دانشگاه صنعتی شاهرود

دانشکده برق و رباتیک

پایان‌نامه کارشناسی‌ارشد مهندسی برق قدرت

# برنامه ریزی تعمیر و نگهداری تجهیزات پست فشار قوی توس با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان سیستم

استاد راهنما:

دکتر مجید علومی بایگی

تهیه و تنظیم:

**روح الله عزیزی**

مهر ۱۳۸۷

تقدیم به

پدر و مادر مهربانم

آنان که با ذره ذره وجودشان، عشق به آموختن را در من زنده کردند و بی وجودشان هرگز

آن نبودم که هستم.

با تقدیر و تشکر خالصانه از زحمت های صبورانه و بی دریغ

جناب آقای دکتر علومی

و تمام کسانی که در مراد انجام این پایان نامه یاری کردند

چکیده

برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری و یا جایگزینی تاثیر زیادی در طول عمر تجهیزات و در نهایت در سود حاصل از سرمایه‌گذاری دارد. معیار استفاده شده در برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری معمولاً شرایط خرابی تجهیزات می‌باشد. برای برنامه‌ریزی بهینه تعمیر و نگهداری تجهیزات یک سیستم، علاوه بر شرایط خرابی تجهیزات، اهمیت تجهیزات نیز باید در نظر گرفته شود. اهمیت یک تجهیز برابر با میزان کاهش قابلیت اطمینان سیستم به دلیل خروج این تجهیز تعریف می شود. در این رساله برای برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری تجهیزات پست ۲۳۰ کیلو ولت توس هر دو عامل شرایط خرابی تجهیزات و اهمیت تجهیزات در نظر گرفته می‌شود. برای این منظور ابتدا اهمیت کلیدهای قدرت پست ۲۳۰ کیلو ولت توس تعیین می‌گردد. هزینه خاموشی به عنوان معیاری برای تعیین اهمیت تجهیزات سیستم استفاده می‌شود. سپس با استفاده از روش فازی شرایط خرابی تجهیزات این سیستم تعیین می‌شود. برای تعیین این شرایط از آزمایش‌هایی که در حال کار قابل انجام می‌باشند استفاده می‌شود. در ادامه، حساسیت شرایط خرابی تجهیزات نسبت به آزمایش های استفاده شده، بررسی می‌گردد. پس از آن، به منظور تعیین معیار مناسبی برای اولویت بندی تجهیزات برای تعمیر و نگهداری دو عامل اهمیت و شرایط خرابی تجهیزات ترکیب می‌گردند. در این رساله از ترکیب خطی دو عامل فوق برای برنامه‌ریزی استفاده می‌شود. حساسیت معیار استفاده شده برای اولویت‌بندی تعمیر و نگهداری به آزمایش‌های استفاده شده نیز مورد مطالعه قرار می‌گیرد. نتایج به دست آمده از روش پیشنهادی توسط نتایج حاصل از تحلیل سیستم تایید می‌گردد.


فصل اول: تعریف مسئله و انگیزه تحقیق..... ۱

۱-۱- مقدمه..... ۲

۱-۲- تعریف مسئله..... ۲

۱-۳- انگیزه تحقیق..... ۳

۱-۴- مروری بر فصل های پایان نامه..... ۴

فصل دوم: مقدمه ای بر مسئله برنامه ریزی تعمیر و نگهداری..... ۵

۲-۱- مقدمه..... ۶

۲-۲- معیارهای طبقه بندی روش های تعمیر و نگهداری..... ۹

۲-۲-۱- اهداف تعمیر و نگهداری..... ۱۰
۲-۲-۲- فاکتورهای تصمیم گیری..... ۱۰
۲-۲-۳- تعداد تجهیزات سیستم..... ۱۱
۲-۳- برنامه ریزی تعمیر و نگهداری در سیستم های قدرت..... ۱۲
۲-۳-۱- تعمیر و نگهداری اصلاحی..... ۱۳
۲-۳-۲- تعمیر و نگهداری بازدارنده..... ۱۴
۲-۳-۳- استراتژی تعمیر و نگهداری در سیستم های قدرت..... ۱۶
۲-۳-۴- مشکلات رایج در برنامه ریزی تعمیر و نگهداری تجهیزات سیستم قدرت..... ۱۷
۲-۳-۵- ساختار تعمیر و نگهداری..... ۱۷
۲-۴- شرط لازم برای تعمیر و نگهداری بهینه در سیستم قدرت..... ۱۸
۲-۵- شرایط ترانسفور ماتور در سیستم قدرت..... ۱۹
۲-۵-۱- شرایط ترانسفورماتور در مدت عمر آن..... ۲۰
۲-۶- شرایط کلیدهای قدرت در سیستم قدرت..... ۲۴
۲-۷- اهمیت تجهیزات در سیستم های قدرت..... ۲۵
۲-۷-۱- شاخص هزینه وقفه..... ۲۶
۲-۷-۲- شاخص پتانسیل تعمیر و نگهداری..... ۲۶
۲-۷-۳- شاخص حاصل از مفاهیم دو شاخص قبلی..... ۲۷
۲-۸- ترکیب اهمیت قطعات و شرایط خرابی آن ها..... ۲۹
فصل سوم: تعیین اهمیت کلیدهای پست فشار قوی توس..... ۳۰
۳-۱- مقدمه..... ۳۱
۳-۲- تعیین اهمیت کلیدهای قدرت پست فشار قوی توس..... ۳۳
۳-۲-۱- تعیین بار تامین نشده مورد انتظار ناشی از خروج کلیدها..... ۳۴
۳-۲-۲- تعیین هزینه بار تامین نشده مورد انتظار ناشی از خروج کلیدها..... ۳۹
۳-۲-۳- تعیین اهمیت کلیدها با توجه به تاثیر آن ها بر هزینه بار تامین نشده مورد انتظار..... ۵۳
فصل چهارم: تعیین شرایط خرابی تجهیزات پست..... ۵۸

۴-۱- مقدمه..... ۵۹
۴-۲- ترانسفورماتور..... ۵۹
۴-۳- آزمایش های ترانسفورماتور..... ۶۱
۴-۳-۱- اندازه گیری درجه حرارت داغ ترین نقطه در هسته ترانسفورماتور..... ۶۳
۴-۳-۲- تخلیه جزئی..... ۶۴
۴-۳-۳- آزمایش مقاومت عایق..... ۶۶
۴-۳-۴- آزمایش PI..... ۶۶
۴-۳-۵- آزمایش وجود گازهای نامحلول در روغن..... ۶۶
۴-۳-۶- آزمایش DP..... ۶۷
۴-۳-۷- آزمایش قدرت شکست عایقی..... ۶۹
۴-۳-۸- ولتاژ شکست..... ۶۸
۴-۳-۹- آزمایش پاسخ فرکانسی..... ۶۸
۴-۳-۱۰- آزمایش نسبت دور سیم پیچی..... ۶۹
۴-۴- ورودی های ترانسفورماتور..... ۶۹
۴-۵- کلیدهای قدرت..... ۷۹
۴-۵-۱- عایق کلیدهای قدرت..... ۸۱
۴-۵-۲- مقاومت کنتاکت کلید قدرت..... ۸۵
۴-۵-۳- درایو کلیدهای قدرت ..... ۸۷
۴-۵-۴- قسمت الکترونیکی کلید قدرت..... ۸۹
فصل پنجم:تعیین اولویت تجهیزات پست فشار قوی جهت تعمیر و نگهداری ..... ۹۶
۵-۱- مقدمه..... ۹۷
۵-۲- معیار اولویت تعمیر و نگهداری تجهیزات پست فشار قوی..... ۹۷
۵-۳- به دست آوردن معیار ریسک برای تجهیزات موجود در پست فشار قوی..... ۱۰۱
۵-۴- تغییرات زاویه محور کمکی با محور افقی و تاثیر آن بر اولویت تجهیزات..... ۱۰۶
۵-۵- بررسی اثر تغییرات شرایط تجهیزات بر اولویت تعمیر و نگهداری آن ها..... ۱۱۱

فصل ششم: نتیجه‌گیری و پیشنهادات.....۱۱۸
۶-۱- نتیجه گیری.....۱۱۹
۶-۲- پیشنهادات.....۱۲۰
مراجع.....۱۲۲

شکل (۲-۱). منحنی‌های طول عمرقطعه.....۷
شکل (۲-۲). تعمیر و نگهداری منظم.....۱۵
شکل (۲-۳). استراتژی‌های تعمیر و نگهداری در سال ۱۹۹۰.....۱۶
شکل (۲-۴). مراحل مختلف برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری.....۱۸
شکل (۳-۱). دیاگرام تک خطی پست فشار قوی۲۳۰ کیلو ولت توس.....۳۵
شکل (۳-۲). اتصال بارها به دو باس‌بار.....۳۷
شکل (۳-۳). متوسط هزینه مورد انتظار عدم تامین بار قطع دو کلید.....۵۴
شکل (۳-۴). هزینه مورد انتظار بار تامین نشده مرتب شده برای ترکیب‌های دوتایی کلیدها.....۵۵
شکل (۳-۵). اهمیت کلیدهای پست فشار قوی ۲۳۰kv توس.....۵۷
شکل (۴-۱). طبقه‌بندی آزمایش‌های ترانسفورماتور.....۶۳
شکل (۴-۲). سیستم فازی مربوط به ترانسفورماتور.....۷۱
شکل (۴-۳). توابع عضویت ورودی درجه حرارت داغ‌ترین نقطه برحسب سانتی‌گراد.....۷۲
شکل (۴-۴). توابع عضویت ورودی تخلیه جزئی.....۷۲
شکل (۴-۵). توابع عضویت ورودی مقدار گاز هیدروژن (ppm).....۷۲

شکل (۴-۶). توابع عضویت ورودی تغییرات گاز هیدروژن (درصد).....۷۳

شکل (۴-۷). توابع عضویت ورودی درجه حرارت بالای روغن ترانسفورماتور بر حسب سانتی‌گراد.....۷۳

شکل (۴-۸). توابع عضویت خروجی سیستم (شرایط خرابی ترانسفورماتور).....۷۳

شکل (۴-۹). سطوح مربوط به قوانین سیستم فازی ترانسفورماتور.....۷۴

شکل (۴-۱۰). سیستم فازی تعیین شرایط خرابی ترانسفورماتور.....۷۵

شکل (۴-۱۱). شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر درجه حرارت داغ‌ترین نقطه ترانسفورماتور.۷۶

شکل (۴-۱۲). شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر مقدار گاز هیدروژن موجود در روغن.....۷۶

شکل (۴-۱۳). شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر درصد تغییرات مقدار گاز هیدروژن موجود در روغن بر حسب درصد.....۷۷

شکل (۴-۱۴). شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر مقدار کرونا در ترانسفورماتور.....۷۸

شکل (۴-۱۵). شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر درجه حرارت بالای روغن .....۷۸

شکل (۴-۱۶). ورودی‌ها و خروجی سیستم فازی .....۸۲

شکل (۴-۱۷). توابع عضویت ورودی رطوبت عایق کلید (ppm) .....۸۳

شکل (۴-۱۸). توابع عضویت ورودی فشار گاز عایق (bar) .....۸۳

شکل (۴-۱۹). توابع عضویت خروجی سیستم فازی یعنی شرایط خرابی عایق کلید .....۸۳

شکل (۴-۲۰). قوانین فازی تعیین شرایط خرابی عایق کلید .....۸۴

شکل (۴-۲۱). ورودی و خروجی سیستم فازی تعیین شرایط خرابی کنتاکت کلید .....۸۵

شکل (۴-۲۲). توابع عضویت ورودی سیستم فازی مقاومت کنتاکت بر حسب میکرواهم .....۸۶

شکل (۴-۲۳). توابع عضویت خروجی سیستم فازی شرایط خرابی کنتاکت کلید .....۸۶

شکل (۴-۲۴). سیستم فازی تعیین شرایط خرابی درایو کلید قدرت.....۸۸

شکل (۴-۲۵). توابع عضویت ورودی سیستم (فشار روغن).....۸۸

شکل (۴-۲۶). توابع عضویت خروجی سیستم (شرایط خرابی درایو کلید) .....۸۹

شکل (۴-۲۷). سیستم فازی کلی .....۹۰

شکل (۴-۲۸). سطوح مربوط به قوانین سیستم فازی .....۹۰

شکل (۴-۲۹). سیستم فازی کل برای تعیین شرایط خرابی کلیدهای قدرت .....۹۲

شکل (۴-۳۰). سیستم فازی با در نظر گرفتن قسمت الکترونیکی کلید قدرت .....۹۲

شکل (۴-۳۱). شرایط خرابی کلید هنگام تغییر ورودی رطوبت عایق گازی (ppm) .....۹۳

شکل (۴-۳۲). شرایط خرابی کلید هنگام تغییر ورودی فشار عایق گازی (bar) .....۹۳

شکل (۴-۳۳). شرایط خرابی کلید هنگام تغییر ورودی مقاوت کنتاکت کلید قدرت ($\mu\Omega$) .....۹۴

شکل (۴-۳۴). شرایط خرابی کلید هنگام تغییر ورودی درایو کلید قدرت (bar) .....۹۴

شکل (۵-۱). دستگاه مختصات متشکل از سه محور اهمیت تجهیزات و شرایط خرابی و محور کمکی.....۹۸

شکل (۵-۲). ترکیب اهمیت تجهیز و شرایط خرابی با استفاده از محور کمکی با زاویه ۴۵ درجه.....۹۹

شکل (۵-۳). معیار ریسک برای دو تجهیز موجود در سیستم.....۱۰۰

شکل (۵-۴). دوران شکل (۵-۳) به اندازه زاویه ۴۵ درجه.....۱۰۰

شکل (۵-۵). اولویت تعمیر و نگهداری ترانسفورماتورها با فرض $\alpha = 45^{\circ}$.....۱۰۵

شکل (۵-۶). اولویت کلیدهای پست با فرض $\alpha = 45^{\circ}$ .....۱۰۶

شکل (۵-۷). اولویت تعمیر و نگهداری ترانسفورماتور ها با تغییر زاویه $\alpha$ .....۱۰۷

شکل (۵-۸). تغییرات اولویت کلیدهای شماره ۱ و ۲ و ۳ و ۴ با تغییر زاویه $\alpha$ .....۱۰۸

شکل (۵-۹). اولویت تعمیر و نگهداری کلیدهای شماره ۵ و ۶ و ۷ و ۸ با تغییر زاویه $\alpha$ .....۱۰۹

شکل (۵-۱۰). اولویت تعمیر و نگهداری کلیدهای شماره ۹ و ۱۰ و ۱۱ و ۱۲ با تغییر زاویه $\alpha$ .....۱۰۹

شکل (۵-۱۱). اولویت تعمیر و نگهداری کلیدهای شماره ۱۳ و ۱۴ و ۱۵ و ۱۶ با تغییر زاویه $\alpha$ ..۱۱۰

شکل (۵-۱۲). اولویت تعمیر و نگهداری کلیدهای شماره ۱۷ و ۱۸ و ۱۹ و ۲۰ با تغییر زاویه $\alpha$ ..۱۱۰

شکل (۵-۱۳). اولویت تعمیر و نگهداری کلیدهای شماره ۲۱ و ۲۲ و ۲۳ و ۲۴ با تغییر زاویه $\alpha$ ..۱۱۱

شکل (۵-۱۴). مقدار معیار ریسک برای ترانسفورماتور شماره ۳ با تغییر ورودی درجه حرارت داغ‌ترین نقطه.....۱۱۲

شکل (۵-۱۵). مقدار معیار ریسک ترانسفورماتور شماره ۳ با تغییر ورودی تخلیه جزیی (PD).....۱۱۲

شکل (۵-۱۶). مقدار معیار ریسک برای ترانسفورماتور شماره ۳ با تغییر ورودی مقدار هیدرژن روغن(ppm).....۱۱۳

شکل (۵-۱۷). مقدار معیار ریسک ترانسفورماتور شماره ۳ با تغییر ورودی تغییر هیدروژن روغن ترانسفورماتور (درصد) .....۱۱۳

شکل (۵-۱۸). مقدار معیار ریسک ترانسفورماتور شماره ۳ با تغییر ورودی درجه حرارت بالای روغن ترانسفورماتور (سانتی گراد) .....۱۱۴

شکل (۵-۱۹). مقدار معیار ریسک کلید شماره ۱۷ با تغییر ورودی رطوبت عایق کلید (ppm).....۱۱۵

شکل (۵-۲۰). مقدار معیار ریسک کلید شماره ۱۷ با تغییر ورودی فشار عایق کلید (bar) .....۱۱۵

شکل (۵-۲۱). مقدار معیار ریسک کلید شماره ۱۷ با تغییر ورودی مقاومت کنتاکت کلید ($\mu\Omega$) .۱۱۶

شکل (۵-۲۲). مقدار معیار ریسک کلید شماره ۱۷ با تغییر ورودی درایو کلید (bar) .....۱۱۶

جدول (۲-۱). شاخص‌های اهمیت قطعات.....۲۸

جدول (۳-۱). مقادیر بارهای پست ۲۳۰ kv توس.....۳۴

جدول (۳-۲). احتمال خروج ترانسفورماتورها و ژنراتورها.....۳۶

جدول (۳-۳). هزینه خاموشی بارهای پست فشار قوی.....۳۶

جـدول (۳-۴). بـار تـامین نشـــده هنگـام خروج ژنزاتوز شـــماره ۱ و قطع ترکیـب‌هـای مختلف دوتـایی کلیدها.....۴۲

جدول (۳-۵). بار تامین نشده مورد انتظار حالت الف ۳ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها....۴۲

جـدول (۳-۶). هزینـه بـار تـامین نشـــده مورد انتظـار حـالـت الف ۳ و قطع ترکیـب‌هـای مختلف دوتایی کلیدها.....۴۲

جدول (۳-۷). بار تامین نشده حالت ب ۳ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها.....۴۳

جدول (۳-۸). بار تامین نشده مورد انتظار حالت ب ۳ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها.....۴۳

جـدول (۳-۹). هزینـه بـار تـامین نشـــده مورد انتظـار حـالـت ب ۳ و قطع ترکیـب‌هـای مختلف دوتـایی کلیدها.....۴۳

جدول (۳-۱۰). بار تامین نشده حالت و ۳۴ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها.....۴۵

جدول (۳-۱۱). بار تامین نشده مورد انتظار حالت و ۳۴ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها..۴۵

جـدول (۳-۱۲). هزینـه بـار تـامین نشـــده مورد انتظـار حـالـت و ۳۴ و قطع ترکیـب‌های مختلف دوتایی کلیدها.....۴۵

جدول ۳-۱۳ بار تامین نشده حالت ز ۳۴ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها.....۴۶

جدول ۳-۱۴ بار تامین نشده مورد انتظار حالت ز ۳۴ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها.....۴۶

جـدول ۳-۱۵ هزینـه بـار تـامین نشـــده مورد انتظـار حـالـت ز ۳۴ و قطع ترکیـب هـای مختلف دوتـایی کلیدها.....۴۶

جدول (۳-۱۶). ترکیب دوتایی ژنراتور و ترانسفورماتور.....۴۷

جدول (۳-۱۷). بار تامین نشده حالت ج ۲۳ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها.....۴۸

جدول (۳-۱۸). بار تامین نشده مورد انتظار حالت ج ۲۳ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها.۴۸

جـدول (۳-۱۹). هزینـه بـار تـامین نشـــده مورد انتظـار حـالـت ج ۲۳ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها.....۴۸

جدول (۳-۲۰). ترکیب دوتایی ژنراتورها و یک ترانسفورماتور.....۴۹

جدول (۳-۲۱). بار تامین نشده حالت د ۲۳۲ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها.....۵۱

جـدول (۳-۲۲). بـار تـامین نشـــده مورد انتظـار حـالـت د ۲۲۳ و قطع ترکیـب‌هـای مختلف دوتـایی کلیدها.....۵۱

جـدول (۳-۲۳). هزینـه بـار تـامین نشـــده مورد انتظـار حالت د ۲۳۲ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها.....۵۱

جدول (۳-۲۴)ترکیب دوتایی ترانسفورماتور و یک ژنراتور.....۵۰

جدول (۳-۲۵). بار تامین نشده حالت ه ۲۳۲ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها.....۵۲

جدول (۳-۲۶). بار تامین نشده مورد انتظار حالت ه ۲۲۳ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها۵۲

جـدول (۳-۲۷). هزینـه بـار تـامین نشـــده مورد انتظـار حـالت ه ۲۳۲ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها.....۵۲

جدول (۳-۲۸). متوسط هزینه مورد انتظار بار تامین نشده برای قطع دو کلید.....۵۴

جدول (۳-۲۹). اهمیت کلیدهای پست فشار قوی ۲۳۰kv توس.....۵۷

جدول (۴-۱). مقادیر گازها در عایق روغن.....۶۷

جدول (۴-۲). قوانین سیستم فازی برای ترانسفورماتور.....۷۴

جدول (۴-۳). قوانین سیستم فازی برای عایق کلید.....۸۴

جدول (۴-۴). قوانین سیستم فازی شرایط خرابی کنتاکت کلید.....۸۶

جدول (۴-۵). قوانین فازی درایو کلید.....۸۹

جدول (۴-۶). قوانین سیستم فازی مربوط به تعیین شرایط خرابی کلید قدرت.....۹۱

جدول (۵-۱). شرایط کاری ترانسفورماتورهای پست فشار قوی توس ..... ۱۰۱
جدول (۵-۲). شرایط کاری کلیدهای پست فشار قوی توس ..... ۱۰۲
جدول (۵-۳). درصد شرایط خرابی ترانسفورماتورهای پست فشار قوی توس ..... ۱۰۳
جدول (۵-۴). درصد شرایط خرابی قسمت‌های مختلف کلیدهای پست فشار قوی توس ..... ۱۰۴
جدول (۵-۵). اهمیت ترانسفورماتورهای پست فشار قوی..... ۱۰۴
جدول (۵-۶). اهمیت کلیدهای پست فشار قوی توس ..... ۱۰۵

# فصل اول

# تعریف مسئله و انگیزه تحقیق

### ۱-۱- مقدمه

با رقابتی شدن صنعت برق، شرکت های برق جهت بقا در سیستم باید توان تولیدی خود را با بیشترین قابلیت اطمینان و کمترین هزینه به مشتریان خود برسانند. یکی از این هزینه‌ها مربوط به تعمیر و نگهداری به خصوص تعمیر و نگهداری بازدارنده[۱] می‌باشد. بنابراین یکی از اهداف اساسی، ارتباط دادن قابلیت اطمینان سیستم و برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری در یک روش موثر است به طوری که بتوان با برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری، قابلیت اطمینان سیستم را افزایش داد. برای بهبود روش بازدارنده از روش تعمیر و نگهداری بر اساس قابلیت اطمینان[۲] سیستم استفاده می‌شود[۱].

گسترش سیستم قدرت، توسعه روش‌هایی که بتواند مسائل آن را با سرعت و دقت زیادی حل کند را اجتناب ناپذیر می‌نماید. یکی از این مسائل، برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری است. این برنامه‌ریزی ارتباط نزدیکی با مسائل اقتصادی در سیستم قدرت به ویژه مدیریت دارایی[۳] دارد.

### ۱-۲- تعریف مسئله

تعمیر و نگهداری یا جایگزینی تجهیزات یک سیستم، بر اساس مقدار بودجه تخصیص داده شده، شرایط تجهیزات و تحلیل ریسک انجام می‌شود. یکی از اهداف در سیستم قدرت این است که از هر تجهیزی حداکثر استفاده به عمل آید. برای رسیدن به این هدف مسئله برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری برای تجهیزات به وجود می‌آید. بر نامه‌ریزی تعمیر و نگهداری می تواند اهداف مختلفی را در نظر بگیرد. بیشتر این برنامه‌ریزی ها هدف کاهش هزینه را دنبال می‌کنند. یکی از این اهداف می‌تواند افزایش قابلیت اطمینان سیستم باشد. در سیستم قدرت برای هر تجهیزی یک قابلیت اطمینان تعریف می‌شود که بر قابلیت اطمینان کل سیستم اثر دارد. تعمیر و نگهداری کیفیت عملکرد تجهیزات و در نتیجه قابلیت اطمینان آن‌ها را افزایش می‌دهد.

---

۱ Preventive Maintenance (PM)

۲ Reliability Centered Maintenance (RCM)

۳ Asset Management

معیارهای استفاده شده در برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری عموما شرایط خرابی تجهیزات می‌باشد در صورتی که محل نصب تجهیزات در شبکه نیز در قابلیت اطمینان موثر بوده و باید در برنامه‌ریزی در نظر گرفته شود. این عامل اهمیت تجهیز نامیده می‌شود.

برای تعیین برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری تجهیزات، دو عامل اهمیت تجهیزات و شرایط خرابی آن‌ها باید در نظر گرفته شود و سپس با توجه به این دو عامل تعیین می‌کنیم که کدام تجهیز ابتدا باید تعمیر و نگهداری شود.

هدف این رساله ارائه یک روش مناسب برای برنامه‌ریزی تعمیر ونگهداری تجهیزات یک پست فشار قوی با در نظر گرفتن اهمیت تجهیزات و شرایط خرابی آن‌ها می‌باشد. این مسئله را می توان به مراحل زیر دسته‌بندی نمود:

- تعیین اهمیت تجهیزات یک پست فشار قوی با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان سیستم
- تعیین شرایط خرابی تجهیزات این پست بر اساس آزمایش‌های انجام شده.
- ترکیب دو عامل فوق و تعیین برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری تجهیزات این پست

در این رساله فرض های زیر در نظر گرفته شده است:

- تجهیزات پست فشار قوی را ترانسفورماتورها و کلیدهای قدرت در نظر گرفته‌ایم.
- پست فشار قوی در نظر گرفته شده، پست فشار قوی ۲۳۰ کیلو ولت توس می‌باشد.

### ۱-۳- انگیزه تحقیق

برنامه‌ریزی تعمیر ونگهداری و یا جایگزینی تاثیر زیادی در مدیریت تجهیزات و در نهایت در سود حاصل از سرمایه‌گذاری دارد . لذا ضروری است که برنامه‌ریزی تعمیر ونگهداری و جایگزینی به صورت علمی و با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان سیستم انجام شود. از آنجا که این کار در کشور ما به صورت علمی انجام نمی‌شود تحقیقات در این زمینه و کاربردی نمودن آن ضروری است. در این رساله سعی شده است برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری در سیستم قدرت با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان سیستم تعیین شود.

**۱-۴- مروری بر فصل های پایان نامه**

در فصـل دوم روش های برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری مرور می‌گردد. در انتهای این فصـل روش‌های تعیین شرایط ترانسفورماتور و آزمایش‌هایی که برای آن انجام می‌شود ارائه می‌گردد. سپس شرایط کلیدهای قدرت مورد بررسـی قرار می‌گیرد. در انتها چند شـاخص قابلیت اطمینان که برای اهمیت تجهیزات به کار می‌رود معرفی می‌شود. در انتها نیز به نحوه ترکیب این دو عامل مختصری اشاره شده‌است.

در فصـل سوم تاثیر خروج تجهیزات پست توس بر قابلیت اطمینان سیستم بررسی و اهمیت تجهیزات پست تعیین می‌گردد.

در فصل چهارم شرایط خرابی ترانسفورماتورها و کلیدهای قدرت این پست تعیین می‌گردد.

در فصل پنجم دو عامل تعیین شده در فصل‌های قبل را با هم ترکیب کرده و معیاری برای تعمیر و نگهداری ارائه می‌گردد.

در فصـل شـشـم نتیجه گیری کلی از تحقیقات انجام گرفته ارائه و پیشـنهاداتی جهت تحقیقات آینده ارائه می‌گردد.

# فصل دوم

# مقدمه

## ۲-۱- مقدمه

برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری از سال ۱۹۵۰ مورد توجه قرار گرفت. در سال ۱۹۶۰ روش‌های تحقیقات علمی برای اولین بار روی برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری اعمال شـد و برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری بهبود یافت. در سال ۱۹۷۰ استفاده از مانیتورینگ شرایط[۴] تجهیزات روش‌های تعمیر و نگهداری را بهبود بخشید. با معرفی کامپیوتر در سـال ۱۹۸۰ تعمیر و نگهداری بهینه به صـورت وسـیع در همه جا گسترده شد. در سال ۱۹۹۰

[1] Condition Monitoring

روش تعمیر و نگهـداری بر اســـاس قـابلیت اطمینان به عنوان یک روش مســـتقل برای برنامه‌ریزی تعمیر ونگهداری ســیســـتم‌های قدرت مطرح شــد. لازم به ذکر اســت که این روش در ســال ۱۹۶۰ برای صــنعت هواپیمایی ارائه شده بود.

مطابق تعریفی که موسسه IEEE[۵] ارائه کرده است تعمیر و نگهداری روشی برای بازیابی[۶] یک تجهیز می‌باشد که در نتیجه اجرای آن شـــرایط قطعه بهبود می‌یابد. فعالیت تعمیر و نگهداری برای یک قطعه ســـالم انجام می‌شود و شرایط قطعه را بهبود داده در صورتی که عملیات بازیابی برای قطعه ای که خطا در آن روی داده است انجام می‌شود و آن را به شرایط کاری باز می‌گرداند[۲].

یکی از مهم ترین اهداف برای مدیران دارایی[۷] در ســیســتم‌های قدرت استفاده حداکثر از دارایی‌ها می‌باشد. برای رســیدن به هدف حداقل هزینه در طول مدت عمر، بهینه‌ســازی تعمیر و نگهداری بســیار مهم اســت. بنابراین یکی از اهداف اســاسی ارتباط دادن قابلیت اطمینان سیستم و برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری در یک روش موثر اســـت. تحقیقـات دراین زمینـه بـاعـث ایجاد چندین روش در تعمیر و نگهداری مانند تعمیر و نگهداری بر اســاس قابلیت اطمینان[۸] شده است. تعمیر و نگهداری بر اساس قابلیت اطمینان سبب شده است که یک تعادل بهینه و کاربردی بین دو روش تعمیر و نگهداری بازدارنده[۹] و تعمیر و نگهداری اصلاحی[۱۰] برای رسیدن به حداقل مجموع هزینه‌ها انجام شود. از دیدگاه قابلیت اطمینان سیستم علت تعمیر ونگهداری واضح اســت. از طریق تعمیر ونگهداری می‌توان قابلیت اطمینان ســیســتم را افزایش داد. این عمل با بهبود کیفیت تجهیزات همراه اســت. هدف تعمیر و نگهداری در حالت کلی افزایش طول عمر قطعه می‌باشـد. این هدف به افزایش قابلیت اطمینان قطعه و ســیستم کمک می‌کند. سیستم‌های قدرت برای این که بتوانند قطعات خود را در شـرایط کاری مناسب قرار دهند از برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری استفاده می‌کنند. تعمیر و نگهداری به عنوان ابزاری برای افزایش قابلیت اطمینان به کار می‌رود.

---

[۵] Institute Of Electrical and Electronic Engineering

[۶] Restoration

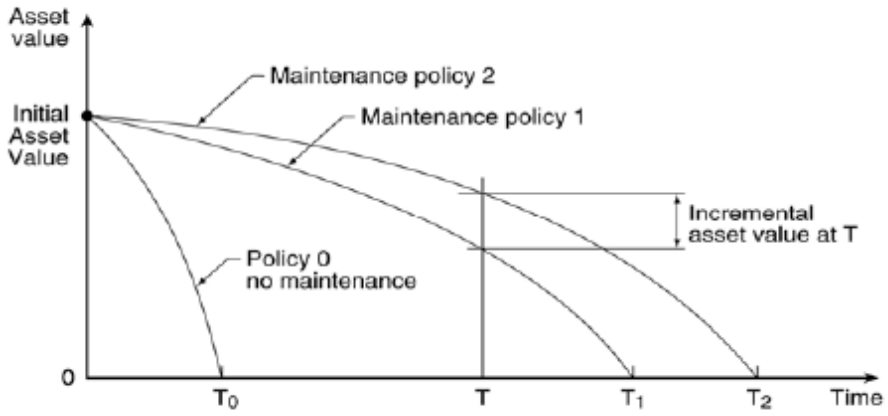
[۷] Asset Manager

[5] Reliability Center Maintenance( RCM)

6 Preventive Maintenance(PM)

7 Corrective Maintenance(CM)

تعمیر و نگهداری بخش مهمی از مدیریت دارایی اســت. هنگامی که نرخ خرابی افزایش می‌یابد شرایط قطعه (ارزش دارایی[۱۱]) کاهش می‌یابد. با تعمیر و نگهداری می‌توان از سرعت کاهش ارزش دارایی تجهیزات کاست. در شـکل (۲-۱) کاهش ارزش دارایی تجهیزات بر حسب زمان هنگام استفاده از روش‌های تعمیر و نگهداری مختلف نشان داده شده است[۳].




شکل (۲-۱) منحنی‌های طول عمر قطعه [۳]

منحنی که با شـماره صفر مشخص شده است کاهش ارزش قطعه هنگامی که هیچ تعمیر و نگهداری در این حالت وجود ندارد نشــان می‌دهد. در این حالت اگر خطایی در ســیســتم روی دهد ارزش دارایی به صــفر می‌رسد. در این حالت طول عمر قطعه $T_0$ خواهد بود. وقتی که از برنامه‌ریزی شماره یک استفاده کنیم طول عمر قطعه از $T_0$ به $T_1$ افزایش می‌یابد. اگر از برنامه‌ریزی‌شــماره دو اســتفاده کنیم طول عمر به $T_2$ افزایش می‌یابد. اگر قابلیت اطمینان (متوســط زمان تا وقوع خطا) را در نظر بگیریم، برنامه‌ریزی شــماره دو بهترین خواهد بود. علت آن اســت که قطعه عمر طولانی تر می‌کند یا به عبارت دیگر زمان تا روی دادن خطا در آن بیشــتر اســت. هر برنامه‌ریزی هزینه‌ای دارد. وقتی که این برنامه‌ریزی‌ها را با هم مقایســه می‌کنیم باید این هزینــه‌ها را هم در نظر داشــته باشــیم. افزایش هزینه اجرای تعمیر و نگهداری باید در برابر بهبود قابلیت

[۱۱] Asset Value

اطمینان سیستم متعادل شود. هنگامی‌که هزینه را هم در نظر بگیریم برنامه‌ریزی شماره دو ممکن است گران باشد و از برنامه‌ریزی‌های دیگر مناسب تر نباشد.

تعمیر و نگهداری با پروسه خرابی تجهیزات سیستم ارتباط دارد. اگر تعداد دفعاتی که یک قطعه در یک بازه زمانی خراب می‌شود افزایش یابد منجر به خطا در آن می‌شود برای کم کردن نرخ این خرابی از تعمیر و نگهداری استفاده می‌شود در این صورت متوسط زمان بین دو خطا افزایش می‌یابد.

جنبه مهم دیگر تعمیر و نگهداری کاهش ریسک است که معمولا از طریق بازرسی و بازدید از تجهیزات انجام می‌شود. کاهش ریسک را می‌توان به عنوان زیرشاخه ای برای هدف اصلی یعنی افزایش قابلیت اطمینان در نظر گرفت. البته اهداف دیگری هم برای تعمیر و نگهداری وجود دارد مانند افزایش ارزش تجهیزات و تعیین مقدار ارزش آن‌ها. جنبه دیگر تعمیر و نگهداری استفاده از منابع کار وتجهیزات موجود است. گرچه تاثیر تعمیر و نگهداری بر قابلیت اطمینان سیستم آشکار است ولی نباید جنبه‌های دیگر آن را فراموش کرد.

روش‌هایی که برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری را با درنظرگرفتن هزینه‌ها را در نظر می‌گیرند پیشرفت مناسبی داشته‌اند به گونه‌ای که روش‌های کمی برای بهبود روش تعمیر و نگهداری بر اساس قابلیت اطمینان ارائه شده است.

روش‌های سنتی تعمیر و نگهداری، شامل نگهداری در فواصل زمانی منظم و تعمیر در صورت خرابی است. علاوه بر هزینه‌های مستقیم تعمیر و نگهداری، هزینه‌های دیگری مثل هزینه انرژی تامین نشده در زمان تعمیر و نگهداری و هزینه نصب تجهیزات برای افزایش رزرو نیز وجود دارند. بنابراین بهبود برنامه تعمیر و نگهداری منجر به صرفه جویی مالی زیادی خواهد شد.

تعمیر و نگهداری بر روی دارایی‌های موجود در سیستم اثر دارد. منظور از دارایی در سیستم قدرت بیشتر دارایی‌های فیزیکی یا همان تجهیزات موجود در سیستم می‌باشد. برای حفظ این دارایی‌ها در سیستم قدرت می‌توان کارهای زیر را انجام داد[۱]:

- برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری[۱۲]
- جایگزینی[۱۳]

---

[۱۲] Maintenance Scheduling

[۱۳] Replacement

- طراحی دوباره سیستم[۱۴]

مکان و زمانی که باید این فعالیت‌ها انجام شوند و این که کدام فعالیت برای تجهیز خاصی از سیستم مناسب و بهترین است هنوز به طور دقیق مشخص نمی‌باشد. همه این فعالیت‌ها با هم ارتباط دارند. برای مثال جایگزینی شامل ذخیره کردن و برنامه‌ریزی می‌باشد. معمولا بیشتر مطالعات روی جایگزینی و تعمیر و نگهداری متمرکز شده است هر چند که در برخی مقاله‌ها طراحی دوباره سیستم مد نظر قرار گرفته است.

**۲-۲- معیارهای طبقه بندی روش‌های برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری**

ازبین فعالیت‌هایی که گفته شد تعمیر و نگهداری بیش از همه مورد استفاده قرار می‌گیرد. روش‌های برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری را می‌توان به بر اساس معیارهای زیر طبقه بندی کرد[۴] و [۵]:

- تعداد قطعات موجود در سیستم
- فاکتورهای تصمیم‌گیری برای تعیین برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری
- اهداف تعمیر و نگهداری
- زمان بحرانی (زمان ایجاد خطا)

### ۲-۲-۱- اهداف تعمیر و نگهداری

اهدافی که برای تعمیر و نگهداری بیان می‌شود را می‌توان به صورت زیر بیان کرد.

- افزایش قابلیت اطمی‌نان که قیود مربوط به هزینه را دربرمی‌گیرد.
- حداقل کردن هزینه‌ها که قیود مربوط به قابلیت اطمینان سیستم و تعمیر و نگهداری را شامل می‌شود.
- حداقل کردن هزینه کل که شامل هزینه ناشی از هزینه وقفه‌های سیستم و هزینه مربوط به برنامه‌ریزی‌های تعمیر و نگهداری است.

[۱۴] Redesign

### ۲-۲-۲- فاکتورهای تصمیم گیری

معیارهایی که برای تصمیم‌گیری وجود دارد بسیار می‌باشند. اکثر این معیارها به فعالیت‌هایی که روی هدف تاثیر دارند وابسته می‌باشند. برخی از این معیارها در زیر آورده شده است[۱]:

- وقفه در سیستم: تصمیم‌گیری برای این که یک قطعه در سیستم تعویض، تعمیر و نگهداری یا بازبینی شود به میزان تاثیر خرابی این قطعه در مدت زمان و تعداد وقفه در سیستم ارتباط دارد.
- تاخیر زمانی: این فاکتور تا حدود زیادی به وقفه سیستم ارتباط دارد. تاخیر زمانی همان زمان بین خطای قابل اندازه‌گیری تا روی دادن خطای واقعی در سیستم می‌باشد.
- واحد یدکی[۱۵]: تعداد واحد یدکی ذخیره شده قبل و بعد از برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری باید در نظر گرفته شود
- بهینه سازی فرصت[۱۶]: این عامل بیان می‌کند که اگر برای یک قطعه در سیستم که هزینه تعمیر و نگهداری بالایی دارد، خطایی روی دهد آن گاه آن را تعمیر کنیم بهتر است یا این که اجازه دهیم با همان وضعیت به کار خودش ادامه دهد. یعنی برای وقفه‌های برنامه‌ریزی شده و برنامه‌ریزی نشده باید چه کارهایی را انجام داد و از انجام چه کارهایی باید اجتناب کرد.
- نیروی انسانی: این عامل نشان می‌دهد در هر قسمتی نیروی انسانی باید چگونه کار کند. البته آموزش نیروی انسانی در این فاکتور نیز دخالت دارد.
- افزونگی[۱۷]: قطعات از سیستم که به صورت اضافه می‌باشند و در مواقع ضروری می‌توان از آن‌ها استفاده کرد، را تعیین می‌کند.

---

[۱۵] Spare Part

[۱۶] Opportunity

[۱۷] Redundancy

- حداقل‌سازی عدم‌قطعیت‌ها[۱۸]: برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری باید به گونه‌ای باشد که عدم‌قطعیت سیستم را حداقل نماید. در این روش از اطلاعاتی که درحین برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری به دست می‌آید انجام می‌شود.

### ۲-۲-۳- تعداد تجهیزات در سیستم

در تعمیر و نگهداری سیستم تعدادی از قطعات دچار تغییر می‌شوند. بر این اساس مدل‌های تعمیر و نگهداری را می‌توان در دو دسته قرار داد[۱]:

- مدل تک قطعه‌ای: این مدل بیشتر برای تجهیزاتی که هزینه زیادتری برای آن‌ها صرف شده است به کار می‌رود (مانند ژنراتور).
- مدل چند قطعه‌ای: در این مدل باید به اثرات متقابل قطعات روی هم توجه کرد.

یک برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری بهینه تمام فاکتورهای تصمیم‌گیری ، همه اهداف بیان شده و همه اجزای سیستم را دربر می‌گیرد. در واقعیت بیشتر روش‌های موجود یک یا چند فاکتور تصمیم‌گیری را دربرمی‌گیرند.

#### ۲-۳- تعمیر و نگهداری در سیستم‌های قدرت

تعمیر ونگهداری برای مالکان سیستم به منظور بهره‌برداری از دارایی‌های موجود به بهترین شکل ممکن بسیار مهم است.فعالیت‌های تعمیر ونگهداری بر اساس شرایط خرابی قطعات و احتمال شکل‌گیری خطا در

[۱۸] Uncertainty Minimization

آن‌ها و نتایج و خصـوصـیات مربوطه انجام می‌شـود. باید توجه داشـت که هر خطایی در نتیجه خرابی در سـیسـتم روی نمی‌دهد و هر خرابی در قطعات سـیسـتم منجر به خطا نمی‌شـود. قطعات سـیستم به دلایل مختلفی می‌توانند خراب شوند. برخی از این دلایل خارجی است و برخی مربوط به داخل خود قطعه می‌باشد. از دلایل خارجی می‌توان شرایط آب و هوایی (صاعقه و توفان و...) یا انسان‌ها و حیوانات را نام برد. خطاهای داخلی به ذات خود دسـتگاه ارتباط دارند و از پروسه فرسودگی در طول عمر قطعه ناشی می‌شود. در بیشتر موارد از تعمیر و نگهداری برای کنترل این نوع خطاها اسـتفاده می‌شـود. اگر تعمیر و نگهداری انجام نشـود اغتشاش به وجود می‌آید[۶].

نرخ خطاهای خارجی را می‌توان با تغییراتی که در سـاختار و طراحی می‌دهیم کاهش داد. برای مثال نصـب فنس[۱۹] و موانع، بهبود دادن حفاظت خطوط در برابر صـاعقه یا اسـتفاده از خطوط زیرزمینی می‌تواند برای کاهش نرخ خطاهای خارجی به کار رود.

خطاها را می‌توان به دو دسته زیر تقسیم کرد[۷]:

۱- خطاهایی قابل پیش‌بینی

۲- خطاهای غیر قابل پیش‌بینی

خطاها را نیز می‌توان به صورت زیر طبقه بندی کرد :

الف – خطاهایی که مدت زمانی طول می‌کشد تا آشکار شوند (این مدت زمان را زمان نهفتگی می نامند).

ب – خطاهای لحظه‌ای یا خطاهایی که زمان نهفتگی ندارند یعنی مدت زمان برای آشکار شدن نیاز ندارند.

این دو دسـته‌بندی چهار نوع خطایی که می‌تواند برای قطعات روی دهد را نشـان می‌دهد. خطاهایی که به صـورت لحظه‌ای روی می‌دهند به آسـانی توسـط وسـایل عیب‌یابی قابل تشـخیص می‌باشند ولی می‌توان با اسـتفاده از فعالیت‌های تعمیر و نگهداری از به وقوع پیوسـتن آن‌ها تا حدودی جلوگیری به عمل آورد (ب و ۱). تعمیر و نگهداری قطعاتی که به صـورت تصـادفی دچار خطا می‌شـوند و مستقیما از حالت کار به حالت خطا می روند(ب و۲) مشکل می‌باشد بنا براین برای خطاهای بند ب و ۲ باید با نگهداری اصلاحی یا طراحی دوباره سیستم به کار گرفته شود. برخی خطاهای موجود در(الف و۱) با امکانات تشخیص خطا به بهترین نحو

[۱۹] Fences

جلوگیری می‌شـوند. مهم این اسـت که هیچ ارتباط شدیدی بین این چهار نوع خطا وجود ندارد و یک قطعه خاص می‌تواند خطاهایی از یک گروه یا بیشتر را داشته باشد. برنامه‌ریزی تعمیر ونگهداری تشخیص می‌دهد که چه کاری باید انجام شود برای مثال عیب یابی صورت گیرد یا برنامه‌ریزی تعمیر ونگهداری بازدارنده انجام شود یا این که بهتر است اجازه دهیم خطا روی دهد و سپس از برنامه‌ریزی اصلاحی استفاده کنیم.

برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری بر اساس قابلیت اطمینان یک روش ساختاری برای تعمیر ونگهداری می باشد. یکی از مفاهیم مهم آن بررسی اثرات مود خطا می‌باشد بررسی اثرات مود خطا به منظور پایداری سطح تعمیر و نگهداری برای اجزای سـیسـتم مورد مطالعه مناسـب اسـت. هدف این روش ایجاد تعادل موثر بین هزینه تعمیر و نگهداری بازدارنده و هزینه تعمیر و نگهداری اصلاحی می‌باشد.

در قسـمت زیر برنامه‌ریزی بازدارنده و اصـلاحی بررسـی می‌شـوند و در ادامه آن خلاصه‌ای از استراتژی‌های موجود در شـبکه‌های قدرت که با این دو برنامه‌ریزی ارتباط دارند و تعدادی از مسـائل که باید در تعمیر و نگهداری سـیسـتم‌های قدرت در نظر گرفته شـود هم چنین توضـیحاتی مختصـر در رابطه با این که چگونه تعمیر و نگهداری را بهبود دهیم ارائه می‌شود.

### ۲-۳-۱- تعمیر و نگهداری اصلاحی

این برنامه‌ریزی بعد از آن که خطا روی داد اجرا می‌شود. یعنی تا وقتی که قطعه ای دچار خطا نشده باشد از این روش نمی‌توان اسـتفاده کرد. این برنامه‌ریزی به عنوان آخرین مرحله اسـتراتژی تعمیر و نگهداری قطعه اسـتفاده می‌شـود. این روش بر این اسـاس که چه اتفاقی می‌افتد برنامه‌ریزی برای سیستم را انجام می‌دهد. برای تجهیزات با خطاهای لحظه‌ای تصـادفی این روش می‌تواند تنها گزینه برای تعمیر ونگهداری باشـد[۸]. همان طور که گفته شد برای این خطاها می‌توان از طراحی دوباره سیستم هم استفاده کرد.

### 2-۳-۲- تعمیر ونگهداری بازدارنده

این برنامه‌ریزی از ایجاد هزینه‌هایی که در برنامه‌ریزی اصـــلاحی ایجاد می‌شـــد اجتناب می‌کند. هزینه‌های دیگری که ناشـــی از خطاهای غیرقابل انتظار در قطعه هســـتند نیز در این برنامه‌ریزی وجود ندارد. این روش تعمیر و نگهداری به دو گروه تقسیم می‌شود[۱]:

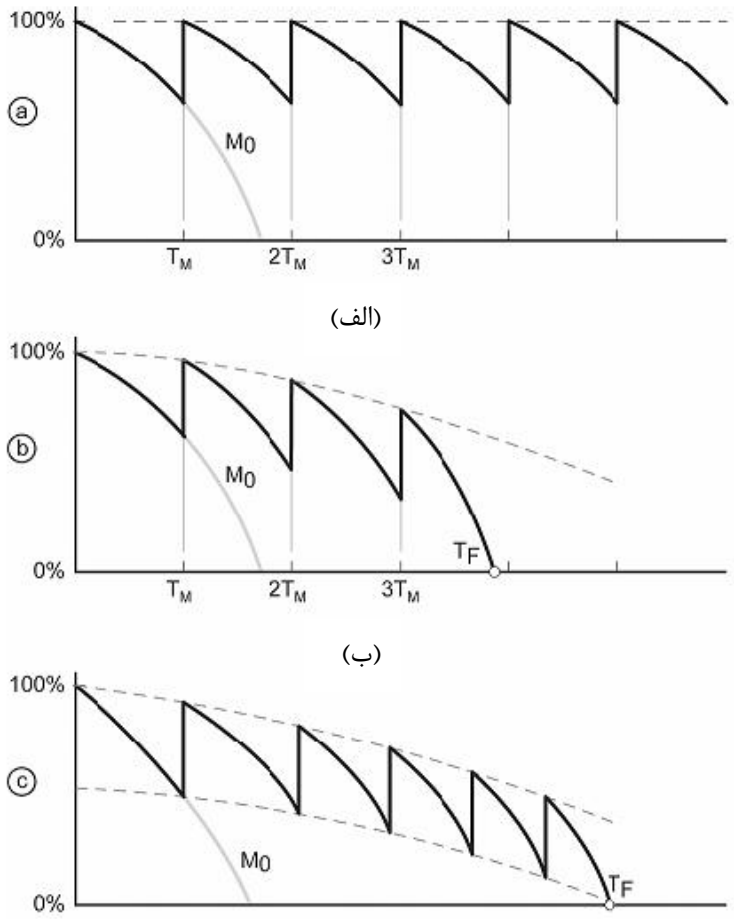
- تعمیر و نگهداری با زمان‌های متناوب (به صورت متوالی و در زمان‌های خاص)
- تعمیر و نگهداری بر اساس شرایط موجود

تعمیر و نگهداری متناوب و متوالی در زمان‌های معین صـــورت می‌گیرد برای مثال هر ۶ ماه یک بار تعمیر و نگهداری انجام می‌شـــود. این برنامه‌ریزی برای خطاهایی که به صـــورت منظم روی می‌دهند بســـیار مناســـب اســـت. زمان‌هایی که بین تعمیر و نگهداری‌ها در نظر گرفته می‌شـــود باید بر اســـاس زمان ایجاد خطای مورد انتظار باشد (کوتاه تر از زمان خطای مورد انتظار). معمولا زمان بین تعمیر و نگهداری‌ها بر اساس خصوصیات ســـاختاری و یا ســـیاست‌های شرکت‌های برق تعیین می‌شود. می‌توان گفت که سازندگان بیشتر خواهان این هســـتند که تولیداتشـــان در مدت زمانی که برای ضـــمانت آن‌ها تعیین شـــده است دچار خطا نشود تا این که هزینه‌ای برای تعمیر و نگهداری آن‌ها نپردازند. شـــرکت برق عوامل محیطی، فواید تعمیر و نگهداری و میزان مصرف انرژی را مورد بررسی قرار می‌دهد و بر اساس آن‌ها برای تجهیزات تصمیم گیری می‌کند. هر چند در برنامه‌ریزی متناوب، تعمیر و نگهداری در زمان‌های معین انجام می‌شـــود ولی در این برنامه‌ریزی ریســـک هم وجود دارد.

تعمیر و نگهداری در بیشتر مواقع به صورت منظم انجام می‌شود[۲۰]. شکل (۲-۲- الف) تاثیر این نوع تعمیر و نگهداری بر طول عمر تجهیزات را نشان می‌دهد. در شکل (۲-۲- الف) بازه‌های زمانی تعمیر و نگهداری $T_M$، $2T_M$ و ... می‌باشـــد. با توجه به شکل می‌توان گفت که قطعه هرگز دچار خطا نمی‌شود مگر این که طول عمر آن را احتمالی در نظر بگیریم و خطایی در سیستم روی دهد. در شکل‌های (۲-۱) و (۲-۲) خطا در بازه‌های معین رخ می‌دهد و احتمالی نمی‌باشد. شکل (۲-۲- ب) نشان می‌دهد که تعمیر و نگهداری منظم برای ۱۰۰ درصـــد دارایی‌ها انجام نشـــده است. در شکل (۲-۲- ج) تعمیر و نگهداری در بازه‌های منظم انجام نمی‌شود و هر موقع که به آن نیاز بود مورد استفاده قرار می‌گیرد[۶].

---

۲۰ Maintenance Scheduling




شکل (۲-۲) تعمیر و نگهداری منظم[۶]

اگر تعمیر و نگهداری باعث شود که به شرایط مطلوب اولیه برسیم در مقایسه با جایگزینی قطعه با یک قطعه جدید، فقط هزینه‌ها می‌توانند به عنوان معیار تصمیم‌گیری به کار روند که کدام یک را انتخاب کنیم. در حال حاضر بیشتر از جایگزینی استفاده می‌شود. فرض این که در اثر تعمیر و نگهداری به شرایط کامل مطلوب برسیم در واقعیت وجود ندارد ولی انجام این فعالیت‌ها باعث رسیدن به شرایط نزدیک به شرایط مطلوب می‌شویم.

شرایط تعمیر و نگهداری بر اساس تخمین شرایط قطعات انجام می‌گیرد. یکی از ساده ترین شرایط تعمیر ونگهداری طولانی بودن زمان اولین سرویس تعمیر و نگهداری متناوب است. روش‌های بهبود یافته که بر اساس اندازه‌گیری‌ها می باشند (بازدید تجهیزات و عیب یابی و ...) به نوع قطعه مورد مطالعه وابسته هستند.

### ۲-۳-۳- استراتژی تعمیر ونگهداری در سیستم‌های قدرت

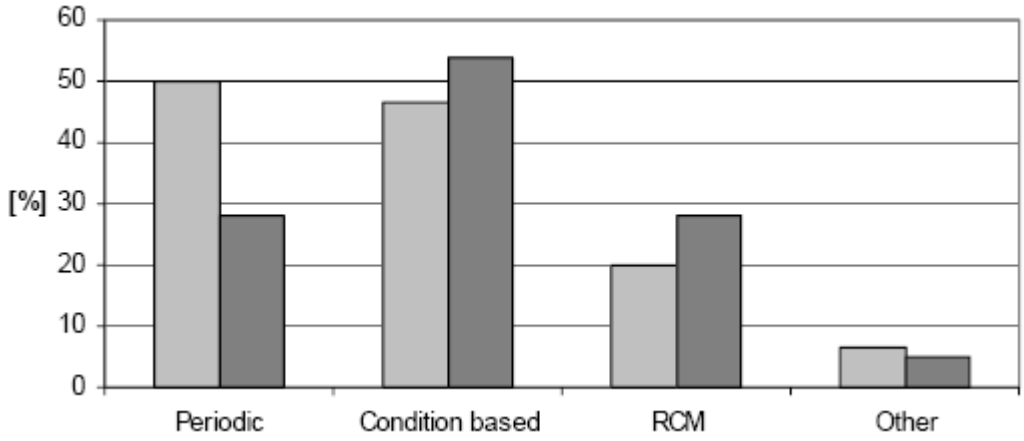
برنامه‌ریزی‌های تعمیر و نگهداری که در سال ۱۹۹۰ در کشور سوئد استفاده شده است به صورت زیر می‌باشد[۹]:

برنامه‌ریزی اصلاحی : ۵ درصد

تعمیر و نگهداری متناوب و متوالی در زمان‌های معین : ۹۰ درصد

تعمیر ونگهداری بر اساس شرایط : ۵ درصد

این آمار بر اساس تحقیقاتی است که گروه cigre [۱۰] در سال ۱۹۹۰ انجام داده است. این آمار در شکل(۲-۳) نشان داده شده است. همان طور که در شکل نشان داده شده است ابتدا تعمیر و نگهداری متناوب و بعد از آن تعمیر و نگهداری بر اساس شرایط و سپس برنامه‌ریزی اصلاحی قرار دارد. این آمار شرکت‌ها را وادار می کند که به دنبال روشی برای بهینه سازی سود حاصل خود باشند. برای یافتن این روش باید قابلیت اطمینان سیستم را هم درنظرگرفت. در شکل (۲-۳) رنگ تیره مربوط به استراتژی‌های آینده و رنگ روشن تر مربوط به استراتژی‌های جاری است.




شکل (۲-۳) استراتژی‌های تعمیر و نگهداری در سال ۱۹۹۰[۱۰]

### ۲-۳-۴- مشکلات رایج در تعمیر و نگهداری تجهیزات سیستم‌های قدرت

دست‌یابی به برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری ممکن است پرهزینه و یا مشکلاتی دیگر در برداشته باشد. در این جا برخی از این مشکلات ذکر شده است[۱۱]:

- تعمیر و نگهداری خطاها را هم شامل می‌شود.
- تعمیر و نگهداری بازدارنده (در زمان‌های خاص) معمولا به صورت غیرضروری انجام می‌شود.
- تعمیر و نگهداری در برخی موارد بدون در نظر گرفتن مسائل اقتصادی انجام می‌شود.
- دلیلی برای انجام تعمیر و نگهداری وجود ندارد و باید بدانیم که چرا تعمیر و نگهداری انجام می‌دهیم. بدون این دانش، مشکل است که بتوانیم مقدار فعالیت‌های تعمیر و نگهداری را تخمین بزنیم.
- تاثیر استراتژی تعمیر و نگهداری کمتر قابل مشاهده است. اگر اثرات فعالیت‌های تعمیر و نگهداری واضح نباشد برای سازمان‌دهی و اجرای استراتژی جاری مشکل ایجاد می‌شود.

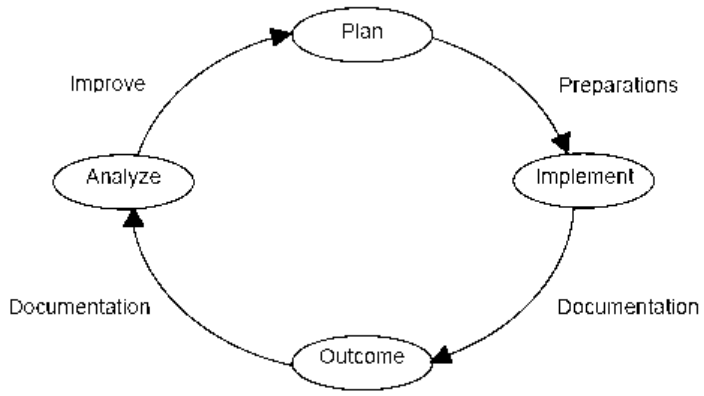
سوالی که مطرح می‌باشد این است که آیا قبول توصیه‌های سازندگان بدون در نظر گرفتن شرایط خاص برای استفاده از تجهیز معقول است؟ آیا تعمیر و نگهداری سازنده با آن چه که مصرف‌کننده نیاز دارد منطبق است یا نه؟ استحکام تجهیزات جدید می‌تواند فعالیت‌هایی را که بر قابلیت اطمینان اثر دارند بهبود دهد. البته باید گفت که در این مورد هم ریسک موجود است. استفاده از تجهیزات جدید می‌تواند باعث ایجاد خطاهای جدید شود که برای آن هم نیاز به تعمیر و نگهداری داریم. یعنی تعویض قطعه با ایجاد این خطاها باعث ایجاد هزینه بیشتر شده است.

### 2-3-5- ساختار تعمیر و نگهداري

شکل (۲-۴) مراحل مختلف برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری را نشان می‌دهد. این برنامه‌ریزی تمام بخش‌های موجود و فعال در تعمیر و نگهداری را بر اساس اهداف تعیین شده هماهنگ می‌سازد. در واقع می‌توان این برنامه‌ریزی را ابزاری برای رسیدن به هدف اصلی دانست.

در مرحله اجرایی برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری، فعالیت‌های تعمیر و نگهداری فیزیکی برای تجهیزات سیستم انجـام می‌شـــود. این مرحله شـــامل برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری بازدارنده ، برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری اصلاحی، تغییر و تبدیل، جایگزینی و جمع‌آوری اطلاعات (در نظر گرفتن اطلاعات خطا، هزینه‌ها،...) می‌باشد.

یک عامل مهم در اجرای این مرحله سطح آموزشی مورد نیاز برای نیروی انسانی کار در بخش تعمیر و نگهداری است. نتیجه اجرای این مرحله می‌تواند نمایشی از قابلیت اطمینان سیستم و هزینه‌های تعمیر و نگهداری باشد. بررسی نتایج، شناسائی فعالیت‌های تعمیر و نگهداری و هزینه‌های وقفه و ارتباط این عوامل را با دلایل فنی نشان می‌دهد. این نتایج اطلاعاتی را دربردارد که می‌تواند به منظور افزایش قابلیت اطمینان سیستم مورد بررسی قرار گیرد. از طریق بررسی داده‌ها می‌توان روش‌های موجود برای تعمیر و نگهداری را بهبود داد. برای مثال بررسی کردن این موضوع که آیا سود اقتصادی برای جایگزینی بخش‌های خاصی از تجهیزات وجود دارد یا و ما را به استراتژی بهتری برای تعمیر و نگهداری رهنمون می‌سازد یا نه؟




شکل(۲-۴) مراحل مختلف برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری[۱۲]

**۲-۴- شرط لازم برای تعمیر و نگهداری بهینه در سیستم‌های قدرت**

برای انجام تعمیر و نگهداری شرایط بسیاری وجود دارد که مهم ترین آن‌ها وجود هدف آشکار است. بدون داشتن هدف هیچ بهینه سازیی انجام نمی‌شود. این نکته ممکن است کم اهمیت به نظر برسد ولی در واقعیت از اهمیت بالایی برخوردار است. برای مثال اگر هدف از برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری حداقل نمودن هزینه کل باشد سوالی مطرح می‌شود که چه هزینه‌هایی باید افزایش یابند. علاوه بر این موضوع ریسک هم وجود دارد. یعنی کسی که مدل سیستم را ایجاد می کند باید بداند که چگونه ریسک (نتایج و احتمال آن‌ها) در سناریوهای مختلف بهینه سازی مقداردهی می‌شود. در این مرحله اطلاعاتی مانند نرخ تعمیر و نگهداری تجهیزات، نرخ خرابی تجهیزات، هزینه‌های مختلف و نحوه اتصال و ارتباط تجهیزات سیستم مورد نیاز است.

تعمیر و نگهداری بهینه سیستم‌های قدرت به صورت زیر تفسیر می‌شود:

شـناسـائی این که چگونه کارایی کل سـیستم در اثر ایجاد تغییر در قابلیت اطمینان برای یک تجهیز خاص تغییر پیدا می‌کند.

پس از توضـیحاتی که در مورد برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری با هدف افزایش قابلیت اطمینان سـیسـتم داده شد، در این قسمت درباره تعمیر و نگهداری تجهیزات سیستم به خصوص ترانسفورماتورها و کلیدهای قدرت که اجزای اصـلی تشکیل دهنده سیستم‌های قدرت می‌باشند مطالبی را بیان می‌کنیم. به این منظور ابتدا در مورد شرایطی که برای ترانسفورماتورها و کلیدهای قدرت وجود دارد و ممکن است باعث شود این تجهیزات دچار خطا شـوند، بحث می‌کنیم و سـپس درباره اهمیت این تجهیزات در سـیستم برای برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری توضیحاتی را ارائه می‌دهیم. در پایان هم به نحوه ترکیب این دو عامل یعنی شرایط خرابی تجهیزات و اهمیت تجهیزات در قابلیت اطمینان سیستم می‌پردازیم.

### ۲-۵- شرایط ترانسفور ماتور در سیستم قدرت

در این قسـمت به بررسـی شرایط ترانسفورماتور که با استفاده از روش بازرسی و بازبینی پیشگیرانه به دست می‌آیند، می‌پردازیم. در رابطه با این موضوع چندین سوال مطرح می‌شود[۱۳]:

- چگونه می‌توان به روشی برای تعیین شرایط ترانسفورماتورها رسید؟
- روش‌های تشخیص چه تاثیراتی بر برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری می‌گذارند؟
- چه مسائلی در مورد آشکارسازی خطاها و شناسایی آن‌ها وجود دارد؟
- اگر یک ترانسفورماتور علائم غیر طبیعی از خود نشان دهد، چه کاری باید انجام دهیم؟

برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری برای ترانسـفورماتورهای قدرت تحت تاثیر شـرایط اقتصادی قرار دارد. چندین مفهوم در مورد مدیریت طول عمر[۲۱] ترانسـفورماتورهای قدرت وجود دارد که در قسـمت زیر به تعدادی از آن‌ها اشاره شده است[۱۳]:

[۲۱] Life Management

- برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری بر اساس شرایط: در این روش برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری شرایط خرابی تجهیز مورد مطالعه تعیین و تعمیر و نگهداری بر اساس شرایط خرابی تجهیز انجام می‌شود.
- تداوم تولید: برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری باید به گونه‌ای باشد که تولید در سیستم دچار وقفه نشود.
- حداقل سازی فعالیت‌های تعمیر و نگهداری: این کار به منظور کاهش فعالیت‌های تعمیر و نگهداری تجهیزات سیستم استفاده می‌شود. با انجام این کار از تعمیر تجهیزات سیستم جز در موارد ضروری جلوگیری می‌شود.
- اولویت بندی در تعمیر نگهداری و جایگزینی تجهیزات: این کار تجهیزات را به ترتیب اهمیتی که برای تعمیر و نگهداری دارند لیست می‌کند. این عامل به خصوص برای روش‌های در حال کار[۲۲] بسیار اهمیت دارد.

علاوه بر مواردی که ذکر شد مسائل پیچیده‌تری هم وجود دارد، برای مثال این که چگونه می‌توان از برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری بر اساس قابلیت اطمینان استفاده کرد به خصوص برای تجهیزاتی که شرایط غیر طبیعی از خود نشان می‌دهند.

### ۲-۵-۱- شرایط ترانسفورماتور در مدت عمر آن

تعمیرات اساسی که برای ترانسفورماتور انجام می‌شود ناشی از چهار ویژگی آن می‌باشد که این ویژگی‌ها عبارتند از [۱۴] :

- توانایی الکترومغناطیسی: ترانسفورماتور انرژی الکترومغناطیسی را تحت شرایط خاص که شرایط فوق تحریک و بار اضافی مجاز را شامل می‌شود، انتقال می‌دهد. منظور از مجاز این است که ترانسفورماتور بیش از حد گرم نشود، تلفات اضافی در مدار ایجاد نشود، و لرزش و صدایی در آن به وجود نیاید.

[۲۲] On Line Procedure

- مقاومت دی الکتریک ترانسفورماتور (عایق): در برابر فشارهایی که تحت شرایط خاص در عمل روی می‌دهد، دی الکتریک ترانسفورماتور از خود مقاومت نشان می‌دهد. البته در این مورد باید سطوح مجاز برای ترانسفورماتور را نیز در نظر داشت.
- مقاومت مکانیکی[۲۳] ترانسفورماتور: هنگامی که مقاومت مکانیکی ترانسفورماتور تحت فشارهای عملی از حد مجاز خود بیشتر شود، آن گاه ممکن است در ترانسفورماتور خطایی روی دهد. در برخی موارد ترانسفورماتور می‌تواند تحت شرایط خطا تعمیر شود و دو باره به فعالیت خود ادامه دهد اما اگر یک اتصال کوتاه در آن داشته باشیم آن گاه به سرعت خراب می‌شود. مقاومت مکانیکی ترانسفورماتور با گذشت عمر آن کاهش می‌یابد.

گروه تحقیقاتی [۲۴]cigre شرایط ترانسفورماتور را به چهار دسته تقسیم کرده است[۱۵]:

- شرایط عادی
- شرایط ضعیف[۲۵]: این شرایط با گذشت زمان طو لانی از عمر ترانسفورماتور ایجاد می‌شود.
- شرایط خطا[۲۶]: وقتی که ترانسفورماتور در این شرایط قرار داشته باشد، آن گاه با اجرای برخی از فعالیت‌های تعمیر و نگهداری به شرایط عادی خود باز می‌گردد.
- شرایط خرابی: اگر ترانسفورماتور در این شرایط باشد دیگر نمی‌توان از آن استفاده کرد و باید آن را از مدار خارج کرد.

شرایطی که در بالا به آن‌ها اشاره شد، میزان سالم بودن تجهیزات را نشان می‌دهند.

برنامه‌ریزی‌هایی که برای ارزیابی عمر ترانسفورماتور در نظر می‌گیریم موارد زیر را شامل می‌شود[۱۶]:

- اندازه گیری درجه حرارت نقاط مختلف سیم پیچی‌ها و روغن ترانسفورماتور در شرایط کاری آن
- تخمین حدود سالم بودن عایق ترانسفورماتور و تعیین حساسیت نقاط ضعیف آن در برابر شرایط خرابی عادی
- تخمین مقاومت مکانیکی سیم‌پیچی‌ها در شرایط کاری واقعی[۱۷].

---

[۲۳] Mechanical Strength

[24] International Council on Large Electric Systems

[۲۵] Defective Condition

[۲۶] Faulty Condition

- تعیین انواع خطا برای قسمت‌های مختلف ترانسفورماتور.
- ارزیابی قابلیت آزمایش و کنترل تجهیزات.

**مدار الکترومغناطیسی**

شرایط خرابی که برای این قسمت از ترانسفورماتور وجود دارد را می‌توان به صورت زیر بیان کرد[۱۴]:

- افزایش حرارت در حالت عادی، افزایش غیر عادی درجه حرارت روغن به دلیل خرابی قسمت خنک کننده ترانسفورماتور و گرم شدن هسته ترانسفورماتور.
- گرم شدن موضعی هسته به دلیل عبور شار اصلی از آن
- گرم شدن هسته به دلیل عبور شار منحرف شده

خطاهای قسمت‌هایی از سیم‌پیچی ترانسفورماتور که با حلقه‌های بسته ای به شار اصلی ارتباط دارند بسیار خطرناک می‌باشند. اتصال کوتاه در سیم‌پیچی ترانسفورماتور (اتصال کوتاه دور به دور یا اتصال کوتاه لایه به لایه) باعث ایجاد نقص در عملکرد ترانسفورماتور می‌شود.

ویژگی‌هایی را که می‌توان برای این شرایط در نظر گرفت به شرح زیر می‌باشد:

- بالا آمدن درجه حرارت متناسب با بار ترانسفورماتور
- تولید گاز در اثر روی دادن خطا در روغن ترانسفورماتور
- تخلیه جزئی[۲۷] ترانسفورماتور
- خراب شدن سریع روغن ترانسفورماتور

**مدار حامل جریان ترانسفورماتور**

[۲۷] Partial discharge(PD)

ویژگی‌هایی که در رابطه با شرایط خرابی این قسمت وجود دارد به صورت زیر می‌باشد[۱۴]:

- افزایش مقاومت تماس
- افزایش درجه حرارت روغن تا حدود ۱۰۰ تا ۱۰۵ درجه
- افزایش مقاومت گذرای تماس
- تغییرات مقاومت تماس با جریان
- ایجاد گازهای نامحلول در روغن ترانسفورماتور در اثر وقوع خطا در آن

**دی الکتریک ترانسفورماتور**

ویژگی‌هایی که در رابطه با شرایط خرابی این قسمت وجود دارد به صورت زیر می‌باشد[۱۴]:

- افزایش رطوبت عایق
- آلودگی روغن
- تخلیه جزئی در نقاط ضعیف روغن
- افزایش حرارت که فرسودگی روغن را تسریع می‌کند

در حالت کلی آزمایش‌هایی برای ترانسفورماتور انجام می‌شود که نشان دهد شرایط ترانسفورماتور چگونه است، برای مثال اگر خطایی در یکی از قسمت‌های ترانسفورماتور روی دهد مقادیری که از این آزمایش‌ها به دست می‌آید با آن چه که به عنوان معیار وجود دارد مطابقت نخواهد داشت.

در قسمت زیر به برخی از آزمایش‌های مهم برای ترانسفورماتور اشاره می‌کنیم[۱۸]:

- تعیین درجه حرارت روغن ترانسفورماتور[۲۸]
- تعیین درجه حرارت نقطه ای از سیم پیچ ترانسفورماتور که از همه نقاط آن داغ‌تر است[۲۹]
- تعیین مقدار گازهای نامحلول در روغن ترانسفورماتور[۳۰]

---

[۲۸] Transformer Oil Temperature(TOT)

[۲۹] Hottest Spot Temperature(HST)

[۳۰] Dissolved Gas Analysis(DGA)

- آزمایش تخلیه جزئی
- اندازه‌گیری مقاومت عایقی سیم‌پیچی ترانسفورماتور[۳۱]
- تعیین میزان عایقی کاغذ ترانسفورماتور[۳۲]

برخی از این آزمایش‌ها وقتی که ترانسفورماتور در حال کار است انجام می‌شود و برخی دیگر وقتی که ترانسفورماتور از مدار خارج می‌شود، انجام می‌شود. در اینجا بیشتر توجه ما روی آزمایش‌هایی است که در حال کار صورت می‌گیرند.

**۲-۶- شرایط کلیدهای قدرت در سیستم قدرت**

کلیدهای قدرت بر اساس این که از چه سیستمی برای خاموش‌کردن قوس در آن‌ها استفاده شده است یا این که در چه سطح ولتاژی مورد استفاده قرار می‌گیرند، انواع مختلفی دارند. شرایطی که برای کلیدهای قدرت وجود دارد بر اساس نوع آن‌ها تغییر می‌کند و برای هر یک از آن‌ها آزمایش‌های خاصی وجود دارد.

سطوح ولتاژ که برای کلیدها در نظر گرفته می‌شود به صورت زیر است[۱۹]:

- ولتاژ پایین در حدود ۶۰۰ ولت
- ولتاژ متوسط ۶۰۰ تا ۱۵۰۰۰ ولت
- ولتاژ بالا بیشتر از ۱۵۰۰۰ ولت

انواع کلیدهای قدرت بر اساس سیستم خاموش کننده قوس آن‌ها به صورت زیر است[۱۹]:

- کلیدهای روغنی
- کلیدهای هوایی
- کلیدهای SF6

در قسمت زیر تعدادی از آزمایش‌هایی که برای بیشتر کلیدهای قدرت انجام می‌شود را بیان می‌کنیم[۱۹]:

---

[۳۱] Insulation Resistance(IR)

[۳۲] Degree of Polymerization

- آزمایش مقاومتی برای عایق کلید.
- آزمایش افت ولتاژ در حد میلی ولت
- آزمایش اتصالات کلید
- آزمایش خطای اضافه بار
- آزمایش راه‌اندازی مکانیکی روغن‌کاری قسمت‌های مختلف کلید
- چک کردن توانایی عایقی روغن
- تنظیم همه قطعات کلید و کنتاکت‌ها

در کلیدهای قدرت شرایطی ایجاد می‌شود که برای برطرف ساختن آن‌ها باید از فعالیت‌های تعمیر و نگهداری استفاده کنیم. این شرایط به صورت زیر می‌باشد[۱۹]:

- افزایش رطوبت و افزایش درجه حرارت محیط
- گرد و خاک و آب و هوای آلوده
- تکرار سوییچینگ
- تکرار خطا
- فرسودگی کلید با گذشت زمان

**۲-۷- اهمیت تجهیزات در سیستم‌های قدرت**

برای هر یک از تجهیزات موجود در سیستم اهمیتی در نظر گرفته می‌شود. معیارهایی که برای تعیین اهمیت استفاده می‌شود مختلف است. یکی از این معیارها افزایش قابلیت اطمینان سیستم می‌باشد. به این معنی که تجهیزاتی که تغییرات قابلیت اطمینان آن‌ها اثر بیشتری روی قابلیت اطمینان سیستم دارند از اهمیت بیشتری برخوردار می‌باشند. قابلیت اطمینان هر قطعه در سیستم روی قابلیت اطمینان کل سیستم تاثیر دارد. محل قرار گرفتن تجهیزات در سیستم می‌تواند در تعیین این اهمیت مهم باشد.

در قسمت زیر تعدادی از شاخص‌های اندازه‌گیری اهمیت یک تجهیز در سیستم بیان می‌شود[۱]:

### ۲-۷-۱- شاخص هزینه وقفه[۳۳]

مقدار این شـاخص برابر با تغییر در هزینه سـالیانه کل وقفه سـیستم به ازای یک واحد تغییر در نرخ خرابی قطعه می‌باشد[۱]:

$$I_i^H = \frac{\partial C_S}{\partial \lambda_i}, [SEK/f] \qquad (۱-۲)$$

$C_s \leftarrow$ هزینه کل سالیانه مربوط به وقفه که واحد آن $[SEK/yr]$ می باشد.

$\lambda_i \leftarrow$ نرخ خرابی (خطا) قطعه $i$ام که واحد آن $[f/yr]$ می باشد.

$SEK$ واحد پول کشور سوئد می‌باشد.

در اثر روی دادن تغییراتی در نرخ خرابی تجهیز می‌توان تاثیری را که هر یک از تجهیزات بر هزینه کل وقفه دارند مشاهده کرد و از این طریق تجهیزاتی را که برای سیستم مهم و بحرانی می‌باشند را تعیین کرد. از این شـاخص می‌توان برای اولویت‌بندی این که کدام تجهیز کار خود را انجام می دهد استفاده کرد. این شاخص بر روی نرخ خرابی (خطا) توجه دارد در حالی که اندازه گیری‌های قابلیت اطمینان سـیسـتم بر روی نرخ در دسترس بودن تجهیز توجه دارند یعنی هم نرخ خطا و هم نرخ تعمیر را برای تجهیز در نظر می‌گیرند. اعمال مفهوم شـاخص $I^H$ به زمان‌های تعمیر آسـان‌تر است از این که بخواهیم نرخ خطا را در نظر بگیریم. معمولا تخمین این که چگونه زمان تعمیر تغییر می‌کنند راحت‌تر است از این که بخواهیم بدانیم که چگونه فعالیت تعمیر و نگهداری تحت تاثیر نرخ خرابی قرار دارد. بنابراین پیش‌بینی تاثیرات سـیستم با در نظر گرفتن نرخ تعمیر دقیق‌تر است.

### ۲-۷-۲- شاخص پتانسیل تعمیر و نگهداری[۳۴]

[۳۳] The Interruption Cost Based Importance Index ($I^H$)

[۳۴] Maintenance Potential ($I^{MP}$)

این شـاخص برخلاف با شـاخص هزینه وقفه تحت تاثیر نرخ خرابی تجهیز مورد مطالعه نمی‌باشـد. فقط به وسـیله زمان تعمیر تجهیز و موقعیت آن و هم‌چنین موقعیت تجهیزات دیگر در سیستم مشخص می‌شود. از این رو شـاخص پتانسـیل تعمیر و نگهداری با کاهش کل هزینه سـالیانه مورد انتظار که در مورد یک تجهیز کامل (بدون خطا) روی می‌دهد مطابقت داده می‌شـود. راه دیگر برای بیان این شـاخص این اسـت که کل هزینه مورد انتظار وقفه که برای تجهیز مورد مطالعه روی می‌دهد (تنها یا با دیگر تجهیزات) را در مدت زمان یک سال را در نظر بگیریم. این شاخص به صورت زیر تعریف می‌شود[۱]:

$$I_i^{MP} = I_i^H \lambda_i ,[SEK/yr] \qquad (۲-۲)$$

$I_i^H \leftarrow$ شاخص هزینه وقفه قطعه $i$ ام که واحد آن $[SEK/f]$ می باشد.

$\lambda_i \leftarrow$ نرخ خرابی برای قطعه $i$ام

رابطه فوق را می‌توان به صورت زیر بیان کرد:

$$I_i^{MP} = \left( \frac{\partial C_s}{\partial \lambda_i / \lambda_i} \right), [SEK/yr] \qquad (۳-۲)$$

این شاخص بیان می‌کند که اگر نرخ خرابی یک درصد تغییر کند هزینه کل چقدر تغییر می‌کند.

### ۲-۷-۳- شاخص حاصل از مفاهیم دو شاخص قبلی[۳۵]

این شـاخص به مفاهیم دو شـاخص قبلی ارتباط دارد. این شاخص از شبیه‌سازی هزینه‌های وقفه مشتری به دسـت می‌آید. اگر شـبیه‌سـازی قابلیت اطمینان و هزینه‌های وقفه مشـتری وجود داشته باشد برای سیستم می‌توان شـاخصـی را محاسـبه کرد که هم خطاهای تجهیز را دربرداشـته باشـد و هم با هزینه‌های سـیستم ارتباط داشته باشد.

[۳۵] Caused Interruption Cost Index ($I^M$)

شـبیه‌سـازی بر اسـاس شـاخص $I^M$ از طریق طراحی و در نظر گرفتن کل هزینه‌های ناشی از یک وقفه در قطعه محاسـبه می‌شـود. به این معنی که اگر یک تجهیز آخرین علت عدم تحویل انرژی به یک یا چند بار باشـد تجهیز مورد مطالعه مسـئول تمام وقفه ایجاد شـده خواهد بود . این شـاخص از طریق تقسـیم هزینه تجمعی (کل) در مدت زمان شـبیه‌سـازی برای تجهیز برمدت زمان کل شـبیه‌سازی به منظور تعیین هزینه وقفه مورد انتظار در واحد زمان (سال) به دست می‌آید. این شاخص به صورت زیر تعریف می‌شود[۲۰]:

$$I_i^M = \frac{K_i}{T}, [SEK/yr] \qquad (۴-۲)$$

$K_i \leftarrow$ کل هزینه وقفه برای تجهیز $i$ام

$T \leftarrow$ کل زمان برای شبیه‌سازی تجهیز $i$ام

هزینه وقفه ایجاد شده به عنوان یک شاخص به ما اجازه می‌دهد تجهیزاتی را که دارای بیشترین هزینه وقفه هسـتند شـناسائی کنیم. از این‌رو این شاخص تجهیزاتی را که برای فعالیت تعمیر و نگهداری در اولویت قرار دارند و برای کاهش تعمیر و نگهداری بازدارنده مفید هستند را نشان می‌دهد. مقدار کم این شاخص می‌تواند باعث ایجاد یک نرخ خرابی کم در یک تجهیز و سیستم شود. در برخی مواقع به نظر می‌رسد که فرمول‌بندی این شـاخص غیر معقول اسـت چون چندین تجهیز با هم دچار خطا می‌شـوند و نباید برای مدت طولانی در شبیه‌سازی همه تجهیزات سیستم دچار خطا شوند. در یک شبکه پیچیده با مکانیسم پیشرفته شاخص $I^M$ یک شاخص مناسب می‌باشد. جدول (۲-۱) تفاوت‌هایی را که بین این سه شاخص وجود دارد نشان می‌دهد.

جدول(۲-۱)شاخص‌های اهمیت قطعات

| شاخص | واحد | توضیحات | روش محاسبه کردن |
|---|---|---|---|
| $I^H$ | $SEK/f$ | هزینه مورد انتظار اگر قطعه مورد مطالعه دچار خطا شود | آنالیزی و تحلیلی |
| $I^{MP}$ | $SEK/yr$ | کاهش کل هزینه سالیانه که در یک قطعه کامل (قطعه سالم) روی می‌دهد | آنالیزی و تحلیلی |
| $I^M$ | $SEK/yr$ | کل هزینه وقفه سالیانه که به وسیله یک قطعه ایجاد می‌شود | شبیه‌سازی |

پس از توضیحاتی که در مورد شرایط خرابی تجهیزات و اهمیت آن‌ها داده شد برای تعیین اولویت آن‌ها باید به نحوی این دو پارامتر را با هم ترکیب کنیم.

### ۲-۸- ترکیب اهمیت قطعات و شرایط خرابی آن¬ها

نوعی از این ترکیب که در بیشتر موارد از آن استفاده می‌شود حاصل مجموع این دو عامل می‌باشد که بر اساس آن روش‌های تعمیر و نگهداری را می‌توان طبقه‌بندی کرد. در شکل (۲-۵) نحوه ترکیب این دو عامل نشان داده شده است[۲۱].

بسته به اهمیت یک تجهیز در سیستم و میزان هزینه تعمیر و نگهداری تجهیز از روش‌های تعمیر و نگهداری زیر باید استفاده نمود:

- چنان چه دستگاه مورد مطالعه اهمیت چندانی نداشته باشد یعنی خرابی آن تاثیر چندانی بر قابلیت اطمینان سیستم نداشته باشد و چنان‌چه هزینه تعمیر و نگهداری دستگاه پایین باشد، تعمیر و نگهداری اصلاحی توصیه می‌شود.
- چنان چه دستگاه مورد مطالعه اهمیت زیادی داشته باشد و هزینه تعمیر و نگهداری پایین باشد، تعمیر و نگهداری متناوب توصیه می‌شود.
- چنان چه دستگاه مورد مطالعه اهمیت زیادی داشته باشد و هزینه تعمیر و نگهداری آن بالا باشد، تعمیر و نگهداری بر اساس قابلیت اطمینان توصیه می‌شود.

در این رساله برای تعیین اهمیت تجهیزات سیستم از معیار قابلیت اطمینان استفاده می‌شود. برای مثال تجهیزی از سیستم که نزدیک ژنراتور قرار داشته باشد و از مدار خارج شدن آن باعث از دست رفتن تولید ژنراتور می‌شود نسبت به تجهیزی که باعث ایجاد چنین حالتی نمی‌شود اهمیت بیشتری خواهد داشت. علاوه بر آن سعی شده است که ترکیب‌های گوناگون این دو عامل شرایط خرابی و اهمیت در نظر گرفته شود و بر اساس آن اولویت تجهیزات را انتخاب می‌کنیم.

# فصل سوم

# تعیین اهمیت کلیدهای پست فشار قوی ۲۳۰ کیلو ولت توس

**۳-۱- مقدمه**

برای تعیین اولویت تعمیر و نگهداری یک پست فشار قوی نیاز به یک برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری داریم. برای انجام به این برنامه‌ریزی ابتدا باید اهمیت تجهیزات مختلف سیستم و شرایط خرابی آن‌ها تعیین گردد تا بتوان اولویت تعمیر و نگهداری تجهیزات سیستم را تعیین نمود. برنامه‌ریزی‌های بسیاری در این زمینه

وجود دارد که هر کدام هدف خاصی را دنبال می‌کنند. برای تعیین اهمیت تجهیزات در سیستم‌های قدرت می‌توان معیارهای مختلفی را در نظر گرفت. یکی از این معیارها قابلیت اطمینان سیستم است. برای اندازه‌گیری قابلیت اطمینان سیستم شاخص‌های زیادی وجود دارد که هر کدام بیان گر یک ویژگی از سیستم در حالت‌هایی که وقفه یا خطایی در سیستم روی می‌دهد می‌باشد. از دیدگاه قابلیت اطمینان سیستم علت تعمیر و نگهداری واضح است . از طریق تعمیر و نگهداری می‌توان قابلیت اطمینان سیستم را افزایش داد. این عمل با بهبود عملکرد و کیفیت تجهیزات همراه است.برای یک تجهیز موجود در سیستم قدرت هم می‌توان قابلیت اطمینان را به عنوان معیاری برای تعیین اهمیت تجهیزات درنظر گرفت. قابلیت اطمینان نشان دهنده این است که با چه احتمالی یک قطعه می‌تواند پس از یک زمان مشخص هنوز به کار خود ادامه دهد.

$$R(t) = p(T_u > t) = 1 - F(t) \qquad (۱-۳)$$

$$\frac{dR(t)}{dt} = -f(t) \qquad (۲-۳)$$

$R(t)$ ← قابلیت اطمینان قطعه

$F(t)$ ← تابع توزیع خرابی قطعه

$f(t)$ ← تابع چگالی احتمال خرابی قطعه

شاخص‌های اندازه‌گیری قابلیت اطمینان سیستم را که برای قابلیت اطمینان سیستم شاخص‌هایی برای اندازه‌گیری کاهش تولید هنگام وقوع خطا می‌باشند که می توان موارد زیر را برای آن‌ها نام برد[۲۲]:

۱. احتمال از دست دادن بار[۳۶] یا به عبارت دیگر احتمال آن که ظرفیت موثر سیستم نتواند بار را تامین کند ( بار بیشتر از تولید باشد ).

$$LOLP = \sum_j p(C = C_j)\, p(L > C_j) \qquad (۳-۳)$$

1 Loss of Load Probability (LOLP)

$j \leftarrow$ نشان دهنده حالت‌های مختلف برای ظرفیت تولید است.

$L \leftarrow$ بار موجود در سیستم

$C \leftarrow$ ظرفیت تولید

۲. شاخص انتظار از دست دادن بار[۳۷] که تعداد روز یا ساعتی را که انتظار می رود ظرفیت موثر تولید از بار کوچکتر شود، نشان می‌دهد. در بیشتر موارد از این شاخص با نام خاموشی هم استفاده می‌شود.

$$LOLE = LOLP \times T \qquad (۴-۳)$$

$T \leftarrow$ زمان مورد مطالعه

۳. انرژی تامین نشده مورد انتظار[۳۸]. شاخص‌های فوق نشان می‌دهد که با چه احتمالی بار تامین نشده است. در حالی که برای ما مهم است که بدانیم چه مقدار بار تامین نشده است لذا شاخص انرژی تامین نشده مورد انتظار تعریف می‌شود.این شاخص مقدار انرژی مورد انتظار که به دلیل کمبود تولید در طی یک سال تامین نشده است را نشان می‌دهد.

$$EENS = \sum_{\{k|X_k > R_k\}} (X_k - R_k) P_k t_k \qquad (۵-۳)$$

$X_k \leftarrow$ ظرفیت خروج اضطراری در حالت $k$

$P_k \leftarrow$ احتمال رخ دادن حالت $k$

$t_k \leftarrow$ مدت زمان $k$

$R_k \leftarrow$ ظرفیت رزرو در حالت $k$

در حالتی که $X_k - R_k$ بزرگتر از صفر باشد خاموشی داریم. در حالتی که $X_k - R_k$ کمتر از صفر باشد رزرو داریم.

