

بسمه تعالی

موضوع :

بررسی پست های فشار قوی



صفحه	عنوان
	فصل ۱: پست های فشار قوی و پیش بینی ظرفیت ها مولتاژ و بار
۱	۱-۱ مقدمه
۵	۱-۲ عوامل موثر در ظرفیت پست ها
۱۵	۱-۳ طبقه بندی پست ها از نظر سطح ولتاژ قدرت
۱۲	۱-۴ برا پستها
	فصل ۲: تعیین ظرفیت و تعداد ترانسفورماتورهای قدرت
۱۷	۱-۲ نکات مهم در تعیین ظرفیت ترانس های قدرت
۲۲	۲-۲ مسائل دیگری که در انتخاب ترانس باید مورد توجه قرار گیرد
	۲-۳ زمین کردن نقطه نوترال
	فصل ۳: انتخاب کلید قدرت
۲۹	۳-۱ مقدمه
۳۵	۳-۲ کلید قدرت یا دیژنکتور
	فصل ۴: سکسیونر
۳۲	۴-۱ سکسیونر
	فصل ۵: انتخاب ترانسفورماتورهای جریان
۳۴	۵-۱ ترانسفورماتورهای جریان
۳۷	۵-۲ انتخاب ترانسفورماتورهای جریان
	فصل ۶: انتخاب شینه ها
۴۰	۶-۱ شینه
	فصل ۷: انتخاب ایزولاتورها
۴۵	۷-۱ ایزولاتور (مقره)
	فصل ۸ : انتخاب موج گیرها
۵۰	۸-۱ تله موج یا موجگیر

فصل اول - پست های فشار قوی و پیش بینی ظرفیت ها ، ولتاژ ، باد

Page1

۱-۱ مقدمه

در مدت تکامل بشر به خصوص در چند قرن گذشته سیر تکامل صنعتی قابل تذکر می باشد در این رابطه تشخیص، کنترل، کاربرد و ... انرژی که بخش مهم از تکامل صنعتی را شامل می شود در این قرن (بخصوص) سرعت بیشتری داشته است. در حقیقت پیشرفت تمدن بشری با توانایی انسان در کنترل انرژی رابطه مستقیم دارد و افرادی معدودی در جهان دانش و توانایی دستیابی به انواع انرژی را دارند و بقیه

افراد بشر با استفاده از دانش و توانایی آنها سطح زندگی خود را بالا می‌برند. در گذشته انرژی به مقدار محدود مصرف می‌شد.

ولی با رشد جوامع بشری نیاز به منابع طبیعی نیز فزونی یافت و همواره انسان به دنبال انرژی بود که در ضمن اینکه به سادگی قابل استفاده باشند همچنین بتواند در رفع نیازهای روزمره او نیز مفید واقع شود در طی قرن‌ها تجربه انسان منابع مختلفی از انرژی را شناخت اما مسئله‌ای که پیش آمد این بود که هر کدام از این منابع دارای اشکالاتی بودند به عنوان مثال برای انتقال دادن آنها نیروی زیادی تلف می‌شد (نیروی مکانیکی) در هر جا نمی‌توانستند از آنها استفاده کنند هر کدام مناسب شرایطی خاص خود بودند به سادگی قابلیت تبدیل به انواع دیگر انرژی را نداشتند به سادگی نمی‌توانستند آنها را کنترل و حفاظت کنند و از این قبیل. این بود که انسان در پی انرژی که معایب بقیه را نداشته باشد همواره تلاش می‌کرد تا اینکه موفق به اختراع نیروی الکتریکی گردید این نیرو محاسن بسیار زیادی دارد از قبیل:

۱- بسادگی و با تلفات خیلی جزئی قابل انتقال است.

۲- درجه حرارت محیط تأثیر چندانی روی آن ندارد.

۳- با وسایل بسیار ساده می‌توان از آن استفاده کرد.

۴- آنرا می‌توان کنترل کرد.

۵- در حین کار بر روی محیط تأثیری نداشته و آنرا آلوده نمی‌سازد.

به هر حال محاسن فوق، و بسیاری دیگر باعث رشد و ترقی هر چه بیشتر این قسمت گردید و تا حدی در زندگی بشر نفوذ کرد که فکر استفاده نکردن از آن حتی برای یک روز بطور عام یا برای لحظه‌ای بطور خاص نیز غیر قابل تصور می‌باشد، تولید توزیع جریان الکتریکی برای اولین بار به صورت جریان مستقیم در کشور آلمان صورت گرفته تولید جریان دائم و مخصوصاً انتقال آن برای راه‌های دور تولید مشکلاتی می‌کرد از اینرو پس از گذشت چندین سال در حدود یک قرن پیش اولین خط با جریان متناوب سه فاز مورد بهره‌برداری قرار گرفت برای رسانیدن این انرژی به مکان‌ها و شهرهای دیگر نیاز است که آنرا توسط خطوط انتقال منتقل سازیم برای

منتقل کردن انرژی بیشتر و در نهایت تلفات کمتر و همچنین از نظر اقتصادی نیاز است که اختلاف سطح انرژی الکتریکی تولید شده را تا حد ممکن افزایش دهیم. عملاً در نیروگاه ها ولتاژ تولید شده را در محلی کنار خود نیروگاه چندین برابر کرده و سپس انتقال می دهند این ولتاژ انتقال یافته خیلی بیشتر از مقداری است که مصرف کننده های ما در شهر نیاز دارند از اینرو پس از انتقال انرژی آنرا دوباره به سطح قابل مصرف درآورده و سپس توزیع می کنند.

همانطور که می دانیم انرژی ها هر کدام بسته به نوع بایستی بطور صحیح استفاده شده و برای جلوگیری از خطرات احتمالی حفاظت شوند. انرژی الکتریکی هم از بقیه مستثنی نیست با توجه به اینکه قدرت انتقال یافته بسیار زیاد می باشد باید بتوان این نیروهای عظیم را در جای قبل از استفاده کنترل حفاظت و احیاناً تغییر و تحول در مقدار آن بسته به موقعیت داد این مکان ها را اصطلاحاً پست های فشار قوی نامند.

آنچه در این مجموعه ارائه می شود و مورد بررسی و تحلیل قرار می گیرند بخشی از سیستم های قدرت تحت عنوان پست فشار قوی است که یکی از حیاتی ترین بخش یکم سیستم قدرت می باشد در این مجموعه ضمن توضیح و بحث در مورد علت احداث پست های فشار قوی و بررسی عوامل دخیل در طراحی پست های فشار قوی و انتخاب تجهیزات و تحلیل عملکرد و ساختمان آنها هستند می پردازیم.

۲-۱- عوامل موثر در ظرفیت پستها:

شکی نیست که ظرفیت پستها مستقیماً با رشد بار افزایش می یابد ولی وجود محدودیتهای متعدد در شبکه باعث می شود رشد بار متوقف و یا از میزان آن کاسته شود که در نتیجه در یک پریود بلند مدت ظرفیت نهایی پستها در یک حد معینی محدود می گردد عوامل زیر به عنوان پارامترهای مهم محدود کننده بار پستها محسوب می شوند:

۱- عمر مفید پستها

۲- محدودیت رشد بار

۳- محدودیت احداث خطوط انتقال و توزیع

۴- پراکندگی باد

۱-۲-۱- عمر مفید :

قاعدتاً بررسی چگونگی تأثیر گذاری هر یک از پارامترهای فوق الذکر بالا در یک پریود زمانی مشخص انجام گیرد تا نتیجه گیری بسهولت امکان پذیر باشد به نظر می رسد عمر پستها می تواند یک پریود زمانی مشخص و منطقی باشد تعیین عمر مفید پستها بدلیل وابستگی زیاد آن به پارامترهای بهره برداری ، تعمیراتی ، طراحی و ... بسیار پیچیده و بسهولت عملی نیست و حتی ممکن است در شرایط برابری تمام پارامترهای موثر ندر عمل شرایط منطقه و محل پست نیز آنرا تغییر دهد، اگر چه عمر تأسیسات صنعت برق کشور به حدی نرسیده که بتوان با استفاده از تجارب گذشته عمر مفید (بطور کلی تجهیزات) را تعیین نمود.

ولی برای یک بررسی جامع و کلی شاید منطقی باشد که از تجارب کشورهای دیگر با اندکی تقلیل در میزان عمر مفید رقمی برای تأسیسات صنعت برق کشور پیش بینی کرد. باتوجه به مطالب فوق ۳۰ سال می تواند رقم متعارفی برای عمر مفید پستها منظور گردد و به نظر می رسد با توجه به پارامترهای زیر این رقم منطقی باشد:

۱- اصولاً پس از گذشت سی سال احتمال تغییر تکنولوژی وجود دارد.

۲- گسترش شبکه ممکن است بسیاری از تجهیزات را بلافاصله استفاده سازد.

۳- عدم وجود وسایل یدکی پس از گذشت سی سال پست را غیر قابل استفاده می سازد.

