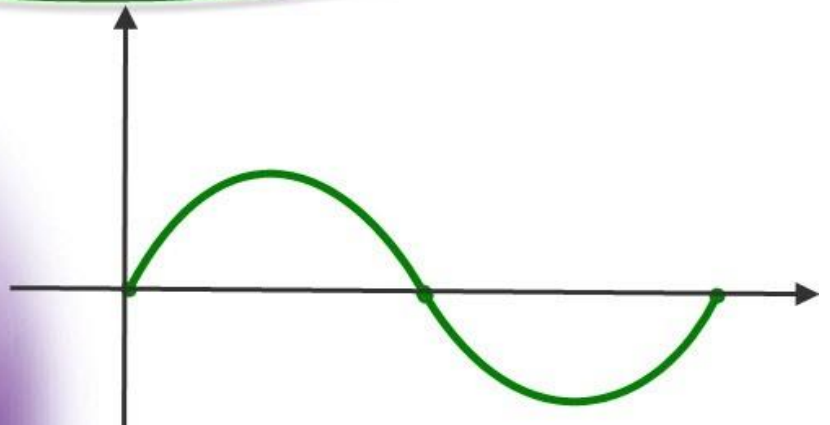


برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

موضوع پروژه:

محافظت سیستم‌های قدرت شامل منابع تولید پراکنده



برای خرید فایل word این پروژه [اینجا کلیک کنید](#).

(شماره پروژه = ۴۹۱)

پشتیبانی: ۰۹۳۵۵۴۰۵۹۸۶

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فهرست

صفحه	عنوان
۱	چکیده
۳	فصل اول: مقدمه
۶	فصل دوم: شرحی بر DG و انواع آن
۶	۱-۲- مزایای تولید پراکنده
۷	۲-۲- انواع منابع DG از نظر تولید
۷	۱-۲-۲- توربین‌های احتراقی صنعتی
۸	۲-۲-۲- پیل‌های سوختی
۹	۳-۲-۲- سیستم‌های فتوولتائیک
۹	۴-۲-۲- سیستم‌های توربین بادی
۱۰	۳-۲-۲- علل توسعه DG
۱۱	۴-۲- نحوه اتصال منابع تولید پراکنده
۱۱	۱-۴-۲- مستقل از شبکه سراسری برق
۱۱	۲-۴-۲- متصل به شبکه سراسری برق
۱۲	فصل سوم: تأثیر DG بر هماهنگی حفاظت شبکه و راه‌کارهای حفاظتی
۱۳	۱-۳- آشنایی با وسایل حفاظتی
۱۳	۱-۱-۳- فیوز
۱۴	• انتخاب جریان نامی
۱۴	• انتخاب ولتاژ نامی
۱۵	• انتخاب ظرفیت اتصال کوتاه
۱۵	۲-۱-۳- ریکلوزر (کلید باز بست اتوماتیک)

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

- معیار انتخاب ریکلوزر..... ۱۷
- انتخاب رله‌های اضافه جریان..... ۱۸
- انتخاب رله‌های اضافه جریان ۱۹
- ۲-۳ هماهنگی بین فیوزها..... ۲۰
- ۳-۳ تولید پراکنده و هماهنگی بازبست اتوماتیک..... ۲۳
- ۳-۳-۱ اهمیت بازبست اتوماتیک..... ۲۴
- ۳-۳-۲ تأثیر DG بر بازبست اتوماتیک..... ۲۴
- چالش‌های مربوط به حفاظت که DG مسبب آن است..... ۲۴
- ممانعت از بازبست اتوماتیک..... ۲۵
- بازبست خارج از فاز و نتایج احتمالی آن..... ۲۵
- ۳-۳-۳ حفاظت مورد نیاز برای به دست آوردن بازبست اتوماتیک ایمن و ممانعت از بازبست خارج از فاز..... ۲۶
- افزایش زمان شروع بازشدن اتوماتیک..... ۲۷
- سنس ولتاژ یا کنترل همزمانی رله‌ها برای بریکر..... ۲۷
- حفاظت ضد جزیره‌ای شدن..... ۲۸
- ۳-۳-۴ جمع‌بندی بر موضوع هماهنگی بازبست و تأثیر تولید پراکنده..... ۲۸
- ۳-۴-۲ هماهنگی بین فیوزها با ریکلوزر:..... ۲۸
- ۳-۴-۱ تحلیل عملکرد هماهنگی بین فیوز و ریکلوزر..... ۳۰
- ۳-۴-۲ هماهنگی فیوز- ریکلوزر و حضور DG بطور مختصر..... ۳۰
- ۳-۴-۳ جمع‌بندی بر موضوع هماهنگی بازبست و تولید پراکنده..... ۳۱
- ۳-۵-۳ تأثیر هماهنگی حفاظت بر انتخاب اندازه‌های چند منبع تولید پراکنده..... ۳۲
- ۳-۵-۱ بازنگری هماهنگی حفاظت..... ۳۲

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

- مشخصات و سائل حفاظت ۳۲
- طرح هماهنگی حفاظت ۳۴
- ۳-۵-۲- مشکلات همکاری DG ۳۵
- ۳-۵-۳- تعیین کردن مرز جریان خطا ۳۷
- فیوزسوزی ۳۸
- حدود عملکرد دستگاه‌های حفاظتی ۴۱
- ب
- ۳-۵-۴- تعمیم دادن معادلات اندازه مرزی چندین منبع DG ۴۲
- ۳-۵-۵- جمع بندی بر موضوع تعیین اندازه منابع DG ۴۵
- ۳-۶- هماهنگی رله - رله ۴۵
- ۳-۷- جمع بندی بر هماهنگی حفاظت سه گانه ۴۹
- فصل چهارم: جزیره‌ای شدن و حفاظت ضد جزیره‌ای شدن ۵۱
- سیستم‌های حفاظتی ۵۴
- ۴-۱- تشخیص جزیره‌ای شدن ۵۴
- ۴-۱-۱- چرا تشخیص عملکرد جزیره‌ای؟ ۵۵
- ۴-۱-۲- ملزوماتی بر تشخیص عملکرد جزیره‌ای ۵۶
- ۴-۱-۳- فاکتورهای انتخاب روش تشخیص عملکرد جزیره‌ای ۵۶
- ۴-۲- بررسی انواع طرح‌های ضد عملکرد جزیره‌ای ۵۸
- ۴-۲-۱- تکنیک ضد عملکرد جزیره‌ای مبتنی بر ارتباط ۵۹
- طرح انتقال تریپ ۵۹
- طرح خطوط قدرت سیگنال دار ۶۱
- ۴-۲-۲- طرح‌های تشخیص محلی برای ژنراتورهای توزیع سنکرون ۶۳
- ۴-۲-۲-۱- طرح‌های پسیو مبتنی بر فرکانس ۶۳

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

- اصول عملکرد..... ۶۳
- مشخصه‌های اجرایی..... ۶۴
- ۲-۲-۲-۴ طرح‌های پسیو دیگر..... ۶۶
- ۳-۲-۲-۴ طرح‌های اکتیو..... ۶۸
- متد اندازه‌گیری امیدانس..... ۶۸
- متد تغییر دادن ولتاژ ترمینال ژنراتور..... ۷۰
- ۴-۲-۲-۴ خلاصه‌ای بر طرح‌های تشخیص در ژنراتورهای سنکرون..... ۷۱
- ۳-۲-۴ تکنیک‌های تشخیص عملکرد جزیره‌ای موجود در اینورتر..... ۷۱
- پ
- ۱-۳-۲-۴ متدهای پسیو..... ۷۱
- تشخیص اضافه یا کسری ولتاژ و فرکانس..... ۷۲
- تشخیص پرش فاز ولتاژ..... ۷۲
- شناسایی تغییرات در هارمونیک‌ها..... ۷۲
- ۲-۳-۲-۴ متدهای اکتیو..... ۷۳
- اندازه‌گیری امیدانس..... ۷۳
- تکنیک‌های فرکانس و پرش فاز..... ۷۳
- تکنیک‌های شیف‌ت ولتاژ..... ۷۳
- ۳-۳-۲-۴ جزیره‌ای شدن غیر عمدی در شبکه‌های توزیع با نفوذ بالای DG بر پایه اینورتر: (احتمال جزیره‌ای شدن و روش‌های حفاظت)..... ۷۴
- شرایط و ملزومات حفاظت در کشور های اروپایی..... ۷۵
- احتمال جزیره ای شدن در شبکه های LV..... ۷۹
- خلاصه و نتیجه ای از بحث احتمال جزیره ای شدن در شبکه های LV و منابع DG اینورتری..... ۸۰

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۴-۲-۴- روش هایبرید برای تشخیص عملکرد جزیره‌ای تولیدات

- ۸۱ پراکنده در شبکه‌های توزیع
- ۸۱ • مانیتورینگ پارامتر عدم تعادل ولتاژ برای تشخیص عملکرد جزیره‌ای
- ۸۲ ۴-۲-۴-۱- الگوریتم هایبرید پیشنهاد شده
- ۴-۲-۴-۲- نتیجه‌ای بر روش هایبرید ذکر شده برای تشخیص عملکرد جزیره‌ای
- ۸۴ تولیدات پراکنده در شبکه‌های توزیع
- ۸۴ ۴-۲-۵- ارزیابی طرح‌های ضد جزیره ای بر اساس مفهوم NDZ
- ۸۵ • ملزومات تست ضد جزیره ای شدن
- ۸۶ • نواحی غیر قابل تشخیص متدهای اضافه یا کسری ولتاژ و فرکانس
- ۸۹ • مقایسه NDZها
- ۹۳ • خلاصه ای بر تحلیل و شبیه سازی NDZ
- ۹۴ فصل پنجم: شبیه‌سازی‌های سیستم‌های نمونه و مثال‌های عددی
- ۹۵ ۵-۱- مطالعات شبیه‌سازی بر هماهنگی بازبست اتوماتیک
- ۹۵ ۵-۱-۱- طراحی سیستم برای مطالعات شبیه‌سازی
- ۹۶ ۵-۱-۲- مدل آرک خطا
- ۹۸ ۵-۱-۳- نتایج شبیه‌سازی
- ۱۰۳ • جمع‌بندی از نتایج
- ۱۰۳ ۵-۲- مثال عددی برای تعیین اندازه‌های مرزی DG
- ۵-۳- بررسی یک نمونه از شرایط تعادل بارو تولید در شبکه LV (مطالعه موردی
- ۱۰۴ (GLEISDORF)
- ۱۰۴ ۵-۳-۱- تعادل بارو تولید و ملزومات اصلی برای جزیره‌ای شدن غیر عمدی
- ۱۰۵ ۵-۳-۲- شرح ناحیه مورد بررسی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

- ۱۰۶..... ۳-۳-۵- مشخصات شبکه و اتصال DG
- ۱۰۷..... ۴-۳-۵- سیستم اندازه‌گیری و اکتساب داده‌ها
- ۱۰۸..... ۵-۳-۵- نواحی جزیره احتمالی
- ۱۰۹..... ۶-۳-۵- تعیین نواحی غیر قابل تشخیص
- ۱۱۰..... ۷-۳-۵- محاسبه شرایط تعادل در شبکه
- ۱۱۴..... ۴-۵- نتایج شبیه‌سازی الگوریتم هایبرید پیشنهاد شده روی یک سیستم نمونه
- ۱۱۶..... ۱-۴-۵- اتصال کوتاه
- ۱۱۸..... ۲-۴-۵- تغییرات بار
- ۱۱۸..... • افزایش بار محلی
- ۱۱۹..... • کاهش بار محلی
- ۱۲۰..... • افزایش بار شبکه
- ۱۲۰..... • کاهش بار شبکه
- ۱۲۱..... ۳-۴-۵- سوئیچینگ بانک خازنی
- ۱۲۳..... فصل ششم: نتیجه‌گیری و پیشنهادات
- ۱۲۴..... ۱-۶- مروری اجمالی بر روند شکل‌گیری پایان‌نامه و مراحل طی شده
- ۱۲۴..... ۲-۶- نتایج بدست آمده
- ۱۲۶..... ۳-۶- طرح پیشنهادات
- ۱۲۸..... منابع
- ۱۳۴..... ضمیمه
- ۱۳۵..... ۱- استنتاج‌های نواحی غیر قابل تشخیص اضافه یا کسری ولتاژ و فرکانس

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فهرست تصاویر

صفحه	عنوان
8.....	(۱-۲) نحوه عملکرد توربین‌های احتراقی.....
8.....	(۲-۲) نحوه عملکرد پیل سوختی.....
9.....	(۳-۲) نحوه عملکرد سیستم‌های فتوولتائیک (PV).....
10.....	(۴-۲) نحوه عملکرد توربین بادی.....
۱۶.....	(۱-۳) مشخصه زمان- جریان رکلوزر.....
۱۹.....	(۲-۳) مقایسه انواع مشخصه‌های زمان- جریان رله‌های کاهشی.....
۲۱.....	(۳a-۳) ساختار هماهنگی فیوز - فیوز بدون حضور DG.....
۲۱.....	(۳b-۳) هماهنگی فیوز- فیوز بدون حضور DG.....
۲۱.....	(۴-۳) قسمتهایی از یک شبکه توزیع با حضور DG.....
	(۵-۳) مرز هماهنگی با حضور DG در حالت جریان‌های خطای
۲۳.....	مختلف بین فیوزها.....
۲۴.....	(۶-۳) سهم خطاهای مختلف و رفع خطا توسط بازبست اتوماتیک در فنلاند.....
۲۸.....	(۷-۳) خط توزیع با ریکلوزر و فیوز.....
۲۹.....	(۸-۳) هماهنگی بین ریکلوزر فیوز.....
۳۱.....	(۹-۳) مرز هماهنگی در هماهنگی فیوز- ریکلوزر.....
۳۳.....	(۱۰-۳) فیدر توزیع شعاعی نوعی.....
۳۵.....	(۱۱-۳) نمونه هماهنگی بریکر، ریکلوزر و فیوز.....
۳۶.....	(۱۲-۳) فیوزسوزی.....
۳۶.....	(۱۳-۳) قطع اشتباه.....
۳۸.....	(۱۴-۳) یک سیستم توزیع نوعی.....

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

- ۳۹.....(۱۵-۳) نمونه هماهنگی فیوز و ریکلوزر.....
- ۴۱.....(۱۶-۳) حدود عملکرد برای فیوز، ریکلوزر و بریکر.....
- ۴۴.....(۱۷-۳) سیستم توزیع شعاعی با چندین منبع تولید پراکنده.....
- چ
- ۴۶.....(۱۸-۳) ساختار فیدر.....
- ۴۶.....(۱۹-۳) هماهنگی رله- رله بدون حضور DG.....
- ۴۶.....(۲۰-۳) فیدر توزیع اصلی با نفوذ DG.....
- ۴۷.....(۲۱-۳) ساختار فیدر (خطای پایین دست).....
- ۴۸.....(۲۲-۳) هماهنگی رله‌ها برای خطای پایین دست با حضور DG.....
- ۴۹.....(۲۳-۳) ساختار فیدر (خطای بالادست).....
- ۲۴-۳) حدود در دسترس برای هماهنگی رله برای خطای
- ۴۹.....بالادست با حضور DG.....
- ۵۲.....(۱-۴) نحوه جزیره شدن DG در شبکه توزیع.....
- ۵۷.....(۲-۴) یک سیستم توزیع نمونه به همراه تولید پراکنده.....
- ۵۹.....(۳-۴) طبقه‌بندی طرح‌های ضد جزیره‌ای.....
- ۶۰.....(۴-۴) طرح انتقال تریپ.....
- ۶۲.....(۵-۴) خطوط قدرت سیگنال‌دار.....
- ۶۴.....(۶-۴) اصول رله‌های بردار ضربه‌ای.....
- ۶۵.....(۷-۴) زمان تشخیص در برابر مشخصات عدم تطابق توان رله‌های فرکانسی.....
- ۶۶.....(۸-۴) مشخصات سه نوع رله ضد جزیره‌ای مبتنی بر فرکانس.....
- ۶۹.....(۹-۴) متد اندازه‌گیری امپدانس.....
- ۱۰-۴) الگوریتم روش هایبرید پیشنهادی برای تشخیص
- ۸۳.....عملکرد جزیره‌ای DGها.....

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

- ۸۵..... (۴-۱۱) یک سیستم عمومی برای مطالعه ضد جزیره‌ای شدن
- ۸۷..... (۴-۱۲) مدار DG و RLC بعد از قطع شبکه.....
- (۴-۱۳) NDZ مربوط به اضافه کسری ولتاژ و فرکانس با ضریب
- ۸۸..... کیفیتهای متفاوت
- ۹۰..... (۴-۱۴) مقایسه NDZ تحلیلی و NDZ شبیه‌سازی شده
- (۴-۱۵) مقایسه NDZ یک DG کنترل شده توان ثابت و یک DG
- کنترل شده جریان ثابت
- ۹۱..... (۴-۱۶) مقایسه NDZ مربوط به پرش فاز و اضافه یا کسری ولتاژ و فرکانس.....
- ۹۲..... (۴-۱۷) نتایج آزمایشی با حالت بدون تریب.....
- ۹۲..... (۴-۱۸) نتایج آزمایشی در حالت تریب دادن.....
- ۹۶..... (۵-۱) طرحی از مدل شبکه به کار رفته در شبیه‌سازی.....
- ۹۷..... (۵-۲) ولتاژ آرک شبیه‌سازی شده.....
- ۹۷..... (۵-۳) ولتاژ آرک اندازه‌گیری شده، شبکه ۲۰kV فنلاند.....
- (۵-۴) شبکه موج ولتاژ آرک اندازه‌گیری شده در شبکه ۲۰kV، ثبت شده
- ۹۸..... در یک پست برق اصلی فنلاند.....
- ۹۸..... (۵-۵) بازبست اتوماتیک موفق (بازبست با سرعت بالا).....
- ۹۹..... (۵-۶) توان ژنراتور و جریان خطا در یک خطای اتصال کوتاه دو فاز.....
- (۵-۷) شبیه‌سازی ولتاژ آرک ثانویه هنگامی که بازبست اتوماتیک در حال باز شدن است،
- ۱۰۰..... حالت اتصال یک فاز به زمین.....
- ۱۰۰..... (۵-۸) ولتاژهای فازهای شبیه‌سازی شده در یک خطای زمین، بازبست ناموفق.....
- ۱۰۱..... (۵-۹) شکل موج ولتاژ ثبت شده در یک پست برق اصلی فنلاند.....
- (۵-۱۰) اختلاف فاز بین فیدر تغذیه شده توسط نیروگاه بادی و شبکه اصلی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

- ۱۰۱..... مادامی که توالی باز و بست صورت می‌گیرد.....
- ۱۰۲..... (۱۱-۵) جریان گذرای ژنراتور در بازبست.....
- ۱۰۲..... (۱۲-۵) توان گذرای اکتیو و راکتیو یک نیروگاه دیزلی در یک بازبست خارج از فاز.....
- ۱۰۳..... (۱۳-۵) سیستم توزیع شعاعی با چندین منبع تولید پراکنده.....
- ۱۰۴..... (۱۴-۵) چاره‌سازی‌های عملی (ناحیه هاشور خورده).....
- ۱۰۶..... (۱۵-۵) نقشه منطقه و دیدی کلی از بخش‌های شبکه LV در Gleisdorf.....
- (۱۶-۵) تغذیه الکتریکی محلی، توپولوژی شبکه و سناریوهای مختلف برای جزیره‌ای
- خ
- ۱۰۸..... (۱۷-۵) شدن غیر عمدی با نواحی جزیره‌ای ممکن در شبکه LV ، Gleisdorf.....
- ۱۱۱..... (۱۷-۵) توزیع احتمال نسبت بار به تولید (توان اکتیو) برای هر فاز به طور منفرد.....
- ۱۱۲..... (۱۸-۵) توزیع احتمال نسبت بار به تولید (توان راکتیو) برای هر فاز به طور منفرد.....
- (۱۹-۵) تعداد و ماندگاری شرایط تعادل برای یک فاز منفرد در
- (۲۰-۵) سطوح نفوذ متفاوت.....
- (۲۰-۵) تعداد و ماندگاری شرایط تعادل برای یک فاز منفرد برای محدوده‌های
- ۱۱۴..... ولتاژ و فرکانس متفاوت.....
- ۱۱۵..... (۲۱-۵) دیاگرام تک خطی سیستم مورد مطالعه.....
- ۱۱۶..... (۲۲-۵) نمودارهای مربوط به وقوع اتصال کوتاه در دورترین شین از DG.....
- ۱۱۷..... (۲۳-۵) نمودارهای مربوط به اتصال کوتاه در نزدیک‌ترین شین به DG.....
- ۱۱۸..... (۲۴-۵) نمودارهای مربوط به افزایش بار محلی.....
- ۱۱۹..... (۲۵-۵) نمودارهای مربوط به کاهش بار محلی.....
- ۱۲۰..... (۲۶-۵) نمودارهای مربوط به افزایش بار شبکه.....
- ۱۲۱..... (۲۷-۵) نمودارهای مربوط به کاهش بار شبکه.....
- ۱۲۲..... (۲۸-۵) نمودارهای مربوط به قطع بانک خازنی.....

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۱۲۲.....(۲۹-۵) نمودارهای مربوط به وصل بانک خازنی.....

۱۳۵.....(ضمیمه ۱) مدار DG و RLC بعد از قطع شبکه.....

۵



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فهرست جداول

صفحه	عنوان
۳۸.....	(۱-۳) جریان خطا دیده شده توسط ریکلوزر و فیوز
۴۲.....	(۲-۳) حدود عملکرد ریکلوزر و فیوز
۵۶.....	(۱-۴) زمان باز شدن ریکلوزر نمونه‌ای
	(۲-۴) دیدی کلی از ملزوماتی که برای اتصال به شبکه LV در کشورهای اروپایی و ایالات متحده در رابطه با حفاظت در برابر جزیره شدن غیر عمدی نیاز است
۷۶.....	
۱۰۷.....	(۱-۵) مشخصات مصرف کنندگان متصل به شبکه LV
۱۱۰.....	(۲-۵) بازه‌های ولتاژ فرکانس و ضریب کیفیت



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

کلمات اختصاری

ACR	Auto Circuit Recloser
AVR	Automatic Voltage Regulator
CB	Circuit Breaker
CC	Constant Current
CP	Constant Power
CT	Clear Time
CTI	Coordination Time Interval
DG	Distributed Generation
Dispower	"Distributed Generation with high penetration of renewable sources" European commission project.
ENS/MSD	Mains monitoring with allocated switching devices, anti-islanding protection required according to the German draft standard VDE0126:1999 which based on measurement of the grid impedance.
EPS	Electrical Power System
HV	High Voltage
LOM	Loss Of Main
Micro CHP	Micro Combination Hit and Power
MM	Minimum Melting
MV	Medium Voltage
NDZ	Non Detection Zone
OPF	Optimize Power Factor
PEC	Power Electronic Converter
PF	Positive Feedback
PJ	Phase Jumping
PJNDZ	Phase Jumping Non Detection Zone
PV	Photovoltaic
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency
THD	Total Harmonic Distortion
VU	Voltage Unbalance

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

چکیده:

مزایای منابع تولید پراکنده بر هیچ کس پوشیده نیست اما چنانچه این طرح، حفاظت مطمئنی نداشته باشد استفاده از منابع تولید پراکنده مشکل آفرین خواهد بود. بر آن شدیم که جهت رفع مزاحمت های موجود در شبکه طرحهای حفاظتی را بررسی کرده و راه حل های مناسبی ارائه شود. در این پایان نامه بر دو موضع عدم هماهنگی دستگاههای حفاظتی و حفاظت ضد جزیره ای شدن تمرکز شده است که در مواردی راه حل هایی ارائه شده که این طرحها را در بهینه کند. در نهایت بامقایسه روشهای مختلف متناسب با وضعیت اقتصادی هر DG روشهای مناسبی از قبیل روشهای ترکیبی و روشهای مبتنی بر ارتباطات ارائه شده و در مورد هماهنگی حفاظت نیز روابطی ارائه شد که بدون تغییر در حفاظت شبکه بتوان DG را نیز به سیستم قدرت اضافه کرد.



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

فصل اول :

• مقدمه



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

مقدمه

نیروگاه های تولید پراکنده به نیروگاه های با ظرفیت تولیدی کم گفته می شود که جهت تولید انرژی الکتریکی در نقاط نزدیک به مصرف کننده ها نصب می گردند. جهت استفاده از منابع تولید پراکنده بدون مزاحمت های موجود که از آنها به اغتشاشات شبکه یاد می شود حفاظت هایی مورد نیاز است که سعی شده در این پایان نامه به حفاظت از سیستم های قدرت شامل منابع تولید پراکنده پرداخته شود. برای بررسی این موضوع بایستی مشکلات را شناخت، آنها را دسته بندی و سعی بر رفع آنها کرد. در کل یک شبکه قدرت شامل منابع تولید پراکنده با چالشهایی مانند عدم هماهنگی دستگاه های حفاظتی و عملکرد جزیره ای رو به رو می باشد.

در این زمینه بطور مختصر تحقیقاتی صورت گرفته که تمرکز آنها بیشتر بر روی عدم هماهنگی بین دستگاه های حفاظتی بوده و در پی آن راه حل هایی نیز ارائه شده که در اینجا به ذکر نام آنها بسنده می شود، این موارد عبارتند از رله های جریان زیاد جهت یاب، رله های جریان زیاد جهت دار و بررسی اتصالات مختلف رله ها [۱]. اما این مشکل جای بحث بیشتری دارد که سعی شده در اینجا به این نکات توجهات بیشتری شود. مواردی که در ادامه بحث بالا در این پایان نامه آمده عبارتند از: تأثیر تولید پراکنده بر هماهنگی بازبست های اتوماتیک و همچنین تعیین اندزه منابع DG به گونه ای که حفاظت را دچار مشکل نسازند، که با این مباحث سعی بر کامل تر نمودن بحث در مورد عدم هماهنگی حفاظت شده است. علاوه بر این، مشکلات جزیره ای شدن از زوایای مختلفی مورد بررسی قرار گرفته که در حد توان به بررسی متدهای مختلف شناسایی جزیره ای شدن پرداخته و منجر به پیدایش تحولی در عرصه تشخیص عملکرد جزیره ای شده که به روشهای ترکیبی منتج شده است.

با بررسی مشکلات پیش روی جزیره ای شدن سعی بر حل این مشکلات شده، به امید آنکه بتوان به DG به عنوان یک منبع انرژی قابل اطمینان توجه کرد. هر چند محدودیتهای پیش آمده در این روشها از قبیل هزینه بالا و دیگری حفاظت همزمان از چند DG که ممکن است اختلالاتی را در شبکه ایجاد کند از دید کارشناسان قابل چشم پوشی نیست.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جهت رسیدن به اهداف مذکور در این پایان نامه موارد ذیل آورده شده است. ابتدا در فصل دوم با DG ها آشنا شده و مزایا، معایب و انواع آن بر شماری شده است. و در فصل سوم در مورد هماهنگی و سایل حفاظتی مطالبی ارائه شده و تأثیر حضور DG در شبکه مورد بررسی قرار گرفته و راه‌حلهایی در جهت رفع مشکلات هماهنگی ذکر شده است. در فصل چهارم جزیره ای شدن مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته، مشکلات آن را شناسایی و سعی بر ارائه راه‌حلهایی شده است. در فصل پنجم برای طرحهای ارائه شده در دو فصل اخیر شبیه سازی‌ها و مثالهای عددی آورده شده که نتایج دو فصل قبل را تأیید می‌کند. پس از نتیجه گیری و ارائه پیشنهاداتی بر فصل ششم، منابعی که در این پایان نامه به آنها رجوع شده، آورده شده‌اند. در نهایت روابط محاسباتی موجود در پایان نامه به صورت ضمیمه ذکر شده‌اند. امید است تلاشهای صورت گرفته گامی هر چند کوچک در جهت اهداف بیان شده در پایان نامه باشد.



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

فصل دوم:



• شرحی بر DG و انواع آن

wikiPower.ir

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

شرحی بر DG و انواع آن

امروزه همراه با پیشرفت‌های گوناگون صنعت برق به خصوص در کشورهای صنعتی، صحبت از تحول عظیم در سیستم‌های تولید و انتقال انرژی به میان آمده است که اصطلاح تولید پراکنده (DG) مکرراً به گوش می‌رسد. نیروگاه‌های تولید پراکنده به نیروگاه‌های با ظرفیت تولیدی کم (از چند کیلووات تا ۱۰ مگاوات) گفته می‌شود که جهت تولید انرژی الکتریکی در نقاط نزدیک به مصرف‌کننده‌ها نصب می‌گردد از جمله این نیروگاه‌ها می‌توان به نیروگاه‌های بادی، میکروتوربین‌ها، پیل‌های سوختی، سلول‌های خورشیدی، ژنراتورهای دیزلی، سیستم‌های ذخیره انرژی در ابررساناها، سیستم‌های ذخیره انرژی در باتری و ... اشاره نمود. به این نوع نیروگاه‌ها، نیروگاه‌هایی محلی یا نامتمرکز نیز گفته می‌شود و در سالهای اخیر توجه زیادی به بکارگیری نیروگاه‌های پراکنده در سیستم‌های قدرت شده است.

۱-۲- مزایای تولید پراکنده

- تأمین برق

شرکت‌های برق، تأمین توان پیک را در شرایط معمولی کار شبکه تضمین می‌نمایند که تحت عنوان تأمین توان معمولی بررسی می‌شود. حفظ مقادیر نامی توان شبکه با کاهش مقدار بار دیده شده از دید تولیدکننده از جمله مزایای تولید پراکنده در ارتقاء آن شبکه می‌باشد.

- توان اضطراری

در این مورد تولید پراکنده برای تأمین توان اضطراری شبکه در مواقعی که یکی از بخش‌های شبکه دچار مشکل شده است به کار می‌رود. به عبارتی دیگر توان DG قادر خواهد بود تعداد مصرف‌کننده‌هایی که در حالت قطعی و اختلال در شبکه از مدار خارج می‌شوند را کاهش دهد. معمولاً مقادیر اضطراری شبکه بر مبنای محدودیت‌های حرارتی اجزای سیستم قدرت محاسبه شده‌اند و فقط برای مدت زمان‌های مشخصی قابل تعریف هستند.

- توزیع متعادل بار

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

استفاده از DG باعث بهبود توزیع بار در شبکه می‌شود. در برخی موارد انتقال توان نامتعادل است، بدین معنی که ممکن است یک خط مقادیر بالایی را انتقال دهد در حالی که خطوط نزدیک به آن فقط کسری از توان نامی خود را منتقل نمایند تحقیقات مهندسی نشان می‌دهد که نصب واحدهای تولید پراکنده در پست‌هایی خاص قادر است جهت جریان و بخش بار را عوض کرده و نامتعادلی را بهبود بخشد.

- اصلاح ولتاژ

کاربرد تولید پراکنده در پست‌های توزیع باعث کاهش بار دیده شده از دید تولیدکننده می‌گردد. این کاهش بار باعث کاهش افت ولتاژ در خطوط انتقال خواهد شد، افزایش طول عمر تجهیزات یکی از مزایای تولید پراکنده با کاهش مقادیر پیک بار در شبکه می‌باشد. تجهیزات مورد استفاده در صنعت برق همگی دارای محدودیت کاربردی حرارتی و محدوده مجاز جریان یا ولتاژ می‌باشند. به طور کلی حالت‌های اضافه بار که با مشکلات حرارتی همراه است باعث پیری و فرسودگی زودرس آنها خواهد شد.

- کاهش تلفات

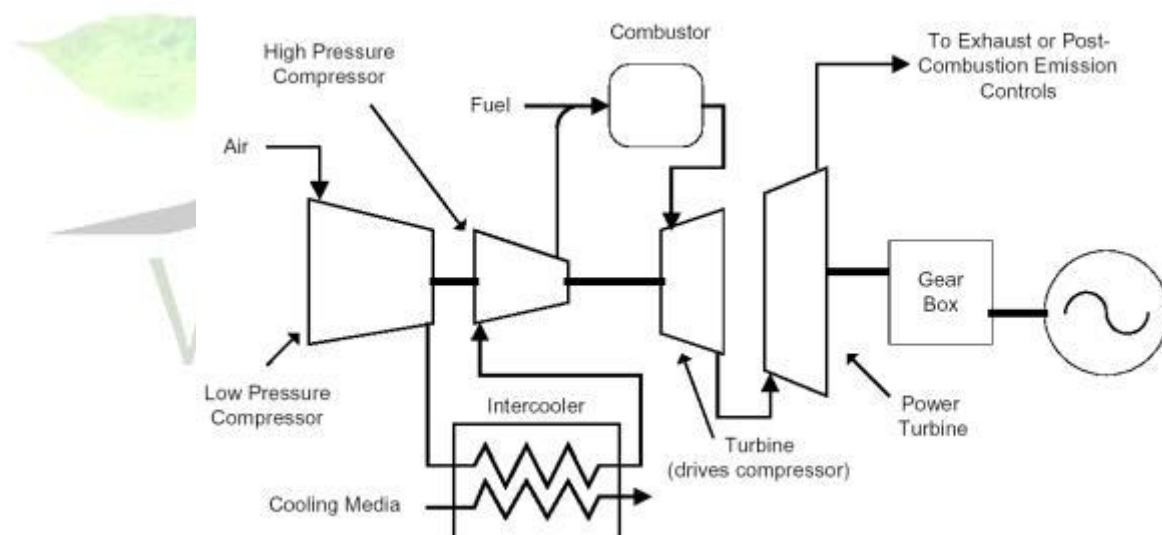
استفاده از DG در پست‌های توزیع باعث کمتر شدن میزان جریان جاری در خطوط از تولیدکننده‌های بزرگ به سوی ترانس‌های توزیع می‌گردد. تلفات در خطوط و سایر المان‌های شبکه به نسبت مجذور جریان بستگی دارد و در نتیجه جبران بار توسط منبع تولید پراکنده، تلفات را کاهش خواهد داد. این تأثیر خصوصاً در مواقع پیک بار مشهود است. مسلماً این کاهش تلفات مزایای دیگری را نیز از جمله نیاز کمتر به تولید به همراه خواهد داشت که در خدمات فرعی و نیز هزینه‌های شبکه مؤثر خواهد بود.

۲-۲- انواع منابع DG از نظر تولید

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه

۱-۲-۲- توربین‌های احتراقی صنعتی

توربین‌های احتراقی چندین دهه است که برای تولید انرژی الکتریکی در واحدهای با قدرت ۱mW به بالا به کار گرفته می‌شوند. واحدهای ۱ تا ۱۵ مگاواتی این توربین‌ها برای توربین‌های صنعتی به عنوان DG بکار می‌روند. و این امر وجه تمایز این سیستم با توربین‌های بزرگ و میکروتوربین‌های کوچکتر است. توربین‌های احتراقی عموماً هزینه نصب پایین، میزان آلاینده‌گی کم، قابلیت برگشت گرما از طریق بخار و تجهیزات نگهداری کمی دارند اما در عوض راندمان آنها پایین است. با این توضیحات توربین‌های احتراقی در مواقعی که نیاز به تغذیه دائم بخار یا آب گرم، در روش‌های تولید همزمان، می‌باشد مورد استفاده قرار می‌گیرند [۱].

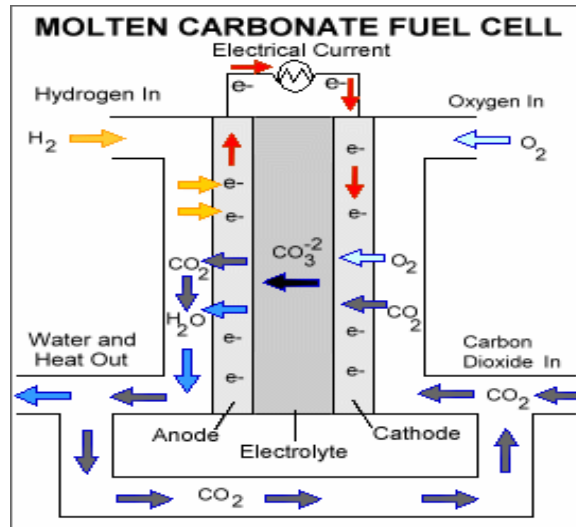


(۱-۲) نحوه عملکرد توربین‌های احتراقی

۲-۲-۲- پیل‌های سوختی

در حال حاضر مدل‌های مختلفی از پیل‌های سوختی ارائه شده است که شامل اسید فسفریک، غشای تبدیلی پروتن، کربنات گداخته، اکسید جامد، الکالین و متانول مستقیم می‌باشد. البته پیل‌های سوختی معمولاً در مدل‌های تجاری وجود ندارند. در حال حاضر تعدادی از سازندگان در حال بررسی و انجام آزمایش روی مدل‌های آزمایشگاهی برای ارائه در آینده نزدیک هستند [۱]

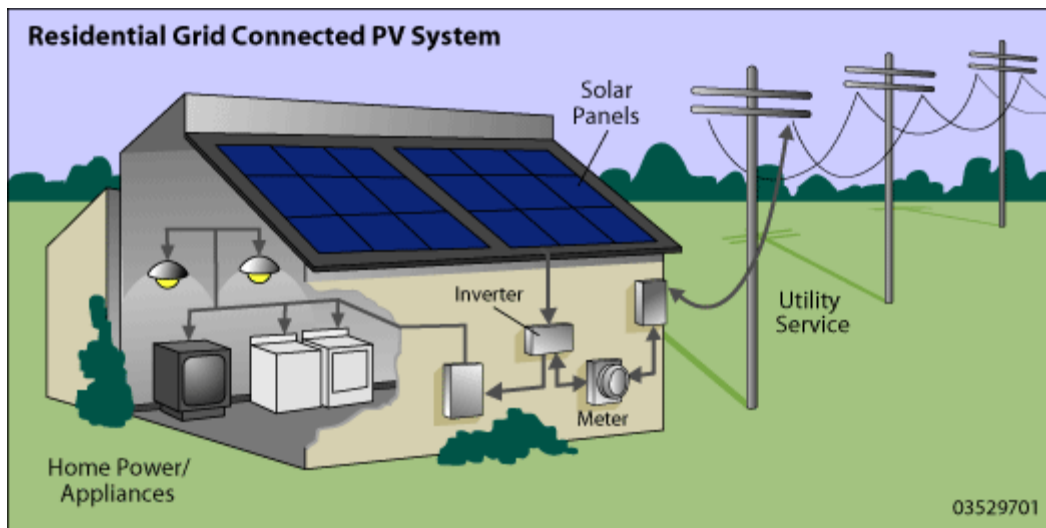
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه



(۲-۲) نحوه عملکرد پیل سوختی

۳-۲-۲- سیستم‌های فتوولتائیک

در سال ۱۸۳۹، فیزیک‌دان فرانسوی، ادmond بکورل، کشف کرد که برخی مواد مشخص هنگامی که در معرض تابش نور آفتاب قرار می‌گیرند جریان‌های الکتریکی کوچکی تولید می‌کنند، وی تلاش‌های خود را پس از آن بر روی مواد فتوولتائیک متمرکز کرد و دریافت که راندمان تبدیل نور به انرژی الکتریکی در این مواد حدود ۱ تا ۲ درصد است. گام مهم بعدی در دهه ۱۹۴۰ برداشته شد و آن هم کشف این مطلب بود که با انجام پروسه زوچرالکسی، مواد سیلیکونی کریستال بسیار غنی بدست آمد. در سال ۱۹۵۴ آزمایشگاه‌های بل از این مواد فتوولتائیک سیلیکونی استفاده کرده و راندمان تبدیل انرژی به الکتریسیته را به ۴ درصد رساند [۱].

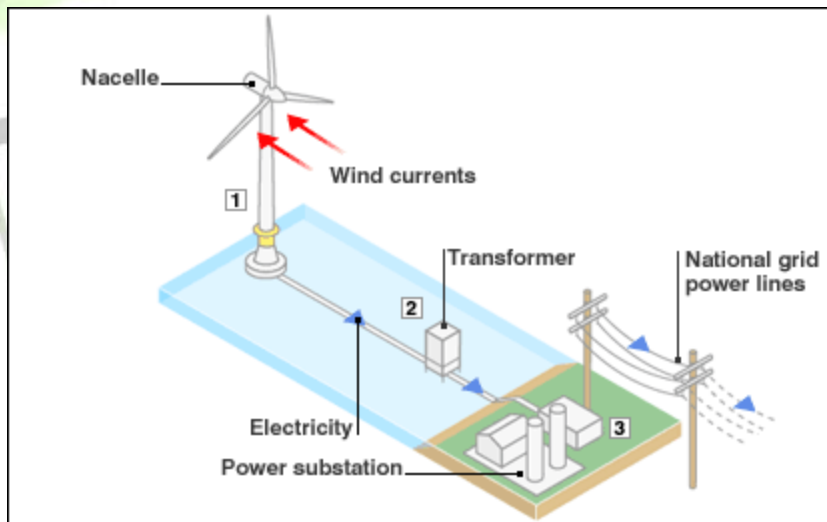


برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فوتت های لازمه

(۳-۲) نحوه عملکرد سیستم‌های فتوولتائیک (PV)

۴-۲-۲ سیستم‌های توربین بادی

توربین‌های بادی که بر اساس طرح آسیاب بادی ساخته شده‌اند بهترین گزینه در بین طرح‌های استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر هستند. باد محوری را که در انتهای آن پره‌های توربین وصل است را می‌چرخاند و بعد از وصل به گیربکس، باعث چرخش ژنراتور می‌شود که بعد از گذر از اینورتر به شبکه وصل می‌شود [۱].



(۴-۲) نحوه عملکرد توربین بادی

۳-۲-۲ - علل توسعه DG

بطور کلی اگر بخواهیم علل توسعه DG را ذکر کنیم می‌توانیم دلایل و مزایای زیر را ذکر کنیم [۱]

و [۲]:

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

- مشکلات طراحی بهینه نیروگاههای متمرکز
 - مشکلات زیست محیطی نیروگاههای متمرکز
 - پائین بودن راندمان نیروگاههای متمرکز
 - مشکلات بهره‌برداری اقتصادی از نیروگاههای متمرکز
 - گسترش روزافزون صنعت و افزایش تقاضای مصرف‌کنندگان انرژی
 - نیروگاه‌ها به عنوان منابع تأمین نیرو مورد سوء قصد قرار می‌گیرند.
 - بالا بودن هزینه انتقال
- از طرفی وصل کردن DG به شبکه‌های اصلی مزیت‌های زیر را دارند:
- بهبود پروفایل ولتاژ
 - کاهش تلفات خطوط انتقال و توزیع
 - بهبود کیفیت توان
 - آزاد شدن ظرفیت خطوط انتقال و توزیع
 - بالا بردن قابلیت اطمینان
 - فراهم نمودن کل انرژی مورد نیاز مصرف‌کنندگان
 - هموار کردن نقطه اوج منحنی بار (peak-shaving)
 - کاهش سوخت مصرفی در نیروگاههای متمرکز
 - داشتن رزرو و نگه داشتن ظرفیت اضافی برای مواقع اضطراری
 - کاهش نیازهای پشتیبان که نیروگاههای بزرگ باید فراهم نمایند.
 - استفاده از توان و حرارت به صورت همزمان (CHP)
 - امکان برق‌رسانی به مصرف‌کنندگان دور از شبکه برق
- حال اگر بخواهیم معایبی هم برای DG ذکر کنیم باید به موارد زیر توجه شود:
- نبود استانداردهای یکنواخت در کشورهای متفاوت

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

- حفاظت در برابر هماهنگی و مشکل ضد جزیره‌ای شدن

- حساس بودن در برابر مکان استقرارشان (جایابی صحیح)

۲-۴- نحوه اتصال منابع تولید پراکنده

۲-۴-۱- مستقل از شبکه سراسری برق

برای تأمین انرژی الکتریکی مورد نیاز مناطق دور از شبکه سراسری برق از این نوع نیروگاه‌ها استفاده می‌شود که بازده این سیستمها از چند صد وات تا چندین مگاوات متغیر، و قابل نصب و راه‌اندازی می‌باشد که ممکن است یک منبع تولید پراکنده به تنهایی استفاده شود و یا اینکه برای افزایش قابلیت اطمینان از دو یا چند منبع به صورت موازی با هم استفاده گردد.

۲-۴-۲- متصل به شبکه سراسری برق

به منظور تقویت شبکه سراسری برق، جبران کاهش ولتاژ خط، کاهش تلفات و ... از نیروگاه‌های تولید پراکنده متصل به شبکه سراسری برق استفاده می‌شود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

فصل سوم:

• تأثیر DG بر هماهنگی حفاظت شبکه و راه کارهای حفاظتی



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

تأثیر DG بر هماهنگی حفاظت شبکه و راه کارهای حفاظتی

محافظت از سیستم‌های قدرت یک مسئله بی‌نهایت مهم، همچون کیفیت و قابلیت اطمینان و پایداری است. در اینجا در مورد حفاظت سیستم توزیع از لحاظ توسعه جدید در DG بحث می‌کنیم. سیستم‌های توزیع سنتی به صورت شعاعی است و با یک منبع که در حال تغذیه شبکه پائین دست خود است. سیستم‌های توزیع که به صورت سنتی طراحی شده‌اند و به صورت شعاعی می‌باشند، بعد از وصل DG به شبکه، قسمتهایی از شبکه ممکن است به صورت شعاعی نباشند که در این صورت هماهنگی حفاظتی به هم می‌خورد، تأثیر DG بر روی هماهنگی وابسته به نوع DG، مکان، مقدار و نوع حفاظت می‌باشد. در این فصل در مورد تأثیر DG روی هماهنگی وسایل حفاظتی مانند فیوزها، ریکلوزرها و رله‌ها بحث می‌کنیم، در بعضی موارد ممکن است هماهنگی باقی بماند و در بعضی شرایط موجب به هم خوردن هماهنگی بشود. در همین فصل احتمالات مختلف بعد از اتصال DG مورد بررسی قرار خواهد گرفت و نتایجی برای این مباحث ارائه خواهد شد.

پیش از ادامه بحث جهت آشنایی بیشتر با بحث به شناخت سه وسیله حفاظتی فیوز، رله اضافه جریان و ریکلوزر می‌پردازیم.

۳-۱- آشنایی با وسایل حفاظتی

۳-۱-۱-۱-۱- فیوز

فیوز یکی از ابزار حفاظت در برابر اضافه جریان است در فیوز عنصری وجود دارد که در اثر عبور جریان، مستقیماً گرم و در صورت بیشتر شدن آن از یک مقدار معین کاملاً ذوب می‌شود. فیوزی که به طور مناسب انتخاب شده است باید پس از ذوب شدن عنصر مورد نظر مدار را به طول کلی قطع کند، قوس پدید آمده در لحظه قطع را از میان بردارد و سپس مدار را در شرایط باز، با حضور ولتاژ نامی در پایانه‌هایش، همچنان باز نگاه دارد. (یعنی در دو سر عنصر فیوز، آرک وجود نداشته باشد.) ناحیه عملکرد

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

از طریق دو عامل محدود می‌شود: حد پائینی یا حداقل زمان لازم برای ذوب شدن فیوز (زمان ذوب مینیمم) و حد بالایی که به کمک حداکثر زمان کل لازم برای برطرف شدن خطا توسط فیوز تعیین می‌شود. برای انتخاب فیوز مناسب برای استفاده در یک سیستم توزیع، اطلاعات زیر ضروری است:

۱- سطح ولتاژ نگه‌دارنده در زمان قطع

۲- نوع سیستم

۳- سطح اتصال کوتاه بیشینه

۴- جریان بار

• انتخاب جریان نامی

جریان نامی فیوز باید از جریان پیوسته بیشینه‌ای که فیوز در آن کار می‌کند، بیشتر باشد. بر اساس شرایط وسایلی که مورد حفاظت قرار می‌گیرد، درصدی اضافه بار مجاز خواهد بود. در ترانسفورماتورهای قدرت، فیوزها باید چنان انتخاب شوند که مشخصه جریان بر حسب زمان آنها بالاتر از منحنی مغناطیسی ترانسفورماتور و پائین‌تر از حد گرمایی مجاز آن باشد.

• انتخاب ولتاژ نامی

ولتاژ نامی فیوز بر اساس مشخصات سیستم با توجه به عوامل زیر تعیین می‌شود:

۱- حداکثر ولتاژ فاز به فاز یا فاز به زمین

۲- نوع زمین کردن

۳- تعداد فازها (سه فاز یا تک‌فاز)، مشخصات سیستم، ولتاژ دیده شده توسط فیوز در لحظه قطع

جریان خطا را تعیین می‌کند.

این ولتاژ باید با ولتاژ نامی فیوز مساوی و یا از آن کمتر باشد. بنابراین معیار زیر، باید مورد استفاده

قرار گیرد:

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

- ۱- در سیستم‌های زمین نشده، ولتاژ نامی باید مساوی یا بیشتر از ولتاژ فاز به فاز ماکزیمم باشد.
- ۲- در سیستم‌های سه‌فاز زمین شده، برای بارهای تک‌فاز، ولتاژ نامی باید مساوی یا بزرگتر از حداکثر ولتاژ خط به زمین باشد و برای بارهای سه‌فاز ولتاژ نامی براساس ولتاژ خط به خط انتخاب می‌شود.

