310.00	4	1228	1961	9.78	9.78	0	2032.7	2964.1	5678.1	41	4664.8	34	3582.8	26	2760.0	20	3245.0	24	2067.5	15	3294.4	24
320.00	4	1245	1944	10.28	10.28	0	2060.9	2956.9	5718.7	41	4661.7	34	3560.6	26	2760.0	20	3217.3	23	2093.4	15	3296.2	24
330.00	4	1261	1929	10.79	10.79	0	2087.7	2950.0	5757.5	42	4658.8	34	3540.0	26	2760.0	20	3191.8	23	2118.1	15	3298.0	24
340.00	4	1277	1914	11.32	11.32	0	2113.2	2943.3	5794.5	42	4656.1	34	3520.9	26	2760.0	20	3168.2	23	2141.6	16	3299.6	24
350.00	4	1291	1901	11.86	11.86	0	2137.4	2936.8	5829.8	42	4653.6	34	3503.1	25	2760.0	20	3146.3	23	2163.9	16	3301.1	24
360.00	4	1305	1889	12.41	12.41	0	2160.5	2930.6	5863.6	42	4651.1	34	3486.5	25	2760.0	20	3126.0	23	2185.3	16	3302.6	24
370.00	4	1319	1877	12.98	12.98	0	2182.4	2924.6	5895.8	43	4648.9	34	3471.0	25	2760.0	20	3107.2	23	2205.6	16	3303.9	24
380.00	4	1331	1867	13.56	13.56	0	2203.3	2918.9	5926.6	43	4646.7	34	3456.6	25	2760.0	20	3089.8	22	2224.9	16	3305.2	24
390.00	4	1343	1857	14.15	14.15	0	2223.3	2913.4	5956.0	43	4644.7	34	3443.1	25	2760.0	20	3073.6	22	2243.4	16	3306.4	24
400.00	4	1355	1848	14.76	14.76	0	2242.2	2908.1	5984.1	43	4642.8	34	3430.5	25	2760.0	20	3058.5	22	2261.0	16	3307.5	24

PROJECT SPECIFICATION

MOSHANIR POWER ENGINEERING CONSULTANTS

SHEET NO=400,1, 3,C(MART)52

TRANSMISSION LINE ELECTRICAL PARAMETERS WITH SYMMETRICAL CONFIGURATION

PROJECT NAME=GENAVEH - CROGHADAK 400 (KV)

* PROJECT NO =53623 * VOLTAGE (KV) = 400 * NO OF CIRCUIT = 1 * NO OF S.W. = 2 *

* LENGTH (KM) = 110 * LOAD (MW) = 385.0 * POWER FACTOR = .950 * PHASE = LAGGING *

* COND. NAME =MARTIN * COND.DIA.(CM) = 3.62000 * COND.AC.RES.(75)(OHM/KM) = .0550000 * COND.GMR(CM) = 1.3900000 *

* S.W. NAME =MARTIN CORE * S.W.DIA.(CM) = 1.20500 * S.W.AC.RES.(75)(OHM/KM) = .5643000 * S.W.GMR(CM) = .5643000 *

* NO OF COND.PER PHASE = 3 * BUNDLE SPACING (CM) = 45.700 *

SCHEMATIC FIG.

* PHASES * (A) * (B) * (C) * (G1) * (G2) *

* CORDINATES * * * * * * *

* X (M) * -15.50000 * .00000 * 15.00000 * -8.00000 * 8.00000 *
* Y (M) * 37.00000 * 37.00000 * 37.00000 * 45.00000 * 45.00000 *

! ** ! ** ! * * * * *
A * B * C * * * * *
** **

CALCULATION RESULTS

* ! * * * * *
* * * * *
* AB= 15.50000 * AC= 30.50000 * AG1= 10.96586 * AG2= 24.82438 * BC= 15.00000 * BG1= 11.31371 *
* BG2= 11.31371 * CG1= 24.35159 * CG2= 10.63015 * G1G2= 16.00000 * * * * *
* * * * *
* DIMENSION = METER * * * * *
* * * * *
* ! * * * * *
* ***** GMD (M) = 19.21208 ***** GMD(SEP) (M) = 14.42778 ***** GMD0 (M)= 3.74809 *****
* * * * *
* L = INDUCTANCE (MILI HENRY/KM) = .9805751 * C = CAPACITANCE (MICRO PARAD/KM) = .0115488 *
* * * * *
* XL= POSITIVE SEQUENCE INDUCTIVE REACTANCE (OHM/KM/PH/LINE) = .3080565 *
* XC= POSITIVE SEQUENCE CAPACITIVE REACTANCE (MEGA OHM.KM/PH/LINE) = .2756208 *
* * * * *
* * * * *
* (Z0(AG))
* * * * *
* Z0 = Z0(A) - -----
* * * * *
* Z0(G)
* Z0 =ZERO SEQUENCE IMPEDANCE (OHM/KM/PH/LINE)= (.2393217)+J(.6947355)
* * * * *
* * * * *
* Z0(A)=(.1665633)+J(1.0397450) * Z0(G)=(.9946800)+J(1.5155160) * Z0(AG)=(.1482300)+J(.7856272) *
* * * * *
* * * * *
* (X'0(AG))
* * * * *
* X'0=X'0(A) - -----
* * * * *
* X'0(G)
* X'0=ZERO SEQUENCE CAPACITIVE REACTANCE (MEGA OHM.KM/PH/LINE) = .4022038 *
* * * * *
* X'0(A) = .5117862 * X'0(G) = .8253093 * X'0(AG) = .3007313 *
* * * * *
* FREQUENCY =50HZ * * * * *
* * * * *

IN THE NAME OF GOD

PAGE = (2)

PROJECT SPECIFICATION

MOSHANIR POWER ENGINEERING CONSULTANTS

SHEET NO=400,1,3,C(MART)S2

TRANSMISSION LINE ELECTRICAL PARAMETERS WITH SYMMETRICAL CONFIGURATION

PROJECT NAME=GENAVEH - CHOCHADAK 400 (KV)

* PROJECT NO =53623 * VOLTAGE (KV) = 400 * NO OF CIRCUIT = 1 * NO OF S.W. = 2 *

* LENGTH (KM) = 110 * LOAD (MW) = 385.0 * POWER FACTOR = .950 * PHASE = LAGGING *

* COND. NAME =MARTIN * COND.DIA.(CM) = 3.62000 * COND.AC.RES.(75)(OHM/KM) = .0550000 * COND.GMR(CM) = 1.3900000 *

* S.W. NAME =MARTIN CORE * S.W.DIA.(CM) = 1.20500 * S.W.AC.RES.(75)(OHM/KM) = .5643000 * S.W.GMR(CM) = .5643000 *

* NO OF COND.PER PHASE = 3 * BUNDLE SPACING (CM) = 45.700 *

L = .9805751 INDUCTANCE (MILI HENRY/KM/LINE)

C = .0115488 CAPACITANCE (MICRO FARAD/KM/LINE)

Z = (.0183333) + J(.3080565) IMPEDANCE (OHM/KM/LINE)

XL = .3080565 POSITIVE SEQUENCE INDUCTIVE REACTANCE (OHM/KM/PH/LINE)

XC = .2756208 POSITIVE SEQUENCE CAPACITIVE REACTANCE (MEGA OHM.KM/PH/LINE)

Z0 = (.2393217) + J(.6947355) ZERO SEQUENCE IMPEDANCE (OHM/KM/PH/LINE)

X'0 = .4022038 ZERO SEQUENCE CAPACITIVE REACTANCE (MEGA OHM.KM/PH/LINE)

IMAX = 800 CONDUCTOR MAXIMUM CURRENT CAPACITY (AMP)

PMAX = 1662.8 MAXIMUM THERMAL POWER (MVA)

V = A * V + B * I
S R R

I = C * V + D * I
S R R

A = .99324560 + J .00040152

B = 2.00758300 + J 33.81015000

C = -.00000005 + J .00039820

D = .99324560 + J .00040152

ZC = 291.517 + J -8.667 CHARACTERISTIC IMPEDANCE (OHM/KM/LINE)

ZEQ = 2.008 + J 33.810 EQUIVALENT PI IMPEDANCE (OHM/KM/LINE)

ZEQP = .335 + J -5005.630 EQUIVALENT SHUNT PI IMPEDANCE (OHM/KM/LINE)

ZT = 1.011 + J 16.962 EQUIVALENT T IMPEDANCE (OHM/KM/LINE)

ZPT = -.337 + J -2511.301 EQUIVALENT SHUNT T IMPEDANCE (OHM/KM/LINE)

SIL = 349.097 SURGE - IMPEDANCE LOADING (MW)

