

Telegram: @ElectricalDocument

@rozhbin_electric



@ElectricalDocument

All Together To Upgrade Technical Knowledge



Telegram: @ElectricalDocument

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

بسمه تعالی

گسترده‌گی سیستم‌های قدرت در پهنه‌های وسیع جغرافیایی، بروز حوادث ناشی از علل فنی و حوادث طبیعی را اجتناب ناپذیر می‌نماید. گرچه بروز حوادث در شبکه‌های برق به دلیل ایجاد محدودیت در تأمین انرژی برق مورد نیاز مشترکین نامطلوب می‌باشد، لیکن از آنجا که در جریان حوادث شبکه نقاط ضعف طراحی، مشکلات مربوط به دوره ساخت، نصب و راه اندازی و همچنین مشکلات مربوط به نحوه بهره‌برداری و تعمیرات تجهیزات مشخص می‌گردد، بررسی دقیق علل بروز هر حادثه می‌تواند به عنوان یک راهنما جهت بهبود پایایی سیستم مورد استفاده قرار گیرد. به همین دلیل در اکثر شبکه‌های پیشرفته با استفاده از آخرین فناوری‌ها در عرصه دانش مهندسی برق، علل بروز حوادث سیستم‌های قدرت به دقت بررسی شده و درس‌های حاصل از آنها به صورت الگوهای تجربی و علمی تدوین شده و در اختیار مهندسین و بهره‌برداران شبکه‌های برق قرار می‌گیرد.

بررسی سیستماتیک حوادث شبکه در توانیر و صنعت برق کشور سابقه‌ای طولانی داشته است؛ ولی از سال ۱۳۸۵ بررسی مبتنی بر روش‌های علمی در شرکت مدیریت شبکه برق ایران آغاز و به طور مستمر بر کیفیت آن افزوده شده است. در طی این فرآیند پس از شناخت عوامل موثر بر هر حادثه، روش‌های مختلف جلوگیری از بروز مجدد حادثه بررسی شده و روش‌های بهینه اصلاح تنظیمات تجهیزات مرتبط و طرح‌های اصلاح و بهینه‌سازی در شرکت‌های برق منطقه‌ای تعیین و به مورد اجرا گذاشته می‌شود. خوشبختانه با توجه به تجربیات بدست آمده در طی سال‌های متمادی بررسی حوادث، به تدریج آمار حوادث با علل نامشخص کاهش یافته و همچنین با شناسایی و حذف عوامل ایجاد کننده حوادث، از تعداد حوادث تکراری نیز کاسته شده است. مجموعه این عوامل و سایر مواردی که در متن گزارش درج گردیده، منجر به پایداری و امنیت بیشتر شبکه سراسری شده است؛ به طوریکه هم اکنون بیش از دوازده سال از آخرین فروپاشی شبکه سراسری می‌گذرد و امید است با ادامه این روند پایداری شبکه برای سال‌های طولانی آینده ادامه یابد.

گزارش حاضر حوادث مهم شبکه سراسری برق کشور را در یک دهه اخیر و همچنین فروپاشی شبکه در سال ۸۲ را با نگاهی نو مجدداً بررسی می‌نماید. در این گزارش، حوادث مذکور که به علت نقص در تجهیزات شبکه و نیروگاه و یا اشکال در تجهیزات و سیستم‌های حفاظتی منجر به قطع واحدهای نیروگاهی و همچنین خاموشی‌های وسیع در سطح شبکه شده‌اند، مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته‌اند. لازم به توضیح است که به طور معمول سالیانه حدود ۱۲۰۰ تا ۱۳۰۰ مورد حادثه در شبکه انتقال بروز می‌نماید که در گزارشات ادواری سالیانه شرکت مدیریت شبکه به تفصیل مورد بحث قرار می‌گیرند.

از آنجا که گزارش حاضر برای نخستین بار تهیه و ارائه شده است ممکن است نیاز به تکمیل یا اصلاح داشته باشد. دریافت نظرات متخصصین و صاحب‌نظران در این مورد موجب مزید امتنان خواهد گردید.

شرکت مدیریت شبکه برق ایران

فهرست مطالب

عنوان	شماره صفحه
پیش گفتار.....	۳
فصل اول- اهداف و تعاریف.....	۶
۱-۱- مقدمه.....	۷
۲-۱- ساختار مباحث مطرح شده.....	۷
۳-۱- اهداف تدوین گزارش تخصصی بررسی و تحلیل حوادث مهم شبکه انتقال برق ایران.....	۸
۴-۱- تعاریف.....	۸
۵-۱- اختصارات.....	۱۱
فصل دوم- فرآیند بررسی و تحلیل حوادث مهم شبکه انتقال برق ایران.....	۱۲
۱-۲- فرآیند بررسی و تحلیل حوادث شبکه انتقال برق ایران.....	۱۳
۲-۲- منابع جمع آوری داده ها.....	۱۳
۳-۲- تبدیل داده ها به اطلاعات.....	۱۶
۴-۲- آنالیز اطلاعات و روند تحلیل حوادث.....	۱۷
فصل سوم- تجزیه و تحلیل حوادث مهم شبکه سراسری برق ایران در ده سال اخیر.....	۲۰
۱-۳- مقدمه.....	۲۱
۲-۳- حادثه مورخ ۹۳/۰۶/۲۷ نواحی گیلان، مازندران و آذربایجان: نوسان توان و جزیره ای شدن ناخواسته.....	۲۲
۳-۳- حادثه مورخ ۹۳/۱۲/۲۶ پست پارس و نیروگاه عسلویه: عدم هماهنگی تنظیمات رله های حفاظتی نیروگاه و شبکه انتقال.....	۳۵
۴-۳- حادثه مورخ ۹۳/۰۵/۲۵ پست ناریوران: تنظیم اشتباه حفاظت اضافه جریان ترانسفورماتور و اشکال در منطق حفاظت Short Zone.....	۴۶
۵-۳- حوادث مورخ ۹۳/۰۲/۰۳ و ۹۳/۰۵/۱۲ خط پردیس-سوادکوه: عملکرد اشتباه رله های دیستانس در خطوط دارای انشعاب (T-off).....	۵۲
۶-۳- حادثه مورخ ۹۲/۱۱/۲۶ پست شازند: عدم پوشش کامل حفاظتی و اشتباه اپراتور در باز نمودن دستی سکسیونر خط برق دار.....	۶۴
۷-۳- حادثه مورخ ۹۱/۱۲/۲۳ پست رودشور: وقوع پدیده فرورزونانس در راکتور متصل به خط.....	۶۸
۸-۳- حادثه مورخ ۹۰/۱۲/۱۸ نیروگاه عباسپور: وقوع رزونانس در سیم پیچ ترانس در اثر کلیدزنی از راه دور.....	۷۴

۸۷	۹-۳- حادثه مورخ ۹۰/۵/۱۶ نیروگاه دماوند تهران: تنظیمات حفاظتی ناصحیح و خروج متوالی خطوط و واحدهای نیروگاهی شبکه و عملکرد حفاظت حذف بار فرکانسی.....
۹۳	۱۰-۳- حادثه مورخ ۸۹/۰۹/۱۵ ناحیه خوزستان: اشکال در حفاظت باسبار و تشکیل جزیره ناپایدار.....
۹۸	۱۱-۳- حادثه مورخ ۸۹/۰۳/۱۷ پست اردبیل: تنظیم اشتباه حفاظت اضافه جریان کلید باس کوپلر.....
۱۰۳	۱۲-۳- حادثه مورخ ۸۸/۰۶/۰۵ پست داراب: طراحی نامناسب سیستم DC پست.....
۱۰۷	۱۳-۳- حادثه مورخ ۸۸/۰۴/۱۸ پست‌های رامین و نیروگاه آبادان: عملکرد اشتباه حفاظت دیفرانسیل طولی..
۱۱۱	۱۴-۳- حادثه مورخ ۸۷/۰۹/۰۴ ناحیه جنوب شرق: افزایش فرکانس ناشی از جزیره ای شدن و آسیب دیدن واحد نیروگاهی.....
۱۱۷	۱۵-۳- حادثه مورخ ۸۷/۵/۲۱ پست ری شمالی: انفجار کلید قدرت و آسیب دیدگی ترانسفورماتورها.....
۱۲۲	۱۶-۳- حادثه مورخ ۸۶/۰۷/۳۰ نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم: عدم سرویس به موقع تجهیزات پست و عدم هماهنگی رله‌های حفاظتی.....
۱۳۰	۱۷-۳- حادثه مورخ ۸۵/۰۶/۰۱ پست فیروزبهرام: طراحی اشتباه حفاظت باسبار.....
۱۴۱	۱۸-۳- حادثه مورخ ۸۵/۰۵/۱۹ ناحیه جنوب شرق: فروپاشی ولتاژ.....
۱۴۶	۱۹-۳- حادثه مورخ ۸۴/۱۰/۲۵ پست دوگنبدان: عدم مجهز بودن رله‌های دیستانس به واحد قفل‌کننده نوسان توان (PSB).....
۱۵۲	۲۰-۳- حادثه مورخ ۸۴/۰۳/۲۵ شبکه جنوب: انفجار کلیدهای ۴۰۰ کیلوولت در حضور راکتور.....
۱۶۱	۲۱-۳- حادثه مورخ ۸۲/۰۱/۱۲ ناحیه شمال: آخرین خاموشی سراسری در ایران.....
۱۷۵	فصل چهارم- مطالعات و اقدامات مورد نیاز به منظور جلوگیری یا کاهش اثرات نامطلوب حوادث عمده و گسترده.....
۱۷۶	۱-۴- مقدمه.....
۱۷۶	۲-۴- اصلاح ساختار و معماری شبکه.....
۱۷۶	۳-۴- تدوین و پیاده‌سازی برنامه نگهداری و تعمیرات پیشگیرانه (PM).....
۱۷۷	۴-۴- افزایش دانش و مهارت پرسنل بهره برداری و تعمیرات.....
۱۷۷	۵-۴- اصلاح و بروزرسانی شرح وظایف معاونت راهبری شبکه، مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای، شرکت‌های برق منطقه‌ای و نیروگاه‌ها.....
۱۷۷	۶-۴- ارتقای سیستم‌های حفاظت شبکه انتقال.....
۱۷۹	۷-۴- ارتقاء و افزایش قابلیت‌های واحدهای نیروگاهی.....
۱۸۲	۸-۴- استفاده از سیستم‌های جدید WAMPAC و تعیین شاخص‌های مورد نیاز شبکه.....
۱۸۳	اسامی تهیه کنندگان.....

فصل اول

اهداف و تعاریف

۱-۱- مقدمه

سیستم قدرت یکی از پیچیده‌ترین و بزرگترین ساخته‌های دست بشر بوده و بهره‌برداری امن و مطمئن از آن نیازمند وجود تجهیزات و سیستم‌های حفاظتی مناسب و نیروی انسانی ماهر می‌باشد. با توجه به تغییرات سیستم‌های قدرت در مرحله ساخت، نصب و راه‌اندازی، تعمیر و نگهداری و بهره‌برداری از تجهیزات، بررسی رفتار شبکه در شرایط بروز خطا می‌تواند نسبت به شناسایی و رفع نقاط ضعف طراحی، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری و به ویژه صحت عملکرد سیستم‌های حفاظتی کمک شایانی نماید. در چشم انداز شرکت مدیریت شبکه برق ایران، امنیت پایدار شبکه یکی از رسالت‌های مهم این شرکت می‌باشد. دستیابی به این هدف ارتباط مستقیمی با بررسی حوادث شبکه تولید و انتقال کشور، اتخاذ شیوه‌های علمی و تجربی بررسی و تحلیل حوادث و انتقال تجربیات و درس آموخته‌های حاصل از بررسی حوادث به مدیران و کارشناسان صنعت برق کشور دارد. از سوی دیگر با توجه به روند رو به رشد مصرف انرژی برق در کشور، شبکه انتقال برق ایران روز به روز گسترده‌تر شده و احتمال بروز خطا نیز در آن افزایش می‌یابد. نظر به اینکه تحویل انرژی الکتریکی با کیفیت مناسب و بدون وقفه از جمله مهمترین وظایف و اهداف شرکت‌های برق منطقه‌ای کشور می‌باشد، بنابراین بررسی حوادث شبکه انتقال و نیروگاه‌ها به منظور شناسایی عوامل به وجود آورنده خطا و جلوگیری از تکرار حوادث مشابه امری اجتناب ناپذیر است. امروزه بررسی حوادث با استفاده از سیستم‌های مکانیزه و هوشمند ثبت خطا، با دقت و سهولت بیشتری انجام می‌پذیرد که اخیراً نیز در ایران متداول گردیده است. بنابراین با در نظر گرفتن اهداف شرکت مدیریت شبکه برق ایران و به منظور مستندسازی علمی و دقیق حوادث رخ داده در شبکه برق کشور و انتقال تجربیات برای استفاده آتی مدیران و کارشناسان صنعت برق کشور، تهیه و تدوین گزارش تخصصی حاضر در دستور کار مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه شرکت مدیریت شبکه برق ایران قرار گرفت.

۱-۲- ساختار مباحث مطرح شده

ساختار گزارش تخصصی بررسی و تحلیل حوادث شبکه انتقال برق ایران به شرح ذیل است:

- ❖ اهداف، تعاریف و اختصارات،
- ❖ نیازمندی‌های عمومی،
- ❖ فرآیند بررسی و تحلیل حوادث شبکه انتقال برق ایران،
- ❖ تجزیه و تحلیل حوادث مهم شبکه سراسری تولید و انتقال برق کشور در ۱۰ سال اخیر،
- ❖ نتایج و دستاوردهای مهم بررسی حوادث شبکه سراسری انتقال برق کشور در ۱۰ سال اخیر به همراه ارائه راهکارهایی به منظور جلوگیری از بروز حوادث مشابه.

۳-۱- اهداف تدوین گزارش تخصصی بررسی و تحلیل حوادث مهم شبکه انتقال برق ایران

در گزارش حاضر که اولین مرجع جامع و تخصصی بررسی و تحلیل حوادث شبکه انتقال برق ایران می باشد، تلاش شده است با بررسی و تجزیه و تحلیل دقیق حوادث مهم یک دهه اخیر شبکه اصلی برق کشور، عوامل شروع و گسترش حوادث ریشه یابی شده و با شناخت این عوامل و مشکلات مشاهده شده در شبکه بتوان با استفاده از تجربیات بدست آمده از حوادث با ارائه راهکارها و اقدامات اصلاحی پیشنهادی از بروز حوادث مشابه در شبکه اصلی برق کشور جلوگیری کرده و شاخص های پایایی و امنیت شبکه تولید و انتقال کشور را بهبود بخشید.

مهمترین اهداف تدوین گزارش تخصصی بررسی و تحلیل حوادث شبکه انتقال برق ایران عبارتند از:

- ❖ تعریف دقیق و جامع حادثه و انواع آن،
- ❖ شناسایی و ریشه یابی عوامل شروع و گسترش حوادث،
- ❖ جلوگیری از خروج ناصحیح یا بی مورد خطوط، تجهیزات شبکه و واحدهای نیروگاهی در زمان بروز حادثه،
- ❖ کاهش زمان بازیابی شبکه در هنگام بروز حوادث عمده و بروز خاموشی های ناحیه ای و سراسری،
- ❖ شناخت راه حل های موقت و دائمی برای کاهش آثار حادثه،
- ❖ اقدامات اصلاحی پیشنهادی برای جلوگیری از تکرار حوادث مشابه و افزایش شاخص های پایایی شبکه تولید و انتقال به منظور تأمین برق مطمئن.

۴-۱- تعاریف

۴-۱-۱- تعاریف عمومی

- ا- حفاظت اصلی (Main Protection): حفاظتی است که برای پاک نمودن خطا دارای تقدم است.
- ب- حفاظت پشتیبان (Backup Protection): حفاظتی است که در صورت عدم موفقیت حفاظت اصلی یا کلید قدرت مربوطه در پاکسازی خطا، وظیفه پاک نمودن خطا را برعهده دارد. حفاظت پشتیبان معمولاً دارای تأخیر زمانی نسبت به حفاظت اصلی می باشد.
- ج- زون حفاظتی (Protection Zone): ناحیه ای از شبکه است که حفاظت از آن به رله واگذار شده است.
- د- زمان پاک شدن خطا (Clearance Time): فاصله زمانی از لحظه ای که خطا رخ می دهد تا لحظه نهایی قطع جریان خطا توسط کلید قدرت است. این زمان شامل زمان عملکرد رله، زمان عملکرد رله های تریپ و کمکی و زمان باز شدن کلید قدرت است.
- ه- زمان عملکرد رله: به فاصله زمانی بین لحظه وقوع خطا تا بسته شدن کنتاکت های رله اطلاق می شود.

- و- زمان عملکرد رله‌های تریپ و کمکی: زمانی که طول می‌کشد تا رله‌های کمکی و تریپ، سیگنال تریپ را از رله اصلی دریافت نموده و سیگنال لازم جهت باز نمودن کلید قدرت را ارسال نمایند.
- ز- زمان باز شدن کلید قدرت: عبارت است از کل زمانی که صرف می‌شود تا مکانیسم عمل کننده، کنتاکت‌های کلید را باز کند و جرقه خاموش شود.
- ح- قابلیت اتکا (Dependability): سیستم در زمانی که به آن نیاز است، عملکرد مناسب و صحیح داشته باشد.
- ط- امنیت (Security): سیستم در زمانی که به آن نیاز نیست، عمل نکند.
- ی- قدرت تمایز (Selectivity): توانایی سیستم حفاظتی در تشخیص ناحیه معیوب و جداسازی حداقل ناحیه از شبکه به طوری که خطا پاک شود. به عبارت دیگر قدرت تمایز به معنای عدم عملکرد به ازای خطای خارج از زون حفاظتی رله است.

۱-۴-۲- تعاریف مرتبط با حادثه

- ا- حادثه: خروج ناخواسته تجهیز پست، خط یا واحد نیروگاهی به صورت خودکار یا اضطراری یا بر اثر خطای عامل انسانی.
- ب- نوع حادثه: حوادث شبکه انتقال برق کشور در ۲ گروه حوادث عادی و حوادث عمده دسته‌بندی می‌گردند.
- ج- حوادث عادی: در گزارش‌های ادواری، حوادث شبکه از نظر بروز خاموشی، گسترش یا عدم گسترش آن‌ها به ۴ دسته تقسیم می‌شوند.
- ❖ حادثه نوع اول: قطع ناخواسته تجهیزات بدون ایجاد خاموشی،
 - ❖ حادثه نوع دوم: حادثه گسترش یافته بدون ایجاد خاموشی،
 - ❖ حادثه نوع سوم: قطع ناخواسته تجهیزات همراه با ایجاد خاموشی،
 - ❖ حادثه نوع چهارم: حادثه گسترش یافته همراه با ایجاد خاموشی.
- د- حادثه گسترش یافته: به حادثه‌ای که در اثر خروج یک تجهیز، واحد نیروگاهی و یا بروز شرایط غیر عادی شبکه، تجهیزات یا واحدهای نیروگاهی دیگری از مدار خارج شوند، حادثه گسترش یافته اطلاق می‌شود.
- ه- حوادث عمده: شامل حوادث عمده نیروگاهی و حوادث عمده شبکه انتقال سراسری یا ناحیه‌ای می‌گردد.
- ❖ حادثه عمده نیروگاهی: حادثه‌ای است که خروج خودکار یا اضطراری یک یا چند واحد نیروگاهی منجر به بروز حداقل یکی از شرایط ذیل گردد:

- عملکرد پله اول رله‌های حذف بار فرکانسی شبکه (۴/۴۹ هرتز)،

- از دست رفتن حداقل ۱۰۰۰ مگاوات تولید.

❖ **حادثه عمده ناحیه‌ای:** حادثه‌ای است که جزیره‌ای شدن یا قطع بخش بزرگی از شبکه انتقال و نیروگاه‌های

شبکه در محدوده چند دیسپاچینگ منطقه‌ای، منجر به بروز یکی از شرایط ذیل گردد:

- خروج ناگهانی حداقل ۲ درصد بار یا تولید شبکه،
- عملکرد رله‌های فرکانسی (تغییرات فرکانس خارج از بازه $49/4$ تا $50/5$ هرتز).

❖ **حادثه عمده سراسری:** حوادث حادی که بخش عمده‌ای از شبکه (بیش از ۵۰٪) یا تمامی شبکه تحت تأثیر

و شدت حادثه بی برق شوند، حادثه عمده سراسری گفته می‌شود.

و- **داده:** اطلاعات خام بدست آمده از منابع مختلف را داده می‌نامند.

ز- **اطلاعات:** با توجه به اینکه داده‌های بدست آمده از منابع مختلف برای تحلیل حوادث کافی نمی‌باشند، لازم است

عملیات و پردازش‌های لازم بر روی داده‌های مذکور صورت پذیرد تا این داده‌ها در بررسی و تحلیل حادثه قابل

استفاده گردند. خروجی این فرآیند، اطلاعات نامیده می‌شود.

۱-۵- اختصارات

ALF	Accuracy Limit Factor
CB	Circuit Breaker
CBF	Circuit Breaker Failure
CT	Current Transformer
CVT	Capacitive Voltage Transformer
DC	Direct Current
DEF	Directional Earth Fault
DFR	Digital Fault Recorder
DTT	Direct Transfer Trip
EHV	Extra High Voltage
FL	Fault Locator
FR	Fault Recorder
GPS	Geographical Positioning System
OLGM	On-Line Gas Monitoring
PD	Pole Discordance
PLC	Power Line Carrier
PMU	Phasor Measurement Unit
POTT	Permissive Overreaching Transfer Trip
PSB	Power Swing Blocking
PSLD	Protection Single Line Diagram
PT	Potential Transformer
PUTT	Permissive Underreaching Transfer Trip
PW	Pilot Wire
REF	Restricted Earth Fault
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SHZ	Short Zone
SIR	Source Impedance Ratio
SLD	Single Line Diagram
SOTF	Switch On To Fault
TCS	Trip Circuit Supervision
TMS	Time Multiplier Setting
VT	Voltage Transformer
VTs	Voltage Transformer Supervision
WAMPAC	Wide Area Monitoring, Protection and Control

فصل دوم
فرآیند بررسی و تحلیل حوادث مهم
شبکه انتقال برق ایران

۱-۲- فرآیند بررسی و تحلیل حوادث شبکه انتقال برق ایران

در زمان بروز حادثه در شبکه انتقال برق ایران، در مرحله نخست باید با انجام بررسی‌های اولیه و شناخت علت بروز حادثه، در اسرع وقت اقدامات لازم به منظور برگرداندن وضعیت شبکه به حالت عادی انجام پذیرد. در مرحله بعد، می‌بایست بررسی‌های کاملی به منظور ریشه‌یابی علت شروع حادثه و اقدامات لازم جهت رفع آثار آن به عمل آمده و گزارش‌های لازم تهیه گردد. در گزارش‌های تهیه شده باید حادثه موردنظر به صورت دقیق و تحلیلی مورد بررسی قرار گرفته و علت یا علل توسعه حادثه شناسایی شود و راه‌حل‌های موقت یا دائمی جهت رفع آثار حادثه ارائه گردد. همچنین به منظور جلوگیری از تکرار حادثه باید با در نظر گرفتن تمامی جوانب حادثه و محدودیت‌های موجود، راه‌کارهای علمی و اجرایی مبتنی بر بررسی‌های فنی و تجارب حوادث مشابه ارائه گردد. پیگیری‌های لازم جهت انجام اصلاحات پیشنهادی و مورد نیاز در شبکه انتقال و نیروگاه‌ها این فرآیند را به نقطه مطلوب رهنمون می‌سازد.

فرآیند بررسی و تحلیل حوادث شبکه انتقال نیازمند طی مراحل زیر می‌باشد که به هر کدام در بخش مربوطه پرداخته خواهد شد:

- ۱) جمع‌آوری داده‌ها،
- ۲) تبدیل داده‌ها به اطلاعات،
- ۳) آنالیز اطلاعات و تجزیه و تحلیل دقیق حادثه.

۲-۲- منابع جمع‌آوری داده‌ها

منابع مختلفی برای جمع‌آوری داده‌های مورد نیاز در شبکه وجود دارند که عبارتند از:

۱. گزارشات مراکز دیسپاچینگ و واحدهای بهره‌برداری،
۲. سیستم اسکادا،
۳. نقشه‌های تک خطی تجهیزات و سیستم‌های حفاظتی پست و نیروگاه،
۴. رله‌های جدید نوع دیجیتال مجهز به ثبات خطا،
۵. فایل تنظیمات رله‌های حفاظتی،
۶. ثبات خطا،
۷. سیستم ثبات وقایع،
۸. واحدهای اندازه‌گیری فازوری،
۹. سایر منابع.

۲-۲-۱- گزارشات مراکز دیسپاچینگ و واحدهای بهره‌برداری

گزارشات روزانه مراکز دیسپاچینگ ملی و ناحیه‌ای حاوی اطلاعات اولیه در مورد محل و زمان وقوع حادثه و همچنین میزان گستردگی حادثه و خاموشی احتمالی ناشی از آن می‌باشد. این اطلاعات می‌تواند در شناسایی اولیه حادثه و تجزیه و تحلیل‌های بعدی مورد استفاده قرار گیرد.

۲-۲-۲- سیستم اسکادا

سیستم اسکادا داده‌های متنوعی را در اختیار واحدهای بهره‌برداری قرار می‌دهد که از آن جمله می‌توان به عملکرد رله‌ها، لیست تجهیزات از مدار خارج شده، میزان تولید و بار قطع شده اشاره نمود. این داده‌ها به کمک سیستم GPS دارای همزمانی نیز می‌باشند. ضمناً سیستم‌های اسکادا می‌توانند ترتیب وقایع را نیز ثبت نمایند.