• انتخاب ظرفیت اتصال کوتاه

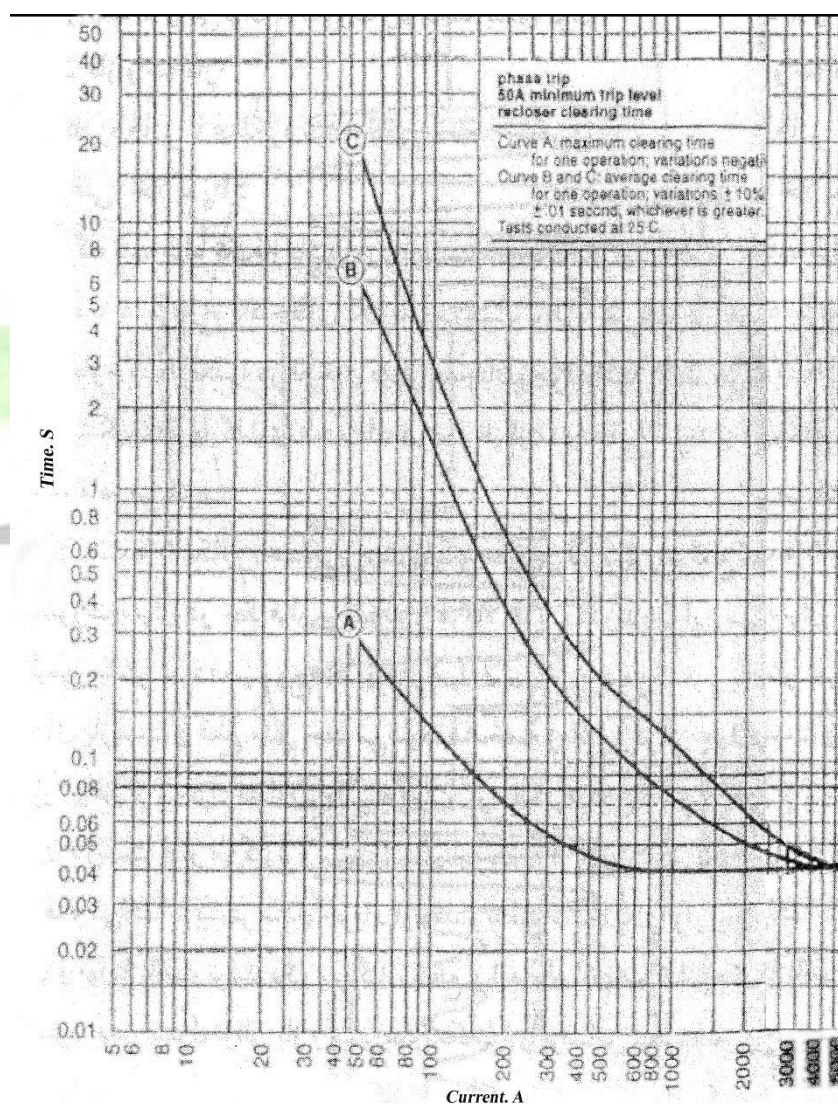
ظرفیت اتصال کوتاه متقارن فیوز باید مساوی یا بزرگتر از جریان اتصال کوتاه محاسبه شده در نقطه نصب فیوز باشد. هنگامی که در یک سیستم دو یا چند فیوز به کار می‌رود، نزدیکترین آنها به بار حفاظت اصلی، و فیوز بالا دست آن نسبت به منبع تغذیه حفاظت پشتیبان نامیده می‌شود.

۳-۱-۲- ریکلوزر (کلید باز بست اتوماتیک)

ریکلوزر، ابزاری است که می‌تواند شرایط اضافه جریان در اتصال کوتاه فازها و فاز به زمین را آشکارا و در صورت وجود و بقای جریان اضافه در مدار، پس از یک زمان از پیش مشخص شده آن را قطع و سپس به طور خودکار وصل می‌کند، تا خط بار دیگر در مدار قرار بگیرد. اگر خطایی که در آغاز، باعث عمل ریکلوزرها شده است همچنان وجود داشته باشد، آنگاه پس از تعداد معینی، باز بست، رله مدار را همچنان در حالت قطع نگاه می‌دارد و بخش آسیب‌دیده را از مدار مجزا خواهد کرد. در خطوط توزیع هوایی، در حدود ۸۰ تا ۹۵ درصد از خطاها دارای طبیعتی گذرا هستند و نهایتاً، حداکثر پس از چند سیکل یا چند ثانیه خود به خود از میان می‌روند. بنابراین ریکلوزر، با مشخصه قطع و وصلی که گفتیم از خروج خط از سرویس در اثر رخداد خطاهای گذرا پیشگیری می‌کند، ریکلوزرها عموماً حداکثر دارای سه بار عملکرد باز بست متوالی هستند و پس از آن عملکرد باز کردن نهایی بر این توالی خاتمه می‌دهد. علاوه بر این یکبار بستن به صورت دستی نیز معمولاً مجاز است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه

مشخصه زمان- جریان ریکلوزرها معمولاً از سه منحنی تشکیل می شود، یکی از منحنی ها مربوط به عملکرد آنی و دو منحنی دیگر مربوط به عملکردهای با تأخیر هستند که به ترتیب آنها را با A و B و C نشان می دهند. شکل (۱-۳) یک مجموعه نوعی از منحنی های زمان- جریان ریکلوزرها را نشان می دهد [۱].



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

برای تضمین حداقل قطعی در مدار و قطع حداقل برق مصرف‌کنندگان، هماهنگی با دیگر ابزارهای حفاظتی مهم است. معمولاً مشخصه زمانی و توانی عملکرد ریکلوزرها چنان انتخاب می‌شود که با مکانیزم پیش از آن نسبت به منبع تغذیه، هماهنگی لازم پدید آید. در یک شبکه توزیع از ریکلوزرها در موارد زیر استفاده می‌شود:

- ۱- در پست‌ها، برای ایجاد حفاظت اولیه مدار
- ۲- در فیدرهای اصلی، برای تقسیم خطوط طولانی و بنابراین جلوگیری از خروج تمام خط در اثر

(۱-۳) مشخصه زمان- جریان ریکلوزر

برای تضمین حداقل قطعی در مدار و قطع حداقل برق مصرف‌کنندگان، هماهنگی با دیگر ابزارهای حفاظتی مهم است. معمولاً مشخصه زمانی و توانی عملکرد ریکلوزرها چنان انتخاب می‌شود که با مکانیزم پیش از آن نسبت به منبع تغذیه، هماهنگی لازم پدید آید. در یک شبکه توزیع از ریکلوزرها در موارد زیر استفاده می‌شود:

- ۱- در پست‌ها، برای ایجاد حفاظت اولیه مدار
- ۲- در فیدرهای اصلی، برای تقسیم خطوط طولانی و بنابراین جلوگیری از خروج تمام خط در اثر وقوع خطایی در انتهای آن
- ۳- در شاخه‌ها یا خروجی‌های انتهایی خط، برای پیشگیری از باز شدن مدار اصلی در اثر خطاهای رخ داده در شاخه‌ها.

• معیارهای انتخاب ریکلوزر

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

به هنگام انتخاب ریکلوزرها باید عوامل زیر را مورد توجه قرار داد:

- ۱- ولتاژ سیستم
- ۲- سطح اتصال کوتاه
- ۳- حداکثر جریان بار
- ۴- حداقل جریان اتصال کوتاه در ناحیه حفاظت شده توسط ریکلوزرها
- ۵- ایجاد تمایز با مکانیزم‌هایی که نسبت به تغذیه در بالادست یا پائین دست رله قرار گرفته‌اند.
- ۶- حساسیت عملکرد ریکلوزر نسبت به اتصال کوتاه زمین

ولتاژ نامی و ظرفیت اتصال کوتاه ریکلوزر باید بزرگتر یا مساوی ولتاژ و ظرفیت اتصال کوتاه در نقطه نصب آن باشد. همین معیار باید در مورد توانایی تحمل جریان ریکلوزر نسبت به حداکثر جریان بار گذرنده از مدار، مورد توجه قرار گیرد.



۳-۱-۳- رله‌های اضافه جریان

این رله‌ها را معمولاً به دلیل تأخیر زمان مناسبی که در مشخصه عملکردشان به ازای جریانهای اعمال شده وجود دارد، به کار می‌برند. انواع این رله‌ها در ادامه توضیح داده شده است [۳].

الف) رله‌های اضافه جریان با زمان ثابت

این رله به ازای یک جریان معین، عمل قطع را انجام می‌دهد. این جریان، جریان آستانه نام دارد. و رله برای جریان‌های زیر این جریان عمل نمی‌کند و برای جریان‌های بالای آن، رله عمل می‌کند. مقدار تأخیر زمانی عملکرد رله، یعنی زمان عملکرد رله برای جریان‌های بیشتر از جریان آستانه، مقدار ثابتی است. مشخصه این رله یک مشخصه زمان ثابت می‌باشد.

ب) رله‌های اضافه جریان معکوس

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

زمان عملکرد این رله ها، با جریان عبوری از آنها نسبت عکس دارد. یعنی عملکرد رله برای جریان‌های پائین زیاد و برای جریان‌های بالا کم است، به طوری که زمان عملکرد رله برای جریان‌های حدود جریان آستانه بسیار زیاد است و با افزایش جریان، زمان عملکرد کاهش می‌یابد. از این رله‌ها در جاهایی که جریان اتصال کوتاه با نزدیک شدن به محل اتصال کوتاه افزایش می‌یابد استفاده می‌شود. مشخصه عملکرد این رله معمولاً روی محورهای لگاریتمی نشان داده می‌شود.

ج) رله‌های اضافه جریان خیلی معکوس

این رله هم مانند رله اضافه جریان معکوس می‌باشد ولی کاهش زمان عملکرد رله با افزایش جریان بیشتر از رله اضافه جریان معکوس است. این نوع رله در جایی که با نزدیک شدن به منبع، جریان اتصال کوتاه شدیداً افزایش می‌یابد بکار برد.

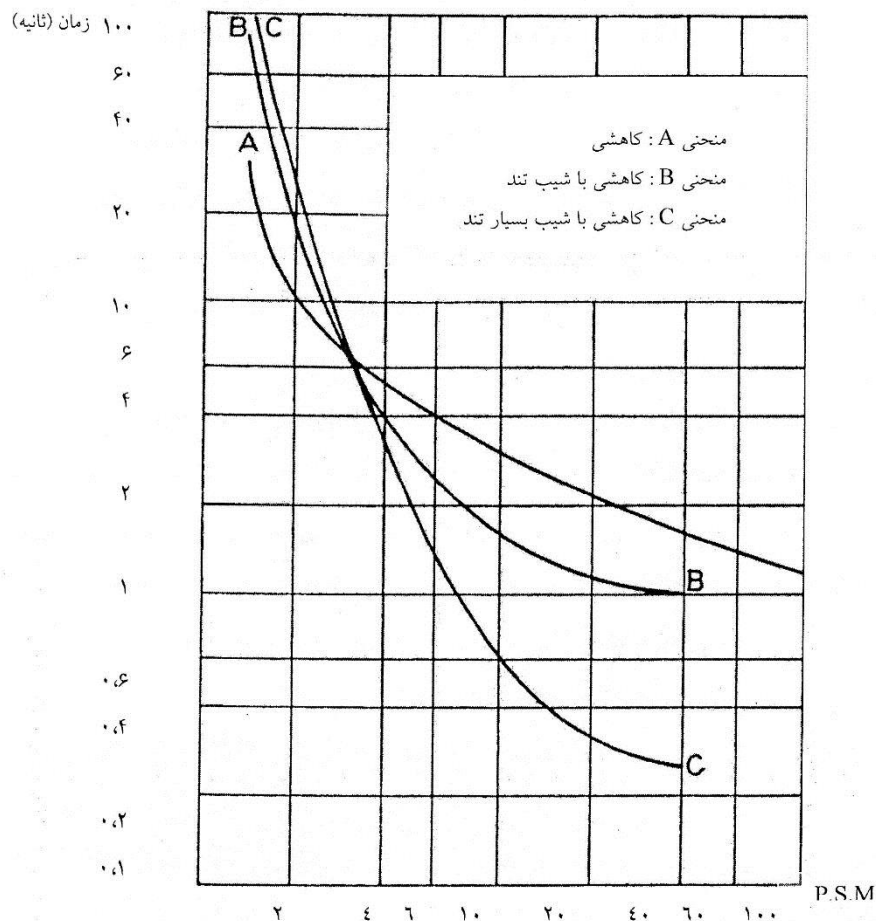
د) رله‌های اضافه جریان بی‌نهایت معکوس

معمولاً عملکرد این رله‌ها طوری است که زمان عملکرد آنها با مجذور جریان اتصال کوتاه نسبت معکوس دارد. این رله‌ها برای فیدرهای توزیع که دامنه جریان در زمان سوئیچینگ زیاد می‌باشد مناسب است. از این رله‌ها در حفاظت موتورهایی که دارای جریان راه‌اندازی زیاد می‌باشند استفاده می‌شود.

• انتخاب رله‌های اضافه جریان

مشخصه سه نوع رله معکوس در شکل (۳-۲) با هم مقایسه شده‌اند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه



(۲-۳) مقایسه انواع مشخصه‌های زمان- جریان رله‌های کاهشی

انتخاب نوع مشخصه به عوامل مختلفی بستگی دارد که بعد از بررسی، مشخصه مناسب تعیین می‌گردد. در صورت امکان بهتر است رله‌های مجاور دارای مشخصه یکسان یا تقریباً یکسان باشند چون در شرایط مختلف تولید، هماهنگ نمودن آنها آسانتر می‌باشد. یکی از عوامل مهم در تعیین نوع مشخصه رله، طول خطوط می‌باشد، برای خطوط کوتاه که امپدانس آنها در مقایسه با امپدانس معادل منبع کوچک

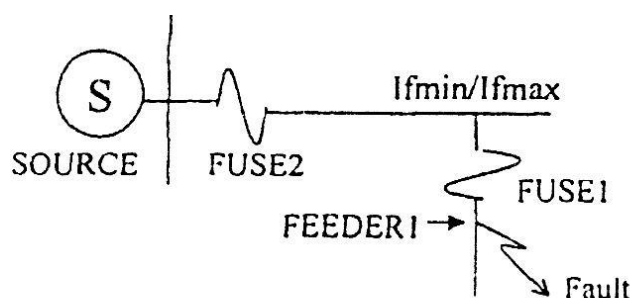
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

می‌باشد. جریان‌های اتصال کوتاه برای ابتدا و انتهای خط تقریباً مساوی می‌شوند. در این شرایط چون رله‌های کاهشی برای تمام خط‌ها در طول زمان خطا، عملکرد تقریباً یکسانی دارند، بهتر است از رله‌های با مشخصه ثابت استفاده شود، زیرا زمان عملکرد این رله‌ها بر خلاف رله‌های کاهشی نسبت به تغییر جریان اتصال کوتاه تغییر نمی‌نماید. برای خطوط بلند و جاهایی که جریان اتصال کوتاه شدید است، بهتر است از رله‌های معکوس زمانی استفاده شود.

۳-۲- هماهنگی بین فیوزها

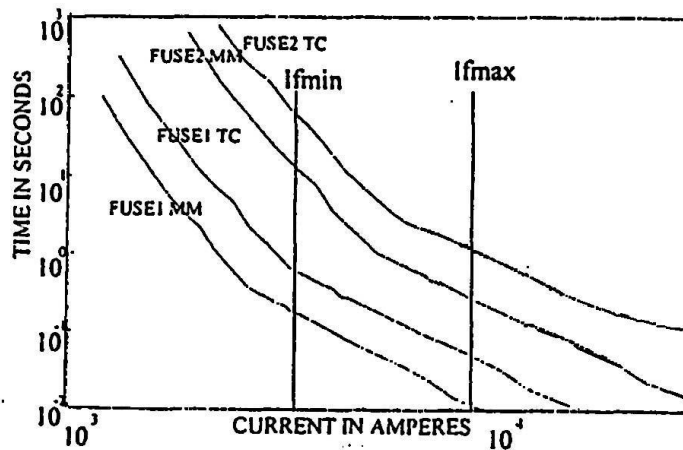
یک فیوز دارای دو مشخصه می‌باشد مشخصه مینیمم زمان ذوب (MM) و مشخصه برطرف شدن کامل (TC). مشخصه MM، مشخصه‌ای است که فیوز برای جریانی مشخص از جریان خطا، آسیب می‌بیند. مشخصه TC زمان قطع کامل فیوز برای یک جریان خطای مشخص است.

شکل (۳-۳a) هماهنگی بین دو فیوز در شبکه توزیع شعاعی بدون حضور DG را نشان می‌دهد. برای اینکه فیوز ۱ و ۲ با هم هماهنگ شوند برای هر خطا روی فیوز ۱ باید قبل از اینکه فیوز ۲ آسیب ببیند، عمل کند که این هماهنگی در صورتی انجام می‌شود که مشخصه TC فیوز ۱ زیر مشخصه MM فیوز ۲ قرار داشته باشد. شکل (۳-۳b) نمودار هماهنگی را نشان می‌دهد که فیوزها برای هر خطایی بین I_{Fmin} و I_{Fmax} هماهنگ هستند و این محدوده را محدوده هماهنگی می‌نامند. بنابراین تا زمانی که مقدار جریان خطا بین محدوده هماهنگی است، فیوزها هماهنگ هستند. نمودارهای هماهنگی همیشه به صورت لگاریتمی درجه‌بندی می‌شوند [۴].



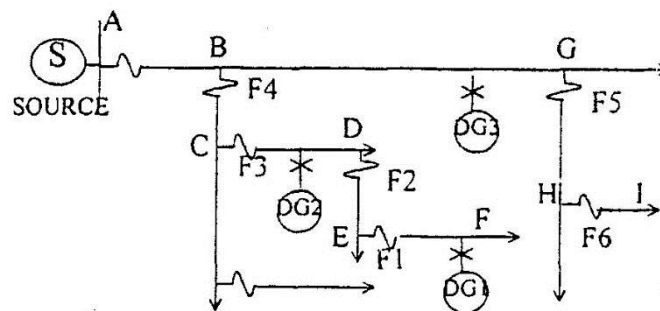
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه

(۳a-۳) ساختار هماهنگی فیوز - فیوز بدون حضور DG



(۳b-۳) هماهنگی فیوز - فیوز بدون حضور DG

وقتی که DG در سیستم حضور یابد مقدار جریان خطا برای هر نوع خطا در سیستم تغییر می‌کند. بنابراین ممکن است در بعضی خطاها جریان برگشتی داشته باشیم، همچنین ممکن است جریان خطا از سمت بار به سمت منبع جاری شود و این بدین معنی است که فیوز برای یک خطا ممکن است به دو صورت جریان پائین دست و بالادست جریان خطا را ببیند. در این قسمت بحثی در مورد مشکلات ممکن در مورد هماهنگی ناشی از حضور DG خواهیم داشت. شکل (۳-۴) قسمت‌هایی از یک شبکه توزیع را نشان می‌دهد که سه DG در آن حضور دارد.



(۳-۴) قسمت‌هایی از یک شبکه توزیع با حضور DG

ابتدا اجازه بدهید فرض کنیم DG به شبکه وصل نیست، در این مورد جفت‌های F_3-F_4 ، F_2-F_3 ، F_1-F_2 و F_5-F_6 با هم هماهنگ هستند، همین‌طور که در شکل (۳b-۳) نشان داده شده است. حال فرض می‌کنیم

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

که DG_1 ، DG_2 و DG_3 به سیستم وصل شده‌اند، با وصل این سه DG تغییرات زیر در سیستم به وجود می‌آید:

۱- مینیمم و ماکزیمم مقدار جریان خطا برای خطای موجود در قسمت HI افزایش می‌یابد. این افزایش به خاطر وجود DG در شبکه است و چون هر دو فیوز F_5 و F_6 جریان یکسانی را می‌بینند، هماهنگی حفظ می‌شود.

۲- برای یک خطا در قسمت CD، F_3 و F_4 جریان خطای پائین دست را می‌بینند در حالی که یک خطا در قسمت AB، این فیوزها متوجه یک خطا در بالادست می‌شوند. مقدار جریان خطایی که به وسیله فیوزها دیده می‌شود برای یک خطا در قسمت AB و CD یکسان خواهد بود. همچنین F_1 و F_2 نیز برای خطاهای بالادست و پائین دست، دارای موقعیت یکسانی هستند.

۳- برای خطا در قسمت DE، F_2 از F_3 جریان خطای بیشتری خواهد دید، در حالی که برای یک خطا در قسمت BC، F_3 خطای بیشتری از F_2 خواهد دید. در مورد اول جریان خطا پائین دست بود، در حالی که در مورد دوم جریان خطا بالادست خواهد بود.

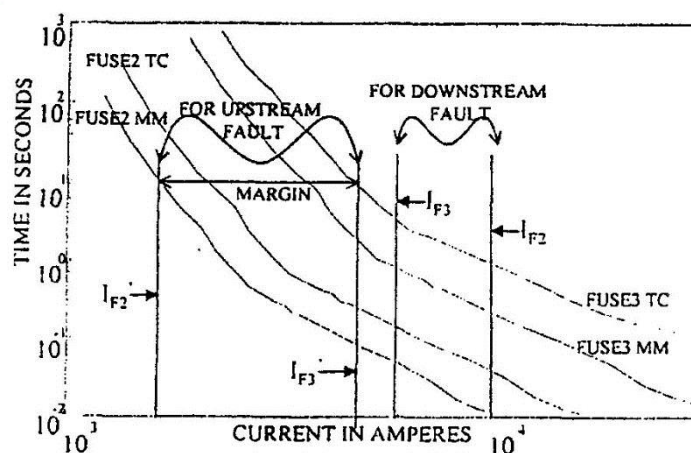
در مورد ۱ اگر فیوز بتواند هماهنگ بماند جریان خطا افزایش یافته و به این خاطر است که فیوز فقط خطای پائین دست را می‌بیند. فقط تغییر در نمودار هماهنگی F_5 - F_6 در محدوده هماهنگی خواهد بود که در آنجا کمترین و بیشترین جریان خطا تغییر خواهد کرد.

در مورد ۲ اختلاف واضحی وجود دارد، یکی از مهمترین ویژگی‌های یک طرح حفاظتی این است که قسمت خطای سیستم را مشخص می‌کند. در ادامه بحث، برای خطایی که در CD رخ می‌دهد، ما می‌خواهیم F_3 قبل از F_4 عمل کند اما برای یک خطا در قسمت AB ما می‌خواهیم F_4 قبل از F_3 عمل کند. از آنجایی که هر دو فیوز برای خطای بالادست و پائین دست جریان خطای یکسانی را می‌بینند، این خواسته امکان‌پذیر نیست. این امر برای فیوزهای F_1 و F_2 نیز زمانی که خطا در قسمت EF و CD وجود دارد، صدق می‌کند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

در مورد ۳ برای خطای پائین دست، F_2 خطای بیشتری از F_3 خواهد دید. تفاوت بین F_2 و F_3 متناسب است با اندازه و نوع DG_2 ، به شرطی که I_{F2} بیشتر از I_{F3} باشد، هماهنگی از بین نخواهد رفت چرا که F_2 همیشه قبل از اینکه F_3 آسیب ببیند عمل خواهد کرد، که برای خطاهای پائین دست این رفتار مورد رضایت ماست.

برای خطای بالادست، جریان خطای F_3 بزرگتر از جریان خطای F_2 می باشد. در این حالت نیز تفاوت بین I_{F2} و I_{F3} به اندازه و نوع DG_2 بستگی دارد، در این مورد از شکل (۳-۵) مشاهده می شود که اگر تفاوت در جریان‌ها بیشتر از ناحیه نشان داده شده باشد F_3 عمل خواهد کرد و هماهنگی بین F_2 و F_3 برقرار می ماند. اما اگر تفاوت کمتر از محدوده مشخص شده باشد F_2 قبل از F_3 آسیب خواهد دید و هماهنگی از بین خواهد رفت.



(۳-۵) مرز هماهنگی با حضور DG در حالت جریان‌های خطای مختلف بین فیوزها

۳-۳- تولید پراکنده و هماهنگی بازبست اتوماتیک

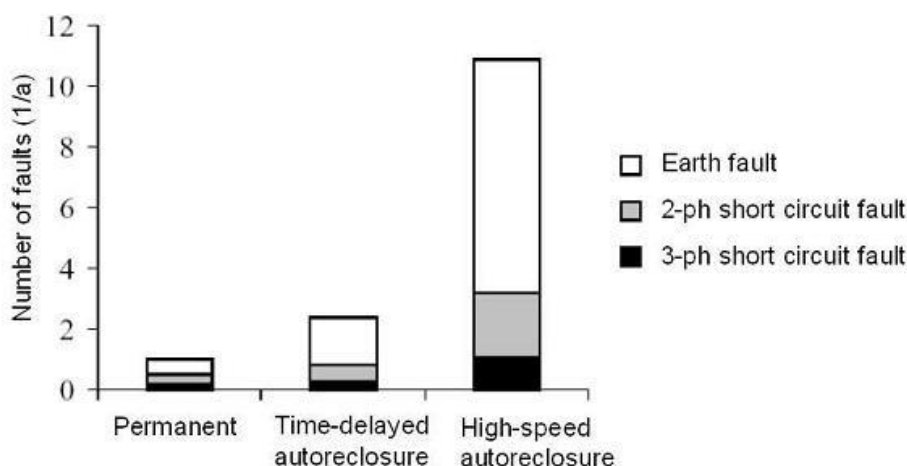
سابقاً شبکه‌های توزیع برای پخش بار شعاعی طراحی شده بودند. اما طیف وسیعی از کارهای انجام شده در زمینه تولید پراکنده حاکی از این است که چنین طراحی کلی، نادرست می باشد و چالش‌های متعددی را در مورد طراحی شبکه و نحوه عملکرد آن ایجاد کرده است. یکی از مهمترین مسائل که تحت تأثیر DG واقع می شود حفاظت از سیستم است، به نظر می رسد که چالش برانگیزترین مسئله نیز در

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

حفاظت، حفاظت ضد جزیره‌ای است به خصوص زمانی که بازبست اتوماتیک مورد استفاده قرار می‌گیرد. در بخش حاضر تأثیر DG بر بازبست اتوماتیک بررسی می‌شود. و در فصل بعد روش و نتایج مطالعات شبیه‌سازی مورد بررسی قرار می‌گیرند [۵].

۳-۳-۱- اهمیت بازبست اتوماتیک

در سراسر جهان، در شبکه‌های وسیع، با سطح ولتاژ متوسط، بازبست اتوماتیک بطور گسترده مورد استفاده قرار می‌گیرد و این شیوه، روشی بسیار مؤثر برای رفع ایرادات موقت شبکه است. طبق بررسی‌های صورت گرفته ۸۰ تا ۹۵ درصد خطاها، موقتی هستند شکل (۳-۶) اهمیت بازبست اتوماتیک را بر طبق بررسی‌های صورت گرفته در فنلاند نشان می‌دهد.



(۳-۶) سهم خطاهای مختلف و رفع خطا توسط بازبست اتوماتیک در فنلاند

۳-۳-۲- تأثیر DG بر بازبست اتوماتیک

● چالش‌های مربوط به حفاظت که DG مسبب آن است:

اتصال DG به شبکه‌های توزیع، سیستم‌های ساده را به شبکه‌های پیچیده تبدیل می‌کند. پیش از این سیستم‌های تغذیه شعاعی، منابع متعددی داشتند که حرکت جریان‌ات خطا را تغییر می‌داد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

احتمالاً استفاده از طرحهای قدیمی حفاظتی، امروزه بی‌تأثیر و غیرمفید است. برای مثال در بررسی شیوه‌های قبلی حفاظتی، موارد زیر به عنوان چالش‌های حفاظتی شناخته شده‌اند:

- قطع نادرست فیدرها (قطع همزمان)

- قطع‌های مزاحم واحدهای تولیدی

- کوری حفاظت

- کاهش یا افزایش میزان خطا

- جزیره‌ای شدن ناخواسته

- جلوگیری از بازبست اتوماتیک

- ناهمزمانی بازبست

• ممانعت از بازبست اتوماتیک

مشکلات جزیره‌ای شدن و بازبست دقیقاً به هم پیوسته‌اند. در زمان باز شدن ریکلوزر اتوماتیک، ممکن است DG همچنان به کار خود ادامه دهد، که در نتیجه ولتاژ باقیمانده، و جریان خطا تقویت می‌شود. بنابراین ممکن است مانع از خاموشی آرک خطا گردد که این منجر به بازبست ناموفق شده و خطای موقت دائمی می‌گردد. با ممانعت از بازبست موفق، احتمالاً DG قابلیت اطمینان شبکه را از بین برده و هر لحظه تعداد مصرف‌کنندگان را کاهش می‌دهد. بازبست ناموفق فشارها را بر اجزاء شبکه افزایش می‌دهد زیرا بریکر بازبست در برابر خطا بسته می‌شود.

اگر یک ژنراتور، به سمت کم ولتاژ یک ترانس توزیع بالا اتصال مثلث- ستاره متصل شود، ژنراتور نخواهد توانست جریان خطای زمین را به یک خطای زمین در شبکه MV منتقل کند. زیرا ترانسفورماتور از عبور جریان توالی صفر جلوگیری می‌کند. به هر حال ژنراتور ولتاژ MV را حفظ می‌کند و از این رو آرک خطا پابرجا می‌ماند. از آنجایی که تشخیص خطای زمین MV، در سمت LV مشکل است اگر واحدهای DG دور از ترانسفورماتور MV/LV متصل باشند، مشکل آفرین می‌شوند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

قبل از بازبست، واحدهای DG باید کاملاً قطع شده باشند چنان‌که زمان کافی برای خاموشی آرک و پراکندگی مسیر آرک وجود داشته باشد، به علاوه بلافاصله بعد از بازبست، آرک دوباره برقرار نشود.

• بازبست خارج از فاز و نتایج احتمالی آن

هنگامی که واحدهای DG، در زمان باز شدن بازبست اتوماتیک، ترتیب نخورده باشند، ممکن است حتی مشکلی جدی‌تری از زمانی که از بازبست موفق جلوگیری به عمل می‌آید، رخ دهد. ژنراتورها می‌توانند آنقدر آهسته یا شتابان شوند که در لحظه‌ای که ولتاژها در بخش جزیره شبکه و شبکه اصلی در فاز مخالف هستند، بازبست مجدد به وجود آید، که می‌تواند نتایج بدی در برداشته باشد. ممکن است ولتاژهای بیش از حد، جریان‌ات بسیار زیاد و گشتاور بالا ایجاد شود، ممکن است موجب خسارت جدی به ژنراتورهای دوار و موتورهای دوار گردد. تجهیزات دیگر متصل به شبکه نیز در برابر فشارهای اضافی آسیب‌پذیرند.

در مورد خسارتهای وارده به توربین-ژنراتور که مسبب آن بازبست اتوماتیک باشد، مدارک اندکی در دست است. اما اثرات این فشارها رو به افزایش است. اگر ژنراتور به سیستم با واسطه اینورتر متصل باشد، خطر خسارت به واحد DG کمتر خواهد بود. این قضیه را به طور مفصل در بخشی از همین مقاله بررسی خواهیم کرد.

خطرات تهدیدکننده ماشین‌آلات دوار ناشی از بازبست خارج از فاز قابل چشم‌پوشی نیست، همچنین بریکرها در بازبست اتوماتیک ناهمزمان آسیب‌پذیرند.

امکان هجوم جریان اولیه در ترانسفورماتورها یا موتورهای وجود دارد، که آنها نیز به نوبه خود منجر به قطع بیجای حفاظتی می‌گردند و یا خسارتهای مکانیکی در موتورهای ایجاد می‌کنند.

اجتناب از بازبست خارج از فاز که به واسطه جزیره‌ای شدن غیر عمدی به وجود می‌آید، از مشکل‌ترین مسائل به حساب می‌آید. زیرا زمان شناسایی جزیره‌ای شدن بسیار کوتاه است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

بازبست تند و خودکار بریکرهای خط انتقال پس از قطع شدن این بریکرها برای حذف اتصالی، معمولاً تنها با رله گذاری پیلوتی امکان دارد، زیرا تنها رله گذاری پیلوتی است که می‌تواند سبب قطع تند کار و تقریباً همزمان همه پایانه‌های خط شود، زیرا با چنین قطع و بازبست تندرکاری، مولدها فرصت آنکه اختلاف فاز چندانی نسبت به هم، پیدا کنند نخواهد داشت. و بنابراین به واریسی همزمانی پیش از بازبست نیازی نخواهد بود. تجارب به دست آمده درباره این بازبست تند کار (یا به بیان دیگر، فوق تند کار) عالی بوده است [۶].

۳-۳-۳- حفاظت مورد نیاز برای به دست آوردن بازبست اتوماتیک ایمن و ممانعت از بازبست خارج از فاز

آشکار است که وقتی DG به شبکه متصل است، بازبست اتوماتیک مشکل آفرین است. این طرز تفکر که به خاطر در امان بودن تولید پراکنده، منافع بازبست اتوماتیک کنار گذاشته شود نیز غیرمنطقی است. در عوض بازبست اتوماتیک، اغلب در قواعد درونبندی، به عنوان یک مورد خاص حفاظتی ضد جزیره‌ای شدن به حساب می‌آید. به طور طبیعی نیاز است که قبل از بریکرهای بازبست، واحدهای DG قطع شوند (از هم جدا شوند). شاید اینکه DGها جدا شوند، رضایت‌بخش نباشد اما به منظور داشتن زمان کافی برای از بین بردن آرک خطا و دیونیزه کردن مسیر آرک (خارج کردن یونها از مسیر) باید زمان به هدر رفته وجود داشته باشد.

از آنجا که زمان شروع بازبست با سرعت بالا، ۰/۵ ثانیه تا ۰/۳ ثانیه می‌باشد به حفاظت خیلی سریع نیاز است.

• افزایش زمان شروع بازبست اتوماتیک

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

در بیشتر موارد نیاز است بازبست اتوماتیک به تأخیر افتد تا اجازه داده شود قبل از ریکلوزر، ژنراتور مشتری قطع شود [۷].

همچنین توصیه می‌شود که در فیدر بخشهایی که DG دارند نباید از بازبست آنی استفاده کرد در عوض وقفه یک ثانیه‌ای برای ریکلوزر ترجیح داده می‌شود [۸]. این عملکرد، حفاظت ضد جزیره‌ای شدن را آسانتر می‌کند اما منجر به کاهش کیفیت برق برای دیگر مصرف‌کنندگان می‌شود، که این موضوع به سختی مورد پذیرش مصرف‌کنندگان واقع می‌شود. اما تمایل به سوی کم‌شدن زمان به هدر رفته بازبست می‌باشد.

• سنس ولتاژ یا کنترل همزمانی رله‌ها برای بریکر

امنیت بیشتر در مقابل بازبست خارج از فاز با سنس ولتاژ خط بی‌برق یا کنترل همزمانی حاصل می‌شود. هرچند ولتاژ و کنترل همزمانی به عنوان بکاپ و پشتیبان برای حفاظت ضد جزیره‌ای شدن به حساب می‌آیند، نه به عنوان راه‌حل اصلی برای مشکلات بازبست که توسط DG به وجود می‌آیند. به علاوه پیاده‌سازی آنها منجر به از بین رفتن کیفیت می‌شود، زیرا آنها از بازبست جلوگیری کرده و بدین صورت خطاهای موقتی، دائمی می‌شوند.

● حفاظت ضد جزیره‌ای شدن

در چندین پیشنهاد اینگونه بیان شده که مدارهایی که از شبکه اصلی جدا شده‌اند نباید توسط تولید پراکنده تغذیه شوند و اینکه قبل از بازبست اتوماتیک واحدهای DG باید قطع شوند، در بعضی کشورها حفاظت در برابر فقدان برق اصلی شبکه توصیه شده است. حفاظت‌های مختلفی در برابر ضد جزیره‌ای شدن بررسی شده است که در بخش‌های بعدی به طور کامل ارائه خواهد شد.

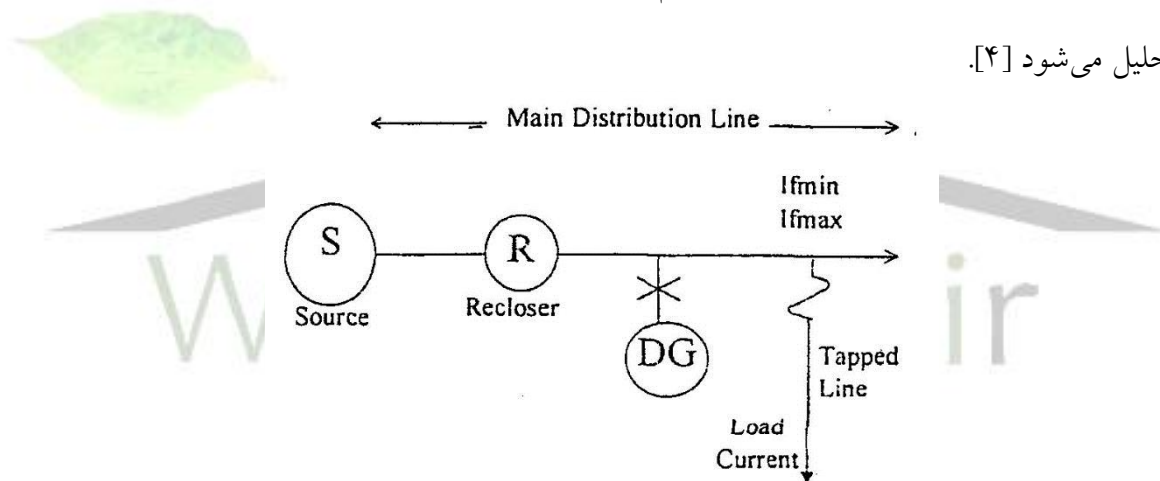
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۴-۳-۳- جمع‌بندی بر موضوع هماهنگی بازبست و تأثیر تولید پراکنده

بازبست اتوماتیک، ابزاری اساسی برای حفظ کیفیت خدمات قابل قبول می‌باشد و یک عمل رایج در شبکه‌های توزیع فراگیر در سراسر جهان به حساب می‌آید. DG با پابرجا کردن خطا در زمان شروع بازبست اتوماتیک، می‌تواند از عمل بازبست موفق جلوگیری کند و حتی بدتر از این مورد، می‌تواند موجب ایجاد بازبست خارج از فاز گردد. این موارد توسط شبیه‌سازی‌هایی مورد تأیید قرار گرفته است.

۴-۳- هماهنگی بین فیوزها با ریکلوزر:

شکل (۷-۳) یک خط توزیع همراه با ریکلوزر را نشان می‌دهد که در انتهای آن یک فیدر که توسط فیوز محافظت می‌شود قرار دارد. لازم به ذکر است که در این بخش نحوه‌ی عملکرد هماهنگی تحلیل می‌شود [۴].

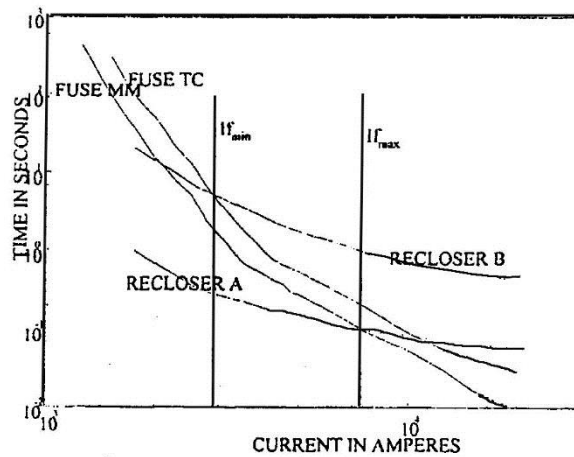


(۷-۳) خط توزیع با ریکلوزر و فیوز

در ابتدا فرض می‌کنیم که DG و وصل نیست. ریکلوزر با فیوز برای تمام خط‌هایی که بر روی فیدر قرار دارد، هماهنگ می‌باشد. شایان ذکر است که فقط منظور خط‌های روی فیدر است و دیگر اینکه سعی بر قطع فیوز قبل از عملکرد ریکلوزر برای خط‌های دائمی می‌باشد چرا که ریکلوزر روی خط اصلی قرار دارد و بازبست بی‌مورد آن باعث قطع کل خط خواهد شد. قابل توجه است که اگر DG به شبکه وصل

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

نباشد، برای همه خطاهای بر روی فیدر بار، جریان عبوری از فیوز و ریکلوزر یکسان است. نمودار هماهنگی این دو وسیله در شکل (۸-۳) نشان داده شده است.



(۸-۳) هماهنگی بین ریکلوزر فیوز

در شکل (۸-۳) مشخصه‌های مختلف فیوز و ریکلوزر نمایش داده شده است که (MM) مشخصه منبسط زمان ذوب و (TC) قطع نهایی برای فیوز هستند همچنین مشخصه (A) حالت سریع و (B) حالت کند ریکلوزر می‌باشند. خواسته مطلوب ما این است که فیوز فقط برای خطاهای دائمی بر روی فیدر بار عمل می‌کند، برای خطاهای موقتی ریکلوزر باید شبکه را در حالت سریع خود قطع کند اگر خطا دائمی باشد فیوز باید باز شود. به این طریق فیدر بار برای خطاهای موقت به طور دائم قطع نخواهد شد. همچنین ریکلوزر در حالت کند از فیوز به عنوان یک حفاظت بکاپ، پشتیبانی می‌کند. از آنجایی که خطاهای موقت ۸۰ تا ۹۵ درصد خطاهای روی سیستم توزیع را در بر می‌گیرد، با این نوع حفاظت قابلیت اطمینان شبکه بالا می‌رود و هزینه تعمیر و نگهداری کاهش می‌یابد.

۳-۴-۱- تحلیل عملکرد هماهنگی بین فیوز و ریکلوزر

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

در شکل (۸-۳) ما می‌بینیم که مشخصه (A) یعنی حالت سریع ریکلوزر زیر مشخصه MM فیوز بین IF_{min} و IF_{max} قرار دارد. بنابراین، در بین IF_{min} و IF_{max} ، ریکلوزر در زمان کمتری از زمان لازم برای اینکه فیوز آسیب ببیند عمل می‌کند.

نمونه‌ای از توالی عملکرد یک ریکلوزر F-F-S-S می‌باشد که F نماد حالت سریع و S نماد حالت کند می‌باشد. بین هر عمل ریکلوزر یک فاصله زمانی وجود دارد. وقتی که ریکلوزر باز می‌شود اگر خطا موقتی باشد قبل از اینکه ریکلوزر دوباره بسته شود، خطا از بین می‌رود. اگر خطا بعد از بسته شدن سریع ریکلوزر همچنان وجود داشته باشد، خطا دائمی خواهد بود. بنابراین نوبت فیوز رسیده که مدار را به طور دائم قطع کند.

همچنان که در شکل (۸-۳) نشان داده شده منحنی TC فیوز زیرمنحنی (B) ریکلوزر، بین IF_{min} و IF_{max} ، قرار دارد. بنابراین برای یک خطای دائمی قبل از اینکه ریکلوزر در حالت کند عمل کند، فیوز باز خواهد شد. اگر فیوز عمل نکند ریکلوزر در حالت کند از آن پشتیبانی خواهد کرد و مدار را قطع می‌کند. چیزی که یک مهندس طراح باید از آن مطمئن شود این است که مقدار جریان خطا برای هر نوع خطا در امتداد فیدربار بین IF_{min} و IF_{max} باشد، از آنجا که هماهنگی توصیف شده در بالا فقط در رنج ذکر شده وجود دارد، این هماهنگی معمولاً به طور جداگانه برای خطاهای فاز و زمین انجام می‌شود. حال اگر DG همچنان که در شکل (۷-۳) نشان داده شده، در خط اصلی پائین‌تر از ریکلوزر متصل باشد تغییرات زیر به وجود خواهد آمد.

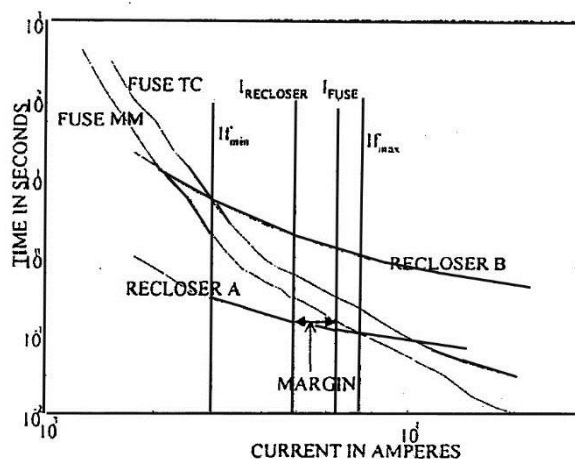
- ۱- ماکزیمم و مینیمم جریان خطا برای هر نوع خطا روی فیدربار تغییر خواهد کرد.
- ۲- برای هر نوع خطا روی فیدربار، فیوز جریانی بیشتری از ریکلوزر خواهد دید.

۲-۴-۳- هماهنگی فیوز- ریکلوزر و حضور DG بطور مختصر

همچنان که قبلاً ذکر شد ماکزیمم و مینیمم جریان خطا باید بین IF_{min} و IF_{max} باشد تا هماهنگی حفظ شود. اگر بعد از اتصال DG مقدار جریان خطا بر روی فیدربار فراتر از مقدار IF_{max} باشد، هماهنگی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

از بین خواهد رفت، چرا که در آن طرف این مقدار مشخصه MM فیوز پائین تر از مشخصه سریع ریکلوزر قرار می گیرد. با توجه به اینکه جریان خطا در رنج مذکور (I_{Fmax}, I_{Fmin}) قرار دارد، ناحیه دیگری داریم که در شکل (۳-۹) نشان داده شده است. جریان فیوز (I_{fuse}) جریان خطایی است که توسط فیوز دیده می شود و جریان ریکلوزر ($I_{Recloser}$) جریان خطایی است که توسط ریکلوزر دیده می شود.



(۳-۹) مرز هماهنگی در هماهنگی فیوز-ریکلوزر

طبیعتاً اختلاف بین این دو جریان به اندازه و نوع و محل قرار گرفتن DG بر روی فیدر اصلی بستگی دارد. هرچه توان تزریقی DG بزرگتر باشد، و هرچه مسافت DG تا بار کمتر باشد، این اختلاف بیشتر خواهد شد. این قضیه به طور عکس نیز صادق است. اگر برای یک خطا در فیدر اختلاف بین جریان فیوز و جریان ریکلوزر بیشتر از ناحیه نشان داده شده باشد، فیوز قبل از اینکه ریکلوزر در حالت سریع عمل کند آسیب می بیند و هماهنگی از بین خواهد رفت.

۳-۴-۳- جمع بندی بر موضوع هماهنگی بازبست و تولید پراکنده

طبق آنچه در قبل ذکر شد اگر DG جریان خطای زیادی به سیستم تزریق کند یا در نزدیکی بار قرار گرفته باشد، شانس از بین رفتن هماهنگی بیشتر خواهد بود. نکته دیگری که طبق بخش قبل قابل اهمیت است این است که وقتی ریکلوزر بازبست انجام می دهد باید به یک سیستم بدون انرژی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

بدهد به عبارتی DG به آن وصل نباشد. حال آنکه با وصل DG ریکلوزر باید دو سیستم برق‌دار را به هم وصل کند، که این عملیات اگر بدون سنکرون‌شدن صورت بگیرد خسارت شدیدی به DG وارد می‌کند.

۳-۵- تأثیر هماهنگی حفاظت بر انتخاب اندازه‌های چند منبع تولید پراکنده

همانطور که در قبل گفتیم احداث DG ممکن است منجر به مشکلات هماهنگی حفاظت بشود. به علاوه میزان عملکردی دستگاه‌های محافظ را نیز دربردارد. وقتی که چند منبع DG در سیستم نصب شده باشند مقدار این مشکلات نیز افزوده می‌شود. این بحث مجموعه معادلاتی برای نشان‌دادن هماهنگی حفاظتی و محدودیت میزان عملکرد را در بردارد. این نتایج برای تعیین کردن اندازه‌های منابع DG، به طوری که طرح حفاظت بدون تغییر نگه داشته شود مورد استفاده قرار می‌گیرد [۹].

در حضور DG، جریان اتصال کوتاه تغییر کرده این اتفاق مخصوصاً در نواحی متراکم شده DG بیشتر مشهود است. که این تغییر عملکرد غیر قابل قبول حفاظت را در بر دارد. پس می‌توان گفت اگر جریان اتصال کوتاه عبوری از هر دستگاه حفاظت عوض شود، هماهنگی حفاظت از دست خواهد رفت، که این امر منجر به آسیب سیستم تولید پراکنده و کاهش اعتبار شبکه می‌شود.

به طور خلاصه این معادله باعث محدود شدن اندازه‌های منابع DG می‌شود و تمام وسائل حفاظتی موجود بطور طبیعی عمل می‌کنند. علاوه بر آن، حداکثر اندازه‌های منابع DG توسط پخش بار بهینه (OPF) به دست می‌آید که توسط مالکان یا اپراتور سیستم به دست می‌آید. به هر حال اندازه منابع DG باید به عملکرد شایسته دستگاه‌های حفاظتی موجود، محدود باشد.