TETA = 4.307 ANGLE BETWEEN SENDING AND RECEIVING VOLTAGE

S. IMPEDANCE = 291.388 SURGE - IMPEDANCE (OHM)

V = 418.814 + J 31.540 VOLTAGE AT SENDING END (KV)
S

V = 400.000 + J .000 VOLTAGE AT RECEIVING END (KV)
R

I = .956 + J -.416 CURRENT AT SENDING END (KA)
S

I = .963 + J -.579 CURRENT AT RECEIVING END (KA)
R

P + JQ = 387.367 + J 204.235 POWER AT SENDING END (MVA)
S S

P + JQ = 385.002 + J 231.688 POWER AT RECEIVING END (MVA)
R R

LOSS = (P + JQ) - (P + JQ) = 2.365 + J -27.453 LOSS OF LINE (MVA)
S S R R

COMPENSATION FOR 385.00 (MW) LOAD IS = -105.145 (MVAR)

PERCENT REGULATION = 5.0

CHARACTERISTIC OF POWER CIRCLE DIAGRAMS FOR TETA = 0.0

REGUL.	SENDING CIRCLE				RECEIVING CIRCLE			
	VECT. TO CENT.	RADIUS	ABS. RAD.	POWER	VECT. TO CENT.	RADIUS	ABS. RAD.	POWER
(% -5.)	(280.0+J 4683.7)	(-294.7+J-4963.9)	(4972.6)	(-14.7+J-280.2)	(-310.3+J-5189.7)	(294.7+J 4963.9)	(4972.6)	(-15.5+J-225.8)
(% 0.)	(280.0+J 4683.7)	(-280.0+J-4715.7)	(4724.0)	(.0+J -32.0)	(-280.0+J-4683.7)	(280.0+J 4715.7)	(4724.0)	(.0+J 32.0)
(% 5.)	(280.0+J 4683.7)	(-266.7+J-4491.1)	(4499.0)	(13.3+J 192.6)	(-254.0+J-4248.3)	(266.7+J 4491.1)	(4499.0)	(12.7+J 242.9)
(% 10.)	(280.0+J 4683.7)	(-254.6+J-4287.0)	(4294.5)	(25.5+J 396.7)	(-231.4+J-3870.8)	(254.6+J 4287.0)	(4294.5)	(23.1+J 416.1)
(% 15.)	(280.0+J 4683.7)	(-243.5+J-4100.6)	(4107.8)	(36.5+J 583.1)	(-211.7+J-3541.6)	(243.5+J 4100.6)	(4107.8)	(31.8+J 559.0)

CHARACTERISTIC OF TRANSMISSION LINE & NECESSARY COMPENSATION FOR TRANSMITTING OXIL & POWER FACTOR = 1.00 IN STEADY STATE

REGUL.	SENDING END			RECEIVING END			LOSS (MW)	COMPENSATOR (MVAR)
	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)		
(% -5.0)	(380.0+J 1.2)	(.0+J .7)	(.7+J -253.7)	(400.0+J .0)	(.0+J .5)	(.0+J -204.7)	(.7+J -49.0)	(204.7)
(% .0)	(400.0+J .0)	(.0+J .1)	(.0+J -32.0)	(400.0+J .0)	(.0+J -.1)	(.0+J 32.0)	(.0+J -63.9)	(-32.0)
(% 5.0)	(420.0+J -1.2)	(.0+J -.5)	(.7+J 213.2)	(400.0+J .0)	(.0+J -.7)	(.0+J 268.6)	(.7+J -55.4)	(-268.6)
(% 10.0)	(440.0+J -2.4)	(.0+J -1.1)	(2.8+J 481.8)	(400.0+J .0)	(.0+J -1.3)	(.0+J 505.1)	(2.8+J -23.3)	(-505.1)
(% 15.0)	(460.0+J -3.6)	(.0+J -1.7)	(6.3+J 773.8)	(400.0+J .0)	(.0+J -1.9)	(.0+J 741.6)	(6.3+J 32.2)	(-741.6)

CHARACTERISTIC OF TRANSMISSION LINE & NECESSARY COMPENSATION FOR TRANSMITTING OXIL & POWER FACTOR = .95 IN STEADY STATE

REGUL.	SENDING END			RECEIVING END			LOSS (MW)	COMPENSATOR (MVAR)
	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)		
(% -5.0)	(380.0+J 1.2)	(.0+J .7)	(.7+J -253.7)	(400.0+J .0)	(.0+J .5)	(.0+J -204.7)	(.7+J -49.0)	(204.7)
(% .0)	(400.0+J .0)	(.0+J .1)	(.0+J -32.0)	(400.0+J .0)	(.0+J -.1)	(.0+J 32.0)	(.0+J -63.9)	(-32.0)
(% 5.0)	(420.0+J -1.2)	(.0+J -.5)	(.7+J 213.2)	(400.0+J .0)	(.0+J -.7)	(.0+J 268.6)	(.7+J -55.4)	(-268.6)
(% 10.0)	(440.0+J -2.4)	(.0+J -1.1)	(2.8+J 481.8)	(400.0+J .0)	(.0+J -1.3)	(.0+J 505.1)	(2.8+J -23.3)	(-505.1)
(% 15.0)	(460.0+J -3.6)	(.0+J -1.7)	(6.3+J 773.8)	(400.0+J .0)	(.0+J -1.9)	(.0+J 741.6)	(6.3+J 32.2)	(-741.6)

CHARACTERISTIC OF TRANSMISSION LINE & NECESSARY COMPENSATION FOR TRANSMITTING OXIL & POWER FACTOR = .90 IN STEADY STATE

REGUL.	SENDING END			RECEIVING END			LOSS (MW)	COMPENSATOR (MVAR)
	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)		
(% -5.0)	(380.0+J 1.2)	(.0+J .7)	(.7+J -253.7)	(400.0+J .0)	(.0+J .5)	(.0+J -204.7)	(.7+J -49.0)	(204.7)
(% .0)	(400.0+J .0)	(.0+J .1)	(.0+J -32.0)	(400.0+J .0)	(.0+J -.1)	(.0+J 32.0)	(.0+J -63.9)	(-32.0)
(% 5.0)	(420.0+J -1.2)	(.0+J -.5)	(.7+J 213.2)	(400.0+J .0)	(.0+J -.7)	(.0+J 268.6)	(.7+J -55.4)	(-268.6)
(% 10.0)	(440.0+J -2.4)	(.0+J -1.1)	(2.8+J 481.8)	(400.0+J .0)	(.0+J -1.3)	(.0+J 505.1)	(2.8+J -23.3)	(-505.1)
(% 15.0)	(460.0+J -3.6)	(.0+J -1.7)	(6.3+J 773.8)	(400.0+J .0)	(.0+J -1.9)	(.0+J 741.6)	(6.3+J 32.2)	(-741.6)

CHARACTERISTIC OF TRANSMISSION LINE & NECESSARY COMPENSATION FOR TRANSMITTING 1xSIL & POWER FACTOR = 1.00 IN STEADY STATE

REGUL.	SENDING END			RECEIVING END			COMPENSATOR	
	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	LOSS (MW)	(MVAR)
(% -5.0)	(377.0+J 47.9)	(1.4+J .8)	(554.1+J -250.6)	(400.0+J .0)	(1.4+J .7)	(549.1+J -273.2)	(5.0+J 22.6)	(273.4)
(% .0)	(397.3+J 46.7)	(1.4+J .2)	(552.9+J -32.4)	(400.0+J .0)	(1.4+J .1)	(549.1+J -33.1)	(3.8+J .7)	(33.2)
(% 5.0)	(417.5+J 45.5)	(1.4+J -.4)	(553.3+J 209.6)	(400.0+J .0)	(1.4+J -.5)	(549.1+J 206.7)	(4.2+J 3.0)	(-206.5)
(% 10.0)	(437.8+J 44.3)	(1.4+J -.9)	(555.0+J 475.4)	(400.0+J .0)	(1.4+J -1.1)	(549.1+J 446.1)	(5.9+J 29.3)	(-445.9)
(% 15.0)	(458.0+J 43.1)	(1.4+J -1.5)	(558.2+J 764.9)	(400.0+J .0)	(1.4+J -1.7)	(549.1+J 685.2)	(9.1+J 79.7)	(-685.0)

CHARACTERISTIC OF TRANSMISSION LINE & NECESSARY COMPENSATION FOR TRANSMITTING 1xSIL & POWER FACTOR = .95 IN STEADY STATE

REGUL.	SENDING END			RECEIVING END			COMPENSATOR	
	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	LOSS (MW)	(MVAR)
(% -5.0)	(377.0+J 47.9)	(1.4+J .8)	(554.1+J -250.6)	(400.0+J .0)	(1.4+J .7)	(549.1+J -273.2)	(5.0+J 22.6)	(453.7)
(% .0)	(397.3+J 46.7)	(1.4+J .2)	(552.9+J -32.4)	(400.0+J .0)	(1.4+J .1)	(549.1+J -33.1)	(3.8+J .7)	(213.5)
(% 5.0)	(417.5+J 45.5)	(1.4+J -.4)	(553.3+J 209.6)	(400.0+J .0)	(1.4+J -.5)	(549.1+J 206.7)	(4.2+J 3.0)	(-26.2)
(% 10.0)	(437.8+J 44.3)	(1.4+J -.9)	(555.0+J 475.4)	(400.0+J .0)	(1.4+J -1.1)	(549.1+J 446.1)	(5.9+J 29.3)	(-265.6)
(% 15.0)	(458.0+J 43.1)	(1.4+J -1.5)	(558.2+J 764.9)	(400.0+J .0)	(1.4+J -1.7)	(549.1+J 685.2)	(9.1+J 79.7)	(-504.7)