۲-۲-۳- نقشه‌های تک خطی تجهیزات و سیستم‌های حفاظتی پست و نیروگاه

یکی از مهمترین منابعی که در بررسی صحت عملکرد سیستم حفاظتی مفید است، نقشه‌های تک خطی حفاظتی پست و نیروگاه است. دیاگرام‌های تک خطی حفاظتی بایستی پس از هر گونه تغییر در سیستم‌های حفاظتی، به روز رسانی شده و از صحت اطلاعات آنها اطمینان حاصل گردد.

۲-۲-۴- رله‌های جدید نوع دیجیتالی مجهز به ثبات خطا

امروزه رله‌های جدید نصب شده در پست‌های انتقال و نیروگاه‌ها اعم از رله‌های دیفرانسیل، دیستانس، اضافه ولتاژ و غیره توانایی ثبت داده‌هایی از قبیل جریان و ولتاژ را با دقت بسیار مناسبی دارا می‌باشند. رله‌های جدید می‌توانند دامنه جریان خطا، مدت زمان خطا، نوع و محل وقوع خطا و در مجموع داده‌های مربوط به ثبات خطا را ثبت و ذخیره نمایند. از جمله نکات مهم در ارتباط با داده‌های رله‌ها، همزمانی داده‌های ثبت شده است. اگر بتوان زمان این رله‌ها را توسط دستگاه‌های GPS با یکدیگر هماهنگ نمود، اطلاعات بسیار مفیدی بدست می‌آید.

۲-۲-۵- فایل تنظیمات رله‌های حفاظتی

تعدادی از حوادث شبکه در اثر تنظیمات نامناسب رله‌های حفاظتی رخ می‌دهند. این موضوع می‌تواند به عدم عملکرد رله در مواقع لازم و یا عملکرد ناصحیح رله منجر شود. لذا به منظور بررسی دقیق عوامل بروز حادثه، ضروری است تنظیمات تمام رله‌های حفاظتی مرتبط با حادثه در دسترس باشد.

۲-۲-۶- ثبات خطا

ثبات‌های خطا، داده‌های مربوط به ولتاژ و جریان را بصورت گرافیکی نمایش داده و در صورت وقوع خطا، این اطلاعات را در بازه‌ای از زمان که دربرگیرنده لحظات قبل و پس از خطا می‌باشد، ثبت می‌نمایند. امروزه با ظهور ثبات‌های دیجیتالی، اطلاعات قبل از خطا، حین خطا و بعد از خطا با دقتی در حد میلی ثانیه ثبت می‌گردند. طول بازه

زمانی مورد استفاده جهت ثبت شکل موج‌ها و سایر اطلاعات باید به اندازه‌ای باشد که بتوان اطلاعات مورد نیاز را در شرایط قبل و بعد از خطا بدست آورد.

۲-۲-۷- سیستم ثبات وقایع

این دستگاه تغییر وضعیت کلیدها و سیگنال‌های حفاظتی را با رعایت ترتیب وقوع آنها با دقت زمانی در حد میلی ثانیه ثبت می نماید. معمولاً در دستگاه‌های ثبات وقایع، داده‌های زیر ثبت می گردند:

۱. وضعیت قطع و وصل بریکرها و سکسیونرها،
۲. آلارم وضعیت مکانیزم فرمان،
۳. آلارم ترانسفورماتورها و راکتورهای شنت،
۴. عملکرد رله Lock Out،
۵. سیگنال عملکرد رله‌های حفاظتی،
۶. وضعیت آلارم و تریپ مربوط به سیستم تله پروتکشن،
۷. سیگنال آلارم یا قفل شدن رله‌های دیجیتال و همچنین عملکرد واحدهای حفاظتی رله.

لذا ضروری است در صورت وقوع حوادث عمده در شبکه انتقال و نیروگاه‌ها، از اطلاعات ثبات وقایع برای بررسی دقیق چگونگی بروز حادثه، شناسایی ترتیب خروج متوالی تجهیزات و همچنین تجزیه و تحلیل عوامل بروز و گسترش حادثه استفاده نمود.

۲-۲-۸- واحدهای اندازه‌گیری فازوری

این دستگاه‌ها که بخشی از سیستم‌های اندازه‌گیری، حفاظت و کنترل گسترده می‌باشند، می‌توانند فازورهای جریان و ولتاژ نقاط مختلف شبکه و همزمانی آنها را با استفاده از ساعت مرجع GPS اندازه‌گیری نموده و به سرور مرکزی که کل شبکه را تحت پوشش دارد، منتقل کنند. به علاوه، سایر پارامترهای الکتریکی مانند فرکانس، توان‌های اکتیو و راکتیو خطوط، مؤلفه‌های توالی مثبت، منفی، صفر جریان و ولتاژ و همچنین هارمونیک‌های ولتاژ و جریان نیز توسط واحدهای اندازه‌گیری فازوری قابل اندازه‌گیری می‌باشند. تفاوت عمده واحدهای اندازه‌گیری فازوری با سیستم‌های اسکادا، همزمانی داده‌های اندازه‌گیری شده در واحدهای اندازه‌گیری فازوری و امکان پایش تغییرات دینامیکی شبکه به صورت زمان واقعی در این دستگاه‌ها می‌باشد. ضمن اینکه واحدهای اندازه‌گیری فازوری این قابلیت را نیز دارا بوده که داده‌های ورودی و اطلاعات اندازه‌گیری شده را در حالت‌های دائمی و گذرا ثبت نموده و با توجه به میزان حجم حافظه، این اطلاعات را حداقل به مدت یک سال در خود ذخیره نمایند. بدیهی است که استخراج این داده‌های ارزشمند، در بررسی و تحلیل حوادث عمده نیروگاه و شبکه و ریشه‌یابی علل و عوامل ایجاد و گسترش حادثه بسیار مفید خواهد بود.

۲-۲-۹- سایر منابع

سایر منابع مفید در تحلیل حوادث عبارتند از اطلاعات مربوط به مکالمات تلفنی انجام گرفته در مراکز دیسپاچینگ و مستندات قبلی در خصوص تست‌ها و تعمیرات انجام شده.

۲-۳- تبدیل داده‌ها به اطلاعات

داده‌های خام اخذ شده از منابع مذکور ممکن است دارای نواقصی از قبیل عدم هماهنگی زمانی باشند، لذا ضروری است پردازش‌های لازم صورت گیرد تا برای تحلیل حادثه و نتیجه‌گیری نهایی مورد استفاده قرار گیرند. بدین منظور، مشخص کردن موارد ذیل ضروری می‌باشد:

- ❖ نوع حادثه (نوع حادثه با توجه به موارد مندرج در بند ۱-۴-۲ مشخص می‌گردد)،
- ❖ شرایط جوی منطقه در زمان وقوع حادثه،
- ❖ محل وقوع و نوع خطا (فاز به زمین، فاز به فاز و غیره)،
- ❖ مشخصات فیدرها و کلیدهای قطع شده، عملکرد رله‌های حفاظتی و ثبت زمان دقیق آنها (برای این منظور می‌توان از اطلاعات ثبت شده در دیسپاچینگ ملی، مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای و اطلاعات ذخیره شده در ثبات خطای موجود در پست یا نیروگاه استفاده نمود)،
- ❖ صحیح یا ناصحیح بودن عملکرد سیستم‌های حفاظتی،
- ❖ میزان خاموشی و قطع تولید هر یک از واحدهای نیروگاهی به تفکیک،
- ❖ وضعیت پارامترهای الکتریکی شبکه قبل و بعد از بروز حادثه (فرکانس شبکه، ولتاژ و جریان فیدرها، میزان مگاوات و مگاوار هر کدام از فیدرها و واحدهای نیروگاه و جهت فلوی توان در شبکه)،
- ❖ نحوه اتصال فیدرها و واحدهای نیروگاهی به باسبار و وضعیت کلیدهای باس کوپلر و باس سکشن از نظر قطع یا وصل بودن آنها قبل از بروز حادثه،
- ❖ تجهیزات، رله‌ها و واحدهای نیروگاهی خارج از سرویس قبل از بروز حادثه و علت قطع بودن آنها،
- ❖ بررسی وضعیت ترانسفورماتورها و راکتورهای حادثه دیده (دمای سیم پیچ و روغن قبل و پس از رخداد حادثه، سطح روغن، آنالیز گازهای محلول در روغن، آزمایشات عیب‌یابی مربوط به ترانسفورماتورهای قدرت و راکتورهای شنت)،
- ❖ نحوه عملکرد رله‌های حذف بار ولتاژی، فرکانسی و سایر حفاظت‌های ویژه،
- ❖ طول زمان باز شدن کنتاکت‌های بریکرها و مدت زمان خطا،
- ❖ همزمانی باز و بسته شدن پل‌های بریکرها و همچنین همزمانی قطع و وصل کنتاکت سکسیونرها،

- ❖ بررسی وضعیت کلیدهای حادثه دیده (فشار هوا و گاز در محفظه قطع بریکر، وضعیت فشار هوا، هیدرولیک روغن و فنر مکانیزم فرمان، وضعیت سطح روغن در کلیدهای قدرت معیوب در زمان رخداد حادثه)،
- ❖ میزان آلودگی مقره‌ها و دیگر تجهیزات عایقی (در صورت نیاز)،
- ❖ بررسی اقدامات انجام شده پس از حادثه، نحوه به مدار آوردن تجهیزات و موارد مشاهده شده در حین مانور،
- ❖ ثبت تجهیزات صدمه دیده و معیوب، علت آسیب دیدن آنها و تهیه عکس و فیلم از این تجهیزات،
- ❖ گزارش تست‌های دوره‌ای انجام گرفته تجهیزات صدمه دیده (به ویژه رله‌های حفاظتی و کلیدهای قدرت)،
- ❖ گزارش حوادث قبلی از تجهیزات مرتبط با حادثه.

۲-۴- آنالیز اطلاعات و روند تحلیل حوادث

این قسمت در واقع مهمترین بخش فرآیند بررسی حادثه می‌باشد. تجربه فرد متخصص و همچنین استفاده از نرم‌افزارهای مناسب جهت شبیه‌سازی حادثه از عوامل مؤثر در دقت و سرعت تحلیل حادثه به شمار می‌روند. در این قسمت با توجه به اطلاعات جمع بندی شده، آنالیز حادثه به منظور مشخص نمودن موارد ذیل انجام می‌گردد:

- ❖ شرح دقیق و کامل حادثه،
- ❖ علت شروع حادثه،
- ❖ علت و عوامل گسترش حادثه،
- ❖ ارائه راهکار مناسب جهت کاهش احتمال وقوع حوادث مشابه و یا کاهش اثرات نامطلوب حوادث مشابه احتمالی در آینده.

۲-۴-۱- شناسایی وضعیت شبکه قبل از وقوع حادثه

در این بخش می‌بایست اطلاعات مربوط به شرایط کلی سیستم قبل از وقوع حادثه، جمع‌بندی شده و در هر مورد مقدار ثبت شده با مقدار پیش‌بینی شده مقایسه گردد.

۲-۴-۲- انجام بررسی‌های اولیه و شناخت علت اولیه وقوع حادثه

در این بخش علت اولیه مربوط به شروع حادثه (اعم از بروز اتصال کوتاه، مدار باز، شرایط جوی، افزایش ناگهانی بار، عدم عملکرد صحیح تجهیزات شبکه و رله‌های حفاظتی و غیره) و محل وقوع آن بررسی می‌گردد. در تعیین عامل اولیه، مشخص نمودن ترتیب زمانی خروج تجهیزات بسیار مفید می‌باشد.

۲-۴-۳- بررسی ترتیب خروج‌های متوالی و دلایل آنها

در این قسمت دلیل گسترش خطا مورد بررسی قرار گرفته و با توجه به ترتیب زمانی خروج تجهیزات، علت خروج هر یک از تجهیزات به صورت جداگانه بررسی می‌شود.

۲-۴-۴- شبیه‌سازی نرم‌افزاری حادثه

در این قسمت حادثه در نرم‌افزارهای سیستم قدرت شبیه‌سازی می‌گردد تا ابعاد گوناگون و علل احتمالی حادثه در محیط نرم‌افزاری مورد بررسی قرار گیرد.

۲-۴-۵- تجزیه و تحلیل دقیق حادثه

در این بخش پس از انجام بررسی‌های اولیه و انجام شبیه‌سازی‌های موردی و بررسی عملکرد تجهیزات حفاظتی، علت دقیق شروع و عوامل گسترش حادثه مشخص گردیده و صحت عملکرد و تنظیمات تجهیزات حفاظتی مرتبط با حادثه به صورت دقیق مورد ارزیابی قرار گرفته و با بررسی تمامی جوانب و مسایل مرتبط با حادثه، موارد و اشکالات مشاهده شده در حادثه اعلام می‌گردد.

۲-۴-۶- نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهادات

در این قسمت راهکارها و اقدامات اصلاحی مناسب جهت جلوگیری از توسعه حادثه، جلوگیری از تکرار موارد مشابه و همچنین کاهش اثرات زیانبار و نامطلوب مربوط به حوادث مشابه احتمالی در آینده ارائه می‌گردد. فرآیند بررسی و تحلیل حوادث شبکه انتقال برق ایران به صورت خلاصه در شکل ۱-۲ نشان داده شده است.



شکل ۱-۲- فرآیند بررسی و تحلیل حوادث شبکه انتقال برق ایران

فصل سوم

تجزیه و تحلیل حوادث مهم شبکه سراسری برق ایران در ده سال اخیر

۳-۱- مقدمه

حوادث مهم شبکه سراسری تولید و انتقال برق ایران در بیش از ده سال اخیر را با توجه به علت شروع و گسترش حادثه می‌توان در دسته‌بندی‌های گوناگونی قرار داد. از جمله این علل می‌توان به نوسان توان بین دو ناحیه از شبکه، عدم پوشش حفاظتی کامل در برخی از پست‌ها و خطوط، ساختار و آرایش ناقص برخی از پست‌ها، تنظیم نامناسب رله‌های حفاظتی و عدم هماهنگی بین رله‌ها، عوامل طبیعی و انسانی، افت ولتاژ شبکه و ... اشاره نمود. در این بخش به بررسی و تجزیه و تحلیل برخی از حوادث مهم شبکه سراسری تولید و انتقال کشور در یک دهه اخیر پرداخته خواهد شد و با شناسایی مشکلات و موارد مشاهده در هر حادثه، راهکارها و اقدامات اصلاحی پیشنهادی نیز برای جلوگیری از تکرار حادثه ارائه شده و در آخر نیز درس آموخته‌ها و نتایج حاصل از بررسی حوادث مهم شبکه جهت استفاده مدیران و کارشناسان صنعت برق کشور جمع‌بندی شده است.

۳-۲- حادثه مورخ ۹۳/۰۶/۲۷ نواحی گیلان، مازندران و آذربایجان: نوسان توان و جزیره‌ای شدن ناخواسته

۳-۲-۱- اطلاعات کلی حادثه

جدول ۳-۲-۱- اطلاعات کلی حادثه مورخ ۹۳/۰۶/۲۷ نواحی گیلان، مازندران و آذربایجان

نام	مقدار	توضیحات
تاریخ وقوع حادثه	۱۳۹۳/۰۶/۲۷	-
ساعت شروع حادثه	۰۸:۴۱	-
میزان خاموشی	۲۹۰ مگاوات	آذربایجان: ۱۸۶ مگاوات مازندران: ۷۷ مگاوات
میزان تولید قطع شده	۷۳۸ مگاوات	آذربایجان: ۲۲۳ مگاوات مازندران: ۰ مگاوات
تعداد خطوط انتقال از مدار خارج شده	۱۵ خط	۷ خط با عملکرد سیستم حفاظتی و ۸ خط در اثر بی‌برق شدن پست
تعداد نیروگاه‌های از مدار خارج شده	۳ نیروگاه	نیروگاه‌های سیکل ترکیبی سبلان، پره‌سر و گیلان
تعداد شرکت‌های برق منطقه‌ای درگیر با حادثه	۳ ناحیه	برق منطقه‌ای گیلان، مازندران و آذربایجان

۳-۲-۲- شرح حادثه

قبل از بروز حادثه اصلی، خط ۲۳۰ کیلوولت لاکان- اردبیل (BK809) هنگام بارش باران و به علت اشکال مقره‌های خط در ساعت ۰۳:۲۱، خط ۴۰۰ کیلوولت نیروگاه گیلان- شهید رجایی (AE900) در ساعت ۰۶:۳۶ به علت پاره شدن فیبر نوری (سیم گارد) و افتادن آن روی کراس آرم دکل ۱۵۸ و خط نیروگاه شهید بهشتی- نیروگاه گیلان (AL811) در ساعت ۰۸:۳۲ با عملکرد رله‌های حفاظتی از مدار خارج شده و علیرغم انجام مانورهای مجدد جهت وصل آنها، خطوط مذکور وارد مدار نشده و به حالت قطع باقی مانده‌اند.

تحت این شرایط در ساعت ۰۸:۴۱ همان روز، خط ۴۰۰ کیلوولت نیروگاه گیلان- شهید غایتی (AQ903) نیز با عملکرد رله‌های حفاظتی در طرفین از مدار خارج شده که همزمان با خروج آن، بار خط مذکور به میزان تقریبی ۳۶۵ مگاوات، روی سایر خطوط ۲۳۰ کیلوولت ارتباطی ناحیه گیلان با شبکه سراسری تحمیل گردیده است. این مسئله به ترتیب منجر به اضافه بار و قطع خطوط ۲۳۰ کیلوولت سفیدرود- شهید بهشتی (LS805)، رامسر- دانیال (DM818) و نیروگاه سبلان- اهر (HL824) گردید و در نتیجه ناحیه اردبیل با تولید ۲۲۰ مگاوات نیروگاه سبلان و بار ۱۸۶ مگاوات به صورت جزیره درآمد و ناحیه گیلان نیز با توجه به قطع خطوط ارتباطی از شبکه سراسری جدا گردید. با عنایت به تولید مازاد در ناحیه گیلان به میزان ۶۷۲ مگاوات و همچنین مازاد تولید در ناحیه اردبیل، جزیره‌های ایجاد شده در نواحی اردبیل و گیلان با اضافه ولتاژ، اضافه فرکانس و نوسان توان مواجه شده و همزمان با قطع خطوط اردبیل- پره‌سر (BR801) و آستارا- تقی‌دیزه (SZ833) با عملکرد رله‌های حفاظتی، قطع خط نیروگاه سبلان- اهر (HL824) به علت اضافه بار و قطع بار پست‌های تقی‌دیزه و مغان با عملکرد رله‌های حذف بار ولتاژی، واحدهای پره‌سر و نیروگاه سبلان و در نیروگاه گیلان نیز واحدهای ۱ و ۳ گازی و واحد ۲ بخار از مدار خارج شده‌اند.

در اثر بروز این حادثه حدود ۷۳۸ مگاوات تولید در نیروگاه‌های سبلان، پره‌سر و سیکل ترکیبی گیلان از دست رفته و میزان خاموشی ایجاد شده در ناحیه اردبیل ۱۸۶ مگاوات، در ناحیه گیلان ۲۷ مگاوات و در ناحیه مازندران ۷۷ مگاوات (مجموعاً ۲۹۰ مگاوات) برآورد شده است. ناحیه گیلان در ساعت ۰۹:۱۱ و ناحیه اردبیل در ساعت ۰۹:۲۰ با شبکه پارالل شده‌اند.

۳-۲-۳- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

❖ برخی از خطوط ارتباطی شبکه گیلان با شبکه سراسری قبل از وقوع حادثه به علت شرایط نامساعد جوی یا عوامل دیگر و با عملکرد رله‌های حفاظتی به شرح ذیل از مدار خارج بوده‌اند:

۱- خط ۲۳۰ کیلوولت اردبیل- لاکان (BK809) در ساعت ۰۳:۲۱،

۲- خط ۴۰۰ کیلوولت نیروگاه گیلان- شهید رجائی (AE900) در ساعت ۰۶:۳۶،

۳- خط ۲۳۰ کیلوولت نیروگاه گیلان- نیروگاه شهید بهشتی در ساعت ۰۸:۳۲.

❖ بار خطوط ارتباطی ناحیه گیلان با شبکه سراسری در ساعت ۰۸:۰۰:

۱- خط ۴۰۰ کیلوولت نیروگاه گیلان- غایتی (AQ903): ۳۶۵ مگاوات،

۲- خط ۲۳۰ کیلوولت نیروگاه شهید بهشتی- غایتی (LQ808): ۱۴۰ مگاوات،

۳- خط ۲۳۰ کیلوولت رامسر- دانیال (DM818): ۱۱۹ مگاوات،

۴- خط ۲۳۰ کیلوولت آستارا- تقی دیزه (SZ833): ۹ مگاوات،

۵- خط ۲۳۰ کیلوولت نیروگاه پره سر- اردبیل (BR 801): ۳۹ مگاوات.

❖ با توجه به بررسی های بعمل آمده، کل تبادل ناحیه گیلان با شبکه سراسری در ساعت ۰۸:۰۰ صبح روز حادثه

برابر ۶۷۲ مگاوات و به سمت شبکه سراسری بوده است.

❖ تولید نیروگاه های ناحیه حادثه دیده در ساعت ۰۸:۰۰ روز حادثه:

۱- نیروگاه سیکل ترکیبی گیلان: ۱۰۰۸ مگاوات،

۲- نیروگاه شهید بهشتی: ۲۶۸ مگاوات،

۳- نیروگاه پره سر: ۳۳۹ مگاوات،

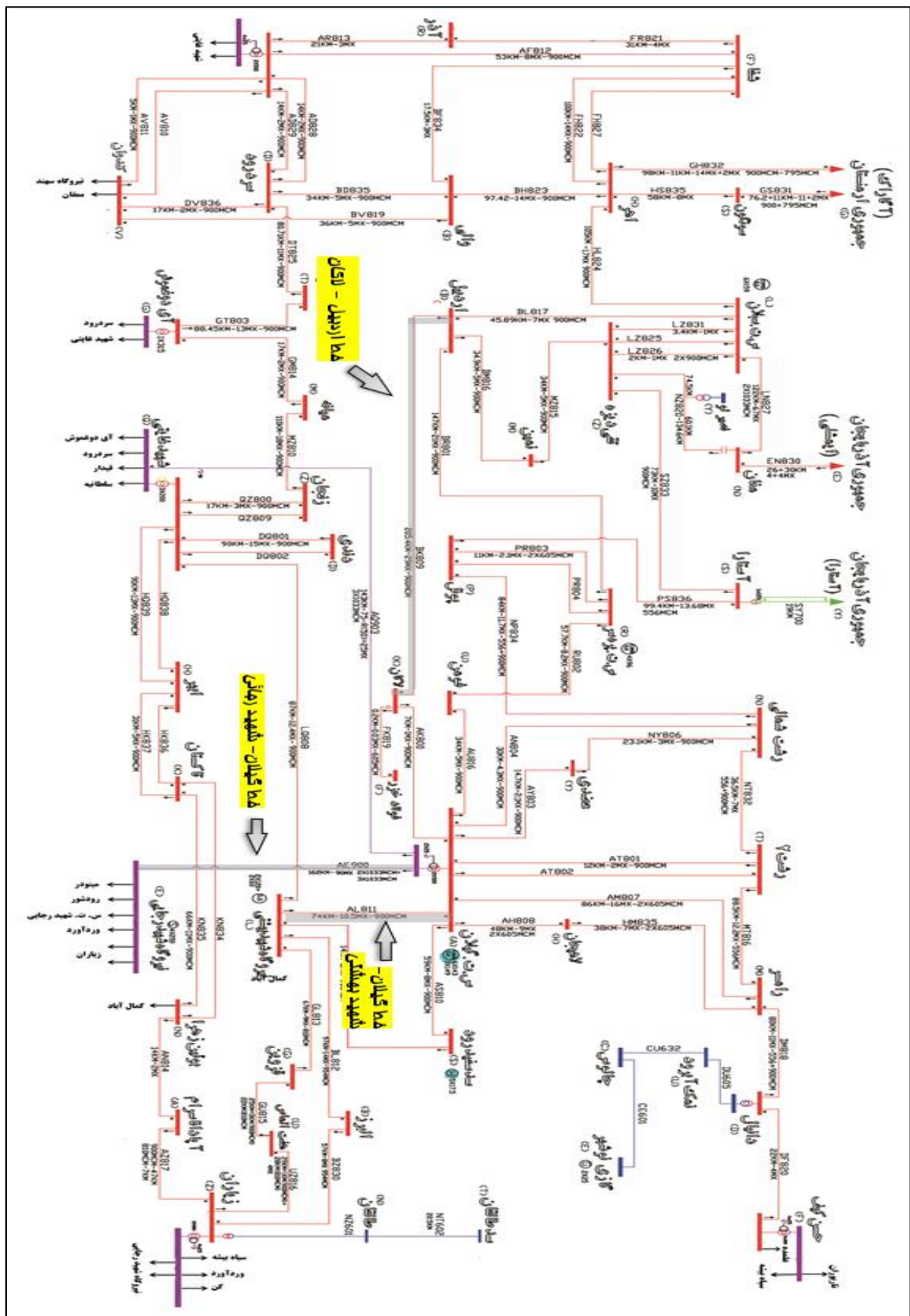
۴- نیروگاه سبلان: ۲۲۳ مگاوات.