۳-۵-۱- بازنگری هماهنگی حفاظت

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

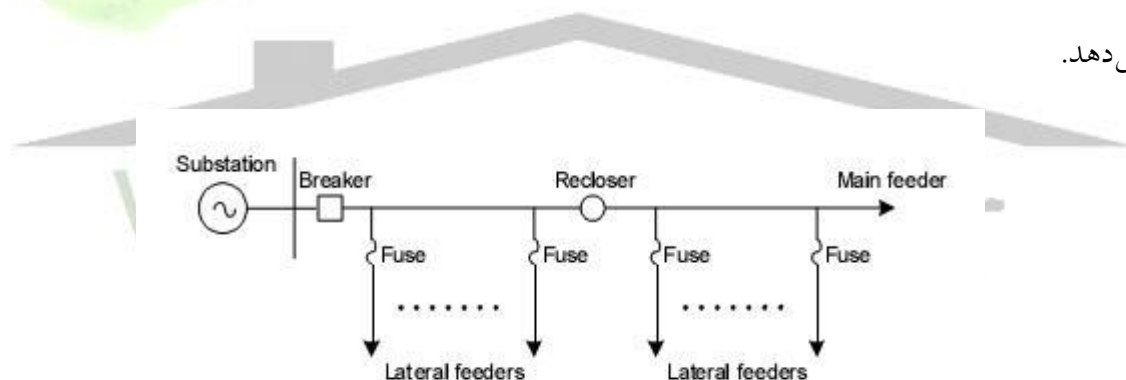
قبل از بحث درباره مشکلات و راه‌حل‌ها به برخی اصول هماهنگی حفاظت بایستی اشاره نمود. این اصول شامل ویژگی‌های اساسی و حفاظت سستی و طرح هماهنگی آنها است که در بخش فرعی زیر ارائه شده است.

• مشخصات وسائل حفاظت

در یک سیستم توزیع نوعی، همه بارهای سیستم از یک نقطه تغذیه‌ای متمرکز تغذیه می‌شوند، پست توزیع به سیستم انتقال متصل است. سپس الکتروسیسته از طریق ترانسفورماتورها به سیستم توزیع انتقال می‌یابد. برای نقاط پخش بار، برق از میان فیدرهای توزیع شعاعی معمولی و از میان فیدرهای جانبی و ترانسفورماتورها انتقال می‌یابد.

دستگاه‌های حفاظت نشان داده شده شکل (۳-۱۰) یک نمونه از فیدر توزیع شعاعی نوعی را شرح

می‌دهد.



(۳-۱۰) فیدر توزیع شعاعی نوعی

برای حفاظت اجزاء سیستم و حمایت اهداف امنیت، وسائل حفاظتی باید در طول فیدرهای اصلی و جانبی نصب شوند. در کل بریکرها (CB) و بازبست‌های اتوماتیک (ACR) برای حفاظت سیستم از طریق قطع مدار به ترتیب در ابتدا و اواسط محل‌هایشان در فیدر اصلی طراحی شده‌اند، از طرف دیگر فیوزها در فیدرهای جانبی قرار دارند و عهده‌دار مدارهای جانبی هستند.

معمولاً بریکرها و ریکلوزرها به دستگاه‌های قطع‌کننده جریان زمان معکوس مجهز می‌شوند.

مشخصات عمومی این‌گونه دستگاه‌ها را می‌توان در معادله زیر نشان داد [۵۰].

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

$$t(I) = \frac{A}{M^P - 1} + B \quad (1-3)$$

که:

t: زمان عملکرد دستگاه اضافه جریان زمان معکوس

: جریان اتصال کوتاه دیده شده از طرف دستگاه

M: نسبت $\frac{I}{I_{pickup}}$ است (I_{pickup} جریان تنظیمی رله است).

A, B, P: ثابت‌های مشخصات منحنی انتخاب شده است.

همچنین، فیوزها نیز مشخصات اضافه جریان زمان معکوس را دارا هستند.

نمودار خط It^2 در صفحه log-log معمولاً حداقل زمان ذوب و زمان قطع کامل را برای فیوز بیان

می‌کند.

از مشخصات فیوز در منحنی log-log، بهتر است با تابع چندجمله‌ای مرتبه دوم تقریب زده شود.

به هر حال میزان علاقه‌مندی منحنی نزدیک شدن به خط راست است. به علاوه یک معادله خطی به

سادگی می‌تواند برای کاهش کار محاسبه به کار رود. معادله کلی توصیف مشخصات منحنی فیوز به

صورت معادله زیر می‌تواند بیان شود.

$$\log(t) = a \cdot \log(I) + b \quad (2-3)$$

که a و t جریان و زمان وابسته هستند و ضریب a و b می‌توانند از مناسبات منحنی شناخته شوند.

• طرح هماهنگی حفاظت

اساساً هیچ طرح هماهنگی حفاظت معینی وجود ندارد

طرح هماهنگی به طور طبیعی با توجه به ویژگی‌های منحصر به فرد و وضعیت جغرافیایی سیستم

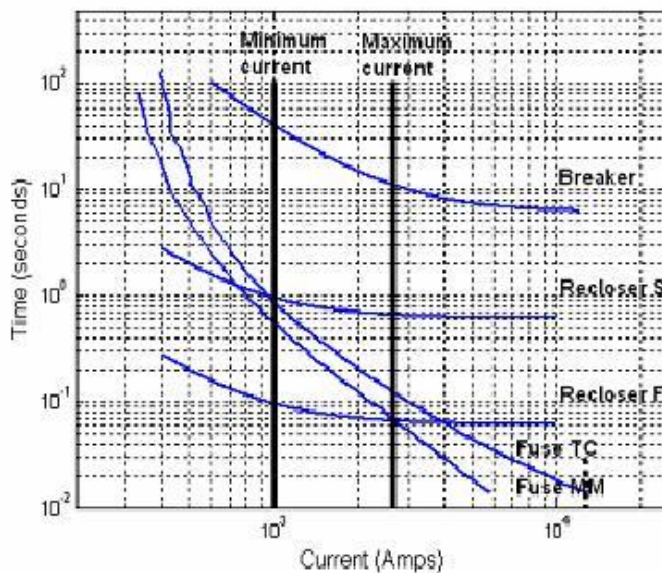
توزیع و رفتارهای مطلوب متفاوت تعیین می‌گردد. به عنوان نمونه برای فیدر توزیع نشان داده شده در

شکل (۳-۱۰)، هماهنگی حفاظت سنتی نشان داده شده در شکل (۳-۱۱) می‌تواند باشد [۹].

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

این یک هماهنگی کلی با بریکر، ریکلوزر و یک فیوز جانبی پشت ریکلوزر است. به طوری که هنگامی که یک خطا رخ دهد، هماهنگی حفاظت، مدار قطع شده را به کوچکترین ناحیه ممکن می‌تواند محدود کند.

این برای به دست آوردن کمترین قطعی برق است. برای نمونه، وقتی یک خطا در فیدر جانبی رخ می‌دهد، ریکلوزر در مد سریع برای متمایز کردن خطاهای موقتی باید ابتدا عمل کند اگر خطا همچنان وجود داشت، فیوز جانبی آسیب می‌بیند و یک قطعی دائمی برق به وجود می‌آید. به هر حال اگر فیوز در این مرحله عمل نکرد ریکلوزر در حالت می‌تواند بعد از آن عمل کند، برای بدست آوردن این توالی عملکرد، جریان خطا باید با مینیمم و ماکزیمم جریان نشان داده شده در شکل (۳-۱۱) مطابقت کند. در نهایت بریکر به عنوان یک پشتیبان حفاظت بی‌نقص، هنگامی که ریکلوزر و فیوز هر دو در وظیفه خود ناموفق شدند عمل خواهد کرد.



(۳-۱۱) نمونه هماهنگی بریکر، ریکلوزر و فیوز

توجه شود که TC و NN عبارتند از مشخصات رفع عیب کامل و کمترین زمان ذوب مربوط به فیوز

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

S و F یعنی مد عملکرد "کند" و "تند" مربوط به ریکلوزر

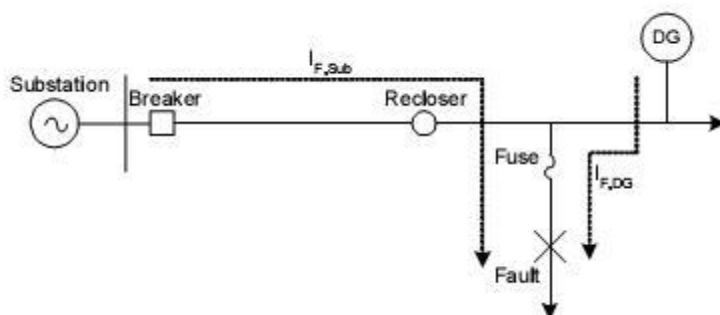
۳-۵-۲- مشکلات همکاری DG

با نفوذ DG بدرون سیستم توزیع در مدت طولانی از مشخصات شعاعی فیدر توزیع محافظت نمی‌کند، در عوض، سیستم توزیعی به پیکربندی شبکه تبدیل خواهد شد. تاکنون حفاظت مرسوم در سیستم توزیع بر اساس حفاظت اضافه جریان بوده، این به آن معناست که تنظیمات موجود هماهنگی حفاظت نمی‌توانند از وسائل حفاظت و نگهداری کنند و به طور نامطلوبی عمل می‌کنند، که در نهایت منجر به صدمات بزرگ به اجزاء سیستم و کاهش قابلیت اطمینان در سیستم می‌شوند. همانطور که پیش از این نیز گفته شد، اثرات جریان خطای ناشی از DG به نوع، اندازه، محل و همچنین حالت عملکرد حفاظت وابسته است [۱۰] و [۱۱] و [۱۲]. یکی از حالات پردردسر، به دلیل وجود جریان خطای DG است. به هر حال تنها مورد فیوزسوزی و قطع اشتباه (قطع به طور همزمان) اساسی‌ترین آنها ذکر شده که در این بخش بررسی شده است. مثالهای این دو نمونه به طور کلی در تصویر (۳-۱۲) و (۳-۱۳) مشخص شده است.

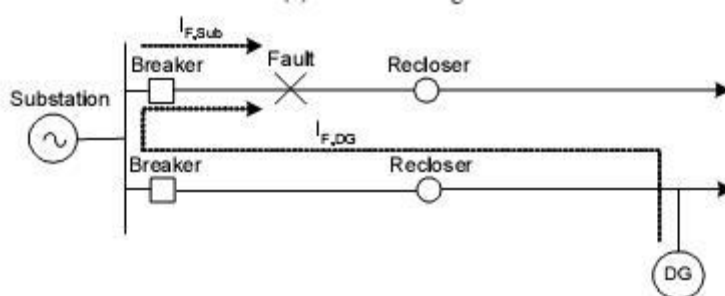
فیوز سوزی و قطع اشتباه باعث عملکرد نامطلوب و سائل حفاظت شده و بر اعتبار سیستم تأثیر می‌گذارد. در ابتدا تأثیر فیوزسوزی نشان داده شده است. بر طبق حفاظت مرسوم، یک خطای موقت اغلب در فیدرهای جانبی رخ می‌دهد که باید با عملکرد سریع ریکلوزر متمایز شود. هرچند این طرح حفاظت مرسوم هنگامی که DG در انتهای فیدر وصل باشد استفاده نمی‌شود. ممکن است که این خطای موقت با فیوز جانبی از بین برود و به یک خطای دائم تبدیل شود. که قطعاً از قابلیت اطمینان شبکه کاسته می‌شود. به طور مشابه، قطع اشتباه نیز مشکلات قابلیت اطمینان را به بار می‌آورد. وقتی یک خطا در یک فیدر اتفاق می‌افتد ولی دستگاه در فیدر دیگری عمل کند، مثلاً بریکر باید در فیدری که خطا در آن واقع شده عمل کند، با این حال بریکر موجود در فیدر DG شاید عمل کند و باعث قطع نامعقول برق در این

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه

فیدر سالم گردد. هر دو دلیل فیوزسوزی و قطع اشتباه از دیدگاه مهندسی و اقتصادی قابل پذیرش نمی‌باشد.



(۱۲-۳) فیوزسوزی



(۱۳-۳) قطع اشتباه

اساساً، اغلب اپراتورهای توزیع قانون و دستورالعملی دارند که هر وقت یک خطا اتفاق بیفتد و یا DG خودش غیرطبیعی عمل کند، DG باید فوراً قطع گردد [۱۳] و [۱۴] و [۱۵]. اگر این موارد به کار گرفته شود و کاملاً تأثیرگذار باشد، مشکلات می‌توانند نادیده گرفته شوند. هر چند در عمل دستورات به تنهایی نمی‌توانند عملکرد مطلوب را به بار آورند. هر چند خطرات ادامه کارکرد DG مادامی که خطا کم است، صفر نیست. بعلاوه نمی‌توان ضمانت کرد که DG زودتر از سوختن فیوز و یا قطع اشتباه قطع خواهد شد. وصل بودن DG هنوز هم می‌تواند عملکرد نادرست حفاظت را نتیجه دهد. به عنوان کمک، به قطع اشتباه بر روی فیدرهای سالم شاید با به کارگیری رله‌های اضافه جریان جهتی برای قطع کردن بریکر حل شود [۱۶] و [۱۷]. این راه‌حل امکان‌پذیر بوده و نیاز به سرمایه‌گذاری بزرگی هم ندارد. بعلاوه به نظر می‌رسد از این حالت که هر دو فیوز سالم و شامل خطا، دو بریکر مشابه و یا یکسان داشته باشند سختی

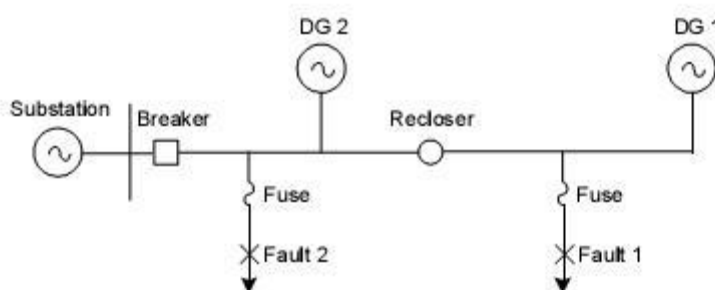
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

کمتری داشته باشند. به خاطر این است که در غیر این صورت عملکرد هر دو بریکر متفاوت خواهد شد. با توجه به شکل (۳-۱۳) جریان دیده شده از طرف بریکر در خط معیوب هم از طرف پست توزیع برق و هم DG می‌باشد. در نتیجه زمان عملکرد بریکر در فیدر معیوب سریعتر خواهد بود و توالی عملکرد هر دو بریکر را می‌توان متمایز کرد.

برای فیوزسوزی، لزوماً راه‌حل دیگری باید پیشنهاد کرد تا از عهده مشکل برآمد. برای مثال، اپراتورها می‌توانند دستگاه‌های حفاظتی را جایگزین کنند و یا با تنظیم جدید ریکلوزرها و فیوزها برای هماهنگ کردن با جریان خطای ناشی از DG اقدام کرد [۱۷]. که این راه‌حل برای مهندسی حفاظت معقول و شایسته به نظر می‌رسد. هرچند که هزینه تعویض و تنظیم مجدد جزئی نیست، در مقایسه با مزایای DG سرمایه‌گذاری کامل تا حدی مشکل است و در خور تصمیم‌گیری نمی‌باشد. راه‌حل دیگر محدود کردن جریان خطای DG است که بر هماهنگی حفاظت موجود تأثیر دارد [۱۷] و [۱۸]. حقیقت این است که یک جریان خطای مرزی ناشی از منابع DG بر فقدان هماهنگی حفاظت وجود دارد.

۳-۵-۳- تعیین کردن مرز جریان خطا

چون سر و کار داشتن با قطع اشتباه ساده‌تر به نظر می‌رسد، در این بخش فقط بر فیوز سوزی تمرکز شده است. روش پیشنهادی بر پایه وادار کردن هماهنگی حفاظت برای پیدا کردن اندازه مرزی منابع DG بنا شده است. علاوه بر این مقاله مجموعه دیگری از معادلات در رابطه با محدوده عملکرد وسائل حفاظت ارائه می‌دهد. شکل (۳-۱۴) سیستمی را نشان می‌دهد که در اینجا برای استنتاج معادلات مرزی به کار می‌رود.



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

(۱۴-۳) یک سیستم توزیع نوعی

• فیوزسوزی

در ابتدا از طریق تشریح، فیوزسوزی باید توضیح داده شود. سپس مکان منبع DG و موقعیت خطا در موقعیت‌های مختلف بررسی خواهد شد. سپس معادله اندازه مرزی DG بررسی می‌شود. از شکل (۳-۱۴) پیداست که با نصب تنها یک DG در سیستم، چهار حالت در جدول (۳-۱) را به وجود می‌آورد. در این جدول I_R و I_F به ترتیب نمایانگر جریان خطای دیده شده توسط ریکلوزر و فیوز و I_S و I_{DG} به ترتیب نمایانگر جریان خطای جاری ناشی از پست برق و DG می‌باشند.

(۳-۱) جریان خطای دیده شده توسط ریکلوزر و فیوز

Case	DG source	Fault position	Description
1	DG 1	Fault 1	$I_R = I_S$ and $I_F = I_S + I_{DG}$
2	DG 1	Fault 2	$I_R = I_{DG}$ and $I_F = I_S + I_{DG}$
3	DG 2	Fault 1	$I_R = I_F = I_S + I_{DG}$
4	DG 2	Fault 2	No I_R and $I_F = I_S + I_{DG}$

در حالت ۱، جریان خطای دیده شده توسط ریکلوزر برابر است با جریان خطای جاری از پست برق و جریان خطای دیده شده توسط فیوز برابر است با جمع جریان خطای ناشی از پست برق و DG. این بدان معناست که مشکل زمانی رخ خواهد داد که DG و موقعیت خطا هر دو واقع در پشت ریکلوزر باشند. این حالتی است که فیوز باید دیرتر بسوزد.

در مقابل در حالت ۲، فیوز باید ابتدا عمل کند. پس اندازه DG باید طوری باشد که ریکلوزر F باعث قطع مدار نشود. چرا که قطع توسط ریکلوزر، خطا را رفع نمی‌کند و تنها با سوختن فیوز مشکل

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

حل می‌شود. در این مقاله، این به عنوان یکی از مشکلات فیوزسوزی به حساب می‌آید. در حالت ۳، جریان خطای گذرنده از ریکلوزر و فیوز یکسان است. اینگونه به نظر می‌رسد که فیوزسوزی رخ نداده، هرچند جریان خطای DG باعث می‌شود که جریان خطای کل از مقدار ماکزیمم جریان نشان داده شده در شکل (۳-۱۱) تجاوز کند، که باید به خوبی در محاسبات لحاظ گردد. از طرف دیگر، در حالت ۴ نیز فیوزسوزی مشاهده نمی‌شود. در این حالت جریان خطای DG و پست برق هر دو مستقیماً از فیوز خواهد گذشت و ریکلوزر چیزی تشخیص نمی‌دهد. به عنوان نتیجه، فیوزسوزی فقط در حالت ۱ و ۲ و ۳ رخ خواهد داد.

در حالت ۱، شکل (۳-۱۵) یک نمونه از نقطه کار ریکلوزر و فیوز را نشان می‌دهد که با علامت (O) علامت‌گذاری شده است. روند کار باید اینگونه باشد که ریکلوزر باید قبل از فیوز MM قطع کند، این بدان معناست که جریان خطای ناشی از DG به همراه جریان خطای ناشی از پست برق باید کمتر از حد مرزی علامت‌گذاری شده با $I_{fuse, margin}$ باشد. از این رو، این جریان مرزی می‌تواند در نقطه‌ای که مشخصه MM فیوز عمل می‌کند در همان زمان برای ریکلوزر F محاسبه شود. در ابتدا با معادله زیر شروع می‌کنیم:

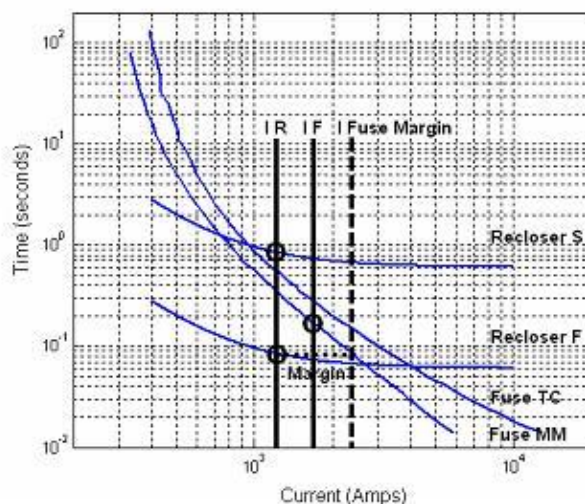
$$I_S + I_{DG} < I_{fuse, margin} \quad (3-3)$$

که در آن:

I_S : جریان خطای ناشی از پست برق

I_{DG} : جریان خطای ناشی از DG

$I_{fuse, margin}$: جریان دیده شده توسط فیوز با جریان خطای مرزی ناشی از DG



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

(۳-۱۵) نمونه هماهنگی فیوز و ریکلوزر

با دانستن زمانی که ریکلوزر F عمل می‌کند، $I_{fuse,margin}$ را با استفاده از معادله (۳-۲) می‌توان حساب کرد با جایگذاری کردن آن در (۳-۳) و مرتب‌سازی دوباره، جریان خطای مرزی DG طبق (۳-۴) به دست می‌آید. این معادله به عنوان محدودیت قیدی برای اندازه DG می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد. که بعداً در این بخش تشریح می‌شود.

(۳-۴)

$$I_{DG} \leq 10^{((\lg t) - b) / a} - I_S$$

$$t(I) = \frac{A}{(I_S / I_P)^P - 1} + B \quad (۳-۵)$$

در حالت ۲، جریان خطای مرزی DG می‌تواند به طریق مشابهی استنتاج شود. معادله جریان خطای مرزی همانند (۳-۴) خواهد بود که برای یافتن t مورد استفاده برای نقطه عملکرد فیوز باید از جریان خطای DG به جای پست برق استفاده کرد. این بدان خاطر است که جریان خطای دیده شده توسط ریکلوزر در این حالت ناشی از DG است یا به عبارت دیگر جریان خطای گذرنده از ریکلوزر در حالت ۱ جریان خطای بالادست ریکلوزر می‌باشد، حال آنکه در حالت ۲ جریان خطای گذرنده از ریکلوزر، جریان پائین دست به حساب می‌آید. معادله (۳-۶) محاسبه زمان t را نشان می‌دهد.

$$t(I) = \frac{A}{(I_{DG} / I_P)^P - 1} + B \quad (۳-۶)$$

که در نهایت جریان خطای مرزی ناشی از DG در حالت ۳ تعیین می‌شود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

معادله جریان خطای مرزی در این مورد نیز شبیه معادله (۳-۴) است که برای پیدا کردن زمان t مورد استفاده برای نقطه عملکرد فیوز باید ناشی از حاصل جمع جریان‌های خطای DG و پست برق باشد. این بدان خاطر است که جریان خطای دیده شده توسط ریکلوزر ناشی از هر دو منبع است.

$$t(I) = \frac{A}{((I_S + I_{DG}) / I_P)^P - 1} + B \quad (7-3)$$

با استفاده از معادله‌های (۳-۴، ۵، ۶ و ۷) اندازه DG را می‌توان با تبدیل جریان به توان ظاهری مرزی یا اندازه DG را تعیین کرد. در این بخش ظرفیت اتصال کوتاه (mVA) برای تعیین ماکزیمم ظرفیت DG پنداشته می‌شود.

$$MVA = \sqrt{3} \times V_{DG} \times I_{DG} \quad (8-3)$$

با جایگذاری (۳-۴) در (۳-۸)، ماکزیمم ظرفیت DG، S_{DG} مطابق زیر بدست می‌آید.

$$(9-3)$$

$$S_{DG} < \sqrt{3} \times V_{DG} \times (10^{((\log(t)-b)/a)} - I_S)$$

که در معادلات از (۳-۵، ۶ و ۷) مربوط به حالات تعیین شده ابتدایی محاسبه می‌شود. به علاوه در معادلات (۳-۶ و ۷) را می‌توان با تبدیل در قسمتی از اندازه‌ی DG با استفاده از معادله (۳-۸) بکار برد. که در هنگام تعمیم دادن معادلات در این باره بحث می‌شود.

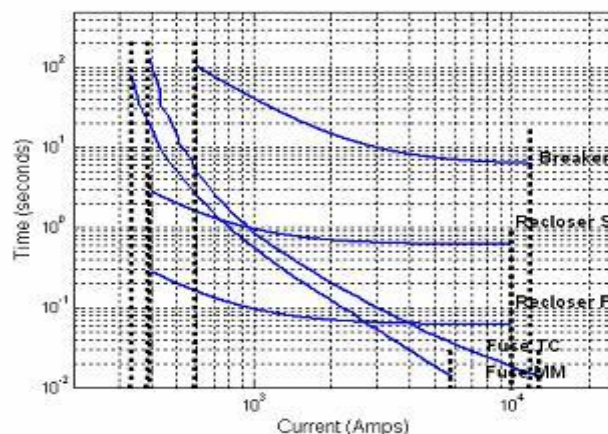
• حدود عملکرد دستگاه‌های حفاظتی

علاوه بر فیوز سوزی، در حدود دستگاه‌های حفاظت نیز ممکن است به واسطه نصب DG اختلال ایجاد شود. متعاقباً این حدود عملکرد باید در محاسبات به عنوان محدودیتی اضافه برای تعیین اندازه منابع DG لحاظ گردد.

هرچند بعضی از محدودیت‌های ناشی از حدود عملکرد ممکن است در برابر محدودیتی که از فیوز سوزی ناشی می‌شود ناچیز باشد. برای برآورده ساختن معادله (۳-۴) بعضی حدود عملکردی نشان

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

می دهند که هرگز اختلالی ایجاد نمی کنند، که بیشتر بررسی خواهد شد. شکل (۳-۱۶) همه حدود عملکردی دستگاه حفاظت را نشان می دهد.



(۳-۱۶) حدود عملکرد برای فیوز، ریکلوزر و بریکر

برای بریکر، باید توجه کرد که آن در ابتدای فیدر قرار گرفته، و جریان خطا را از پست برق تحمل می کند. این در رده مشکلات نیست، چرا که بریکر موجود قطعاً برای جریان خطای ناشی از پست برق به خوبی طراحی شده است. ولی در موارد ریکلوزرهای اتوماتیک و فیوزهای جانبی متفاوت هستند. با حضور DG، حاصل جمع جریان های خطا می توانند از حدود عملکرد ریکلوزر و فیوز تجاوز کنند، بخصوص وقتی منابع DG مختلفی در سیستم نصب شده باشند. برای داشتن بیش بهتر، شکل (۳-۱۴) برای روشن کردن مشکلات مورد استفاده قرار گرفته و جدول (۳-۲) جزئیات را تشریح می کنند. در هر حالت محل قرارگیری منبع DG و خطا همانند جدول (۳-۱) می باشد.

جدول (۳-۲): حدود عملکرد ریکلوزر و فیوز

حالت	حدود عملکرد ریکلوزر	حدود عملکرد فیوز
۱	چرا که I_R و I_S قطعاً در رنج است: نیاز نیست*	جریان خطای DG باید (۳-۴ و ۵) را برآورده کند. نیاز نیست
۲	$I_{DG1} > I_{Rmin}$ کمتر از مینیمم و رنج نیست	جریان خطای DG باید (۳-۴ و ۶) برآورده کند. نیاز نیست
۳	جریان خطای DG باید (۳-۴ و ۷) برآورده کند: نیاز نیست	جریان خطای DG باید (۳-۴ و ۷) برآورده کند. نیاز نیست
۴	جریان خطا از ریکلوزر نمی گذرد: نیاز نیست	$I_S + I_{DG2} < I_{Fmax}$ ، بیشتر از ماکزیمم رنج نمی شود.

* نیاز نیست: نیاز به لحاظ کردن حدود عملکرد آن حفاظت نیست.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

از جدول (۲-۳) می‌توان دید که اغلب حدود عملکردها دچار اختلال نشده‌اند به جز ریکلوزر در حالت ۲ و فیوز در حالت ۴. برای ریکلوزر در حالت ۲، جریان خطای ناشی از DG₁ باید بیشتر از مینیمم حد ریکلوزر $I_{R,min}$ باشد.

این بدان خاطر است که از عمل کردن ریکلوزر هنگامی که جریان خطایی از DG₁ به سمت محل خطا جاری است و فیوز عمل نکرده اطمینان حاصل شود، یعنی به عنوان پشتیبانی برای فیوز عمل کند. برای فیوز در حالت ۴، حاصل جمع جریان خطای ناشی از پست برق و DG₂ باید کمتر از بیشترین حد تحمل فیوز، $I_{F,max}$ باشد.

۳-۵-۴- تعمیم دادن معادلات اندازه مرزی چندین منبع DG

در بخش قبل فاکتورهایی تو صیف شد و معادله‌ها برای تشخیص حدود اندازه DG تشریح شد یعنی فیوزسوزی و حدود عملکرد دستگاه‌های حفاظتی. در این بخش نتیجه‌گیری‌ها برای حالتی که چندین منبع DG به شبکه توزیع شعاعی متصل‌اند، توسعه داده می‌شود. با توجه به شکل (۳-۱۴)، اگر هر دو منبع DG همزمان متصل باشند دو حالت در برابر مکان خطا موجود خواهد بود. اینجا برای مکان خطای ۱ و ۲ به ترتیب با حالت‌های ۱ و ۲ مشخص شده است.

ابتدا تأثیر دو منبع DG با هم برای تعیین اندازه مرزی دو منبع DG بررسی خواهد شد. بعد از آن نتایج بدست آمده را برای منابع مختلف DG توسعه خواهیم داد. در این بخش، همه جریانهای خطای DG توسط معادله (۳-۸) بیان می‌شود. چرا که آن، اندازه منابع DG را نشان می‌دهد.

الف) محل خطای ۱

در این حالت، جریان‌های خطا ناشی از پست برق و هر دو منبع DG با هم به طرف محل خطا جریان می‌یابند. با توجه به جدول (۲-۳) هیچ حدود عملکرد با اهمیتی که در این حالت به حساب بیاید وجود ندارد. بنابراین، تنها قید فیوزسوزی به حساب می‌آید که اندازه منابع DG₂ را تعیین می‌کند. به

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

علاوه، جریان خطای گذرنده از ریکلوزر ناشی از پست برق و DG2 می‌باشند. از این رو زمان t که فیوز عمل می‌کند همانند زمانی است که ریکلوزر F عمل می‌کند، که از جمع جریان خطای ناشی از DG2 و پست برق است محاسبه می‌شود.

مانند معادله (۹-۳) معادله تعیین اندازه DG را می‌توان به صورت معادله (۱۰-۳) نوشت

(۱۰-۳)

$$\frac{S_{DG1}}{V_{DG1}} + \frac{S_{DG2}}{V_{DG2}} < \sqrt{3} \times (10^{((\log(t)-b)/a)} - I_S)$$

که در آن:

(۱۱-۳)

$$t = \frac{A}{((I_S + (S_{DG2} / (\sqrt{3}V_{DG2}))) / I_P)^P - 1} + B$$

(ب) محل خطای ۲

اولین محدودیت قطعاً مشکل فیوز سوزی است. در مورد حدود عملکرد دستگاه‌ها این حالت با حالت ۱ بی‌شباهت است. با توجه به جدول (۲-۳)، حالت ۲ نشان می‌دهد که جریان خطای ناشی از DG1 باید بیشتر از مقدار مینیمم ریکلوزر باشد تا بتواند به عنوان پشتیبان در هنگام عمل نکردن فیوز به کار رود.

به علاوه، حالت ۴ از جدول (۲-۳)، نشان می‌دهد که جمع جریان‌های خطای ناشی از DG2 و پست برق باید کمتر از ماکزیمم حد فیوز باشد. هرچند قید فیوزسوزی ناشی از DG1 محدودیت این فیوز را می‌پوشاند. به عنوان نتیجه، فقط فیوزسوزی و حدود عملکرد ریکلوزر در این حالت تعیین‌کننده است. برای محاسبه زمان t، جریان خطای ناشی از DG1 استفاده می‌شود چرا که منحصراً آن جریان از ریکلوزر عبور می‌کند.

$$\frac{S_{DG1}}{V_{DG1}} + \frac{S_{DG2}}{V_{DG2}} < \sqrt{3} \times (10^{((\log(t)-b)/a)} - I_S) \quad (۱۲-۳)$$

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

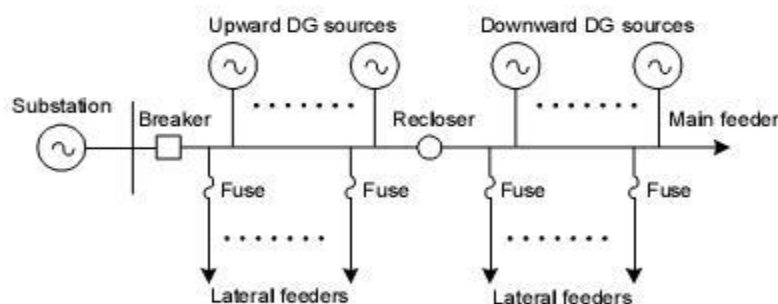
(۱۳-۳)

$$t = \frac{A}{((S_{DG1} / \sqrt{3}V_{DG1}) / I_P)^P - 1} + B$$

(۱۴-۳)

$$S_{DG1} > \sqrt{3} \times V_{DG1} \times I_{R,min}$$

از قسمت‌های فرعی (الف) و (ب) معادلات (۳-۱۰) تا (۳-۱۴) را می‌توان برای منابع چندگانه DG تعمیم داد. شکل (۳-۱۷) یک سیستم شعاعی نوعی را نشان می‌دهد که شامل چندین منبع DG است. این منابع DG می‌توانند به دو گروه دسته‌بندی شوند که یک ریکلوزر در وسط آنهاست. یعنی منابع بالادست و منابع پائین‌دست.



(۳-۱۷) سیستم توزیع شعاعی با چندین منبع تولید پراکنده

حدود اندازه چندین منبع DG را می‌توان با تقسیم کردن منابع DG به دو بخش با توجه به سمت بالا یا پائین بودن آنها بدست آورد. با توجه به معادلات (۳-۱۰) تا (۳-۱۴)، DG_1 و DG_2 با سامیشن (Σ) مقادیر منابع DG پائین‌دست و منابع DG بالادست جایگزین می‌شوند. با انجام چنین کاری، معادله خواسته شده به دست می‌آید. ابتدا حالت خطا در مکان ۱، پشت ریکلوزر، بررسی می‌شود. برای اندازه مرزی DG با خطای در مکان ۱ می‌توان مانند (۳-۱۵) نوشت قابل توجه است که d و u یعنی منابع DG در امتداد سمت پائین و بالای ریکلوزر.

$$\sum \frac{S_{DGd}}{V_{DGd}} + \sum \frac{S_{DGu}}{V_{DGu}} < \sqrt{3} \times (10^{((\log t - b)/a)} - I_S) \quad (15-3)$$

$$t = \frac{A}{((I_S + \sum (S_{DG1} / (\sqrt{3}V_{DG1}))) / I_P)^P - 1} + B \quad (16-3)$$

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

برای خطا در مکان ۲، در جلوی ریکلوزر، محدودیت فیوزسوزی در معادله (۱۷-۳) و (۱۸-۳)

نوشته شده است و قید حدود عملکرد ریکلوزر در معادله (۱۹-۳) آورده شده است.

$$\sum \frac{S_{DGd}}{V_{DGd}} + \sum \frac{S_{DGu}}{V_{DGu}} < \sqrt{3} \times (10^{((\log(t_1 - b/a) - I_S))} \quad (17-3)$$

$$t = \frac{A}{(\sum (S_{DGd} / \sqrt{3} V_{DGd})) / I_P)^P - 1} + B \quad (18-3)$$

$$\sum \frac{S_{DGd}}{V_{DGd}} > \sqrt{3} \times I_{R,min} \quad (19-3)$$

در رابطه با فیوزسوزی، مرز اندازه DG باید مطابق با هماهنگی همه ریکلوزر و فیوزهای جانبی

باشد. با توجه به شکل (۱۷-۳)، تعداد زیادی فیوز جانبی در یک سیستم توزیع شعاعی نوعی وجود دارد.

معادلات مرزی (۱۵-۳) و (۱۷-۳) فقط برای ریکلوزر و فیوز جانبی می باشد. این بدان معناست که

حساس ترین فیوز برای سوختن، برای تعیین کمترین حد اندازه DG باید انتخاب شود. مقدار SDG، در میان

همه حدود هماهنگی بین ریکلوزر و فیوزها، باید کمترین مقدار را داشته باشد.

۳-۵-۵- جمع بندی بر موضوع تعیین اندازه منابع DG

با معرفی DG، این بخش مشکلات هماهنگی حفاظت و حدود عملکرد دستگاهها را تحلیل کرد.

مجموعه ای از معادلات بدست آمده با توجه به مثال عددی که در فصل شبیه سازیها و مثالهای عددی

آمده، سیستم برق همگانی می تواند از راه حل های عملی برای تعیین اندازه های منابع DG با حفظ قیود

ذکر شده در این بخش استفاده کند.

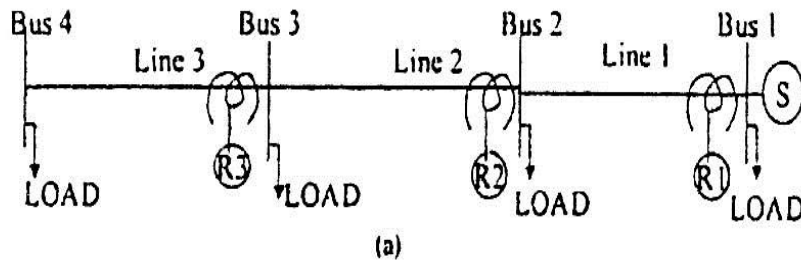
۳-۶- هماهنگی رله- رله

شکل (۱۸-۳) یک فیدر اصلی توزیع که با یک منبع "S" تغذیه می شود و با رله های اضافه جریان

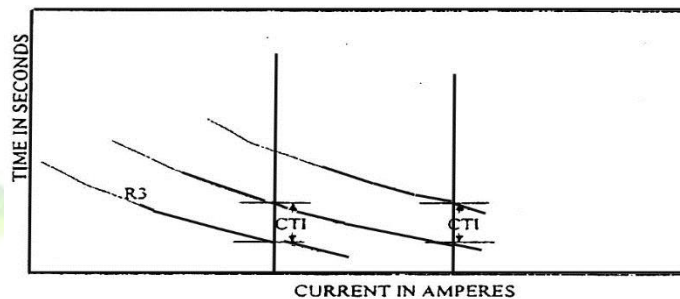
معکوس R₁, R₂ و R₃ محافظت می شود را نشان می دهد. نمودار هماهنگی بین این رله ها در شکل (۳-

۱۹) نشان داده شده است. [۱۹]

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم



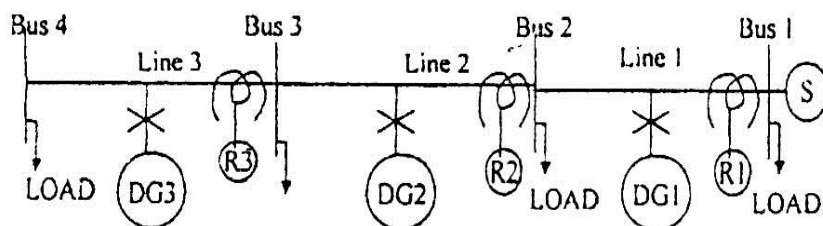
(۱۸-۳) ساختار فیدر



(۱۹-۳) هماهنگی رله - رله بدون حضور DG

در اینجا مسئله این است که برای ماکزیمم خطا در باس ۳ زمان عملکرد رله R_2 بزرگتر از R_3 ، با کوچکترین فاصله زمانی ممکن می‌باشد. "CTI" (فاصله زمانی هماهنگی) به عواملی مانند خطا در ترانس جریان، CT، و خطا در ترانس ولتاژ، PT، و رله از زمان باز شدن بریکر بستگی دارد. در مورد رله‌های الکترومکانیکی، بالازدگی نیز قابل ملاحظه می‌باشد. بطور مشابه رله R_1 و R_2 نیز برای ماکزیمم خطا در باس ۲ هماهنگ می‌شود. رله‌های جریان معکوس همینطور که برای جریان‌های ماکزیمم هماهنگ می‌شوند، برای جریان‌های مینیمم نیز هماهنگ هستند. همانطور که از شکل (۱۹-۳) پیداست، رله R_2 به عنوان بکاپ برای R_3 و رله R_1 برای R_2 بکاپ خواهد بود. حالا فرض شود که DG به فیدر اصلی متصل است، همچنان که در شکل (۲۰-۳) نشان داده شده است، بسته به محل قرار گرفتن DG، اتفاقات زیر به وجود می‌آید:

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه



(۲۰-۳) فیدر توزیع اصلی با نفوذ DG

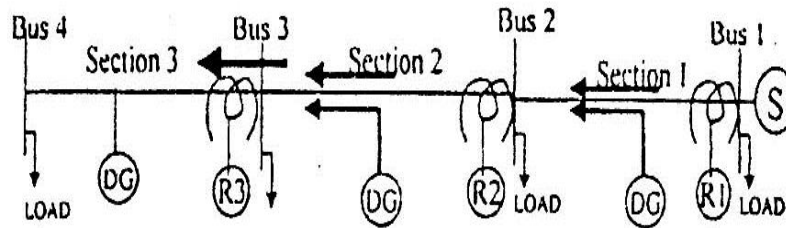
۱- اگر فقط DG_1 و DG_2 به فیدر متصل باشند ماکزیمم و مینیمم جریان خط در باس ۳ تغییر خواهد کرد، هرچند که R_3 هیچ جریان برگشتی را برای خطاهای بالادست احساس نخواهد کرد. در نتیجه فقط نیاز است که R_2 و R_3 برای یک جریان دیگر که بیشتر از قبل است با هم هماهنگ شوند. از آنجا که رله‌های معکوس برای تنظیمات مختلف طراحی شده‌اند این مسئله مشکل خاصی به وجود نمی‌آورد.

۲- اگر DG_3 به تنهایی به فیدر وصل شود R_2 و R_3 جریان رو به پائین دست را برای خطا در ناحیه ۳ و جریان رو به بالادست را برای خطا در ناحیه ۱ حس می‌کند. این نکته قابل توجهی است که رله‌ها برای خطاهای بالادست و پائین دست، جریان‌های خطای مشابهی می‌بینند. از آنجا که ما می‌خواهیم فقط قسمتهای معیوب از شبکه جدا شود احتیاج داریم که رله R_3 قبل از R_2 برای هر نوع خطا در ناحیه ۳ عمل کند، از طرفی انتظار داریم که R_2 برای خطاهای در ناحیه ۱ از رله R_3 زودتر عمل کند، از آنجا که این رله‌ها یک جریان یکسان برای هر دوی این خطاها حس می‌کنند، غیر ممکن است که با این طرح بتوان رله‌ها را هماهنگ کرد.

۳- اگر هر سه DG_1 و DG_2 و DG_3 به فیدر متصل شوند برای یک خطا در قسمت ۳ (یا یک پائین دست دیگر)، R_3 ماکزیمم جریان خطا را حس خواهد کرد، و به دنبال آن رله‌های R_2 و R_1 این خطا را حس خواهند کرد. برای یک خطا در ناحیه ۱ (یا برای هر خطای بالادست دیگر برای حالتی که قسمت‌های بالادست بیشتری داریم)، R_2 جریان بیشتری نسبت به R_3 حس خواهد کرد. اجازه دهید که

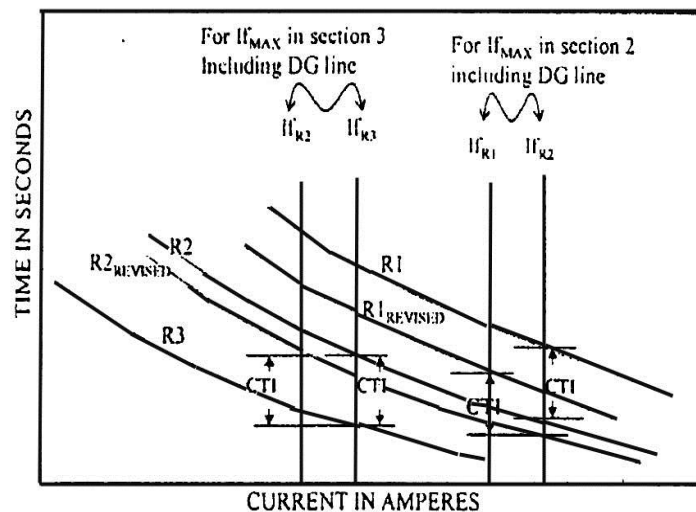
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

ابتدا رله برای خطای پائین دست تنظیم شود، سپس بررسی شود که در چه شرایطی برای خطاهای بالادست این هماهنگی باقی خواهد ماند. شکل (۳-۲۱) شرایط ذکر شده برای حالت خطای پائین دست را نشان می دهد.



(۳-۲۱) ساختار فیدر (خطای پائین دست)

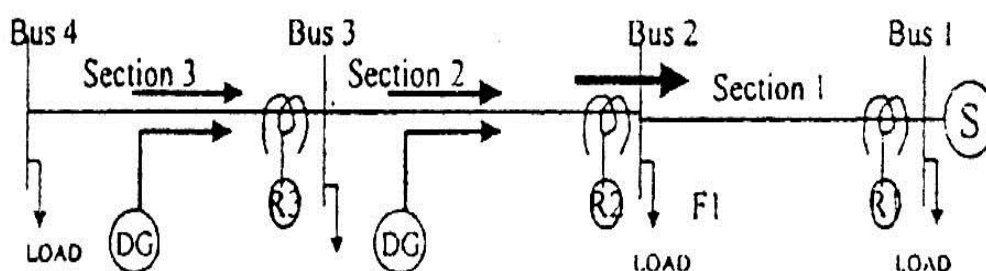
پیکان‌های ضخیم مقدار جریان خطا برای خطاهای ناحیه ۳ را مشخص می کنند. باید توجه داشت که ماکزیمم جریان خطا در این قسمت به اندازه، نوع و محل قرار گرفتن DG در این ناحیه بستگی دارد. R_3 و R_2 باید در ماکزیمم جریان خطا در ناحیه ۳، مادامی که DG به فیدر متصل است، هماهنگ باشند. از آنجایی که جریان کمتری، (I_{FR2}) ، از R_3 ، حس می کند منحنی اصلاح شده برای R_2 کمی نسبت به حالت قبل خود به پائین شیفت می کند که در شکل (۳-۲۲) نشان داده شده است. بطور مشابه زمانی که می خواهیم R_1 و R_2 را برای ماکزیمم خطا در ناحیه ۲ هماهنگ کنیم، منحنی برای R_1 به پائین تر از حالت قبل خود شیفت داده می شود.



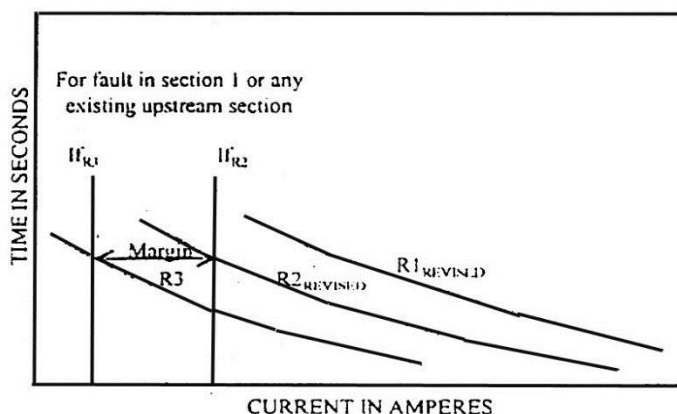
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

(۲۲-۳) هماهنگی رله‌ها برای خطای پایین دست با حضور DG

CTI در شکل (۲۲-۳) مشابه CTI در شکل (۱۹-۳) است. فقط در این مورد اندازه‌گیری بین نقاط مختلف ناشی از اختلاف جریان‌های خطای حس شده توسط رله می‌باشد. حال اجازه دهید ببینیم که چگونه هماهنگی در شکل (۲۲-۳) برای خطای بالادست معتبر است. شکل (۲۳-۳) جریان خطا را برای یک خطا در ناحیه ۱ نشان می‌دهد (یا هر قسمت بالادست دیگری اگر آنچنان قسمت‌هایی وجود داشته باشد). اکنون R_2 جریان بیشتری نسبت به R_3 حس خواهد کرد. پس نیاز است که رله R_2 قبل از رله R_3 عمل کند. برای جریان خطای داده شده I_{FR2} شکل (۲۴-۳) ناحیه موجودی را که می‌توانیم در این ناحیه برای خطای بالادست هماهنگی ایجاد کنیم را نشان می‌دهد. اگر تفاوت جریان خطای حس شده به وسیله $(I_{FR2})R_2$ و $(I_{FR3})R_3$ کمتر از حاشیه نشان داده شده باشد R_3 قبل از R_2 عمل خواهد کرد. به عبارت دیگر هماهنگی از بین خواهد رفت. یعنی اینکه هماهنگی از دست خواهد رفت. بنابراین هماهنگی برای اختلاف جریان‌های بزرگتر از جریان‌های حس شده با R_2 و R_3 یا اگر جریان خطای تزریقی توسط DG بیشتر باشد، باقی خواهد ماند.