CHARACTERISTIC OF TRANSMISSION LINE & NECESSARY COMPENSATION FOR TRANSMITTING 1xSIL & POWER FACTOR = .90 IN STEADY STATE

REGUL.	SENDING END			RECEIVING END			COMPENSATOR	
	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	LOSS (MW)	(MVAR)
(% -5.0)	(377.0+J 47.9)	(1.4+J .8)	(554.1+J -250.6)	(400.0+J .0)	(1.4+J .7)	(549.1+J -273.2)	(5.0+J 22.6)	(539.1)
(% .0)	(397.3+J 46.7)	(1.4+J .2)	(552.9+J -32.4)	(400.0+J .0)	(1.4+J .1)	(549.1+J -33.1)	(3.8+J .7)	(299.0)
(% 5.0)	(417.5+J 45.5)	(1.4+J -.4)	(553.3+J 209.6)	(400.0+J .0)	(1.4+J -.5)	(549.1+J 206.7)	(4.2+J 3.0)	(59.3)
(% 10.0)	(437.8+J 44.3)	(1.4+J -.9)	(555.0+J 475.4)	(400.0+J .0)	(1.4+J -1.1)	(549.1+J 446.1)	(5.9+J 29.3)	(-180.2)
(% 15.0)	(458.0+J 43.1)	(1.4+J -1.5)	(558.2+J 764.9)	(400.0+J .0)	(1.4+J -1.7)	(549.1+J 685.2)	(9.1+J 79.7)	(-419.3)

TRANSMISSION LINE CHARACTERISTIC WITHOUT COMPENSATION (LINE REAC. POWER = LOAD REAC. POWER) & POWER FACTOR = 1.00 IN STEADY STATE

REGUL.	SENDING END			RECEIVING END			LOSS (MW)	COMPENSATOR (MVAR)
	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)		
(% -5.0)	NOT APPLICABLE							
(% .0)	(399.0+J 28.4)	(.8+J .2)	(336.0+J -39.9)	(400.0+J .0)	(.8+J .0)	(334.6+J .1)	(1.4+J -40.1)	(.0)
(% 5.0)	(404.1+J 114.4)	(3.4+J .2)	(1374.4+J 319.5)	(400.0+J .0)	(3.4+J .0)	(1351.5+J .5)	(22.9+J 319.0)	(.0)
(% 10.0)	(407.2+J 166.6)	(4.9+J .2)	(2017.8+J 749.6)	(400.0+J .0)	(4.9+J .0)	(1969.2+J .7)	(48.7+J 749.0)	(.0)
(% 15.0)	(409.8+J 209.0)	(6.1+J .2)	(2547.6+J 1217.0)	(400.0+J .0)	(6.2+J .0)	(2470.9+J .9)	(76.6+J 1216.2)	(.0)

TRANSMISSION LINE CHARACTERISTIC WITHOUT COMPENSATION (LINE REAC. POWER = LOAD REAC. POWER) & POWER FACTOR = .95 IN STEADY STATE

REGUL.	SENDING END			RECEIVING END			LOSS (MW)	COMPENSATOR (MVAR)
	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)		
(% -5.0)	(376.3+J -52.9)	(-1.6+J .7)	(-634.2+J -172.2)	(400.0+J .0)	(-1.6+J .5)	(-640.1+J -210.4)	(5.9+J 38.2)	(.0)
(% .0)	(399.9+J 6.8)	(.2+J .1)	(80.7+J -36.1)	(400.0+J .0)	(.2+J -.1)	(80.6+J 26.5)	(.1+J -62.5)	(.0)
(% 5.0)	(417.0+J 50.0)	(1.5+J -.3)	(606.0+J 212.5)	(400.0+J .0)	(1.5+J -.5)	(601.1+J 197.6)	(4.9+J 14.9)	(.0)
(% 10.0)	(431.4+J 86.4)	(2.6+J -.7)	(1055.4+J 520.6)	(400.0+J .0)	(2.6+J -.9)	(1040.6+J 342.0)	(14.8+J 178.5)	(.0)
(% 15.0)	(444.3+J 119.0)	(3.6+J -1.0)	(1462.3+J 872.5)	(400.0+J .0)	(3.6+J -1.2)	(1434.1+J 471.4)	(28.2+J 401.2)	(.0)

TRANSMISSION LINE CHARACTERISTIC WITHOUT COMPENSATION (LINE REAC. POWER = LOAD REAC. POWER) & POWER FACTOR = .90 IN STEADY STATE

REGUL.	SENDING END			RECEIVING END			LOSS (MW)	COMPENSATOR (MVAR)
	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)	VOLTAGE (KV)	CURRENT (KA)	POWER (MW)		
(% -5.0)	(378.5+J -33.4)	(-1.0+J .6)	(-405.6+J -212.2)	(400.0+J .0)	(-1.0+J .5)	(-408.3+J -197.8)	(2.8+J -14.4)	(.0)
(% .0)	(400.0+J 4.9)	(.1+J .1)	(58.2+J -35.1)	(400.0+J .0)	(.1+J -.1)	(58.1+J 28.2)	(.0+J -63.2)	(.0)
(% 5.0)	(418.3+J 37.7)	(1.1+J -.4)	(460.2+J 205.9)	(400.0+J .0)	(1.1+J -.6)	(457.1+J 221.4)	(3.1+J -15.5)	(.0)
(% 10.0)	(434.8+J 67.2)	(2.0+J -.8)	(826.8+J 493.9)	(400.0+J .0)	(2.0+J -1.0)	(816.8+J 395.6)	(10.0+J 98.3)	(.0)
(% 15.0)	(450.2+J 94.6)	(2.9+J -1.2)	(1170.5+J 820.9)	(400.0+J .0)	(2.9+J -1.4)	(1150.4+J 557.2)	(20.1+J 263.7)	(.0)

Page: 1

INPUT DATA FOR SAG TENSION CALCULATION

Project title: SAMPLE 230 kV LINE STRINGING
Date: 07-29-1998

CONDUCTOR NAME:.....DRAKE
INITIAL MODULUS OF ELASTICITY:.....(Kg/mm²) 5710
FINAL MODULUS OF ELASTICITY:.....(Kg/mm²) 7600
INITIAL COEFFICIENT OF LINEAR EXPANSION:.....(1/°C) .0000189
FINAL COEFFICIENT OF LINEAR EXPANSION:.....(1/°C) .0000189
BARE CONDUCTOR UNIT WEIGHT:.....(Kg/m) 1.628
CROSSECTONAL AREA:.....(mm²) 468.7
EQUIVALENT CREEP TEMPERATURE:.....(°C) 17
LENGTH OF CHAIN OF INSULATOR:.....(m) 2.5
WEIGHT OF CHAIN OF INSULATOR:.....(Kg) 120
WEIGHT OF CONDUCTOR AT MAXIMUM LOAD:.....(Kg) 3.92
TEMPERATURE IN MAXIMUM CASE:.....(°C) 15
NUMBER OF BUNDLES PER PHASE:..... 1

Base No.	Span (m)	Tension (Kg)	Unit weight (Kg/m)	Temperature (°C)	Condition State
1	200	2860	1.628	20	FM
		5000	3.93	15	FM

Page: 2
TOWER DATA

Project title: SAMPLE 230 kV LINE STRINGING Date: 07-29-1998				
Tower No.	Ground Level (m)	Tower Height (m)	Span (m)	Height differenc (m)
1	100.1	20	191.5	-5.19
2	100.9	14		
2	100.9	14	259	6.4
3	101.8	19.5	290	1.79
4	105.1	18	240	2.4
5	104.5	21	325	-.5
6	105.5	19.5	280	4.9
7	110.4	19.5	303	2.9
8	113.3	19.5	276.52	2.19
9	115	20		
9	115	20	285	3.59
10	112.6	26	300	2.3
11	115.9	25		
11	115.9	25	266	8.5
12	123.4	26	306	-6.9
13	123	19.5	212.2	-3.69
14	123.3	15.5		
14	123.3	15.5	270	3.19
15	122.5	19.5	261.1	-1.8
16	124.7	15.5		

**- جداول معادل ظرفیت - مسافت انتقالی
تعدادی از هادیهای استاندارد شده ایران
با ولتاژ، مدار و تعداد هادیهای باندل متفاوت .**