۳-۲-۴- تجزیه و تحلیل حادثه

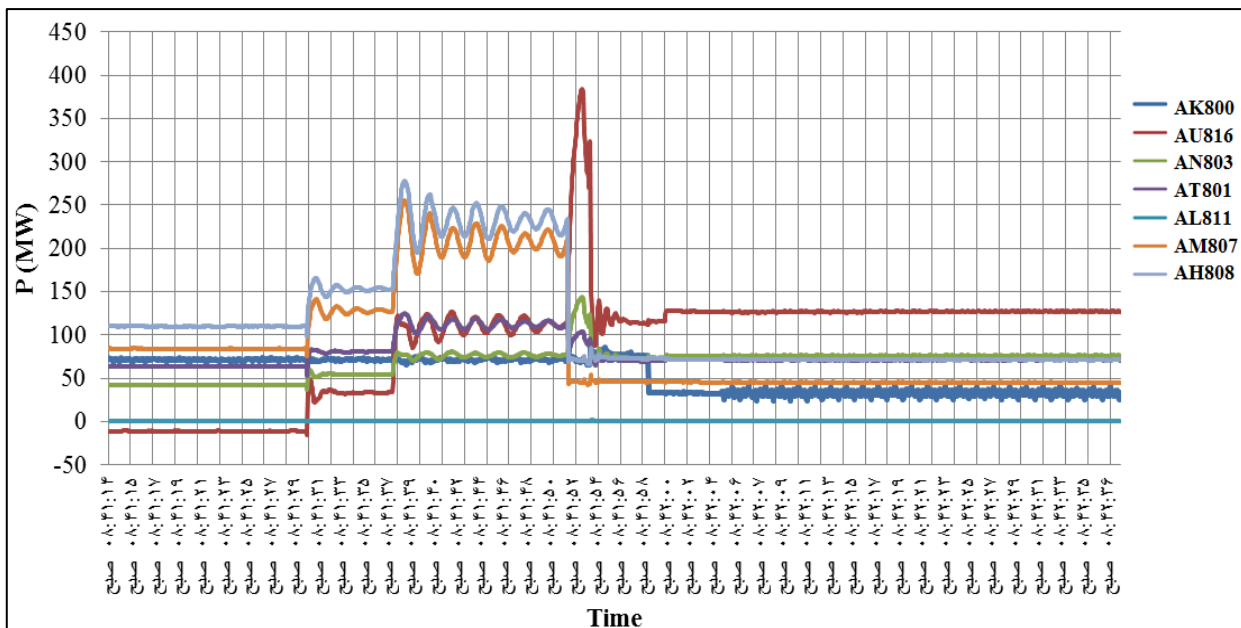
قبل از بروز حادثه اصلی، خطوط ۲۳۰ کیلوولت اردبیل- لاکان (BK809) در ساعت ۰۳:۲۱ با عملکرد رله دیستانس زون ۱ فاز A به زمین در طرفین، نیروگاه گیلان- نیروگاه شهید بهشتی (AL811) با عملکرد رله دیستانس زون ۱ در طرفین در ساعت ۰۸:۳۲ و نیروگاه گیلان- نیروگاه شهید رجائی (AE900) با عملکرد رله دیستانس فاز A به زمین زون ۱ در طرفین در ساعت ۰۶:۳۶ از مدار خارج شده بودند. این وضعیت در شکل ۱-۲-۳ نشان داده شده است. در ساعت ۰۸:۴۱ خط ۴۰۰ کیلوولت نیروگاه گیلان- شهید غایتی (AQ903) با عملکرد رله های دیستانس فاز A به زمین زون ۱ در طرفین از مدار خارج گردید. همزمان با خروج خط فوق که بار آن در ساعت ۰۸:۰۰ صبح حدود ۳۶۵ مگاوات بوده، بار مذکور به سایر خطوط ارتباطی شبکه گیلان با شبکه سراسری منتقل شده که در مرحله اول منجر به اضافه بار و قطع خط سفیدرود- نیروگاه شهید بهشتی (LS805) با عملکرد حفاظت O/C در نیروگاه شهید بهشتی گردیده است. لازم به ذکر است که خط مذکور در مسیر تبادل بار از نیروگاه شهید بهشتی به سمت پست غایتی بوده و لذا تبادل تولید مازاد ناحیه گیلان ابتدا از این طریق برقرار شده است. با قطع مسیر گیلان- غایتی از طریق خط فوق، مازاد تولید شبکه گیلان از خط ۲۳۰ کیلوولت رامسر- دانیال (MD818) به

سمت شبکه جاری شده که در نتیجه خط مذکور نیز به علت اضافه بار شدن با عملکرد حفاظت O/C در پست رامسر از مدار خارج شده است.

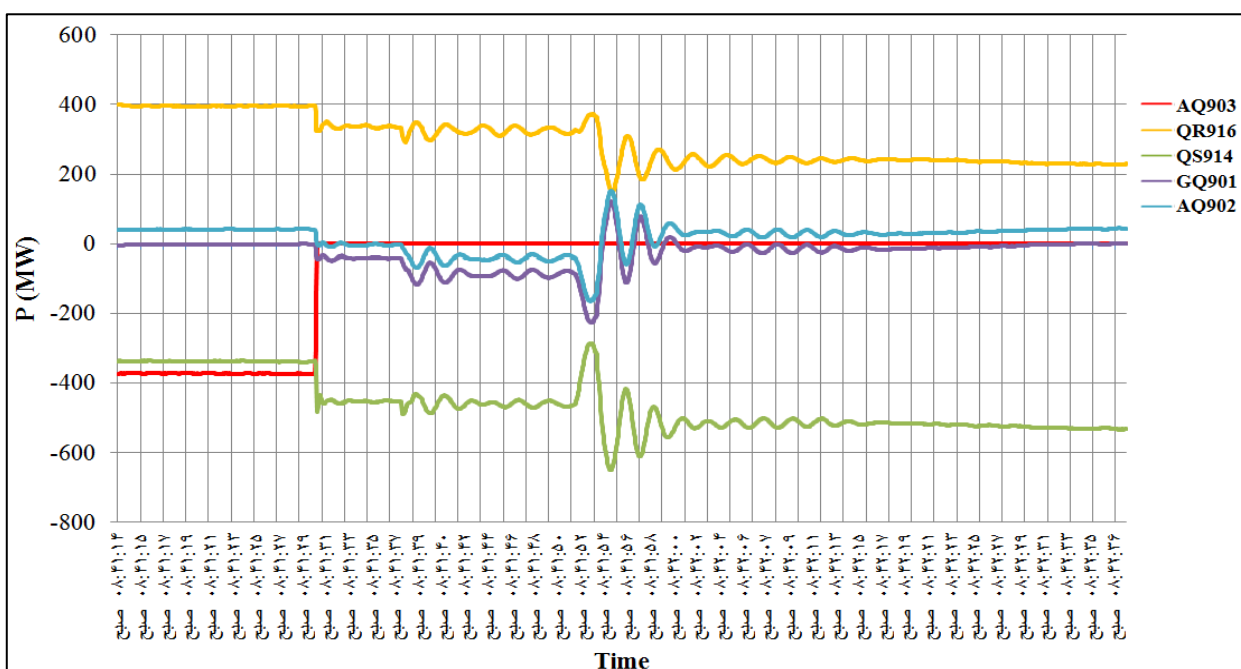
در این شرایط اضافه تولید ناحیه گیلان به میزان حدود ۶۷۲ مگاوات از طریق خطوط ۲۳۰ کیلوولت آستارا-تقی‌دیزه (SZ833) و نیروگاه پره‌سر-اردبیل (BR801) به سمت ناحیه اردبیل جاری و از طریق تنها خط ارتباطی ناحیه اردبیل با شبکه سراسری یعنی خط نیروگاه سبلان-اهر (HL824) به شبکه سراسری منتقل گردیده که خط مذکور نیز به علت اضافه بار شدن با عملکرد حفاظت O/C قطع گردیده است. در تمام این مدت از زمان قطع خط ۴۰۰ کیلوولت غایتی-نیروگاه گیلان، نوسان توان در خطوط ارتباطی گیلان با شبکه سراسری مشاهده گردیده (شکل‌های ۲-۲-۳ و ۳-۲-۳)، به طوری که خطوط نیروگاه پره‌سر-اردبیل و آستارا-تقی‌دیزه نیز به علت بروز نوسان توان و تداوم این پدیده با عملکرد رله‌های دیستانس از مدار خارج شده‌اند. با قطع خط ۲۳۰ کیلوولت اهر-نیروگاه سبلان، نواحی اردبیل و گیلان از شبکه سراسری جدا شده و به صورت جزیره در آمده‌اند. در ضمن به علت اضافه تولید در این جزیره‌ها، فرکانس نواحی مذکور بالا رفته و در ناحیه اردبیل سبب بروز اضافه ولتاژ نیز گردیده و ترانس‌های ۲۳۰/۶۳ کیلوولت T1 و T3 پست تقی‌دیزه از مدار خارج شده‌اند.



شکل ۱-۲-۳- وضعیت خطوط انتقال خارج از مدار قبل از وقوع حادثه



شکل ۳-۲-۲- توان عبوری از خطوط متصل به پست نیروگاه سیکل ترکیبی گیلان اندازه‌گیری شده توسط PMU نصب شده در این پست



شکل ۳-۲-۳- توان عبوری از خطوط متصل به پست شهید غایتی اندازه‌گیری شده توسط PMU نصب شده در این پست

در ادامه این سلسله حوادث زنجیره‌ای، واحدهای نیروگاه سبلان به علت اضافه فرکانس و نوسان توان از مدار خارج شده و همزمان خطوط آستارا- تقی‌دیزه و اردبیل- پره‌سر نیز به علت نوسان توان از مدار خارج شده‌اند. قطع واحدهای نیروگاه‌های پره‌سر و سیکل ترکیبی گیلان به شرح ذیل بوده است:

۳-۲-۴-۱- خروج واحدهای نیروگاههای س.ت. پره سر و گیلان

الف - نیروگاه س.ت. پره سر:

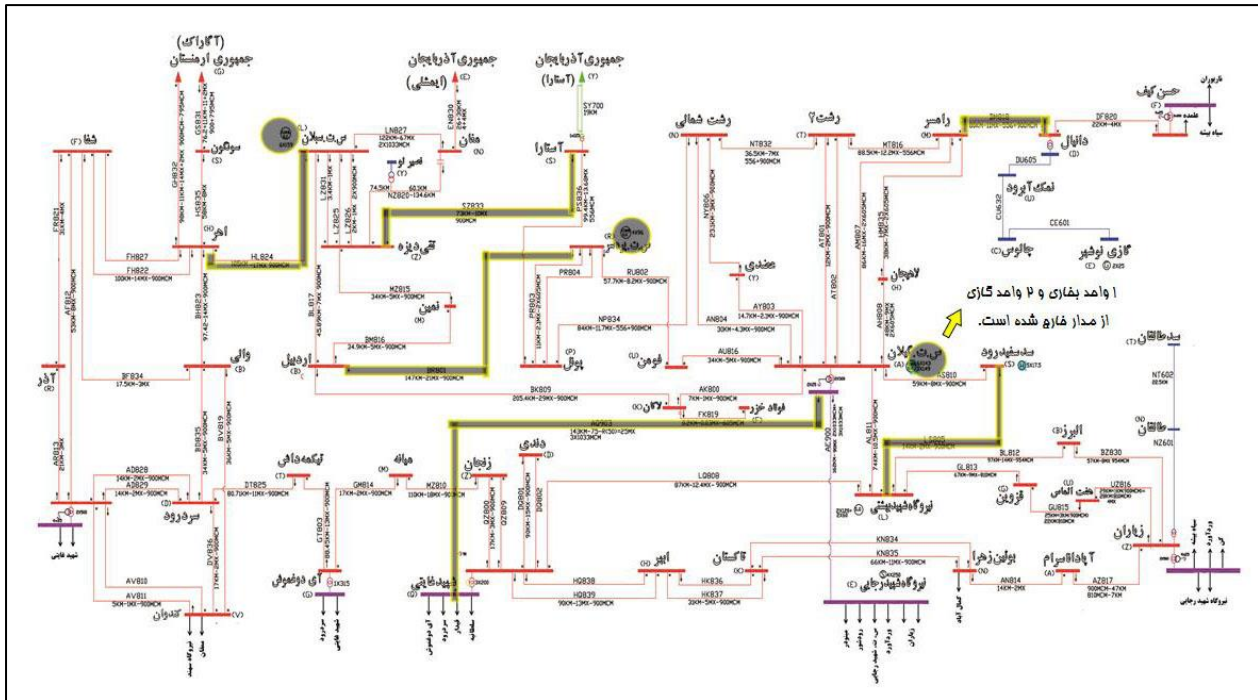
در شرایطی که واحدهای گازی GT11 (واحد ۱) و GT12 (واحد ۲) در بار حداقل و واحد گازی GT21 (واحد ۳) در بار حداکثر و واحد بخار STG20 در بار ۷۰ مگاوات قرار داشتند، مواردی به شرح ذیل اتفاق افتاده است:

همزمان با افت ولتاژ از ۲۲۷/۶ به ۲۱۹/۷ کیلوولت در اثر نوسان توان، واحدهای گازی GT11، GT12 و GT13 در حالت Small Load Rejection قرار گرفتند. با ظهور آلارم O/C سیستم تحریک، کلیه واحدهای گازی Load Rejection گردیده و کلیدهای GCB آنها باز گردید. پس از تریپ واحد GT21 گازی (واحد ۳)، بویلر واحد ۳ و در نهایت واحد ۲ بخار تریپ نمودند. با ادامه نوسانات در شبکه (افت ولتاژ از ۲۱۹/۷۷۸ به ۱۶۹/۷۶ کیلوولت)، تغذیه داخلی واحدها قطع شده و سبب قطع ولو گاز واحدها گردیده است.

ب - نیروگاه س.ت. گیلان :

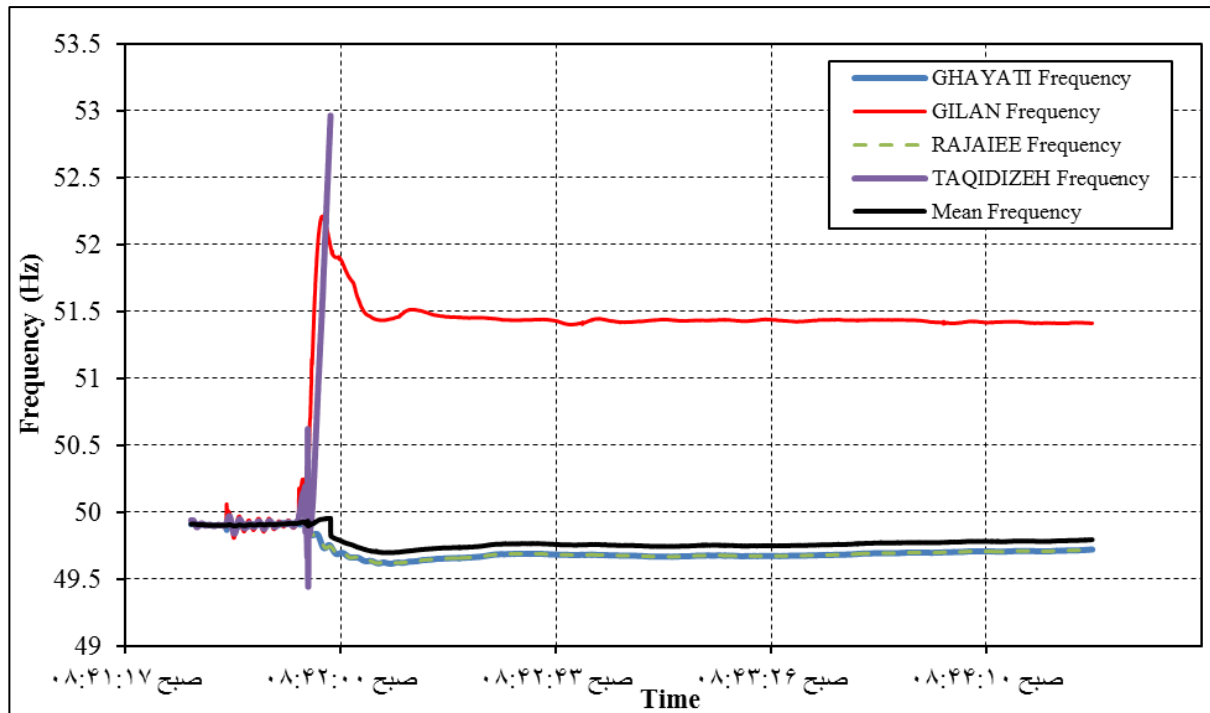
تولید واحد G11 به دلیل نوسان شدید فرکانس تا حدود صفر کاهش پیدا نمود که با توجه به بالا بودن فرکانس بلافاصله با اعمال کاهش تولید بر روی کلیه واحدهای در مدار، وضعیت این واحد به حالت عادی برگردانده شد. خروج واحد G13 نیز سبب قطع کلید سمت ۲۳۰ کیلوولت گردید، لیکن واحد با دور ۳۰۰۰ rpm باقی ماند که پس از عادی شدن شرایط در ساعت ۹:۲۰ با شبکه پارالل شد.

پس از تریپ بویلر ۱۳، واحد S2 در مدار بوده که در ساعت ۰۸:۵۱ به دلیل بروز اشکال در استاپ ولو بخار HP بویلر ۱۴ مربوط به این واحد با آلارم HP Steam Generation تریپ و بویلر ۱۴ در حالت بای پس قرار گرفت. پس از رفع اشکال، توربین از طریق بخار بویلر ۱۴ در ساعت ۱۱:۱۸ با شبکه پارالل و در ساعت ۱۲:۱۵ دو بویلر گردید. سایر واحدهای نیروگاه بدون اشکال در مدار باقی مانده‌اند. با قطع خطوط ارتباطی ناحیه اردبیل با گیلان و قطع نیروگاه سبلان، کل ناحیه اردبیل با بار حدود ۱۸۶ مگاوات دچار خاموشی شده است. در ناحیه گیلان نیز پس از قطع واحدهای نیروگاهی به علت عملکرد حفاظت ویژه حذف بار فرکانسی و ولتاژی، حدود ۲۷ مگاوات خاموشی ایجاد گردیده است. در ناحیه مازندران به دلیل عملکرد حفاظت ویژه حذف بار جریانی خط رامسر - دانیال، کل بار پست دانیال به میزان ۷۷ مگاوات قطع شده است. خطوط و نیروگاههایی که در اثر وقوع این حادثه با عملکرد سیستم حفاظتی از مدار خارج شده‌اند، در شکل ۳-۲-۴ نشان داده شده‌اند.

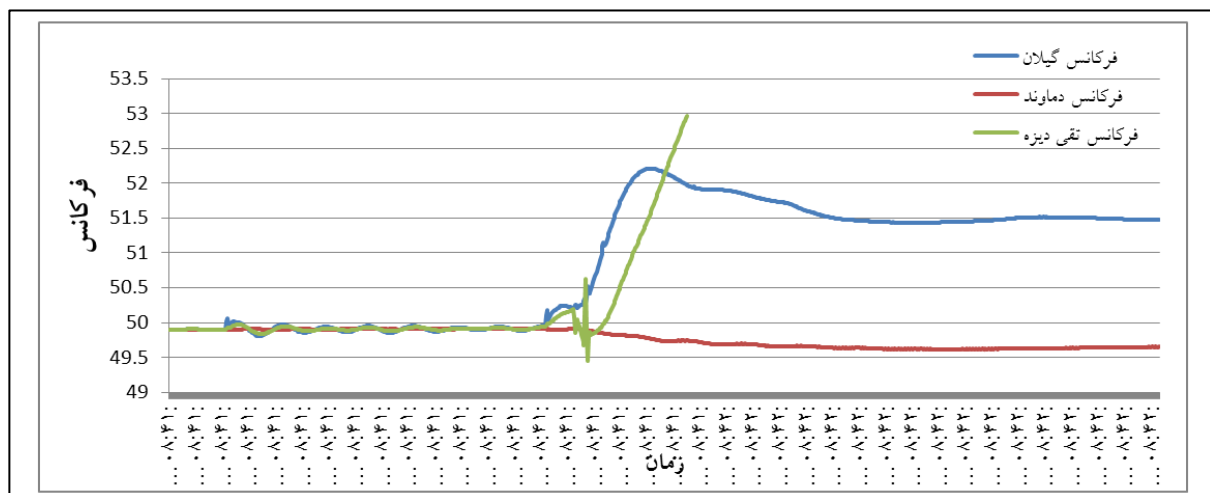


شکل ۳-۲-۴- خطوط و نیروگاه‌هایی که با عملکرد سیستم حفاظتی در این حادثه از مدار خارج شده‌اند (تجهیزات قطع شده با رنگ خاکستری مشخص شده است)

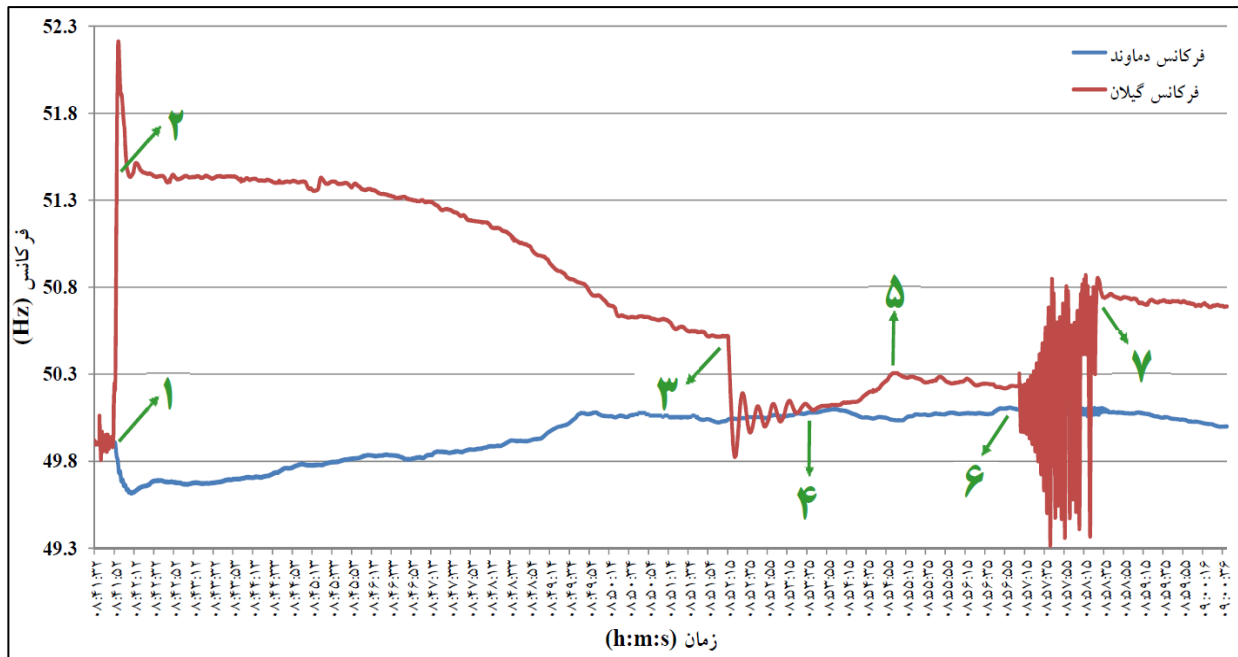
همچنین، فرکانس تعدادی از پست‌های انتقال مجهز به PMU که درگیر این حادثه بوده‌اند، توسط سیستم پایش و اندازه‌گیری گسترده شرکت مدیریت شبکه برق ایران ثبت شده است که در شکل‌های ۳-۲-۵، ۳-۲-۶، ۳-۲-۷ و ۳-۲-۸ قابل مشاهده است.



شکل ۳-۲-۵- فرکانس شبکه و فرکانس پست‌های گیلان، تقی‌دیزه، رجایی و غایتی قبل، حین و بعد از حادثه



شکل ۳-۲-۶- نمودار تغییرات فرکانس در سه نقطه از شبکه در زمان جزیره شدن ناحیه گیلان و بخش‌هایی از شبکه ناحیه آذربایجان



شکل ۳-۲-۷- نمودار فرکانسی دماوند و گیلان در مرحله اول برای اتصال مجدد ناحیه گیلان به شبکه

توضیح روند حوادث شکل شماره ۳-۲-۷:

زمان ۱- قطع خطوط AQ903 (گیلان-غایتی)، LS805 (شهید بهشتی - سد سفیدرود)، DW818 (رامسر-دانیال)، SZ833 (تقی دیزه -آستارا)، HL824 (اهر-سبلان) و جزیره‌ای شدن نواحی گیلان و آذربایجان. در پی جدا شدن نواحی مذکور از شبکه، در این لحظه شبکه با کمبود تولید مواجه شده و بنابراین فرکانس شبکه کاهش یافته است.

زمان ۲- قطع واحدهای G11، G13، G15 و G16 پره‌سر در اثر افزایش فرکانس، قطع خط (اردبیل-پره‌سر) BR801 و جدا شدن ناحیه گیلان و آذربایجان و سپس قطع واحد G13 نیروگاه سیکل ترکیبی گیلان.

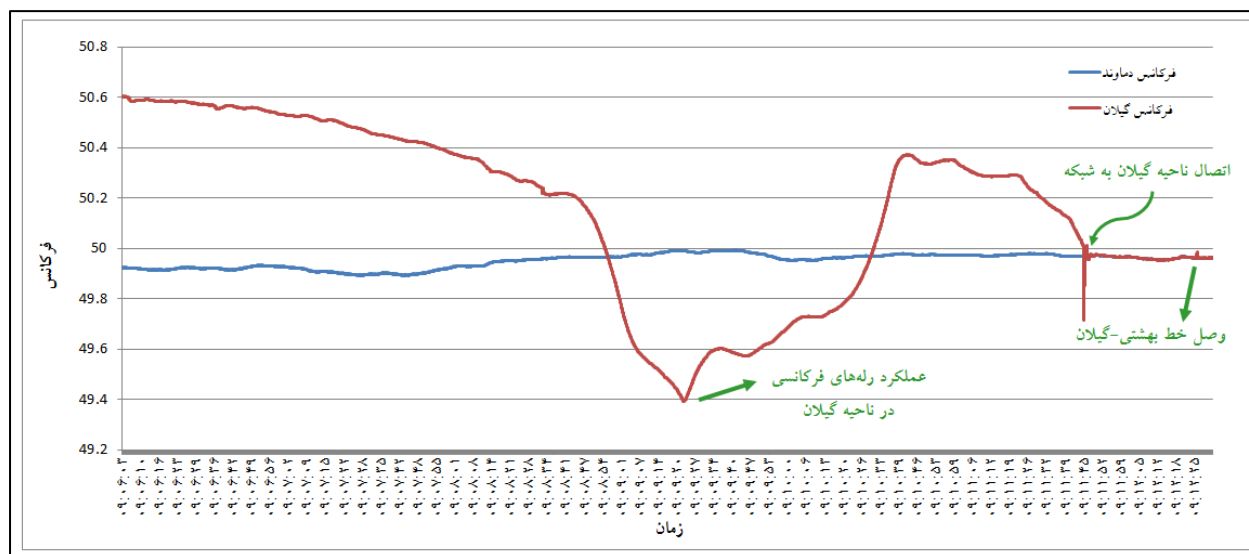
زمان ۳- قطع واحد S2 نیروگاه سیکل ترکیبی گیلان و کاهش فرکانس در ناحیه گیلان در اثر کاهش تولید.

