

فهرست مطالب

صفحه	موضوع
۱	فصل اول: مبانی اولیه خطوط انتقال
۱۰	فصل دوم: تعاریف و اصطلاحات
۱۴	فصل سوم: انتخاب سطح ولتاژ انتقال
۱۶	فصل سوم: انتخاب سطح ولتاژ انتقال
۳۳	فصل پنجم: پارامترهای خطوط انتقال نیرو
۴۲	فصل ششم: جریان مجاز لایه های خطوط انتقال نیرو
۴۹	فصل هفتم: تلفات الکتریکی در خطوط انتقال نیرو
۵۵	فصل هشتم: پدیده کرونا در خطوط انتقال نیرو
۶۲	فصل نهم: سیرابی خطوط انتقال نیرو
۶۶	فصل دهم: انتخاب یم محافظ
۷۴	فصل یازدهم: انتخاب برج و محاسبات بارگذاری
۸۸	فصل دوازدهم: انتخاب شرایط بارگذاری به کمک آمار هواشناسی منطقه
۹۵	فصل سیزدهم: برج های انتقال نیرو
۱۰۳	فصل چهاردهم: متفرقه های خطوط انتقال نیرو
۱۱۰	فصل پانزدهم: زمین کردن برج ها
۱۱۷	فصل شانزدهم: اضافه ولتاژها
۱۳۳	فصل هجدهم: یراق آلات خط انتقال
۱۳۹	فصل هیجدهم: تعیین فاصله فازها از یکدیگر، برج و زمین
	نشانم

فصل اول: مبانی اولیه خطوط انتقال

مقدمه: رشد روز افزون شهرها، مراکز صنعتی و کشاورزی و تجاری نیاز به انرژی الکتریکی را افزایش می دهد، که لازمه آن توسعه و گسترش نیروگاه ها و شبکه های انتقال و توزیع نیرو می باشد. وسعت بالای کشورها دور بودن مراکز نیروگاهی از مناطق مصرف، پراکندگی شهرها و روستاها، عبور خطوط انتقال نیرو از مناطق مختلف، ویژگی های متفاوت را اجتناب ناپذیر می سازد. گوناگونی شرایط جوی و محیطی، امکانات و محدودیت های مسیر، بکارگیری و انتخاب معیارهای مناسبی را برای طراحی خطوط انتقال نیرو ضروری می سازد. با توجه به اینکه خطوط انتقال و توزیع نیرو رابطه بین مراکز تولید و مصرف می باشد، لذا هر نوع بی دقتی در طراحی آنها عواقب سوء در برق رسانی را به همراه دارد.

قسمت اول — فلسفه احداث خطوط انتقال نیرو: در آغاز ممکن است این پرسش در ذهن مطرح گردد که چرا باید این خطوط احداث گردد؟ و یا اینکه چرا باید به دنبال خطوط انتقال فشار قوی رفت؟ و یا اینکه فلسفه وجود و ل تاژهای متفاوت در هر سیستم چیست؟ و یا چرا باید از هادی های متنوع در خطوط انتقال استفاده نمود؟ اما در واقع خطوط انتقال نیرو عامل اصلی انتقال انرژی الکتریکی تولیدی نیروگاهها به مناطق مصرف می باشند و مسلماً نیاز به آنها تابعی است از وضعیت نیروگاهها و موقعیت مکانی مشترکین یا مصرف کنندگان برق. چرا باید نیروگاهها را دور از مناطق مصرف احداث نمود، تا به ناچار سرمایه گذاری بسیار زیادی صرف احداث خطوط انتقال و توزیع نیرو و پستهای تبدیل گردد؟

(۱) **تولید اختصاصی:** مانند گرمایش منزل: آیا شیوه تولید برق به اینصورت می تواند موجه و اقتصادی باشد؟

(۲) **تولید مشترک:** شاید مصلحت باشد به جای اینکه هر آپارتمان برای خود یک یا دو ژنراتور کوچک تهیه نمایند، چند ژنراتور بزرگتر برای یک مجموعه آپارتمانی یا مجتمع مسکونی خریداری و مورد بهره برداری قرار گیرد. چون اجرای این اقدام سبب می شود تا:

- سرمایه گذاری اولیه کاهش یابد.
- متوسط هزینه ای بهره برداری و نگهداری کاهش می یابد.
- قیمت انرژی تولیدی کمتر گردد.

- سرو صدا تقلیل گردد.
- ظرفیت مجموع ژنراتورها کمتر شود.
- آلودگی ناشی از مصرف سوخت کاهش یابد.
- ضریب اطمینان برق رسانی بیشتر شود.
- مشکلات تعمیر و نگهداری کمتر شود.
- ایجاد رفاه بیشتر برای مصرف کننده.

۳) **دلائل نیاز به خطوط انتقال:** با توجه به مطالب فوق الذکر دیدگاههای فنی، اقتصادی، اجتماعی و محیطی سبب می شوند که همواره احداث نیروگاهها در نزدیکی مناطق مصرف عمل نگردند. لذا در انتخاب محل نیروگاهها نمی توان تنها به پارامتر نزدیک بودن به محل مصرف را مد نظر قرارداد، بلکه پارامترهای دیگری نیز جهت احداث خطوط انتقال یا توزیع نیرو وجود دارد، که عبارتند از:

- انتقال انرژی تولیدی نیروگاهها به مناطق مصرف.
- برقرسانی به مناطق دور دست و پراکنده.
- افزایش قابلیت اطمینان سیستم.
- ارتباط دو منطقه با پیک بار غیرهمزمان.
- ارتباط بین کشورها.
- تبدیل سایر انواع انرژی.

۱-۳- **انتقال توان تولیدی نیروگاه:** شرایط یا ویژگیهای یک منطقه برای احداث نیروگاه :

- نزدیکی به ثقل مصرف.
- دسترسی به سوخت مناسب.
- دسترسی به آب کافی.
- وجود جاده های ارتباطی.
- وجود جاذبه های شهری و رفاهی.
- امکان جذب نیروی انسانی و متخصص.
- موقعیت مناسب از نظر حفاظت محیط زیست.
- موقعیت مناسب از نظر حفاظت و حراست.
- موقعیت مناسب از نظر دسترسی به شبکه ی برقرسانی.

- وجود فضای کافی برای احداث نیروگاه.
- دارا بودن زمین مناسب و مقاوم و ارزان.
- داشتن فاصله کافی از مناطق زلزله خیز.
- اقتصادی بودن سرمایه گذاری در منطقه.

۳-۲- **برق رسانی به مناطق دور دست:** در برخی موارد حتی اگر سرمایه گذاری اولیه خطوط انتقال یا توزیع نیرو بیشتر از احداث نیروگاه مستقل باشد، باز هم نصب و اجرای آن توجیه پذیر است و مشکلاتی به همراه دارد:

- عدم وجود جاده های ارتباطی.
- عدم امکان سوخت رسانی.
- شرایط نامطلوب محیطی از دیدگاه ایمنی و حفاظت.
- عدم امکان اعزام پرسنل بهره بردار و متخصص.
- عدم وجود زمین برای احداث نیروگاهها .
- پراکنده بودن مراکز مصرف.
- پایین بودن میزان مصرف.
- غیراقتصادی بودن احداث نیروگاه.
- تأمین برق متقاضیان بزرگ.

۳-۳- **افزایش قابلیت اطمینان سیستم:** در برخی موارد ممکن است دو منطقه از نظر تأمین انرژی الکتریکی خودکفا باشند، اما در جهت افزایش قابلیت اطمینان دو سیستم یک خط انتقال بین آن دو منطقه احداث گردد. این اقدام سبب می شود تا در صورت کمبود برق در هر منطقه امکان تأمین انرژی از طرف دیگر عملی گردد.

۳-۴- **ارتباط دو منطقه با پیک مصرف غیر همزمان:** بدلیل اختلاف افق جغرافیایی پیک مصرف شبکه سراسری با استان خراسان همزمان نمی باشد. زمان پیک بار در استانهای خوزستان، بوشهر، هرمزگان و یا شبکه سراسری اشاره نمود، بدین ترتیب وجود ارتباط بین اینگونه مناطق می تواند باعث تقلیل ظرفیت نیروگاه گردد. ضمن اینکه باید به این نکته مهم توجه داشت که همواره این امتیاز نمی تواند اتصال این سری مناطق را از نظر اقتصادی توجیه نماید.

۳-۵- **ارتباط بین کشورها:** ارتباط بین کشورها ضمن اینکه می تواند باعث افزایش ضریب قابلیت اطمینان برق رسانی گردد. ممکن است خرید برق از کشورهای همجوار برای آبادی های مرزی، اقتصادی تر از تأمین برق در داخل کشور باشد. خرید برق ترکیه، ارمنستان، آذربایجان و اکثر کشورهای اروپایی از طریق خطوط انتقال فشار قوی به هم مرتبط می باشند.

۶-۳- **تبدیل انرژی:** در برخی موارد هزینه های انتقال و حمل سوخت های فسیلی از جمله گاز، سوخته های مایع و ذغال سنگ ممکن است آنقدر زیاد باشد که تبدیل انرژی فسیلی به انرژی الکتریکی را از نظر اقتصادی توجیه نماید. در چنین حالت، نیاز به احداث خطوط انتقال نیرو ناخواسته موجه می گردد. سایر انواع انرژی از جمله: استفاده از انرژی رودخانه ها به کمک نیروگاه های آبی — استفاده از نیروگاه های تلمبه ذخیره ای — استفاده از انرژی جزر و مد دریاها — استفاده از انرژی امواج دریا — استفاده از حرارت زمین (نیروگاه های ژئو ترمال) و احداث نیروگاه های خورشیدی استفاده از انرژی بادی.

• **برنامه ریزی و مطالعات اولیه:** مسلماً اجرای هر پروژه عمرانی از جمله احداث خطوط انتقال یا توزیع نیرو بر مبنای نیاز مشخصی برنامه ریزی می گردد، که در صنعت برق نیز از این شیوه استفاده می شود. مهندسین این بخش بررسی ها و مطالعات خود را در جهت تعیین مناسب ترین راه حل برای تأمین نیاز آغاز می نمایند که مراحل عمده کار به شرح زیر می باشد:

(۱) **تأمین نیاز:** لازم است که برآورد بار نیز برای یک مدت طولانی انجام گیرد. بطور معمول دوره برنامه ریزی حدود ده سال می باشد. بعنوان مثال: اگر فرض شود بار اولیه منطقه ای ۵۰ مگاوات و متوسط رشد بار آن ده درصد در سال باشد، اگر خط انتقال برای یک دوره ۵ یا ۱۰ و یا ۱۵ ساله طراحی گردد، حداقل ظرفیت خط انتقال برحسب مورد ۸۰/۵، ۱۲۹/۷، ۲۰۸/۹ مگاوات خواهد شد که مسلماً این ارقام ولتاژ مناسب و سرمایه گذاری خط انتقال را در محدوده وسیعی تغییر می دهند.

(۲) **بررسی وضعیت شبکه های موجود:** بعد از تأمین نیاز مصرف، مبدأ تغذیه خط انتقال یا توزیع نیرو باید مشخص گردد. با توجه به گستردگی شبکه های برق رسانی ممکن است امکان برق رسانی از طرق مختلفی عملی باشد. لذا در این مرحله باید ظرفیت ترانسفورماتور ها و سایر تجهیزات پستها و همچنین امکان تأمین انرژی الکتریکی درخواستی خط انتقال جدید نیز مورد بررسی قرار گیرد.

(۳) **بازدید کلی از مسیر و پستها:** در این مرحله لازم است امکانات پست از نظر وضعیت باند خروج خط انتقال، امکان توسعه پست برای اتصال خط انتقال جدید مورد توجه و بررسی قرار گیرد.

(۴) **انتخاب طرحها:** وقتی بازدید کلی انجام گرفت، لازم است چند طرح اولیه جهت انجام بررسی های فنی و اقتصادی انتخاب گردد که عبارتند از: مبدأ تغذیه خط انتقال، ولتاژ پست تغذیه، طول خط انتقال، شرایط مسیر، ضریب اطمینان برق رسانی پستهای مبدأ. سرمایه گذاری لازم جهت احداث خط انتقال: از میان آنها چند طرح که ویژگی بهتری دارا می باشد برای بررسی های بعدی تعیین شوند.

(۵) **مطالعات سیستم:** برای انجام بررسی های فنی در آغاز به کمک برنامه کامپیوتری پخش بار کلیه طرح های انتخابی از نظر افت ولتاژ مورد مطالعه قرار می گیرند. مطالعات پایداری و اتصال کوتاه نیز انجام می شود. در این حالت برای مهندس طراح باید حداقل شرایط مطلوب از نظر فنی روشن گردد، تا امکان مقایسه و بررسی های اقتصادی عملی گردد.

(۶) **انتخاب هادی:** در این قسمت باید سعی شود با انتخاب مقطع و تعداد هادی مناسب در هر فاز، مقدار تلفات توان و انرژی خطوط انتقال در حالت مختلف را مورد بررسی و مطالعه قرار داد. مسلماً در نهایت انتخاب هادیها باید با توجه به دیدگاه های فنی و اقتصادی انجام گیرد.

۷) **بررسی های اقتصادی:** از بررسی های اقتصادی عوامل زیر مورد مقایسه قرار می گیرند: سرمایه گذاری اولیه خط انتقال، سرمایه گذاری مربوط به احداث یا توسعه پست ها، میزان تلفات قدرت و انرژی خط انتقال، ارزش تلفات قدرت و انرژی در دوره مطالعه و ارزش هزینه های تعمیرات و نگهداری. بعد از پایان مطالعات اقتصادی مشخصات عمده خط انتقال نیرو تعیین می گردد که عوامل مهم آن بشرح زیر می باشد: مبدأ تغذیه خط انتقال، ولتاژ خط انتقال، تعداد مدارات خط انتقال، انتخاب نوع خط (ساده یا باندل)، تعیین تعداد هادیهای فرعی در هر فاز، تعیین مقطع هادیها، انتخاب سیم محافظ.

• **ضریب اطمینان برق رسانی:** در اکثر کشورهای جهان ضریب قابلیت اطمینان برق رسانی مصرف کنندگان برق با توجه به اهمیت و نقش آنها در جامعه تعیین می گردد. ذیلاً به چند گروه از مصرف کنندگان ویژه اشاره می گردد:

۱- دسته بندی مصرف کنندگان برق:

الف- گروه اول: این گروه به صنایع یا مشترکین بزرگی اطلاق می گردد که قطع برق در آنها باعث توقف تولیدات می شود. اما خساراتی به تجهیزات و همچنین تولیداتی که در چرخه تولید قرار دارند، وارد نمی گردد.

ب- گروه دوم: در این گروه از مشترکین قطع برق ضمن اینکه باعث توقف تولید میگردد، سبب ضایع شدن یا از بین رفتن تمامی یا بخشی از تولیداتی می گردد که در زمان قطع برق در چرخه تولید قرار دارند.

ج- گروه سوم: در این گروه ضمن اینکه خسارات بخش های قبلی را به همراه دارد، در صورتی که زمان قطع برق طولانی گردد سبب خرابی بخشی از تأسیسات یا تجهیزات کارخانه نیز می گردد. از این گروه می توان به صنایع بزرگ ذوب فلزات اشاره نمود.

۲- **خسارات ناشی از قطع برق:** که عبارتند از: تعداد دفعات قطع برق، تداوم یا مدت قطع برق، زمان یا موقع قطع برق، توقف کارخانه یا صنعت مورد مطالعه، توقف تولیدات، زمان از دست رفته جهت عرضه تولید، خسارات ناشی از تخریب تجهیزات، خسارات ناشی از هدر رفتن مواد خام یا مواد موجود در چرخه تولید، هزینه ها و زمان جهت راه اندازی مجدد، عواقب ناشی از بیکاری کارگران در کارخانجات و آثار سوء سیاسی و اجتماعی.

۳- **افزایش ضریب اطمینان:** ضریب اطمینان در کلیه مراحل طراحی می تواند متناسب با نیاز مصرف اعمال گردد، اما توجه به آن در مرحله برنامه ریزی اولیه از اهمیت ویژه ای برخوردار است، که در این زمینه باید به نکات زیر توجه کرد:

۱-۳- **ضریب اطمینان پست مبدأ:** در مواردی که به ضریب اطمینان بالا برای برق رسانی نیاز است، در درجه اول پست مبدأ خط انتقال باید از قابلیت اطمینان کافی برخوردار باشد، که در این رابطه ویژگیهای زیر می تواند موثر باشد: پست نیروگاههای بزرگ، پست های دارای اتصال مستقیم به نیروگاه و تقاطع مطمئن شبکه و پستهای دارای چندین اتصال به نقاط مختلف شبکه.

۲-۳- **تعداد مدارات:** در برخی موارد با وجودی که یک مدار از خط انتقال قادر است نیاز مصرف را تأمین و منتقل نماید، مدار دومی تنها برای افزایش قابلیت اطمینان برقرسانی نصب می نمایند، تا در صورت

بروز حادثه یا اشکال در یکی از مدارها، مدار دوم قادر باشد، نیاز مصرف را تأمین نماید که بر حسب ضریب اطمینان مورد نیاز، هر دو مدار خط انتقال ممکن است روی یک برج یا دو برج جداگانه نصب شوند.

۳-۳- **نقاط تغذیه متعدد:** درچنین مواردی معمولاً طراحی خطوط انتقال نیرو ممکن است بر حسب تقاضای مشترک و با توجه به معیارهای زیر انجام گیرد:

– در صورت قطع یک خط، خط دوم بتواند، صد درصد نیاز مصرف را منتقل کند.

– یکی از خطوط بر مبنای صد درصد توان مورد نیاز و خط دیگر بر مبنای درصد پایین تری طراحی گردد.

– ظرفیت خط اول برای صد درصد توان مورد نیاز و ظرفیت خط دوم درصد نیازهای اضطراری طراحی گردد.

– ظرفیت هر خط بصورت برابر و بر حسب اهمیت مصرف بین ۱۰۰ تا ۲۰۰ درصد طراحی گردد.

۳-۴- **نیروگاههای کمکی:** بسیاری از کارخانجات بزرگ صنعتی ضمن اینکه از طریق یک خط انتقال به شبکه سراسری متصل می باشند، خود نیز دارای نیروگاههای اضطراری یا کمکی می باشند.

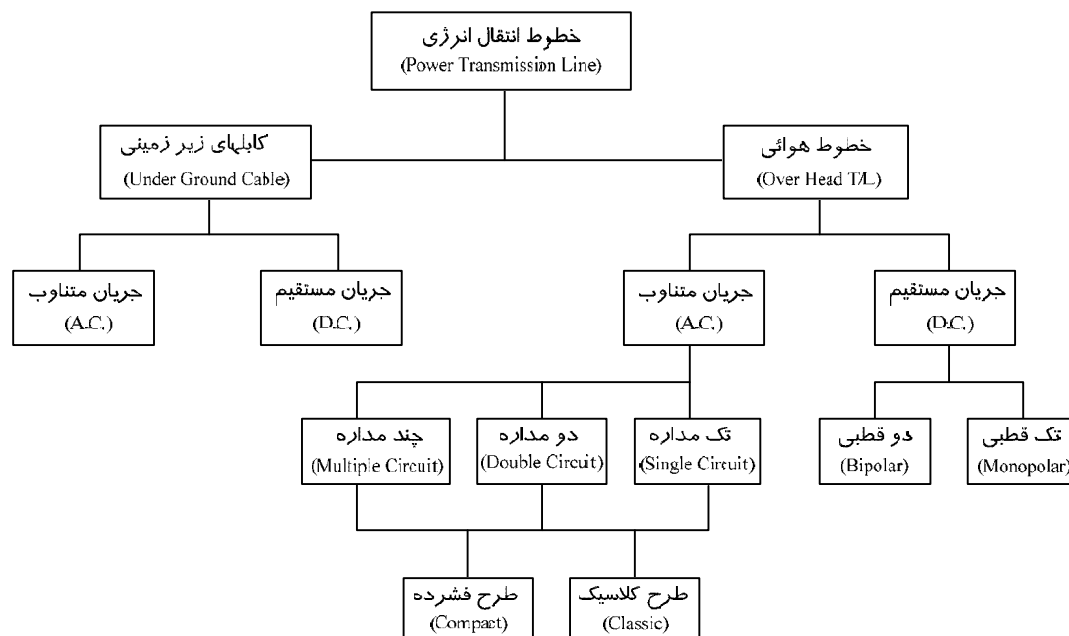
۴- **ضریب اطمینان طراحی:** هر چه پست مبدأ دارای ضریب اطمینان بالا باشد، ممکن است حوادث و اتفاقات طول مسیر خطوط انتقال نیرو رابه مخاطره بیاندازد و آثار مثبت نکات رعایت شده در مرحله برنامه ریزی را از بین ببرد. برخی از این عوامل:

۱-۴- **شرایط مسیر:** لازم است درانتخاب مسیر، مصرف کنندگان دقت بیشتری بعمل آید، تا حتی الامکان تعداد عوامل آسیب رسان کاهش یابد.

۲-۴- **طراحی اجزاء اصلی:** که عبارتند از: برجها، فونداسیونها و سیم و یراق آلات.

۳-۴- **دقت در محل نصب برجها:** جلوگیری از حوادث و اتفاقات ناشی از سستی یا حرکت زمین مشکلاتی را برای خطوط انتقال نیرو به وجود نیاورد.

۵- **جمع بندی:** عواملی که در مرحله برنامه ریزی و طرحهای اولیه باید در نظر گرفت، عبارت اند از: ماهیت مصرف کننده و نقش آن در جامعه، اهمیت مصرف کننده از نظر تداوم برق رسانی، ضریب اطمینان پست مبدأ تغذیه خط انتقال، وجود یا عدم وجود نیروگاه اضطراری، وجود یا عدم وجود اتصال تقویتی با شبکه، نقش خط انتقال (انرژی رسان اصلی یا کمکی).



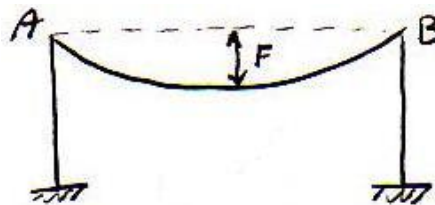
تمرینات فصل اول

- با توجه به مطالبی که تاکنون مورد بحث و بررسی قرار گرفته است به پرسش های زیر به طور اختصار پاسخ دهید.
- ۱- در چه مواردی تولید اختصاصی را برای مصرف کنندگان توصیه می نمایید؟
 - ۲- چرا نیروگاه ها دور از شهرها احداث می نمایند تا مجبور به احداث خطوط انتقال نیرو شوند؟
 - ۳- چرا وقتی شهرها از نظر تأمین برق خود کفا می باشند، به شبکه سراسری متصل می شوند؟
 - ۴- معمولاً در احداث خطوط انتقال چه پارامترهایی باید مورد توجه مهندس طراح قرار گیرد؟
 - ۵- وقتی قرار شد خط انتقال از پست مشخصی تغذیه شود، آن پست چه ویژگی های خاصی باید داشته باشد؟
 - ۶- در تعیین ظرفیت خطوط انتقال نیرو به چه عواملی باید توجه داشت؟
 - ۷- دلایل عبور خطوط انتقال نیرو از مناطق صعب العبور چیست؟
 - ۸- با چه شیوه هایی می توانید افت ولتاژ را در آخر خط انتقال نیرو کنترل و تنظیم نمایید؟
 - ۹- آیا با افزایش تعداد مدارات و هادی ها در هر فاز می توان از سطح ولتاژ پایین تری استفاده نمود؟ اگر پاسخ مثبت است، دلایل آن را به اختصار توضیح دهید
 - ۱۰- افزایش ولتاژ خطوط انتقال چه مزایای و معایبی را به همراه دارند؟
 - ۱۱- نقش مصرف کننده را در طراحی خطوط انتقال چگونه ارزیابی می کنید؟
 - ۱۲- برای کاهش خسارات خاموشی یک مصرف کننده چه شیوه هایی را برای طراحی خطوط انتقال نیرو مناسب می دانید؟
 - ۱۳- با چه روش ها یا معیارهایی می توانید از درستی ولتاژ انتخابی برای خط انتقال مطمئن شوید؟
 - ۱۴- برای افزایش قابلیت اطمینان برقرسانی چه تدابیری لازم است؟
 - ۱۵- وقتی تعداد مدارات خط انتقال افزایش می یابد چه مزیت هایی را به همراه دارد؟

فصل دوم: تعاریف و اصطلاحات

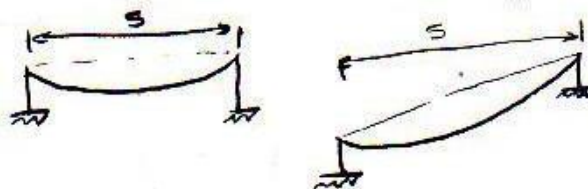
(۱) **کشش (Tension):** مقدار نیرویی که اگر سیم در نقطه ای پاره شود لازم است در همان نقطه اعمال گردد، تا سیم شکل سابق خود را حفظ کند. کشش را با حرف T نمایش می دهند و واحد آن kg است.

(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 و با F نشان می دهند.



شکل (۱)

(۳) **اسپن (Span):** به فاصله افقی بین دو برج متوالی اصطلاحاً اسپن گویند و با حرف S نشان می دهند. واحد آن متر است و دارای انواع زیر است:



شکل (۲)

(۱-۳) **اسپن معمولی (Normal Span):** فاصله بین دو پایه (برج) در محاسبات اولیه را اسپن معمولی (S_n) نمایش می دهند.

(۲-۳) **اسپن متوسط (Average Span):** مقدار متوسط اسپن موجود در یک خط انتقال را اسپن متوسط گویند و با S_{av} نشان می دهند.

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

n: تعداد اسپن ها

(۳-۳) **اسپن معادل طراحی بعد از پایه گذاری روی پروفیل (Ruling Span):** اسپنی است که در یک سکشن با توجه به طول اسپنهای آن سکشن محاسبه می شود.

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

۴-۳) اسپن قائم یا اسپن وزن (Weight Span): فاصله افقی بین دو نقطه مینیمم منحنی سیم در دو اسپن مجاور را اسپن وزن (S_v) گویند.



شکل (۳)

۵-۳) اسپن افقی یا اسپن باد (Wind Span): به فاصله افقی بین نقاط وسط دو اسپن مجاور اسپن باد یا افقی (S_w) گویند.

$$S_w = \frac{S_1 + S_2}{2}$$

۶-۳) اسپن بحرانی (Critical Span): اسپنی است که برای آن طوفان و زمستان هر دو سخت ترین شرایط بوده و حداکثر کشش سیم را بوجود می آورد. برای اسپن های کوتاهتر از اسپن بحرانی زمستان و برای اسپنهای بزرگتر از اسپن بحرانی طوفان سخت ترین شرایط است. این اسپن را با حرف S_c نمایش می دهند.

۷-۳) اسپن الکتریکی (Single Span): اسپنی است که با توجه به حداکثر فلش سیم و رعایت فاصله الکتریکی مجاز برج بدست می آید، که در هر صورت نبایستی هیچ یک از اسپن های مورد استفاده از اسپن الکتریکی موجود تجاوز نماید، و آن را با حرف S_e نمایش می دهند.

۴) سکشن (Section): قسمتی از مسیر خط که محدود به دو برج کششی بوده و مابین آنها تعدادی برج آویزی قرار گیرد را اصطلاحاً یک سکشن گویند.

۵) پارامتر (Parameter): نسبت کششی افقی سیم به وزن واحد طول سیم را پارامتر گویند و با حرف a نمایش می دهند.

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

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 می دهند 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 و با حرف E نمایش و واحد آن $(\frac{kg}{mm^2})$ است.

۸) **ضریب انبساط خطی** (Linear Expansion Coeff): نسبت تغییر طول نسبی ناشی از حرارت به تغییر درجه حرارت را ضریب انبساط خطی گویند و با حرف α نشان می دهند واحد آن $(1/^\circ C)$ است.

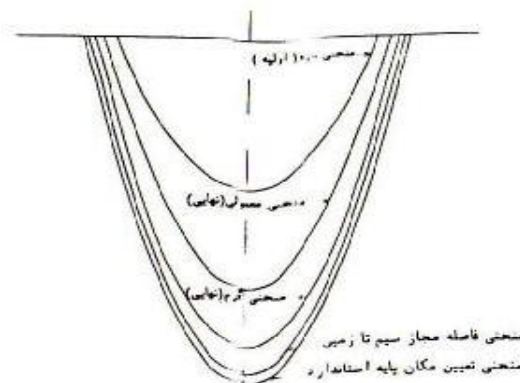
۹) **منحنی سیم یا منحنی شنت** (Catenary): عبارتست از منحنی ریسمانی که کاملاً قابل انعطاف بوده و از دو نقطه نگهدارنده آن آویزان شده و تحت بار گسترده و یکنواختی نظیر وزنش قرار گرفته باشد. منحنی سیم تحت درجه حرارت های مختلف شکلهای مختلفی خواهد داشت. عمده منحنی هایی که در طراحی بکار می روند عبارتند از:

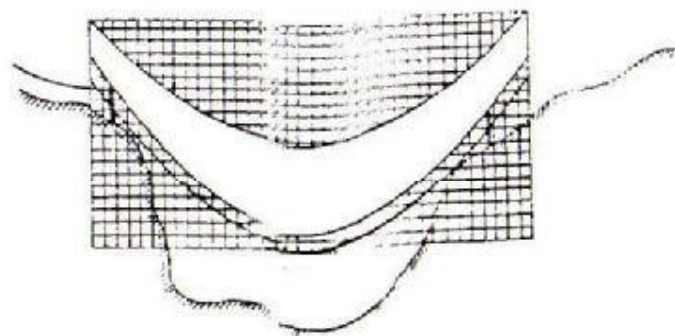
۹-۱) **منحنی گرم** (Hot Curve): به منظور رعایت فاصله مجاز هادی از زمین بایستی بیشترین افت سیم در نظر گرفته شود. بدین منظور منحنی گرم را با توجه به حداکثر درجه حرارت هادی رسم می کنیم. این درجه حرارت بستگی به دمای محیط، تابش خورشید روی هادی، تشعشع هادی توان انتقالی از هادی و جریان اتصال کوتاه دارد.

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 می گردد. بدیهی است در این حالت هادی دارای کشش بیشتری می باشد. از این منحنی جهت کنترل نیروی بالا برنده و انحراف زنجیره مقرر استفاده می شود. حداقل درجه حرارت محیط بسته به موقعیت جغرافیایی آن منطقه تعیین می شود.

۹-۳) **منحنی فاصله مجاز هادی از زمین**: این منحنی بمنظور رعایت فاصله مجاز بین هادی و زمین در شرایط بیشترین فلش ممکن با فاصله ای ثابت در زیر منحنی گرم رسم می شود. 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. به منظور اطلاع از شرایط و کنترل موقعیت هادی در حالت معمولی از این منحنی استفاده می شود. شکل (۴) انواع منحنی های اشاره شده فوق را نشان میدهد.





شکل (۴)

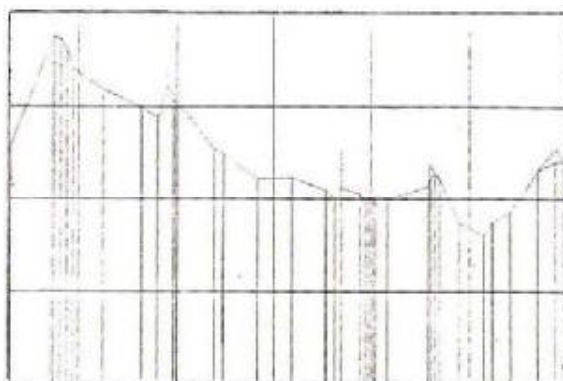
۱۰) **تمپلت** (Template): به وسیله ای که منحنی های مختلف سیم بر روی آن رسم گردیده و جهت برج گذاری مورد استفاده قرار می گیرد، اصطلاحاً تمپلت گویند.

۱۱) **پلان** (Plan): دید از بالای مسیر خط انتقال که نشان دهنده وضعیت زمین و عوارض موجود در حاشیه باند مسیر عبور خط می باشد را پلان گویند، شکل (۵) این مطلب را بهتر نشان می دهد. محور مرکزی باند مسیر محل عبور خط می باشد.



شکل (۵)

۱۲) **پروفیل** (Profile): دید از روبروی مسیر خط انتقال را که نشان دهنده پستی و بلندی های مسیر عبور خط بوده و برشی از محور مرکزی خط انتقال و زمین را نشان می دهد، اصطلاحاً پروفیل گویند. شکل (۶) نشان دهنده این مطلب می باشد.



شکل (۶)

(۱۳) **برج (Tower):** وظیفه نگهداری هادی های خط انتقال را به عهده داشته و دارای انواع

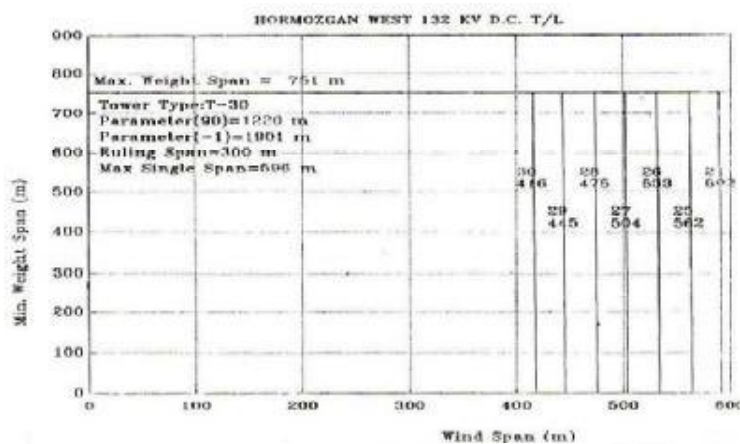
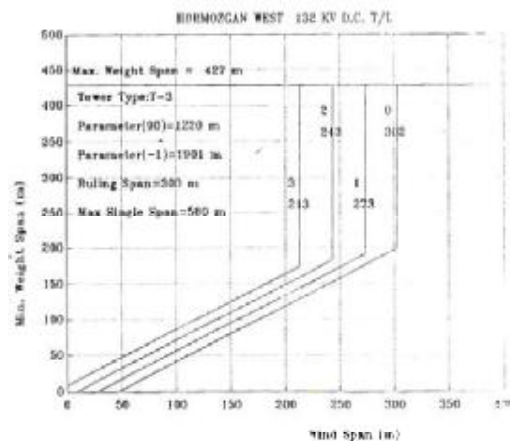
زیراست:

(۱-۱۳) **برج آویزی (suspension Tower)**

(۲-۱۳) **برج کششی (Tension Tower)**

(۳-۱۳) **برج انتهایی (Terminal Tower)**

(۱۴) **منحنی کاربردی (Application Chart)**



فصل سوم: انتخاب سطح ولتاژ انتقال

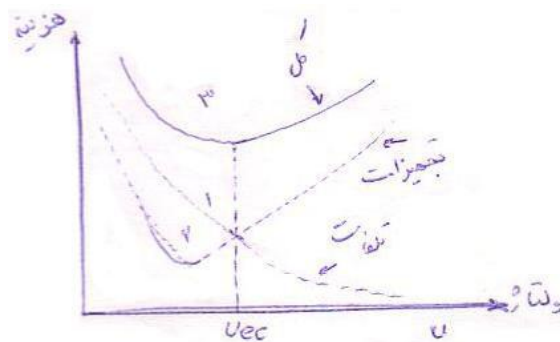
مقدمه: انتخاب ولتاژ انتقال، همواره یک مسئله مهم فنی و اقتصادی در طراحی خطوط انتقال نیرو به شمار می رود.

۱- انتخاب ولتاژ اقتصادی: ولتاژهای استاندارد شده انتقال نیرو در ایران ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت می باشد. ولتاژهای فوق توزیع ۱۳۲ و ۶۳ کیلوولت و ولتاژهای توزیع ۲۰ و ۱۱ کیلوولت تعیین شده اند. ۳۳ کیلوولت به جای ۲۰ کیلوولت در استان خوزستان، ولتاژ ۱۱ کیلوولت در استان های خوزستان و فارس، سیستان و بلوچستان و ۶۶ کیلوولت به جای ۶۳ در فارس استفاده می شود.

• تلفات توان رابطه مستقیم با جریان و امپدانس خط دارد.

$$P_{Loss} = R.I^2$$

در این رابطه P بر حسب کیلوولت آمپر، R مقاومت سیم بر حسب اهم، I بر حسب کیلوآمپر می باشد. این رابطه در مورد تلفات قدرت در شبکه تکفاز و خطوط کوتاه صادق است و در صورت افزایش ولتاژ تا دو برابر ولتاژ موجود، جریان به نصف کاهش یافته و در نتیجه تلفات انرژی به علت 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.



شکل (۱)

تعدادی از روابط تجربی مورد استفاده در انتخاب ولتاژ:

الف) تعیین ولتاژ به کمک رابطه تجربی استیبل: این رابطه با شناخت توان و طول خط امکان محاسبه ولتاژ انتقال را در اختیار ما قرار می دهد.

$$U = 5.5 \sqrt{L + \left(\frac{S}{150}\right)}$$

U: ولتاژ انتقال بر حسب کیلو ولت.

L: مسافت بر حسب مایل (1 mile = 1.609 km).

S: توان ظاهری مورد انتقال بر حسب کیلو ولت آمپر.

ب) تعیین ولتاژ انتقال به کمک منحنی تغییرات ولتاژ نسبت به حاصلضرب مسافت

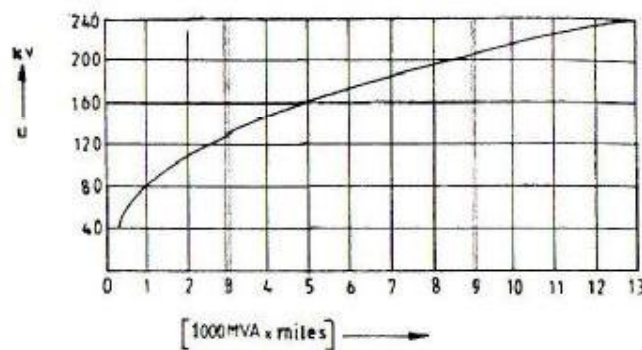
در توان (رابطه کورتز): برای تعیین منحنی مورد نظر، رابطه زیر مورد استفاده قرار گرفته است.

$$U = 82 \left(\frac{M}{1000} \right)^{\frac{1}{2.4}}$$

U: ولتاژ انتقال بر حسب کیلو ولت،

M: معادل مایل در مگا ولت آمپر (MVA.mile) می باشد.

- منحنی شکل (۲) در صفحه ۲۳ جزوه، بکمک رابطه فوق ترسیم شده و با استفاده از آن تعیین ولتاژ مورد نظر بسادگی صورت می گیرد.



شکل (۲)

ج) رابطه تجربی جهت تعیین ولتاژ انتقال در مسافتات طولانی:

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

در این رابطه P بر حسب مگا وات (MW) می باشد.

د) یک رابطه تجربی دقیق جهت تعیین ولتاژ انتقال:

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

در این رابطه L (طول خط) بر حسب کیلومتر می باشد.

$$1) U_e = 150 \sqrt{P^3 L}$$

$$2) U_e = \frac{1}{700} \sqrt{PL}$$

رابطه (۱)، به رابطه کلون و رابطه (۲)، به رابطه تجربی گشتاور بار معروف است.

فصل چهارم: هادی های متداول در خطوط انتقال نیرو

در خطوط انتقال نیرو، هادی ها عامل اصلی انتقال انرژی الکتریکی می باشند. این هادی ها را بصورت رشته ای می بافند و برحسب مورد ممکن است جنس رشته ها فلزی از فولاد، آلومینیوم خالص یا آلیاژ آلومینیوم و یا ترکیبی از انواع رشته ها باشند. گر چه هدف اصلی از رشته ای نمودن، انعطاف پذیر نمودن آن در جریان ساخت، حمل و نقل و نصب می باشد، اما این اقدام، مزایا و معایب دیگری را به همراه دارد:

مزایا: انعطاف پذیری در جریان نصب، امکان بافت هادیها با آلومینیوم و فولاد، امکان ساخت هادیهایی با مقاطع متفاوت از یک اندازه رشته فلزی، امکان بافت هادی ها با ترکیب مختلفی از آلومینیوم و فولاد، تعادل حرارتی بهتر، افزایش جریان مجاز هادی برای وزن مشخصی از هادی، کاهش تلفات رشته های فولادی به دلیل متفاوت بودن جهت پیچش رشته ها در لایه های مختلف، کاهش تنوع اندازه هادیها، افزایش خاصیت خود مستهلک کنندگی هادیها، امکان ساخت هادیهایی با طول زیاد و امکان حمل و نقل بهتر.

معایب: امکان نفوذ مواد معلق و آلوده در جداره های مختلف هادیها، افزایش شدت خوردگی در هادی های رشته ای، امکان پاره شدن رشته ها در اثر خوردگی، امکان پاره شدن رشته های بیرونی در اثر انواع نوسانات، امکان افزایش فواصل رشته تحت تاثیر عوامل حرارتی یا مکانیکی، بروز هر نوع جرقه بین هادیها با یکدیگر با بدنه برجها یا سیم محافظ و پاره شدن رشته ها .

- در هادیهای رشته ای اگر قطر رشته ها با هم برابر باشند، تعداد کل رشته های یک هادی را می توان از رابطه زیر بدست آورد:

n: تعداد لایه ها

N: تعداد کل رشته ها

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

(۱) انواع هادیها:

(۱-۱) هادیهای ACSR/ GS :

(Aluminum Conductor galvanized Steel Reinforced)

این هادی ها ترکیبی از بافت رشته های آلومینیوم با درجه خلوص بالا و رشته های فولاد گالوانیزه که رشته های فولادی در لایه های مرکزی و رشته های آلومینیومی در لایه های

بیرونی مورد استفاده قرار می گیرند. شاید در بیش از ۹۰٪ خطوط انتقال جهان از این نوع هادی استفاده می گردد. برای افزایش طول عمر این نوع هادی ها در مناطق آلوده بر حسب مورد معمولاً از انواع گریس به عنوان محافظ سیم استفاده می گردد.

۱-۲) هادیهای ACSR / AS :

(Aluminum Conductor Aluminum Clad Steel Reinforced)

مشابه هادی های نوع اول می باشند با این تفاوت که مغزی آن از رشته های فولاد گالوانیزه به فولاد روکش آلومینیوم تغییر یافته است. در این روش، آلومینیوم جامد بدون اینکه ذوب شود بصورت روکشی روی سطح رشته های فولادی قرار می گیرد. ضخامت روکش آلومینیومی می تواند بر حسب مورد کم یا زیاد باشد. این هادیها در مناطقی با آلودگی و خوردندگی بالا مورد استفاده قرار می گیرند.

۱-۳) هادیهای ACSR / AW :

(Aluminum Conductor Aluminum Coated Steel Reinforced)

این هادی مشابه حالت قبل است، با این تفاوت که به جای رشته های فولادی روکش آلومینیوم AS از نوع AW استفاده می گردد. در این روش برای تهیه رشته های فولادی AW، پودر مخصوصی از آلومینیوم روی سطح رشته ها فشرده شده، بدون اینکه آلومینیوم ذوب گردد، با روش مخصوصی حرارت داده می شود. این نوع هادیها نیز مخصوص استفاده در مناطق آلوده است.

۱-۴) هادیهای AAAC :

(All Aluminum Alloy Conductor)

این نوع هادی ها از آلیاژهای مقاوم آلومینیوم ساخته می شوند و دارای مقاومت مکانیکی کمتری در مقایسه با انواع هادیهای ACSR می باشند، اما در مقابل این نقیصه مقاومت الکتریکی آن برای یک سطح مقطع معادل کمتر می باشد که در نتیجه تلفات الکتریکی آنها پایین تر می باشد. ضمناً این هادیها دارای مقاومت نسبی خوبی در مقابل خوردگی محیطی می باشند و در نتیجه در مناطقی با آلودگی بالا می توانند مورد استفاده قرار گیرند.

۱-۵) هادیهای ACAR :

(Aluminum Conductor Aluminum Alloy Reinforced)

این هادی ها ترکیبی است از رشته های آلیاژ مقاوم آلومینیوم در لایه های مرکزی و رشته های آلومینیوم با درجه خلوص بالا در لایه های بیرونی. مقاومت الکتریکی و مکانیکی این هادی ها از حالت قبلی کمتر می باشد و این هادیها نیز در مناطق آلوده مورد استفاده قرار می گیرند. البته ذکر این نکته ضروری است که کاربرد آنها در مناطقی با بار مکانیکی بالا در مقایسه با هادیهای نوع ACSR/AS یا ACSR/AW موجه نمی باشد.

۶-۱) هادیهای AAC :

(All Aluminum Conductor)

این هادی ها که تنها از بافت رشته های آلومینیوم با درجه خلوص بالا ساخته می شوند، چون مقاومت مکانیکی آنها پایین است و در خطوط انتقال نیرو کاربرد موثری ندارد و عمدتاً در کابل های زیر زمینی و یا ممکن است در برخی از شبکه های توزیع مورد استفاده قرار گیرند. گر چه مقاومت الکتریکی آنها در مقایسه با سایر انواع هادی های ذکر شده در قبل (برای مقطع کل برابر) کمتر می باشد اما محدودیت مقاومت مکانیکی آنها، کاربرد این نوع هادیها را در خطوط هوایی تقلیل می دهد.

۷-۱) هادیهای مسی: این هادیها در خطوط انتقال نیروی هوایی کاربرد چندانی ندارند، اما در کابل ها و خطوط توزیع کاربرد گسترده دارند.

۲) مشخصات هادیها: جدول پیوست فصل چهارم می باشد که عمدتاً برگرفته از اسامی حیوانات و گیاهان و اشیاء می باشند.

۱-۲) مقطع هادی: مقطع هادیها از حاصل جمع مجموع مقاطع رشته های آلومینیوم بدست می آید و در حقیقت از مقیاس های متفاوتی استفاده می شود.

۱-۱-۲) مقیاس میل دایره ای: در این مقیاس مساحت هادی ها بر حسب میل دایره ای یا circular mil یا به طور اختصار با cm نشان داده می شود. در صورتی که قطر یک سیم (0.001) اینچ باشد، مقطع آن یک cm می باشد و در صورتیکه قطر آن d باشد، مقطع سیم برابر است با:

$$(1) A = d^2 \cdot 10^6$$

$$(2) S = n \cdot d^2 \cdot 10^6$$

A : مقطع هر رشته سیم بر حسب cm .

n : تعداد رشته ها.

d : قطر رشته بر حسب اینچ.

$$1 \text{ cm} = \left(\frac{1}{1000} \times 25.4 \right)^2 \times \frac{\pi}{4} = 5.67 \times 10^{-4} \text{ mm}^2$$

۲-۱-۲) مقیاس میلیمتر مربع: در این استانداردها (BS جداول ۳ و ۲) و ژاپن و استرالیا

(جداول ۶ و ۷) مقاطع هادی ها، مقادیر رند شده مجموع مقاطع رشته های آلومینیوم می باشد.

$$S = n \cdot \pi \cdot \frac{d^2}{4}$$

S : مقطع هادی.

d : قطر رشته های آلومینیومی.

۲-۱-۳) **مقیاس اینچ مربع:** در این مقیاس مقطع مجموع رشته ها بر حسب اینچ مربع بیان می شود.

۲-۱-۴) **مقیاس درجه:** در برخی موارد به جای اینکه هادی ها یا سیم ها با اسم یا کد خاصی تعریف شوند، با شماره طبقه بندی می شوند. مانند، سیم نمره یک یا نمره دو و یا . . . ، که برخی از درجه گذارهای متداول به شرح زیر می باشند:

AWG = American Wire Gauge.

SWG = British Wire Gauge.

BWG = Birmingham iron Wire Gage.

MMG = Mili Meter Gauge.

جداول (۱ تا ۱۳)

۲-۲- قطر هادی

۲-۳- وزن هادی

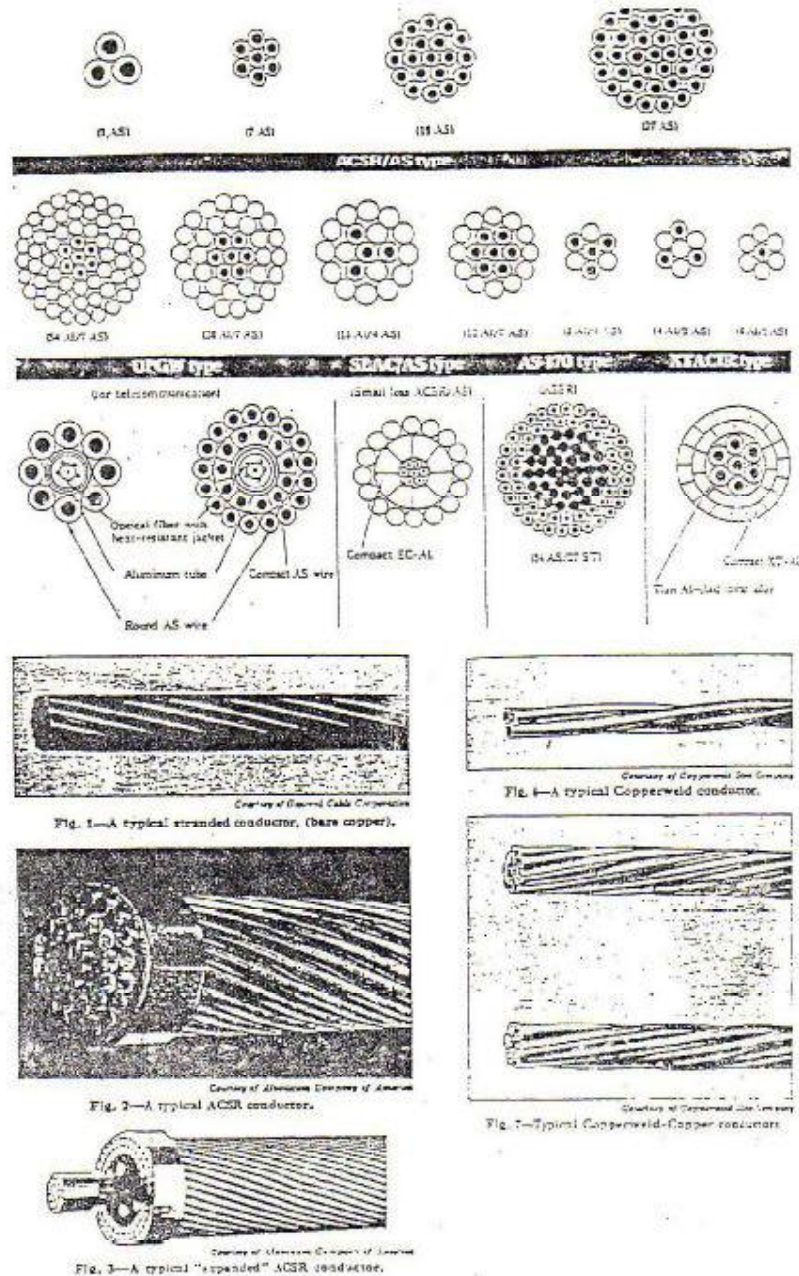
۲-۴- مقاومت مکانیکی

۲-۵- مقاومت الکتریکی

۳) **هادی های استاندارد وزارت نیرو:** به دلیل وجود تنوع بسیار زیاد در اندازه هادی های قابل استفاده در خطوط انتقال نیرو، هر کشور از تعداد محدودی هادی برای شبکه ملی خود استفاده می نماید، که در ایران نیز از این شیوه استفاده می گردد. گرچه در حال حاضر بازنگری در استاندارد هادی های در دست مطالعه می باشد، اما تا حصول نتایج مطالعات از استانداردهای قبلی استفاده می گردد، که برخی از مشخصات عمده آنها در جدول (۱۴) نشان داده شده است، اسامی این هادی ها به شرح زیر می باشد:

کد هادی	مقطع هادی
Fox	35 mm ²
Mink	60 mm ²
Dog	100 mm ²
Partridge	266.8 KCM
Lynx	175 mm ²
Oriole	336 KCM
Hawk	477 KCM
Drake	795 KCM
Canary	900 KCM
Cardinal	954 KCM
Curlew	1033 KCM
Martin	1351 KCM

معمولاً در اکثر کشورها هادی ها به طور جداگانه استاندارد نمی شوند، بلکه از بین استانداردهای معتبر جهانی چند هادی مناسب انتخاب می گردد که در وزارت نیرو نیز از این شیوه استفاده شده است. هادی های انتخابی خطوط انتقال و توزیع نیرو ایران عمدتاً از بین هادی های استاندارد ASTM و BS گرفته شده است.