۱-۲-۲- محدودیت رشد بار:

آنچه مسلم است رشد بار پیش بینی شده رقم متوسطی بوده و بدون شک ممکن است این ارقام بر حسب هر پست متغیر باشد از آنجائیکه تا کنون بسیاری از روستاهای دور افتاده و محروم کشور از نعمت انرژی الکتریکی برخوردار نبوده اند در حقیقت قسمت اعظم رشد بار پیش بینی شده با مصرف کنندگان جدید مربوط می شود شکی نیست با به زیر پوشش درآوردن روستاها و آبادیهای انرژی مصرفی کشور

افزایش سریعی خواهد داشت ، بدیهی است این افزایش بار نمی تواند بطور مداوم و پیوسته با رشد بالائی ادامه یابد و مسلماً وقتی کلیه مراکز بار به شبکه سراسری وصل شدند رشد بار مستقیماً به توسعه یا ایجاد مراکز صنعتی و کشاورزی پیشرفته رشد بار سالیانه بسیار تقلیل می یابد انتظار می رود تا ۲۰ سال آینده کلیه نقاط کشور از نعمت انرژی الکتریکی برخوردار شود که در این شرایط رشد بار به حد پائینی خواهد رسید که مسلماً رشد آن کمتر از ۰.۵٪ درصد در سال خواهد بود به این ترتیب بار در سالهای بعد از ۱۲۹۱ حدود ۳ درصد در سال فرض می شود و نتیجتاً رشد بار در سالهای آتی بشرح زیرمی باشد.

تا سال ۱۳۷۱ ده درصد در سال

سالهای ۱۳۷۱ تا ۱۳۸۱ هفت درصد در سال

سالهای بعد از ۱۳۸۱ پنج درصد در سال

سالهای بعد از ۱۳۹۱ سه درصد در سال

اصولاً این قاعده و روش بیشتر در مورد پست های توزیع صادق است تا سایر انواع پست ها اگر چه می توان با روشن شدن وضعیت پست های توزیع وضعیت بقیه پستها را نیز روشن نمود.

۳-۲-۱- محدودیت احداث خطوط انتقال و توزیع

تجربه نشان می دهد که با گذشت زمان مسئله محدودیت باند عبور خطوط انتقال و توزیع باعث می شود تا امکان توزیع انرژی متناسب با رشد بار میسر نگردد این شکل ممکن است تحت تأثیر عوامل زیر بوجود می آید.

الف) در اثر توسعه شهرها و روستاها پست در داخل آبادی محصور می گردد و در نتیجه امکان احداث خطوط انتقال و توزیع مسیر نخواهد بود که در این شرایط بار نهائی پست تقریباً ثابت می ماند.

ب) پست توسط شهرها و آبادیها محصور نگردد ولی امکان اتصال آن به دلیل توسعه آبادیها به مراکز مصرف وجود نداشته باشد.

ج) پراکنده شدن مراکز بار و سهولت تغذیه آنها از پست های جدید (با توجه به پادشاهای فنی و اقتصادی باعث می شود از بار پست های اصلی کاسته شود. نتیجه اینکه بررسی های فوق نشان می دهد به جز در حالت های استثنائی بار پست در یک دوره عمر مفید (سی سال) بدون توجه به سایر عوامل محدود کننده نظیر امکانات توزیع پراکندگی بار مسائل اقتصادی حداکثر $8/3$ برابر با اولیه خود می رسد که مسلماً توجه به مشکلاتی که قبلاً به آن اشاره شد امکان رسیدن بارپست به مقدار حداکثر فوق بعید به نظر می رسد

۴-۲-۱- پراکندگی بار:

یکی از پارامترهای مهمی که ممکن است توسعه و رشد بار پست را محدود سازد مثلاً پراکندگی بار در منطقه می باشد شکی نیست با بزرگ شدن شهرها، توسعه و ایجاد مراکز صنعتی و کشاورزی بار هر منطقه با گذشت زمان افزایش می یابد که ممکن است این افزایش بار در مقدار انرژی پست آن منطقه نیز تأثیر بگذارد ولی با توجه به اینکه اصولاً نقل بار تحت تأثیر عوامل زیادی ممکن است از حالت قبلی تغییر یابد. بنابراین تنها افزایش بار در یک منطقه نمی تواند دلیل بر توسعه پستها باشد چون ممکن است احداث پستهای دوم یا چندمی مصلحت باشد. این مطالب بیانگر این موضوع است که با گذشت زمان و پراکندگی شدن بار فیدر بار ممکن است به نقاط دورتری از پست یا پست های موجود منتقل گردد که نیاز به احداث پست دیگری بوجود آید که در نیمه رشد بار با همان شدت روی بار نهائی پست های منتقل نگردد.

۳-۱- طبقه بندی پست ها از نظر سطح ولتاژ قدرت :

با وجودیکه کلاً پنج ولتاژ ۴۰۰ و ۲۳۰ و ۱۳۲ و ۶۳ و ۲۰ کیلو وات در سطح شبکه های انتقال و توزیع کشور وجود دارد ولی با انتخاب ترکیباتی مختلفی از ولتاژ در پست ها تنوع زیادی در کلاس ولتاژ بوجود آمده است.

۱-۳-۱- پست های توزیع:

پست های که تا کنون به عنوان پست های توزیع احداث شده اند موارد زیر می باشند.

۱۳۲/۲۰ KV ، ۲۳۰/۲۰ ، ۲۳۰/۶۳ ، ۴۰۰/۶۳ ،

۲-۳-۱- پست های انتقال :

پست های انتقال ممکن است به صورت مستقل یا در کنار پست های توزیع ساخته شود تا کنون به صورت های زیر احداث گردیده اند.

۲۳۰/۱۳۲ KV ، ۴۰۰/۱۳۲ ، ۴۰۰/۲۳۰ ، ۴۰۰/۲۳۰/۱۳۲

البته با توجه به اینکه یک پست های توزیع یا انتقال ممکن است با توجه به نوع ترانسفورماتور یابد علت استفاده از تبدیل کننده های قدرت راکتیو (راکتیو ، کاپاسیتوریا کمپانزاتور) ولتاژهای دیگری نیز دارا باشند نتیجتاً پست های موجود و در دست ساخت به دلیل انتخاب ترانسفورماتورهایی با ولتاژهای متنوع زیر تنوع زیادی پیدا کرده اند که نمونه هایی از آن ها ذکر می گردد:

۱۳۲/۶۳	۲۳۰/۱۳۲/۲۰	۴۰۰/۲۳۰/۶۳
۱۳۲/۲۰	۲۳۰/۶۳/۲۰	۴۰۰/۲۳۰/۲۰
۲۳۰/۲۰	۲۳۰/۶۳	۴۰۰/۶۳/۲۰

البته در مناطق فارس از ولتاژ ۶۶ کیلو وات استفاده می شود.

این سری انتخاب غیر اصولی باعث شد که گاهی در یک پست تا پنج نوع ولتاژ وجود داشته باشد که این موضوع علاوه بر اینکه باعث خرید و استفاده از تجهیزات بسیار متنوعی می گردد بهره برداری از سیستم را نیز دچار اشکال می نماید لذا به منظور تنوع زدائی و ایجاد یک نظام صحیح انتخاب ولتاژ در شبکه های آتی کشور ولتاژهای زیر جهت پست ها پیشنهاد می گردد:

۲۳۰/۱۳۲/۲۰ ، ۴۰۰/۱۳۲/۲۰ ، ۴۰۰/۲۳۰/۲۰

۳-۳-۱- پست های انتقال:

که سیم پیچی تنها به منظور استفاده از تعدیل کننده های قدرت فیدر مورد استفاده قرار گیرد. البته توجه شود که حتی الامکان از احداث پست های انتقال ولتاژ ۴۰۰/۱۳۲ خودداری شود.

۴-۳-۱- پست ها توزیع ۱۳۲/۲۰ ۲۳۰/۶۳

گرچه در چند مورد محدود از ولتاژ ۴۰۰ کیلو وات بعنوان ولتاژ توزیع استفاده شده است. لازم است برای جلوگیری از ایجاد تنوع زیاد در تجهیزات از انتخاب این ولتاژ برای پست های توزیع خودداری شود.

بنابراین اگر قرار باشد از تنوع زیاد ولتاژ در پست ها جلوگیری شود باید مزایای اقتصادی حالتهای استثنائی را فدای ایجاد هماهنگی در سیستم نمود.

۴-۱- بار پستها:

یکی از عوامل بسیار مهمی که احداث پست را در یک منطقه توجیه می کند انرژی مورد نیاز آن می باشد گر چه پارامترهای بسیار زیادی دیگر در انتخاب محل و شرایط طراحی پست ها موثرند ولی در این قسمت عامل اصلی یعنی بار مورد نیاز مصرف کننده بررسی می گردد.

۱-۴-۱- پست های ۱۳۲ کیلووات:

پست های ۱۳۲ کیلووات عمدتاً در انسان های آذربایجان شرقی و غربی ، خراسان ، کرمان در شبکه های انتقال مورد استفاده قرار گرفته اند با توجه به اینکه ولتاژ توزیع در این مناطق ۲۰ کیلو وات می باشد ملاحظه می شود به دلیل کوتاه بودن بود انتقال قدرت خطوط ۲۰ کیلو وات حتی برای باری در حدود ۱۰ مگاوات احداث پست ۱۳۲ کیلو وات چه از نظر فنی و چه از نظر اقتصادی توجیه پذیر است .

این مطلب نشان می دهد برای مناطق با رشد بار زیاد و بار اولیه در حدود ۱۰ مگاوات احداث پست های ۱۳۲ کیلو وات توجیه شدنی است که در نتیجه این رقم به عنوان حداقل بار پست های ۱۳۲ کیلو وات می تواند مد نظر قرار گیرد.