برای قابلیت اطمینان شاخص‌های دیگری هم استفاده می‌شود که کاربرد آن‌ها از شاخص‌هایی که بیان شد کم‌تر است. از جمله این شاخص‌ها می توان موارد زیر را نام برد:

---

2 Loss of Load Expectation (LOLE)

[۳۸] Expected Energy Not Supplied (EENS)

- هزینه مورد انتظار وقفه تولید[۳۹] (هزینه مورد انتظار کاهش بار)

- تعداد مورد انتظار برای وقفه تولید[۴۰]

- مدت زمان مورد انتظار برای وقفه تولید[۴۱]

برای تعیین اهمیت تجهیزات سیستم (کلیدهای قدرت و ترانسفورماتورها و ....) باید یک شاخص برای اندازه‌گیری قابلیت اطمینان سیستم انتخاب شود. این شاخص باید بتواند تاثیر خروج تجهیز را روی عملکرد سیستم نشان دهد. یکی از این شاخص‌ها، شاخص انرژی تامین نشده می‌باشد. اگر این شاخص برای اندازه‌گیری قابلیت اطمینان سیستم استفاده شود تا حدود زیادی می‌توان تاثیر تجهیز بر روی مقدار انرژی تامین نشده را نشان داد. با محاسبه این شاخص اهمیت قطعه بر روی قابلیت اطمینان سیستم مشخص می‌شود.

## ۳-۲- تعیین اهمیت کلیدهای قدرت پست فشار قوی توس

در شکل (۳-۱) دیاگرام تک خطی پست فشار قوی ۲۳۰ کیلو ولت توس نشان داده شده است. در این شکل ترتیب قرار گرفتن کلیدهای قدرت، ترانسفورماتورها و ژنراتورها مشخص شده است . برای هر یک از تجهیزات موجود در سیستم شماره‌ای در نظر گرفته شده است که تجهیزات با این شماره‌ها نشان داده شده‌اند. برای ژنراتورها شماره‌های ۱ تا ۴ در نظر گرفته شده است. ترانسفورماتورها نیز از ۱ تا ۴ شماره‌گذاری شده اند. تعداد کلیدهای قدرت موجود در این پست ۲۴ عدد می‌باشد که مطابق شکل (۳-۱) شماره‌گذاری شده‌اند. بعد از این هر یک از تجهیزات را با شماره‌های آن‌ها بیان می‌کنیم. علاوه بر تجهیزات سیستم، بارها نیز در شکل مشخص شده‌اند.نام و مقدار توان مصرفی هر یک از بارها در لحظه پیک در شکل مشخص شده است. جدول شماره (۳-۱) مقدار توان بارهایی که این پست تامین می‌کند را نمایش می‌دهد.

---

*39* Expected Power Interruption Cost

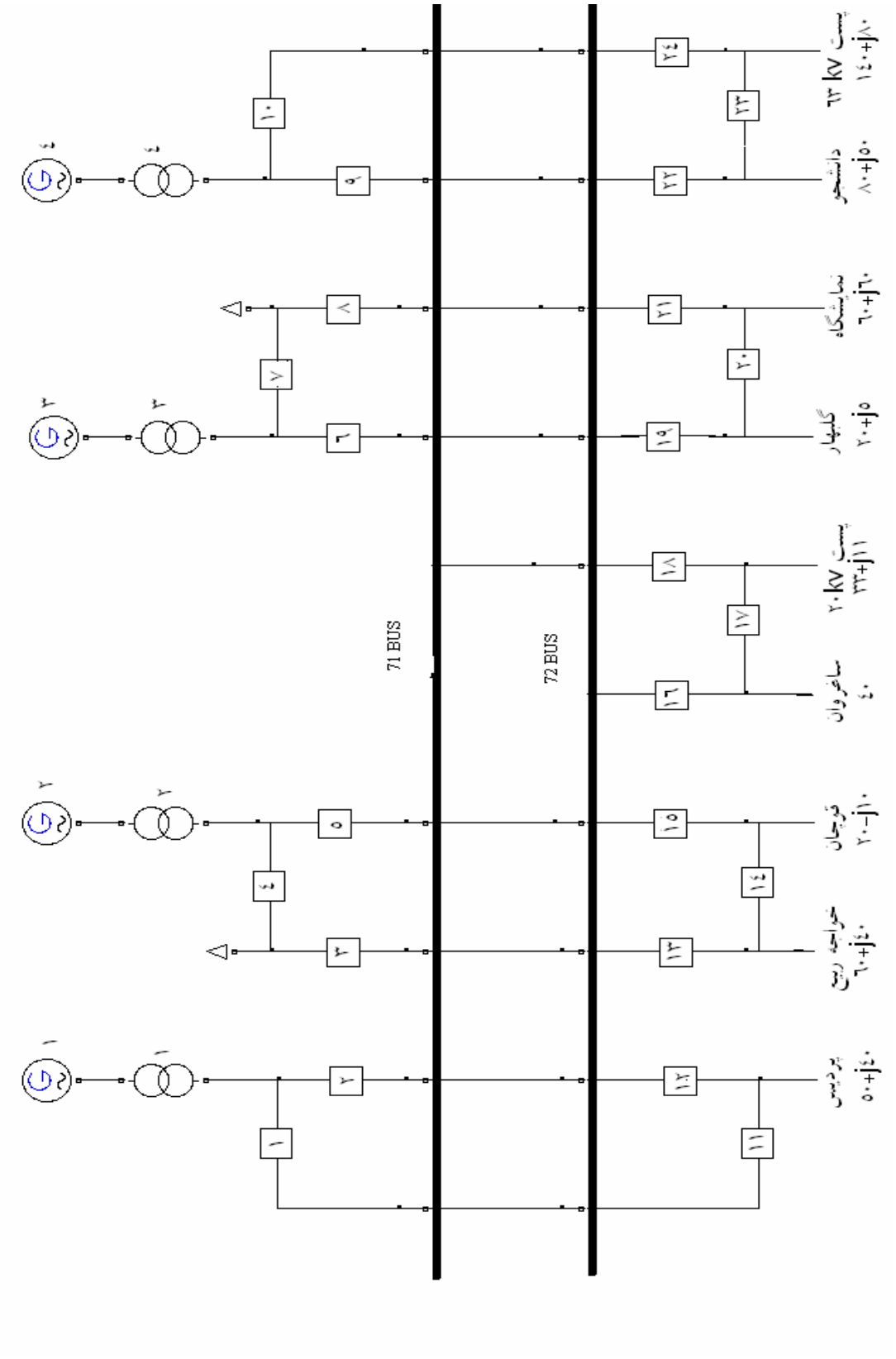
[5] Expected Number of Load Reduction
[6] Expected Duration Load Reduction

جدول(۳-۱) مقادیر بارهای پست ۲۳۰ کیلو ولت توس

| نام بار | دانشجو | نمایشگاه | گلبهار | ساغروان | قوچان | خواجه ربیع | پردیس | پست ۶۳kv | پست ۲۰kv | مصرف داخلی پست |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| توان اکتیو مصرفی بار(MW) | ۸۰ | ۶۰ | ۲۰ | ۴۰ | ۲۰ | ۶۰ | ۵۰ | ۱۴۰ | ۳۳ | ۳۰ |
| توان راکتیو مصرفی بار (MVAR) | ۵۰ | ۶۰ | ۵ | ۰ | -۱۰ | ۴۰ | ۴۰ | ۸۰ | ۱۱ | ۰ |

### ۳-۲-۱- تعیین بار تامین نشده مورد انتظار ناشی از خروج کلیدها

با توجه به سری بودن هر ژنراتور با یک ترانسفورماتور از دیدگاه قابلیت اطمینان اهمیت هر ژنراتور با اهمیت ترانسفورماتور مربوطه برابر می‌باشد. با توجه به یکسان بودن ظرفیت ژنراتورها و هم‌چنین ظرفیت ترانسفورماتورها، اهمیت کلیه ژنراتورها و ترانسفورماتورها از دیدگاه قابلیت اطمینان یکسان است. واضح است که در این سیستم کلیدهای قدرت اهمیت کمتری نسبت به ژنراتورها و ترانسفورماتورها برخوردار هستند، زیرا در صورت خرابی یک کلید قدرت، کلید دیگری می‌تواند جایگزین آن شود و سیستم می‌تواند بدون خاموشی به کار خود ادامه دهد. ولی در صورت ایجاد خرابی در یک ژنراتور یا یک ترانسفورماتور سیستم ممکن است مجبور به کاهش بار شود. پس فقط به تعیین اهمیت کلیدهای قدرت در سیستم پرداخته می شود. برای تعیین اهمیت کلیدها ابتدا حالت‌های مختلف برای خروج ژنراتورها و ترانسفورماتورها در نظر گرفته می‌شود و سپس در هریک از حالت‌های فوق اثر خروج کلیدها بررسی می‌گردد. برای این منظوراحتمال خروج هر ژنراتور و ترانسفورماتور باید در نظر گرفته شود. احتمال خروج ژنراتورها و ترانسفورماتورها مطابق جدول (۳-۲) فرض شده است.




شکل (۳-۱) دیاگرام تک خطی پست فشار قوی ۲۳۰ کیلو ولت توس

جدول (۳-۲) احتمال خروج ترانسفورماتورها و ژنراتورها

| شماره تجهیز | ۱ | ۲ | ۳ | ۴ |
|---|---|---|---|---|
| احتمال خروج ژنراتور | ۰/۰۱ | ۰/۰۳ | ۰/۰۴ | ۰/۰۲ |
| احتمال خروج ترانس | ۰/۰۲ | ۰/۰۳ | ۰/۰۳ | ۰/۰۲ |

اگر سیستم نتواند باری را تامین کند هزینه‌ای ناشی از عدم تامین بار متحمل می‌شود. این هزینه، هزینه خاموشی نامیده می‌شود. هزینه خاموشی بارهای مختلف، متفاوت است. فرض شده است که هزینه خاموشی بارهای مختلف سیستم بر حسب هزار تومان بر مگا وات ساعت مطابق جدول (۳-۳) باشد. هزینه خاموشی نشان می‌دهد اگر به هر دلیلی باری از سیستم خارج شود چه مقدار هزینه ایجاد می‌کند. برای یافتن این هزینه مقدار باری را که از سیستم خارج شده است در هزینه واحد خاموشی ضرب می‌کنیم. هزینه خاموشی واحد بار به نوع بار بستگی دارد. هزینه خاموشی براساس اهمیتی که برای بارها در نظر می‌گیریم تعیین می‌شود. برای مثال هزینه خاموشی یک کیلو وات ساعت بار صنعتی از هزینه خاموشی یک کیلو وات ساعت بار خانگی بیشتر می‌باشد. زیرا یک کیلو وات ساعت خاموشی بار صنعتی منجر به خسارت بیشتری نسبت به یک کیلو وات ساعت خاموشی بار خانگی می‌شود. در حقیقت با این کار ارزش واقعی هر بار در نظر گرفته می‌شود.

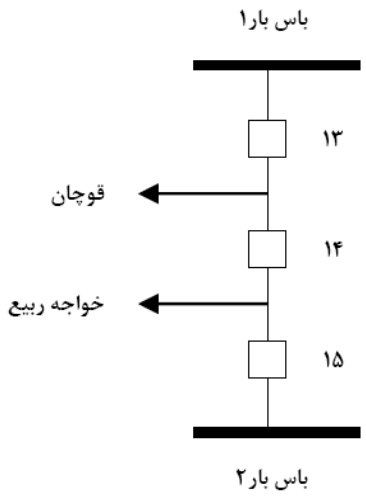
جدول (۳-۳) هزینه خاموشی بارهای پست فشار قوی

| بار | پردیس | خواجه ربیع | قوچان | ساغروان | پست۲۰ | گلبهار | نمایشگاه | دانشجو | مصرف داخلی | پست ۶۳ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| هزینه | ۴۲ | ۴۳ | ۴۰ | ۴۴ | ۴۵ | ۴۰ | ۴۳ | ۴۵ | ۴۰ | ۴۸ |

مجموع کل بارهای پست فشار قوی ۲۳۰ کیلو ولت توس برابر ۵۳۳ مگاوات است. تولید ژنراتورها ۶۷۰ مگاوات است که شامل چهار ژنراتور ۱۵۰ مگاواتی و ۷۰ مگاوات که از پست ۴۰۰ کیلو ولت به این پست می رسد، می‌باشد. در حالت معمول که همه ژنراتورها در مدار قرار دارند کل بار تامین می‌شود.

برای تعیین اهمیت کلیدها ابتدا هر یک را از مدار خارج می‌شود و سپس بررسی می‌شود که خروج آن کلید به چه میزان در هزینه خاموشی تاثیر می‌گذارد. هر کلیدی که با خروج خود باعث شود هزینه خاموشی بیشتری ایجاد شود از اهمیت بیشتری در قابلیت اطمینان سیستم برخوردار است. با توجه به آن چه که بیان

شـد ژنراتورها و ترانسفورماتورها اهمیت بیشتری را نسبت به کلیدهای قدرت دارند به طوری که با خروج هر یک از سـیسـتم یک واحد تولیدی از مدار خارج می‌شـود. بر این اسـاس می توان ابتدا روی ژنراتورها و ترانسـفورماتورها حالت‌های متفاوتی را در نظر گرفت و سـپس حالت‌های مختلف برای کلیدهای قدرت در نظر گرفته می‌شـود. اگر حالتی را در نظر بگیریم که فقط یکی از کلیدهای پسـت فشـار قوی از کار بیفتد و همه ژنراتورها و ترانسـفورماتورهای سـیسـتم در مدار باشـند، سیستم خاموشی نمی‌دهد و همه بارها تامین می‌شـوند. علت آن اسـت که از اتصـال یک و نیم کلیدی برای اتصال باس بارها استفاده شده است. یعنی دو باس بار وجود دارد و هر بار قابل تغذیه از هر دو باس بار می‌باشـد. هر ژنراتور هم می‌تواند هر یک از دو باس بارها را تغذیه نماید. برای ایجاد خاموشی باید حداقل دو کلید به طور هم‌زمان از مدار خارج شوند شکل (۳-۲) حالت اتصال بارهای قوچان و خواجه‌ربیع به دو باس را نشان می‌دهد.




شکل (۳-۲) اتصال بارها به دو باس بار

همان‌طور که ذکر شد برای ترانسفورماتورها و ژنراتورها باید اهمیت بیشتری در نظر گرفته شود و ابتدا روی حالت‌هایی که ممکن است برای خارج شدن آن‌ها از مدار روی دهد بحث شود و بعد در هریک از این حالات برای کلیدهای سیستم تصمیم‌گیری انجام می‌شود و اهمیت آن‌ها برای تعمیر و نگهداری تعیین می‌شود. در این مرحله فقط ترکیب‌های یکتایی و دوتایی از ژنراتورها و ترانسفورماتورها در نظر گرفته می‌شود. در واقعیت در یک سـیسـتم با چهار ژنراتور کمتر پیش می‌آید که سـه ژنراتور آن با هم در مدار نباشند. برای هر یک از ژنراتورها و ترانسـفورماتورها یک احتمال خروج در نظر گرفته شده است که عدد مربوط به آن کوچک است.

وقتی که سه ژنراتور یا ترانسفورماتور بخواهند از سیستم خارج شوند احتمال خروج آن‌ها در هم ضرب می‌شود و باز هم عدد به دست آمده کوچکتر خواهد شد که نشان می‌دهد احتمال خارج شدن سه ژنراتور یا ترانسفورماتور از سیستم بسیار کم است.

در ادامه خاموشی ناشی از خروج ژنراتورها و ترانسفورماتورها در حالت‌های زیر بررسی می‌گردد:

حالت الف: خروج یک ژنراتور

حالت ب:خروج یک ترانسفورماتور

حالت ج: خروج یک ژنراتور و یک ترانسفورماتور

حالت د: خروج دو ژنراتور و یک ترانسفورماتور

حالت ه: خروج دو ترانسفورماتور و یک ژنراتور

حالت و: خروج دو ژنراتور

حالت ز: خروج دو ترانسفورماتور

هریک از حالت‌های بالا خود دارای چندین حالت مختلف می‌باشد. برای مثال برای خروج یک ژنراتور چهار حالت وجود دارد: خروج ژنراتور شماره ۱، خروج ژنراتور شماره ۲، خروج ژنراتور شماره ۳، و خروج ژنراتور شماره ۴. در نظر گرفتن ترکیب‌های یکتایی کلیدهای قدرت در هر یک از حالات فوق الذکر برای ژنراتورها و ترانسفورماتورها هیچ تاثیری بر مقدار بار تامین نشده سیستم نخواهد داشت. به همین دلیل ترکیب‌های دو تایی کلیدهای قدرت مورد بررسی قرار می‌گیرد، یعنی در هر حالت از هفت حالت فوق ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها از مدار خارج می‌شود. سپس مقدار بار تامین نشده سیستم تعیین می‌گردد. خروج ترکیب‌های سه تایی و بیشتر کلیدها نیز در نظر گرفته نمی‌شود زیرا احتمال رخداد خروج همزمان این ترکیب‌ها بسیار کم می‌باشد. در این سیستم ۲۴ کلید وجود دارد که تعداد ترکیب‌های دو تایی آن به صورت زیر تعیین می‌شود:

$$\binom{24}{2}\frac{24!}{22!\times 2!}=276 \qquad (۶-۳)$$

برای هر یک از حالت‌های خروج ژنراتورها و ترانسفورماتورها خاموشی هر باس ناشی از هریک از ۲۷۶ حالت خروج ترکیب دوتایی کلیدها تعیین می‌گردد. برای مثال چنانچه خاموشی باس $i$ ناشی از خروج کلیدهای شماره ۱ و ۲ هنگام خروج ژنراتور ۱، هنگام خروج ژنراتور ۲، هنگام خروج ژنراتور ۳، هنگام خروج ژنراتور ۴، هنگام خروج ترانس ۱ و ... و هنگام خروج همزمان ترانسفورماتورهای ۳ و ۴ تعیین شده باشد. بار تامین نشده مورد انتظار در باس $i$ ناشی از خروج کلیدهای ۱و۲ برابر با مجموع حاصل ضرب احتمال وقوع حالت‌های فوق در مقدار خاموشی ایجاد شده در این باس در هر حالت می باشد. به عبارت دیگر:

$$ELNS_i^{k,l} = \sum_{j=1}^{N_{gt}} P_j x_{ij}^{k,l} \qquad (۷-۳)$$

$P_j$: احتمال رخداد حالت j از خروج ژنراتورها و ترانسفورماتورها

$x_{ij}^{k,l}$: مقدار بار تامین نشده در باس $i$ ناشی از قطع کلیدهای $k,l$ در حالت $j$ از خروج ژنراتورها و ترانسفورماتورها

$N_{gt}$: تعداد حالت‌های خروج ژنراتورها و ترانسفورماتورها

$ELNS_i^{k,l}$: بار تامین نشده مورد انتظار در باس $i$ هنگام قطع کلیدهای $k,l$

### ۳-۲-۲- تعیین هزینه مورد انتظار بار تامین نشده ناشی از خروج کلیدها

همان‌طور که ذکر شد برای هر یک از بارها هزینه بار تامین نشده در نظر گرفته شده است. هزینه‌های خاموشی بارهای مختلف با هم متفاوت است. برای تعیین اهمیت کلید باید مشخص گردد که هنگام خروج آن کدام بارها و به چه میزان تامین نشده اند. قطع برخی از تجهیزات منجر به خاموشی یک بار مشخص نمی‌گردد ولی باعث کاهش ظرفیت تولید می‌گردد به گونه ای که مجبور به کاهش بار می‌باشیم. در این حالت کلیه بارها به نسبت توان نامی آن‌ها کاهش داده می‌شوند.قطع برخی از کلیدها منجر به خاموشی یک یا چند بار خاص می‌شود. هزینه مورد انتظار بار تامین نشده ناشی از قطع دو کلید مشخص برابر با مجموع

حاصـل ضـرب مقدار بار تامین نشـده مورد انتظار هر مصـرف کننده ناشـی از قطع این دو کلید در هزینه خاموشی آن مصرف‌کننده می‌باشد.

$$ECNSL^{k,l} = \sum_{i=1}^{N_L} ELNS_i^{k,l} \times K_i \qquad (۸-۳)$$

$ECNSL^{k,l}$: هزینه مورد انتظار بار تامین نشده ناشی از قطع کلیدهای $k,l$

$K_i$: هزینه خاموشی یک مگا وات ساعت بار در باس $i$ هنگام قطع کلیدهای $k,l$

**خروج یک ژنراتور**

در حالتی که یک ژنراتور یا یک ترانسـفورماتور به تنهایی از مدار خارج شـود ظرفیت تولید ۵۲۰ مگاوات خواهد بود و مقدار باری که سـیستم نمی تواند تامین کند ۱۳ مگاوات است . برای خروج یک ژنراتور از مدار چهار حالت وجود دارد:

حالت الف ۱: خروج ژنراتور شماره ۱

حالت الف ۲: خروج ژنراتور شماره ۲

حالت الف ۳: خروج ژنراتور شماره ۳

حالت الف ۴: خروج ژنراتور شماره ۴

حالت الف ۱ حالتی است کلیه ژنراتورها و ترانسفورماتورها به جز ژنراتور شماره ۱ در مدار می‌باشند. احتمال رخداد این حالت برابر با حاصـل ضـرب احتمال خروج ژنراتور شـماره ۱ و احتمال در مدار بودن ژنراتورها و ترانسـفورماتورهای دیگر می‌باشد. جدول (۳-۴) میزان بار تامین نشده سیستم را هنگام خروج ژنراتور شماره ۱ و خروج ترکیب‌های دوتایی کلیدهای قدرت را نشـان می‌دهد. البته باید توجه کرد که به علت زیاد بودن تعـداد ترکیـب‌هـای مختلف دوتـایی کلیدها فقط ترکیب‌های ۲۴۹ تا ۲۷۶ به عنوان نمونه ای از نتایج آورده شده است. حالت شماره ۲۴۹ به معنی خروج همزمان کلیدهای شماره ۱۸ و ۱۷ می‌باشد. با توجه به یکسان

بودن ظرفیت ژنراتورها و یکسان بودن نحوه اتصال آن‌ها به باس بارها چنان چه هر یک از ژنراتورها از مدار خارج شوند نتایج جدول (۳-۴) تکرار می گردد.

وقتی که احتمال خروج را در نظر گرفته شود چهار حالت با هم متفاوت می‌شوند چون احتمال خروج هر یک از ژنراتورها متفاوت می‌باشد. در جدول (۳-۵) بار تامین نشده مورد انتظار برای حالت الف ۳ را نشان می‌دهد. حالت الف ۳ حالتی است که کلیه ژنراتورها و ترانسفورماتورها به جز ژنراتور شماره ۳ در مدار می‌باشند. جدول (۳-۶) هزینه خاموشی مورد انتظار برای حالت الف ۳ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها را نشان می‌دهد.

## خروج یک ترانسفورماتور

برای خروج یک ترانسفورماتور از مدار می توان حالت‌های زیر را در نظر گرفت:

حالت ب ۱: خروج ترانسفورماتور شماره ۱

حالت ب ۲: خروج ترانسفورماتور شماره ۲

حالت ب ۳: خروج ترانسفورماتور شماره ۳

حالت ب ۴: خروج ترانسفورماتور شماره ۴

حالت ب ۱ حالتی است کلیه ژنراتورها و ترانسفورماتورها به جز ترانسفورماتور شماره ۱ در مدار باشند. مقدار بار تامین نشده در هر یک از حالت‌های خروج یک ترانسفورماتور یا یک ژنراتور یکسان می‌باشد. جدول (۳-۷) بار تامین نشده برای خروج ترانسفورماتور شماره ۳ را نشان می‌دهد. با توجه به یکسان نبودن احتمال خروج ژنراتورها و ترانسفورماتورها بار تامین نشده مورد انتظار ناشی از قطع یک ژنراتور یا یک ترانسفورماتور متفاوت است. در جدول (۳-۸) بارتامین نشده مورد انتظار برای حالت ب ۳ هنگام خروج ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها نشان داده شده است. جدول (۳-۹) مقدار هزینه خاموشی مورد انتظار برای حالت ب ۳ را نشان می‌دهد.

**خروج دو ژنراتور**

در این حـالت ظرفیت تولید برابر ۳۷۰ مگاوات اســـت و بار تامین نشـــده ۱۶۳ مگاوات می باشـــد. تعداد ترکیب‌های ممکن برای این حالت به صورت زیر است :

حالت و ۱۲: خروج ژنراتور ۱و۲

حالت و ۱۳: خروج ژنراتور ۱و۳

حالت و ۱۴: خروج ژنراتور ۱و۴

حالت و ۲۳: خروج ژنراتور ۲و۳

حالت و ۲۴: خروج ژنراتور ۲و۴

حالت و ۳۴: خروج ژنراتور ۳و۴

جدول ۳-۴ بار تامین نشده هنگام خروج ژنراتور شماره ۱ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده (MW) | ۴۶ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۳۳ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده (MW) | ۹۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۷۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۹۳ | ۲۳۳ | ۱۵۳ |

جدول ۳-۵ بارتامین نشده مورد انتظار برای حالت الف ۳ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۱.۸۴ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۱.۳۲ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۳.۷۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۲.۹۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۰.۵۲ | ۳.۷۲ | ۹.۳۲ | ۶.۱۲ |

جدول ۳-۶ هزینه مورد انتظار عدم تامین بار (خاموشی) برای حالت الف ۳ و قطع ترکیب های مختلف دو تایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| هزینه مورد انتظار خاموشی | ۱۴۰.۸۸ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۹۰.۷۳۱ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| هزینه خاموشی مورد انتظار | ۳۰۱.۴۵ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳۳.۱۲ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۲۳.۰۴۹ | ۳۰۸.۴۴ | ۸۰۸.۹۷ | ۵۳۲.۰۵ |

جدول ۳-۷ بار تامین نشده برای حالت ب ۳ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده (MW) | ۴۶ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۳۳ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده (MW) | ۹۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۷۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۱۳ | ۹۳ | ۲۳۳ | ۱۵۳ |

جدول ۳-۸ بارتامین نشده مورد انتظار برای حالت ب ۳ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۱.۳۸ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۹۹ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۲.۷۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۲.۱۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۰.۳۹ | ۲.۷۹ | ۶.۹۹ | ۴.۵۹ |

جدول ۳-۹ هزینه مورد انتظار عدم تامین بار (خاموشی) برای حالت ب ۳ و قطع ترکیب های مختلف دو تایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| هزینه مورد انتظار خاموشی | ۱۰۵.۶۶ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۶۸.۰۸ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| هزینه خاموسی مورد انتظار | ۲۲۶.۰۹ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷۴.۸۴ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۱۷.۲۸۷ | ۲۳۱.۳۳ | ۶۰۶.۷۳ | ۳۹۹.۰۴ |

حالت و ۱۲ حالتی است که کلیه ژنراتورها و ترانسفورماتورها به جز ژنراتورهای شماره ۱ و شماره ۲ در مدار می‌باشند.

در جدول(۳-۱۰) بار تامین نشـــده برای حالت و ۳۴ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها نشـــان داده شـده است. جدول (۳-۱۱) بار تامین نشده مورد انتظار برای حالت و ۳۴ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها نشـان می‌دهد. در جدول (۳-۱۲) هزینه خاموشـی مورد انتظار برای حالت و ۳۴ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها ارائه شده است.

## خروج دو ترانسفورماتور

بار تامین نشـــده هنگام خروج دو ترانســـفورماتور برابر با بار تامین نشـــده هنگام خروج دو ژنراتور می‌باشـــد. حالت‌های خروج دو ترانسفورماتور به صورت زیر است :

حالت ز ۱۲: خروج ترانسفورماتورهای شماره ۱و۲

حالت ز ۱۳: خروج ترانسفورماتورهای شماره ۳و۱

حالت ز ۱۴: خروج ترانسفورماتورهای شماره ۴و۱

حالت ز ۲۳: خروج ترانسفورماتورهای شماره ۳و۲

حالت ز ۲۴: خروج ترانسفورماتورهای شماره ۴و۲

حالت ز ۳۴: خروج ترانسفورماتورهای شماره ۴و۳

بار تامین نشـده برای حالت ز ۳۴ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها در جدول (۳-۱۳) نشان داده شده‌است. جدول (۳-۱۴) بار تامین نشده مورد انتظار برای حالت ز ۳۴ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها را نشـان می‌دهد. جدول (۳-۱۵) هزینه خاموشی مورد انتظار برای حالت ز ۳۴ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها را نمایش می‌دهد.

جدول ۳-۱۰ بار تامین نشده برای حالت و ۳۴ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده(MW) | ۱۹۶ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۸۳ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده(MW) | ۲۴۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۲۲۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۲۴۳ | ۳۸۳ | ۳۰۳ |

جدول ۳-۱۱ بارتامین نشده مورد انتظار برای حالت و ۳۴ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰،۱۵۶۸ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۴۶۴ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰،۱۹۴۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۷۸۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۳۰۴ | ۰،۱۹۴۴ | ۰،۳۰۶۴ | ۰،۲۴۲۴ |

جدول ۳- ۱۲هزینه مورد انتظار عدم تامین بار (خاموشی) برای حالت و ۳۴ و قطع ترکیب های مختلف دو تایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| هزینه مورد انتظار خاموشی | ۲،۸۱۷۵ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۱،۸۱۴۶ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| هزینه خاموشی مورد انتظار | ۶،۰۲۹ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۴،۶۶۲۴ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۰،۴۶۰۹۸ | ۶،۱۶۸۹ | ۱۶،۱۷۹ | ۱۰،۶۴۱ |

جدول ۳-۱۳ بار تامین نشده برای حالت ز ۳۴ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده (MW) | ۱۹۶ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۸۳ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده (MW) | ۲۴۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۲۲۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۲۴۳ | ۳۸۳ | ۳۰۳ |

جدول ۳-۱۴ بارتامین نشده مورد انتظار برای حالت ز ۳۴ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰،۱۱۷۶ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۱۰۹۸ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰،۱۴۵۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۱۴۵۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۰۹۷۸ | ۰،۱۴۵۸ | ۰،۲۲۹۸ | ۰،۱۸۱۸ |

جدول ۳-۱۵ هزینه مورد انتظار عدم تامین بار (خاموشی) برای حالت ز ۳۴ و قطع ترکیب های مختلف دو تایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| هزینه مورد انتظار خاموشی | ۲،۱۱۳۱ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| هزینه خاموشی مورد انتظار | ۴،۵۲۱۷ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۳،۴۹۶۸ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۰،۳۴۵۷۴ | ۴،۶۲۶۷ | ۱۲،۱۳۴ | ۷،۹۸۰۸ |

حالتی که یک ژنراتور به همراه ترانس متصـل به خودش از مدار بیرون رفته باشـد. شـبیه حالت خروج یک ژنراتور یا حالت خروج یک ترانسـفورماتور می‌باشـد ولی چون احتمال خروج آن‌ها با هم فرق دارد مقدار بار تامین نشـده مورد انتظار در دو حالت متفاوت خواهد بود.این حالت خود شـامل ۱۶ ترکیب مختلف اسـت. جدول ۳-۱۶ این ترکیب‌ها با ذکر شماره ژنراتور و ترانس نشان می‌دهد. شماره اول مربوط به ژنراتور و شماره دوم مربوط به ترانسفورماتور می‌باشد.

جدول (۳-۱۶) ترکیب دو تایی ژنراتور و ترانسفورماتور

| حالت‌های یک ژنراتور و یک ترانسفورماتور | | | |
|---|---|---|---|
| حالت ج ۴۱ | حالت ج ۳۱ | حالت ج ۲۱ | حالت ج ۱۱ |
| حالت ج ۴۲ | حالت ج ۳۲ | حالت ج ۲۲ | حالت ج ۱۲ |
| حالت ج ۴۳ | حالت ج ۳۳ | حالت ج ۲۳ | حالت ج ۱۳ |
| حالت ج ۴۴ | حالت ج ۳۴ | حالت ج ۲۴ | حالت ج ۱۴ |

حالت ج ۱۲ حالتی است که کلیه ژنراتورها و ترانسفورماتورها به جز ژنراتور شماره ۱ و ترانسفورماتور شماره ۲ در مدار می‌باشـند. در حالتی که شـماره ژنراتور و ترانس با هم برابر باشـد بار تامین نشـده برابر با حالتی اسـت که یک ژنراتور یا یک ترانسـفورماتور خارج شـده باشـد. تولید در این حالت ۳۷۰ مگاوات و بار تامین نشـده ۱۶۳ مگاوات اسـت. در حالتی که شماره ترانسفورماتور و ژنراتور متفاوت است بار تامین نشده برابر با حالتی است که دو ژنراتور یا دو ترانسفورماتور از مدار خارج شده باشند. تولید در این حالت ۲۲۰ مگا وات و بار تامین نشده ۳۱۳ مگا وات می‌باشد.

جدول(۳-۱۷) بار تامین نشده را هنگام خروج ژنراتور شماره ۲ و ترانس شماره ۳ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتـایی کلیـدهـا نشـــان می‌دهـد. جدول (۳-۱۸) بار تامین نشـــده مورد انتظار برای حالت ج ۲۳ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها را نشـان می‌دهد. در جدول (۳-۱۹) مقدار هزینه خاموشـی مورد انتظار برای حالت ج ۲۳ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها نشان داده شده است.

جدول ۳-۱۷ بار تامین نشده برای حالت ج ۲۳ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده (MW) | ۱۹۶ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۸۳ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده (MW) | ۲۴۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۲۲۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۱۶۳ | ۲۴۳ | ۳۸۳ | ۳۰۳ |

جدول ۳-۱۸ بارتامین نشده مورد انتظار برای حالت ج ۲۳ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰.۱۷۶۴ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۶۴۷ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰.۲۱۸۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۲۰۰۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۱۴۶۷ | ۰.۲۱۸۷ | ۰.۳۴۴۷ | ۰.۲۷۲۷ |

جدول ۳-۱۹ هزینه مورد انتظار عدم تامین بار (خاموشی) برای حالت ج ۲۳ و قطع ترکیب های مختلف دو تایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| هزینه مورد انتظار خاموشی | ۳.۱۶۹۷ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۲.۰۴۱۵ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| هزینه خاموشی مورد انتظار | ۶.۷۸۲۷ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۵.۲۴۵۲ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۰.۵۱۸۶ | ۶.۹۴ | ۱۸.۲۰۲ | ۱۱.۹۷۱ |

## خروج دو ژنراتور و یک ترانسفورماتور

ترکیب‌های مربوط خروج دو ژنراتور و یک ترانسفورماتور در جدول(۳-۲۰) ارائه شده است.

جدول(۳-۲۰) ترکیب دوتایی ژنراتورها و یک ترانسفورماتور

| ترکیب دوتایی ژنراتور و یک ترانسفورماتور | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| حالت د ۳۴۱ | حالت د ۲۴۱ | حالت د ۲۳۱ | حالت د ۱۴۱ | حالت د ۱۳۱ | حالت د ۱۲۱ |
| حالت د ۳۴۲ | حالت د ۲۴۲ | حالت د ۲۳۲ | حالت د ۱۴۲ | حالت د ۱۳۲ | حالت د ۱۲۲ |
| حالت د ۳۴۳ | حالت د ۲۴۳ | حالت د ۲۳۳ | حالت د ۱۴۳ | حالت د ۱۳۳ | حالت د ۱۲۳ |
| حالت د ۳۴۴ | حالت د ۲۴۴ | حالت د ۲۳۴ | حالت د ۱۴۴ | حالت د ۱۳۴ | حالت د ۱۲۴ |

در جدول بالا اعداد اول و دوم نشـان دهنده شماره ژنراتورهاست و عدد سوم شماره ترانسفورماتور را نمایش می‌دهد. حالت د ۱۲۳ مبین حالتی اسـت که کلیه ژنراتورها و ترانسفورماتورها به جز ژنراتورهای شماره ۱و۲ و ترانسـفورماتور شـماره ۳ در مدار می‌باشـند. هنگام خروج دو ژنراتور و یک ترانسـفورماتور چنانچه شـماره ترانسـفورماتور خارج شده با شماره دو ژنراتور خارج شده متفاوت باشد آن‌گاه ظرفیت تولید ۲۲۰ مگا وات و بار تامین نشده ۳۱۳ مگا وات می‌باشد. چنان چه شماره ترانسفورماتور خارج شده با شماره یکی از دو ژنراتور خارج شده یکی باشد آن گاه ظرفیت تولید ۳۷۰ مگا وات و بار تامین نشده ۱۶۳ مگا وات می‌باشد.

جـدول (۳-۲۱) بار تامین نشـــده برای حالت د ۲۳۲ و قطع ترکیب‌ها ی مختلف دوتایی کلیدها را نشـــان می‌دهـد. در جـدول (۳-۲۲) بار تامین نشـــده مورد انتظار برای حالت د ۲۳۲ و قطع ترکیب‌ها ی مختلف دوتایی کلیدها نشـان داده شـده اسـت. جدول(۳-۲۳) هزینه خاموشی (عدم تامین بار) مورد انتظار را برای حالت د ۲۳۲ و قطع ترکیب‌ها ی مختلف دوتایی کلیدها ارائه می‌دهد.

## خروج یک ژنراتور و دو ترانسفورماتور

مقادیر مربوط به بار تامین نشـده هنگام خروج دو ترانسفورماتور و یک ژنراتور مانند خروج دو ژنراتور و یک ترانسـفورماتور است. دو شماره اول مربوط به ترانسفورماتور خارج شده و شماره سوم مربوط به ژنراتور خارج شده می‌باشد.

تعداد حالت‌های موجود به صورت زیر است:

جدول(۳-۲۴) ترکیب دوتایی ترانسفورماتور و یک ژنراتور

| ترکیب دوتایی ترانسفورماتور و یک ژنراتور | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| حالت ه ۳۴۱ | حالت ه ۲۴۱ | حالت ه ۲۳۱ | حالت ه ۱۴۱ | حالت ه ۱۳۱ | حالت ه ۱۲۱ |
| حالت ه ۳۴۲ | حالت ه ۲۴۲ | حالت ه ۲۳۲ | حالت ه ۱۴۲ | حالت ه ۱۳۲ | حالت ه ۱۲۲ |
| حالت ه ۳۴۳ | حالت ه ۲۴۳ | حالت ه ۲۳۳ | حالت ه ۱۴۳ | حالت ه ۱۳۳ | حالت ه ۱۲۳ |
| حالت ه ۳۴۴ | حالت ه ۲۴۴ | حالت ه ۲۳۴ | حالت ه ۱۴۴ | حالت ه ۱۳۴ | حالت ه ۱۲۴ |

حالت ه ۱۲۳ مبین حالتی است که کلیه ژنراتورها و ترانسفورماتورها به جز ترانسفورماتورهای شماره ۱و۲ و ژنراتور شماره ۳ در مدار می‌باشند. هنگام خروج دو ترانسفورماتور و یک ژنراتور چنانچه شماره ژنراتور خارج شـده با شـماره دو ترانسـفورماتور خارج شـده متفاوت باشد آن‌گاه ظرفیت تولید ۲۲۰ مگاوات و بار تامین نشده ۳۱۳ مگا وات می‌باشد. چنانچه شماره ژنراتور خارج شده با شماره یکی از دو ترانسفورماتور خارج شده یکی باشد آن‌گاه ظرفیت تولید ۳۷۰ مگاوات و بار تامین نشده ۱۶۳ مگاوات می‌باشد.

در جدول (۳-۲۵) مقادیر بار تامین نشده برای حالت ه ۲۳۲ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها نشان داده شـده اسـت. جدول (۳-۲۶) بار تامین نشده مورد انتظار برای حالت ه ۲۳۲ و قطع ترکیب‌های مختلف

دوتایی کلیدها نشـــان می‌دهد. در جدول (۳-۲۷) هزینه خاموشـــی مورد انتظار برای حالت ه ۲۳۲ و قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها نشان داده شده است.

جدول ۳-۲۱ بار تامین نشده برای حالت د ۲۳۲ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده (MW) | ۳۴۶ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۳۳ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده (MW) | ۳۹۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۷۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۹۳ | ۵۳۳ | ۴۵۳ |

جدول ۳-۲۲ بارتامین نشده مورد انتظار برای حالت د ۲۳۲ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰,۰۰۷۰۵۶ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۶۵۸۸ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰,۰۰۷۸۴۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۸۰۲۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۵۸۶۸ | ۰,۰۰۸۷۴۸ | ۰,۰۱۳۷۸۸ | ۰,۰۱۰۹۰۸ |

جدول ۳- ۲۳هزینه مورد انتظار عدم تامین بار (خاموشی) برای حالت د ۲۳۲ و قطع ترکیب های مختلف دو تایی کلیدها

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| هزینه مورد انتظار خاموشی | ۰,۱۲۶۷۹ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۸۱۶۶ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| هزینه خاموشی مورد انتظار | ۰,۲۷۱۳۱ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۹۸۱ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۰۲۰۷۴۴ | ۰,۲۷۷۶ | ۰,۷۲۸۰۷ | ۰,۴۷۸۸۳ |

جدول ۳-۲۵ بار تامین نشده برای حالت ه ۲۳۲ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده (MW) | ۳۴۶ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۳۳ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده (MW) | ۳۹۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۷۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۱۳ | ۳۹۳ | ۵۳۳ | ۴۵۳ |

جدول ۳-۲۶ بارتامین نشده مورد انتظار برای حالت ه ۲۳۲ و قطع ترکیب های مختلف دوتایی کلیدها

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰.۰۰۵۲۹۲ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۹۴۱ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰.۰۰۶۵۶۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۶۰۲۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۶۵۶۱ | ۰.۰۱۰۳۴۱ | ۰.۰۰۸۱۸۱ |

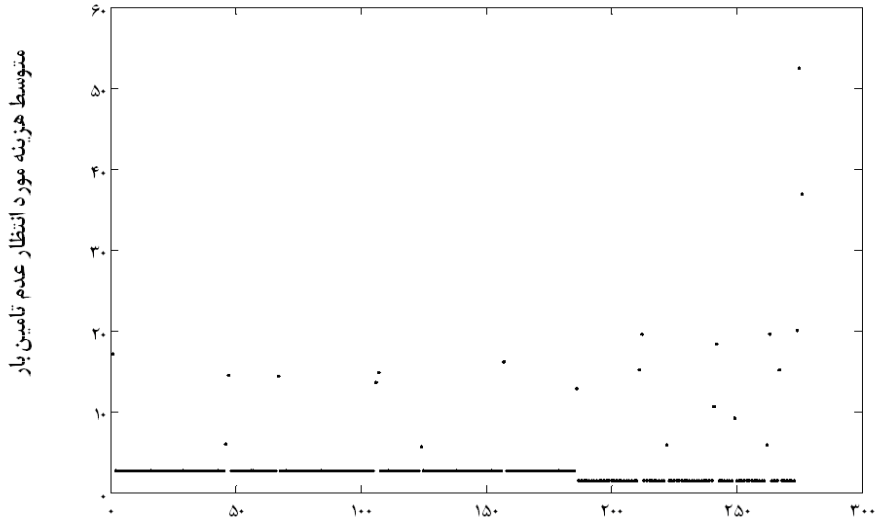
جدول ۳-۲۷ هزینه مورد انتظار عدم تامین بار (خاموشی) برای حالت ه ۲۳۲ و قطع ترکیب های مختلف دو تایی کلیدها

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| هزینه مورد انتظار خاموشی | ۰.۰۹۵۰۹۳ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۶۱۲۴۵ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| هزینه خاموشی مورد انتظار | ۰.۲۰۳۴۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۱۵۷۳۶ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۰۱۵۵۵۸ | ۰.۲۰۸۲ | ۰.۵۴۶۰۵ | ۰.۳۵۹۱۲ |

## ۳-۲-۳- تعیین اهمیت کلیدها با توجه به تاثیر خروج آن‌ها بر هزینه بار تامین نشده مورد انتظار

برای یافتن اولویت کلیدها باید مقایسه‌ای روی حالت‌های مختلف انجام گیرد. برای این منظور متوسط بار تامین نشده برای ترکیب‌های دوتایی کلیدها در حالت‌های مختلفی که برای ترانسفورماتورها و ژنراتورها در نظر گرفته می‌شود، به دست می‌آید. در این بخش هزینه مورد انتظار بار هنگام قطع دو کلید با فرض این که احتمال خروج ترانسفورماتورها و ژنراتورها مطابق جدول (۳-۲) باشد محاسبه می‌گردد. برای این منظور هزینه مورد انتظار خاموشی ناشی از قطع دو کلید در کلیه حالت‌های بیان شده با هم جمع می‌گردد تا کل هزینه مورد انتظار ناشی از قطع این دو کلید به دست‌آید. سپس بر تعداد کل حالت‌ها تقسیم می‌شود تا متوسط آن به دست آید. در واقع با انجام این کار می‌خواهیم به نحوی اثر ترانسفورماتورها و ژنراتورها را از بین برده تا بتوانیم همه حالات قطع دو تایی کلیدها را در کنار هم قرار دهیم وآن‌ها را بررسی کنیم.