شکل ۱- برش مقطع و شکل ظاهری چند نمونه از هادی های رشته ای

7-2 ASTM B232-78 Metric System
ACSR

ACSR code word	Conductor size CM or AWG	Stranding Nos./mm		Calculated sectional area mm ²		Overall diameter mm		Weight kg/km			Ultimate strength kg	Calculated D.C. resistance at 20°C Ω/km
		Alumi- num	Steel	Alumi- num	ACSR	ACSR	Steel	ACSR	Alumi- num	Steel		
Thrasher	2,312,000	6/4.430	19/2.068	1,172	1,235	45.78	10.34	3,760	3,261	499.4	25,100	0.02477
Kiwi	2,167,000	72/4.407	7/2.939	1,098	1,145	44.07	8.817	3,429	3,058	370.6	22,600	0.02642
Bluebird	2,156,000	84/4.069	19/2.441	1,082	1,181	44.76	12.21	3,737	3,041	695.9	27,300	0.02656
Chukar	1,780,000	84/3.698	19/2.220	901.9	975.8	40.68	11.10	3,088	2,512	575.5	23,200	0.03216
Falcon	1,590,000	54/4.359	19/2.616	805.7	907.8	39.23	13.08	3,043	2,244	799.3	24,100	0.03601
Lapwing	1,590,000	45/4.775	7/3.183	805.7	861.7	38.19	9.549	2,667	2,232	435.1	19,200	0.03583
Parrot	1,510,500	54/4.247	19/2.548	765.4	862.1	38.22	12.74	2,888	2,130	758.3	22,500	0.03794
Nuthatch	1,510,500	45/4.653	7/3.101	765.4	817.9	37.22	9.303	2,533	2,120	413.0	18,200	0.03774
Plover	1,431,000	54/4.135	19/2.482	725.1	817.1	37.21	12.41	2,739	2,019	719.5	22,300	0.04002
Bobolink	1,431,000	45/4.519	7/3.020	725.1	775.1	36.23	9.060	2,401	2,009	391.7	17,400	0.03984
Martin	1,351,500	54/4.018	19/2.410	684.8	771.4	36.16	12.05	2,584	1,966	678.4	21,800	0.04258
Dipper	1,351,500	45/4.402	7/2.914	684.8	732.2	35.21	8.802	2,268	1,898	369.7	16,600	0.04216
Pheasant	1,271,000	54/3.899	19/2.339	644.5	726.4	35.09	11.70	2,434	1,795	639.0	19,900	0.04501
Bittern	1,271,000	45/4.270	7/2.847	644.5	689.0	34.16	8.541	2,133	1,785	348.1	15,500	0.04480
Bluebird	1,271,000	36/4.775	1/4.775	644.5	682.7	33.43	4.775	1,916	1,777	139.3	12,000	0.04457
Grackle	1,192,500	54/3.774	19/2.266	604.2	681.1	33.97	11.33	2,282	1,582	599.8	19,000	0.04803
Punting	1,192,500	45/4.135	7/2.756	604.2	646.2	33.07	8.268	2,000	1,674	326.2	14,500	0.04779
Finch	1,113,000	54/3.647	19/2.189	564.0	626.9	32.83	10.95	2,131	1,571	559.7	17,800	0.05144
Bluejay	1,113,000	45/3.995	7/2.664	564.0	603.3	31.96	7.992	1,868	1,563	304.7	13,600	0.05118
Crow	1,033,500	54/3.513	7/3.513	523.7	691.3	31.62	10.34	1,980	1,450	529.5	16,600	0.05518
Ortolan	1,033,500	45/3.848	7/2.565	523.7	559.6	30.78	7.695	1,733	1,420	282.5	12,600	0.05517
Tanager	1,033,500	36/4.303	1/4.303	523.7	537.9	30.12	4.303	1,556	1,443	112.1	9,710	0.05488
Cardinal	954,000	54/3.376	7/3.376	483.4	546.1	30.39	10.13	1,828	1,339	488.9	15,400	0.05973
Red	954,000	45/3.698	7/2.466	483.4	536.7	29.59	7.398	1,600	1,339	261.2	11,700	0.05975
Catbird	954,000	36/4.135	1/4.135	483.4	496.9	28.95	4.135	1,438	1,323	104.5	8,980	0.05944
Canary	900,000	54/3.279	7/3.279	456.0	515.1	29.51	9.837	1,725	1,264	461.5	14,500	0.06332
Ruddy	900,000	45/3.592	7/2.395	456.0	487.4	28.74	7.185	1,509	1,263	246.3	11,100	0.06332
Hallard	795,000	30/4.135	19/2.482	402.8	494.8	28.95	12.41	1,839	1,119	719.5	17,400	0.07186
Condor	795,000	54/3.081	7/3.081	402.8	454.8	27.73	9.243	1,522	1,115	407.2	12,800	0.07173
Teal	795,000	45/3.376	7/2.250	402.8	420.6	27.01	6.750	1,333	1,116	217.4	10,000	0.07168
Cool	795,000	26/4.374	1/3.374	402.8	414.0	26.42	3.774	1,197	1,110	87.03	7,610	0.07134
Drake	795,000	26/4.442	7/3.454	402.8	468.6	28.13	10.36	1,628	1,116	512.3	14,300	0.07167
Cuckoo	795,000	24/4.623	7/3.081	402.8	455.2	27.73	9.243	1,524	1,116	407.6	12,700	0.07166
Redwing	715,500	30/3.922	19/2.352	362.5	443.0	27.45	11.76	1,653	1,007	646.1	15,700	0.07987
Starling	715,500	26/4.214	7/3.279	362.5	421.7	26.69	9.831	1,466	1,005	461.2	12,900	0.07963
Stilt	715,500	24/4.387	7/2.524	362.5	409.9	26.32	8.772	1,372	1,005	367.1	11,500	0.07961
Gannet	666,600	26/4.067	7/3.162	327.8	392.7	25.75	9.486	1,365	935.7	429.3	12,100	0.08551
Flamingo	666,600	24/4.234	7/2.822	327.8	381.7	25.40	8.466	1,278	926.3	342.0	10,800	0.08546
Swift	666,600	36/3.376	1/3.376	327.8	331.2	23.63	3.376	958.2	889.6	69.64	6,240	0.08916
Egret	636,000	30/3.698	19/2.220	322.3	395.8	25.89	11.10	1,470	894.8	575.5	14,300	0.08984
Scoter	636,000	30/3.698	7/3.698	322.3	397.4	25.89	11.09	1,453	894.8	587.8	13,800	0.08984
Crested	636,000	7/3.089	7/3.089	322.3	374.9	25.15	9.267	1,303	893.0	409.8	11,500	0.08957
Rook	636,000	24/4.135	7/2.756	322.3	364.1	24.80	8.268	1,219	893.0	326.2	10,300	0.08960
Kingbird	636,000	18/4.775	1/4.775	322.3	340.3	23.88	4.775	1,028	888.6	139.3	7,130	0.08914
Teal	605,000	30/3.607	19/2.164	306.6	376.3	25.25	10.82	1,398	851.4	546.9	13,600	0.09443
Wood Duck	605,000	30/3.607	7/3.607	306.6	378.1	25.25	10.82	1,411	851.4	559.3	13,200	0.09442
Squab	605,000	24/3.574	7/3.012	306.6	356.4	24.53	9.036	1,239	849.1	389.6	11,000	0.09422
Prairie	605,000	24/3.024	7/2.420	306.6	346.5	24.21	8.070	1,161	849.9	310.8	9,790	0.09413
Starling	566,500	30/3.459	7/3.459	282.0	347.2	24.21	10.38	1,297	783.0	514.3	12,600	0.1027
Dove	566,500	26/3.716	7/2.891	282.0	328.1	23.53	8.675	1,140	781.3	358.9	10,300	0.1024
Parakeet	566,500	24/3.868	7/2.678	282.0	318.5	23.20	7.734	1,067	781.3	285.4	9,740	0.1024

جدول (۱) هادی های ACSR در استاندارد ASTM

ASTM B232-78 (Cont'd) Metric System

ACSR

ACSR code word	Conductor size CM or AWC	Stranding Nos./mm		Calculated sectional area mm ²		Overall diameter mm			Weight kg/km		Ultimate strength kg	Calculated D.C. resistance at 20°C Ω/km
		Alumi-num	Steel	Alumi-num	ACSR	ACSR	Steel	ACSR	Alumi-num	Steel		
Osprey	556,300	18/4,465	1/4,465	282.0	297.6	22.33	4,465	898.8	777.0	121.8	6,220	0.1019
Hen	477,000	30/3,203	7/3,203	241.7	198.1	22.42	9,609	1,112	671.4	441.0	10,800	0.1197
Hawk	477,000	26/3,439	7/2,635	241.7	280.8	21.78	8,935	876.5	669.2	307.3	8,350	0.1196
Flicker	477,000	24/3,581	7/2,388	241.7	273.1	21.48	7,164	914.3	669.6	344.4	7,770	0.1195
Pelican	477,000	18/4,135	1/4,135	241.7	255.1	20.68	4,135	771.0	666.5	104.5	5,350	0.1189
Lark	397,300	30/3,924	7/2,924	201.4	248.2	20.47	8,772	927.0	559.5	367.5	9,220	0.1187
Ibis	397,300	26/3,139	7/2,441	201.4	234.0	19.88	7,333	812.4	557.5	255.9	7,770	0.1135
Brant	397,300	24/3,269	7/2,379	201.4	227.5	19.61	6,537	762.1	558.2	203.9	6,660	0.1134
Chukardee	397,300	18/3,774	1/3,774	201.4	212.6	18.97	3,774	442.2	571.2	47.03	4,510	0.1133
Oriole	336,400	30/3,690	7/2,690	170.5	210.3	18.93	8,070	784.6	473.5	311.1	7,870	0.1143
Linnat	336,400	26/3,888	7/2,245	170.5	198.0	18.28	6,735	688.5	472.0	236.5	6,390	0.1146
Merlin	336,400	18/3,472	1/3,472	170.5	179.9	17.36	3,472	542.5	469.5	73.66	3,930	0.1186
Ostrich	300,000	26/2,728	7/2,121	151.0	176.7	17.27	6,363	614.3	423.1	192.2	5,770	0.1090
Partridge	266,800	26/2,373	7/2,002	135.2	157.2	16.29	6,006	346.5	374.4	172.1	3,130	0.1136
Waxwing	266,800	18/3,091	1/3,091	135.2	142.6	15.46	3,091	430.7	373.3	58.58	3,120	0.1127
Penguin	(4/0)	6/4,770	1/4,770	107.2	123.1	14.31	4,770	433.1	294.1	139.0	3,790	0.2666
Pigeon	(3/0)	6/4,247	1/4,247	85.03	99.19	12.74	4,247	343.4	253.2	110.2	3,010	0.3365
Quail	(2/0)	6/3,782	1/3,782	67.44	78.61	11.35	3,782	273.4	183.0	87.40	2,410	0.4243
Raven	(1/0)	6/3,371	1/3,371	53.51	62.48	10.11	3,371	216.3	146.9	69.44	1,990	0.5341
Robin	(1)	6/3,000	1/3,000	42.41	49.48	9.000	3,000	171.4	116.4	54.99	1,610	0.6743
Sparrow	(2)	7/2,474	1/2,299	33.63	42.20	8.247	3,299	138.8	92.29	66.50	1,560	0.8437
Sparrow	(3)	6/2,672	1/2,672	33.63	39.25	8.016	2,672	136.0	92.33	43.63	1,290	0.8499
Swan	(4)	7/3,961	1/2,614	21.15	26.51	6.536	2,614	99.76	58.01	41.75	1,070	1.263
Swan	(4)	6/2,118	1/2,118	21.15	24.67	6.354	2,118	85.41	58.00	27.41	845	1.252
Turkey	(6)	6/1,679	1/1,679	17.28	15.50	5.037	1,679	53.67	36.44	17.23	541	2.152
Cochin	211,300	12/3,371	7/3,371	107.1	169.6	16.86	10,11	785.2	296.7	488.5	9,410	0.2697
Brahma	203,200	16/2,463	10/2,463	103.0	194.9	18.14	12,41	1,008	383.4	722.3	12,900	0.2803
Dorking	190,800	12/3,203	7/3,203	96.68	153.1	16.02	9,609	708.9	267.9	441.0	8,490	0.2986
Dottrel	176,900	12/3,084	7/3,084	89.64	141.9	15.42	9,252	657.2	248.3	408.9	7,890	0.3221
Guinea	159,000	12/2,924	7/2,924	80.57	127.6	14.62	8,772	590.7	223.2	367.5	7,250	0.3583
Leghorn	134,600	12/2,690	7/2,690	68.20	108.0	13.45	8,070	500.0	188.9	311.1	5,160	0.4234
Minorca	110,800	12/2,441	7/2,441	56.14	88.92	12.21	7,333	411.7	155.6	256.1	3,110	0.5142
Petrel	101,800	12/2,339	7/2,339	51.58	81.64	11.70	7,017	378.0	142.8	235.2	4,700	0.5600
Grouse	80,000	8/2,340	1/4,242	40.54	54.67	9.222	4,242	221.6	111.8	110.0	2,370	0.7089

ادامه جدول (۱) - هادی های ACSR در استاندارد ASTM

7-3 BS 215: Part 2: 1970

ACSR

ACSR code word	Conductor size mm ²	Stranding Nos./mm		Calculated sectional area mm ²		Overall diameter mm		Weight kg/km			Ultimate strength		Calculate electric resistance at 20°C Ω/km
		Alumi-num	Steel	Alumi-num	ACSR	ACSR	Steel	ACSR	Alumi-num	Steel	kN	kg	
Gopher	25	6/2.36	1/2.36	26.24	30.62	7.08	2.36	106	72.0	14.1	9.61	980	0.093
Weasel	30	6/2.59	1/2.59	31.61	36.88	7.77	2.59	128	86.7	11.1	11.45	1,170	0.0977
Ferret	40	6/3.00	1/3.00	42.41	49.48	9.00	3.00	172	116.4	15.1	15.20	1,550	0.0766
Rabbit	50	6/3.35	1/3.35	52.88	61.70	10.05	3.35	* 214	145.1	18.8	18.35	1,870	0.0426
Horse	70	12/2.79	7/2.79	73.37	116.2	13.95	8.37	338	202.7	335.4	61.20	6,240	0.0936
Dog	100	6/4.72	7/3.57	105.0	118.5	14.15	4.71	394	288.1	106.2	32.70	3,330	0.0733
Wolf	130	30/2.59	7/2.59	158.1	194.9	18.13	7.77	726	436.7	288.9	69.20	7,060	0.0828
Dingo	150	18/3.35	1/3.35	158.7	167.5	16.75	3.35	506	436.7	68.75	35.70	3,640	0.0815
Lyons	175	30/2.79	7/2.79	183.4	226.2	19.53	8.37	842	507.0	335.4	79.80	8,140	0.0576
Caracal	175	18/3.61	1/3.61	184.3	194.5	18.05	3.61	587	507.3	79.84	41.10	4,190	0.0563
Panther	200	30/3.00	7/3.00	212.1	261.5	21.00	9.00	974	586.1	387.7	92.25	9,410	0.0563
Jaguar	200	18/3.86	1/3.86	210.6	222.3	19.30	3.86	671	580.1	91.28	46.55	4,750	0.0567
Zebra	400	54/3.18	7/3.18	428.9	484.5	28.62	9.54	1,621	1,185.8	435.6	131.9	13,450	0.06740

Semistandard Size

ACSR code word	Conductor size mm ²	Stranding Nos./mm		Calculated sectional area mm ²		Overall diameter mm		Weight kg/km			Ultimate strength		Calculate electric resistance at 20°C Ω/km
		Alumi-num	Steel	Alumi-num	ACSR	ACSR	Steel	ACSR	Alumi-num	Steel	kN	kg	
Fox	35	6/2.79	1/2.79	36.88	42.80	8.37	2.79	148	100.7	47.69	13.15	1,340	0.07822
Mink	60	6/3.66	1/3.66	63.12	72.64	10.98	3.66	255	173.2	82.06	21.80	2,220	0.04546
Skunk	60	12/2.59	7/2.59	63.23	100.1	12.95	7.77	464	174.6	288.9	52.90	5,400	0.04588
Beaver	75	6/3.99	1/3.99	75.00	87.50	11.97	3.99	303	205.8	97.50	25.75	2,630	0.03825
Raccoon	75	6/4.09	1/4.09	76.84	91.98	12.27	4.09	319	216.3	102.5	27.05	2,760	0.03639
Otter	80	6/4.22	1/4.22	83.94	97.93	12.66	4.22	339	230.3	109.1	28.80	2,940	0.03418
Cat	95	6/4.50	1/4.50	95.40	111.5	13.50	4.50	386	261.8	124.0	32.65	3,350	0.03004
Hare	105	6/4.72	1/4.72	105.0	122.5	14.16	4.72	425	288.1	136.5	35.95	3,670	0.02733
Hvna	105	7/4.39	7/1.93	106.0	126.5	14.57	5.79	451	290.8	160.5	41.00	4,180	0.02707
Leopard	130	6/5.28	7/1.75	131.4	146.2	15.81	5.25	492	360.5	131.9	40.75	4,160	0.02796
Tiger	130	30/2.36	7/2.36	131.2	161.8	16.52	7.08	602	362.5	239.9	48.00	5,910	0.02702
Coyote	130	26/2.54	7/1.91	131.7	151.8	15.89	5.73	521	363.9	157.2	46.35	4,730	0.02191
Lion	235	30/3.18	7/3.18	238.3	293.9	22.26	9.54	1,094	658.5	435.6	100.4	10,240	0.0213
Bear	260	30/3.35	7/3.35	264.4	326.1	23.45	10.05	1,214	730.6	483.5	111.2	11,340	0.01993
Badang	300	18/4.78	7/2.68	323.1	358.6	24.16	5.04	* 1,015	889.9	121.6	69.6	7,091	0.00892
Goat	320	30/3.71	7/3.71	324.3	400.0	25.97	11.13	1,489	896.2	592.9	135.8	13,550	0.008912
Antelope	370	54/2.97	7/2.97	374.1	422.6	26.73	8.91	1,415	1,034.5	380.0	116.5	12,040	0.07718
Sheep	375	30/3.99	7/3.99	375.0	462.5	27.93	11.97	1,722	1,036.3	685.6	156.3	15,940	0.07705
Bison	380	54/3.00	1/3.00	381.7	431.2	27.00	9.00	1,443	1,055.4	387.7	120.9	12,530	0.07574
Deer	425	30/4.27	7/4.27	429.6	519.8	29.89	12.81	1,973	1,187.2	785.5	178.6	16,210	0.06727
Camel	475	54/3.35	7/3.35	476.0	537.7	30.15	10.05	1,799	1,315.6	483.5	145.9	14,850	0.06074
Elk	475	30/4.50	7/4.50	477.0	584.3	31.50	12.50	2,140	1,338.2	872.0	195.3	20,270	0.05059
Moose	525	54/3.53	7/3.53	528.5	592.0	31.77	10.59	1,998	1,460.5	536.9	161.0	16,470	0.05470

Remarks: * with steel core braided.

جدول (۳و۲) هادی های ACSR در استاندارد BS

7-4 DIN 48204 - 1974

ACSR

Conductor size mm ²		Ratio of Al/St	Stranding Nos./mm		Calculated sectional area mm ²		Overall diameter mm			Weight kg/km				Ultimate strength N	Calculated D.C. resistance at 20°C Ω/km
Nominal Al/St	Calculated Total		Alumi- num	Steel	Alumi- num	ACSR	ACSR	Steel	ACSR	Alumi- num	Steel	Gesase			
16/25	17.85	6	6x1.8	1x1.8	15.3	17.9	5.4	—	62.4	41.8	19.9	0.7	3,940	1.374	
25/4	27.8	6	6x2.25	1x2.25	23.8	27.8	6.8	—	97.5	65.4	31.0	1.1	9,200	1.203	
35/6	40	6	6x2.7	1x2.7	34.3	40.0	8.1	—	140.5	94.2	44.7	1.6	12,650	0.8342	
44/23	75.7	1.4	14x2	7x2.4	44	75.7	11.2	7.2	376.8	121.4	218.2	7.2	45,000	0.6373	
50/8	56.2	1.4	5x3.2	1x3.2	48.3	56.3	9.6	—	191.2	132.2	61.7	2.3	17,100	0.5947	
50/30	81	1.7	12x3.3	7x3.3	51.2	81.0	11.7	6.99	367.5	141.1	233.9	7.5	47,300	0.5644	
70/12	81.3	1.7	26x3.85	7x3.44	65.9	81.3	11.7	4.32	283.1	193.8	89.4	2.9	56,300	0.4130	
95/15	109.7	6	76x2.12	7x3.67	94.4	109.7	13.6	5.01	344.8	260.3	120.1	3.9	55,150	0.3458	
95/55	152.8	1.7	12x3.2	7x3.2	96.5	152.8	16	9.6	721.4	266.2	441.1	14.1	79,350	0.2993	
105/75	181.5	1.4	14x3.1	19x2.25	105.7	181.5	17.3	11.25	906.7	291.8	594.0	20.9	108,450	0.2590	
130/20	141.4	6	26x2.44	7x1.9	121.6	141.4	15.5	5.7	496.0	335.5	155.5	5.0	43,650	0.2374	
130/70	193.3	1.7	12x3.6	7x3.6	122	193.3	18	10.8	913.2	337.0	558.5	17.9	100,000	0.2363	
125/30	157.7	4.3	30x2.33	7x2.33	127.9	157.7	16.1	6.99	594.4	359.0	233.9	7.5	57,600	0.2257	
150/25	173.1	6	26x2.7	7x2.1	148.9	173.1	17.1	6.31	606.7	410.6	190.0	6.1	55,250	0.1957	
170/40	211.9	4.3	30x2.7	7x2.7	171.8	211.9	18.9	8.1	798.3	474.2	314.0	10.1	76,750	0.1682	
185/30	213.6	6	26x3	7x2.33	183.8	213.6	19	6.99	748.5	507.0	233.9	7.6	66,200	0.1573	
210/35	243.7	6	26x3.2	7x2.49	209.1	243.7	20.3	7.47	852.3	576.6	267.1	8.6	74,900	0.1381	
210/50	261.6	4.3	30x3	7x3	212.1	261.6	21	9	983.7	525.5	387.7	12.5	93,900	0.1363	
230/30	269.7	7.7	24x3.5	7x2.33	230.9	260.7	21	6.99	878.0	636.5	233.9	7.6	73,100	0.1220	
240/40	282.5	6	26x3.45	7x2.68	243	282.5	21.9	8.04	989.8	670.4	309.4	10.0	86,400	0.1181	
265/55	297.8	7.7	24x3.74	7x2.49	263.7	297.8	22.4	7.47	1,002.7	726.9	267.1	8.7	83,050	0.1094	
300/50	353.7	6	26x3.36	7x3	304.3	353.7	24.5	9	1,239.2	839.0	387.7	12.5	107,000	0.0949	
305/40	344.1	7.7	54x2.68	7x2.68	304.6	344.1	24.1	8.04	1,160.6	841.2	309.4	10.0	99,400	0.0949	
340/30	369.1	11.3	48x3	7x2.33	359.3	369.1	25	6.99	1,178.2	936.8	233.9	7.5	92,900	0.0851	
380/30	431.5	7.7	54x3	7x3	382	431.5	27	9	1,454.5	1,054.3	387.7	12.5	123,100	0.0757	
385/35	420.1	11.3	48x3.2	7x2.49	386	420.1	26.7	7.47	1,341.1	1,065.4	267.1	8.6	104,800	0.0745	
435/55	490.6	7.7	54x3.2	7x3.2	434.3	490.6	28.8	9.6	1,554.2	1,199.0	441.1	14.2	136,410	0.0666	
450/40	488.2	11.3	48x3.45	7x2.68	448.7	488.2	28.7	8.04	1,557.1	1,238.6	309.4	9.1	120,750	0.0644	
490/65	553.9	7.7	54x3.4	7x3.4	490.3	553.9	30.6	10.2	1,867.7	1,333.7	498.0	16.0	153,100	0.0370	
495/55	528.2	14.5	45x3.74	7x2.49	494.1	528.2	29.9	7.47	1,644.0	1,268.2	267.2	8.6	121,300	0.0294	
510/45	555.5	11.3	48x3.68	7x2.57	510.3	555.5	30.7	8.61	1,774.6	1,408.1	355.1	11.4	136,650	0.0565	
550/70	621.3	7.7	54x3.6	7x3.6	550	621.3	32.4	10.6	2,094.6	1,518.3	558.3	18.0	170,600	0.0526	
560/50	611.2	11.3	48x3.86	7x3	561.7	611.2	32.2	9	1,950.4	1,550.2	387.7	12.5	148,950	0.0514	
570/40	610.7	14.5	45x4.02	7x2.68	571.2	610.7	32.2	8.04	1,727.5	1,561.7	309.4	10.0	136,200	0.0511	
650/45	695.8	14.5	45x4.3	7x3.87	653.5	695.8	34	8.61	2,172.4	1,805.9	355.1	11.4	155,500	0.0473	
490/85	764.6	7.7	54x4	19x2.4	675.6	764.6	36	12	2,572.5	1,874.3	675.8	27.2	206,250	0.0426	
1,045/75	1,060.0	23.1	72x4.3	7x2.87	1,045.6	1,090.9	43	9.61	3,273.6	2,707.1	355.1	11.4	217,600	0.0279	

جدول (۴) هادی های ACSR در استاندارد DIN

7.5 CSA C-49 - 1965

ACSR

ACSR code word	Conductor size CM or AWG	Stranding No./mm		Calculated sectional area mm ²		Overall diameter mm		Weight kg/km			Ultimate strength kg	Calculated D.C. resistance at 20° C Ω /km
		Aluminum	Steel	Aluminum	ACSR	ACSR	Steel	ACSR	Aluminum	Steel		
Bantam	13,100	3/1.68	4/1.68	6.651	15.52	5.04	—	58.01	18.25	69.76	1,190	4.314
Magpie	20,870	3/2.12	4/2.12	10.59	24.71	6.26	—	140.1	29.06	110.0	1,890	2.709
Shrike	33,200	3/2.67	4/2.67	16.80	39.20	8.01	—	222.3	46.07	176.2	2,900	1.708
Snap	52,825	3/3.37	4/3.37	26.76	62.44	10.11	—	354.1	73.41	280.7	4,470	1.072
Loon	66,500	3/3.78	4/3.78	33.66	78.54	11.34	—	445.4	92.35	353.0	5,320	0.8523
Petrel	101,800	12/2.34	7/2.34	51.61	81.72	11.70	7.02	777.5	142.5	235.0	4,470	0.5597
Minerva	110,800	12/2.44	7/2.44	56.11	88.54	12.20	7.32	410.6	155.0	255.6	4,350	0.5148
Lephorn	134,600	12/2.69	7/2.69	68.20	108.0	13.45	8.07	499.0	188.4	310.6	5,560	0.4236
Guinea	159,000	12/2.92	7/2.92	80.36	127.2	14.60	8.76	568.0	222.0	366.0	6,380	0.3195
Dottrel	176,600	12/3.08	7/3.08	89.41	141.6	15.40	9.24	654.2	247.0	407.2	7,440	0.2220
Drinking	190,800	12/3.20	7/3.20	96.50	152.8	16.00	9.60	706.1	266.6	439.5	8,070	0.2094
Brahma	203,200	16/2.86	19/2.48	162.8	194.6	18.12	12.40	100.3	254.4	718.0	12,480	0.2816
Cochon	211,300	12/3.37	7/3.37	107.0	169.4	16.85	10.11	782.2	295.7	487.5	8,580	0.2699
Wren	(8)	6/1.33	1/1.33	8.334	9.723	3.99	1.33	33.67	22.86	10.81	336	3.443
Warbler	(7)	6/1.30	1/1.30	10.60	12.27	4.50	1.50	43.84	29.09	12.75	427	2.707
Turkey	(6)	6/1.68	1/1.68	13.30	15.52	5.04	1.68	53.75	36.50	17.25	521	2.157
Thrush	(5)	6/1.89	1/1.89	16.84	19.65	5.67	1.89	68.02	46.19	21.83	667	1.704
Swan	(4)	6/2.12	1/2.12	21.18	24.71	6.26	2.12	85.37	58.11	27.46	921	1.366
Swallow	(3)	6/2.38	1/2.38	26.69	31.14	7.14	2.38	107.9	73.26	34.61	1,010	1.075
Sparrow	(2)	6/2.67	1/2.67	33.59	39.19	8.01	2.67	135.7	92.14	43.56	1,260	0.8540
Robin	(1)	6/3.00	1/3.00	42.41	49.48	9.00	3.00	171.4	116.4	55.00	1,580	0.6763
Raven	(1.0)	6/3.37	1/3.37	53.52	60.44	10.11	3.37	216.2	146.8	69.40	1,940	0.5261
Crail	(2.0)	6/3.78	1/3.78	67.32	78.54	11.34	3.78	273.0	184.7	87.29	2,420	0.4261
Pigeon	(3.0)	6/4.25	1/4.25	85.14	99.33	12.75	4.25	344.0	223.6	110.4	3,070	0.3370
Penguin	(4.0)	6/4.77	1/4.77	107.2	125.1	14.31	4.77	423.1	294.1	139.0	3,820	0.2576
Owl	266,800	6/5.36	7/5.36	135.4	153.0	16.09	5.37	508.9	371.4	137.5	4,345	0.2120
Wawing	266,800	18/3.09	13/3.09	135.0	142.5	15.45	3.09	430.1	371.8	58.84	3,220	0.2154
Partridge	266,800	26/2.57	7/2.09	134.9	156.9	16.28	6.00	543.9	372.2	171.7	5,090	0.2140
Phoenix	300,000	18/3.28	1/3.28	152.1	160.6	16.40	3.28	484.6	418.9	65.74	2,630	0.1894
Ostrich	300,000	26/2.73	7/2.12	152.2	177.0	17.28	6.36	612.9	420.0	192.9	5,740	0.1896
Fiber	300,000	30/2.34	7/2.34	152.0	187.5	17.78	7.52	696.9	420.0	276.9	7,000	0.1900
Martin	336,400	18/3.47	1/3.47	170.2	179.7	17.25	3.47	542.4	468.8	73.58	4,050	0.1692
Linnet	336,400	36/2.89	7/2.25	170.6	198.4	18.31	6.75	688.0	470.7	217.3	6,390	0.1692
Oriole	336,400	30/2.69	7/2.49	170.5	210.3	18.83	8.07	781.5	470.9	310.6	7,720	0.1694
Chickadee	397,500	18/3.77	1/3.77	200.9	212.1	18.85	3.77	640.2	553.4	86.82	4,720	0.1454
Ibis	397,500	26/3.14	7/2.44	201.3	234.0	19.88	7.32	811.2	555.6	255.6	7,330	0.1453
Lark	397,500	30/2.92	7/2.92	200.9	247.8	20.44	8.76	920.9	554.9	366.0	9,040	0.1438
Pelican	477,000	18/4.14	1/4.14	242.5	255.8	20.70	4.14	772.0	667.3	104.7	5,600	0.1189
—	477,000	22/3.74	7/2.08	241.8	265.6	21.20	6.24	852.4	666.7	185.7	7,000	0.1193
Hawk	477,000	26/3.44	7/2.67	241.6	280.8	21.77	8.01	972.8	666.8	306.0	8,780	0.1194
Hen	477,000	30/3.20	7/3.20	241.3	297.6	22.40	9.60	1,106	666.5	439.5	10,570	0.1197
Heron	500,000	30/3.28	7/3.28	253.5	312.7	22.96	9.84	1,162	700.3	461.8	11,150	0.1140
—	556,500	22/4.04	7/2.24	282.0	309.6	22.88	6.72	992.9	777.5	215.4	8,040	0.1022
Dove	556,500	26/3.72	7/2.89	282.6	328.5	23.55	8.67	1,138	779.9	358.5	10,190	0.1023
Eagle	556,500	30/3.46	7/3.46	242.1	317.9	24.22	10.38	1,283	779.1	513.8	12,270	0.1024
—	605,000	22/4.21	7/2.34	304.2	336.3	23.86	7.02	1,079	844.4	255.0	8,660	0.09412
Duck	605,000	34/2.69	7/2.69	306.7	346.7	24.21	8.07	1,159	845.5	310.6	10,230	0.09423
—	616,000	22/4.32	7/2.40	322.5	354.2	24.48	7.20	1,137	889.3	247.3	9,110	0.05039
Goose	636,000	26/3.97	7/3.09	321.9	374.4	25.15	9.27	1,298	888.2	409.8	11,740	0.08967
—	616,000	30/3.70	12/2.22	322.5	396.1	25.90	11.10	1,467	891.0	576.0	14,350	0.08966
Goose	636,000	34/2.76	7/2.76	353.1	363.0	24.54	8.28	1,220	893.3	327.0	10,740	0.08968

جدول (۵) هادی های ACSR در استاندارد CSA

CSA C-19 - 1965 (Cont'd)

ACSR

ACSR code word	Conductor size CM or AWG	Stranding Nos./mm		Calculated sectional area mm ²		Overall diameter mm			Weight kg/km		Ultimate strength kg	Calculated n.c. resistance at 20°C Ω/km
		Aluminum	Steel	Aluminum	ACSR	ACSR	Steel	ACSR	Aluminum	Steel		
—	666,600	42/3.20	7/1.75	338.8	355.2	24.54	5.34	1,069	933.2	136.0	8,000	0.08153
Goat	561,500	34/2.82	7/2.87	337.3	381.0	25.38	8.46	1,174	742.5	141.3	11,120	0.08517
Starling	715,000	26/4.21	7/3.28	361.9	421.1	26.68	9.94	1,161	998.9	461.3	12,770	0.08770
Redwing	715,000	30/3.91	19/2.23	362.1	444.5	27.43	11.75	1,643	1,000	645.2	15,650	0.07979
—	715,000	42/3.31	7/1.94	361.4	380.0	25.38	5.32	1,244	998.4	145.3	8,570	0.07993
Crow	715,000	24/2.92	7/2.92	351.6	408.3	26.28	8.76	1,246	1,000	325.0	11,920	0.07986
Drake	795,000	26/4.44	7/3.45	402.3	461.9	28.11	10.35	1,522	1,111	510.9	14,140	0.07171
Mallard	795,000	30/4.14	19/2.48	403.8	495.6	28.96	12.40	1,834	1,113	718.9	17,450	0.07154
—	795,000	42/3.50	7/1.94	404.1	424.8	26.52	5.32	1,279	1,117	147.6	5,370	0.07149
Condor	795,000	34/3.69	7/3.08	402.4	434.6	27.72	9.34	1,520	1,113	407.2	12,940	0.07185
—	874,500	42/3.67	7/3.04	444.4	467.3	28.14	6.12	1,407	1,228	178.6	10,380	0.06302
Crane	874,500	34/3.23	7/3.23	442.5	499.9	29.97	9.60	1,672	1,224	147.8	14,230	0.06334
—	900,000	42/3.72	7/2.07	465.5	480.1	28.53	6.21	1,445	1,261	183.5	10,670	0.06327
Canary	900,000	34/3.28	7/2.08	456.3	513.3	29.32	9.54	1,734	1,262	461.8	14,700	0.06337
—	954,000	42/2.88	7/2.13	483.8	508.7	29.37	6.39	1,532	1,337	194.7	11,130	0.05971
Cardinal	954,000	34/3.38	7/3.38	484.5	547.5	30.42	10.14	1,230	1,340	490.4	15,600	0.05967
—	1,033,500	42/3.99	7/2.21	525.0	551.9	30.57	6.63	1,660	1,450	209.6	12,070	0.05102
Coulee	1,033,500	34/3.51	7/3.51	522.5	590.2	31.59	10.53	1,974	1,445	528.5	16,810	0.05134
—	1,113,000	42/4.14	7/2.30	565.3	594.4	31.74	6.90	1,789	1,562	227.1	12,910	0.05110
Finch	1,113,000	32/3.65	19/2.19	564.8	636.4	32.83	10.95	2,124	1,562	562.4	18,270	0.05119
—	1,192,000	42/4.28	7/2.38	604.4	632.3	32.32	7.14	1,915	1,670	243.1	13,820	0.04759
Grackle	1,192,000	34/3.77	19/1.27	602.6	479.5	33.97	11.35	2,269	1,667	602.2	19,560	0.04757
—	1,272,000	42/4.42	7/2.46	644.3	677.6	33.90	7.38	2,040	1,780	239.8	14,723	0.04482
Pheasant	1,272,000	34/3.90	19/2.34	645.3	727.0	35.10	11.70	2,424	1,784	629.9	20,390	0.04480
—	1,351,000	42/4.56	7/2.53	685.9	721.1	34.95	7.59	2,170	1,895	274.7	15,630	0.04212
Martin	1,351,000	34/4.02	19/2.41	685.3	772.0	36.17	12.05	2,574	1,895	678.9	21,619	0.04219
—	1,431,000	42/4.69	7/2.61	725.8	763.3	35.97	7.83	2,297	2,005	292.4	16,610	0.03951
Plover	1,431,000	34/4.14	19/2.48	726.8	818.0	37.24	12.40	2,729	2,010	718.9	22,900	0.03973
—	1,510,500	42/4.82	7/2.67	766.5	805.7	36.93	8.01	2,423	2,117	306.0	17,480	0.03769
Parrot	1,510,500	34/4.25	19/2.55	766.3	863.3	38.25	12.73	2,879	2,119	759.8	24,130	0.03774
—	1,590,000	48/4.62	7/3.60	894.5	875.8	38.52	10.50	2,778	2,222	556.3	21,510	0.03590
Falcon	1,590,000	34/4.36	19/2.62	806.2	908.6	39.26	13.10	3,032	2,330	802.1	25,480	0.03556
—	1,590,000	72/3.77	7/2.52	803.5	838.4	37.72	7.96	2,495	2,222	272.6	17,950	0.03599

ادامه جدول (۵)- هادی های ACSR در استاندارد CSA

7-6 Japanese industrial Standard-JIS C 3110 - 1978

ACSR

Conductor size mm ²	Stranding Nos./mm		Calculated sectional area mm ²		Overall diameter mm		Weight kg/km			Ultimate strength kg	Calculate D.C. resistance at 20°C Ω/km
	Aluminum	Steel	Aluminum	ACSR	ACSR	Steel	ACSR	Aluminum	Steel		
25	6/2.3	1/7.3	24.93	29.09	6.9	2.3	100.7	68.39	32.41	907	1.15
32	6/2.6	1/2.6	31.85	37.16	7.8	2.6	128.6	87.18	41.41	1,140	0.899
38	6/3.5	1/3.5	57.73	67.25	10.5	3.5	233.1	153.1	75.04	1,980	0.497
80	6/4.2	1/4.2	83.10	96.95	12.6	4.2	335.5	227.5	108.0	2,770	0.345
95	6/4.5	1/4.5	95.40	111.3	13.5	4.5	385.2	261.2	124.0	3,180	0.301
120	10/2.3	7/2.3	124.7	151.8	16.1	6.9	572.7	345.7	228.0	5,540	0.233
160	10/2.6	7/2.6	159.3	196.5	18.2	7.8	732.8	441.5	291.3	6,980	0.182
* 200	10/2.9	7/2.9	199.2	244.4	20.3	8.7	911.7	549.3	362.4	8,640	0.147
240	10/3.2	7/3.2	241.3	297.6	22.4	9.6	1,110	668.9	441.3	10,210	0.120
330	16/4.0	7/3.1	326.8	379.6	25.3	9.3	1,320	905.4	414.2	10,950	0.0888
410	16/4.5	7/3.5	413.4	480.8	28.5	10.5	1,673	1,145	527.9	13,910	0.0702
520	16/3.5	7/3.5	519.5	596.9	31.5	10.5	1,969	1,441	527.9	15,600	0.0559
610	16/3.8	7/3.8	612.4	691.5	34.2	11.4	2,320	1,698	627.8	18,330	0.0474
* 810	45/4.8	7/3.2	814.5	870.8	38.4	9.6	2,700	2,259	441.3	18,480	0.0256
* 950	84/3.8	7/3.8	952.5	1,032	41.8	11.4	3,271	2,649	622.2	23,100	0.0205
* 1,160	84/4.2	7/4.2	1,163	1,260	46.2	12.6	3,996	3,236	759.8	27,830	0.0250
* 1,520	84/4.8	7/4.8	1,520	1,647	52.8	14.4	5,222	4,228	993.3	36,390	0.0191

Remark: * shows non-standard sizes to JIS C 3110, but used in Japan.

7-7 Australian Standard 1220 part 1 - 1973

ACSR

ACSR code word	Conductor size mm ²	Stranding Nos./mm		Calculated sectional area mm ²		Overall diameter mm		Weight kg/km			Ultimate strength kg	Calculate D.C. resistance at 20°C Ω/km
		Aluminum	Steel	Aluminum	ACSR	ACSR	Steel	ACSR	Aluminum	Steel		
Quince	7	3/1.75	4/1.75	7.215	16.84	5.25	—	95.9	19.60	76.30	12.7	3.24
Raisin	15	3/2.50	4/2.50	14.73	34.36	7.50	—	193	40.11	152.6	24.4	1.58
Sultana	28	4/3.00	3/3.00	28.28	49.48	9.00	—	342	76.80	165.6	28.3	0.893
Walnut	44	4/3.75	3/3.75	44.16	77.31	11.25	—	379	120.2	258.9	43.9	0.570
Almond	29	6/2.50	1/2.50	29.45	34.36	7.50	2.50	119	81.0	38	10.5	0.975
Apple	42	6/3.00	1/3.00	42.41	49.48	9.00	3.00	171	116.3	55	14.9	0.677
Banana	66	6/3.75	1/3.75	66.24	77.31	11.25	3.75	268	182.1	86	22.8	0.433
Cherry	106	6/4.75	7/1.60	106.32	120.40	14.3	4.80	404	291.8	112.5	33.0	0.271
Grape	147	10/2.50	7/2.50	147.27	181.60	17.5	7.5	675	407.9	267.2	63.7	0.196
Lemon	212	10/3.00	7/3.00	212.27	261.50	21.0	9.0	973	585.5	386.8	90.1	0.126
Lime	289	10/3.50	7/3.50	288.63	356.0	24.5	10.5	1,325	797.4	527.4	121	0.100
Mango	382	14/3.00	7/3.00	381.73	431.2	27.0	9.0	1,442	1,055	386.8	118	0.0758
Orange	448	14/3.25	7/3.25	447.95	506.0	29.3	9.75	1,694	1,237	457.1	137	0.0646
Olive	520	14/3.50	7/3.50	519.53	586.9	31.5	10.5	1,963	1,436	527.4	159	0.0557
Pawpaw	596	14/3.75	19/2.25	596.16	671.7	33.8	11.25	2,245	1,651	593.7	179	0.0485
Peach	957	14/4.75	19/2.85	956.88	1,085	42.8	14.25	3,661	2,646	1,015	292	0.0303

جدول (۷۶) هادی های ACSR در استاندارد ژاپن و استرالیا

S.AAC

8-1 ASTM B231-78 English System

Code word	Conductor size CM or AWG	Stranding Nos./mm	Calculated sectional area in. ²	Overall diameter in.	Weight pounds/ 1,000 ft.	Ultimate strength pounds	Calculated DC resistance at 20°C Ω/1,000 ft.	Class	
								AA	A
Bluebonnet	3,200,000	127/0.1460	2.749	2.158	3,350	59,340	0.005023	-	-
Trillium	3,000,000	127/0.1537	2.355	1.998	2,144	40,340	0.005838	-	-
Buttercup	2,750,000	110/0.1538	2.160	1.912	2,607	46,650	0.006368	-	-
Lupine	2,500,000	91/0.1657	1.754	1.823	2,370	42,410	0.007005	-	-
Sagebrush	2,250,000	91/0.1872	1.757	1.729	1,713	38,170	0.007782	-	-
Crowfoot	2,000,000	71/0.1442	1.573	1.630	1,577	34,640	0.008621	-	-
Jacuarine	1,750,000	61/0.1694	1.372	1.525	1,643	29,690	0.009991	-	-
Coreopsis	1,590,000	61/0.1615	1.249	1.452	1,493	26,970	0.01091	-	-
Goldilocks	1,510,000	61/0.1574	1.186	1.417	1,418	25,630	0.01148	-	-
Carolina	1,431,000	61/0.1533	1.124	1.379	1,343	24,750	0.01212	-	-
Columbine	1,315,000	61/0.1482	1.042	1.339	1,269	23,410	0.01283	-	-
Witchman	1,272,000	61/0.1444	0.999	1.297	1,194	22,030	0.01343	-	-
Hawthorn	1,192,000	61/0.1398	0.9566	1.253	1,119	21,070	0.01454	-	-
Nazgold	1,113,000	61/0.1351	0.8741	1.216	1,045	19,870	0.01558	-	-
Bluebell	1,033,000	37/0.1672	0.8117	1.170	970.2	17,530	0.01678	-	-
Flax	1,033,000	41/0.1292	0.8117	1.170	970.2	18,200	0.01678	-	-
Hawkeye	1,000,000	37/0.1644	0.7854	1.151	938.7	16,960	0.01734	-	-
Camellia	1,000,000	61/0.1250	0.7854	1.152	938.7	17,670	0.01734	-	-
Magnolia	954,000	37/0.1606	0.7493	1.124	895.6	16,180	0.01818	-	-
Goldenrod	954,000	61/0.1251	0.7493	1.126	895.6	16,360	0.01818	-	-
Cockatoo	900,000	37/0.1560	0.7067	1.093	844.9	15,270	0.01930	-	-
Snapdragon	900,000	61/0.1215	0.7067	1.094	844.9	15,900	0.01930	-	-
Arbutus	795,000	37/0.1466	0.6244	1.026	746.3	13,770	0.02181	-	-
Lute	795,000	61/0.1142	0.6244	1.028	746.3	14,220	0.02181	-	-
Primula	750,000	37/0.1424	0.5890	0.997	704.0	12,900	0.02312	-	-
Catalpa	750,000	61/0.1109	0.5890	0.998	704.0	13,250	0.02312	-	-
Violet	715,500	37/0.1391	0.5620	0.974	671.6	12,640	0.02424	-	-
Naturium	715,500	61/0.1053	0.5620	0.975	671.6	13,150	0.02424	-	-
Vesterna	700,000	37/0.1375	0.5498	0.963	657.1	12,370	0.02476	-	-
Flag	700,000	61/0.1071	0.5498	0.964	657.1	12,860	0.02476	-	-
Heuchera	650,000	37/0.1325	0.5105	0.928	610.2	11,490	0.02668	-	-
Orchid	676,000	37/0.1311	0.4905	0.918	597.0	11,240	0.02722	-	-
Meadowweet	600,000	37/0.1272	0.4712	0.891	563.2	10,600	0.02890	-	-
Dahlia	556,500	19/0.1711	0.4371	0.856	522.4	9,440	0.03116	-	-
Mistletoe	556,500	37/0.1226	0.4371	0.856	522.4	9,835	0.03116	-	-
Zinnia	500,000	19/0.1622	0.3927	0.811	469.4	8,430	0.03467	-	-
Hyalanth	500,000	37/0.1162	0.3927	0.813	469.4	9,010	0.03467	-	-
Cosmos	477,000	19/0.1582	0.3746	0.792	447.8	8,090	0.03636	-	-
Pyraea	477,000	37/0.1155	0.3746	0.792	447.8	8,400	0.03636	-	-
Goldencuffs	450,000	19/0.1529	0.3534	0.770	422.4	7,635	0.03854	-	-
Canna	397,500	19/0.1442	0.3122	0.734	373.2	6,885	0.04363	-	-
Chiffedil	350,000	19/0.1377	0.2749	0.679	328.6	5,185	0.04923	-	-
Tulip	336,400	19/0.1331	0.2642	0.666	315.8	5,945	0.05155	-	-
Peony	300,000	19/0.1257	0.2356	0.629	281.6	5,300	0.05781	-	-
Daisy	266,800	7/0.1925	0.2095	0.586	250.4	4,525	0.05590	-	-
Lupine	266,800	19/0.1143	0.2095	0.593	250.4	4,810	0.06100	-	-
Sneezewort	250,000	7/0.1830	0.1964	0.567	224.7	4,240	0.06937	-	-
Violetan	250,000	19/0.1117	0.1964	0.574	224.7	4,505	0.07447	-	-
Orchid	42/01	7/0.1239	0.1662	0.522	198.6	3,370	0.08195	-	-
Phlox	42/01	7/0.1548	0.1318	0.464	157.5	3,035	0.1033	-	-
Aster	42/01	7/0.1379	0.1045	0.414	134.9	2,507	0.1302	-	-
Poppy	41/01	7/0.1228	0.0829	0.368	99.1	1,990	0.1643	-	-
Pansy	41/01	7/0.1093	0.0617	0.328	78.5	1,640	0.2077	-	-
Iris	42/01	7/0.0973	0.0521	0.292	62.3	1,350	0.2415	-	-
Rose	44/01	7/0.0772	0.0328	0.232	39.2	881	0.4135	-	-
Brachell	46/01	7/0.0612	0.0206	0.184	24.6	565	0.6906	-	-

جدول (۸) هادی های AAC در استاندارد ASTM

B-2 ASTM B231-78 . . . Metric System

Code word	Conductor size CM or AWG	Stranding No./mm	Sectional area mm ²	Overall diameter mm	Weight kg/km	Ultimate strength kg	Calculated DC resistance at 20°C Ω/km	Class		
								AA	A	
Bluebonnet	3,500,000	127/4.216	1,773	54.81	4,983	26,700	0.01853	-	-	0
Trillium	3,000,000	127/3.904	1,520	50.75	4,274	22,800	0.01927	-	-	0
Bitterroot	2,750,000	91/4.415	1,193	48.57	3,879	20,900	0.02083	-	-	0
Lupine	2,500,000	91/4.209	1,266	46.30	3,325	19,000	0.02292	-	-	0
Sagebrush	2,250,000	91/3.993	1,139	43.92	3,173	17,100	0.02547	-	-	0
Crowdrip	2,000,000	91/3.764	1,013	41.40	2,819	15,200	0.02866	-	-	0
Jessamine	1,750,000	61/4.303	896.9	38.73	2,446	13,500	0.03239	0	0	0
Coreopsis	1,500,000	61/4.190	805.2	36.90	2,221	12,200	0.03578	0	0	0
Gladiolus	1,310,000	61/3.998	765.6	35.98	2,111	11,600	0.03752	0	0	0
Carnation	1,131,000	61/3.891	725.3	35.02	2,000	11,000	0.03961	0	0	0
Columbine	1,115,500	61/3.780	694.4	34.02	1,887	10,600	0.04197	0	0	0
Narcissus	1,122,000	61/3.668	644.8	33.01	1,777	9,900	0.04438	0	0	0
Hawthorn	1,192,500	61/3.551	604.1	31.96	1,665	9,550	0.04757	0	0	0
Margold	1,113,000	61/3.432	564.3	30.89	1,556	8,950	0.05092	0	0	0
Bluebell	1,033,500	37/4.244	523.6	29.71	1,443	8,050	0.05489	0	0	0
Larkspur	1,033,500	61/3.307	533.9	29.76	1,445	8,790	0.05485	0	0	0
Harweeweed	1,000,000	37/4.176	506.9	29.23	1,397	7,780	0.06071	0	0	0
Camellia	1,000,000	61/3.251	506.4	29.26	1,396	8,020	0.06163	0	0	0
Mimosa	954,000	37/4.079	452.6	28.35	1,333	7,410	0.06944	0	0	0
Goldenrod	954,000	61/3.178	483.9	28.60	1,334	7,630	0.06939	0	0	0
Cockscomb	900,000	37/3.962	456.2	27.73	1,257	7,000	0.06299	0	0	0
Snapdragon	900,000	61/3.086	456.3	27.71	1,258	7,190	0.06297	0	0	0
Arbutus	795,000	37/3.734	402.9	26.07	1,111	6,330	0.07129	0	0	0
Lilac	795,000	61/2.901	403.2	26.11	1,112	6,480	0.07127	0	0	0
Penuna	750,000	37/3.617	380.4	25.32	1,048	5,960	0.07539	0	0	0
Cattail	750,000	61/2.817	380.2	25.35	1,048	6,150	0.07538	0	0	0
Violet	715,500	37/3.533	362.7	24.73	1,000	5,790	0.07933	0	0	0
Nasturtium	715,500	61/2.751	362.6	24.76	999.9	5,980	0.07926	0	0	0
Verbena	700,000	37/3.493	354.6	24.45	977.5	5,660	0.08105	0	0	0
Flag	700,000	61/2.720	354.5	24.48	977.5	5,820	0.08106	0	0	0
Heuchera	650,000	37/3.368	339.6	23.58	908.8	5,290	0.08712	0	0	0
Orchid	636,000	37/3.330	322.2	23.31	898.4	5,150	0.08918	0	0	0
Meadowweet	600,000	37/3.333	303.7	22.63	837.5	4,850	0.09461	0	0	0
Dahlia	556,500	19/4.346	281.8	21.73	777.1	4,420	0.1019	0	0	0
Mistletoe	556,500	37/3.114	241.8	21.80	777.1	4,510	0.1020	0	0	0
Zinnia	500,000	19/4.120	253.3	20.60	698.5	3,980	0.1134	0	0	0
Hyacinth	500,000	37/2.951	253.1	20.66	697.8	4,140	0.1136	0	0	0
Cosmos	477,000	19/4.023	241.5	20.12	665.9	3,780	0.1190	0	0	0
Syringa	477,000	37/2.883	241.5	20.18	666.1	3,940	0.1190	0	0	0
Goldenroft	450,000	19/3.909	228.0	19.55	628.7	3,570	0.1260	0	0	0
Carnea	397,500	19/3.675	201.6	18.38	555.6	3,230	0.1426	0	0	0
Darindit	350,000	19/3.447	177.3	17.24	488.8	2,900	0.1621	0	0	0
Tulip	336,400	19/3.381	170.6	16.91	470.4	2,790	0.1685	0	0	0
Pony	300,000	19/3.193	152.1	15.97	419.4	2,490	0.1889	0	0	0
Daisy	266,800	7/4.961	135.3	14.88	373.1	2,190	0.2123	0	0	0
Laurel	266,800	19/5.010	135.2	15.05	373.2	2,260	0.2125	0	0	0
Sneezewort	250,000	7/4.801	126.7	14.40	344.4	2,050	0.2267	0	0	0
Valerian	250,000	19/2.913	126.6	14.57	344.0	2,100	0.2269	0	0	0
Onion	(4/0)	7/4.417	107.5	13.25	295.7	1,740	0.2680	0	0	0
Phlox	(3/0)	7/3.932	84.98	11.80	254.3	1,380	0.3381	0	0	0
Aster	(2/0)	7/3.503	67.47	10.51	186.0	1,140	0.4259	0	0	0
Poppy	(1/0)	7/3.119	53.48	9.357	147.4	900	0.5372	0	0	0
Pony	(1)	7/2.776	42.36	8.328	116.8	746	0.6783	0	0	0
Iris	(2)	7/2.424	33.65	7.422	92.75	614	0.8329	0	0	0
Rose	(4)	7/1.961	21.14	5.883	58.29	400	1.319	0	0	0
Frachbell	(6)	7/1.554	13.28	4.662	36.61	255	2.164	0	0	0

B-3 Japanese Industrial Standard—JIS C 3109 (1978)

AAC (HAL)						
Conductor size mm ²	Stranding No./mm	Calculated sectional area mm ²	Overall diameter mm	Weight kg/km	Ultimate strength kg	Electrical resistance Ω/km
30	7/2.3	29.10	6.9	79.48	469	0.383
38	7/2.6	37.16	7.8	101.5	576	0.269
55	7/3.2	56.29	9.6	153.8	838	0.202
95	7/4.2	96.95	12.6	264.9	1,410	0.125
150	19/3.2	157.8	16.0	418.7	2,270	0.188
200	19/3.7	204.2	18.5	549.8	3,040	0.140
240	19/4.0	238.8	20.0	654.5	3,470	0.120
300	37/3.2	297.6	22.4	820.1	4,430	0.0959
400	37/3.7	397.8	25.9	1,097	5,930	0.0726
510	37/4.2	512.5	29.4	1,413	7,460	0.0643
650	61/3.5	655.8	35.3	1,813	9,770	0.0441
850	61/4.0	844.9	37.8	2,334	12,300	0.0342
980	91.2	978.5	40.7	2,736	14,580	0.0297
1,250	91.4	1,250	46.2	3,489	18,350	0.0230

جدول (۱۰ و ۹) هادی های AAC در استاندارد ASTM و ژاپن

8-4 DIN 48201 Blatt 5 - 1965

AAC

Conductor size mm ²	Stranding No./mm	Calculated sectional area mm ²	Overall diameter mm	Ultimate strength kN	Weight kg/km	Calculated electrical resistance at 20°C Ω/km
16	7/1.7	15.87	5.1	290	44	1.798
25	7/2.1	24.25	6.3	425	57	1.117
35	7/2.5	34.36	7.2	585	64	0.831
50	7/3	49.43	9.0	810	105	0.577
50	19/1.8	48.36	7.0	810	105	0.576
70	19/2.1	65.82	10.5	1,150	151	0.438
95	19/2.5	93.27	12.5	1,545	220	0.309
120	19/2.8	117.0	14.0	1,910	274	0.246
150	37/2.25	147.1	15.7	2,570	406	0.197
185	37/2.5	181.6	17.5	3,105	501	0.160
240	61/2.25	242.3	20.2	4,015	679	0.120
300	61/2.5	299.4	22.5	4,350	827	0.0969
400	81/2.89	400.1	26.0	5,190	1,115	0.0730
500	61/3.23	499.8	29.1	7,600	1,291	0.0590
625	91/2.96	626.2	32.6	9,600	1,733	0.0462
800	91/3.35	801.1	36.8	12,035	2,219	0.0361
1,000	91/3.74	999.7	41.1	14,845	2,766	0.0290

8-5 BS 215: Part-1: 1970

AAC

Code word	Conductor size mm ²	Stranding No./mm	Calculated sectional area mm ²	Overall diameter mm	Weight kg/km	Ultimate strength		Calculated electrical resistance at 20°C Ω/km
						kN	kg	
Midge	16	7/1.06	15.33	5.18	64	3.99	407	1.527
Ant	25	7/1.10	22.83	6.30	145	8.78	844	0.5419
Fly	35	7/1.40	33.55	10.70	174	9.90	1,210	0.4505
Wasp	50	7/1.39	106.0	13.17	290	16.00	1,610	0.2702
Hornet	70	19/1.25	157.6	16.25	434	25.70	2,620	0.1825
Chaffer	95	19/1.38	213.2	18.90	587	32.40	3,300	0.1349
Cockroach	120	19/1.22	265.7	21.10	731	40.40	4,120	0.1083
Butterfly	150	19/1.62	322.7	23.25	968	48.75	4,976	0.08916
Centipede	200	37/1.78	415.2	26.46	1,145	63.10	6,420	0.06944

Inter: 1kN = 100,000/1,000 dyne = 101.972 kgf

8-6 CSA C-49 1965

AAC

Code word	Conductor size CM or AWG	Stranding No./mm	Calculated sectional area mm ²	Overall diameter mm	Weight kg/km	Ultimate strength kg	Calculated electrical resistance at 20°C Ω/km
Rose	(4)	7/1.05	31.12	5.98	57.83	416	1.255
Lily	(3)	7/1.20	26.51	6.60	72.52	515	1.016
Lily	(2)	7/1.47	33.54	7.41	91.83	637	0.8535
Pansy	(1)	7/1.74	42.49	8.34	116.4	777	0.6738
Poppy	(1/0)	7/1.12	53.52	9.36	146.5	938	0.5250
Aster	(2/0)	7/1.50	67.35	10.50	184.4	1,150	0.3952
Phlox	(3/0)	7/1.35	84.91	11.79	232.5	1,440	0.3372
Oxlip	(4/0)	7/1.42	107.4	13.26	294.0	1,810	0.2667
Yalester	250,000	19/1.91	126.4	14.55	374.6	2,260	0.2277
Laurel	266,800	15/3.01	135.2	15.05	571.9	2,420	0.2125
Peony	300,000	19/3.19	151.2	15.95	477.8	2,660	0.1895
Tulip	336,400	12/3.28	170.5	16.90	469.0	3,000	0.1688
Flaxseed	379,000	19/3.45	177.6	17.23	488.8	3,120	0.1670
-	400,000	19/3.69	203.1	18.45	559.0	3,260	0.1427
Coldenight	450,000	19/3.91	228.2	19.55	627.8	3,460	0.1281
Cosmos	477,000	15/4.02	241.1	20.10	662.4	4,070	0.1193
Zinnia	500,000	17/4.12	253.3	20.60	694.9	4,250	0.1116
Dahlia	516,500	19/4.32	282.3	21.74	777.0	4,270	0.1045
-	550,000	32/3.17	279.3	21.70	769.9	4,920	0.1022
Meadowswort	630,000	35/3.23	303.3	22.61	835.9	5,230	0.09088
Orchid	636,000	32/3.33	322.9	23.31	888.4	5,660	0.08406
Henshara	650,000	35/3.37	320.0	23.59	909.9	5,870	0.08736
Verbena	700,000	35/3.49	353.9	24.43	976.0	6,270	0.08146
Petunia	750,000	37/3.62	380.7	25.34	1,050	6,550	0.07813
-	800,000	37/3.73	403.3	26.11	1,115	6,760	0.07379
Cockcomb	900,000	37/3.96	452.8	27.72	1,257	7,700	0.06324
Flaxseed	1,000,000	37/4.18	502.6	29.26	1,400	8,450	0.05670
-	1,100,000	51/3.41	557.1	30.69	1,529	9,520	0.05133
-	1,200,000	41/3.56	607.2	32.04	1,678	10,490	0.04734
-	1,300,000	61/3.71	659.4	33.74	1,827	11,350	0.04381
-	1,400,000	41/3.85	710.0	34.55	1,961	12,060	0.04062
-	1,500,000	61/3.98	758.8	35.82	2,086	12,770	0.03790
-	1,600,000	61/4.11	809.3	36.99	2,226	13,600	0.03564
-	1,700,000	61/4.24	861.1	38.16	2,380	14,520	0.03354
-	1,800,000	41/4.37	910.9	39.27	2,519	15,450	0.03177

جدول (۱۳و۱۲و۱۱) هادی های AAC در استاندارد DIN و BS و CSA

مقاومت الکتریکی Ohm/kg- 20°C	مقاومت مکانیکی Kg	وزن هادی Kg/Km	مقطع هادی KCM/ mm ²	قطر هادی mm	کد هادی
0.7822	1340	148	35 mm ²	8.37	Fox
0.4546	2220	255	60 mm ²	10.98	Mink
0.2733	3330	394	100 mm ²	14.15	Dog
0.2136	5130	546	266.8 KCM	16.29	Partridge
0.1576	8140	642	175 mm ²	19.53	Lynx
0.1698	7870	785	336 KCM	18.83	Oriole
0.1196	8850	976	477 KCM	21.78	Hawk
0.07167	14300	1628	795 KCM	28.13	Drake
0.06332	14500	1725	900 KCM	29.51	Canary
0.05973	15400	1825	954 KCM	30.39	Cardinal
0.05518	16600	1980	1033 KCM	31.62	Curlew
0.04238	21000	2585	1351 KCM	36.16	Martin

جدول (۱۴) هادی‌های استاندارد وزارت نیرو برای خطوط انتقال و توزیع نیرو

تمرینات فصل چهارم

- ۱- هدف از بکارگیری هسته فولادی GS در هادی های ACSR چیست؟
- ۲- در چه مواردی از مغزی فولادی AS یا AW به جای مغزی GS استفاده می شود؟
- ۳- فلسفه به کارگیری آلومینیوم خالص یا آلیاژهای آلومینیوم در هادی های خطوط انتقال هوایی چیست؟
- ۴- یک هادی ACSR با ۵۴ رشته آلومینیوم (قطر هر رشته 3.513 mm) و ۷ رشته فولادی گالوانیزه (قطر هر رشته 3.513mm) در دست است، مساحت آن چند میل دایره است؟
- ۵- چه رابطه ای بین میل دایره ای (Circular Mil) و میلی میلیمتر مربع وجود دارد؟
- ۶- مساحت کل و مساحت آلومینیوم یک هادی که دارای ۲۶ رشته آلومینیومی به قطر 4.442 میلیمتر و ۷ رشته فولاد گالوانیزه به قطر 3.454 می باشد را به دست آورید. در استانداردها مقطع این هادی را با چند CM نشان می دهند؟
- ۷- در صورتیکه مقطع کل یک هادی ACSR با ۵۴ رشته آلومینیوم 901.9 میلیمتر مربع باشد، مقطع این هادی چند اینچ مربع و چند CM می باشد؟
- ۸- چرا در استانداردهای برای یک مقطع مشخص چند نوع هادی ارائه می دهند؟ ویژگی های این هادی ها چیست؟
- ۹- برای یک مقطع مشخص چگونه می توان مقاومت مکانیکی هادی ها را افزایش داد؟
- ۱۰- آیا می توان با آگاهی از قطر هادی های رشته ای مقطع کل آنها را محاسبه نمود؟

فصل پنجم: پارامترهای خطوط انتقال نیرو

مقاومت هادی ها، راکتانس سلفی و خازنی سه پارامتر اساسی خطوط انتقال نیرو می باشند. که به طور مستقیم در انتخاب ولتاژ، ظرفیت، میزان قدرت طبیعی، حد قدرت انتقالی، افت ولتاژ، تلفات قدرت و انرژی و همچنین در حد پایداری خطوط انتقال نیرو دخالت دارند. این پارامترها ضمن اینکه به قطر هادیها و تعداد آنها در هر فاز وابسته می باشند به موقعیت مکانی هادی ها و شکل برج ها نیز بستگی دارند.