حداکثر بار پست های ۱۳۲ کیلو وات بستگی به این نظر دارد که این پست ها در مراکز ثبل بار باشند با نقاطی دیگر از آنجائیکه هدف تعیین حداکثر توان توزیع پست ها می باشد . در این شرایط حتی اگر ۲۰ فیدر برای خطوط دو مداره که معمولاً برای افزایش انتقال بار را دارند کمتر از ۲۰ خواهد بود ممکن است بین ۱۵ تا ۲۰ متغیر باشد (۱۰ خط دو مداره یا ۲۰ خط تک مداره) که در این مطالعات تعداد فیدرهای انتقال دهنده بار ۱۵ عدد فرض می شود که با احتساب ۶ مگاوات آمپر می باشد) ماکزیمم توان توزیع پست ها ۱۳۲ کیلو وات حدود ۹۰ مگا وات آمپر می باشد که در این محاسبات برای اطمینان بیشتر ۱۰۰ مگاوات آمپر منظور می گردد.

شکی نیست در صتیکه پست های ۱۳۲ کیلو وات در مسیر خطوط اصلی قرار بگیرند با اینکه در شبکه رینگ احداث شوند ظرفیت شینه ها بیشتر از توان آنها می گردد که این حالت امکان افزایش ظرفیت اسمی پست های ۱۳۲ کیلو وات وجود دارد. تعیین میزان این قدرت باید با توجه به تعداد مدارهای خطوط ۱۳۲ کیلو وات که به این پست وارد یا خارج می شود تعیین گردد.

اصلاً پست های ۱۳۲ کیلو وات توزیع نمی توانند به عنوان پست های تقسیم کننده انرژی در شبکه رینگ ۱۳۲ کیلو وات مورد استفاده قرار گیرند چون اگر هدف تقسیم انرژی به مقدار زیادی در یک منطقه باشد شاید ولتاژهای بالاتری از نظر اقتصادی و فنی قابل توجیه باشد بنابراین در حقیقت خطوطی که وارد پست های ۱۳۲ کیلو وات می شوند عمدتاً تأمین کننده انرژی شبکه های توزیع آن می باشد.

با توجه به اینکه ظرفیت ماکزیمم توزیع پست های ۱۳۲ کیلووات حدود ۱۰۰ مگاوات آمپر تعیین گردیده حداقل دو مدار از خطوط ۱۳۲ کیلو وات جهت تأمین ۱۰ مگا وات تعیین گردیده حداقل دو مدار از خطوط ۱۳۲ کیلو وات جهت تأمین این انرژی مورد نیاز است . حال اگر قسمتی از انرژی وارده از این پست به منطقه دیگری منتقل گردد مسلماً تعداد خطوط آورنده انرژی نیز باید افزایش یابد بنابراین در صورتیکه در فرض شود کلاً , مدار ۱۳۲ کیلووات وارد پست شوند (که بیش از این شاید معقول نباشد) مسلماً تعدادی از آنها به عنوان آورنده انرژی به پست بوده و تعداد دیگری انرژی را از

پست به نقاط دیگری منتقل می کند، با توجه به اینکه دو مدار نقش تأمین انرژی پست را دارند دو مدار دیگر باید انرژی مورد نیاز خطوط انتقال دهنده انرژی از پست را تأمین نمایند.

بنابراین از جمع ۶ خط وارده به پست ماکزیمم چهار خط انرژی را پست وارده دو خط انرژی را از پست خارج می کند با احتساب حداقل یک مدار از چهار مدار وارد کننده انرژی به پست بعنوان مدار ذخیره ماکزیمم قدرت شینه های پست ۱۳۲ کیلوولت (در صورتیکه کلید فیدرها به یک شینه وصل شوند) حدود ۲۰۰ - ۱۵۰ مگاوات آمپر می باشد لذا با توجه به شرح فوق مطالب زیر نتیجه می شود.

بار پست های ۱۳۲ کیلو ولت:

۱- حداقل بار ۱۰ مگا ولت آمپر

۲- ماکزیمم توان توزیع ۱۰۰ مگاوات آمپر

۳- ماکزیمم ظرفیت پست ۲۰۰ مگاوات آمپر

تعیین قدرت انتقالی خطوط به پارامترهای بسیار متعددی از جمله موقعیت آن در شبکه افت ولتاژ معقول، ملول خط انتقال ، فاصله مراکز تولید ، مصرف و ... بستگی دارد که ممکن است توان انتقالی یک خط انتقال ۱۳۲ کیلو وات را از ۱۰ تا ۱۰۰ مگاوات آمپر (حدود توان حرارتی) تغییر دهد که در این بررسی یک حد متوسط منظور گردید البته در صورتیکه یک پست ۱۳۲ کیلو ولت بعنوان مرکز انشعاب باشد قاعداً در نزدیکی مرکز تولید و ثقل بار قرار دارد. (ضمناً در مورد خاص صنعتی ولتاژ توزیع پست ۲۳۰ کیلوولت ، ۲۰ کیلو ولت می باشد که چون عمومیت ندارد از شرح آن خودداری کرد.)



فصل ۲- تعیین ظرفیت و تعداد ترانسفورماتورهای قدرت

۲-۱- نکات مهم در تعیین ظرفیت ترانسفورماتورهای قدرت

نکته ای که در انتخاب ظرفیت ترانسفورماتورها حائز اهمیت است این است که قیمت تمام شده هر کیلو ولت آمپر ترانس با افزایش ظرفیت کاهش می یابد زیرا حدوداً وزن ترانس فقط با توان $\frac{3}{4}$ ظرفیت افزایش می یابد.

و از طرف دیگر ترانس های با ظرفیت بالا از راندمان بهتری نسبت به ظرفیت پائینی برخوردارند اما از طرف دیگر مسائلی از قبیل قابلیت اطمینان ، میزان تغییرات بار، محدودیت های موجود در حمل و نقل انتخاب ظرفیت های بالا را محدود می نماید. بنابراین لازم است برای انتخاب ظرفیت ترانس های پست حتی الامکان از ظرفیت های استاندارد شده که بر اساس توجه به موارد فوق پیشنهاد شده ترکیب های مختلفی را انتخاب نموده و از نقطه نظرات مختلف مطرح شده مورد مقایسه قرارداد و نهایتاً بهترین طرح را از نظر فنی - اقتصادی انتخاب نمود بنابراین روش سیستماتیک بصورت زیر است.

الف - ۱- با توجه به ظرفیت نهائی و اولیه پست گزینه های مختلف (تعداد x ظرفیت) را بر اساس ظرفیت های استاندارد شده پیشنهادی انتخاب نمائید طبعاً بعضی از گزینه ها را با در نظر گرفتن مقداری رزرو و بایستی در نظر گرفت که معادل یک دستگاه ترانس در مورد طرح های سه فاز و حداقل یک واحد تکفاز در مورد طرح های تکفاز است.

۲- گزینه های مختلف را از نظر هزینه تمام شده پست (هزینه ترانس و تلفات آنها + هزینه سایر تجهیزات مثل فیدرهای مورد نیاز , فضا, ساختمان , فونداسیون و ...) مورد مقایسه قرار دهیم.

۳- گزینه های مختلف را از نظر شاخص های قابلیت اطمینان مورد مقایسه قرار دهیم.

۴- نهایتاً با توجه به هزینه های تمام شده و شاخص های قابلیت اطمینان بهترین طرح را انتخاب نمائید.

۱-۱-۲- نوع ترانسفورماتورک

انتخاب ترانسفورماتور به صورت سیم پیچی جدا یا اتو ترانسفورماتور .

این انتخاب بر مبنای ملاحظات اقتصادی - فنی انجام می گیرد زیرا در اتوترانسفورماتور با توجه به اینکه بخشی از سیم پیچ اولیه و ثانویه مشترک لذا برای یک ظرفیت مشخص (Line Capacity) به مس کمتری نسبت به حالت سیم پیچی جدا نیاز می باشد بنابراین به سادگی می توان ظرفیت واقعی اتوترانس را بر حسب ظرفیت معادل سیم پیچی جدا به صورت زیر بدست آوریم:

.....
که در آن ss, sc, sse, sp به ترتیب ظرفیت سیم پیچی اولیه ، ثانویه ، مشترک و سری می باشد. به عبارت دیگر $\frac{vp-vs}{vp}$ ظرفیت معادل در ترانس های سیم پیچی جدا = ظرفیت معادل در اتوترانسفورماتورها.

اگر نسبت تبدیل $\frac{vp}{vs}$ را x فرض می کنیم. $X = coraho$ خواهیم داشت . $x = \left(1 - \frac{1}{x}\right)$ ظرفیت معادل در ترانسفورماتور های سیم پیچی جدات ظرفیت معادل در اتوترانسفورماتورها.

از آنجا که ابعاد ترانس به طور تقریبی با $seq^{0.25}$ و وزن و حجم آن با $seq^{0.75}$ رابطه دارد. بنابراین ملاحظه می شود که در واقع هزینه تمام شده که با ظرفیت معادل رابطه دارد در اتوترانسفورماتورها نسبت به ترانسفورماتورهای با سیم پیچی جدا کاهش می یابد و اگر توجه کنیم که تغییر سطح ترانس از سیم پیچ جدا به اتوترانس

مقدار هزینه اضافی از قبیل لزوم تغییر سیم پیچی سوم را هم ایجاد می نماید و مسائل خاص فنی را نیز بوجود می آورد که روابط فوق ملحوظ نمی باشد.