برای مثال اگر حالت الف ۱ اتفاق بیفتد و کلیدهای ۱و۲ قطع باشد هزینه مورد انتظار عدم تامین بار $x_1$ تومان می‌باشد، اگر حالت الف ۲ اتفاق بیفتد و کلیدهای ۱و۲ قطع باشد هزینه مورد انتظار عدم تامین بار $x_2$ تومان می‌باشد، اگر حالت الف ۳ اتفاق بیفتد و کلیدهای ۱و۲ قطع باشد هزینه مورد انتظار عدم تامین بار $x_3$ تومان می‌باشد، اگر حالت الف ۴ اتفاق بیفتد و کلیدهای ۱و۲ قطع باشد هزینه مورد انتظار عدم تامین بار $x_4$ تومان می‌باشد، و به همین ترتیب هزینه‌های حالت‌های مختلف را به دست آورده شود. اگر بخواهیم هزینه مورد انتظار عدم تامین بار با در نظر گرفتن کلیه حالت‌ها محاسبه کنیم باید مقادیری را که برای هزینه‌های حالت‌های مختلف به دست آمده است با هم جمع شود $(x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + ... + x_{84})$. تعداد کل حالت‌ها برابر ۸۴ است. بعد از انجام این عمل مجموع هزینه‌ها را بر تعداد کل حالت‌ها تقسیم می کنیم و متوسط آن را به دست می‌آوریم. در جدول (۳-۲۸) برای تعدادی از حالت‌های کلیدها مقدار متوسط نشان داده شده است.

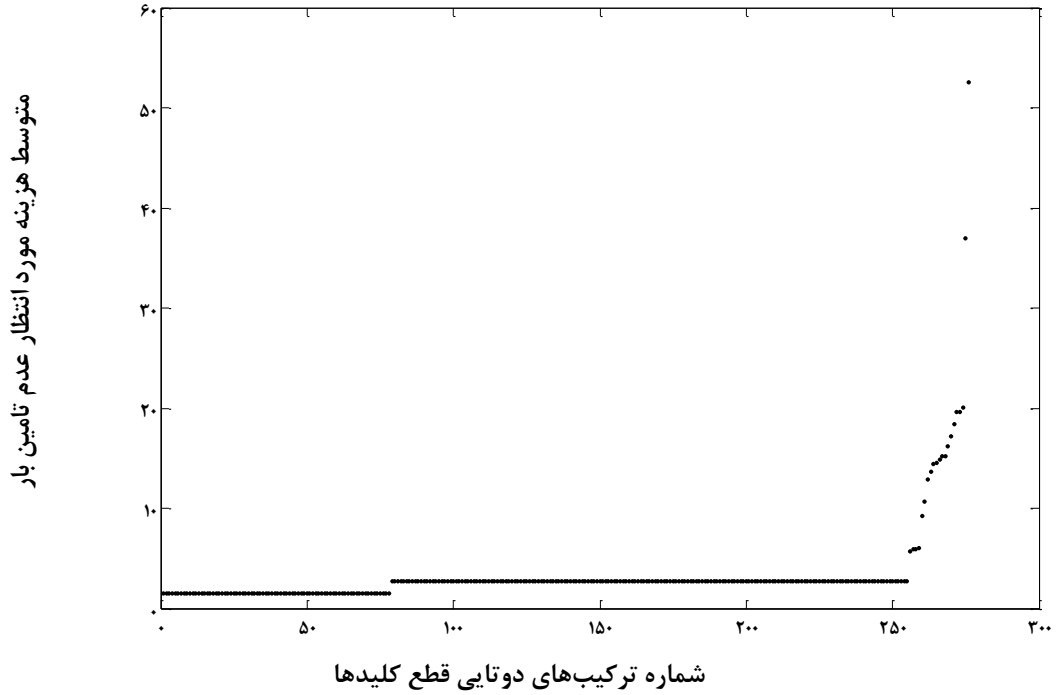



شکل ۳-۳ متوسط هزینه مورد انتظار عدم تامین بار قطع دو کلید

جدول ۳-۲۸متوسط هزینه مورد انتظار عدم تامین بار برای قطع دو کلید

| شماره ترکیب | ۲۴۹ | ۲۵۰ | ۲۵۱ | ۲۵۲ | ۲۵۳ | ۲۵۴ | ۲۵۵ | ۲۵۶ | ۲۵۷ | ۲۵۸ | ۲۵۹ | ۲۶۰ | ۲۶۱ | ۲۶۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۷و۱۸ | ۱۷و۱۹ | ۱۷و۲۰ | ۱۷و۲۱ | ۱۷و۲۲ | ۱۷و۲۳ | ۱۷و۲۴ | ۱۸و۱۹ | ۱۸و۲۰ | ۱۸و۲۱ | ۱۸و۲۲ | ۱۸و۲۳ | ۱۸و۲۴ | ۱۹و۲۰ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰.۰۰۵۲۹۲ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۹۴۱ |
| شماره ترکیب | ۲۶۳ | ۲۶۴ | ۲۶۵ | ۲۶۶ | ۲۶۷ | ۲۶۸ | ۲۶۹ | ۲۷۰ | ۲۷۱ | ۲۷۲ | ۲۷۳ | ۲۷۴ | ۲۷۵ | ۲۷۶ |
| شماره کلیدهای قطع شده | ۱۹و۲۱ | ۱۹و۲۲ | ۱۹و۲۳ | ۱۹و۲۴ | ۲۰و۲۱ | ۲۰و۲۲ | ۲۰و۲۳ | ۲۰و۲۴ | ۲۱و۲۲ | ۲۱و۲۳ | ۲۱و۲۴ | ۲۲و۲۳ | ۲۲و۲۴ | ۲۳و۲۴ |
| بار تامین نشده مورد انتظار | ۰.۰۰۶۵۶۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۶۰۲۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۴۴۰۱ | ۰.۰۰۶۵۶۱ | ۰.۰۱۰۳۴۱ | ۰.۰۰۸۱۸۱ |

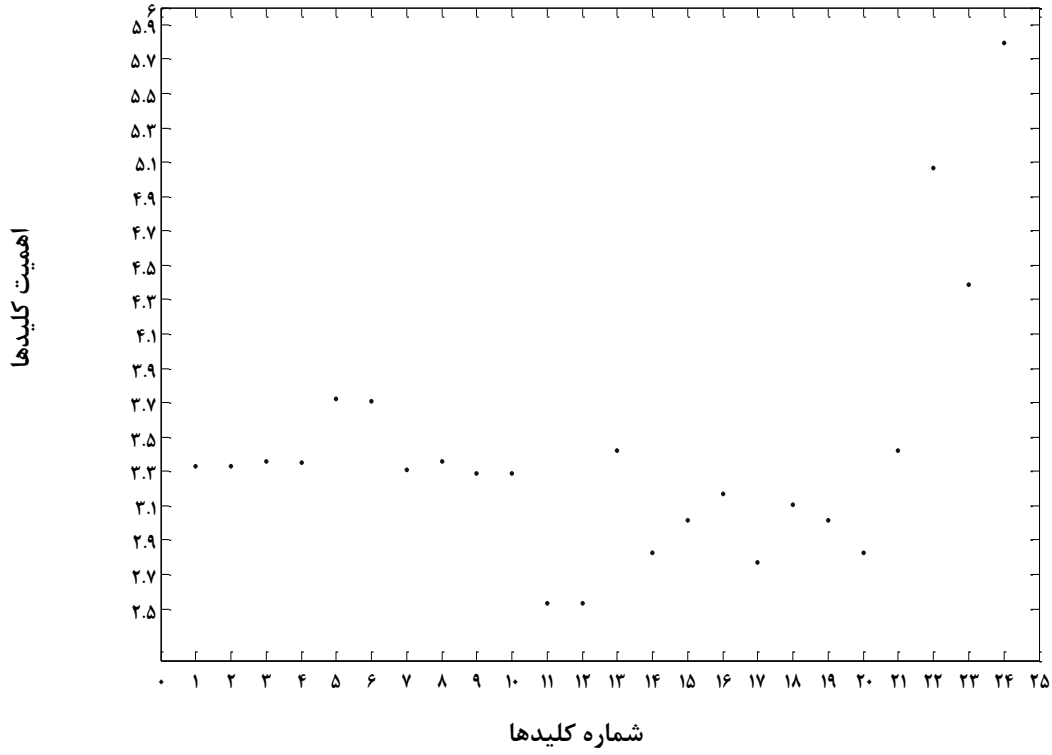
در شـکل (۳-۳) هزینه مورد انتظار بار تامین نشده برای ترکیب‌های مختلف دوتایی قطع کلیدها نشان داده شـده اسـت. محور افقی مبین شـماره حالت‌ها از ۱ تا ۲۷۶ می‌باشـد. برای مثال عدد ۲۶۰ روی محور قطع کلیـدهـای ۱۸ و ۲۳ را نشـــان می‌دهد. در جدول (۳-۲۸) برای تعدادی از ترکیب‌های دوتایی قطع کلیدها هزینه مورد انتظار بار تامین نشـده نشـان داده شـده اسـت. چون تعداد ترکیبات دوتایی کلیدها زیاد است و بسیاری از ترکیب‌های دوتایی قطع کلیدها هزینه مورد انتظار بار تامین نشده یکسانی دارند، در شکل (۳-۳) بسـیاری از نقاط تقریبا بر روی هم منطبق شـده‌اند. این عامل باعث شـده است که شکل واضح نباشد. برای وضوح بیشتر شماره‌گذاری ترکیب‌های مختلف قطع دو کلید را تغییر داده به گونه‌ای که نمودار شکل (۳-۳) مطابق شـکل (۳-۴) به صـورت صـعودی درآید. دقت شـود که به دلیل تغییر شماره‌گذاری نقطه ۲۶۰ روی محور افقی دیگر به معنی قطع کلیدهای ۱۸ و ۲۳ نمی‌باشد بلکه به معنی قطع کلیدهای ۱۷ و ۱۸ است. به دلیل جلوگیری از شـلوغ شـدن شـکل و دورشـدن از اصـل مطلب از ارائه جزئیات تغییرات شـماره‌گذاری جلوگیری شده است.




شکل (۳-۴) هزینه مورد انتظار بار تامین نشده مرتب شده برای ترکیب‌های دوتایی کلیدها

در شـــکل‌های (۳-۳) و (۳-۴) هزینه مورد انتظار بار تامین نشـــده هنگام قطع ترکیب‌های مختلف دوتایی کلیدها رسم شده است در حالی که باید اهمیت یک کلید به تنهایی در مقایسه با سایر کلیدها به دست آید. برای به دســت‌آوردن اهمیت کلید $i$، کلیه ترکیب‌های دوتایی کلیدها که کلید $i$ در آن‌ها می باشــد را پیدا کرده و هزینه مورد انتظار بار تامین نشـده این ترکیب‌ها را با هم جمع کرده و بر تعداد این ترکیب‌ها تقسیم می‌کنیم. این عدد مبین اهمیت کلید $i$ می‌باشـد. نتایج به دسـت آمده برای اهمیت کلیدها در شکل (۳-۵) نشـان داده شـده اسـت. در شکل (۳-۵) شماره کلیدها و هزینه مورد انتظار بار تامین نشده آن‌ها نشان داده شـده اسـت. شکل (۳-۵) نشان می‌دهد که کلیدهای ۲۲ و ۲۳ و ۲۴ دارای اهمیت بسیار بیشتری نسبت به کلیدهای دیگر می‌باشـــد و باید در برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری مورد توجه بیشـــتری قرار گیرد. با دقت در شکل (۳-۱) مشاهده می‌شود که بارهای دانشجو و پست ۶۳ از طریق این کلیدها تغذیه می شوند. با توجه به جدول (۳-۳) این دو بار بیشـــترین هزینه خاموشـــی را دارند و در نتیجه کلیدهای متصـــل به آنها از اهمیت بالایی برخوردار می‌باشـند. بنابراین تحلیل سیستم نتیجه به دست آمده از محاسبات را تصدیق می‌کند. باید دقت شـود که دو عامل اهمیت کلید و شـرایط خرابی کلید باید در برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری مورد توجه قرار گیرد.

با توجه به اهمیت کلیدها نشـان داده شـده در شـکل (۳-۵)، کلیدها را می‌توان به چند دسته تقسیم نمود. برای مثال کلیدهای شـــماره ۲۲ و ۲۳ و ۲۴ که دارای اهمیت بســـیار زیادی می‌باشـــند در یک گروه قرار می‌گیرند. کلیدهای شـماره ۱۰-۱ و کلیدهای ۱۳ و ۲۱ دارای اهمیت نسـبتا یکسانی بوده و اهمیت کمتری نسـبت به گروه اول دارند. این کلیدها در گروه دوم قرار می‌گیرند. گروه سوم شامل کلیدهای شماره ۲۰-۱۴ می‌باشـــد که از اهمیت کمتری نســـبت به گروه دوم برخوردار می‌باشـــند. گروه چهارم کلیدهای ۱۱ و ۱۲ می‌باشند که دارای کمترین اهمیت می‌باشند. یعنی خروج آن‌ها نسبت به کلیدهای دیگر کمترین تاثیر را بر قابلیت اطمینان سیستم می‌گذارد. جدول (۳-۲۹) اهمیت کلیدهای پست را به صورت دقیق نشان می‌دهد.




شکل (۳-۵) اهمیت کلیدهای پست فشار قوی ۲۳۰ کیلو ولت توس

جدول (۳-۲۹) اهمیت کلیدهای پست فشار قوی ۲۳۰ کیلو ولت توس

| شماره کلید | ۱۱ | ۱۲ | ۱۷ | ۱۴ | ۲۰ | ۱۵ | ۱۹ | ۱۸ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| متوسط هزینه مورد انتظار بار تامین نشده | ۲,۵۳۲۲ | ۲,۵۳۲۲ | ۲,۷۷۱۶ | ۲,۸۲۴ | ۲,۸۲۴ | ۳,۰۱۶۸ | ۳,۰۱۶۸ | ۳,۱۰۳۹ |
| شماره کلید | ۱۶ | ۹ | ۱۰ | ۷ | ۱ | ۲ | ۴ | ۳ |
| متوسط هزینه مورد انتظار بار تامین نشده | ۳,۱۷۰۴ | ۳,۲۸۷۳ | ۳,۲۸۷۳ | ۳,۳۰۹۵ | ۳,۳۲۸۲ | ۳,۳۲۸۲ | ۳,۳۵۲۷ | ۳,۳۵۹۲ |
| شماره کلید | ۸ | ۲۱ | ۱۳ | ۶ | ۵ | ۲۳ | ۲۲ | ۲۴ |
| متوسط هزینه مورد انتظار بار تامین نشده | ۳,۳۶۱۶ | ۳,۴۱۸۵ | ۳,۴۱۸۵ | ۳,۷۰۹۲ | ۳,۷۲۴۶ | ۳,۳۸۴۸ | ۳,۰۶۲۹ | ۳,۷۹۶۹ |

# فصل چهارم

# تعیین شرایط خرابی تجهیزات پست فشار قوی ۲۳۰ کیلو ولت توس

**۴-۱- مقدمه**

در این فصل به تعیین شرایط خرابی تجهیزات می‌پردازیم. همان‌طور که در فصل‌های قبل ذکر شد تجهیزات موجود در سیستم را ترانسفورماتور و کلیدهای قدرت تشکیل می‌دهند. ابتدا در مورد تعیین شرایط خرابی

ترانسفورماتور و آزمایش‌هایی که برای آن انجام می‌شود مطالبی عنوان می‌شود. سپس به تعیین شرایط خرابی کلیدهای قدرت و آزمایش‌های آن پرداخته می‌شود.

برای تعیین شرایط خرابی تجهیزات نیاز به یک سری اطلاعات در مورد نحوه عملکرد تجهیزات می‌باشد. برای این منظور می‌توان از آزمایش‌هایی که برای تجهیزات استفاده می‌شود کمک گرفت. هر یک از این آزمایش‌ها پارامترهایی از تجهیزات را اندازه‌گیری می‌کنند.

**۴-۲- ترانسفورماتور**

بخش زیادی از سرمایه یک سیستم قدرت مربوط به ترانسفورماتورهای قدرت آن می‌باشد. ترانسفورماتور قدرت به عنوان یک عنصر مهم و کلیدی در انتقال بار می‌باشد. در بین تجهیزات مهم و حیاتی در سیستم قدرت، ترانسفورماتور قدرت از اهمیت بالایی برخوردار است. اگر خطایی در ترانسفورماتور قدرت روی دهد باعث ایجاد وقفه‌های طولانی غیر قابل قبول در سیستم می‌شود. به همین دلیل خطاهای برنامه‌ریزی نشده وابسته به ترانسفورماتور نتایج مهمی در قابلیت اطمینان سیستم می‌گذارد. تامین قابلیت اطمینان سیستم یک پروسه دو مرحله ای است که به صورت زیر بیان می‌شود[۱۸]:

- آشکارسازی خطاهای مهم در مرحله تشکیل آن‌ها برای جلوگیری از به وقوع پیوستن خطاهای خطرناک و جدی دیگر
- استراتژی جایگزینی واحدهای خراب شده در حداقل زمان ممکن

در آزمایش‌هایی که برای تشخیص عیوب ترانسفورماتور به کار می‌رود، پارامترهای فیزیکی به عنوان شاخص‌هایی برای تشخیص خطاهای مهم استفاده می‌شوند. این پارامترها نسبت به طول عمر حساس می‌باشند و باید با قدرت مکانیکی و دی‌الکتریکی ترانسفورماتور وابستگی زیادی داشته باشند. تحقیقات زیادی در زمینه شناسائی و معرفی برخی از خصوصیات عایق ترانسفورماتور که نسبت به شرایط خرابی ترانسفورماتور بسیار حساس می‌باشند، انجام شده است.

عملکرد سیستم قدرت در شرایط عادی تابعی از شرایط عایقی در تجهیزات الکتریکی در زمان خاص می‌باشد. برای بیشتر ترانسفورماتورهای قدرت طول عمری در حدود ۳۰ سال تخمین زده شده است. پارامترهای

زیـادی وجود دارنـد که در تعیین این طول عمر دخالت دارند. گروه تحقیقاتی cigre مطالعاتی بر روی طول عمر ترانسـفورماتور انجام داده است و برای برنامه‌ریزی جایگزینی آن‌ها در سیستم‌های قدرت پیشنهاداتی را ارائه کرده اسـت. وقتی که یک ترانسـفورماتور در یک موقعیت خاص برای تحویل دادن توان در سـیسـتم مناسب نباشد می توان فرض کرد که طول عمر ترانسفورماتور به پایان رسیده است[۴۲].به غیر از دلایل فنی که باعث خروج ترانسـفورماتور از مدار می‌شـوند، دلایل غیر فنی هم می‌توان برای آن نام برد. بر این اساس می توان سه عامل زیر را برای پایان طول عمر یک ترانسفورماتور در نظر گرفت[۱۸]:

۱. عوامل استراتژیکی
۲. عوامل اقتصادی
۳. عوامل فنی

برای تشـخیص شـرایط خرابی یک ترانسـفورماتور، ایده‌آل‌ترین حالت زمانی اسـت که یک رابطه خطی بین تغییرات پارامترهای ترانسفورماتور و طول عمر آن وجود داشته باشد ولی در عمل این رابطه غیرخطی است.

**۴-۳- آزمایش های ترانسفورماتور**

برای تعیین شـرایط خرابی ترانسـفورماتور باید ورودی‌هایی را برای آن در نظر بگیریم. در حالت عادی تعداد این ورودی‌ها (شـرایط) بسـیار زیاد می‌باشـد. به همین دلیل باید آن دسـته از ورودی‌ها را انتخاب کنیم که تاثیری بیشتری در عملکرد ترانسفورماتور داشته باشند.

برای تعیین شـــرایط و کیفیت عملکرد ترانســـفورماتور هر چند وقت یک بار آزمایش‌هایی روی پارامترهای مختلف آن انجام می‌شـود و مقادیر اندازه‌گیری شـده با آن‌چه که در واقعیت وجود دارد مقایسه شده و برای تعیین این که چه عملی باید انجام شود تصمیم‌گیری می‌گردد. برای مثال آیا روغن ترانسفورماتور باید عوض شود یا با انجام فعالیت تعمیر و نگهداری می توان از همان روغن استفاده کرد.

عملکرد با قابلیت اطمینان بالا همیشـه از نگرانی‌های مهندسـان صـنعت برق بوده است. برنامه‌های توصیفی متعددی برای نگهداری تجهیزات الکتریکی در حداکثر ظرفیت کاری ارائه شـده است. استانداردIEEE P1434 بیان می‌کند که ۳۰ درصـد از خطاهای درونی ترانسـفورماتور خطاهای الکتریکی اسـت. اسـتانداردهای BS[۴۳]

[۴۲] End of Life (EOL)

[43] British Standards

و IEC[۴۴] آزمایش‌های مختلفی را در سه گروه برای ترانسفورماتورها پیشنهاد داده‌اند. در این مبحث به کلاسه‌بندی انواع آزمایش‌هایی که بر روی ترانسفورماتورها به منظور کنترل کیفیت و یا شناسائی خطاهای به وجود آمده پرداخته می‌شود[۲۳].

۱. آزمایش‌های مرسوم[۴۵]
۲. آزمایش‌های نوعی[۴۶]
۳. آزمایش‌های ویژه[۴۷]

نوع اول آزمایش‌ها برای هسته ترانسفورماتورها انجام می‌شود ولی در دو مورد دیگر آزمایش‌ها به سطح ولتاژ و ظرفیت ترانسفورماتور بستگی دارند. برای هر یک از انواع آزمایش‌ها می توان طبقه‌بندی‌های زیر را انجام داد[۲۳]:

الف- آزمایش‌های مرسوم

- آزمایش دی‌الکتریک
- آزمایش‌های پارامتریک

ب- آزمایش‌های نوعی

- افزایش دما
- آزمایش ضربه

ج- آزمایش ویژه

- اتصال کوتاه
- نامتعادلی جریان
- تعادل مغناطیسی
- امپدانس مولفه صفر
- سطح نویز

---

[44] ***International Electrotechnical Commission***
[۴۵] Routine
[۴۶] Type
[۴۷] Special

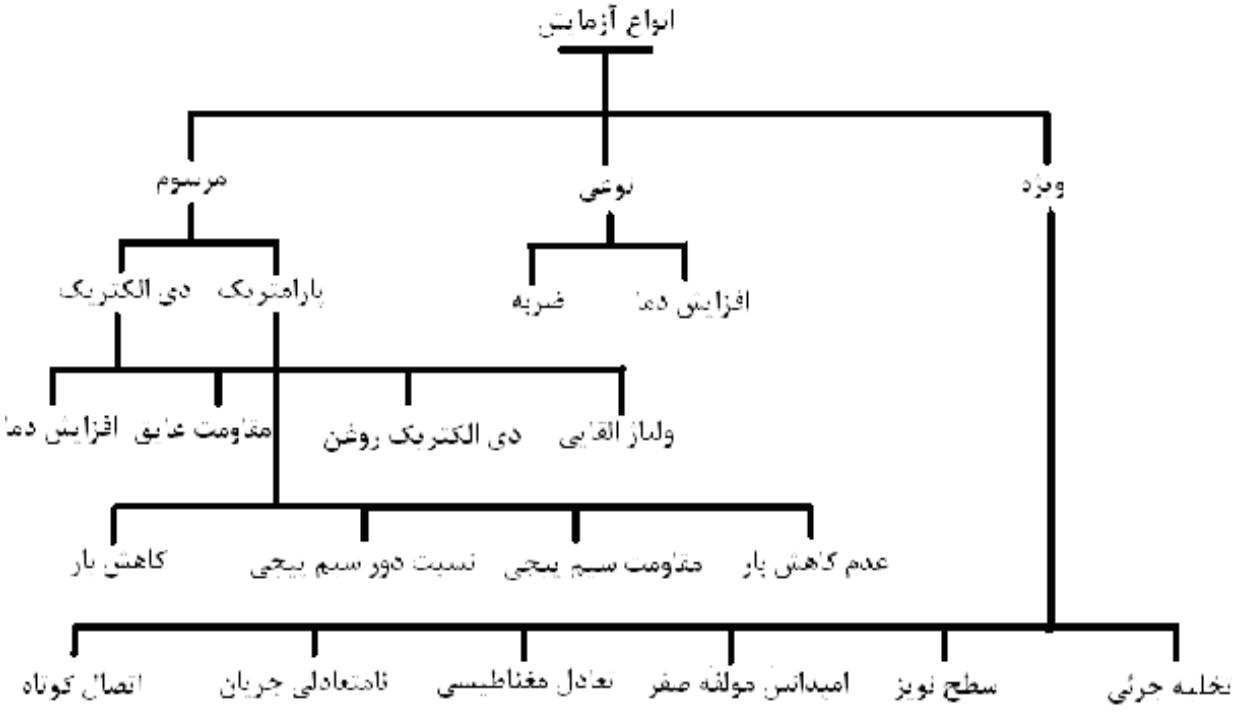
- تخلیه جزئی

در شکل (۴-۱) این طبقه‌بندی نشان داده شده است.

با توجه به آزمایش‌های بیان شده می‌توان گفت که آزمایش های دی‌الکتریک، ضربه و تخلیه جزئی معیارهایی را برای وضعیت عایق سیستم ارائه می‌دهند. در این میان رایج‌ترین آزمایش برای تشخیص سلامت سیم‌پیچ آزمایش ضربه است. این آزمایش قابلیت تشخیص توزیع نامناسب ولتاژ در طول سیم‌پیچی، قابلیت تشخیص نقاط ضعیف عایقی، هم‌چنین ارائه نتایجی برای کلاسه‌بندی خطا را دارد.

مهم‌ترین قسمت یک ترانسفورماتور روغن (عایق) آن است که علاوه بر نقش عایقی، نقش خنک‌کنندگی را نیز دارد. به همین دلیل بیشترین آزمایش‌هایی که روی ترانسفورماتور صورت می‌گیرد مربوط به روغن ترانسفورماتور است.

پس از روغن ترانسفورماتور مهم‌ترین قسمت آن سیم‌پیچی ترانسفورماتور است که برای این قسمت هم آزمایش‌های خاصی انجام می‌شود که بیشتر آن‌ها مربوط به عایق سیم‌پیچی (کاغذ) است.




شکل(۴-۱) طبقه‌بندی آزمایش‌های ترانسفورماتور[۲۳]

در قسمت‌های زیر درباره آزمایش‌هایی که روی ترانسفورماتور انجام می‌شود مختصری بحث می‌کنیم و در مورد هر یک توضیحاتی را ارائه می‌دهیم.

### ۴-۳-۱- اندازه‌گیری درجه حرارت داغ‌ترین نقطه در هسته ترانسفورماتور[۴۸]

این دما در حدود ۱۲۰-۱۱۰ می‌باشد که در برخی از موارد به ۱۳۰ درجه هم می‌رسد. در این نقطه از هسته درجه حرارت به دلیل تلفاتی که در اثر عبور شار از هسته روی می‌دهد، افزایش می‌یابد. این شار، شار اصلی هسته می‌باشد. برای قسمت بالای محفظه روغن درجه حرارتی[۴۹]در نظر گرفته می‌شود که در بیشتر موارد آن را با در درجه حرارت داغ‌ترین نقطه یکسان در نظر می‌گیرند. حداکثر این درجه حرارت وقتی است که جریان بار کامل و ماکزیمم درجه حرارت متوسط محفظه وجود داشته باشد. این اندازه‌گیری در ۱۰۵ درصد یا ۱۱۰ درصد ولتاژ نامی انجام می‌شود. این درجه حرارت تحت تاثیر پارامترهای طراحی هسته و راه‌اندازی ترانسفورماتور می‌باشد که از آن جمله می‌توان به نوع هسته استفاده شده در ترنسفورماتور، ابعاد و شکل هسته به ویژه قطر هسته و ماده‌ای که هسته از آن ساخته شده است اشاره کرد. برای تعیین این نقطه در هسته از خصوصیات حرارتی هسته و چگالی توزیع شار استفاده نمود. چگالی شار توزیع شده در هسته تحت تاثیر خصوصیات هسته می‌باشد و در اثر کاهش این خصوصیات کاهش می‌یابد. یک روش ریاضی و تحلیلی برای یافتن این نقطه تحت عنوان روش اختلاف محدود (FDM[۵۰] ) ارائه شده است.

اندازه‌گیری درجه حرارت این نقطه در شرایط راه‌اندازی گرم (بار کامل) انجام می‌شود، وقتی که درجه حرارت روغن تثبیت شد آزمایش متوقف می‌شود. این اندازه‌گیری در حالی صورت می‌گیرد که ثانویه ترانسفورماتور باز است و تحریک مورد نیاز برای ترانسفورماتور اعمال شده است. مدت زمان برای این اندازه‌گیری هر ۱۵ دقیقه یک بار است که در مدت زمان ۷ ساعت صورت می‌گیرد. این اندازه‌گیری را تا وقتی که اختلاف بین

[۴۸] Hot Spot Temperature (HST)

[۴۹] Top Oil Temperature (TOT)

[۵۰] Finite Difference Method

درجه حرارت این نقطه از هسته ترانسفورماتور و درجه حرارت بالای روغن در کم تر از نیم درجه ثابت شود، تکرار می‌کنیم.

این درجه حرارت برای سیم‌پیچی ترانسفورماتور هم اندازه‌گیری می‌شود. برای این نقطه از روش‌های انتگرال محدود معین استفاده می‌شود. این درجه حرارت باعث خرابی عایق و در نهایت شکست آن می‌شود.

### ۴-۳-۲- تخلیه جزئی[۵۱]

جرقه‌هایی که به صورت موضعی در عایق ایجاد شده و فقط محدود به یک قسمت عایق می‌باشد را تخلیه جزئی گفته می‌شود. این عامل می‌تواند باعث خرابی عایق‌ها به صورت موضعی و خرابی کامل عایق و شکست کامل آن در طول زمان می‌شود. تخلیه‌ها در حفره‌های گازی موجود در روغن ترانسفورماتور یا سطوح عایق‌های جامد و مایع و یا حفره‌های موجود در عایق جامد اتفاق می‌افتد.

مدل ساده شده برای یک سیستم عایقی به صورت یک مقاومت و خازن موازی می‌باشد. خازن یک مدل ساده برای حفره موجود در روغن (عایق) است.

مهم‌ترین عامل بروز تخلیه پیری عایق و تجمع رطوبت درون عایق می‌باشد. در این میان افزایش دمای غیر معمول به عنوان مهم‌ترین عامل پیری عایق‌های الکتریکی شناخته شده است. ولی به دلیل این که افزایش دما در یک مدت زمان مشخص از عمر یک عایق باعث کاهش رطوبت در عایق می‌شود. پس می‌توان گفت که در تخلیه جزئی نقشی ندارد و معمولا باعث کاهش نرخ تکرار و شدت تخلیه جزئی می‌شود. مهم‌ترین خطاهای درونی ترانسفورماتور تخلیه جزئی است. روش‌های تشخیص تخلیه جزئی به چهار دسته شیمیایی، الکتریکی، صوت و نوری تقسیم می‌شود. به دلیل خاصیت غیر شفاف بودن روغن معدنی روش نوری به صورت گسترده در سیستم‌های امروزی کاربرد ندارد.

- روش شیمیایی : در اثر تخلیه جزئی الکتریکی در حفره‌های عایقی مواد درون و جداره حفره تجزیه شده و در روغن پخش می‌شوند. پس با آنالیز شیمیایی می‌توان به وجود تخلیه جزئی پی برد. روش

[۵۱] Partial Discharge (PD)

آنالیز گازهای حل نشده[۵۲] برای شناسائی این مواد به کار می‌رود. از این روش می‌توان به نوع و مقدار گازهای حاصـــل از تجزیه موادی که در اثر تخلیه جزئی به وجود می‌آیند پی برد. این روش نوع تخلیه جزئی را نشـان می‌دهد چرا که وجود هر گاز نشان دهنده تخلیه خاصی می‌باشد ولی قادر به تعیین مکان تخلیه جزئی نمی‌باشـد. اسـتاندارد IEC60599 لیسـتی از خطاهای قابل آشکارسازی به این روش را به ترتیب زیر نمایش می‌دهد[۲۴].

۱. تخلیه جزئی با انرژی کم ($D_1$)
۲. تخلیه جزئی با انرژی زیاد ($D_2$)
۳. خطاهای دمایی برای دماهای کم‌تر از ۳۰۰ درجه ($T_1$)
۴. خطاهای دمایی برای دماهای $300 < T < 700$ ($T_2$)
۵. خطاهای دمایی برای دماهای $700 \leq T$ ($T_3$)

- روش صـوتی وقتی پالس جریان در داخل حفره ها ایجاد می‌شود گرمای موضعی زیادی ایجاد می شود که باعث تبخیر مواد اطراف خود می‌شود و این تبخیر یک نیروی مکانیکی ایجاد می‌کند که از طریق تانک ترانسفورماتور منتشر شده و با تولید یک موج صوتی همراه است.
- روش الکتریکی بر مبنای اخذ پالس‌های الکتریکی تولید شده از حفره‌ها است که توسط کمیته IEC استاندارد ویژه‌ای برای این روش منتشر کرده است. این روش به دلیل کارایی بالایی که در تشخیص ماهیت تخلیه جزئی الکتریکی دارد بسیار متداول است.

### ۴-۳-۳- آزمایش مقاومت عایق[۵۳]

این آزمایش در حالت کار انجام نمی‌شـود. این آزمایش به صـورت dc انجام می‌شود. با این آزمایش می‌توان وجود رطوبت، آلودگی یا شکست در عایق را نشان داد. مقاومت عایق با افزایش رطوبت روغن کاهش می‌یابد که به کیفیت روغن هم وابسته است.

---

[۵۲] Dissolved Gas Analysis (DGA)

[۵۳] Insulation Resistance (IR)

### ۴-۳-۴- آزمایش PI[۵۴]

این آزمایش به آزمایش مقاومت عایق ارتباط دارد و از نسبت اندازه‌گیری مقاومت عایق در ۱۰ دقیقه پس از راه‌اندازی به اندازه‌گیری مقاومت عایق در ۱ دقیقه پس از راه‌اندازی به دست می‌آید.

### ۴-۳-۵- آزمایش وجود گازهای نامحلول در روغن

این آزمایش در حال کار انجام می‌شـــود. این آزمایش وجود گازهای اکســـیژن، هیدروژن، متان، اتان، اتیلن، اســـتلین، مونواکســـیدکربن، دی اکســـیدکربن و نیتروژن را در روغن تشـــخیص می‌دهد. از بین این گازها هیدروژن اهمیت بالاتری دارد. گازهای نامحلول در روغن ترانســـفورماتور در نتیجه خرابی ایجاد شـــده در سیستم عایقی است. در اثر شکست در مواد عایقی ترانسفورماتور به دلیل گرما، حرارت، استرس یا فشارهای الکتریکی گازهایی به وجود می‌آید که باعث خرابی عایق می‌شوند.

تعدادی از خطاهایی که با انجام این آزمایش دنبال می‌شوند به صورت زیر است:

۱. تخلیه جزئی (کرونا) در حباب‌های گاز یا خلا با امکان تشکیل موج اشعه ایکس در عایق کاغذ
۲. تخلیه جزئی با انرژی کم
۳. تخلیه جزئی با انرژی بالا
۴. خطاهای حرارتی

محدوده مجاز مقادیر مربوط به هر یک از این گازها در روغن سالم در جدول زیر آمده است.

جدول(۴-۱) مقادیر گازها در عایق روغن

| نوع گاز | $H_2$ | $CH_4$ | $C_2H_4$ | $C_2H_6$ | CO | $CO_2$ |
|---|---|---|---|---|---|---|

[۵۴] Polarization Index

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| مقدار بر حسب ppm | ۵۰-۱۵۰ | ۳۰-۱۳۰ | ۶۰-۲۸۰ | ۲۰-۹۰ | ۴۰۰-۶۰۰ | ۳۸۰۰-۱۴۰۰۰ |

اگر خطایی در ترانسفورماتور روی دهد مقادیر این گازها تغییر خواهد کرد.

### ۴-۳-۶- آزمایش DP[۵۵]

این آزمایش برای عایق کاغذ انجام می‌شود. در این روش برای پلیمر مولکول‌های سلولزی در موادی مانند کاغذ ابعاد و اندازه‌ای تخمین زده می‌شود.کاغذی که در ترانسفورماتور استفاده می‌شود DP در حدود ۱۰۰۰ دارد. البته برای کاغذهایی که به تازگی ساخته شده‌اند این مقدار به کار می‌رود. برای این آزمایش می‌توان خصوصیات زیر را در نظر گرفت:

- این آزمایش قدرت مکانیکی کاغذ را اندازه‌گیری می‌کند. اگر مقدار مربوط به این آزمایش در حدود ۲۰۰-۱۵۰ باشد آن‌گاه کاغذ در این حالت قدرت مکانیکی پایینی خواهد داشت.
- هر چه طول عمر کاغذ افزایش یابد مقدار DP کاهش می‌یابد.
- برای کاغذهای جدید مقدار DP در حدود ۱۴۰۰-۱۰۰۰ می‌باشد.
- برای انجام این آزمایش از آنالیز furan استفاده می‌شود.
- این آزمایش در حال کار انجام نمی‌شود.

طول عمر ترانسفورماتور تحت تاثیر شرایط عایق می‌باشد. درصد خرابی یک عایق در یک ترانسفورماتور از طریق نمونه‌برداری آن و با توجه به نوع عایق آنالیز DGA یا آزمایش furan و یا آزمایش تغییرات ایجاد شده در DP کاغذ تعیین می‌شود.

### ۴-۳-۷- آزمایش قدرت شکست عایقی[۵۶]

[۵۵] Degree of Polymerization

[۵۶] Break Down Strength (BDS)

این آزمایش شکست در برابر فشارهای مکانیکی را نشان می‌دهد. عایق را تحت فشار قرار می‌دهند وقتی که عایق شکست آن‌گاه مقدار این آزمایش تعیین می‌شود.

### ۴-۳-۸- ولتاژ شکست[۵۷]

منظور ولتاژی که باعث ایجاد جریان در روغن می‌شـــود و در اثر وجود رطوبت و آلودگی در عایق این ولتاژ کاهش می‌یابد. این ولتاژ توانایی روغن در برابر فشارها و نیروهای الکتریکی را نشان می‌دهد. این آزمایش به آب داخل روغن وابســـته اســـت. آب در اثر تغییراتی که در درجه حرارت صـــورت می‌گیرد بین عایق مایع و جامد در ترانسفورماتور در حرکت است.

### ۴-۳-۹- آزمایش پاسخ فرکانسی[۵۸]

این آزمایش برای فرکانس‌های بالاتر از یک کیلو هرتز انجام می‌شود و چون در عمل رسیدن به این فرکانس دور از دســترس است بیشتر این آزمایش را بر روی مدل ترانسفورماتور انجام می‌دهند. یعنی بیشتر از طریق شـــبیه‌ســـازی با یک نرم‌افزار این کار را انجام می‌دهند. برای یک ترانســـفورماتور واقعی این آزمایش انجام نمی‌شود.

### ۴-۳-۱۰- آزمایش نسبت دور سیم‌پیچی[۵۹]

[۵۷] Break Down Voltage (BDV)

[۵۸] Frequency Response Analysis (FRA)

[۵۹] Winding Ratio

این آزمایش تعداد دورهای سیم‌پیچی را اندازه‌گیری می‌کند. با انجام این آزمایش دورهای اتصال کوتاه شده در سیم‌پیچی و هم‌چنین تپ نامناسب و خراب پیدا می‌شوند. این آزمایش هم چنین برای اطمینان از نسبت ولتاژ ترانسفورماتور استفاده می‌شود.

**۴-۴- ورودی‌های ترانسفورماتور**

برای تعیین شـــرایط خرابی ترانســـفورمـاتور نتیجـه برخی از آزمایش‌های فوق را به عنوان ورودی در نظر می‌گیریم. از بین آزمـایش‌هـایی کـه ذکر کردیم آن آزمـایش‌هایی را انتخاب می‌کنیم که در حال کار انجام می‌شوند. چون اگر قطعه یا تجهیزی از مدار خارج شود و روی آن آزمایش انجام شود در واقع نشان می‌دهد که این ورودی‌ها یا شـرایط وابسـته به شـرایط کاری و عملی ترانسفورماتور نمی‌باشند. آزمایش‌های انتخاب شده برای تعیین شرایط خرابی ترانسفورماتور به شرح ذیل می‌باشد:

۱. درجه حرارت بالای روغن
۲. درجه حرارت داغ‌ترین نقطه
۳. تخلیه جزئی (کرونا)
۴. مقدار گاز هیدروژن (به عنوان یکی از گازهای نامحلول مهم)
۵. تغییرات مقدار هیدروژن بر حسب درصد

مقدار هر یک از این ورودی‌ها در یک بازه مجاز می‌باشـد. یعنی برای مقدار مجاز هر یک از آن‌ها نمی‌توان عدد خاصـی را نسـبت داد. از ترکیب این ۵ ورودی برای تعیین شـرایط ترانسفورماتور استفاده می‌کنیم. اگر تعـداد ورودی‌هـایی کـه در نظر می‌گیریم زیـاد بـاشـــد دقت پایین می‌آید. حدود مربوط به هر یک از این ورودی‌ها در زیر آمده است:

۱. درجه حرارت بالای روغن: ۱۱۰-۹۰
۲. درجه حرارت نقطه داغ: ۱۷۰-۱۰۵
۳. تخلیه جزئی بر حسب درصد
۴. مقدار هیدروژن: ۱۵۰۰-۳۰۰

۵. تغییرات هیدروژن بر حسب ppm در ۲۴ ساعت: ۱۰۰-۲۵

از منطق فازی می‌توان برای نمایش شرایط خرابی ترانسفورماتور در حال کار استفاده کرد. نمایش شرایط در حال کار تجهیزات در سیستم‌های قدرت و استفاده از این اطلاعات برای تعمیر و نگهداری نه تنها طول عمر تجهیزات را افزایش می‌دهد بلکه قابلیت اطمینان سیستم را هم بهبود می‌دهد. در نمایش شرایط ترانسفورماتور[۶۰]پارامترهای راه‌اندازی و عملکرد مختلف ترانسفورماتور نشان داده می‌شود. این پارامترهای اندازه‌گیری شده برای تحلیل به کامپیوتر داده می‌شود.

پارامترهایی که ما در نظر گرفتیم همان ۵ ورودی است که در قبل به آن ها اشاره کردیم. هر یک از این پارامترها دارای یک محدوده مجاز می‌باشد لذا هر یک از آن‌ها با تابع عضویت[۶۱]که برای آن در نظر می‌گیریم نشان داده می‌شوند. پس از آن که این توابع را با توجه به حدودی که هریک از این ورودی‌ها دارد، انتخاب گردید باید بین این ورودی ها قوانینی را ایجاد کنیم که آن‌ها را با خروجی سیستم که همان شرایط خرابی ترانسفورماتور است ارتباط دهد. این قوانین بر اساس عملکرد سیستم تعیین می‌شوند. در این قوانین از ورودی‌های مبهم[۶۲] استفاده می‌شود. برای هر یک از این قوانین هم عددی به عنوان ارزش یا وزن آن در نظر گرفته می‌شود که این عدد بین ۱-۰ انتخاب می‌شود. این عدد اهمیت برخی از قوانین را نسبت به دیگر قوانین نشان می‌دهد.

اعمال منطق فازی برای تعیین و نمایش پارامترها و یافتن خطاها ضرورت دارد. قابلیت اطمینان بالا در صورتی به دست می‌آید که که تغییرات پارامترهای در نظر گرفته شده به صورت مداوم مشخص شده و در صورت خروج برخی از پارامترها از حدود مجاز خود فعالیت‌های اصلاحی ضروری انجام شود. برخلاف سیستم های کلاسیکی، سیستم‌های منطق فازی از استدلال‌های تقریبی استفاده می‌کنند. خروجی‌ها و ورودی‌های این سیستم به صورت یک عددهای غیر مبهم می‌باشد اما تصمیماتی که در این سیستم گرفته می‌شود بر اساس قوانین فازی می‌باشد که صفات مبهم را دربردارند. الگوریتم منطق فازی کم‌تر به دقت اطلاعات وابسته است و بر اساس اطلاعات مبهم کار می‌کند. نتایج حاصل از این سیستم دقیق می‌باشد.