(۱) **مقاومت هادیها:** به طور کلی عوامل زیر در تغییرات مقاومت هادی ها نقش دارند:

۱-۱- **عوامل محیطی:** عمدتاً بر درجه حرارت هادیها و در نتیجه در مقدار مقاومت آن موثر می باشند، که از جمله می توان به موارد زیر اشاره نمود:

۱-۱-۱ **درجه حرارت محیط:** یکی از عوامل موثر در تغییرات مقاومت هادی ها، درجه حرارت آن می باشد، به طوریکه این عامل به تنهایی می تواند تا ۳۰٪ مقدار مقاومت را تغییر دهد. رابطه (۱)، تأثیر تغییرات درجه حرارت محیط را در مقدار مقاومت DC هادی ها نشان می دهد:

$$(1) R_c = R_0 \frac{M + t_c}{M + t_0}$$

R_c : مقاومت هادی در درجه حرارت t_c ، به اهم.

R_0 : مقاومت هادی در درجه حرارت t_0 ، به اهم.

t_c : درجه حرارت هادی بر حسب سانتیگراد.

t_0 : درجه حرارت اولیه بر حسب سانتیگراد.

M : ضریب ثابتی است که مقدار آن برای هادی های مختلف به شرح زیر می باشد:

هادی	هدایت نسبی	M
آلومینیوم سخت	۶۱٪	۲۲۸/۱
مس کوبیده	۱۰۰٪	۲۳۴/۵
مس سخت	۹۷/۳٪	۲۴۱/۵
آهن	۱۷/۲٪	۱۸۰
نقره	۱۰۸٪	۲۴۳
فولاد	۲ تا ۱۴٪	۹۸۰ تا ۱۸۰
برنز	۲۰ تا ۲۷٪	۴۸۰

۱-۱-۲ **تأثیر خورشید:** تابش خورشید بر سطح هادی ها باعث گرم شدن آن و در نتیجه افزایش مقاومت

آن می شود. خورشید ممکن است با توجه به موقعیت جغرافیایی محل، زاویه تابش، قطر و شرایط سطح هادی،

آنرا حدود ۷ تا ۱۵ درجه سانتیگراد گرمتر از محیط سازد. رابطه تقریبی زیر، افزایش درجه حرارت هادی را تحت تأثیر تابش مستقیم خورشید نشان می دهد.

$$(2) \quad t_s = 23E \cdot Q_s \cdot \sqrt{d}$$

t_s : افزایش درجه حرارت هادی تحت تابش خورشید بر حسب درجه سانتیگراد.

Q_s : توان تابشی خورشید بر حسب وات بر اینچ مربع.

E : ضریب سطحی هادی.

d : قطر هادی به اینچ

۱-۳-۱) **ارتفاع منطقه:** چون با تغییر ارتفاع محل، چگالی هوا نیز تغییر می کند، لذا ارتفاع منطقه در تعادل حرارتی هادی ها و در نتیجه در مقدار مقاومت آنها موثر می باشد، که البته تأثیر این عامل در مقایسه با سایر عوامل قابل صرفه نظر کردن می باشد.

۱-۳-۴) **سرعت باد:** در صورتی که باد به هادی ها بوزد، چون دفع انرژی گرمایی در هادی ها را تشدید می کند، باعث کاهش درجه حرارت آن و در نتیجه سبب تقلیل مقاومت هادی ها می گردد. گرچه این عامل تغییرات مقاومت را به همراه دارد اما در مطالعات پایدار این تأثیر در محاسبات ملحوظ نمی گردد.

۱-۳-۵) **باران و برف:** در شرایط بارش باران دفع حرارت از هادی ها راحت تر انجام می گیرد، لذا در روزهای بارانی مقاومت هادی ها بیشتر از حالت عادی تقلیل می یابد. این حالت در روزهای برفی نیز به وجود می آید.

۱-۳-۶) **تغییر سطحی:** باعث تقلیل درجه حرارت هادی ها و در نتیجه باعث کاهش مقاومت آنها می گردد. از تأثیر این عامل می توان صرفه نظر کرد.

۱-۲-۱) **عوامل الکتریکی:** در بین عوامل الکتریکی بیشترین تأثیر را جریان عبوری از هادی ها در مقاومت ایجاد می کند، ضمن اینکه فرکانس نیز به دلیل اثر پوستی در افزایش مقاومت هادی ها موثر می باشند.

۱-۲-۱) **تأثیر جریان الکتریکی:** عبور جریان الکتریکی از هادیها باعث افزایش درجه حرارت آن می گردد، مقدار این افزایش تابعی است از میزان بارگذاری الکتریکی خطوط انتقال نیرو. رابطه زیر مقاومت هادی های باردار را بر حسب سایر پارامترهای موثر نشان می دهد:

$$(3) \quad R_c = R_a(1 + x + x^2)$$

$$(4) \quad x = K \cdot \frac{R_a \cdot I^2}{d + 2\sqrt{d}}$$

$$K = (260 - 60E - t_a) \cdot 10^4$$

R_c : مقاومت هادی باردار.

K : ضریبی است مشخص برای هادیها و مقدار آن در شرایط متعارف برابر است با: $K=0.022$.

۱-۲-۲) **تأثیر فرکانس:** به طور کلی هرچه فرکانس افزایش یابد، چون جریان بیشتری از سطوح نزدیکتر به پوسته هادی ها عبور می کند، در نتیجه مقاومت هادی افزایش می یابد چون سطح مقطع موثر آن در مقابل

عبور جریان کم می شود. برای محاسبه مقدار مقاومت الکتریکی AC یک هادی در فرکانس f می توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$(6) R_{ac} = K.R_{dc}$$

دراین رابطه K تابعی است از متغیر X که مقدار آن در جدول (۱) نشان داده شده است و پارامتر X نیز از رابطه زیر بدست می یاید:

$$(7) x = 0.063598 \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot f}{R_{dc}}}$$

μ ، پرماییته هادی می باشد که مقدار آن برای هادی های غیرمغناطیسی برابر است. لذا با جایگذاری مقادیر μ, f ($\mu=1, f=50$)، x ، به صورت زیر ساده می شود:

$$x = \frac{0.4497}{\sqrt{R_{dc}}}$$

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 (۱) مقدار K برحسب مقادیر مختلف X

۳-۱- **مشخصه هادی:** از مشخصه عمده هادی ها می توان جنس، مقطع، درصد ترکیب رشته های فولاد و آلومینیوم یا نظایر آن در بافت هادی و همچنین شرایط سطحی هادی ها را نام برد.

۴-۱- **روش محاسبه مقاومت:** لازم است در محاسبه و تعیین مقدار مقاومت هادی ها به نکات زیر توجه گردد:

- مقاومت اولیه هادی ها و درجه حرارتی که مقدار مقاومت بر آن مبنا محاسبه گردیده است.
- درجه حرارت محیط در زمان مطالعه.
- وضعیت تابش خورشید در زمان مطالعه.
- جریان عبوری از هادی در شرایط مورد مطالعه.

(۲) **راکتانس سلفی:** مقدار راکتانس به پارامترهای بسیار زیادی بستگی دارد، اما بر حسب اینکه خطوط انتقال نیرو ساده (یک هادی در فاز) یا بندل (چند هادی در هر فاز)، مقادیر راکتانس سلفی را می توان از روابط مختلفی به دست آورد، که ذیلاً به آنها اشاره می گردد:

(۲-۱) **خطوط ساده:** برای محاسبه مقدار راکتانس سلفی در خطوط انتقال نیروی ساده از رابطه (۸) استفاده می کنیم.

$$(8) \quad X_1 = K \cdot \log_{10} \frac{GMD}{GMR}$$

$$(9) \quad K = 0.002894f$$

X_1 : راکتانس خط بر حسب اهم بر کیلومتر.

GMD: فاصله متوسط هندسی فازها بر حسب سانتیمتر.

GMR: متوسط شعاع هندسی هادی ها بر حسب سانتیمتر.

f: فرکانس

برای فرکانس ۵۰ هرتز مقدار K را می توان به کمک رابطه (۹) به دست آورد که با جایگزینی آن در رابطه (۸) داریم:

$$(10) \quad X_1 = 0.1447 \log_{10} \frac{GMD}{GMR}$$

$$(11) \quad GMR = r \cdot e^{-\frac{\mu}{4}}$$

r: شعاع هادی و μ : پرمابیلیته نسبی هادی می باشد.

برای هادی های آلومینیوم و مس مقدار آن تقریباً برابر یک است که در این حالت مقدار GMR برابر است با:

$$GMR = 0.7788r$$

(۲-۲) **خطوط بندل:** در این حالت نیز برای محاسبه مقدار راکتانس سلفی خطوط انتقال هوایی می توان از رابطه (۱۰) استفاده نمود، اما برای تبدیل این رابطه برای استفاده در خطوط انتقال نیرو بندل لازم است در رابطه (۱۰) به جای GMR از GMR_b استفاده نمود. برای محاسبه مقدار GMR_b می توان از رابطه (۱۲) استفاده نمود.

$$(12) \quad GMR_b = (n_s \cdot GMR \cdot A^{n_s-1})^{\frac{1}{n_s}}$$

برای خطوط بندل ($n_s \geq 2$)، مقدار A را می توان از رابطه (۱۳) به دست آورد:

$$(13) \quad A = \frac{d_s}{2 \sin\left(\frac{\pi}{n_s}\right)}$$

n_s : تعداد هادی های فرعی در هر فاز.

d_s : فاصله هادی های فرعی از هم بر حسب سانتیمتر.

- پارامتر A در حقیقت شعاع دایره ای است که محیط بر هادی های فرعی باشد. مقدار A برای خطوط انتقال بندل دو، سه و چهار تایی به صورت زیر می باشد، برای سایر حالات نیز مقدار A را با توجه به رابطه (۱۳) می توان بدست آورد:

$$n_s = 2 \rightarrow A = \frac{d_s}{2}$$

$$n_s = 3 \rightarrow A = \frac{\sqrt{3}d_s}{2}$$

$$n_s = 4 \rightarrow A = \frac{\sqrt{2}d_s}{2}$$

(۳) **راکتانس خازنی:** در طراحی خطوط انتقال نیرو همان طور که تلاش در کاهش راکتانس سلفی است، از جهت دیگر باید سعی شود در برخی موارد با تدابیر مناسبی بر مقدار کاپاسیتانس آنها افزوده گردد.

(۳-۱) خطوط ساده:

$$(14) \quad X_C = K' \cdot \log_{10} \frac{GMD}{r}$$

$$(15) \quad K' = \frac{6.586}{f}$$

X_C : راکتانس خازنی

K' : ضریب ثابتی که تابعی است از فرکانس و به صورت رابطه فوق نشان داده می شود. با تعیین مقدار K' در فرکانس ۵۰ هرتز و قرار دادن آن در رابطه (۱۴) به رابطه زیر می رسیم:

$$(16) \quad X_C = 0.1318 \log_{10} \frac{GMD}{r}$$

X_C : راکتانس خازنی بر حسب مگا اهم بر کیلومتر.

GMD: فاصله متوسط هندسی فازها بر حسب سانتیمتر.

R: شعاع هادی (سانتیمتر).

(۳-۲) خطوط بندل: همانند راکتانس سلفی در این حالت نیز به جای شعاع هادی (r)، باید از مقدار r_b با شعاع معادل هادی های در خطوط انتقال نیرو بندل استفاده نمود. با افزایش تعداد هادی های فرعی در هر فاز مقدار راکتانس خازنی کاهش و مقدار کاپاسیتانس آن افزایش می یابد.

$$(17) \quad r_b = (n_s \cdot r \cdot A^{n_s-1})^{1/n_s}$$

در این حالت نیز برای محاسبه مقدار راکتانس خازنی می توان از رابطه (۱۴) استفاده نمود. با این تفاوت که به جای شعاع هادی ها باید از مقدار r_b استفاده گردد. که نتیجه را می توان به صورت زیر نوشت:

$$(18) \quad X_c = 0.1318 \log_{10} \frac{GMD}{r_b} \text{ (mega ohm/km)}$$

۴) مشخصه های ارسالی خطوط انتقال نیرو:

۴-۱) سوسپتانس:

$$(19) \quad B = \frac{1}{X_c}$$

$$(20) \quad B = 7.59 / \log_{10} GMD / r_b \text{ (}\mu\text{mho / Km)}$$

۴-۲) امپدانس طبیعی خط (امپدانس موجی)، (Surge Impedance): برابر با امپدانس است که در آن حالت وار تولیدی خط برابر وار مصرفی آن باشد یا:

$$(21) \quad X_L I^2 = V^2 B$$

$$(22) \quad \left(\frac{V}{I} \right)^2 = \frac{X_L}{B}$$

$$(23) \quad \Rightarrow ZI = \frac{V}{I}$$

• با جایگذاری مقادیر X_L , X_c ($X_c = \frac{1}{C\omega}$, $X_L = L\omega$) در رابطه (۲۲) می توان مقدار ZI را بدست آورد:

$$(24) \quad ZI = \sqrt{L/C}$$

L : اندوکتانس، C : کاپاسیتانس، ZI : امپدانس طبیعی خط.

جدول (۴)، مقدار امپدانس طبیعی چند خط مختلف را نشان میدهد.

۴-۳) قدرت طبیعی خط (SIL)، (Surge Impedance Loading): وقتی که خط انتقال با موج های فرکانس بالا یا جریان های صاعقه مواجه می شود، تلفات خط انتقال قابل صرفه نظر کردن می گردد و در چنین حالت اهمیت و کاربرد امپدانس موجی مشخص می گردد. قدرت طبیعی خط انتقال یا SIL در حقیقت معادل مقدار قدرتی است که به باری با ماهیت مقاومت خالص و معادل $\sqrt{L/C}$ تحویل گردد. در حالت کلی (در خطوط ساده یا بندل) قدرت طبیعی خط انتقال را می توان از روابط زیر بدست آورد:

$$(25) \quad SIL = \frac{U^2}{ZI}$$

$$(26) \quad SIL = \frac{U^2}{\sqrt{L/C}}$$

۴-۴) سایر عوامل: علاوه بر پارامترهای فوق الذکر در برخی از محاسبات پارامترهای مختلفی چون λ, β, ν مورد استفاده قرار می گیرند که به طور خلاصه به آنها اشاره می گردد:

$$(27) \quad \nu = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

$$(28) \quad \lambda = \frac{v}{f} = \frac{1}{f \cdot \sqrt{LC}}$$

$$(29) \quad \beta = \frac{\omega}{v} = \omega \cdot \sqrt{LC}$$

v : سرعت امواج الکترومغناطیسی که تقریباً معادل سرعت نور می باشد.

λ : طول موج

ω : بسامد نور ($\omega = 2\pi f$)

مقادیر ZI, SIL را می توان از روابط زیر بدست آورد:

$$ZI = \frac{1}{C \cdot v}$$

$$ZI = L \cdot v$$

$$SIL = C \cdot v \cdot U^2$$

$$SIL = \frac{U^2}{L \cdot v}$$

$$SIL = \lambda \cdot f \cdot C \cdot U^2$$

$$SIL = \frac{U^2}{\lambda \cdot f \cdot L}$$

۵) مقادیر عددی پارامترهای خطوط انتقال نیرو: برای آگاهی از مقادیر تقریبی راکتانس،

سوسپتانس، امپدانس موجی و قدرت طبیعی در سه سطح ولتاژ (جدول ۵ و ۳ و ۴ و ۵) درج گردیده است.

				• ولتاژ ۱۳۲ کیلو وات :
U=132kv	GMD=700cm	r=1.08cm	d _s = 45cm	
				• ولتاژ ۲۳۰ کیلو ولت:
U= 230kv	GMD=1000cm	r=1.50cm	d _s =45cm	
				• ولتاژ ۴۰۰ کیلو ولت:
U=400kv	GMD=1400cm	r=1.60cm	d _s = 45cm	

تعداد هادی های هر فاز				
۴	۳	۲	۱	
۰/۲۳	۰/۲۵	۰/۲۹	۰/۴۰	۱۳۲
۰/۲۵	۰/۲۷	۰/۳۱	۰/۴۲	۲۳۰
۰/۲۷	۰/۲۹	۰/۳۳	-	۴۰۰

جدول (۲) مقدار متوسط راکتانس خطوط انتقال در

سه سطح مختلف ولتاژ (اهم بر کیلومتر)

تعداد هادی های هر فاز				
۴	۳	۲	۱	
۴/۸۵	۴/۳۶	۳/۷۸	۲/۲۶	۱۳۲
۴/۵۰	۴/۱۱	۲/۶۲	۲/۶۷	۲۳۰
۴/۱۵	۳/۸۲	۳/۴۰	-	۴۰۰

جدول (۳) مقدار متوسط سوسپتانس خط انتقال
در سه سطح مختلف ولتاژ ($\mu mho / Km$)

تعداد هادی های هر فاز				
۴	۳	۲	۱	
۲۱۵	۲۳۹	۲۷۶	۳۸۷	۱۳۲
۲۳۴	۲۵۷	۲۹۳	۳۹۹	۲۳۰
۲۵۴	۲۷۷	۳۱۲	-	۴۰۰

جدول (۴) مقدار امپدانس موجی خط
در سه سطح مختلف ولتاژ (اهم)

تعداد هادی های هر فاز				
۴	۳	۲	۱	
۸۰	۷۳	۶۳	۴۵	۱۳۲
۲۲۶	۲۰۶	۱۸۱	۱۳۳	۲۳۰
۶۳۰	۵۷۸	۵۱۳	-	۴۰۰

جدول (۵) مقدار متوسط قدرت طبیعی خط انتقال (SIL)
در سه سطح مختلف ولتاژ (MVA)

تمرینات فصل پنجم

۱- منحنی تغییرات مقاومت الکتریکی یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت را در طول یک شبانه روز رسم کنید، در محاسبه مقدار مقاومت درجه حرارت محیط را برای ۶ ساعت اول، دوم، سوم و چهارم به ترتیب ۱۰، ۲۰، ۳۰، ۱۵ درجه سانتیگراد در نظر بگیرید، ضمناً از تأثیر سایر عوامل در محاسبه مقدار مقاومت صرف نظر نمایید.

۲- در یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت با یک هادی Canary در هر فاز و فاصله متوسط هندسی ۶ متر برای فازها مقادیر راکتانس و سوسپتانس خط چه مقداری است.

۳- مقادیر راکتانس و سوسپتانس یک خط انتقال ۴۰۰ کیلوولت بندل با چهار هادی Drake در هر فاز را محاسبه نمایید با این فرض که $GMD=10m$ و مقدار $d_s=45cm$ می باشد.

۴- در یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت با یک هادی Curlew در هر فاز، ابتدا مقدار راکتانس را محاسبه نمائید سپس با افزایش تعداد هادی های فرعی از یک به چهار عدد و در هر فاز مقدار راکتانس را محاسبه کنید (در تمام حالات $GMD=7m$ ، $d_s=45cm$ می باشد).

۵- مقادیر امپدانس موجی و قدرت طبیعی (SIL) یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت با دو هادی Canary در هر فاز را محاسبه کنید، در این خط انتقال مقدار $GMD=8m$ و مقدار $d_s=45cm$ می باشد.

فصل ششم: جریان مجاز هادی های خطوط انتقال نیرو

در اکثر منابع حد جریان عبوری از هادی ها را جریان مجاز نام گذاری کردند و آنرا به این صورت تعریف نموده اند: جریان مجاز، به بالاترین جریان اطلاق می شود که عبور مداوم آن از هادی ها تغییری در مشخصات فنی آنها به وجود نیاورد.

• مهمترین عاملی که باعث تغییر در مشخصات فنی هادی ها می گردد، درجه حرارت مجاز هادی ها می باشد، به این ترتیب جریان مجاز هادی ها به درجه حرارت مجاز هادی ها وابسته می باشد، که درجه حرارت مجاز نیز، خود تابعی است از نوع و مشخصات متالورژیک رشته های فلزی تشکیل دهنده هادی ها.

(۱) **تبادل حرارتی در هادی ها:** در اکثر مقالات منتشره معادلات مربوط به تبادل حرارتی در هادی ها

به صورت رابطه (۱) تعریف گردیده است، گرچه در برخی از مراجع رابطه (۲) را نیز پیشنهاد نموده اند:

$$(1) W_j + W_s = W_c + W_r$$

$$(2) W_j + W_s + W_m = W_c + W_r + W_v$$

W_j : حرارت تولیدی در اثر تلفات ژول.

W_s : حرارت تولیدی در اثر تابش خورشید.

W_c : حرارت دفع شده در اثر جابجایی.

W_r : حرارت دفع شده در اثر تشعشعی.

W_m : حرارت تولیدی در اثر تلفات فوکو و هیستریزیس در هسته فولادی هادی ها.

W_v : حرارت دفع شده در اثر تبخیر رطوبت سطح هادی.

با توجه به ناچیز بودن W_v و W_m ، معمولاً می توان از آنها صرف نظر کرد مگر اینکه هدف محاسبه جریان مجاز در حالات وزمان های خاص از جمله روزهای بارانی و برفی باشد، به این ترتیب برای محاسبه جریان مجاز در حالات پایدار استفاده از رابطه (۱) مناسب می باشد.

(۲) **محاسبه جریان مجاز هادی ها:** مقدار جریان هادی ها تابعی است از مقادیر W_s, W_r, W_c و

مقاومت هادی ها که البته هر یک از عوامل فوق الذکر خود به پارامترهای مختلفی بستگی دارند که در ادامه به آنها اشاره می گردد.

(۲-۱) **حرارت دفع شده از طریق جابجایی:** حرارت دفع شده از طریق W_c ، به عوامل مختلفی چون فشار هوا

(ارتفاع منطقه)، سرعت باد، قطره های و تفاضل درجه حرارت هادی و محیط اطراف و همچنین سرعت باد بستگی دارد و از رابطه (۳) بدست می آید:

$$3) W_c = 0.4825(P.V.d)^{0.5} . T_r . T_f^{-0.123}$$

W_c : حرارت دفع شده در اثر جابجایی و بر حسب وات برفوت طول.

P: فشار هوا بر حسب اتمسفر.

V: سرعت باد بر حسب فوت بر ثانیه.

T_r : افزایش درجه حرارت سیم نسبت به محیط ($T_r = T_c - T_a$).

$$T_f: \text{متوسط درجه حرارت محیط و هادی } (T_f = \frac{T_c + T_a}{2}).$$

T_c : درجه حرارت هادی بر حسب درجه کلوین.

T_a : درجه حرارت محیط بر حسب درجه کلوین.

d : قطر سیم بر حسب اینچ.

۲-۲) **حرارت دفع شده از طریق تشعشعی:** میزان حرارتی که از طریق تشعشعی (W_r) از سطح هادی دفع می گردد، تابعی است از ضریب سطحی، درجه حرارت هادی و محیط اطراف و همچنین قطر هادی که در مجموع مقدار حرارت دفع شده از این طریق را می توان از رابطه (۴) بدست آورد:

$$4) W_r = 0.1387 E.d \left[\left(\frac{T_c}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a}{100} \right)^4 \right]$$

W_r : حرارت دفع شده در اثر تشعشعی، وات بر فوت طول.

E : ضریب انتشار سطح هادی.

۲-۳) **حرارت تولیدی توسط تابش مستقیم خورشید:** مقدار حرارت دریافتی از خورشید بستگی به سطح آفتاب خورشید و ضریب جذب سطح هادی دارد که مقدار آنرا می توان از رابطه (۵) بدست آورد:

$$5) W_s = 12 \times \alpha \times d \times Q_s$$

W_s : حرارت تولیدی در اثر تابش خورشید بر حسب وات بر فوت طول.

α : ضریب جذب سطح هادی.

Q_s : توان تابشی خورشید بر حسب وات بر اینچ مربع.

۲-۴) **حرارت تولیدی در اثر تلفات الکتریکی:** مقدار تلفات الکتریکی در هر فاز از رابطه (۶) بدست میاید:

$$6) W_j = R.I^2$$

W_j : حرارت تولیدی در اثر تلفات ژول بر حسب وات بر فوت طول.

R : مقاومت هادی بر حسب اهم بر فوت طول.

I : جریان عبوری از هادی بر حسب آمپر.

۲-۵) **جریان مجاز:** جریان مجاز هادی را می توان با جایگذاری مقدار W_j در رابطه (۱) که به صورت رابطه (۷) نشان داده شده است بدست آورد:

$$7) R.I^2 + W_s = W_c + W_r$$

با استفاده از روابط ۳.۴.۵.۶.۷ می توان مقدار جریان مجاز را بدست آورد که نتیجه در رابطه (۸) نشان داده شده است:

$$8) I = \sqrt{\frac{(W_c + W_r - W_s)}{R}}$$

همانطور که این رابطه نشان می دهد، مقدار جریان مجاز شدیداً تابعی است از وضعیت تبادل حرارتی هادی ها با محیط اطراف.

۳) عوامل مؤثر در جریان مجاز:

۳-۱) **قطر هادی:** وقتی قطر هادی اضافه می شود، جریان مجاز آن نیز افزایش می یابد. یا به عبارت دیگر جریان مجاز هادی های قطور به مراتب بیشتر از هادی های نازک می باشد، که همین عامل باعث می شود برای انتقال توان بالا از هادی های قطورتر استفاده گردد. به کمک جداول (۲ تا ۷) می توان تأثیر تغییرات قطر هادی در مقدار جریان

مجاز هادی ها را مطالعه نمود. همانطور که ملاحظه می شود وقتی نوع هادی از Lynx به curlew تغییر می کند مقدار جریان مجاز تا دو برابر افزایش می یابد.

۳-۲) **درجه حرارت محیط:** بر مبنای اطلاعات جدول (۱) و با در نظر گرفتن درجه حرارت ماکزیمم محیط ۳۵ و ۵۵ درجه برای مناطق گرمسیر و سردسیر مقدار جریان مجاز برای هادی Curlew، به ترتیب برابر ۷۵۹ و ۱۰۴۴ آمپر بدست می یابد که حدود ۴۰ درصد افزایش جریان مجاز در منطقه سردسیر را نشان می دهد. ضمناً جدول (۲) جریان مجاز پنج هادی استاندارد کشور را در شرایط مختلف نشان می دهد.

۳-۳) **درجه حرارت هادی:** جدول (۳) تأثیر تغییرات درجه حرارت هادی را در جریان مجاز پنج هادی استاندارد کشور نشان می دهد.

۳-۴) **شرایط سطحی هادی:** بر حسب اینکه سطح هادی روشن یا کدر باشد، مقادیر آنها به صورت زیر تغییر می کنند:

- برای هادی نو (رنگ روشن) ۰.۲
- برای هادی اکسید نرمال (رنگ کدر) ۰.۵
- برای هادی اکسید کامل (رنگ سیاه) ۰.۹ می باشد.

جدول (۴) تأثیر تغییرات ضریب سطحی را در میزان جریان مجاز نشان می دهد، همانطور که از این جدول مشهود است تأثیر این فاکتور در مقدار جریان مجاز زیاد نمی باشد.

۳-۵) **توان تابشی خورشید:** جدول (۵) تأثیر تغییرات توان تابشی خورشید را در پنج هادی استاندارد کشور نشان می دهد همانطور که از این جدول پیداست تابش خورشید ممکن است حدود ۲۰ درصد جریان مجاز هادی ها را تقلیل دهد.

۳-۶) **سرعت باد:** جدول (۶) تأثیر تغییرات سرعت باد را در جریان مجاز هادی ها نشان می دهد. اما در عمل برای محاسبه مقدار جریان ماکزیمم مجاز جریان سرعت باد دو فوت بر ثانیه منظور می گردد.

۳-۷) **فشار هوا:** با افزایش ارتفاع منطقه چون فشار هوا کاهش می یابد در نتیجه جریان مجاز هادی ها نیز تقلیل می یابد (صرف نظر می گردد). جدول (۷) تأثیر تغییرات فشار هوا را در مقدار جریان مجاز هادی ها نشان می دهد. برای محاسبه فشار هوا در مناطق مختلف می توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$9) \quad P_n = P_0 \left(1 - \frac{h}{44.3}\right)^{5.28}$$

P_n : فشار هوا در ارتفاع h بر حسب اتمسفر.

P_0 : فشار هوا در سطح دریا بر حسب اتمسفر.

h : ارتفاع منطقه بر حسب کیلومتر.

لازم است مقدار جریان مجاز هادی های خطوط انتقال نیرو برای بدترین شرایط مسیر محاسبه گردد تا در هیچ محل مقدار آن از حد تجاوز ننماید.

پارمتر مورد مطالعه	مقدار پیشنهادی
قطر هادی	با توجه به نوع هادی انتخاب می گردد
درجه حرارت محیط	درجه حرارت ماکزیمم منطقه
حداکثر درجه حرارت هادی ACSR معمولی	۹۰ درجه سانتیگراد
ضریب انتشار یا جذب سطح هادی	۹۰٪
حداکثر توان تابش خورشید	۶۶٪ وات بر اینچ مربع
سرعت باد	۲ فوت بر ثانیه
فشار هوا	یک اتمسفر

جدول (۱) ارقام متداول برای پارمترهای مورد نیاز در محاسبه جریان مجاز هادی های ACSR
 * در خطوط انتقال نیرو در بسیاری موارد به دلایل مختلف امکان عبور جریانی در حد مجاز هادی ها میسر نمی باشد، به همین دلیل از نظر اقتصادی سقف درجه حرارت هادی ها کمتر از درجه حرارت مجاز آن انتخاب می گردد. (حدود ۶۰ تا ۹۰)

درجه حرارت محیط °C	Lynx 362 KCM	Hawk 477 KCM	Drake 795 KCM	Canary 900 KCM	Curlew 1033 KCM
۳۰	۵۶۶	۶۷۱	۹۳۳	۱۰۰۸	۱۱۰۲
۳۵	۵۳۷	۶۳۶	۸۸۵	۹۵۵	۱۰۴۴
۴۰	۵۰۷	۶۰۰	۸۳۳	۸۹۹	۹۸۲
۴۵	۴۷۴	۵۶۰	۷۷۷	۸۳۸	۹۱۵
۵۰	۴۳۸	۵۱۷	۷۱۵	۷۷۱	۸۴۱
۵۵	۳۹۸	۴۶۹	۶۴۶	۶۹۶	۷۵۹

جدول (۲) تأثیر درجه حرارت محیط در جریان مجاز هادی ها

درجه حرارت محیط °C	Lynx 362 KCM	Hawk 477 KCM	Drake 795 KCM	Canary 900 KCM	Curlew 1033 KCM
۶۵	۲۹۰	۳۳۸	۴۵۰	۴۸۱	۵۱۸
۷۰	۳۴۶	۴۰۶	۵۵۱	۵۹۲	۶۴۲
۷۵	۳۹۴	۴۶۴	۶۳۵	۶۸۳	۷۴۳
۸۰	۴۳۵	۵۱۴	۷۰۸	۷۶۳	۸۳۲
۸۵	۴۷۳	۵۵۹	۷۷۴	۸۳۴	۹۱۰
۹۰	۵۰۷	۶۰۰	۸۳۳	۸۹۹	۹۸۲

جدول (۳) تأثیر تغییرات درجه حرارت هادی در جریان مجاز هادی ها

Curlew 1033 KCM	Canary 900 KCM	Drake 795 KCM	Hawk 477 KCM	Lynx 362 KCM	ضریب سطحی هادی
۹۵۴	۸۷۵	۸۱۲	۵۸۸	۴۹۸	۰/۳۰
۹۶۳	۸۸۳	۸۱۹	۵۹۲	۵۰۱	۰/۴۰
۹۷۱	۸۹۰	۸۲۵	۵۹۷	۵۰۵	۰/۵۰
۹۸۰	۸۹۷	۸۳۲	۶۰۱	۵۰۸	۰/۶۰
۹۸۸	۹۰۵	۸۳۹	۶۰۵	۵۱۲	۰/۷۰
۹۹۶	۹۱۲	۸۴۵	۶۰۹	۵۱۵	۰/۸۰
۱۰۰۴	۹۱۹	۸۵۲	۶۱۴	۵۱۹	۰/۹۰

جدول (۴) تأثیر تغییرات شرایط سطحی هادی در جریان مجاز هادی ها

Curlew 1033 KCM	Canary 900 KCM	Drake 795 KCM	Hawk 477 KCM	Lynx 362 KCM	توان تابشی خورشید W/in
۱۱۹۲	۱۰۸۷	۱۰۰۵	۷۱۳	۵۹۹	۰/۰۰
۱۱۶۶	۱۰۶۳	۹۸۳	۶۹۹	۵۸۷	۰/۱۰
۱۱۳۹	۱۰۳۹	۹۶۱	۶۸۴	۵۷۶	۰/۲۰
۱۱۱۱	۱۰۱۴	۹۳۸	۶۷۰	۵۶۴	۰/۳۰
۱۰۸۲	۹۸۹	۹۱۵	۶۵۵	۵۵۱	۰/۴۰
۱۰۵۳	۹۶۳	۸۹۱	۶۳۹	۵۳۹	۰/۵۰
۱۰۲۳	۹۳۶	۸۶۷	۶۲۳	۵۲۶	۰/۶۰

جدول (۵) تأثیر تغییرات توان تابشی خورشید در جریان مجاز هادی ها

Curlew 1033 KCM	Canary 900 KCM	Drake 795 KCM	Hawk 477 KCM	Lynx 362 KCM	سرعت باد فوت بر ثانیه
۱۰۰۴	۹۱۹	۸۵۲	۶۱۴	۵۱۹	۲
۱۰۹۶	۱۰۰۴	۹۳۱	۶۷۱	۵۸۶	۳
۱۱۶۸	۱۰۷۰	۹۹۲	۷۱۶	۶۰۶	۴
۱۲۲۸	۱۱۲۵	۱۰۴۴	۷۵۴	۶۳۸	۵
۱۲۸۰	۱۱۷۳	۱۰۸۸	۷۸۶	۶۶۵	۶
۱۳۲۶	۱۲۱۵	۱۱۲۷	۸۱۵	۶۸۹	۷
۱۳۶۷	۱۲۵۳	۱۱۶۲	۸۴۰	۷۱۱	۸

جدول (۶) تأثیر تغییرات سرعت باد در جریان مجاز هادی ها

Curlew 1033 KCM	Canary 900 KCM	Drake 795 KCM	Hawk 477 KCM	Lynx 362 KCM	فشار هوا اتمسفیر
۹۳۲	۸۵۲	۷۹۰	۵۶۸	۴۸۰	۰/۷۰
۹۴۵	۸۶۵	۸۰۱	۵۷۷	۴۸۷	۰/۷۵
۹۵۸	۸۷۷	۸۱۲	۵۸۵	۴۹۴	۰/۸۰
۹۷۰	۸۸۸	۸۲۳	۵۹۲	۵۰۰	۰/۸۵
۹۸۲	۸۹۹	۸۳۳	۶۰۰	۵۰۷	۰/۹۰
۹۹۳	۹۰۹	۸۴۳	۶۰۷	۵۱۳	۰/۹۵
۱۰۰۴	۹۱۹	۸۵۲	۶۱۴	۵۱۹	۰/۱۰۰

جدول (۷) تأثیر تغییرات فشار هوا در جریان مجاز هادی ها

تمرینات فصل ششم:

تمرین ۱- مقادیر W_c, W_r, W_s و مقدار جریان مجاز هادی Canary- 9000 KCM را بر مبنای فرضیات جدول (۱) در شرایط زیر محاسبه نمایید.

فرضیات:

$$t_c = 90^\circ\text{C}, \quad t_a = 40^\circ\text{C}, \quad M = 228, \quad P = 1\text{Atm}, \quad V = 2\text{ft/sec}, \quad E = \alpha = 0.9, \quad Q_s = 0.66\text{W/in}^2$$

راه حل

ابتدا به کمک جدول هادی ها مقادیر R و d را استخراج می کنیم که در مورد هادی های مورد اشاره (Canary) این ارقام برابرند با:

$$R = 0.0633\Omega/\text{Km}/20^\circ\text{C}, \quad d = 29.51\text{mm}$$

با توجه به اینکه مقدار مقاومت هادی در درجه حرارت 20°C درجه سانتیگراد ارائه گردید لازم است مقدار آن به کمک رابطه زیر در درجه حرارت 90°C محاسبه گردد.

$$R_t = R_a \cdot \left(\frac{M + t_c}{M + t_0} \right)$$

در این رابطه R_0 مقاومت در درجه حرارت t_0 ($t_0 = 20^\circ\text{C}$) R_t مقاومت هادی در درجه حرارت هادی می باشد (مقاومت AC و DC هادی ها برابر در نظر گرفته می شوند) و M ضریب ثابتی است متناسب با جنس هادی که مقدار آن برای هادی های ACSR رشته ای برابر 228 می باشد.

$$R_{90} = 0.0633 \times \frac{228 + 90}{228 + 20} = 0.0812$$

در رابطه ارائه شده برای محاسبه جریان مجاز مقدار d باید برحسب اینچ و مقدار R باید بر حسب اهم بر فوت باشد:

$$R_{90} = 2.474 \times 10^{-5} \text{ohm/ft} \quad d = 1.162\text{inch}$$

ابتدا به کمک رابطه (۳) مقدار W_c را به صورت زیر محاسبه و تعیین می کنیم:

$$T_c = 273 + t_c = 363 \quad T_a = 273 + t_a = 313$$

$$T_r = T_c - T_a = 50 \quad T_f = \frac{T_c + T_a}{2} = 338$$

به کمک رابطه (۴) نیز می توان مقدار W_r را محاسبه نمود:

$$W_c = 0.4825 \times (1 \times 2 \times 1.162)^{0.5} \times 50 \times 338^{0.132} = 17.93 \text{ W/ft}$$

$$W_r = 0.1387 \times 0.9 \times 1.162 \times (3.63^4 - 3.13^4) = 11.26 \text{ W/ft}$$

مقدار W_s نیز به کمک رابطه (۵) به صورت زیر تعیین می گردد.

$$W_s = 12 \times 0.9 \times 1.162 \times 0.66 = 8.28$$

حال با در دست داشتن مقادیر محاسبه شده می توان مقدار جریان مجاز را به کمک رابطه (۶) به دست آورید:

$$I = [(17.93 + 11.26 - 8.28) / (2.474 \times 10^{-5})]^{0.5} = 919\text{A}$$

تمرین ۲- جریان هادی Drake در روز گرم تابستان تهران که درجه حرارت محیط به 42°C درجه سانتیگراد می رسد، چند آمپر است؟ (بر مبنای فرضیات تمرین ۱)

تمرین ۳- جریان مجاز یک هادی به قطر یک اینچ و مقاومت 0.11 اهم (در درجه حرارت هادی) در یک منطقه سرد که حداکثر درجه حرارت محیط به 35°C درجه سانتیگراد می رسد، چند آمپر می باشد؟ (از اطلاعات تمرین ۱ استفاده کنید.)

تمرین ۴- جریان مجاز یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت که هادی های آن Curlew می باشد را در شرایط زیر به دست آورید: (اطلاعاتی که داده نشده است از تمرین ۱ استفاده نمایید.)

$$t_c = 90^{\circ}\text{C}, \quad t_a = 40^{\circ}\text{C}, \quad Q_s = 0.66\text{W/in}^2 \quad \text{- روز تابستان}$$

$$t_c = 60^{\circ}\text{C}, \quad t_a = 25^{\circ}\text{C}, \quad Q_s = 0.00\text{W/in}^2 \quad \text{- شب تابستان}$$

$$t_c = 57^{\circ}\text{C}, \quad t_a = 15^{\circ}\text{C}, \quad Q_s = 0.25\text{W/in}^2 \quad \text{- روز زمستان}$$

$$t_c = 34^{\circ}\text{C}, \quad t_a = -5^{\circ}\text{C}, \quad Q_s = 0.00\text{W/in}^2 \quad \text{- شب زمستان}$$

فصل هفتم: تلفات الکتریکی در خطوط انتقال نیرو

در خطوط انتقال و توزیع نیرو، تلفات الکتریکی تابعی است از میزان توان انتقالی، ضریب قدرت، مقاومت هادی، طول و ولتاژ خط انتقال.

(۱) **تلفات توان:** به طور کلی تلفات توان یا قدرت در یک خط انتقال نیرو و سه فازه که مقاومت هادی های هر فاز آن R و جریان عبوری I باشد، به کمک رابطه (۱) محاسبه می گردد:

$$1) P_L = 3RI^2$$

$$2) I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cdot \cos\phi}$$

$$3) P_L = R \cdot \left(\frac{P}{U \cdot \cos\phi} \right)^2$$

رابطه (۳) برای خطوط یک مداره با یک هادی در هر فاز صادق است اما در صورتیکه تعداد مدارات و هادی ها در هر فاز بیش از یک عدد باشند، تلفات توان در خط انتقال نیرو را می توان از رابطه کلی (۴) به دست آورد.

$$4) P_L = \frac{1000R}{N_C \cdot N_S} \cdot \left(\frac{P}{U \cdot \cos\phi} \right)^2$$

P_L : تلفات قدرت در یک کیلومتر از طول خط بر حسب کیلووات

R : مقاومت هر هادی بر حسب اهم بر کیلومتر

$\cos\phi$: ضریب قدرت بار عبوری از خط

I : جریان عبوری از خط بر حسب آمپر

N_C : تعداد مدارات خط انتقال

V : ولتاژ فاز با فاز خط انتقال بر حسب کیلوولت

N_S : تعداد هادی های هر فاز

P : قدرت عبوری از خط انتقال بر حسب مگاوات

(۲) **محاسبه تلفات انرژی:** در صورتی که بار عبوری از خط انتقال و مقاومت هادی های ثابت باقی بماند، میزان تلفات در تمام ساعات مختلف بهره برداری یکسان می باشد و در چنین شرایط مقدار تلفات انرژی (E_L) در یک دوره T ساعته از رابطه زیر به دست می آید:

$$5) E_L = T \cdot P_L$$

اما در عمل چون نیاز مصرف و درجه حرارت هادی ها دائماً در حال تغییر می باشند مقدار تلفات توان در ساعات مختلف شبانه روز متفاوت خواهد بود. در نتیجه نمی توان از رابطه قبل برای محاسبه تلفات استفاده نمود بلکه لازم است مقدار تلفات انرژی به صورت زیر تعریف گردد:

$$6) E_L = T \cdot L_{SF} \cdot P_L$$

T : دوره مطالعه به ساعت که برای یک دوره یک ساله برابر ۸۷۶۰ می باشد

P_L : تلفات خط در پیک بار

L_{SF} : ضریب تلفات در دوره مطالعه

$$\text{تلفات انرژی در دوره مطالعه} = \frac{\text{تلفات}}{\text{تلفات در بار پیک} * \text{ساعات بهره برداری}}$$

$$7) L_{SF} = \frac{E_L}{T.P_L}$$

$$\text{انرژی انتقالی در دوره مطالعه} = \frac{\text{تلفات}}{\text{پیک بار خط انتقال} * \text{ساعات بهره برداری}}$$

$$8) L_F = \frac{E}{T.P}$$

ضریب تلفات معمولاً به صورت تابعی از ضریب بار خط انتقال تعریف می شود که برحسب مورد به شکل های مختلفی نشان داده می شود که ذیلاً به چند مورد از آنها اشاره می گردد.

۳) **ضریب تلفات:** از آنجا که در تمامی مدل های محاسباتی مربوط به تلفات انرژی ضریب تلفات به صورت تابعی از ضریب بار تعریف شده است لذا قبل از ارائه این مدل ها، لازم است ضریب بار و تلفات معرفی شوند. در یک شبکه برقرسانی یا در یک خط انتقال یا توزیع نیرو، ضریب بار و ضریب تلفات به صورت زیر تعریف می شوند:

$$9) L_F = \frac{E}{T.P}$$

$$10) L_{SF} = \frac{E_L}{T.P_L}$$

P: ماکزیمم توان انتقالی (پیک مصرف)

P_L: ماکزیمم تلفات توان (تلفات در بار پیک)

T: دوره مطالعه، ساعت

L_F: ضریب بار در دوره T

L_{SF}: ضریب تلفات در دوره T

E: انرژی انتقالی در دوره T

E_L: انرژی تلف شده در دوره T

با توجه به اطلاعات اولیه خطوط انتقال نیرو می توان نسبت به محاسبه این دو ضریب اقدام نمود اما چون محاسبه مستقیم ضریب تلفات قدری پیچیدگی و وقتگیر می باشد لذا در محاسبات، این ضریب را به صورت تابعی از ضریب بار و به صورت زیر تعریف می کنند.

۳-۱) **روش اول:** این مدل برای مصارفی با ضریب بارهای بالا مناسب است اما برای ضریب بارهای پایین خطای محاسبه ممکن است به بیش از ده درصد برسد، به همین دلیل استفاده از این مدل در شبکه ایران مناسب نمی باشد.

$$11) L_{SF} = L_F^2$$

۳-۲) **روش دوم:**

$$12) L_{SF} = L_F^x$$

مقدار x، برای شبکه مورد مطالعه در محدوده ۱/۹۱ تا ۱/۹۳ اعلام شد. در این مدل در صورتیکه ضریب بار از ۰/۴ تا ۰/۸ تغییر نماید (یعنی محدوده تغییرات ضریب بار در انواع مختلف مصارف کشور) مقدار ضریب تلفات برای بارهای نرمال تا ۱/۱ برابر نمونه اول، افزایش می یابد. بنابراین اگر قرار باشد از این مدل استفاده شود، باید مقدار x برای شرایط شبکه مورد مطالعه محاسبه گردد.

۳-۳) **روش سوم:** در اکثر کتاب های مرجع یا مقالات علمی منتشر شده در کنفرانس های برق، ضریب بار به صورت کلی زیر تعریف شده است:

$$13) L_{SF} = a.L_F^2 + (1-a).L_F$$

ضریب ثابت مقدار a در مراجع مختلف و با توجه به نوع مصرف بین ۰/۷ تا ۱ در نظر گرفته شده است، اما اگر قرار باشد از این مدل در شبکه استفاده گردد، این ضریب باید برای شبکه مورد مطالعه، محاسبه گردد. مطالعات انجام شده که با استفاده از مدل کلی فوق انجام گرفته است، مقدار a را با توجه به نوع مصرف به شرح زیر محاسبه نموده است:

مصارف صنعتی بزرگ ۰/۹۸

متوسط شبکه سراسری ۰/۹۵

مصارف مناطق گرمسیری ۰/۸۰

۳-۴) **روش چهارم:** برخلاف مدل های قبلی در این روش، ضریب تلفات به صورت تابعی از ضریب بار و منحنی تغییرات بار تعریف شده است و در نتیجه دارای دقت بیشتری برای محاسبه تلفات خطوط انتقال و توزیع نیرو می باشد، در این مدل رابطه ضریب تلفات و ضریب بار به صورت زیر بیان شده است:

$$14) L_{SF} = K.L_F^2$$

$$15) K_{\max} = (0.96 + 0.04/x^2)$$

$$16) K_{av} = \frac{1 + K_{\max}}{2}$$

$$17) x = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}$$

P_{\max} : حداکثر بار یا پیک بار.

P_{\min} : حداقل بار (منظور حداقل نرمال می باشد).

K_{av} : مقدار متوسط ضریب K .

مقدار K برای مصارف مشخص تقریباً مقدار ثابتی را دارا می باشد که ذیلاً به چند مورد آن اشاره می گردد:

K	ضریب بار	منطقه
1.03	0.7 تا 0.8	مناطق صنعتی یا مناطقی با ضریب بار:
1.06	0.6 تا 0.7	شهرهای بزرگ یا مناطقی با ضریب بار:
1.09	0.5 تا 0.6	شهرهای متوسط یا مناطقی با ضریب بار:
1.11	0.4 تا 0.5	مناطق کشاورزی یا مناطقی با ضریب بار:
1.12	0.3 تا 0.4	مناطق گرمسیری یا مناطقی با ضریب بار:
1.08	0.6	متوسط بار شبکه سراسری یا مناطقی با ضریب بار:

اگر اطلاعاتی از بار عبوری در دسترس نباشد، مقدار K را می توان با توجه به ماهیت مصرف انتخاب نمود و در صورتیکه ماهیت مصرف هم به روشنی مشخص نباشد می توان K را با توجه به مقدار متوسط شبکه سراسری در نظر گرفت یا:

$$18) L_{SF} = 1.08.L_F^2$$

اما اگر اطلاعات کلی از نوع بار مصرفی که خطوط انتقال نیرو مورد مطالعه آنرا تغذیه می نمایند در دست باشد، می توان با توجه به نوع مصرف مقدار K را مطابق شرح قبلی با دقت بیشتری محاسبه نمود.

۳-۵) **انتخاب روش مناسب:** تلفات انرژی الکتریکی در دو خط انتقال یا توزیع نیرو مشخص، می توان به کمک هر یک از مدل های ارائه شده در قبل محاسبه گردد، اما در تحت هر شرایطی لازم است ضرایب ثابت مدل ها برای شبکه یا خط انتقال، مورد بررسی و مطالعه قرار گیرد، چون در غیر این صورت ممکن است خطای محاسبه در اثر عدم دقت در انتخاب مدل مناسب افزایش یابد.

برای تعیین ضرایب ثابت در یک شبکه مشخص، لازم است تلفات انرژی و تلفات در بار پیک در یک دوره مشخص محاسبه و با توجه به اطلاعات واقعی نسبت به تعیین ضرایب ثابت اقدام نمود. البته هر چه دوره مطالعه طولانی تر باشد به مدل های بهتری می توان دسترسی پیدا کرد.

تمرینات فصل هفتم:

تمرین (۱) مقدار تلفات توان و تلفات انرژی یکساله را در یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت دو مداره با دو در هر فاز محاسبه نمائید. اطلاعات مورد نیاز به شرح زیر می باشد: Curlew هادی

- طول خط انتقال ۱۲۰ کیلومتر
 - توان انتقالی ۲۰۰ مگاوات
 - مقاومت هادی $R_c = 0.055 \text{ ohm/km} - 20^\circ\text{C}$
 - ثابت هادی $M=228$
 - متوسط درجه حرارت هادی 40°C
 - ضریب قدرت ۰/۸۵
 - ضریب بار ۰/۶۰
 - رابطه ضریب تلفات و ضریب بار $L_{SF} = 1.08 L_F^2$
- راه حل: ابتدا به کمک رابطه مقاومت هادی در درجه حرارت هادی یعنی ۴۰ درجه سانتیگراد تعیین می گردد:

$$R_c = R_a \times \frac{M + T_c}{M + T_a} = 0.055 \times \frac{228 + 40}{228 + 20} = 0.0594 \quad \text{مقاومت هادی}$$

$$P_L = \frac{1000 \times 0.0594}{2 \times 2} \times \left(\frac{200}{230 \times 0.85} \right)^2 = 15.54 \quad \text{تلفات توان، کیلووات}$$

PL مقدار تلفات در یک کیلومتر از طول خط می باشد که برای ۱۲۰ کیلومتر مقدار آن برابر است با:

$$120 \times 15.54 = 1865 \quad \text{کل تلفات توان، کیلووات}$$

برای مقدار تلفات انرژی می توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$E_L = 8760 \times PL \times LSF$$

$$L_{SF} = 1.08 \times 0.6^2 = 0.389 \quad \text{ضریب تلفات}$$

$$E_L = 8760 \times 1865 \times 0.389 = 6.35 \quad \text{تلفات انرژی به میلیون کیلووات ساعت}$$

تمرین (۲) یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت یک مداره موجود است، طول خط ۱۵۰ کیلومتر و قدرت انتقالی آن ۱۵۰ مگاوات آمپر، ضریب بار ۰/۶۰ و نوع هادی Canary 900 KCM می باشد (مقاومت هادی $R=0.0633$ ohm/Km -20oc)

تعیین کنید تلفات توان در حالت زیر:

- فصل زمستان درجه حرارت هادی باردار ۶۰ درجه سانتیگراد می باشد

- فصل تابستان درجه حرارت هادی باردار ۹۰ درجه سانتیگراد می باشد

در این محاسبات مقدار $L_{SF} = 1.1 \times L_F^2$ در نظر گرفته شود. ضمناً اگر تعداد هادیهای فرعی در هر فاز از یک به دو افزایش یابد مقدار تلفات توان چقدر است؟

تمرین (۳) - اگر قدرت انتقالی یک خط انتقال ۴۰۰ کیلوولت دو مداره با سه هادی Canary در هر فاز ۶۰۰ مگاوات آمپر باشد، میزان تلفات انرژی آن در طول یک سال چقدر است؟ رابطه ضریب تلفات و ضریب بار به مشابه مثال قبل در نظر گرفته شود و طول خط انتقال نیز ۱۲۰ کیلومتر می باشد.