کیلومتر × مگاوات با افت ولتاژ		حداکثر قدرت حقیقی مجاز	حداکثر جریان مجاز در هر فاز	هادی در هر فاز	تعداد مدار	ولتاژ KV	نام هادی
%۵	%۱۰	MW	A				
۴/۴ × ۴/۴	۶ × ۶	۵/۹۸	۱۹۲	۱	۱	۲۰	FOX
۵/۵ × ۵/۵	۷/۵ × ۷/۵	۸/۹۸	۲۸۸	۱	۱	۲۰	MINK
۶/۵ × ۶/۵	۹ × ۹	۱۳	۴۱۷	۱	۱	۲۰	DOG
۷ × ۷	۱۰ × ۱۰	۱۴/۳۴	۴۶۰	۱	۱	۲۰	PARTRIDGE
۶ × ۶	۸/۵ × ۸/۵	۱۱/۹۷	۱۹۲	۱	۲	۲۰	FOX
۷/۵ × ۷/۵	۱۰/۵ × ۱۰/۵	۱۷/۹۵	۲۸۸	۱	۲	۲۰	MINK
۹ × ۹	۱۲/۵ × ۱۲/۵	۲۶	۴۱۷	۱	۲	۲۰	DOG
۹/۸ × ۹/۸	۱۳/۸ × ۱۳/۸	۲۸/۶۸	۴۶۰	۱	۲	۲۰	PARTRIDGE
۲۱ × ۲۱	۲۹ × ۲۹	۴۵/۱۷	۴۶۰	۱	۱	۶۳	PARTRIDGE
۲۳ × ۲۳	۳۱ × ۳۱	۵۲	۵۳۰	۱	۱	۶۳	ORIOLE
۲۳ × ۲۳	۳۲ × ۳۲	۵۳/۹	۵۴۹	۱	۱	۶۳	LYNX
۲۵ × ۲۵	۳۴ × ۳۴	۶۵/۸	۶۷۰	۱	۱	۶۳	HAWK
۳۱ × ۳۱	۴۱ × ۴۱	۹۰/۳۵	۴۶۰	۱	۲	۶۳	PARTRIDGE
۳۲ × ۳۲	۴۵ × ۴۵	۱۰۴	۵۳۰	۱	۲	۶۳	ORIOLE
۳۳ × ۳۳	۴۵ × ۴۵	۱۰۷/۸	۵۴۹	۱	۲	۶۳	LYNX
۳۵ × ۳۵	۴۷ × ۴۷	۱۳۱/۶	۶۷۰	۱	۲	۶۳	HAWK
۴۷ × ۴۷	۶۴ × ۶۴	۱۰۹	۵۳۰	۱	۱	۱۳۲	ORIOLE
۵۰ × ۵۰	۶۹ × ۶۹	۱۳۷/۸	۶۷۰	۱	۱	۱۳۲	HAWK
۵۵ × ۵۵	۷۴ × ۷۴	۱۸۵/۲	۹۰۰	۱	۱	۱۳۲	DRAKE
۶۸ × ۶۸	۹۵ × ۹۵	۲۱۸	۵۳۰	۱	۲	۱۳۲	ORIOLE
۷۴ × ۷۴	۹۹ × ۹۹	۲۷۵/۷	۶۷۰	۱	۲	۱۳۲	HAWK
۸۰ × ۸۰	۱۰۸ × ۱۰۸	۳۷۰/۴	۹۰۰	۱	۲	۱۳۲	DRAKE
۹۹ × ۹۹	۱۳۰ × ۱۳۰	۳۲۲/۷	۹۰۰	۱	۱	۲۳۰	DRAKE
۱۰۰ × ۱۰۰	۱۳۳ × ۱۳۳	۳۴۷/۷	۹۷۰	۱	۱	۲۳۰	CANARY
۱۰۲ × ۱۰۲	۱۳۵ × ۱۳۵	۳۶۲/۱	۱۰۱۰	۱	۱	۲۳۰	CARDINAL

* کیلومتر × مگاوات که بصورت ضرب دو عدد مساوی نشان داده شده فقط جهت سهولت در استفاده آنهاست و حاصل ضرب آنها مورد نظر است.

کیلومتر x مگاوات با افت ولتاژ		حداکثر قدرت حقیقی مجاز	حداکثر جریان مجاز در هر فاز	هادی در هر فاز	تعداد مدار	ولتاژ KV	نام هادی
%۵	%۱۰	MW	A				
۱۰۲ x ۱۰۲	۱۳۵ x ۱۳۵	۳۸۰	۱۰۶۰	۱	۱	۲۳۰	CURLEW
۱۲۵ x ۱۲۵	۱۶۰ x ۱۶۰	۶۴۵/۳	۱۸۰۰	۲	۱	۲۳۰	DRAKE
۱۲۵ x ۱۲۵	۱۶۰ x ۱۶۰	۶۹۵/۵	۱۹۴۰	۲	۱	۲۳۰	CANARY
۱۲۶ x ۱۲۶	۱۶۱ x ۱۶۱	۷۲۴/۲	۲۰۲۰	۲	۱	۲۳۰	CARDINAL
۱۲۶ x ۱۲۶	۱۶۴ x ۱۶۴	۷۶۰	۲۱۲۰	۲	۱	۲۳۰	CURLEW
۱۴۸ x ۱۴۸	۱۹۰ x ۱۹۰	۶۴۵/۳	۹۰۰	۱	۲	۲۳۰	DRAKE
۱۵۱ x ۱۵۱	۱۹۳ x ۱۹۳	۶۹۵/۵	۹۷۰	۱	۲	۲۳۰	CANARY
۱۵۱ x ۱۵۱	۱۹۳ x ۱۹۳	۷۲۴/۲	۱۰۱۰	۱	۲	۲۳۰	CARDINAL
۱۵۴ x ۱۵۴	۱۹۸ x ۱۹۸	۷۶۰	۱۰۶۰	۱	۲	۲۳۰	CURLEW
۱۸۶ x ۱۸۶	۲۳۸ x ۲۳۸	۱۲۹۰/۷	۱۸۰۰	۲	۲	۲۳۰	DRAKE
۱۸۸ x ۱۸۸	۲۴۰ x ۲۴۰	۱۳۹۱	۱۹۴۰	۲	۲	۲۳۰	CANARY
۱۹۰ x ۱۹۰	۲۴۰ x ۲۴۰	۱۴۴۸/۴	۲۰۲۰	۲	۲	۲۳۰	CARDINAL
۱۹۳ x ۱۹۳	۲۴۵ x ۲۴۵	۱۵۲۰	۲۱۲۰	۲	۲	۲۳۰	CURLEW
۲۱۶ x ۲۱۶	۲۷۶ x ۲۷۶	۱۳۲۱/۹	۲۱۲۰	۲	۱	۴۰۰	CURLEW
۲۲۲ x ۲۲۲	۲۸۲ x ۲۸۲	۱۵۵۸/۸	۲۵۰۰	۲	۱	۴۰۰	MARTIN
۲۴۵ x ۲۴۵	۳۱۱ x ۳۱۱	۱۹۸۲/۸	۳۱۸۰	۳	۱	۴۰۰	CURLEW
۲۵۱ x ۲۵۱	۳۱۶ x ۳۱۶	۲۳۳۸/۲	۳۷۵۰	۳	۱	۴۰۰	MARTIN
۲۷۰ x ۲۷۰	۳۳۰ x ۳۳۰	۲۶۴۳/۸	۴۲۴۰	۴	۱	۴۰۰	CURLEW
۲۷۱ x ۲۷۱	۳۳۵ x ۳۳۵	۳۱۱۷/۷	۵۰۰۰	۴	۱	۴۰۰	MARTIN
۳۴۵ x ۳۴۵	۴۲۵ x ۴۲۵	۲۶۴۳/۸	۲۱۲۰	۲	۲	۴۰۰	CURLEW
۳۵۱ x ۳۵۱	۴۳۳ x ۴۳۳	۳۱۱۷/۷	۲۵۰۰	۲	۲	۴۰۰	MARTIN
۳۹۳ x ۳۹۳	۴۶۸ x ۴۶۸	۳۹۶۵/۷	۳۱۸۰	۳	۲	۴۰۰	CURLEW
۳۹۵ x ۳۹۵	۴۷۴ x ۴۷۴	۴۶۷۶/۵	۳۷۵۰	۳	۲	۴۰۰	MARTIN
۴۵۰ x ۴۵۰	۵۲۰ x ۵۲۰	۵۲۸۷/۶	۴۲۴۰	۴	۲	۴۰۰	CURLEW
۴۶۰ x ۴۶۰	۵۲۵ x ۵۲۵	۶۲۳۵/۴	۵۰۰۰	۴	۲	۴۰۰	MARTIN