(۲۳-۳) ساختار فیدر (خطای بالادست)



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

رله- (۲۴-۳) حدود در دسترس برای هماهنگی رله برای خطای بالادست با حضور DG

۳-۷- جمع‌بندی بر هماهنگی حفاظت سه‌گانه

در بحثی که در بخش اخیر انجام شد، می‌توان این نتیجه‌گیری را برای هماهنگی فیوز- فیوز و رله- رله دنبال کرد چرا که مسائل پیش آمده در این هماهنگی‌ها مشابه هستند.

۱- دستگاه‌های پائین‌دست آخرین DG هیچ‌گاه جریان خطایی برای خطای بالادست را حس نمی‌کنند. اگر این دستگاه‌ها بتوانند این افزایش جریان خطای ناشی از نفوذ DG را حس کنند، هیچ‌گونه مشکلی در مورد هماهنگی بوجود نخواهد آمد.

۲- اگر دستگاه‌ها جریان خطای بالادست را ببینند، دو احتمال به وجود خواهد آمد.

الف) اگر آنها جریان خطای یکسانی برای خطاهای پائین‌دست و بالادست ببینند هماهنگی از دست خواهد رفت.

ب) اگر آنها جریان متفاوتی برای خطای بالادست یا پائین‌دست ببینند، یک حاشیه قابل استفاده برای هماهنگی معتبر باقی خواهد ماند، اگر اختلاف این جریان خطای دیده شده بیشتر از حاشیه باشد، هماهنگی باقی می‌ماند. بنابراین اگر DG جریان خطای بیشتری تزریق کند هماهنگی احتمالاً حفظ خواهد شد.

۳- برای هماهنگی فیوز- ریکلوزر، حاشیه‌ای قابل استفاده‌ای وجود دارد که در آن می‌توان هماهنگی معتبری را حفظ کرد. در این حالت اگر اختلاف در جریان خطای دیده شده با این دستگاه‌ها کمتر از حاشیه باشد، هماهنگی نگه داشته خواهد شد. بنابراین هماهنگی، اگر جریان تزریقی DG کم باشد احتمالاً حفظ خواهد شد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

فصل چهارم

• جزیره‌ای شدن و حفاظت ضد جزیره‌ای شدن



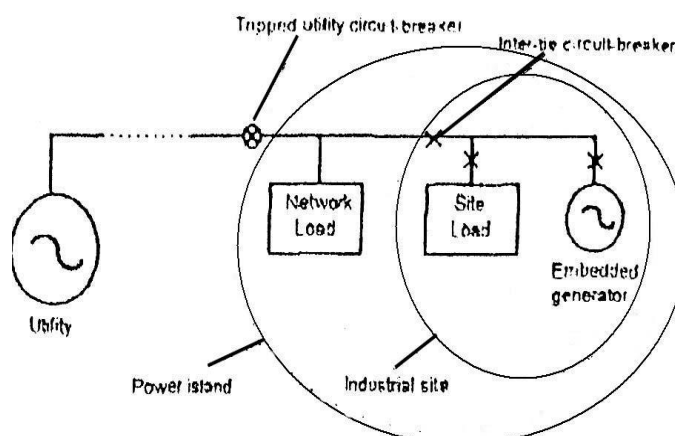
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

جزیره‌ای شدن و حفاظت ضد جزیره‌ای شدن

ورود منابع تولید پراکنده به شبکه توزیع مزایای فراوانی را به لحاظ اقتصادی قابلیت اطمینان و کیفیت سرویس‌دهی به همراه دارد، ولی از آنجایی که در زمان طراحی و احداث شبکه‌های توزیع انرژی برق، حضور چنین منابع تولیدی پیش‌بینی نشده است، لذا بروز پاره‌ای از مشکلات فنی در سیستم توزیع محتمل می‌باشد. از جمله این مشکلات می‌توان به عملکرد جزیره‌ای آنها (آیلندینگ)، اضافه ولتاژ، افزایش سطح اتصال کوتاه شبکه، سنکرونیزاسیون با شبکه، اختلال در عملکرد سیستم‌های حفاظتی و تزریق هارمونیکی توسط مبدل‌های الکترونیکی قدرت نام برد. به نظر می‌رسد چالش برانگیزترین مسأله در رابطه با منابع تولید پراکنده عملکرد جزیره‌ای آنها است. [۲۰]

مطابق با (IEEE) یک جزیره بخشی از سیستم قدرت است شامل یک یا چند منبع توان الکتریکی و بار که برای چند دوره زمانی از بقیه سیستم قدرت مجزا شده باشد. در این حالت عملکرد جزیره‌ای برای یک یا چند واحد DER رخ داده است. بار می‌تواند شامل هریک از موارد کارخانجات صنعتی و یا مشترکان در یک شبکه توزیع باشد.

به عبارت دیگر عملکرد جزیره‌ای موقعی رخ می‌دهد که به علل مختلف، شبکه سراسری از لحاظ الکتریکی از DG ایزوله شده باشد، اما یک بخش از بارهای شبکه متصل به DG باقی بمانند و هنوز توسط DG تغذیه شوند این حالت در شکل (۴-۱) نشان داده شده است.



(۴-۱) نحوه جزیره شدن DG در شبکه توزیع

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

عملکرد جزیره‌ای می‌تواند عمدی یا غیرعمدی باشد. برای کاهش خطرات و صدمات ناشی از عملکرد جزیره‌ای DGها، تشکیل جزیره بایستی سریعاً تشخیص داده شود و DGها بایستی در یک زمان کوتاه خودشان را از شبکه سراسری قطع کنند، یعنی سیستم حفاظت ضدجزیره‌ای DG بایستی به نحوی عمل کند که DG بارهای شبکه را فقط در صورتی که شبکه سراسری از دست نرفته باشد، تغذیه کند. بدیهی است که بارهای محلی (local load) DG بخاطر پیوستگی سرویس‌دهی در صورت وجود یا عدم وجود شبکه سراسری از DG تغذیه می‌شوند [۲۱].

با تشکیل جزیره، روش‌های تشخیص عملکرد جزیره‌ای DGها، بریکر نقطه اتصال DG به شبکه سراسری را ترتیب می‌دهند و موقعی که شرایط شبکه سراسری اجازه دهد، دوباره جزیره را با شبکه سراسری سنکرون می‌نمایند. این موضوع در استاندارد (IEEE 1574-2003) و استاندارد (IEEE 929-2000) منعکس شده است [۲۲] و [۲۳].

عدم تریپ DGها در حالت عملکرد جزیره‌ای می‌تواند مشکلاتی را برای ژنراتور و بارهای متصل ایجاد کند. تاکنون روش‌های مختلفی برای تشخیص عملکرد جزیره‌ای DGها ارائه شده است. این روش‌ها عموماً به دو دسته کلی روش‌های کنترل از راه دور (مبتنی بر ارتباط) و روش‌های محلی تقسیم‌بندی می‌شوند خود روش‌های محلی هم به دو دسته اکتیو و پسیو تقسیم‌بندی می‌شوند. روش‌های کنترل از راه دور به تشخیص عملکرد جزیره‌ای در سمت شبکه مربوط می‌شوند در حالی که روش‌های محلی به تشخیص عملکرد جزیره‌ای در سمت DG مربوط هستند. روش‌های محلی بر اطلاعات و داده‌های سمت DG تکیه دارند.

رگولاتورهای (تنظیم‌کننده‌های) ولتاژ و فرکانس نصب شده به عملکرد جزیره‌های عمدی کمک می‌کنند. از این گذشته، عملکرد یک جزیره عمدی با یک پخش بار حداقل بر روی شبکه اصلی بهتر انجام می‌گیرد. عملکرد غیرعمدی در طی یک پخش بار سنگین بر روی شبکه اصلی لزوماً باعث نامتعادلی در تولید و بار می‌شود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

اگر توان اکتیو مازاد در انرژی جزیره وجود داشته باشد، در قسمت دوار ذخیره می شود و سرعت ژنراتور افزایش خواهد یافت و موجب بالا رفتن فرکانس خواهد شد. در یک مبدل الکترونیکی توان (PEC) انرژی اضافی در خط DC ذخیره شده که منجر به افزایش ولتاژ خط DC می شود. فقدان توان اکتیو در جزیره عملکرد عکس را دارد.

توان اکتیو نامتعادل بر روی سطح ولتاژ جزیره تأثیرگذار است. توان اکتیو اضافی تأثیری مثل خازن موازی دارد یعنی افزایش ولتاژ. کسری توان اکتیو بطور طبیعی باعث کاهش ولتاژ می شود. اثر یک نامتعادلی بزرگ در یک جزیره تازه شکل گرفته، می تواند بسیار مهم باشد. این چنین جزیره ای نباید برای مدت طولانی باقی بماند. از طرف دیگر یک جزیره با تولید کاملاً متعادل می تواند برای یک مدت طولانی به خوبی باقی بماند. حتی اگر آنجا تنظیم کننده های ولتاژ و فرکانس وجود نداشته باشد.

• سیستم های حفاظتی

در هر نیروگاه الکتریکی متصل به شبکه، واحدهای DER به سیستم های حفاظتی مجهز شده اند. هدف از چنین حفاظتی در دو دسته قرار می گیرد. یکی تشخیص جریان های خطا تغذیه شده از شبکه به نیروگاه و اقدام به تریپ، دیگری محافظت شبکه در معرض جریان خطای ناشی از واحد DER. آخرین وظیفه ای که توسط حفاظت اضافه جریان و اضافه ولتاژ می توان انجام داد، حفاظت از شبکه در زمان اتصال کوتاه است.

برای محافظت از واحد DER از وضعیت های پرخطر، رله های اضافه جریان می توانند بریکرهای اصلی داخل نیروگاه را تریپ دهند. رله های اضافه یا کسری ولتاژ و اضافه یا کسری فرکانس برای حفاظت از تأسیسات DER در وضعیت های غیرطبیعی شبکه نصب شده اند. رله های تشخیص عملکرد جزیره ای وظیفه دارند که عملکرد جزیره ای را تشخیص دهند و انجام عمل در حفاظت شبکه از به انجام رسیدن یک جزیره غیر عمدی را بر عهده دارند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۴-۱ تشخیص جزیره‌ای شدن

این بخش از مقاله در رابطه با جزیره‌ای شدن است، همچنین در صدد است که مفاهیم زیر را تعریف کند. حفاظت در برابر نبود شبکه سرا سری، حفاظت در برابر نبود برق اصلی، حفاظت در برابر جزیره‌ای شدن، حفاظت از عملکرد جزیره‌ای، اینها مترادف‌هایی هستند که مورد استفاده عموم قرار می‌گیرند.

بطور کلی این کار به بیان تشخیص جزیره‌ای شدن مورد استفاده قرار گرفته می‌پردازد. که برای این کار دو دلیل وجود دارد، اولاً تشخیص کم مداخله‌تر از حفاظت است، همیشه به حفاظت در برابر جزیره‌ای شدن نیاز نیست. بعضی اوقات شاید آگاهی دادن از حالت کفایت کند، از این رو کلمه تشخیص به کار برده می‌شود. ثانیاً (ing) در کلمه (islanding) بر تغییرات حالت تمرکز می‌کند. که این در خیلی از مواقعی که جزیره شکل گرفته است، به تشخیص برمی‌گردد.

۴-۱-۱- چرا تشخیص عملکرد جزیره‌ای؟

سیستم‌های قدرت پیچیده‌اند و معمولاً به سادگی قابل درک نیستند. آنها تا سطح بالایی خودکار شده‌اند و گسترش آنها از کشورها و ملت‌ها فراتر رفته است. احتمالات وقوع و خطاهای رخ داده عادی و بسیاری از این وقایع بطور خودکار و بدون حضور انسان برطرف می‌شوند. اپراتورها عهده‌دار امنیت سیستم قدرت هستند. الکتریسیته برای هم انسان و هم حیوانات می‌تواند خطرناک باشد، همچنین برای تجهیزات متصل به شبکه نیز می‌تواند مضر باشد، اگر قسمتی از یک سیستم قدرت به شکل جزیره‌ای که کنترل نشده درآید، این خطر وجود دارد که پرسنلی که برای تعمیرات به قسمت سیستم جزیره شده فرستاده می‌شوند، با قسمت برق‌دار تجهیزات تماس پیدا کنند. که ممکن است آسیب‌های شدیدی و حتی مرگ را سبب شود [۲۴]. از این رو بسیار قابل اهمیت است که یک جزیره الکتریکی غیرعمدی شناسایی و خاموش شود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

بسیاری از فیدرهای توزیع با سیستم‌های حفاظتی شامل ریکلوزر تجهیز شده‌اند. از اطلاعات گذشته می‌توان مشاهده کرد که خطاهای دائمی فقط ۱۰٪ تا ۱۵٪ در فیدرها رخ می‌دهد. (IEEE 2003 b). ریکلوزرهای اتوماتیک قابلیت استفاده از سیستم‌های قدرت را افزایش می‌دهند چرا که زمان قطع را به حداقل می‌رسانند.

اگر، به هر دلیلی، بازبست اتوماتیک در برابر یک فیدر برقدار با تأسیسات DER رخ دهد، غیرمتمحمل نیست که ولتاژ شبکه و انرژی مبدل‌ها از حد خود خارج شده باشند که می‌تواند باعث صدمه دیدن تجهیزات نصب شده شود. مشکل دیگری که با بازبست اتوماتیک در برابر فیدر برقدار وجود دارد این است که سوئیچینگ خازنی گذرای به وجود آمده اضافه ولتاژهای شدیدی را به وجود می‌آورد [۲۴]. ظرفیت خازنی گذرای مورد بحث، در کابل‌ها و خازن‌های موازی در سیستم جزیره‌شده پدید می‌آیند. مقادیر نمونه از زمان باز شدن ریکلوزرها در جدول (۴-۱) آمده است.

جدول (۴-۱) زمان باز شدن ریکلوزر نمونه‌ای

System voltage [kV]	Autoreclose open time [s]
130	< 1
50	< 3
20	< 30

۴-۱-۲- ملزوماتی بر تشخیص عملکرد جزیره‌ای

برای اجتناب از اضافه ولتاژ و آسیب‌های ناشی از جریان‌های هجومی، مهم است که قبل از اینکه بازبست اتوماتیک اتخاذ شود، واحدهای DER قطع شوند. باید در نظر داشت تقریباً همیشه ممکن است که زمان باز شدن ریکلوزر برای سازگار بودن با وسائل تشخیص جزیره‌ای شدن تغییر یابد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

یک سیستم تشخیص عملکرد جزیره‌ای بین عملکرد جزیره‌ای و دیگر وقایع در سیستم قدرت تبعیض قائل می‌شود. سیستم تشخیصی قابل اطمینان است که قابلیت اطمینان و امنیت آن اندازه‌گیری شده باشد. ملزومات دستگاه‌های تشخیص عملکرد جزیره‌ای به صورت خلاصه در ادامه لیست شده‌اند:

- قابلیت اطمینان: یک دستگاه تشخیص عملکرد جزیره‌ای باید تمامی رخدادهای جزیره‌ای را تشخیص دهد.

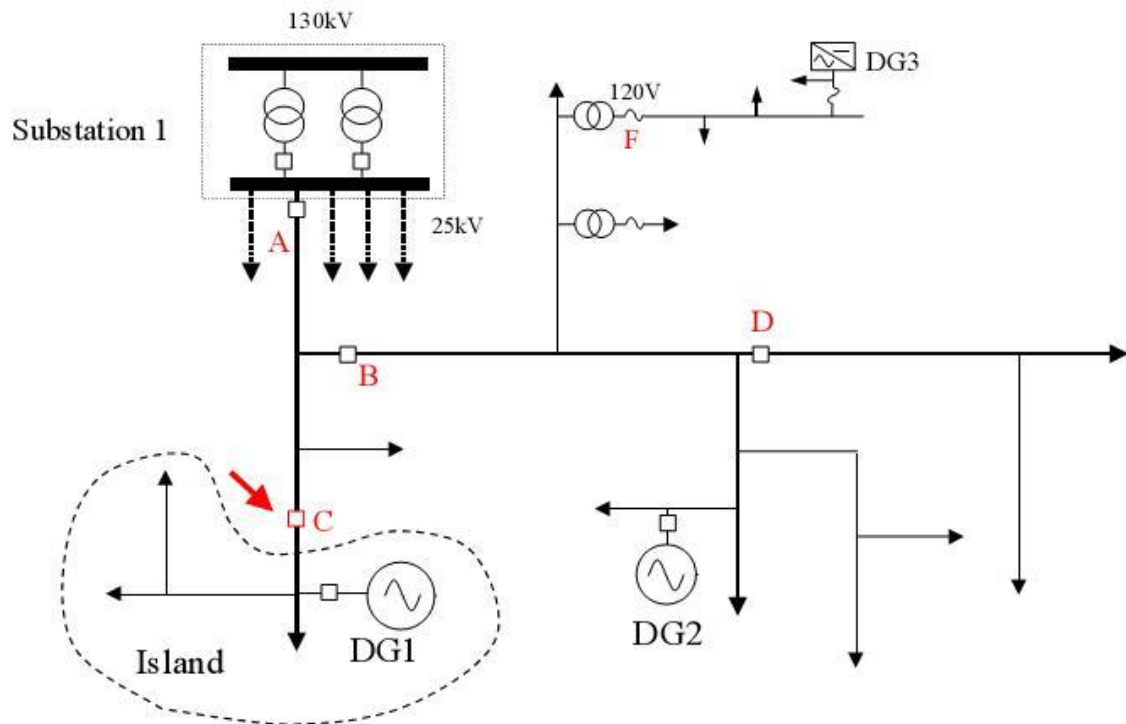
- امنیت: یک دستگاه تشخیص عملکرد جزیره‌ای نباید به اتفاقات یا اغتشاشات دیگر رخ داده در شبکه پاسخ دهد.

- سرعت: تشخیص باید در محدوده زمانی داده شده در جدول (۴-۱) باشد.

۳-۱-۴- فاکتورهای انتخاب روش تشخیص عملکرد جزیره‌ای

از آنجایی که هیچ‌کدام از روش‌های تشخیص عملکرد جزیره‌ای نمی‌توانند در مورد همه انواع منابع DG استفاده شود، هر روش معمولاً مطابق با طبیعت DG مربوطه (سنکرون، مبتنی بر انیورتر و ...) انتخاب می‌شود تا بالاترین بازده و قابلیت اطمینان حاصل شود. علاوه بر این برقرار ساختن تعادل بین هزینه‌ها و ایمنی از خطرات ناشی از وقوع عملکرد جزیره‌ای غیرعمدی ضروری می‌باشد. در یک شبکه توزیع ممکن است چندین نوع DG حضور داشته باشند، بنا به نیاز هر DG حفاظت خاص خودش را برایش اعمال کنیم. یک نمونه سیستم توزیع برق در شمال آمریکا در شکل (۴-۲) نشان داده شده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه



(۲-۴) یک سیستم توزیع نمونه به همراه تولید پراکنده

پست برق ولتاژ را به یک سطح پایین تر یعنی ولتاژ توزیع انتقال می دهد و این ولتاژ به آخر چند فیدر توزیع فرستاده می شود. اتصالات زیادی روی فیدر وجود دارد که به مشتری های برق تخصیص یافته است. ژنراتورهای بزرگ توزیع بطور نمونه به فیدرهای اصلی وصل شده اند. (DG_1 ، DG_2) که نوع آنها ژنراتورهای به ترتیب سنکرون و القائی می باشد. ژنراتور توزیع کوچکی نیز از نوع اینورتری که فتوولتائیک می باشد به فیدر ثانویه با ولتاژ کمتری وصل شده است (DG_3).
غالباً همه ژنراتورهای توزیع را می توان به سه گروه مذکور تقسیم کرد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۱- ژنراتورهای سنکرون: اندازه آنها می‌تواند به بزرگی 30mW برسد. این نوع ژنراتورها توانایی دارند که جزیره را پابرجا کنند. بخاطر بزرگ بودن نرخ توان، گزینه‌های محدودی برای کنترل در برابر اهداف تشخیص عملکرد جزیره‌ای وجود دارد. به عنوان نتیجه حفاظت از ژنراتورهای سنکرون چالش برانگیزترین وقایع پیش روی DGها است.

۲- ژنراتورهای القائی: اندازه این ژنراتورها نیز می‌تواند تا حدودی بزرگ باشد، برای مثال ۱۰ تا 20mW . ژنراتورهای القائی نمی‌توانند یک جزیره را پابرجا کنند چرا که خودشان به توان راکتیو که از شبکه الکتریکی تغذیه شوند نیاز دارند. به عنوان نتیجه، حفاظت ضد عملکرد جزیره‌ای برای ژنراتورهای القائی به عنوان پیامد و نتیجه مهمی به آن رسیدگی نمی‌شود. زیرا حتی در صورت خودالقائی که در موارد خاص وجود دارد، رله‌های فرکانسی می‌توانند این وضعیت را به خوبی تشخیص دهند.

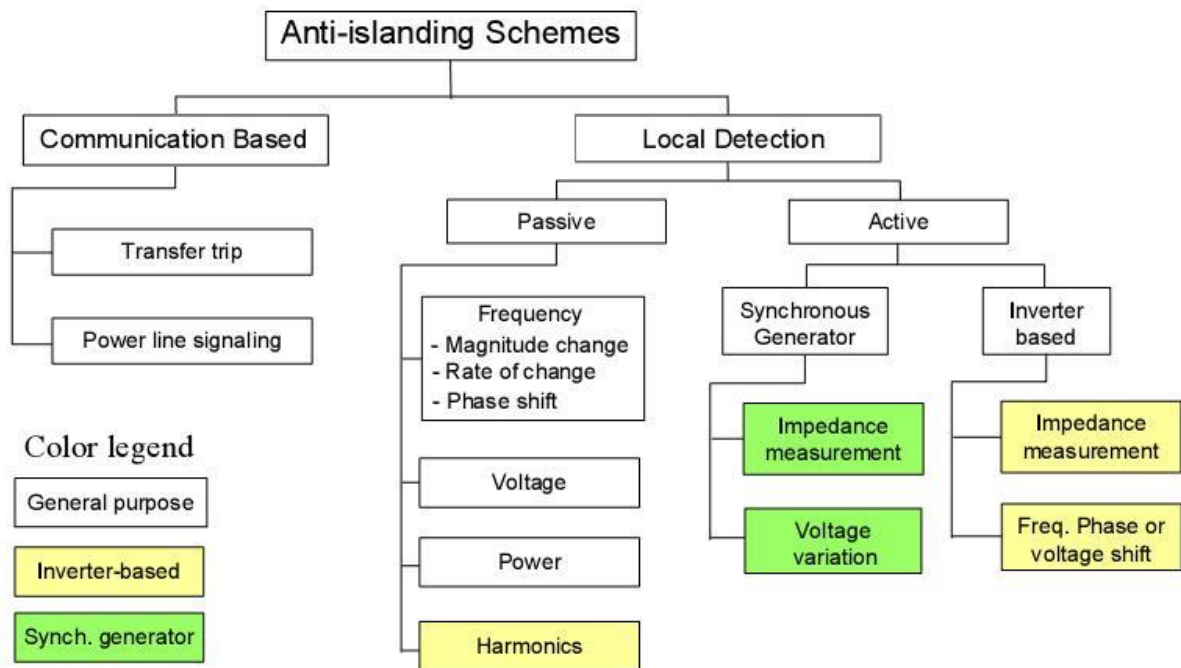
۳- ژنراتورهای مبتنی بر اینورتر: این نوع DGها عموماً به فیدرهای ثانویه متصل می‌شوند چرا که اندازه آنها نسبتاً کوچک است (معمولاً در محدوده چند صد وات تا 1mW). اینورتر در حقیقت یک میانجی است که بین سیستم قدرت (شبکه) و ژنراتور قرار می‌گیرد. ژنراتورها می‌توانند نیروگاه‌های فوتوولتائیک، پیل‌های سوختی، میکروتوربین‌ها و یا چیزهای دیگر باشند. DGهای مبتنی بر اینورتر این قابلیت را دارند که جزیره را پابرجا کنند، هرچند اینورترهای فعل و انفعالی سودمندی را می‌توان طراحی کرد که شرایط عملکرد جزیره‌ای را کنترل و تشخیص دهند. به عنوان نتیجه اینکه، تکنیک‌های خاصی برای ضد عملکرد جزیره‌ای می‌توان پیشنهاد کرد.

در بعضی از تأسیسات DG، تکنولوژی‌های اینورتری ساده و کم‌هزینه‌ای از قبل موجود هستند که می‌توانند برای کاهش خطرات ناشی از عملکرد جزیره‌ای DG به یک سطح قابل قبول صنعتی استفاده شوند. لازم به ذکر است که حفاظت ضد عملکرد جزیره‌ای برای ژنراتورهای سنکرون در مقایسه با ژنراتورهای مبتنی بر اینورتر، مسئله چالش برانگیزتری است و گزینه‌های پیش رو برای ژنراتورهای دوار محدود هستند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

۲-۴- بررسی انواع طرح‌های ضد عملکرد جزیره‌ای

در این بخش مروری می‌کنیم بر تکنیک‌های اصلی تشخیص عملکرد جزیره‌ای که گسترش یافته‌اند. این تکنیک‌ها را با توجه به اصول کارکردشان می‌توان به دو نوع کلی دسته‌بندی کرد. که پیش از این نیز توضیح مختصری داده شد، این دسته‌بندی در شکل (۳-۴) نشان داده شده است. طرح اول که بر پایه ارتباطات بنا شده بود و طرح دوم که در بردارنده طرح‌های تشخیص محلی بود [۲۵].



(۳-۴) طبقه‌بندی طرح‌های ضد جزیره‌ای

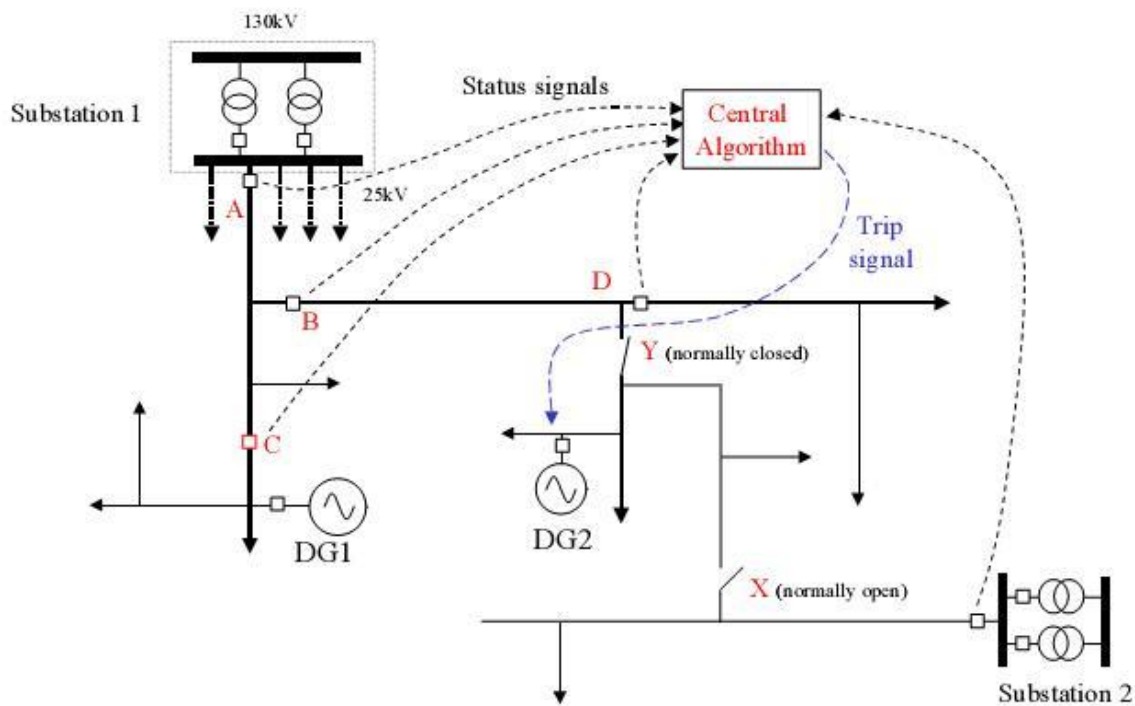
۱-۲-۴- تکنیک ضد عملکرد جزیره‌ای مبتنی بر ارتباط

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

طرح های مبتنی بر ارتباط، بر ارتباط از راه دور برای هشدار و تریپ DG ها تکیه داده اند. کار برجسته این طرح در کل مستقل بودن از نوع ژنراتوری است که با آن سر و کار دارند می باشد. در این بخش مروری می کنیم بر دو طرح پایه ای به اجرا درآمده یا پیشنهاد شده برای کاربردهای ضد عملکرد جزیره ای.

• طرح انتقال تریپ

ایده اصلی طرح انتقال تریپ بر اساس مانیتور کردن وضعیت همه بریکرها و ریکلوزرهای که می توانند باعث جزیره ای شدن DG در سیستم توزیع شوند می باشد [۲۶] و [۲۷]. وقتی یک سوئیچینگ عمل کند و یک قطعی را در پست برق ایجاد کند، یک الگوریتم مرکزی ناحیه جزیره را مشخص می کند. بعد از آن یک سیگنال تریپ برای تریب دادن DG در منطقه جزیره ای شده فرستاده می شود. شکل (۴-۴) ایده اساسی این طرح را روشن می کند. [۲۶] و [۲۷]



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

(۴-۴) طرح انتقال تریپ

ریکلوزرهای محدودی در سرتاسر خط به پست برق متصل باشد، طرح انتقال تریپ مذکور، بطور قابل توجهی ساده خواهد شد. سیگنال و وضعیت می‌تواند بطور مستقیم به DG فرستاده شود یعنی از هر نقطه مانیتورینگ (ریکلوزرها) بدون رفتن به مرکز پردازش الگوریتم، سیگنال به DG برود. این عادی‌ترین سازگاری از طرح امروزی برای تشخیص عملکرد جزیره‌ای می‌باشد. [۲۸] و [۲۹].

اگر تعداد زیادی ریکلوزر وجود داشته باشد و توپولوژی فیدرها عوض شود، طرح انتقال تریپ کاملاً پیچیده خواهد شد. اولاً، همه ریکلوزرهای بین DG و پست تغذیه باید مانیتورینگ شوند. دوم اینکه، ریکلوزرهای بین DG و تغذیه برای ساختارهای شبکه متفاوت، باید متفاوت باشند. یک تغییر وضعیت توپولوژی عادی در پیکربندی فیدرها در شکل (۴-۴) نشان داده شده است. در بعضی از دستورات عملیاتی نیاز است که سوئیچ قطع "۲" باز شود و سوئیچ قطع "X" بسته شود. اگر این اتفاق بیفتد، DG₂ به پست برق ۲ واگذار می‌شود. به عنوان نتیجه، ریکلوزر چسبیده به پست برق ۲ نیز برای تصمیم‌گرفتن در مورد عملکرد جزیره‌ای DG₂ باید مونیتور شود. می‌توان دید که اعتبار انجام یک طرح انتقال تریپ برای یک شبکه با چند توپولوژی، نیازمند یک پردازش الگوریتم مرکزی برای تعیین شکل‌گیری جزیره و DG‌هایی با آرایش خاص می‌باشد. علاوه بر این، الگوریتم نیاز دارد که بیشترین تازه‌سازی اطلاعات را بر توپولوژی سیستم توزیع داشته باشد.

روشن است که طرح انتقال تریپ نیازمند پشتیبانی ارتباط وسیعی می‌باشد. ارتباط رادیویی یا اجاره خطوط تلفن بیشترین متد رایج برای این طرح می‌باشد. برای اینکه تصویری مطمئن داشته باشیم، سیگنال‌های رادیویی به DG‌ها و یا واحد مرکزی به طور پیوسته فرستاده می‌شوند. غیاب یک سیگنال، بازشدن بریکر مربوطه را به همراه دارد. اگر پوشش رادیویی یا خط تلفن فراهم نباشد، این طرح را نمی‌توان استفاده کرد یا برپایی آن بسیار گران خواهد بود. طرح انتقال تریپ یک متد ساده و مؤثر برای مقابله با عملکرد جزیره‌ای برای فیدرهای توزیع با توپولوژی ثابت می‌تواند باشد. کاربران شرکت‌ها سالها

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

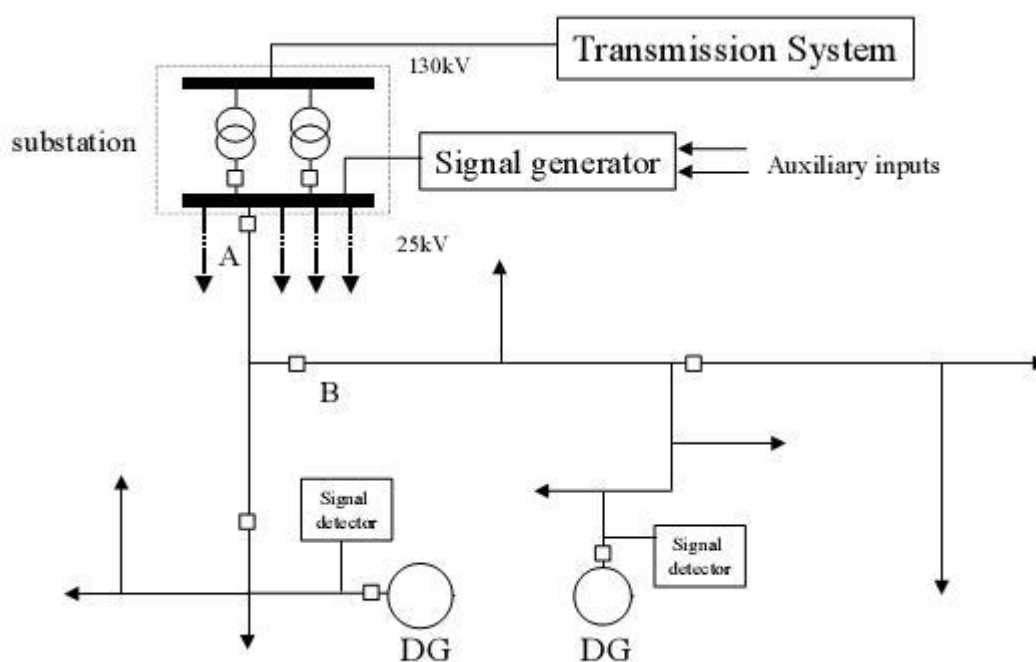
تجربه بر روی این طرح برای کاربردهای حفاظت مختلف دارند که به سادگی آنها را می‌توان پذیرفت، افزایش هماهنگی بین ژنراتورهای توزیع و منابع یوتیلیتی. سیستم همانندی را نیز می‌توان برای تدارک دیدن سیگنالی برای وصل مجدد DG بعد از رفع خطا استفاده کرد.

مهمترین اشکال طرح انتقال، هزینه و پتانسیل پیچیده شدن این طرح می‌باشد. این بدان خاطر است که به انتقال‌دهنده سیگنال برای همه نقاط قطع ممکن در سیستم نیاز است و پوشش ارتباطی برای محل‌های DG باید فراهم باشد. در این طرح اگر دستورالعمل‌هایی برای پیکربندی فیدر وجود داشته باشد می‌تواند بسیار پیچیده شود.

• طرح خطوط قدرت سیگنال‌دار

این طرح که از قدرت خطوط به عنوان حامل سیگنال استفاده می‌شود، در شکل (۴-۵) نشان داده شده است. دستگاه اصلی این طرح یک تولیدکننده سیگنال است که در سمت ثانویه باس پست وصل می‌شود. دستگاه مذکور یک سیگنال به تمام فیدرهای توزیع به طور پیوسته منتشر می‌کند. هر DG به یک آشکار ساز سیگنال مجهز شده است. اگر آشکار ساز سیگنال را حس نکند (به دلیل باز شدن یکی از برکیه‌های بین پست برق و DG)، که این یکی از شرایط جزیره است، DG بدون درنگ می‌تواند تریپ دهد. اگر باس ۲۵kV بی‌برق شود، که یکی دیگر از شرایط جزیره‌ای شدن است، تولیدکننده سیگنال نیز بی‌برق شده و انتشار سیگنال نیز متوقف می‌شود که بنابراین DGهای پائین دست تریپ خواهند داد. تولیدکننده سیگنال چندین ورودی کمکی دارد. هر کدام از ورودی‌ها می‌توانند انتشار را متوقف کنند، که نتیجه آن تریپ‌دادن همه DGهای درون سیستم است. این ویژگی خاص زمانی سودمند است که شرکت استفاده‌کننده برای قطع کردن DGها زمانی که یک جزیره در سیستم انتقال شکل گرفته باشد می‌تواند از آن استفاده کنند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه



(۴-۵) خطوط قدرت سیگنال‌دار

این سیستم چندین فایده دارد، مخصوصاً با افزایش تراکم اتصالات ژنراتورهای توزیع. این طرح می‌تواند کاملاً قابل اطمینان باشد چرا که تنها یک فرستنده سیگنال (تولیدکننده) درگیر وجود دارد و سیگنال به عنوان یک ابزار چک‌کننده پیوسته بکار برده شده است. صاحبان DG می‌توانند در هزینه فرستنده مشارکت داشته باشند. با این طرح نیاز به هیچ نگرانی در مورد تغییر توپولوژی نیست. به عنوان نتیجه، این طرح به آسانی می‌تواند اجرایی شود.

این طرح دو اشکال اصلی دارد. اول اینکه هزینه تولیدکننده سیگنال، این یک دستگاه با ولتاژ متوسط است. یک ترانسفورماتور کاهنده نیاز است که به آن وصل شود و این در پست برق باید وصل شود. اگر تنها یک یا دو DG از این سرویس استفاده کنند این هزینه شاید به سختی توجیه‌پذیر باشد. دومین قضیه امکان تداخل میانجی سیگنال با دیگر درخواست‌کننده‌های ارتباط خطوط قدرت مانند قرائت‌کننده‌های خودکار اندازه است. این یک تکنولوژی امیدبخش است اما تا به حال هیچ تجربه کاربردی میدانی از این تکنولوژی نشده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۴-۲-۲- طرح‌های تشخیص محلی برای ژنراتورهای توزیع سنکرون

طرح‌های تشخیص محلی، وضعیت جزیره‌ای شدن را بر اساس ولتاژ و سیگنال جریان قابل دسترس در بخش DG تشخیص می‌دهند. آنها را می‌توان به دو زیرگروه تقسیم کرد. یکی متد تشخیص پسو است، که فقط بر اساس ولتاژ و سیگنال جریان اندازه‌گیری شده تصمیم می‌گیرند. و دیگری متد تشخیص اکتیو است. این چنین متدی پارازیت را به سیستم تغذیه تزریق می‌کند و شرایط جزیره‌ای شدن را بر اساس پاسخ اندازه‌گیری شده سیستم به طور محلی تشخیص می‌دهد. کارایی طرح‌های تشخیص محلی به طور قابل توجهی می‌تواند از نوع ژنراتورهای توزیع درگیر تأثیر بپذیرد. در این بخش به طور خلاصه به کارکرد طرح‌هایی برای ژنراتورهای سنکرون پرداخته شده است.

۴-۲-۲-۱- طرح‌های پسو مبتنی بر فرکانس

طرح‌های مبتنی بر فرکانس بیشتر به طور وسیع مورد استفاده طرح‌های پسو برای تشخیص عملکرد جزیره‌ای ژنراتورهای سنکرون مورد بحث می‌باشند. می‌دانیم که اگر تولید و بار عدم تطابق بزرگی در سیستم قدرت داشته باشند فرکانس سیستم تغییر خواهد کرد. این ممکن است که با چک کردن مقدار و نرخ تغییر فرکانس، شرایط عملکرد جزیره‌ای تشخیص داده شود.

• اصول عملکرد

سه نوع رله مبتنی بر فرکانس به صورت تجاری برای تشخیص عملکرد جزیره‌ای در دسترس

می‌باشد. [۳۰] و [۳۱].

- رله فرکانسی

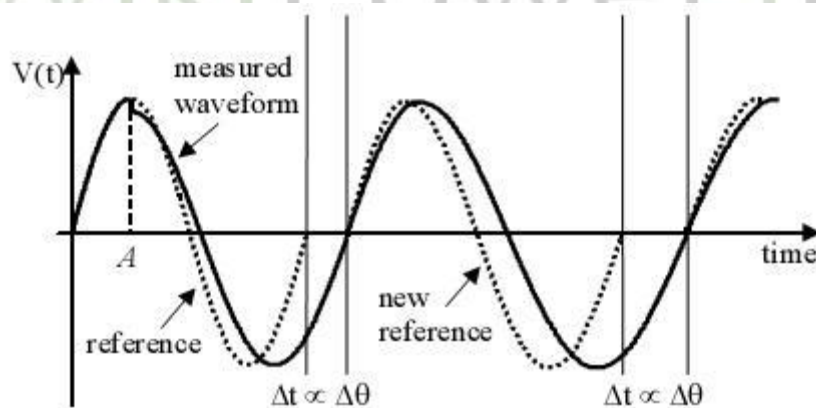
- رله نرخ تغییرات فرکانس (Rocof)

- رله شیفت‌برداری

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

رله‌های فرکانسی فرکانس شکل موج ولتاژ ترمینال DG را محاسبه می‌کنند. یک DG بر اساس معیارهای اضافه فرکانس یا کاهش فرکانس تریپ می‌دهد. حد پائینی فرکانس ۵۹/۵ هرتز بوده و حد بالای فرکانس ۶۰/۵ Hz است. DG باید در ۰/۵ ثانیه تریپ دهد. رله‌های ROCOF یک پله فراتر می‌روند. در این رله نرخ تغییرات فرکانس تعیین می‌شود. تریپ DG زمانی شروع می‌شود که نرخ از حد خود تجاوز کرده باشد. تنظیمات ROCOF های عمومی نصب شده بر سیستم‌های ۶۰ Hz بین ۰/۱ Hz/S و ۱/۲۰ Hz/S می‌باشد. خصیصه در دسترس مهم دیگر این رله، فانکشن سدکننده مبتنی بر مینیمم ولتاژ ترمینال می‌باشد. این برای اجتناب کردن از تحریک رله ROCOF مادامی که ژنراتور راه‌اندازی می‌شود و یا اتصال کوتاه شده باشد.

رله‌های بردار ضربه‌ای، شیفت زاویه فاز شکل موج ولتاژ را نسبت به شکل موج مرجع همانطور که در شکل (۴-۶) نشان داده شده اندازه‌گیری می‌کنند. می‌توان نشان داد که شیفت، $\Delta\theta$ ، یک اندازه‌گیری غیرمستقیم از فرکانس شکل موج است. به عنوان نتیجه اینکه، این گونه رله‌ها مشخصات کارایی همانند رله‌های فرکانسی دارند.

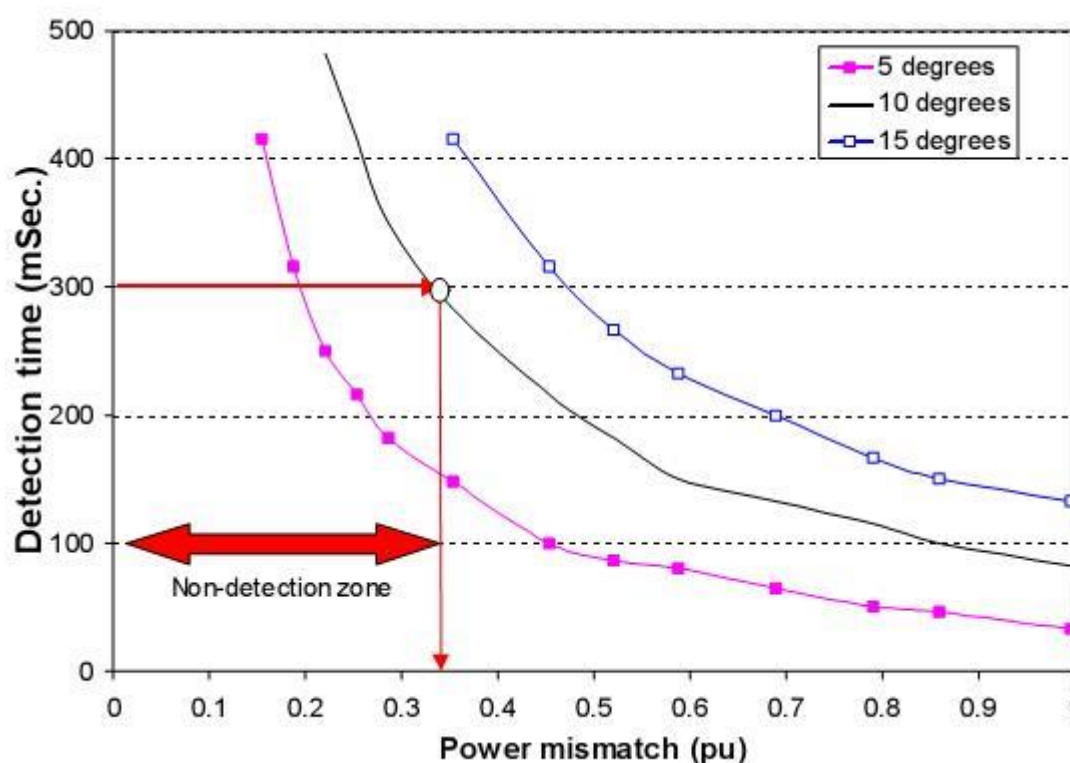


(۴-۶) اصول رله‌های بردار ضربه‌ای

• مشخصه‌های اجرایی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

یک نامتعادلی بزرگ توان، باعث انحراف سریع فرکانس در یک جزیره خواهد شد که باعث تشخیص وضعیت جزیره‌ای شدن در زمان کمتری خواهد شد. می‌توان با ارزیابی کارایی رله‌های ضد جزیره‌ای مبتنی بر فرکانس با توجه به نامتعادلی توان، رابطه بین زمان تریپ (یا تشخیص) و نامتعادلی توان را فهمید. این رابطه را می‌توان با نمودار زمان تشخیص در مقابل عدم تطابق توان در شکل (۷-۴) نشان داد.



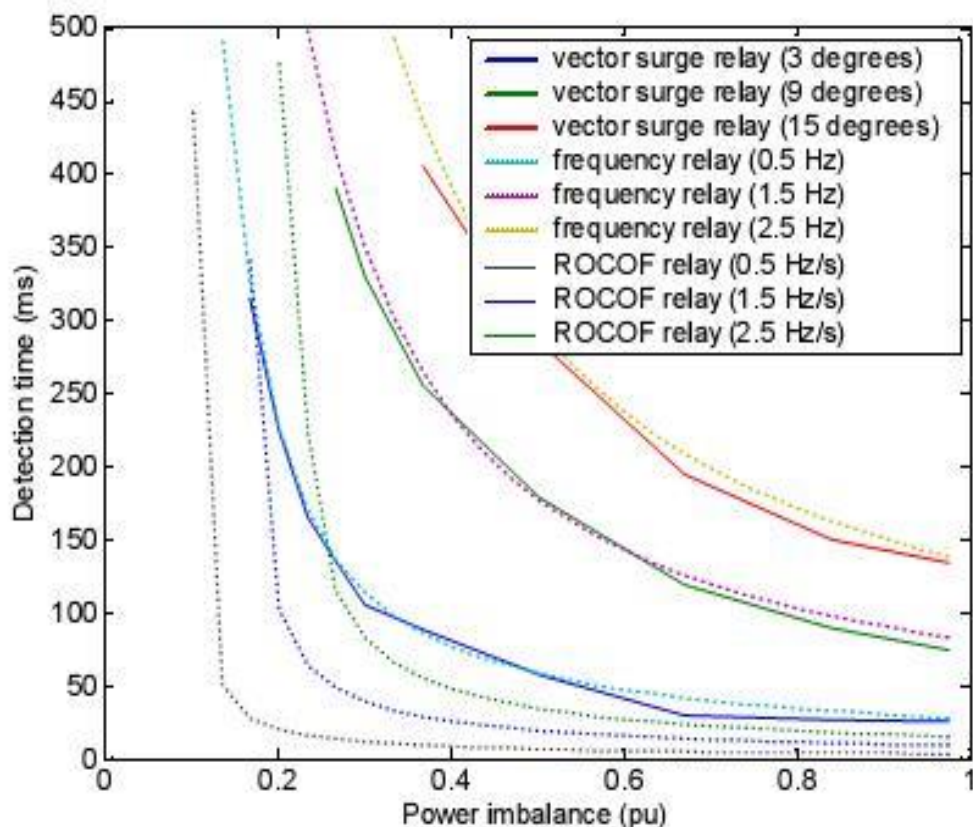
(۷-۴) زمان تشخیص در برابر مشخصات عدم تطابق توان رله‌های فرکانسی

در این شکل، محور x سطح عدم تطابق توان سیستم جزیره شده شامل DG می‌باشد. محور y نمایانگر زمان نیازمند برای عملکرد رله می‌باشد، چرا که سیستم جزیره‌ای شده برای نشان دادن انحراف فرکانس قابل تشخیص نیاز به زمان دارد. چنانچه برای تریپ ژنراتور توزیع در حدود 300ms زمان نیاز باشد، می‌توان یک خط افقی از 300ms کشید. تقاطع این خط با نمودار رله تنظیمی 10 درجه، سطح عدم تطابق توان 33% را می‌دهد. اگر یک سیستم جزیره شده، نامتعادلی توان بزرگتر از 33% داشته باشد زمان کمتری از 300ms برای تشخیص نیاز دارد. بنابراین رله را می‌توان با اطمینان به کار برد. از طرف دیگر

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

اگر سطح نامتعالی توان کمتر از ۳۳٪ باشد، رله به زمانی بیشتر از ۳۰۰ms برای عملکرد نیاز دارد. نتیجتاً رله مناسب چنین مواردی نیست. سطح عدم تطابق توان ۳۳٪ برای رله‌های مبتنی بر فرکانس، ناحیه غیرقابل تشخیص نامیده می‌شود. رله‌ها را می‌توان با تنظیمات متفاوت بکار برد تا ناحیه غیرقابل تشخیص کاهش یابد. در شکل (۴-۷) نمودارهای مربوط به ۳ تنظیم متفاوت رله رسم شده است.