---

۶۰ Transformer Monitoring

۶۱ Membership Function

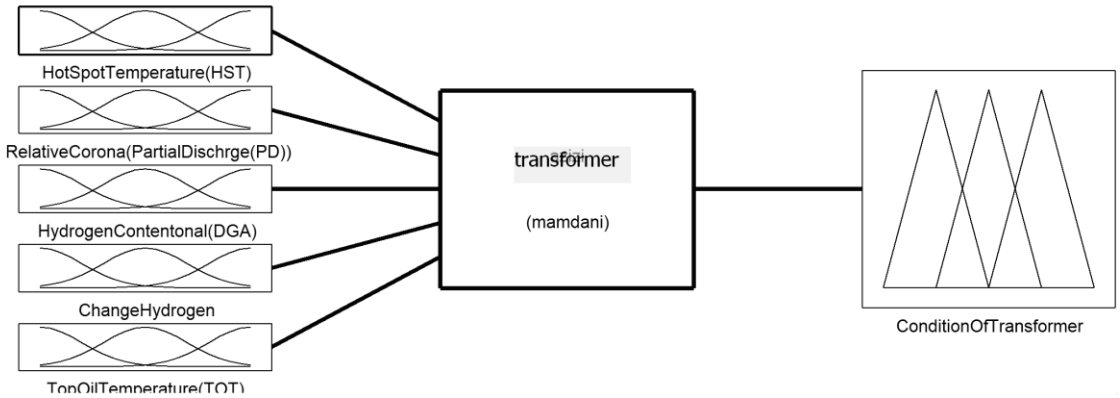
۶۲ Vague

برای هر یک از این ورودی‌ها ۵ صفت در نظر گرفته می‌شود که برای هر یک از این‌ها یک بازه‌ای روی توابع عضـویت مشـخص شده است. تعیین این صفات با توجه به شرایط کاری ترانسفورماتور صورت می‌گیرد. این صفات به صورت زیر است:

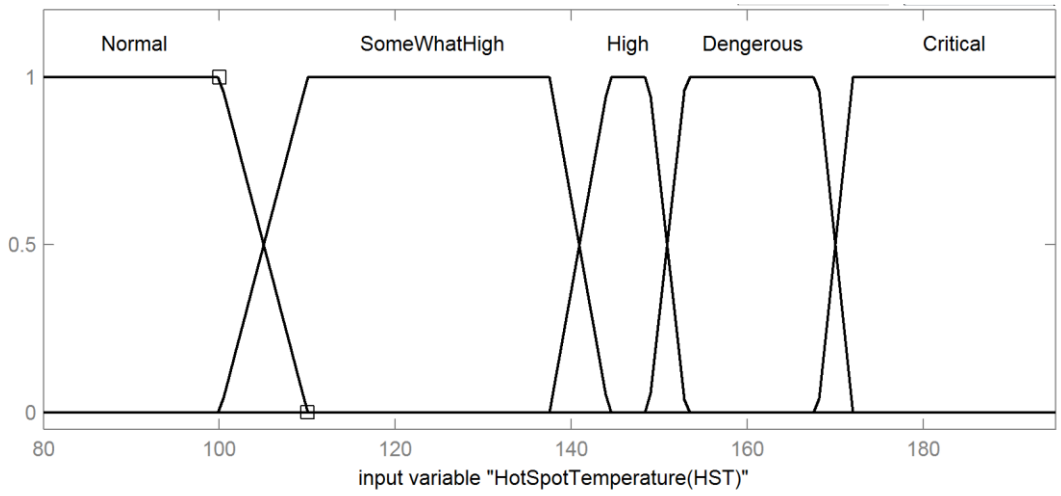
- نرمال
- نسبتا زیاد
- زیاد
- خطرناک
- بحرانی

در شکل (۴-۲) شمای کلی سیستم فازی نشان داده شده است.

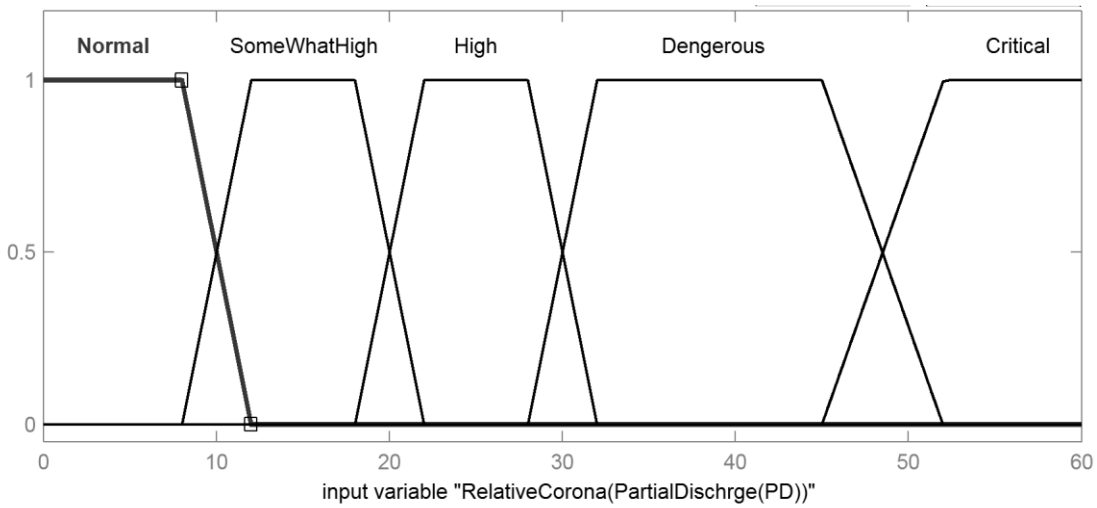
در شکل‌های (۴-۳) تا (۴-۸) توابع عضویت مربوط به هریک از ورودی‌های سیستم و خروجی آن نشان داده شده است.



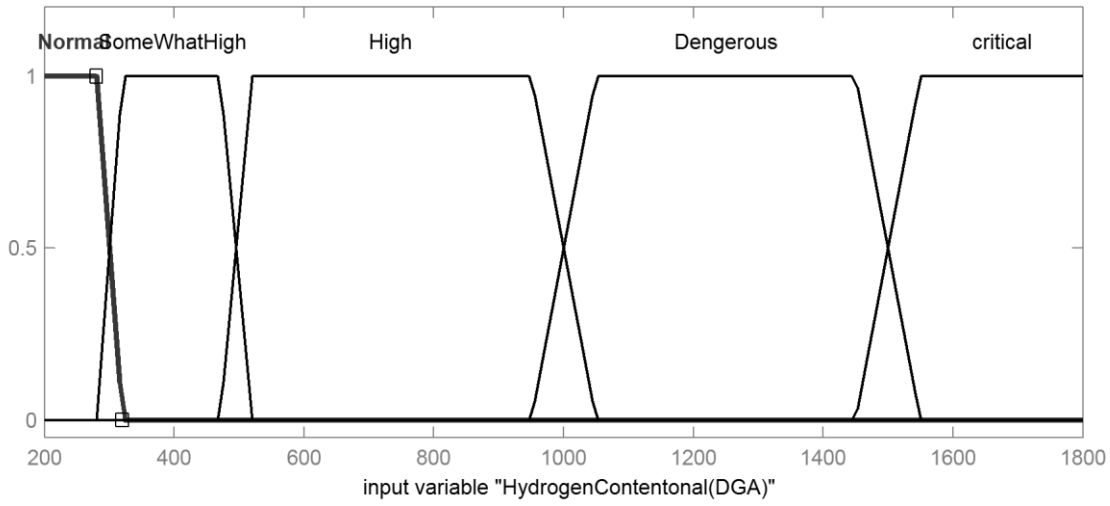

شکل(۴-۲) سیستم فازی مربوط به ترانسفورماتور



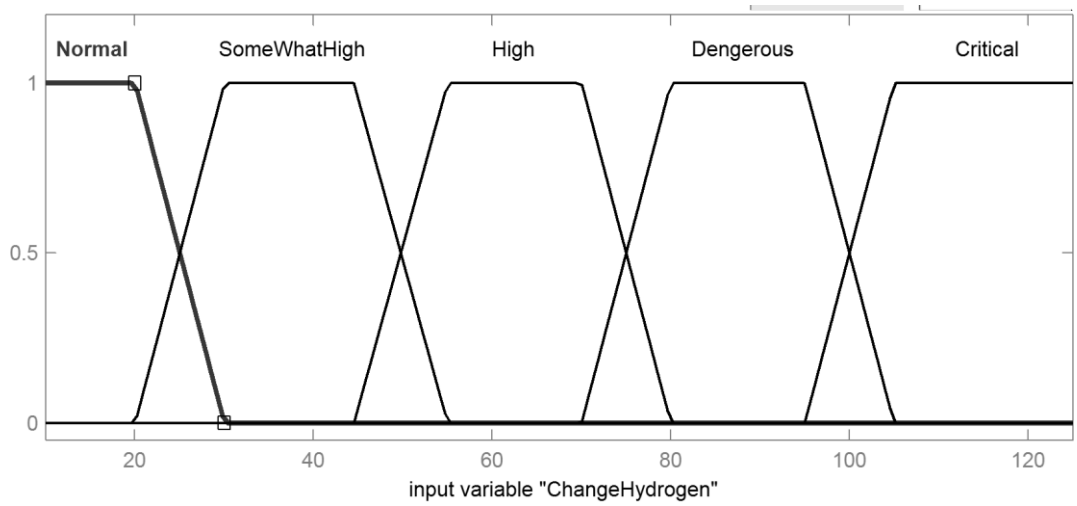

شکل(۴-۳) توابع عضویت ورودی درجه حرارت داغ‌ترین نقطه برحسب سانتی گراد



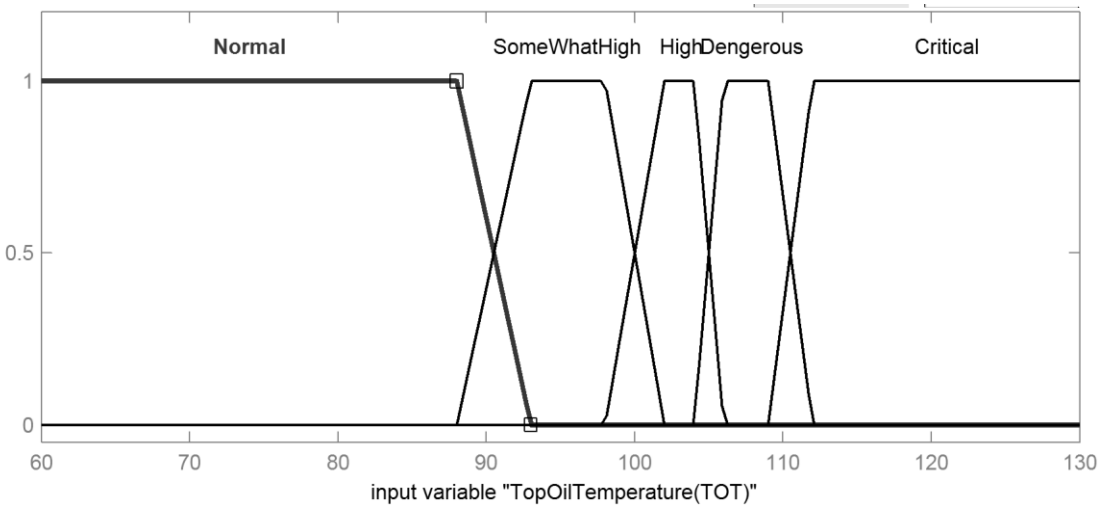

شکل (۴-۴) توابع عضویت ورودی تخلیه جزئی



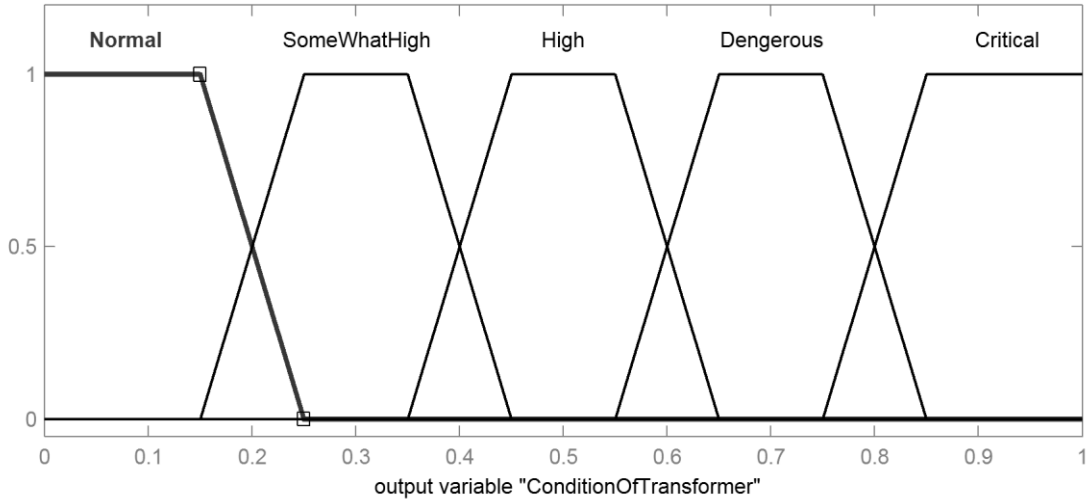

شکل (۴-۵) توابع عضویت ورودی مقدار گاز هیدروژن (ppm)




شکل (۴-۶) توابع عضویت ورودی تغییرات گاز هیدروژن (درصد)




شکل (۴-۷) توابع عضویت ورودی درجه حرارت بالای روغن ترانسفورماتور بر حسب سانتی گراد




شکل (۴-۸) توابع عضویت خروجی سیستم (شرایط خرابی ترانسفورماتور)

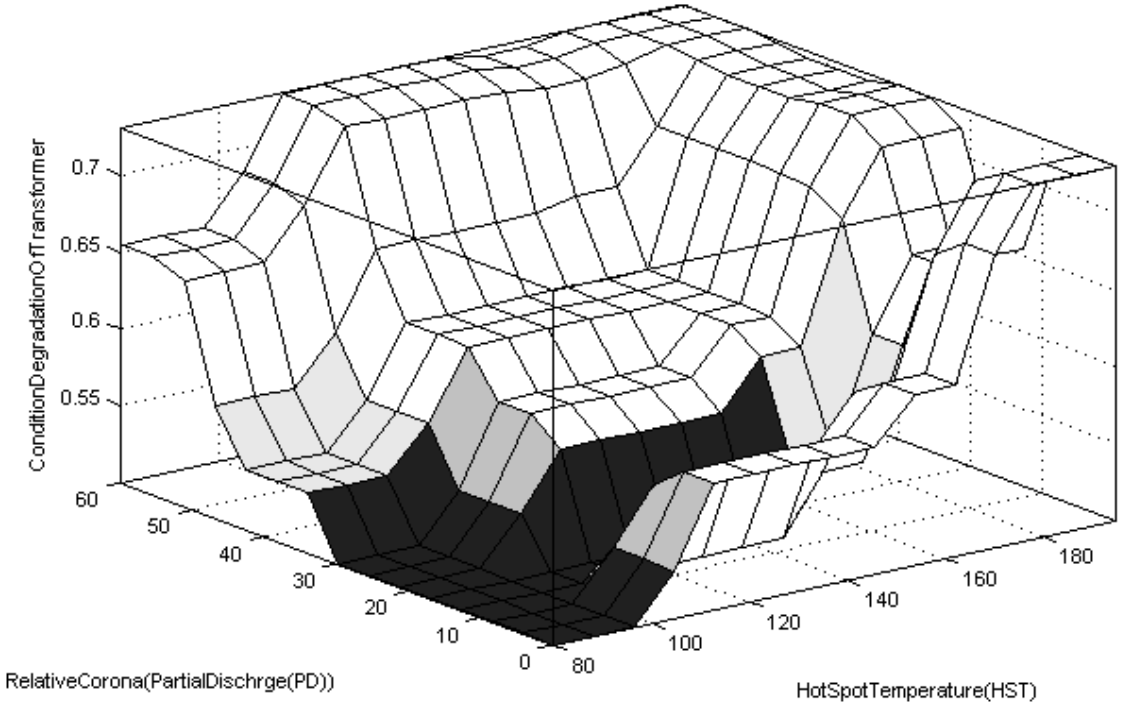
جدول (۴-۲) قوانین فازی در این سیستم را نشان می دهد.

جدول(۴-۲) قوانین سیستم فازی

| شرایط خرابی | درجه حرارت قسمت بالای روغن | درجه حرارت نقطه داغ | تخلیه جزئی (کرونا) | مقدار هیدروژن در روغن | تغییرات مقدار هیدروژن در روغن |
|---|---|---|---|---|---|
| نرمال | x <۹۰ | x <۱۰۵ | x <۱۰ | x <۳۰۰ | x<۲۵ |
| نسبتا زیاد | x<۹۰ | ۱۴۰ >x>۱۰۵ | ۲۰ > x >۱۰ | ۵۰۰ > x >۳۰۰ | ۵۰ >x >۲۵ |
| زیاد | ۱۰۵>x>۱۰۰ | ۱۵۰> x >۱۴۰ | ۳۰ > x >۲۰ | ۱۰۰۰ > x>۵۰۰ | ۷۵> x >۵۰ |
| خطر ناک | ۱۱۰>x>۱۰۵ | ۱۷۰> x >۱۵۰ | ۵۰ > x >۳۰<br>x >۵۰ | > x >۱۰۰۰<br>۱۵۰۰ | ۱۰۰> x >۷۵<br>۱۰۰>x>۵۰ |
| بحرانی | x >۱۱۰ | x >۱۷۰ | x >۵۰<br>x >۳۰ | x>۱۵۰۰<br>x >۷۵۰ | x >۱۰۰ |

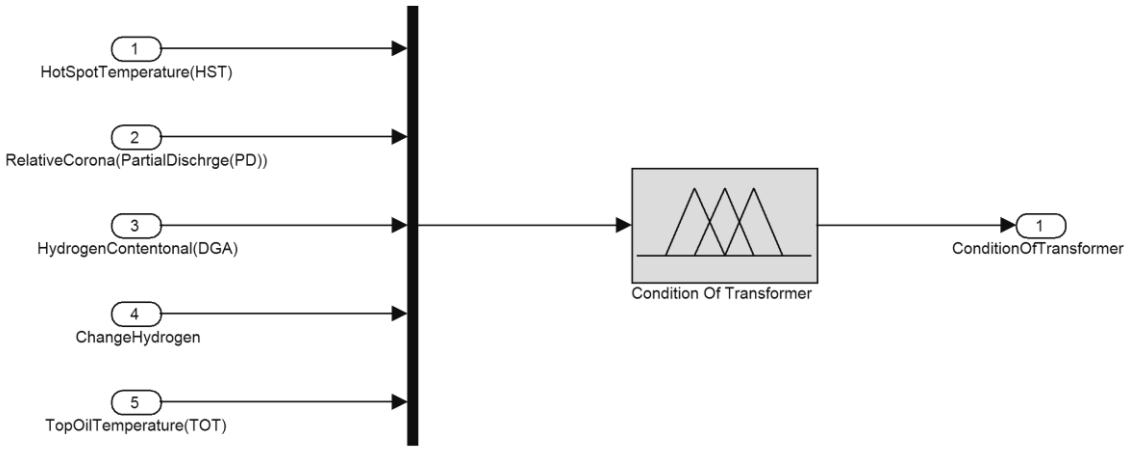
غیر از قانون اول بین بقیه قوانین از عملگر or اســتفاده شــده اســت. در قانون اول بین ورودی‌ها عملگر and وجود دارد.

در شـکل (۴-۹) قوانین به صـورت یک رویه رسم شده است. این رویه تغییرات خروجی سیستم را نسبت به تغییرات دو ورودی تخلیه جزئی و درجه حرارت نقطه داغ را نشان می‌دهد.




شکل (۴-۹) سطوح مربوط به قوانین سیستم فازی ترانسفورماتور

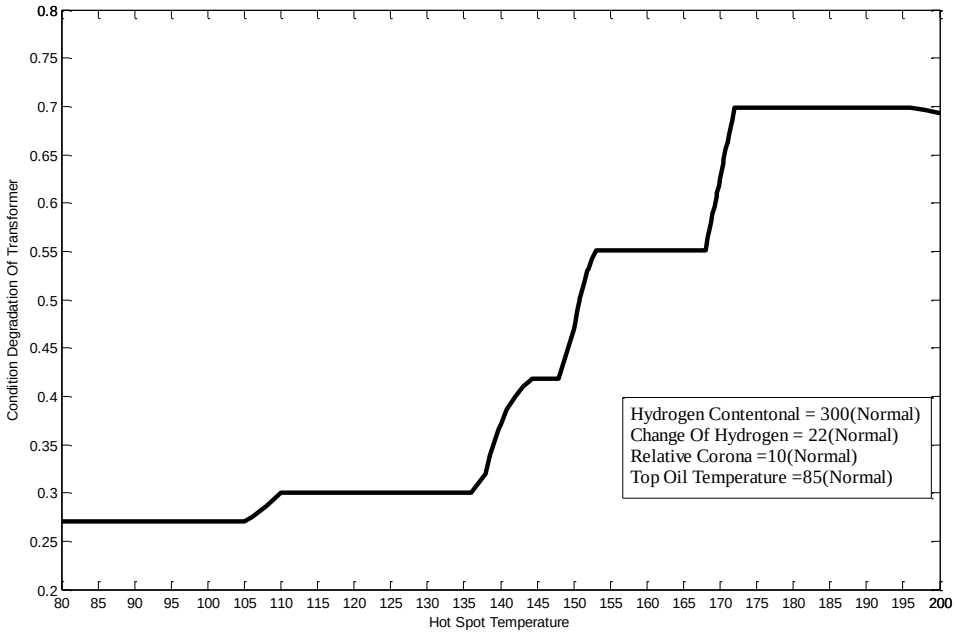
در شـکل (۴-۱۰) سـیسـتم فازی اسـتفاده شـده نشـان داده شده است. در این شکل هریک از ورودی‌ها را می‌توان به صـورت یک عدد وارد کرد و پس از اعمال به سـیسـتم فازی خروجی به صـورت عدد خواهد بود. برای اطلاع از شـرایط خرابی تجهیزات به صـورت مداوم، ورودی‌ها باید به صـورت مداوم ( برای مثال هر ۳۰ دقیقه ) اندازه‌گیری و به سـیسـتم فازی اعمال گردند تا شرایط خرابی تجهیزات به طور مداوم مشخص و در اختیار برنامه‌ریزان تعمیر و نگهداری قرار گیرد.




شکل(۴-۱۰) سیستم فازی تعیین شرایط خرابی ترانسفورماتور

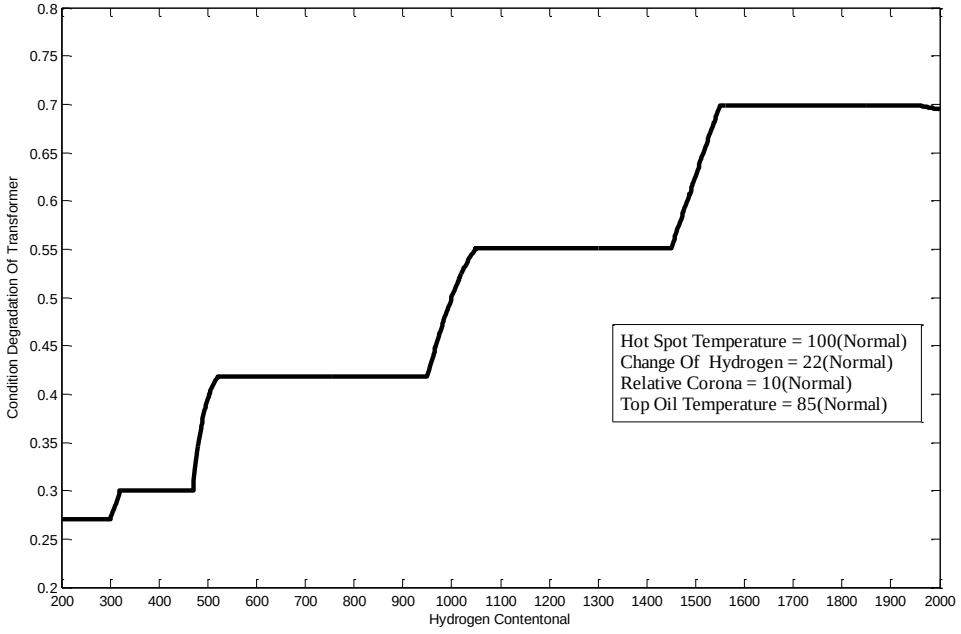
اگر در نقطه کار یک ترانسفورماتور، این ورودی‌ها را در اختیار باشد، می توان درصد شرایط خرابی ترانسفورماتور را به دست آورد. البته نقطه کار ترانسفورماتور در طول زمان تغییر می‌کند به همین ترتیب درصد شرایط خرابی ترانسفورماتور نیز تغییر می‌کند.

در ادامه حساسیت شرایط خرابی ترانسفورماتور نسبت به هر یک از ورودی‌ها تعیین می‌شود. برای این منظور یک ترانسفورماتور قدرت انتخاب شده و هر یک از ورودی‌ها را در بازه تغییراتش گام به گام تغییر می‌دهیم و شرایط خرابی دستگاه تعیین می‌شود تا مشخص شود شرایط خرابی دستگاه به چه میزان به این ورودی وابسته می‌باشند. در شکل‌های زیر این تغییرات نشان داده شده است. در هر شکل یک ورودی را تغییر می‌دهیم و بقیه ورودی‌ها را در یک مقدار ثابت قرار می‌دهیم. با مقایسه این شکل‌ها می‌توان تشخیص داد که کدام ورودی اثرات بیشتری را در شرایط خرابی ترانسفورماتور دارد.هم‌چنین مشخص شود کدام قسمت ترانسفورماتور به تعمیر و نگهداری بیشتری نیاز دارد.




شکل

(۴-۱۱) شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر درجه حرارت داغ‌ترین نقطه ترانسفورماتور

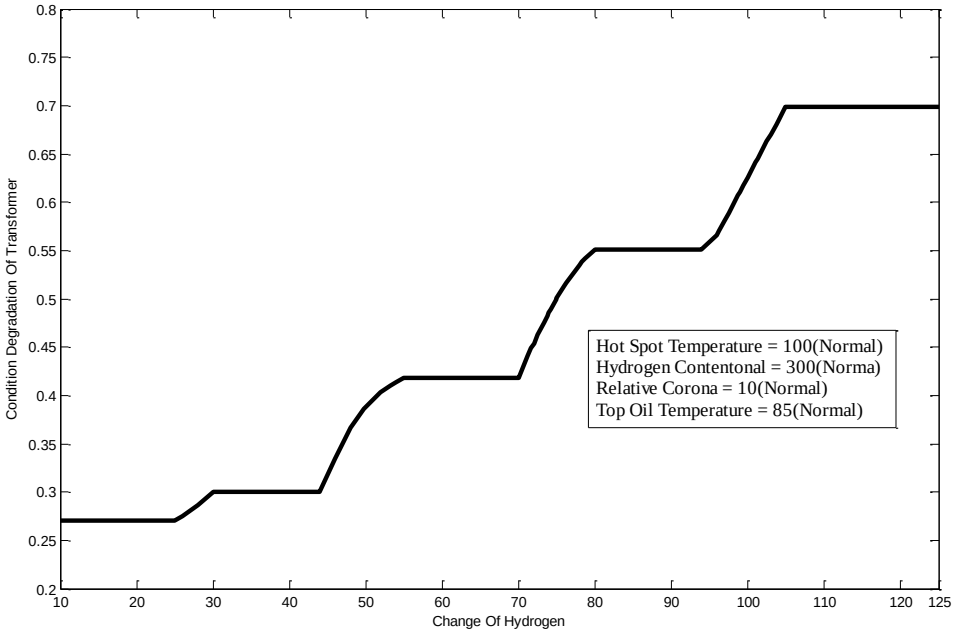



شکل

(۴-۱۲) شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر مقدار گاز هیدروژن موجود در روغن ترانسفورماتور(ppm)

شـکل (۴-۱۱) شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر درجه حرارت داغ‌ترین نقطه ترانسفورماتور از ۸۰ تا ۲۰۰ درجه سـانتی گراد را نشان می‌دهد. این شکل نشان می‌دهد که افزایش درجه حرارت داغ‌ترین نقطه ترانسـفورماتور در بازه بین ۱۳۵ تا ۱۵۵ و ۱۷۰ تا ۱۷۵ درجه سانتی گراد سبب می‌شود که شرایط خرابی با شیب بیشتری افزایش می‌یابد. محدوده تغییرات شرایط خرابی ترانسفورماتور بین ۰/۲۷ تا ۰/۷۰ می‌باشد.

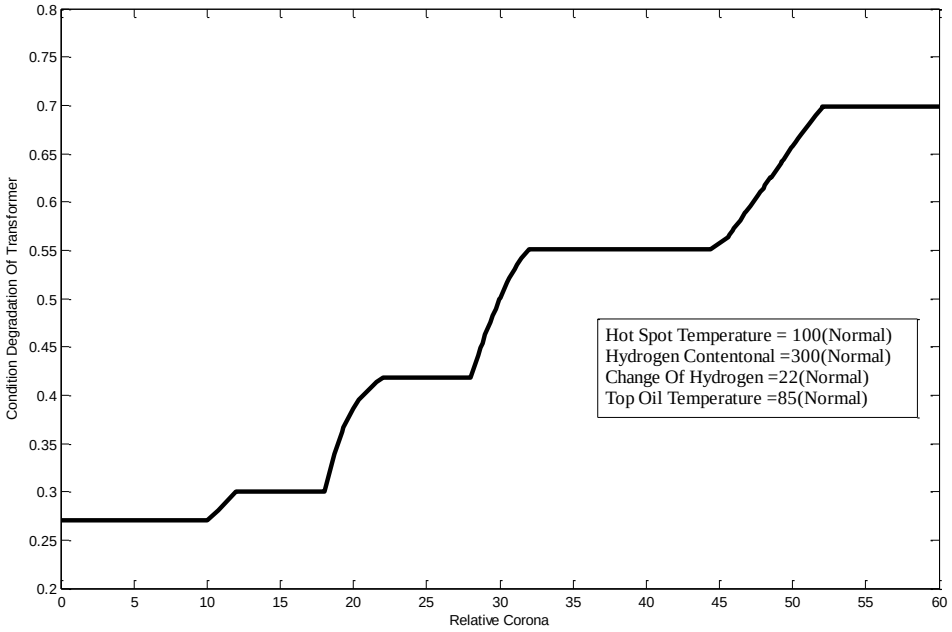
شکل (۴-۱۲) شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر مقدار گاز هیدروژن موجود در روغن ترانسفورماتور را نشـان می‌دهد. این شکل نشان می‌دهد که شیب افزایش شرایط خرابی ترانسفورماتور نسبت به ورودی قبلی (یعنی درجه حرارت داغ‌ترین نقطه ترانس) کم‌تر اسـت ولی محدوده تغییرات شـرایط خرابی ترانسـفورماتور مانند ورودی قبلی است.



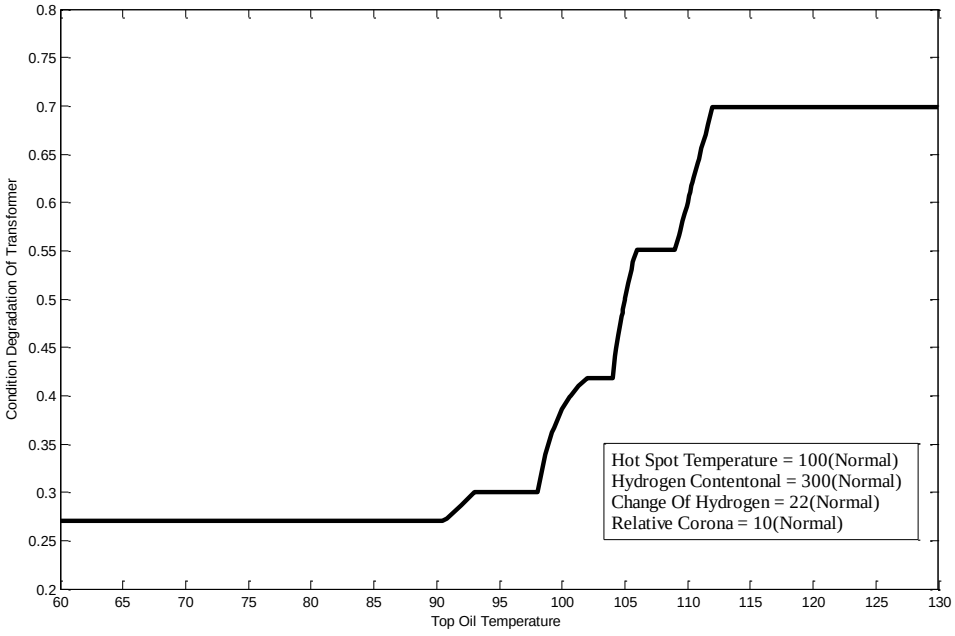

شکل(۴-۱۳) شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر درصد تغییرات مقدار گاز هیدروژن موجود در روغن

شکل (۴-۱۳) شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر در صد تغییرات مقدار گاز هیدروژن موجود در روغن ترانسـفورماتور را نشان می‌دهد. این شکل نشان می‌دهد که افزایش شرایط خرابی هنگام افزایش این ورودی

نسبت به دو ورودی قبلی (یعنی درجه حرارت داغ‌ترین نقطه ترانسفورماتور و مقدار گاز هیدروژن موجود در روغن ترانسفورماتور) کم‌تر است. تغییرات مربوط این ورودی در مقایسه با ورودی قبلی شیب کم‌تری را دارد ولی محدوده تغییرات شرایط خرابی ترانسفورماتور هیچ تغییری نکرده است.




شکل(۴-۱۴) شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر مقدار کرونا در ترانسفورماتور



شکل (۴-۱۵) شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر درجه حرارت بالای روغن

شکل (۴-۱۴) شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر مقدار کرونا در ترانس را نشان می‌دهد. این شکل نشان‌دهنده تغییرات شرایط خرابی ترانسفورماتور نسبت به تخلیه جزئی می‌باشد.

شکل (۴-۱۵) شرایط خرابی ترانسفورماتور هنگام تغییر درجه حرارت بالای روغن را نشان می‌دهد. این شکل نشان می‌دهد که افزایش درجه حرارت بالای روغن در بازه ۹۵ تا ۱۱۵ سبب می‌شود که شرایط خرابی ترانسفورماتور به شدت افزایش یابد.

با توجه به شکل‌های (۴-۱۱) تا (۴-۱۵) می‌توان گفت که تغییرات شرایط خرابی ترانسفورماتور تحت تاثیر بیشتری از ورودی درجه حرارت بالای روغن می‌باشد. بعد از این ورودی می‌توان ورودی درجه حرارت داغ‌ترین نقطه ترانسفورماتور را قرار داد.

این شکل‌ها در حالتی رسم شده‌اند که دیگر ورودی‌ها در شرایط نرمال خود قرار دارند. واضح است که اگر این ورودی‌ها را در بازه‌های دیگر قرار دهیم این شکل‌ها تغییر می‌کنند و ممکن است ترتیب تاثیرپذیری شرایط خرابی ترانسفورماتور از ورودی‌ها تغییر پیدا کند.

**۴-۵- کلیدهای قدرت**

نقش اصلی کلیدها در پی بروز عیب در شبکه ظاهر می‌گردد. چنانچه با بروز عیب و ضرورت قطع اتوماتیک خط، کلید خط به عللی عمل نکرده و موفق به قطع جریان نگردد، شبکه با خاموشی موضعی یا کامل مواجه می‌گردد. خاموشی توأم با صدمات و خسارات جبران‌ناپذیر خواهد بود. کلیدها در شرایط کار عادی شبکه و در هنگام وصل‌بودن، نقش مهمی در تأمین انرژی مصرف کننده ها به عهده ندارند .نقش اصلی آنها تنها در هنگام بروز عیب ظاهر می گردد. در هنگام بروز عیب که قطع و یا وصل فوری آنها ضروری است، باید با صدور فرمان به طور اتوماتیک و با اطمینان کافی عمل نمایند. اختلاف عمده کلیدها با سایر تجهیزات شبکه از همین جا ناشی می‌گردد، در حالی که کلید در شرایط عادی ممکن است برای مدت طولانی مورد استفاده واقع نگردد، قطع و وصل آن در لحظه بروز خطا می‌بایست با اطمینان کامل انجام شود. بدین ترتیب کلیدهای قدرت تجهیزاتی کاملاً استثنایی از شبکه می‌باشند که می‌بایست از قابلیت اطمینان فوق‌العاده برخوردار بوده

و احتمال بروز عیب در آن‌ها حداقل باشـد. هر گونه عیب الکتریکی در شـبکه و تجهیزات فشـار قوی نظیر ژنراتورها، ترانسـفورماتورها و غیره به صورت انواع مختلف اتصالی ظاهر می‌گردد. رله‌های حفاظتی پیش‌بینی شده بروز عیب را در شبکه احساس کرده و فرمان قطع را به کلید قدرت تعیین شده اعلام می‌دارند. با قطع کلید، قسـمت معیوب و صدمه‌دیده از قسمت‌های سالم شبکه جدا می‌گردد. بروز عیب در شبکه امری عادی بوده و قابل پیش‌بینی نمی‌باشد به طوری که هیچگاه نمی‌توان به طور کامل و صددرصد از بروز آن جلوگیری نمود و تنها می‌توان با قطع سریع و به موقع کلیدها از ادامه عیب و اثرات مخرب آن در شبکه جلوگیری نمود و خسـارات و صـدمات ناشـی از عیب را به حداقل کاهش داد. از آن چه گفته شـد، اهمیت و نقش کلیدهای قدرت در شبکه هنگام بروز عیب و اتصالی‌های مختلف آشکار می‌گردد.

انواع کلیدهای قدرت که در ولتاژهای بالا به کار می‌روند از دیدگاه سیستم خاموش‌کننده قوس به صورت زیر است:

- کلیدهای هوای فشرده
- کلیدهای روغنی
- کلیدهای گازی
- کلیدهای آبی
- کلیدهای خلا

کلیدهایی که در پسـت فشـار قوی توس اسـتفاده شـده اسـت از نوع $SF_6$ می‌باشـد. این نوع کلید در بیشتر سـیستم‌ها استفاده می‌شود. عایق مربوط به این کلیدها گاز می‌باشد. در ولتاژهای بالا به دلیل نیاز به سرعت عمل بیشـتر لازم است تا حجم کلید حتی‌الامکان کاهش یابد، به طوری که فاصله بین کنتاکت‌های متحرک و ثابت به حداقل رسیده و قوس سریع‌تر خاموش شود. لذا از موادی با خاصیت عایقی بیشتر که حجم کمتری را اشـغال کنند نظیر گاز SF6 اسـتفاده می‌شود. این گاز ۶ بار از هوا سنگین‌تر بوده و خاصیت عایقی آن سه برابر هواست. با افزایش فشار گاز، خاصیت عایقی آن تا چند برابر روغن افزایش می‌یابد.

انواع کلیدهای فوق برای سـطوح مختلف ولتاژ دارای معایب و مزایایی اسـت. به هر حال امروزه با توجه به خواص الکتریکی و شیمایی گاز SF6 و امکان بالا بردن فشار گاز، فاصله کنتاکت‌های ثابت و متحرک کلید کم شده و در نتیجه علاوه بر کوچک کردن محفظه‌ها تعداد آنها را نیز کاهش داده‌اند. مضافاً به اینکه با توجه به

آمارهای بین المللی و نتایج پرسش نامه آماری- فنی، نرخ تعمیرات کلید SF6 نسبت به کلیدهای دیگر کمتر است و لذا نسبت به انواع دیگر کلیدها ترجیح داده می‌شود. استفاده از کلید SF6 در ولتاژهای متوسط عمدتاً به دلیل ناچیز بودن تعمیرات صورت می‌گیرد. در ولتاژهای بالاتر، علاوه بر ناچیز بودن تعمیرات، کاهش تعداد محفظه‌های قطع باعث می‌گردد که استفاده از کلیدهای نوع SF6 از نظر اقتصادی مقرون به صرفه باشد. همان‌طور که می‌دانیم، کلیدهای SF6 دارای یک محفظه قوس می‌باشند. به علت کم بودن فاصله کنتاکت‌های ثابت و متحرک در داخل این محفظه، برای ایجاد استقامت عایقی کافی و نیز برای عملکرد صحیح در خاموش کردن قوس، فشار گاز SF6 داخل محفظه قطع باید مقدار معینی داشته باشد و فشار داخل محفظه قطع باید مورد بازرسی منظم قرار گیرد.

برای تعیین شرایط خرابی کلیدهای قدرت نیز به ورودی‌هایی نیاز داریم برای کلیدهای قدرت می توان سه بخش زیر را در نظر گرفت و هر کدام را به عنوان یک ورودی در نظر گرفت:

- عایق کلید قدرت
- مقاومت کنتاکت کلیدهای قدرت
- درایو کلید قدرت
- قسمت الکترونیکی کلید قدرت

### ۴-۵-۱- عایق کلید قدرت

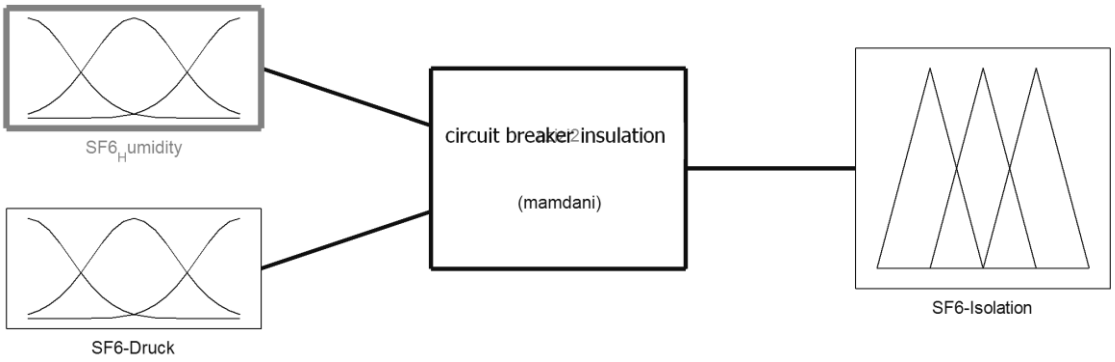
برای تعیین شرایط خرابی عایق در کلیدهای قدرت از منطق فازی استفاده می‌کنیم. برای این منظور دو عامل زیر را برای ورودی این قسمت در نظر می‌گیریم:

- فشار گاز $SF_6$
- رطوبت گاز $SF_6$

مقدار مجاز این ورودی‌ها به صورت یک عدد نمی‌باشند و برای مقدار مجاز آن‌ها یک بازه تعریف شده است. اگر این ورودی‌ها در محدوده مجاز باشد، کلیدهای قدرت شرایط عادی خواهند داشت. این محدوده ها به صورت زیر می‌باشد:

- فشار گاز بین ۶-۴/۶ بر حسب bar
- رطوبت گاز بین ۵۰۰-۰ بر حسب ppm

چون این ورودی‌ها به صـورت عدد بیان نشـده‌اند برای تعیین شـرایط عایقی کلیدهای قدرت از منطق فازی استفاده می‌کنیم. درشکل (۴-۱۶) شمای کلی سیستم فازی استفاده شده نشان داده شده است. خروجی این سیستم شرایط خرابی عایق کلید می‌باشد.