**- مدول الاستیسیته ، پیری و
ضریب انبساط خطی هادیهای رشته‌ای**



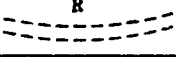
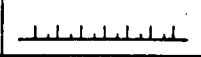
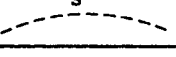

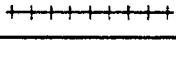
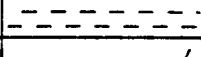
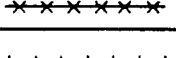

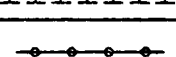
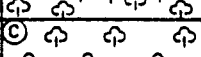
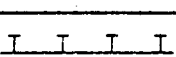
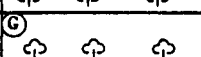
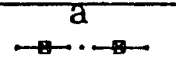
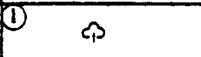
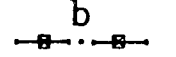

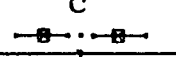

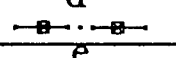

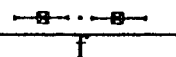
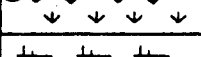
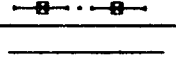
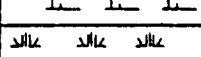
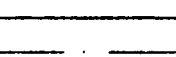
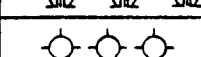


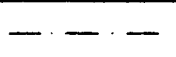


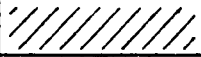


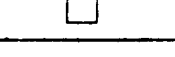
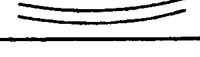




مدول الاستیسیته، پیری و ضریب انبساط خطی هادیهای رشته‌ای
طبق استاندارد SSPB

نسبت سطح مقطع فولاد به آلومینیوم	ضریب انبساط خطی $\times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$	پیری		حداکثر نیرو برای E_I N/mm^2	مدول الاستیسیته $\times 10^3 \text{ N/mm}^2$		جنس سیم و تعداد رشته	
		درجه حرارت	اضافه طول $\times 10^{-3}$		نهایی E_f	اولیه E_I		
							آلومینیوم:	
	۲۳	۳۵	۰/۸	۶۰	۶۱	۲۷	۷	
	۲۳	۳۵	۰/۸	۶۰	۶۰	۴۵	۱۹	
	۲۳	۳۵	۰/۸	۶۰	۵۸	۴۳	۳۷	
	۲۳	۳۵	۰/۸	۶۰	۵۶	۴۰	۶۱	
							آلیاژهای آلومینیوم:	
	۲۳	۲۵	۰/۵۸	۱۰۰	۶۷	۶۵	۷	
	۲۳	۲۵	۰/۵۸	۱۰۰	۶۴	۶۱	۱۹	
	۲۳	۲۵	۰/۵۸	۱۰۰	۶۲	۵۷	۳۷	
	۲۳	۲۵	۰/۵۸	۱۰۰	۶۰	۵۳	۶۱	
							ACSR	
							Al	St
۱:۱/۷	۱۵	۱۳	۰/۱۹	۱۷۰	۱۰۵	۹۱	۱۲	۷
۱:۳/۷	۱۸	۱۳	۰/۲۴	۱۵۰	۸۳	۷۴	۳۲	۷
۱:۴/۳	۱۸	۱۵	۰/۲۷	۱۳۵	۷۸	۶۲	۳۰	۷
۱:۴/۴	۱۸	۱۶	۰/۲۸	۱۳۵	۷۷	۶۰	۱۹	۳۰
۱:۶	۱۹	۱۵	۰/۲۹	۱۳۵	۸۰	۵۹	۶	۱
۱:۶/۱	۱۹	۱۷	۰/۳۳	۱۲۵	۷۶	۵۶	۲۶	۷
۱:۷/۷	۱۹	۲۰	۰/۳۸	۱۲۰	۷۳	۵۷	۲۴	۷
۱:۷/۷	۱۹	۲۰	۰/۳۸	۱۲۰	۷۲	۵۲	۵۴	۷
۱:۷/۹	۱۹	۲۰	۰/۳۸	۱۲۰	۷۱	۵۱	۵۴	۱۹
۱:۱۴/۵	۲۰	۲۳	۰/۴۶	۱۱۰	۶۳	۴۸	۴۵	۷
۱:۱۹/۵	۲۱	۲۵	۰/۵۲	۱۰۰	۶۰	۴۷	۴۲	۷
							فولاد	
	۱۱	۰	۰	۷۷۰	۱۸۰	۱۸۰	فولاد ۱۴۰	
	۱۱	۰	۰	۳۳۰	۱۸۰	۱۶۳	فولاد ۷۰	

- جدول تعدادی از علائم مورد استفاده در

نقشه‌های پلان - پروفیل مسیر خط انتقال

LEGEND

unsurfaced road (Q)		rock (A)	
wheel drive road (R)		cutting (Z)	
foot path (S)		flood-way (B)	
railway (V)		river (D)	
wire fence (T)		stream (O)	
hedge (W)		forest (N)	
pipeline (X)		garden (C)	
telephone line (Y)		trees plantation (G)	
400 k.v. line (a)		tree (I)	
230 k.v. line (b)		cultivated land (E)	
132 k.v. line (c) <i>fig</i>		tea plantation (H)	
63 k.v. line (d)		cotton plantation (J)	
20 k.v. line (e)		vine yard (L)	
380 v. line (f)		rice plantation (K)	
profile line		lagoon (I)	
center line		subterranean (j)	
side profile (left)		deep well (k)	
side profile (right)		tank(oil-water+etc)(m)	
occupide station		building (F)	
on line B.M.		cemetery (M)	
angle point B.M.		asphalted road (P)	

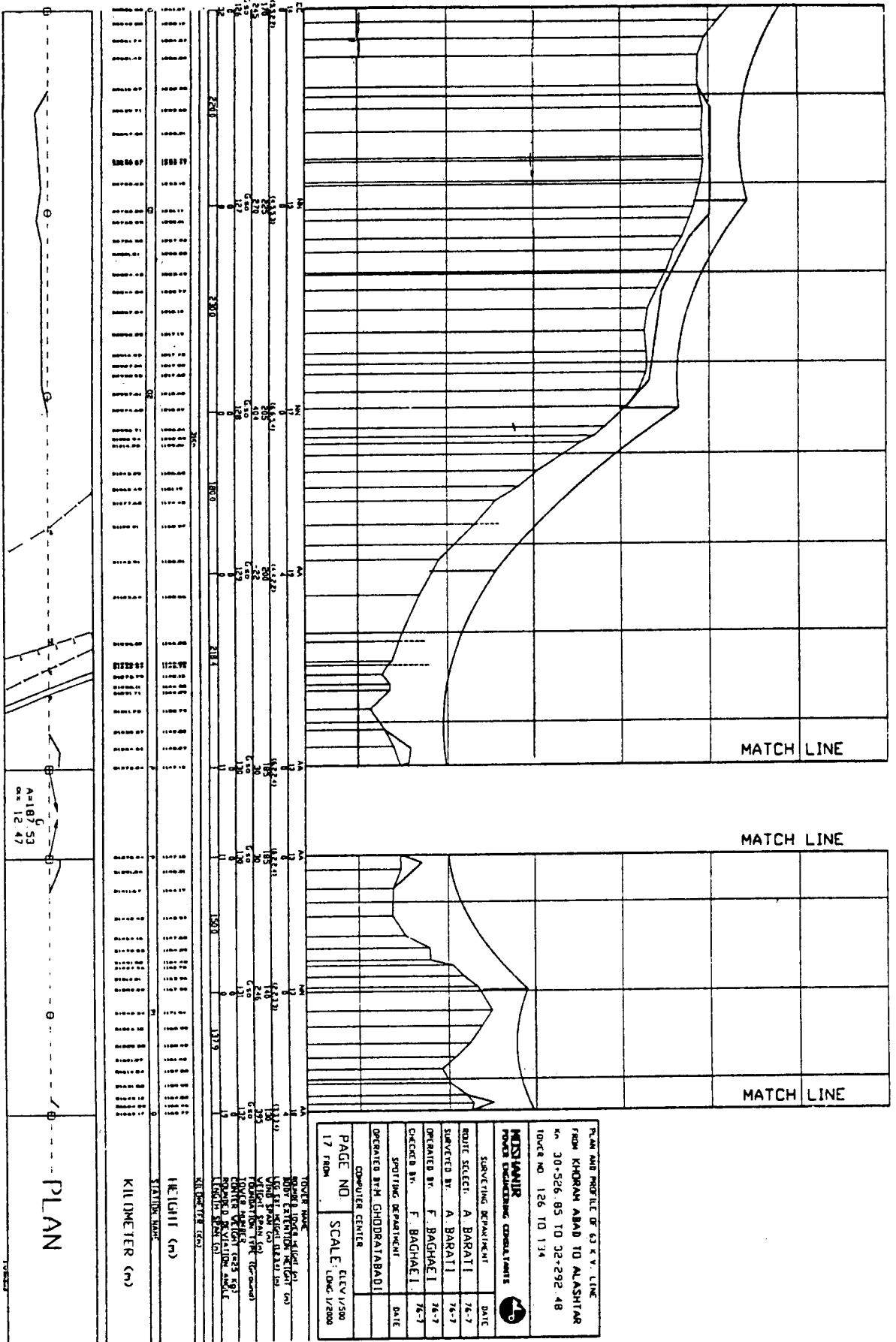
**- نمونه‌ای از نقشه پلان - پروفیل
اسپاتینگ شده**