تمرین (۴) اگر انرژی تلف شده در یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت یک مداره با هادی Drake و طول ۱۰۰ کیلومتر جمعاً ۱۵۰ میلیون وات ساعت باشد، مقدار تلفات توان چقدر است در صورتی که ضریب بار $L_{SF} = L_F^{1.912}$ باشد.

تمرین (۵) توان عبوری از یک خط انتقال نیرو P و ضریب قدرت آن 0.8 می باشد، در صورتی که ضریب قدرت به 0.95 افزایش یابد مقدار تلفات توان چند درصد کاهش می یابد. مقاومت هادی را در هر دو حالت ثابت و معادل R در نظر گرفته شود.

فصل هشتم: پدیده کرونا در خطوط انتقال نیرو

تلفات کرونا یکی از پارامترهای مهم و مؤثر در انتخاب قطر و تعداد هادی ها در هر فاز می باشد، که در ولتاژهای بالای ۲۳۰ کیلو ولت اهمیت آن بیشتر می گردد. در خطوط انتقال نیرو وقتی گرادیان ولتاژ در سطح هادی ها از حد شکست هوای اطراف تجاوز نماید باعث ایجاد حرارت و واکنش های شیمیایی می گردد (تولید اوزون). تولید نور و صدا که قابل رؤیت و شنیدن نیز می باشد، همراه با اغتشاشات مخابراتی از دیگر آثار سوء پدیده کرونا می باشند.

۱- گرادیان ولتاژ:

$$1) \quad g_0 = \frac{30}{\sqrt{2}} = 21.2 \quad g = \delta \cdot g_0$$

گرادیان ولتاژ که باعث یونیزاسیون و شکست هوا می گردد با توجه به ناخالصی هوا، درجه حرارت و فشار هوا ارقام مختلفی را به خود اختصاص می دهد که مقدار آن در شرایط استاندارد یا به عبارت دیگر در ارتفاع سطح دریا (با یک اتمسفر فشار هوا) و درجه حرارت ۲۵ درجه سانتیگراد و در هوای بدون ناخالصی برابر است با ۳۰ کیلو ولت بر سانتیمتر می باشد، که اگر بر مبنای ولتاژ موثر محاسبه گردد مقدار آن برابر ۲۱/۲ کیلو ولت بر سانتیمتر خواهد شد. در دیگر شرایط آن را به صورت تابعی از دانسیته نسبی هوا نشان می دهند، یا مقدار گرادیان ولتاژ برابر است با؛ در شرایط استاندارد $\delta = 1$ می باشد، اما در دیگر شرایط مقدار آن را می توان بصورت رابطه (۲) نشان داد:

$$2) \quad \delta = 3.92 \frac{P}{T}$$

در این رابطه P فشار هوا بر حسب سانتیمتر جیوه می باشد، که با تغییر فشار هوا از سانتیمتر جیوه به اتمسفر رابطه (۲) به صورت رابطه (۳) در می آید.

$$3) \quad \delta = 298 \frac{P}{T}$$

g : گرادیان ولتاژ بر حسب کیلو ولت بر سانتیمتر

δ : دانسیته نسبی هوا

P : فشار هوا بر حسب اتمسفر (در شرایط استاندارد مقدار آن برابر یک اتمسفر یا ۷۶ سانتیمتر جیوه می باشد).
 T : درجه حرارت هوا، درجه کلوین ($T = 273 + t_a$)، که در این رابطه t_a درجه حرارت محیط بر حسب درجه سانتیگراد می باشد و در شرایط استاندارد مقدار آن ۲۵ درجه سانتیگراد می باشد. جدول (۱) فشار هوا را بصورت تابعی از ارتفاع محل نشان می دهد، که به کمک ارقام این جدول و رابطه (۱) میتوان حد مجاز گرادیان ولتاژ را در مناطق مختلف بدست آورد. با توجه به اینکه دلیلی وجود ندارد که هوا همواره خالص باشد، لذا در محاسبات مهندسی مقدار گرادیان ولتاژ مجاز (g_p) حدود ۰/۸۵ تا ۰/۹۰ مقدار g در نظر گرفته می شود یا:

$$4) \quad g_p = 0.9 \delta \cdot g_0$$

• جدول (۲) مقدار گرادیان مجاز را برای چند حالت مختلف بر مبنای $g_p = 0.9 g$ نشان می دهد. البته در عمل باید درجه حرارت محیط بر مبنای متوسط سال منظور گردد. بر مبنای درجه حرارت متوسط ۲۰ درجه

سانتیگراد و ارتفاع ۱۰۰۰ متر که شرایط غالبی است برای بسیاری از نقاط کشور، مقدار گرادیان ولتاژ برابر ۱۷/۲ کیلوولت بر سانتیمتر بدست می آید.

۲- **گرادیان ولتاژ در سطح هادی:** برای محاسبه مقدار گرادیان ولتاژ در شرایط استاندارد و هوای تمیز در روی سطح یک هادی صاف و استوانه ای شکل می توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$5) \quad g_c = \frac{V}{r \cdot \log_e(D/r)}$$

با توجه به اینکه هادی های متداول در خطوط انتقال نیرو از نوع رشته ای می باشند، لازم است ضریب شرایط سطحی هادی ها نیز در محاسبه گرادیان ولتاژ دخالت داده شود، که در چنین حالتی رابطه فوق به صورت رابطه زیر در می آید:

$$6) \quad g_c = \frac{V}{r \cdot m \cdot \log_e(D/r)}$$

با توجه به اینکه در عمل خطوط انتقال نیرو از مناطق مختلفی عبور می کنند، لذا لازم است در رابطه بالا مقدار چگالی هوا یا δ نیز منظور گردد، که در چنین شرایط رابطه (۶) به صورت زیر در می آید:

$$7) \quad g_c = \frac{V}{\delta \cdot r \cdot m \cdot \log_e(D/r)}$$

چون آلودگی محیط نیز در مقدار گرادیان ولتاژ دخالت دارد، لذا برای دخالت دادن این عامل در محاسبات باید مقدار g_c بر ضریب ۰/۸۵ تا ۰/۹ تقسیم گردد. در این روابط:

g_c : گرادیان ولتاژ در روی سطح هادی بر حسب کیلو ولت بر سانتیمتر

V : ولتاژ فازی بر حسب کیلو ولت

D : فاصله متوسط هندسی فازها بر حسب سانتیمتر

I : شعاع هادی بر حسب سانتیمتر

m : ضریبی است متناسب با سطح هادی، که برای هادیهای لوله ای صاف مقدار آن برابر یک و برای هادیهای رشته ای معمولی و سالم مقدار آن حدود ۰/۸ تا ۰/۸۵ می باشد.

۳- **ولتاژ بحرانی:** به کمک رابطه (۷) می توان با انتخاب قطر مناسب برای هادی گرادیان ولتاژ را در حد مطلوب کنترل نمود. اما برای محاسبه ولتاژ بحرانی در سطح هر هادی می توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$8) \quad V_e = g_p \cdot m \cdot \delta \cdot r \cdot \ln \frac{D}{r}$$

$$9) \quad V_e = g_p \cdot m \cdot \delta^{2/3} \cdot r \cdot \ln \frac{D}{r}$$

مقدار g_c حداکثر می تواند برابر ۲۱.۲ باشد اما در عمل مقدار آن کمتر از رقم فوق در نظر گرفته می شود. در صورتیکه ولتاژ مؤثر فازی خط انتقال به حد ولتاژ بحرانی برسد، یونیزاسیون هوای اطراف آن آغاز می گردد، اما این حد از ولتاژ نمی تواند هاله روشن بنفش رنگ را در طراف هادی پدیدار نماید، مگر آنکه گرادیان ولتاژ از مقدار g_p تا حد مقدار g_v که از رابطه (۱۰) بدست می آید، افزایش یابد، در چنین حالتی مقدار ولتاژ بحرانی در سطح هادی از رابطه (۱۱) بدست می آید:

$$10) \quad g_v = g_p \cdot \left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{\delta r}}\right)$$

$$11) V_v = g_p \cdot m \cdot \delta \cdot r \cdot \left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{\delta r}}\right) \ln \frac{D}{r}$$

۴- گرادیان ولتاژ در خطوط بندل: در صورت استفاده از خطوط بندل گرادیان ولتاژ در سطح هادی کاهش می آید و هر چه بر تعداد هادی های فرعی هر فاز افزوده گردد از مقدار گرادیان ولتاژ و در نتیجه تلفات کرونا و اغتشاشات مخابراتی و محیط زیستی خطوط انتقال کاسته می گردد. با بندل کردن هادی ها این امکان نیز به وجود می آید تا در خطوط انتقال ولتاژ بالا امکان استفاده از چند هادی نازک به جای یک هادی قطور میسر گردد، در چنین حالت مقدار ماکزیمم گرادیان ولتاژ در سطح هادی از رابطه زیر به دست می آید:

$$12) g_{\max} = \frac{K \cdot V}{\delta \cdot m \cdot r \cdot \log_e (D/r)}$$

$$13) K = 1 + \frac{2r \cdot (n-1) \cdot \sin(\pi/n_s)}{d_s}$$

$$14) r_b = \left[n_s \cdot r \cdot \left(\frac{d_s}{2 \sin(\pi/n)} \right)^{n_s-1} \right]^{1/n_s}$$

g_{\max} : گرادیان ماکزیمم بر حسب کیلو ولت بر سانتیمتر.

n_s : تعداد هادی های فرعی در هر فاز.

d_s : فاصله هادی های فرعی از یکدیگر بر حسب سانتیمتر.

r_b : شعاع معادل هادی های بندل.

۵- تلفات کرونا: برای محاسبه تلفات کرونا در هوای خوب روش های مختلفی وجود دارد، که یکی از آنها رابطه (۱۵) می باشد که توسط پیک ارائه گردید:

$$15) P_c = \frac{0.545(V - V_c)^2 \cdot \sqrt{r/D}}{\delta} \quad V > V_c$$

بررسی های انجام شده نشان می دهد وقتی مقدار تلفات کرونا کم باشد این رابطه دارای دقت خوبی نیست و در چنین موارد استفاده از روش پیترسون که به صورت رابطه (۱۶) تعریف گردیده است دارای دقت بهتری است:

$$16) P_c = 0.00314 \cdot F \cdot \left(\frac{V}{\log_{10}(D/r)} \right)^2 \quad V < 1.8V_c$$

P_c : تلفات کرونا در هر کیلومتر از خط سه فاز بر حسب کیلو وات.

V : ولتاژ مؤثر فازی بر حسب کیلو ولت.

D : فاصله متوسط هندسی فازها بر حسب سانتیمتر.

F : شعاع هادی بر حسب سانتیمتر.

F : ضریبی است مشخص و تابعی از مقادیر ولتاژ مؤثر و بحرانی خط انتقال که مقادیر آن در شرایط مختلف در جدول (۳) و (۴) و (۵)، نشان داده شده است.

۶- تعیین حداقل مقطع مناسب: تعیین حداقل سطح مقطع هادی ها با توجه به حد مجاز گرادیان ولتاژ محاسبه می گردد، که در طراحی خطوط انتقال نیرو ایران، این حد مجاز ۱۷ کیلو ولت بر سانتیمتر در نظر گرفته می شود. جدول (۶) حداقل مقطع مناسب برای سطوح ولتاژ استاندارد کشور یعنی ۶۳ و ۱۳۲ و ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلو ولت را نشان می دهد.

ارتفاع منطقه متر	فشار هوا اتمسفر
۰	۱/۰۰۰
۵۰۰	۰/۹۴۱
۱۰۰۰	۰/۸۸۵
۱۵۰۰	۰/۸۳۳
۲۰۰۰	۰/۷۸۳
۳۰۰۰	۰/۶۹۴
۴۵۰۰	۰/۵۷۷

جدول (۱) فشار هوا بر حسب ارتفاع منطقه

درجه حرارت محیط (سانتیگراد)					ارتفاع متر
۴۰	۳۰	۲۰	۱۰	۰	
۱۸/۰	۱۸/۶	۱۹/۴	۱۹/۹	۲۰/۷	۰
۱۶/۹	۱۷/۵	۱۸/۲	۱۸/۷	۱۹/۵	۵۰۰
۱۵/۹	۱۶/۵	۱۷/۲	۱۷/۶	۱۸/۳	۱۰۰۰
۱۵/۰	۱۵/۵	۱۶/۲	۱۶/۶	۱۷/۲	۱۵۰۰
۱۴/۱	۱۴/۶	۱۵/۲	۱۵/۶	۱۶/۲	۲۰۰۰

جدول (۲) مقدار گرادیان مجاز با توجه به تنوع ارتفاع و درجه حرارت محیط
(در این جدول ۹۰٪ گرادیان ولتاژ به عنوان گرادیان مجاز در نظر گرفته شده است)

V/V_c	F	V/V_c	F	V/V_c	F	V/V_c	F
۱/۰۰	۰/۰۳۷	۱/۲۶	۰/۱۲۰	۱/۵۲	۱/۱۰۰	۱/۷۸	۴/۷۲۰
۱/۰۲	۰/۰۳۹	۱/۲۸	۰/۱۳۶	۱/۵۴	۱/۳۳۰	۱/۸۰	۴/۹۵۰
۱/۰۴	۰/۰۴۲	۱/۳۰	۰/۱۵۴	۱/۵۶	۱/۵۴۰	۱/۸۲	۵/۱۷۰
۱/۰۶	۰/۰۴۵	۱/۳۲	۰/۱۷۶	۱/۵۸	۱/۸۸۰	۱/۸۴	۵/۳۹۰
۱/۰۸	۰/۰۴۸	۱/۳۴	۰/۲۰۰	۱/۶۰	۲/۲۰۰	۱/۸۶	۵/۶۰۰
۱/۱۰	۰/۰۵۲	۱/۳۶	۰/۲۲۸	۱/۶۲	۲/۵۲۰	۱/۸۸	۵/۸۱۰
۱/۱۲	۰/۰۵۷	۱/۳۸	۰/۲۶۰	۱/۶۴	۲/۸۳۰	۱/۹۰	۶/۰۱۰
۱/۱۴	۰/۰۶۳	۱/۴۰	۰/۳۰۰	۱/۶۶	۳/۱۳۰	۱/۹۲	۶/۲۱۰
۱/۱۶	۰/۰۶۹	۱/۴۲	۰/۳۸۰	۱/۶۸	۳/۴۲۰	۱/۹۴	۶/۴۱۰
۱/۱۸	۰/۰۷۵	۱/۴۴	۰/۴۸۰	۱/۷۰	۳/۷۰۰	۱/۹۶	۶/۶۱۰
۱/۲۰	۰/۰۸۲	۱/۴۶	۰/۶۰۰	۱/۷۲	۳/۹۷۰	۱/۹۸	۶/۸۱۰
۱/۲۲	۰/۰۹۲	۱/۴۸	۰/۷۴۰	۱/۷۴	۴/۲۳۰	۲/۰۰	۷/۰۰۰
۱/۲۴	۰/۱۰۵	۱/۵۰	۰/۹۰۰	۱/۷۶	۴/۴۸۰		

جدول (۳) مقدار F بر حسب مقادیر مختلفی از V/V_c

ولتاژ خط	طول خط km	تلفات kw/km
۲۳۰	۴۰۰	۰/۲۵
۳۴۵	۵۰۰	۱/۲

جدول (۴) تلفات کرونا در دو خط مشخص
بر مبنای اطلاعات مرجع (۵)

رشد پیترسون کیلووات بر کیلومتر - سه فاز		رابطه پیک کیلووات بر کیلومتر - سه فاز		قطر هادی میلیمتر	کد هادی
$g = 17$	$g = 21.2$	$g = 17$	$g = 21.2$		
ناچیز	ناچیز	ناچیز	ناچیز	۲۹/۵۱	Canary (900 KCM)
ناچیز	ناچیز	ناچیز	ناچیز	۲۸/۱۳	Drake (795 KCM)
۰/۵۹	ناچیز	۱۱/۶۵	ناچیز	۲۱/۷۸	Hawk (477 KCM)
۰/۹۴	۰/۳۲	۲۱/۰۱	۲/۰۷	۱۹/۵۳	Lynx (362 KCM)
۱/۱۰	۰/۳۶	۲۴/۲۱	۳/۵۹	۱۸/۸۳	Oriole (336 KCM)

جدول (۵) تلفات کرونا یک کیلومتر از خط انتقال نیرو ۲۳۰ کیلوولت در هوای خوب
(به کمک رابطه پیترسون و پیک) ($D=100000\text{cm}$, $m=.85$, $T_a = 25^\circ\text{C}$, $P=.885\text{Atm}$)

بر مبنای گرادیان ولتاژ $g = 17\text{KV/Cm}$				بر مبنای گرادیان ولتاژ $g = 21.2\text{KV/Cm}$				ولتاژ خط کیلوولت
ns=4	ns=3	ns=2	ns=1	ns=4	ns=3	ns=2	ns=1	
Lynx	Drake	Martin	**	Partridge	Lynx	Drake	**	۴۰۰
Dog	Dog	Lynx	Drake	Mink	Dog	Dog	Hawk	۲۳۰
Fox	Fox	Dog	Partridge	Fox	Fox	Fox	Dog	۱۳۲
Fox	Fox	Fox	Fox	Fox	Fox	Fox	Fox	۲۳۰

جدول (۶) حداقل مقطع مناسب در سطوح مختلف ولتاژ برای خطوط انتقال نیرو ساده و بندل بر
مبنای دو مقدار متفاوت گرادیان ولتاژ (در این جدول ns تعداد هادی های فرعی در هر فاز می باشد).
* در استاندارد کشور موجود نیست.

تمرینات فصل هشتم

۱- یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت یک مداره با یک هادی در هر فاز موجود است تعیین کنید مقادیر گرادیان ولتاژ، ولتاژ بحرانی و تلفات کرونا در هوای خوب (برای یک کیلومتر از مسیر). اطلاعات مورد نیاز به شرح زیر می باشد :

$$m=0.85, \quad p=65 \text{ Cm-Hg}, \quad t_a=40^{\circ}\text{C}, \quad r=14.07 \text{ mm}, \quad D=600 \text{ Cm}$$

راه حل :

$$\delta = \frac{3/92 \times 65}{273 + 40} = 0/814 \quad \text{دانشیته نسبی هوا}$$

$$V = \frac{230}{1/732} = 132/79 \quad \text{ولتاژ فازی}$$

$$g_c = \frac{132/79}{0/85 \times 0/814 \times 1/407 \times \log_e \left(\frac{600}{1/407} \right)} = 22/52 \quad \text{کیلووالت بر سانتیمتر}$$

$$V_c = 21/2 \times 0/85 \times 0/814 \times 1/407 \times \log_e \left(\frac{600}{1/407} \right) = 124/96 \quad \text{کیلووالت}$$

طبق رابطه یک مقدار تلفات کرونا در یک کیلومتر از طول خط انتقال برابر است با :

$$P_c = \frac{0/545}{0/814} \times (132/79 - 124/96)^2 \times \sqrt{\frac{1/407}{600}} = 1/99 \quad \text{تلفات کرونا، کیلووات}$$

۲- در صورتی که بخواهیم گرادیان ولتاژ در سطح هادی یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت در حد ۱۷ کیلوولت بر سانتیمتر محدود گردد، حداقل قطر هادی برای شرایط زیر چند سانتیمتر باید باشد.

$$m=0.85, \quad p=1 \text{ Atm}, \quad t_a=20^{\circ}\text{C}, \quad D=800 \text{ Cm}$$

۳- اگر هادی انتخابی برای یک خط انتقال ۱۳۲ کیلوولت Oriole باشد مقدار تلفات کرونا در یک کیلومتر از

مسیر خط انتقال فوق چند کیلووات است؟ قطر هادی ۱۸/۸۳mm و بقیه اطلاعات مورد نیاز مشابه تمرین شماره ۲ می باشد.

فصل نهم: مسیریابی خطوط انتقال نیرو

درصد عمده ای از حوادث و قطعی های خطوط انتقال نیرو ناشی از آثار جوی و محیطی مسیر خطوط انتقال نیرو می باشد، بنابراین عدم رعایت نکات لازم در مسیریابی می تواند قابلیت اطمینان بهره برداری از خطوط خطوط انتقال نیرو را شدیداً کاهش دهد. لذا در این قسمت تلاش بر این است با توجه به تجارب موجود در سطح شبکه های برقرسانی ایران و سایر کشورهای جهان عوامل موثری که رعایت آنها در مسیریابی ضروری است به طور اختصار اشاره گردد.

۱) مشکلات مرتبط با زمین:

۱-۱) **مقاومت زمین:** یکی از نکات مهمی که در انتخاب مسیر باید به آن توجه گردد، نوع خاک و مقاومت زمین در مسیر خطوط انتقال نیرو می باشد. عدم رعایت این مطالب باعث می شود، تا سرمایه گذاری مربوط به نصب فونداسیون ها شدیداً افزایش یابند، در این راستا می توان به موارد زیر اشاره نمود:

- شالیزارها
- زمین های باتلاقی
- زمین های شل و کم مقاومت
- زمین های با سطح آب زیر زمینی بالا
- زمین های ساحلی.

۱-۲) زمینهای صخره ای

۱-۳) زمینهای متحرک

۱-۴) زمینهای گران قیمت:

- منطق شهری
- مناطق پرتراکم
- زمین های کشاورزی
- مناطق صنعتی
- باغ ها و اراضی گران قیمت
- مناطق مسکونی

۲) مسیل ها و مانداب ها: حوادث به شرح زیر:

- سیل های اتفاقی یا فصلی
- سیل بی سابقه و گسترش مسیل آنها
- تغییر مسیر رودخانه
- پیش روی آب در برخی مناطق ساحلی
- زمین های پست و آبگیر.

۳) پرنندگان مهاجر: تلاش می شود که حتی الامکان مسیر را دور از مناطقی با ویژگی های زیر انتخاب نمود:

- حاشیه مانداب ها
- حاشیه دریاچه ها
- نواحی ساحلی
- حاشیه برخی از رودخانه ها

۴) مناطق حفاظت شده: حتی الامکان خطوط انتقال را از چنین مناطقی که چند نمونه از آنها به شرح زیر می باشند، عبور نمی دهند:

- مناطق حفاظت شده سازمان حفاظت محیط زیست
- مناطق نظامی
- میادین تیر
- مناطق جنگلی
- پارک ها و مناظر طبیعی خاص
- مناطق تاریخی و آثار باستانی

۵) باد و طوفان: در برخی مناطق یا موقعیت های مسیر احتمال وزش باد بیشتر می باشد که از جمله می توان به موارد زیر اشاره نمود:

- خط رأس کوه ها
- مناطق بادگیر
- دالان های باد
- نواحل ساحلی

۶) تداخل با سایر سازمان ها: که باعث تأخیراتی در اجرای پروژه به همراه داشته باشد، در این رابطه می توان به چند نمونه زیر اشاره نمود:

- حوالی ایستگاه های مخابراتی
- نزدیکی ایستگاه های رادیویی و تلویزیونی و رله های مخابراتی
- مسیرهای موازی با لوله های گاز
- مسیرهای پرواز هواپیما و هلیکوپتر
- مسیر موازی با سیستم های مخابراتی
- مسیر آینده جاده های کشور
- مناطق پیش بینی شده برای شهرک ها
- مناطق پیش بینی شده برای پروژه های صنعتی
- مناطق پیش بینی شده برای فعالیت های نظامی
- عدم تداخل با هر گونه پروژه عمرانی آینده

۷) مناطق آلوده: نواحی ساحلی، مناطق صنعتی، نمکزارها، مناطق کویری و... از نقاط خاصی هستند که دارای آلودگی بالایی می باشند. گرچه تقسیم بندی مناطق آلوده به عوامل مختلفی بستگی دارد، اما به عنوان نمونه می توان به موارد زیر اشاره نمود:

- مناطقی با آلودگی صنعتی
- سواحل دریاها و دریاچه ها
- مناطقی با طوفان خاک
- نمکزارها یا مناطقی با املاح خورنده
- کویر و بیابان ها

۸) مناطق کوهستانی: عواملی که در مناطق کوهستانی خطر آفرین می باشند دارای طیف گسترده ای می باشند و در نتیجه آثار سوء هر یک از آنها نیز متفاوت می باشند، که ذیلاً به چند مورد از آنها اشاره می گردد:

- مناطق بهمن گیر
- دامنه های شمالی کوه های برفگیر
- شیب های تند
- دامنه های کوه با احتمال ریزش سنگ و خاک
- مناطق صعب العبور
- دره های عمیق

۹) مسائل اجرایی: به طور کلی نکات مهم زیر در اجرای پروژه های خطوط انتقال نیرو از درجه اهمیت بالایی برخوردار می باشند که باید در هنگام انتخاب مسیر به آن توجه گردد:

- نزدیکی به جاده های دسترسی
- امکان ساخت جاده های فرعی و دسترسی ارزان قیمت
- سهولت رفت و آمد در فصول سرد
- سهولت حمل و نقل
- دسترسی به مصالح ساختمانی
- امکان تأمین و جذب نیروی کار
- امکان اقامت کارکنان در منطقه

● با توجه به اینکه پس از احداث خطوط انتقال نیرو باید پرسنل بهره بردار از آن نگهداری نمایند، لذا لازم است در انتخاب مسیر نکات مهم دیگری که در بهره برداری، تغییرات و توسعه شبکه نقش دارند، نیز مورد بررسی و توجه قرار گیرند.

تمرینات فصل نهم:

- ۱- آیا همواره کوتاهترین مسیر، برای خطوط انتقال انرژی نیرو مناسب است؟
- ۲- در صورت احداث خطوط انتقال نیرو در زمین های کم مقاومت، سرمایه گذاری کدام بخش از خطوط انتقال نیرو افزایش می یابد؟
- ۳- در چه مواقعی عبور خطوط انتقال نیرو از مناطق صعب العبور اجتناب ناپذیر است؟
- ۴- در صورت عبور خطوط انتقال نیرو از مناطق شهری چه مسائل و مشکلات در زمان اجرای آنها ممکن است به وجود آیند؟
- ۵- اگر خطوط انتقال نیرو در امتداد سواحل دریاها نصب شوند، چه مسائل و مشکلاتی در طول بهره برداری ممکن است به وجود آیند؟
- ۶- در مناطق کوهستانی چه عواملی ممکن است خطوط انتقال نیرو را دچار مخاطره سازند؟
- ۷- در صورتیکه مسیر خطوط انتقال نیرو با محل اجرای طرح های عمرانی، دیگر سازمان ها تداخل داشته باشد، چه آثار سوء در پیشرفت اجرایی آنها به وجود می آید؟
- ۸- باد و طوفان چه نوع حوادثی را در خطوط انتقال نیرو به وجود می آورند؟
- ۹- احداث خطوط انتقال نیرو در امتداد شبکه های مخابراتی چه مشکلاتی را به وجود می آورند؟
- ۱۰- اگر خطوط انتقال نیرو در حوالی فرودگاه ها و در مسیر پرواز هواپیماها و هلیکوپترها احداث شوند چه عواقب احتمالی را پیش بینی می کنید؟

فصل دهم: انتخاب سیم محافظ

سیم محافظ یکی از اجزاء مهم سرمایه گذاری می باشد، به طوریکه سهم مستقیم آن در میزان سرمایه گذاری بر حسب تعداد سیم محافظ به ۳ تا ۵ درصد می رسد و اگر تأثیر افزایش وزن برج ها، حجم فونداسیون ها و غیره نیز در محاسبات منظور گردد، این سهم ممکن است به حدود ۱۰٪ سرمایه گذاری کل خطوط انتقال نیرو افزایش یابد. به عبارت دیگر قریب به ۱۰٪ سرمایه گذاری صرف حفاظت آنها در مقابل برخورد صاعقه می گردد.

۱- **شیوه حفاظت:** تجارب بهره برداری از خطوط انتقال نیرو و بررسی های انجام شده نشان می دهد، در صورتیکه سیم محافظ مطابق شکل (۱) یعنی با زاویه ۳۰ درجه برج ها را حفاظت نماید، احتمال برخورد صاعقه به هادی ها تقلیل می یابد. برای ایجاد چنین زاویه حفاظتی، دو راه وجود دارد، نصب یک سیم محافظ مطابق شکل (۱) در ارتفاع بالا یا نصب دو سیم محافظ در ارتفاع پایین تر، اجرای روش اول سبب افزایش ارتفاع برج و در نتیجه وزن آن می گردد. در روش دوم گرچه ارتفاع برج کمتر می باشد، اما وجود دو سیم محافظ در ارتفاع پایین تر ضمن اینکه خود افزایش قیمت سیم محافظ را به همراه دارد، باعث افزایش قیمت برخی از اجزاء دیگر خط انتقال (برج ها و فونداسیون ها و غیره) نیز می گردد، که به هر حال لازم است مهندس طراح با توجه به شکل برج ها و انجام بررسی های فنی و اقتصادی و شرایط جوی منطقه تعداد سیم های محافظ را انتخاب نماید.

۲- **انواع سیم محافظ:** در انتخاب مقطع سیم محافظ لازم است به موارد زیر توجه گردد:

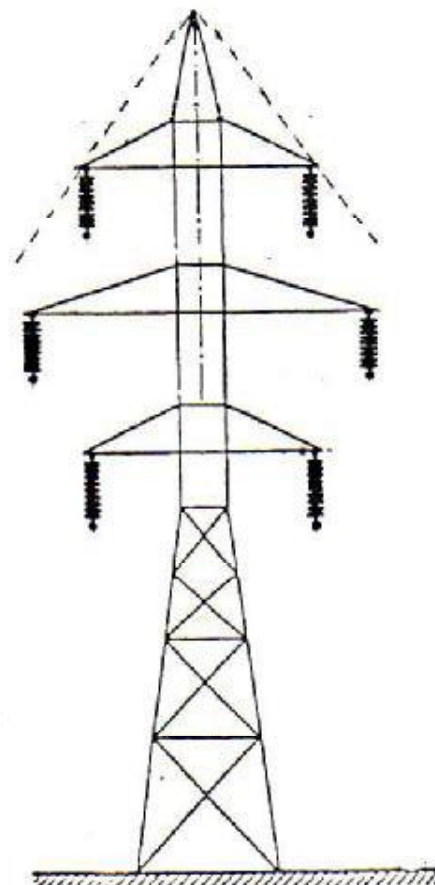
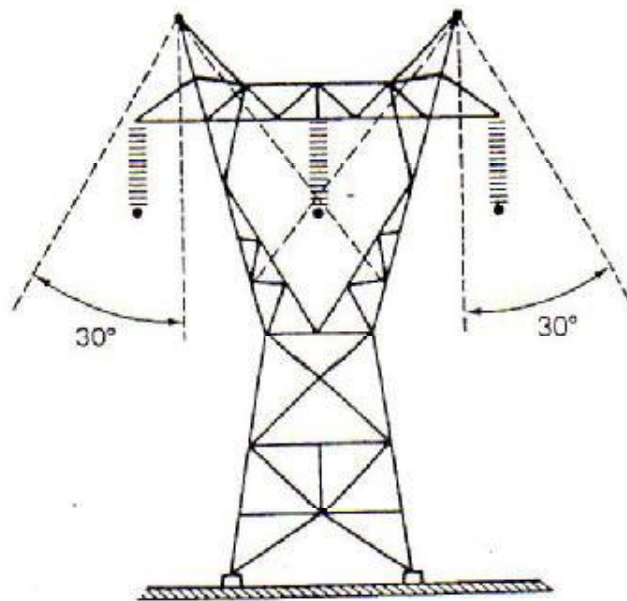
- دارای تحمل در مقابل جریان های زیاد
- داشتن مقاومت مکانیکی کافی
- دارا بودن ضریب هدایت نسبی خوب
- دارای مقاومت کافی در مقابل خوردگی
- دارای قیمت نسبی مناسب.

سیم محافظ معمولاً از فولاد مقاوم (HS Steel) یا فولاد خیلی مقاوم (EHS Steel) یا فولاد روکش آلومینیوم، یا از هادی های ACSR با مقاومت بالا ساخته می شوند، که در جداول ۱ تا ۵ مشخصات برخی از سیم های محافظ متداول درج گردیده است.

۳- **انتخاب سیم محافظ:** مقطع سیم محافظ باید طوری انتخاب گردد، تا ضمن تحمل نیروهای مکانیکی وارده، قادر باشد در مقابل جریان های بالای صاعقه و اتصال کوتاه نیز از خود مقاومت نشان دهد. مقطع مناسب هر سیم در مقابل جریان های الکتریکی را می توان از رابطه زیر بدست آورد:

$$1) \quad I = K \cdot \frac{S}{\sqrt{t}} \Rightarrow S = I \cdot \frac{\sqrt{t}}{K}$$

S: مقطع هادی، t: زمان تخلیه، I: جریان صاعقه، K: بستگی به جنس هادی دارد.



شکل (۱) زاویه حفاظت سیم محافظ از هادی های خطوط انتقال نیرو

۳-۱) **جریان اتصال کوتاه:** لازم است در انتخاب مقطع سیم محافظ به این نکته توجه گردد، چون به هر حال میزان جریان عبوری در سیم محافظ در صورت بروز اتصال کوتاه بین فاز با سیم محافظ ممکن است تا ۵۰ درصد جریان اتصال کوتاه عبوری از فازها نیز برسد.

۳-۲) **جنس سیم محافظ:** ضریب K تابعی است از جنس هادی و تحمل حرارتی آنها در مقابل درجه حرارت های بالا، به طوریکه مقدار آن برای سیمه ای فولاد با روکش آلومینیوم بین ۶۰ تا ۱۲۵ تغییر می کند.

۳-۳) **جریان صاعقه:** مقدار جریان صاعقه ممکن است به بیش از یکصد کیلوآمپر برسد.

۳-۴) **مقاومت الکتریکی:** میزان حرارت تولیدی در سیم محافظ تابعی است از مقاومت الکتریکی آن و هر چه مقدار آن کمتر باشد حرارت تولیدی نیز کمتر می شود.

۳-۵) **تداوم جریان:** جریان صاعقه در فاصله یک تا ده میکروثانیه به مقدار اوج خود می رسد و در مدت ۲۰ تا ۱۰۰ میکروثانیه تا مقدار ۵۰ درصد اولیه خود تنزل می کند که مسلماً هرچه تداوم جریان بیشتر باشد اثر سوء آن بیشتر می شود.

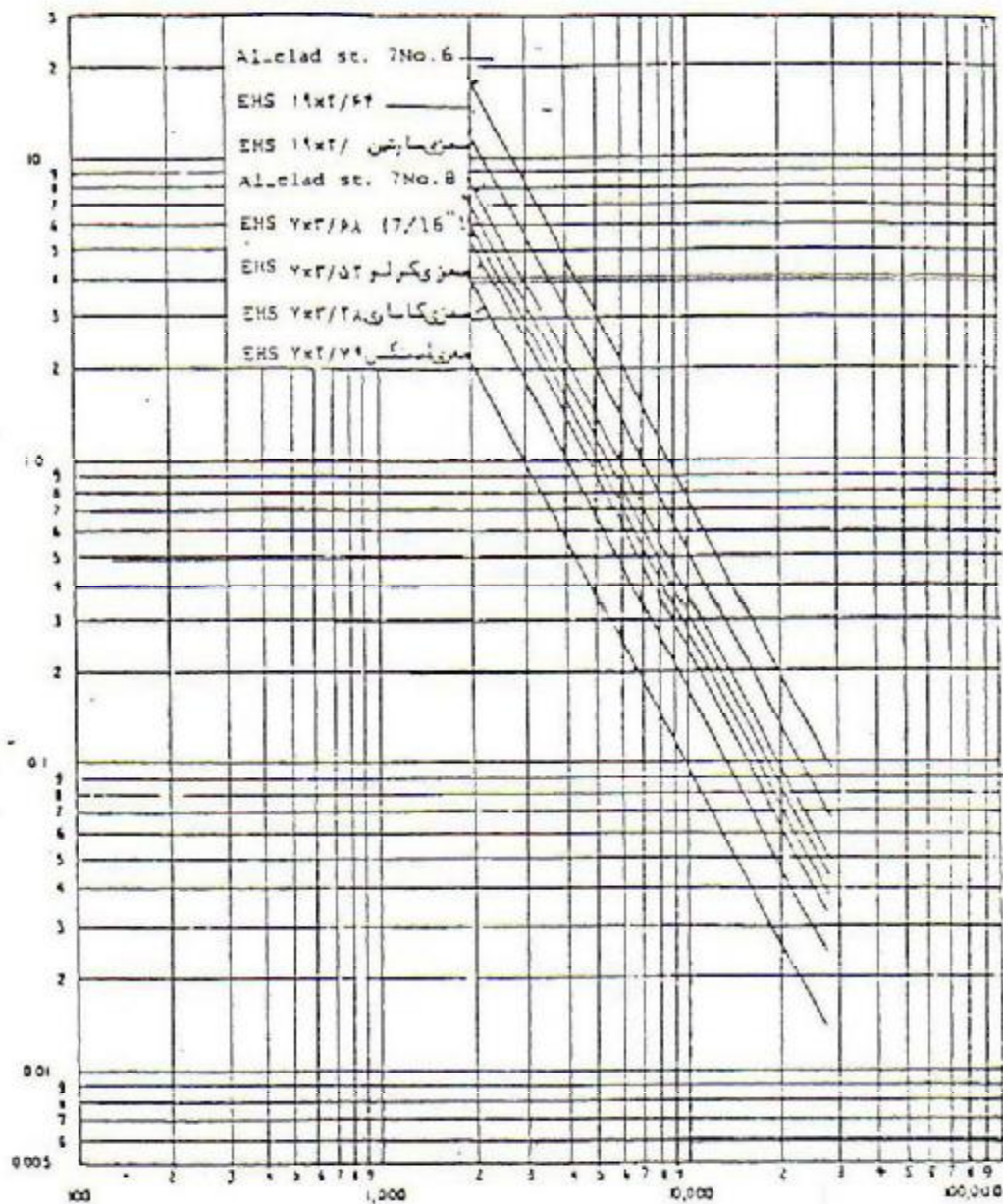
۳-۶) **سیم زمین:** مقاومت پایه برج ها تابعی است از شرایط و نوع خاک زمین و در برخی از مناطق یا شرایط خاصی ممکن است مقاومت زمین بسیار بالا باشد در چنین مواردی، لازم است با نصب سیم های فلزی در فونداسیون و توزیع آن در داخل خاک نسبت به تقلیل مقاومت برج ها اقدام نمود. البته مقاومت زمین به جنس خاک منطقه بستگی دارد که در جدول (۱) مقاومت زمین برحسب نوع و شرایط زمین برای چند منطقه خاص نشان داده شده است. کاهش مقاومت زمین باعث می شود تا زمان تخلیه جریان های ناشی از صاعقه تقلیل یابد و در نتیجه عامل موثری است در کم شدن مقطع سیم محافظ. ضمناً با این اقدام می توان قطعی های ناشی از موج برگشتی در خطوط انتقال نیرو را نیز کاهش داد. چون اگر مقاومت زمین پای برج ها زیاد باشد، احتمال تخلیه موج از طریق مقره ها نیز وجود دارد (این نوع تخلیه را موج برگشتی {Back flashover} گویند) شکل (۳) مکانیسم یک موج برگشتی را در یک خط انتقال مشخص نشان می دهد.

۳-۷) **مقاومت مکانیکی:** از آنجا که فواصل برج ها با توجه به دیدگاه های فنی و اقتصادی تعیین می شود، در بسیاری موارد ممکن است مقطع سیم محافظ از دیدگاه عبور جریان های بالا مناسب باشد اما مقاومت مکانیکی آن کافی نباشد، به همین دلیل لازم است همانند انتخاب هادی ها در تعیین مشخصات سیم محافظ نیز به این مطلب مهم توجه گردد.

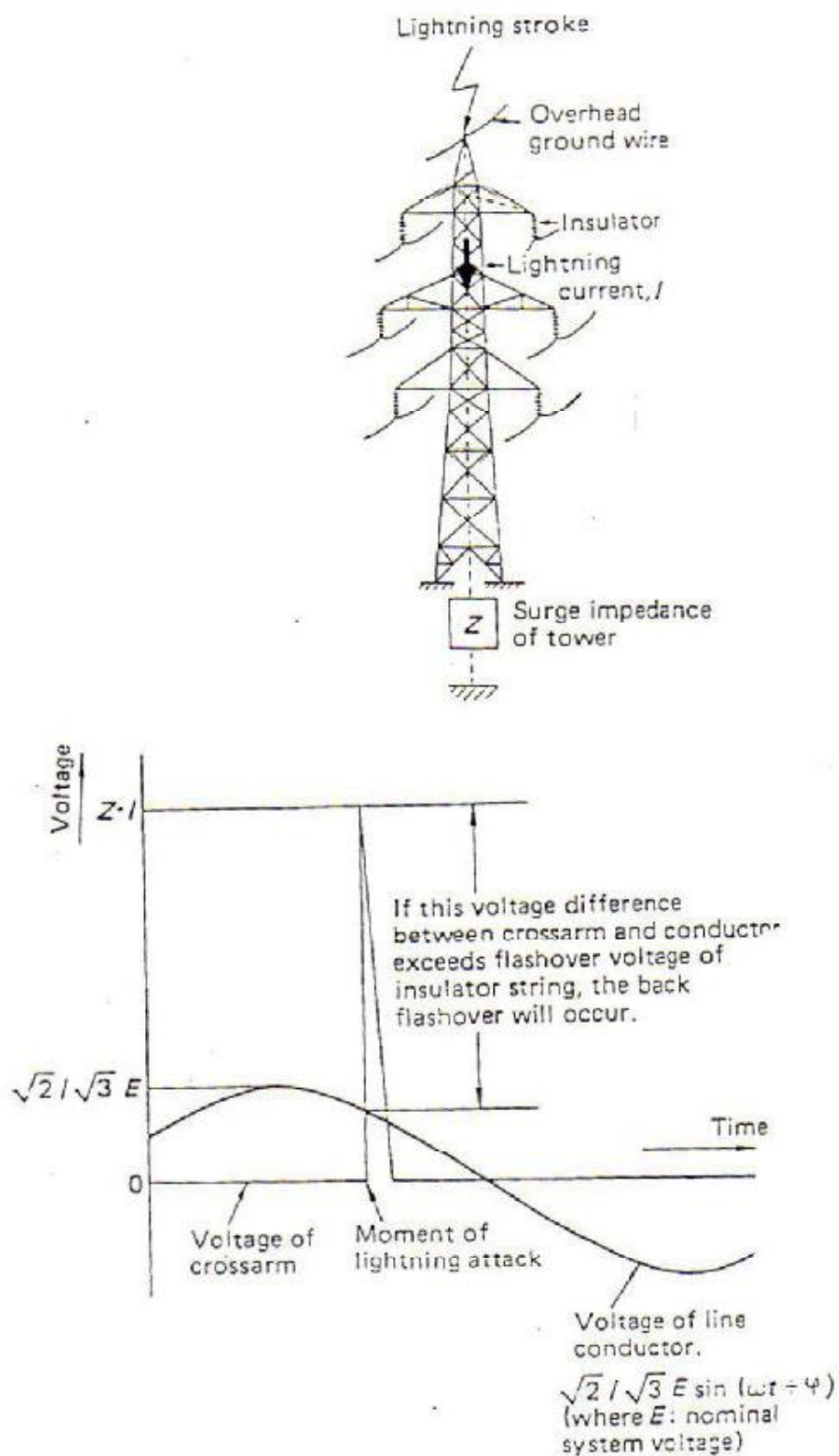
نوع زمین	مقاومت زمین
مناطق دریایی (آب دریا)	۰/۰۱ - ۱
زمین های باتلاقی	۱۰ - ۱۰۰
زمین خشک	۱۰۰۰
صخره	10^7
شن	10^8
سنگ	10^9

جدول (۱): متوسط مقاومت زمین در مناطق مختلف (اهم برمتر)

زمان اتصال
بر حسب ثانیه



شکل (۲) رابطه جریان صاعقه و زمان تداوم آن در چند نمونه از سیم محافظ



شکل (۳) مکانیزم موج برگشتی در اثر برخورد صاعقه به برج های خطوط انتقال نیرو

3. Concentric-lay Stranded AS Conductor

3-1 ASTM B416-81

AS

Size Nos./ AWG	Nominal Dia. of wire		Stranded diameter		Breaking strength		Weight		Resistance at 20°C		Nominal cross section		
	in.	mm	in.	mm	lb	kg	lb/1,000ft	kg/km	$\Omega/1,000ft$	Ω/km	C mils	in ²	mm ²
37/5	0.1819	4.620	1.27	32.36	142,800	64,770	2.802	4,170	0.04247	0.1394	1,225,000	0.9619	620.6
37/6	0.1620	4.115	1.13	28.70	126,200	54,520	2.222	3,307	0.05356	0.1758	971,300	0.7629	492.2
37/7	0.1443	3.665	1.01	25.65	100,700	45,670	1.763	2,622	0.06754	0.2316	779,400	0.6040	390.3
37/8	0.1285	3.264	0.899	22.83	84,200	38,190	1.398	2,089	0.08516	0.2794	610,900	0.4798	309.8
37/9	0.1144	2.906	0.801	20.35	66,770	30,250	1.108	1,649	0.1074	0.3524	484,400	0.3805	245.5
37/10	0.1019	2.588	0.713	18.11	52,950	24,010	0.879.0	1,308	0.1354	0.4443	384,200	0.3017	194.5
19/5	0.1819	4.620	0.910	23.11	73,350	33,270	1.430	2,128	0.08224	0.2699	628,900	0.4940	318.7
19/6	0.1620	4.114	0.810	20.57	61,700	27,980	1.134	1,688	0.1037	0.3403	498,800	0.3917	252.7
19/7	0.1443	3.665	0.721	18.31	51,730	23,460	0.895	1,339	0.1308	0.4292	395,500	0.3107	200.4
19/8	0.1285	3.264	0.642	16.31	43,240	19,610	0.713	1,062	0.1649	0.5411	313,700	0.2464	159.0
19/9	0.1144	2.906	0.572	14.53	34,290	15,550	0.565.8	842.0	0.2079	0.6821	248,800	0.1954	126.1
10/10	0.1019	2.588	0.509	12.93	27,190	12,330	0.448.7	667.8	0.2622	0.8603	197,300	0.1549	99.93
7/5	0.1819	4.620	0.546	13.87	27,030	12,260	0.524.9	781.2	0.2264	0.7428	231,700	0.1820	117.4
7/6	0.1620	4.115	0.486	12.34	22,730	10,310	0.416.3	619.5	0.2803	0.9197	183,800	0.1443	93.09
7/7	0.1443	3.665	0.433	11.00	19,060	8,645	0.330.0	491.1	0.3535	1.1598	145,700	0.1145	73.87
7/8	0.1285	3.264	0.385	9.779	15,930	7,228	0.261.8	389.6	0.4448	1.4437	114,600	0.09077	58.68
7/9	0.1144	2.906	0.343	8.712	12,630	5,728	0.207.6	308.9	0.5621	1.8442	91,650	0.07198	46.44
7/10	0.1019	2.588	0.308	7.772	10,020	4,544	0.164.7	245.1	0.7088	2.3255	72,680	0.05708	36.52
7/11	0.0907	2.304	0.272	6.909	7,945	3,603	0.130.6	194.4	0.8938	2.9325	57,590	0.04523	29.18
7/12	0.0808	2.052	0.242	6.147	6,301	2,858	0.103.6	154.2	1.127	3.6976	45,710	0.03590	23.16
3/5	0.1819	4.620	0.392	9.957	12,230	5,547	0.224.5	334.1	0.5177	1.6985	99,310	0.07800	50.32
3/6	0.1620	4.115	0.349	8.864	10,380	4,662	0.178.1	265.0	0.6528	2.1418	78,750	0.06185	39.90
3/7	0.1443	3.665	0.311	7.899	8,621	3,910	0.141.2	210.7	0.8232	2.1009	62,450	0.04905	31.64
3/8	0.1285	3.264	0.277	7.036	7,206	3,268	0.112.0	166.7	1.038	3.4057	49,530	0.03890	25.10
3/9	0.1144	2.907	0.247	6.274	5,715	2,592	0.088.1	132.2	1.309	4.2947	39,280	0.03085	19.90
3/10	0.1019	2.588	0.220	5.588	4,532	2,055	0.070.43	104.8	1.651	5.4168	31,150	0.02446	15.78

3-2 DIN 48201 Teil 8 - 1981

AS

Size mm ²	Stranding Nos./mm	Cross sectional area mm ²	Stranded diameter mm	Breaking load kN	Weight kg/km	DC resistance at 20°C Ω/km
25	7/2.10	24.25	6.3	31.56	162	2.546
35	7/2.50	34.36	7.5	44.72	229	2.499
50	7/3.00	49.48	9.0	64.40	330	1.736
70	19/2.10	65.81	10.5	85.65	441	1.313
95	19/2.50	93.27	12.5	121.39	626	0.925
120	19/2.80	116.99	14.0	152.26	785	0.737
150	37/2.25	147.11	15.7	191.46	990	0.587
185	37/2.50	181.62	17.5	236.38	1,221	0.476
240	61/2.25	242.54	20.2	299.05	1,635	0.357
300	61/2.50	299.43	22.5	369.20	2,017	0.289

3-3 Standard Specification of Japan Federation of Electric Power Companies A 220 - 1973

AS

Size mm ²	Stranding Nos./mm	Cross sectional area mm ²	Stranded diameter mm	Group A			Group B		
				Breaking load kg	Weight kg/km	DC resistance at 20°C Ω/km	Breaking load kg	Weight kg/km	DC resistance at 20°C Ω/km
90	7/4.0	87.99	12.0	10,270	568.3	0.362	9,890	585.7	0.973
70	7/3.5	67.35	10.5	7,880	436.0	1.13	8,000	448.2	1.27
55	7/3.2	56.29	9.6	6,620	357.6	1.35	6,930	374.7	1.53
45	7/2.9	46.24	8.7	5,620	296.7	1.86	5,100	307.8	1.86
38	7/2.6	37.16	7.8	4,520	235.2	2.31	4,580	247.4	2.31

جدول (۱ تا ۳) مشخصات چند نمونه سیم محافظ AS در استانداردهای مختلف

3-4 Australian Standard 1222 Part 2 - 1973

Size Nos./mm	Dia. of wire mm	Stranded diameter mm	Cross sectional area mm ²	Breaking load kN	Weight kg/km	DC resistance at 20°C Ω/km
3/2.75	3.75	5.93	17.82	22.7	118	4.80
3/3.00	3.00	6.47	21.31	27.0	141	4.02
3/3.25	3.25	7.00	24.89	31.6	165	3.42
3/3.75	3.75	8.08	33.13	40.0	220	2.58
7/2.75	2.75	8.25	41.58	50.1	277	2.06
7/3.00	3.00	9.00	49.48	59.7	330	1.73
7/3.25	3.25	9.75	58.07	69.8	387	1.47
7/3.75	3.75	11.3	77.31	88.3	515	1.11
7/4.25	4.25	12.8	99.30	106	662	0.864
19/2.75	2.75	13.8	112.9	136	755	0.764
19/3.00	3.00	15.0	134.3	162	899	0.642
19/3.25	3.25	16.3	157.6	189	1,060	0.545
19/3.75	3.75	18.8	209.8	240	1,410	0.411
19/4.25	4.25	21.3	269.5	289	1,800	0.320

3-5 TYPE "MG STRANDS" AS Wire for Messenger Wire & Guy Wire

Properties are in accordance with ASTM B416-81

Size designation	Construction Nos./in (mm)	Stranded diameter in. (mm)	Cross sectional area mm ²	Breaking load kg	Weight kg/km	DC resistance at 20°C Ω/km
4 MG3	3/0.102 (2.59)	0.220 (5.59)	15.8	2,060	105	5.41
5 MG3	3/0.114 (2.90)	0.247 (6.27)	19.8	2,580	132	4.31
6 MG	7/0.081 (2.06)	0.242 (6.15)	23.3	2,880	155	3.67
6.6 MG	7/0.083 (2.11)	0.249 (6.32)	24.5	3,020	163	3.50
7 MG3	3/0.128 (3.25)	0.277 (7.04)	24.9	3,240	165	3.43
8 MG	7/0.091 (2.31)	0.272 (6.91)	29.3	3,620	195	2.92
5/16 in. MG3	3/0.145 (3.68)	5/16 (7.94)	31.9	3,850	212	2.68
10 MG	7/0.102 (2.59)	0.306 (7.77)	36.9	4,550	245	2.32
5/16 in. MG	7/0.104 (2.64)	5/16 (7.94)	38.3	4,720	255	2.24
11.5 MG	7/0.110 (2.79)	0.330 (8.38)	42.8	5,280	285	2.00
12.5 MG	7/0.114 (2.90)	0.343 (8.71)	46.3	5,700	308	1.85
3/8 in. MG	7/0.120 (3.05)	3/8 (9.52)	51.2	6,310	340	1.67
14 MG	7/0.121 (3.07)	0.363 (9.23)	51.8	6,390	345	1.65
16 MG	7/0.128 (3.25)	0.386 (9.80)	58.1	7,160	387	1.47
18 MG	7/0.139 (3.53)	0.417 (10.6)	68.5	8,020	436	1.25
7/16 in. MG	7/0.145 (3.68)	7/16 (11.1)	74.5	8,510	496	1.15
20 MG	7/0.148 (3.75)	0.444 (11.3)	77.3	8,840	515	1.11
1/2 in. MG	7/0.165 (4.19)	1/2 (12.7)	96.5	10,400	642	0.89
25 MG	7/0.172 (4.39)	0.519 (13.2)	106	11,100	705	0.84

جدول (۵۴) مشخصات چند نمونه از سیم محافظ AS در استانداردهای مختلف

تمرینات فصل دهم:

- ۱- عوامل موثر در انتخاب سیم محافظ را نام ببرید
- ۲- مزایا و معایب خطوط انتقال با دو سیم محافظ را تشریح نمایید.
- ۳- در صورتیکه در یک خط انتقال سیم محافظ نصب نگردد چه آثار سوء به همراه دارد؟
- ۴- در یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت با توجه به فرضیات زیر حداقل مقطع سیم محافظ را به دست آورید؟

$$K=80 \quad t=0.001 \quad I_{sc}=50KA$$

- ۵- در یک خط انتقال نیرو جریان صاعقه ۱۰۰ کیلوآمپر، ثابت هادی ۱۱۰ می باشد در صورتیکه تداوم عبور جریان صاعقه ۵ میلی ثانیه می باشد حداقل مقطع مناسب سیم محافظ چند میلیمتر مربع می باشد.

۳۱۸

- ۱- عوامل موثر در انتخاب سیم محافظ را نام ببرید
- ۲- مزایا و معایب خطوط انتقال با دو سیم محافظ را تشریح کنید.
- ۴-
- ۵- در یک خط انتقال نیرو چندین صاعقه متوالی برابر ۱۵۰ کیلوآمپر و ثابت هادی ۱۱۰ می باشد در صورتیکه تداوم عبور جریان صاعقه ۰.۵ میلی ثانیه باشد ابتدا حداقل مقطع استاندارد را تعیین کنید.