نمودارهای زمان تشخیص در مقابل تطابق توان برای رله‌های فرکانسی، بردار ضربه‌ای و ROCOF در شکل (۴-۸) برای وضعیت جزیره‌ای شدن یک ژنراتور سنکرون نشان داده شده است. می‌توان مشاهده کرد که رله‌های فرکانسی و بردار ضربه‌ای کارکرد یکسانی دارند. رله ROCOF بهترین کارکرد را دارد چرا که این رله کوچکترین ناحیه غیرقابل تشخیص را دارد. نتایج نشان می‌دهند که برای همه رله‌ها در عدم تطابق ۱۰٪ تا ۳۰٪ یک ناحیه غیرقابل تشخیص وجود دارد. از این راه، گرچه می‌توان رله‌های بسیار حساسی تهیه کرد نتیجتاً فرصت بیشتری برای تریپ‌های آزاردهنده ایجاد می‌شود. به همین دلیل رله‌های ROCOF شسته به تابه‌ها، آزاردهنده تماماً دارند.



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

(۸-۴) مشخصات سه نوع رله ضد جزیره‌ای مبتنی بر فرکانس

۴-۲-۲-۲-۲-۲ طرح‌های پس‌یو دیگر

در کنار فرکانس، کمیت‌های دیگری نیز می‌توانند برای تشخیص وضعیت جزیره‌ای شدن مورد استفاده قرار گیرند. معمولی‌ترین آنها استفاده از رله‌های اضافه یا کسری ولتاژ می‌باشد. عملکرد رله بر اصل عدم تطابق توان راکتیو در جزیره می‌باشد. توان راکتیو بیش از حد ولتاژ سیستم را به بالا می‌راند و کمبود توان راکتیو، کاهش ولتاژ را نتیجه می‌دهد. با تعیین تغییرات و یا نرخ تغییرات ولتاژ در ترمینال DG، ممکن است وضعیت جزیره‌ای شدن را که با رله‌های مبتنی بر فرکانس نمی‌توان تشخیص داد بتوان تشخیص داد. لازم به ذکر است که یک رله ولتاژ برای دیگر اهداف حفاظت در تأسیسات DG نیاز است. برای مثال، برای جلوگیری از فشار اضافه ولتاژ بر واحد DG از آن استفاده می‌شود. بنابراین همیشه یک رله ولتاژ در تأسیسات DG فراهم است و برای تأمین تشخیص جزیره‌ای شدن بدون هزینه اضافی می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد.

در حال حاضر مشخصه‌های اجرایی رله‌های مبتنی بر ولتاژ برای تشخیص عملکرد جزیره‌ای روشن وجود ندارد، چرا که تحقیقاتی بر این موضوع گزارش نشده است. چیزی که قطعی است، تغییرات ولتاژ بسیار سریع‌تر از تغییرات فرکانس رخ خواهد داد. این بدان خاطر است که هیچ اینرسی مکانیکی مربوط به تغییرات ولتاژ وجود ندارد. بنابراین رله‌های ولتاژی می‌توانند با تأخیر کمتری عمل کنند. یک سیستم توزیع توان به دلیل نیاز برای کاهش تلفات فیدر، عدم تطابق توان راکتیو کوچک دارد. به عنوان نتیجه، عدم تطابق توان راکتیو و تغییرات ولتاژ مربوط به آن در یک سیستم جزیره‌ای شده می‌تواند کوچک باشد. از طرف دیگر، اغتشاشات دیگری وجود دارد که می‌تواند سبب تغییرات ولتاژ می‌شود. از این دید، از رله‌های مبتنی بر ولتاژ به عنوان دستگاه‌های حفاظت اصلی در برابر حفاظت ضد جزیره‌ای شدن نمی‌توان استفاده کرد. تحقیقات انجام شده بر استفاده از دیگر شاخص‌های متوجه از سایت DG برای تشخیص عملکرد جزیره‌ای گزارش داده‌اند. نمونه‌ها عبارتند از:

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

۱- تغییرات توان اکتیو خروجی [۳۲]:

در این طرح تغییرات توان اکتیو خروجی از DG مانیتور می‌شوند. از آنجایی که تغییرات فرکانس تأثیر مستقیم بر تغییر توان اکتیو دارد، کارآیی این متد احتمالاً شبیه به رله‌های مبتنی بر فرکانس می‌باشند. از طرف دیگر، اختلالات دیگر (به طور مثال، ناشی از محرک اولیه) نیز سطح خروجی توان را می‌توانند تغییر دهند. بنابراین مشکل است که معیار ضدجزیره‌ای قابل اطمینان مبتنی بر متد تغییر توان اکتیو بنا شود.

۲- تغییرات توان راکتیو خروجی [۳۲]:

این طرح تغییرات توان راکتیو خروجی DG را مانیتور می‌کند. این متد می‌تواند کارآیی بهتری نسبت به رله‌های مبتنی بر ولتاژ داشته باشد. این بدان خاطر است که تغییرات توان راکتیو بالایی را برای تغییر ولتاژ قابل تشخیص در کاربردهای با نفوذ کم موجب می‌شود. تغییرات توان راکتیو یک شاخص حساستر می‌باشد. برای تأثیرگذار بودن، این متد نیازمند به ژنراتورهایی می‌باشد که در حالت ولتاژ کنترل شده کار کنند، که اغلب توسط کاربران منع شده. این متد نیز در آزمایشات مشکلاتی مشابه با مشکلات در پیش رو با رله‌های مبتنی بر ولتاژ دارد.

۳- ضریب توان (P/Q) و شاخص (df/dp) [۳۲]:

ضریب توان از هر دو توان اکتیو و راکتیو ژنراتور تأثیر می‌پذیرد. هیچ دلیل تکنیکی متقاعدکننده‌ای وجود ندارد تا نشان دهد که شاخص ضریب توان به طور قابل توجهی تفاوت رفتاری بین قبل و بعد از جزیره‌ای شدن از خود نشان می‌دهد. نتایج مشابهی برای شاخص df/dp بدست آمد. بنابراین، این چنین شاخص‌هایی بعید به نظر می‌رسد که در طرح‌های ضدجزیره‌ای شدن بهبودی حاصل کنند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

بطور خلاصه، رله ولتاژ به عنوان دستگاه‌های متمم برای حفاظت ضد جزیره‌ای می‌توانند مورد استفاده قرار گیرند. مدرکی وجود ندارد که شاخصها و یا طرحهای دیگر بتوانند کارایی بهتری نسبت به رله های مبتنی بر فرکانس فراهم آورند. علاوه بر این طرحها، به اختلالات دیگری غیر از عملکرد جزیره‌ای نیز حساس می‌باشند. حتی اگر آنها به طور تجاری در دسترس بودند، برقرار کردن یک مرز تریپ که بین وضعیت جزیره‌ای شدن و دیگر اختلالات تمایز قابل شود مشکل است.

۴-۲-۲-۳- طرحهای اکتیو

طرحهای تشخیص اکتیو پارازیت‌هایی به سیستم تغذیه تزریق می‌کنند و بر اساس پاسخ اندازه‌گیری شده به طور محلی از سیستم وضعیت جزیره‌ای شدن تشخیص داده می‌شود. طرحهای اکتیو تا حد زیادی به واحد DG درگیر بستگی دارند. برای ژنراتورهای سنکرون گزینه‌های پارازیت‌های تزریقی محدود می‌باشد چرا که ولتاژ بالا بوده و کنترل ژنراتور ساده نیست. در اینجا دو طرح اکتیو بنا نهاده شده است.

WikiPower.ir

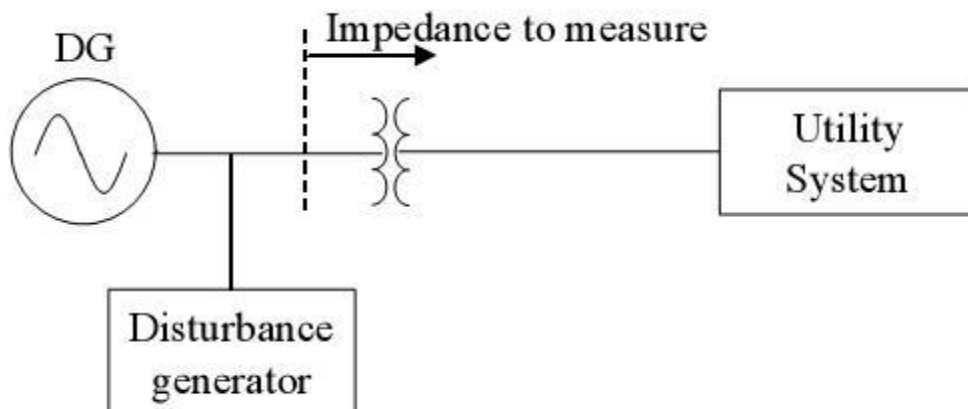
• متد اندازه‌گیری امپدانس

یکی از طرحهای اکتیو اندازه‌گیری امپدانس سیستم از دید ترمینال‌های DG می‌باشد. پیدا ست که اگر یک DG به شبکه اصلی متصل باشد، امپدانس سیستم از دید DG بسیار کوچک خواهد بود. از طرف دیگر اگر اتصال با سیستم از دست برود امپدانس بزرگ خواهد شد. یک راه ممکن برای تشخیص وضعیت جزیره‌ای شدن بر اساس مونیور کردن پیوسته امپدانس می‌باشد.

متأسفانه، تعیین امپدانس سیستم کار ساده‌ای نیست. برای این کار نیاز است که پارازیتی به سیستم تزریق شود. یک گزینه بدیهی تزریق هارمونیک مداخله‌گر جریان، مانند شکل (۴-۹) می‌باشد. هارمونیک جریان را نمی‌توان استفاده کرد چرا که سیستم خود منبع هارمونیک دارد و نتایج را خراب خواهد کرد. مرجع [۳۵] تنها دانستنیهای متد مبتنی بر امپدانس برای ژنراتورهای سنکرون می‌باشد. متد بکار برده شده

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

یک اتصال موازی تریستور متصل به ترمینال (DG برای تزریق پارازیت به سیستم می باشد. امپدانس از ولتاژ و جریان پاسخ داده شده محاسبه می شود. از آنجایی که اختلاف زیادی بین امپدانس های با حضور و بدون حضور سیستم تغذیه می باشد، امپدانس اندازه گیری شده قطعاً در این طرح دقیق نیست.



(۴-۹) متد اندازه گیری امپدانس

یک فایده قابل توجه این طرح این است که سطح عدم تطابق توان در جزیره تأثیر بر کارایی این متد ندارد. مشکل اصلی این طرح واسط میان پارازیت های تزریق شده زمانی که بیش از یک DG وجود دارد می باشد. فاکتور دیگر هزینه است چرا که در هر سایت DG به یک تولیدکننده پارازیت اختصاصی نیاز است. در آخر بعضی از بارها شاید یک پاسخ فرکانس داشته باشند که از پارامترهای توزیع ناشی از پارامترهای حس شده برای تشخیص نبود منبع به طور مناسب جلوگیری کند.

• متد تغییر دادن ولتاژ ترمینال ژنراتور

یک اختلاف از طرح اندازه گیری امپدانس در اندازه تغییر توان راکتیو جاری است در زمانی که

ولتاژ ترمینال واحد DG تغییر کرده است [۳۶].

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

به علت تغییر در امپدانس، تغییر توان راکتیو خروجی DG بین حالتی که به سیستم وصل است و در مقابل حالتی که با سیستم جزیره شده، می‌تواند کاملاً متفاوت باشد. اگر سیستم به شبکه متصل باشد، اختلاف کوچک خواهد بود. بر اساس این نظر اجازه داده می‌شود که تنظیم ولتاژ خودکار واحد DG بر ولتاژ تنظیمی تغییر کوچکی اعمال کند و تغییرات خروجی واحد را برای تشخیص وضعیت جزیره‌ای شدن مانیتور کند. این طرح عملی‌تر از طرح اندازه‌گیری مستقیم امپدانس می‌باشد. پیاده‌سازی این طرح فقط به تغییر سیستم تحریک ژنراتور نیاز دارد.

گزارش دیگری از متد اکتیو و نیز ولتاژ ترمینال ژنراتور را تغییر می‌دهد [۳۷] تنظیمات به طور دوره‌ای با فرکانس ۱ تا ۵ هرتز تغییر می‌یابند. بزرگی تغییرات در حدود ۱٪ می‌باشد.

یک تغییر ولتاژ این چنینی، تغییر فرکانس شکل موج‌دار را در صورتی که ژنراتور جزیره‌ای شده باشد، تسریع خواهد کرد [۳۷]. بنابراین، رله‌های مبتنی بر فرکانس آسانتر خواهند توانست وضعیت جزیره‌ای را تشخیص دهند، به خصوص مواردی که عدم تطابق توان بسیار کوچکی دارند. در حقیقت تکنیک پیشنهاد کرده است که نواحی غیرقابل تشخیص طرح‌های ضد جزیره‌ای مبتنی بر فرکانس کاهش یابند.

مانند طرح اندازه‌گیری امپدانس، طرح‌های بالا نیز پیچیده‌تر از طرح‌های پسیو می‌باشند. همچنین می‌تواند آثاری مانند بدتر شدن کیفیت توان و لرزش روتور شوند. مهمترین نگرانی برای طرح‌های اکتیو، استعداد تداخل در زمانی که بیش از یک DG وجود دارد می‌باشد. زمانی که چندین DG پارازیت‌های مشابهی به سیستم تزریق کنند، اندازه‌گیری امپدانس سیستم بسیار مشکل و حتی غیرممکن خواهد شد، و تعیین پاسخ ژنراتور سخت خواهد شد. هیچ کاری برای بررسی تأثیر پارازیت بر تشخیص آثار جزیره‌ای شدن انجام نشده است. به عنوان نتیجه، اعتبار طرح‌های اکتیو برای سیستم‌های با چند DG مطمئن و قابل اطمینان نیست.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

۴-۲-۲-۴- خلاصه‌ای بر طرحهای تشخیص در ژنراتورهای سنکرون

در این بخش دوره‌ای شد بر طرحهای ضدجزیره‌ای کلیدی، مربوط به ژنراتورهای سنکرون، نتایج زیر عبارتند از:

۱- متدهای تشخیص پسیو مبتنی بر فرکانس ساده‌ترین گزینه‌ها می‌باشند که برای بیشتر حالات کار خواهند کرد. در حال حاضر مؤثرترین طرح تشخیص محلی برای حفاظت ضدجزیره‌ای این طرحها می‌باشد. ریسک مربوط به عدم تطابق‌های کوچک برای موردهای ژنراتورهای توزیع کوچک درگیر، کوچک می‌باشد. رله‌های ولتاژ دستگاه‌های حفاظت مکمل خوبی برای رله‌های مبتنی بر فرکانس می‌باشند.

۲- متدهای اکتیو امیدبخش می‌باشند. اما مشکلات تکنیکی فراوانی وجود دارد که قبل از اینکه کسی بتواند از آنها با اطمینان استفاده کند باید حل شود. یکی از مشکلات اصلی متدهای اکتیو تداخل پارازیتها توسط چندین DG می‌باشد. که تحقیقاتی بر این موضوعات صورت نگرفته است.

۴-۲-۳- تکنیک‌های تشخیص عملکرد جزیره‌ای موجود در اینورتر

تکنیک‌های تشخیص عملکرد جزیره‌ای موجود در اینورتر موضوعات فعال تحقیقات ۱۵ سال اخیر می‌باشند. بسیاری از این تحقیقات بر کاربردهای اینورترهای شبکه‌های به هم پیوسته خورشیدی تمرکز کرده بودند اما نتایج برای اینورترهای استفاده شده با تکنولوژی‌های تولید پراکنده دیگر هم قابل استفاده است. که بطور مختصر به شرح آنها می‌پردازیم.

۴-۲-۳-۱- متدهای پسیو

تعریف

متدهای تشخیص عملکرد جزیره‌ای پسیو اینورتری همانند متدهای پسیوهای استفاده شده برای ژنراتورهای سنکرون می‌باشد. در این روش ولتاژ خروجی اینورتر برای تشخیص تغییرات در یک پارامتر

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

مانند ولتاژ یا فرکانس زمانی که یک جزیره تشکیل می‌شود مانیتورینگ می‌شود. از آنجایی که ولتاژ خروجی اینورتر قبلاً به منظور کنترل خودش مونیتور می‌شود، اضافه‌شدن تشخیص دهنده عملکرد جزیره‌ای نیازمند سخت‌افزارهای محدود می‌باشد و با هزینه کمی قابل اجراست. و رله حفاظتی جداگانه‌ای نیاز ندارد. به اختصار نمونه‌هایی از متدهای پسیو در اینجا ذکر شده‌اند.

• تشخیص اضافه یا کسری ولتاژ و فرکانس

در این متد مادامی که ولتاژ و فرکانس در محدوده خاصی هستند به کار خود ادامه می‌دهند این محدوده‌ها حالات متفاوتی دارند که در بخشی دیگر به تفصیل در این مورد بحث خواهد شد.

• تشخیص پرش فاز ولتاژ

این متد شبیه تکنیک رله ROCOF و بردار ضربه‌ای (بردار جریان سریع و غیرعادی) برای تشخیص عملکرد جزیره‌ای در ژنراتورهای سنکرون است. سیستم کنترل اینورتر فاز بین ولتاژ ترمینال اینورتر و خروجی جریان برای تغییرات ناگهانی را مونیتور می‌کند.

• شناسایی تغییرات در هارمونیک‌ها

در این متد کنترل‌کننده اینورتر، اعوجاج هارمونیک کل (THD) خروجی ترمینال اینورتر را مونیتور می‌کند و اگر (THD) از محدوده خود تجاوز کند اینورتر متوقف می‌شود. در عملکرد عادی، شبکه توزیع به عنوان یک منبع ولتاژ خوب (با امپدانس کم) عمل می‌کند، اعوجاج ولتاژ کمی در ترمینال‌های اینورتر باقی می‌ماند $THD \approx 0$.

زمانی که یک جزیره رخ می‌دهد دو مکانیزم انتظار می‌رود که سبب افزایش در THD ولتاژ می‌شود. اول، افزایش امپدانس در ترمینال اینورتر، چرا که امپدانس کم شبکه توزیع جدا شده است و فقط بار محلی مانده است. دوم، بارهای غیرخطی درون جزیره، بخصوص ترانسفورماتورهای کاهنده توزیع،

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

توسط جریان خروجی اینورتر تحریک خواهد شد [۳۸]. واکنش ولتاژ بارهای غیرخطی بر برآشفتگی جریان می‌تواند تا حد زیادی شکل موج ولتاژ را از حالت طبیعی خارج کند.

۲-۳-۲-۴- متدهای اکتیو

تعریف

متدهای تشخیص عملکرد جزیره‌ای اکتیو اینورتری از قابلیت اینورتر برای تنظیم خروجی جریان، ولتاژ و یا فرکانس خود برای آشفتن مدار بار استفاده می‌کند و سپس با مونیور کردن واکنش برای آشکارسازی یک تغییر، که نشان می‌دهد شبکه توزیع با پایداری ولتاژ و فرکانس و امیدانس کم، جدا شده است. در این بخش به اختصار به چند نمونه از آنها پرداخته می‌شود برای پی بردن به مکانیزم آنها و همچنین معایب هر مورد به مرجع [۲۵] می‌توان مراجعه کرد.

• اندازه‌گیری امیدانس

تکنیکهای اندازه‌گیری امیدانس تلاش می‌کنند تا امیدانس مدار خروجی اینورتر را زمانی که شبکه توزیع با امیدانس کم از آن جدا می‌شود را تشخیص دهند برای مثال بعضی از استانداردهای ضدجزیره‌ای در اروپا، تغییرات در امیدانس $(\Delta Z = 0.5 \text{ ohm})$ را به عنوان مرز برای تشخیص یک جزیره محسوب می‌کنند.

• تکنیک‌های فرکانس و پرش فاز

این تکنیک‌ها از فیدبک مثبت (PF) برای حلقه کنترل که فاز، فرکانس یا توان را اکتیو اینورتر را کنترل می‌کنند استفاده می‌کند. باعث می‌شود که اگر شبکه توزیع فرکانس را ننگه نمی‌دارد، فرکانس اینورتر به طور سریع به فرکانس‌های مرزی بالا یا پائین شیفت پیدا کند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

• تکنیک‌های شیفت ولتاژ

تکنیک‌های شیفت ولتاژ از فیدبک مثبت برای حلقه کنترل تنظیم جریان و توان اکتیو استفاده می‌کنند تا اگر شبکه توزیع نتواند ولتاژ را نگه دارد، ولتاژ ترمینال اینورتر به طور سریع به مرزهای تشخیص بالا و پائین ولتاژ شیفت یابد.

۲-۳-۳-۴- جزیره‌ای شدن غیر عمدی در شبکه‌های توزیع با نفوذ بالای DG بر پایه اینورتر (احتمال جزیره‌ای شدن و روش‌های حفاظت):

این بخش بر موضوع حفاظت جاری و ملزومات ایمنی آن می‌پردازد و با تمرکز بر تولید مبتنی بر اینورتر فعالیت‌های جدیدی را که در برخی از کشورهای اروپایی انجام شده، مورد بررسی قرار می‌دهد. در یک تحقیق میدانی که در شبکه LV با نفوذ بالای DG انجام شد، وقوع و ماندگاری شرایط تعادل تولید و بار، که شرطی لازم برای جزیره‌ای شدن می‌باشند، مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت و احتمال آن بر اساس تنظیم سناریوهای حفاظتی با نفوذ متفاوت و مشخصات بار محاسبه شد. نتایج نشان می‌دهد که تحت شرایط واقع بینانه، احتمال مواجه شدن با جزیره‌ای شدن اندک نیست. از این رو تشخیص فقدان برق شبکه اصلی در ژنراتور و اطمینان از ایمنی مصرف‌کنندگان و مراقبت از کارکنان به روش‌های حفاظتی بیشتری در مورد مانیتورینگ ولتاژ و فرکانس استاندارد نیاز است.

با رشد در حال گسترش DG در اروپا، احتمال وقوع جزیره‌ای شدن غیر عمدی در شبکه‌های توزیع با منابع پراکنده به یکی از مسائل اصلی اتصالات تبدیل شده است [۴۰]. علاوه بر این پیش‌بینی می‌شود که توسعه سریع DG در سالهای اخیر، احتمال و نگرانی‌های مربوط به این پدیده، بخصوص میان اپراتورهای شبکه را بطور قابل توجهی افزایش دهد.

با این وجود نه تنها در رابطه با شیوه‌های اتصالات و سیستم‌های حفاظتی مورد نیاز در نظام‌نامه‌های شبکه‌های متعدد یا استانداردها، بلکه درباره احتمال وقوع ماندگاری جزایر منابع تولید پراکنده نیز هنوز

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

اختلاف فراوانی وجود دارد. مشخص شده است که امروزه استانداردهای موجود اغلب سیاست ثابتی میان اپراتورهای شبکه یا توافق با مصرف‌کنندگان یا مؤسسان شبکه و اپراتورهای DG را ارائه نمی‌دهند.

اگر چه این موضوع ذاتاً یک مشکل به حساب نمی‌آید اما ایجاد غیر عمدی جزیره استلزاماتی برای عملکرد مطمئن بخش جزیره شده شبکه دارد. اصلی‌ترین خطرات و مشکلات مربوط به جزیره شدن غیر ممکن عبارتند از:

- تجاوز از حدود قابل قبول ولتاژ، فرکانس، نامتعادلی، هارمونیک، فیلکرو و پارامترهای دیگر PQ که می‌تواند به اختلال یا آسیب شبکه و تجهیزات مصرف‌کننده منجر شود. معمولاً این خطر توسط محدودیت‌های قطع رله‌های حفاظتی (ولتاژ و فرکانس) که در ژنراتور بکار رفته است، محدود می‌شود.
 - خطاهای برطرف نشده (خطاهای زمین یا فاز) که ناشی از ظرفیت اتصال کوتاه کم یا عملکرد نامناسب زمین شدن می‌باشد. آسیب احتمالی تجهیزات شبکه یا ماندگاری جریان خطا.
 - باز بست خارج از فاز بریکر ممکن است به تجهیزات بریکر آسیب بزند و جریانات هجومی گذاری را موجب شود که ممکن است به ژنراتور خسارت وارد کند. بخصوص این موضوع در رابطه با شبکه‌هایی با امکانات بازبست اتوماتیک اهمیت می‌یابد.
 - شک الکتریکی ناشی از لمس سیستم‌های برقداری که تصور می‌شود بدون برق هستند.
- بنا به دلایلی که ذکر شد به منظور جلوگیری از عملکرد بی وقفه تحت این شرایط، نیاز است که همه DG ها در حالت جزیره ای شدن، قطع شوند. بنابراین اپراتور شبکه از طریق قرارداد وظیفه دارد شبکه را با یک روش مطمئن راه اندازی کرده، و از وجود حفاظت مناسب اطمینان حاصل کند.

• شرایط و ملزومات حفاظت در کشور های اروپایی

الف) وضعیت جاری

در پژوهشی که در کشورهای اروپایی، در چارچوب طرح اروپایی Dispower انجام شد، استانداردهای اتصالات داخلی شبکه برای DG و همچنین شرایط حفاظتی در برابر جزیره ای شده غیر

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

عمدی، مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت و با کشورهای غیر اروپایی خصوصاً ایالات متحده مقایسه‌ای به عمل آمد.

اینطور مشخص شد که میان استانداردهای متفاوت و شرایط مولدهای پراکنده اختلاف زیادی وجود دارد، هنگامی که از آنها برای حفاظت جزیره ای شدن غیر عمدی استفاده می شود. بخصوص برای تولید در مقیاس کوچک (در حدود چند kW) از قبیل micro CHP,PV یا پیل های سوختی، کمبود شرایط ساختار اتصال، نصب و راه اندازی استاندارد و شیوه های مورد تأیید به عنوان یک مانع مهم برای بازار انبوه DG در آینده شناخته شده است [۴۰].

به علت رشد سریع DG در سالهای اخیر، استانداردهای اختصاصی یا راهبردهایی برای نحوه اتصال تولید در مقیاس کوچک، معمولاً در حدود ۵kW، در دسترس بیشتر، کشورهای اروپایی است (۲-۴). با این وجود استانداردهای ملی قادر به تأمین شرایط استوار در اروپا نیستند.

جدول (۲-۴) دیدی کلی از ملزومات که برای اتصال به شبکه علمی در کشورهای اروپایی و ایالت متحده در رابطه با حفاظت در برابر جزیره شدن غیر عمدی نیاز است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

	Generic protection requirements			Specific protection for small scale DG (<i>max. capacity</i>)
	Voltage monitoring	Frequency monitoring	Additional requirements	
Germany [10], [11]	required, single stage over and under voltage tripping	required single stage over and under frequency tripping	accessible disconnection switch;	<4.6 kVA single phase <30 kVA, 3-phase: ENS/MSD, type tested protection device with voltage, frequency and impedance monitoring according to [11]; then accessible disconnection switch is not required.
Austria [12], [13]	required, single stage over and under voltage tripping	required single stage over and under frequency tripping	accessible disconnection switch; vector shift relay (for larger generators)	<4.6 kVA single phase <30 kVA, 3-phase: Usage of non-islanding inverters according to [13] or ENS/MSD according to [11]; in both cases, no accessible disconnection switch required.
Belgium [14]	required, single stage over voltage, two stage under voltage tripping	required single stage over and under frequency tripping	accessible disconnection switch Either vector-shift relay or RoCoF relay or frequency relay with tighter limits; detection of asymmetry	<10 kW: Automatic isolation system according to AREI/RGIE: Type tested device with voltage and frequency monitoring plus active islanding protection; ENS/MSD according to [11] accepted with modified settings. No accessible disconnection switch.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

	Generic protection requirements			Specific protection for small scale DG (<i>max. capacity</i>)
	Voltage monitoring	Frequency monitoring	Additional requirements	
The U.K. [15], [16]	required, single stage over and under voltage tripping	required single stage over and under frequency tripping	accessible disconnection switch; additional protection such as RoCoF or vector shift relays	$< 16 A$ generators Type tested "small scale embedded generator" according to [15], with voltage and frequency monitoring and an additional active loss-of-mains protection; Impedance monitoring is not accepted.
Netherlands [17]	required, single stage over voltage, two stage under voltage tripping	required single stage over and under frequency tripping	none	$< 5 kVA$ 1-phase voltage and frequency monitoring with single trip levels for inverter based generation, fixed settings
Italy [18], [19]	required, single stage over and under voltage monitoring	required single stage over and under frequency tripping	accessible disconnection switch; RoCoF relay if generator capacity is in the range of network load	$PV < 5 kW$ 1-phase $< 20 kW$ 3-phase Type tested protection integrated in the inverter according to [18] and [19] consisting of voltage and frequency monitoring and optional RoCoF; accessible disconnection switch

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

	Generic protection requirements			Specific protection for small scale DG (max. capacity)
	Voltage monitoring	Frequency monitoring	Additional requirements	
Spain [20]	required, single stage over and under voltage monitoring	required single stage over and under frequency tripping	accessible disconnection switch	for PV systems <100 kW: Voltage and frequency monitoring may be integrated in the inverter, settings and function certified by the manufacturer; accessible disconnection switch
France [21], [22]	required, single stage over and under voltage monitoring, standardized relay types	required single stage over and under frequency tripping, standardized relay types	accessible disconnection switch	for PV systems <5kVA: ENS/MSD, type tested protection according to [11] is accepted, impedance monitoring may be disabled; accessible disconnection switch.
U.S. [23], [24]	required, single stage over voltage, two stage under voltage tripping	required single stage over and under frequency tripping	accessible disconnection switch; additional active islanding protection e.g. type tested according to [24]	No specific requirements for small scale generation; equipment type tested according to [24] fulfils the requirements of [22]

در حالی که برای مثال، در کشورهایی مانند هلند، ایتالیا، اسپانیا، یا فرانسه حفاظت پیسو یا مانیتورینگ ولتاژ و فرکانس برای تولید در مقیاس کوچک، کافی به نظر می رسد، در کشورهایی مثل آلمان، استرالیا، بلژیک، انگلستان و همچنین ایالات متحده به روشهای حفاظتی اکتیو نیاز است. در این میان آلمان موقعیت ویژه ای دارد و تنها کشوری است که در آن مانیتورینگ امپدانس تقریباً ضروری است و هیچ روش اکتیو

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

دیگری از عهده این کار بر نمی آید. با این حال چند کشور اروپایی از قبیل فرانسه، بلژیک و استرالیا، ENS/MSD آلمان را پذیرفته اند، اما در این کشورها این موارد ضرورتی ندارد.

ب) موانع موجود بر سر راه هماهنگ سازی اروپا

عدم توافق میان کشورهای اروپایی، اصلی ترین مانع برای رسیدن به یک هماهنگی در مورد شرایط کنونی در اروپاست. همچنین به دلیل شرایط و دیدگاههای متفاوت تلاشهای اخیر برای ایجاد یک محصول استاندارد اروپایی برای CHP در مقیاس کوچک بی نتیجه مانده است. تنها راه حل قابل قبول در مورد استاندارد میکرو CHP، تعریف انحرافات ملی و تنظیم "واسط حفاظت" اختصاصی در هر کشوری است. با این وجود این راه حل هم قادر نیست وضعیت غیر قابل قبول تولید کنندگان تجهیزاتی را که مجبورند محصولاتشان را بخصوص برای هر بازار ملی طراحی کنند تغییر دهد. و همچنین باید این راه حل دستیابی به موقعیتی واقعی در راه رسیدن به توافقی که پتانسیل لازم برای یک هماهنگی واقعی در اروپا را دارا باشد، امکان پذیر نیست.

ج) فعالیت های اخیر در اروپا

علاوه بر تلاش هایی که از سال ۲۰۰۲ در سطح CENELEC برای ایجاد استاندارد میکرو CHP در حال پیشرفت انجام شده است، بسیاری از استانداردهای ملی اروپایی و راهبردهای اخیر دستخوش تغییرات اساسی گردیده اند. برای مثال فعالیت هایی از آلمان، فرانسه و استرالیا گزارش شده است. در رابطه با حفاظت، جزیره‌ای شدن، راهبردهای ملی استرالیا برای اتصال شبکه PV جدیداً بازنگری انجام داده و به کار بردن روش‌های دیگر حفاظت در برابر فقدان برق شبکه اصلی به مانیتورینگ امپدانس را مجاز می داند، همچنین جدیدترین مدل های استاندارد آلمانی شیوه دیگری برای همخوانی آزمایشات حفاظت LOM پذیرفته اند. این به تولید کنندگان اجازه می دهد که بجای مانیتورینگ امپدانس، روشهای حفاظتی دیگری را به کار برند و این مسئله می تواند موفقیتی مهم در راه رسیدن به توافق اروپایی محسوب شود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

• احتمال جزیره ای شدن در شبکه های LV

هنگامی که در مورد جزیره‌ای شدن، بحث احتمال آن و مدت زمان مطرح می‌شود به این نتیجه می‌رسیم که عدم اطلاعات کافی در این زمینه مسئله ساز است. اگر چه در طی مطالعاتی، احتمال وقوع جزیره ای شدن در شبکه های توزیع مورد بررسی تحقیق قرار گرفته است، اما نتایج هماهنگ و مسنجمی به دست نیامده است و این بخصوص در مورد ماندگاری جزیره برق محلی صدق می‌کند، علاوه بر این برخی از مطالعات تئوریک به دلیل بکار بردن فرضیه های ساده شده در تحلیل، توجه کمی را به خود جلب کرده اند.

بر اساس داده های گرد آوری شده از یک وضعیت واقعی، در جایی بار و تولید (یک سیستم W,PV ۱۰۰) در یک ناحیه مسکونی برای شناسایی امکان جزیره ای شدن، با هم هماهنگ شدند. نتیجه اصلی این بود که حتی در سطوح بالای PV، شرایط تعادل بار روی می‌دهد و از این رو احتمال مواجه شدن با یک جزیره در واقع صفر است. با این حال نشان داده شده است که برای دستیابی به تخمینی بهتر در مورد احتمال جزیره ای شدن تحت شرایط واقعی، نتایج گوناگون مطالعات باید از نو تفسیر شوند. بر خلاف این، در چارچوب طرح اروپایی Dispower فعالیت در زمینه اندازه گیری آغاز شد که توانست شکاف های موجود بر سر راه کسب اطلاعات در این زمینه را پراکنده و در مورد ویژگی های بار و تولید در یک شبکه توزیعی نمونه، اطلاعات بیشتری فراهم آورد.

• خلاصه و نتیجه ای از بحث احتمال جزیره ای شدن در شبکه های LV و منابع DG اینورتری

ارزیابی هایی که برای احتمال مناطق جزیره ای مختلف، تنظیمات حفاظتی و سطح نفوذ انجام شده نشان می‌دهد که تحت شرایط واقعی احتمال شرایط تعادل به فاکتورهای زیر بستگی دارد:

- سطح نفوذ DG:DG باید قادر باشد برای بار در یک منطقه معین شبکه، توان اکتیورا به مقدار کافی تغذیه کند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه

عموماً حتی اگر بارگذاری برای DG بعد از رفتن شبکه سرا سری، تغییرات کمی داشته باشد. به دلیل تغییر توپولوژی شبکه و بار، عدم تعادل ولتاژ تغییر می‌کند. بنابراین، اگر ما عدم تعادل ولتاژ سه‌فاز خروجی DG را مانیتور کنیم، در این صورت تشخیص عملکرد جزیره‌ای DG بطور سودمندی برای ما ممکن خواهد بود. برای این منظور، عدم تعادل ولتاژ در زمان مانیتورینگ t به صورت زیر تعریف می‌شود.

$$VU_t = \frac{NS_t}{PS_t} \times 100 \quad (1-4)$$

که NS_t و PS_t به ترتیب اندازه موثر توالی منفی و مثبت ولتاژ در زمان t می‌باشند. همچنین متوسط یک سیکل عدم تعادل ولتاژ به صورت رابطه (۲-۴) تعریف می‌شود

$$VU_{avg,t} = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} VU_{t-i} \quad (2-4)$$

که N تعداد نمونه برداری یک سیکل، و t زمان مانیتورینگ است.

۴-۲-۱- الگوریتم هایبرید پیشنهاد شده

در این روش مشابه روش پسیو (VU/THD) ولتاژهای سه‌فاز ترمینال‌های DG بطور پیوسته مانیتور می‌شود و عدم تعادل ولتاژ (VU) محاسبه می‌گردد. هر اغتشاشی نظیر تغییرات ناگهانی بار (سوئیچینگ) یا عملکرد جزیره‌ای یک پرش بلندی را در VU به وجود خواهد آورد و باعث می‌شود که VU بطور ناگهانی افزایش پیدا کند. برای تمایز دادن بین پرشهای VU ناشی از عملکرد جزیره‌ای و یا سایر اغتشاشات از روش اکتیو فیدبک مثبت (PF) استفاده خواهیم کرد [۴۴]. در طول مانیتورینگ VU، هر وقت یک پرش VU بالاتر از حد آستانه‌ای تنظیم شده مشاهده شود نقطه تنظیم فرکانس DG را از ۶۰Hz به ۵۹Hz کاهش خواهیم داد.

در شبیه‌سازی‌های انجام شده، مقدار حد آستانه‌ای به صورت زیر انتخاب شده است:

$$VU_{og} = 0.35 \times VU_{max} \quad (3-4)$$

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

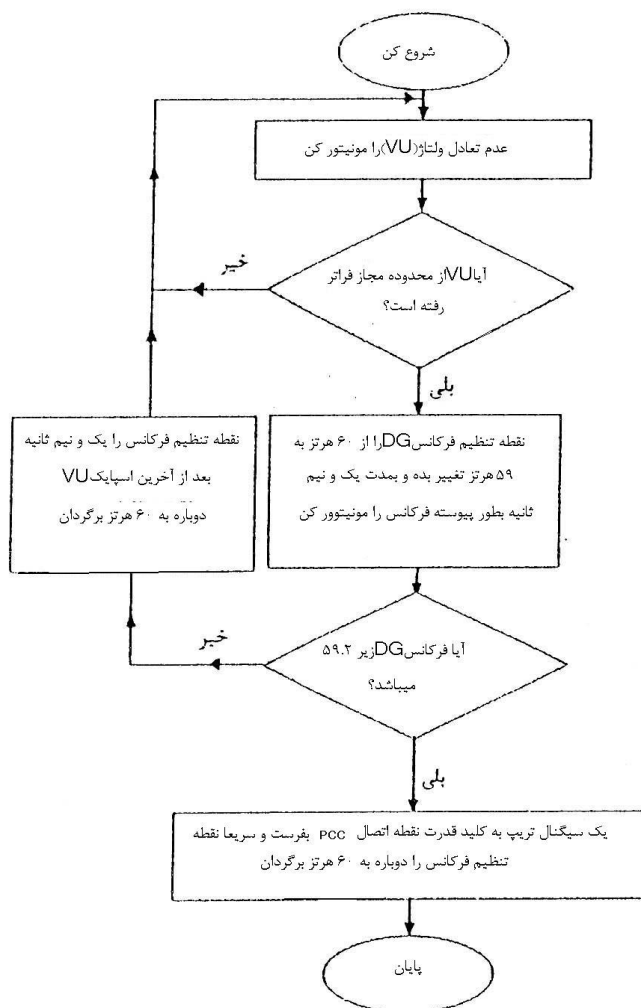
$$VU_{avg} = \text{مقدار میانگین } VU \text{ در طول یک ثانیه گذشته} \quad (۴-۴)$$

گین ۰/۳۵ استفاده شده در رابطه (۳-۴) با انجام سناریوهای مختلف شبیه سازی شده تعیین شده است. به نحوی که این روش به ازای اغتشاشات نیز از عملکرد جزیره‌ای، دچار تریپ اشتباهی نشود. با کاهش نقطه تنظیم فرکانس، فرکانس ولتاژ خروجی DG بطور پیوسته مونیتور می‌شود. اگر این فرکانس در طول ۱/۵sec بعد به زیر ۵۹/۲Hz افت نماید نتیجه خواهیم گرفت که شبکه سراسری قطع شده و عملکرد جزیره‌ای رخ داده است و لذا DG سریعاً بایستی از شبکه قطع شود، بنابراین در این حالت سریعاً یک سیگنال تریپ به کلید قدرت نقطه اتصال PCC فرستاده می‌شود و نقطه تنظیم فرکانس نیز سریعاً دوباره به ۶۰Hz بازگردانده می‌شود، بنابراین DG قادر خواهد بود بطور مستقل بارهای محلی خود را تغذیه کند. ولی اگر با کاهش نقطه فرکانس، فرکانس ولتاژ خروجی ترمینال‌های DG نزدیک به ۶۰Hz باقی بماند، نتیجه خواهیم گرفت که شبکه سراسری متصل می‌باشد و عملکرد جزیره‌ای رخ نداده است، در این حالت بعد از ۱/۵sec نقطه تنظیم فرکانس را دوباره به ۶۰Hz برمی‌گردانیم.

چنین حالتی (فرا رفتن VU از حد آستانه‌ای مجاز و عدم افت فرکانس زیاد) ممکن است بواسطه سوئیچینگ عادی بار یا سایر اغتشاشات گذرا بوجود بیاید که تأثیر شدیدی را روی عملکرد سیستم قدرت ندارند. بنابراین در این حالات ما ۱/۵sec منتظر می‌مانیم تا نوسانات فرکانسی ناشی از سایر اغتشاشات در طول این ۱/۵sec میرا شوند و سپس نقطه تنظیم فرکانس را دوباره به ۶۰Hz برمی‌گردانیم مطابق با استاندارد ۴۴۶-۱۹۹۵ IEEE برای موتور-ژنراتورهای کوچک مورد استفاده برای تأمین برق اضطراری، ۰/۵ تغییر فرکانس در طول ۵sec برای این تجهیزات مجاز می‌باشد و این روش از این استاندارد تبعیت می‌کند. مزیت این روش هابیرید نسبت به روشهای اکتیو در این هست که در روشهای اکتیو در همه زمانها پارازیت به سیستم تزریق می‌شود که این باعث کاهش کیفیت توان می‌شود ولی در این روش هابیرید، پارازیت در همه زمانها به سیستم تزریق نمی‌شود و به محض اینکه روش پسو تغییراتی را در پارامتر VU حس کرد، تزریق پارازیت به سیستم شروع می‌شود که این خود باعث بهبود کیفیت توان خواهد شد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

الگوریتم روش هایبرید پیشنهادی به صورت زیر می باشد:



(۴-۱۰) الگوریتم روش هایبرید پیشنهادی برای تشخیص عملکرد جزیره ای DG ها

۴-۲-۴-۲- نتیجه ای بر روش هایبرید ذکر شده برای تشخیص عملکرد جزیره ای تولیدات پراکنده

در شبکه های توزیع

در این بخش یک روش هایبرید جدید را برای تشخیص عملکرد جزیره ای DG ها پیشنهاد شده

است که در واقع ترکیب دو تا از روشهای اکتیو و پسیو متداول می باشد. مزیت این روش هایبرید نسبت

به روشهای اکتیو در این است که در روشهای اکتیو در همه زمانها پارازیت به سیستم تزریق می شود که

این باعث کاهش کیفیت توان می شود ولی در این روش، پارازیت در همه زمانها به سیستم تزریق

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

نمی شود و به محض اینکه روش پسیو تغییراتی را در پارامتر VU حس کرد، تزریق پارازیت به سیستم شروع می شود که این خود باعث بهبود کیفیت توان خواهد شد.

نتایج شبیه سازی الگوریتم روش پیشنهاد شده روی یک شبکه توزیع نمونه توسط نرم افزار matlab/simulink نشان می دهد که این روش هایبرید نسبت به روشهای اکتیو و پسیو به صورت مجزا سریعتر بوده و مدت زمان تشخیص وقوع عملکرد جزیره ای در این روش، از استاندارد IEEE 1547-2003 که بیان می دارد DG های جزیره شده بایستی در طی $0/5\text{sec}$ بعد از تشکیل جزیره از شبکه قدرت جدا شوند، تبعیت می کند. همچنین این روش قابلیت اعتماد بسیار بالایی دارد و به ازای اغتشاشات غیر از عملکرد جزیره ای دچار تریپ اشتباهی نمی شوند.

۴-۲-۵- ارزیابی طرحهای ضد جزیره ای بر اساس مفهوم NDZ

مناطق غیر قابل تشخیص (NDZ) به عنوان شاخصی برجسته برای ارزیابی تفاوت های طرحهای ضد جزیره ای مختلف است. هدف این بخش ارزیابی طرحهای ضد جزیره ای پسیو متفاوت است. که دو مرحله برای ارزیابی وجود دارد [۴۵].

۱- تعریف یک شاخص اجرایی برای ارزیابی ها. یک شاخص اجرایی که مربوط به NDZ باشد که در محدوده عدم تطابق توان $(\Delta Q, \Delta P)$ تعریف می شود، که مقادیر کمی از $(\Delta Q, \Delta P)$ را به ما می دهد.

۲- ترسیم NDZ مربوط به طرحهای مختلف ضد جزیره ای در محدوده عدم تطابق توان برای ارزیابی کارایی شان. یعنی کوچکترین ناحیه NDZ، موثرترین طرح است.

• ملزومات تست ضد جزیره ای شدن

یک سیستم نوعی برای مطالعات ضد جزیره ای شدن در شکل (۴-۱۱) نمایش داده شده است. مدار همان است که در دیاگرام تست ضد جزیره ای شدن تعریف شده در IEEE 929 و همچنین در IEEE P 1547 و UL 1741 آمده است .

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

یک تعریف بخصوص برای بار RLC به عنوان شرایط تست کردن وجود دارد:

۱- فرکانس رزونانس بار RLC همان فرکانس خط شبکه است.

۲- ضریب کیفیت بار RLC (Q_F) روی $2/5$ تنظیم می شود.

ضریب کیفیت به طور فیزیکی بدین گونه تعریف می شود که، توان راکتیو ذخیره شده در L یا C

برابر است با Q_F دفعه تلف شدن توان اکتیو در R.

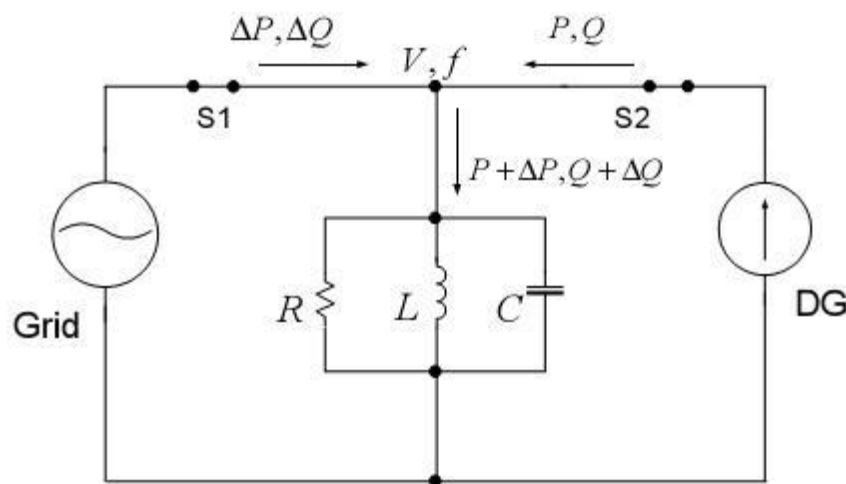
۳- توان تولید شده توسط DG باید به اندازه توان بار RLC باشد و طبق شکل (۴-۱۱) یعنی

$$\Delta P = \Delta Q = 0$$

بر اساس این شرایط ایده ال، وقتی سوئیچ S_1 باز می شود، DG و بار RLC در ولتاژ و فرکانس نامی

به فرم یک جزیره رزونانس تشکیل می شوند. مگر اینکه مکانیزمی فرکانس و ولتاژ نامی را از رنج نامی

خودشان خارج کند.



(۴-۱۱) یک سیستم عمومی برای مطالعه ضد جزیره‌ای شدن

به صورت ریاضی، تعریف بار می تواند به شکل زیر باشد. (برای ساده سازی، DG به عنوان عملکرد

با ضریب توان واحد، $PF=1$ تعریف شده است یعنی $Q=0$ پس از آن نتایج تحلیل ها حاصل می شود، هر

چند می توان برای تمام حالات غیر ضریب توان واحد نیز مسئله را بسط داد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

$$R = V^2 / P \quad (۵-۴)$$

$$L = V^2 / (2\pi \cdot F \cdot Q_F \cdot P) \quad (۶-۴)$$

$$C = Q_F \cdot P / (2\pi \cdot F \cdot V^2) \quad (۷-۴)$$

$$F = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}} \quad (۸-۴)$$

R مقاومت موثر بار بر حسب اهم است.