اینطور می توان نتیجه گرفت که وقتی اقتصادی می باشد که به جای ترانس سیم پیچی جدا از طرح اتو ترانس استفاده نمائیم که مقدار $\frac{1}{x}$ قابل ملاحظه بوده و بیشتر از ۵/۰ باشد. یعنی در نسبت تبدیل های کمتر از ۲ اقتصادی است که از اتوترانس استفاده نمائیم. در ایران معمولاً ترانسفورماتورهای 400/320 و 230/132 به صورت اتوترانسفورماتور و ترانسفورماتورهای 23/63, 63/20, 132/20 و جدااند. به هر حال بایستی توجه داشت که اتوترانسفورماتورها در مقایسه با ترانسفورماتورهای سیم پیچی جدا دارای معایبی از قبیل: حساسیت نسبت به ولتاژهای ضربه ای رعد و برق - نوترال مشترک در دو طرف سیستم - لزوم قرار گرفتن سیم پیچی تپ در ترمینال ولتاژ متوسط داکتانس کم و سطح اتصال کوتاه بالا می باشد.

۲-۱-۲- انتخاب ترانسفورماتور به صورت تک فاز یا سه فاز:

چنانچه محدودیت در ساخت ترانس در کارخانه و یا محل آن تا محل پست به صورت ۳ فاز وجود نداشته باشد عمده‌تاً ترانسفورماتورهای سه فاز اقتصادی تر می باشد بایستی در مورد انتخاب ترانس دقیق تر شد. در چنین صورتی بایستی دو طرح مختلف را از نقطه نظرات زیر مورد بررسی قرار داد و گزینه ارجح را انتخاب نمود.

۱- هزینه ترانس ها

۲- فضای نسب

۳- هزینه لازم جهت دفع موانع موجود جهت حمل و نقل و یا به عبارت کلی هزینه حمل تا محل نصب.

۴- هزینه اضافی جهت احداث سوئیچگیر در طرح های تکفاز مانند تشکیل شبکه مثلث با طرح های مربوط به جایگزین واحد رزرو و اتصال نوتدالها به زمین و ...

۵- در نظر گرفتن میزان رزرو در هر دو طرح

۶- راندمان

۷- قابلیت اطمینان و شاخصهای مربوطه .

به طور کلی در صورت عدم وجود محدودیت غیر قابل دفع جهت ساخت و یا حمل و نقل ترانس های سه فاز ارجح بوده به نظر می رسد ولی در هر حال در صورت عدم وجود امکان انتقال ترانس به محل به صورت سه فاز، طرح تکفاز توصیه می گردد. البته در موارد خاص مثلاً در پست های زیر زمینی به منظور کاهش وزن قابل حمل و نقل از طرح ترانس های چند تکه نیز استفاده می شود.

۲-۲- مسائلی دیگری که در انتخاب ترانسفورماتور باید مورد توجه قرار گیرد.

الف) دریچه های روغن: هر ترانسفورماتور باید دارای دریچه های برای پر کردن و خالی کردن و نمونه گیری از روغن جهت اطلاع از طرز عمل روغن مجهز می شود برای بعضی ترانسها نیز پیشنهاد می شود و شیر در وجه های کوچک ترانس در قسمت پایین در نظر گرفته شود.

ب - منافذ انفجار:

این ترانس باید با مخازن انفجاری برای محافظت از فشارهای داخلی ناگهانی مجهز شود.

ج- خنک کننده های روغن:

در این ترانسفورماتور ها باید از رادیاتورهایی که مستقیماً روی ترانس نصب می شود استفاده شود این نوع خنک کننده ها قابل برداشتن از روی ترانس می باشند به این ترتیب در حمل و نقل نیز تسهیل خواهد شد.

د- فن ها و پمپ ها:

تجهیزات حفاظت و کنترل اعم از موتورهای فن و پمپ ها باید دارای محافظ فلزی بوده تا از اثرات خارجی ایمن باشد و مستقیماً روی ترانس ها نصب شوند . موتورها می توانند طوری طراحی شوند که از منبع تغذیه 380 ولت سه فاز با فرکانس 50 هرتز استفاده شود.

موتورها کلاً از نوع قفس سنجابی باشند و ایمن از هوا نیز باشند. سکلتر سوئیچ هایی که برای عملکرد دستی یا اتوماتیک سیستم خنک کننده در نظر گرفته می شود و باید دارای سه حالت « دستی , خاموش, اتوماتیک » باشند. در عملکرد اتوماتیک سیستم خنک کننده‌ها کنترل شونده درجه حرارت روغن است (یا درجه حرارت سیم پیچ های کنتاکت ترمومت).

ه- دله های بوهلتهس:

ترانس باید دارای این رله باشد همچنین قسمت روغن تپ چنجر نیز باید دارای این دله باشد. رله های بوهلتهس روی ترانس ها باید آلارم و کنتاكت های قطع داشته باشند روی لوله بین رله های بوهلتهس و کنسرواتورها شیر گذاشته شود.

خ- ترمومتر: یک ترمومتر نشان دهنده از نوع صفحه ای کالیبره شده با درجه سانتی گراد و مجهز به آلارم قطع و وصل برای نشان دادن درجه حرارت روغن هر کدام از ترانس ها نصب شود.

د- لوله ها ولوازم و سیم کشی اتصالات

لوله های ارتباطی بین کنسرواتور و تپ چنجر و بوشینگها و تانک ترانس و رله ها در نظر گرفته شده و خوب آبندی شود. احتیاط های لازم باید برای جلوگیری از نفوذ آب گرد و غبار و غیره به داخل اتصالات لازم سیم کشی های کمکی و تجهیزات کنترل در نظر گرفته شود.

۳-۲- زمین کردن نقطه نوترال

زمین کردن نوترال به دلایل زیر قابل توجه است:

- برای حفاظت فاز به زمین ، نوع زمین کردن نقطه نوترال عامل اصلی است.
- شدت جریان اتصال کوتاه فاز به زمین نیز بستگی به نوع زمین کردن نقطه نوترال دارد.
- ولتاژ فازهای سالم در زمان اتصال فاز، زمین نیز بستگی به نوع زمین کردن نقطه نوترال دارد.

انواع زمین کردن نقطه نوترال

۱-۳-۲- سیستم بانوترال ایزوله

در شرایط مادی و نرمال شبکه به علت برابر بودن مقاومتهای خازنی در حلال خط جریانهای عبوری از آنها نیز برابر بوده و نقطه صفر ستاره ، سیستم مابا نقطه صفر زمین در یک وضعیت است ولی در زمان اتصالی با زمین ولتاژ نقطه صفر به اندازه ولتاژ فاز افزایش می یابد در نتیجه ولتاژ فازهای سالم نیز ولتاژ مثلث می گیرد و معایب زیر ظاهر می گردد:

الف- بوجود آمدن قوس های الکتریکی متناوب و بوجود آمدن احتمالی اتصالی فازهای دیگر .

ب- افزایش ولتاژ فازهای سالم.

ج- بعلت کم بودن جریانهای اتصال کوتاه امکان استفاده دقیق از وسایل حفاظتی کاهش می یابد.

د - عدم هدایت اضافه ولتاژ هایی نظیر رعد و برق و ... به زمین .

۲-۳-۲- سیستم زمین با استفاده از سلف پترسون :

استفاده از اندوکتانسی که واکتانس آن معادل $\frac{1}{3}$ واکتانس خازن کل سیستم باشد و نقطه صفر باعث جلوگیری از بوجود آمدن پدیده قوس های الکتریکی متناوب بدون اتصالی و قطع مدار می شود.

معایب روش فوق عبارتست از:

- برای هر تغییری در شبکه و در نتیجه تغییر در کاپسیتانس شبکه می باید *** نیز تعویض شود.

- ولتاژ فازهای سالم در زمان اتصال کوتاه به اندازه $\sqrt{3}um$ (ولتاژ فاز) خواهد رسید که این مستلزم بزرگ گرفتن سطح ما بقی تجهیزات BIL است.

- در این روش نیز تشخیص مدار اتصالی در صورت دوام آن مشکل است.

۳-۳-۲- زمین کردن از طریق مقاومت

این روش باعث محدود گردیدن جریان اتصال کوتاه به زمین و کم شدن اضافه ولتاژها در صورت محدود شدن جریان اتصالی به جریان خازنی در حالت اتصال فاز به زمین باشد.

روش فوق دارای مزایای و معایب زیر است:

- چون می توان با انتخاب مقاومت دلخواه جریان اتصال فاز به زمین را در حد مناسب قرارداد لذا حفاظت در اتصال فاز به زمین به خوبی انجام می گیرد.

- شبکه در هنگام اتصال فاز به زمین پایدار خواهد ماند.

- از اثرات القایی روی شبکه های مخابراتی با محدود شدن جریانهای اتصال کوتاه کاهش خواهد یافت و خطرات ایجاد قوس های الکتریکی متناوب نیز کاهش می یابد.

- نقطه نوترال در اتصال فاز به زمین دارای ولتاژ زیادی خواهد شد لذا می باید در عایق بندی نقطه نوترال بی نهایت دقت شود.

۴-۳-۲- زمین کردن از طریق راکتانس:

این نوع زمین کردن نسبت به زمین کردن از طریق مقاومت دارای مزایای زیر است :

- برای جریانهای مساوی و معین حجم داکتور از حجم مقاومت کمتر می شود.

- تلفات ایجاد شده در داکتور نسبت به مقاومت خیلی کمتر است.

۵-۳-۲- زمین کردن مستقیم

زمین کردن نقطه نوترال به صورت مستقیم دارای مزایای زیر است:

- ولتاژ نقطه نوترال از ولتاژ فاز تجاوز نمی کند.