MATCH LINE

MATCH LINE

MATCH LINE

MATCH LINE



MOSSAMMIR PROJECT ENGINEERING CONSULTANTS	
SURVEYING DEPARTMENT	DATE
ROUTE SELECT: A BARATI	76-7
SURVEYED BY: A. BARATI	76-7
DRAWN BY: F. BAGHAELI	76-7
CHECKED BY: F. BAGHAELI	DATE
OPERATED BY: GHODRATABADI COMPUTER CENTER	
PAGE NO. 17 FROM	SCALE: ELEV./500 LONG./2000

$A=187.53$
 $\cos 12.47$

PLAN

**- فرمولهای تبدیل واحدها
و تعدادی از روابط هندسی**

Some of the units listed below may be used for a limited transition period and in certain exceptional cases. The statutory requirements vary from country to country.

Ångström	Å	length	$1 \text{ Å} = 0.1 \text{ nm} = 10^{-10} \text{ m}$
atmosphere physical	atm	pressure	$1 \text{ atm} = 101\,325 \text{ Pa}$
atmosphere technical	at, ata	pressure	$1 \text{ at} = 98\,066.5 \text{ Pa}$
British thermal unit	Btu	quantity of heat	$1 \text{ Btu} \approx 1055.056 \text{ J}$
calorie	cal	quantity of heat	$1 \text{ cal} = 4.1868 \text{ J}$
centigon	c	plane angle	$1 \text{ c} = 1 \text{ cgon} = 5 \pi \cdot 10^{-6} \text{ rad}$
degree	deg, grd	temperature difference	$1 \text{ deg} = 1 \text{ K}$
degree fahrenheit	°F	temperature	$T_K = 273.15 + (5/9) \cdot (t_F - 32)$
dyn	dyn	force	$1 \text{ dyn} = 10^{-5} \text{ N}$
erg	erg	energy	$1 \text{ erg} = 10^{-7} \text{ J}$
foot	ft	length	$1 \text{ ft} = 0.3048 \text{ m}$
gallon (UK)	gal (UK)	volume	$1 \text{ gal (UK)} \approx 4.54609 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3$
gallon (US)	gal (US)	liquid volume	$1 \text{ gal (US)} \approx 3.78541 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3$
gauss	G.Gs	magnetic flux density	$1 \text{ G} = 10^{-4} \text{ T}$
gilbert	Gb	magnetic potential difference	$1 \text{ Gb} = (10/4 \pi) \text{ A}$
gon	g	plane angle	$1 \text{ g} = 1 \text{ gon} = 5 \pi \cdot 10^{-3} \text{ rad}$
gramme-force, pond	p, gf	force	$1 \text{ p} = 9.80665 \cdot 10^{-3} \text{ N} \approx 10 \text{ mN}$
horsepower	hp	power	$1 \text{ hp} \approx 745.700 \text{ W}$
hundredweight (long)	cwt	mass	$1 \text{ cwt} \approx 50.8023 \text{ kg}$
inch	in, "	length	$1 \text{ in} = 25.4 \text{ mm} = 254 \cdot 10^{-4} \text{ m}$
international ampere	A_{int}	electric current	$1 A_{int} \approx 0.99985 \text{ A}$
international farad	F_{int}	electrical capacitance	$1 F_{int} = (1/1.00049) \text{ F}$
international henry	H_{int}	inductance	$1 H_{int} = 1.00049 \text{ H}$
international ohm	Ω_{int}	electrical resistance	$1 \Omega_{int} = 1.00049 \Omega$
international volt	V_{int}	electrical potential	$1 V_{int} = 1.00034 \text{ V}$
international watt	W_{int}	power	$1 W_{int} \approx 1.00019 \text{ W}$
kilogramme-force, kilopond	kp, kgf	force	$1 \text{ kp} = 9.80665 \text{ N} \approx 10 \text{ N}$
Masseneinheit	ME	mass	$1 \text{ ME} = 9.80665 \text{ kg}$
maxwell	M, Mx	magnetic flux	$1 \text{ M} = 10 \text{ nWb} = 10^{-8} \text{ Wb}$
metre water column	mWS	pressure	$1 \text{ mWS} = 9806.65 \text{ Pa} \approx 0.1 \text{ bar}$
micron	μ	length	$1 \mu = 1 \mu\text{m} = 10^{-6} \text{ m}$
millimetres of mercury	mm Hg	pressure	$1 \text{ mm Hg} \approx 133.322 \text{ Pa}$
milligon	cc	plane angle	$1 \text{ cc} = 0.1 \text{ mgon} = 5 \pi \cdot 10^{-7} \text{ rad}$
oersted	Oe	magnetic field strength	$10e = (250/\pi) \text{ A/m}$
Pferdestärke, cheval-vapeur	PS, CV	power	$1 \text{ PS} = 735.49875 \text{ W}$
Pfund	Pfd.	mass	$1 \text{ Pfd.} = 0.5 \text{ kg}$
pieze	pz	pressure	$1 \text{ pz} = 1 \text{ kPa} = 10^{-3} \text{ Pa}$
poise	P	dynamic viscosity	$1 \text{ P} = 0.1 \text{ Pa} \cdot \text{s}$
pound ¹⁾	lb	mass	$1 \text{ lb} \approx 0.453592 \text{ kg}$
poundal	pdl	force	$1 \text{ pdl} \approx 0.138255 \text{ N}$
poundforce	lbf	force	$1 \text{ lbf} \approx 4.44822 \text{ N}$
sea mile, international	n mile	length (marine)	$1 \text{ n mile} = 1852 \text{ m}$
short hundredweight	sh cwt	mass	$1 \text{ sh cwt} \approx 45.3592 \text{ kg}$
stokes	St	kinematic viscosity	$1 \text{ St} = 1 \text{ cm}^2/\text{s} = 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$
torr	Torr	pressure	$1 \text{ Torr} \approx 133.322 \text{ Pa}$
typographical point	p	length (printing)	$1 \text{ p} = (1.00333/2660) \text{ m} \approx 0.4 \text{ :mm}$
yard	yd	length	$1 \text{ yd} = 0.9144 \text{ m}$
Zentner	z	mass	$1 \text{ z} = 50 \text{ kg}$

¹⁾ UK and US pounds avoirdupois differ only after the sixth decimal place.

Metric, British and US linear measure

Metric units of length					British and US units of length				
Kilometre km	Metre m	Decimetre dm	Centimetre cm	Millimetre mm	Mile mile	Yard yd	Foot ft	Inch in or "	Mill mil
1	1 000	10 000	100 000	1 000 000	0.6213	1 093.7	3 281	39 370	3 937 · 10 ⁴
0.001	1	10	100	1 000	0.6213 · 10 ⁻³	1.0937	3.281	39.370	39 370
0.0001	0.1	1	10	100	0.6213 · 10 ⁻⁴	0.1094	0.3281	3.937	3937.0
0.00001	0.01	0.1	1	10	0.6213 · 10 ⁻⁵	0.01094	0.03281	0.3937	393.70
0.000001	0.001	0.01	0.1	1	0.6213 · 10 ⁻⁶	0.001094	0.003281	0.03937	39.37
1.60953	1 609.53	16 095.3	160 953	1 609 528	1	1 760	5 280	63 360	6 336 · 10 ⁴
0.000914	0.9143	9.1432	91.432	914.32	0.5682 · 10 ⁻³	1	3	36	36 000
0.305 · 10 ⁻³	0.30479	3.0479	30.479	304.79	0.1894 · 10 ⁻³	0.3333	1	12	12 000
0.254 · 10 ⁻⁴	0.02539	0.25399	2.53997	25.3997	0.158 · 10 ⁻⁴	0.02777	0.0833	1	1 000
0.254 · 10 ⁻⁷	0.254 · 10 ⁻⁴	0.254 · 10 ⁻³	0.00254	0.02539	0.158 · 10 ⁻⁷	0.0277 · 10 ⁻³	0.0833 · 10 ⁻³	0.001	1

Special measures: 1 metric nautical mile = 1852 m 1 metric land mile = 7500 m
 1 Brit. or US nautical mile = 1855 m 1 micron (μ) = 1/1000 mm = 10 000 Å