شکل (۴-۱۶) ورودی‌ها و خروجی سیستم فازی

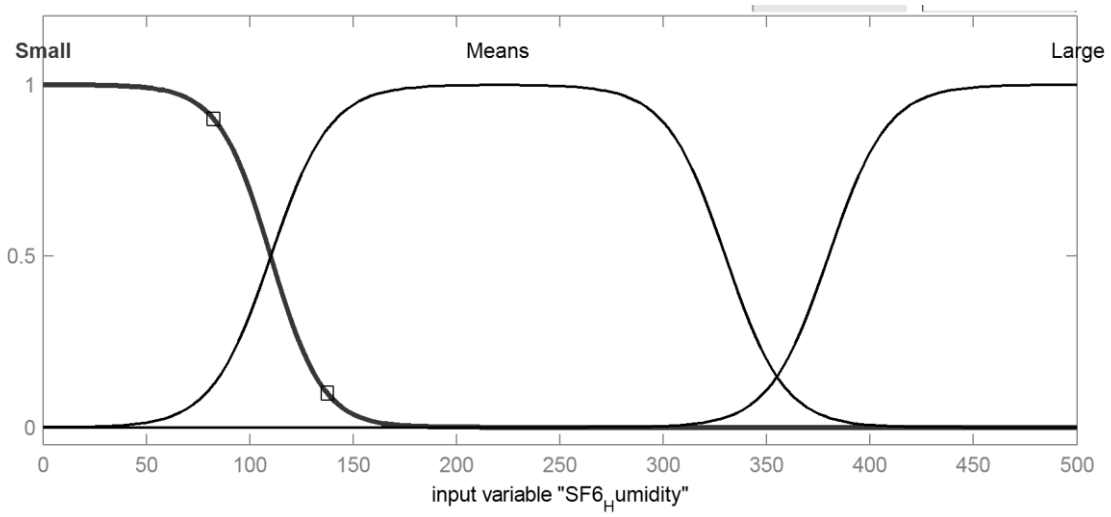
صـفات مبهمی که برای ورودی رطوبت عایق و خروجی سیستم فازی یعنی شرایط خرابی عایق کلید در نظر گرفته‌ایم به صورت زیر می‌باشد:

- کوچک
- متوسط
- بزرگ

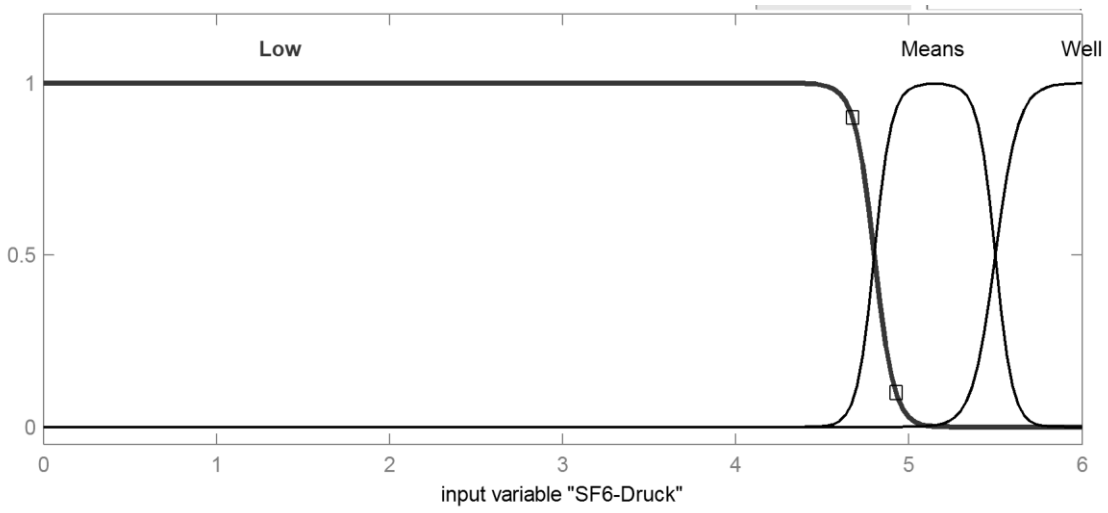
برای ورودی فشار گاز عایق از صفات زیر استفاده شده است:

- کم
- متوسط
- خوب

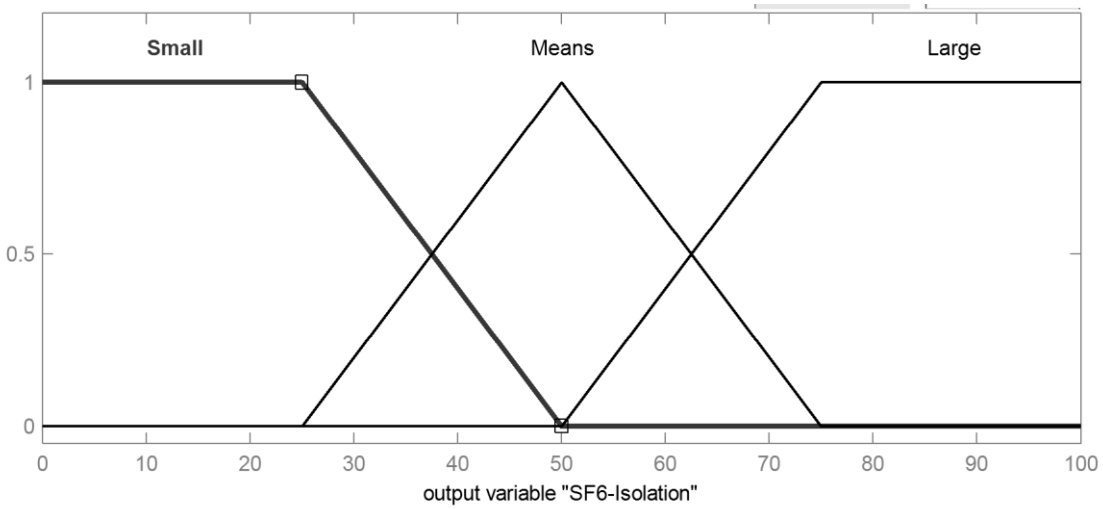
در شـکل‌های (۴-۱۷) و (۴-۱۸) توابع عضویت ورودی‌ها و در شکل (۳-۱۹) توابع عضویت خروجی سیستم نشان داده شده است.




شکل(۴-۱۷) توابع عضویت ورودی رطوبت عایق کلید (ppm)




شکل(۴-۱۸) توابع عضویت ورودی فشار گاز عایق (bar)




شکل (۴-۱۹) توابع عضویت خروجی سیستم فازی یعنی شرایط خرابی عایق کلید

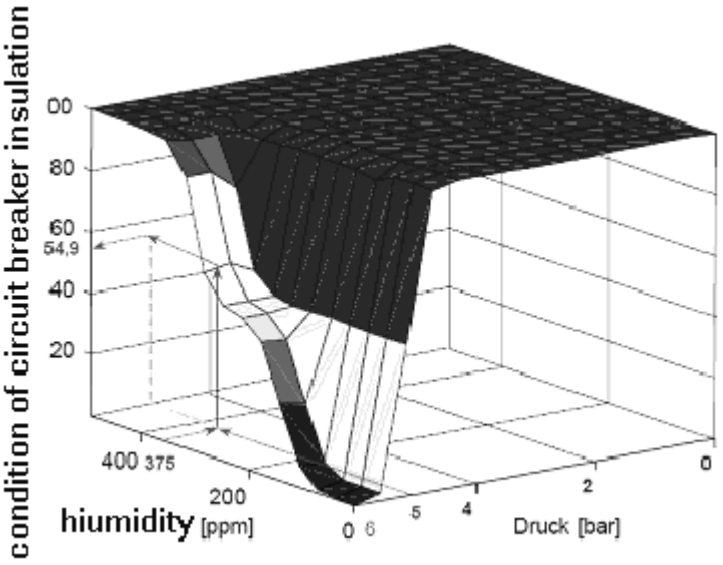
قوانین مربوط به این سیستم فازی با توجه به عملکرد کلیدهای قدرت به صورت زیر می‌باشد:

جدول (۴-۳) قوانین سیستم فازی مربوط به شرایط خرابی عایق کلید

| فشار گاز | رطوبت گاز | وزن | خروجی |
|---|---|---|---|
| خوب | کوچک | ۱ | کوچک |
| متوسط | کوچک | ۰.۵ | متوسط |
| کم | کوچک | ۱ | بزرگ |
| خوب | متوسط | ۰.۵ | متوسط |
| متوسط | متوسط | ۱ | متوسط |
| کم | متوسط | ۱ | بزرگ |
| خوب | بزرگ | ۱ | بزرگ |
| متوسط | بزرگ | ۱ | بزرگ |
| کم | بزرگ | ۱ | بزرگ |

اگر خروجی سیستم فازی کوچک باشد یعنی کلید سالم می باشد.

قوانین فازی تعیین‌کننده شرایط خرابی عایق کلید در شکل (۴-۲۰) رسم شده است.



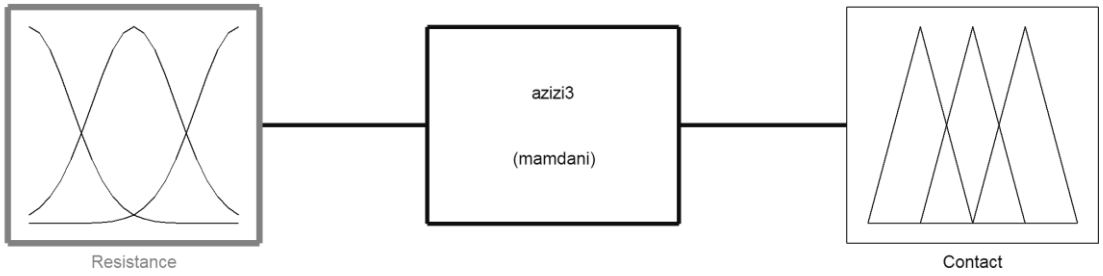

شکل (۴-۲۰) قوانین فازی تعیین شرایط خرابی عایق کلید

### ۴-۵-۲- مقاومت کنتاکت کلید قدرت

یکی از ورودی‌هایی که برای تعیین شـرایط خرابی کلید به کار می‌رود مقاومت کنتاکت کلید اسـت. هر چه این مقاومت کم‌تر باشـد کلید قدرت بهتر می‌تواند عمل کند و اتصال بهتری برقرار می‌شود. برای مقدار مجاز این ورودی هم عدد خاصـی نمی‌توان انتخاب کرد به همین منظور برای مدل نمودن آن از سـیسـتم فازی استفاده می‌کنیم. در این حالت سیستم فازی دارای یک ورودی است. حدود مربوط به این ورودی بین ۱۰۰-۲۵ میکرواهم می‌باشد. صفاتی که برای این سیستم به کار رفته است به صورت زیر می‌باشد:

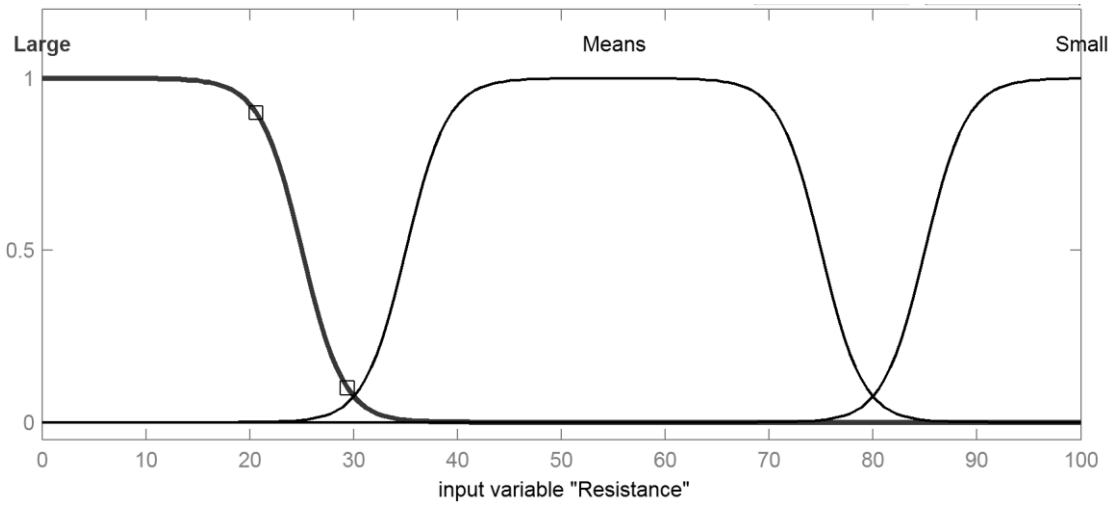
- کوچک
- متوسط
- بزرگ

شـکل (۴-۲۱) شمای کلی از ورودی و خروجی سیستم را نشان می‌دهد. خروجی این سیستم شرایط خرابی کنتاکت کلید قدرت می‌باشد.

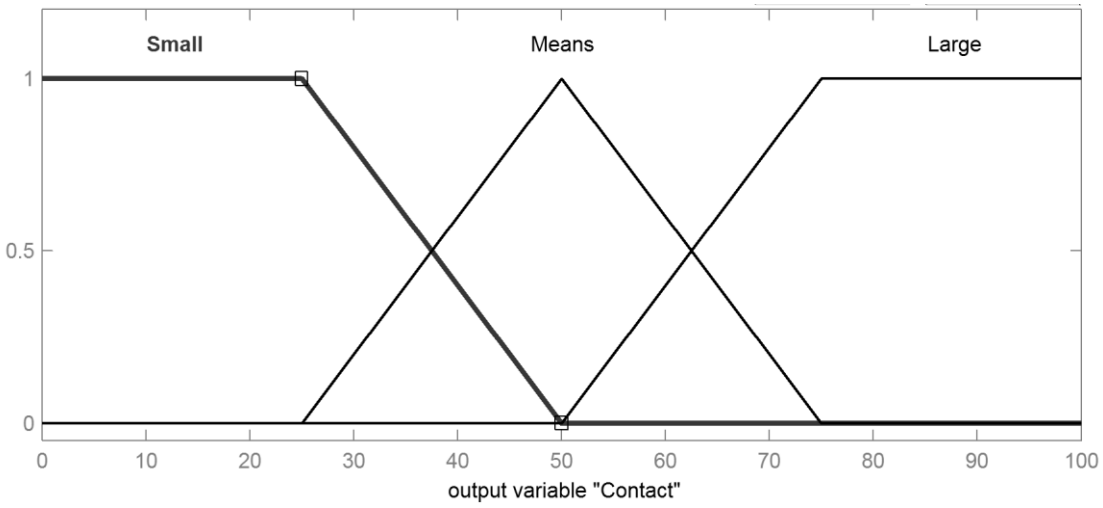



شکل(۴-۲۱) ورودی و خروجی سیستم فازی تعیین شرایط خرابی کنتاکت کلید

توابع عضویت مربوط به ورودی و خروجی سیستم در شکل‌های (۴-۲۲) و (۴-۲۳) آورده شده است.




شکل (۴-۲۲) توابع عضویت ورودی سیستم فازی مقاومت کنتاکت بر حسب میکرواهم



شکل(۴-۲۳) توابع عضویت خروجی سیستم فازی شرایط خرابی کنتاکت کلید

قوانین مربوط به این سیستم فازی در جدول (۴-۴) داده شده است.

جدول (۴-۴) قوانین سیستم فازی شرایط خرابی کنتاکت کلید

| ورودی | وزن | خروجی |
|---|---|---|
| کوچک | ۱ | بزرگ |
| متوسط | ۱ | متوسط |
| بزرگ | ۱ | کوچک |

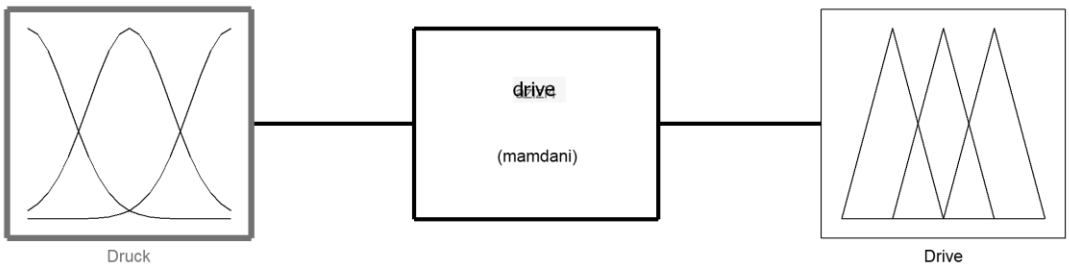
اگر ورودی این سیستم کوچک باشد آن گاه کلید سالم خواهد بود. بزرگ بودن خروجی نشان می‌دهد که مقاومت کنتاکت زیاد بوده است.

### ۴-۵-۳- درایو کلیدهای قدرت

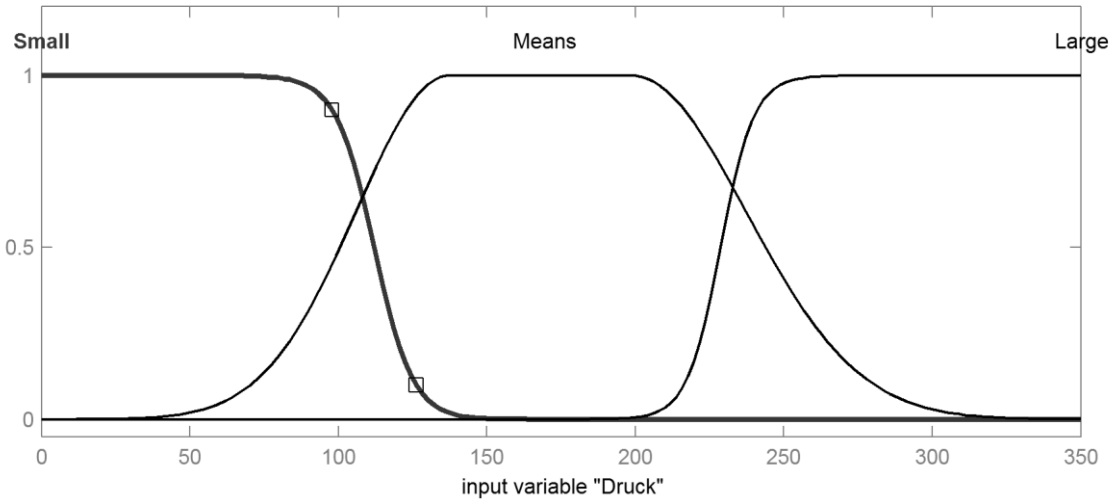
عمل قطع و وصل کلید و خاموش‌کردن سریع قوس الکتریکی مستلزم صرف انرژی مکانیکی می‌باشد. به دنبال فرمان قطع یا وصل دستی یا توسط رله، انرژی ذخیره شده در مکانیزم توسط یک سری ارتباطات مکانیکی به کنتاکت متحرک که در داخل محفظه قوس قرار دارد منتقل و باعث حرکت سریع آن می‌شود که با توجه به ساختمان داخلی محفظه باعث خاموش‌شدن قوس و در نتیجه قطع یا وصل مدار الکتریکی می‌گردد. از آنجا که کل مدت زمان قطع کلید شامل زمان عملکرد رله حفاظتی، زمان عملکرد رله‌های کمکی در صورت وجود، زمان عملکرد رله قطع، عملکرد مکانیزم (کویل) و زمان خاموش‌شدن قوس می‌باشد، ملاحظه می‌شود که کاهش زمان عملکرد مکانیزم در کاهش زمان قطع کلید از سایر مؤلفه‌ها مؤثرتر و مهم‌تر بوده و از جمله پارامترهای بسیار حساس در انتخاب کلید محسوب می‌شود. با توجه به مطالعات انجام شده و

آمارهای به دست آمده اکثر مسائلی که در عملکرد کلیدها روی می‌دهد به علت اشکال در سیستم مکانیزم عملکرد می‌باشد که میزان این تأثیر با توجه به نتایج به دست آمده از پرسش‌نامه‌های فنی- آماری به حدود ۶۵ درصد می‌رسد. در حال حاضر از سه نوع مکانیزم فنری، پنوماتیکی (هوای فشرده) و هیدرولیکی به طور وسیع استفاده می‌گردد. مکانیزم نسبتاً جدیدی نیز به اسم فنری - هیدرولیکی و موتور درایو اخیراً توسط بعضی سازندگان معرفی گردیده است. در مکانیزم هیدرولیکی یک موتور پمپ، روغن را به حرکت درآورده و حرکت پیستون‌ها در سیستم هیدرولیکی باعث ذخیره انرژی به صورت فشرده شدن گاز نیتروژن می‌گردد. این فشار روی روغن داخل لوله‌ها باقی‌مانده و در موقع لزوم سبب قطع و وصل کلید می‌گردد. فشار روغن باید به وسیله فشار سنج کنترل شده و در مواقع لزوم (مثلاً در مواقعی که فشار روغن هیدرولیک از حد معین افت پیدا کند) به وسیله کنتاکت‌های این فشارسنج از عمل وصل و یا قطع مجدد ممانعت به عمل آید.

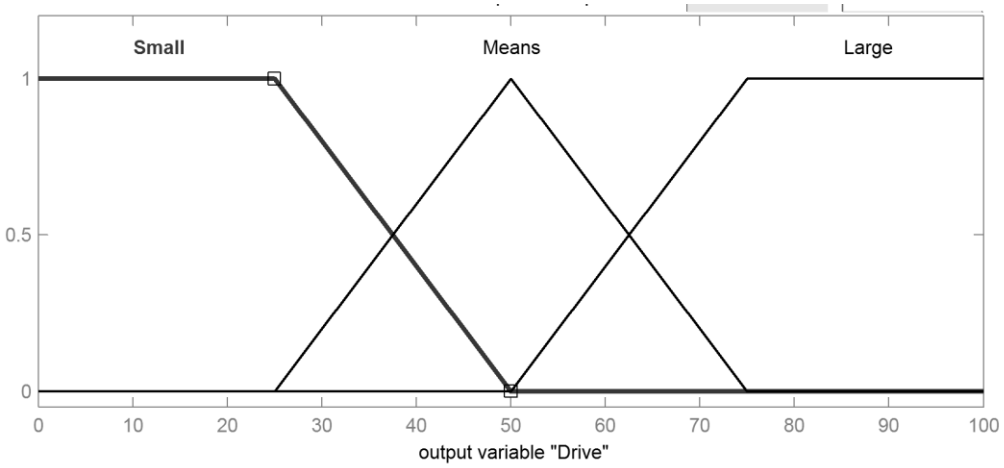
یکی دیگر از ورودی‌هایی که برای تعیین شرایط خرابی کلید به کار می‌رود درایو است. این قسمت دارای یک موتور است که اگر فشار هیدرولیکی از مقدار معینی کم‌تر شود آن گاه درایو عمل می‌کند و فشار را به مقدار قابل قبولی می‌رساند. حدود قابل قبول برای این ورودی بین ۳۵۰-۱۵۰ بر حسب bar می‌باشد.در شکل (۴-۲۴) شمای سیستم استفاده شده برای تعیین شرایط خرابی درایو کلید نشان داده شده است.




شکل (۴-۲۴) سیستم فازی تعیین شرایط خرابی درایو کلید قدرت




شکل (۴-۲۵) توابع عضویت ورودی سیستم (فشار روغن)




شکل (۴-۲۶) توابع عضویت خروجی سیستم (شرایط خرابی درایو کلید)

قوانین تعیین شرایط خرابی درایو کلید در جدول (۴-۵) نمایش داده شده است.

جدول (۴-۵) قوانین فازی مربوط به شرایط خرابی درایو کلید

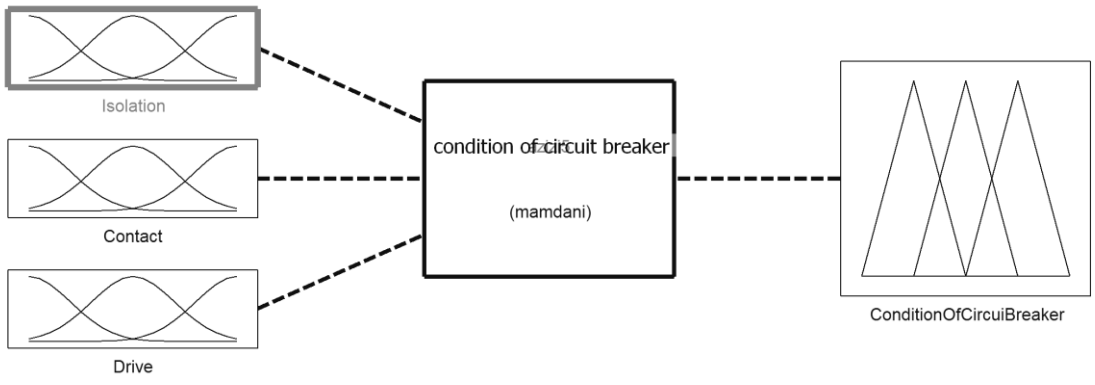
| ورودی | وزن | خروجی |
|---|---|---|
| کوچک | ۱ | بزرگ |
| متوسط | ۱ | متوسط |

| | | |
|---|---|---|
| بزرگ | ۱ | کوچک |

بزرگ بودن ورودی سیستم نشان دهنده فشار مناسب می‌باشد. اگر خروجی سیستم کوچک باشد درایو کلید سالم است.

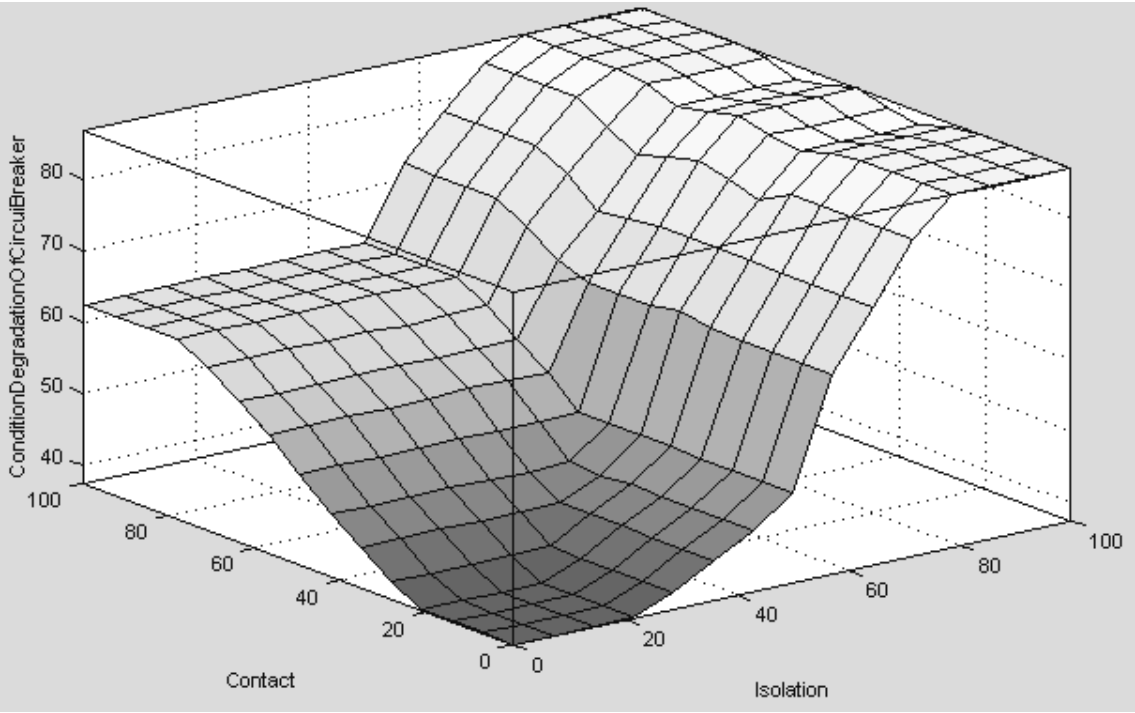
### ۴-۵-۴- قسمت الکترونیکی کلید قدرت

این قسمت از کلید نشان می‌دهد که کلید در حال کار است یا نه. اگر این قسمت نشان دهد که کلید خراب است شرایط خرابی آن را ۱۰۰ درصد انتخاب می‌کنیم. در واقع این قسمت سیگنالی می‌فرستد که نشان می‌دهد کلید در مدار است یا نه. پس اگر نتیجه عملکرد این قسمت به این صورت باشد که کلید در حال کار نباشد به ورودی‌های دیگر توجهی نمی‌کنیم چون در این حالت کلید از مدار خارج شده است. اگر همه ورودی‌های مربوط به کلید قدرت را با هم مد نظر قرار می‌دادیم تعداد ورودی‌ها زیاد می‌شد و دقت سیستم فازی پایین می‌آمد. به همین دلیل برای هر یک به صورت جداگانه یک سیستم فازی جهت تعیین شرایط خرابی قسمت مربوط تعریف می‌شود.حال برای تعیین شرایط خرابی کلید از یک سیستم فازی دیگر استفاده می‌شود. در شکل (۴-۲۷) این سیستم فازی نشان داده شده است.




شکل (۴-۲۷) سیستم فازی کلی

سطوح مربوط به قوانین این سیستم فازی در شکل (۴-۲۸) آورده شده است. در جدول (۴-۶) قوانین مربوط به سیستم فازی کل نشان داده شده است.



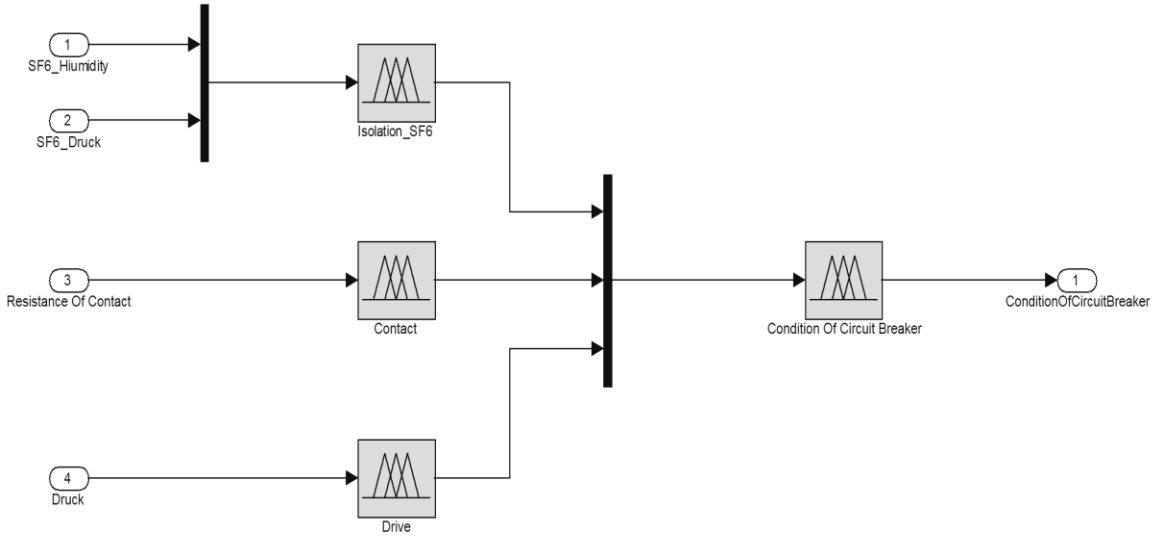

شکل (۴-۲۸) سطوح مربوط به قوانین سیستم فازی

جدول (۴-۶) قوانین سیستم فازی مربوط به تعیین شرایط خرابی کلید قدرت

| وزن | شرایط خرابی کلید قدرت | شرایط خرابی درایو کلید قدرت | شرایط خرابی کنتاکت کلید قدرت | شرایط خرابی عایق کلید قدرت |
|---|---|---|---|---|
| ۱ | کم | کم | کم | کم |
| ۱ | نسبتا کم | متوسط | کم | کم |
| ۱ | نسبتا کم | زیاد | کم | کم |
| ۱ | نسبتا کم | کم | متوسط | کم |
| ۱ | متوسط | متوسط | متوسط | کم |
| ۱ | نسبتا زیاد | زیاد | متوسط | کم |
| ۱ | نسبتا کم | کم | زیاد | کم |
| ۱ | نسبتا زیاد | متوسط | زیاد | کم |
| ۱ | زیاد | زیاد | زیاد | کم |

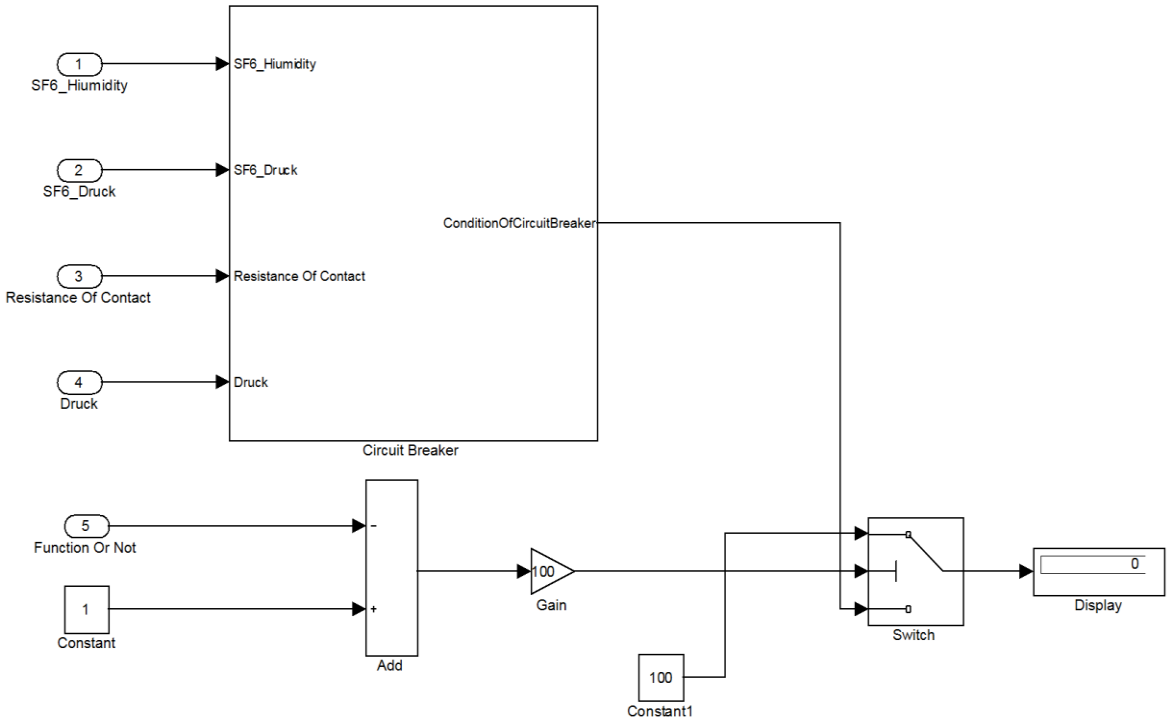
| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| ۱ | نسبتا کم | کم | کم | متوسط |
| ۱ | متوسط | متوسط | کم | متوسط |
| ۱ | نسبتا زیاد | زیاد | کم | متوسط |
| ۱ | متوسط | کم | متوسط | متوسط |
| ۱ | متوسط | متوسط | متوسط | متوسط |
| ۱ | نسبتا زیاد | زیاد | متوسط | متوسط |
| ۱ | نسبتا زیاد | کم | زیاد | متوسط |
| ۱ | نسبتا زیاد | متوسط | زیاد | متوسط |
| ۱ | زیاد | زیاد | زیاد | متوسط |
| ۱ | زیاد | کم | کم | زیاد |
| ۱ | زیاد | متوسط | کم | زیاد |
| ۱ | زیاد | زیاد | کم | زیاد |
| ۱ | زیاد | کم | متوسط | زیاد |
| ۱ | زیاد | متوسط | متوسط | زیاد |
| ۱ | زیاد | زیاد | متوسط | زیاد |
| ۱ | زیاد | کم | زیاد | زیاد |
| ۱ | زیاد | متوسط | زیاد | زیاد |
| ۱ | زیاد | زیاد | زیاد | زیاد |

آن چه که در نوشـتن این قوانین مورد توجه قرار گرفته اسـت این اسـت که برای ورودی عایق کلید اهمیت بیشتری را نسبت دادهایم. شکل (۴-۲۹) زیر شمای کلی این سیستم فازی را نشان میدهد.



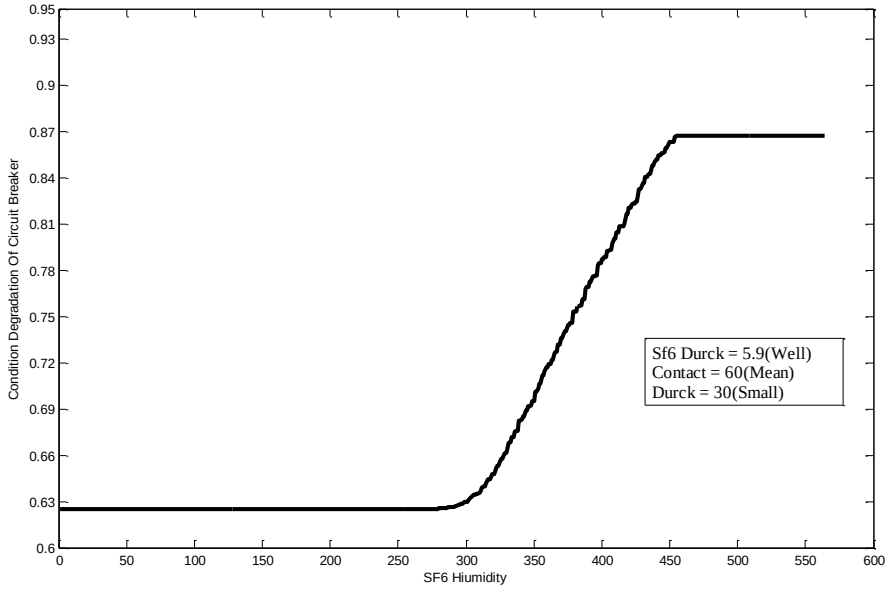

شکل (۴-۲۹) سیستم فازی کل برای تعیین شرایط خرابی کلیدهای قدرت

شـمای کلی سیستم فازی استفاده شده برای تعیین شرایط خرابی کلید با در نظر گرفتن قسمت الکترونیکی در شکل (۴-۳۰) درج شده است.

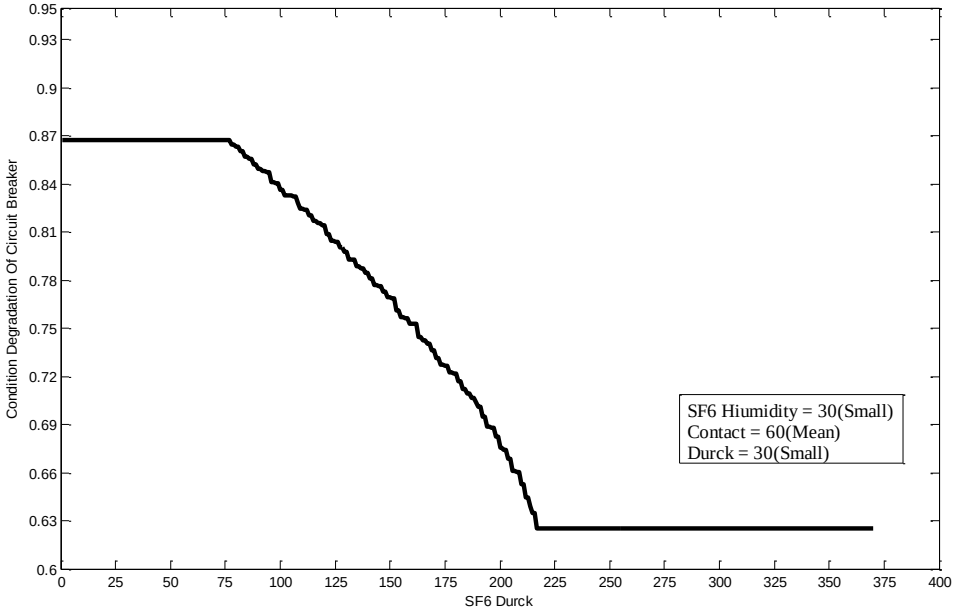



شکل (۴-۳۰) سیستم فازی با در نظر گرفتن قسمت الکترونیکی کلید قدرت

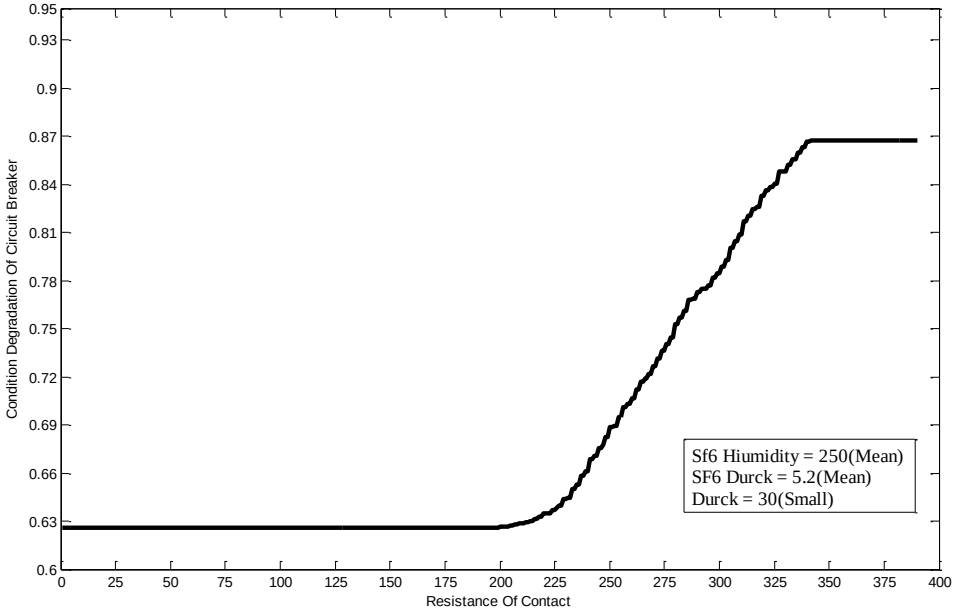
در ادامه حساسیت شرایط خرابی کلید نسبت به هر یک از ورودی‌ها تعیین می‌شود. برای این منظور هر یک از ورودی‌ها در بازه تغییراتش گام به گام تغییر داده می‌شـــود و شـــرایط خرابی کلید تعیین می‌شـــود. در شـــکل‌های (۴-۳۱) الی (۴-۳۴) تغییرات شـــرایط خرابی کلید قدرت نســـبت به تغییر هر یک از ورودی‌های سیستم فازی درج شده است.



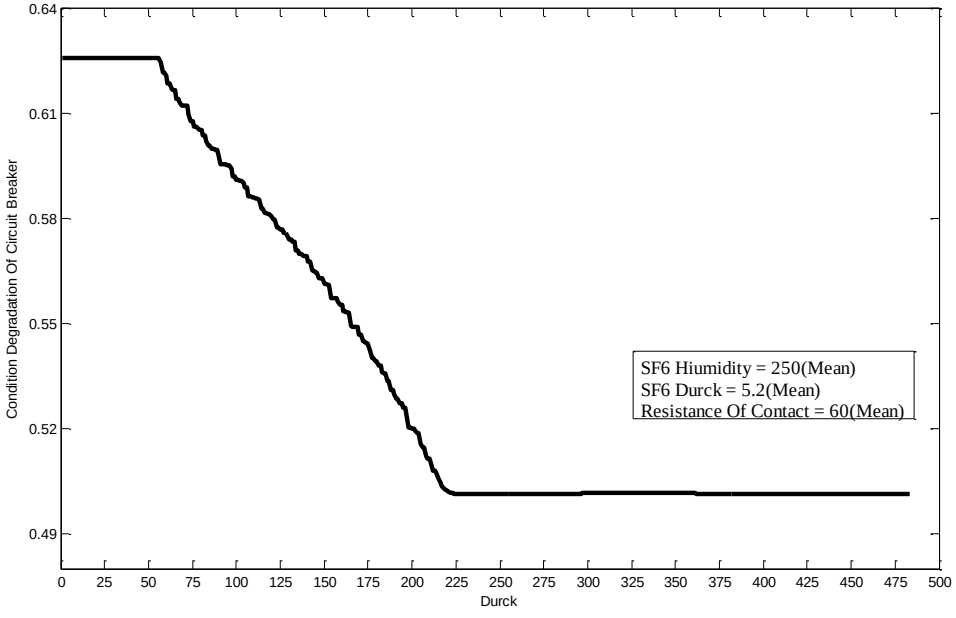

شکل (۴-۳۱) شرایط خرابی کلید هنگام تغییر ورودی رطوبت عایق گازی (ppm)



شکل (۴-۳۲) شرایط خرابی کلید هنگام تغییر ورودی فشار عایق گازی (bar)




شکل (۴-۳۳) شرایط خرابی کلید هنگام تغییر ورودی مقاوت کنتاکت کلید قدرت ( $\mu\Omega$ )




شکل (۴-۳۴) شرایط خرابی کلید هنگام تغییر ورودی درایو کلید قدرت (bar)

شـکل‌های بالا نحوه وابستگی شرایط خرابی کلید را به ورودی‌ها نشان می‌دهد. شکل (۴-۳۱) نشان می‌دهد که افزایش رطوبت عایق در بازه ۳۰۰ تا ۴۵۰ بر حسب ppm سبب می‌شود کلید به سرعت خراب شود. شکل (۴-۳۲) نشـان می‌دهد که کاهش فشـار گاز در بازه ۲۲۵ تا ۷۵ برحسب bar سبب می‌شود کلید به سرعت خراب گردد. شـکل (۴-۳۳) نشـان می‌دهد که افزایش مقاومت کنتاکت در بازه ۲۲۵ تا ۳۲۵ برحسـب $\mu\Omega$ کلید را به سـرعت خراب می‌کند. شـکل (۴-۳۴) نشان می‌دهد که کاهش فشار روغن در درایو کلید در بازه ۲۲۵ تا ۵۰ نرخ خرابی کلید را افزایش می‌دهد.

# فصل پنجم

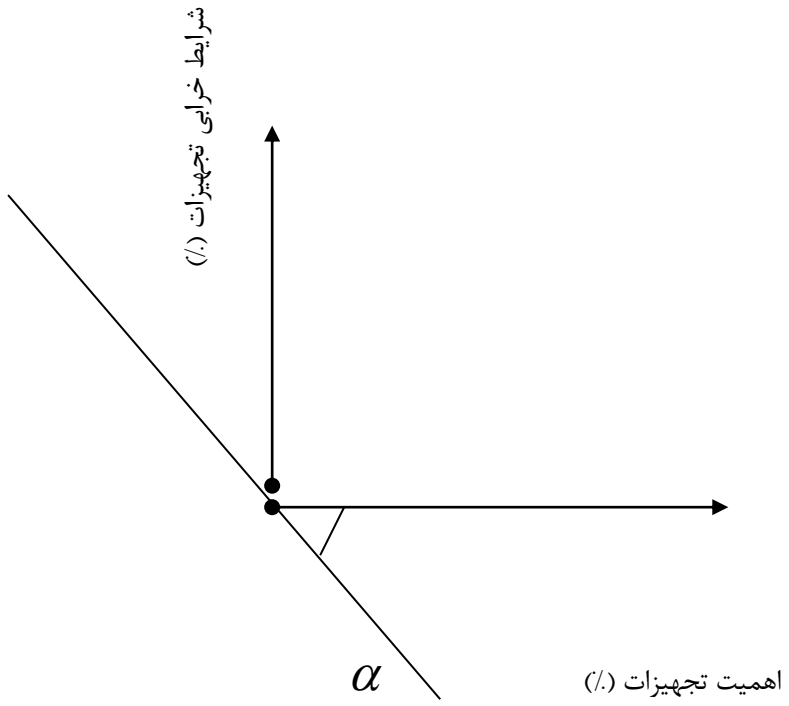
# تعیین اولویت تجهیزات پست فشار قوی ۲۳۰ کیلو ولت توس جهت برنامه ریزی تعمیر و نگهداری

**۵-۱- مقدمه**

برای تعیین اولویت تعمیر و نگهداری تجهیزات سیستم از دو عامل اهمیت تجهیزات و درصد شرایط خرابی آن‌ها استفاده می‌شود. از ترکیب این عوامل باید معیاری را به دست آورد و بر اساس آن برای تعمیر و نگهداری تجهیزات تصمیم گرفت. اگر هر یک از عوامل فوق به تنهایی برای برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری استفاده شود، برنامه حاصل از دیدگاه قابلیت اطمینان سیستم بهینه نخواهد بود. اگر اهمیتی که برای هر یک از این دو عامل نسبت به هم در نظر گرفته می‌شود متفاوت باشد آن‌گاه برنامه‌ریزی های تعمیر و نگهداری مختلفی ایجاد می‌شود.