- ولتاژهای فازهای سالم نیز در زمان اتصال فاز به زمین معمولاً در حد نرمال خود باقی می ماند.

- سیستم حفاظتی ساده و عملی خواهد بود.

- ولتاژ نامی برقیگیرها در حدود ۸۰٪ ولتاژ فاز به زمین انتخاب خواهد شد در نتیجه از نظر اقتصاد مقرون به صرفه تر است.

معایب روش فوق عبارتند از:

- جریان اتصال خیلی زیادی از نقطه نوترال در زمان وقوع فاز به زمین بوجود می آید .
- در این سیستم ها در نقاطی که جریان اتصال کوتاه فاز به زمین از جریان اتصال کوتاه سه فاز بیشتر شود. قدرت قطع کلیدها بر اساس این جریان محاسبه می شود.
- بعلت کاهش مولفه های مثبت ولتاژ پایداری شبکه کاهش می یابد.
- جریان های شدید اتصال کوتاه باعث بوجود آمدن اختلالاتی در شبکه مخابراتی می شود.

۶-۳-۲- زمین کردن از طریق ترانس زمین

در شبکه هایی که نقطه نوترال در دسترس نباشد (طرف مثلث) می توان از یک ترانس زمین ذیگزاگ و یا ستاره - مثلث برای بوجود آوردن نقطه نوترال استفاده نمود.



فصل سوم : انتخاب کلید قدرت

۱-۳- مقدمه:

در انتخاب تجهیزات پروژه پست نکات کلی زیر می بایستی مورد نظر باشد:
 (۱) هزینه تجهیزات خریداری بایستی بگونه ای طراحی گردند که حداکثر حفاظت ممکن را دار بوده و با هزینه پیشنهادی نیز مطابقت داشته باشد.

۳) دسترسی به وسایل تجهیزات جهت تعمیر طرح Layout باید بر اساس یک استاندارد بین المللی در کنار یکدیگر قرار گرفته دسترسی وسایل کامیون و غیره بخصوص برای وسایلی که امکان خرابیشان بیشتر است نظیر پرنکتور.

۴) در طراحی قسمت ساختمان می بایستی اطاق کنترل در محلی در نظر گرفته شود که مشرف و مسلط به عبور و ورود و خروج وسایل باشد و همچنین تجهیزات outdoor نیز زیر نظر داشته باشد.

۵) طراحی بایستی بگونه ای باشد که امکان توسعه آن در آینده وجود داشته باشد. حال مراحل انتخاب هر یک از تجهیزات را ذکر کرده و در همین وسیله مورد نظر پروژه را نیز انتخاب می کنیم:

۲-۳- کلید قدرت یا دیژنکتور (circuit breaker)

در یک پست فشار قوی کلیدی قدرت تقریباً یکی از اساسی ترین اجزاء آن می باشد . کلیدهای قدرت نقش اصلی در قطع و وصل نمودن و وارد و خارج کردن نیروگاههای و مصرف کننده ها و خطوط انتقال در شبکه را بعهده دارند.

بطور کلی مانور در شبکه جهت تغییر در سیستم توزیع و انتقال انرژی توسط کلیدهای قدرت صورت می پذیرد . در زمان ایجاد عیب یا خطایی بر روی شبکه کلیدهای قسمت عیب دیده را به سرعت از مدار خارج کرده و بدین وسیله از آسیب رسیدن به نیروگاه ها و وسایل تجهیزات پست که ایجاد آنها هزینه های هنگفتی را بوجود آورده جلوگیری می گردد، بطور کلی صحیح و بموقع عمل کردن کلیدها بسیار اهمیت دارد کلیدها دستور قطع و یا وصل را از طریق سیستم های کنترل یا سیستم های حفاظت (راههای حفاظتی) دریافت می نماید.

سیستم های کنترل بیشتر جهت انجام مانور در شبکه بکار برده می شوند و حال اینکه سیستم های حفاظتی در موقع بروز عیب یا خطا و به صورت اتوماتیک فرمان قطع را به کلیدها می دهند.

کلیدهای قدرت در یک پست فشار قوی بایستی دارای مشخصات عمده زیر باشد :

- در حالت عادی که کلید بسته می باشد بایستی بتواند جریان نامی را بطور دائمی از خود عبور دهد.

- امکان انجام مانور در وارد و خارج کردن مدارها را در شبکه به راحتی داشته باشد و جریان نامی را بدون اشکال قطع نماید.

- در حالیکه کلید باز می باشد بایستی بتواند اختلاف ولتاژ موجود در دو طرف کلید را بطور دائمی تحمل کند و در موقع باز شدن کلید نیز اضافه ولتاژهای موقتی را تحمل نماید.

- در موقع بروز اتصال کوتاه در شبکه پس از دریافت فرمان قطع در سریع ترین زمان ممکن بدون اشکال بتواند جریان اتصال کوتاه را قطع و قسمت معیوب را ایزوله کند.

۱-۲-۳- انواع مهم کلیدها:

الف) کلید روغنی Bulk oil type

ب) کلید روغن minium oil Volume type

ج) کلید هوایی Air blast type

د) کلید گازی sf6 type

ه) کلید خلاء Vaccum type

خ) کلید مغناطیسی magnetic type

فصل چهارم : سکسیونر

۱-۴- سکسیونرک

کلیدهای قدرت در یک پست فشار قوی و وصل نیروهای خروجی و در حدی و برقراری ارتباط بین قسمت‌های مختلف را تحت هر شرایط بعهدہ دارند. جهت ایجاد ایمنی در بهره برداری و تعمیرات و قطع فیزیکی یک قسمت از قسمت‌های دیگر از سکسیونر استفاده می شود.

سکسیونرها می توانند کار قطع و وصل سیستم در حالتی که تقریباً شدت جریان صفر باشد را انجام دهند به عبارت دیگر سکسیونرها می توانند در انجام مانور وسیع تر و بهتر نمودن ایزولاسیون در پستها به کلیدها کمک نمایند.

سکسیونرها در حالت باز می توانند ولتاژ نامی را بطور دائم و اضافه ولتاژهای موقت را بطور موقت تحمل نمایند ماده عایقی بین دو کنتاکت سکسیونرها هوا می باشد . سکسیونرها از نظر شکل ظاهری انواع مختلفی دارند که مهمترین آنها عبارتند از:

۱) سکسیونر تیغه ای یا کاردی Bladc type

۲) سکسیونر کشوئی Drawable type

۳) سکسیونر افقی Hiyizental center break

۴) سکسیونر عمودی vertical type

۵) سکسیونر دورانی سه پایه ای Center Rotating type

۶) سکسیونر قیچی Pantograph type

۴-۱-۱- سکسیونر زمین

پس از قطع دو طرف یک خط توسط کلیدها و باز نمودن سکسیونرهای مربوط جهت ایجاد ایمنی بمنظور کار کردن روی خط از سکسیونرهای زمین استفاده می شود. سکسیونر زمین قسمت بی برق را به زمین متصل می نماید و معمولاً این سکسیونرها که متشکل از یک میله هادی می باشد.

به همراه سکسیونرها می باشند به همراه سکسیونرها می باشند و از نظر مکانیکی با یکدیگر اینتراک دارند و سکسیونرزمین فقط موقعی میتواند بسته باشد که سکسیونر خط باز باشد . در بعضی از پستها که دارای اهمیت باشد ممکن است مجهز به سکسیونر زمین باشد ولیکن در حالت مادی فقط سکسیونرهای خط مجهز به سکسیونر زمین بوده و در بقیه قسمتهای پست از سکسیونرزمین و قابل حمل استفاده می شود که در این حالت معمولاً برای هر پست تعداد محدودی از این سکسیونرهای زمین قابل حمل در طرح در نظرگرفته می شود.

فصل پنجم : انتخاب ترانسفورماتورهای جریان:

۵-۱- ترانسفورماتورهای جریان:

در پست های فشار قوی به دو منظور اساسی اندازه گیری و کنترل محافظت احتیاج به اطلاع از وضعیت کمیت های الکتریکی ولتاژ و جریان می باشد ولی از آنجا که

کمیت های مزبور در پست های فشار قوی بسیار بالا می باشند و دسترسی مستقیم به آنها نه اقتصادی بوده و نه عملی ، لذا از ترانسفورماتورهای جریان که در مواقع نمونه های با مقیاس کم از کمیت های مزبور را که تا حد بسیار بالائی تمام ویژگی های کمیت اصلی را دارا می باشند در اختیار می گذارند استفاده می شود و کلیه دستگاه های اندازه گیری محافظت و کنترل مانند ولنومتر – آمپر- قدرت سنج – رله ها – دستگاه های ثبات خطاها وقایع وغیره ... که برای ولتاژها و جریان های پائین ساخته می شوند. از طریق آنها به کمیت های مورد نظر در پست دست می یابند.

بنابراین ترانس جریان از یک طرف یک وسیله فشار قوی بوده و بنابراین می بایستی به صورت هماهنگ با سایر تجهیزات فشار قوی انتخاب شوند. (طرف اولیه) و از طرف دیگر به تجهیزات فشار ضعیف پست ارتباط دارند (طرف ثانویه) لذا لازم است مشخصات فنی آنها به طور هماهنگ با تجهیزات حفاظت ، کنترل و اندازه گیری انتخاب شود، بطور کلی دو نوع ترانسفورماتور جریان فشار قوی از نوع روغنی وجود دارد:"

۱- ترانسفورماتور جریان هسته پائین یا tank type

۲- ترانسفورماتور جریان هسته بالا یا top core

ترانس های جریان نوع دیگری نیز از جمله xpoxy moulded وجود دارد که عمدتاً در ولتاژهای کم حداکثر تا ۱۳۲ کیلو ولت و معمولاً در سطوح ولتاژ ، 20 و 63 کیلو ولت کاربرد دارند.