راه حل: ابتدا به کمک رابطه ۱۹-۲ حداقل مقطع مناسب با توجه به اطلاعات داده شده محاسبه می شود:

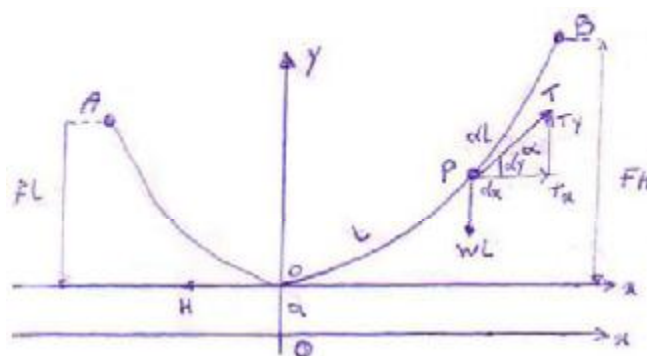
$$S = \frac{I \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{150000 \sqrt{0.0005}}{110} = 30.19 \text{ mm}^2$$

با توجه به جدول ۱-۱۹ نزدیکترین اندازه استاندارد سیم محافظ ۳ نمره ۷ یا سیم محافظی است که دارای ۳ رشته نمره ۷ می باشد، ضمناً مقطع این سیم ۳۱.۶۴ میلیمتر مربع می باشد.

فصل یازدهم: انتخاب برج و محاسبات بارگذاری

(Loading Calculations & Tower Design)

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 به وجود می آید، تغییرات کشش زیادی را باعث می شود. بنابراین منحنی سیم باید به صورتی باشد که در اثر تحولات فوق، کشش و فلش سیم از مقادیر مجاز بالاتر نرود. کشش سیم تابع وزن سیم و یخ روی آن، نیروی باد و درجه حرارت محیط می باشد. برای به دست آوردن معادله و منحنی متعادل سیم باید به یک سری تقریب متوسل شد. فرض می کنیم سیم، مقاومتی در مقابل خمش نشان نداده و در مقابل کشش نیز تغییر طول ندهد. همچنین به علت بلند بودن طول سیم از ضخامت آن صرف نظر می نماییم.



شكل (١)

قطعه OP از شکل (۱) را در نظر می گیریم. نقاط A,B نقاط نگهدارنده سیم می باشند. با تجزیه نیروهای وارد بر سیم خواهیم داشت:

$$\begin{cases} T_x = H & \text{کشش افقی نسیم} \\ T_y = w.l & \text{کشش عمودی نسیم} \end{cases}$$

که در این رابطه T_x ، کشش افقی سیم و T_y ، کشش عمودی سیم می باشد.

$$tg(\alpha) = y' = \frac{T_y}{T_x} = \frac{w.l}{H} = \frac{L}{a}$$

که $a = \frac{H}{w}$ را پارامتر سیم گویند و واحد آن متر است. اگر طول قطعه کوچکی از سیم (dl) را در نظر بگیریم، خواهیم داشت:

$$dl = \sqrt{dx^2 + dy^2} \rightarrow dx = \frac{dl}{\sqrt{1 + L^2/a^2}}$$

باانتگرال گیری از طرفین رابطه داریم:

$$x + c = a \sinh^{-1}\left(\frac{L}{a}\right) \rightarrow \text{if } x = 0, L = 0 \Rightarrow c = 0$$

بنابراین داریم:

$$x = a \sinh^{-1}\left(\frac{L}{a}\right) \rightarrow L = a \sinh\left(\frac{x}{a}\right), \quad y' = \frac{L}{a} = \sinh\left(\frac{x}{a}\right)$$

و از رابطه (۱) داریم:

$$y = a \cosh\left(\frac{x}{a}\right) + D \rightarrow \text{if } x = 0, y = 0 \Rightarrow D = -a$$

با انتگرال گیری خواهیم داشت:

از آنجا:

$$y = a\left(\cosh\left(\frac{x}{a}\right) - 1\right)$$

حال اگر در شکل (۱) مرکز محورهای مختصات را به نقطه $(0, -a)$ انتقال دهیم، خواهیم داشت:

$$\begin{cases} x = X + 0 \\ y = Y - a \end{cases}$$

بنابراین:

$$Y = a \cosh\left(\frac{X}{a}\right)$$

با بسط عبارت $\cosh\left(\frac{X}{a}\right)$ 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 می توان نوشت:

$$Y = a \left(1 + \frac{X^2}{2a^2} \right)$$

اگر محور مختصات مماس بر سیم باشد، داریم:

$$y = \frac{x^2}{2a}$$

که این معادله، معادله یک سهمی است.

محاسبات کشش در نقاط مختلف سیم (Tension): می توان کشش T را در هر نقطه از سیم به

فاصله x از مبدأ مختصات به صورت زیر محاسبه نمود:

$$T = \sqrt{T_x^2 + T_y^2}, \quad \frac{T_y}{T_x} = \tan(\alpha) = \sinh\left(\frac{x}{a}\right)$$

$$T = H \sqrt{1 + \left(\sinh\left(\frac{x}{a}\right)\right)^2} \rightarrow T = H \cosh\left(\frac{x}{a}\right) \rightarrow T = w.Y$$

این رابطه بدین معنی است که کشش در هر نقطه به طول x برابر است با وزن قطعه ای از سیم که طول آن

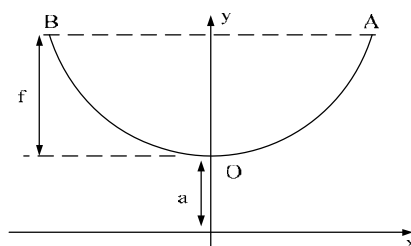
برابر y است. بنابراین کشش در نقاط نگهدارنده B به صورت زیر محاسبه می شود:

$$T_B = w.y_b = w(f_H + a) = w.f_H + H$$

معمولاً شرایط کلی زیر را در محاسبات کشش و فلش مورد توجه قرار می دهند:

کشش سیم در درجه حرارت عادی را بین (18-25) درصد حداکثر مقاومت کششی قرار می دهند. 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.

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)

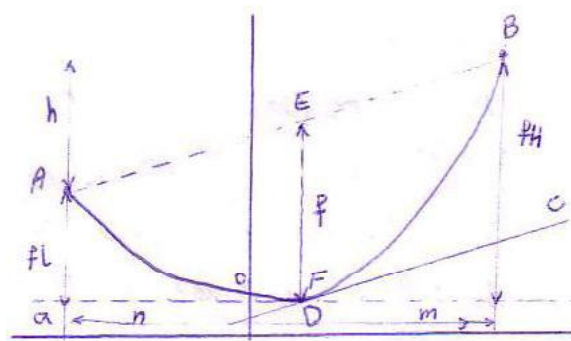
الف) محاسبه فلش سیم برای حالتی که دو نقطه نگهدارنده در یک سطح قرار دارند: (شکل ۲):

$$\begin{cases} y_A = a \cosh\left(\frac{x_A}{a}\right) \\ y_A = a + f \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} f = y_A - a = a \cosh\left(\frac{x_A}{a}\right) - a \\ x_A = \frac{S}{2} \rightarrow f = a \left(\cosh\left(\frac{S}{2a}\right) - 1 \right) \end{cases}$$

و اگر این رابطه را بسط دهیم و از جملات درجه ۴ به بالاتر صرف نظر کنیم، خواهیم داشت:

$$f = \frac{S^2}{8a} = \frac{wS^2}{8H}$$

ب) محاسبه فلش سیم برای حالتی که دو نقطه نگهدارنده در یک سطح نباشند: اگر f_L را فلش سیم در اسپینی که $2n$ طول داشته باشد و f_H را فلش سیم در اسپینی که $2m$ طول داشته باشد در نظر بگیریم به طوری که نقاط نگهدارنده سیم اختلاف ارتفاعی نداشته باشند در این صورت با توجه به شکل (۳) می توان نوشت:



شکل (۳)

$$f_L = \frac{(2n)^2}{8a}, \quad f_H = \frac{(2m)^2}{8a}$$

$$h = f_H - f_L = \frac{(2m)^2}{8a} - \frac{(2n)^2}{8a} = \frac{1}{2a}(m+n)(m-n)$$

$$m+n=s$$

$$\begin{cases} 1) \quad m-n = \frac{2ah}{s} \\ m+n=s \rightarrow m = \frac{s}{2} + \frac{ah}{s}, \quad n = \frac{s}{2} - \frac{ah}{s} \end{cases}$$

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 $\frac{h}{s}$ است. بنابراین خواهیم داشت، $\frac{x_F}{a} = \frac{h}{s}$. حال با داشتن طول نقاط E, F می توان آنها را در معادله خط AB قرار داد و در این صورت داریم:

$$2) \quad f = y_E - y_F = f_L + \frac{ah^2}{2s^2} + \frac{nh}{s}$$

با توجه 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.

$$f = \frac{s^2}{8a} = ws^2 / 8H$$

البته در اینجا باید دقت کرد که نقاط مماس بر منحنی یعنی نقطه D در وسط اسپن قرار دارد. همچنین فاصله EF بیشترین فاصله عمودی بین منحنی سیم و خط AB است. مقادیر f_H و f_L را نیز بسادگی می توان به دست آورد:

$$f_H = f(1 + \frac{h}{4f})^2, \quad f_L = f(1 - \frac{h}{4f})^2$$

محاسبه طول سیم: طول سیم را در دو حالت زیر محاسبه می کنیم:

الف) نقاط نگهدارنده اختلاف ارتفاعی ندارند: با توجه به شکل (۲) و محاسباتی که قبلاً انجام شده است مشخص می شود که طول سیم اندازه گیری شده از نقطه O به صورت زیر به دست می آید:

$$L_1 = a \sinh(\frac{x}{a})$$

و برای کل سیم خواهیم داشت:

$$L = 2a \sinh(\frac{x}{a}) = 2a \left[\frac{s/2}{a} + \frac{(s/2)^3}{6a^2} + \dots \right]$$

$$L = s + \frac{s^3}{24a^2}$$

ب) نقاط نگهدارنده با هم اختلاف ارتفاع دارند: با توجه به شکل (۳) فرض می کنیم که L_a طول کمان OA

و L_b طول کمان OB باشند، در این صورت با بسط رابطه طول سیم خواهیم داشت:

$$L = a \sinh(\frac{x}{a}) = a \left[\frac{x}{a} + \frac{1}{3!} \left(\frac{x}{a} \right)^3 + \dots \right] = x + \frac{x^3}{6a^2}$$

بنابراین L_a و L_b به ترتیب زیر محاسبه می شوند:

$$\begin{cases} L_a = n + \frac{n^3}{6a^2} \\ L_b = m + \frac{m^3}{6a^2} \end{cases} \rightarrow L = L_a + L_b = (m+n) \left\{ 1 + \frac{1}{6a^2} [(m+n)^2 - 3mn] \right\}$$

با جایگذاری مقدار مربوطه به جای m, n خواهیم داشت:

$$L = s + \frac{s^3}{24a^2} + \frac{h^2}{2s} \quad (32)$$

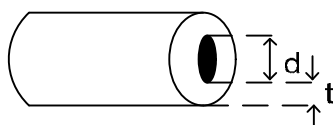
بنابراین اگر نقاط نگهدارنده با هم اختلاف ارتفاع داشته باشند در این صورت طول سیم به اندازه $\frac{h^2}{2s}$ افزایش پیدا می کند، که در آن h اختلاف ارتفاع بین دو نقطه نگهدارنده می باشد.

نیروهای وارد بر هادی: انواع نیروهای وارد بر هادی عبارتند از:

الف) نیروهای خودی: این نیروها ناشی از وزن هادی، وزن زنجیره مفره و نیروهای ناشی از قرارگیری برج در زاویه می باشد.

ب) نیروهای ناشی از بارگذاری خارجی: این نیروها شامل بارگذاری ناشی از تشکیل قشر یخ روی هادی و نیروی ناشی از باد می باشد.

۱. باریخ: چنانچه وزن یخ در واحد طول هادی را با w_i نشان دهیم، با توجه به شکل (۴) خواهیم داشت:



شکل (۴)

$$w_i = \sigma \cdot \pi \cdot \left[\left(\frac{1}{2}d + t \right)^2 - \left(\frac{1}{2}d \right)^2 \right] \cdot l$$

$$w_i = 913 \cdot \pi \cdot t \cdot (t + d) \quad (\text{kg/m})$$

σ : وزن مخصوص یخ (معادل 913 kg/m^3)

t : ضخامت یخ بر حسب متر

d : قطر هادی بر حسب متر

l : طول هادی (در اینجا یک متر) می باشد.

۲. نیروی ناشی از باد روی هادی: در اثر وزش باد نیرویی بر سیم وارد می شود که مقدارش از حاصلضرب فشار باد در سطح بادخور سیم به دست می آید.

$$w_w = C_d \cdot P_w \cdot A$$

P_w : فشار باد بر حسب kgf/m^2

A : سطح باد در یک متر طول هادی می باشد.

C_d : ضریب دینامیک می باشد که طبق استاندارد SSPB برای سیم های با قطر بیش از 15mm برابر یک است و برای سیم های با قطر بین 12.5mm تا 15mm برابر 1.1 و برای سیم های با قطر کمتر از 12.5mm برابر ۱/۲ می باشد.

اگر چنانچه بر روی هادی یخ نشسته باشد در این صورت سطح باد خور افزایش می یابد و خواهیم داشت:

$$A = (2t + d).l$$

باید به این مسئله توجه داشت که فشار باد در هر نقطه بستگی به ارتفاع هادی از سطح زمین دارد و بسته به بلندی دکل ها 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 نیروی کمتر از مقدار به دست آمده از روابط فوق در نظر می گیریم. به طوریکه 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:

$$\begin{aligned} S < 100m & R = 1 \\ 100m < S < 300m & R = \frac{600 - s}{500} \\ S > 300m & R = 0.6 \end{aligned}$$

بنابراین رابطه نیروی ناشی از باد روی هادی به صورت زیر به دست می آید:

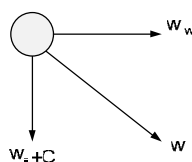
$$w_w = R.C_d.P_w.d$$

طبق استاندارد SSPB نیروی باد از رابطه زیر به دست می آید:

$$w_w = 0.0625V^2.R.C_d.A.\sin^2 \phi$$

در این رابطه ϕ زاویه وزش باد است.

ج) برآیند نیروهای وارد برسیم: برای تعیین برآیند نیروهای وارد بر هادی طبق شکل داریم:



شکل (۶)

$$w = \sqrt{(w_i + w_c)^2 + w_w^2}$$

همانطور که مشاهده می شود وزن یخ به طور ساده به وزن خور سیم اضافه می شود در حالیکه نیروی ناشی از باد به طور برداری با وزن سیم و یخ ترکیب می شود. نسبت W به وزن واحد طول سیم را ضریب اضافه بار گویند.

د) معادله تغییر وضعیت: هدف از مطالعه رابطه تغییر وضعیت عبارتست از؛ پیدا کردن فلش یا کشش جدید وقتی که شرایط محیط تغییر کرده باشد. معمولاً فقط درجه حرارت و نیروهای وارد برسیم تغییر می کند. برای بدست آوردن رابطه تغییر وضعیت از تغییراتی که در اثر درجه حرارت و بارهای خارجی و در نتیجه کشش در طول سیم به طور الاستیک ایجاد می شود، کمک می گیریم. طول سیم در یک اسپن ثابت طبق روابط گذشته به صورت زیر می باشد:

$$L_1 = s + \frac{s^3}{24a_1^2}, \quad L_2 = s + \frac{s^3}{24a_2^2}$$

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 و H_2 ، کشش داخلی سیم در حالت های ۱ و ۲ می باشند.

$$L_2 - L_1 = \alpha(t_2 - t_1)L_1 + \frac{H_2 - H_1}{AE} \cdot L_1$$

$$\frac{s^3}{24a_2^2} - \frac{s^3}{24a_1^2} = \left[\alpha(t_2 - t_1) + \frac{H_2 - H_1}{AE} \right] \left[s + \frac{s^3}{24a_1^2} \right]$$

از حاصلضرب دو به دوی مقادیر داخل پرانتز صرف نظر می شود.

$$\frac{s^2 w_2^2}{24H_2^2} - \frac{1}{AE} H_2 - \alpha t_2 = \frac{s^2 w_1^2}{24H_1^2} - \frac{1}{AE} H_1 - \alpha t_1 = K$$

K، یک مقدار ثابت است. بنابراین در حالت کلی داریم:

$$H^3 + AE(\alpha t + K)H^2 - \frac{AEs^2 w^2}{24} = 0$$

با به دست آوردن مقدار K در یک حالت می توان H را در شرایط مختلف به دست آورد. بنابراین در حالت کلی می توان رابطه زیر را نوشت:

$$H_2^3 + \left[\frac{AEs^2 w_1^2}{24H_1^2} + \alpha AE(t_2 - t_1) - H_1 \right] H_2^2 - \frac{AEs^2 w_2^2}{24} = 0$$

بنابراین چنانچه شرایط جوی و کشش اولیه سیم مشخص باشد و شرایط جوی ثانویه داده شود می توان به کمک رابطه تغییر و وضعیت کشش ثانویه را حساب کرد.

توصیه های کلی:

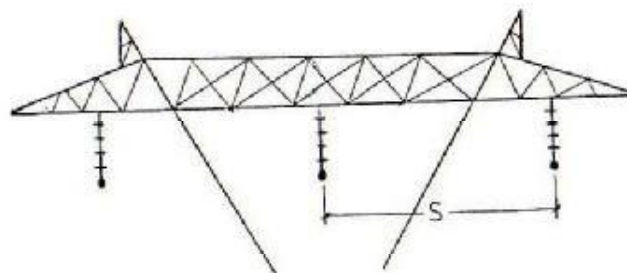
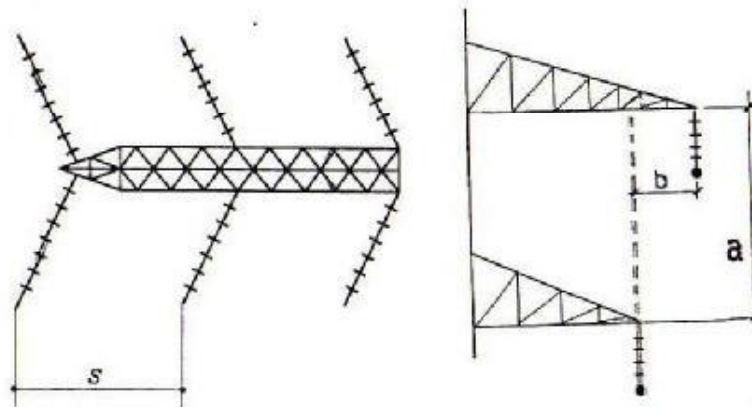
۱- طبق استاندارد SSPB مقادیر زیر برای خطوط ۴۰۰ کیلوولت توصیه شده است:

- حداکثر نسبت دو اسپن مجاور از مقدار $\frac{1}{2.5}$ تجاوز نکند.
- بلندترین اسپن نباید از ۱/۵ برابر اسپن معادل طراحی بیشتر باشد.
- کوتاهترین اسپن نباید از ۰/۴ 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) می شود جلوگیری خواهد شد.

۲- یکی از عوامل مهمی که سبب افزایش طول و فلش سیم و کاهش کشش سیم (پس از سیم کشی) می گردد پیری سیم است. از آنجائیکه سیم تحت کشش قرار دارد، پس از گذشت مدتی از سیم کشی افزایش طولی در آن به وجود خواهد آمد که موجب کاهش کشش و افزایش فلش سیم خواهد شد که حتماً بایستی قبلاً مورد توجه قرار گیرد. به دو روش زیر می توان 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 می گیریم. به عنوان مثال به هنگام سیم کشی سیم لینکس درجه حرارت معادل پیری را ۱۵ درجه فرض می نمایند. بنابراین موقع سیم کشی سیم فوق، درجه حرارت محیط ۱۵ درجه سردتر از دمای واقعی در زمان سیم کشی منظور می گردد.

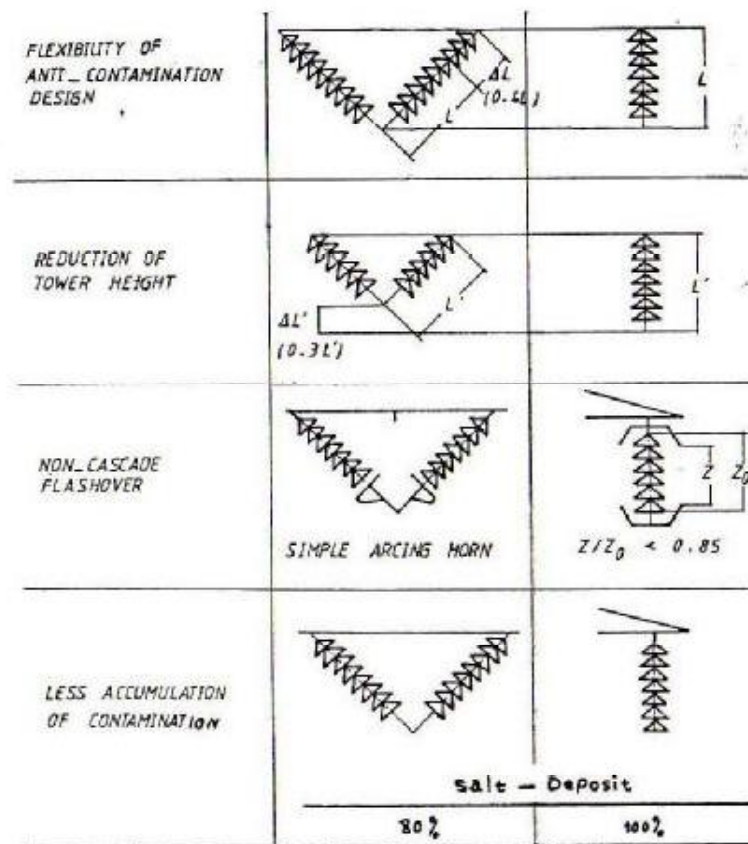
ب- در روش دوم از منحنی های کشش و فلش اولیه و پس از پیری که سیم در شرایط مختلف جوی رسم شده است استفاده می گردد.



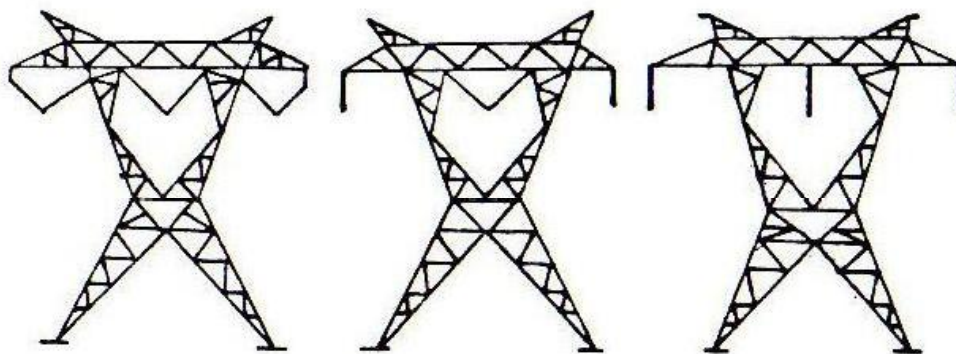
شکل (۷)

V. STRING	I. STRING

شکل (۸)

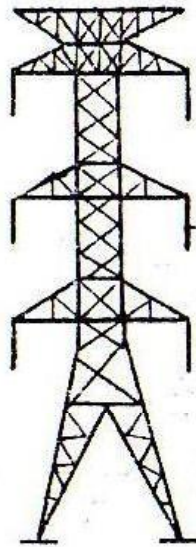


شکل (۹)



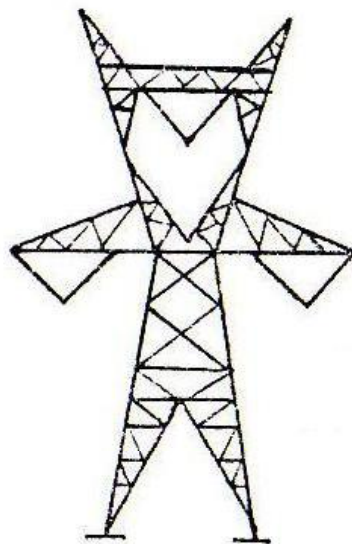
WAIST TYPE S/C

شکل (۱۰)



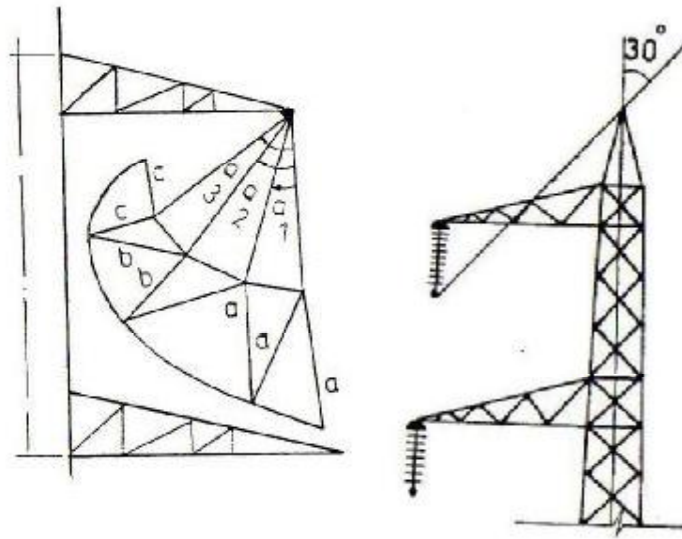
VERTICAL D/C

شکل (۱۱)



DELTA-TYPE S/C

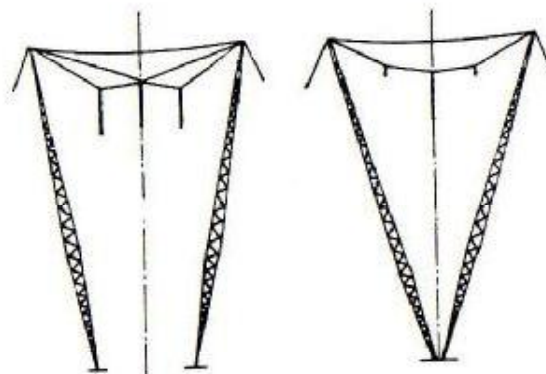
شکل (۱۲)



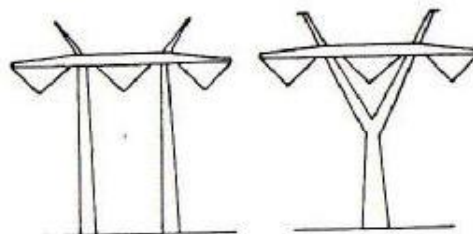
شکل (۱۳)

شکل (۱۴)

شکل تعدادی دیگر از برجهای خطوط انتقال نیرو:

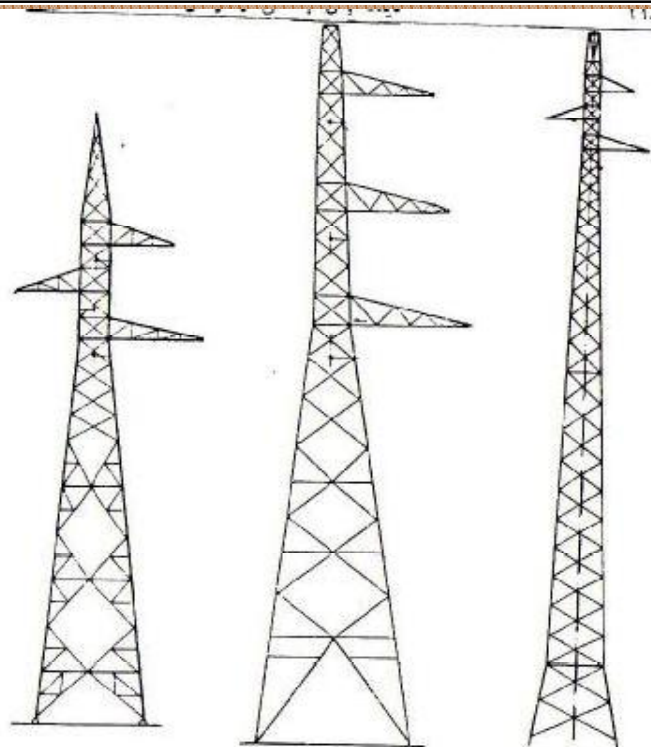


SEMI-FLEXIBLE STRUCTURE TYPES

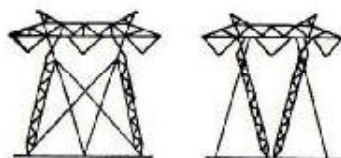


H-FRAME

Y-STRUCTURE

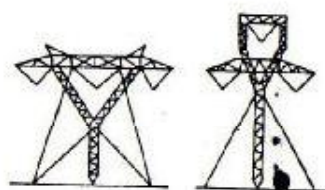


GUYED STRUCTURE TYPES



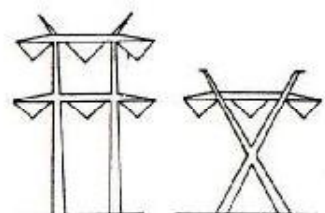
GUYED PORTAL

GUYED VEE



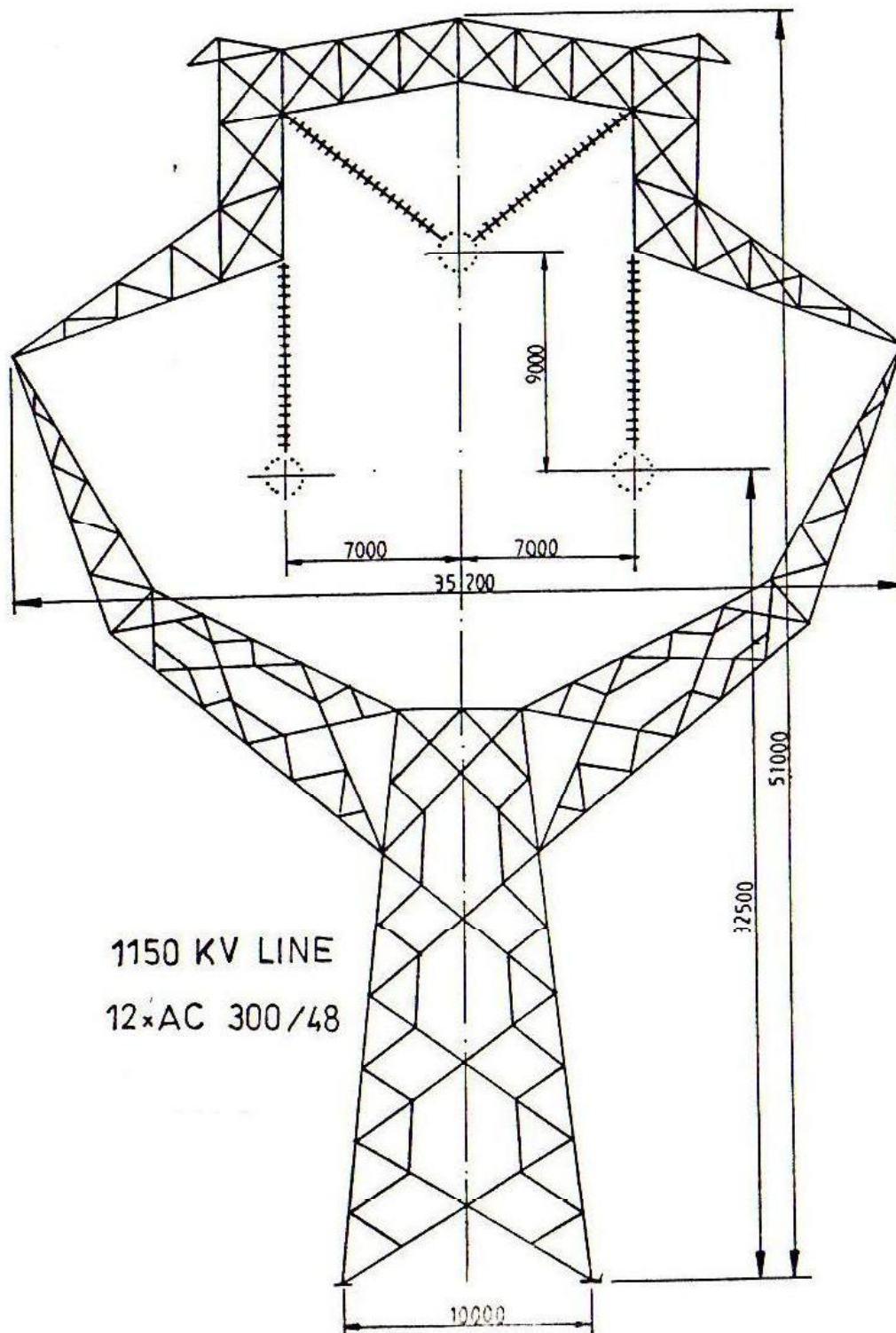
GUYED WYE

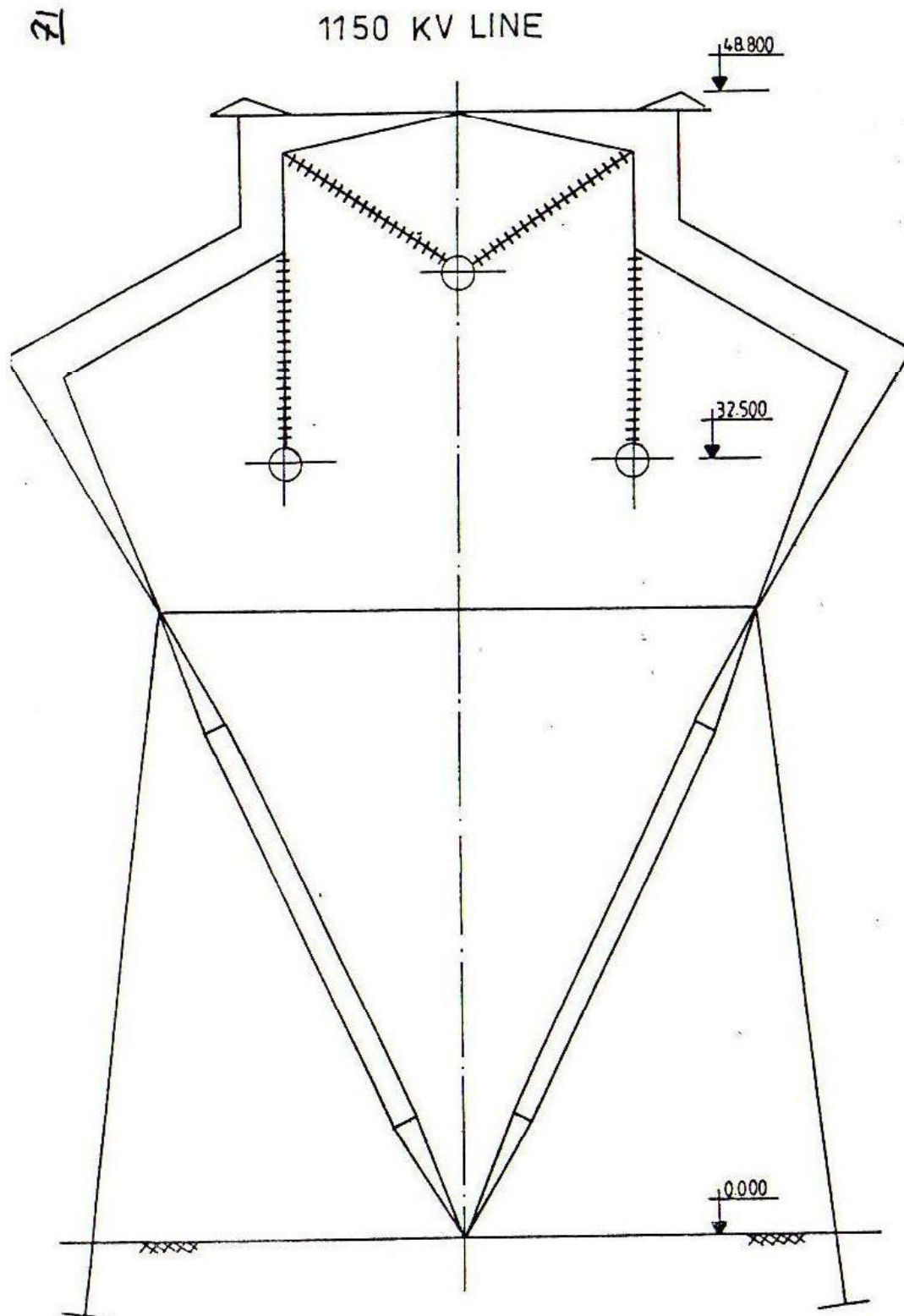
GUYED DELTA



DOUBLE CIRCUIT H-FRAME

X STRUCTURE





فصل دوازدهم: انتخاب شرایط بارگذاری به کمک آمار هواشناسی منطقه

(Loading Conditions)

(۱) **مقدمه:** بایستی متذکر شد که در اینجا فرض بر آن است 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 بر برج می باشد.

(۲) **تعاریف:** شرایط عادی (EDS)، شرایط استاندارد سبک، شرایط حد 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:** با توجه به وسعت کشور و تنوع آب و هوایی در قسمتهای مختلف، مناطق به سه حالت اصلی (سبک، متوسط، سنگین) و یک حالت فوق العاده (فوق سنگین) به ترتیب زیر تقسیم بندی گردیده اند:

(۳-۱) **مناطق با شرایط سبک:** در این مناطق درجه حرارت حداقل به (۵-) درجه می رسد، و به علت بالا بودن درجه حرارت در اکثر نقاط و خشکی هوا، ایجاد یخ روی سیم احتمال بسیار ضعیفی داشته است. قسمت های جنوبی کشور یعنی دشت خوزستان، کرانه خلیج فارس و دریای عمان را می توان جزء 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 به صورت مناطق کویری و خشک بوده و لذا سرعت باد شدید و ضخامت یخ روی سیم بسیار کم می باشد. به طور کلی قسمتهای کویری کشور جزو این مناطق بوده و همچنین جنوب استان خراسان، شمال استان سیستان و بلوچستان، استان یزد و کرمان، جنوب استان لرستان و مناطق غیر کوهستانی 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:** درجه حرارت حداقل به (۲۵-) درجه می رسد، و به علت وجود رطوبت نسبتاً زیاد در این مناطق ضخامت یخ بالا می باشد. شرایط حد برای این مناطق باد تند با سرعت ۳۵ متر در ثانیه تا ارتفاع ۲۰ متری از زمین و ارتفاع بالاتر از آن ۴۰ متر در ثانیه در نظر گرفته می شود. 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 ضخامت یخ گاهی از مقادیر ذکر شده نیز فراتر می رود و بطور کلی برای مناطق با ارتفاع بیش از ۲۰۰۰ متر از سطح دریا و همچنین کرانه باختری دریای مازندران تا رودسر، شرایط می بایستی یک درجه سنگین تر فرض شود. مثلاً اگر آن قسمت در منطقه ای با شرایط متوسط قرار دارد. شرایط مربوط به مناطق سنگین در مورد آن در نظر گرفته شود و برای قسمتهایی که در مناطق سنگین قرار دارند میزان ضخامت یخ حداکثر ۴۰ میلیمتر در نظر گرفته شود. معمولاً در این

حالت فاصله بین برجها را کمترین می گیرند و سیم کشی با کشش کمتر انجام می گیرند. به عبارت دیگر برجهایی که برای شرایط سنگین طراحی شده اند با شرایط فوق سنگین وفق داده می شوند.

۴) **تأثیر باد:** به طور کلی ویژگیهای باد را می توان به صورت زیر برشمرد:

۴-۱) **طبیعت باد:** در محاسبات خط انتقال در حالت تند باد، از ضریب تند باد استفاده نموده و سرعت باد روی برج را ۳۰ درصد بیشتر از سرعت باد در نظر می گیریم.

۴-۲) **نیروی باد:** عموماً باد را بوسیله سرعت یا فشار آن مشخص می نمایند. فشار باد عبارت است از فشاری که به واسطه انرژی جنبشی آن ایجاد می شود و می توان اثبات نمود که مقدار آن برابر است با:

$$P = \frac{1}{2} \rho V^2$$

P فشار باد ($\frac{N}{m^2}$)، V سرعت باد ($\frac{m}{s}$) و ρ جرم مخصوص (جرم حجمی) سیال می باشد.

• از آنجا که سیال مورد نظر در اینجا هواست و یک مترمکعب هوا نیز در دمای ۱۵ درجه و فشار یک اتمسفر ۱.۲۲ کیلوگرم جرم دارد می توان نوشت:

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

اگر فشار را برحسب کیلوگرم نیرو بر مترمربع بخواهیم رابطه فوق به صورت زیر خواهد بود:

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

و با تقریب خوبی داریم:

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

۴-۳) **باد روی برج:** به منظور محاسبه نیروی باد، برج را به قطعات مختلف تقسیم بندی نموده و ضریب شکل هر تکه به طور مجزا و با توجه به تجارب به دست آمده محاسبه می گردد. ضریب شکل برای سطح صاف ۱/۶ است. ضریب شکل برای قسمت پایین برج عبارتست از:

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

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

$$S = 1.6A + \frac{2}{3} \times 1.6A'$$

اگر $A = A'$ باشد، خواهیم داشت:

$$S = 2.7A$$

برای قسمت کراس آرم ها که سطح طولی به نسبت سطح عرضی زیاد است، معمولاً یک چهارم نسبت سطح طولی را به سطح عرضی می بایستی اضافه نمود:

$$S = 2.7 \times \frac{(1 + 0.25A_2)}{A_1}$$

A_2 : مساحت طولی برج برحسب مترمربع.

A_1 : مساحت عرضی برج برحسب مترمربع.

در حالتی که جهت وزش باد نسبت به برج دارای زاویه باشد، برای محاسبه فشار باد کفایت فشار محاسباتی را به دو مولفه عمود بر وجه های مجاور برج قسمت نمود و محاسبات را بر اساس آن فشار انجام داد. به طور کلی نیروی باد بر روی هر قطعه از برج به صورت زیر قابل محاسبه است:

$$F = K.P.S.A$$

F: نیروی باد.

K: ضریب اضافه بار.

P: فشار باد بر هر مترمربع.

S: ضریب شکل.

A: سطح قرار گرفته در مقابل باد می باشد.

همانطور که گفته شد، در تند باد، 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 ممکن است به صورت برفک یا بلوری باشد. وزن مخصوص یخ نوع بلوری ۹۱۳ کیلوگرم برای هر متر مکعب محاسبه می گردد. 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 بر اساس فرمول زیر قابل محاسبه است:

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

m: وزن هر متر سیم با یخ بر حسب کیلوگرم.

M: وزن هر متر سیم بدون یخ بر حسب کیلوگرم.

d: قطر سیم لخت بر حسب متر.

t: ضخامت یخ بر حسب متر.

۶) ضرایب مورد استفاده در طراحی:

۶-۱) **ضریب اضافه بار:** نسبت نیروی مجاز به نیروی وارد شده (که برای حالت کشش نیروهای مجاز حد جاری شدن است)، را گویند و با K نشان می دهند.

۶-۲) **ضریب اطمینان:** 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 تند باد:** نسبت سرعت لحظه ماکزیمم به سرعت باد اندازه گیری شده را گویند و با G نشان می دهند.

۶-۵) **ضریب تأثیر:** نسبت نیروی موثر 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 بحالت استاندارد بکار می رود، و با حرف C نشان می دهند.

۷) **شرایط استاندارد بارگذاری:** شرایط را که در آن باد و یخ با سرعت و ضخامت حدود نصف حالت حد در نظر گرفته می شود را شرایط استاندارد گویند و برای مناطق مختلف بصورت زیر می باشد:

۷-۱) **شرایط استاندارد سبک:**

حرارت محیط:	صفر درجه سانتیگراد.
سرعت باد:	۲۶ متر در ثانیه در تمام نقاط.
ضخامت یخ:	صفر میلیمتر.

۷-۲) **شرایط استاندارد متوسط:**

حرارت محیط:	صفر تا منفی ده درجه سانتیگراد.
سرعت باد:	۱۸ متر در ثانیه در تمام نقاط.
ضخامت یخ:	۷ میلیمتر.

۷-۳) **شرایط استاندارد سنگین:**

حرارت محیط:	صفر تا ۲۰- درجه سانتیگراد.
سرعت باد:	۱۸ متر در ثانیه در تمام نقاط.
ضخامت یخ:	۱۵ میلیمتر.

۸) **شرایط حد بارگذاری:** همانطور که عنوان شد علاوه بر شرایط استاندارد برج ها می بایستی تحمل شرایط حد را که معمولاً در حالت تند باد یا یخ سنگین به وجود می آید را داشته باشند و این شرایط با توجه به مناطق مختلف بقرار زیرند:

۸-۱) **شرایط حد سبک:**

حرارت محیط:	15°C
سرعت باد:	تا ارتفاع ۲۰ متری: ۴۰ متر در ثانیه
ضخامت یخ:	در ارتفاع بالای ۲۰ متر: ۴۵ متر در ثانیه
	صفر سانتیگراد.

۸-۲) **شرایط حد متوسط:**

الف) حرارت محیط:	15°C
سرعت باد:	تا ارتفاع ۲۰ متری: ۳۵ متر در ثانیه
ضخامت یخ:	در ارتفاع بالای ۲۰ متر: ۴۰ متر در ثانیه
	صفر میلیمتر.

ب) حرارت محیط: -5°C

سرعت باد:	صفر.
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
ضخامت یخ:	در ارتفاع بالاتر: ۴۰ متر در ثانیه
	صفر.

ب) حرارت محیط:	(۵-) درجه سانتیگراد.
سرعت باد:	صفر.
ضخامت یخ:	۲۵ میلیمتر.

۹) **شرایط عادی** (EDS=Every day stress): بیش از تمام شرایط ذکر شده تا اینجا، خطوط انتقال نیرو در اغلب روزهای سال تحت تأثیر شرایط عادی یا روزمره قرار دارند و آن شرایطی است بدون باد و یخ، درجه حرارت محیط نیز در این شرایط بستگی به محل عبور خط دارد. به طوری 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 می نمایند.

۱۰) شرایط استثنایی:

۱۰-۱) **شرایط پارگی:** این شرایط برای حالت بالاترین کشش سیم که معمولاً در شرایط حد اتفاق می افتد، در نظر گرفته می شود.

۱۰-۲) **شرایط اختلاف کشش:** در این شرایط فرض می شود که در یک سمت برج سیم ها بدون یخ و در سمت دیگر دارای یخ باشند، این حالت برای شرایط استاندارد محاسبه می گردد. در شرایط استاندارد سبک بایستی اختلاف کشش ناشی از اختلاف دو اسپن مجاور نیز منظور می گردد.

۱۰-۳) **شرایط زلزله:** در این حالت که برای سنگین ترین حالت (بالاترین نیروی وزن) بایستی منظور گردد، ۲۰ درصد نیروهای وزن را به نیروهای عرضی اضافه می نمایند.

۱۰-۴) **شرایط تعمیرات و ساختمان خط:** این شرایط دردمای ۱۵ درجه و بدون باد در نظر می شود، که از برج های تک مدار، سیم کشی فازها و سیم محافظ به صورت تکی و برج بدون سیم و در برج های دو مدار، سیم کشی یک مدار و برج بدون سیم خواهد بود.

۱۱) ضرایب اضافه بار و ثابت بارها:

۱۱-۱) **شرایط استاندارد بارگذاری:** در این شرایط علاوه بر ضرایب اضافه بار می بایستی 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 به ترتیب زیر است:

الف- خطوط درجه یک (خطوط ۲۳۰ کیلوولت و بالاتر):

۲/۵	ضریب اضافه بار برای نیروهای ناشی از باد:
۱/۵	ضریب اضافه بار برای نیروهای قائم:
۱/۶۵	ضریب اضافه بار برای نیروهای طولی:
ب- خطوط درجه دو (خطوط کمتر از ۲۳۰ کیلوولت):	
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:

۱. خطوط درجه یک:

ضریب اضافه بار برای کلیه نیروها به جز نیروی وزن برج و زنجیره مقرر در حالت یخ سنگین: ۱/۲

ضریب اضافه بار برای نیروی وزن برج و مقرر در حالت یخ سنگین: ۱/۵

۲. خطوط درجه دو:

ضریب اضافه بار برای کلیه نیروها به جز نیروی وزن برج و زنجیره مقرر در حالت یخ سنگین: ۱/۲

ضریب اضافه بار برای نیروی وزن برج و مقرر در حالت یخ سنگین: 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 شرایط بارگذاری (خطوط درجه یک) باشد، ضریب اضافه بار آن $(1.2 \times 0.9 = 1.08)$ و برای وزن برج $(1.5 \times 0.9 = 1.35)$ می گردد.

نوع بارگذاری	خطوط درجه یک	خطوط درجه دو
شرایط استاندارد	بار ناشی از باد	۲/۵
	بار قائم	۱/۲
	بار ناشی از کشش	۱/۶۵
شرایط حد	کلیه بارها	۱/۲
	وزن برج و مقرر	۱/۵
شرایط فوق سنگین	-	۱/۱۰

۱۲) محاسبه نیروهای روی برج:

$$V = W_v \cdot S_v + (\text{وزن مقرر و اتصالات})$$

V: نیروی عمودی (vertical) حاصل از وزن هادی که آنرا با V نشان می دهند، از حاصلضرب برآیند وزن واحد طولهای (W_v) در اسپین وزن (S_v) بعلاوه وزن مقرر و اتصالات بدست می آید:

• نیروی افقی (Transversal) که حاصل از نیروی باد بر روی هادیها و نیز زاویه دار بودن برج می باشد وبا حرف T نشان می دهند، از حاصلضرب وزن واحد طول هادی تحت شرایط باد (W_w) در اسپین باد (S_w) بعلاوه برآیند نیروی وارد بر برج در اثر زاویه دار بودن خط به دست می آید:

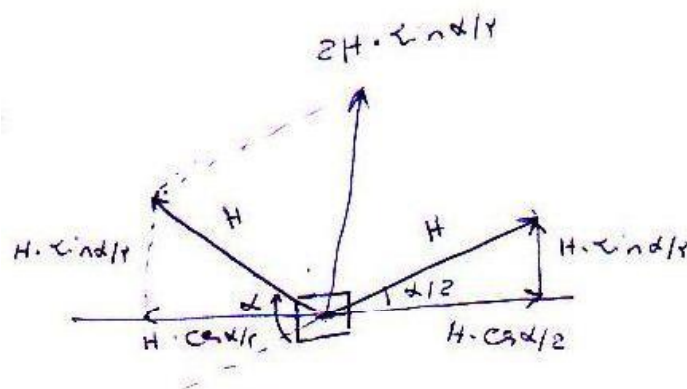
$$T = W_w \cdot S_w + 2H \cdot \sin \frac{\alpha}{2}$$

همانطور که شکل فوق نشان می دهد، در صورتیکه برجی در مسیر خط تحت زاویه α قرار گیرد نیروهای بصورت افقی از هر طرف به آن وارد می شود. این نیروها عبارتند از:

$$H \cdot \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

$$H \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

که در آن H، کشش افقی سیم میباشد.



شکل (۱)

همانطور که در شکل نیز مشخص است، نیروهای متقابل $H \cdot \cos(\frac{\alpha}{2})$ ، یکدیگر را خنثی نموده و نیروی $H \cdot \sin(\frac{\alpha}{2})$ ، با یکدیگر جمع می شوند و نهایتاً برآیند نیروهای حاصل از زاویه دار بودن برج که از طریق هادی ها بدان اعمال می گردد، برابر خواهد شد با:

$$2H \cdot \sin(\frac{\alpha}{2})$$

• نیروی سومی ممکن است، در جهت طولی از طریق هادی ها به برج اعمال می شود که آن را نیروی طولی (Longitudinal) گویند و با حروف L نشان می دهند. این نیرو فقط در حالت پارگی تعدادی از هادی ها به برج اعمال می گردد و برحسب شرایط موجود ممکن است فقط برای یک یا دو هادی (و نه تمام هادی ها) منظور شود. در اثر پارگی یکی از هادی ها روی برج، نیرویی در جهت طولی از طرف های طرف مقابل که هنوز به برج متصل است به آن نقطه اعمال می گردد. اکنون برج بایستی این نیروی جدید که قبلاً توسط هادی مقابل خنثی می شد را تحمل نماید. مقدار نیروی L عبارتست از، کشش حالت پارگی مربوطه که می تواند در شرایط بارگذاری باد شدید، یخ شدید، حداقل دما و ... باشد.

$$L = (\text{Tension of broken Wire})$$

لازم بذکر است که در شرایط بارگذاری مختلف، وزن واحد طول هادی مربوط به همان شرایط (W) در روابط T, V قرار می گیرد.

فصل سیزدهم: برج‌های انتقال نیرو

برج‌های خطوط انتقال و توزیع نیرو را می‌توان با شکل‌ها و جنس‌های مختلفی ساخت که نوع متداول آنها چوبی و فولادی می‌باشند، که ذیلاً به چند نمونه از آنها اشاره می‌گردد.

(۱) انواع پایه‌های خطوط انتقال نیرو: ویژگی‌های انواع پایه‌ها:

- تحمل کافی در مقابل نیروهای مکانیکی داشته باشد
 - شرایط مناسب از نظر فنی و اقتصادی داشته باشد
 - باید دارای وزن مناسب باشند
 - هزینه‌های تعمیرات آنها کم باشد
 - باید دارای ظاهر مناسب با توجه به محل نصب باشند
 - باید دارای عمر مناسب با توجه به شرایط محیطی منطقه باشند
 - از نظر حمل و نقل مناسب و امکان نسبی تهیه، ساخت و نصب آنها در منطقه عملی باشند.
- (۱-۱) **تیرهای چوبی:** این نوع تیرها در مناطقی از جمله روسیه، سوئد، نروژ، فنلاند و ... که امکان تهیه چوب‌های بلند و مقاوم مسیر باشد، کاربرد بیشتری دارد.

مزایا: انعطاف پذیری در مقابل تغییرات درجه حرارت محیط، ارزانی و آماده بودن، پایین بودن وزن آنها در مقایسه با سایر انواع پایه‌ها، سهولت حمل و نقل و جابجایی، سهولت نصب و در نتیجه کاهش زمان احداث، نیاز به فونداسیون کمتر و ارزانتر، دارا بودن خاصیت عایقی.

معایب: عمر کمتر در مقایسه با سایر انواع تیرها و برج‌ها، تحمل کمتر در مقابل بار مکانیکی، ضعیف بودن در مقابل قارچ‌ها و سایر آفات، ضعیف بودن در مقابل آتش سوزی، دارای ضعف در مقابل تخریب عمدی، محدودیت ارتفاع تیر و در نتیجه عدم امکان به کارگیری آنها در اسپن‌های طویل.

(۱-۲) **تیرهای بتونی:** این تیرها به صورت چهارگوش و گرد و همچنین به صورت H می‌باشند.

مزایا: دارای مقاومت مکانیکی نسبی بالا، دارای عمر بالا به خصوص در مناطقی که دارای آلودگی و رطوبت کم می‌باشند، امکان تهیه و ساخت آن در اکثر نقاط کشور، امکان استفاده آنها در اسپن‌های متوسط، دارا بودن قیمت مناسب در مقایسه با تیرهای چوبی (در بعضی مناطق ارزانتر از تیرهای فولادی).

معایب: وزن زیاد، هزینه حمل و نقل بیشتر، در مقایسه با پایه‌های چوبی هزینه‌های نصب بالاست، در مقایسه با تیرهای چوبی نیاز به فونداسیون بیشتر، در مناطق خورنده احتمال خوردگی و تخریب بتون و میله گرد داخل آن وجود دارد، محدودیت ارتفاع به دلیل محدود نگه داشتن وزن.

(۱-۳) **تیرهای فولادی:** این نوع تیرها ممکن است به صورت لوله ای، تلسکوپی، نردبانی و به صورت شبکه ای ساخته شوند.

مزایا: پذیرش نیروهای کمکی بیشتر، دارا بودن عمر بیشتر، امکان حمل و نقل و نصب آسانتر، دارای زیبایی ظاهری بیشتر، دارای پهنای کمتر، نیاز به باند عبور کمتر، امکان استفاده آنها در سطوح مختلف و لتاز، امکان بکارگیری آنها در اسپن‌های متوسط.