**۵-۲- معیار اولویت تعمیر و نگهداری تجهیزات پست فشار قوی**

این معیار از ترکیب خطی اهمیت تجهیزات و شـرایط خرابی آن‌ها به دست می‌آید. برای این منظور دستگاه مختصاتی در نظر بگیرید که محور افقی آن نشان دهنده اهمیت تجهیزات و محور عمودی آن شرایط خرابی تجهیزات می‌باشـد. اعدادی که روی این دو محور نمایش داده می‌شـوند بر حسـب درصد می‌باشند. علاوه بر این دو محور، محور دیگری هم به عنوان محور کمکی در نظر بگیرید که با محور افقی در صـفحه دسـتگاه مختصات زاویه $\alpha$ می‌سازد. این دستگاه مختصات در شکل (۵-۱) نشان داده شده است.

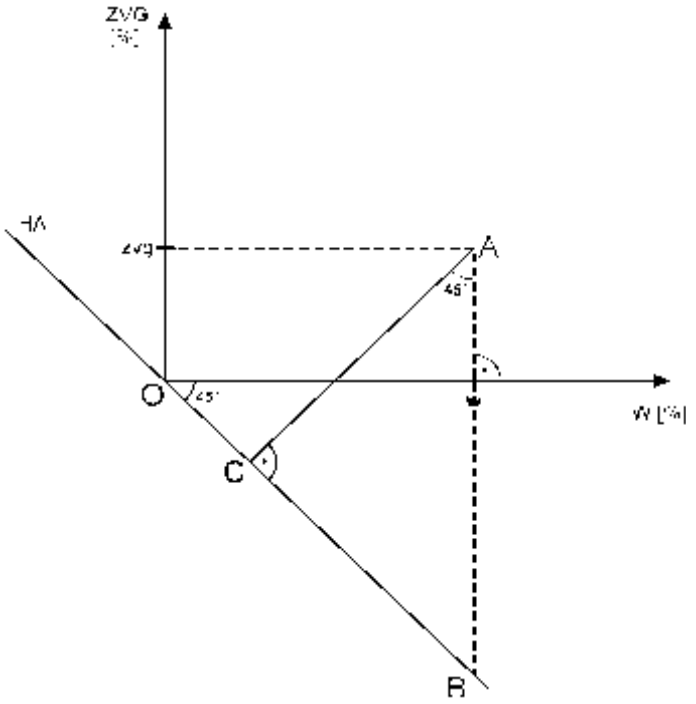


شکل (۵-۱) دستگاه مختصات متشکل از سه محور اهمیت تجهیزات و شرایط خرابی و محور کمکی

به ازای هر تجهیزی در سیستم یک نقطه در دستگاه مختصات فوق وجود دارد و هر نقطه ای در این دستگاه مختصات یک تجهیز را نشان می‌دهد. نقطه $A$ در شکل (۵-۲) نشان داده شده است. این نقطه در دستگاه مختصات اهمیت و شرایط خرابی یک تجهیز را نشان می‌دهد. در این شکل فرض شده است زاویه‌ای که محور کمکی با محور افقی می‌سازد برابر ۴۵ درجه است. اگر از نقطه $A$ بر روی محور کمکی خطی عمود شود نقطه $C$ به دست می‌آید. اگر از نقطه $A$ خطی به موازات محور عمودی رسم شود محور کمکی را در نقطه $B$ قطع می‌کند و محل برخورد آن با محور افقی نقطه $w$ خواهد بود. در این حالت اندازه زاویه $\angle C\hat{A}B$ برابر ۴۵ درجه می‌باشد. در مثلث $\Delta ACB$ به علت وجود دو زاویه یکسان دو ضلع $AC$ و $BC$ با هم برابر می‌باشند. به همین ترتیب در مثلث $\Delta BwO$ دو ضلع $Bw$ و $ow$ مساوی هستند. در واقع ضلع $Ow$ نشان دهنده اهمیت تجهیز می‌باشد. پاره‌خط $Aw$ درصد شرایط خرابی تجهیز را نشان می‌دهد.

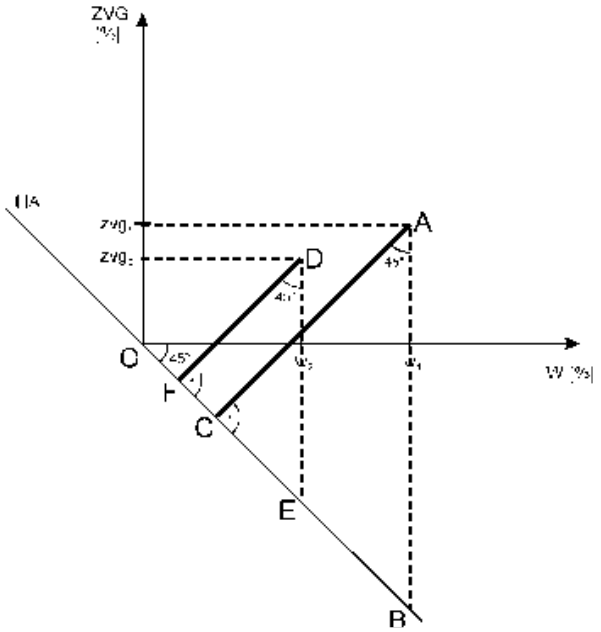
$$AB = Aw + Bw \qquad (۱-۵)$$

رابطه بالا نشان می دهد که $AB$ مجموع اهمیت تجهیز و درصد شرایط خرابی آن می‌باشد. پس می‌توان مجموع این دو عامل را برای معیار اولویت در نظر گرفت[۲۱].

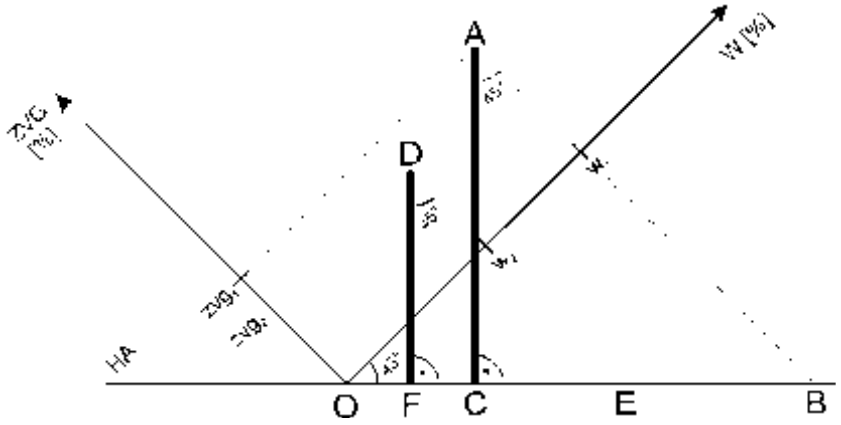



شکل (۵-۲) ترکیب اهمیت تجهیز و شرایط خرابی آن‌با استفاده از محور کمکی با زاویه ۴۵ درجه[۲۱]

شـکل (۵-۳) دو تجهیز $A$ و $D$ را در صـفحه اهمیت-شـرایط خرابی نمایش می‌دهد. با توجه به این شکل می‌توان وضـعیت این دو تجهیز را مقایسـه نمود. در این شـکل نیز فرض شده است که زاویه محور کمکی با محور افقی ۴۵ درجه اسـت. مقادیر $AB$ و $DE$ نشـان دهنده معیار فوق‌الذکر می‌باشند. این معیار به نحوی ریسـک را نشـان می‌دهد. هرچه مقدار آن بیشتر باشد تجهیز مورد نظر در اولویت تعمیر و نگهداری بالاتری قرار دارد. مطابق این شکل تعمیر و نگهداری تجهیز $A$ نسبت به تجهیز $D$ اولویت دارد. بدیهی است که دو مثلث $\Delta ABC$ و $\Delta DEF$ با هم متشـابه می‌باشـند لذا نسـبت $AB$ به $DE$ برابر با نسـبت $AC$ به $DF$ می‌باشد. لذا از $AC$ و $DF$ به جای $AB$ و $DE$ می‌توان استفاده نمود.یعنی فاصله بین نقطه مبین تجهیز در مختصات اهمیت-شرایط خرابی و محور کمکی را به عنوان معیار تعیین اولویت تعمیر و نگهداری می توان استفاده نمود. برای واضح‌تر شدن این موضوع شکل (۵-۳) را به اندازه زاویه‌ای که محور کمکی با محور افقی می‌سازد دوران داده می‌شود و مجددا آن در شکل (۵-۴) رسم شده است.




شکل (۵-۳) معیار ریسک برای دو تجهیز موجود در سیستم




شکل (۵-۴) دوران شکل (۵-۳) به اندازه زاویه ۴۵ درجه

زاویـه $\alpha$ می‌توانـد بین صـــفر تا ۹۰ درجه تغییر کند. در مقادیر مختلف $\alpha$ اندازه معیار فوق‌الذکر متفاوت است. لذا ممکن است در یک زاویه تجهیز $i$ام در اولویت بالاتری نسبت به تجهیز $j$ ام قرار داشته باشد و در زاویه‌ای دیگر تجهیز $j$ ام در اولویت بالاتری نسبت به تجهیز $i$ قرار گیرد. با توجه به شکل (۵-۲) اندازه این معیار برای تجهیز $A$ ( $AC$ ) در حالت کلی که محور کمکی با محور افقی زاویه $\alpha$ می‌سازد برابر است با:

$$\cos\alpha = \frac{w}{OB} \Rightarrow OB = \frac{w}{\cos\alpha} \qquad (۵-۲)$$

$$\sin\alpha = \frac{wB}{OB} \Rightarrow wB = OB \times \sin\alpha \qquad (۵-۳)$$

$$\cos\alpha = \frac{AC}{Aw + wB} \Rightarrow \cos\alpha = \frac{AC}{Aw + OB \times \sin\alpha} \quad (۴-۵)$$

$$\cos\alpha = \frac{AC}{Aw + w \times \frac{\sin\alpha}{\cos\alpha}} = \frac{AC}{Aw + w \times \tan\alpha} \quad (۵-۵)$$

$$AC = Aw \times \cos\alpha + w \times \sin\alpha \quad (۶-۵)$$

این معادله رابطه بین اندازه معیار اولویت‌بندی تعمیر و نگهداری (معیار ریسک) با زاویه‌ای که محور کمکی با محور افقی می‌سازد و اهمیت تجهیزات ($w$) و شرایط خرابی تجهیزات ($Aw$) نشان می‌دهد. همان‌طور که این رابطه نشان می‌دهد با تغییر زاویه اندازه معیار نیز تغییر می‌یابد. اگر $\alpha = 0$ باشد فقط شرایط خرابی تجهیز تعیین‌کننده اولویت‌بندی تعمیر و نگهداری خواهد بود. اگر $\alpha = 90$ باشد فقط اهمیت تجهیز تعیین‌کننده اولویت بندی تعمیر و نگهداری است. اگر $\alpha = 45$ باشد جمع جبری درصد شرایط خرابی و درصد اهمیت تعیین‌کننده اولویت‌بندی تعمیر و نگهداری است.

**۵-۳- به دست آوردن معیار ریسک برای تجهیزات موجود در پست فشار قوی**

فرض کنید شرایط کاری ترانسفورماتورهای این پست مطابق جدول (۵-۱) باشد.

جدول (۵-۱) شرایط کاری ترانسفورماتورهای پست فشار قوی توس

| شماره ترانس | درجه حرارت داغ‌ترین نقطه (HST) | تخلیه جزیی (PD) | مقدار هیدروژن روغن ترانس (DGA) | تغییرات هیدروژن روغن ترانس | درجه حرارت بالای روغن (TOT) |
|---|---|---|---|---|---|
| ۱ | ۱۲۰ | ۸ | ۳۰۰ | ۶۰ | ۱۰۰ |
| ۲ | ۱۴۵ | ۲۰ | ۴۱۰ | ۹۰ | ۸۵ |
| ۳ | ۱۶۳ | ۴۳ | ۸۰۰ | ۲۲ | ۱۰۸ |
| ۴ | ۱۲۷ | ۵۸ | ۱۴۲۵ | ۴۰ | ۱۲۰ |

جدول (۵-۲) شرایط کاری کلیدهای این پست را نشان می‌دهد.

جدول (۵-۲) شرایط کاری کلیدهای پست فشار قوی توس

| شماره کلید | رطوبت عایق گازی | فشار عایق گازی | مقاومت کنتاکت | عملکرد درایو کلید |
|---|---|---|---|---|
| ۱ | ۵۰ | ۵ | ۱۰ | ۱۰۰ |
| ۲ | ۱۱۰ | ۵/۱ | ۲۰ | ۵۰ |
| ۳ | ۲۰۲ | ۵/۸ | ۳۳ | ۱۷۰ |
| ۴ | ۳۰۰ | ۶ | ۴۵ | ۲۰۲ |
| ۵ | ۴۰۵ | ۴ | ۷۰ | ۲۵۵ |
| ۶ | ۵۰۰ | ۳ | ۶۳ | ۳۳۰ |
| ۷ | ۱۷۰ | ۴/۸ | ۸۵ | ۲۵ |
| ۸ | ۲۲۸ | ۵/۳ | ۶۴ | ۷۵ |
| ۹ | ۲۶۷ | ۴/۵ | ۱۰۰ | ۸۷ |
| ۱۰ | ۴۰ | ۵/۹ | ۳۵ | ۱۶۷ |
| ۱۱ | ۲۰ | ۶ | ۲۲ | ۲۵۰ |
| ۱۲ | ۳۲۰ | ۵/۲۵ | ۴۳ | ۲۸۷ |
| ۱۳ | ۳۲۰ | ۵/۲ | ۲۵ | ۳۲۲ |
| ۱۴ | ۳۲۲ | ۵/۱ | ۷۴ | ۱۸۸ |
| ۱۵ | ۳۰۰ | ۵ | ۸۰ | ۸۲ |
| ۱۶ | ۸۵ | ۵/۹ | ۷۰ | ۱۹۵ |
| ۱۷ | ۹۷ | ۵/۴ | ۱۵ | ۳۲۰ |
| ۱۸ | ۲۱۳ | ۴/۸۵ | ۹۵ | ۲۶۵ |
| ۱۹ | ۳۷۰ | ۴/۹ | ۸۷ | ۱۸۰ |
| ۲۰ | ۴۴ | ۳/۵ | ۴۲ | ۳۵ |
| ۲۱ | ۴۷۰ | ۵/۶ | ۶۴ | ۱۰۵ |
| ۲۲ | ۴۰۷ | ۵ | ۳۰ | ۱۷۵ |
| ۲۳ | ۲۰۵ | ۵/۱۷ | ۵۸ | ۱۲۵ |
| ۲۴ | ۳۷ | ۴/۰۲ | ۷۸ | ۳۱۵ |

شرایط کاری ترانسفورماتورهای داده شده در جدول (۵-۱) به عنوان ورودی به سیستم فازی فصل چهار اعمال شده و شرایط خرابی ترانسفورماتورها تعیین می‌شود. جدول (۵-۳) درصد شرایط خرابی ترانسفورماتورها را نشان می‌دهد.

جدول (۵-۳) درصد شرایط خرابی ترانسفورماتورهای پست فشار قوی توس

| شماره ترانس | ۱ | ۲ | ۳ | ۴ |
|---|---|---|---|---|
| درصد شرایط خرابی | ۴۴,۷۸ | ۵۳,۸۱ | ۵۹,۲۵ | ۶۹,۳۵ |

شـرایط کاری کلیدها داده شده در جدول (۵-۲) به عنوان ورودی به سیستم فازی فصل چهار اعمال شده و شرایط خرابی کلیدها تعیین می‌شود. جدول (۵-۴) درصد شرایط خرابی کلید را نشان می‌دهد. در این جدول شرایط خرابی مربوط به هر قسمت کلید هم نشان داده شده است.

پس از تعیین درصـد شـرایط خرابی تجهیزات باید اهمیت آن‌ها نیز مشخص باشد. در جدول (۵-۵) اهمیت ترانسـفورماتورها نشان داده شده است. اهمیت هر ترانسفورماتور برابر است با هزینه مورد انتظار خاموشی که در اثر خروج ترانسـفورماتور ایجاد می‌شـود. برای به دسـت آوردن درصد اهمیت بزرگترین عدد موجود برای اهمیت ۱۰۰ درصـد فرض می‌شود و بقیه اعداد بر بزرگترین عدد تقسیم می‌شوند و حاصل به دست آمده در ۱۰۰ ضرب می‌شود.

جدول (۵-۴) درصد شرایط خرابی قسمت‌های مختلف کلیدهای پست فشار قوی توس

| شماره کلید | شرایط خرابی عایق | شرایط خرابی کنتاکت | شرایط خرابی درایو | شرایط خرابی کلید |
|---|---|---|---|---|
| ۱ | ۵۱/۴۵ | ۱۹/۱۹ | ۷۰/۵۴ | ۶۲/۳۹ |
| ۲ | ۵۰/۱۴ | ۱۹/۵۶ | ۸۰/۲۵ | ۶۲/۷۹ |
| ۳ | ۴۹/۹۷ | ۴۸/۵۵ | ۵۰ | ۴۹/۹۸ |
| ۴ | ۵۰/۲۱ | ۵۰ | ۴۹/۶۷ | ۵۰/۷۸ |
| ۵ | ۸۰/۱۱ | ۵۰/۰۲ | ۲۶/۴ | ۸۶/۵۱ |
| ۶ | ۸۰/۸۱ | ۵۰ | ۱۹/۲۶ | ۸۶/۷۳ |
| ۷ | ۶۵/۷۸ | ۷۷/۹۳ | ۸۰/۷۷ | ۸۵/۱ |
| ۸ | ۵۰ | ۵۰ | ۷۷/۳۵ | ۶۲/۵۱ |
| ۹ | ۸۰/۶۹ | ۸۰/۸۱ | ۷۴/۵۶ | ۸۶/۶۶ |
| ۱۰ | ۱۹/۳ | ۴۹/۶۵ | ۵۰/۰۱ | ۴۹/۷۶ |
| ۱۱ | ۱۹/۲۱ | ۲۰/۱۲ | ۲۷/۴۶ | ۱۵/۱۳ |
| ۱۲ | ۵۰/۶۴ | ۵۰ | ۲۱/۰۴ | ۵۲/۲۸ |
| ۱۳ | ۵۰/۶۴ | ۲۲/۰۷ | ۱۹/۳۴ | ۴۰/۶۹ |
| ۱۴ | ۵۰/۷۵ | ۵۰/۱۸ | ۴۹/۹۷ | ۵۲/۶۴ |
| ۱۵ | ۵۰/۱۲ | ۶۳/۲۳ | ۷۵/۸۲ | ۷۷/۴۸ |
| ۱۶ | ۲۱/۸۷ | ۵۰/۰۲ | ۴۹/۹ | ۴۹/۹۵ |
| ۱۷ | ۴۰/۷۹ | ۱۹/۲۲ | ۱۹/۳۷ | ۲۵/۷۸ |
| ۱۸ | ۵۹/۶۸ | ۸۰/۷۸ | ۲۴/۳۹ | ۷۴/۶۳ |
| ۱۹ | ۷۳/۹۸ | ۷۹/۴ | ۴۹/۹۹ | ۸۵/۹۷ |
| ۲۰ | ۸۰/۷۹ | ۴۹/۹۹ | ۸۰/۶۸ | ۸۶/۷۲ |
| ۲۱ | ۷۹/۹۳ | ۵۰ | ۶۸/۳۷ | ۸۵/۶ |
| ۲۲ | ۸۰/۰۵ | ۳۶/۷۷ | ۵۰ | ۸۴/۵۷ |
| ۲۳ | ۵۰/۰۴ | ۵۰ | ۵۴/۱۹ | ۵۲/۷ |
| ۲۴ | ۸۰/۸ | ۵۳/۱۶ | ۱۹/۴۶ | ۸۶/۲۲ |

جدول (۵-۵) اهمیت ترانسفورماتورهای پست فشار قوی

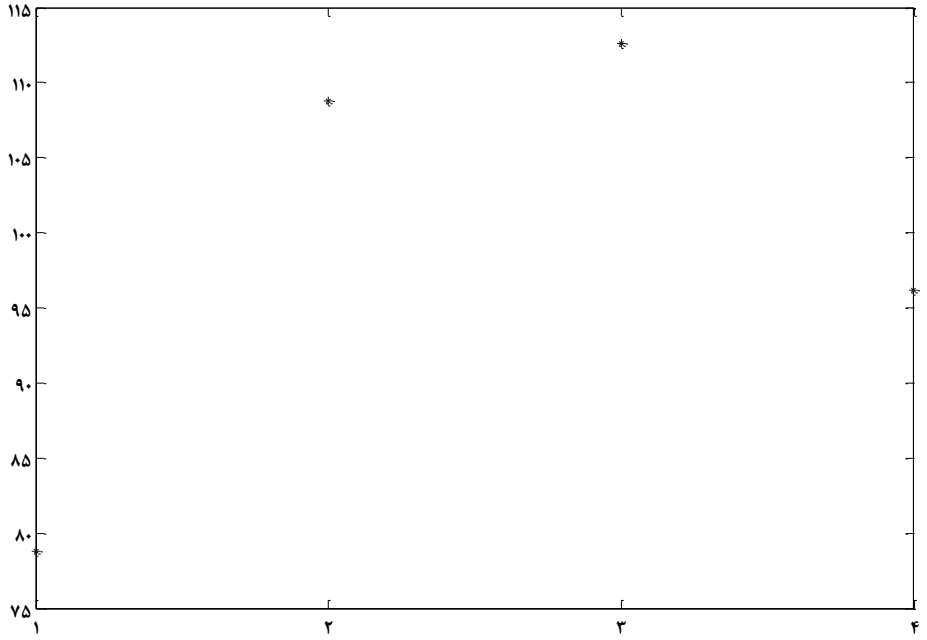
| شماره ترانس | ۱ | ۲ | ۳ | ۴ |
|---|---|---|---|---|
| اهمیت ترانس | ۱۴/۲۸۴۹ | ۲۱/۴۲۷۴ | ۲۱/۴۲۷۴ | ۱۴/۲۸۴۹ |
| درصد اهمیت ترانس | ۶۶,۶۷ | ۱۰۰ | ۱۰۰ | ۶۶,۶۷ |

جدول (۵-۶) اهمیت کلیدهای پست را ارائه می‌دهد. اهمیت مربوط به کلیدها در فصل سوم تعیین شد.

جدول (۵-۶) اهمیت کلیدهای پست فشار قوی توس

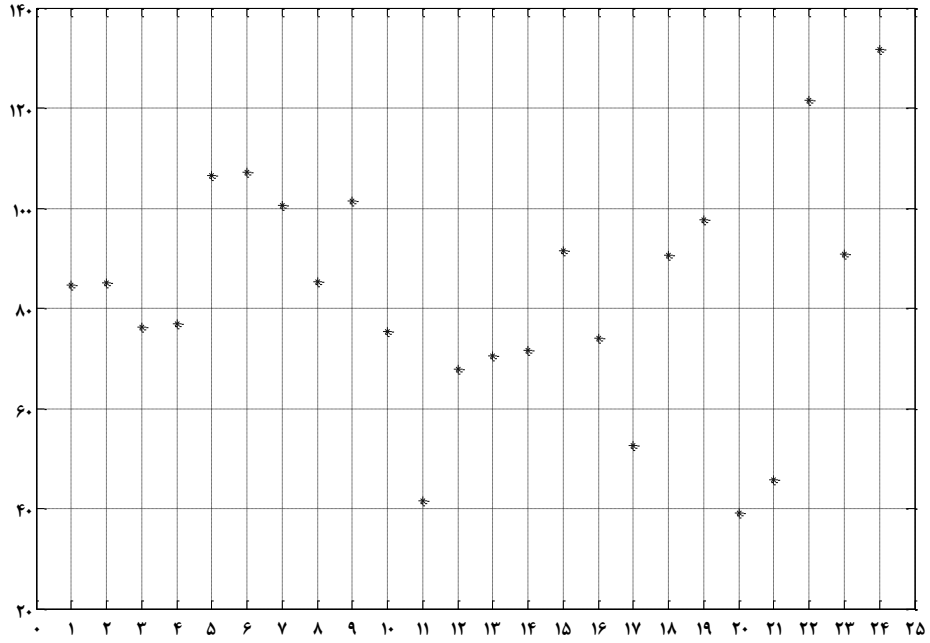
| شماره کلید | ۱ | ۲ | ۳ | ۴ | ۵ | ۶ | ۷ | ۸ | ۹ | ۱۰ | ۱۱ | ۱۲ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| اهمیت | ۳/۳۲۸۲ | ۳/۳۲۸۲ | ۳/۳۵۹۲ | ۳/۳۵۲۷ | ۳/۷۲۴۶ | ۳/۷۰۹۲ | ۳/۳۰۹۵ | ۳/۳۶۱۶ | ۳/۲۸۷۳ | ۳/۲۸۷۳ | ۲/۵۳۲۲ | ۲/۵۳۲۲ |
| درصد اهمیت | ۵۷/۴۱۳ | ۵۷/۴۱۳ | ۵۷/۹۴۸ | ۵۷/۸۳۶ | ۶۴/۲۵۲ | ۶۴/۹۸۶ | ۵۷/۰۹۱ | ۵۷/۹۹ | ۵۶/۷۰۸ | ۵۶/۷۰۸ | ۴۳/۶۸۲ | ۴۳/۶۸۲ |
| شماره کلید | ۱۳ | ۱۴ | ۱۵ | ۱۶ | ۱۷ | ۱۸ | ۱۹ | ۲۰ | ۲۱ | ۲۲ | ۲۳ | ۲۴ |
| اهمیت | ۳/۴۱۸۵ | ۲/۸۲۴ | ۳/۰۱۶۸ | ۳/۱۷۰۴ | ۲/۷۷۱۶ | ۳/۱۰۳۹ | ۳/۰۱۶۸ | ۲/۸۲۴ | ۳/۴۱۸۵ | ۵/۰۶۲۹ | ۴/۳۸۴۸ | ۵/۷۹۶۹ |
| درصد اهمیت | ۵۸/۹۷۱ | ۴۸/۷۱۶ | ۵۲/۰۴۲ | ۵۴/۶۹۱ | ۴۸/۸۱۲ | ۵۳/۵۴۴ | ۵۲/۰۴۲ | ۴۸/۷۱۶ | ۵۸/۹۷۱ | ۸۷/۳۳۸ | ۷۵/۶۴ | ۱۰۰ |

در شـکل (۵-۵) معیار ریسک برای ترانسفورماتورهای پست نشان داده شده است. فرض شده است که زاویه در نظر گرفته شده ۴۵ درجه است. محور افقی شماره ترانسفورماتورها را نشان می‌دهد.




شکل (۵-۵) اولویت تعمیر و نگهداری ترانسفورماتورها با فرض $\alpha = 45^{\circ}$

همان‌طور که شـکل (۵-۵) نشـان می‌دهد ترانسفورماتور شماره ۳ بالاترین اولویت و ترانسفورماتور شماره ۱ پایین‌ترین اولویت را برای تعمیر و نگهداری دارد.

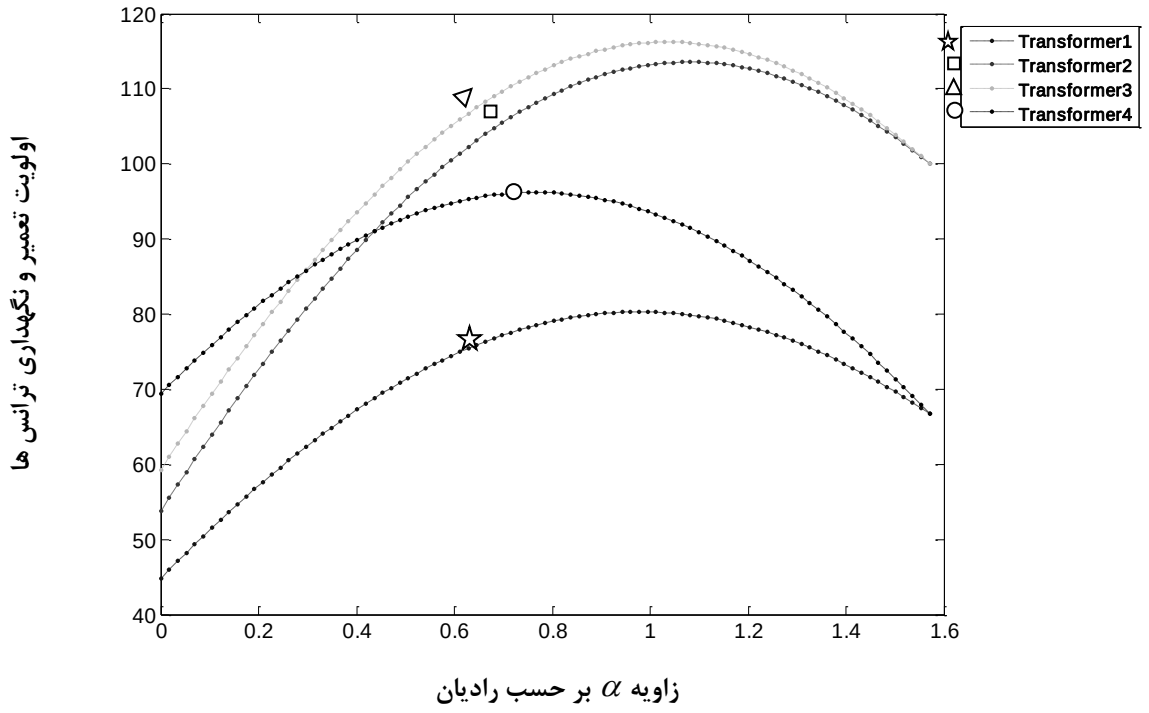



شکل (۵-۶) اولویت کلیدهای پست با فرض $\alpha = 45^{\circ}$

شـکل (۵-۶) هم نشـان می‌دهد که کلید شماره ۲۴ بالاترین اولویت تعمیر و نگهداری را دارد و کلید شماره ۲۰ در پایین‌ترین اولویت قرار دارد.

**۵-۴- تغییرات زاویه محور کمکی با محور افقی و تاثیر آن بر اولویت تجهیزات**

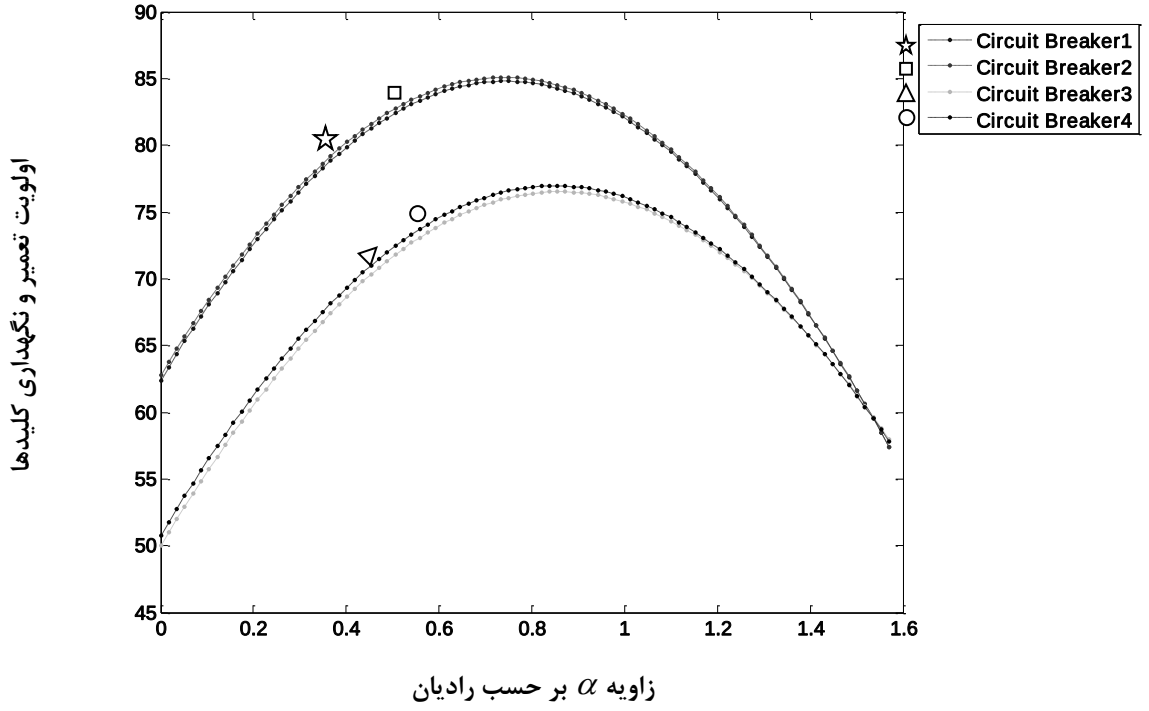
همان‌طور که ذکر شـد زاویه محور کمکی با محور افقی در تعیین اولویت تعمیر و نگهداری مهم است. تغییر این زاویه ممکن اسـت اولویت کلیدها را جابه‌جا کند. در شکل (۵-۷) اولویت هر ترانسفورماتور با تغییر زاویه بین صفر تا ۹۰ درجه نشان داده شده است. برای هر ترانسفورماتور یک شکل جداگانه رسم شده است.




شکل (۵-۷) اولویت تعمیر و نگهداری ترانسفورماتورها با تغییر زاویه $\alpha$

همان‌طور که شکل نشان می‌دهد تا حدود زاویه ۰/۳رادیان ترانسفورماتور شماره ۴ اولویت بالاتری دارد ولی بعد از آن اولویت ترانسفورماتور شماره ۳ از همه بالاتر خواهد بود. با توجه به این‌که در بازه بزرگی از $\alpha$ اولویت ترانسفورماتور شماره ۳ برای تعمیر و نگهداری از بقیه ترانسفورماتورها بیشتر است. این ترانسفورماتور باید زودتر از بقیه تعمیر شود.

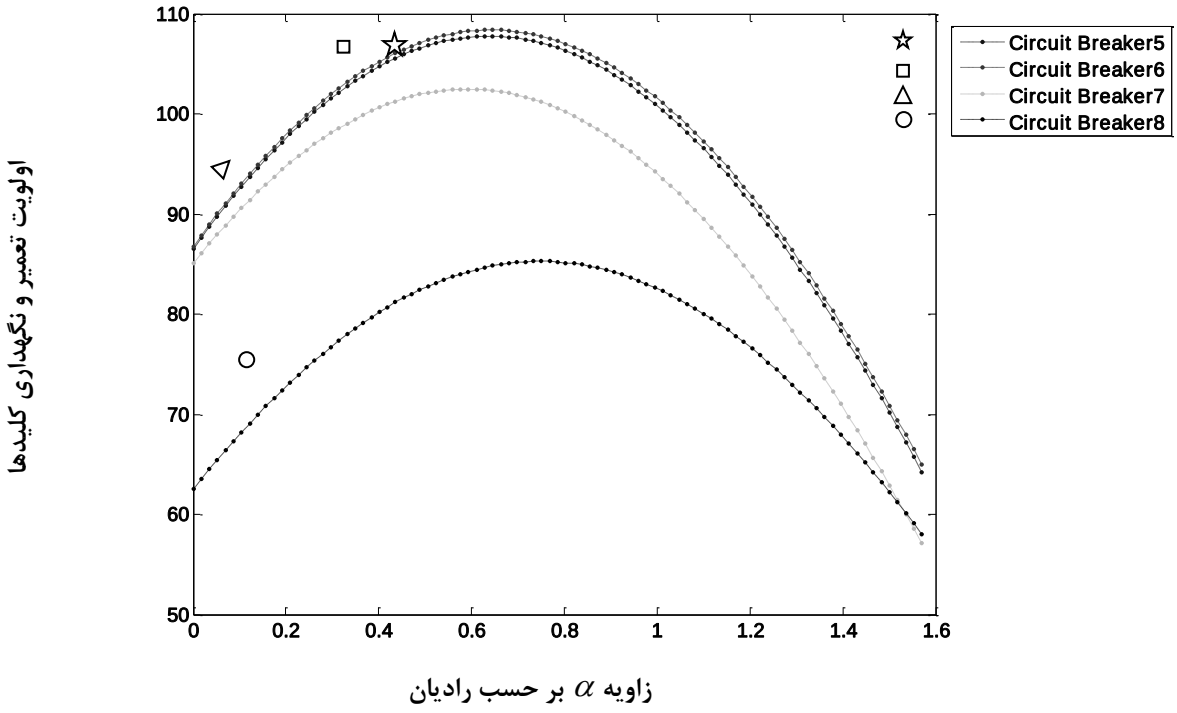
به همین ترتیب می‌توان برای کلیدهای پست فشار قوی هم این تغییر را اعمال کرد. چون تعداد کلیدهای پست زیاد است تغییرات اولویت تعمیر و نگهداری هر چهار کلید در یک شکل نشان داده شده است. اولویت تعمیر و نگهداری کلیدهای ۱ و ۲ و ۳ و ۴ با تغییر زاویه $\alpha$ در شکل (۵-۸) رسم شده است.



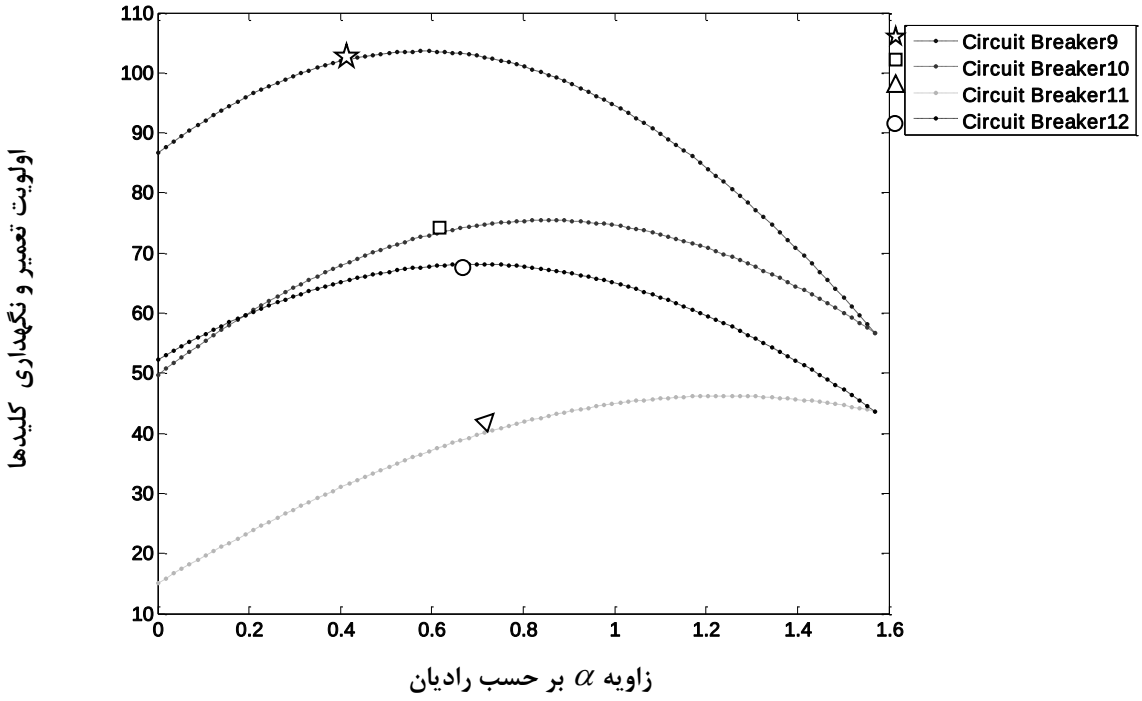

شکل(۵-۸) تغییرات اولویت کلیدهای شماره ۱ و ۲ و ۳ و ۴ با تغییر زاویه $\alpha$

شکل (۵-۸) نشان می‌دهد که با تغییر زاویه $\alpha$ اولویت‌بندی تعمیر و نگهداری این چهار کلید نسبت به هم تغییر نمی‌کند. در این شکل در بازه بزرگی از $\alpha$ یعنی $\alpha = 0.45$ و تا $\alpha = 1.57$ رادیان کلید شماره ۲ اولویت اول و کلید شماره ۱ اولویت دوم و کلید شماره ۴ اولویت سوم و کلید شماره ۴ اولویت چهارم را دارد.

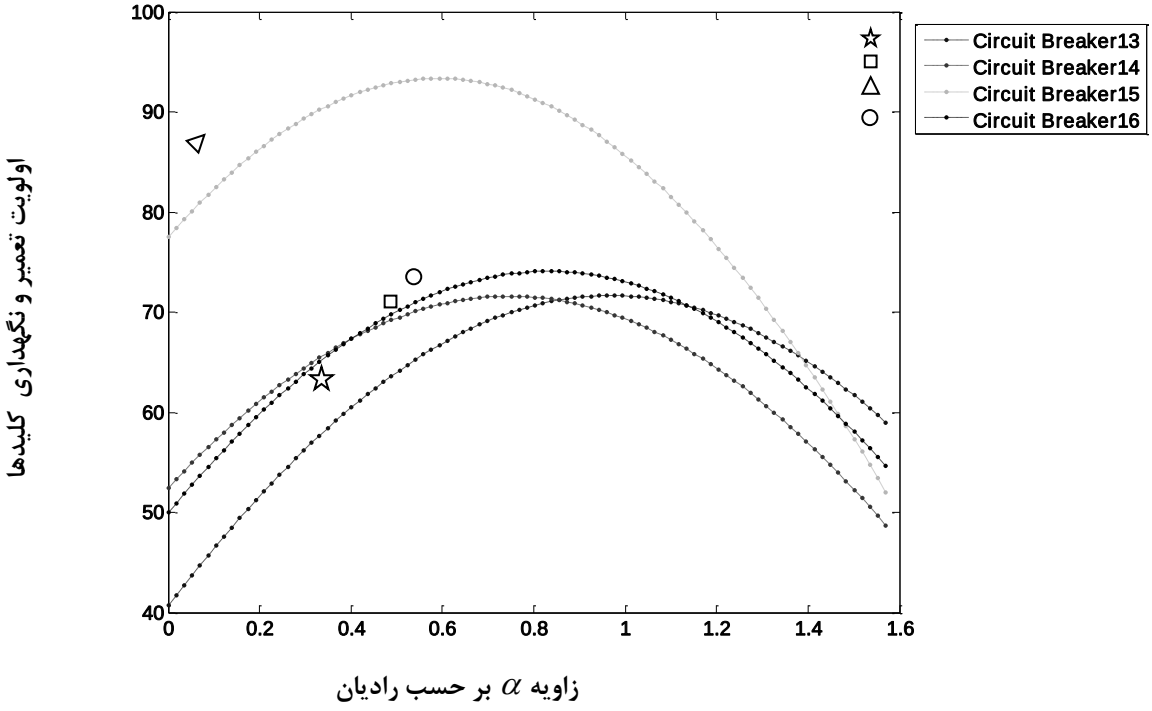
در شکل‌های (۵-۹) الی (۵-۱۳) به ترتیب تغییرات اولویت‌بندی تعمیر و نگهداری کلیدهای شماره ۵ تا ۸ ، الی کلیدهای شماره ۲۱ تا ۲۴ درج شده است. شکل های (۵-۹) ، (۵-۱۰) ، (۵-۱۲) ، (۵-۱۳) نشان می‌دهند که اولویت‌بندی تعمیر و نگهداری کلیدهای این شکل‌ها با تغییر زاویه $\alpha$ نسبت به هم تغییر نمی‌کند. شکل (۵-۱۱) نشان می‌دهد که در بازه $\alpha = 0$ تا $\alpha = 0.85$ تعمیر و نگهداری کلید شماره ۱۴ به کلید شماره ۱۳ اولویت دارد و در بازه $\alpha = 0.85$ تا $\alpha = 1.57$ تعمیر و نگهداری کلید شماره ۱۳ بر کلید شماره ۱۴ اولویت دارد لذا تصمیم‌گیری در مورد اولویت تعمیر و نگهداری این دو کلید مشکل می‌باشد.