ثانویه ترانس های جریان روی یک هسته ممکن است بدون تپ باشند sigle Rotio و یا دارای تپ باشند که در آنصورت multi Ratio نامیده می شود. به منظور جلوگیری از القاء ولتاژهای بالا روی موآرهای متصل به ثانویه ترانس های جریان لازم است که این مدار از طریق یکی از ترمینالهای هر سیم پیچ ثانویه S_1 یا S_2 زمین شوند و معمولاً برای سیستم های حفاظتی بهتر است که ثانویه ترانس در نزدیک ترین نقطه به وسیله مورد نظر جهت حفاظت زمین شود اما در سیستم های

اندازه گیری بهتر است در محل مصرف کننده زمین شود و در صورت استفاده مشترک از یک سیم پیچ برای حفاظت و اندازه گیری حفاظت ارجعیت بیشتری دارد. اگر ثانویه دارای تپ هایی می باشد که مورد استفاده قرار نمی گیرند بایستی به صورت مدار باز باقی بمانند در صورتیکه هسته ای از ترانس جریان بالا استفاده می ماند. بایستی بطور کامل سیم پیچی آن اتصال کوتاه شده و زمین گردد زیرا در غیر اینصورت در مدار باز ثانویه در هنگام عملکرد ولتاژ بالائی القاء می گردد. لازم به توضیح است که در بعضی از تجهیزات از جمله کلیدهای از نوع Dead tank ترانس قدرت یا راکتورها جهت صرفه جویی در هزینه های می توان هسته های جریان را که ثانویه ها روی آن قرار دارند در داخل تجهیزات مزبور بنحوی قرار دارد که هادیهای عبوری از بوشینگ های این تجهیزات از داخل آن عبور نمایند که بوشینگ ترانسفورمر گویند.

۲-۵- انتخاب ترانسفورماتورهای جریان

۱- انتخاب ولتاژ های نامی و سطوح عایقی:

همانند با سایر تجهیزات ولتاژ نامی و سطوح عایقی از جداول مربوطه که در استاندارد وجود دارد انتخاب می شود.

۲- جریان نامی اولیه

مقادیر جریانهای نامی استاندارد b, 5, 12, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75 یامضارب دهی از آنها توصیه می شود که مقادیری که زیر آنها خط کشیده شده ارجح می باشند بنابراین با توجه به جریان نامی فیدرها می بایستی جریان نامی ترانس های جریان از مقادیر استاندارد انتخاب گردد و حتی الامکان سعی شود یکنواختی نیز رعایت گردد.

ولی در این رابطه نکته اساسی این است که اولاً جریان نامی ترانس های جریان بهتر است نزدیک جریان فیدر انتخاب گردد تا اولاً حساسیت رله ها کاهش نیابد و ثانیاً بخصوص در سیستم های حفاظت دیفرانسیل حتی الامکان از ترانس کمکی کمتری بخصوص در رله های با امپرانس بالا استفاده گردد.

۳- جریان نامی ثانویه

جریان نامی ثانویه ترانس طبق استاندارد IEC 185 معادل 1,2,5 آمپر پیشنهاد شده است. امروزه در پست های بزرگ به منظور کاهش افت ولتاژ روی کابل های ارتباطی طولانی و یا به عبارت دیگر استفاده از مقاطع کمتر امکان استفاده از ترانس های جراین با ثانویه 1 آمپر با ساخت رله های حساس در جریان های پائین وجود داشته و لذا بر خلاف توصیه استاندارد (۱۹۶۶) IEC 185 که جریان نامی 5 آمپر را اشاره کرده ، جریان نامی 1 آمپر برای پست های 400 , 230 کیلوولت مناسب تر می باشد.

۴- جریان های نامی کوتاه مدت

این جریان حداکثر جریانی است که ترانس می بایستی از نظر حرارتی برای مدت تعیین شده (یک ثانیه) تحمل نموده بدون اینکه حرارت داخل آن از 250 درجه (برای ترانس های روغنی) تجاوز نماید ، این جریان معادل IK که در محاسبات اتصال کوتاه بدست آمده انتخاب می گردد و مانند سایر تجهیزات رابطه بین جریان کوتاه مدت و مدت قابل تحمل $I^2 t = cte$ برقرار خواهد بود.

۵- جریان دینامیکی اتصال کوتاه

این جریان معادل 2.5 برابر ITL در نظر گرفته می شود و اگر با توجه به نسبت $\frac{x}{R}$ سیستم مقدار مزبور از 2.5 متفاوت باشد بایستی به سازنده اطلاع داده شود.

۶- انتخاب تعداد هسته های ثانویه

اصولاً ویژگی هسته های ترانس های جریان برای کاربرد حفاظت و اندازه گیری متفاوت می باشد زیرا عدم اشباع و دقت اندازه گیری هسته های مورد استفاده برای حفاظت در جریانهای خطا که بیشتر از جریان نامی می باشند دارای اهمیت بوده در حالیکه کارکرد مناسب هسته های اندازه گیری در جریانها تا حد جریان نامی اهمیت دارد لذا ضرورت عدم اشباع هسته های ترانس ایجاب می نماید که برای افزایش قابلیت اطمینان هسته های مجاز برای رله های مختلف حفاظتی استفاده شود لذا

ترانس های جریان معمولاً با چند هسته مستقل ساخته می شوند که بعضی از آنها مناسب برای سیستم حفاظت و بعضی دیگر برای اندازه گیری مناسب می باشند تعداد هسته های مورد نظر بسته به طرح حفاظت و کنترل و اندازه گیری تعیین می گردد و امروزه معمولاً ترانس های جریان با تعداد هسته های تا ۶ عدد ساخته می شود. در صورتیکه تعداد هسته بیشتری مورد نظر باشد به عنوان مثال ترانس جریان وسط در طرح 1.5 کلید می تواند از دو ترانس جریان سری استفاده نمود.

فصل ۶: انتخاب شینه ها:

۶-۱- شینه :

در پست های فشار قوی اتصال الکتریکی کلید خطوط ورودی و خروجی به یکدیگر توسط شینه های فشار قوی امکان پذیر می گردد و کلید فیدرهای از طریق شینه سراسری به یکدیگر متصل می شوند به همین علت در حالت کلی لازم است شینه ها از ظرفیت کافی جهت دریافت تمامی انرژی و توزیع آن برخوردار باشند. با بروز عیب در هر یک از فیدرها و تجهیزات آنان جریان اتصالی از طریق تمام فیدرها به سمت نقطه عیب به قرار گشته و در شینه ها با یکدیگر جمع شده جراین عیب اصلی را تشکیل می دهند بدین ترتیب ضروری است شینه ها از مقاومت الکتریکی کافی در قبال برقرار جریان عیب برخوردار باشند.

شینه های به دو نوع کلی زیر ساخته و نصب می گردند:

۱- شینه های سخت rigid busbar

۲- شینه های نرم یا قابل انعطاف flexible busbar

شینه های سخت عبارت از شینه های غیر قابل انعطاف می باشند به همین علت به شکل نبشی ، ناودانی، لوله و غیره از جنس آلایژ آلومینیوم و یا مس ساخته می شوند. نصب این شینه ها بر روی پایه ها و مقره های قائم به صورت مایل و یا عمودی صورت می پذیرد. معمول ترین شکل شینه ها از آلایژ آلومینیوم - منگنز با مقطع دایره به صورت استوانه تو خالی می باشند. به همین علت به Tubular busbar موسوم می باشند منگنز به منظور تامین استحکام مکانیکی به آلایژ افزوده می گردد.

در ردیف ولتاژهای $Un \leq 132 \text{ kv}$ شینه های سه فاز از نوع سخت با توجه به فاصله محدود فاز - فاز شینه ها بر روی پایه مشترک نصب می گردند با افزایش ولتاژ و ضرورت تأمین فاصله کافی ایزولاسیون فاز - فاز در حدود $d \geq 2\text{m}$ امکان نصب آنان بر روی پایه مشترک میسر نبوده پایه های جداگانه مورد نیاز خواهند بود.

پایه های به شکل اسکلت فلزی پیش بینی شده ستون های مقره با ارتفاع ایزولاسیون مناسب بر روی آن نصب می گردند این مقره های نگاه دارنده یا اتکائی اصطلاحاً post insulator مرسوم می باشند . نصب شینه های اصلی میتواند در ارتفاع بالاتر و یا کمتر نسبت به شینه های خروجی ها صورت گیرد.

در صورتیکه از شینه های ارتباطی نوع فرم جهت خروجی ها استفاده شود ارتفاع نصب شینه های سخت بیش از ارتفاع نصب شینه های خروجی ها خواهد بود. هنگامیکه نصب شینه های اصلی از نوع سخت در ارتفاع کمتر نسبت به شینه های خروجی ها صورت می گیرد اتصال خروجی ها به شینه ها تنها توسط شینه های سخت امکان پذیر خواهد بود. در وضعیت دیگر شینه های سخت ممکن است به صورت معلق از دروازه ها و یا کنترل های اسکلت فلزی نصب گردند هنگامیکه شینه های سخت به صورت اتکائی پیش بینی می گردند ارتفاع نصب کافی آنان از طریق

ارتفاع پایه های مقره ها اتکائی و یا افزودن شینه ها در امتداد قائم و یا شکل ۷ امکان پذیر می گردد.