معایب: قیمت نسبی بیشتر، امکان خورده شدن و زنگ زدگی در محیط های آلوده نیاز به تعمیرات نسبی بیشتر، هزینه های نصب بالاتر و غیر اقتصادی بودن بکارگیری آن در برخی نقاط.

۴-۱) برج های فولادی:

مزایا: امکان استفاده آنها در اسپن های بلند و خیلی بلند، تقلیل آثار سوء، برخورد ساعقه با برج ها، انعطاف پذیری آنها در مقابل نیروهای مکانیکی، سهولت حمل و نقل، سهولت مونتاژ و نصب آن در شرایط منطقه، دارا بودن عمر طولانی، سهولت طراحی و ساخت آن برای شرایط متفاوت محیطی، سهولت تعمیرات و جایگزینی قطعات.

معایب: نیاز به فونداسیون بیشتر، نیاز به مواد و مصالح بیشتر، قیمت نسبی بیشتر، امکان جدا کردن و جدا شدن نبشی ها عملی است، امکان تقلیل مقاومت آن در اثر نادرست بستن پیچ و مهره ها، امکان خورده شدن یا زنگ زدگی آن در محیط های خورنده، نیاز به تعمیرات و سرویس بیشتر.

۲) **شکل برج ها:** جایگذاری فازهای خطوط انتقال نیرو در روی برج ها می تواند به صورت مختلفی انجام گیرد، که در مجموع در سه حالت کلی خلاصه می گردد:

- فازها در روی هم قرار گیرند (وضعیت عمودی فازها)
- فازها در مجاورت هم نصب شوند (وضعیت افقی فازها)
- فازها در سه راس مثلث قرار گیرند.

۲-۱) **جایگذاری افقی فازها:** این نوع برج ها که به کله گربه ای مشهورند (Waist type) دارای شکلهای و فرمهای مختلفی می باشند که چند نمونه از آنها در شکل های ضمیمه نشان داده شده اند.

ویژگی این برج ها: پهنای برج زیاد است، نیاز به باند عبور بیشتری دارد، نیاز به حریم بیشتری دارد، مشکلات تعمیرات خط گرم کمتر است. در مناطقی، بادگیر که هادی ها دچار نوسانات شدید می شوند (از نوع Swing) لازم است فاصله فازها از یکدیگر افزایش یابند.

- در مقایسه با جایگذاری عمودی فازها، میدان های الکتریکی و مغناطیسی در زیر خطوط انتقال بیشتر است.
- در صورت پارگی هادی یک فاز، صدمه کمتری به فازهای دیگر وارد می شود.
- ارتفاع نسبی برج در مقایسه با وضعیت جایگذاری عمودی کمتر است.

۲-۲) **جایگذاری عمودی فازها:** در این برج ها هادی ها به صورت عمودی جایگذاری می شوند، به همین دلیل این نوع برج ها نیز به نام نوع عمودی (Vertical type) نام گذاری شده اند.

ویژگی این برج ها: پهنای برج ها تقلیل می یابد، نیاز به باند عبوری کمتر دارد، در یک شرایط مشخص حریم مجموع تقلیل می یابد.

با توجه به قرار گرفتن فازها در روی هم آثار سوء میدانهای الکتریکی و مغناطیسی در مقایسه با حالت قبل کمتر می شود.

- در صورتیکه یکی از سیم ها دچار پارگی شود، باعث تخریب فازهای پایینی می گردد.
- تعمیرات خط گرم در مقایسه با حالت قبل مشکلتر است.
- در مناطق برفگیر یا بادگیر، وجود پدیده Galloping یا جهش هادیها به بالا (در اثر تخلیه یخ یا وزش بادهای تند) سبب می شود، تا فاصله عمودی فازها افزایش یابد.

۲-۳) **جایگذاری مثلثی فازها:** در این برج‌ها که به نوع دلتا (Delta type) نامگذاری شده اند، هادی‌ها در سه راس مثلث جایگذاری می‌شود. یکی از کاربردهای مؤثر این نوع برج‌ها استفاده آنها در خطوط کمپاکت می‌باشد و دیگر ویژگی‌های آنها بشرح زیر می‌باشند:

باند عبور خط انتقال تقلیل می‌یابد، به دلیل نزدیک شدن فازها راکتانس خط تقلیل می‌یابد، کاهش فاصله هندسی فازها باعث افزایش سوسپتانس خط می‌گردد، بدلیل وجود تقارن در بین فازها، نامتعادلی ولتاژ تقلیل می‌یابد، قیمت نسبی برج بیشتر و سرویس تعمیرات این برج‌ها بیشتر می‌شود.

۳) **برج‌های کمپاکت:** در شکل (۶) چگونگی کمپاکت نمودن برج‌ها از طریق انتخاب طرح و شکل مناسب برای برج و جایگذاری هادی‌ها نشان داده شده است. همانطور که پیداست با این ارقام، پهنای برج از رقم ۴۴ متر به عدد ۲۷/۲ متر تقلیل یافته است.

۴) **برج‌های مهباری:** استفاده از مهار در برج‌های فولادی سبب می‌شود تا وزن و در نتیجه قیمت آنها کاهش یابد. یکی از معایب عمده آنها وابسته بودن پایداری آنها به وجود مهار می‌باشد، به عبارت دیگر اگر به دلایل عمدی یا اتفاقی مهار برج بریده شود، ممکن است در شرایط بحرانی باعث سقوط برج گردد.

۵) **انواع برج‌های معمولی:** برج‌های مورد استفاده در خطوط انتقال نیرو ممکن است به صورت میانی، زاویه ای و انتهایی باشد.

۵-۱) **برج‌های میانی (Tangent tower):** زنجیره مقرر به صورت suspension آویزی و v-type می‌باشد.

۵-۲) **برج‌های زاویه ای (Angle tower):** زنجیره مقرر به صورت tension می‌باشد.

۵-۳) **برج‌های انتهایی (Terminal tower):** زنجیره مقرر به صورت tension می‌باشد.

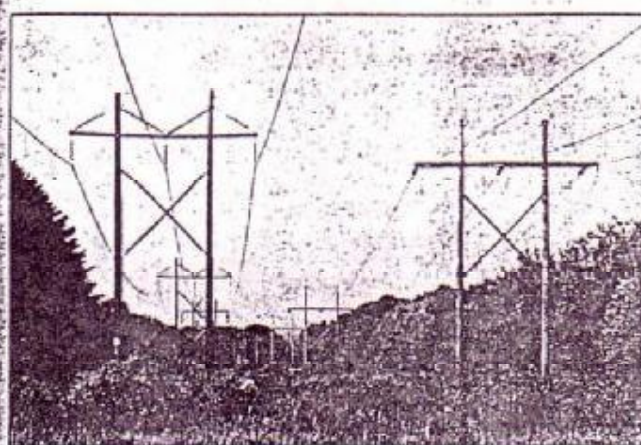


Figure 12 Higher wood structures, supporting heavier conductors, are built alongside existing line, which is later removed

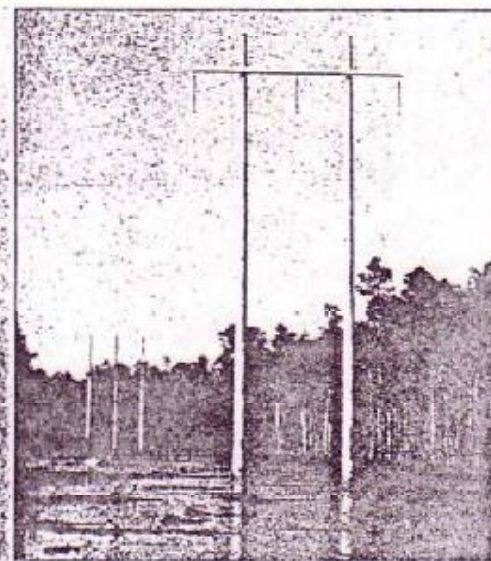
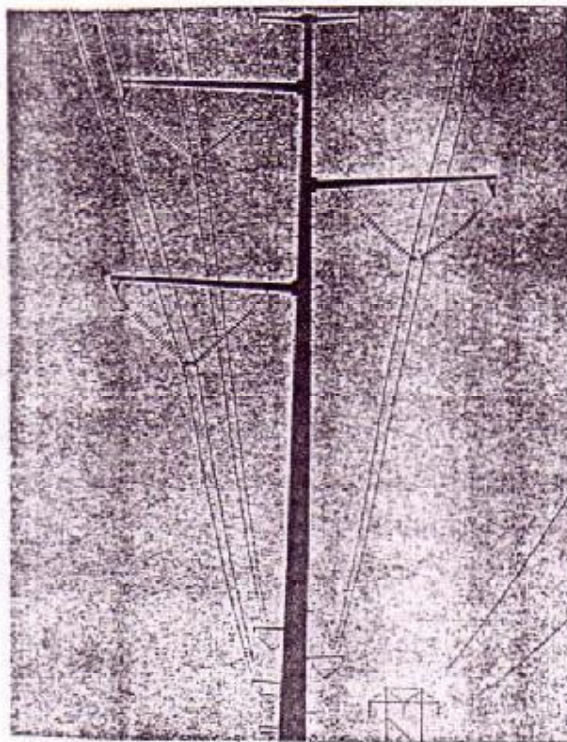
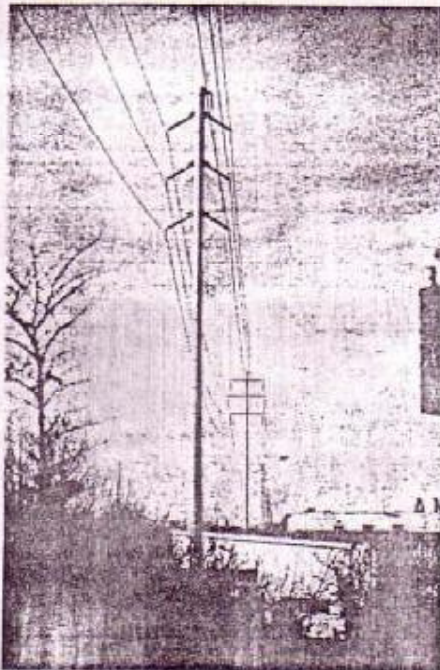
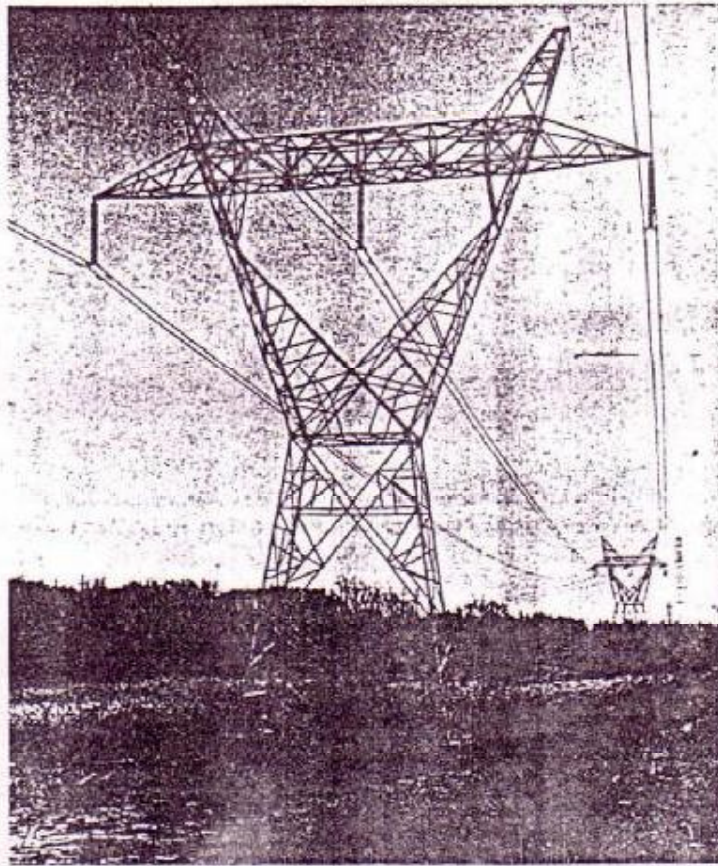


Figure 19 Concrete structures are chosen for 230-kV transmission line through swampland. Proximity of manufacturer helped keep cost down

شکل (۱) - سه نمونه از تیرهای چوبی، بتونی و فولادی



(۲) - یک نمونه از برج فولادی با وضعیت جایگذاری افقی هادیها و یک
نمونه از تیر فولادی دوجداره با وضعیت جایگذاری عمودی هادیها

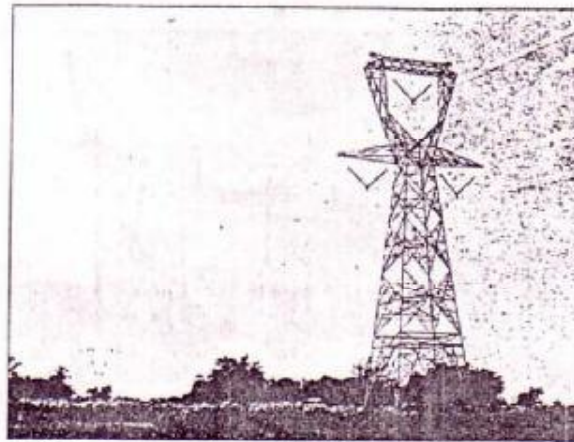
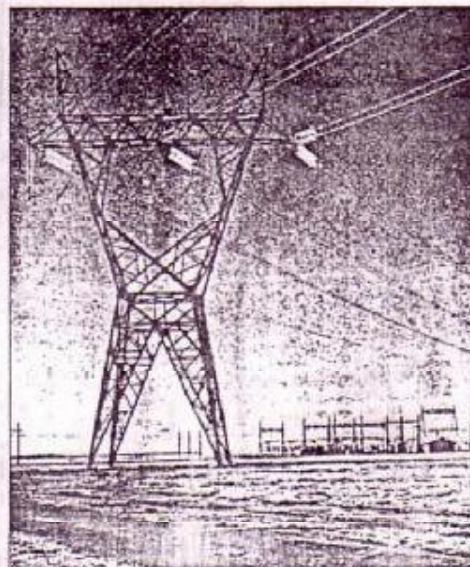
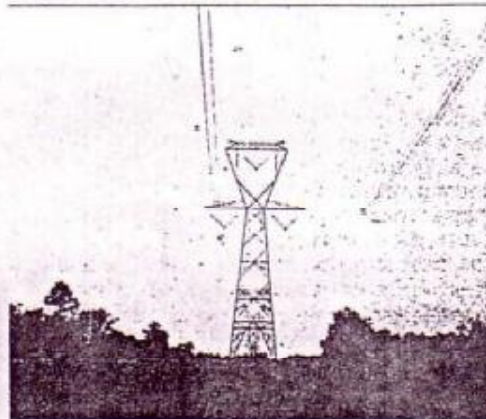
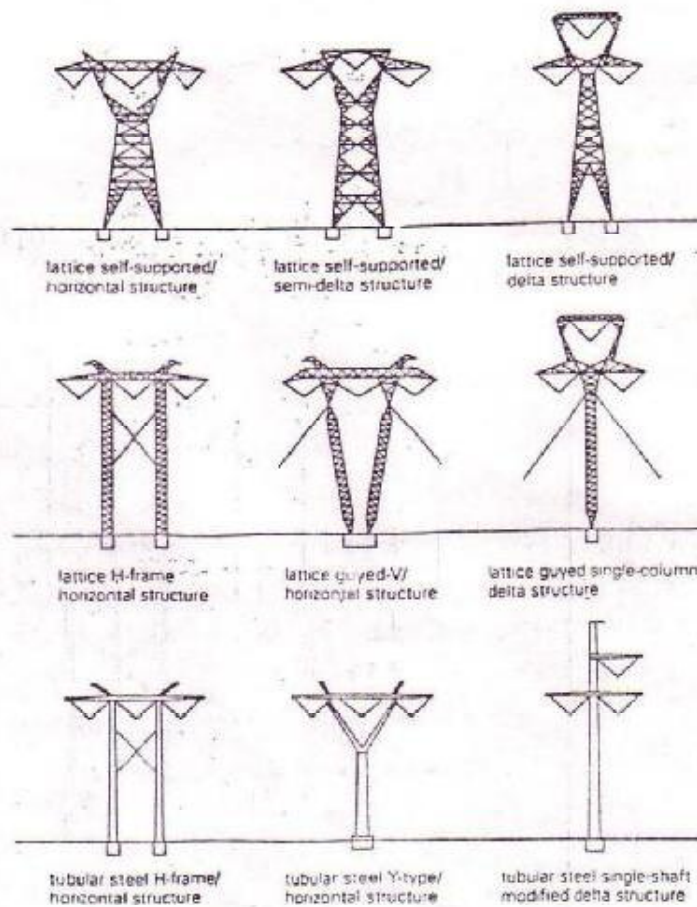
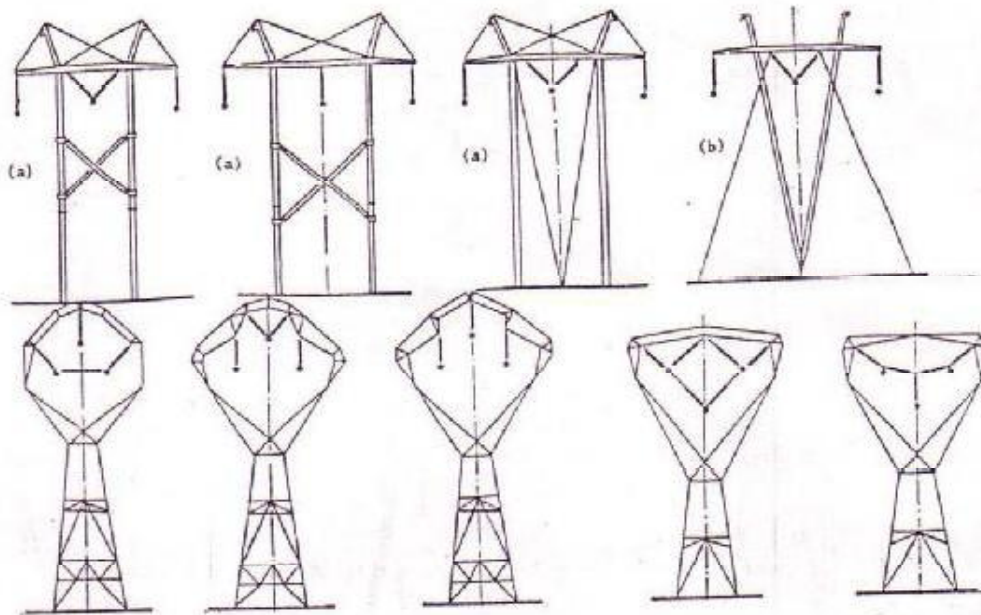


Fig. 3. Transposition span between SL and STR towers.

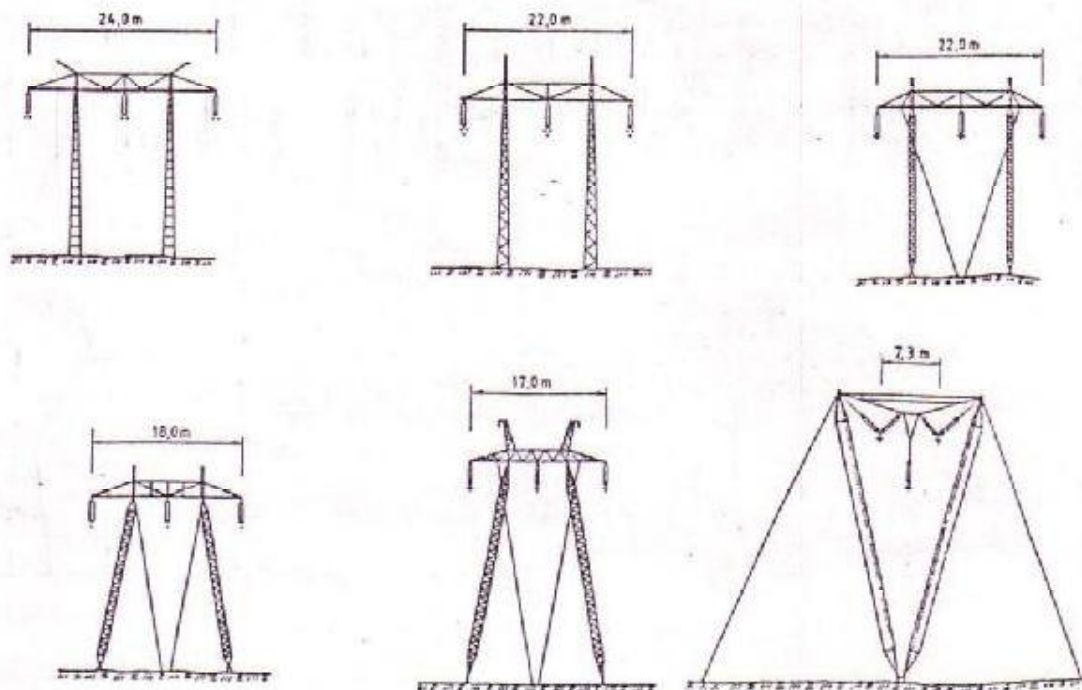
Fig. 4. (Below), Phase-to-phase crossing at transposition span.



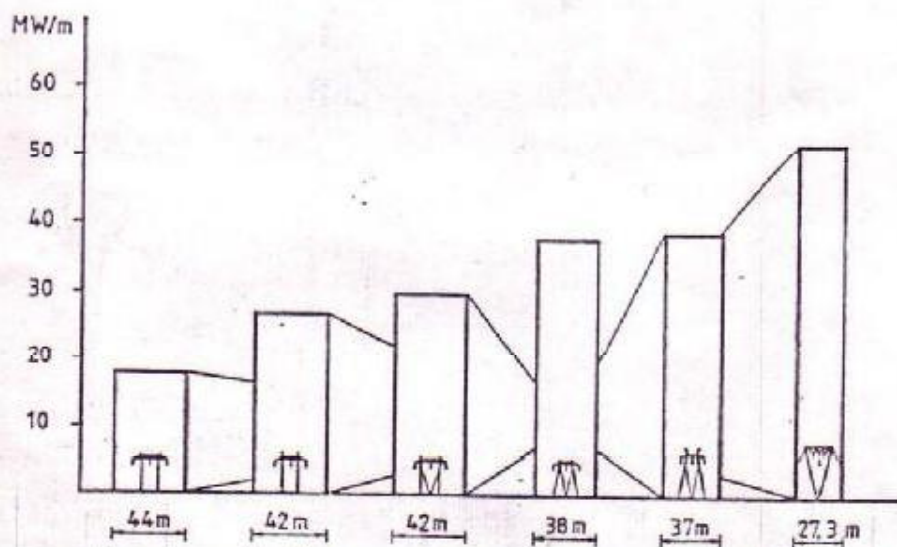
کل (۳) - سه نمونه از برج فولادی میانی (با وضعیت جایگذاری مثلثی هاد و برج زاویه‌ای (با وضعیت جایگذاری افقی هادینا)



شکل (۴) - چند نمونه از برج های کمپاکت و منباری (با وضعیت جایگذاری هادیها بصورت مثلثی و افقی)



شکل (۵) - شش نمونه از برج‌های کمپاکت مورد استفاده در خطوط انتقال نیرو



شکل (۶) - تاثیر نوع برج‌های کمپاکت نشان داده در شکل بالا در مساحت باند عبور و توان انتقالی از خطوط انتقال نیرو بر حسب مساحت باند عبور

فصل چهاردهم: مقره های خطوط انتقال نیرو

مقره ها عامل اصلی جدا سازی هادی ها از زمین و بدنه برج ها می باشند. در نتیجه برای اینکه بتوانند وظیفه خود را به خوبی انجام دهند باید دارای خواص کلی زیر باشند:

خاصیت عایقی مناسب، توان مکانیکی کافی، تحمل مناسب در مقابل اضافه ولتاژها، مقاومت الکتریکی بالا در جهت کاهش نشت جریان الکتریکی.

(۱) **جنس مقره ها:** مقره های مورد استفاده در اکثر خطوط انتقال نیرو از جنس چینی یا شیشه می باشند. برخی ویژگی های مهم آنها عبارتند از:

(۱-۱) **مقره چینی** (porcelain insulator): مقره های چینی یا پرسلینی، خود از انواع مختلفی تشکیل شده اند، این نوع مقره ها را با مخلوطی از رس، کائولین و فلداسپات می سازند.

مزایا: تحمل مقره ها در درجه حرارت بالا بیشتر است، احتمال ترک خوردن مقره ها در درجه حرارت های پایین کم است، در مواقع حمل و نقل و نصب بسادگی نمی شکند، در مقایسه با مقره های شیشه ای ذرات آلوده با سرعت کمتری روی مقره ها جمع می شوند.

معایب: قیمت نسبی آن بیشتر است، برخلاف مقره های شیشه ای ترک خوردگی های داخلی معلوم نمی شود.

(۱-۲) **مقره شیشه ای** (Glass insulator): از جنس شیشه می باشد که برای تهیه آن از مواد مختلفی چون سیلیس، اکسید سدیم، اکسید کلسیم و منیزیم استفاده می گردد.

مزایا: دارای مقاومت مکانیکی بیشتری نسبت به مقره های چینی است، دارای خاصیت عایقی بالا (۱۴۰ کیلو ولت بر سانتیمتر) می باشد، که در نتیجه امکان ساخت مقره های یکپارچه را میسرتر می سازد، افزایش حجم آن در مقابل درجه حرارت، کمتر می باشد، دارای مقاومت الکتریکی بالایی می باشد، شفافیت شیشه امکان کنترل خلل و فرج و ترک ها و خرابی مقره ها را به سهولت میسر می سازد، در مقایسه با مقره های چینی دارای قیمت کمتری است.

معایب: امکان تجمع مواد معلق و آلوده در روی مقره های شیشه ای بیشتر است، در مناطق آلوده تجمع سریع ذرات معلق در روی مقره ها احتمال افزایش نشتی جریان و بروز جرقه در روی مقره ها را به همراه دارد، در مناطق آلوده امکان خرابی مقره های شیشه ای بیش از چینی است.

(۱-۳) **مقره های ترکیبی** (composite insulator): استفاده انحصاری در خطوط انتقال کمپاکت به عنوان فاصله نگهداری های فازها می باشد.

(۲) انواع مقره ها:

- مقره های بشقابی معمولی (Disc insulator)
- مقره های بشقابی ضد مه (Aunty Fog insulator)
- مقره های وزنی (pin type insulator)
- مقره های قرقره ای
- مقره های نوع پست (post type insulator)
- مقره های میله ای بلند (long rod insulator).

۳) معیارهای الکتریکی گزینش مقره ها:

۳-۱) **اضافه ولتاژهای داخلی:** این اضافه ولتاژها ممکن است در اثر افزایش ولتاژ فاز سالم در اثر اتصال کوتاه فاز دیگر به وجود آید. همچنین کلیدزنی یا عوامل مختلف دیگر نیز می توانند از دیگر عوامل به وجود آورنده این نوع اضافه ولتاژ در خطوط انتقال نیرو باشند.

۳-۲) **اضافه ولتاژهای خارجی:** این اضافه ولتاژ تحت تأثیر برخورد صاعقه بر خطوط انتقال نیرو به وجود می آیند.

۳-۳) نسبت اضافه ولتاژ به ولتاژ مجاز:

- ولتاژ باید طوری انتخاب گردد که احتمال بروز جرقه از بین برود.

- انتخاب ولتاژ مجاز طوری انجام گیرد که احتمال وقوع جرقه از یک عدد معینی بیشتر نباشد.

۳-۴) **شرایط محیطی:** شرایط استاندارد فشار ۷۶ سانتیمتر جیوه، ۲۰ درجه سانتیگراد، درجه حرارت و رطوبت ۱۱

گرم بر متمرکز معکب.

۳-۵) **آلودگی محیط:** باید با توجه به درجه آلودگی و شرایط محیط نسبت به انتخاب تعداد و نوع آنها اقدام نمود.

۳-۶) **کرونا:** اندازه گیری نویز ناشی از تلفات کرونا در زنجیره مقره ها در آزمایشگاه ها انجام می شود.

۴) **بار مکانیکی:** لازم است در انتخاب مقره ها بتوان مکانیکی آنها توجه گردد چون در غیر این صورت شکستن هر یک از مقره ها باعث جدا شدن هادیها از برج ها و در نتیجه آسیب رساندن به دیگر هادی ها و احتمالاً برج ها را به همراه دارد.

۵) **توزیع ولتاژ در زنجیره مقره ها:** انتظار این است که توزیع ولتاژ در درون کلیه مقره ها یکسان باشد، اما در عمل به دلیل وجود ظرفیت خازنی بین قسمت های فلزی زنجیره مقره ها با بدنه برج و زمین توزیع ولتاژ در دو سر مقره ها بطور یکنواخت انجام نمی شود و در عمل در یک زنجیره مقره بیشترین ولتاژ به مقره متصل به هادی و کمترین ولتاژ در دو سر مقره متصل به برج قرار می گیرد. شکل (۱) ظرفیت خازنی بین اجزاء زنجیره مقره ها بایکدیگر و بدنه برج را نشان می دهد.

روش محاسبه:

۵-۱) **روش اول:** همانطور که در شکل نشان داده شده است، ولتاژ در دو سر مقره های اول تا n ام به ترتیب V_1 و V_2 و ... و V_n و جریان عبوری از آنها به ترتیب I_1 و I_2 و ... و I_n در نظر گرفته شده است. بر این مبنا ولتاژ در دو سر هر مقره را می توان به صورت زیر محاسبه نمود:

$$1) \quad I_2 = I_1 + I'_1$$

با جایگذاری مقادیر I'_1 و I_1 و I_2 در رابطه فوق می توان نتیجه گرفت:

$$2) \quad C_1 \cdot \omega \cdot V_2 = C_1 \cdot \omega \cdot V_{1g} + C_2 \cdot \omega \cdot V_1$$

V_1 : ولتاژ دو سر مقره اول.

V_{1g} : ولتاژ مقره اول با زمین، \Leftarrow برای اولین مقره این دو با هم برابرند.

$$3) \quad V_2 = V_1 \cdot \left(1 + \frac{C_2}{C_1}\right)$$

$$m = \frac{C_1}{C_2} \Rightarrow 4) \quad V_2 = V_1 \cdot \left(1 + \frac{1}{m}\right)$$

به همین ترتیب داریم:

$$5) I_3 = I_2 + I'_2$$

$$6) C_1 \omega V_3 = C_1 \omega V_2 + C_2 \omega V_{2g}$$

با جایگزاری

$$7) V_3 = V_2 + \frac{V_1 + V_2}{m}$$

$$8) V_3 = V_1 \cdot (1 + \frac{3}{m} + \frac{1}{m^2})$$

$$9) V_4 = V_3 + \frac{V_{3g}}{m} = (1 + \frac{6}{m} + \frac{5}{m^2} + \frac{1}{m^3}) V_1$$

$$10) V_n = V_{n-1} + \frac{V_{ng}}{m}$$

۲-۵- روش دوم:

$$11) V_{kg} = V_{ng} \cdot \frac{\sinh(\alpha.k)}{\sinh(\alpha.n)}$$

$$\alpha = (\frac{C_2}{C_1})^{0.5}$$

V_{kg} : ولتاژ دو سر مقره k ام تا زمین.

V_{ng} : ولتاژ دو سر مقره n ام تا زمین.

در صورتیکه تعداد مقره ها n عدد باشد، V_n همان ولتاژ فازی خط انتقال می باشد.

۶) مشخصات عمومی مقره ها (ویژگی ها):

۶-۱) **ابعاد مقره:** معمولاً ابعاد مقره ها را با ارتفاع و قطر موثر آن نشان می دهند. ارتفاع موثر مقره شامل ارتفاع مقره و اتصالات فلزی مربوط به آن می باشد، که با توجه به آنها می توان ارتفاع زنجیره مقره ها را محاسبه نمود.

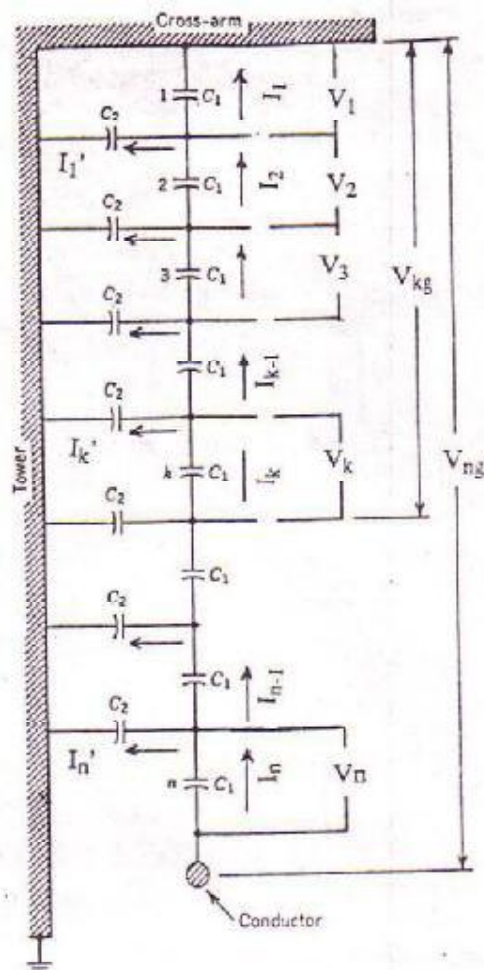
۶-۲) **فاصله خزندگی (creep age distance):** برای اینکه جریان الکتریکی بین دو قسمت فلزی مقره ها جاری گردد، لازم است از روی عایق ها عبور کند، بطوریکه هرچه این فاصله بیشتر باشد، امکان نشت جریان کمتر می باشد. برای افزایش این فاصله معمولاً مقره ها را با شیارهای متعدد و مطابق شکل (۳) می سازند. و هر چه مقدار آن بیشتر باشد، چون امکان تجمع یکنواخت مواد آلوده در روی مقره ها کمتر می شود در نتیجه امکان بروز جرقه در سطح خارجی زنجیره مقره ها نیز کمتر می گردد.

۶-۳) **مقاومت مکانیکی مقره ها:** در جدول (۱) مشخصات عدد مقره داده شده است.

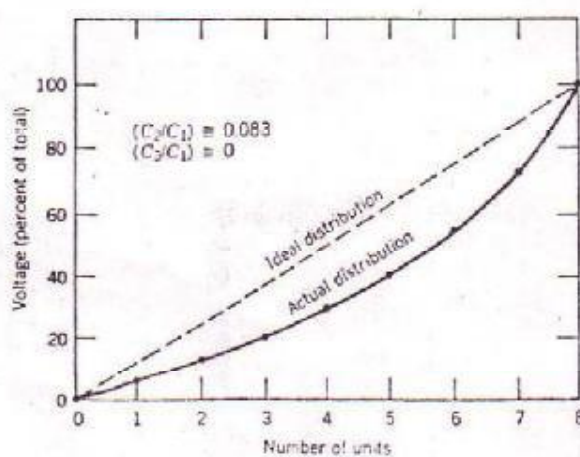
۶-۴) **حداقل ولتاژ جرقه در فرکانس طبیعی:** ولتاژ عامل جرقه در این حالت تابعی است از وضعیت خشک یا تر بودن سطح مقره ها که برای مقره های بشقابی نشان داده شده در ستون اول جدول (۱)، حداقل ولتاژ جرقه در شرایط خشک ۹۵ و در شرایط تر ۵۰ کیلو ولت می باشد.

۶-۵) **حداقل ولتاژ جرقه ضربه ۵۰٪:** در جدول (۱) مقدار آن برای موج مثبت ۱۳۵ و برای موج منفی ۱۴۵ کیلو ولت است ولتاژ تحمل آن در برابر ولتاژ جرقه ۵۰ درصد می باشد.

- ۶-۶) **ولتاژ مجاز در فرکانس طبیعی:** مسلماً در شرایط کار نرمال ولتاژ مجاز قدری کمتر از ولتاژ جرقه انتخاب می گردد تا بهره برداری با شرایط ایمن تری انجام شود که برای حالت قبل مقدار ولتاژ مجاز از مقادیر قبلی به مقادیر ۸۵ و ۴۵ کیلو ولت تقلیل می یابد.
- ۶-۷) **ولتاژ مجاز ضربه:** در جدول (۱) حدود ۱۲۵ کیلو ولت می باشد.
- ۶-۸) **ولتاژ سوراخ شدن مقره:** در جدول (۱) ۱۳۰ کیلو ولت می باشد.
- ۶-۹) **وزن مقره:** در جدول (۱) حدود ۷ تا ۲۰.۹ کیلو گرم می باشد.



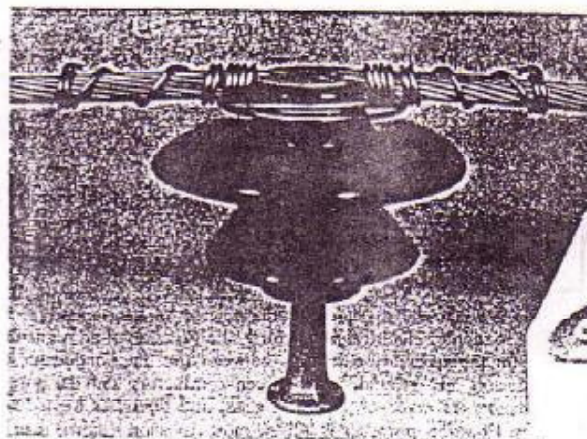
شکل (۱) - مدار معادل زنجیره مقره های خطوط انتقال نیرو در شرایط تعین بودن مقره ها



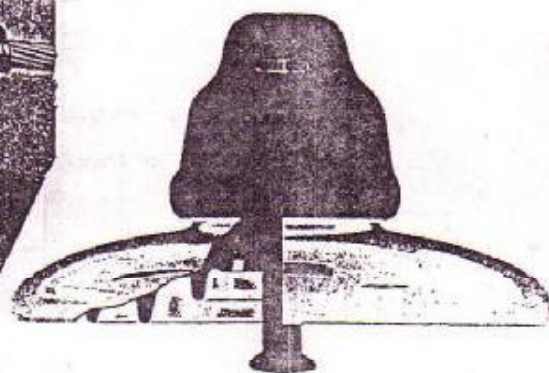
$$V_{kg} = V_{ng} \cdot \frac{\sinh(\alpha \cdot K)}{\sinh(\alpha \cdot n)}$$

$$\alpha = \left(\frac{C_2}{C_1} \right)^{0.5}$$

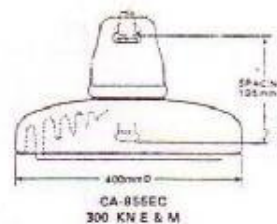
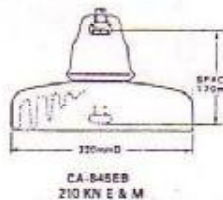
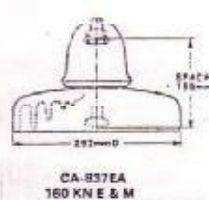
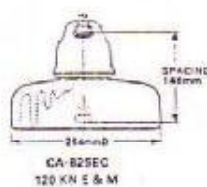
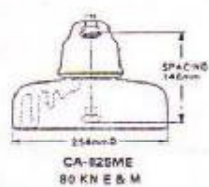
شکل (۲) - منحنی توزیع ولتاژ در یک زنجیره مقره ۸ تایی تعین



یک نمونه از مقره انکائی ثابت



برش عرضی یک نمونه از مقره بشقای



شکل (۳) - شکل ظاهری، ابعاد و شماره های طراحی شده جهت افزایش فواصل خرنندگی

STANDARD PARTICULARS

Cat. No.		CA-825ME (CA-825MZ)	CA-825EC (CA-825EZ)	CA-837EA (CA-837EY)	CA-845EB (CA-845EZ)	CA-855EC (CA-855EZ)
Porcelain Disc Diameter / mm		254	254	292	320	400
Unit Spacing / mm		146	146	159	170	195
Creepage Distance / mm		424	422	470	500	550
Electromechanical Tensile Load / kN		80	120	160	210	300
Mechanical Routine Test Load / kN		32	48	64	84	120
Minimum Flashover Voltage	Power: Dry / kV	95	95	95	100	110
	Frequency: Wet / kV	50	50	50	55	65
	50 % Positive / kV	135	135	145	150	165
	Impulse: Negative / kV	145	145	155	160	175
Withstand Voltage	Power: Dry / kV	35	35	35	30	300
	Frequency: Wet / kV	45	45	45	50	50
	Impulse / kV	125	125	135	140	155
Puncture Voltage / kV		120	130	120	140	140
Ball & Socket Size		16 mm A	16 mm A	20 mm	20 mm	24 mm B
Net Weight / kg		7.0	7.3	9.5	12.3	20.9

Standard Testing Specification: IEC Pub. 193

جدول (۱) - مشخصات فنی پنج نمونه از مقره های نشان داده شده در شکل (۳)

تمرینات فصل چهاردهم:

تمرین ۱- در یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت تعداد ۱۴ مقره بشقابی در هر زنجیره مورد استفاده قرار گرفته است، در صورتی که مقدار $m=12$ باشد، ولتاژ دو سر مقره های ۱ تا ۱۴ را محاسبه نمایید.
راه حل: با توجه به روابط ارائه شده در قبل می توان مقادیر ولتاژ را در دو سر مقره های ۱ تا ۱۴ و به شرح زیر محاسبه نمود:

$$V_1 = V_{1g}$$

$$V_2 = V_1 + \frac{V_1}{m}$$

$$V_3 = V_2 + \frac{V_{2g}}{m}$$

...

...

$$V_n = V_{n-1} + \frac{V_{(n-1)g}}{m}$$

با جایگزاری $m = 12$ در روابط بالا به ارقام زیر می رسیم :

$$V_8 = 5/99$$

$$V_1 = 1/38$$

$$V_9 = 7/94$$

$$V_2 = 1/50$$

$$V_{10} = 10/55$$

$$V_3 = 1/74$$

$$V_{11} = 14/04$$

$$V_4 = 2/12$$

$$V_{12} = 18/71$$

$$V_5 = 2/68$$

$$V_{13} = 24/93$$

$$V_6 = 3/47$$

$$V_{14} = 33/22$$

$$V_7 = 4/54$$

همانطور که ارقام بالا نشان می دهند بیشترین ولتاژ در دو سر مقره متصل به هادی و کمترین ولتاژ نیز در دو سر مقره متصل به برج قرار می گیرد.

تمرین ۲- با توجه به اطلاعات تمرین ۱ و به کمک رابطه (۱۱) ولتاژ در دو سر هر یک از مقره ها را محاسبه نمایید.

فصل پانزدهم: زمین کردن برج ها

(Earthing system)

(۱) **مقدمه:** یکی از عملی ترین راه ها برای اینکار کاهش مقاومت پای برج ها می باشد تا بدینوسیله مسیری مناسب جهت تخلیه انرژی موج صاعقه به زمین فراهم گردد.

(۲) **روش های کاهش مقاومت الکتریکی:** بطور کلی جهت کاهش مقاومت الکتریکی زمین می توان یکی از روش ها و یا ترکیبی از چند روش زیر را بکار برد:

۱. استفاده از میله های بلند عمودی و کوبیدن آنها در زمین.
 ۲. استفاده از الکترودهای موازی (اتصال زمین چند میله ای).
 ۳. نصب میله های افقی در زمین.
 ۴. قراردادن صفحات فلزی زیر زمین.
 ۵. استفاده از مواد شیمیایی.
 ۶. خواباندن سیم زمین و یا تسمه زمین کننده در عمق خاک (روش کانتریویز).
- از میان روش های ارائه شده تنها دو روش کوبیدن میله و خواباندن سیم زمین و یا ترکیبی از این دو روش جهت کاهش مقاومت پای برج های انتقال مورد استقبال و توجه قرار گرفته و در کشور ما نیز از روش های فوق برای اینکار استفاده می شود.

(۲-۱) **کوبیدن میله (Ground Rod):** میله های زمین معمولاً از جنس فولاد با روکش مس می باشند. طول میله حدود ۱.۵ تا ۳ متر، قطر میله در حدود ۱.۲۵ تا ۳ سانتیمتر، میزان پوشش مس در حدود ۳۰۰ میکرون.

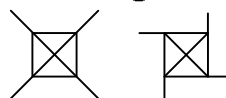
● مقاومت سیستم زمین پس از کوبیدن یک میله بطول L و شعاع a از رابطه زیر بدست می آید:

$$1) \quad R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$$

L ، طول میله زمین بر حسب متر و a ، شعاع میله بر حسب متر

ρ ، مقاومت مخصوص خاک بر حسب $(\Omega.m)$ می باشد.

معمولاً میله های پای برج ها را در اطراف پایه های برج به صورت ضلعی و یا شعاعی می کوبند. شکل زیر نحوه قرار گرفتن میله ها را در روش های فوق نشان می دهد:



شکل (۱)

● اگر به جای یک میله تعداد بیشتری میله زمین در اطراف پایه های برج کوبیده شود به جای a در رابطه (۱) از a' استفاده می شود که از رابطه زیر بدست می آید:

$$2) \quad a' = \sqrt[n]{a \cdot D_{12} \cdot D_{13} \cdots D_{1m}}$$

d ، فواصل میله های زمین از اولین میله و n تعداد میله های مورد استفاده می باشد.

۲-۲) خواباندن سیم زمین (Counter poise): در این روش یک یا چند سیم زمین که از یک طرف به بدنه برج متصل گردیده در امتداد مسیر خط و یا با زاویه ای نسبت به امتداد خط در زیر زمین قرار می گیرد و در نتیجه سطح تماس برج با زمین را افزایش داده و مقاومت پایه کاهش می یابد. به سیم های فوق که در زیر خاک به صورت طولی قرار می گیرند، کانتریویز گویند. شکل (۲) روش قرارگیری سیم های کانتریویز را نشان می دهد. در انتخاب کانتریویز بایستی دو عامل زیر را در نظر گرفت:

الف) امپدانس مشخصه. ب) مقاومت نفوذی.

بدین معنی که در لحظات اولیه عبور موج، سیم کانتریویز دارای امپدانس موجی زیادی بوده که مقدار آن بستگی به جنس خاک دارد و در حدود ۱۵۰ تا ۲۰۰ اهم می باشد. پس از زمانی کوتاه این امپدانس کاهش یافته و برابر با مقاومت نفوذی سیم نسبت به زمین می گردد. این زمان بستگی طول سیم کانتریویز و سرعت انتشار موج دارد. سرعت انتشار موج در زمین حدوداً یک سوم سرعت انتشار موج می باشد. دیگرام (۳) مطالب فوق را بهتر نشان می دهد. در این روش سیم های مسی رشته ای و یا فولاد با روکش مس را با فرم های مختلف در اطراف پایه ها و در عمق کمتری دفن می نمایند. مقاومت یک سیم به طول L و قطر d که در عمق h متری از سطح زمین دفن گردیده از رابطه زیر بدست می آید:

$$3) R = \frac{\rho}{2\pi d L} \cdot \ln \frac{L^2}{1.85 \times h \times d}$$

ρ : مقاومت مخصوص خاک بر حسب (Ωm) بوده و هدف کاهش آن تا مقداری مناسب می باشد.

• اگر به جای یک سیم از دو یا چهار سیم استفاده شود، مقاومت نهایی به صورت زیر تغییر خواهد نمود:

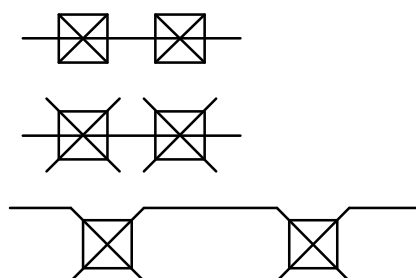
$$R_{eq} = \frac{R}{2\eta_2} \quad \eta_2 = 0.9 \quad \text{- اگر از دو سیم استفاده شود:}$$

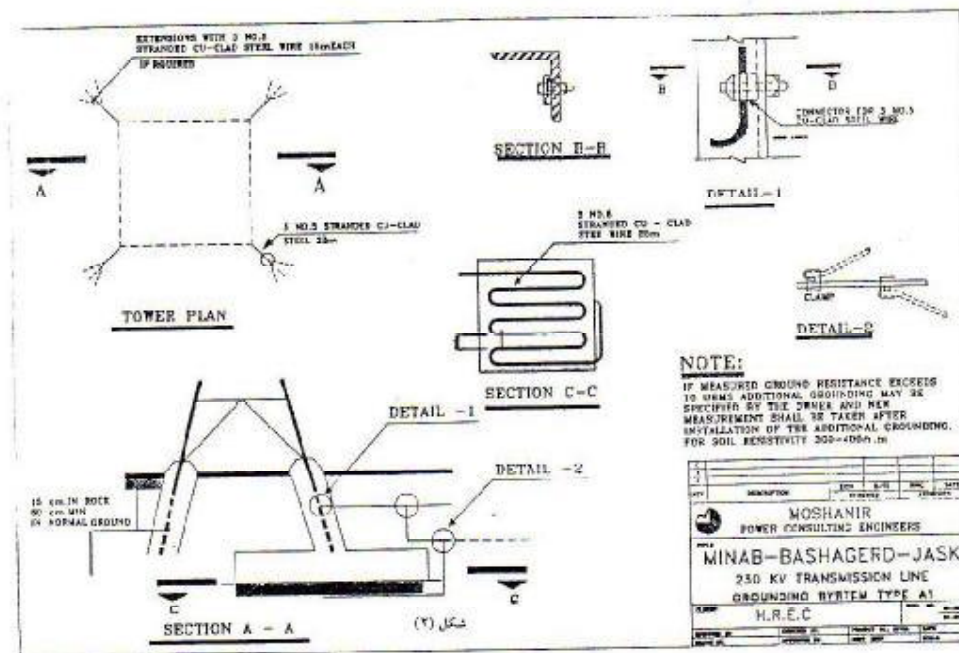
$$R_{eq} = \frac{R}{4\eta_4} \quad \eta_4 = 0.7 \quad \text{- اگر از چهار سیم استفاده شود:}$$

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، بطوریکه اگر مقاومت نهایی حاصل از کوبیدن میله ها $R_{eq,1}$ و مقاومت نهایی حاصل از خواباندن سیم $R_{eq,2}$ باشد مقاومت کل مجموعه به صورت زیر قابل محاسبه است:

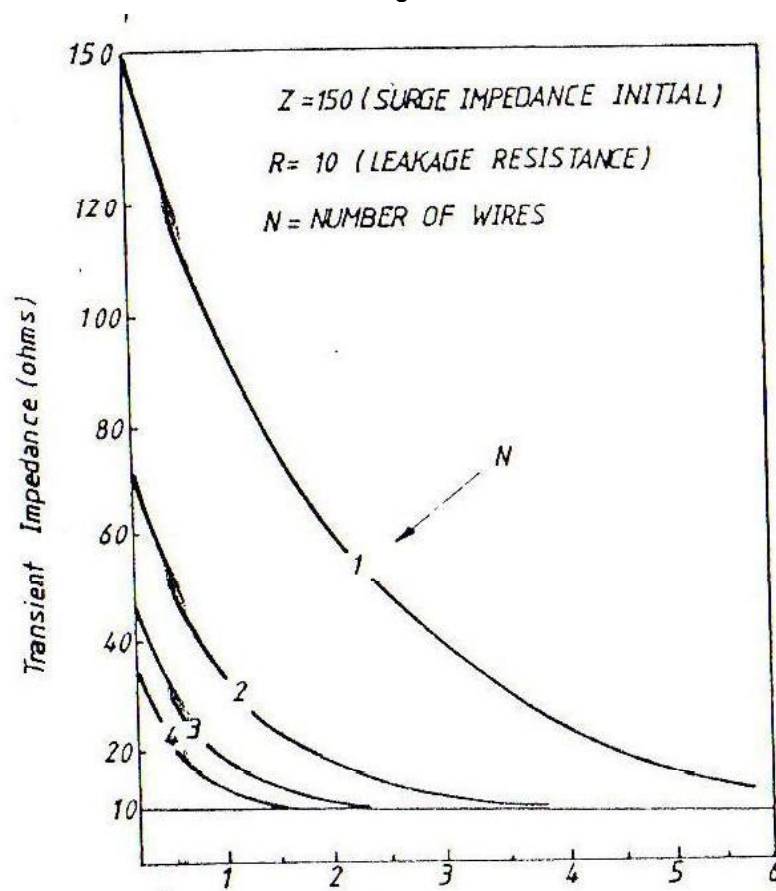
$$R_{tot} = R_{eq,1} \parallel R_{eq,2}$$

۲-۴) اتصال برج ها بیکدیگر: گاهی علاوه بر روش های فوق از اتصال برج ها بیکدیگر نیز استفاده می شود که این عمل به خاطر پرهزینه بودن در کشور ما اجرا نمی گردد. شکلهای زیر چند روش مختلف را نشان می دهد:





شکل (۲)



شکل (۳)

تمرینات فصل پانزدهم

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 به دست می آید.
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 می باشد.
۴. پنج عامل تعیین مقطع سیم هادی را نام ببرید. به نظر شما عامل تعیین کننده بیشتر کدام است؟
۵. سه مورد از خواص هادی های خطوط فشار قوی را نام ببرید و نام یک هادی که بیشترین کاربرد را در شبکه های هوایی فشار قوی دارد را 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 می شود؟
۸. محاسبه کنید اگر در یک اسپن ۱۵۰ متری طول سیم ۶۰ سانتیمتر افزایش یابد آیا تأثیری در طول فلش خواهد داشت. پارامتر طراحی را ۵۰۰ متر فرض نمایید.
۹. پدیده نوسانات را در خطوط انتقال توضیح دهید و شیوه مقابله با آن را بنویسید.
۱۰. مزایا و معایب زنجیره های I و V را به اختصار بنویسید.
۱۱. نحوه محاسبه نیروی مکانیکی مقره های آویزی و کششی را شرح دهید.
۱۲. روشهای متداول در طراحی سیستم زمین برجهای انتقال نیرو را نام ببرید.
۱۳. زنجیره های I در اثر وزش باد جابجا می شوند. رابطه جابجائی را محاسبه و در صورتی که بخواهیم این جابجایی محدود شود چه تسهیلاتی لازم است؟
۱۴. پدیده کرونا را تعریف کنید و عوامل مؤثر در ایجاد این پدیده را نام ببرید.
۱۵. اسپن الکتریکی را توضیح دهید.
۱۶. مزایا و معایب مقره های بشقابی در مقایسه با مقره های یک پارچه چیست؟
۱۷. به هنگام 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. مطلوب است محاسبات کشش و فلش برای سیم هادی HAWK در چهار منطقه زیر:

$$1) \begin{cases} IEC = 40mm \\ WIND = 0 \\ t = -5^{\circ}C \end{cases} \quad 2) \begin{cases} IEC = 0 \\ WIND = 40m/s \\ t = 10^{\circ}C \end{cases}$$

$$3) \begin{cases} IEC = 25mm \\ WIND = 20m/s \\ t = 0^{\circ}C \end{cases}$$

$$4) \begin{cases} IEC = 0 \\ WIND = 0 \\ t = 15^{\circ}C \end{cases} \quad E.D.S$$

اسپن را ۳۰۰ متر و کشش ار در بدترین شرایط را ۵۰ درصد حد گسیختگی سیم هادی منظور نمائید.
۲. مطلوب است محاسبات کشش و فلش برای سیم هادی HAWK به عنوان سیم هادی و مغزی آن به عنوان سیم محافظ در یک خط انتقال با اسپن ۳۰۰ متر با شرایط بارگذاری زیر:

$$1) \begin{cases} IEC = 25mm \\ t = -5^{\circ}C \end{cases}$$

$$2) \begin{cases} V = 40m/s \\ t = 10^{\circ}C \end{cases}$$

$$1) \begin{cases} IEC = 12mm \\ V = 20m/s \\ t = -5^{\circ}C \end{cases}$$

$$4) \begin{cases} IEC = 0 \\ V = 0 \\ t = 75^{\circ}C \end{cases}$$

$$5) \begin{cases} IEC = 0 \\ V = 0 \\ t = 15^{\circ}C \end{cases}$$

کشش در بدترین شرایط برای سیم هادی ۴۵ درصد حد گسیختگی آن منظور نمائید.
۳. مطلوب است محاسبه نیروهای وارد بر یک برج آویزی ۳ درجه و دو مداره با دو سیم محافظ و شرایط:
 $S = 400(m)$, $S_w = 440(m)$, $S_v = 700(m)$

در حالات بارگذاری زیر با هادی باندل دو سیمه کرلو و سیم محافظ مغزی سیم مارتین. ضرایب اطمینان در حالات عادی ۲ و در حالات پارگی برای یک سیم محافظ در بارگذاری ۳ حادث می شود ۱/۵ در نظر گرفته شود.

$$1) \begin{cases} IEC = 20mm \\ WIND = 0 \\ t = -5^{\circ}C \end{cases}$$

$$2) \begin{cases} IEC = 150mm \\ WIND = 30m/s \\ t = -5^{\circ}C \end{cases}$$

$$3) \begin{cases} IEC = 0 \\ WIND = 45m/s \\ t = 10^{\circ}C \end{cases}$$

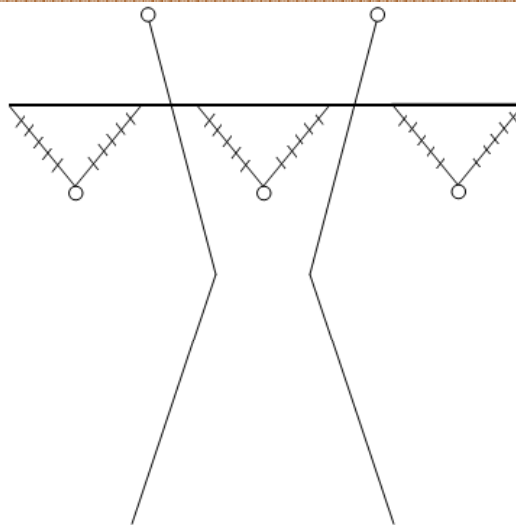
$$1) \begin{cases} IEC = 0 \\ WIND = 0 \\ t = 15^{\circ}C \end{cases} \quad E.D.S$$

کشش در بدترین شرایط ۵۰ درصد حد گسیختگی هادی منظور نمائید.
۴. مطلوب است محاسبه مقطع مناسب سیم محافظ برای خطی با ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت در مسیری با شرایط بارگذاری زیر که تعداد روزهای رعد و برق در سال ۳۰ روز و ارتفاع برج ۴۰ متر، تعداد قطعی در یکصد کیلومتر خط در سال ۲ بار و زمان قطع موج ضربه ای رعد و برق ۶/۵ میلی ثانیه، اسپن ۳۵۰ متر و شکل برج به صورت زیر است. ضمناً جدول زیر را نیز کامل نمائید.

$$Case \ I \begin{cases} IEC = 25mm \\ t = -5^{\circ}C \end{cases}$$

$$Case \ II \begin{cases} wind = 30m/s \\ t = 10^{\circ}C \end{cases}$$

$$Case \ III \begin{cases} IEC = 0 \\ Wind = 0 \\ t = 20^{\circ}C \end{cases}$$



مشخصات حالات بارگذاری	سیم هادی			سیم محافظ		
	ω	H	f	ω'	H'	f'
1	5. 7	4 320				
2	2. 44	2 075				
3	1. 785	1 450				

Graph A : Berger

۵. به منظور ارتباط دو پست فشار قوی ۲۳۰/۱۳۲ کیلوولت که به فاصله ۸۰ کیلومتر از هم قرار دارند در نظر است خط انتقالی که بتواند حداکثر ۳۵ مگاوات آمپر در هر مدار منتقل نماید احداث گردد. اگر درجه حرارت ماکزیمم و مینیمم به ترتیب برابر ۷۵+ و ۲۵- درجه باشد و منطقه از لحاظ بارگذاری به سه صورت زیر باشد:

$$1 \begin{cases} IEC = 25mm \\ V = 0 \\ t = -5^{\circ}C \end{cases} \quad 2 \begin{cases} IEC = 0 \\ V = 40m/s \\ t = 10^{\circ}C \end{cases} \quad 1 \begin{cases} IEC = 0 \\ V = 0 \\ t = 20^{\circ}C \end{cases}$$

و اسپن و نحوه قرار گرفتن هادیها به صورت زیر بوده و جریان اتصال کوتاه 15 KA در یک ثانیه و فشار هوا 700 mm Hg و ضریب صاف بودن سطح هادی ۰/۸۵ و خط کوتاه فرض شود مطلوب است:

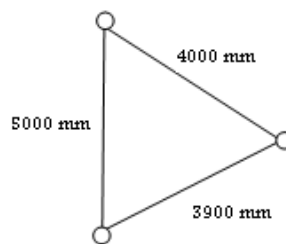
$$S = 300(m) \quad , \quad S_W = 350m \quad , \quad S_V = 500m$$

۱- ولتاژ مناسب انتقال

۲- تعیین مناسب ترین هادی

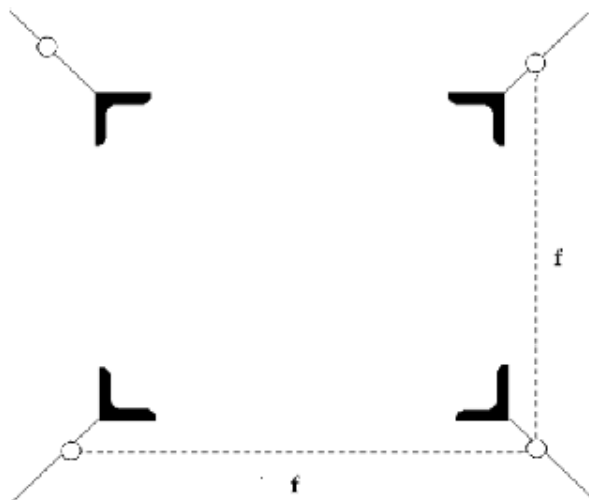
۳- محاسبات کشش و فلش در حالت های مختلف

۴- با فرض ضریب اطمینان ۲ نیروهای وارد بر برج را در هر حالت حساب کنید (درخت نیروها). حداکثر کشش در بدترین حالت ۵۰ 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 مطلوب است مقاومت معادل سیستم پس از زمین کردن.