C ظرفیت خازنی موثر بار بر حسب فاراد است.

L اندوکتانس موثر بار بر حسب هانری است.

P توان حقیقی بر حسب وات (W) است.

Q_F ضریب کیفیت است.

F فرکانس شبکه بر حسب هرتز (Hz) می باشد.

• نواحی غیر قابل تشخیص متدهای اضافه یا کسری ولتاژ و فرکانس

در شرایط عملی، همیشه مقداری عدم تطابق بین خروجی DG و بار مناطق سیستم قدرت الکتریکی

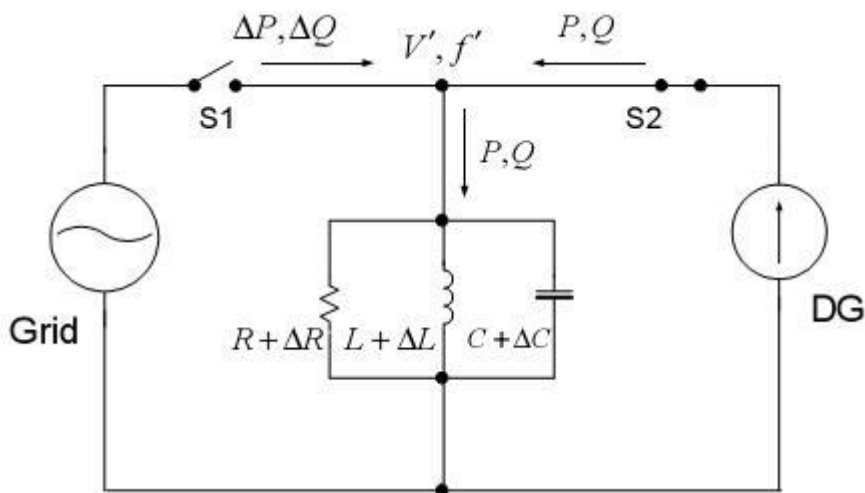
(EPS) وجود دارد. این عدم تطابق بار را می توان با $(C + \Delta C, L + \Delta L, R + \Delta R)$ بیان کرد.

قبل از اینکه شبکه جدا شود، عدم تطابق توان با شبکه جبران می شود یعنی $\Delta Q \neq 0, \Delta P \neq 0$

وقتی شبکه جدا شود، ولتاژ و فرکانس به مقادیر جدید V', F' می رسند، اگر DG به عنوان توان ثابت

کنترل شود، در شکل (۴-۱۲) نشان داده شده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه



(۱۲-۴) مدار DG و RLC بعد از قطع شبکه

وقتی عدم تطابق توان $(\Delta Q, \Delta P)$ به اندازه کافی بزرگ شود، V', F' خارج از رنج نامی خود خواهد رفت و حفاظت اضافه یا کسری ولتاژ و فرکانس کلید S_2 را قطع می کند تا از ادامه عملکرد جزیره جلوگیری کند. رابطه بین عدم تطابق مرزی توان و حد ولتاژ و فرکانس را به طریق زیر می توان نتیجه گیری کرد. استنتاج در ضمیمه آمده است.

$$\left(\frac{V}{V_{max}}\right)^2 - 1 \leq \frac{\Delta p}{p} \leq \left(\frac{V}{V_{min}}\right)^2 - 1 \quad (9-4)$$

$$(10-4)$$

$$Q_F \cdot \left(1 - \left(\frac{F}{F_{min}}\right)^2\right) \leq \frac{\Delta Q}{p} \leq Q_F \cdot \left(1 - \left(\frac{F}{F_{min}}\right)^2\right)$$

که $V_{max}, V_{min}, F_{max}, F_{min}$ به ترتیب اضافه یا کسری ولتاژ و اضافه و کسری فرکانس مرزی

هستند. به طور نمونه :

$$V_{max} = 110\%V, V_{min} = 88\%V$$

$$F_{max} = 60 - 5HZ, F_{min} = 59.3HZ$$

پس برای $Q_F = 2/5$ داریم.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

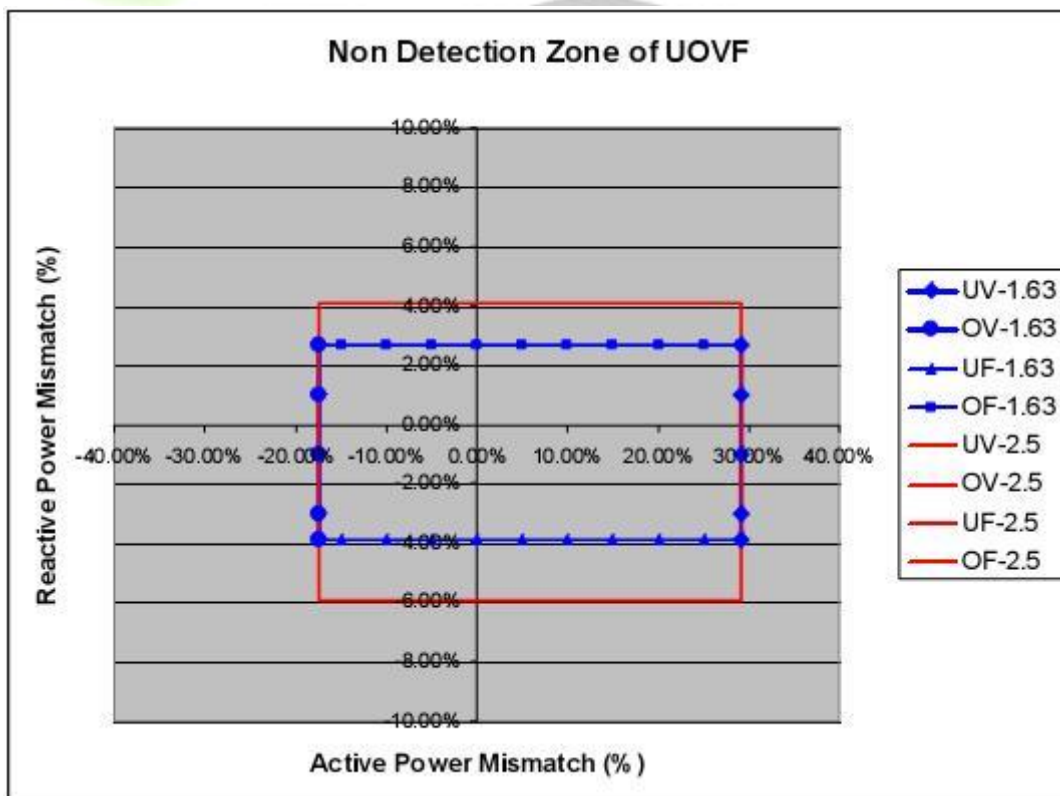
(۱۱-۴)

$$-17/36\% \leq \frac{\Delta P}{P} \leq 29.13\%$$

(۱۲-۴)

$$-5.94\% \leq \frac{\Delta Q}{P} \leq 4.11\%$$

معادلات (۱۱-۴) و (۱۲-۴) می گویند که اگر عدم تطابق توان (اکتیو و راکتیو) درون سرحد و مرز مشخص شده، که تابعی از ولتاژ و فرکانس مرزی و همچنین Q_F است، باشد؛ ولتاژ و فرکانس نتیجه شده بعد از قطع شدن شبکه درون رنج نامی خود باقی خواهند ماند و نتیجتاً شاید یک جزیره شکل بگیرد و پابرجا بماند بدون اینکه تشخیص داده شود. معادلات فوق می توانند ناحیه ای را که به عنوان ناحیه ای را که به عنوان نواحی غیر قابل تشخیص (NDZ) تعریف شده تشکیل دهند، همان طور که در شکل (۴-۱۳) نشان داده شده است.



NDZ (۴-۱۳) مربوط به اضافه کسری ولتاژ و فرکانس با ضریب کیفیتهای متفاوت

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

چند نکته برجسته که از نتایج پیداست به شرح زیر می باشد:

۱- متدهای اضافه و کسری ولتاژ و فرکانس نواحی غیر قابل تشخیص (NDZ) بزرگی دارند. به طور مثال، در تنظیمات نمونه شان نزدیک ۶٪ عدم تطابق توان راکتیو و حتی ۲۹٪ عدم تطابق توان اکتیو داده شده است.

۲- عدم تطابق توان راکتیو (۶٪ با $Q_F=2/5$) حساس تر است از عدم تطابق توان اکتیو (۲۹٪ با $Q_F=2/5$)
 ۳- برای کنترل کردن قاطعانه DG توان ثابت (برای مثال DG های مبتنی بر اینورتر)، نواحی غیر قابل تشخیص (NDZ) اضافه و کسری ولتاژ بوسیله عدم تطابق توان اکتیو چیره می شوند ولی اضافه و کسری فرکانس با عدم تطابق توان راکتیو به سلطه در می آیند.

این قضیه برای DG های مبتنی بر ماشین های سنکرون متفاوت است. برای اینکه کنترل پهنای باند وسیع توان راکتیو و حقیقی شدنی نیست.

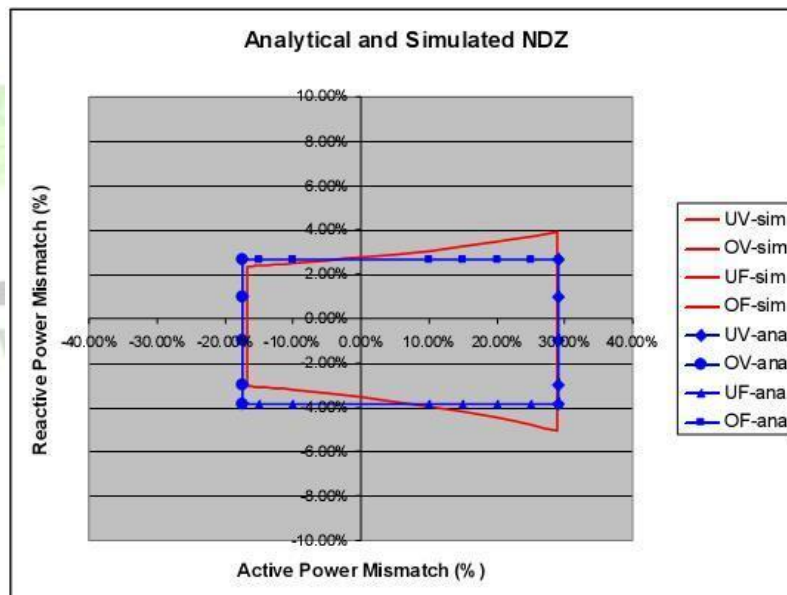
۴- Q_F های کوچکتر، ناحیه غیر قابل تشخیص کوچکتری دارند، مخصوصاً مرز عدم تطابق توان راکتیو وقتی Q_F کاهش می یابد عقب کشیده می شود.
 NDZ علامت گذاری شده در شکل (۴-۱۳) دارای $Q_F = 1/6$ و NDZ علامت گذاری نشده در همان شکل $Q_F = 2/5$ را دارند.

۵- مناطق غیر قابل تشخیص (NDZ) بر اساس نتایج حالت پایدار است که دو فرض را نشان می دهد. اول اینکه هیچ بالازدگی ولتاژ و فرکانس پویایی وجود ندارد که برای یک دوره طولانی از مرز خارج شود تا حفاظت های اضافه با کسری ولتاژ و فرکانس شروع به حرکت نمایند. اگر موردی اتفاق بیفتد، NDZ ناشی شده ماندگاری بیشتری دارد، یعنی NDZ حقیقی به سبب گذار بودن می تواند کوچکتر باشد فرض دیگر اینکه DG کمتر از ۲ ثانیه زمان می گیرد تا به حالت پایدار برسد. بر طبق استاندارد، ۲ ثانیه لازم برای واکنش ضد جزیره ای است. اگر زمان نشست دینامیکی DG بیشتر از ۲ ثانیه باشد، NDZ حقیقی شاید بزرگتر از NDZ منتجه باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

• مقایسه NDZها

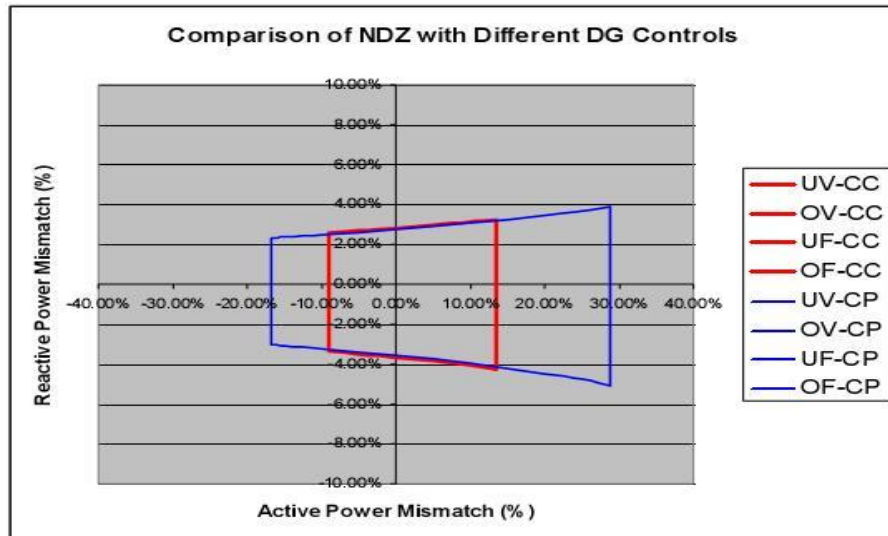
نتایج تحلیل توسط شبیه ساز PSCAD از یک سیستم شامل DG، شبکه و بار، تأیید اعتبار شده است. شبکه به صورت یک منبع ولتاژ پشت امپدانس نمایش داده شده است. یک اینورتر با کنترل توان ثابت به عنوان مدل یک DG مورد استفاده قرار گرفته است. شکل (۴-۱۴) NDZ های به روش تحلیلی و شبیه سازی شده را به هم مقایسه کرده است. می توان دید که تفاوت هایی وجود دارد که به سبب غفلت از جمله های درجه دوم در استنتاج تحلیلی می باشد.



(۴-۱۴) مقایسه NDZ تحلیلی و NDZ شبیه سازی شده (هر دو با ضریب کیفیت $Q_f=1/63$)

یکی از یافته های قابل توجه از شبیه سازی این است که تفاوت در کنترل DG شاید منجر به تفاوت در NDZ شود. برای مثال، نواحی غیر قابل تشخیص یک DG کنترل جریان ثابت (Constant-current) کوچکتر از NDZ یک DG کنترل توان ثابت (Constant-power) می باشد، که در شکل (۴-۱۵) نشان داده شده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر اسایت و به همراه فونت های لازم



(۴-۱۵) مقایسه NDZ یک DG کنترل شده توان ثابت و یک DG کنترل شده جریان ثابت (هر دو

$$(Q_F = 1/63)$$

نواحی غیر قابل تشخیص در متد پرش فاز (PJ) به طور کلی در معادله (۴-۱۳) آمده نتیجه می شود.

$$\left| \arctan \left(\frac{\frac{\Delta Q}{P}}{1 + \frac{\Delta P}{P}} \right) \right| \leq \theta_{thersholod} \quad (۴-۱۳)$$

همانطور که در شکل (۴-۱۶) نمایش داده شده، نمودار مذکور بر روی نمودار عدم تطابق توان

ترسیم شده است. و NSZ مربوط به متد پرش فاز با NDZ های اضافی یا کسری ولتاژ و فرکانس مقایسه شده است.

نواحی داخل خطوط ضخیم نواحی غیر قابل تشخیص پرش فاز یا همان پرش فازی (PJNDZ) می

باشد که با مرز یک درجه ملاک قرار گرفته اند و نواحی داخل خطوط نازک NDZ برای پرش فاز با مرز دو درجه می باشد.

چند نکته برجسته ناشی از نتایج به قرار زیر می باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

۱- NSZ مربوط به جابجایی فاز مستقل از Q_F می باشد بر خلاف NDZ مربوط به اضافه یا کسری

فرکانس

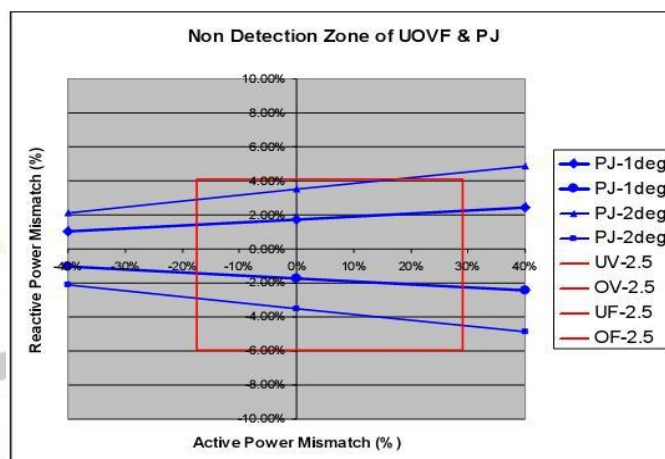
۲- همانند متد اضافه یا کسری فرکانس، متد پرش فاز نیز بسیار غیر حساس به عدم تطابق توان

اکتیو است.

۳- با افزایش مرز جابجایی فاز، NDZ مربوطه نیز افزایش می یابد.

۴- بحث های کاربردی مربوط به کاربرد مرزپرش فاز در زمره کم درجه وجود دارد. رویدادهای

سوئیچینگ که در جزیره ای شدن بی اثر هستند این چنین طرحهایی را می توانند بطور غلط تریگر کنند.



(۴-۱۶) مقایسه NDZ مربوط به پرش فاز و اضافه یا کسری ولتاژ و فرکانس

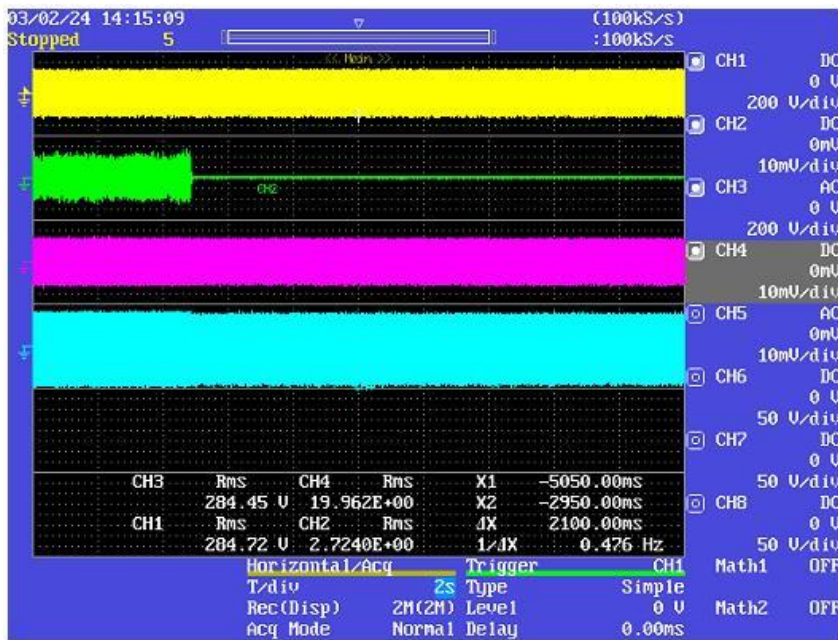
نواحی غیر قابل تشخیص متد اضافه و کسری ولتاژ در تجربه تأیید شده اند شکل (۴-۱۷) موردی

را نشان میدهد که تریپ نخورده است، چرا که عدم تطابق توان در داخل ناحیه NDZ قرار دارد. از طرفی

شکل (۴-۱۸) موردی را نشان می دهد که توسط کسری ولتاژ تریپ خورده است که این بخاطر بزرگی

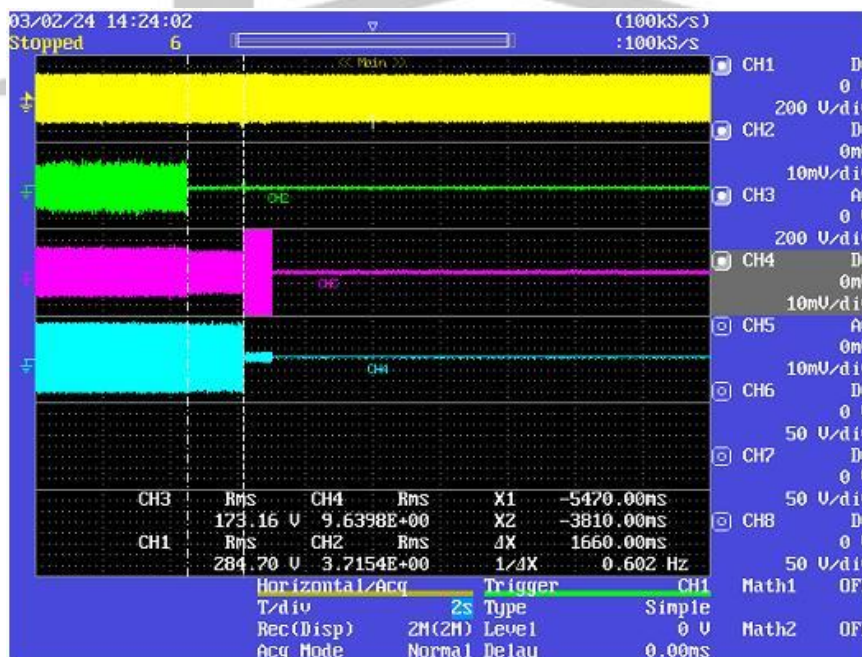
عدم تطابق توان اکتیو (۳۴٪) می باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه



(۱۷-۴) نتایج آزمایشی با حالت بدون تریب (در داخل NDZ، $\Delta p = 2\%$ ، $\Delta Q = \%0.5$).

{CH₁: ولتاژ شبکه، CH₂: جریان شبکه، CH₃: ولتاژ DG، CH₄: جریان DG}



(۱۸-۴) نتایج آزمایشی در حالت تریب دادن (خارج از NDZ، $\Delta p = 34\%$ ، $\Delta Q = \%1.5$ ،

1.6S بعد از جزیره شدن تریب داده است). {CH₁: ولتاژ شبکه، CH₂: جریان شبکه، CH₃: ولتاژ DG،

{CH₄: جریان DG}

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

• خلاصه ای بر تحلیل و شبیه سازی NDZ

با تحلیل ها و شبیه سازی هایی که بر NDZ های طرح های پسیو ضد جزیره ای شدن صورت گرفت، نه تنها می توان فاکتورهای تسلط بر جزیره ای شدن، که اعتبار حفاظت را نیز میتوان شناسایی کرد، که می تواند به یافتن کنترل بهینه و طرحهای ترکیبی که به کاهش سرتاسری NDZ منجر شود کمک می کند.



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

فصل پنجم:

• شبیه‌سازی‌های سیستم‌های نمونه و

مثالهای عددی



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

شبیه‌سازی‌های سیستم‌های نمونه و مثال‌های عددی

در این مقاله مطالعات شبیه‌سازی متفاوتی صورت گرفته که به صورت جداگانه مورد بررسی قرار خواهند گرفت، در هر مورد انتظار خاصی را داشته‌ایم و نتیجه‌گیری مستقل برای هر مورد صورت گرفته است ولی به لحاظ یکدست شدن مقاله در یک فصل مجزا بررسی شده است، امید است جداسازی هر شبیه‌سازی از مورد خودش باعث سردرگمی و پیچیده شدن بحث نشود.

۵-۱- مطالعات شبیه‌سازی بر هماهنگی بازبست اتوماتیک

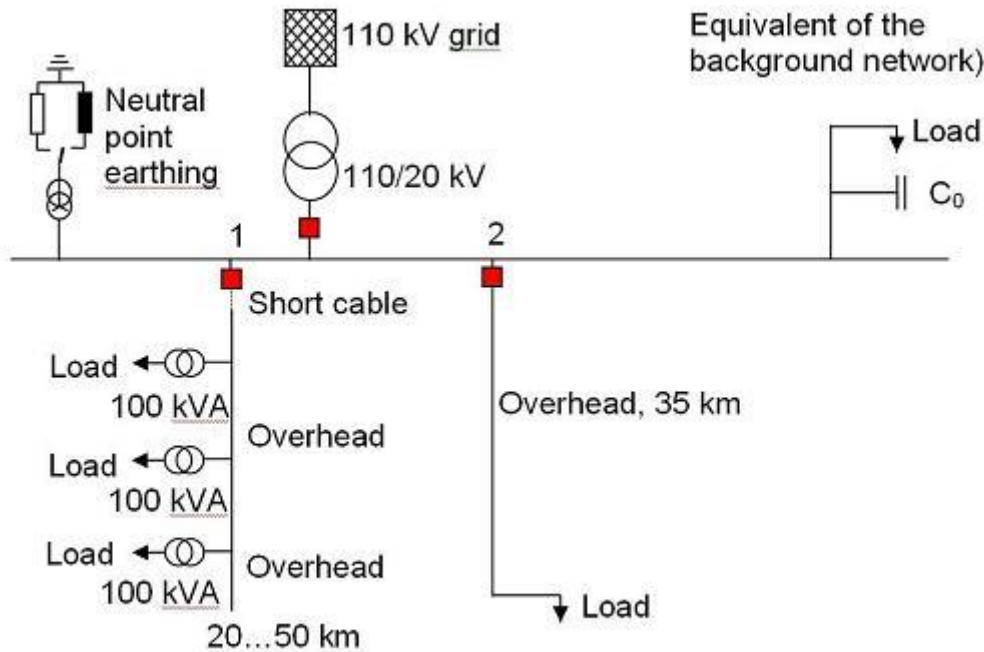
۵-۱-۱- طراحی سیستم برای مطالعات شبیه‌سازی

نمونه دینامیکی DG و سیستم قدرت الکتریکی، مسئله‌ای کلیدی در مطالعات شبیه‌سازی مربوط به رفتار سیستم قدرت در موقعیت‌های خطاست. در این مطالعه، نرم‌افزار شبیه‌ساز الکترومغناطیسی گذرای PSCAD برای مدل‌کردن سیستم قدرت، واحدهای DG و رله‌های حفاظتی مورد استفاده قرار گرفته است. اکثر مدل‌های به کار رفته در این شبیه‌سازی از تحقیقی که در طی چندین سال پیشرفت داشت گرفته شده بود. مدل شبکه، بر اساس شبکه کلی روستایی فنلاند می‌باشد. ساختارهای شبکه مشابه‌ای نیز در مناطق دیگر اروپا متداول است.

مدل ساده شده شبکه با ولتاژ متوسط یک مدار معادل است که شامل شبکه تغذیه HV، ترانسفورماتور اولیه و دو فیدر MV می‌باشد. یکی از فیدرها با جزئیات بیشتر و دیگری تنها برای مطالعه خطاهای موجود در فیدر مجاور ساخته شده است.

علاوه بر این، مدار معادلی که همه فیدرهای متصل به پست فرعی اولیه را نشان می‌دهد وجود دارد طرحی از مدل شبکه در شکل (۵-۱) نشان داده شده است. مدل شبکه با رله مبتنی بر اضافه جریان و خطای زمین مجهز شده و یک گزینه برای بازبست سه قطبی با سرعت بالا وجود دارد. برای حفاظت از خطای زمین از رله خطای زمین جهت‌دار استفاده شده است، زیرا به زمین وصل کردن موارد شبیه‌سازی شده شامل موارد ایزوله از زمین و سیستم‌های زمین‌شده رزوناسی می‌باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم



(۱-۵) طرحی از مدل شبکه به کار رفته در شبیه‌سازی

انواع ژنراتورهای بکار گرفته شده در شبیه‌سازی، ژنراتورهای سنکرون و آسنکرون بودند. در شبیه‌سازی فقط مدل‌های ژنراتور دوار مورد استفاده قرار گرفت، زیرا تأثیر واحدهای اینورتری بر جریان خط خیلی کمتر از تأثیر ژنراتورهای دوار است. و این موضوع بعداً مورد بررسی قرار خواهد گرفت. ژنراتور آسنکرون (نیروگاه بادی ۱/۶۵mW) به طور مستقیم در یک ژنراتور بادی با سرعت ثابت بکار رفت. مدل نیروگاه دیزلی بر مبنای یک ژنراتور سنکرون بوجود آمده بود. در شبیه‌سازی یک یا چند ژنراتور می‌توانستند به هر نقطه‌ای در فیدر ۱ در مدل شبکه متصل شوند.

واحدهای DG هم به دستگاه‌های حفاظتی مجهز شدند. برای مثال مدل‌های واحد DG هر دو رله اضافه فرکانس، کاهش فرکانس و اضافه ولتاژ، کاهش ولتاژ را داشتند. بنابراین مدل‌های رله‌های فقدان برق اصلی (LOM) در این مدل‌ها گنجانده نشده‌اند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر اسایت و به همراه فونت های لازمه

۵-۱-۲- مدل آرک خطا

تئوری طرح ارائه شده در این بخش مطابق است با [۴۶]:

آرک شامل دو مدل جداگانه بود: آرک اولیه و آرک ثانویه.

مدل آرک اولیه قبل از قطع بریکر و مدل آرک ثانویه بعد از قطع مورد استفاده قرار گرفت.

بازبست یک قطبی شبکه HV، جفت شدگی دوجانبه فازها، ولتاژ فاز خطا و آرک خطا پابرجا می ماند. در

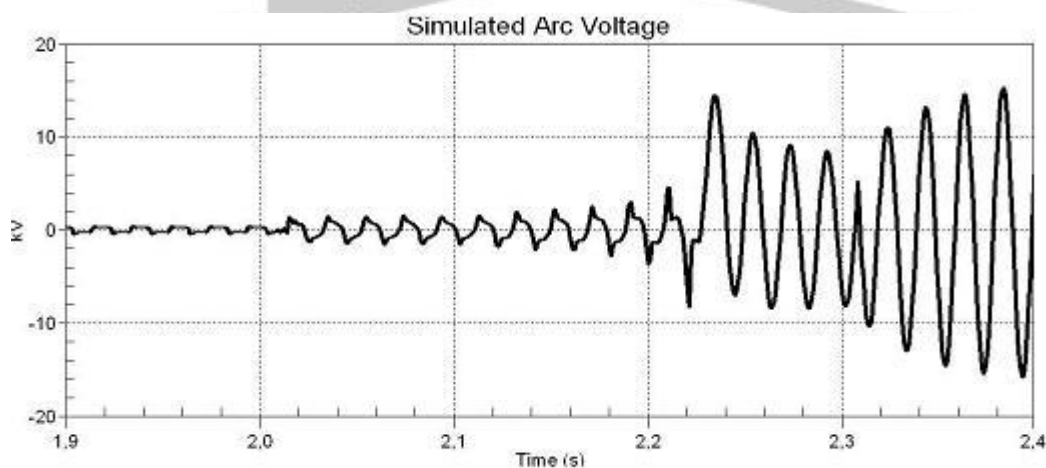
شبیه سازی بر روی شبکه MV، بازبست سه قطبی بود و واحدهای DG، آرک ثانویه را پابرجا می کردند.

با مقایسه ولتاژ آرک شبیه سازی شده با اندازه گیری ها، مدل آرک خطا تا حد زیادی تأیید شد.

شکل های (۲-۵) و (۳-۵) و (۴-۵) این مقایسه را نشان می دهند. در رابطه با شکلها می توان چنین ذکر

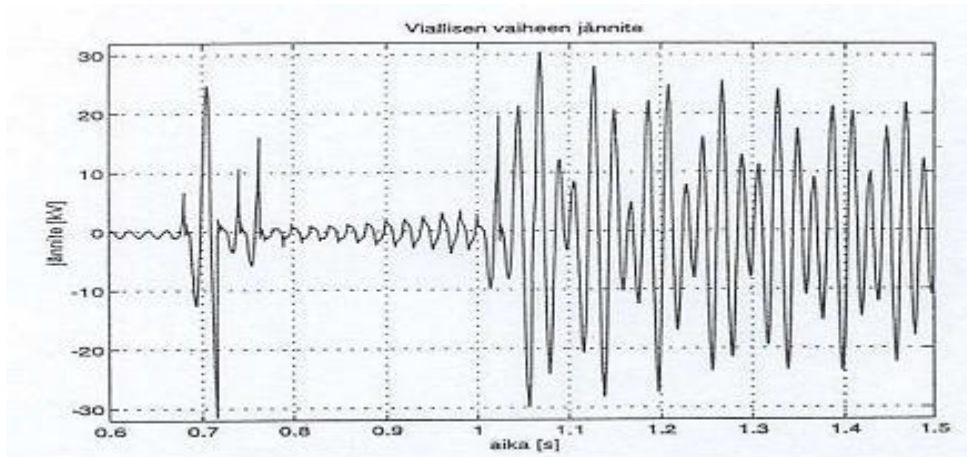
کرد که هنگامی که موجها سینوسی باشند، شکل موج ولتاژ آرک ثانویه از بین رفته و آرک خاموش

می شود.

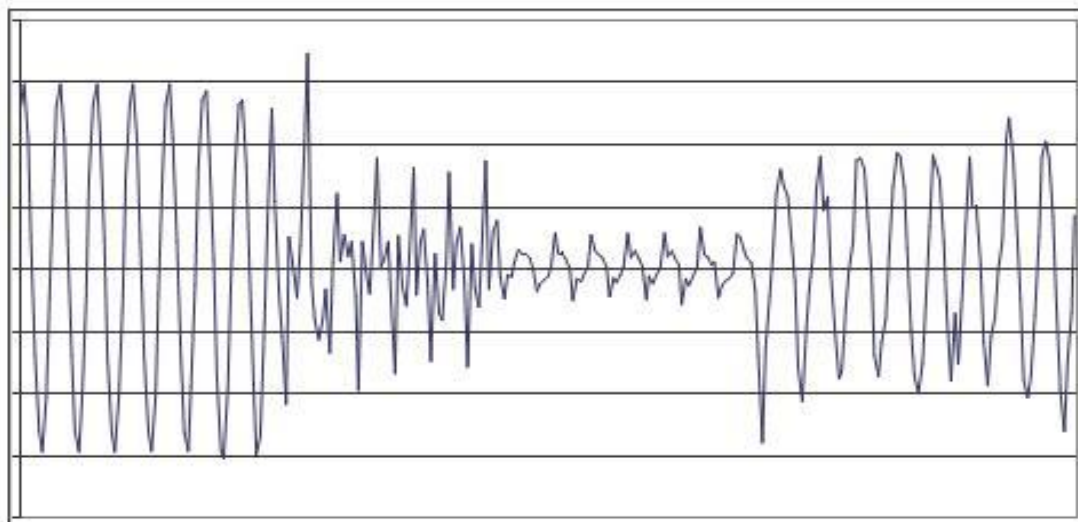


(۲-۵) ولتاژ آرک شبیه سازی شده

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم



(۳-۵) ولتاژ آرک اندازه‌گیری شده، شبکه ۲۰ kV فنلاند



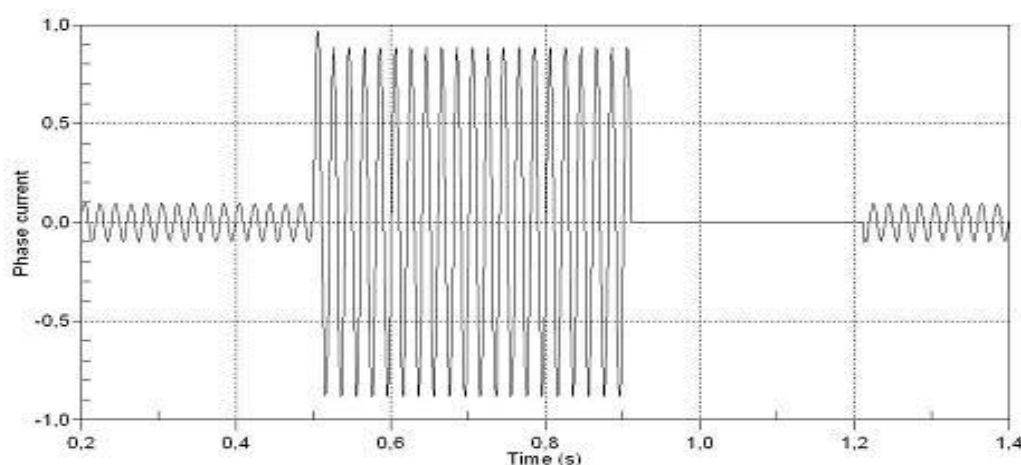
(۴-۵) شبکه موج ولتاژ آرک اندازه‌گیری شده در شبکه ۲۰ kV، ثبت شده در یک پست برق اصلی

فنلاند

۳-۱-۵- نتایج شبیه‌سازی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

موارد مورد آزمایش مربوط به خطاهای شبکه‌ای بود. و هدف اصلی تجزیه و تحلیل تأثیر DG بر حفاظت سیستم، بخصوص تأثیر آن بر بازبست با سرعت بالا بود. هم خطاهای متفاون و هم خطاهای نامتقارن مورد شبیه‌سازی قرار گرفتند. شکل (۵-۵) رفتار ولتاژ فازها را با وجود خطای اتصال کوتاه همراه با بازبست موفق نشان می‌دهد. این شکل در حالی است که واحدهای DG وجود ندارند.

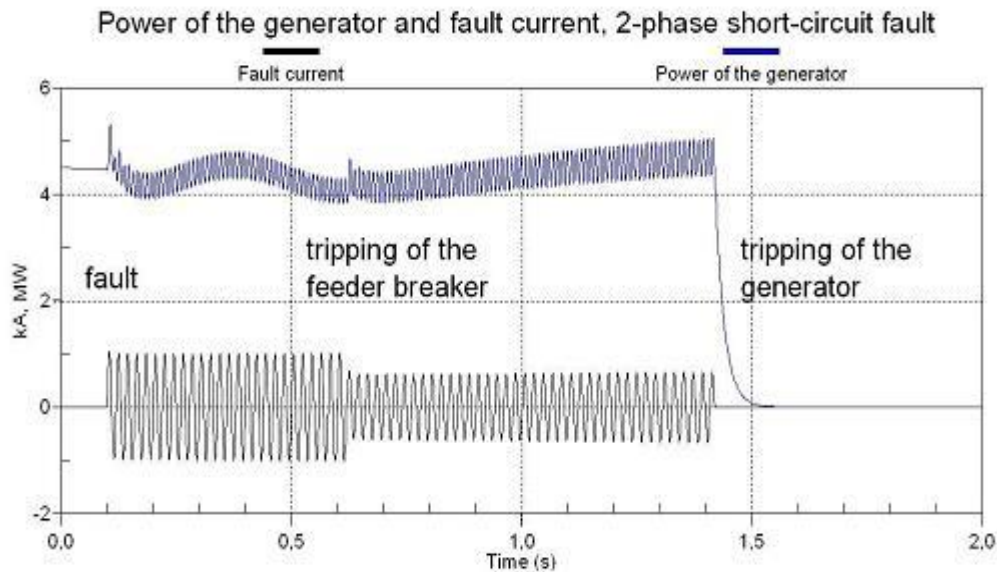


(۵-۵) بازبست اتوماتیک موفق (بازبست با سرعت بالا)

خطا در $t=0/5S$ داده، بریکر مربوط به فیدر در $t=0/9S$ قطع کرده و بسته شدن موفق در $t=1/2S$ بوجود می‌آید. قابلیت واحدهای DG در پابرجا کردن جریان خطا، بعد از قطع فیدرها از طریق شبیه‌سازی‌ها تأیید شد.

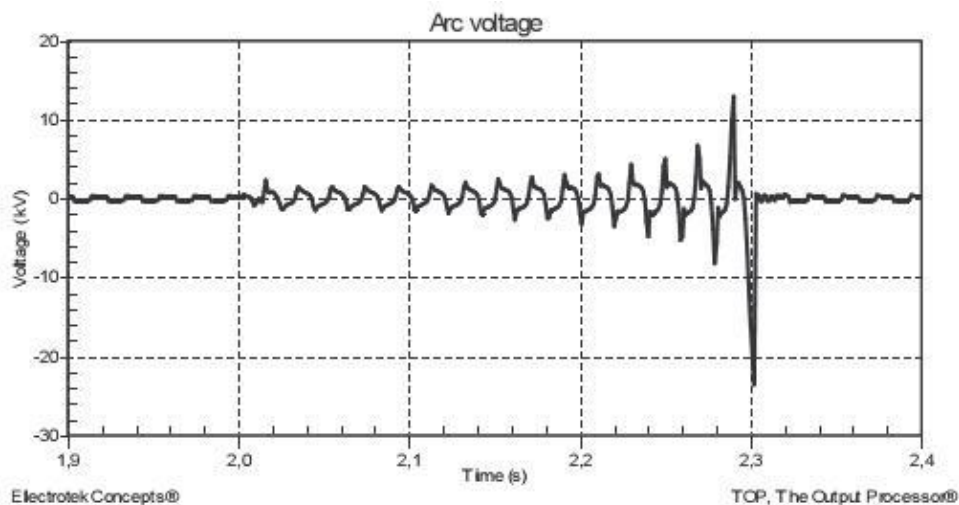
شکل (۶-۵) نتایج خطای اتصال کوتاه دوفاز را نشان می‌دهد. این شکل در حالی است که نیروگاه دیزلی در حال فعالیت است. نیروگاه فعالیت را تا $0/8$ ثانیه بعد از قطع بریکر فیدر ادامه می‌دهد. اگر برای نمونه $0/3$ ثانیه بعد از باز شدن، ریکلوزر مبادرت به بسته شدن کند، بازبست شکست خواهد خورد. چرا که هنوز جریان به صفر نرسیده و بسته شدن ریکلوزر در جریان صفر صورت نخواهد گرفت.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه



(۲-۵) توان ژنراتور و جریان خطا در یک خطای اتصال کوتاه دو فاز

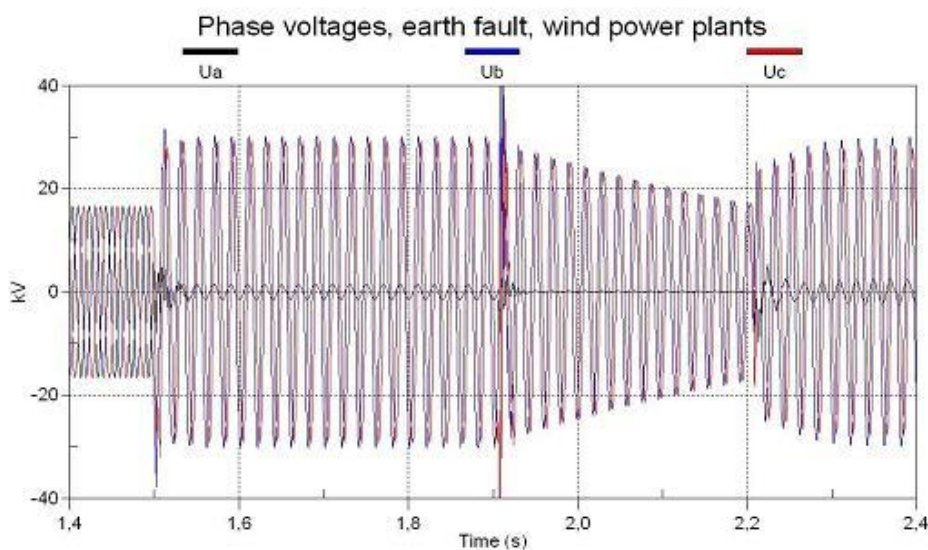
شکل (۷-۵) نتایج شبیه‌سازی بکار رفته برای مدل آرک خطا را نشان می‌دهد. مورد خطا مربوط به مرحله اتصال یک فاز به زمین است. در حالی که نیروگاه بادی متصل به فیدر است و در زمان باز شدن ریکلوزر، نیروگاه به کار خود ادامه می‌دهد. شکل (۷-۵) آرک ثانویه را نشان می‌دهد. در این مورد فیدر در لحظه $t=2S$ قطع شده و در $t=2/3 S$ به صورت ناموفق دوباره بسته شده است.



(۷-۵) شبیه‌سازی ولتاژ آرک ثانویه هنگامی که بازبست اتوماتیک در حال باز شدن است، حالت اتصال یک فاز به زمین

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

در آرک‌های خطا، آرک ثانویه توسط DG پابرجا می‌شود. این موضوع را می‌توان از مقایسه بررسی نتایج شبیه‌سازی با وجود واحدهای DG و بدون وجود این واحدها، درک کرد. با توجه به مسئله فوق می‌بینیم هنگامی که واحدهای DG وجود نداشته باشند، در واقع هیچ آرک ثانویه‌ای به وجود نخواهد آمد. بررسی شکل (۸-۵) قابلیت نیروگاه‌های بادی (۳ ژنراتور آسنکرون) را در پابرجایی فعالیت در طی خطای زمین به یک فاز نشان می‌دهد. هنگامی که خطا در لحظه $t=6/5S$ در یک شبکه با نقطه خنثی ایزوله شده (مرکز ستاره زمین نشده) رخ می‌دهد، ولتاژ فاز معیوب کاهش می‌یابد اما ولتاژ فازهای سالم افزایش می‌یابند. بعد از قطع در بریکر مربوط به فیدر در لحظه $t=1/9S$ ولتاژ با کاهش تدریجی نیروگاه‌های بادی حفظ می‌شود. یک تلاش بازبست ناموفق در لحظه $t=2/2S$ دیده می‌شود.

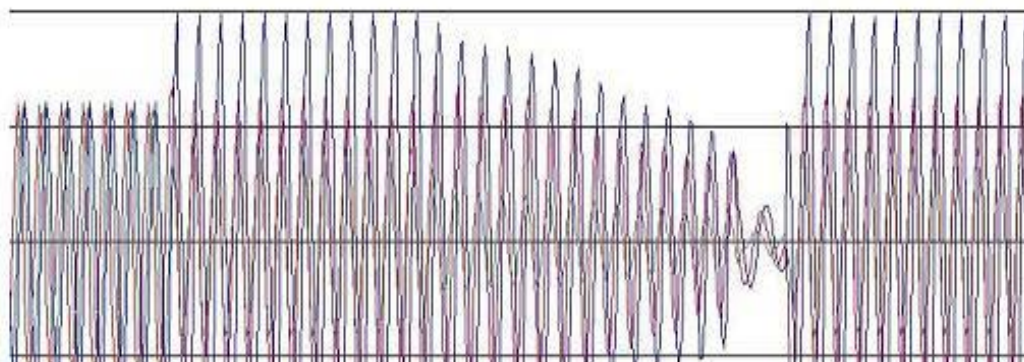


(۸-۵) ولتاژهای فازهای شبیه‌سازی شده در یک خطای زمین، بازبست ناموفق

داده‌های ثبت شده از یک شبکه واقعی، نتایج شبیه‌سازی نیروگاه‌های بادی را تأیید می‌کند. شکل

(۹-۵) ولتاژهای فازهای ثبت شده در شروع فعالیت فیدر را با وجود نیروگاه‌های بادی متصل در موقعیت

خطا مشخص می‌کند.

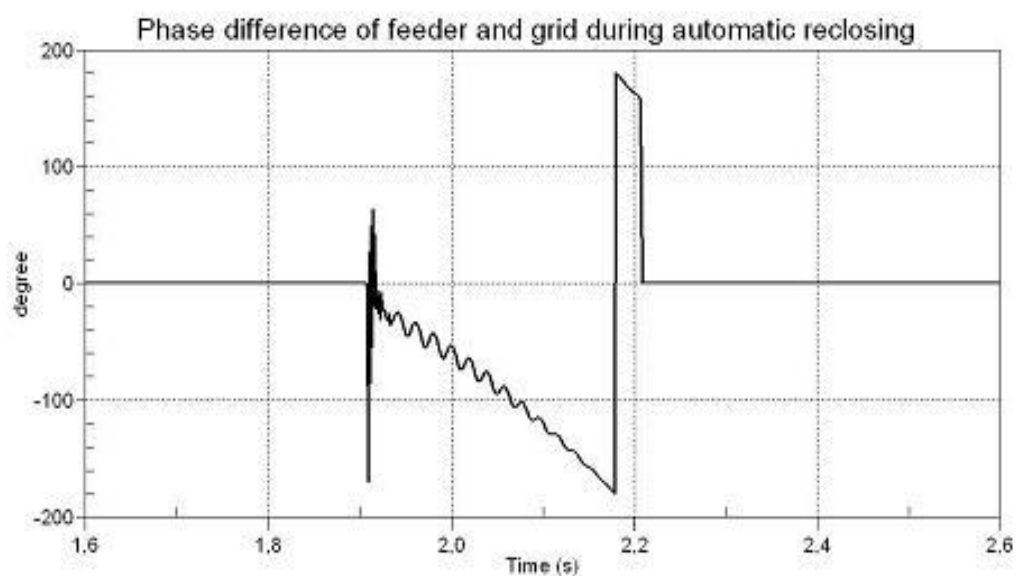


برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

(۹-۵) شکل موج ولتاژ ثبت شده در یک پست برق اصلی فنلاند

شکل (۱۰-۵) ظهور اختلاف فاز فیدر و شبکه برق را در طی بازبست با توجه به شکل (۸-۵)

نشان می‌دهد. در این مورد بازبست تقریباً در فاز مخالف و غیرمنطبق به وجود می‌آید.