طرح شینه های سخت و انتخاب نوع مقره های مناسب نگاه دارنده لازم است با دقت کافی و با توجه به کلید پدیده های مکانیکی و الکتریکی ظاهر شده در بهره برداری صورت گیرد به همین علت بر محاسبات ضروری به منظور برآورد نیروها و وزن شینه ها و انتخاب مقره ها با استحکام کافی انجام می گردد.

شینه های نرم از هادیهای آلومینیوم مشابه هادی معمول در خطوط هوای تشکیل گردیده اند این هادیا از رشته های آلومینیوم تابیده شده با هسته فولاد یا آلومینیوم جهت تأمین مقاومت مکانیکی لازم ساخته می شوند به همین علت آنان را هادی افشان می نامند.

نصب شینه ها مستلزم پیش بینی دو گنتری به صورت اسکلت فلزی با ستون فلزی در دو انتهای آنان می باشد. فاصله گنتری ها قابل ملاحظه بوده برحسب قرص هر خروجی و ردیف ولتاژ اسمی فاصله گنتری ها در حدود 3,4 و یا 5 خروجی را شامل می گردد. بامقایسه شکل شینه های نرم و شینه های سخت و دقت در نحوه نصب آنان متفاوت عمده دو نوع شینه ها مشخص می گردد این تفاوت استفاده از مصالح و مواد مورد نیاز جهت برپائی شینه ها می باشد در شینه های نوع نرم حجم اسکلت فلزی لازم جهت نصب شینه ها قابل ملاحظه می باشد.

در شینه های نوع نرم حجم اسکلت فلزی لازم جهت نصب شینه ها قابل ملاحظه بوده و متقابلاً تعداد زنجیره مقره محدود می باشد. متقابلاً در شینه های نوع سخت اسکلت فلزی ناچیز بوده تعداد ستون های مقره فاز - زمین قابل ملاحظه می باشند. در هنگام استفاده از شینه های نرم با توجه به ارتفاع نصب بالای شینه ها، ارتفاع نصب خروجی ها همواره کمتر از ارتفاع نصب شینه ها انتخاب و در این حالت سکسیونرهای خروجی ها در زیر شینه ها نصب می گردند با توجه به مراتب فوق در مواردی که محدودیت در ارتفاع نصب شینه ها مشاهده گردد استفاده از شینه های نوع سخت به عنوان راه حل مناسب مطرح می باشد.

در شینه های نوع نرم به نصب EXpenion joint نیاز نبوده افزایش طول و افتادگی آنان در پی انبساط و انقباض شینه ها تأثیر درجه حرارت مشاهده می گردد، در ولتاژهای بالا هنگامیکه ارتفاع شینه ها افزایش یابد استفاده از سکسیونرهای نوع پانتوگراف ضرورت می یابد.

ارتفاع ثابت جهت شینه ها در امتداد افقی لازم می گردد در این حالت شینه ها از طریق فنرها به انتهای زنجیره مقرر محکم می گردند.

در این نوع شینه ها نیز از هادی های متعدد به منظور مقابله با پدیده کرنادر ردیف ولتاژهای بالا استفاده می شود. این شینه ها به buudle busbar موسوم بوده که کتورهای فرعی به sub – conductor مرسوم می باشند پیش بینی هادی های متعدد در شینه ها به منظور افزایش ظرفیت آنان نیز صورت می پذیرد.

فصل ۷: انتخاب ایزولاتورها :

۷-۱- ایزولاتور (مقرره):

مقرره ها نگهدارنده قسمت هائی از تأسیسات الکتریکی هستند که نسبت به زمین دارای اختلاف سطح الکتریکی می باشند لذا مقرره ها باید از یک استقامت مکانیکی و الکتریکی خاصی برخوردار باشند تا بتوانند علاوه بر نبردهای مختلف مکانیکی (فشار، کشش، خمش) و الکترودینامیکی که به آنها وارد می شود در نامناسب ترین

شرایط (باران، مه، شبنم، آلودگی) فشار الکتریکی وارده را نیز تحمل کنند بدین جهت پایدار و انتقال بدون وقفه انرژی الکتریکی تا حدودی بستگی به انتخاب و مراتب صحیح ایزولاتورها دارد.

استقامت مکانیکی ایزولاتورها بستگی به جنس و ضخامت عایق و استقامت الکتریکی آن بستگی به جنس و طول و شکل مقره دارد. مقره ها و پایه های عایق اکثراً از چینی و نوعی از مقره ها از شیشه ساخته می شوند حتی در این دهه آخر از مواد مصنوعی (صمغ مصنوعی، آرلویت و غیره) نیز در شرایط خاصی استفاده شده است. توسط فرم دادن به ایزولاتور و ایجاد برآمدگی هائی در سطح ایزولاتور می توان از شکست الکتریکی آن جلوگیری کرد چترهای اطراف ایزولاتور باعث می شوند که قسمتهای از ایزولاتور از آب باران مصون بماند و قشرهای آب در طول ایزولاتور بصورت مقطع ظاهر شوند و در نتیجه جریان خزنده به مقدار قابل ملاحظه ای کوچک می شود و اختلاف سطح لازم برای شکست جنبی بالا می رود این چترها نیز نمناک می شود تنها تأثیری که روی اختلاف سطح جانبی مقره جریان خزنده کوچک می شود و باعث می شود که اختلاف سطح شکست الکتریکی تا حدودی بالا می رود و بهمین جهت مه و شبنم و گرد و خاک و شکست الکتریکی جنبی موثر تر از باران می باشند در ضمن اینکه باران اغلب باعث شستشو دادن و تمیز کردن ایزولاتور نیز می گردد .

برای اینکه اثر کثافات و اجسام خارجی روی ایزولاتور را به حداقل برسانند و خطر شکست خارجی را کمتر کننده از تعداد زیادی چتر با لبه های بلند استفاده می شود که در نتیجه مسیر تخلیه الکترونی طویل تر شده و جریان خزنده در طول ایزولاتور کوچک می شود. مقره ها را می توان بطور کلی به دو دسته زیر تقسیم کرد:

الف) مقره های داخلی (مقره هائی که در شبکه و تاسیسات سرپوشیده به کار برده می شوند.

ب) مقره های خارجی (مقره های مخصوص شبکه و تاسیسات در هوای آزاد.

الف) مقهره های داخلی :

این گونه مقره ها بیشتر در شبکه وتاسیسات سرپوشیده بکار برده می شوند . شکل و فرم ایزولاتورهای داخلی بیشتر بستگی به جنس آن دارد . تکیه گاه های مقوایی یکی از انواع این گونه مقره ها هستند به شکل لوله از کاغذ آغشته به لاک و الکل در زیر فشار و حرارت زیاد پیچیده و ساخته می شود . این مقره ها در ضمن اینکه نسبتاً سبک می باشند به قطعات و طولهای مختلف قابل برش هستند و از این جهت است که بیشتر از آن در اسباب وادوات فشار قوی مخصوص آزمایشگاهی و لابراتورها استفاده میشود. در اثر جرقه های جنبی نمی شکنند و استقامت مکانیکی خود را از دست نمی دهند.

مقره های سرامیکی یکی دیگر از انواع مقره های داخلی می باشند و به طور کلی به دو دسته توپر و توخالی تقسیم می شوند.

ایزولاتورهای تو پور از نظر الکتریکی غیر قابل شکست هستند به عبارت دیگر ازدیاد ولتاژ همیشه قبل از شکست الکتریکی در داخل ایزولاتور باعث شکست جنبی ایزولاتور می شود لذا ایزولاتور توپر نمی شکنند و مقاوم است . در ایزولاتورهای توخالی امکان شکست داخلی وجود دارد زیر در سوراخ داخل ایزولاتور نیزمانند سطح خارجی آن امکان نفوذ رطوبت و کثافات که از عوامل شکست الکتریکی زودرس می باشد تکیه گاههای توپر را که غیر قابل شکست الکتریکی هستند می توان فقط یک تا قطر معینی و محدودی (160mm) ساخت که مسلماً نمی تواند جوابگوی نیروی مکانیکی و الکترودینامیکی در تمام قسمتهای تأسیسات باشد. بدین جهت در قسمتهائی از تاسیسات که نیروی مکانیکی بیشتری را باید تحمل کند از مقره های توخالی استفاده می شود.

ب) مقره های خارجی:

مقره های مخصوص شبکه و تاسیسات درهوای آزاد می باشند بطور کلی می توان به دودسته تقسیم کرد مقره های ثابت که مانند تکیه گاه های داخلی در روی زمین قرار

می گیرند و یا اینکه با میله پیچ به دکل های چوبی یا فلزی محکم می شوند و برای ولتاژهای تا ۳۵ کیلو وات ساخته می شوند این مقره ها به نام مقره دلتا معروف هستند .

دسته دوم مقره های آویزان هستند که برای ولتاژهای زیادی ساخته می شوند و به سه دسته بشقابی توپر و ایزولاتور بلند تقسیم می شوند.