Metric, British and US square measure

Metric units of area					British and US units of area				
Square kilometre km ²	Square metre m ²	Square decimetre dm ²	Square centimetre cm ²	Square millimetre mm ²	Square mile sq.mile	Square yard sq.yd	Square foot sq.ft	Square inch sq.in	Circular mils cir.mils
1	1 · 10 ⁶	100 · 10 ⁴	100 · 10 ⁴	100 · 10 ¹⁰	0.386013	1 196 · 10 ³	1.076 · 10 ⁴	1 550 · 10 ⁶	197.3 · 10 ¹³
1 · 10 ⁻⁶	1	100	10 000	1 000 000	0.386 · 10 ⁻⁶	1.1959	10.764	1 550	197.3 · 10 ⁷
1 · 10 ⁻⁹	1 · 10 ⁻⁶	1	100	10 000	0.386 · 10 ⁻⁹	0.01196	0.10764	15.50	197.3 · 10 ⁶
1 · 10 ⁻¹⁰	1 · 10 ⁻⁶	1 · 10 ⁻⁶	1	100	0.386 · 10 ⁻¹⁰	0.1196 · 10 ⁻³	0.1076 · 10 ⁻²	0.1550	197.3 · 10 ⁵
1 · 10 ⁻¹²	1 · 10 ⁻⁶	1 · 10 ⁻⁴	1 · 10 ⁻²	1	0.386 · 10 ⁻¹²	0.1196 · 10 ⁻⁶	0.1076 · 10 ⁻⁴	0.00155	1 973
2.58999	2 589 999	259 · 10 ⁶	259 · 10 ⁶	259 · 10 ¹⁰	1	30976 · 10 ²	27 878 · 10 ²	40 145 · 10 ⁶	5 098 · 10 ¹²
0.8361 · 10 ⁻⁴	0.836130	83.6130	8 361.307	836 130.7	0.3228 · 10 ⁻⁶	1	9	1 296	1 646 · 10 ⁶
9.290 · 10 ⁻⁸	9.290 · 10 ⁻⁶	9.29034	929.034	92 903.4	0.0358 · 10 ⁻⁶	0.11111	1	144	183 · 10 ⁶
6.452 · 10 ⁻¹⁰	6.452 · 10 ⁻⁶	6.452 · 10 ⁻²	6.45182	645.182	0.2396 · 10 ⁻⁶	0.7718 · 10 ⁻³	0.006940	1	1.27 · 10 ⁶
506.7 · 10 ⁻¹⁸	506.7 · 10 ⁻¹²	506.7 · 10 ¹⁰⁰	506.7 · 10 ⁻⁶	506.7 · 10 ⁻⁶	0.196 · 10 ⁻¹⁸	0.807 · 10 ⁻⁶	0.00547 · 10 ⁻⁶	0.785 · 10 ⁻⁴	1

Special measures: 1 hectare (ha) = 100 are (a) 1 section (sq.mile) = 64 acres = 2,589 km²
 1 are (a) = 100 m² 1 acre = 4840 sq.yds = 40,468 a } USA
 1 sheet of paper = 86 × 61 cm 1 sq.pole = 30.25 sq.yds = 25.29 m²
 gives 8 pieces size A4, or 16 pieces A5, 1 acre = 160 sq.poles = 4840 sq.yds = 40,468 a } Brit.
 or 32 pieces A6 1 yard of land = 30 acres = 1214.05 a
 1 mile of land = 640 acres = 2,589 km²

Metric, British and US cubic measure

Metric units of volume				British and US units of volume			US liquid measure		
Cubic metre m ³	Cubic decimetre dm ³	Cubic centimetre cm ³	Cubic millimetre mm ³	Cubic yard cu.yd	Cubic foot cu.ft	Cubic inch cu.in	Gallon gal	Quart quart	Pint pint
1	1 000	1 000 · 10 ³	1 000 · 10 ⁹	1.3079	35.32	61 · 10 ³	264.2	1 056.8	2 113.8
1 · 10 ⁻³	1	1 000	1 000 10 ³	1.3079 · 10 ⁻³	0.03532	61.023	0.2642	1.0568	2.1138
1 · 10 ⁻⁶	1 · 10 ⁻³	1	1 000	1.3079 · 10 ⁻⁶	0.3532 · 10 ⁻⁴	0.061023	0.2642 · 10 ⁻³	1.0568 · 10 ⁻³	2.1138 · 10 ⁻³
1 · 10 ⁻⁹	1 · 10 ⁻⁶	1 · 10 ⁻³	1	1.379 · 10 ⁻⁹	0.3532 · 10 ⁻⁷	0.610 · 10 ⁻³	0.2642 · 10 ⁻⁶	1.0568 · 10 ⁻⁶	2.1138 · 10 ⁻⁶
0.764573	764.573	764 573	764 573 · 10 ³	1	27	46 656	202	808	1 616
0.0283170	28.31701	28 317.01	28 317 013	0.037037	1	1 728	7.48224	29.92896	59.85792
0.1638 · 10	0.0163871	16.38716	16 387.16	0.2143 · 10 ⁻⁴	0.5787 · 10 ⁻³	1	0.00433	0.01732	0.03464
3.785 · 10 ⁻³	3.785442	3 785.442	3 785 442	0.0049457	0.1336797	231	1	4	8
0.9463 · 10 ⁻³	0.9463605	946.3605	946 360.5	0.0012384	0.0334199	57.75	0.250	1	2
0.4732 · 10 ⁻³	0.4731802	473.1802	473 180.2	0.0008182	0.0167099	28.875	0.125	0.500	1

Technical values of solids

Material	Density ρ	Melting or freezing point	Boiling point	Linear thermal expansion α	Thermal conducti- vity λ at 20°C	Mean spec. heat c at 0..100°C	Specific electrical resistance ρ at 20°C	Temperature coefficient α of electrical resistance at 20°C
	kg/dm ³	°C	°C	mm/K $\times 10^{-6}$ ¹⁾	W/(m·K)	J/(kg·K)	Ω mm ² /m	1/K
E-aluminium F9	2.70	658	2 270	23.8	220	920	0.02874	0.0042
Alu alloy AlMgSi 1 F20	2.70	≈ 645		23	190	920	0.0407	0.0036
Lead	11.34	327	1 730	28	34	130	0.21	0.0043
Bronze CuSnPb	8.6..9	≈ 900		≈ 17.5	42	360	≈ 0.027	0.004
Cadmium	8.64	321	767	31.6	92	234	0.762	0.0042
Chromium	6.92	1 800	2 400	8.5		452	0.028	
Iron pure	7.88	1 530	2 500	12.3	71	464	0.10	0.0058
Iron steel	≈ 7.8	≈ 1 350		≈ 11.5	46	485	0.25..0.10	≈ 0.005
Iron cast	≈ 7.25	≈ 1 200		≈ 11	46	540	0.6..1	0.0045
Gold	19.29	1 063	2 700	14.2	309	130	0.022	0.0038
Constantan Cu+Ni	8..8.9	1 600		16.8	22	410	0.48..0.50	≈ 0.00005
Carbon diamond	3.51	≈ 3 600	4 200	1.3		502		
Carbon graphite	2.25			7.86	5	711		
E-copper F30	8.92	1 083	2 330	16.5	385	393	0.01786	0.00392
E-copper F20	8.92	1 083	2 330	16.5	385	393	0.01754	0.00392
Magnesium	1.74	650	1 110	25.0	167	1 034	0.0455	0.004
Brass (Ms 58)	8.5	912		17	110	397	≈ 0.0555	0.0024
Nickel	8.9	1 455	3 000	13	83	452	≈ 0.12	0.0046
Platinum	21.45	1 773	3 800	8.99	71	134	≈ 0.11	0.0039
Mercury	13.546	38.83	357	61	8.3	139	0.698	0.0008
Sulphur (rhombic)	2.07	113	445	90	0.2	720		
Selenium (metallic)	4.26	220	688	66		351		
Silver	10.50	960	1 950	19.5	421	233	0.0165	0.0036
Tungsten	19.3	3 380	6 000	4.50	167	134	0.06	0.0046
Zinc	7.23	419	907	18.50	121	387	0.0645	0.0037
Tin	7.28	232	2 300	26.7	67	230	0.119	0.004

¹⁾ between 0°C und 100°C

		1 rad = 1 m/m	} see DIN 1315 In calculation the unit rad as a factor can be replaced by numerical 1.
full angle		1 full angle = 2 π rad	
right angle	L	1 L = $\frac{\pi}{2}$ rad	
degree	°	1° = $\frac{\pi}{180}$ rad	
minute	'	1' = 1°/60	
second	"	1" = 1'/60	
gon	gon	1 gon = $\frac{\pi}{200}$ rad	