	$h = 0.6 \text{ m}$
سیم	$I = 15 \text{ m}$
سیم	$d = 2.5 \text{ Cm}$
میله	$L = 3.0 \text{ m}$
میله	$D = 3.0 \text{ Cm}$
	$f = 15 \text{ m}$



فصل شانزدهم: اضافه ولتاژها

به طور کلی در طراحی و تعیین فواصل هوایی بین فازها از یکدیگر و بدنه برج ها و یا طول زنجیره مقرر ها باید به نکات زیر توجه گردد:

۱. ولتاژ سیستم (system voltage)
۲. اضافه ولتاژهای موقتی (Temporary overvoltage)
۳. اضافه ولتاژهای کلیدی (Switching overvoltage)
۴. اضافه ولتاژهای صاعقه (Lighting overvoltage)

(۱) ولتاژ سیستم: ولتاژ سیستم در حقیقت همان ولتاژ فاز به فاز می باشد که در شرایط نرمال سعی بر تثبیت آن در محدود مقادیر اسمی می باشد. اما ممکن است در برخی موارد، مقدار آن ۵ تا ۱۰ درصد کم یا زیاد گردد.

(۲) اضافه ولتاژها: در خطوط انتقال نیرو اضافه ولتاژ به نوعی از ولتاژ گذرا بین فاز با زمین یا فاز به فاز اطلاق می گردد که مقدار آن از ولتاژ ماکزیمم سیستم بیشتر باشد. مقدار ماکزیمم ولتاژ سیستم بر حسب اینکه فاز با فاز یا فاز با زمین باشد از روابط زیر به دست می آید:

$$(1) V_{p-p} = U \times \sqrt{2}$$

$$(2) V_{p-g} = \frac{U \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

U: ولتاژ موثر فاز با فاز.

V_{p-p} : ماکزیمم ولتاژ فاز با فاز.

V_{p-g} : ماکزیمم ولتاژ فاز با زمین.

(۲-۱) اضافه ولتاژهای موقتی: این نوع اضافه ولتاژها نیز باعث ایجاد جرقه بین فاز با فاز و فاز با زمین می شوند.

این نوع اضافه ولتاژها تحت تأثیر عوامل مختلفی از جمله موارد زیر به وجود می آید:

- بروز اتصال کوتاه.
- تغییرات ناگهانی بار.
- باز شدن ناگهانی خط.
- اثر فرانتی.
- رزونانس خطی.

(۲-۲) اضافه ولتاژهای کلیدزنی: این اضافه ولتاژ در اثر قطع ناگهانی خطوط انتقال یا تجهیزات شبکه به وجود می آیند. اضافه ولتاژهای ناشی از کلیدزنی بسیار سریع مستهلک می شوند و شکل موج ناشی از آنها متفاوت بوده و به صورت زیر ظاهر می شوند:

- موج هایی نوسانی (Oscillatory wave shape).
- موج هایی با نوسانات نامنتظم (A periodic wave shape).
- موج های تکراری (Repetitive wave shape).

در شبکه های برقرسانی اضافه ولتاژهای ناشی از کلیدزنی در اثر عملکرد کلیدها یا مانورهای زیر بوجود می آیند:

- باردار کردن خطوط انتقال.
- وصل مجدد خطوط انتقال.
- قطع و رفع اتصال کوتاه.
- قطع بارهای کاپاسیتیو.
- قطع بارهای اندوکتیو.

۲-۳) **اضافه ولتاژهای صاعقه:** اضافه ولتاژ ناشی از صاعقه ممکن است باعث ایجاد اتصالی بین فاز با فاز یا فاز با زمین گردد. شکل موج این ولتاژ غیرخطی است و تداوم آن بین یک تا ۱۰۰ میکروثانیه می باشد. جریان در محدوده ۱۰۰ کیلو آمپر می باشد، ولتاژ ۱۰۰۰ کیلوولت با نصب سیم محافظ بر روی برج ها.

۳) **سطح ایزولاسیون مبنا:** جدول (۳) مقادیر BIL در ولتاژهای مختلف نشان داده شده است. ضمناً با توجه به مقادیر BIL اعلام شده نیز می توان تعداد مقره های هر زنجیره را نیز مشخص نمود.

• **اضافه ولتاژهای موقتی:** اصولاً وقتی سطح مقره ها مرطوب می شوند و یا اینکه املاح نمکی روی آنها می نشیند، خاصیت عایقی مقره ها در مقابل اضافه ولتاژها تقلیل می یابند و اگر آلودگی محیط خیلی بالا باشد ممکن است ارتباط فاز با زمین از طریق مقره ها با ایجاد جرقه عملی گردد.

۴) **تأثیر انواع آلودگی:** به طور کلی آلودگی هایی که مقره ها را دچار مخاطره می اندازند به چهار دسته مختلف زیر تقسیم می شوند:

۴-۱) **آلودگی دریایی:** منحنی شکل (۱) مقدار ESDD یا مقدار نمک معادل روی سطح مقره ها را به صورت تابعی از فاصله خط انتقال تا دریا نشان می دهد. همان طور که از این شکل پیداست وقتی فاصله خط انتقال از دریا به ۱۰۰ کیلومتر می رسد (کلاس AA) میزان نمک نسبت به یک کیلومتری دریاچه حدود ۰/۱۰ تقلیل می یابد.

۴-۲) **آلودگی صنعتی:** این نوع آلودگی معمولاً شامل مواد شیمیایی ذرات معدنی یا ترکیبی از این دو می باشند و در حوالی اکثر مجتمع های صنعتی پالایشگاهی، پتروشیمی، شیمیایی و کارخانجات سیمان و آهک یا حوالی نیروگاه های با سوخت های سنگین و... وجود دارند.

۴-۳) **آلودگی کویری:** میزان نمک به $1mg/cm^2$ نیز می رسد، که این میزان از نمک می تواند درصد قابل ملاحظه ای از درجه ایزولاسیون مقره ها را کاهش دهد.

۴-۴) **آلودگی سریع:** در دوره های مشخص می توان مقره ها را شستشو داد.

۵) **تعیین تعداد مقره ها:** برای تعیین تعداد مقره ها در مناطق آلوده می توان با آگاهی از ولتاژ ماکزیمم خط انتقال و ولتاژ تحمل مقره ها (WSV=With Stand Voltage) در شرایط منطقه، تعداد آنها را به کمک رابطه (۱) تعیین نمود.

$$(1) NI = \frac{S_f \times V_m}{WSV}$$

NI: تعداد مقره ها در هر زنجیره.

V_m : ولتاژ ماکزیمم قابل اعمال به زنجیره مقره برای بروز جرقه (۰/۵ تا ۱/۱۰ برابر ولتاژ فاز به زمین).

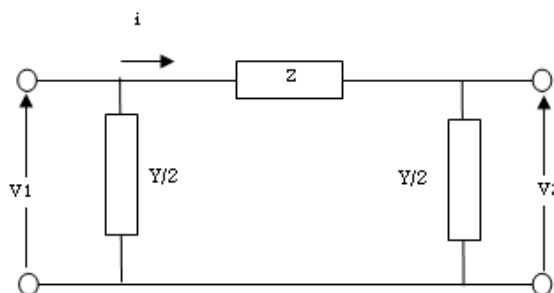
S_f : ضریب اطمینان (بین ۱/۱ تا ۱/۲).

WSV: ولتاژ تحمل مقرر در شرایط منطقه (باتوجه به نوع آلودگی) بر حسب کیلو ولت.

ESDD: کلاس بندی آلودگی نمکی.

۶) تأثیر میزان آلودگی در نوع و تعداد مقره ها: از جدول (۴) تعداد مقره های خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت در صورتی که کلاس آلودگی A یا D باشد بین ۱۶ تا ۲۳ عدد تغییر می کند. حال آنکه اگر به جای مقره های معمولی از نوع ضد مه استفاده گردد، تعداد مقره ها بین ۱۳ تا ۱۵ عدد خواهد بود، که نشانگر کاهش تعداد مقره ها و در نتیجه تقلیل طول زنجیره آنها خواهد شد.

۷) انواع اضافه ولتاژها: در صورتی که انتهای خط انتقال به دلایل مختلفی باز شود اضافه ولتاژ آخر خط افزایش می یابد که مقدار آن تابعی است از طول خط انتقال که با توجه به شکل (۱) به صورت زیر محاسبه می گردد:



شکل (۱)

$$(1) I = \frac{V_1 \times \frac{Y}{2}}{1 + Z \times \frac{Y}{2}}$$

$$(2) V_2 = \frac{2}{Y} \times I$$

با توجه به روابط (۱) و (۲) نسبت $\frac{V_2}{V_1}$ به صورت رابطه (۳) محاسبه می گردد:

$$(3) K = \frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{1 + Z \times \frac{Y}{2}}$$

$$(4) K = \frac{1}{1 - (L\omega)^2 \times L_1 \times \frac{C}{2}}$$

$$(5) v = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

$$(6) \lambda = \frac{\omega}{v} = \omega \cdot \sqrt{LC}$$

$$(7) K = \frac{1}{1 - \frac{\lambda^2 \cdot L_1^2}{2}}$$

$$(8) K = \frac{1}{\cos(\lambda \cdot L_1)}$$

V_1 : ولتاژ اول خط (کیلوولت).

I: جریان عبوری از خط انتقال (آمپر).

Z: امپدانس خط انتقال (اهم).

V_2 : ولتاژ آخر خط (کیلوولت).

K: ضریب اضافه ولتاژ.

Y: ادمیتانس خط انتقال (مهو).

C: کاپاسیتانس (فاراد).

L: اندوکتانس یک کیلومتر خط انتقال (هانری).

f: فرکانس. $\omega = 2\pi \cdot f$

L_1 : طول خط انتقال.

با توجه به کوچک بودن مقدار L_1^2 ، رابطه (۷) را می توان به صورت زیر نیز نشان داد که در بررسی اثر فرانتی (Ferranti effect) از این رابطه استفاده می گردد.

$$\lambda = \frac{\omega}{\nu} = \frac{2 \times 3.14 \times 50}{3 \times 10^5} \approx 0.001$$

با تبدیل λ به درجه و جایگذاری در رابطه (۸) و همچنین جایگذاری $\lambda = 0.001$ در رابطه (۷)، مقدار K یا نسبت ولتاژ به ولتاژ اولیه را می توان به صورت زیر نشان داد:

$$(9) K = \frac{1}{\cos(0.001 \times L_1)} \quad (10) K = \frac{1}{1 - \frac{L_1^2}{2}}$$

طول خط انتقال در رابطه (۸) بر حسب km و در رابطه (۱۰) بر حسب هزار کیلومتر می باشد. به عنوان مثال اگر طول خط ۵۰۰ کیلومتر باشد، با جایگذاری آن در روابط (۹ و ۱۰) مقدار K برابر است با ۱/۱۴۳ و ۱/۱۵۵.

• **اضافه ولتاژهای ناشی از کلیدزنی:** یکی از ساده ترین و قویترین اضافه ولتاژهای ناشی از کلیدزنی، برقرار کردن خطوط انتقال نیرو باز می باشد. به عبارت دیگر اگر خط انتقالی که انتهای آن به مصرف کننده مشخصی وصل نباشد از طریق کلید به شبکه متصل گردد اضافه ولتاژی در آن ایجاد می گردد. اگر فرض کنیم کلید در لحظه ای که ولتاژ سینوسی در نقطه ماکزیمم خود قرار دارد وصل گردد. در چنین حالت قدر مطلق ولتاژ خط به $\sqrt{2}V$ می رسد و هنگامی که این موج سیار به انتهای خط انتقال می رسد، موج برگشتی اضافه ولتاژ $2\sqrt{2}V$ یا ۲.۸۲ برابر ولتاژ نامی را به وجود می آورد. که اگر برقرار کردن خط انتقال همراه با وصل مجدد انجام گیرد این اضافه ولتاژ بیشتر نیز می شود. یکی دیگر از عوامل ایجاد اضافه ولتاژ در خطوط، اتصال کوتاه فاز با زمین می باشد، در چنین حالت ولتاژ فاز سالم ممکن است به حدود ۲/۱ برابر ولتاژ ماکزیمم فاز به زمین برسد. برای کنترل و کاهش اضافه ولتاژهای ناشی از کلیدزنی، روش های مختلفی وجود دارد که یکی از شیوه های مناسب استفاده از مقاومت در مدار کلیدهای فشار قوی می باشد.

(۸) **عوامل موثر در اضافه ولتاژها:** مقدار ولتاژ جرعه تابعی است از دانسیته هوا و رطوبت نسبی آن در مسیر خطوط انتقال نیرو، بنابراین بر حسب اینکه شرایط مسیر و مشخصات محل نصب چگونه باشد مقدار ولتاژ بحرانی نیز حتی برای سطح ولتاژ معین از منطقه ای به منطقه دیگر فرق می کند که ذیلاً به عوامل مؤثر اشاره می گردد.

(۸-۱) **دانسیته هوا (b):** با افزایش ارتفاع محل، دانسیته هوا نیز کاهش می یابد، در چنین شرایطی تحمل شکست هوا در مقابل اضافه ولتاژها نیز کاهش می یابد بنابراین اگر ولتاژ جرعه (Critical Flashover Voltage) در شرایط استاندارد را با CFO_s نشان دهیم، مقدار ولتاژ جرعه (CFO) برای مقادیر مختلفی از دانسیته هوا از رابطه زیر به دست می آید:

$$(11) CFO = \delta \cdot CFO_s$$

$$(12) CFO = \delta^n \cdot CFO_s$$

مقدار دانسیته هوا تابعی است از ارتفاع محل نصب خطوط انتقال که آن را می توان از رابطه (۱۳) به دست آورد:

$$(13) \delta = \frac{298.P}{273 + t_0}$$

$$(14) P = P_0 \cdot e^{-\alpha}$$

$$(15) \alpha = \frac{h}{7.991 \times (1 + A t')}$$

$$(16) P = P_0 \cdot \left(1 - \frac{h}{44.3}\right)^{5.25}$$

δ : دانسیته نسبی هوا n : ضریبی مشخص که بین $\frac{2}{3}$ تا ۱ در نظر گرفته می شود

h : ارتفاع منطقه بر حسب کیلومتر P : فشار هوا در شرایط منطقه بر حسب اتمسفر

P_0 : فشار هوا در شرایط استاندارد بر حسب اتمسفر A : ضریب انبساط هوا ($A = 0.00367$)

t' : متوسط درجه حرارت در ارتفاع h ($t' = t_0 - 3.25 \times h$) t_0 : درجه حرارت محیط در شرایط استاندارد.

۸-۲) **رطوبت نسبی**: بروز جرقه در فاصله هوایی (Air Gap) و طول زنجیره مقرر ها تابعی است از میزان رطوبت مطلق هوا. به طور کلی مقاومت الکتریکی هوا با افزایش رطوبت زیاد می شود (مگر در حالت میعان (compensation))، در چنین حالات رابطه ولتاژ بحرانی را می توان به صورت زیر تعریف نمود:

$$(17) CFO = \frac{CFO_s}{H}$$

در این رابطه CFO_s ولتاژ شکست در شرایط استاندارد و H ضریب اصلاح رطوبت در شرایط منطقه می باشد که آن را با توجه به شکل (۱) می توان به دست آورد.

۹) **تعیین مقدار ولتاژ کلیدزنی (Switching over voltage)**: برای تعیین این اضافه ولتاژ و در نتیجه فواصل هوایی می توان به صورت زیر اقدام کرد:

$$(18) CFO_s = K U$$

$$(19) CFO = CFO_s \cdot \frac{\delta}{H}$$

حدافل فاصله هوایی فازها از بدنه برج ها تابعی است از مقدار CFO که به صورت زیر محاسبه می گردد:

$$(20) L = \frac{8}{\frac{3400}{CFO} - 1}$$

$$(21) L = \frac{8}{\frac{1.2 \times 3400}{CFO} - 1}$$

CFO_s : ولتاژ بحرانی برای ایجاد جرقه در شرایط استاندارد.

CFO : ولتاژ بحرانی برای ایجاد جرقه در شرایط منطقه.

U : ولتاژ فاز با فاز (کیلوولت).

L : حدافل فاصله هوایی لازم برای مقرر ها (متر).

K : ضریب مشخصی است که در مراجع مختلف ارقام متفاوتی پیشنهاد می گردد. (در استاندارد IEC

$K=2.4$ و در استاندارد شبکه 400kv ایران، $K=2.5$ می باشد.) (در کتاب TSD، $(K = \frac{4\sqrt{2}}{\sqrt{3}})$.

جدول (۲) یک نمونه از محاسبات را برای تعیین مقرر ها بر مبنای ولتاژ کلیدزنی نشان می دهد. جدول

(۳)، سطح ایزولاسیون مینا (BIL) و تعداد مقرر ها را در چند سطح مختلف ولتاژ نشان می دهد. جدول (۴)

مقادیر ارائه شده توسط استاندارد IEC را نشان می دهد.

• **اضافه ولتاژهای ناشی از رعد و برق**: صاعقه در حدود یک تا یکصد میکروثانیه تداوم دارد. با عبور

جریان از امپدانس موجی خط انتقال یک اضافه ولتاژ القاء می گردد که مقدار آن برابر است با:

$$(22) V_t = \frac{I_t \cdot Z}{2}$$

V_t : ولتاژ فازی.

I_t : جریان صاعقه.

Z : امپدانس موجی خط انتقال.

به طور کلی میزان این نوع اضافه ولتاژها (صاعقه به برج برخورد کند) و احتمال بروز جرقه در دو سر مقره ها به عوامل مختلف زیر بستگی دارد:

۱. ارتفاع برج.
۲. تعداد سیم محافظ.
۳. محل نصب سیم محافظ و زاویه حفاظت آن.
۴. تعداد مقره های هر زنجیره فاز.
۵. امپدانس موجی برج ها.
۶. مقاومت زمین پای برج ها.
۷. جریان صاعقه.

۱۰) جریان صاعقه: بررسی های انجام شده نشان می دهد که تعداد صاعقه هایی که هر ساله به یک کیلومتر مربع از زمین اصابت می کند، از رابطه زیر به دست می آید:

$$(22) N = 0.12 \times T$$

اما تعداد صاعقه هایی که هر ساله به صد کیلومتر از خط انتقال برخورد می کند، از رابطه زیر به دست می آید:

$$(23) N_L = 0.012 \times T \times (a + 4h^{1.09})$$

تعداد قطعی های خطوط انتقال:

$$(24) N_T = 0.6 \times (N_L - N_s)$$

N : تعداد صاعقه های برخورد به یک کیلومتر مربع از زمین در هر سال.

T : سطح ایزوکرونیک منطقه یا تعداد روزهای صاعقه ای در هر سال.

N_L : تعداد صاعقه های برخوردی به خطوط انتقال.

N_s : تعداد صاعقه هایی که در اثر خطای حفاظت سیم محافظ به وجود می آید (shielding failures).

N_T : تعداد قطعی های خط انتقال در هر سال.

A : فاصله دو سیم محافظ به متر.

h : ارتفاع متوسط سیم محافظ از سطح زمین به متر.

برای محاسبه و تعیین درصد احتمال و میزان جریان صاعقه برخوردی به خطوط انتقال نیرو می توان از روابط زیر استفاده نمود. در این روابط P ، احتمال بالا بودن پیک جریان صاعقه از مقدار I می باشد. این روابط برای محاسبه جریان های موج برگشتی مثبت و منفی مورد استفاده قرار می گیرند:

$$(25) P = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{25}\right)^2} \quad (\text{popolansky})$$

$$(26) P = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2.6}} \quad (\text{Anderson - Erikson})$$

(۱۱) محاسبه مقدار اضافه ولتاژ: عامل دیگری که در تعیین فاصله فازی مؤثر است، اضافه ولتاژهای ناشی از برخورد صاعقه به خطوط انتقال می باشد. مقدار اضافه ولتاژ در این حالت به پارامترهای مختلفی بستگی دارد، که در مجموع می توان آن را از رابطه زیر به دست آورد:

$$(27) V_{50\%} = \frac{I_c \cdot (K - C) \cdot Z + \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U}{\frac{K_t}{\delta}}$$

$$(28) C = \frac{\log\left(\frac{b}{a}\right)}{\log\left(\frac{2 \cdot h}{r}\right)}$$

$V_{50\%}$: ولتاژ شکست ۵۰ درصد (کیلوولت).

I_c : جریان صاعقه (کیلوآمپر).

K : ضریب تبدیل ولتاژ سر برج به بازوی برج (۰.۶ تا ۰.۹).

C : ضریب کوپلینگ بین هادی های فازی و محافظ (۰.۲ تا ۰.۳).

A : فاصله هادی تا سیم محافظ (سانتیمتر).

B : فاصله هادی تا تصویر سیم محافظ نسبت به زمین (سانتیمتر).

H : فاصله سیم محافظ تا زمین (سانتیمتر).

R : شعاع سیم محافظ (سانتیمتر).

U : ولتاژ ماکزیمم خط (کیلوولت) و ۱.۰۵ تا ۱.۱ برابر ولتاژ نامی.

K_t : ضریب تصحیح شکل موج که مقدار آن ۱.۳۱ در نظر گرفته می شود.

Z : امپدانس موجی موج بر حسب اهم که تابعی است از سطح ولتاژ مقاومت زمین برج ها، ارتفاع متوسط

برج ها، تعداد سیم محافظ و... (در شرایط نرمال بین ۱۰ تا ۴۰ اهم می باشد).

با تعیین مقدار $V_{50\%}$ می توان حداقل فاصله هوایی لازم بین هادی با بدنه برج را به کمک رابطه زیر به دست آورد:

$$(29) L = \frac{V_{50\%} - 80}{0.55}$$

$$(30) L = 1.71 \times V_{50\%}$$

E	D	C	B	A	کلاس آلودگی محیط
*	۰/۵	۰/۲۵	۰/۱۲۵	۰/۰۶۳	مقدار ماکزیمم نمک معادل نشسته شده در روی سطح مقره بر حسب mg/Cm
*	۰/۳۵	۰/۱۲	۰/۰۶	۰/۰۳	مقره نگهدارنده (سطح کل) Post Type
۰ تا ۰/۵	۳ تا ۰	۱۰ تا ۳	۵۰ تا ۱۰	بیش از ۵۰	در شرایط وجود بادهای قوی با سرعت بیش از ۱۰ m/s
۰ تا ۰/۳	۱ تا ۰	۳ تا ۱	۱۰ تا ۱۰	بیش از ۱۰	در شرایط وجود بادهای فعلی با سرعت کمتر از ۱۰ m/s
-	مناطق صنعتی		حاشیه مناطق صنعتی		مناطق صنعتی

جدول (۱) - کلاس بندی آلودگی محیط با توجه به شرایط جغرافیائی منطقه

(Cat. No. 148 , Suspension Insulator , NGK Insulators , LTD , Japan)

مقره بشقابی نوع معمولی 254×146	مقره بشقابی نوع ضد مه 254×146	
۲۵۴	۲۵۴	قطر مقره، میلیمتر
۱۴۶	۱۴۶	ارتفاع مقره، میلیمتر
۴۳۲	۲۹۲	فاصله خزندگی، میلیمتر
۱۲۵	۱۱۰	ولتاژ مجاز ضربه
۱۳۰	۱۱۰	ولتاژ سوراخ شدن مقره
۹۵	۷۸	خشک
۵۰	۴۵	تر
۱۳۵	۱۲۰	مثبت
۱۴۵	۱۲۵	منفی
۸۵	۷۰	خشک
۴۵	۴۰	تر

جدول (۲) - ولتاژ تحمل مقره های بشقابی در ولتاژهای مختلف

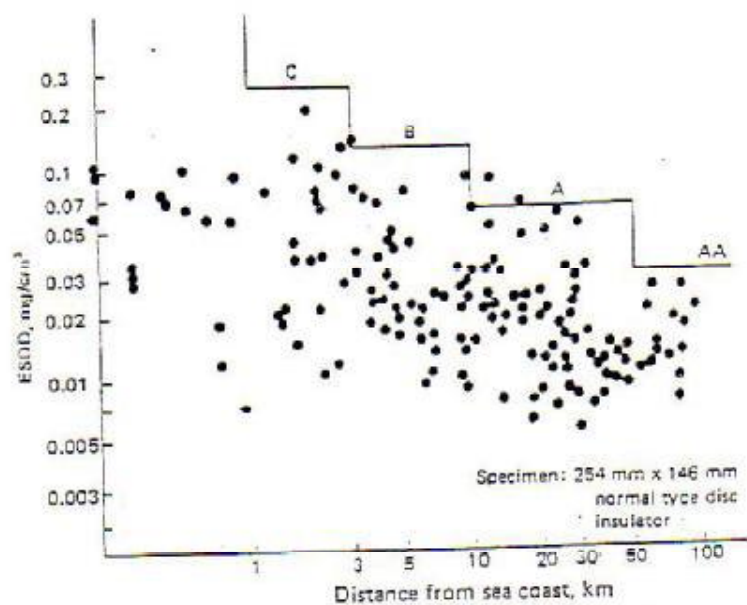
(IEC, Cat 515 MZ . 515MC & CA , 714 L D- 714 L Y |MFJ B` s Mn-037)

نوع مقره بشقابی	قطر دایره میلیمتر	طول مقره میلیمتر	فاصله خزندگی بشقابی
۲۴۵ میلیمتری نوع نرمال	۲۵۴	۱۴۶	۲۹۲
۲۵۴ میلیمتری نوع ضد مه	۲۵۴	۱۴۶	۴۳۲
۲۸۰ میلیمتری نوع نرمال	۲۵۴	۱۷۰	۳۷۰
۲۸۰ میلیمتری نوع ضد مه	۲۵۴	۱۷۰	۵۵۰

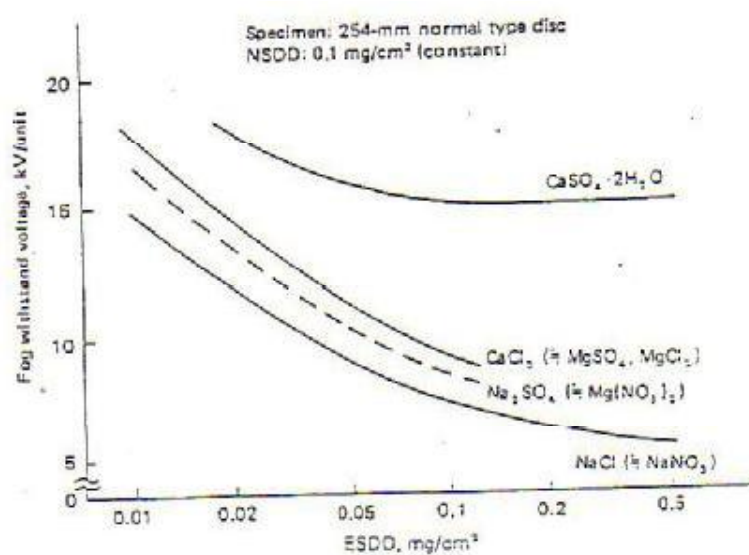
جدول (۳) - فاصله خزندگی چند نوع مقره بشقابی

ولتاژ سیستم بر حسب کیلووات	کلاس آلودگی محیط	مقره بشقابی نوع معمولی 254×146	مقره بشقابی نوع ضد مه 254×146
۶۹	A	۴	۵
	B	۴	۶
	C	۵	۷
	D	۵	۷
۱۳۸	A	۸	۱۰
	B	۸	۱۲
	C	۹	۱۳
	D	۹	۱۴
۲۳۰	A	۱۲	۱۶
	B	۱۳	۱۹
	C	۱۴	۲۲
	D	۱۵	۲۳
۳۴۵	A	۱۶	۲۴
	B	۱۸	۲۸
	C	۲۱	۳۲
	D	۲۳	۳۵
۵۰۰	A	۲۴	۳۵
	B	۲۷	۴۱
	C	۳۰	۴۷
	D	۳۳	۵۰

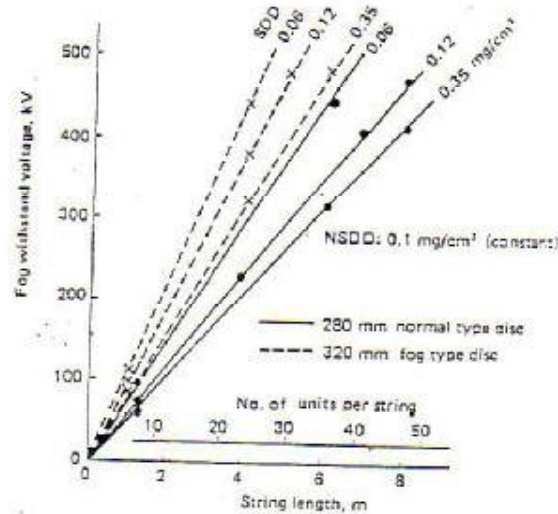
جدول (۴) - تعداد مقره های خطوط انتقال نیرو با توجه به درجه آلودگی منطقه



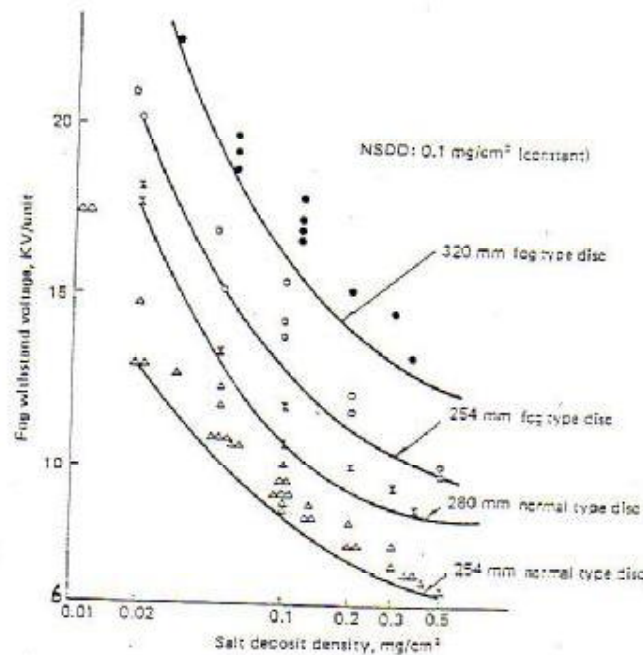
شکل (۱) - رابطه $ESDD$ با فاصله خط انتقال از دریا



شکل (۲) - تاثیر نوع املاح موجود در سطح مقره ها در میزان ولتاژ مجاز



شکل (۳) - رابطه طول زنجیره مقعره ها با ولتاژ ضربه مجاز



شکل (۴) - رابطه ولتاژ مجاز و میزان املاح برای چند نمونه از مقعره های نوع بشکافی معمولی و ضد مه

Dimensions of Insulators

Type of disc	M & E rating, ton	Unit spacing, H, mm	Shed diameter, D, mm	Creepage distance, L, mm
254 mm normal	12	146	254	292
254 mm fog	12	146	254	420
280 mm normal	21	170	280	370
320 mm fog	21	170	400	560

تمرین ۱-

در صورتی که مقدار Cfo در یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت ۷۰۰ کیلوولت باشد، حداقل فاصله هوایی فازها از بدنه برجها و حداقل تعداد مقره ها (از نوع بشقابی با ارتفاع ۱۴۶ میلیمتر) چقدر است؟

راه حل:

ابتدا به کمک رابطه (۲۰) حداقل فاصله هوایی فازها از بدنه برجها را می توان به صورت زیر محاسبه نمود:

$$L = \frac{8}{\frac{3400}{700} - 1} = 2.074 \quad \text{متر}$$

با توجه به مقدار L تعداد مقره ها به صورت زیر محاسبه می گردد:

$$L = \frac{2.074}{0.146} = 14.2 \quad \text{تعداد مقره}$$

بر این مبنا حداقل تعداد مقره مورد نیاز دیدگاه اضافه ولتاژ ناشی از کلیدزنی ۱۴ عدد می باشد.

پارامترهای هوا شناسی	مقدار	مقیاس
درجه حرارت هوا	۲۰	درجه سانتیگراد
فشار هوا	۷۶	میلیمتر جیوه
رطوبت هوا (فشار بخار)	۱۵/۲۵	میلیمتر جیوه
رطوبت مطلق	۱۱	گرم در متر مکعب
مقاومت باران	۱۷۸۰۰	اهم سانتیمتر
میزان بارش باران	۵۰	میلیمتر در دقیقه
زاویه بارش باران	۴۵	درجه

جدول (۱) شرایط استاندارد هواشناسی در کشور آمریکا و کانادا

ولتاژ اسمی کیلوولت	ولتاژ کلید زنی $4.U \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$	تعداد مقره
۶۹	۲۲۵	۴
۱۱۵	۳۷۵	۵
۱۳۸	۴۴۵	۶
۱۶۱	۵۲۰	۷
۲۳۰	۷۴۵	۱۰
۲۸۷	۹۳۰	۱۳
۳۴۵	۱۱۲۰	۱۵

جدول (۲) تعداد مقره های کلید زنی

(Transmission & Distribution Reference Book , Page 584)

ولتاژ نامی کیلوولت	BIL کیلوولت	تعداد مقره
۶۹	۳۵	۴ - ۶
۱۱۵	۴۵۰	۷ - ۹ نوع آویزان

۱۰-۸ نوع آویزان	۵۵۰	۱۳۸
۱۲	۸۲۵-۹۰۰	۲۳۰
۱۶	۱۰۵۰	۲۸۷
۱۸	۱۱۷۵-۱۳۰۰	۳۴۵
۲۴	۱۵۵۰	۵۰۰
۳۵-۳۰ نوع V شکل	۲۱۸۰-۲۳۰۰	۷۶۵

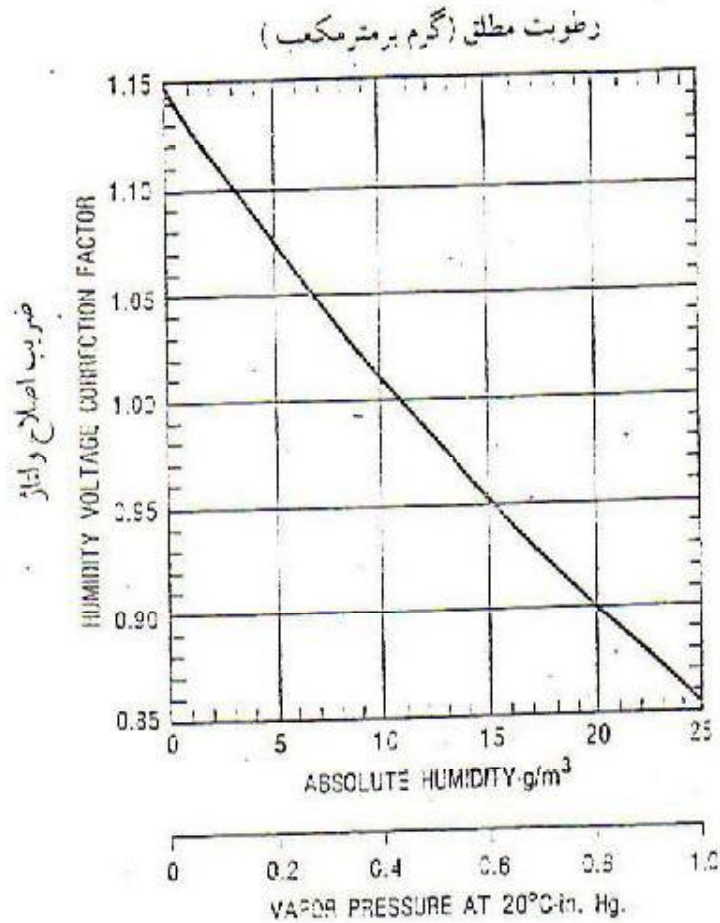
جدول (۳)- مقدار BIL در سطوح مختلف ولتاژ با توجه به شرایط طراحی در کشورهای آمریکا و کانادا
(Transmission Line Reference Book , Page 564)

ولتاژ کلیدزنی کیلوولت	ولتاژ خط انتقال کیلوولت
۷۵۰-۸۵۰	۳۰۰
۸۵۰-۹۵۰	۳۶۲
۹۵۰-۱۰۵۰	۴۲۰
۱۰۵۰-۱۱۷۲	۵۲۵
۱۳۰۰-۱۴۲۵-۱۵۵۰	۷۶۵

جدول (۴)- مقدار ولتاژ استاندارد و کلیدی طبق استاندارد IEC
Technical Guide , NGK Isulators LTD, Cat. No. 91H. Page 78 first Revision .1989

مقدار K	ولتاژ خط کیلوولت
۴	۳۳
۳/۳	۶۶
۳/۳	۱۵۴
۲/۸	۲۷۸
۲	۵۰۰

جدول (۵)- رابطه k در سطوح مختلف ولتاژ (مرجع ۳)



Standard Meteorological Condition in Canada & USA

Air temprature	20 oC
Barometric pressure	760 mm - Hg
Humidity :	
Vapor pressure	15.2 mm - Hg
Absolute humidity	11 g/m ³
Rainfall resistivity	17800 ohm . Cm
Rate of precipitation	5 mm/min
Angle of precipitation	45

شکل (۱) - ضرب اصلاح ولتاژ با توجه به میزان رطوبت

تمرین

در یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت صاعقه ای با جریان ۶۵ کیلو آمپر به برج برخورد نموده است، با توجه به شرایط زیر ابتدا میزان اضافه ولتاژ را محاسبه و سپس با توجه به آن حداقل فاصله هوایی بین هادی با بدنه برج را به دست آورید:

$$K = 0.8 \quad C = 0.2 \quad Z = 30 \text{ohm} \quad K_f = 1.31 \quad \delta = 0.9$$

راه حل:

ابتدا به کمک رابطه (۲۷) و اطلاعات داده شده مقدار $V_{50\%}$ محاسبه و سپس با آگاهی از مقدار آن حداقل فاصله هوایی هادیها با بدنه برجها به کمک رابطه (۲۹) محاسبه می شود:

$$V_{50\%} = \frac{65 \times (0.80 - 0.20) \times 230 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}}{\frac{1.31}{0.90}} = 941 \text{ کیلوولت}$$

با جایگذاری مقدار $V_{50\%}$ در رابطه (۲۹) حداقل فاصله هوایی لازم به دست می آید:

$$L = \frac{941 - 80}{0.55} = 1565 \text{ میلیمتر}$$

با توجه به محاسبات بالا حداقل فاصله فازها تا بدنه برجها حداقل باید ۱۵۶۵ میلیمتر باشد، البته در عمل چون عوامل دیگری نیز در این رابطه دخالت دارند که در مجموع سبب افزایش فاصله فازها تا برج می گردد.

مقادیر استاندارد اضافه ولتاژ

چون اضافه ولتاژهای ناشی از برخورد صاعقه با خطوط انتقال نیرو بر مبنای احتمالات و تجارب گذشته به دست می آید در نتیجه تقریبی است و ممکن است از منطقه ای به منطقه دیگر متفاوت باشد. با توجه به اینکه برای طراحی تجهیزات الکتریکی لازم است ارقام مطمئنی به عنوان اضافه ولتاژ ناشی از برخورد صاعقه در دست باشد لذا با توجه به حوادث پیش آمده در کشورهای مختلف جهان و مدل سازهایی انجام شده ارقام معینی جهت اضافه ولتاژهای ناشی از برخورد صاعقه برای طراحی خطوط انتقال نیرو و تجهیزات در نظر گرفته می شود که در جدول (۱) ارقام متداول در کشورهای اروپا و آمریکا نشان داده شده است.

ولتاژ نامی KV	اضافه ولتاژ صاعقه KV
۲۴	۹۵ - ۱۲۵
۳۶	۱۳۵ - ۱۷۰
۵۲	۲۵۰
۷۲/۵	۳۲۵
۱۴۵	۴۵۰ - ۵۵۰ - ۶۵۰
۲۴۵	۶۵۰ - ۷۵۰ - ۸۵۹ - ۹۵۰ - ۱۰۵۰
۴۲۰	۱۰۵۰ - ۱۱۷۵ - ۱۳۰۰ - ۱۴۲۵

جدول (۱) اضافه ولتاژهای ناشی از صاعقه در چند سطح مختلف ولتاژ

تمرینات فصل شانزدهم

- ۱- میزان ولتاژ بی باری یک خط انتقال یک مداره ساده ۲۳۰ کیلو ولت به طول ۵۰۰ کیلومتر را محاسبه نمائید. مقادیر راکتانس و سوسپتانس خط انتقال را معادل یک خط موجود در نظر بگیرید.
- ۲- در صورتی که اضافه ولتاژ کلیدزنی برای یک خط انتقال ۴۰۰ کیلوولت باشد، تعیین کنید حداقل فاصله فازها تا بدنه برج.
- ۳- در یک خط انتقال ۴۰۰ کیلوولت میزان اضافه ولتاژ ناشی از کلیدزنی ۱۳۵۰ کیلوولت می باشد، تعیین کنید حداقل تعداد مقره مورد نیاز برای هر زنجیره، در صورتیکه مقره های مورد استفاده از نوع بشقابی معمولی با ابعاد 245×146 میلیمتر باشد.
- ۴- در یک خط انتقال نیرو ۲۳۰ کیلوولت اضافه ولتاژ ناشی از صاعقه ۱۰۵۰ کیلوولت می باشد، با توجه به روابط ارائه شده در کتاب به سئوالات زیر پاسخ دهید:
 - حداقل فاصله هوایی فازها از بدنه برج ها
 - حداقل تعداد مقره (نوع بشقابی معمولی با ابعاد 245×146)
- ۵- در یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت اضافی ولتاژ ناشی از کلیدزنی ۶۵۰ و اضافه ولتاژ ناشی از صاعقه ۱۰۵۰ کیلوولت است، تعیین کنید:
 - حداقل فاصله فازها از بدنه برجها
 - حداقل تعداد مقره مورد نیاز (از نوع بشقابی 245×146 میلیمتر)

فصل هفتم: یراق آلات خط انتقال

(Line Hardware and conductor Accessories)

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، ب- سهولت تولید، ج- سهولت نصب د- قابلیت جابجایی، ه- قیمت تمام شده.

۱) انواع اتصالات: به طور کلی در یک تقسیم بندی عمومی که در آن تنها رفتار مکانیکی یراق آلات مورد توجه باشد می توان این تجهیزات را به دو گروه عمده زیر تقسیم بندی نمود:

۱-۱) **یراق آلات آماده نصب:** در این گروه قطعه ساخته شده در کارخانه بلافاصله در محل مصرف قابل استفاده است.

۱-۲) **یراق آلات نیمه آماده (یراق آلاتی که در زمان نصب نیاز به تغییر شکل دارند):** در این گروه به علت اینکه بخشی از فرآیند ساخت در محل مصرف انجام می شود رفتار مکانیکی قطعه در اثر وجود تفاوت های اجرائی به هنگام نصب دستخوش تغییر می شود. ذکر این نکته ضروریست که در این فهرست تنها نام قطعه و کاربرد آن جهت آشنایی آمده و ممکن است تحت یک نام مشخص انواع گوناگونی از قطعه وجود داشته باشد.

• اتصالات آماده نصب:

۱. پیچ U شکل (U_Bolt).
۲. حلقه (Chain).
۳. مهاربند (Shackle).
۴. طول افزا (Extension link).
۵. چشمی - توپی (Eye_Ball).
۶. دوشاخه - توپی (Clevis_Ball).
۷. دوشاخه - چشمی (Clevis_Eye).
۸. مادگی - چشمی (Socket_Eye).
۹. مادگی - دوشاخه (Socket_Clevis).
۱۰. یوک پلیت (Yoke plat).
۱۱. پیچ مهار (Turn Buckle).
۱۲. کلمپ آویزی (Suspension clamp).

• اتصالات نیمه آماده:

۱. کلمپ انتهایی (Dead End Clamp).
۲. کابلشو سیم جامپر (Jumper Terminal).
۳. اتصال میانی کابل (Conductor Joint).

۴. غلاف تعمیری کابل (Repair Sleeve).

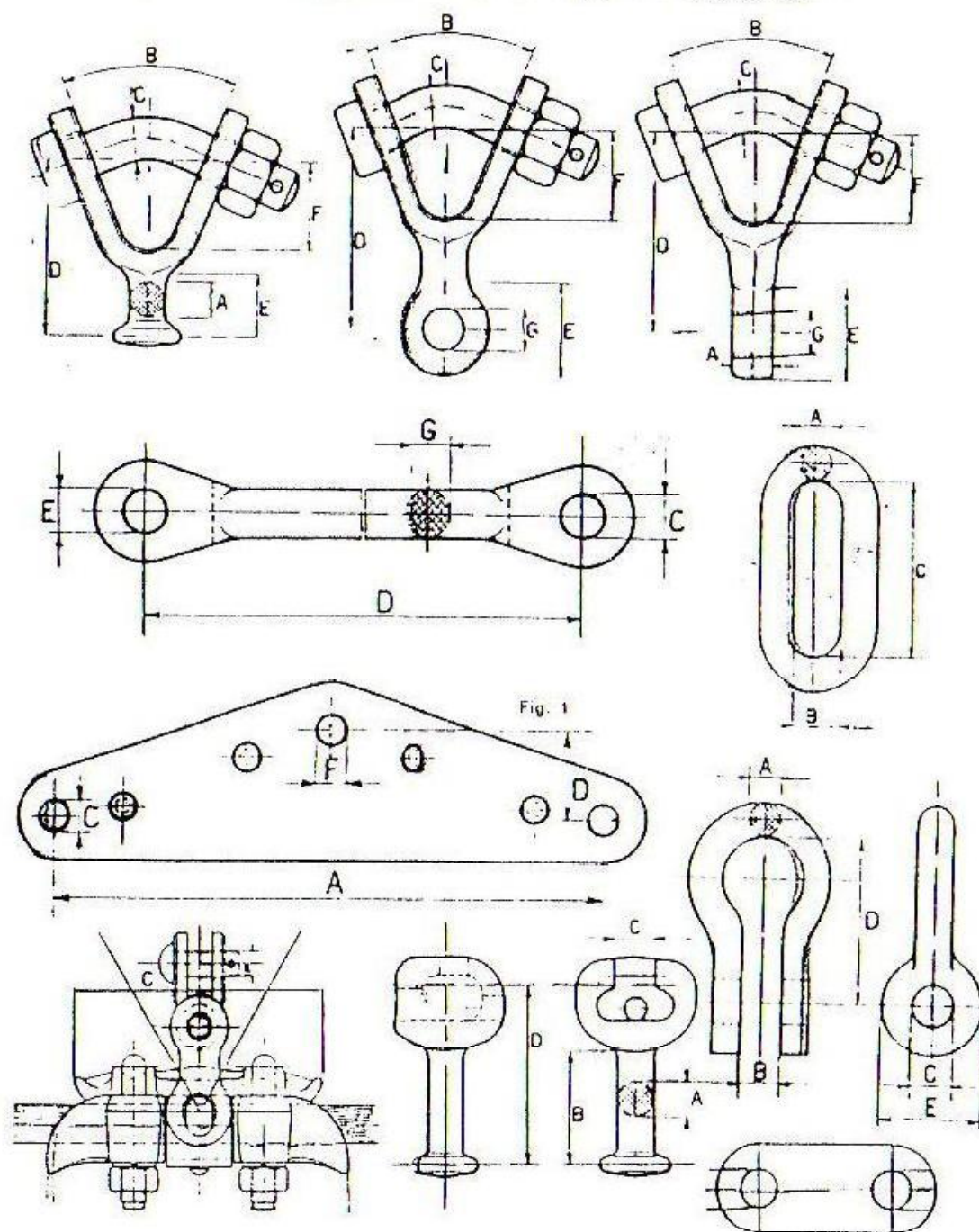
• تجهیزات ویژه:

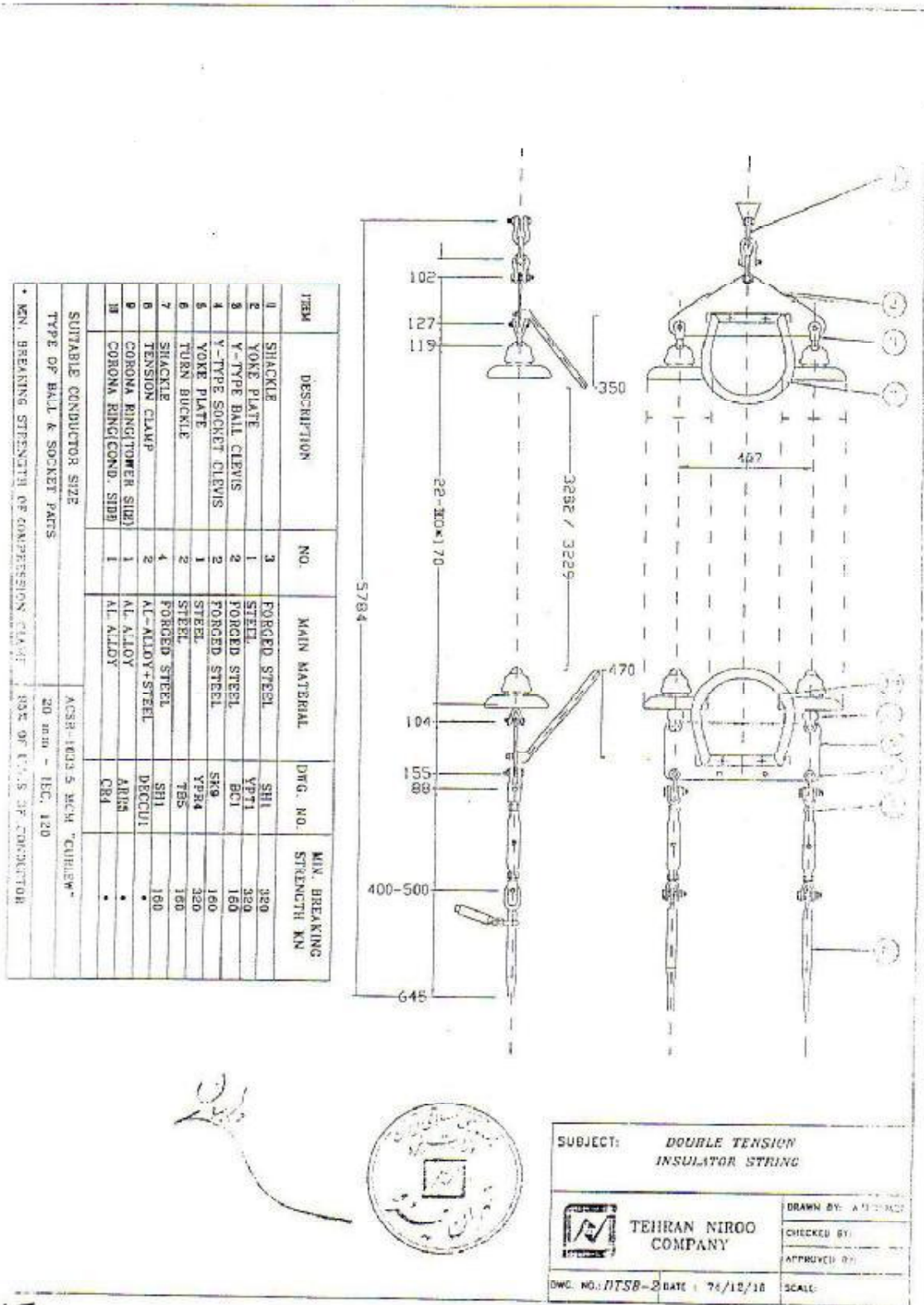
۱. جداکننده (Spacer).
 ۲. ارتعاش گیر (Vibration Damper).
 ۳. جداکننده ارتعاش گیر (Spacer Damper).
 ۴. میله های محافظ (Armour Rod).
 ۵. شاخک برقگیر (Arcing Horn).
 ۶. حلقه برقگیر (Arcing Ring).
 ۷. حلقه تنظیم ولتاژ (Grading Ring).
 ۸. حلقه کرونا (Corona Ring).
- همچنین جهت اتصال سیم محافظ هوایی و سیم زمینی به بدنه برج و نیز افزایش طول آن از یراق آلات زیر استفاده می شود:

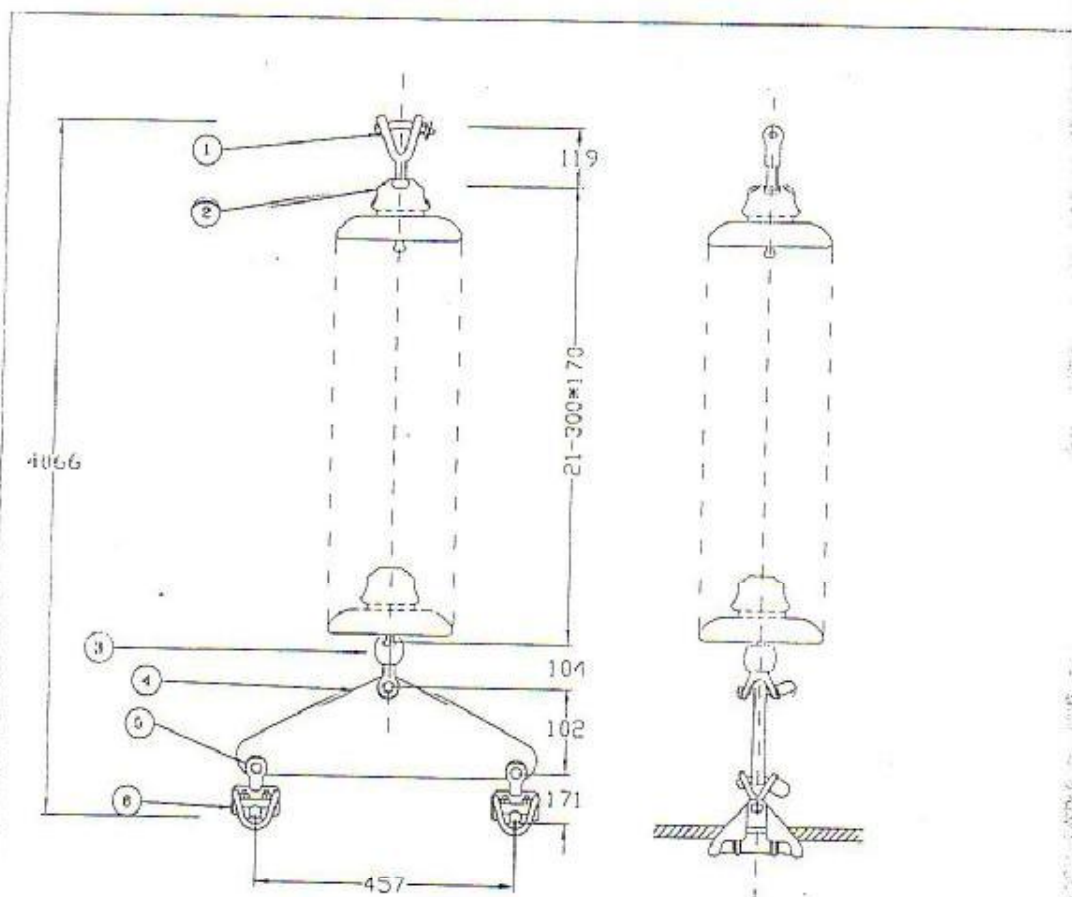
کلمپ اتصال به برج (Tower Bonding Clamp).