زمان ۴- وصل خط اهر-سبلان از سمت اهر با توجه به زمان وصل کلید.

زمان ۵- وصل خط اهر-سبلان از سمت سبلان با توجه به زمان وصل کلید.

زمان ۶- پارالل نمودن شبکه گیلان با آذربایجان از طریق خط اردبیل-پره‌سر و وقوع نوسان به علت سنکرون نبودن دو شبکه.

زمان ۷- جدا شدن دو شبکه گیلان و آذربایجان.



شکل ۳-۲-۸- نمودار تغییرات فرکانس شبکه از زمان ۰۹:۰۶ تا زمان اتصال مجدد گیلان به سایر شبکه

۳-۲-۵- علت گسترش حادثه

۱- قطع چند خط ارتباطی مهم شبکه گیلان با شبکه سراسری (خطوط ۴۰۰ کیلوولت رجایی- گیلان و غایتی-

گیلان و خطوط ۲۳۰ کیلوولت لاکان- اردبیل و شهید بهشتی- گیلان) در اثر شرایط نامساعد جوی و احتمالاً

ضعف موجود در خطوط مذکور،

۲- ضعف ارتباط ناحیه اردبیل با ناحیه آذربایجان شرقی (خط اهر- سبلان)،

۳- اضافه تولید حدود ۶۷۲ مگاوات در ناحیه گیلان.

مشخصات خطوطی که در این حادثه از مدار خارج شده‌اند، در جدول ۳-۲-۲ آمده است.

جدول ۳-۲-۲- مشخصات خطوط انتقال خارج شده از مدار

ردیف	نام خط	کد خط	علت خروج
۱	گیلان - غایتی	AQ903	عملکرد رله دیستانس در پست‌های نیروگاه گیلان و شهید غایتی
۲	اردبیل - پره‌سر	BR801	عملکرد رله دیستانس در پست اردبیل
۳	سبلان-اهر	BR824	عملکرد رله جریان زیاد در پست اهر و رله دیستانس در پست سبلان
۴	سفیدرود - شهید بهشتی	LS808	عملکرد رله جریان زیاد در پست نیروگاه شهید بهشتی
۵	آستارا - تقی دیزه	SZ833	عملکرد رله دیستانس در پست آستارا و دریافت سیگنال تله‌پروتکشن در پست تقی دیزه
۶	رامسر - دانیال	DM811	عملکرد رله جریان زیاد در پست رامسر

ردیف	نام خط	کد خط	علت خروج
۷	سبلان - تقی دیزه	LZ825	عملکرد E/F و Directional O/C در تقی دیزه و بدون آلام در سبلان
۸	مغان - ایمشلی	EN830	بی برق شدن پست مغان
۹	مغان - سبلان	LN827	بی برق شدن پست های مغان و نیروگاه سبلان
۱۰	سبلان - اردبیل	BL817	بی برق شدن پست های اردبیل و نیروگاه سبلان
۱۱	اردبیل - نمین	BM816	بی برق شدن پست های اردبیل و نمین
۱۲	نمین - تقی دیزه	MZ815	بی برق شدن پست های نمین و تقی دیزه
۱۳	سبلان - تقی دیزه	LZ831	بی برق شدن پست های سبلان و تقی دیزه
۱۴	سبلان - تقی دیزه	LZ826	بی برق شدن پست های سبلان و تقی دیزه
۱۵	تقی دیزه - نصیرلو	NZ820	بی برق شدن پست های تقی دیزه و نصیرلو

۳-۲-۶- نتیجه گیری و پیشنهادات

- بهینه سازی خطوط انتقال ناحیه گیلان، به خصوص تعویض مقره های بی کیفیت و استفاده از مقره های سیلیکونی در نقاط آلوده، در اولین فرصت به انجام برسد.
- با توجه به اینکه تنها ارتباط بین نواحی اردبیل و گیلان با ناحیه آذربایجان خط ۲۳۰ کیلوولت سبلان-اهر می باشد و با توجه به وجود نیروگاه های سبلان در ناحیه اردبیل و نیروگاه های سیکل ترکیبی گیلان و نیروگاه پره سر در ناحیه گیلان، پیشنهاد می گردد احداث خط ۴۰۰ کیلوولت اردبیل به میانه و خط ۲۳۰ کیلوولت اردبیل به سراب در اولویت قرار گیرند.
- در این حادثه با کاهش ولتاژ، رله کاهش ولتاژ باس ۶/۶ کیلوولت مصرف داخلی نیروگاه عملکرد داشته و منجر به باز شدن کلید فیدرهای تغذیه شونده از باس تغذیه داخلی نیروگاه شده است. قطع شدن فیدر پمپ روغن موجب افت فشار سیستم روغن کاری و تریپ واحد ۳ گازی و به دنبال آن تریپ واحد ۲ بخار نیروگاه گردیده است.

درس آموخته‌های حادثه

- لزوم استفاده از مقره‌های مناسب سیلیکونی در نقاط آلوده،
- لزوم تقویت ارتباط شبکه گیلان و آذربایجان شرقی و نیز شبکه اردبیل و آذربایجان شرقی با احداث خطوط فرامنطقه‌ای جدید به منظور جلوگیری از جزیره‌ای شدن نواحی،
- انجام پیش‌بینی‌ها و تمهیدات لازم بهره‌برداری از شبکه در مواقع تعمیر یا خروج برخی از خطوط شبکه،
- لزوم توجه به تنظیمات حفاظت کاهش ولتاژ در نیروگاه‌ها: حفاظت کاهش ولتاژ سیستم تغذیه داخلی نیروگاه باید به گونه‌ای تنظیم شود که به هنگام بروز خطاهای شبکه انتقال و در حوادثی که امکان بازیابی شبکه توسط واحد نیروگاهی وجود دارد، منجر به تریپ بی‌مورد ژنراتور نگردد. در صورت استفاده از تریپ حفاظت کاهش ولتاژ سیستم تغذیه داخلی نیروگاه، لازم است تنظیمات آن با تنظیمات رله‌های حفاظتی شبکه هماهنگ باشد. بدین منظور لازم است تأخیر زمانی عملکرد حفاظت کاهش ولتاژ سیستم تغذیه نیروگاه از حداکثر زمان رفع خطا و زمان وصل مجدد در شبکه انتقال بلافاصله نیروگاه بیشتر باشد و به صورت آنی نباشد. تنظیم ۸۰ درصد ولتاژ نامی با تأخیر زمانی حداقل ۲ تا ۳ ثانیه توصیه می‌شود.

۳-۳- حادته مورخ ۹۳/۱۲/۲۶ پست پارس و نیروگاه عسلویه: عدم هماهنگی تنظیمات رله‌های حفاظتی نیروگاه و شبکه انتقال

بهره‌برداری امن و مطمئن از سیستم قدرت نیازمند وجود هماهنگی صحیح بین سیستم‌های کنترل و حفاظت نیروگاه‌ها و شبکه انتقال است. سیستم‌های حفاظتی شبکه انتقال و نیروگاه‌ها تأثیرات متقابل قابل توجهی بر یکدیگر دارند، به گونه‌ای که تنظیمات نادرست رله‌های حفاظتی شبکه انتقال ممکن است باعث قطع ناخواسته ارتباط یک یا چند واحد نیروگاهی با شبکه برق و حتی صدمه دیدن واحدهای نیروگاهی شود. از طرف دیگر، در صورتی که تنظیمات رله‌های حفاظتی نیروگاه بدون رعایت هماهنگی با تنظیمات رله‌های حفاظتی شبکه انتقال محاسبه و پیاده‌سازی شده باشند، ممکن است منجر به خروج ناخواسته و بی‌مورد واحدهای نیروگاهی از مدار شده و به دنبال آن علاوه بر احتمال آسیب دیدگی مولدهای نیروگاه، پایداری شبکه برق نیز به دلیل از دست رفتن تولید به خطر بیفتد. این موضوع می‌تواند موجب ایجاد خاموشی‌های گسترده در شبکه شود که خسارات فنی و اقتصادی زیادی به دنبال خواهد داشت. به این علت، ایجاد هماهنگی بین سیستم حفاظت نیروگاه و سیستم حفاظت انتقال ضروری است. در حال حاضر تنظیمات رله‌های حفاظتی نیروگاه‌های کشور عموماً به صورت تنظیمات اولیه در زمان راه‌اندازی و یا طراحی نیروگاه می‌باشد؛ به گونه‌ای که بسیاری از تنظیمات رله‌های حفاظتی نیروگاه که مرتبط با رله‌های حفاظتی شبکه انتقال می‌باشند (از جمله حفاظت‌های اضافه جریان و اتصال زمین، حفاظت امپدانسی، حفاظت قطع تحریک، حفاظت گریز از همگامی، حفاظت کاهش ولتاژ و ...)، یا از ابتدا برای ایجاد هماهنگی با شبکه نیاز به اصلاحات دارند و یا با تغییر ساختار شبکه و تغییر تنظیمات حفاظتی شبکه انتقال باید مورد بازنگری و اصلاح قرار گیرند. در این حادثه به بررسی هماهنگی حفاظت اضافه جریان واحدهای نیروگاه عسلویه با حفاظت‌های شبکه انتقال پرداخته می‌شود.

۳-۳-۱- شرح حادثه

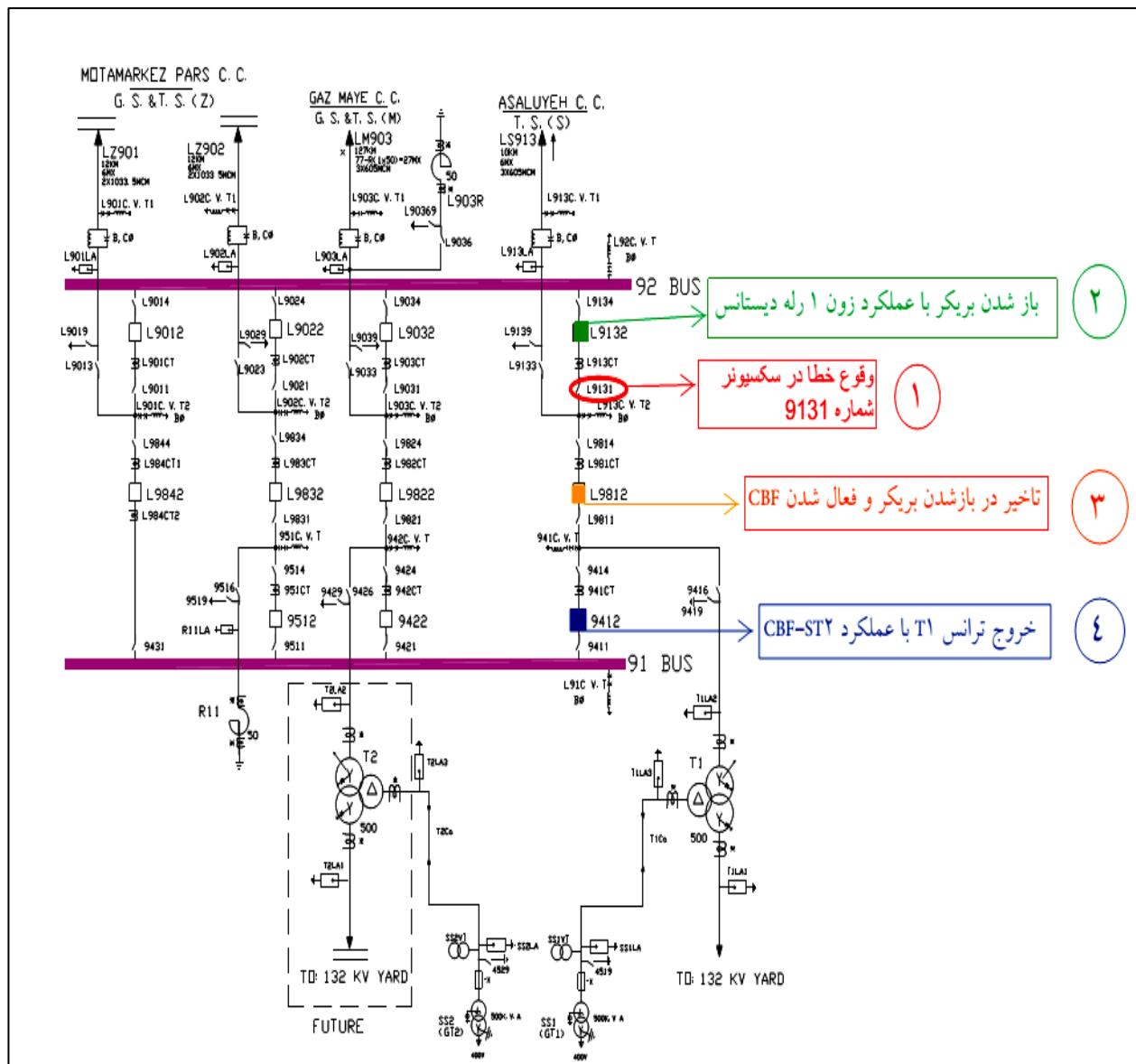
در ساعت ۱۹:۱۶ مورخ ۹۳/۱۲/۲۶ در پست ۴۰۰ کیلوولت پارس، به علت باز شدن سکسیونر شماره ۹۱۳۳ زیر بار ناشی از طوفان شدید در منطقه، خط ۴۰۰ کیلوولت پارس-نیروگاه گازی عسلویه (LS913) با عملکرد رله دیستانس اصلی و پشتیبان در زون یک در سمت پست پارس و رله‌های دیستانس اصلی و پشتیبان نیروگاه گازی عسلویه در زون دو قطع و از مدار خارج گردید. همچنین تأخیر در باز شدن کلید میانی (کلید شماره ۹۸۱۲) پست پارس منجر به عملکرد CBF کلید مزبور و قطع ترانسفورماتور T1 این پست گردید که بار آن از طریق رینگ ۱۳۲ کیلوولت انتقال یافت. خط ۴۰۰ کیلوولت فسا - نیروگاه گازی عسلویه (FS925) نیز در سمت پست فسا با عملکرد رله‌های دیستانس اصلی و پشتیبان در زون دو قطع و از سمت نیروگاه تحت تانسین باقی ماند. شش واحد گازی ۱۶۰ مگاواتی نیروگاه

گازی عسلویه نیز همزمان با حادثه با عملکرد رله‌های اضافه جریان ژنراتورهای مزبور بعثت عدم هماهنگی مناسب با حفاظت‌های خطوط از مدار خارج شدند.

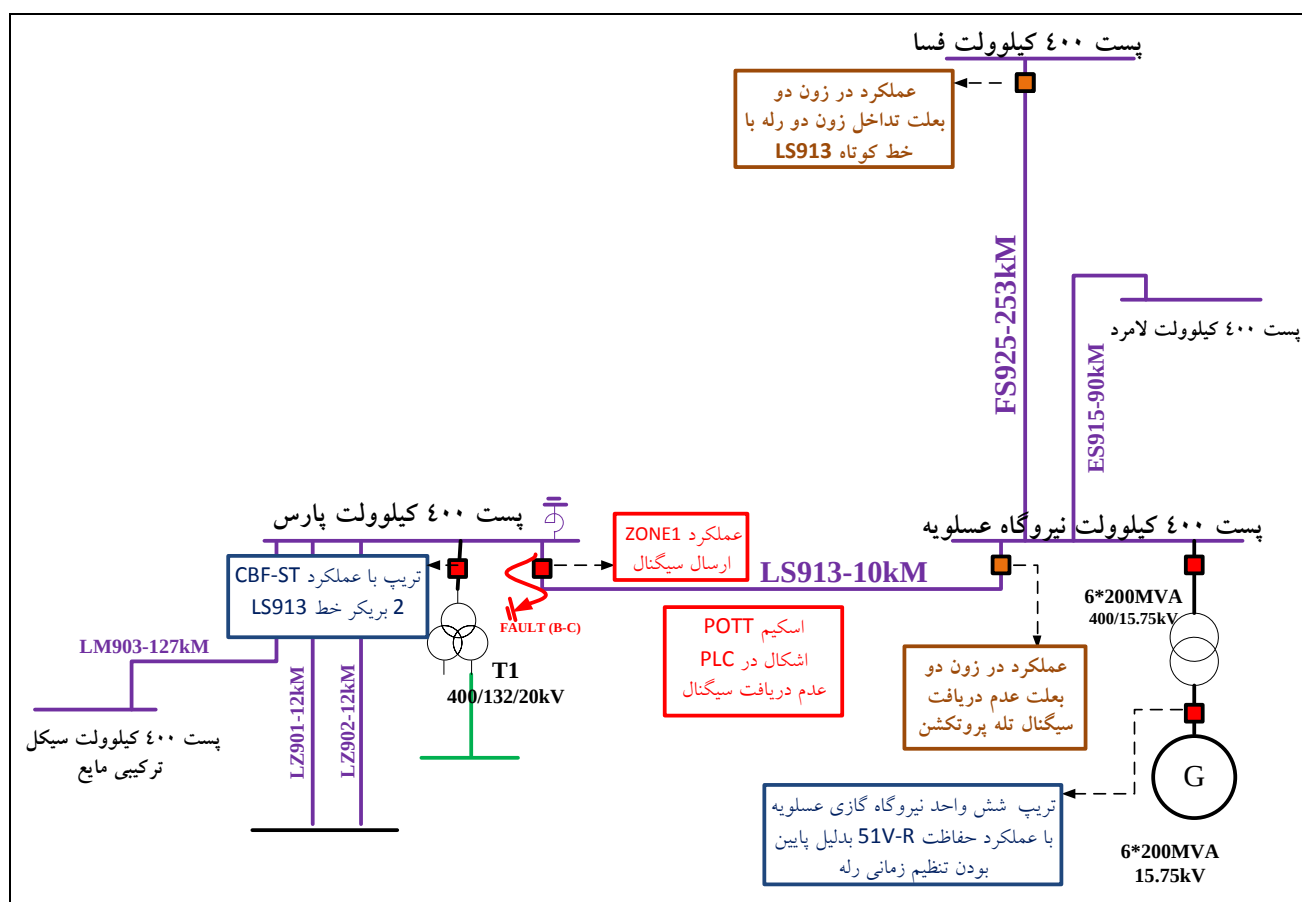
۳-۲-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

در ساعت ۱۹:۱۶ مورخ ۹۳/۱۲/۲۶ به علت طوفان و باد شدید در منطقه، فک فاز C سکسیونر سر خط ۴۰۰ کیلوولت پارس - نیروگاه عسلویه (خط LS913) در پست پارس زیر بار باز شده و منجر به کشیده شدن آرک و بروز اتصالی در فازهای B و C می‌شود. با وقوع اتصالی مذکور، رله‌های دیستانس MAIN1(REL531) و MAIN2 (REL521) خط ۴۰۰ کیلوولت پارس - نیروگاه عسلویه (خط LS913) در سمت پست پارس با عملکرد زون ۱ فاز BC فرمان تریپ صادر می‌کنند. لیکن بعثت تأخیر در باز شدن کلید میانی خط مذکور (بریکر شماره ۹۸۱۲)، حفاظت CBF کلید مزبور فعال شده و در مرحله دوم (Stage2) منجر به قطع ترانس T1 پست پارس شده است. علی‌رغم استفاده از اسکیم حفاظتی POTT بر روی خط LS913، بدلیل اشکال در PLC دریافت سیگنالی در سمت پست نیروگاه عسلویه صورت نگرفته و رله‌های دیستانس MAIN1(7SA612) و MAIN2 (7SA522) خط LS913 در سمت پست نیروگاه عسلویه با عملکرد زون ۲ فاز BC فرمان تریپ صادر می‌کنند و منجر به پاکسازی خطا از سمت پست نیروگاه عسلویه با تأخیری در حدود ۳۵۰ میلی ثانیه می‌شود. با توجه به قطع خط LS913 با تأخیر زون ۲ از سمت نیروگاه عسلویه، بدلیل اینکه طول خط LS913 در حدود ۱۰ کیلومتر (خط انتقال کوتاه) و طول خط ۴۰۰ کیلوولت فسا - نیروگاه عسلویه خط (FS925) حدود ۲۵۳ کیلومتر بوده لذا تداخل زون ۲ رله دیستانس خط بلندتر یعنی FS925 با خط کوتاه LS913 صورت گرفته و همزمان با خروج خط LS913 در نیروگاه عسلویه با عملکرد زون ۲، خط FS925 نیز اتصالی را در زون ۲ دیده و از سمت پست فسا با عملکرد زون ۲ رله‌های دیستانس MAIN1(7SA612) و MAIN2 (7SA522) باز می‌شود.

در این حادثه شش واحد گازی نیروگاه عسلویه نیز با عملکرد فانکشن اضافه جریان 51V در مد Voltage Restraint (51V-R) با زمان حدود ۳۱۰ میلی ثانیه به صورت بی‌مورد از مدار خارج شده‌اند. علت تریپ واحدهای نیروگاه عسلویه، پایین بودن تنظیم زمانی رله اضافه جریان واحد 51V و عدم هماهنگی آن با رله‌های دیستانس خطوط شبکه انتقال می‌باشد. نحوه عملکرد رله‌های حفاظتی در پست ۴۰۰ کیلوولت پارس و نیروگاه عسلویه در شکل‌های ۳-۳-۱ و ۳-۳-۲ نشان داده شده است.

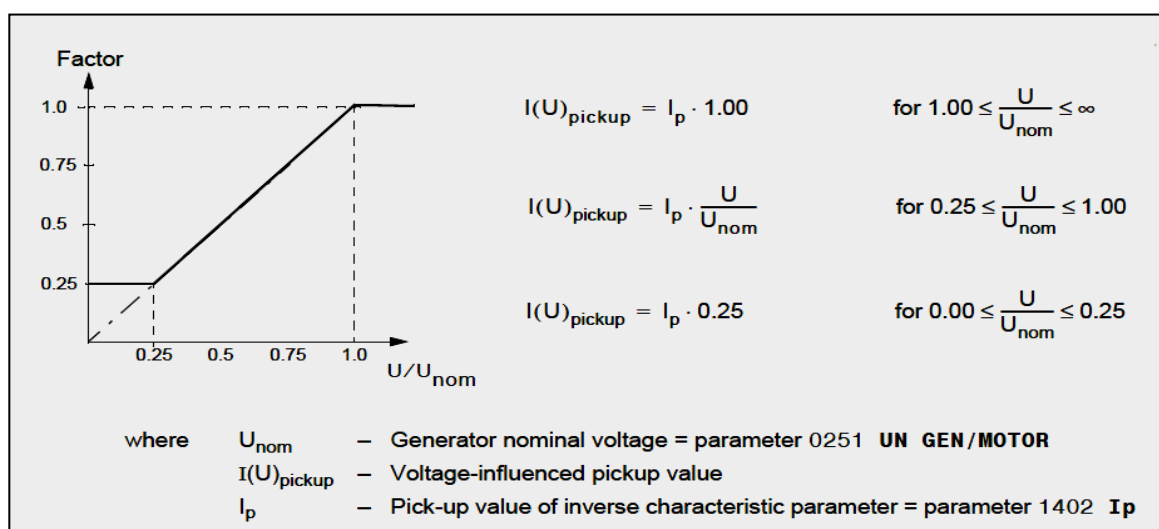


شکل ۳-۳-۱- روند بروز حادثه و عملکرد رله‌های حفاظتی در پست ۴۰۰ کیلوولت پارس



شکل ۳-۳-۲- نحوه عملکرد رله‌های حفاظتی در حادثه

در نیروگاه عسلویه فانکشن اضافه جریان 51V در مد Voltage Restraint (در رله 7UM622 ساخت شرکت زیمنس) واحدهای گازی نیروگاه فعال شده است. نحوه عملکرد حفاظت 51V مذکور اینگونه می‌باشد که مقدار جریان پیک آپ رله اضافه جریان وابسته به ولتاژ ترمینال ژنراتور می‌باشد. لذا به هنگام وقوع خطا مقدار جریان پیک آپ رله متناسب با کاهش ولتاژ بصورت خطی تغییر می‌کند که این موضوع در شکل ۳-۳-۳ نشان داده شده است.



شکل ۳-۳-۳- عملکرد فانکشن 51V-R در رله 7UM622

مشخصات الکتریکی واحد و ترانسفورماتور واحد در جدول ۳-۳-۱ و ۳-۳-۲ آورده شده است.

جدول ۳-۳-۱- مشخصات الکتریکی واحدهای گازی نیروگاه عسلویه

Generator Parameters Description	25°C Amb. Temp	Site Condition Max 51° C Amb. Temp.
Rated Voltage (U_N)	15.75kV $\pm 5\%$	ON
Rated Apparent Power (S_N)	200MVA	157MVA
Power Factor (p.f)	0.8	0.8
Rated Active Power (P_N)	160MW	125.60MW
Rated Current (I_N)	7.331kA	5.755kA
Rated Frequency (f_N)	50Hz	50Hz
Synchronous Reactance (X_d)	238%	176.12%
Transient Synchronous Reactance (x'_d)	23.4%	17.32%

جدول ۳-۳-۲- مشخصات الکتریکی ترانسفورماتور واحد نیروگاه عسلویه

Generator Transformer Parameters Description		
Vector Group	YNd11	
Nominal Rated Busbar Voltage	230kV	
Rated Voltage (U_N)	245kV	15.75kV
Rated Apparent Power (S_N)	200MVA	200MVA
Rated Current (I_N)	502A	7331A
Impedance Voltage (U_k)	13%	

تنظیمات موجود حفاظت 51V-R واحدهای گازی نیروگاه عسلویه مطابق جدول ۳-۳-۳ می باشد. نسبت تبدیل CT

واحدهای نیروگاه ۸۰۰۰/۱ آمپر می باشد.