Electrotechnical symbols as per DIN 4897

1. Mathematical symbols for electrical quantities (general)

Symbol	Quantity	SI unit
Q	quantity of electricity, electric charge	C
E	electric field strength	V/m
D	electric flux density, electric displacement	C/m ²
U	electric potential difference	V
φ	electric potential	V
ϵ	permittivity, dielectric constant	F/m
ϵ_0	electric field constant, $\epsilon_0 = 0.885419 \cdot 10^{-11}$ F/m	F/m
ϵ_r	relative permittivity	1
C	electric capacitance	F
I	electric current	A
S, J	electric current density	A/m ²
κ, γ	electric conductivity	S/m
ρ	specific electric resistance	Ω
G	electric conductance	S
R	electric resistance	Ω
θ	electromotive force	A

2. Mathematical symbols for magnetic quantities (general)

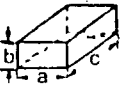

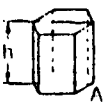

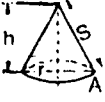
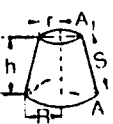

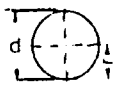


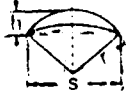
Symbol	Quantity	SI unit
Φ	magnetic flux	Wb
B	magnetic induction	T
H	magnetic field strength	A/m
V	magnetomotive force	A
φ	magnetic potential	A
μ	permeability	H/m
μ_0	absolute permeability $\mu_0 = 4 \pi \cdot 10^{-7}$ H/m	H/m
μ_r	relative permeability	1
L	inductance	H
L, M	mutual inductance	H

3.

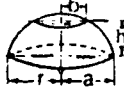


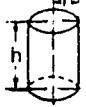

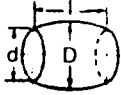
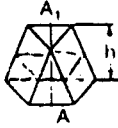
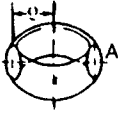
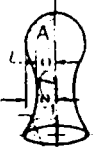
Mathematical symbols for alternating-current quantities and network quantities

Symbol	Quantity	SI unit
S	apparent power	W, VA
P	active power	W

Volumes and surface areas of solid bodies

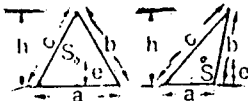
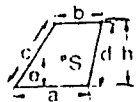
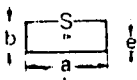
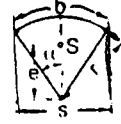

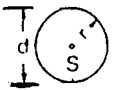
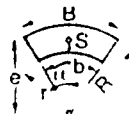
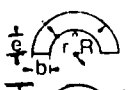
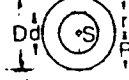
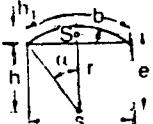
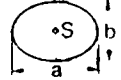
Shape of body	$V = \text{volume}$	$O = \text{Surface}$ $A = \text{Area}$
Solid rectangle 	$V = abc$	$O = 2(ab + ac + bc)$
Cube 	$V = a^3 = \frac{d^3}{2.828}$	$O = 6a^2 = 3d^2$
Prism 	$V = Ah$	$O = Uh + 2A$ $A = \text{base surface}$
Pyramid 	$V = \frac{1}{3}Ah$	$O = A + \text{Nappe}$
Cone 	$V = \frac{1}{3}Ah$	$O = \pi rs + \pi r^2$ $s = \sqrt{h^2 + r^2}$
Truncated cone 	$V = (R^2 + r^2 + Rr) \cdot \frac{\pi h}{3}$	$O = (R + r)\pi s + \pi(R^2 + r^2)$ $s = \sqrt{h^2 + (R - r)^2}$
Truncated pyramid 	$V = \frac{1}{3}h(A + A_1 + \sqrt{AA_1})$	$O = A + A_1 + \text{Nappe}$
Sphere 	$V = \frac{4}{3}\pi r^3$	$O = 4\pi r^2$
Hemisphere 	$V = \frac{2}{3}\pi r^3$	$O = 3\pi r^2$
Spherical segment 	$V = \pi h^2 \left(r - \frac{1}{3}h \right)$	$O = 2\pi rh + \pi(2rh - h^2)$ $\pi h(4r - h)$
Spherical sector 	$V = \frac{2}{3}\pi r^2 h$	$O = \frac{\pi r}{2}(4h + s)$

(continued)

Shape of body	$V =$ Volume	$O =$ Surface $A =$ Area
Zone of sphere 	$V = \frac{\pi h}{3} (3a^2 + 3b^2 + h^2)$	$O = \pi (2rh + a^2 + b^2)$
Obliquely cut cylinder 	$V = \pi r^2 \frac{h + h_1}{2}$	$O = \pi r(h + h_1) + A + A_1$
Cylindrical wedge 	$V = \frac{2}{3} r^2 h$	$O = 2rh + \frac{\pi}{2} r^2 + A$
Cylinder 	$V = \pi r^2 h$	$O = 2\pi rh + 2\pi r^2$
Hollow cylinder 	$V = \pi h (R^2 - r^2)$	$O = 2\pi h (R + r) + 2\pi (R^2 - r^2)$
Barrel 	$V = \frac{\pi}{15} l (2D^2 + Dd + 0.75d^2)$	$O = \frac{D+d}{2} \pi d + \frac{\pi}{2} d^2$ (approximate)
Frustum 	$V = \left(\frac{A + A_1}{2} + A_1 \right) h$	$O = A + A_1 + \text{areas of sides}$
Body of rotation (ring) 	$V = 2\pi p A$ $A =$ cross-section	$O =$ circumference of cross-section $\times 2\pi p$
Pappus' theorem for bodies of revolution 	Volume of turned surface (hatched) \times path of its centre of gravity $V = A 2\pi p$	Length of turned line \times path of its centre of gravity $O = L 2\pi p$

SBC 70 276

Areas and centres of gravity

Shape of surface	$A =$ area	$U =$ perimeter $S =$ centre of gravity (cg) $e =$ distance of cg
 <p>Triangle</p>	$A = \frac{1}{2} a h$	$U = a + b + c$ halving a and b gives $e = \frac{1}{3} h$
 <p>Trapezium</p>	$A = \frac{a + b}{2} h$	$U = a + b + c + d$ $e = \frac{h}{3} \cdot \frac{a + 2b}{a + b}$
 <p>Rectangle</p>	$A = a b$	$U = 2(a + b)$
 <p>Circle segment</p>	$A = \frac{b r}{2} = \frac{\alpha^\circ}{180} r \pi$ $b = r \pi \frac{\alpha^\circ}{180}$	$U = 2 r + b$ $e = \frac{2}{3} r \frac{\sin \alpha}{\alpha^\circ} \cdot \frac{180}{\pi}$
 <p>Semicircle</p>	$A = \frac{1}{2} \pi r^2$	$U = r(2 + \pi) = 5.14 r$ $e = \frac{1}{3} \cdot \frac{r}{\pi} = 0.425 r$
 <p>Circle</p>	$A = r^2 \pi = \pi \frac{d^2}{4}$	$U = 2 \pi r = \pi d$
 <p>Annular segment</p>	$A = \frac{\pi}{180} \alpha^\circ (R^2 - r^2)$	$U = 2(R - r) + B + b$ $e = \frac{2}{3} \cdot \frac{R^2 - r^2}{R^2 - r^2} \cdot \frac{\sin \alpha}{\alpha^\circ} \cdot \frac{180}{\pi}$
 <p>Semi-annulus</p>	$A = \frac{\pi}{2} (R^2 - r^2)$	if $b < 0.2 R$, then $e \approx 0.32 (R + r)$
 <p>Annulus</p>	$A = \pi (R^2 - r^2)$	$U = 2 \pi (R + r)$
 <p>Circular segment</p>	$A = \frac{\alpha^\circ}{180} r^2 \pi - \frac{s h}{2}$ $s = 2 \sqrt{r^2 - h^2}$	$U = 2 \sqrt{r^2 - h^2} + \frac{\pi r \alpha^\circ}{90}$ $e = \frac{s^2}{12 \cdot A}$
 <p>Ellipse</p>	$A = \frac{a b}{4} \pi$	$U = \frac{a + b}{2} \cdot \pi$ (approximate)

BBC 70 224

- فهرست منابع مورد استفاده

فهرست منابع مورد استفاده

1. Westinghouse Reference Book
2. E.P.R.I 345 kV Reference Book.
3. Sumitomo Electric Reference Book for Design of Transmission Lines.
4. N. G. K. Technical Guide (Cat. No. 91)
5. National Electrical Safety Code (N.E.S.C)
6. High Voltage Engineering by E. KUFFEL.
- ۷- کتاب طرق نوین انتقال انرژی (جلد اول) - مهندس طهماسبقلی شاهرخشاهی.
- ۸- کتاب طراحی خطوط انتقال نیرو - امیرمنصور قاضی زاهدی - علی محمد رنجبر.
- ۹- کتاب بررسی سیستم‌های مدرن انرژی الکتریکی (جلد اول) - دکتر مهرداد عابدی.
- ۱۰- دستورالعمل‌های طراحی خطوط انتقال انرژی - شرکت مشانیر.