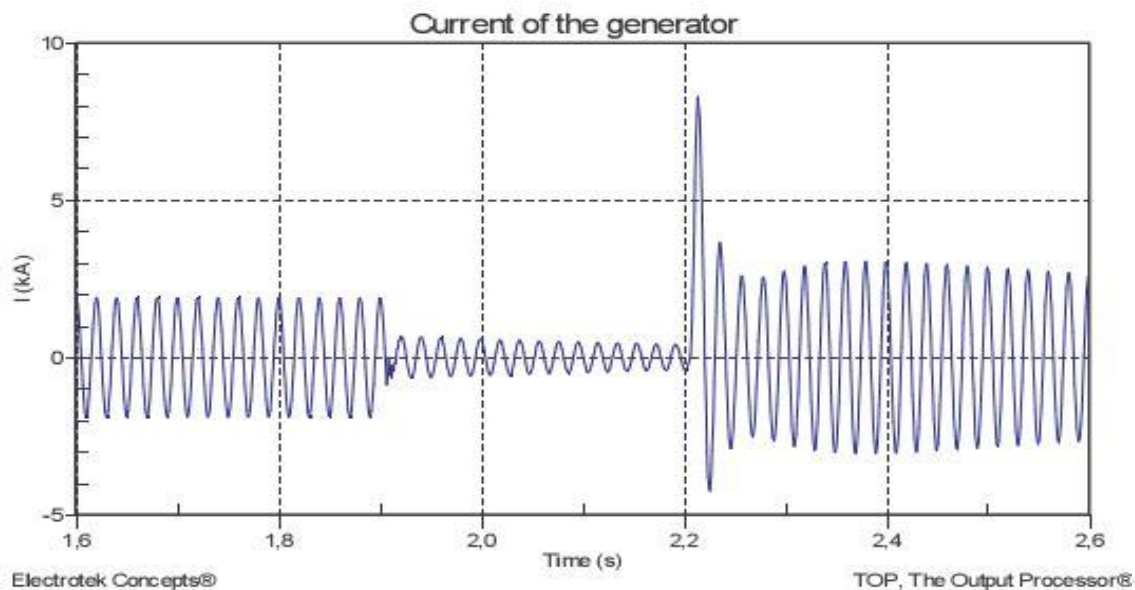
(۱۰-۵) اختلاف فاز بین فیدر تغذیه شده توسط نیروگاه بادی و شبکه اصلی مادامی که توالی باز و بست صورت

می‌گیرد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازم

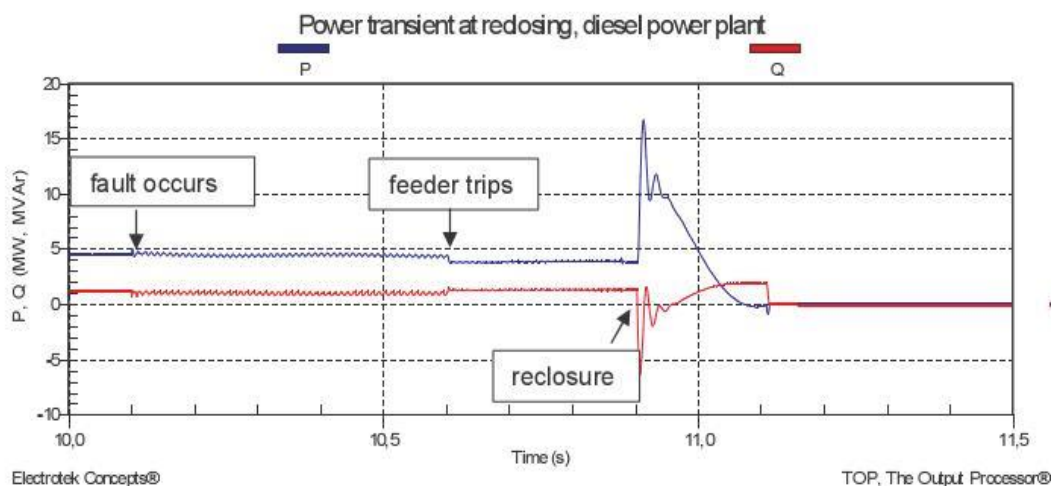
آن‌طور که قبلاً بیان شد بازبست خارج از فاز می‌تواند منجر به ایجاد جریان و ولتاژ و گشتاور گذرای قابل ملاحظه‌ای شود.

شکل (۱۱-۵) رفتار جریان ژنراتور در طی بازبست توصیف شده در بالا را نشان می‌دهد.



(۱۱-۵) جریان گذرای ژنراتور در بازبست

شبیه‌سازی‌های مدل نیروی دیزلی، خطرات مربوط به بازبست خارج از فاز را تأیید می‌کنند. اگرچه اختلاف فاز در لحظه بازبست شکل (۱۲-۵) فقط ۳۵ درجه است، اجزاء اکتیو و راکتیو گذرای الکتریکی مهمی در سیستم وجود دارد.



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

(۱۲-۵) توان گذرای اکتیو و راکتیو یک نیروگاه دیزلی در یک بازبست خارج از فاز

• جمع‌بندی از نتایج

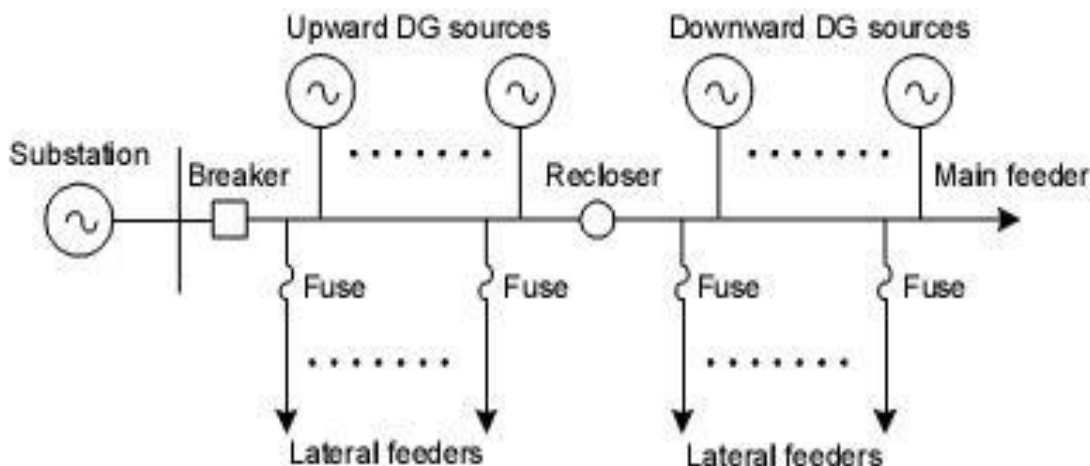
با نگاهی ساده به نتایج شبیه‌سازی‌ها و اندازه‌گیری‌ها مشاهده می‌شود که در هنگام بروز خطا، باید به گونه‌ای قبل از اقدام به بازبست، منابع تولید پراکنده باید خود را از شبکه جدا کنند تا از آرک ثانویه و بازبست خارج از فاز و در کل بازبست ناموفق جلوگیری به عمل آید.

۵-۲- مثال عددی برای تعیین اندازه‌های مرزی DG

معادلات بدست آمده برای یک نمونه سیستم توزیع شعاعی ۱۱kV که وضعیت جغرافیایی و ساختاری آن مانند شکل (۱۳-۵) است بکار برده شده است. ظرفیت پست برق نصب شده ۶mW است که ماکزیمم جریان خطای ۳۱۴/۹۳A را دارد.

در رابطه با ریکلوزر، از مشخصه کاهش‌ی زیاد قطع اضافه جریان $314/93A = \frac{6MW}{\sqrt{3} \times 11KV}$ به عنوان حالت عملکرد ریکلوزر استفاده شده است. ثابت‌های A و B و P به ترتیب ۱۹/۶۱۰، ۰/۴۹۱ و ۲/۰۰۰ هستند. جریان پیکاپ یا جریان تنظیمی I_{pickup} برابر با ۱۰A انتخاب شده است.

برای فیوز، در بیشترین حساسیت ضرائب a و b به ترتیب ۲/۹۳۹۵۱- و ۷/۶۱۲۶۵ هستند.



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

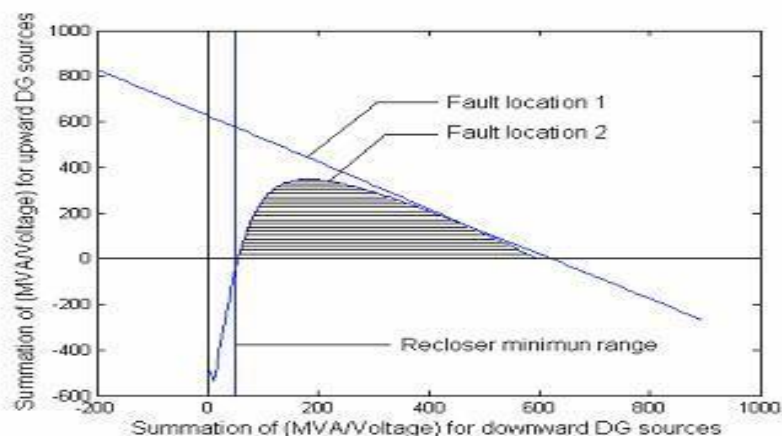
(۱۳-۵) سیستم توزیع شعاعی با چندین منبع تولید پراکنده

برای رسیدن به راه حل هایی عملی، و بودن راه حل ها در مقادیر مثبت، با اعمال محدودیت ها معادلات (۳-۱۵) تا (۳-۱۹) به صورت پیوسته رسم شده اند.

به عنوان مثال عددی، شکل (۱۴-۵) تنظیمات عملی بدست آمده از راه حل ها را نشان می دهد. با توجه به نواحی ها شور زده شکل (۱۴-۵)، راه حل های امکان پذیر برای سامی شن $\frac{S_{DGd}}{V_{DGd}}$ و سامی شن

را نشان می دهد. این بدان معناست که راه حل ها همیشه وابسته به ولتاژ کاری هر منبع DG است. $\frac{S_{DGu}}{V_{DGu}}$

انتظار می رود هماهنگی حفاظت و حدود عملکرد دستگاهها به شرط اینکه تولیدات منابع DG در این ناحیه قرار بگیرند، حفظ شود.



(۱۴-۵) چاره سازی های عملی (ناحیه هاشور خورده)

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

راه حل مناسب از تنظیمات عملی می تواند انتخاب شود. برای مثال پخش بار بهینه (OPF) را می توان برای بدست آوردن کمترین هزینه برق، مادامی که قیود و محدودیت های حفاظتی نگهداشته شده اند بکار برد [۴۷].

۳-۵- بررسی یک نمونه از شرایط تعادل بارو تولید در شبکه LV (مطالعه موردی (GLEISDORF

۳-۵-۱- تعادل بارو تولید و ملزومات اصلی برای جزیره ای شدن غیر عمدی

اساساً برای اینکه جزیره ای شدن غیر عمدی اتفاق بیفتد، قبل از شروع جزیره ای شدن، پخش بار در شبکه باید بگونه ای باشد که فقدان برق اصلی را محقق نسازد. در این بخش تقابل بین بارو تولید در بخشی از شبکه وخیم ترین فاکتور است.

اگر فقط از روش مانیتورینگ ولتاژ و فرکانس در ژنراتور استفاده شود و هیچ روش حفاظتی دیگری مورد استفاده قرار نگیرد، رقابت میان بارو تولید در شبکه سرنوشت سازترین عامل به حساب می آید. پس این امکان وجود دارد که ولتاژ و فرکانس با محدودیت های حفاظتی روبرو شوند و جزیره ای شدن ادامه یابد تا اینکه انحرافات بارو تولید، ولتاژ یا فرکانس را به خارج از حدودشان هدایت کنند.

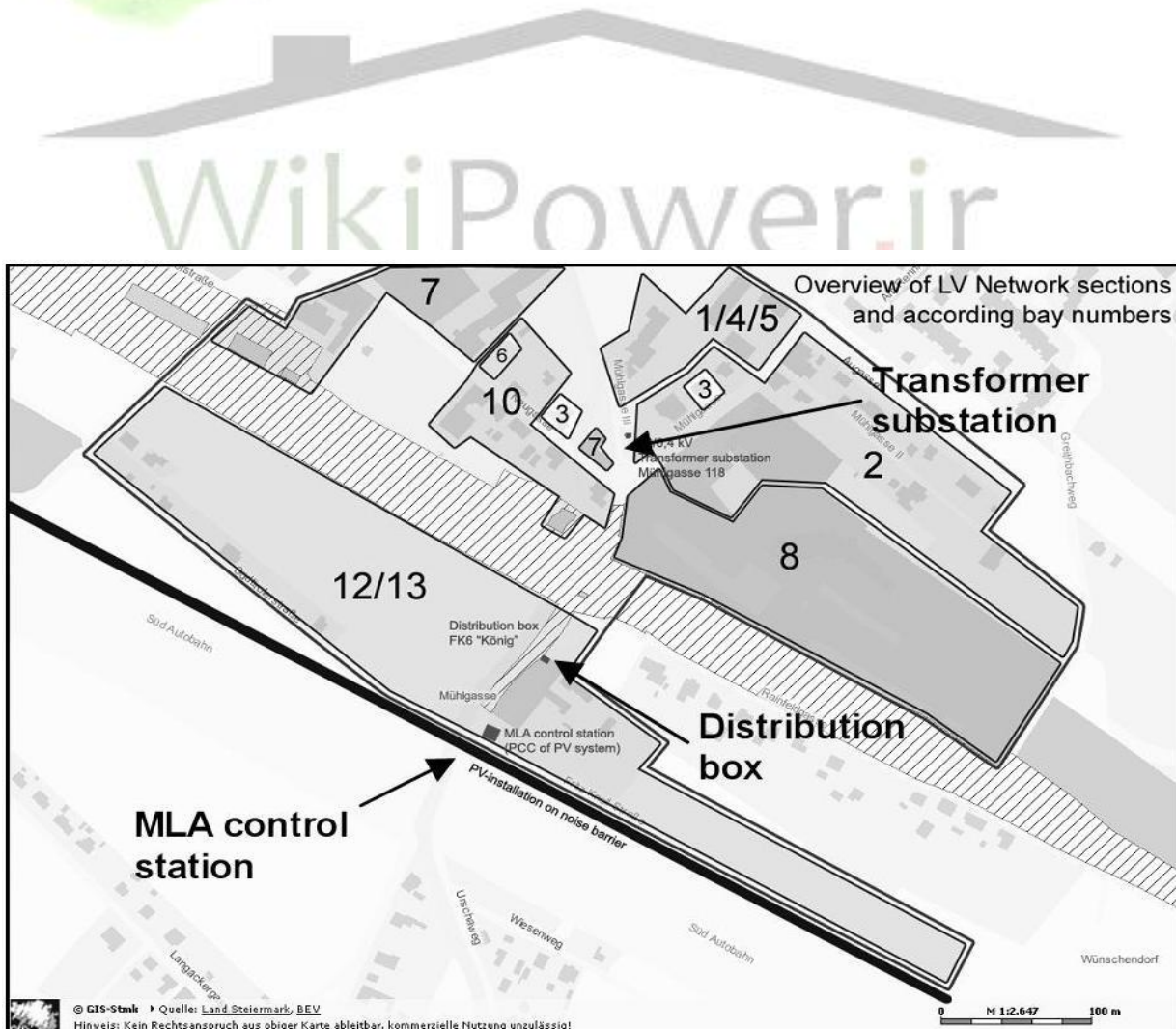
بنابراین احتمال جزیره ای شدن غیر عمدی ممکن است مستقیماً با تعداد و مدت زمان شرایط تعادل بارو تولید در یک بخش معین از شبکه که می تواند یک جزیره را تشکیل دهد در ارتباط باشند. در مطالعه انجام شده، اندازه گیری همزمان و ثبت توان اکتیو و راکتیو بارها در بازه زمانی یک ثانیه انجام شده است. با ربط مشخصات بار و تولید ثبت شده برای توان اکتیو و راکتیو، وضعیت جزیره ای شدن احتمالی می تواند تحت شرایط مرزی مختلف مشخص شود، برای مثال تنظیمات حفاظت یا سطوح نفوذ اعمال شد. احتمال حاصل شده می تواند با جمع مدت زمان شرایط تعادل و ربط دادن عدد با کل زمان محاسبه شود.

۳-۵-۲- شرح ناحیه مورد بررسی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

در یک مطالعه میدانی، معیار اصلی برای انتخاب شبکه LV، از یک طرف در مقایسه با ظرفیت شبکه، حضور مؤثر واحد تولید پراکنده با مشخصات تولید متغیر بود و از طرف دیگر، ترکیب مناسبی از بارهای واحدهای مسکونی، تجاری، عمومی و روشنایی معابر. اما با این وجود قابلیت دسترسی به اندازه‌گیری‌های ضروری که اساس انتخاب شبکه است را هم نباید دست کم گرفت.

ناحیه انتخابی در حومه یک منطقه شهری در استرالیا در حدود ۲۰ کیلومتری شرق شهر Graz در شهرستان Styria واقع است. ساختار بار عمدتاً شامل خانه‌های مسکونی تک خانواده‌ای، بعضی ساختمان‌های عمومی و خانه‌های چند ساکنی است و ترکیب مناسبی از بارهای متفاوت را فراهم آورده است. علاوه بر این، شبکه انتخابی مدل خوبی برای ناحیه‌ای است که می‌توان انتظار داشت در آینده سطح نفوذ بالای DG در آن وجود داشته باشد.



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

(۱۵-۵) نقشه منطقه و دیدی کلی از بخش‌های شبکه LV در Gleisdorf، با توجه به شماره بی‌ها (Bay)، جدول (۱-۵) را ببینید. خط تیره: ۱۰۱ کیلووات سیستم فتدولتائیک بر روی سیستم مانع اختلال بزرگ راه نصب شده است.

شکل (۱۵-۵) نقشه ناحیه مذکور را نشان می‌دهد. ترانسفورماتور پست در بالای قسمت میانی، ناحیه‌ای در مرز جنوبی شبکه، نزدیک جاده اصلی A2 قرار دارد. ایستگاه کنترل MLA کنترل سیستم مانع اختلال چند کاره (نمایش دهنده اطلاعات گسترده، مانیتورینگ و کنترل ترافیک) را بر عهده دارد، در امتداد ۱/۶ کیلومتری جاده اصلی A2 نصب می‌شود.

۵-۳-۳- مشخصات شبکه و اتصال DG

سیستم تغذیه الکتریکی محلی شکل (۱۶-۵) شامل یک ترانسفورماتور توزیع MV/LV است که در یک بست فرعی قرار گرفته است. از اینجا الکتریسته مستقیماً از طریق کابل‌ها به مصرف‌کنندگان در محیط‌های نزدیک پست فرعی توزیع می‌شود. مصرف‌کنندگانی که در فاصله‌های دورتر قرار دارند از طریق باکس‌های توزیع دوردست که نزدیک هر مجموعه ساختمانی هستند، تغذیه می‌شوند. بطور کلی ۱۳ بی (bay) در ترانسفورماتور پست فرعی وجود دارد. جدول (۱-۵) یک دید کلی از مصرف‌کنندگان و بارهای مرتبط به بی‌های مختلف در پست فرعی و مشخصات آنها را نشان می‌دهد.

جدول (۱-۵)

از آنجایی که فاصله میان محل MLA و پست فرعی تقریباً ۳۰۰ متر است اتصال مستقیماً از طریق باکس توزیع (دکمه سیاه در مرکز شکل) جایی که بارها به شبکه متصل می‌شوند (بخش ۱۲/۱۳ در شکل) برقرار می‌شود. سیستم PV شامل حدود ۱۸۰۰ واحد است که به ۵۵ استرینگ اینورتر نوع تک فاز بدون

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

ترانسفورماتور وصل شده‌اند که الکتريسته توليد شده را به شبکه در ايستگاه کنترل MLA می‌رسانند. کل توان برآورده شده اینورترها برابر ۱۰۱ کیلووات است.

۵-۳-۴- سیستم اندازه‌گیری و اکتساب داده‌ها

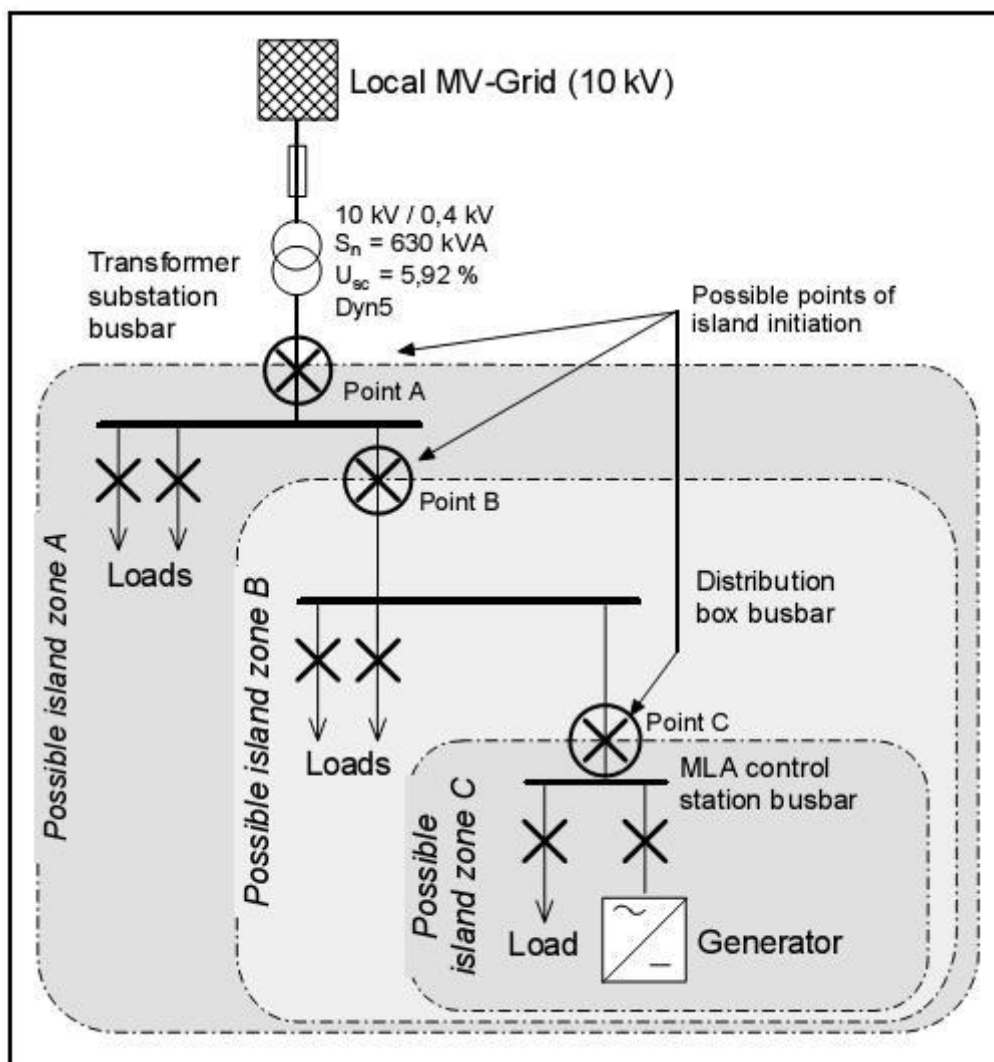
سیستم اندازه‌گیری و کسب داده‌ها دو دستگاه اندازه‌گیری مستقل را شامل می‌شود که در پست فرعی ترانسفورماتور و ایستگاه کنترل MLA قرار گرفته است. در هر دو ایستگاه پارامترهای توان اکتیو و راکتیو، ولتاژ و جریان بی‌های منحصر شده، با ترانسدیوسر قدرت اندازه‌گیری می‌شود و با کمک PC درباره زمانی ۱ ثانیه ثبت می‌شود.

در کل ۱۴۰ پارامتر ثبت شده‌اند که روزانه حجم داده‌ها تقریباً برابر با ۷۰ MB و در یک سال برابر با ۲۰ GB بدست می‌آید. برای هماهنگ کردن اندازه‌گیری‌ها، هر دو ایستگاه به یک GPS گیرنده زمان مجهز شده‌اند.

۵-۳-۵- نواحی جزیره احتمالی

بر طبق توپولوژی شبکه، نقاط مختلف یعنی جاهایی که یک جزیره الکتريکی ممکن است شکل بگیرد، مشخص شد. این نقاط معمولاً بریکرها و یا فیوزها هستند که می‌توانند قسمت‌هایی از شبکه را از سیستم اصلی جدا کنند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه



(۵-۱۶) تغذیه الکتریکی محلی، توپولوژی شبکه و سناریوهای مختلف برای جزیره‌ای شدن غیر

عمدی با نواحی جزیره‌ای ممکن در شبکه LV ، Gleisdorf

کوچکترین جزیره ممکن ، ناحیه C صرفاً شامل ایستگاه کنترل مانع اختلال چند کاره است یعنی

جایی که سیستم PV و سیستم تکنیکی نمایشگرهای جاده اصلی وصل شده‌اند. چون این ناحیه وسعت

نسبتاً محدودی دارد و بار محلی مشخصات ویژه‌ای دارد، این مورد با جزئیات بیشتری مورد ارزیابی قرار

نگرفته است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

جزیره‌ای شدن در ناحیه دوم می‌تواند با باز کردن بریکر که باکس توزیع و ایستگاه کنترل را تغذیه می‌کند، شروع شود. که با نقطه B در شکل (۵-۱۶) نشان داده شده است. در کنار تولید، ناحیه B بخش ۱۲/۱۳ در شکل (۵-۱۵) را حدود ۲۳ مصرف‌کننده تشکیل می‌دهند که از طریق باکس توزیع وصل شده‌اند. سرانجام ناحیه جزیره‌ای شدن با بیشترین وسعت، کل بخش LV شبکه را شامل می‌شود و می‌تواند با قطع بریکر در پست فرعی ترانسفورماتور شروع شود. (بخش A).

۵-۳-۶- تعیین نواحی غیر قابل تشخیص

برای یک ژنراتور بر پایه اینورتر نوعی، اندازه‌ای که ناحیه غیر قابل تشخیص (NDZ) نامیده می‌شود می‌تواند با استفاده از ولتاژ حفاظت (Vmin و Vmax) و محدوده فرکانس (Fmin و Fmax) محاسبه شود

$$PL_{min} = \frac{V_{grid}^2}{V_{max}^2} \cdot P_{Gen} \quad , \quad PL_{max} = \frac{V_{grid}^2}{V_{min}^2} \cdot P_{Gen} \quad (1-5)$$

برای مینیمم (PLmin) و برای ماکزیمم (PLmax) توان اکتیوی است که توسط بار ممکن کشیده شود.

$$\left. \begin{aligned} QL_{min} &= \frac{PL \cdot F_{max}}{P_{Gen} \cdot F_{grid}} \cdot Q_{Gen} + \left(\frac{F_{max}^2}{F_{grid}^2} - 1 \right) \cdot Q_r \cdot P_{Gen} \\ QL_{max} &= \frac{PL \cdot F_{max}}{P_{Gen} \cdot F_{grid}} \cdot Q_{Gen} + \left(\frac{F_{max}^2}{F_{grid}^2} - 1 \right) \cdot Q_r \cdot P_{Gen} \end{aligned} \right\} (2-5)$$

برای مینیمم (QLmin) و برای ماکزیمم (QLmax) توان راکتیو است، به ترتیب PGen و QGen مطابقت می‌کند با توان اکتیو و راکتیوی که توسط یک ژنراتور تغذیه می‌شوند. Qr ضریب کیفیت رزونانسی تنظیم

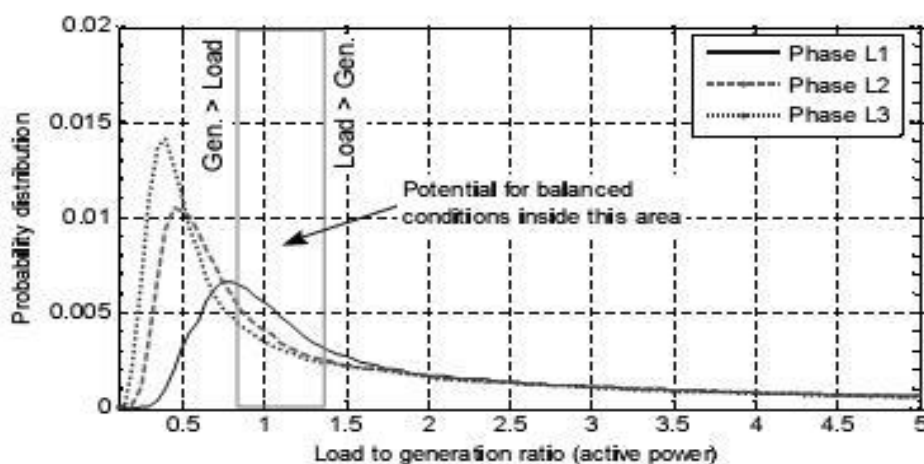
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

شده مدار است که به عنوان جانشینی برای بار بکار می‌رود. ضریب کیفیت به عنوان نسبت بین توان راکتیو و اکتیوی که در مدار ذخیره شده، تعریف می‌شود و بنابراین تأثیر سرنوشت سازی بر اندازه NDZ دارد. بر اساس محدوده‌های ولتاژ فرکانس موجود در چندین استاندارد، NDZهایی برای سه مورد متفاوت محاسبه شده است (۵-۲A) مورد A محدوده وسیعی باری هر دو پارامتر را نشان می‌دهد. مورد آخر که برای محاسبات بکار می‌رود، محدوده وسیعی برای ولتاژ و محدوده کمی برای فرکانس دارد. جدول (۵-۲B) به ترتیب اندازه‌های انتخابی Q_r را نشان می‌دهد.

۵-۳-۷- محاسبه شرایط تعادل در شبکه

برای نشان دادن وجود شرایط متعادل در شبکه، روش ساده‌سازی با نزدیک‌سازی احتمالی بکار برده شد. این روش بر اساس تعیین توزیع احتمال نسبت میان بار و تولید برای توان اکتیو و راکتیو در ناحیه مورد نظر می‌باشد.

شکل (۵-۱۷) نتایج ناحیه B در مورد هر یک از سه فازشان را نشان می‌دهد. هر یک از نقاط پیک منحنی‌های توزیع به نسبت کمتر از یک است. این نشان می‌دهد که در این منطقه اغلب مازاد تولید وجود دارد. تفاوت نسبت‌های پیک بین هر فاز، یک واگرایی چشمگیر در مورد تولید و بار در هر سه فاز را نشان می‌دهد. در یک مورد خاص، با کاهش قابل توجه تولید در فاز اما در مقایسه با دیگر فازها مواجه می‌شویم، به همان ترتیب کاهش بار اندکی در مفاز L3.

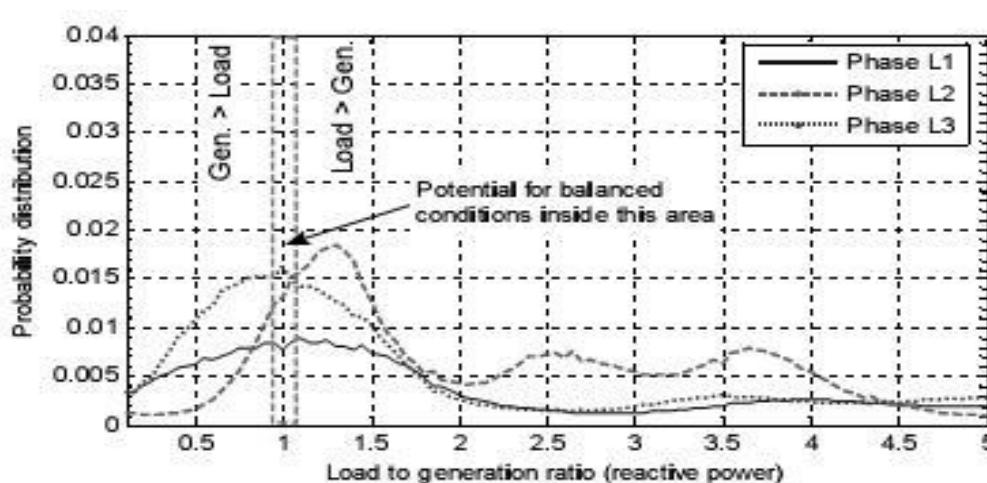


(۵-۱۷) جزیره ناحیه B: توزیع احتمال نسبت بار به تولید (توان اکتیو) برای هر فاز به طور منفرد

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه

انحرافات فصلی در مشخصات بار و تولید، توزیع احتمالی را تحت تأثیر قرار می‌دهد. هنگامی که از فصل تابستان به زمستان می‌رویم قسمت پیک، مسطح و پهن می‌شود و به طرف مقادیر بالاتر می‌رود. این را می‌توان به دلیل کاهش قابل توجه تولید و بالا رفتن بار در طی ایام زمستان توضیح داد. پارامتر مهم دیگری که می‌تواند از شکل (۵-۱۸) مشتق شود ماکزیمم ظرفیت DG است. که شرایط تعادل در جزیره انتخابی را هرگز به وجود نمی‌آورد. این شکل را می‌توان با چند برابر کردن پایین‌ترین نسبت بار به تولید تخمین زده جایی که این احتمال با توان پیک DG صفر می‌شود. برای منطقه B اوج تولید ۳۰kW در هر فاز فرض کنید. ارزیابی ظرفیت ماکزیمم ۶kW در هر فاز را نشان می‌دهد. بنابراین شرایط تعادل ثابت در هر شبکه برای در حالت تعادل بودن، به توان اکتیو و راکتیو نیاز دارد، همچنین برای سنجش راکتیو، توزیع احتمال محاسبه می‌شود.

محل سه منحنی در شکل (۵-۱۸)، وجود شرایط تعادل و همچنین توان راکتیو را بوضوح نشان می‌دهد. با این حال پیک‌ها، مانند شکل (۵-۱۷) به طور مجزا مشخص نیستند. بنابراین برای هر دو پارامتر احتمال، پیرامون نسبت ۱، صفر نیست. می‌توان این طور نتیجه گرفت که پتانسیل اصلی برای شرایط متعادل در منطقه B وجود دارد. به هر حال این نشان‌دهنده وجود شرایط جزیره‌ای شدن در شبکه نیست، به دلیل این شرایط، توان اکتیو و راکتیو در یک زمان باید متعادل شوند.



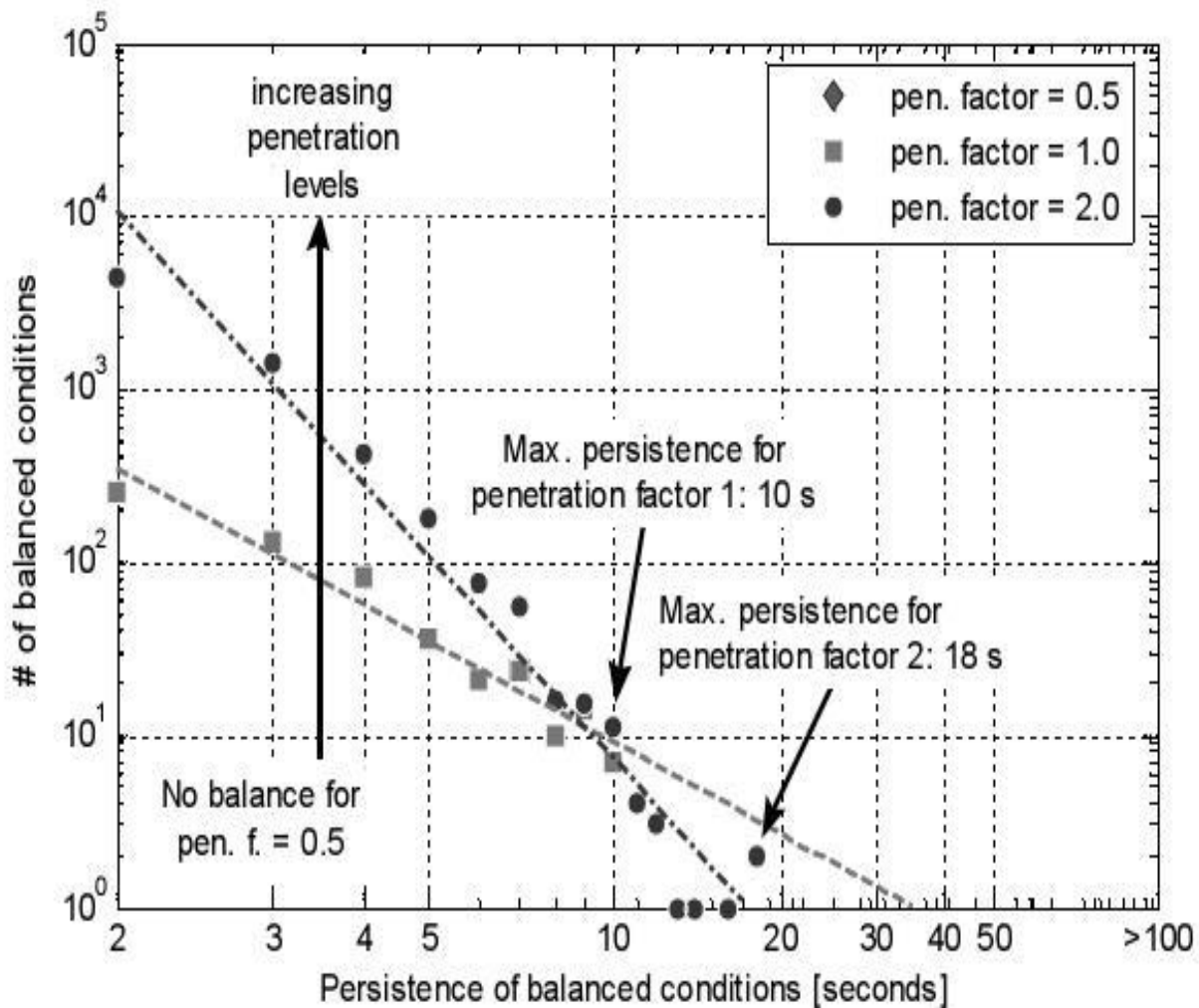
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

(۱۸-۵) توزیع احتمال نسبت بار به تولید (توان راکتیو) برای هر فاز به طور منفرد

برای تشخیص شرایط جزیره‌ای شدن در منطقه B، در ابتدا NDZ در قسمت‌های توان اکتیو و راکتیو ژنراتور برای مورد دوم و هر یک از موارد مختلف دیگر محاسبه شد. به جدول (۲-۵) توجه شود. که با بکار بردن معادله‌های (۱-۵) و (۲-۵) به دست می‌آیند. در گام دوم توان کشیده شده توسط بارها با باند NDZ حاصل و همه نقاط جایی که توان با باند مشخص شده بود، مقایسه شد. به منظور تشخیص شرایط احتمالی جزیره‌ای شدن، تعادل‌هایی که بیشتر از ۲ ثانیه طول می‌کشند را تعریف می‌کنیم. همه نقاطی که تنها یک تعادل را نشان می‌دهند، حذف شده‌اند. با بکار بردن فاکتورهای نفوذ، سناریوهای متفاوت DG در جایی که نسبت بار به تولید اکتیو در حد ماکزیمم خود است را نشان می‌دهد. فاکتورهای دیگر ۰/۵ و ۲ به ترتیب برای سطح نفوذ بالا و پایین تنظیم شدند.

شکل (۱۹-۵) نتایج تجزیه و تحلیل سه سطح را نشان می‌دهد. برای تنظیمات حفاظت، محدوده حالت B با محدوده نسبتاً وسیع برای ولتاژ و فرکانس انتخاب شد. بوضوح دیده می‌شود که تعداد شرایط تعادل در سطح نفوذ بالاتر، بیشتر می‌شود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازم



(۱۹-۵) تعداد و ماندگاری شرایط تعادل برای یک فاز منفرد در سطوح نفوذ متفاوت (ولتاژ و فرکانس در محدوده حالت B، $Q_r=0/5$)

علاوه بر این شکل (۱۹-۵) افزایشی را در ماکزیمم ماندگاری تعادل نشان می‌دهد. از طرف دیگر وقتی سطح نفوذ زیر سطح بحرانی است در کل هیچ تعادلی روی نمی‌دهد.

شکل (۲۰-۵) تأثیر تنظیم حفاظت‌های مختلف را نشان می‌دهد. مقایسه حالت B با حالت A, C نشان می‌دهد که محدوده فرکانس وسیع نسبت به محدوده ولتاژ وسیع تأثیر قابل توجهی دارد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه



(۲-۵) تعداد و ماندگاری شرایط تعادل برای یک فاز منفرد برای محدوده‌های ولتاژ و فرکانس متفاوت ($Q_r=0/5$) و سطح نفوذ

(۲)

۴-۵- نتایج شبیه‌سازی الگوریتم هایبرید پیشنهاد شده روی یک سیستم نمونه

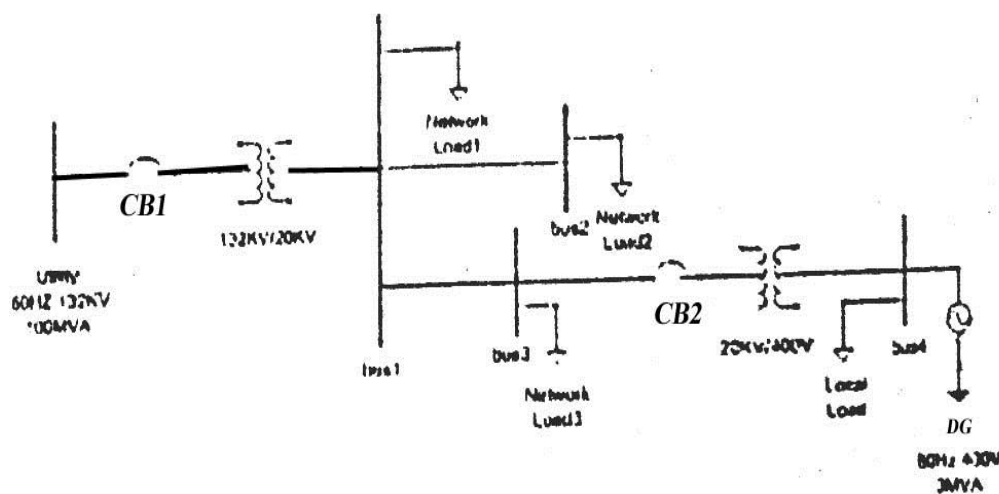
به منظور بررسی درسی عملکرد روشی پیشنهاد شده برای تشخیص عملکرد جزیره‌ای DGها و اطمینان از عدم تریپ اشتباهی به ازاء اغتشاشاتی نظیر تغییرات بار، قطع و حل بانکهای خازنی (که جهت تصحیح ضریب قدرت در سیستم توزیع استفاده می‌شوند) و اتصال کوتاه توسط نرم‌افزار matlab/simulink، الگوریتم روشی پیشنهاد شده را روی یک شبکه توزیع نمونه پیاده کرده و پاسخ این روش را به اغتشاشاتی نظیر عملکرد جزیره‌ای، اتصال کوتاه، تغییرات بار و سوئیچینگ بانک خازنی شبیه‌سازی خواهیم کرد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

نتایج شبیه سازی نشان می دهد که این روش هایبرید نسبت به روش های اکتیو و پسیو به صورت مجزا سریعتر بوده و مدت زمان تشخیص وقوع عملکرد جزیره ای در این روش، توسط استاندارد ۱۵۴۷-۲۰۰۳ IEEE که بیان می دارد DG های جزیره شده بایستی طی 0.5 sec بعد از تشکیل جزیره از شبکه قدرت جدا شوند، پشتیبانی می شود. همچنین این روش قابلیت اعتماد بسیار بالایی دارد و به ازاء اغتشاشات غیر از عملکرد جزیره ای دچار تریپ اشتباهی نمی شوند.

مدلسازی این شبکه نمونه از مرجع [۴۹] استخراج شده است و شامل یک شبکه 132 kV و 60 Hz با قدرت اتصال کوتاه 100 mVA که با یک منبع ولتاژ و امپدانس مدل شده است و از طریق یک ترانسفورمر $132 \text{ kV}/20 \text{ kV}$ به سیستم توزیع 20 kV متصل می شود. سیستم توزیع شامل سه فیدر با بارها و بانکهای خازنی متصل به آن می باشد. در انتهای یکی از فیدرها یک واحد DG ژنراتور سنکرون 400 V و 3 mVA قرار گرفته است که شامل سیستم کنترل ولتاژ (AVR) و کنترل فرکانس (Governor) بوده و بارهای محلی را تغذیه می کند و از طریق یک ترانسفورماتور $400 \text{ V}/20 \text{ kV}$ به سیستم توزیع متصل می شود.

ژنراتور سنکرون مورد بحث ۴ قطبی بوده و سرعت سنکرون آن 1800 rpm می باشد. سیستم نظر



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

(۵-۲۱) دیاگرام تک خطی سیستم مورد مطالعه

با توجه به دیاگرام تک خطی شبکه فوق، اگر کلید CB باز شود، واحد DG از شبکه ایزوله شده و تشکیل جزیره می‌دهد، بنابراین لازم است، الگوریتم تشخیص عملکرد جزیره‌ای پیشنهاد شده، سریعاً وقوع این حالت را تشخیص داده و کلید CB₂ نقطه اتصال DG به شبکه را قطع نماید، در این صورت DG فقط بارهای محلی خود را تغذیه خواهد کرد.

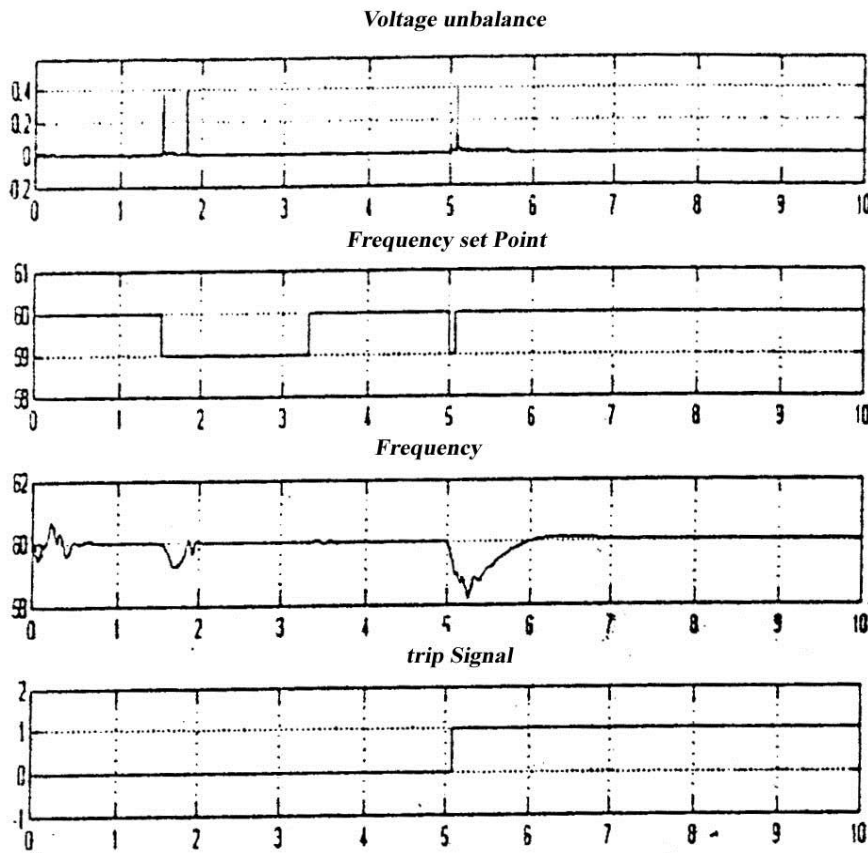
برای بررسی این مورد، در شبیه سازی‌های این قسمت فرض می‌شود که با باز شدن کلید CB₁ در لحظه $t=5\text{sec}$ شبکه اصلی در این لحظه از دست می‌رود.

برای بررسی عدم تریپ اشتباهی الگوریتم پیشنهاد شده به ازای اغتشاشات غیر از عملکرد جزیره‌ای شبیه سازی‌های زیر را در نظر می‌گیریم.