جدول ۳-۳-۳- تنظیمات موجود 51V-R واحدهای گازی نیروگاه عسلویه

Address	Parameter/Comment	Setting
1401	Inverse O/C Time Protection	ON
1402	Ip Pickup	1.28A
1403	T Ip Time Dial	0.07 sec
1405	IEC Curve	Normal Inverse
1407	Voltage Influence	Voltage Restrained
1408	U< Threshold for Release Ip	81.2V

طبق تنظیمات اعمالی بر روی رله مقدار $I_p = 1.4 \times 7331 / 8000 = 1.28A$ و مقدار ضریب تنظیم زمانی $TD = 0.07$ در نظر گرفته شده است. نوع منحنی نیز $N.I$ می باشد. بر اساس مقادیر ثبت شده در رله 7UM62 (شکل ۳-۳-۴) جریان خطا در دو فاز واحد نیروگاه در حادثه مذکور تقریباً ۱۷ کیلو آمپر می باشد. همچنین کمترین ولتاژ فاز به زمین ثبت شده در رله برابر 3.48 kV می باشد که ولتاژ فاز به فاز آن معادل با $U = 1.732 \times 3.48 = 6.02 \text{ kV}$ می باشد. لذا با توجه به فعال نمودن حفاظت $51V-R$ در واحدهای نیروگاه عسلویه، با کاهش ولتاژ به هنگام بروز خطا در حادثه مزبور، مقدار جریان پیک آپ رله نیز بصورت خطی کاهش یافته و I_p رله در شرایط کاهش ولتاژ معادل با $I_p = 1.28 \times 6.02 / 15.75 = 0.49A$ خواهد شد.

Folder / 7UM622 V4.6 Var/7UM622

Number	Indication	Value	Date and time
00301	Power System fault	1379 - ON	17.03.2015 19:16:43.787
00302	Fault Event	1387 - ON	17.03.2015 19:16:43.787
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms
05631	Differential protection picked up	ON	0 ms
05660	Diff. Crossblock by ext. fault	ON	0 ms
05652	Diff. prot.: Blocked by ext. fault L2	ON	0 ms
01811	O/C fault detection stage I> phase L1	ON	10 ms
01812	O/C fault detection stage I> phase L2	ON	10 ms
01970	O/C prot. undervoltage seal-in	ON	10 ms
01896	O/C fault detection Ip phase L1	ON	10 ms
01897	O/C fault detection Ip phase L2	ON	10 ms
01899	O/C Ip picked up	ON	10 ms
06533	Undervoltage U< picked up	ON	10 ms
05159	I2>> picked up	ON	10 ms
03967	Imp.: Fault detection , phase L1	ON	10 ms
03968	Imp.: Fault detection , phase L2	ON	10 ms
03970	Imp.: O/C with undervoltage seal in	ON	10 ms
03966	Impedance protection picked up	ON	10 ms
05651	Diff. prot.: Blocked by ext. fault L1	ON	10 ms
05165	I2> picked up	ON	50 ms
06537	Undervoltage U<< picked up	ON	70 ms
05214	Frequency protection undervoltage Blk	ON	269 ms
	by ext. fault	OFF	300 ms
	Relay GENERAL TRIP command	ON	310 ms
01900	O/C Ip TRIP	ON	310 ms
01455	Breaker failure protection: picked up	ON	330 ms
00576	Primary fault current IL1 Side1	16.85 kA	340 ms
00577	Primary fault current IL2 Side1	17.84 kA	340 ms
00578	Primary fault current IL3 Side1	3.35 kA	340 ms
00579	Primary fault current IL1 Side2	16.85 kA	340 ms
00580	Primary fault current IL2 Side2	17.84 kA	340 ms
00581	Primary fault current IL3 Side2	3.35 kA	340 ms
05012	Voltage UL1E at trip	6.01 kV	340 ms
05013	Voltage UL2E at trip	3.48 kV	340 ms
05014	Voltage UL3E at trip	6.75 kV	340 ms
05015	Active power at trip	123.14 MW	340 ms

فلانکشی که باعث عملکرد رله گردید 51V

افزایش جریان در ۲ فاز به اندازه تقریبی ۲ برابر جریان نامی

کاهش ولتاژ در فازها

شکل ۳-۳-۴- مقادیر جریان خطا ثبت شده در رله 7UM62

با توجه به مقدار جریان خطای ثبت شده در رله 7UM62 در زمان حادثه و تنظیمات حفاظت 51V-R رله، زمان عملکرد حفاظت 51V-R واحدهای نیروگاهی عسلویه در زمان حادثه طبق رابطه ذیل محاسبه می شود که مطابق با زمان عملکرد واقعی رله می باشد.

$$I_{\text{fault (primary)}} = 17\text{kA}$$

$$I_{\text{fault (Secondary)}} = 17\text{kA}/\text{CT ratio} = 17\text{kA}/8\text{kA} = 2.125\text{A}$$

$$I_p = 1.28\text{A}$$

$$TD = 0.07 \text{ sec}$$

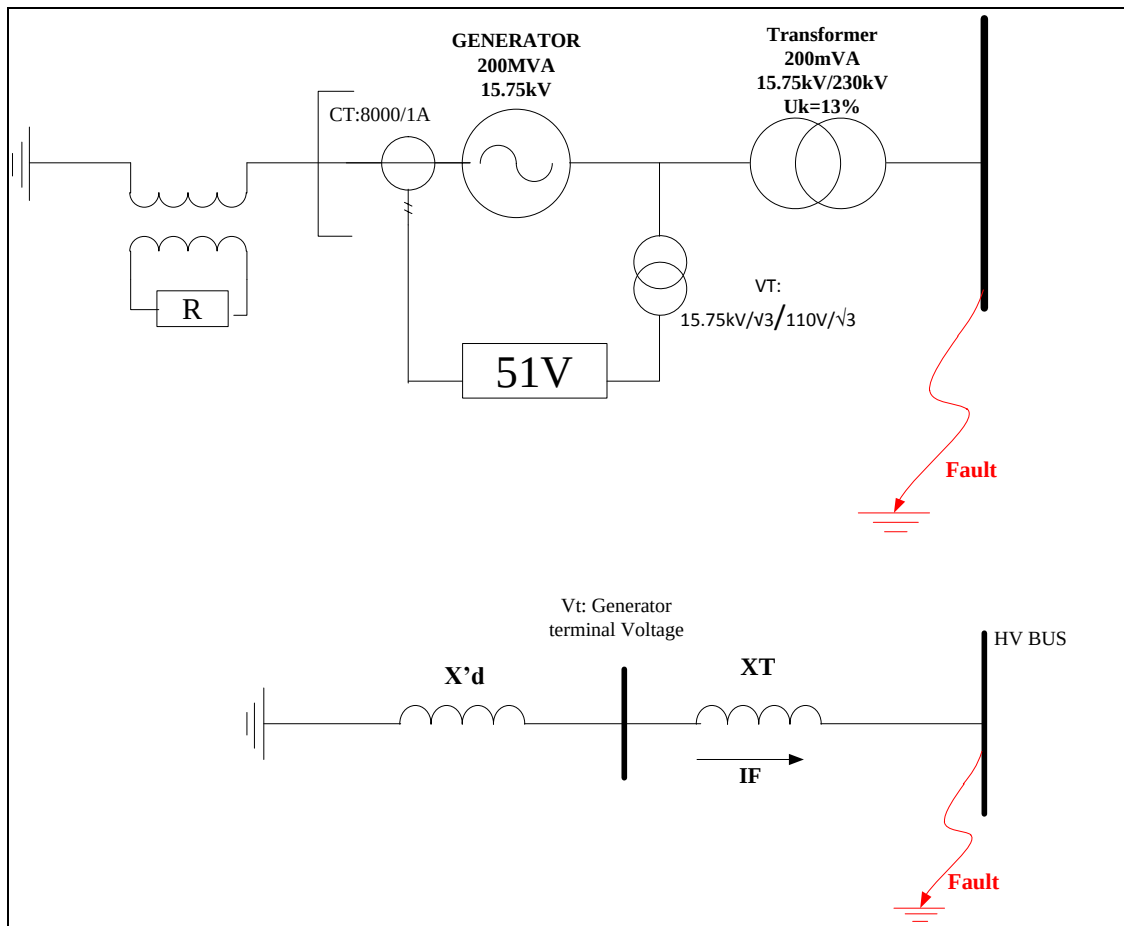
$$t = \frac{0.14}{(I/I_p)^{0.02} - 1} \cdot TD = \frac{0.14}{(2.125/0.49)^{0.02} - 1} \cdot 0.07 = 0.330 \text{ s}$$

لذا در حادثه مذکور به علت تنظیم زمانی پایین فانکشن 51V-R، واحدهای گازی نیروگاه عسلویه نیز با بروز خطا در خط ۴۰۰ کیلوولت پارس - نیروگاه عسلویه با زمان حدود ۳۳۰ میلی ثانیه به صورت بی مورد از مدار خارج شده اند. این موضوع در حالی است که بر اساس استاندارد IEEE C37-102 و گزارش NERC در صورتی که حفاظت امپدانسی واحدهای نیروگاهی (فانکشن ۲۱) فعال شده باشد، استفاده از تابع حفاظتی 51V-R ژنراتور به عنوان حفاظت پشتیبان برای خطوط انتقال متصل به پست بلافصل نیروگاه که حفاظت اصلی آنها دیستانس می باشد، به هیچ عنوان توصیه نمی گردد. علاوه بر این در صورت فعال نمودن فانکشن 51V-R نیز تنظیمات آن می بایست با حفاظت های شبکه انتقال هماهنگ گردد و تأخیر زمانی تریپ این حفاظت باید بگونه ای تعیین گردد که از حداکثر زمان رفع خطا (با در نظر گرفتن زمان عملکرد حفاظت خرابی کلید) توسط حفاظت های شبکه انتقال بیشتر باشد. لذا حداقل تأخیر زمانی این حفاظت می بایست در حدود ۱/۵ ثانیه باشد.

لذا به منظور رسیدن به تأخیر زمانی حداقل ۱/۵ ثانیه به ازاء وقوع خطا در سمت فشار قوی ترانسفورماتور واحد می بایست ضریب تنظیم زمانی حفاظت 51V-R مطابق با محاسبات ذیل حداقل برابر ۰/۳۸ ثانیه تنظیم می گردید تا از خروج بی مورد واحدهای نیروگاه عسلویه به ازاء خطاهای شبکه انتقال جلوگیری گردد.

• محاسبه تنظیمات مناسب حفاظت 51V-R (بدون در نظر گرفتن مدل تحریک و AVR واحد نیروگاه):

در محاسبه تنظیمات مناسب حفاظت 51V-R مقدار جریان پیک آپ (I_p) رله $1/2$ برابر جریان نامی واحد در نظر گرفته شده است. لازم به ذکر است که در رله زیمنس مدل 7UM62 به صورت داخلی یک ضریب $1/1$ در مقدار جریان پیک آپ تنظیمی ضرب می شود. همچنین اثر کاهش مقدار I_p با کاهش ولتاژ ترمینال ژنراتور به هنگام بروز اتصال کوتاه در محاسبات در نظر گرفته شده است.



شکل ۳-۳-۵- اصول تنظیم حفاظت 51V و محاسبه ولتاژ ترمینال ژنراتور بر حسب جریان خطا

$V_t = X_T \times I_F$	محاسبه ولتاژ ترمینال ژنراتور بر حسب جریان خطا:
$I_{P'} = I_P \times \frac{V_t}{V_N} = I_P \times \frac{X_T \times I_F}{V_N}$	محاسبه میزان کاهش جریان پیک آپ با توجه به کاهش ولتاژ ترمینال ژنراتور به هنگام خطا ($I_{P'}$):
$\frac{I_F}{I_{P'}} = \frac{I_F}{I_P \times \frac{X_T \times I_F}{V_N}} = \frac{V_N}{I_P \times X_T} = \frac{1 \text{ p.u.}}{1.2 \text{ p.u.} \times 0.13 \text{ p.u.}}$	محاسبه نسبت جریان خطا به جریان پیک آپ رله:

3 phase short circuit on HV side :

$$I_{3ph(primary)} = \frac{U_{Ngen} / \sqrt{3}}{\frac{X'_d}{100} \times \frac{U_{Ngen}^2}{S_{Ngen}} + \frac{U_{KTr}}{100} \times \frac{U_{NTr}^2}{S_{NTr}}} = \frac{15.75kV / \sqrt{3}}{\frac{23.4}{100} \times \frac{15.75^2 kV}{200MVA} + \frac{13}{100} \times \frac{15.75^2 kV}{200MVA}} = 20.15kA$$

$$I_{3ph(secondary)} = \frac{I_{3ph(primary)}}{CTratio} = \frac{20.15kA}{8kA} = 2.52A$$

$$TD = \frac{\left[\left(\frac{IF}{1.1 \times IP'} \right)^{0.02} - 1 \right] \times t}{0.14} = \frac{\left[\left(\frac{IF}{1.1 \times IP \times (XT \times IF) / VN} \right)^{0.02} - 1 \right] \times 1.5}{0.14} = \frac{\left[\left(\frac{1}{1.1 \times 1.2 \times 0.13} \right)^{0.02} - 1 \right] \times 1.5}{0.14} = 0.38sec$$

$$U < \frac{0.75U_{Gn}}{U_{n,VT,Prim}} \cdot U_{N,Sec} = 0.75 \times 15750 / 15750 \times 110 = 82.5V$$

جدول ۳-۳-۴- تنظیمات مناسب حفاظت 51V-R در مقایسه با تنظیمات موجود رله

Address	Parameter/Comment	Existing Setting	Suitable Setting
1401	Inverse O/C Time Protection	ON	ON
1402	Ip Pick up	1.28A	1.1A
1403	T Ip Time Dial	0.07 sec	0.38 sec
1405	IEC Curve	Normal Inverse	Normal Inverse
1407	Voltage Influence	Voltage Restrained	Voltage Restrained
1408	U< Threshold for Release Ip	81.2V	82.5V

۳-۳-۳- نتیجه گیری و پیشنهادات

با وقوع این حادثه و بررسی مشکلات مشاهده شده در حادثه مزبور می توان به نکات و تجربیات ذیل اشاره نمود که اصلاح و رعایت کردن آنها می تواند باعث جلوگیری از تکرار حوادث مشابه و افزایش قابلیت اطمینان سیستم های حفاظتی نیروگاه و شبکه انتقال و هماهنگی بین آنها گردد.

(۱) در این حادثه علت تأخیر در بازشدن بریکر ۹۸۱۲ خط ۴۰۰ کیلوولت پارس- نیروگاه عسلویه (LS913) که منجر به عملکرد CBF-ST2 بریکر مذکور گردیده می بایست با انجام بررسی ها و تست های لازم مشخص گردد. به منظور

جلوگیری از بروز موارد مشابه ضروری است در پست‌های انتقال نسبت به تست و بررسی عملکرد کلیدهای قدرت در دوره زمانی‌های مناسب اقدام نمود.

(۲) با توجه به اینکه طول خط ۴۰۰ کیلوولت پارس- نیروگاه عسلویه (LS913) ده کیلومتر بوده و جزء خطوط انتقال کوتاه محسوب می‌شود، به منظور جلوگیری از تداخل زون‌های حفاظت ضروری است حفاظت MAIN1 خط مزبور توسط رله دیفرانسیل طولی صورت گرفته و از رله دیستانس با طرح تله‌پروتکشن POTT به عنوان حفاظت MAIN2 استفاده گردد.

(۳) در این حادثه اشکال در PLC خط LS913 باعث عدم دریافت سیگنال تله‌پروتکشن و تأخیر در ارسال فرمان تریپ رله دیستانس و افزایش زمان پاکسازی خطا شده است. به منظور جلوگیری از بروز این حوادث می‌بایست اقدامات لازم نسبت به تست مدارات PLC به صورت دوره‌ای صورت گرفته و در صورت نیاز اصلاحات مورد نیاز انجام گیرد.

(۴) در حادثه مذکور شش واحد ۲۰۰ مگاواتی نیروگاه گازی عسلویه با وقوع خطا در شبکه انتقال به صورت بی‌مورد از مدار خارج شده‌اند و امنیت و پایداری شبکه در معرض خطر قرار گرفته است. علت تریپ واحدهای نیروگاه، عدم هماهنگی رله‌های حفاظتی آن با حفاظتی خطوط شبکه انتقال می‌باشد. با توجه به اهمیت این موضوع و جلوگیری از خروج بی‌مورد واحدهای نیروگاهی ضروری است تمامی حفاظت‌های ژنراتور که مرتبط با حفاظت‌های شبکه انتقال می‌باشند (از جمله حفاظت‌های اضافه جریان، امپدانسی، قطع تحریک، گریز از همگامی و ...) با در نظر گرفتن ملاحظات هماهنگی با حفاظت‌های شبکه تنظیم شوند و این تنظیمات پس از تأیید شرکت مدیریت شبکه برق ایران بر روی رله‌های واحدهای نیروگاه اعمال گردد.

(۵) در خصوص فعال نمودن حفاظت اضافه جریان 51V در نیروگاه‌ها باید اشاره نمود که استفاده از حفاظت مذکور در صورتی که حفاظت امپدانسی واحدهای نیروگاهی (فانکشن ۲۱) فعال شده باشد، به عنوان حفاظت پشتیبان برای خطوط انتقال متصل به پست بلافصل نیروگاه که حفاظت اصلی آن‌ها دیستانس می‌باشد، به هیچ عنوان توصیه نمی‌گردد. استفاده از تابع 51V در ژنراتورهای متصل به شبکه‌های فوق توزیع و توزیع که حفاظت خطوط (فیدرهای) آن‌ها با رله‌های اضافه جریان با منحنی کاهشی صورت می‌گیرد، مناسب می‌باشد.

(۶) در صورت فعال نمودن فانکشن 51V در واحدهای نیروگاه، تنظیمات آن می‌بایست با حفاظت‌های شبکه انتقال هماهنگ گردد و از آنجا که حفاظت 51V ژنراتور به عنوان حفاظت پشتیبان برای خطوط انتقال و خطاهای شبکه می‌باشد، ضروری است تأخیر زمانی تریپ این حفاظت به گونه‌ای انتخاب گردد که به ازاء خطاهای واقع در محدوده شبکه انتقال، زمان کافی به حفاظت‌های شبکه انتقال جهت رفع و پاکسازی خطا داده شود و از تریپ بی‌مورد واحدهای نیروگاهی به ازاء خطاهای شبکه انتقال جلوگیری گردد. لذا تأخیر زمانی تریپ حفاظت 51V ژنراتور می‌بایست از حداکثر زمان رفع خطا (با در نظر گرفتن زمان عملکرد حفاظت خرابی کلید) توسط حفاظت‌های شبکه انتقال بیشتر باشد

که با توجه زمان عملکرد زون سوم رله دیستانس خطوط انتقال و زمان عملکرد رله CBF و در نظر گرفتن یک حاشیه امنیت مناسب، تأخیر زمانی حفاظت 51V ژنراتور در حدود ۱/۵ ثانیه مناسب می‌باشد.

درس آموخته‌های حادثه

- انجام تست‌های اساسی کلید و حفاظت‌های مربوط به آن به صورت دوره‌ای بطوریکه از صحت عملکرد کلید اطمینان حاصل شود.
- در خطوط کوتاه انتقال (کمتر از ۲۵ کیلومتر در سطح ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت و کمتر از ۱۰ کیلومتر در سطح ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت) ضروری است از حفاظت دیفرانسیل طولی بعنوان حفاظت MAIN1 و از رله دیستانس با طرح تله‌پروتکشن POTT به عنوان حفاظت MAIN2 استفاده گردد.
- تست مدار تریپ، ارسال و دریافت سیگنال‌های سیستم تله‌پروتکشن به صورت دوره‌ای (هر دو سال یکبار) و ارزیابی صحت عملکرد کلیه رله‌ها و بریکرهای مرتبط با سیستم حفاظت تله‌پروتکشن و کانال‌های مخابراتی مربوطه در پست‌های Local و Remote انجام شود.
- ضروری است تمامی حفاظت‌های ژنراتور که مرتبط با حفاظت‌های شبکه انتقال می‌باشند (از جمله حفاظت‌های اضافه جریان، امپدانس، قطع تحریک، گریز از همگامی و ...) با در نظر گرفتن ملاحظات هماهنگی با حفاظت‌های شبکه تنظیم شوند.
- استفاده از حفاظت اضافه جریان 51V در نیروگاه‌ها به عنوان حفاظت پشتیبان برای خطوط انتقال متصل به پست بلافاصله نیروگاه که حفاظت اصلی آن‌ها دیستانس می‌باشد، توصیه نمی‌گردد. در این موارد استفاده از حفاظت امپدانس واحدهای نیروگاهی (فانکشن ۲۱) در اولویت می‌باشد.
- در صورت فعال نمودن فانکشن 51V در واحدهای نیروگاه، تنظیمات آن می‌بایست با حفاظت‌های شبکه انتقال هماهنگ گردد و تأخیر زمانی آن می‌بایست از حداکثر زمان رفع خطا توسط حفاظت‌های شبکه انتقال بیشتر باشد که با توجه زمان عملکرد زون سوم رله دیستانس خطوط انتقال و زمان عملکرد رله CBF و در نظر گرفتن یک حاشیه امنیت مناسب، تأخیر زمانی حفاظت 51V ژنراتور در حدود ۱/۵ ثانیه مناسب می‌باشد.

۳-۴- حادثه مورخ ۹۳/۰۵/۲۵ پست ناریوران: تنظیم اشتباه حفاظت اضافه جریان ترانسفورماتور و اشکال در منطق حفاظت Short Zone

۳-۴-۱- شرح حادثه

در ساعت ۱۴:۲۲ مورخ ۱۳۹۳/۰۵/۲۵ هنگام تغییر تپ ترانسفورماتور ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت T1 در پست ناریوران به منظور اصلاح ولتاژ، ترانسفورماتورهای ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت T3 و T4 که به صورت بانک بهره‌برداری می‌شوند با عملکرد حفاظت O/C از مدار خارج شده و همزمان به دلیل اشکال موجود در منطق حفاظت (Short Zone) مربوط به کلیدهای شماره ۹۸۳۲ و ۹۴۲۲، ترانسفورماتور ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت T2 و خط ۴۰۰ کیلوولت حسن کیف-ناریوران نیز در پست ناریوران از مدار خارج شده‌اند.

به دنبال خروج ترانس‌های ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت ناریوران، حفاظت‌های ویژه جریانی و ولتاژی در شبکه این ناحیه به شرح ذیل عمل نموده‌اند:

- ❖ خروج خطوط ۲۳۰ کیلوولت دریاسر (811 و RW 810) در پست ناریوران،
 - ❖ قطع خطوط قائم‌شهر- کاغذ سازی (PS813) و قائم شهر- ساری (AS808) در پست قائم‌شهر و تعدادی از خطوط ۶۳ کیلوولت ناحیه مذکور،
 - ❖ قطع خطوط ناریوران- آمل (LW836) و رویان- آمل (AL806) در پست آمل،
 - ❖ قطع خطوط فوق توزیع در پست رویان (علمده).
- در اثر بروز این حادثه، ۷۷۵ مگاوات خاموشی در ناحیه مازندران ایجاد شده و فرکانس شبکه به علت عملکرد رله‌های حذف بار حدود ۰/۲۵ هرتز افزایش یافته است. خاموشی‌های ایجاد شده تا ساعت ۱۷:۲۸ برطرف شده‌اند.

۳-۴-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

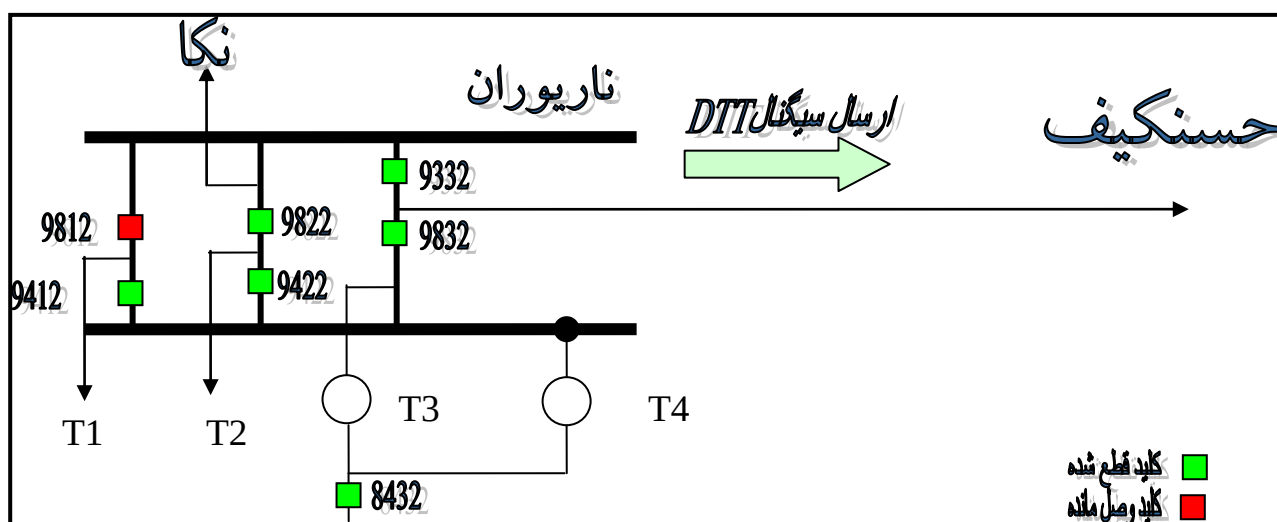
- ۱- اتوترانسفورماتورهای ۴۰۰/۲۳۰/۲۰ کیلوولت T1، T2، T3 و T4 با قدرت هر کدام ۲۰۰ مگاوات آمپر و خطوط ۴۰۰ کیلوولت حسن کیف و سلیمی در پست ناریوران در مدار بوده‌اند.
- ۲- اتوترانسفورماتورهای T3 و T4 به صورت بانک بهره‌برداری شده و کلید آنها در سمت ۲۳۰ کیلوولت و ۴۰۰ کیلوولت مشترک می‌باشد.
- ۳- بار ترانسفورماتورهای T1، T2، T3 و T4 در زمان بروز حادثه هر کدام ۱۴۰ مگاوات و ولتاژ در سطح ۲۳۰ کیلوولت، حدود ۲۱۴ کیلوولت بوده است.
- ۴- تنظیمات رله‌های اضافه جریان ترانسفورماتورهای ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت T3 و T4 که به صورت بانک بهره‌برداری می‌گردند در سمت ۴۰۰ کیلوولت بر اساس نسبت تبدیل CT به میزان ۲۰۰۰/۱ محاسبه شده در حالی که در

عمل با نسبت تبدیل ۱۵۰۰/۱ اجرا شده است. به این ترتیب تنظیم رله O/C سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانسفورماتورها به جای ۱۲۰٪ بار نامی، در واقع به اندازه ۹۰٪ بار نامی بوده است.