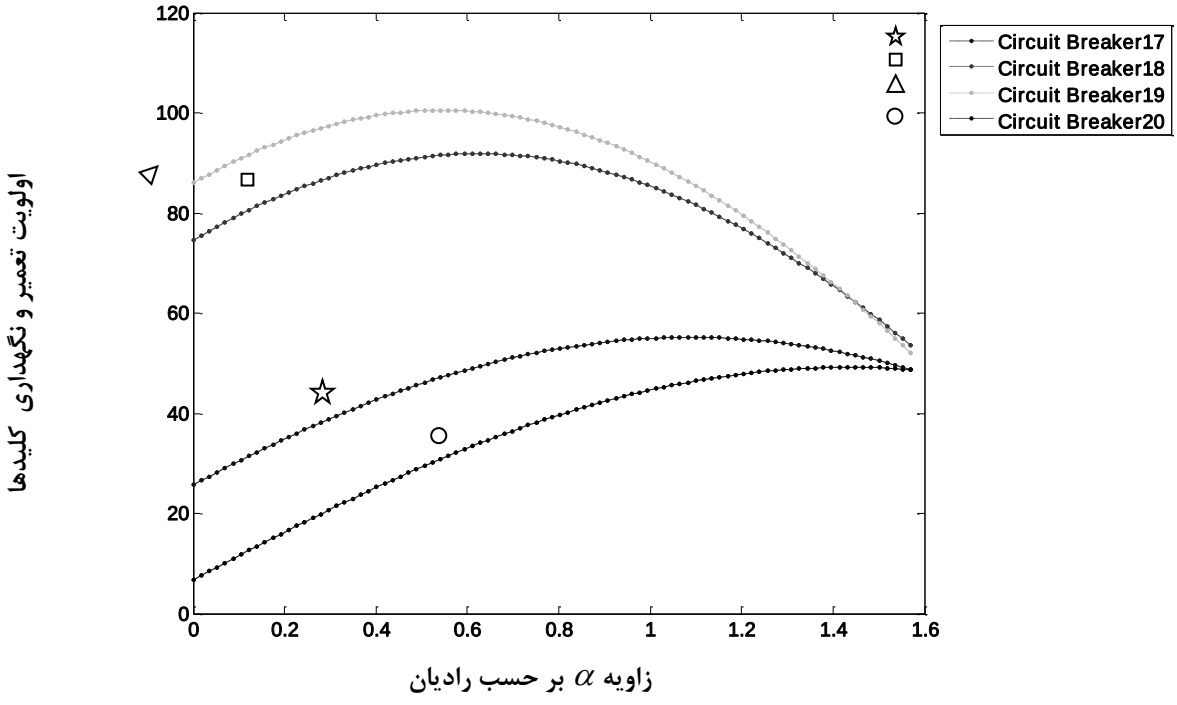

شکل (۵-۹) اولویت تعمیر و نگهداری کلیدهای شماره ۵ و ۶ و ۷ و ۸ با تغییر زاویه $\alpha$



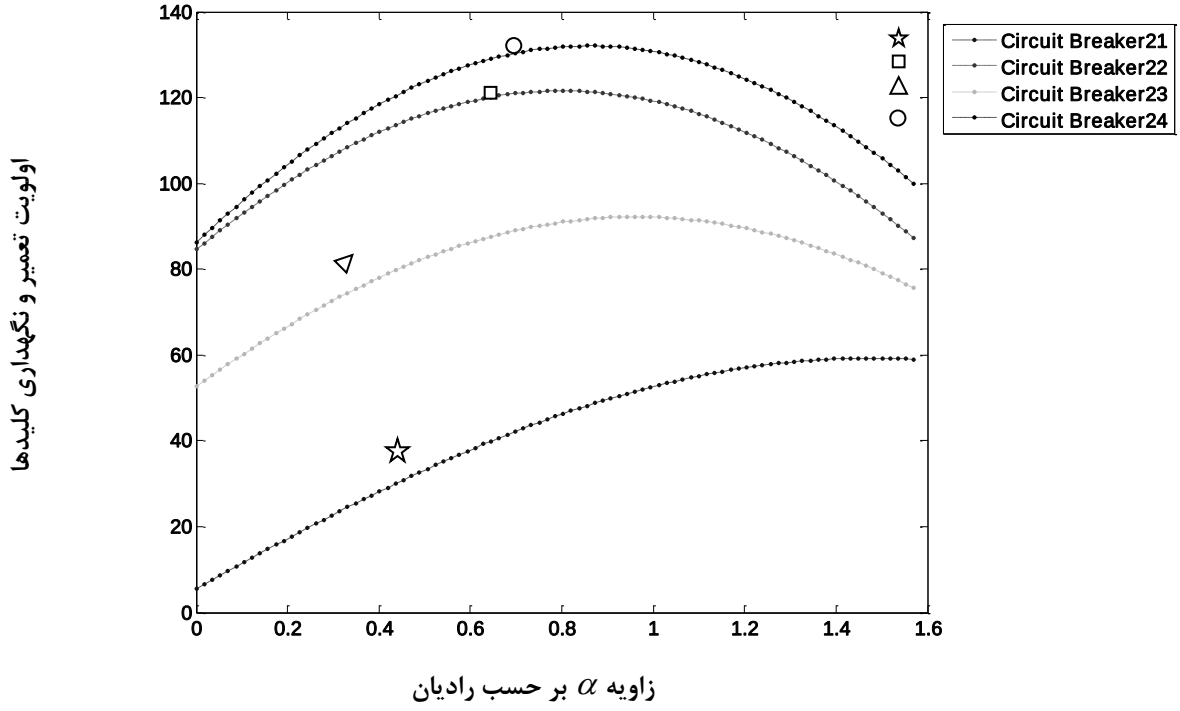

شکل (۵-۱۰) اولویت تعمیر و نگهداری کلیدهای شماره ۹ و ۱۰ و ۱۱ و ۱۲ با تغییر زاویه $\alpha$




شکل (۵-۱۱) اولویت تعمیر و نگهداری کلیدهای شماره ۱۳ و ۱۴ و ۱۵ و ۱۶ با تغییر زاویه $\alpha$




شکل (۵-۱۲) اولویت تعمیر و نگهداری کلیدهای شماره ۱۷ و ۱۸ و ۱۹ و ۲۰ با تغییر زاویه $\alpha$



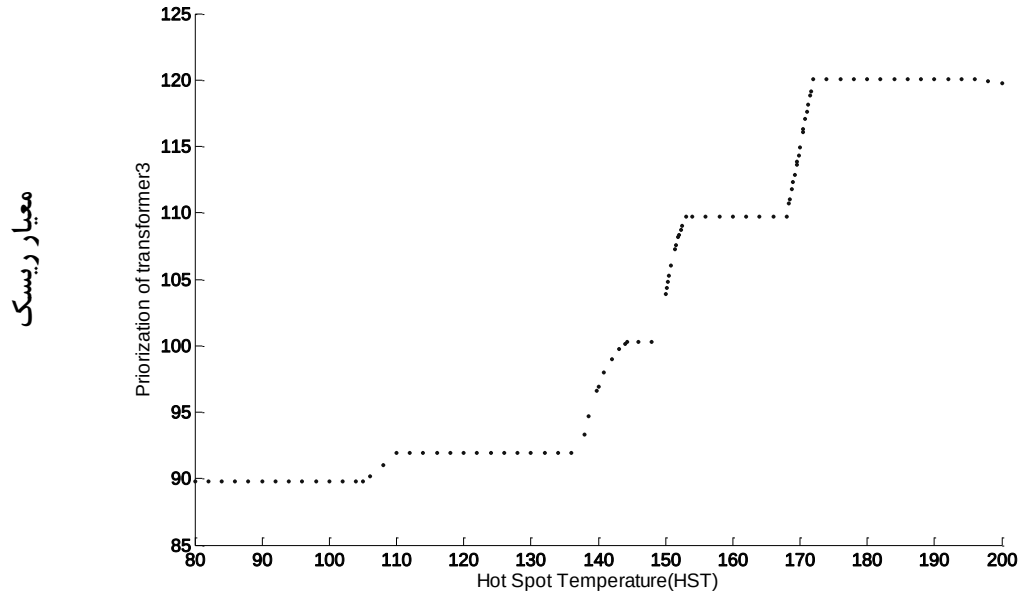

شکل(۵-۱۳) اولویت تعمیر و نگهداری کلیدهای شماره ۲۱ و ۲۲ و ۲۳ و ۲۴ با تغییر زاویه $\alpha$

با توجه به شکل‌های که در قسمت بالا آورده شده است می‌توان گفت که تغییر این زاویه برنامه‌ریزی‌های تعمیر و نگهداری مختلفی را می‌تواند ایجاد کند که در هر برنامه‌ریزی اولویت تعمیر و نگهداری یک تجهیز می‌تواند با برنامه‌ریزی دیگر متفاوت باشد. ولی اگر مقایسه‌ای روی این شکل‌ها انجام شود می‌توان به این نتیجه رسید که در هر زاویه‌ای کلید شماره ۲۴ بالاترین اولویت را دارد.

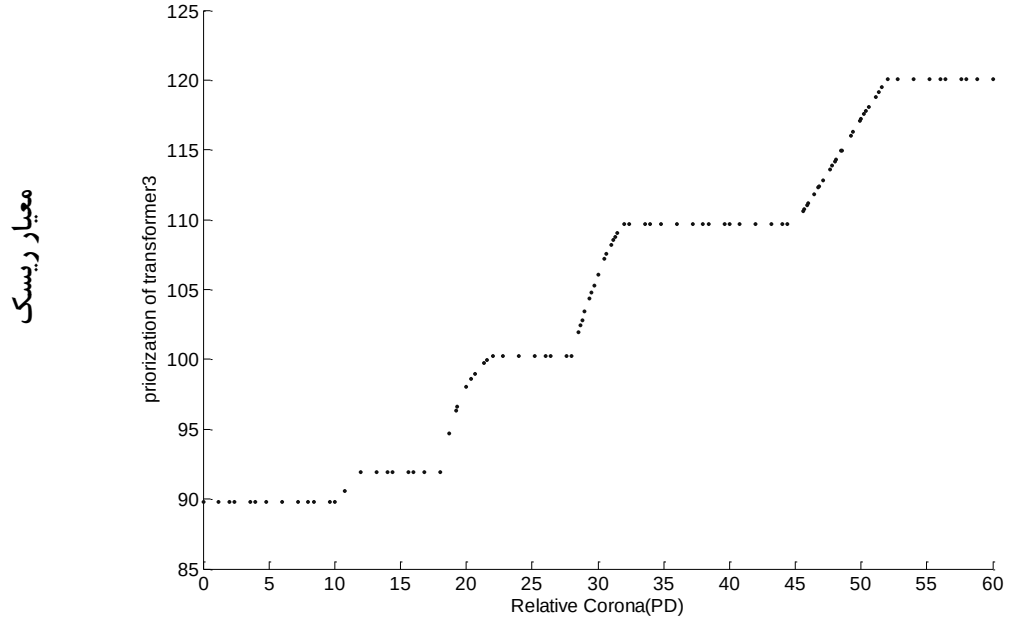
**۵-۵- بررسی اثر تغییرات شرایط تجهیزات بر اولویت تعمیر و نگهداری آن‌ها**

در این قسمت شرایط کاری تجهیزات که برای تعیین شرایط خرابی آن‌ها استفاده شد تغییر داده می‌شود و اثر آن روی اولویت تجهیزات مشاهده می‌شود. البته باید بیان کرد که تغییرات شرایط کاری بر روی شرایط خرابی تجهیزات اثر دارد و اهمیت آن‌ها را تغییر نمی‌دهد. به همین دلیل انتظار می‌رود که شکل‌هایی که از این تغییرات به دست می‌آید با آن چه که از تغییر شرایط تجهیزات و تاثیر آن بر شرایط خرابی آن‌ها به

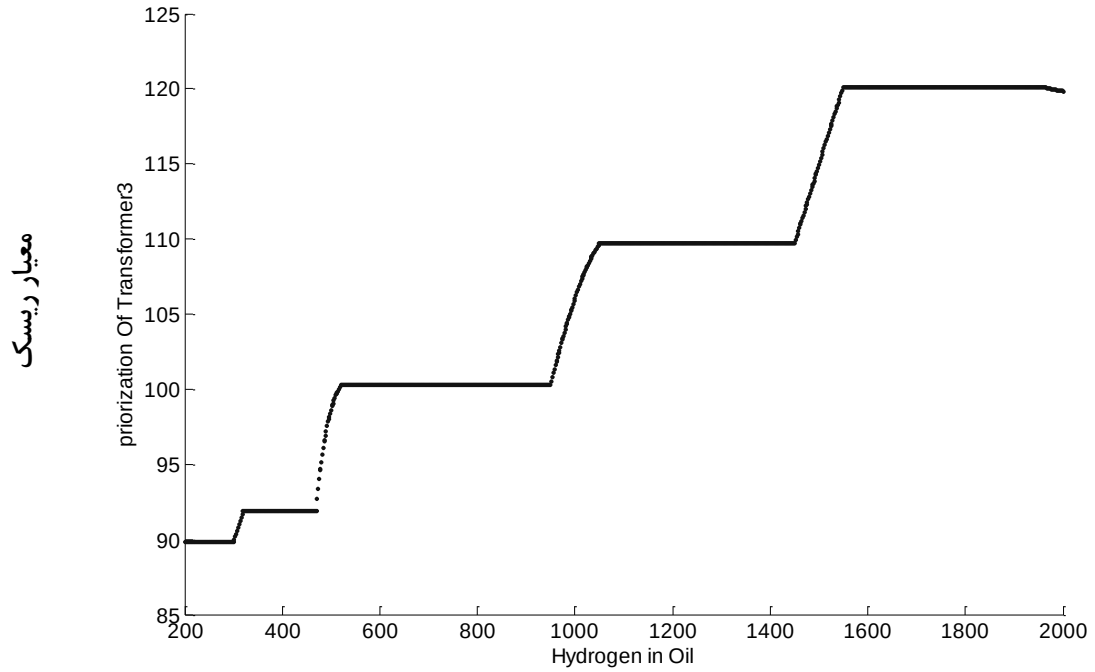
دست می‌آید مطابقت داشته باشد. برای مثال یک ترانسفورماتور و یک کلید را در نظر می‌گیریم. شکل‌های (۵-۱۴) تا (۵-۱۸) اثر تغییرات ورودی‌های ترانسفورماتور شماره ۳ بر مقدار معیار اولویت‌بندی تعمیر و نگهداری نشان می‌دهند.



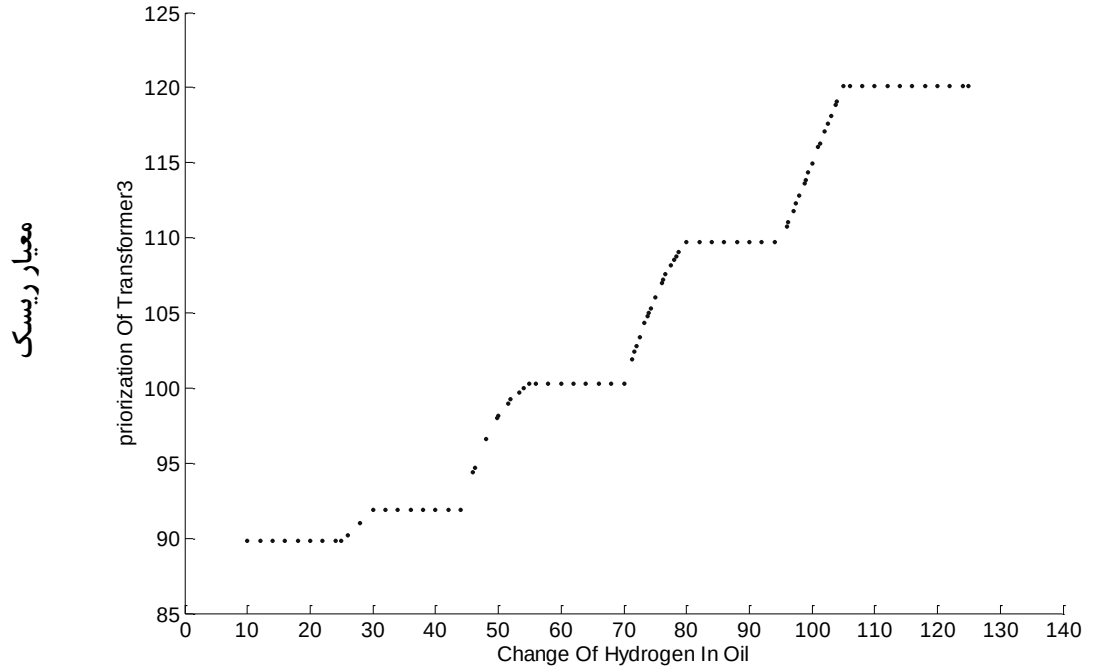

شکل (۵-۱۴) مقدار معیار ریسک برای ترانسفورماتور شماره ۳ با تغییر ورودی درجه حرارت داغ‌ترین نقطه



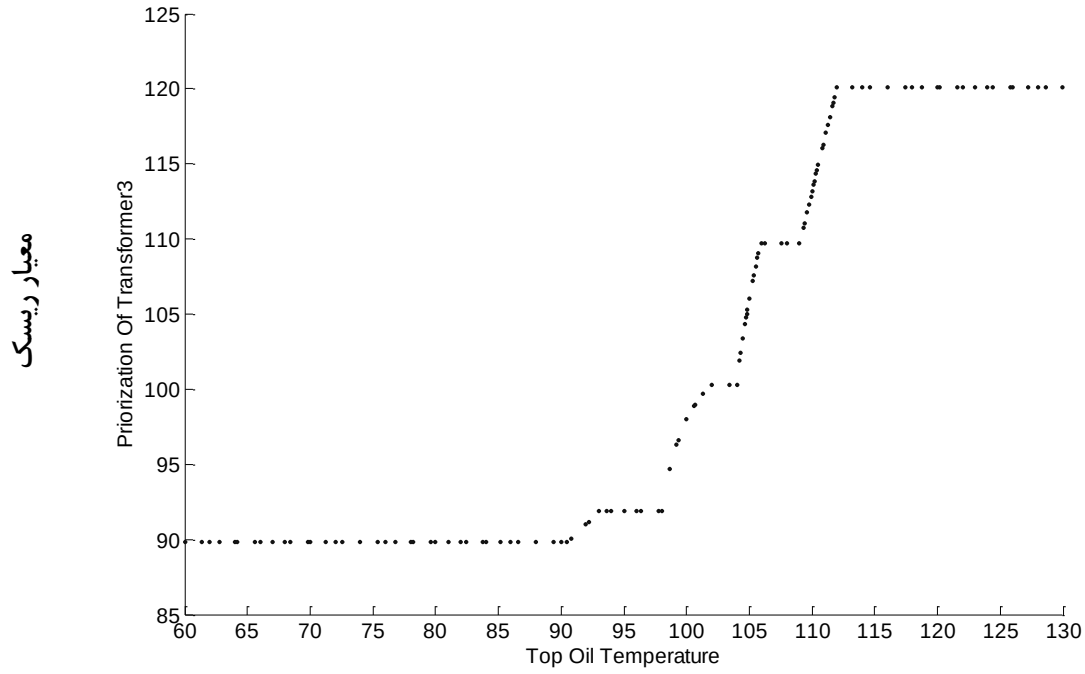

شکل (۵-۱۵) مقدار معیار ریسک ترانسفورماتور شماره ۳ با تغییر ورودی تخلیه جزیی (PD)




شکل (۵-۱۶) مقدار معیار ریسک برای ترانسفورماتور شماره ۳ با تغییر ورودی مقدار هیدرژن روغن ترانسفورماتور



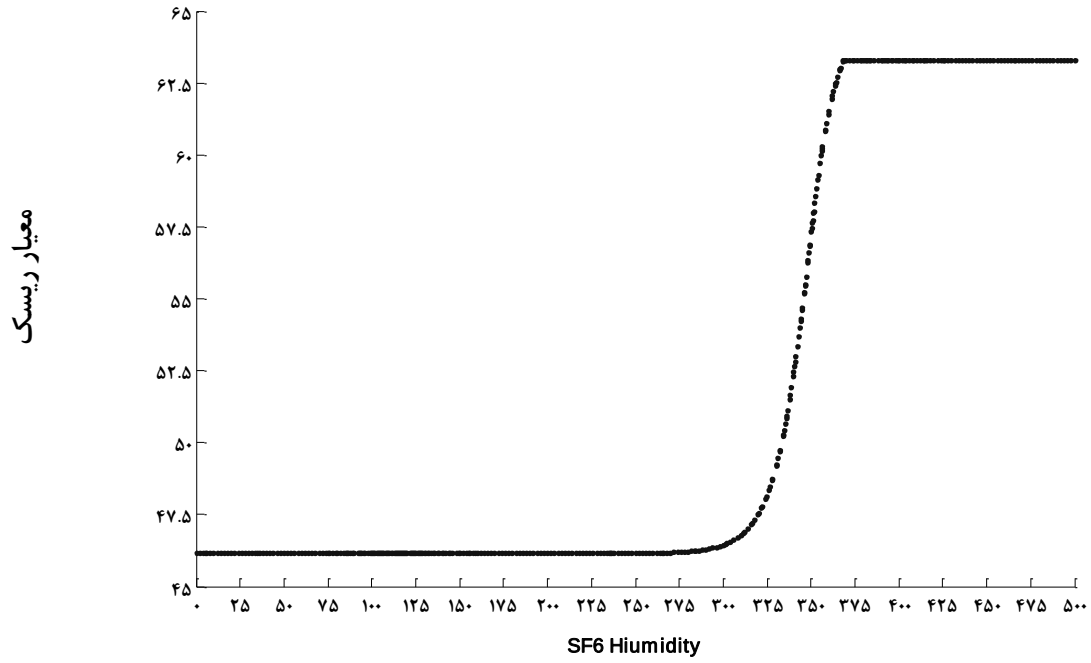

شکل (۵-۱۷) مقدار معیار ریسک ترانسفورماتور شماره ۳ با تغییر ورودی تغییر هیدروژن روغن ترانس (درصد)



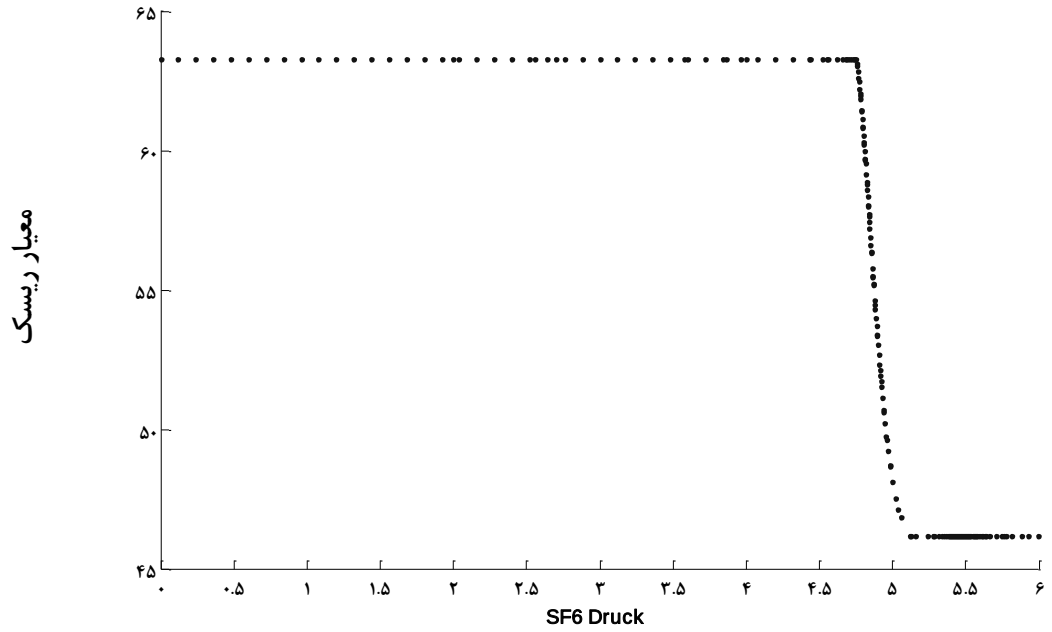

شکل (۵-۱۸) مقدار معیار ریسک ترانسفورماتور شماره ۳ با تغییر ورودی درجه حرارت بالای روغن ترانسفورماتور

با توجه به شـــکل‌های (۵-۱۴) تا (۵-۱۸) می‌توان به این نتیجه رســـید که تغییرات موجود در این شـــکل‌ها مشابه تغییرات شرایط خرابی است.

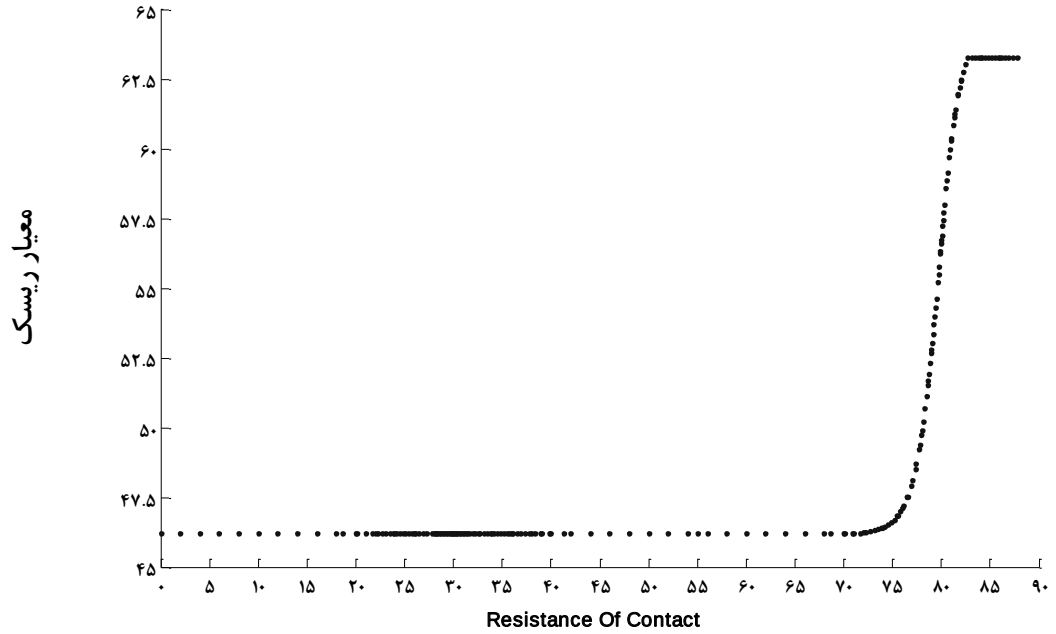
برای شـــرایط ورودی کلید هم می‌توان این نمودارها را به دســـت آورد. برای نمونه کلید شماره ۱۷ را انتخاب می‌کنیم. شکل‌های (۵-۱۹) تا (۵-۲۲) این تغییرات را نشان می‌دهند.



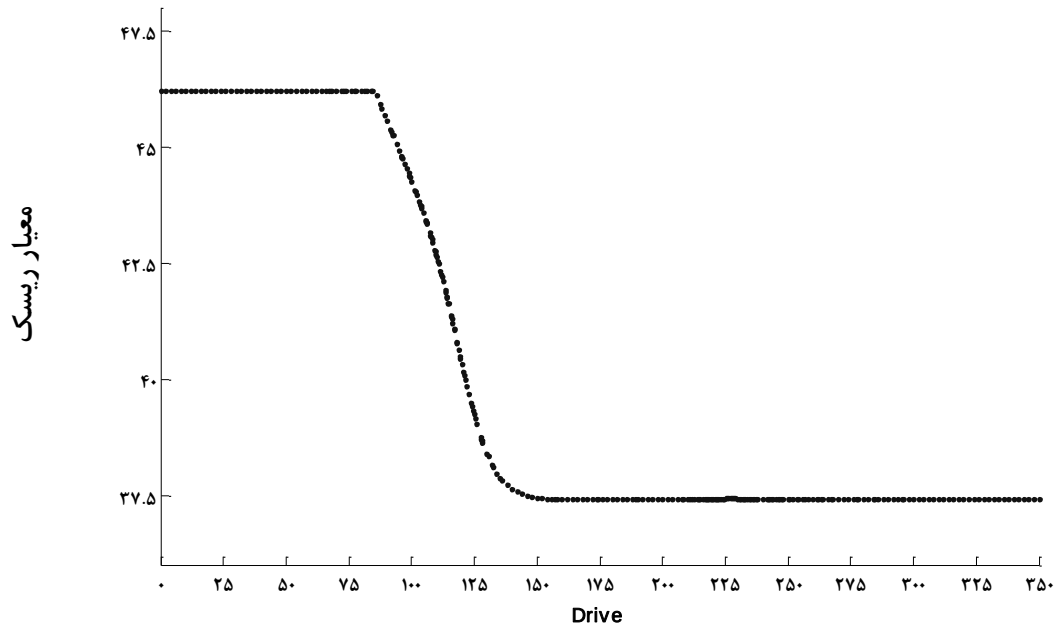

شکل (۵-۱۹) مقدار معیار ریسک کلید شماره ۱۷ با تغییر ورودی رطوبت عایق کلید (ppm)




شکل (۵-۲۰) مقدار معیار ریسک کلید شماره ۱۷ با تغییر ورودی فشار عایق کلید (bar)




شکل (۵-۲۱) مقدار معیار ریسک کلید شماره ۱۷ با تغییر ورودی مقاومت کنتاکت کلید ( $\mu\Omega$ )



شکل (۵-۲۲) مقدار معیار ریسک کلید شماره ۱۷ با تغییر ورودی درایو کلید (bar)

با توجه به شـکل‌های (۵-۱۹) تا (۵-۲۲) می‌توان به این نتیجه رسـید که تغییرات موجود در این شکل‌ها با تغییرات شرایط خرابی کلید مشابه است.

معیاری که برای اولویت‌بندی تجهیزات برای تعمیر و نگهداری در این رسـاله در نظر گرفته شـده اسـت به صورت ترکیب خطی از دو عامل اهمیت تجهیزات و درصد شرایط خرابی آن‌ها می‌باشد. از شکل‌های فوق می‌توان به این نتیجه رسـید که تغییرات شرایط کاری تجهیزات شرایط خرابی آن‌ها را تغییر می‌دهد و چون بین اولویـت تجهیزات و عـامل شـرایط خرابی تجهیزات یک رابطه خطی وجود دارد، می‌توان گفت که این تغییرات مشابه تغییرات شرایط خرابی تجهزات است.

# فصل ششم

# نتیجه گیری و پیشنهادات

### ۶-۱- نتیجه گیری

شرایط خرابی تجهیزات یک سیستم و اهمیت هر یک از آن‌ها تعیین‌کننده برنامه تعمیر و نگهداری تجهیزات می‌باشند. در این رساله ابتدا به تعیین اهمیت کلیدهای قدرت پست ۲۳۰ کیلو ولت توس پرداخته شده است. قابلیت اطمینان سیستم به عنوان معیاری برای تعیین اهمیت تجهیزات سیستم استفاده شده است. قابلیت اطمینان سیستم مبین آن است که با چه احتمالی یک تجهیز می‌تواند پس از یک زمان مشخص به کار خود ادامه دهد. منظور از اهمیت یک تجهیز میزان تاثیری است که خرابی این تجهیز بر قابلیت اطمینان سیستم می‌گذارد. اندازه یک تجهیز و محل نصب آن در شبکه از عوامل تاثیرگذار بر قابلیت اطمینان سیستم می‌باشد. شاخص‌های زیادی برای اندازه‌گیری قابلیت اطمینان سیستم تعریف شده است. در این رساله شاخص هزینه مورد انتظار عدم تامین بار برای اندازه‌گیری قابلیت اطمینان سیستم استفاده گردیده است. برای تعیین اهمیت کلیدها ابتدا حالت‌های مختلف برای خروج ژنراتورها و ترانسفورماتورها در نظر گرفته شده است. در هر حالت، بار تامین نشده مورد انتظار ناشی از قطع کلیدها محاسبه می‌شود. سپس هزینه مورد انتظار بار تامین نشده محاسبه و اهمیت کلیدها بر اساس آن تعیین می‌شود. تحلیل سیستم روش ارائه شده را تایید می‌کند.

برای برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری تجهیزات یک سیستم دو عامل اهمیت تجهیزات و شرایط خرابی آن‌ها باید در نظر گرفته شود. در این رساله به تعیین شرایط خرابی تجهیزات نیز پرداخته شده است.

برای این منظور برای هر یک از تجهیزات سیستم چندین ورودی در نظر گرفته شده است. برای تعیین مقدار این ورودی‌ها از آزمایش‌هایی که برای تجهیزات انجام می‌شود، استفاده شده است. آزمایش‌های استفاده شده قابل انجام در زمان در حال کار بودن تجهیزات می‌باشند. چون این ورودی‌ها به صورت عدد خاصی قابل نمایش نیستند از منطق فازی برای تعیین شرایط خرابی استفاده شده است. برخلاف

سیستم‌های کلاسیکی، سیستم‌های منطق فازی از استدلال‌های تقریبی استفاده می‌کنند. خروجی‌ها و ورودی‌های این سیستم به صورت عددهای غیر مبهم می‌باشد اما تصمیماتی که در این سیستم گرفته می‌شود بر اساس قوانین فازی می‌باشد که صفات مبهم را دربردارند. الگوریتم منطق فازی کم‌تر به دقت اطلاعات وابسته است و بر اساس اطلاعات مبهم کار می‌کند. نتایج حاصل از این سیستم دقیق می‌باشد. نتایج نشان می‌دهد که با تغییر هر یک از این ورودی‌ها شرایط خرابی تجهیزات نیز تغییر پیدا خواهد کرد و با توجه به این تغییرات می‌توان اهمیت هر یک از این ورودی‌ها را تعیین نمود.

با در اختیار داشتن اهمیت و شرایط خرابی تجهیزات می‌توان برنامه‌ریزی تعمیر و نگهداری را انجام داد. از ترکیب این عوامل باید معیاری را به دست آورد و بر اساس آن برای تعمیر و نگهداری تجهیزات تصمیم گرفت. اگر اهمیتی که برای هر یک از این دو عامل نسبت به هم در نظر گرفته می‌شود متفاوت باشد آن‌گاه برنامه‌ریزی های تعمیر و نگهداری مختلفی ایجاد می‌شود. در این رساله از ترکیب خطی این عوامل استفاده شده است. نتایج نشان می‌دهد که شرایط کاری هر تجهیز بر اولویت تعمیر و نگهداری آن موثر است و اگر این شرایط تغییر کند اولویت تجهیز در تعمیر و نگهداری نیز تغییر خواهد کرد.

**۶-۲- پیشنهادات**

- تابع هدف استفاده شده در این پایان‌نامه از نوع قابلیت اطمینان بوده ولی می توان تابع هدف هزینه را نیز به آن افزود و یک تابع هدف چند منظوره را بکار برد که هم هزینه را کاهش دهد و هم قابلیت اطمینان سیستم را بالا ببرد.
- برای تعیین اهمیت تجهیزات می‌توان از شاخص‌های دیگر قابلیت اطمینان استفاده نمود.
- در تعیین اهمیت تجهیزات می‌توان ترکیب‌هایی با تعداد بیشتری از تجهیزات را در نظر گرفت و اثر آن را بر هزینه مورد انتظار بار تامین نشده مورد بررسی قرار داد.
- در تعیین شرایط خرابی تجهیزات به جای استفاده از منطق فازی می‌توان از روش دیگری مانند شبکه‌های عصبی استفاده کرد.
- برای ترکیب دو عامل اهمیت تجهیزات و شرایط خرابی می‌توان از روش‌های غیر خطی استفاده نمود.

# مراجع

[1]. Patrick Hilber, “Component reliability importance indices for maintenance optimization of electrical networks”, Licentiate thesis Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden 2005.

[2]. IEEE/PES Task Force, “The Present Status of Maintenance Strategies and the Impact of Maintenance on Reliability”, IEEE Trans. Power Systems, 16, 4, PP.638-646, November 2001.

[3]. Anders, G.J. and Endrenyi , J., “Using Life Curves in the Management of Equipment Maintenance”, Proceeding of the 7th PMAPS Conference, Naples, 2002.

[4]. Hilber, P. “State of the art, maintenance optimization of electrical networks, with respect to reliability and costs”, in Swedish, KTH 2003, A-ETS/EEK-0302.

[5]. Dekker, R. (1996). Applications of maintenance optimization models: a review and analysis. Trans. Reliability Engineering and Safety, vol 51.

[6]. George Anders, Lina Bertling, Gerard Cliteur, John Endrenyi, Andrew Jardine, Wenyuan Li, “Tutorial book on Asset Management - Maintenance and Replacement Strategies at the IEEE PES GM 2007”, Edited by Lina Bertling.

[7]. Svenska Elverksföreningen. (1996). “Condition based maintenance”, in Swedish, Svenska Elverksföreningen, ISBN: 91-7622-123-7.

[8]. Rausand, M. (1998). ”Reliability centered maintenance”, Trans.Reliability Engineering and Safety, vol 60.

[9]. Gillander, L. (1991). ”Approaches to maintenance”(Underhållsfilosofier), in Swedish, Vattenfall, UE 1991/2, ISSN: 1100-5130.

[10]. Cigré, (2000). “Life Management of Circuit Breakers”. Cigré Working Group 13.08, report 165.

[11]. Hilber, P. and Lindquist, T. (2003) “The maintenance process”, in Swedish.2003, A-ETS/EEK-0301 KTH, Stockholm

[12]. Johansson, K.E. (1997). ”Reliability and maintenance” 2nd edition, in Swedish, Studentlitteratur, Lund.

[13]. E. Savchenko and V. Sokolov “Effectiveness of Life Management Procedures on Large Power Transformers”, CIGRE SC12 Colloquium, 1997, Sydney.

[14]. V.V. Sokolov,"Consideration on Power Transformer Condition Based Maintenance", EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VIII February 20-23, 2000, New Orleans, LA.

[15]. CIGRE WG 12.18,"Life Management of Transformers Activity Overview", CIGRE SC12 Colloquium, 1997, Sydney.

[16]. V Sokolov, V.Renev, E. Dudkin, A.Mostovschikov "Experience with Life Management of 750 kV GSU Transformers at the 1000 MW Units of Zaporozhskaya Nuclear Power Plant", Proceedings of the 66 th Annual International conference of Doble Clients,1998, Sec.8-11.

[17]. J.D. Fyvie "Design Review to Determine the Short Circuit Capability of Power Transformers", Proceedings of the CIGRE SC12 Colloquium, 1999, Budapest.

[18]. M. K. Pradhan T. S. Ramu, Criteria for estimation of end of life of power and station transformers in service, 2004 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena.

[19]. Hydroelectric Research and Technical Service Group, "Maintenance of Power Circuit Breakers", Facilities Instructions, Standards and Techniques Volume 3-16, Internet Version of This Manual Created December 1999.

[20]. Wang, W., Loman, J. and Vassiliou, P. (2004). Reliability importance of components in a complex System. Proc. Reliability and Maintainability Symposium 2004, Los Angeles.

[21]. Jozsef Osztermayer, Zustandsabhängiges, risikobasiertes Asset-Management in der Energieversorgung, doctorial thesis, university of Stuttgart, 2007.

[22]. Billinton, R. and Allan R. N., 1996. Reliability evaluation of power systems.2nd ed. Plenum Press, New York

[۲۳].ساريخاني، علي، شبيه سازي تخليه جزئي در ترانسفور ماتور قدرت به منظور مكانيابي و تشخيص چگونگي انتشار آن، پايان نامه كارشناسی ارشد، دانشگاه صنعتی شاهرود، سال ۱۳۸۶ .

[24]. IEC60599, Mineral oil-impregnated electrical equipment in service Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis, Ed. 2.1, 1999.

[25]. P.T.M. Vaessen, E. Hanique, N.V. KEMA, Arnhem, SMIT bv, Nymegen, “A New Frequency Response Analysis Method for Power Transformers”, Transactions on Power Delivery, Vol. 7 No.1, January 1992.

[26]. Ed G. teNyenhuis, Ramsis S. Girgis, Günther F. Mechler, and Gang Zhou, “Calculation of Core Hot-Spot Temperature in Power and Distribution Transformers”, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 17, NO. 4, October 2002.

[27]. Michel Daval, “Dissolved Gas Analysis and the Duval Triangle”,

[28]. www.http//Doble Engineering.com

[29]. M. K. Pradhan and T. S. Ramu, “Estimation of the Hottest Spot Temperature (HST) in Power Transformers Considering Thermal Inhomogeniety of the Windings”, IEEE Transaction on Power Delivery, VOL. 19, NO. 4, OCTOBER 2004.

[30]. Poyser, T.D., D.A. Yannucci, J.B. Templeton, and B.N.Lenderking "On-Line Monitoring of Power Transformers," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No.1, pp. 207-211, January 1985.

[31]. Wang 1sgiqing Chang Fa,“Tile Characteristics of Insulation Resistance of Transformers", IEEE , 1988, Electric Power Research Institutor Beijing, China.

[32]. http://www.powercom-corp.com/transformers.htm.

[33]. Bertling L.: ”Reliability Centred Maintenance for Electric Power Distribution Systems”, Doctoral Thesis KTH, Department of Electric Power Engineering, KTH, Stockholm, ISBN 91-7283-345-9.

[34]. M. Kumbhat, H. H. Ammar, M. A. Choudhry, THE APPLICATION OF FUZZY LOGIC TO THE DESIGN OF ON-LINE MONITORING SYSTEMS, IEEE, 1992.

[35]. P.Roman, “Maintaining electrical Equipment for Peak Performance”, IEEC Conference, Sept, 1997.

[36]. Kind. D, Feser. K, “High Voltage Test Techniques” 2nd Edn. Vieweg/SBA, Publications, 1999.

[37]. C. J. Kim and M. H. Yoo, “Distribution Failure Prediction and Diagnosis Technology”, Proc. Korea Inst. Elect. Engineers, Vol 45, no 5, May 1995.

[38]. T. H. Crowly,”Automated Diagnosis of Large Power Transformers Using Adaptive Model Based Monitoring IEEE’s Technical Report TR 90-003, June, 1990

[39]. Michel. Duval, “A Review of Fault Detectable By Gas-in-Oil Analysis in Transformers”, IEEE Electrical in Solution Magazine May/June 2002, Vol 18, No 3.

[40]. Sumiko. Sakaguchi and Mitsutoshi Oyama, “Application of Maxwell Solvers to Pd Propagation-Part 3: PD Propagation in GIS”.

[41]. D. A Schenbrenner, H. G. Kranz, “Diagnosis Potential of Different Partial Dischrage Feature of Divers Pd Defect in N2/SF6 Mixture”, Proceeding of the 7th International Conference on Properties and Application of Dielectric Material, June 1-5, Nagoya, 2003.

[42]. Thomas M. Bilodeau, Gerald J, “The Design of a Novel High Speed Partial Discharge Diagnosis System”.

[43]. “IEEE Trial Use Guide for the Detection of Acoustic Emission from Partial Discharges in Oil Immersed Power Transformer”, IEEE STD C.57.127-2000.

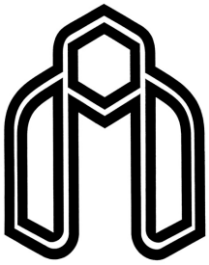
[44]. Qingguo. Chen, Xixiu Gong, “The UHF Method for Measurement of Partial Discharge in Oil Immersed Insulation”, Proceeding of the 7th International Conference on Properties and Application of Dielectric Material, June 1-5, Nagoya, 2003.

[45].Junfeng. Gui, Whensheng. Gao, “Locating Partial Discharge in Power Transformer By Electrical Method”, Proceeding of the 7th International Conference on Properties and Application of Dielectric Material, June 1-5, Nagoya, 2003.

## Abstract

Maintenance scheduling affect on life time of equipments and consequently profit of investment. Degradation degree of equipments is usually used as a criterion for maintenance scheduling. For optimal maintenance scheduling in addition the degradation degree of equipments importance degree of them must be considered. Importance degree of an equipment is defined as decrease in system reliability due to outage of the equipment. In this thesis both degradation degree and importance degree of equipments are considered in maintenance scheduling of 230 KV Toos power

station equipments. To this end, first the importance degree of circuit breakers of 230 KV Toos power station is determined. Load reduction cost is used as a criterion for determining the importance degree of facilities. Then degradation degrees of the equipments are determined using fuzzy logic. Online tests are used to determine degradation degrees of the equipments. Next sensitivity of degradation degree of equipments to the online tests is studied. After that, importance and degradation degrees are combined to obtain a criterion for determining maintenance priority of the equipments. In this thesis linear combination of importance and degradation degrees are used. Sensitivity of maintenance priority of equipments to online tests is studied. Results obtained from the proposed method are confirmed by results obtained from system analysis.



Shahrood University of Technology

Faculty of Electrical and Robotic Eng.

**Dissertation Submitted for the Award of the Degree of M.Sc in Power Engineering**

# Maintenance Scheduling for Toos High Voltage Station Equipments Considering System Reliability

Advisor:

Dr. M. Oloomi Bayegi

By:

R. Azizi

October 2008