مقره های زنجیره ای (آویزان) که بیشتر جهت نگه داشتن سیم های هوای استفاده می شوند ممکن است که از نظر نصب آنها از نوع آویزی (suspension) و کششی بلند (Trnsioing) مقره های آویزی درمحل هایی که نیروی کششی وجود نداشته باشد استفاده می شود ولیکن مقره های کششی در مواردی که نیروی کششی وجود ندارد مورد استفاده قرار می گیرند البته لازم به توضیح است که در پستهای فشار قوی معمولاً با اینکه نیروهای کششی عمده ای وجود ندارد لیکن مقره ها را به صورت کششی تعبید می نمایند و در محل هایی که انجام اتصال الکتریکی در دو طرف پایه ضرورت داشته باشد با استفاده از سیم رابط که اصطلاحاً Jamper نامیده می شود انجام می گردد.

مقره های زنجیره ای که آن را بشقابی نیز می نامند دارای ارتفاع محدودی می باشند و ساخت آن به ترتیبی است که می توان تعداد زیادی از آنها سری به یکدیگر اتصال داد. در بعضی مواقع جهت جلوگیری از نوسانات سیم ها در اثر وزش باد از دو سری مقره که به شکل V به یکدیگر اتصال داده شده است استفاده می شود.

استاندارد IEC 273 جهت مقره های پایه ای و IEC 805 جهت مقره های زنجیره ای می باشد. همانطور که قبلاً اشاره گردید آلودگی هوا از نکات مهمی است که در Creepage distance مقره بایستی افزایش یا به فرم انحناء مقره ها نیز در طراحی تعیین نوع مقره موثر است در مناطق صنعتی و یا شرجی مقدار فاصله خزش با توجه به شرایط محیط تعبیر می نماید. مقره ها ممکن است برای شرایط هوای مه آلود و یا گرد و غبار زیاد و یا هوای عادی طراحی شوند . در بعضی از پستها ممکن است جهت شستشوی مقره ها تحت تانسیون نیز پیش بینی هایی صورت پذیرد.

فصل ۸ - انتخاب موج گیرها: (Line trap)

۸-۱- تله موج یا موجگیر:

همانگونه که می دانیم از خطوط انتقال نیرو به منظور انتقال سیگنالهای مختلف نظیر سیگنال اندازه گیری و کنترل از راه دور مکالمات تلفنی، تله تایپ و سیگنال های حفاظت جهت ارسال و دریافت فرمان از پست های دیگر نیز استفاده می شود جهت جلوگیری از تداخل این سیگنالها که معمولاً دارای فرکانس بالا می باشند و همچنین به منظور جلوگیری از انتقال سیگنال به قسمتهای دیگر و امکان ایجاد عملکرد صحیح از موجگیر و یا تله موج استفاده می شود .

موجگیر به صورت سری در انتهای خطوط انتقال نیرو در پست ها نصب می شوند و طراحی موج گیر بایستی طوری باشد که بتواند حداکثر جریان نامی و همچنین جریانهای اتصال کوتاه را تحمل نمایند. انتقال سیگنالها همانگونه که در بخش ترانس های ولتاژ نیز ذکر شده با استفاده از ترانس های ولتاژ که بر روی ثانویه آن وسایل کوپلاژ تعبیه شده صورت می گیرد لذا موجگیر بعد از ترانس های ولتاژ (نزدیکتر به باس بار) که در ابتدای خط قرار دارند نصب می گردند.

سیگنالها معمولاً دارای فرکانس بالا بوده در شبکه ایران از مقدار ۳۰ تا ۵۰۰ کیلو هرتز تغییر می نماید و موجگیر بایستی قادر به جلوگیری از عبور این سیگنالها باشد . برای هر فیدر خروجی معمولاً یک باند مسدود کننده مشخص را که پهنای آن چندان زیاد نباشد (حداکثر ۱۰۰ کیلو هرتز) تعیین می نمایند و موجگیر برای هر فیدر و با توجه به پهنای باند مسدود کننده (Blacking bond width) طراحی و ساخته می شود . ساختمان موجگیرها معمولاً از یک سلف که دارای هسته هوا می باشد (Air core coil) و یک مجموعه خازن و مقاومت که مجموعاً به صورت پارالل به یکیگر متصل شده اند تشکیل شده است.

از سلف (سیم پیچ اصلی) جریان خط بطور مستقیم عبور نموده لذا سطح مقطع سیم پیچ که معمولاً از جنس آلومینیوم بوده متناسب با جریان نامی (به طور دائم) و

جریان اتصال کوتاه (به طور کوتاه مدت) انتخاب می شود. شکل ظاهری موج گیر استوانه ای می باشد.

مجموعه خازن و مقاومت معمولاً در داخل سیم پیچ نصب شده و در هریک موج دیگر برای تغییر فرکانس و پهنای باند مسدود کننده مشخصات سلف را ثابت نگه داشته و فقط با تعویض خازن و تغییر ظرفیت آن این عمل صورت می گیرد بدین لحاظ این خازن را واحد تنظیم کننده (Tuning unit) نیز می گویند.

به منظور حفاظت موجگیر در مقابل اضافه ولتاژهای ناگهانی که ممکن است در دو سر موج گیر پدید آید از برقگیر استفاده می شود برقگیر طوری طراحی می شود که در ولتاژهای بالاتر از افت ولتاژ ناشی از عبور جریان نامی و جریان اتصال کوتاه عمل نمایند مقدار افت ولتاژ در دو سر موج گیر در حالت عبور جریان اتصال کوتاه فرمول (۸-۱-۱) بدست می آید:

$$U_{SN} = 2\pi \cdot f_{pn} \cdot L_N \cdot I_{SN}$$

که در آن $U_{SN} \cdot f_{pn} \cdot L_N \cdot I_{SN}$ به ترتیب عبارتند از: جریان اتصال کوتاه ، راکتانس موجگیر که با توجه به این افت ولتاژی، ولتاژ عمل برقگیر با ضریب 1.1 تعیین می گردد.

$$ULA = 1.1 \times U_{SN}$$

۸-۲- مشخصات الکتریکی موج گیرها:

سطوح ولتاژ عایقی ، جریان نامی دائمی و جریان اتصال کوتاه از مشخصه های الکتریکی موج گیر بوده که این مقادیر را می توان با توجه به مشخصات پست در مقادیر استاندارد ذکر شده در بخش های قبلی تعیین نمود.

پهنای باند مسدود کننده، موج گیر بستگی به سه پارامتر اندوکتانس سلف، کاسیتانس، رزیستانس واحد تنظیم کننده دارد.

مقادیر اندوکتانس برای هر طرح معمولاً ثابت نگه داشته می شود می تواند مقادیر اندوکتانس یکی از اعداد 2 , 1 , 0.5 , 0.32 , 0.2 , 0.7 میلی هاتری در نظر گرفته

شود، پهنای باندهای مختلف با تغییر C, RS قابل دسترسی می باشد مقدار حداقل

$$R_{smin} = K. \pi. L. \frac{f_2 \cdot f_1}{f_2 \cdot f_1} \quad (۱-۲-۸) \text{ ns را می توان از فرمول}$$

در فرمول فوق K ضریب ثابتی است که با توجه به فرکانس های بالا و پایین مسدود کننده می تواند از 0.75 تا 0.9 تغییر کند. L_1 اندوکتانس موج گیر است.

f_2, f_1 بالاترین و پائین ترین فرکانس های پهلای باند مسدود کننده مورد نظر می باشد. پس از تعیین تعداد مقدار رزیستانس می توان کاپاسیتانس را با توجه به

$$\text{رابطه } \frac{Z_{min}}{R_{min}} \cong \sqrt{2} \text{ محاسبه نمود.}$$

۳-۸- نصب موج گیر:

موج گیرها در پستهای فشار قوی سه حالت زیر قابل نصب می باشند:

الف) به صورت آویزان:

در این حالت موجگیر بوسیله یک سری مقره به قسمت افقی گنتری آویزان می شود این طریقه نصب معمولاً برای موج گیرهای بزرگ و در ولتاژهای بالا صورت می گیرد مزیت این طریقه اینست که محلی را در زمین پست اشغال نمی کند.

ب) نصب موجگیر بر روی مقره اتکایی:

در این حالت موج گیر بر روی مقره اتکایی نصب می گردد این طریقه جهت ولتاژهای بالا معمولاً استفاده می شود و در روی زمین نیاز به جا دارد.

ج) نصب بر روی ترانسفورماتورولتاژ:

در پستهای با ولتاژ و جریان متوسط چون وزن موج گیر چندان زیاد نمی باشد لذا می توان موجگیر را بر روی ترانس ولتاژ قرار داد مزیت این طرح صرفه جویی در زمین پست می باشد. داخل موج گیر محل نصب مناسبی جهت لانه پرندگان می باشد لذا دو طرف موج گیر را معمولاً با استفاده از توری مسدود می نماید که به *Brid Barrier* معروفند.

۱-۳-۸- محل استقرار موج گیر در پستهای فشار قوی:

همانگونه که در فوق ذکر شده محل استقرار موج گیرها در پستهای فشار قوی در انتهای خطوط و بعد از ترانس ولتاژ می باشد موج گیرها فقط در دو انتهای خطوط که

سیستم *PLC* بین دو پست منتهی به خط وجود داشته باشد نصب می شود و موج گیرها بر روی دو فاز (برای خطوط تک مداره) و یک فاز (برای خطوط دو مداره) و گاهی اوقات بر روی هر سه فاز خط نصب می گردد. به هر حال تعداد موج گیرها و مشخصات آن بستگی به سیستم کنترل حفاظت و اندازه گیری از راه دور به طور کلی *PLC* دارد.