۳-۴-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

در ساعت ۱۴:۲۱ با دستور و هماهنگی دیسپاچینگ منطقه‌ای شمال و به منظور بهبود ولتاژ در سطح ۲۳۰ کیلوولت که ولتاژ به زیر ۲۱۴ کیلوولت رسیده بود، اپراتور پست ناریوران اقدام به کاهش تپ ترانسفورماتور T1 جهت افزایش ولتاژ نموده و تپ ترانس T1 را از ۷ به ۶ تغییر داده است. در این حالت تپ ترانس‌های T3 و T4 به جای ۶ در وضعیت ۵ قرار گرفته و در نتیجه ولتاژ ۲۳۰ کیلوولت در ترانس‌های T1 و T2 کمی پایین‌تر از ولتاژ ترانس‌های T3 و T4 شده است. این مسئله منجر به ایجاد جریان گردشی شده و به‌طور محسوسی موجب کاهش جریان سمت ۲۳۰ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 و افزایش نسبی جریان سمت ۲۳۰ کیلوولت ترانس‌های T3 و T4 گردیده است.

از طرف دیگر نسبت تبدیل CT سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانسفورماتورهای T3 و T4، ۱۵۰۰/۱ بوده در حالی که محاسبه تنظیم رله O/C بر اساس ۲۰۰۰/۱ انجام گردیده و در نتیجه تنظیم رله اضافه جریان سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانسفورماتورهای مذکور به جای ۱۲۰٪ جریان نامی، عملاً ۹۰٪ جریان نامی بوده است. با توجه به پایین بودن ولتاژ سمت ۲۳۰ کیلوولت (۲۱۴ کیلوولت) و اختلاف تپ موجود و مقدار بار هر کدام از ترانس‌ها به میزان ۱۴۰ مگاوات، جریان در ترانس‌های T3 و T4 به حد عملکرد رله اضافه جریان سمت ۴۰۰ کیلوولت رسیده و ترانس‌های مذکور با عملکرد رله O/C سمت ۴۰۰ کیلوولت از مدار خارج شده‌اند (کلیدهای ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت این دو ترانس مشترک می‌باشند). به‌طور همزمان به دلیل اشکال در منطق حفاظت Short Zone کلیدهای ۹۸۳۲ و ۹۴۲۲، خط ناریوران-حسن-کیف با عملکرد SHZ کلید ۹۸۳۲ در ناریوران قطع و همچنین فرمان قطع DTT به پست حسن کیف ارسال شده و خط مذکور در پست حسن کیف نیز قطع می‌گردد و عملکرد حفاظت SHZ بریکر ۹۴۲۲ نیز سبب قطع کلید ۹۸۲۲ و قطع ترانس T2 گردیده است. وضعیت کلیدها در پست ناریوران در زمان بروز حادثه در شکل ۳-۴-۱ نشان داده شده است. با توجه به قطع هر سه دستگاه ترانس ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت با بار هر کدام ۱۴۰ مگاوات، ترانس T1 اضافه بار شده و سیستم حذف بار جریانی در پست ناریوران سبب قطع خطوط ۲۳۰ کیلوولت دریاسر ۱ و ۲ (811 و RW 810) در پست ناریوران گردیده که به‌علت رینگ بودن سمت ۶۳ کیلوولت در پست دریاسر فقط بخشی از بار پست دریاسر به میزان ۱۳۵ مگاوات قطع شده است.



شکل ۳-۴-۱- وضعیت کلیدها در پست ناریوران در زمان بروز حادثه

همچنین حفاظت‌های ویژه در پست‌های دیگر نیز به دلیل افت ولتاژ و بالا بودن بار ناحیه به شرح زیر عمل کرده‌اند:

❖ پست ۲۳۰ کیلوولت قائم‌شهر

عملکرد حذف بار ولتاژی خط ۲۳۰ کیلوولت قائم‌شهر- کاغذسازی (PS813) و قطع خطوط ۶۳ کیلوولت شهید دارایی- قائم‌شهر و جویبار- قائم‌شهر به میزان ۶۲ مگاوات و همچنین عملکرد رله حذف بار جریانی خط ۲۳۰ کیلوولت قائم‌شهر- ساری (AS808) و قطع ۸ خط ۶۳ کیلوولت در پست قائم‌شهر به میزان ۱۰۰ مگاوات.

❖ پست ۲۳۰ کیلوولت چهل شهید آمل

عملکرد رله‌های حذف بار ولتاژی خطوط ۲۳۰ کیلوولت آمل- ناریوران (LW836) و آمل - علمده (AL806) و قطع ۸ خط فوق توزیع در این پست به میزان ۲۴۴/۵ مگاوات.

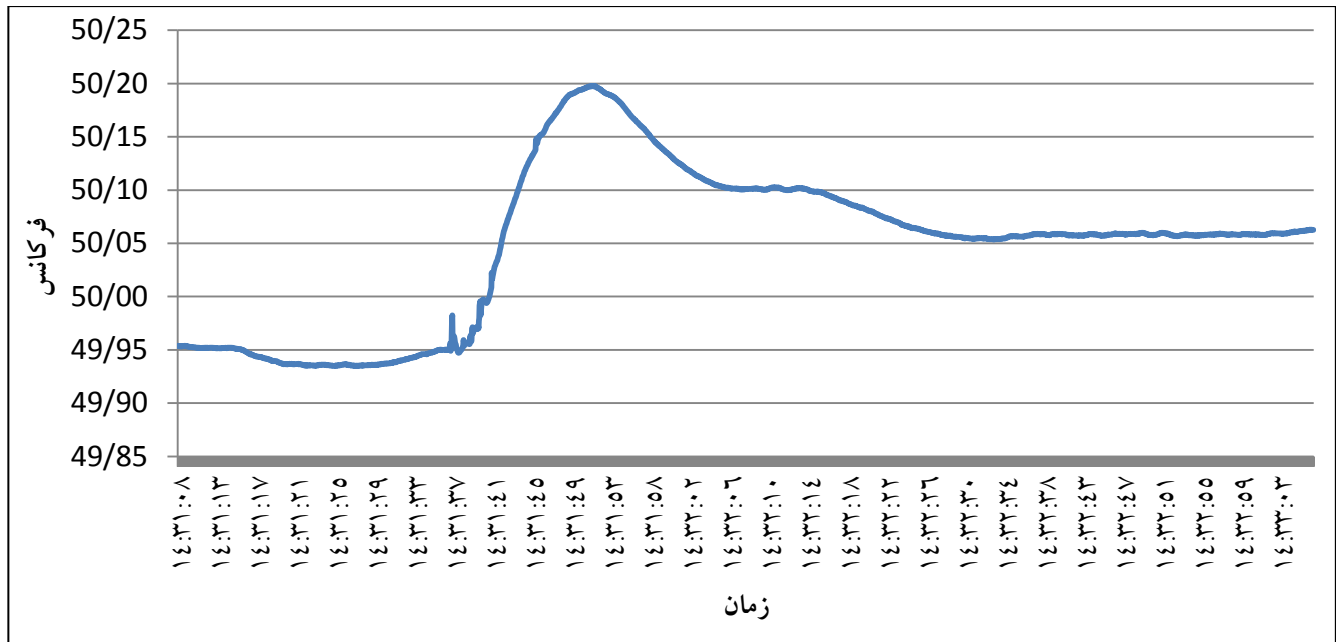
❖ پست ۲۳۰ کیلوولت رویان (علمده)

عملکرد حفاظت حذف بار ولتاژی و قطع خطوط فوق توزیع به میزان ۱۴۶/۵ مگاوات.

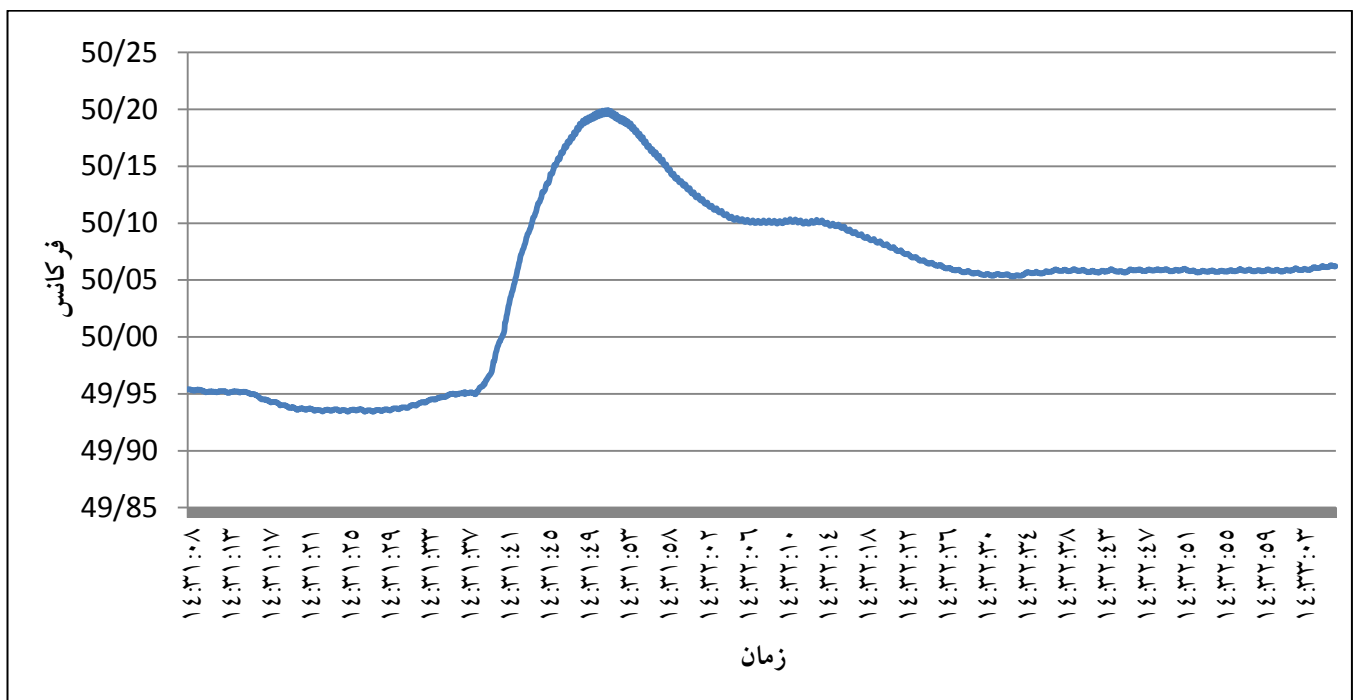
❖ پست بابل

عملکرد حفاظت حذف بار ولتاژی و قطع خطوط ۶۳ کیلوولت به میزان ۸۷ مگاوات.

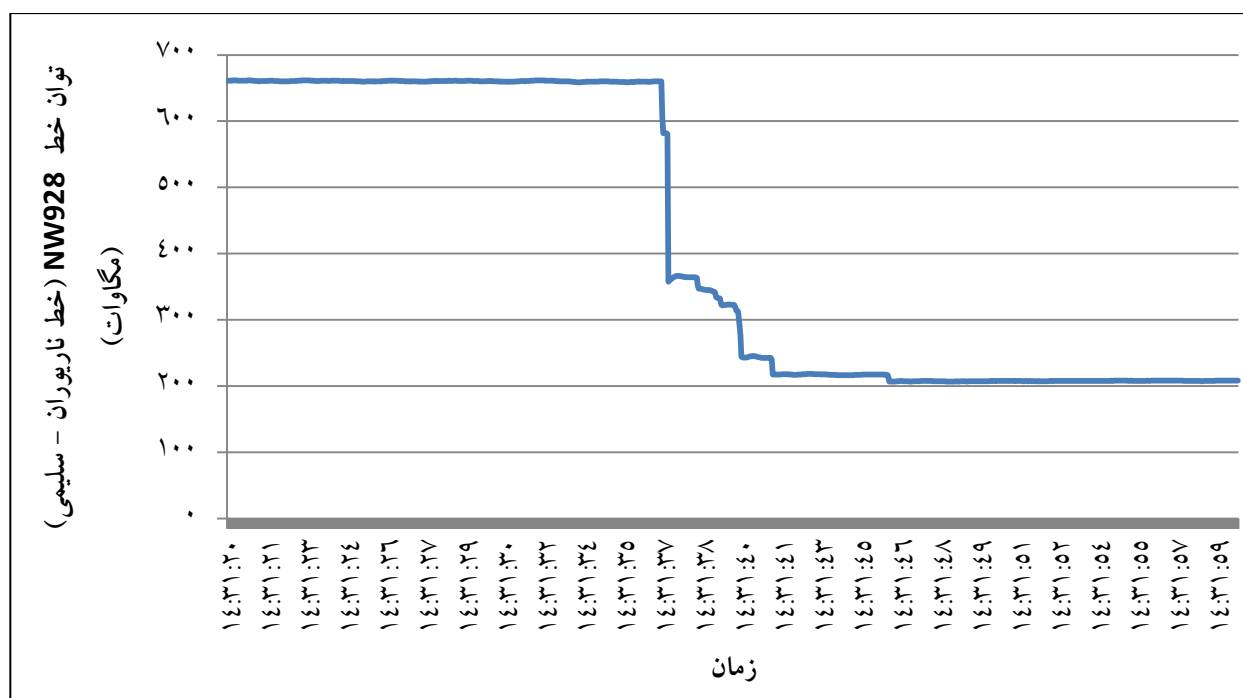
با توجه به عملکرد حفاظت‌های ویژه فوق الذکر، حدود ۷۷۵ مگاوات خاموشی در ناحیه ایجاد شده است. منحنی تغییرات فرکانس شبکه در بازه ۲ دقیقه‌ای با استفاده از اطلاعات PMU نصب شده در نیروگاه شهید سلیمی و نیروگاه دماوند به ترتیب در شکل‌های ۳-۴-۲ و ۳-۴-۳ ارائه شده است. همچنین منحنی تغییرات توان انتقالی خط نکا- ناریوران (NW928) با استفاده از اطلاعات PMU نصب شده در نیروگاه شهید سلیمی در شکل ۳-۴-۴ ارائه شده است.



شکل ۳-۲-۴- منحنی تغییرات فرکانس شبکه در بازه ۲ دقیقه‌ای با استفاده از اطلاعات PMU نصب شده در نیروگاه شهید سلیمی



شکل ۳-۳-۴- منحنی تغییرات فرکانس شبکه در بازه ۲ دقیقه‌ای با استفاده از اطلاعات PMU نصب شده در نیروگاه دماوند



شكل ٣-٤-٤- منحنى تغييرات توان خط نارپوران - سلیمی (NW928)

۳-۴-۴- نتیجه گیری و پیشنهادات

۱- با توجه به اهمیت پست ناریوران و به‌خصوص پرباری ترانس‌های ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت این پست انجام برنامه‌ریزی و تمهیدات لازم برای جدا کردن ترانس‌های T3 و T4 و کامل نمودن پست ۱/۵ کلیدی ناریوران ضروری است. بانک بودن ترانس‌های T3 و T4 و ناقص بودن پست در گسترش این حادثه مؤثر بوده‌اند.

۲- تسريع در احداث پست ۴۰۰ كيلوولت مركز مازندران به دليل رشد بار منطقه و با توجه به پرباري ترانسفورماتورهاي ۴۰۰/۲۳۰ كيلوولت پست‌هاي شهيد سليمي و ناريجوران ضروري است.

۳- با توجه به اینکه تنظیم حفاظت O/C سمت ۴۰۰ کیلوولت براساس نسبت تبدیل ۲۰۰۰/۱ داده شده است لذا لازم است نسبت تبدیل CT از ۱۵۰۰/۱ فعلی به ۲۰۰۰/۱ تغییر داده شده و یا تنظیم رله بر اساس نسبت تبدیل CT (۱۵۰۰/۱) اصلاح گردد.

۴- طرح حفاظت Short Zone در این پست دارای اشکال می‌باشد. لذا لازم است با توجه به منطق Short Zone (وجود جریان، باز بودن کلید جهت عملکرد رله و تأخیر ۱۰۰ میلی ثانیه) مدارات حفاظتی مذکور اصلاح گردند.

درس آموخته‌های حادثه

- لزوم تسریع در برنامه‌های بهینه‌سازی و تکمیل طرح پست‌ها و احداث پست‌های جدید موردنیاز شبکه.
- لزوم دقت در تنظیم نسبت تبدیل ترانس‌های جریان.
- لزوم دقت در اجرای طرح حفاظت Short Zone با در نظر گرفتن منطق حاکم بر عملکرد آن.
- در صورت باز بودن کلید، فاصله بین ترانس جریان و کلید فاقد حفاظت سریع است و کلید قدرت باید دارای حفاظت Short Zone مستقل باشد تا در صورت باز شدن کلید و برطرف نشدن جریان خطا، کلیدهای قدرتی که خطا را تغذیه می‌کنند، تریپ دهند.
- در صورتی که کلید قدرت مربوط به خط باشد، ضروری است فرمان حفاظت Short Zone و مرحله دوم CBF به صورت تریپ مستقیم از طریق سیستم تله‌پروتکشن برای سمت دیگر خط انتقال نیز ارسال شود.
- زمان عملکرد رله Short Zone باید حداقل به اندازه زمان Reset شدن این رله با در نظر گرفتن یک حاشیه زمانی مناسب لحاظ شود. این زمان باید حداقل ۱۰۰ میلی‌ثانیه کمتر از زمان تنظیمی برای مرحله دوم CBF در نظر گرفته شود. زمان مطلوب برای حفاظت Short Zone حدود ۵۰ الی ۱۰۰ میلی‌ثانیه است.

۳-۵- حوادث مورخ ۹۳/۰۲/۰۳ و ۹۳/۰۵/۱۲ خط پردیس-سوادکوه: عملکرد اشتباه رله‌های دیستانس در خطوط دارای انشعاب (T-off)

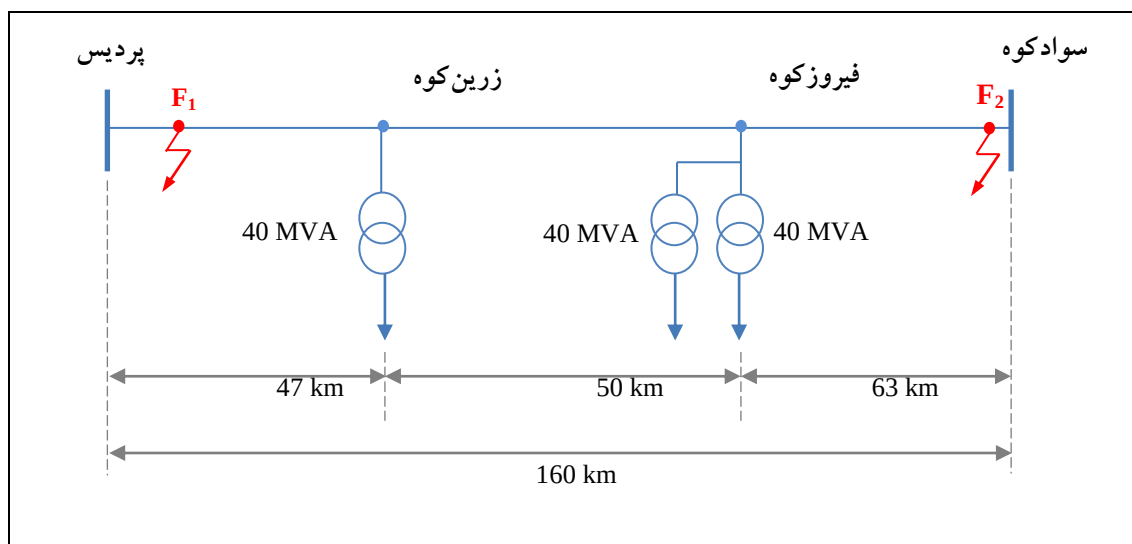
۳-۵-۱- شرح حادثه

خط پردیس- سوادکوه یک خط فرامنطقه‌ای بین شرکت برق منطقه‌ای تهران و شرکت برق منطقه‌ای مازندران می‌باشد. این خط دارای ۲ انشعاب (T-off) در نقاط زرین‌کوه و فیروزکوه می‌باشد که محل نصب آنها در شکل ۳-۵-۱ نشان داده شده است. این خط در نیمه نخست سال ۹۳ دارای دو حادثه به شرح ذیل بوده است:

حادثه اول) در تاریخ ۱۳۹۳/۰۲/۰۳ در نقطه F1 واقع در ۱۴ کیلومتری پست پردیس، خطایی در فاز B رخ می‌دهد و رله‌های دیستانس اولیه از نوع (LFZR) و ثانویه از نوع (MICOM P442) این پست، خط را در زون ۱ خود تشخیص داده و سیگنال تله پروتکشن را به پست مقابل ارسال می‌کنند. اما در پست سوادکوه، رله‌های دیستانس اولیه از نوع (REL521) و ثانویه از نوع (REL511) خطا را در فاز B و زون ۳ می‌بینند.

حادثه دوم) در تاریخ ۱۳۹۳/۰۵/۱۲ در نقطه F2 واقع در ۱/۵ کیلومتری پست سوادکوه، خطایی در فاز B رخ می‌دهد و رله‌های دیستانس اولیه و ثانویه این پست، خط را در زون ۱ خود تشخیص می‌دهند. اما در پست پردیس، رله‌های دیستانس اولیه و ثانویه خطا را در فاز B و زون ۳ می‌بینند.

با توجه به محل وقوع هر دو خطا، انتظار می‌رفت که در حادثه اول رله‌های پست سوادکوه و در حادثه دوم، رله‌های پست پردیس خطا را در زون ۲ خود تشخیص دهند. ولی به علت وجود T-off در خط پردیس- سوادکوه، رله‌های مذکور دچار کاهش برد (Under reach) شده‌اند.



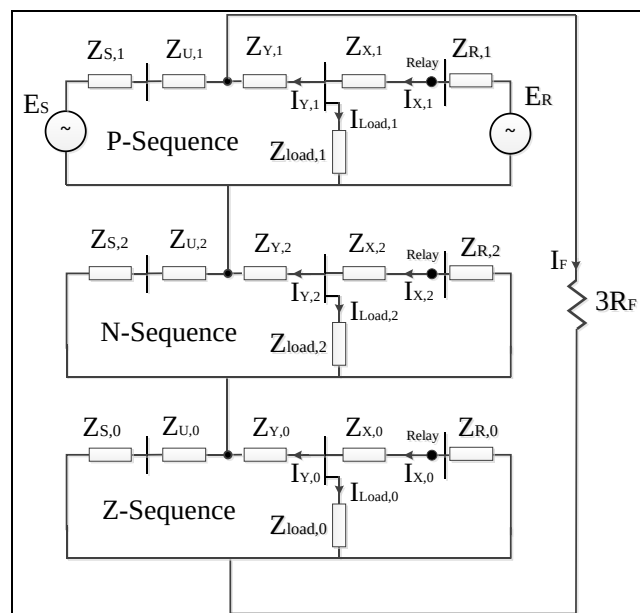
شکل ۳-۵-۱ خط پردیس-سوادکوه

۳-۵-۲- تحلیل عملکرد رله دیستانس در خطوط دارای T-Off

تحلیل حاضر به عملکرد رله دیستانس در حفاظت از خطوط انتقال در مقابل عیوب اتصال کوتاه می‌پردازد. اگر چه فرمول‌های به دست آمده برای خط با یک شاخه T-Off صورت پذیرفته است، به آسانی و با استفاده از تبدیل ستاره به مثلث قابل تعمیم به خطوطی با بیشتر از یک شاخه میانی می‌باشد.

۱) فضای تک‌فاز به زمین

شکل ۳-۵-۲ شمای کلی خطای تک‌فاز به زمین با در نظر گرفتن یک شاخه میانی را نشان می‌دهد. تحلیل مذکور با در نظر گرفتن مقدار مقاومت خطای صفر صورت پذیرفته است. به علاوه از مقادیر پیش از خطا در مقابل مقادیر پس از خطا صرف‌نظر شده است.