کلمپ شیار موازی (Parallel Groove Clamp).

شکل یوخی از یراق آلات مورد استفاده در خطوط انتقال انرژی .







	DESCRIPTION	NO.	MAIN MATERIAL	MIN. BREAKING STRENGTH KN	DWG. NO.
1	Y-TYPE BALL CLEVIS	1	FORGED STEEL	100	BC1
2	INSULATORS	1	PORCELAIN OR GLASS	100	-
3	Y-TYPE SOCKET CLEVIS	1	FORGED STEEL	100	SK9
4	YOKE PLATE	1	STEEL	100	YPT7-1
5	V-CLEVIS EYE	2	FORGED STEEL	100	CE4
6	SUSPENSION CLAMP	2	AL-ALLOY+STEEL	120	SC8
SUITABLE CONDUCTOR SIZE			ACSR 1033.3 MCM "CUNLEW"		
TYPE OF BALL & SOCKET PARTS			20 mm - IEC, 120		
MIN. BREAKING STRENGTH OF STRING			100 KN (EXCEPT SUSP. CLAMP)		

SUBJECT: JUMPER STRING ASS'Y



TEHRAN NIROO
COMPANY

DRAWN BY: A.B. (Tajdary)

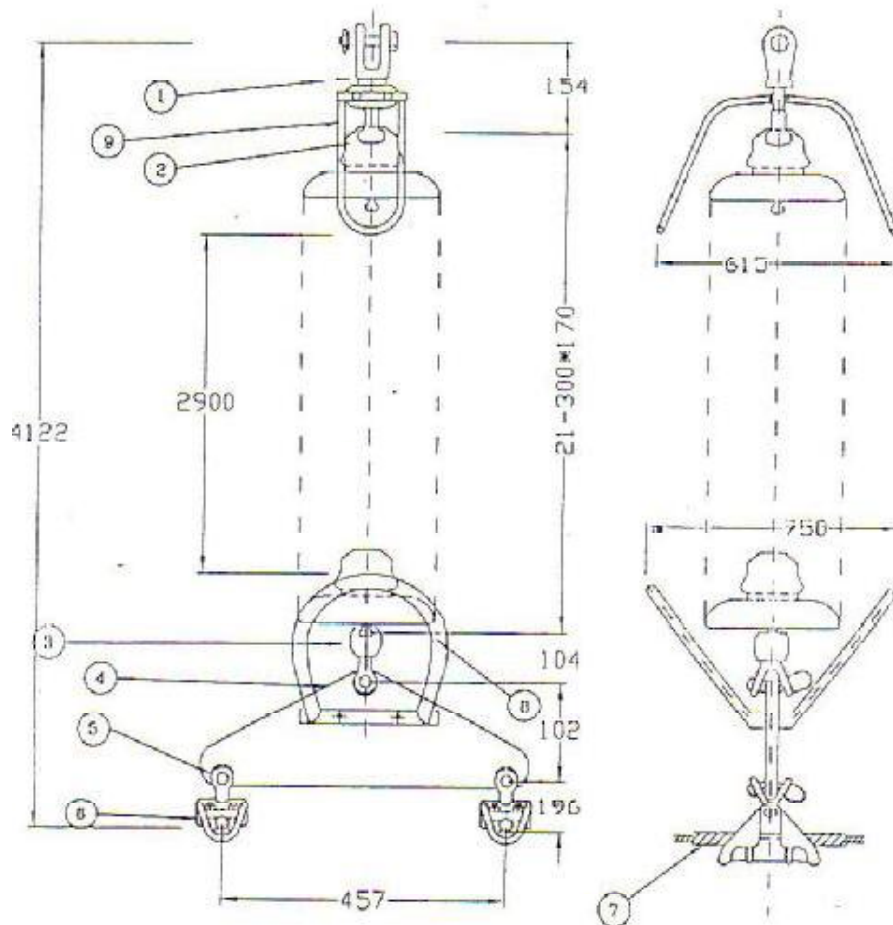
CHECKED BY:

APPROVED BY:

DWG. NO.: JSCU2

DATE: 74/12/18

SCALE: N.T.S



	DESCRIPTION	NO.	MAIN MATERIAL	MIN. BREAKING STRENGTH KN	DWG. NO.
1	Y-TYPE BALL CLEVIS	1	FORGED STEEL	100	UC4
2	INSULATORS	1	PORCELAIN OR GLASS	100	-
3	Y-TYPE SOCKET CLEVIS	1	FORGED STEEL	100	SKP
4	YOKE PLATE	1	STEEL	100	YPT7-1
5	V-CLEVIS EYE	2	FORGED STEEL	100	CE4
6	SUSPENSION CLAMP	2	AL-ALLOY+STEEL	120	SC9
7	ARMOUR ROD	1	AL-ALLOY		AR1
8	CORONA RING	1	AL-ALLOY		CR1
9	CORONA RING	1	AL-ALLOY		CR1
SUITABLE CONDUCTOR SIZE			ACSR 1033.5 MCM "CURLY"		
TYPE OF BALL & SOCKET PARTS			20 mm - IEC, 120		
MIN. BREAKING STRENGTH OF STRING			100 KN (EXCEPT SUSP. CLAMP)		

SUBJECT: SINGLE
SUSPENSION INSULATOR
STRING



TEHRAN NIROO
COMPANY

DRAWN BY: A.B.TAJDARY

CHECKED BY:

APPROVED BY:

DWG. NO.: 55SC02

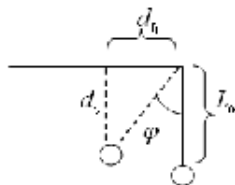
DATE: 14/10/10

SCALE: N.T.S

فصل سیم: تعیین فاصله فازها از یکدیگر، برج و زمین

- به طور کلی امکان بروز جرقه بین فازها به طرق مختلف ممکن است به وجود آید:
۱. احتمال ایجاد جرقه بین فاز با زمین از طریق مقره ها به بدنه برج ها در اثر نشست املاح و مواد آلوده در روی مقره ها تحت ولتاژ نامی یا اضافه ولتاژ.
 ۲. احتمال ایجاد جرقه در اثر اضافه ولتاژها در مسیر هوایی یا جرقه گیرهای دو سر مقره.
 ۳. احتمال برخورد فازهای مجاور به هم در اثر وزش بادهای تند.
 ۴. احتمال ایجاد جرقه بین فاز و بدنه برج ها در اثر وزش باد همراه با انحراف مقره ها.
 ۵. احتمال برخورد فازها در وضعیت جایگذاری عمودی در اثر گالوپینگ.
 ۶. احتمال بروز جرقه بین سیم محافظ و فازها در اثر اصابت صاعقه.
 ۷. احتمال ایجاد جرقه بین پایین ترین نقطه فازها (در روزهای گرم)، در اثر اضافه ولتاژها و عدم حفظ فاصله مجاز با زمین.
 ۸. احتمال ایجاد جرقه بین فازهای مجاور خط انتقال به هم یا با تأسیسات موجود در حریم در صورت عدم رعایت فواصل کافی با نوسانات هادی ها در اثر وزش بادهای تند.
- این حوادث عمدتاً در اثر وزش باد، وجود آلودگی، اضافه ولتاژهای ناشی از کلیدزنی، صاعقه و اضافه ولتاژهای موقتی سیستم به وجود می آیند، که باید با طراحی مناسب و جایگذاری هادی ها در فواصل کافی احتمال وقوع آنها را تا حد ممکن کاهش داد.

- (۱) تأثیر نوسانات هادی ها: انواع مختلف نوسانات هادی ها باعث پیشروی یا جهش هادی ها و همچنین انحراف زنجیره مقره ها و در نتیجه نزدیک شدن فاز به بدنه برج ها می گردند، که لازم است در تعیین فاصله فاز با بدنه، فاز با فاز، فاز با سیم محافظ مدنظر قرار گیرد.
- (۱-۱) **تنظیم فاصله فاز با بدنه:** در اثر وزش باد زنجیره مقره ها به سمت برج ها نزدیک یا دور می شوند. در صورتیکه انحراف زنجیره مقره ها به سمت برج ها باشد، فاصله مؤثر فاز با بدنه و بازوی برج کم می شود.



شکل (۱)

$$(1) d_h = L_{in} \cdot \sin(\varphi)$$

$$(2) d_v = L_{in} \cdot \cos(\varphi)$$

L_{in} : طول زنجیره مقرر.

d_v : فاصله عمودی فاز با بازوی برج در اثر انحراف مقرر ها.

d_h : پیشروی هادی ها به سمت بدنه برج در اثر انحراف مقرر ها.

φ : زاویه انحراف زنجیره مقرر.

۲-۱) تنظیم فاصله فازها

۲) تعیین حداقل فاصله عمودی فازها:

$$(3) D = K \cdot \sqrt{L_{in} + F} + \frac{U}{150}$$

D : حداقل فاصله بین فازها (متر).

K : ضریبی است مشخص که برای هادی های ACSR حدود ۰.۶۵ می باشد

F : فلش یا افت ارتفاع هادی نسبت به حالت افقی (متر).

U : ولتاژ ماکزیمم فاز با فاز (کیلوولت).

۳) فاصله هادی تا زمین: در تعیین این فاصله باید به دو نکته توجه نمود:

- مقدار ولتاژ:
- شرایط زیر خط انتقال:

$$(4) H = C + \frac{U}{150}$$

$$(5) H_t = L_{in} + D_{sc} + F + H$$

مقدار $\frac{U}{150}$ در جهت حفظ حداقل فاصله الکتریکی در نظر گرفته شده است.

C : مقدار ثابتی است متناسب با تأسیسات زیر خط انتقال.

U : ولتاژ خط انتقال نیرو (کیلوولت).

H_t : ارتفاع برج.

D_{sc} : فاصله عمودی سیم محافظ با محل اتصال زنجیره مقرر ها با برج.

H : حداقل فاصله از زمین.

F : فلش یا افت ارتفاع هادی نسبت به حالت افقی به متر.

- مقدار C عبارت است از :

عبور از روی خیابان ها و اتوبان ها = ۸ متر	عبور از روی ریل راه آهن = ۱۰ متر
عبور از مزارع = ۶.۵ متر	مناطق عبور پیاده = ۶ متر
عبور از روی شبکه های مخابراتی = ۳.۵ متر	امتداد جاده های فرعی = ۷ متر
	عبور از روی شبکه های توزیع = ۳ متر.

(۴) فاصله خطوط انتقال از طرفین: (حریم های درجه یک و دو).

(۵) تعیین فواصل فازي: در جداول ۱و۲ و ۳ یک نمونه از محاسبات بر مبنای آلودگی منطقه، اضافه ولتاژهای کلیدزنی و اضافه ولتاژهای ناشی از صاعقه ارائه گردیده است.

(۶) تعیین حداقل فاز تا بدنه برج:

$$(6)L_s = \frac{8}{\frac{3400}{V_{sw}} - 1}$$

$$(7)L_L = \frac{V_{L50\%} - 80}{550}$$

$$(8)NI = \frac{L}{h}$$

$$(9)L_{in} = NI.h$$

L_s : حداقل فاصله هوایی مورد نیاز از دیدگاه ولتاژ کلیدزنی (متر).

L_L : حداقل فاصله هوایی مورد نیاز از دیدگاه ولتاژ صاعقه (متر).

L : حداقل فاصله هوایی مورد نیاز که برحسب مورد یا L_s یا L_L می باشد. (هر کدام بزرگتر باشد)

V_{sw} : اضافه ولتاژ ناشی از کلیدزنی برحسب کیلوولت.

$V_{L50\%}$: اضافه ولتاژ ناشی از صاعقه برحسب کیلوولت.

h : ارتفاع مؤثر مقرر ها (بشقابی معمولی ۴۶ میلیمتر است).

L_{in} : طول زنجیره مقرر.

(۷) تعیین حداقل فاصله افقی فازها: در جدول ۲-۱۸ توضیح داده شده است.

$$(10)D = L + L_{in} \cdot \sin(\varphi)$$

$$\text{if } : d_v > L \Rightarrow L'_{in} = \frac{L}{\cos(\varphi)}$$

$$(11)D_{new} = L + L'_{in} \cdot \sin(\varphi)$$

L_{in} : طول زنجیره مقرر در شرایط نرمال.

L'_{in} : طول زنجیره مقرر پس از اصلاح.

۵۰۰ KV	۴۰۰ KV	۲۴۵ KV	۲۳۰ KV	۱۵۴ KV	۶۶ KV	۳۳ KV	
۶۸۰		۳۷۴		۲۰۹	۹۰	۴۵	ولتاژ مجاز، KV $1.15 \times 1.3 \times E / 1.1$
۰/۳ برای مناطقی با آلودگی سبک ۰/۳۵ برای مناطقی با آلودگی سنگین							درجه آلودگی یا دانسیته نمک mg/cm^2
۳۰/۲ برای مناطقی با آلودگی سبک ۴۳/۰ برای مناطقی با آلودگی سنگین							فاصله خزندگی لازم برای هر واحد از ولتاژ مجاز mm/KV
۲۰۶۱۰		۱۱۲۹۰		۶۳۲۰	۲۷۱۰	۱۳۶۰	مجموع فاصله خزندگی برای مناطق با آلودگی سبک
۲۹۳۵۰		۱۶۰۷۰		۹۰۰۰	۳۸۶۰	۱۹۳۰	مجموع فاصله خزندگی برای مناطق با آلودگی سنگین

جدول (۱)- تعیین فواصل با توجه به درجه آلودگی منطقه

۵۰۰ KV	۴۰۰ KV	۲۴۵ KV	۲۳۰ KV	۱۵۴ KV	۶۶ KV	۳۳ KV	
۳/۶	۴/۰	۵/۱	۵/۵	۶/۰	۶/۰	۷/۳	جریان فاز تا فاز β, KV
$K=1.12 \times 1.05 \times 1.05 = 1.235$							ضریب اصلاح (K)
۲۰۰۰	۱۷۵۰	۱۵۶۰	۱۴۰۰	۱۰۲۰	۴۴۰	۲۷۰	۵۰ درصد FOV کیلوولت $\sqrt{2}/\sqrt{3} \times \beta \times K \times 1.1 \times U$
۶۰۵۰	۵۰۰۰	۳۸۰۰	۳۳۰۰	۲۰۰۰	۸۰۰	۵۰۰	فاصله مورد نیاز میلیمتر

جدول (۲) - تعیین فواصل فازی با توجه به اضافه ولتاژهای ناشی از کلیدزنی

۵۰۰ KV	۴۰۰ KV	۲۴۵ KV	۲۳۰ KV	۱۵۴ KV	۶۶ KV	۳۳ KV	
۱۸۴۰	۱۴۵۰	۱۲۹۰	۱۱۰۰	۶۹۰	۳۸۰	۳۳۰	۵۰ درصد FOV فاز به زمین، کیلوولت (V_1)
۲۴۰۰	۲۱۰۰	۱۸۶۰	۱۶۸۰	۱۲۶۰	۹۴۵	۸۹۵	۵۰ درصد FOV کیلوولت $\sqrt{2} = 1.89S (S=300)$
۴۲۳۰	۳۶۰۰	۳۰۴۰	۲۸۷۰	۲۱۵۰	۱۵۶۰	۱۴۸۰	فاصله مورد نیاز میلیمتر

جدول (۳) - تعیین فواصل فازی با توجه به اضافه ولتاژهای ناشی از صاعقه

ولتاژ خطوط انتقال نیرو، کیلوولت							
۲۳۰	۱۶۱	۱۳۸	۱۱۵	۶۹	۴۶	۳۴/۵	شرایط زیر خط انتقال
۱۴	۱۰	۸	۷	۴	۳	۳	تعداد تقریبی مقره ها
۶/۰۸	۵/۰	۴/۱۷	۳/۵۰	۲/۰۸	۱/۵۸	۱/۵۸	فاصله نرمال هادی تا بدنه
۴/۹۲	۳/۵	۳/۰	۲/۵	۱/۵	۱/۰۸	۰/۸۳	حداقل فاصله از هر طرف (NESC)
۵/۰	۳/۵	۲/۷۵	۲/۱۷	۱/۲۵	۱/۰	۱/۰	حداقل فاصله تا بدنه برج
۷/۹۲	۵/۵۸	۴/۸۳	۴/۰۸	۲/۵۸	۱/۷۵	۱/۴۲	حداقل فاصله تا سیم مهار

جدول (۱-۱۸) حداقل تعداد مقره ها و فواصل فازی برج حداقل فاصله بر حسب فوت

سط ولتاژ، کیلوولت	فاصله فاز تا برج، متر	فاصله افقی فازها، متر	فاصله عمودی فازها، متر
۶۳	۱/۵ تا ۲/۰	۳ تا ۴	۲ تا ۳
۱۳۲	۲/۵ تا ۳/۰	۴ تا ۵	۴ تا ۵
۲۳۰	۳/۰ تا ۴/۰	۶ تا ۹	۶ تا ۸
۴۰۰	۴/۰ تا ۵/۵	۸ تا ۱۰	۸ تا ۱۰

جدول (۲-۱۸) فواصل فازی در چند سطح مختلف ولتاژ

حد اقل مقادیر H در سطوح مختلف ولتاژ (کیلوولت)								شرایط زیر خط انتقال
۲۳۰	۱۶۱	۱۳۸	۱۱۵	۶۹	۴۶	۳۴/۵	C	راه آهن
۳۷	۳۶	۳۵	۳۵	۳۳	۳۲	۳۲	۳۱	خیابانهای شهری و بزرگراهها
۳۱	۲۹	۲۸	۲۸	۲۶	۲۵	۲۵	۲۴	مناطق پیاده رو
۲۵	۲۴	۲۳	۲۲	۲۰	۱۹	۱۹	۱۸	مناطق زراعتی
۲۶	۲۵	۲۴	۲۳	۲۱	۲۰	۲۰	۱۹	امتداد جاده های فرعی
۲۸	۲۷	۲۶	۲۵	۲۳	۲۲	۲۲	۲۱	شبکه های مخابراتی
۱۳	۱۲	۱۱	۱۱	۹	۸	۸	۷	خطوط توزیع زیر ۵۰ کیلوولت
۱۲	۹	۹	۹	۷	۶	۶	۵	

جدول (۳-۱۸) حد اقل فاصله پایین ترین نقطه هادی (مقادیر C و H) از زمین بر حسب فوت

بر اساس مقررات (National Electric Safety Code) NESC آمریکا [۴۷]

ولتاژ خطوط انتقال نیرو، کیلوولت					
۴۰۰	۲۳۰	۱۳۲	۶۳	۲۰	
۲۰	۱۷	۱۵	۱۳	۳	حریم درجه یک
۵۰	۴۰	۳۰	۲۰	۵	حریم درجه دو
۱۴	۱۲	۱۰	۹	۲	حریم درجه سه

جدول (۳-۱۸) حریم خطوط انتقال از هر طرف برج نسبت به سایه هادی های طرفین، بر حسب متر

تمرینات فصل هیجدهم

- ۱- در یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت اضافه ولتاژ ناشی از صاعقه ۱۰۵۰ کیلوولت می باشد، از این دیدگاه حداقل فاصله هر فاز تا بدنه پایه چقدر است؟
- ۲- در یک خط انتقال ۱۳۲ کیلوولت، فازها به صورت جایگذاری عمودی و کاملاً روی هم قرار گرفته اند. اگر اضافه ولتاژ ناشی از کلیدزنی به ترتیب ۶۵۰ و ۴۵۰ کیلوولت باشند، حداقل فاصله افقی و عمودی فازها تا بدنه برج را در شرایط آب و هوایی استاندارد و بدون احتساب انحراف زنجیره مقرر ها در اثر وزش باد تعیین نمایید.
- ۳- اگر در تمرین دو نوع هادی Hawk و سرعت وزش باد ۲۵ متر بر ثانیه باشد، حداقل فاصله فازها تا بدنه برج را بدست آورید؟
- ۴- در یک خط انتقال ۲۳۰ کیلو ولت که هادی های آن در وضعیت جایگذاری افقی قرار دارند، اضافه ولتاژهای ناشی از صاعقه و کلیدزنی به ترتیب ۹۵۰ و ۶۵۰ کیلوولت می باشند. اگر سرعت باد ۲۰ متر بر ثانیه و نوع هادی Curlew باشد به سؤالات زیر پاسخ دهید.
 - تعداد مقرر های مورد نیاز در زنجیره
 - طول زنجیره مقرر ها
 - حداقل فاصله فازها تا بدنه برج
 - حداقل فاصله فازها از یکدیگر

یک مسأله نمونه طراحی خط و راه حل آن

جهت برج های آویزی یک خط انتقال ۲۳۰ کیلوولت که از منطقه ای با رده آلودگی ۴cm/kv می گذرد از زنجیره I-String و سیم هادی دو باندل SQUAB که سایر اطلاعات آن نیز در زیر آمده استفاده گردیده است.

زاویه برج آویزی ۵ درجه و زاویه حفاظت ۲۰ درجه، فاصله ایمنی سیم هادی از زمین ۸.۶۹ متر، جریان عبوری ۷۰۰ آمپر، وزن زنجیره ۱۲۰ کیلوگرم، طول اتصالات زنجیره ۱۵ سانتیمتر و بازوی بلند برج ۸۰ سانتیمتر بیشتر از بازوهای کوچک فرض شود. CFO برای Lightning برابر ۹۵۰ کیلوولت و برای Switching برابر ۱۰۰۰ کیلوولت می باشد.

$$\begin{array}{l}
 \left. \begin{array}{l} S = 350m \\ S_w = 450m \\ S_v = 600m \end{array} \right\} \begin{array}{l} S \text{ standard} - 254 \times 146 - 290 - 12 \text{ Ton} \\ S \text{ standard} - 254 \times 146 - 430 - 16 \text{ Ton} \\ Fog - 254 \times 190 - 630 - 21 \text{ Ton} \end{array} \left\{ \begin{array}{l} \text{مقره های موجود} \\ \text{و اسپن ها} \end{array} \right.
 \end{array}$$

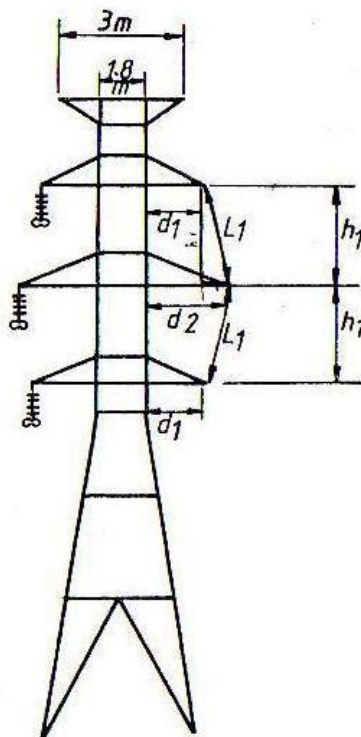
$$\begin{array}{ll}
 \text{Case II} \left\{ \begin{array}{l} Ice = 20mm \\ Wind = 40m/s \\ t = 0 \end{array} \right. & \text{Case I} \left\{ \begin{array}{l} ice = 40mm \\ Wind = 0 \\ t = -5^\circ C \end{array} \right. \\
 \text{Case III} \left\{ \begin{array}{l} ice = 0 \\ Wind = 0 \\ t = 15^\circ C \end{array} \right. & \text{Case IV} \left\{ \begin{array}{l} ice = 0 \\ Wind = 0 \\ t = 75^\circ C \end{array} \right.
 \end{array}$$

اگر ضریب اطمینان برای سیم در بدترین شرایط ۲ فرض شود و همین ضریب اطمینان در مقره منظور شود مطلوب است:

۱. تعداد و نوع مقره های آویزی و کششی این طرح.
 ۲. اگر برج به صورت شکل (۱) باشد مطلوب است حداقل فواصل h_1, L_1, d_2, d_1 .
 ۳. محاسبه ارتفاع کل برج (H).
 ۴. محاسبه شدت میدان و تلفات کرونا و اظهار نظر در مورد مقادیر آنها (با فرض اینکه فواصل متوسط هندسی و فازها برای یک مدار منظور شود و درجه حرارت ۲۰ درجه و فشار هوا ۷۰۰ میلیمتر جیوه، فرکانس ۵۰ و $F=0.048$ باشد)
 ۵. محاسبه توان انتقالی کل خط بر حسب (MVA).
 ۶. مدار معادل زنجیره آویزی.
 ۷. با فرض اینکه فواصل واقعی فازهای یک مدار از هم ۵.۵ متر باشد حداقل کثرت اسپن خط را به دست آورید.
- حل مسأله نمونه:
- در تمامی طراحی های مربوط به هادی و برج و اصولاً اجزای خط ابتدا بایستی شرایط کشش و فلش در حالت های مختلف را بررسی نمود.
- چون مشخصات هادی معلوم است فعلاً برای یک تک هادی محاسبات بارگذاری را انجام می دهیم. (در اینجا ضخامت یخ b فرض می گردد).

$$\omega_1 = \omega_0 + \pi b(b+d) \times 10^{-3} \times 0.913 = 1.24 + \pi \times 40(40 + 24.53) \times 10^{-3} \times 0.913$$

$$\omega_1 = 8.643 \text{ kg/m}$$



شکل (۱)

$$\omega'_2 = 1.24 + \pi \times 20(20 + 24.53) \times 10^{-3} \times 0.913 = 3.795 \text{ kg/m}$$

$$\omega''_2 = \frac{40^2}{16} (24.53 + 40) \times 10^{-3} = 6.453 \text{ kg/m}$$

$$\omega_2 = \sqrt{3.795^2 + 6.453^2} = 7.486 \text{ kg/m}$$

$$\omega_3 = \omega_0 = 1.24 \text{ kg/m}$$

$$\omega_4 = \omega_0 = 1.24 \text{ kg/m}$$

$$H_1 = 50\% \times U.T.S = 0.5 \times 10900 = 5450 \text{ kg}$$

$$f_1 = \frac{\omega_1 S^2}{8H_1} = \frac{8.643 \times 350^2}{8 \times 5450} = 24.31 \text{ m}$$

با داشتن شرایط اولیه در بدترین حالت یعنی یخ شدید (ω_1, t_1, H_1) می توانیم از معادله حالت، کشش و فلش را در سایر حالات محاسبه نمائیم.

$$H_2^3 + H_2^2 \left[\frac{AES^2 \omega_1^2}{24H_1^2} + \alpha AE(t_2 - t_1) - H_1 \right] = \frac{AES^2 \omega_2^2}{24}$$

$$H_2 = 4748 \text{ kg} \quad , \quad f_2 = 24.14 \text{ m}$$

$$H_3 = 820.6 \text{ kg} \quad , \quad f_3 = 23.13 \text{ m}$$

$$H_4 = 783.6 \text{ kg} \quad , \quad f_4 = 24.23 \text{ m}$$

۱- محاسبه تعداد و نوع مقره های مورد نیاز

الف- آلودگی:

$$\frac{230}{\sqrt{3}} \times 4Cm / kv = 531.16cm$$

$$N_1 = \frac{531.16}{29} = 18.31 \rightarrow 19$$

عدد

$$N_2 = \frac{531.16}{43} = 12.35 \rightarrow 13$$

عدد

$$N_3 = \frac{531.16}{63} = 8.43 \rightarrow 9$$

عدد

ب- رعد و برق:

$$Z = \frac{CFO - 80}{0.55} = \frac{950 - 80}{0.55} = 1581.82mm$$

K_1 ضریب مربوط به شاخک می باشد و آنرا ۰.۸ فرض می کنیم:

$$Z_0 = \frac{Z}{K_1} = \frac{1581.82}{0.8} = 1977.27mm$$

$$N_1 = \frac{1977.27}{146} = 13.54 \rightarrow 14$$

عدد

$$N_2 = \frac{1977.27}{146} = 13.54 \rightarrow 14$$

عدد

$$N_3 = \frac{1977.27}{190} = 10.41 \rightarrow 11$$

عدد

ج- کلیدزنی:

$$S = \frac{7.3}{(3830/CFO) - 1} = \frac{7.3}{\frac{3830}{1000} - 1} = 2.58m$$

$$N_1 = \frac{2.58 \times 1.05}{0.146} = 18.55 \rightarrow 19$$

عدد

$$N_2 = \frac{2.58 \times 1.05}{0.146} = 18.55 \rightarrow 19$$

عدد

$$N_3 = \frac{2.58 \times 1.05}{0.19} = 14.25 \rightarrow 15$$

عدد

تعداد مقره ها از دیدگاه الکتریکی در سه حالت محاسبه شد. حال محاسبات مکانیکی مقره را ابتدا برای زنجیره آویزی انجام می دهیم.

$$V_{max} = 8.643 \times 600 \times 2 = 10371.6kg$$

با توجه به دو باندل بودن داریم:

$$V_{max} = 10371.6 \times 2 = 20743.2kg$$

یعنی حدود ۲۱ تن نیروی مکانیکی لازم است که می توان به دو صورت تأمین نمود.

الف- دو سری مقره ۱۲ تنی به تعداد ۱۹ عدد.

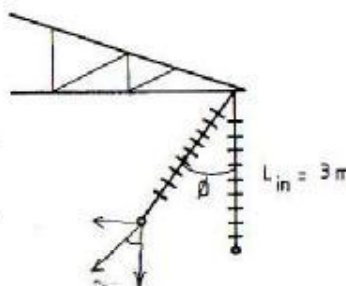
ب- یک سری مقره ۲۱ تنی به تعداد ۱۵ عدد.

که بهتر است با توجه به آلودگی و شرایط مقره های آویزی از مقره های ضد مه و ردیف (ب) استفاده شود. و برای مقره های کششی از مقره های استاندارد استفاده می شود چون حد گسیختگی سیم SQUAB برابر با 10900 کیلوگرم و باندول دوتایی می باشد. لذا بهتر است از مقره های ۱۲ تنی استفاده شود که بیشترین این نوع مقره یعنی ۱۹ عدد و برای تعمیر و نگهداری با افزایش یک مقره یعنی ۲۰ عدد و به صورت دوبل موازی استفاده می شود.

۲- محاسبه فواصل روی برج:

برای محاسبه فواصل بازوها ابتدا طول زنجیره و سپس میزان انحراف آنرا محاسبه می کنیم.

$$L_{in} = 15 \times 190 + 150 = 3000 \text{ mm} \text{ یا } 3 \text{ m}$$



$$\tan \phi = \frac{(\omega_w S_w + 2H \sin \alpha / 2) \times 2 + T_i / 2}{2\omega_v S_v + W_i / 2}$$

$$T_i = 0.254 \times 3 \times 0.5 \times \frac{V^2}{16} = 38.1 \text{ kg}$$

$$\tan \phi = 1.442 \quad \phi = 55.26^\circ$$

$$d_1 \geq L_{in} \sin \phi + U / 150 \geq 3.998 \approx 4 \text{ m}$$

$$d_2 = 4 + 0.8 = 4.8 \text{ m}$$

$$S = \text{Spacing} = K \sqrt{f + L_{in}} + U / 150 = 0.62 \sqrt{24.31 + 3} + 230 / 150 \Rightarrow S = 4.77 = L_1 (m)$$

$$h_1 = \sqrt{4.77^2 - 0.8^2} = 4.7 \text{ m}$$

۳- ارتفاع کل برج:

$$\tan 20 = \frac{4 - (3/2 - 0.9)}{3 + h_2}$$

$$h_2 = 6.34 \text{ m}$$

$$H = 8.69 + 24.31 + 3 + 2 \times 4.7 + 6.34 \Rightarrow H = 51.74 \text{ m}$$

۴- شدت میدان و تلفات کرونا:

$$\delta = \frac{3.92P}{273+t} = \frac{3.92 \times 70}{273+20} = 0.94$$

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

$$D = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}} = \sqrt[3]{2 \times 4.77 \times 4.7 \times 4.77} = 5.98 \text{ m}$$

$$r_c = \left[rn \left(\frac{S}{2 \sin \frac{\pi}{n}} \right)^{n-1} \right]^{1/n} \Rightarrow r_c = 7.42 \text{ Cm}$$

$$E_{\max} = 13.01 \text{ kv/cm}$$

$$V_{cr} = 21.1 \text{ m} \times \delta^{2/3} \times r_e \cdot \ln D/r \rightarrow r_e = 3 \text{ cm}$$

$$V_{cr} = 21.1 \times 0.8 \times (0.94)^{2/3} \times 3 \times L_n \frac{598}{1.226} = 300 \text{ kv}$$

$$V_{ph} = \frac{230}{\sqrt{3}} = 132.79 \text{ kv}$$

$$V_{ph/V_{cr}} = \frac{132.08}{300} = 0.44 < 1.8 \rightarrow F = 0.028, f = 50 \text{ HZ}$$

تلفات از فرمول پترسون:

$$P_c = 3 \times 21.1 \times f \times F \left(\frac{V_{ph}}{\log D/r} \right)^2 \times 10^{-6} \Rightarrow P_c = 0.21 < 0.6$$

نتیجه گیری:

هم گرادیان ولتاژ مورد قبول است و هم تلفات کرونا از حد مجاز کمتر می باشد.

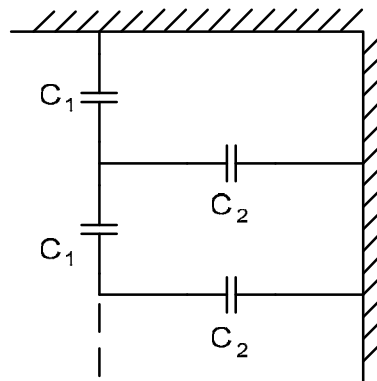
۵- کل توان انتقالی خط:

$$S = \sqrt{3}UI = \sqrt{3} \times 230 \times 700 = 278.86 \text{ MVA}$$

برای دو مدار

$$S = 278.86 \times 2 = 557.72 \text{ MVA}$$

۶- مدار معادل:



۷- حداکثر اسپین خط:

$$S = K \sqrt{f_{\max} + L_{in}} + U / 150$$

$$5.5 = 0.62 \sqrt{f_{\max} + 3} + \frac{230}{150}$$

$$f_{\max} = 37.93 \text{ m}$$

$$\frac{S_{\max}}{S} = \sqrt{\frac{f_{\max}}{f}} \rightarrow S_{\max} = 350 \sqrt{\frac{37.93}{24.31}} \Rightarrow S_{\max} = 437 \text{ m}$$

پروژه طراحی خطوط انتقال نیرو

۱- محاسبات الکتریکی

- محاسبه ولتاژ خط
- محاسبه جریان
- انتخاب هادی و پارامترهای خطوط انتقال نیرو و انتخاب سیم محافظ
- محاسبه جریان حرارتی و جریان مجاز هادی
- محاسبه تلفات توان
- محاسبه درصد رگولاسیون ولتاژ
- تغییر هادی و انتخاب هادی
- محاسبه تلفات توان
- محاسبه درصد رگولاسیون ولتاژ
- انتخاب مجدد هادی و باندل کردن خط
- محاسبه تلفات توان خط باندل با هادی
- محاسبه رگولاسیون ولتاژ خط باندل با هادی
- انتخاب مجدد هادی و باندل کردن خط
- محاسبه تلفات توان خط باندل با هادی
- محاسبه رگولاسیون ولتاژ خط باندل با هادی، اضافه ولتاژها
- محاسبه تلفات کرونا، تعیین فواصل فازها از یکدیگر، برج، زمین

۲- محاسبات مکانیکی

- محاسبه نیروهای وارد بر سیم در رژیم های مختلف بارگذاری
- محاسبه اسپان بحرانی
- محاسبه پارامتر سیم و منحنی گرم و انتخاب برج
- محاسبه منحنی سرد

۳- محاسبات عایقی

- محاسبه مکانیکی مقره و تعداد مقره ها
- محاسبه زاویه انحراف زنجیره مقره
- زمین کردن برج ها

خط انتقال انرژی هوایی با توان انتقال مگاوات به طول کیلومتر و $\cos\phi =$ را در شرایط

آب و هوایی زیر طراحی کنید.

مشخصات رژیم بارگذاری	زمستان یخبندان	زمستان سرد	طوفان	یخبندان سنگین	تابستان	عادی
درجه حرارت						
ضخامت یخ						
سرعت باد						

سطح ایزوکرونیک برابر ۵ و ارتفاع از سطح دریا متر و نوع آلودگی متوسط می باشد.

حریم خطوط هوایی انتقال و توزیع نیروی برق

موادری از مصوبه قانونی:

ماده یک: تعاریف

الف- محور خط: خطی است فرضی رابط بین مراکز پایه ها مادر طول خطوط هوایی نیروی برق.
ب- مسیر خط: نواری است از زمین در طول خطوط هوایی انتقال و توزیع حاصل از تصویر هادی های جانبی خط بر روی زمین.

پ- حریم

۱- حریم درجه یک: دو نوار است که در طرفین مسیر خط و متصل به آن که عرض هر یک از این دو نوار در سطح افقی در این ضمیمه تعیین شده است. (حریم درجه یک مربوط به داخل محدوده قانونی خدماتی شهر می باشد).

۲- حریم درجه دو: دو نوار است در طرفین حریم درجه یک و متصل به آن فواصل افقی حد خارجی حریم درجه دو از محور خط در هر طرف در این ضمیمه تعیین شده است. (حریم درجه دو مربوط به خارج از محدوده قانونی خدماتی شهر می باشد).

ت- ردیف ولتاژ: ولتاژ اسمی خطوط نیروی برق است.

ماده ۲- تعیین مقدار حریم خطوط هوایی:

۱- حریم درجه یک شبکه ۲۰ کیلوولت سه متر از سیم بیرونی در هر طرف مسیر خط و حریم درجه دو شبکه ۲۰ کیلوولت پنج متر از محور برای هر طرف مسیر شبکه.

۲- حریم درجه یک شبکه ۶۳ کیلوولت سیزده متر از سیم بیرونی در هر طرف مسیر خط و حریم درجه دو شبکه ۶۳ کیلوولت بیست متر از محور برای هر طرف مسیر شبکه.

۳- حریم درجه یک شبکه ۲۳۰ کیلوولت هفده متر از سیم بیرونی در هر طرف مسیر خط و حریم درجه دو شبکه ۲۳۰ کیلوولت چهل متر از محور برای هر طرف مسیر شبکه

۴- حریم درجه یک شبکه ۴۰۰ کیلوولت بیست متر از سیم بیرونی در هر طرف مسیر خط و حریم درجه دو شبکه ۴۰۰ کیلوولت پنجاه متر از محور برای هر طرف مسیر شبکه است.

ضمناً طبق آئین نامه استانداردها: حریم شبکه فشار ضعیف برابر ۱/۵ متر از سیم های جانبی برای هر طرف شبکه می باشد.

ماده ۴- در مسیر و حریم درجه یک اقدان به هر گونه عملیات ساختمانی و ایجاد تأسیسات مسکونی و دامداری یا باغ و درختکاری و انبارداری تا هر ارتفاع ممنوع می باشد و فقط ایجاد زراعت سطحی و حفر چاه و قنوات و راهسازی و شبکه آبیاری مشروط بر اینکه سبب ایجاد خسارت برای تأسیسات خطوط انتقال نگردد با رعایت ماده ۸ این تصویب نامه بلامانع خواهد بود.

ماده ۵- در حریم درجه دو فقط ایجاد تأسیسات ساختمانی اعم از مسکونی و صنعتی و مخازن سوخت تا هر ارتفاع ممنوع می باشد.

ماده ۷- در صورتیکه اشخاصی برخلاف مقررات این آئین نامه عملیاتی یا تصرفاتی در حریم درجه یک و درجه دو خطوط انتقال و توزیع بنمایند مکلفند به محض اعلام مأموران وزارت نیرو موسسات و شرکت های تابع عملیات و تصرفات را متوقف و به هزینه خود در رفع آثار عملیات و تصرفات اقدام نمایند.

ماده ۸- برای کلیه عملیاتی که به وسیله اشخاص حقیقی یا حقوقی به منظور راهسازی، کارهای کشاورزی، حفر چاه و قنات، عبور و حمل بار و ماشین آلات و نظائر آن در مسیر و حریم خطوط نیروی برق انجام می گیرد باید اصول حفاظتی به منظور جلوگیری از بروز خطرات جانی و ورود خسارات مالی رعایت شده و در مورد حفر چاه و قنات و راهسازی قبلاً از مسئولین عملیاتی خطوط نیروی برق راهنمایی لازم خواسته شود و اجازه کتبی کسب گردد و در هر حال نظر وزارت نیرو باید ظرف یک ماه از تاریخ وصول درخواست اعلام شود.

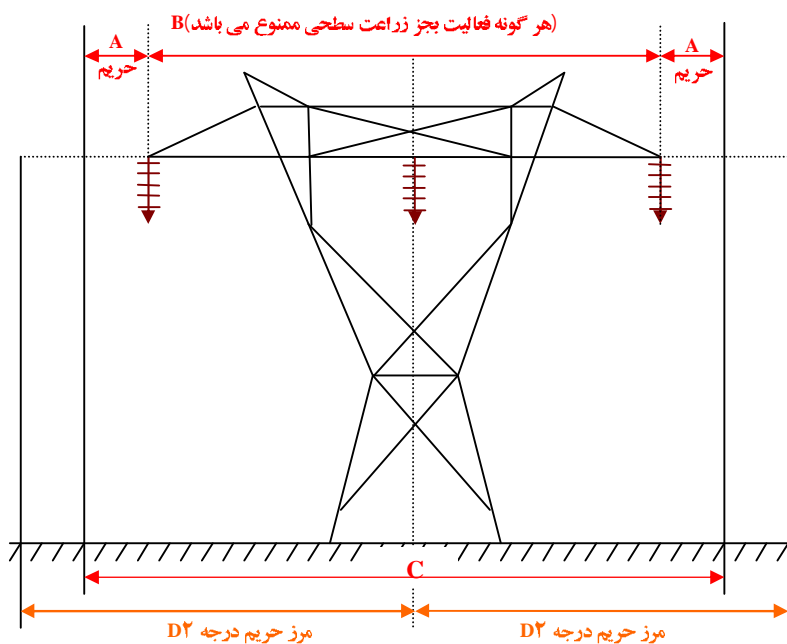
ماده ۹- حریم کابل های زیر زمینی که در معابر و راه ها گذارده می شود در هر طرف نیم متر از محور کابل و تا ارتفاع دو متر از سطح زمین خواهد بود. در مواردی که کابل با سایر تأسیسات شهری از قبیل لوله کشی آب و فاضلاب و کابل تلفن و نظائر آن تقاطع نماید استانداردهای متداول شبکه های انتقال و توزیع نیرو برق باید رعایت شود.

ماده ۱۰- رعایت حریم و استانداردهای مصوب خطوط نیروی برق از طرف کلیه سازمان های دولتی که بخواهند اقدام به ایجاد تأسیسات جدیدی نمایند که با خطوط نیروی برق از روی تأسیسات موجود تلگراف و تلفن و راه و راه آهن عبور می نماید حریم و استانداردهای آن موسسات از طرف وزارت نیرو یا موسسات و شرکت های تابع باید رعایت شود و انجام طرح های جدید با موافقت قبلی موسسات مربوطه خواهد بود. لایحه قانونی رفع تجاوز از تأسیسات آب و برق کشور مصوب ۱۳۵۹ شورای انقلاب.

ماده ۹- چنانچه در مسیر و حریم خطوط انتقال و توزیع نیروی برق و حریم کانال ها و انهار آبیاری احداث ساختمان یا درختکاری و هر نوع تصرف خلاف مقررات شده یا بشود سازمان های آب و برق برحسب مورد با اعطای مهلت مناسب با حضور نماینده دادستان مستحذات غیر مجاز را قطع و قمع و رفع تجاوز خواهند نمود.

شهربانی و ژاندارمری مکلفند که به تقاضای سازمان های ذیربط برای اغزام مأموران کافی و انجام وظایف مزبور اقدام نمایند.

ماده ۱۰- اعطای پروانه ساختمان و انشعاب آب و برق و گاز و سایر خدمات در مسیر و حریم موضوع ماده ۹ ممنوع است.

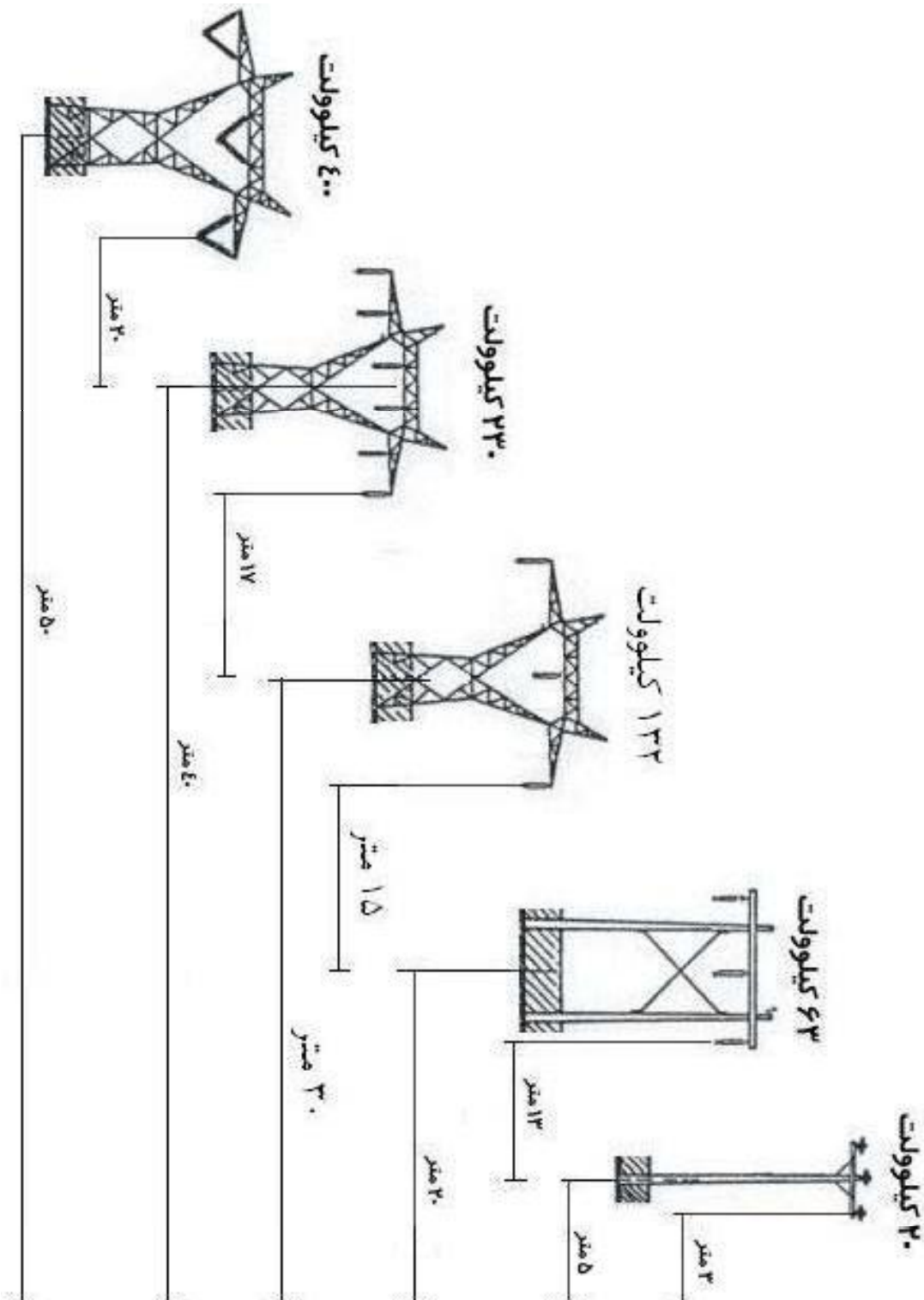


جدول ۱- فواصل حریم خطوط انتقال و توزیع نیروی برق

ولتاژ خط (KV)						خطوط فواصل (متر)
۴۰۰	۲۳۰	۱۳۲	۶۳	۳۳	۲۰	حریم درجه یک (A)
۲۰	۱۷	۱۵	۱۳	۵	۳	B
این فواصل بستگی به نوع دکل (تیر) دارند.						C
						مرز حریم درجه ۲ (D)
۵۰	۴۰	۳۰	۲۰	۱۵	۵	

جدول ۲- حریم درجه یک خطوط انتقال و توزیع نیروی برق پس از اعمال تخفیف

فاصله دو پایه متوالی خطوط هوایی نیروی برق					ردیف ولتاژ (KV)
۳۰۰ متر به بالا	۲۵۰-۳۰۰ متر	۲۰۰-۲۵۰ متر	تا ۲۰۰ متر	تا ۱۲۰ متر	
=====	=====	=====	=====	۳/۵	۳۳
(بدون تخفیف) ۱۳	۱۲	۱۰	۹	=====	۶۳
(بدون تخفیف) ۱۵	۱۳/۵	۱۱/۵	۱۰/۵	=====	۱۳۲
(بدون تخفیف) ۱۷	۱۴/۵	۱۳	۱۲	=====	۲۳۰
(بدون تخفیف) ۲۰	۱۷/۵	۱۶	۱۴	=====	۴۰۰



جدول حریم و فواصل هوایی مجاز خطوط انتقال بر طبق ولتاژهای مختلف و بر اساس استانداردهای وزارت نیرو										
(مقادیر در شرایط ارتفاع از سطح دریا: ۴۲۷۰ متر و در دمای ۵۵ درجه سانتیگراد)										
خطوط با ولتاژ بالاتر در تقاطع ها در سطح بالاتری نسبت به خطوط ولتاژ پایین قرار دارند										
ردیف	شرح	سطوح ولتاژ (KV)								
		20		63		132		230		400
		استاندارد	پیشنهادی	استاندارد	پیشنهادی	استاندارد	پیشنهادی	استاندارد	پیشنهادی	استاندارد
	ساختمانهای مسکونی، تجاری، عمومی			3	5,31	3,15	6	3,8	7	5
				12	---	12,57	4,5	12,8	5,48	14
				3	3,18	3,15	3,88	3,8	4,88	5
2	آنتنهای نصب شده روی ساختمانها			1,5	3,18	1,65	3,88	2,3	4,88	3,5
3	جاده و خیابان اصلی		عمودی	7	7,93	7,15	8,65	7,8	9	9
			افقی	7	---	7,15	---	7,8	---	9
4	جاده فرعی		عمودی	7	6,1	7,15	6,55	7,8	7,42	9
			افقی	7	---	7,15	---	7,8	---	9
5	زمین معمولی		با امکان ترافیک	6	6,71	6,15	7,16	6,8	9	8
			بدون امکان ترافیک	3	6	6,15	6,5	3,8	7,5	5
6	رودخانه (بدون امکان کشتیرانی)			2,5	5,18	2,65	5,63	3,3	6,47	4,5
7	درخت (برای سیمهای بدون نوسان)			2,5	---	2,65	---	3,3	---	4,5
8	زمین ورزش		عمودی سیم و محوطه	12	---	12,15	---	12,8	---	14
			افقی تا عرض زمین	7	---	7,15	---	7,8	---	9
9	راه آهن		از روی سطح ریل	11	10	11	10,8	12	11,9	13
			از خطوط ارتباطی	2,5	---	4	---	6	---	8
			از شبکه انتقال نیروی راه آهن	3	---	4	---	6	---	8
10	قطار صنعتی، شبکه راه آهن برقی، تقاطع و			3	---	4	---	6	---	8
11	خطوط مخابرات		تقاطع	2	2,7	2,15	3,4	2,8	4,5	4
			موازی	2	---	2,15	---	2,8	3,12	4
12	خط ۲۰ کیلوولت		تقاطع							
			موازی							
13	خط ۶۳ کیلوولت		تقاطع	2	2,1	2,15	2,8	2,8	3,9	4
			موازی	2	---	2,15	1,67	2,8	2,51	4
14	خط ۱۳۲ کیلوولت		تقاطع				2,15	3,3	4,4	4
			موازی					2,12	---	2,96
15	خط ۲۳۰ کیلوولت		تقاطع					2,8	4,4	4
			موازی						3,8	---
16	خط ۴۰۰ کیلوولت		تقاطع							4
			موازی							
17	فاصله افقی لوله تا دیواره بیرونی فونداسیون در مسیرهای موازی خارج شهرها			30	---	40	---	50	---	60
				30	---	30	---	30	---	30
				9	---	10	---	11	---	12