۵-۴-۱- اتصال کوتاه

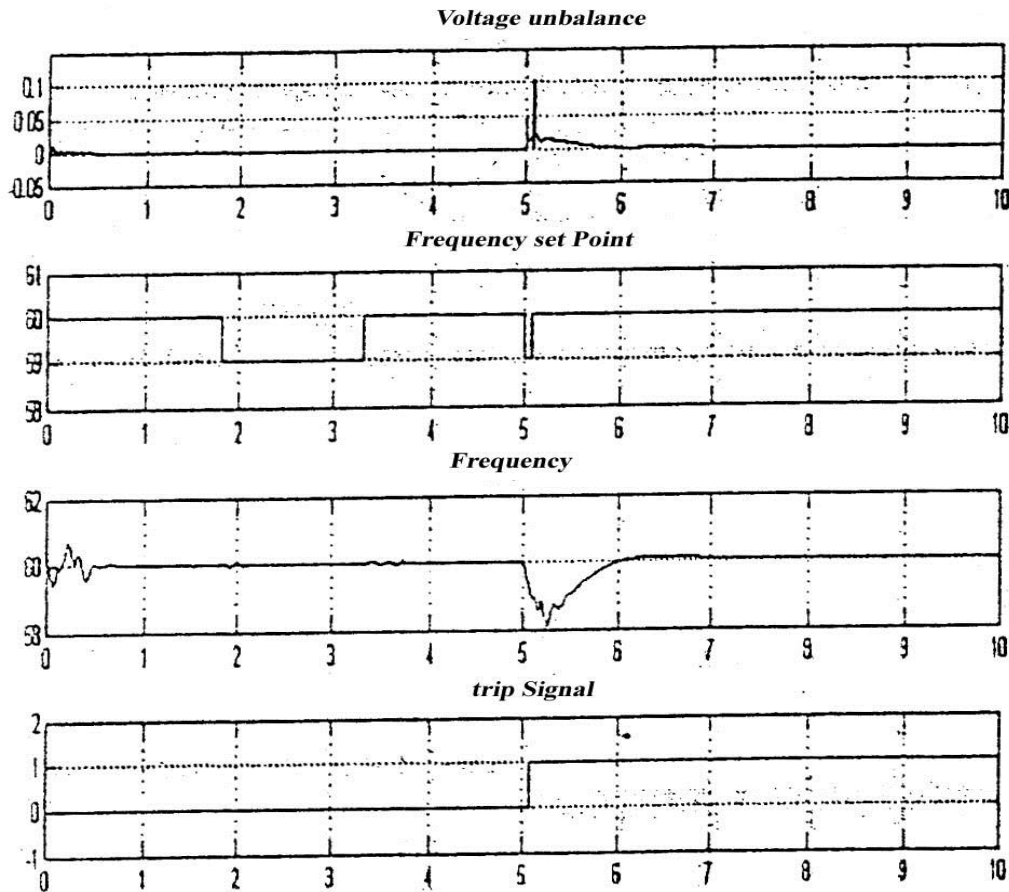
همانند وقوع عملکرد جزیره‌ای، وقوع اتصال کوتاه در شبکه نیز پدیده‌های بلندی را در VU بوجود می‌آورد. الگوریتم هایبرید پیشنهاد شده نباید این حالت را وقوع عملکرد جزیره‌ای تلقی کند و اشتبهاً تریپ دهد. برای این منظور، وقوع اتصال کوتاه سه فاز متقارن را در لحظه $t=1/8\text{sec}$ رفع شود. نمودارهای مربوط به عدم تعادل ولتاژ (VU)، نقطه تنظیم فرکانس (Frequency Set Point)، فرکانس (Frequency) و سیگنال تریپ (Trip Signal) در شکل زیر نشان داده شده است.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر سایت و به همراه فونت های لازم



(۲۲-۵) نمودارهای مربوط به وقوع اتصال کوتاه در دورترین شین از DG

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم



(۵-۲۳) نمودارهای مربوط به اتصال کوتاه در نزدیک‌ترین شین به DG

با توجه به شکل فوق مشخص است که این الگوریتم بدرستی هر دو حالت فوق را به عنوان عملکرد جزیره‌ای به اشتباه تشخیص نداده و سیگنال تریپ صادر نکرده است. و این نشان از قابلیت اطمینان بالای این الگوریتم هایبرید می‌باشد.

با وقوع عملکرد جزیره‌ای در لحظه $t=5\text{sec}$ ، در هر دو حالت فوق، نقطه تنظیم فرکانس از ۶۰ Hz به ۵۹ Hz کاهش داده می‌شود مشاهده می‌شود که در این حالت فرکانس سریعاً افت می‌کند و در $t=5/08\text{sec}$ به ۵۹/۲ Hz می‌رسد بنابراین در این لحظه سیگنال تریپ صادر می‌شود و سریعاً فرکانس نقطه تنظیم دوباره به ۶۰ Hz برگردانده می‌شود، یعنی وقوع عملکرد جزیره‌ای در $0/08\text{sec}$ تشخیص داده شد و این نشان از سرعت بالای این الگوریتم هایبرید می‌باشد مدت زمان تشخیص $0/08$ ثانیه در این حالت از استاندارد IEEE ۱۵۴۷-۲۰۰۳ (مدت زمان تشخیص کمتر از $0/5\text{sec}$) تبعیت می‌کند.

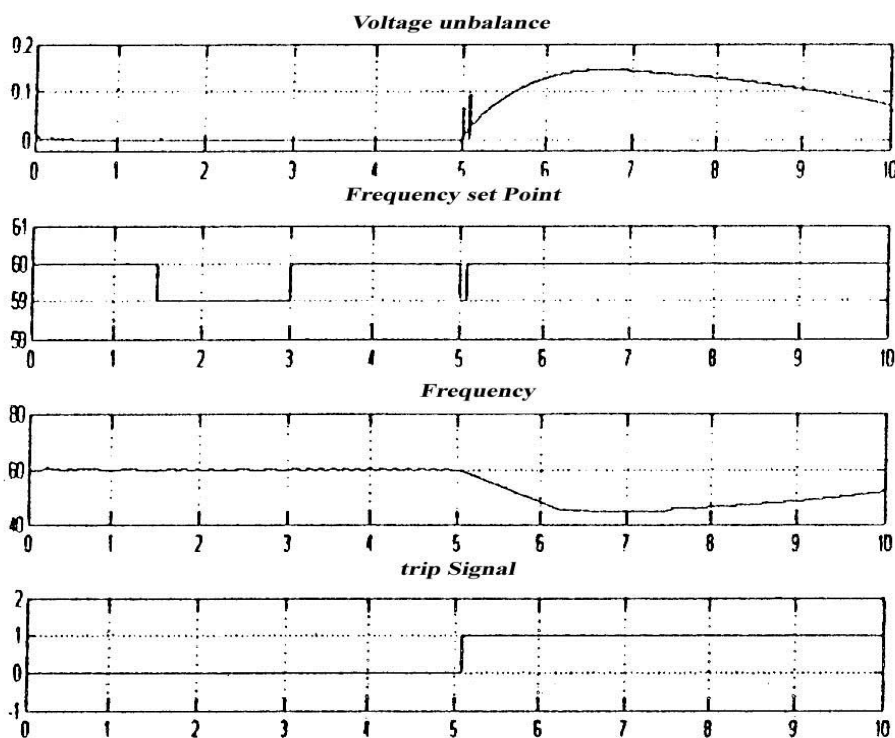
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

۵-۴-۲- تغییرات بار

همانند وقوع عملکرد جزیره‌ای، تغییرات بار محلی یا شبکه نیز عدم تعادل ولتاژ را تغییر می‌دهد و پرش‌های بلندی را در VU به وجود می‌آورد. الگوریتم هایبرید پیشنهاد شده نباید این حالت را وقوع عملکرد جزیره‌ای تلقی کند و به طور اشتباه تریپ دهد. برای بررسی این حالت افزایش یا کاهش بار محلی یا شبکه در ۴ حالت زیر بررسی خواهد شد.

• افزایش بار محلی

برای این منظور، فرض می‌کنیم که در لحظه $t=1/5\text{sec}$ یکبار به اندازه 2mW و 1mVAR به مجموعه بارها، محل DG اضافه شده.



(۵-۲۴) نمودارهای مربوط به افزایش بار محلی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

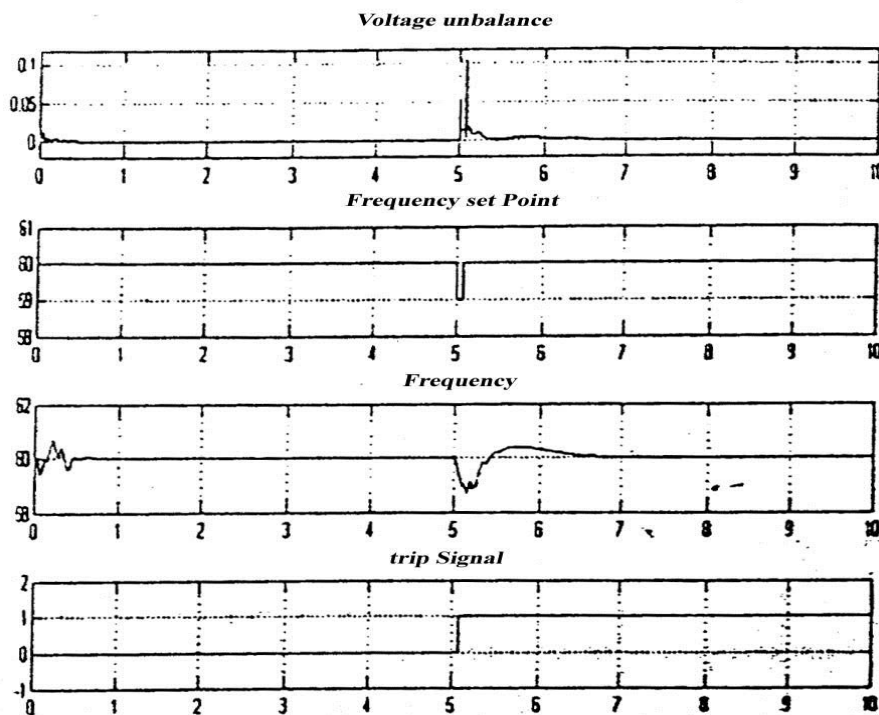
با توجه به شکل فوق مشخص است که این الگوریتم به درستی، این حالت را به طور اشتباه به عنوان عملکرد جزیره‌ای تشخیص نداده و سیگنال تریپ صادر نکرده است، با وقوع عملکرد جزیره‌ای در لحظه $t=5\text{sec}$ این حالت در 0.07Vsec تشخیص داده می‌شود.

با توجه به شکل مشاهده می‌شود که با کاهش فرکانس نقطه تنظیم از 60Hz به 59Hz در لحظه $t=5\text{sec}$ فرکانس سیستم خیلی افت می‌کند و هیچ‌وقت دوباره به 60Hz برنمی‌گردد، زیرا بعد از وقوع عملکرد جزیره‌ای و تریپ کلید نقطه اتصال، بار محلی DG از ماکزیمم توان خروجی ژنراتور بیشتر است، در این حالت برای اینکه سیستم بتواند به کار خود ادامه دهد بایستی عملیات بارزدایی انجام شود و بارهای غیرمهم از مجموعه بارهای محلی DG حذف شوند.

• کاهش بار محلی

برای این منظور، فرض می‌کنیم که در لحظه $t=1/5\text{sec}$ یکبار به اندازه 100kW و 100kVAR از

مجموعه بارهای محلی حذف شود.



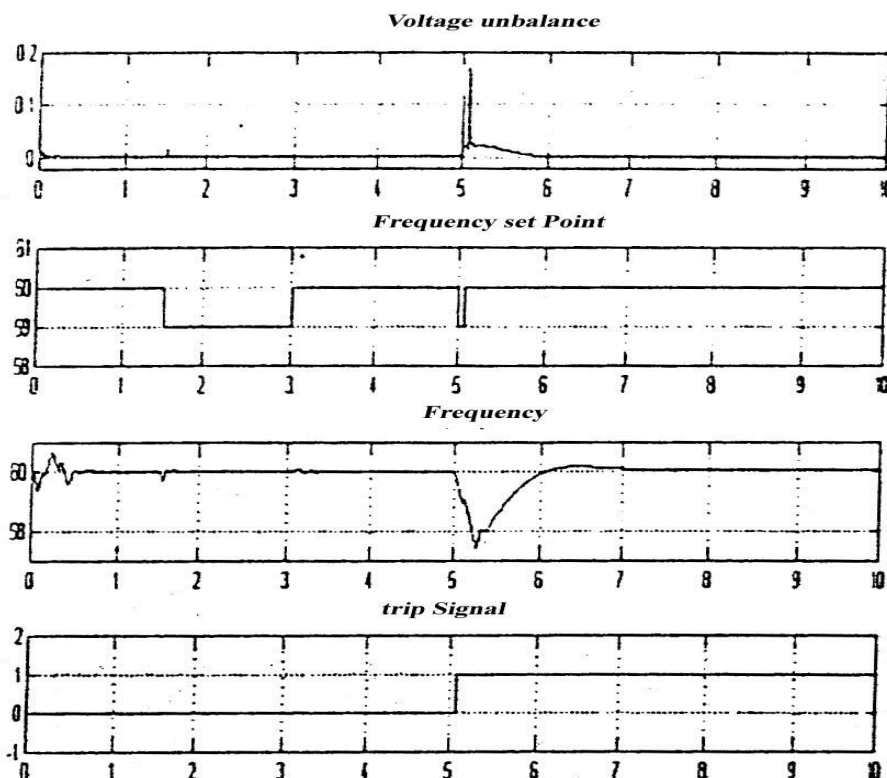
(۵-۲۵) نمودارهای مربوط به کاهش بار محلی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

با توجه به شکل فوق مشخص است که این کاهش بار محلی در لحظه $t=1/5\text{sec}$ پرش کوتاهی را در عدم تعادل ولتاژ به وجود آورده است، بنابراین چون این اسپایک کوتاه از محدوده مجاز تعیین شده فراتر نمی‌رود، این الگوریتم بدرستی از آن صرف نظر کرد، و نقطه تنظیم فرکانس را تغییر نمی‌دهد و این حالت را به عنوان عملکرد جزیره‌ای تشخیص نداده و سیگنال تریپ صادر نمی‌کند. با وقوع عملکرد جزیره‌ای در لحظه $t=5\text{sec}$ این حالت در 0.75sec تشخیص داده می‌شود.

• افزایش بار شبکه

برای این منظور، فرض می‌کنیم که در لحظه $t=1/5\text{sec}$ یکبار به اندازه 10mW و 5mVAR به مجموعه بارهای شبکه در شین ۱ اضافه شود.



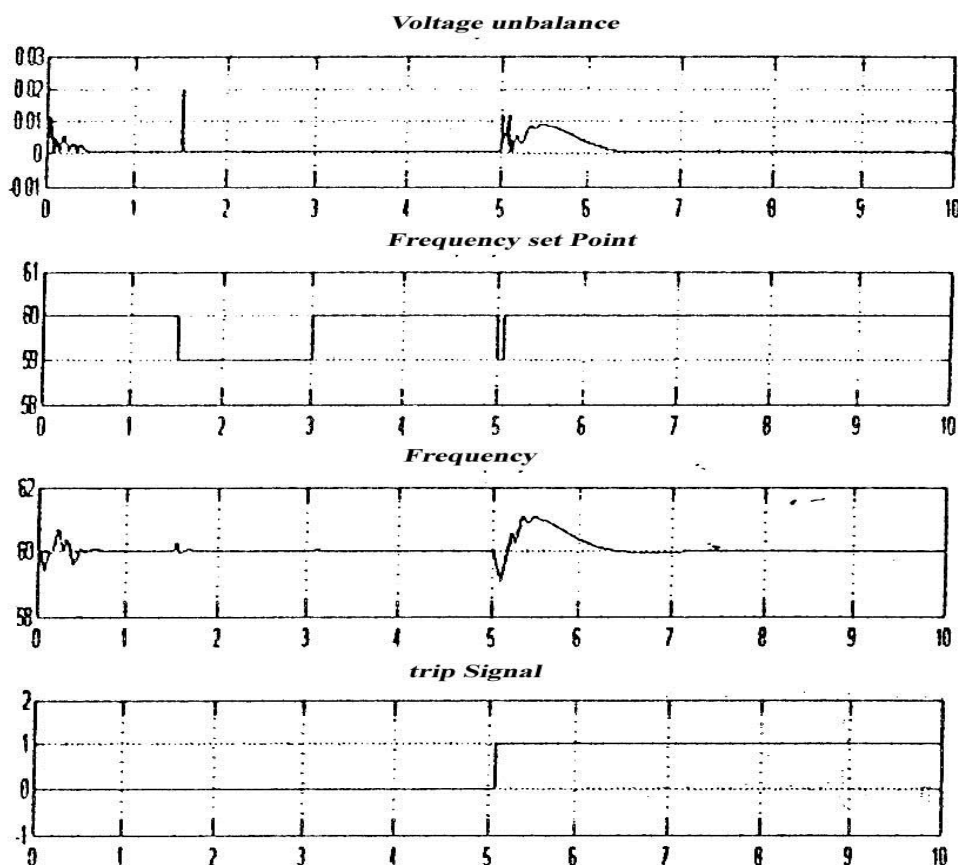
برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

(۲۶-۵) نمودارهای مربوط به افزایش بار شبکه

با توجه به مشکل فوق مشخص است که این الگوریتم به درستی، این حالت را به عنوان عملکرد جزیره‌ای تشخیص نداده و سیگنال تریپ صادر نکرده است، با وقوع عملکرد جزیره‌ای در لحظه $t=5\text{sec}$ ، این حالت در $0/08\text{sec}$ تشخیص داده می‌شود.

• کاهش بار شبکه

برای این منظور، فرض می‌کنیم که در لحظه $t=1/5\text{sec}$ یکبار به اندازه 5mW و 10mVAR از مجموعه بارهای شبکه در شین ۱ حذف شود.



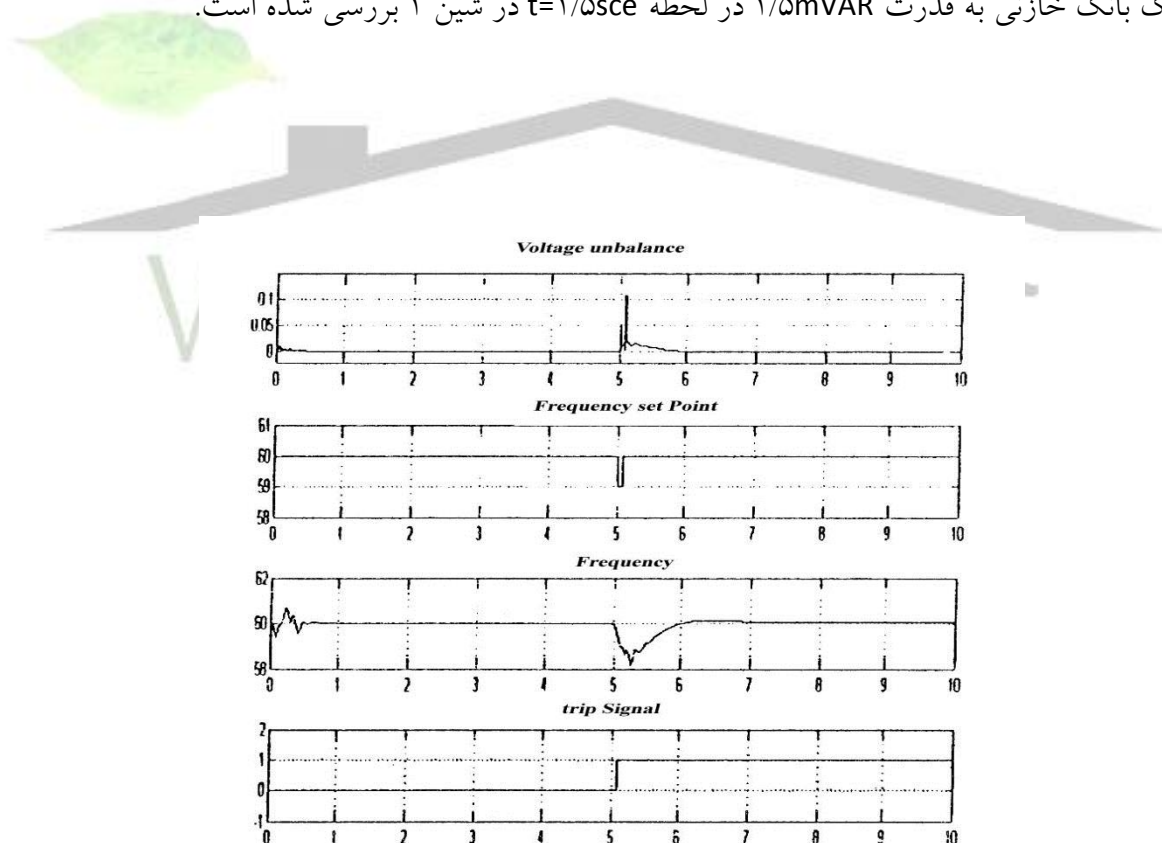
(۲۷-۵) نمودارهای مربوط به کاهش بار شبکه

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

با توجه به شکل فوق مشخص است که این الگوریتم بدرستی، این حالت را به عنوان عملکرد جزیره‌ای تشخیص نداده و سیگنال تریپ صادر نکرده است. با وقوع عملکرد جزیره‌ای در لحظه $t=5\text{sec}$ این حالت در 0.07sec تشخیص داده می‌شود.

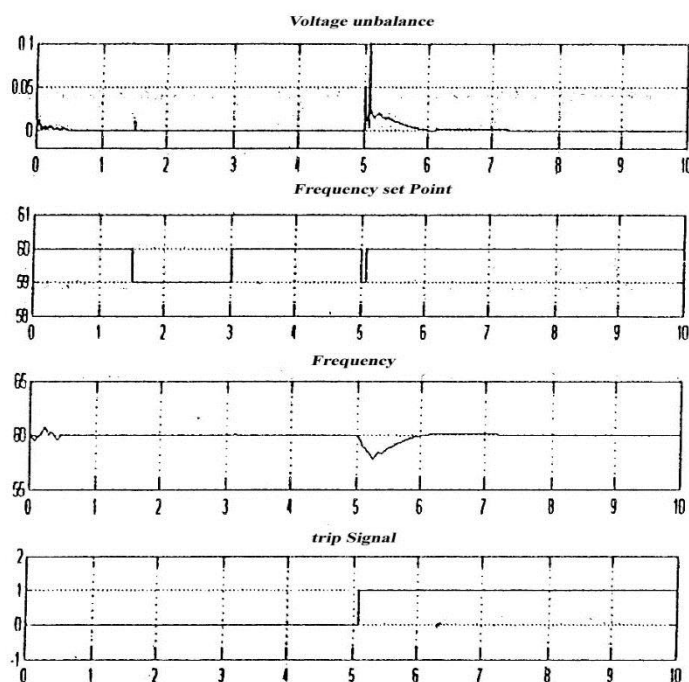
۵-۴-۳- سوئیچینگ بانک خازنی

همانند وقوع عملکرد جزیره‌ای، وقوع قطع و وصل بانکهای خازنی در شبکه نیز عدم تعادل ولتاژ را تغییر می‌دهد و پرشهای بلندی را در VU به وجود می‌آورد. الگوریتم هایبرید پیشنهاد شده نباید این حالت را وقوع عملکرد جزیره‌ای تصور کند و به طور اشتباه تریپ دهد. برای این منظور، قطع و وصل یک بانک خازنی به قدرت $1/5\text{mVAR}$ در لحظه $t=1/5\text{sec}$ در شین ۱ بررسی شده است.



(۵-۲۸) نمودارهای مربوط به قطع بانک خازنی

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه



(۲۹-۵) نمودارهای مربوط به وصل بانک خازنی

با توجه به شکل فوق مشخص است که این الگوریتم به درستی، هر دو حالت فوق را به عنوان عملکرد جزیره‌ای تشخیص نداد، و سیگنال تریپ صادر نکرده است. با وقوع عملکرد جزیره‌ای در لحظه $t=5\text{sec}$ این مورد در حالت قطع خازن در $t=5/06\text{sec}$ و در حالت وصل خازن در $t=5/08\text{sec}$ تشخیص داده می‌شود.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

فصل ششم

• نتیجه گیری و پیشنهادات

WikiPower.ir

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۶-۱- مروری اجمالی بر روند شکل گیری پایان نامه و مراحل طی شده

در ابتدا تولید پراکنده تعریف، و انواع آن به طور مختصر شرح داده، پس از بررسی علل توسعه DG، به مبحث تأثیر DG بر هماهنگی حفاظت شبکه پرداخته شده که از این قبیل می‌توان به هماهنگی بین فیوزها، ریکلوزرها و رله‌ها اشاره کرد. سپس بابتی گشوده که در آن اندازه DG ها را به گونه‌ای تعیین کرد که با حفظ شرایط و دستگاههای حفاظتی موجود، DG نیز در شبکه به فعالیت خود ادامه می‌داد. پس از هماهنگی حفاظت، به مطالبی پیرامون جزیره ای شدن و حفاظت در برابر آن پرداخته است. در این رابطه ابتدا جزیره ای شدن را شرح داده سپس لزوم تشخیص عملکرد جزیره ای را توجیه کرده و فاکتورهایی برای انتخاب روش تشخیص عملکرد جزیره ای ارائه، و انواع طرحهای ضد عملکرد جزیره ای به تفصیل بیان شده است. بعد از آن گامی نیز در جهت برآورد احتمال جزیره ای شدن ناخواسته برداشته شد. طی یک بخش وضعیت جاری اروپا از لحاظ حفاظت های مورد یاز هر کشور بررسی، سپس طرحهای ضد جزیره ای را از نظر نواحی غیر قابل تشخیص هر متد مورد بررسی قرار گرفته و نتایج با هم مقایسه شده اند شایان ذکر است برای تأیید تمام مباحث، مثال عددی و شبیه سازی هایی ذکر شده و نتایج آزمایشات آن آمده است.

۶-۲- نتایج بدست آمده

در پی مطالبی که در پایان نامه بیان شد نتایجی بدست آمد که بطور اجمالی به آنها می‌پردازیم. آشکار است که وقتی DG به شبکه متصل است، باز نسبت اتوماتیک مشکل آفرین می‌باشد، اما این طرز تفکر که بخاطر در امان بودن DG منافع بازبست نادیده گرفته شود نیز غیر منطقی به نظر می‌رسد. از طرفی بازبست اتوماتیک اغلب یک مورد خاص حفاظتی ضد جزیره ای شدن به حساب می‌آید. با این تفاسیر به این حقیقت می‌رسیم که قبل از بریکرهای بازبست اتوماتیک، واحدهای DG باید قطع شوند، شاید این قضیه مورد رضایت مصرف کنندگان نباشد، اما به منظور از بین بردن آرک خطا و دیونیزه کردن مسیر آرک، و جلوگیری از بازبست خارج از فاز، این امر اجتناب ناپذیر است. به عبارت دیگری می‌توان

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

گفت که اگر DG جریان خطای زیادی به سیستم تزریق کند یا در نزدیکی محل خطا قرار داشته باشد، شانس از بین رفتن هماهنگی نیز افزایش خواهد یافت. پس وقتی ریکلوزر، بازبست انجام می‌دهد باید به یک سیستم بدون برق انرژی دهد به عبارتی DG به آن وصل نباشد.

پس از آن، بررسی‌هایی در باب تعیین اندازه‌های منابع DG به عمل آمد که از آن مجموعه ای از معادلات به دست آمد، چنانچه بر اساس آن روابط، در شبکه منابع تولید پراکنده طراحی شوند، هماهنگی حفاظت شبکه همچنان کارآمد خواهد بود و بدون تغییرات در سیستم حفاظتی، DG نیز شبکه را در تأمین انرژی یاری می‌دهد.

با بررسی‌هایی که در زمینه جزیره ای شدن و حفاظت در برابر جزیره‌ای شدن صورت گرفت مزایا و معایب متدهای مختلف مشخص شد که نتایج آن بطور خلاصه در این قسمت آمده است. بر این اساس ساده ترین گزینه‌ای که برای بیشتر حالات مؤثر خواهند بود، متدهای پسیوفرکانسی می‌باشند و در کنار آنها رله‌های ولتاژی مکمل خوبی برای رله‌های فرکانسی می‌باشند، متدهای اکتیو نیز جای امیدواری دارند اما باید مشکلات این طرح را برطرف ساخت که این مشکلات عبارتند از تداخل پارازیت های تزریقی هنگامی که چندین DG نصب شده‌اند. از طرفی متدهای اکتیو از کیفیت برق می‌کاهند. از این رو از متدی ترکیبی می‌توان استفاده کرد که از متدهای اکتیو و پسیو در کنار هم استفاده می‌کند. در این روش بر خلاف روش اکتیو که بطور پیوسته پارازیت به سیستم تزریق می‌کند، فقط زمانی که روش پسیو نامتعادلی در ولتاژ حس کند پارازیت را به سیستم تزریق می‌کند و پس از دوره کوتاهی نیز پارازیت قطع می‌شود. که خود باعث بهبود کیفیت برق می‌شود. این روش نسبت به روشهای اکتیو و پسیو به صورت مجزا، سریعتر بوده و از استانداردها نیز تبعیت می‌کند. مزیت دیگر این روش قابلیت اعتماد بالای آن می‌باشد که به ازاغتشاشات دیگر دچار تریپ اشتباهی نمی‌شود.

جدا از روشهای محلی که در بالا ذکر شد تکنیک های مبتنی بر ارتباط نیز وجود دارد که نکات

برجسته آنها مستقل بودن از نوع ژنراتوری است که با آن سروکار دارند می‌باشد.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

در طرح انتقال تریپ یک الگوریتم مرکزی ناحیه جزیره را مشخص می‌کند و یک سیگنال برای قطع DG می‌فرستد. مشکلات اساسی این طرح، پیچیده شدن طرح انتقال هنگامی که توپولوژی فیدرها تغییر کند و یا اینکه تعداد DG ها زیاد است می‌باشد و از طرفی هم باید زیر ساختی برای ارتباط به وجود آورد (در صورت وجود نداشتن) که این امر طرح را در زمره متدهای گران قرار می‌دهد.

متد دیگر نیز استفاده از خطوط قدرت سیگنال دار می‌باشد از مزایای این متد بخصوص زمانی که تعداد اتصالات DG زیاد باشد این است که کاملاً قابل اطمینان می‌باشد چرا که تنها یک فرستنده سیگنال وجود دارد و همچنین صاحبان DG نیز در هزینه فرستنده مشارکت درند و مهمتر از همه اینکه مستقل از تغییر در توپولوژی به کار خود ادامه می‌دهد، اما اگر تنها یک یا دو DG از این طرح استفاده کنند هزینه‌های تولید کننده سیگنال زیاد می‌باشد و قضیه دیگر اینکه امکان تداخل سیگنال با دیگر درخواست کننده های ارتباط خطوط قدرت مانند قرائت کننده‌های خودکار وجود دارد.

پس از شناخت انواع طرحهای حفاظتی ضد جزیره ای شدن، ارزیابی‌هایی برای برآورد احتمال جزیره ای شدن در شرایط مختلف صورت گرفت که نشان داد قسمت شرایط واقعی احتمال و تعادل به فاکتورهای زیر بستگی دارد:

سطح نفوذ DG، تغذیه توان راکتیو، تنظیمات حفاظتی و کنترل ژنراتور که هر مورد به اندازه ای در احتمال تعادل بار و تولید دخالت دارند. اطمینان از امنیت مصرف کنندگان و حفاظت پرسنل از دیگر اصولی است که سیستم ملزم به برآوردن آن می‌باشد از این رو شناسایی فقدان برق اصلی (LOM)، متدهای حفاظتی اضافه ای مانند مانتورینگ ولتاژ و فرکانس را ضروری می‌نماید.

در نهایت با مطالعه ای که بر روی نواحی غیر قابل تشخیص طرحهای پسیو صورت گرفت نه تنها فاکتورهای تسلط بر جزیره ای شدن مشخص شد، که اعتبار هر نوع حفاظت نیز شناسایی شد که کمک قابل توجهی به یافتن کنترل بهینه و طرحهای ترکیبی کرد که می‌تواند به کاهش کلی NDZ منجر شود.

۳-۶- طرح پیشنهادات:

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

با توجه به مطالعاتی که در زمینه حفاظت از سیستم های قدرت شامل منابع تولید پراکنده صورت گرفت، احتمال جزیره ای شدن غیر عمدی در منابع تولید اینورتری مورد توجه قرار گرفت. اما ژنراتورهای سنکرون نیز در تأمین برق بطور پراکنده مشارکت زیادی دارند که این امر نیاز به مطالعات در زمینه احتمال جزیره ای شدن غیر عمدی برای ژنراتورهای سنکرون را ضروری می‌نماید، اما دامنه این مطالعات تا به حال کم بوده است.

همچنین، همانطور که در متن پایان نامه بیان شد در طرح حفاظت خطوط قدرت سیگنال دار هیچ تجربه کاربردی در این زمینه صورت نگرفته است، پیشنهاد می‌شود مطالعاتی در این زمینه صورت بگیرد و دلایل عدم کاربردی شدن آن بیان شده و مشکلات آن بررسی شود.

و در نهایت اینکه، با مطالعاتی که طی سالهای خیر صورت گرفته، فواید تولید منابع پراکنده بر هیچ کس پوشیده نیست. از طرفی ایران نیز از نظر جغرافیایی کشوری وسیع بوده و اجتماعات انسانی در آن بصورت روستا پراکنده اند. اما چرا در تأمین انرژی الکتریکی این جمعیت از منابع تولید پراکنده آن گونه که در خور DG است، استفاده نشده و همچنان خطوط انتقال پر هزینه، انرژی مصرفی روستاها را مهیا می‌سازند.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

منابع و مراجع



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

[۱] عابد اعتمادی - احمد دهقان "حفاظت شبکه های توزیع با حضور DG" پایان نامه کارشناسی، دانشکده فنی مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد کازرون، سال ۱۳۸۵

[۲] مجید پور اکبر "جایابی منابع تولید پراکنده" پایان نامه کارشناسی، دانشکده فنی مهندسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد کازرون، سال ۱۳۸۳

[۳] سی. راسل میسن " هنر و دانش رله گذاری حفاظتی" مرکز نشر دانشگاهی تهران، چاپ اول، سال ۱۳۶۸، صفحه ۴۵-۵۲

[4] Adly Girgis, and sukumar Brahma, "Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System" , clemson university electric power research association ECE department, PP. 115-119.

[5] Lauri kurn pulainon, and kimmo kauhaniemi "Distributed Generation and Reclosing Coordination", 2004

[۶] سی. راسل میسن " هنر و دانش رله گذاری حفاظتی" مرکز نشر دانشگاهی تهران، چاپ اول، سال ۱۳۶۸، صفحه ۳۹۸-۳۹۹

[7] IEEE Std C37.104-2002: IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines. IEEE, Approved 21 January 2003.

[8] Dugan, R.C.; McDermott, T.E.: Operating conflicts for distributed generation on distribution systems. Rural Electric Power Conference, 2001, 29 April-1 May 2001. Page(s): A3/1 -A3/6

[9] S. Chaitusaney, and A. Yokoyama " Impact of Protection coordination on sizes of several Distributed Generation Sources, Department of Electrical Engineering, University of Tokyo.

[10] T. E. McDermott and R. C. Dugen, "Distributed generation impact on reliability and power quality indices" in IEEE Rural Electric PowerConf., May 2002 , pp. D3_7.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

[11] M. T. Doyle, "Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection" in IEEE Power Engineering Society Summer Meeting Conf., July 2002, vol. 1, pp. 103-105.

[12] J. C. Gomez and M. M. Morcos, "Coordination of voltage sag and overcurrent protection in DG systems", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 20, no. 1, pp. 214-218, Jan. 2005.

[13] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, Embedded Generation, London: The Institute of Technical Engineers, 2000.

[14] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Standard 1547-2003, July 2003.

[15] CIRED Working Group No 4 on Disperse Generation, "Report of CIRED Working Group No 4 on Dispersed Generation", Preliminary Report for Discussion at CIRED, Jun. 1999.

[16] H. L. Willis, W. G. Scott, Distributed Power Generation, New York: Marcel Dekker, Inc., 2000.

[17] T. E. McDermott and R. C. Dugan, "Distributed generation impact on reliability and power quality indices" in IEEE Rural Electric Power Conf., May 2002, pp. D3-D3_7.

[18] A. Girgis and S. Brahma, "Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system" in Large Engineering Systems Conference on Power Engineering Conf., July 2001, pp. 115-119.

[19]. M. Shah, R. Das, P. Verho, D. Novosel, "Review of Fault location Techniques for Distribution system," power system and communication infrastructures for the future, begging, September 2002.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

[20]. Funabashi T., Koyanagi K. And Yokoyama R., "A Review of islanding Detection Methods for Distributed Resources," IEEE, Power Tech. Conference Proceedings, Page(s)6, Vol.2, 23-26 June, 2003.

[21]. Wilsun Xu, an Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Method and Issues for Canad, University of Alberta, July 2004.

[22]. IEEE, Standard 929-2000, IEEE Recommended Practice for Utility Interface of hotoraltaic (PV) Systems, 2000.

[23]. IEEE Standard 1547TM, Standard for Interconnecting Distributed Resource with Electric Power Systems, June 2003.

[24] Niklas strath "Islanding Detection in Power System" Licentiate thesis, Lund university, Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, 2005.

[25] Wilsun XU, and Konrad mauch, anAsessment of DG Islad sylovain martel " An nding Detection Methods and Issues for canada", CETC – Varennes 2004-074 (TR), canmet Energy Technology centre-varennes, Natural Resources canada, july 2004.

[26] M. A. Referrn, O. Usta, G. Fielding. "Protection Against Loss of Utility Grid Supply for a Dispersed Storage and Generation Unit", IEEE Transactions on Power Delivery , Vol. 8, No. 3, July 1993. pp 948 - 954.

[27] C. J. Mozina. "Interconnection Protection of IPP Generators at Commercial / Industrial Facilities", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 37, No. 3, May / June 2001. pp 681 - 689.

[28] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE, Standards Coordinating Committee 21, July 2003.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

[29] R. M. Rifaat. "Critical Considerations for Utility/Cogeneration Inter-Tie Protection Scheme Configuration", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31, N 5, September/October 1995. pp 973 – 977.

[30] M. Guillot, C. Collombet, P. Bertrand, B. Gotzig. "Protection of Embedded Generation Connected to a Distribution Network and Loss of Mains Detection", Schneider Electric, France, CIREN 2001, 18-21 June 2001, Conference Publication No.482 IEE 2001 pp 82 –85.

[31] Cooper Power Systems Product Manual, "UM30SV Vector Jump/Islanding Relay", Electric Apparatus Literature150-23, 1999.

[32] M. A. Redfern , J. I. Barret , O. Usta, "A New Microprocessor Based Islanding Protection Algorithm for Dispersed Storage and Generation Units", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, N 3, July 1995. pp 1249 – 1254.

[33] S. K. Salman, D. J. King and G. Weller, "New Loss of Mains Detection Algorithm for Embedded Generation Using Rate of Change of Voltage and Changes in Power Factors", Developments in Power Systems Protection, Conference Publication N° 479 IEE 2001. An Assessment of DG Islanding Detection Methods and Issues for Canada July, 2004 CETC-Varenes 2004-074 (TR) 411-INVERT 50

[34] F. Pai, S. Huang, " A Detection Algorithm for Islanding-Prevention of Dispersed Consumer Owned Storage and Generating Units", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 16, No 4, pp 346 - 351, December 2001 (df/dP).

[35] P. O' Kane, B. Fox "Loss of Mains Detection for Embedded Generation by System the March Impedance Monitoring", Development in Power System Protection, 25 – 271997, Conference Publication No. 434 IEE, 1997, pp 95 – 98.

[36] J. E. Kim and J. S. Hwang "Islanding detection Method of Distributed Generation Units Connected to Power Distribution System", Proceedings of IEEE PowerCon 2000 International Conference, Volume: 2 , 4-7 Dec. 2000, pp 643 - 647.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

[37] J. Motohashi, Y. Imai, T. Ishikawa, T. Kai, H. Kaneda, T. Fujimoto, T. Ishizuka. "Development of Detecting System of Islanding Operation for Dispersed Synchronous Machine Generator Interconnected to Distribution line", Meiden Review Magazine, Series 110, 2000 No 1, pp 1019 – 1022.

[38] Kobayashi, H.; Takigawa, K.; Hashimoto, E.; Method of Preventing Islanding Phenomenon of Utility Grid with a Number of Small Scale PV Systems; Proceedings of the 21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1991, pp 695 –700.

[39] Roland Brundlinger, and Benoit Bletterie "Unintentional islanding in distribution Grids With a High Penetration of Inverter – based DG: Probability For Islanding and Protection Methods"

[40] "Addressing barriers to sustainable electricity supply", Report Euro-pean Network for the Integration of Renewables and Distributed Gen-eration (ENIRDGnet), 2004, available <http://www.dgnet.org>

[41] N. Cullen , J. Thornycroft, A. Collinson "Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low-voltage distribution networks", Report IEA-PVPS T5-08:2002, 2002, available <http://www.iea-pvps.org>

[42] "Application Guide for Distributed Generation Interconnection: 2003 Update. The NRECA Guide to IEEE 1547". Resource Dynamics Corporation, 2003.

[43] A. Woyte, R. Belmans, J. Nijs. "Mains monitoring and protection in a the European context" in Proc. 17 EUPVSEC, Munich, 2001.

[۴۴] "یک روش هایبرید جدید برای تشخیص عملکرد جزیره ای تولیدات پراکنده در شبکه های توزیع"

[45] Zhihong Ye, Amol Kolwalker, Yu Zhang "Evaluation of Anti – Islanding Scheme Based on Non Detection Zone concept" GE global Research center, One Research center, Niskayuna, NY 12309, USA.

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

[46] Johns, A.T., Aggarwa, R.K., Song, Y.H.: Improved techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmission systems. IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol 141, No 2, March 1994, p. 148-154.

[47] S. Chaitusaney and A. Yokoyama, "An appropriate distributed generation sizing considering recloser-fuse coordination" in IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Conf., Aug. 2005, (To be published).

[48] A. Woyte, et al. "International Harmonization of Grid Connection Guidelines: Adequate Requirements for the Prevention of Unintended Islanding". Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2003-06-04. 2003.

[49]. Niklas Strath, "Islanding Detection in Power Systems", Licentiate theses, Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, Sweden, 2005.



برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

ضمیمه

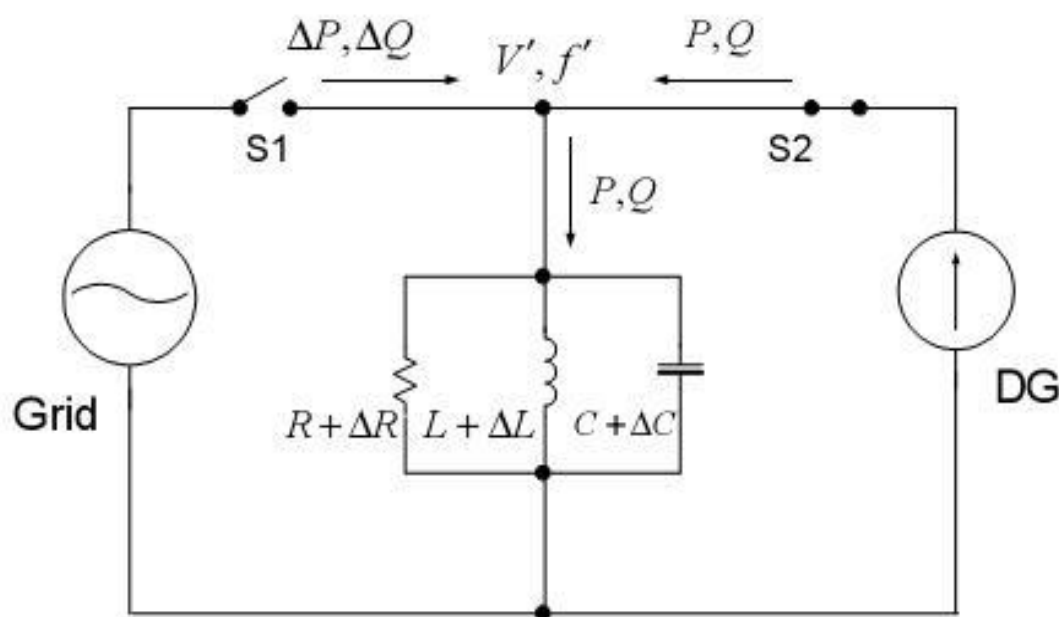


برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

۱- ضمیمه

استنتاج های نواحی غیر قابل تشخیص اضافه با کسری ولتاژ و فرکانس در شکل (۱) بعد از قطع

شبکه، فرکانس رزونانس جدید بار برابر است با:



(۱) مدار DG و RLC بعد از قطع شبکه

(الف.۱)

$$F' = \frac{1}{2\pi\sqrt{(L + \Delta L)(C + \Delta C)}}$$

برطبق معادله می توان رسید به:

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازمه

(الف. ۲)

$$\frac{F' - F}{F} = \frac{\frac{1}{2\pi\sqrt{(L + \Delta L)(C + \Delta C)}} - \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}}{\frac{1}{2\Delta\sqrt{LC}}}$$

برای قرار گرفتن F' در بین مرزها، آستانه های فرکانس داده شده F_{max}, F_{min} شرایط زیر باید

برقرار باشد:

$$\frac{F_{min} - F}{F} \leq \frac{i \sqrt{L \cdot G}}{\sqrt{(L + \Delta L)(C + \Delta C)}} \leq \frac{F_{max} - F}{F} \quad (\text{الف. ۳})$$

این بیان را می توان با تقریب زدن $\Delta L \cdot \Delta C = 0$ ساده تر کرد.

(الف. ۴)

$$\left(\frac{F}{F_{max}}\right)^2 - 1 \leq \frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta C}{C} \leq \left(\frac{F}{F_{min}}\right)^2 - 1$$

رابطه بین $\Delta Q, \Delta C, \Delta L$ را به طریق زیر می توان استنتاج کرد:

$$\begin{aligned} \Delta Q &= V^2 \cdot \left(\frac{1}{2\pi \cdot F \cdot (L + \Delta L)} - 2\pi \cdot F \cdot (C + \Delta C) \right) \\ &= V^2 \cdot \left(\frac{1}{2\pi \cdot F \cdot L \cdot \left(1 + \frac{\Delta L}{L}\right)} - 2\pi \cdot F \cdot C \cdot \left(1 + \frac{\Delta C}{C}\right) \right) \end{aligned}$$

$$= \frac{QL}{1 + \frac{\Delta L}{L}} - QC \cdot \left(1 + \frac{\Delta C}{C}\right) \quad (\text{الف-۵})$$

بر اساس تعریف Q_F داریم:

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آر اسایت و به همراه فونت های لازم

(الف.۶)

$$QL = Q_C = Q_F \cdot P$$

پس برای ΔQ نرمال شده داریم:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta Q}{P} &= \frac{Q_F}{1 + \frac{\Delta L}{L}} - Q_F \cdot \left(1 + \frac{\Delta C}{C}\right) \Delta \\ &= Q_F \cdot \frac{1 - \left(1 + \frac{\Delta L}{L}\right) \cdot \left(1 + \frac{\Delta C}{C}\right)}{1 + \frac{\Delta L}{L}} \end{aligned}$$

(الف.۷)

$$\approx Q_F \cdot \frac{-\frac{\Delta L}{L} - \frac{\Delta C}{C}}{1 + \frac{\Delta L}{L}} \approx -Q_F \left(\frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta C}{C} \right)$$

اینجا دو تقریب زده شده که عبارتند از:

$$\begin{aligned} \Delta L \cdot \Delta C &\approx 0 \\ 1 + \frac{\Delta L}{L} &\approx 1 \end{aligned}$$

پس از (الف.۴) و (الف.۷) به دست می آید:

(الف.۸)

$$QF \cdot \left(1 - \left(\frac{F}{F_{min}}\right)^2\right) \leq \frac{\Delta Q}{P} \leq QF \cdot \left(1 - \left(\frac{F}{F_{max}}\right)^2\right)$$

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت ویکی پاور مراجعه کنید. فاقد آر م سایت و به همراه فونت های لازمه

به طور مشابه رابطه بین ولتاژ . توان اکتیو به طریق زیر نتیجه می شود. قبل از جزیره ای شدن، توان

اکتیو DG برابر است با $\frac{V^2}{R}$. بعد از جزیره ای شدن توان اکتیو برابر است با $\frac{V'^2}{(R+\Delta R)}$. با فرض اینکه DG

در کنترل توان ثابت است، پس تعادل توان اکتیو می دهد:

$$\frac{V'^2}{(R+\Delta R)} = \frac{(V+\Delta V)^2}{R+\Delta R} = \frac{V^2}{R} \quad (\text{الف.۹})$$

معادله (الف.۹) را به طریق زیر می توان ساده کرد.

(الف.۱۰)

$$\frac{\Delta R}{R} = 2 \frac{\Delta V}{V} + \left(\frac{\Delta V}{V} \right)^2$$

پس از جزیره ای شدن ، شبکه ΔP را برای بر RLC تأمین می کند.

(الف.۱۱)

$$\Delta P = \frac{V^2}{R+\Delta R} - \frac{V^2}{R}$$

و ΔP نرمال شده برابر است با

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{\frac{V^2}{R+\Delta R} - \frac{V^2}{R}}{\frac{V^2}{R}} = -\frac{\Delta R}{\Delta R + R} = \frac{\Delta R'}{R+1} \quad (\text{الف.۱۲})$$

با جایگذاری (A.10) در (A.12) و ساده سازی معادله، می توان رسید به :

برای دریافت فایل Word پروژه به سایت **ویکی پاور** مراجعه کنید. فاقد آرم سایت و به همراه فونت های لازم

(الف.۱۳)

$$\frac{\Delta P}{P} = -\frac{\frac{2\Delta V}{V} + \left(\frac{\Delta V}{V}\right)^2}{2\frac{\Delta V}{V} + \left(\frac{\Delta V}{V}\right)^2 + 1} = \frac{1}{\left(\frac{\Delta V}{V} + 1\right)^2} - 1$$

برای قرار گرفتن V' درون مرزها، آستانه ولتاژ داده شده - یعنی V_{min}, V_{max} - باید شرایط زیر برقرار

باشد:

(الف.۱۴)

$$\left(\frac{V}{V_{max}}\right)^2 - 1 \leq \frac{\Delta p}{p} \leq \left(\frac{V}{V_{min}}\right)^2 - 1$$