شکل ۳-۵-۲- مدار معادل خطای تکفاز

معادلات بعد از خطا در فضای توالی به شرح ذیل است:

$$\begin{cases} V_R^1 = Z_X^1 I_X^1 + Z_Y^1 I_Y^1 + V_F^1 \\ V_R^2 = Z_X^2 I_X^2 + Z_Y^2 I_Y^2 + V_F^2 \\ V_R^0 = Z_X^0 I_X^0 + Z_Y^0 I_Y^0 + V_F^0 \end{cases}$$

همچنین با توجه به تقسیم جریان داریم:

$$\begin{cases} I_Y^0 = Q I_X^0 = \frac{Z_R^0 + Z_X^0 + Z_{Load}^0}{Z_{Load}^0} I_X^0 \\ I_Y^1 = Q I_X^1 = \frac{Z_R^1 + Z_X^1 + Z_{Load}^1}{Z_{Load}^1} I_X^1 \\ I_Y^2 = Q I_X^2 = \frac{Z_R^2 + Z_X^2 + Z_{Load}^2}{Z_{Load}^2} I_X^2 \end{cases}$$

با در نظر گرفتن این موضوع که زاویه امپدانس در بخش‌های مختلف تفاوت چندانی ندارد، اندازه Q بزرگتر از ۱ بوده و زاویه آن تقریباً برابر صفر است. به علاوه به علت زمین شدن اولیه ترانس بخش فرعی خط امپدانس توالی صفر آن از امپدانس توالی منفی و مثبت مربوطه کوچکتر است. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت $Q' - Q > 1$. در ادامه با جمع نمودن ولتاژ توالی مثبت و صفر و منفی ولتاژ در محل رله می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$\begin{cases} V_R^a = V_R^0 + V_R^1 + V_R^2 \\ I_R^a = I_R^0 + I_R^1 + I_R^2 \end{cases}$$

در نهایت امپدانس دیده شده توسط واحد فاز به زمین رله دیستانس به صورت زیر خواهد بود:

$$Z_{seen} = \frac{V_R^a}{I_X^a + k I_X^0} = Z_X^0 + Z_Y^0 + A Z_Y^1 + B Z_Y^2$$

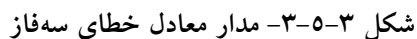
که در آن:

$$A = \frac{2P(Q-1)}{2P+k+1}, B = \frac{(Q'-1)}{2P+k+1}, P = \frac{I_X^1}{I_X^0}$$

شبیه‌سازی‌های وسیعی که در این زمینه انجام شده است نشان می‌دهد که ضریب A در حد چندین صدم پریونیت و ضریب B در حد چندین دهم پریونیت می‌باشد. بنابراین امپدانس دیده شده توسط رله از امپدانس واقعی تا محل خطا $(Z_{X,1} + Z_{Y,1})$ بزرگتر بوده و رله دچار کم‌دسترسی (Under reach) خواهد شد. بنابراین می‌توان نتیجه‌گیری نمود که در خطاهای تک‌فاز در انتهای خط ممکن است رله امپدانس را به جای زون دوم در زون سوم خود مشاهده نماید. برای خطاهای دو فاز به هم نیز چنین رابطه‌ای قابل حصول است، با این تفاوت که در آن ترم چهارم برابر صفر می‌باشد.

۲) فضای سه‌فاز

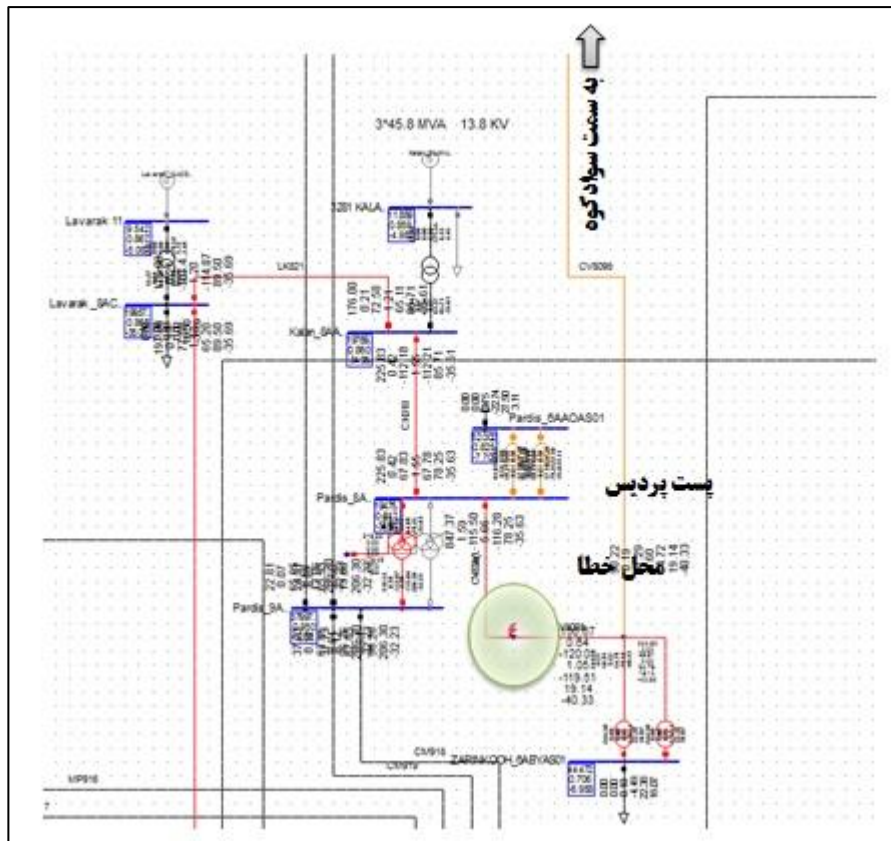
خطاهای سه‌فاز احتمال کمتری برای وقوع در وسط خط دارند. با این وجود محاسبات فوق برای این گونه خطاها نیز در ادامه صورت پذیرفته است:


$$I_X^1 = \frac{E_R}{Z_X^0 + Z_R^1 + (Z_Y^1 \parallel Z_{Load}^1)}$$
$$I_{Y,1} = \frac{Z_{Load}^1}{Z_{Y,1} + Z_{Load,1}} I_{X,1} = Q'' I_{X,1}$$

$$Z_{seen} = \frac{V_{R,1}}{I_{X,1}} = \frac{Z_{X,1}I_{X,1} + Z_{Y,1}I_{Y,1}}{I_{X,1}} = Z_{X,1} + Q''Z_{Y,1}$$

۳-۵-۳- نتایج شبیه‌سازی

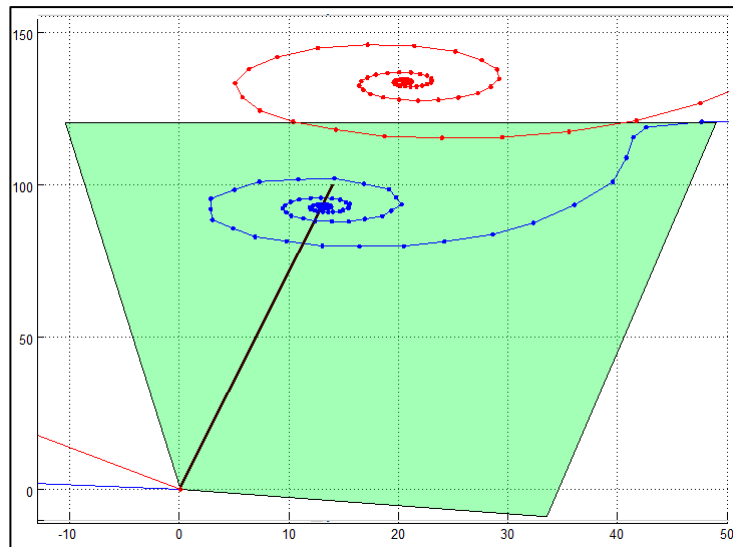
شکل ۳-۵-۴- مدار شبیه‌سازی شده در نرم افزار PSCAD/EMTDC



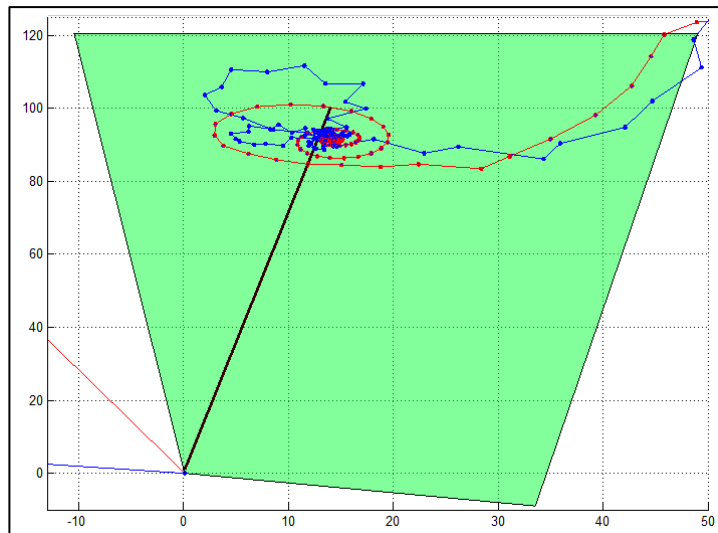
شکل ۳-۵-۵- مدار شبیه‌سازی شده در نرم افزار DigSilent

۳-۵-۱- تحلیل مکان امپدانس دیده شده توسط رله در شرایط گذرا

مکان امپدانس دیده شده در حالت گذرا به ازای خطاهای تک‌فاز و سه فاز به نمایش در آمده است. مکان خطا در ابتدای زون دوم قرار داده شده است. همان‌گونه که انتظار می‌رود، بدون انشعاب میانی، میزان امپدانس دیده شده با مقدار مورد انتظار مطابقت دارد و در 0.85 طول خط قرار می‌گیرد. با این وجود به ازای خطای تک‌فاز در ابتدای زون دوم امپدانس دیده شده توسط رله خارج از زون قرار می‌گیرد، هر چند برای چندین نمونه زمانی کوتاه امپدانس دیده شده وارد زون دوم شده است.



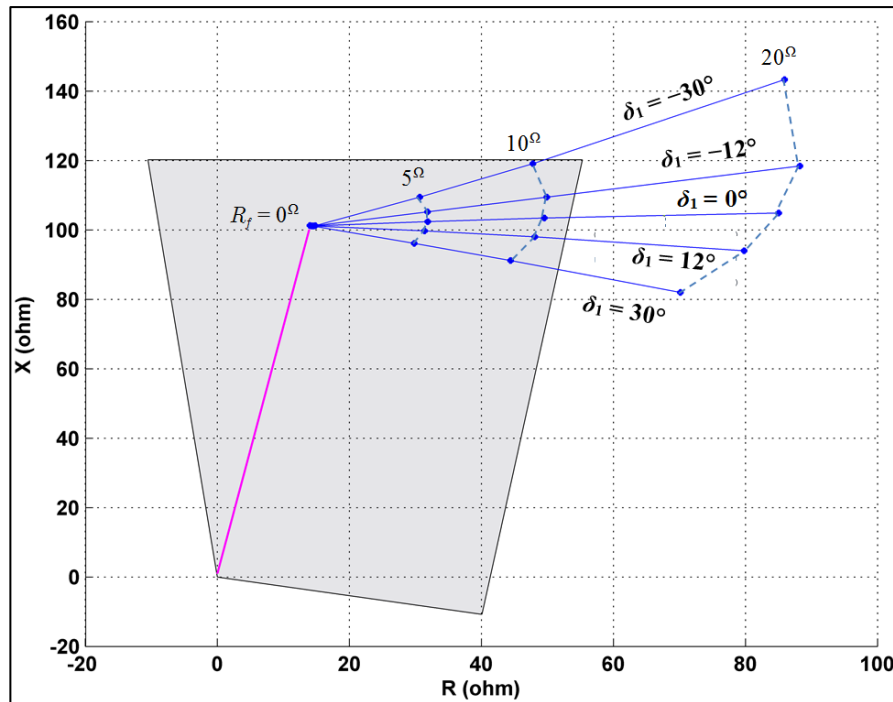
شکل ۳-۵-۶- خطای تکفاز به زمین و کم دسترسی رله هنگام در مدار بودن شاخه میانی (T-off)



شکل ۳-۵-۷- خطای سه فاز و دسترسی صحیح هنگام در مدار بودن یا خارج بودن شاخه میانی (T-off)

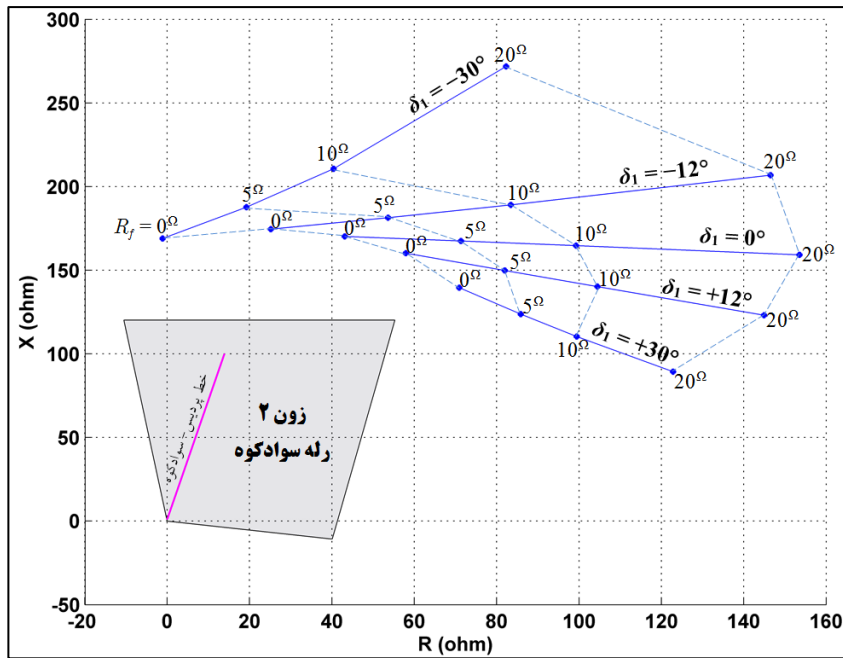
۳-۵-۲- مکان امپدانس دیده شده توسط رله در شرایط ماندگار

مقاومت خطا و زاویه انتقال توان دو مؤلفه‌ای هستند که می‌توانند امپدانس دیده شده توسط رله در حالت ماندگار را به خارج از زون انتقال دهند. در شکل زیر تأثیر این مؤلفه‌ها برای خط پردیس- سوادکوه در حالتی که هیچ گونه انشعاب میانی در کار نباشد به نمایش در آمده است.



شکل ۳-۵-۸- تأثیر زاویه انتقال و مقاومت خطا بر امپدانس دیده شده در حالت ماندگار بدون در نظر گرفتن T-off

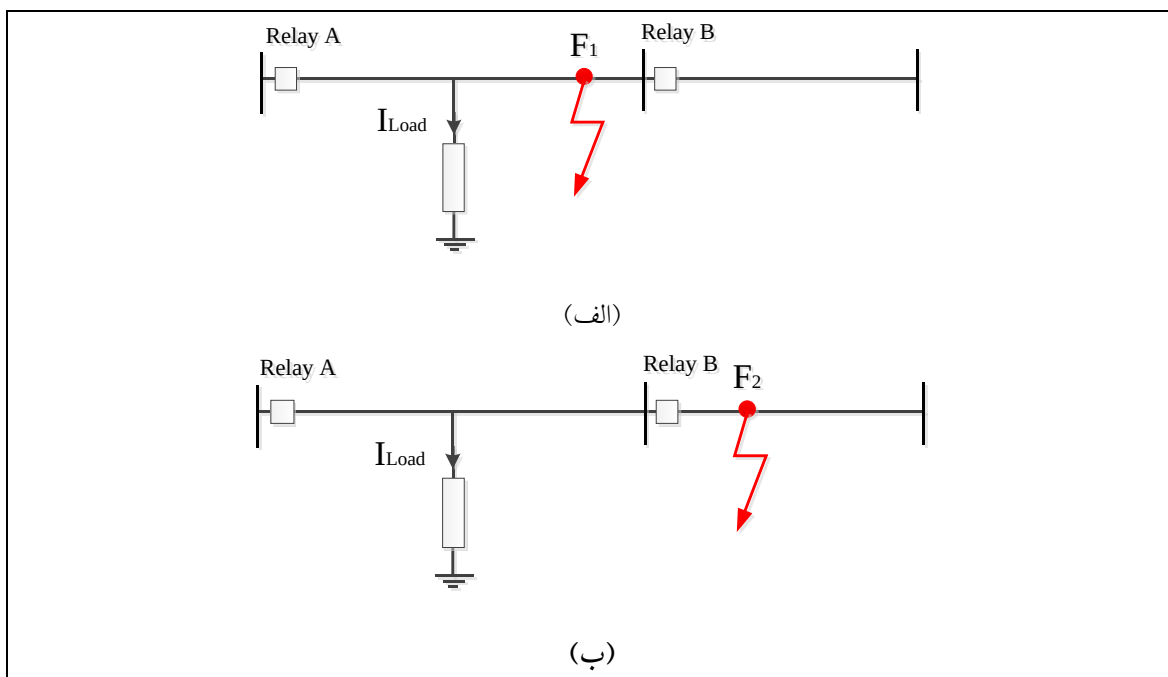
همان‌گونه که ملاحظه می‌گردد همیشه عواملی وجود دارند که کارایی رله دیستانس را هرچند به درستی تنظیم شده باشد دچار کاستی نمایند. با این وجود این کاستی‌ها برای خطوطی که انشعاب میانی داشته باشند به مراتب بیشتر بوده و ممکن است تبعات سنگینی برای پایداری سیستم و برق‌رسانی به مشترکین پدید آورند. شکل ۳-۵-۹ امپدانس دیده شده توسط رله دیستانس پست سوادکوه را در اثر خطا در انتهای خط به ازای تغییرات در دو فاکتور زاویه انتقال و مقاومت خطا نشان می‌دهد. همان‌گونه که ملاحظه می‌گردد، به ازای کلیه موارد بررسی شده امپدانس دیده شده بسیار بزرگ بوده و از محدوده زون دوم خارج شده است. می‌توان نتیجه گرفت که وجود انشعاب میانی تأثیر منفی بسیار زیادی بر عملکرد رله در حالت ماندگار خواهد داشت.



شکل ۳-۵-۹- تأثیر زاویه انتقال و مقاومت خط بر امپدانس دیده شده در حالت ماندگار با در نظر گرفتن انشعاب میانی (T-off)

۳-۵-۴- راه حل های پیشنهادی جهت حل مشکل حفاظت دیستانس خطوط دارای T-off

برای حفاظت خطوط T-Off طرح جامعی وجود ندارد. مهمترین دلیل فوق تغییرات پیوسته بار میانی خط است که موجب تغییر دسترسی رله دیستانس می گردد. بنابراین اگر تنظیمات رله با در نظر گرفتن بدترین یا بهترین حالت صورت پذیرفته باشد، ممکن است در صورت تغییر شرایط به تداخل عملکرد رله اصلی و پشتیبان و یا عدم عملکرد رله اصلی منجر شود. در ادامه این مشکلات بیشتر توضیح داده شده اند.



شکل ۳-۵-۱۰- بررسی خطای اتصال کوتاه (الف) در انتهای خط اصلی (ب) در ابتدای خط بعدی

با فرض اینکه زون ۲ رله A در شکل ۳-۵-۱۰ (الف) بدون در نظر گرفتن انشعاب میانی تنظیم شده باشد و با توجه به مباحث صورت پذیرفته، این رله ممکن است خطاهای در انتهای خط را در زون سوم خود مشاهده نماید. بیشترین میزان کم دسترسی رله هنگامی اتفاق می افتد که بار انشعاب میانی حداکثر باشد. حال فرض کنید برای جبران کم دسترسی رله، زونهای عملکردی آن را با در نظر گرفتن حداکثر بار انشعاب میانی بزرگتر از حد معمول در نظر بگیریم. واضح است که در این شرایط، خطاهای در انتهای خط به خوبی در زون دوم پوشش داده خواهند شد. با این وجود اگر بار انشعاب میانی کم شود و یا کلاً به صفر برسد، رله A ممکن است خطاهای در ابتدای خط بعدی را در زون یک خود تشخیص داده و به اشتباه عمل نماید (۳-۵-۱۰ (ب)). به بیان دیگر در چنین شرایطی هر دو رله A و B به ازای خطای اتصال کوتاه در نقطه F2 عمل می نمایند که به هیچ وجه مطلوب نیست.

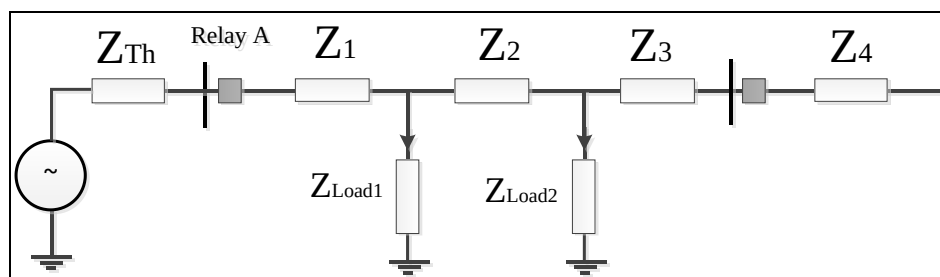
با توجه به منابع مختلف، راهکار مناسب در مواجهه با خطوط با یک یا چند انشعاب میانی (مانند شکل ۳-۵-۱۱) به صورت زیر می باشد:

زون اول: زون اول رله بدون در نظر گرفتن تغذیه میانی برابر ۸۰٪ امپدانس خط تنظیم می شود.

زون دوم: زون دوم با در نظر گرفتن بیشینه تغذیه میانی تنظیم می گردد. بدین منظور امپدانس دیده شده توسط رله حین خطا در انتهای خط هنگامی که انشعاب میانی با حداکثر بار در مدار باشد ثبت می گردد. تنظیمات زون دوم بایستی به گونه ای باشد که ۱۲۰٪ این مقدار را پوشش دهد.

زون سوم: زون سوم نیز با در نظر گرفتن بیشینه تغذیه میانی تنظیم می گردد. بدین منظور امپدانس دیده شده توسط رله حین خطا در انتهای خط بعدی (هنگامی که انشعاب میانی با حداکثر بار در مدار باشد) ثبت می گردد. تنظیمات زون سوم به گونه ای باشد که ۱۵۰٪ این مقدار را پوشش دهد.

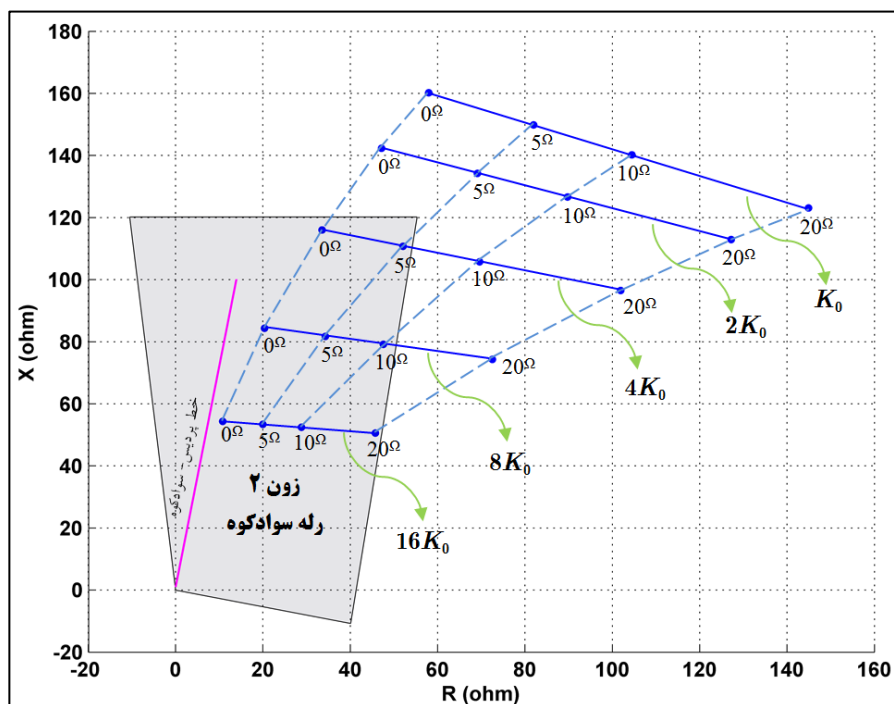
نکته مهمی که می بایست در تنظیمات رله مد نظر قرار گیرد، این است که کلیه تنظیمات افزایش زون تنها به واحدهای خطهای زمین اعمال گردد. در حالت کلی، افزایش زون از دو روش مستقیم و غیر مستقیم امکان پذیر است.



شکل ۳-۵-۱۱- خط دارای دو انشعاب میانی

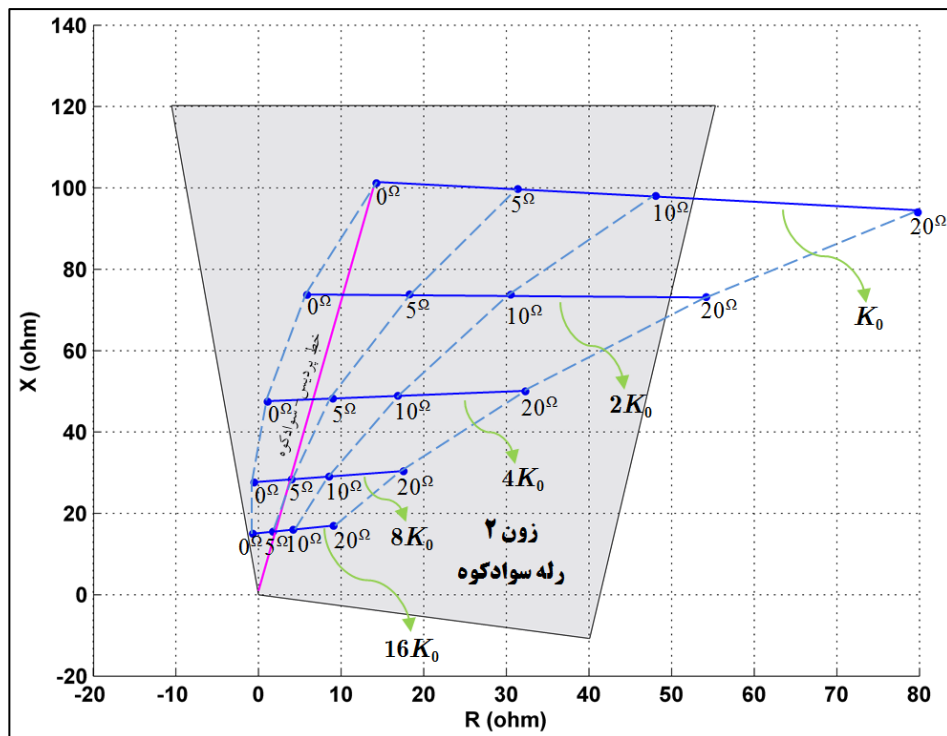
۳-۵-۴-۱- روش غیر مستقیم

در روش اول که روش غیر مستقیم نامیده می‌شود، ضریب K_0 در واحدهای فاز به زمین افزایش داده می‌شود. این افزایش تأثیر جریان توالی صفر را بیشتر نموده و در نتیجه امپدانس دیده شده توسط رله را کاهش می‌دهد. شکل ۳-۵-۱۲ امپدانس دیده شده توسط رله را در حالت‌های مختلف نسبت به مقادیر مختلف افزایش K_0 نمایش می‌دهد. از آنجا که در صورت در مدار بودن انشعاب میانی اندازه جریان توالی صفر نسبت به جریان توالی مثبت در محل رله چندین برابر کوچک‌تر است، برای رسیدن به یک نتیجه مطلوب مقدار K_0 عموماً باید تا بیشتر از ۵ برابر افزایش یابد.



شکل ۳-۵-۱۲- امپدانس دیده شده توسط رله در حالت‌های مختلف برحسب مقادیر مختلف افزایش K_0

واضح است که اگر به منظور افزایش برد رله K_0 را افزایش داده باشیم، این موضوع می‌تواند در صورت کم‌باری و یا خارج از مدار بودن انشعاب میانی برای رله مشکل ایجاد نماید. در این صورت حتی ممکن است خطای تک‌فاز به زمین در چندین خط دورتر از محل رله اصلی در زون یک رله تشخیص داده شود که اشکال مهمی در سیستم حفاظتی محسوب می‌گردد.

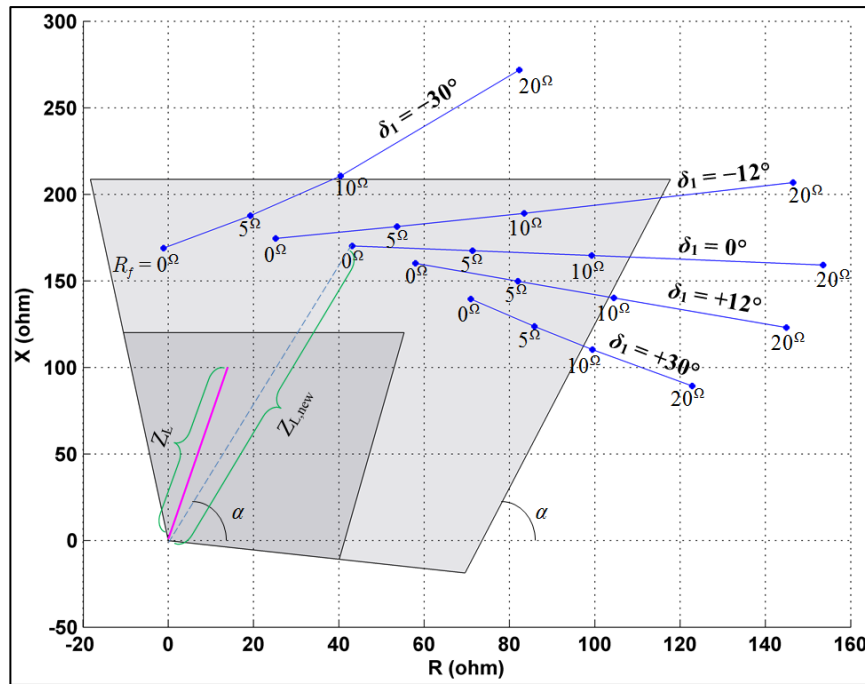


شکل ۳-۵-۱۳- امپدانس دیده شده توسط رله برحسب مقادیر مختلف افزایش K_0 در حالتی که انشعاب میانی در مدار نباشد

۳-۵-۴- روش مستقیم

روش اصلی و مستقیمی که برای تنظیمات رله‌های دیستانس با در نظر گرفتن خطوط میانی پیشنهاد می‌گردد این است که ابعاد زون دوم در یک مقدار مناسب ضرب گردد. به این منظور ابتدا یک خطای تک‌فاز با امپدانس صفر در انتهای خط مورد نظر شبیه‌سازی می‌گردد. امپدانس دیده شده در این حالت $Z_{L,new}$ نامیده می‌شود که هم از نظر اندازه و هم از نظر فاز با امپدانس واقعی خط تفاوت دارد. حال تنظیمات زون دوم خط با در نظر گرفتن انشعاب میانی بایستی به اندازه $Q = |Z_{L,new}/Z_L|$ نسبت به حالتی که این انشعاب در نظر گرفته نمی‌شود، افزایش داده می‌شود. به علاوه زاویه خط سمت راست زون نیز به منظور تأمین پوشش بهتر به اندازه زاویه α تنظیم می‌گردد.

شکل ۳-۵-۱۴- نتایج شبیه‌سازی روش مستقیم را به ازای خطاهای با مقاومت مختلف و زوایای منابع مختلف نشان می‌دهد. همان‌گونه که انتظار می‌رفت با بزرگ نمودن محدوده زون دوم به مقدار مناسب، رله دیستانس پوشش مناسبی برای خطاهای تک‌فاز در شرایط مختلف فراهم می‌آورد.



شکل ۳-۵-۱۴- روش مستقیم (افزایش زون ۲)

درس آموخته‌های حادثه

- عدم نصب انشعاب T-off جدید بر روی خطوط انتقال و برنامه‌ریزی جهت جمع‌آوری T-off های موجود در شبکه،
- در نظر گرفتن اثر T-off های موجود در تنظیمات رله‌های دیستانس،
- لزوم وجود تله موج (Line Trap) در ابتدای انشعاب T-off به منظور بهبود عملکرد سیستم تله‌پروتکشن خط اصلی،
- استفاده از کلید قدرت در ابتدای انشعاب T-off به منظور بهبود حفاظت و بهره‌برداری از خط (ایجاد Selectivity و جلوگیری از قطع خط اصلی در صورت بروز خطا بر روی انشعاب T-off)،
- انجام مطالعه به منظور امکان‌سنجی استفاده از طرح‌های حفاظت تطبیقی در خطوط دارای T-off.

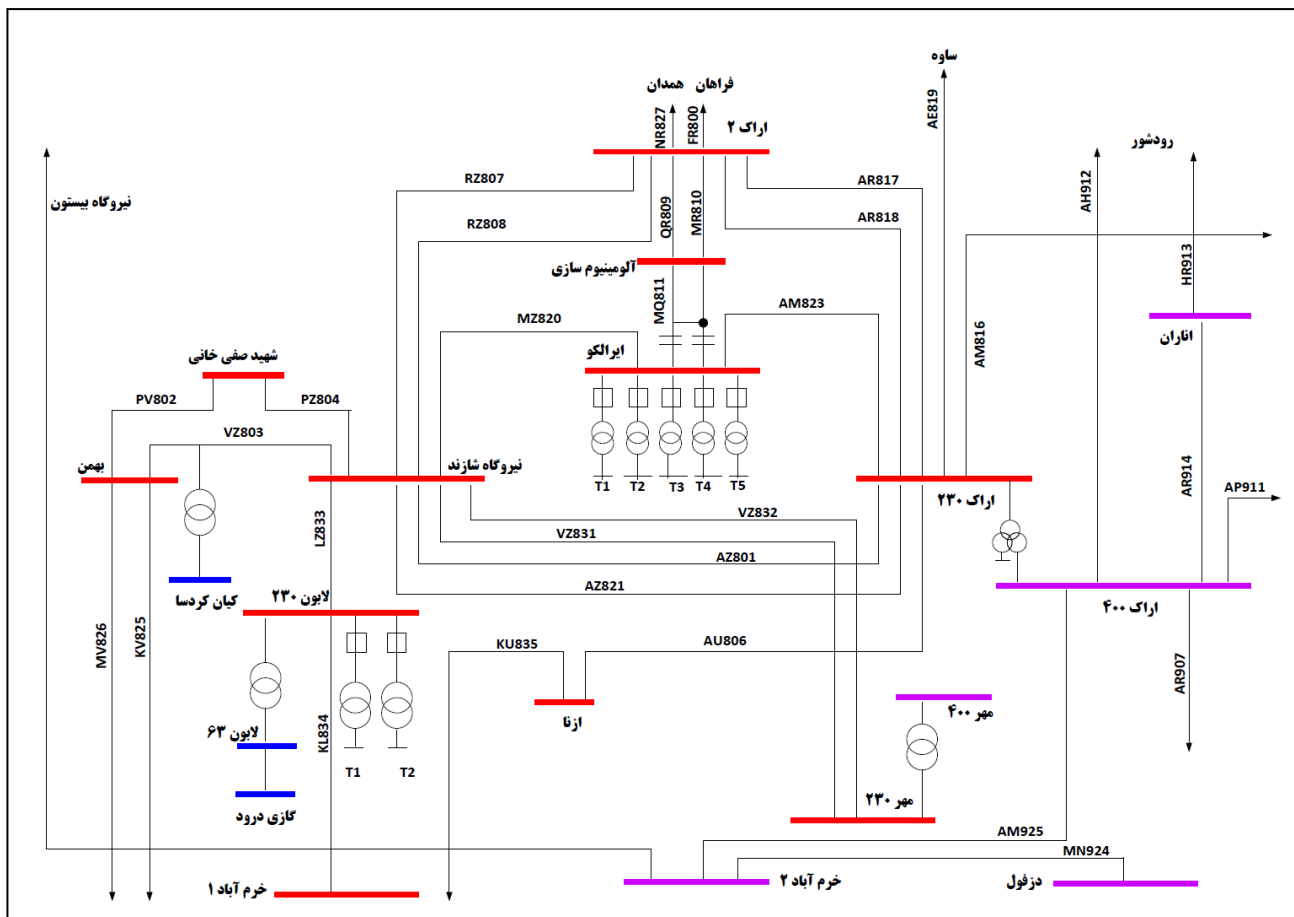
۳-۶- حادثه مورخ ۹۲/۱۱/۲۶ پست شازند: عدم پوشش کامل حفاظتی و اشتباه اپراتور در باز نمودن دستی سکسیونر خط برق دار

۳-۶-۱- شرح حادثه

در ساعت ۰۹:۴۹ مورخ ۹۲/۱۱/۲۶ هنگام مانور روی سکسیونر شماره Z8081 خط اراک ۲- شازند (RZ808) به منظور انتقال خط مذکور از روی باس ۸۲ و اتصال آن به باس ۸۱ پست شازند و اشتباه در انجام مانور، سکسیونر مذکور دچار حادثه شده و در نتیجه کلیه خطوط متصل به پست نیروگاه شازند، با عملکرد رله‌های حفاظتی از پست‌های مقابل قطع شده و همزمان سه واحد نیروگاه شازند با عملکرد رله کاهش امپدانس (Under Impedance) از مدار خارج شده‌اند. در نتیجه باسبارهای پست نیروگاه شازند و ترانس‌های ۲۳۰/۶۳ کیلوولت T5 و T6 پست مذکور بی‌برق شده‌اند. متعاقباً پست‌های لابون، ترانس‌های T1 تا T5 پست ایرالکو و همچنین پست کیان کردسا نیز دچار خاموشی شده و جمعاً ۲۸۴ مگاوات بار قطع شده است. تولید قطع شده نیروگاه شازند حدود ۸۳۵ مگاوات بوده است. کلیه خاموشی‌های مذکور در ساعت ۱۰:۴۳ رفع شده‌اند.

۳-۶-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

- ۱- واحد G1 پست نیروگاه شازند از مدار خارج بوده است.
- ۲- خط اراک ۲- شازند (RZ807) در ساعت ۰۹:۳۶ همان روز بنا به درخواست مرکز کنترل ناحیه غرب، طبق برنامه جهت تعمیرات سالیانه از مدار خارج شده است.
- ۳- خط خرم آباد ۱- لابن (Lk834) از ساعت ۸:۱۰ صبح جهت تعویض بریکر در پست لابون از دو طرف قطع بوده است.
- ۴- ارتباط پست ایرالکو با پست اراک ۲ و آلومینیوم سازی قطع بوده است.
- ۵- کلید باس کوپلر شماره ۸۸۱۲ بین باسبارهای ۸۱ و ۸۲ پست نیروگاه شازند باز بوده است. بر اساس دستورالعمل موجود در برق باختر، در شرایط عادی باسبارهای ۸۱ و ۸۲ پست شازند به علت عدم وجود حفاظت باسبار و به منظور جلوگیری از قطع هر دو باسبار در زمان بروز حادثه به صورت مجزا بهره برداری می‌گردند.



شکل ۳-۶-۱- ناحیه مرتبط با حادثه

۳-۶-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

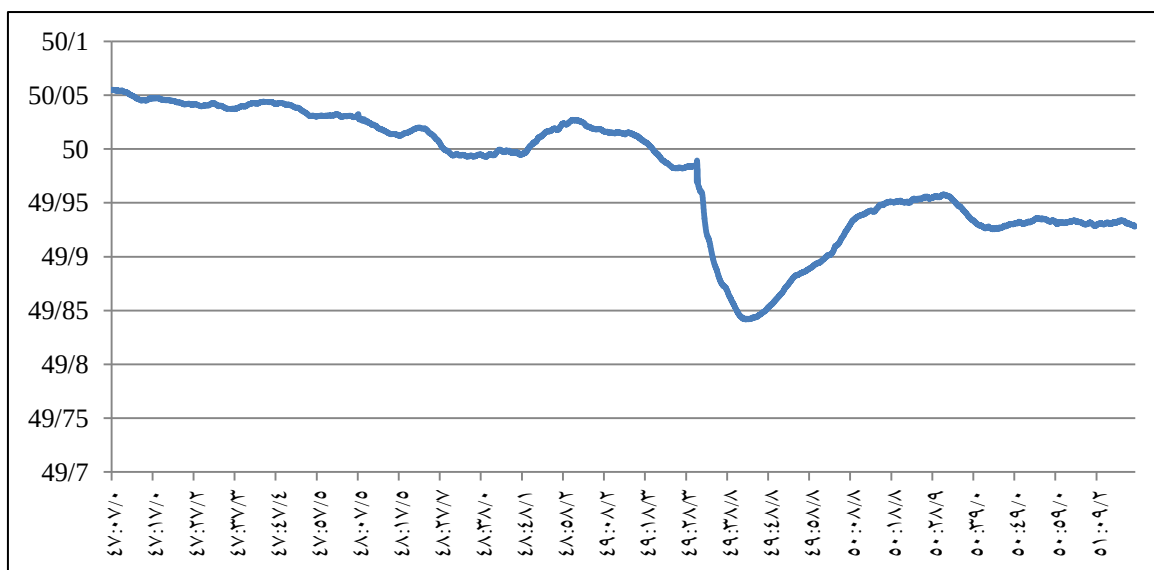
در ساعت ۰۹:۳۶ به درخواست مرکز کنترل ناحیه غرب، خط اراک-۲ شازند (RZ807) در طرفین از مدار خارج شده و قرار بوده که سکسیونر ارت این خط در پست نیروگاه شازند بسته شود. در این هنگام به علت بالا رفتن بار خط اراک- شازند (AZ801) به حدود ۳۵۰ مگاوات، مرکز کنترل ناحیه غرب درخواست تغییر باسبار خط اراک-۲ شازند (RZ808) به منظور کنترل اضافه بار خط اراک- شازند (AZ801) را می‌نماید.

در پست نیروگاه شازند اپراتور اقدام به بستن سکسیونر ۸۰۸۱ مربوط به باسبار شماره ۱ خط اراک-۲ شازند از اتاق کنترل پست می‌نماید که به علت باز بودن کلید باس کوپلر شماره ۸۸۱۲ و داشتن اینترلاک، این سکسیونر فرمان وصل نمی‌گیرد. لذا اپراتور از گروه تعمیرات حاضر در پست شازند درخواست وصل سکسیونر شماره ۸۰۸۱ را به صورت دستی می‌نماید. گروه تعمیرات با بای پس نمودن اینترلاک، فرمان وصل سکسیونر را داده و سکسیونر وصل می‌گردد. لیکن بدلیل عدم رگلاژ سکسیونر مزبور، یکی از تیغه‌های فازهای سکسیونر بطور کامل بسته نمی‌شود. گروه تعمیرات جهت وصل کامل سکسیونر، فرمان باز نمودن آن را داده تا مجدداً فرمان وصل بدهد. در هنگام باز شدن این سکسیونر، به علت وصل نبودن بریکر باس کوپلر شماره ۸۸۱۲ آرک شدیدی ایجاد شده و باعث بروز اتصال کوتاه گردیده است.

با بروز اتصال کوتاه روی باسبار در محل سکسیونر ۸۰۸۱ و به علت در مدار نبودن حفاظت باسبار، خطوط ۲۳۰ کیلوولت بهمن-شازند (VZ803)، صفی خانی-شازند (PZ804)، اراک-شازند (AZ801)، اراک-شازند (AZ821) و ایرالکو-شازند (MZ824) با عملکرد رله دیستانس زون ۲ در پست‌های مقابل قطع گردیده‌اند.

در ادامه این حادثه، خطوط و واحدهای نیروگاهی به شرح ذیل از مدار خارج شده‌اند:

- خط اراک ۲-شازند (RZ807) طبق برنامه قبلی قطع بوده است.
- خط اراک ۲-شازند (RZ808) بعلت عملکرد رله U/V و ارسال سیگنال تریپ رله مذکور به صورت آنی به دلیل اشکال در مدارات U/V و CBF مرحله اول از سمت پست شازند بطور خودکار قطع شده است.
- خطوط شازند-مهر بدلیل شعاعی بودن پست مهر، در پست شازند به صورت دستی از مدار خارج شده‌اند.
- واحدهای G2، G3 و G4 نیروگاه شازند با عملکرد حفاظت کاهش امپدانس (Under Impedance) و ترانس‌های ۲۳۰/۶۳ کیلوولت T5 و T6 با عملکرد حفاظت U/V و ترانس‌های تغذیه داخلی (SS1 و SS2) به صورت دستی قطع شده و پست شازند به صورت کامل بی‌برق گردیده است.
- همزمان خط ۲۳۰ کیلوولت اراک-ایرالکو (AM823) به علت خرابی واحد زمانی دیستانس از نوع LZ96 و ارسال فرمان تریپ با تحریک زون ۲ و زون ۳ فقط در پست اراک قطع شده و در نتیجه پست ایرالکو با توجه به قطع شدن خطوط ۲۳۰ کیلوولت بی‌برق گردیده و ترانس‌های T1 تا T5 بی‌برق شده‌اند.
- پست لاین به علت قطع خط شازند-لاین (LZ833) در پست شازند و با توجه به خارج از مدار بودن خط خرم‌آباد ۱-لاین (KL834) کلاً بی‌برق شده و ترانس‌های ۲۳۰/۶۳ کیلوولت T1 و T2 قطع گردیده‌اند.
- پست کیان کردسا که به صورت انشعاب (T-off) روی خط بهمن-شازند (VZ833) قرار دارد، به علت قطع خط مزبور بی‌برق شده است.



شکل ۳-۶-۲- تغییرات فرکانس شبکه در زمان وقوع حادثه که توسط دستگاه‌های PMU ثبت شده است

۳-۶-۴- نتیجه گیری و پیشنهادات

- ۱- علت بروز حادثه، مانور اشتباه مربوط به بستن سکسیونر شماره ۸۰/۸۱ به باسبار شماره ۸۱ بوده که با توجه به جدا بودن باسبار ۸۱ و ۸۲ پست شازند و عدم وصل بریکر باس کوپلر منجر به بروز اتصال کوتاه گردیده است.
 - ۲- به علت در مدار نبودن حفاظت باسبار در پست نیروگاه شازند، پاک شدن اتصال کوتاه طولانی و از پست‌های مقابل انجام شده است.
 - ۳- لازم است اشکال مدارات رله‌های U/V و CBF خط اراک ۲-شازند (AZ808) در پست اراک ۲ بررسی و رفع عیب گردد.
 - ۴- خط اراک- ایرالکو به علت خرابی رله دیستانس در پست اراک به صورت بی‌مورد از مدار خارج شده و باعث بی‌برق شدن پست ایرالکو گردیده است.
 - ۵- بررسی و تعیین علت عدم عملکرد رله U/V خطوط شازند- مهر در پست مهر و قطع دستی آنها.
 - ۶- بررسی و تعیین علت عدم عملکرد رله U/V خط شازند-لابون در پست لابون.
 - ۷- پست نیروگاه شازند که دارای ۱۰ خط ۲۳۰ کیلوولت، ۴ واحد نیروگاهی ۳۲۵ مگاواتی، ۲ فیدر ترانسفورماتور ۲۳۰/۶۳ کیلوولت ۱۶۰ مگاوات آمپری و ۲ فیدر ترانسفورماتور استیشن سرویس ۴۰ مگاوات آمپری (تغذیه داخلی واحدها) و جمعاً به تعداد ۱۸ فیدر ۲۳۰ کیلوولت می‌باشد، به صورت باسبار دابل طراحی شده و در صورت بروز عیب در این پست، فیدرهای زیادی تحت تاثیر قرار گرفته و احتمال ناپایداری در شبکه این ناحیه را تهدید می‌نماید.
- جهت کنترل حوادث پست مذکور، پیشنهاد شده که روی باسبارهای ۲۳۰ کیلوولت این پست، کلید باس‌سکشن نصب شده و حفاظت باسبار برای هر یک از باس‌سکشن‌ها در نظر گرفته شود.

درس آموخته‌های حادثه

- لزوم نظارت بر تست‌های دوره‌ای رله‌ها و سیستم‌های حفاظتی و اطمینان از صحت عملکرد آنها،
- اصلاح آرایش دابل باسبار در پست‌های مهم و استفاده از کلیدهای باس‌سکشن به منظور کاهش ابعاد و گستره حوادث احتمالی در این پست‌ها،
- لزوم پوشش کامل حفاظتی کلیه تجهیزات پست‌ها و خطوط انتقال،
- تهیه و تدوین دستورالعمل‌های بهره‌برداری و آموزش اپراتورها به منظور آمادگی جهت انجام صحیح مانورها.

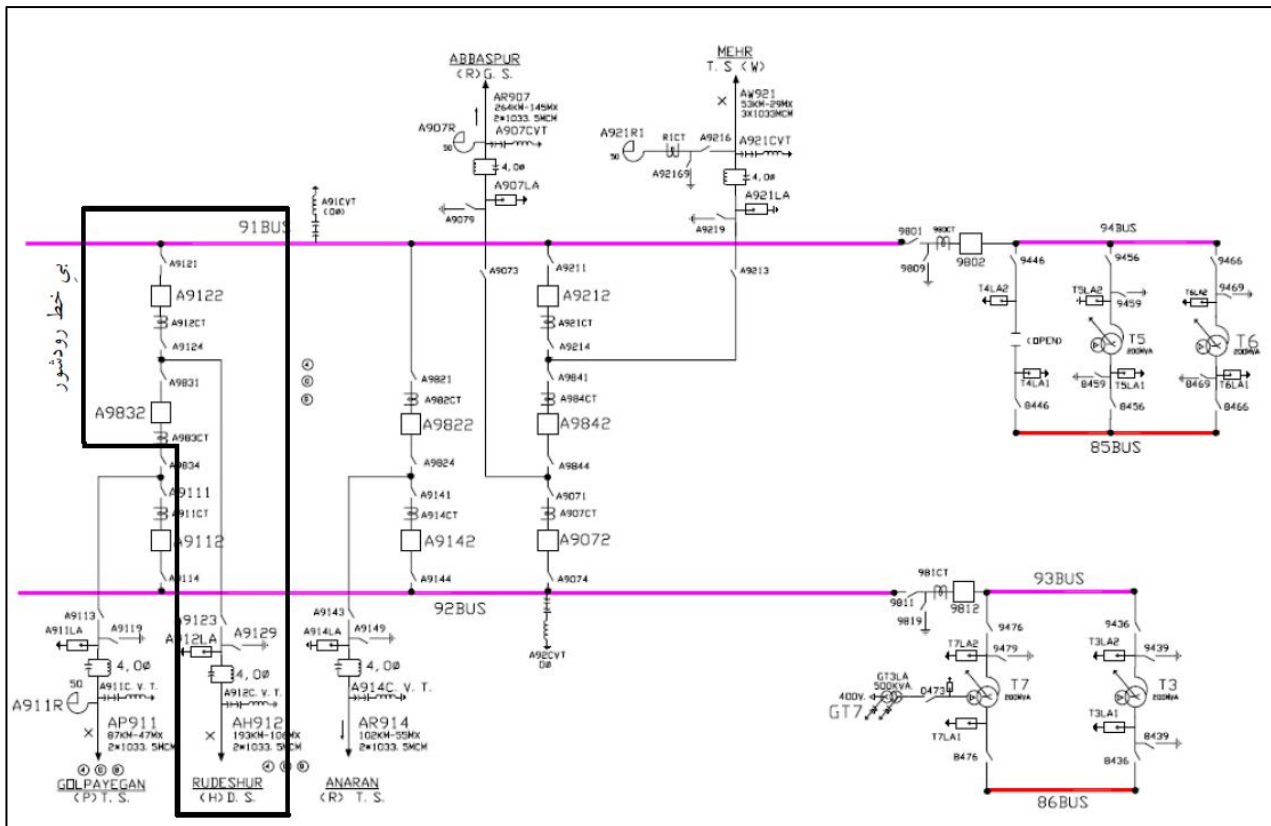
۳-۷- حادثه مورخ ۹۱/۱۲/۲۳ پست رودشور: وقوع پدیده فرورزونانس در راکتور متصل به خط

تأثیر متقابل اندوکتانس‌های سلفی و ظرفیت‌های خازنی در هنگام بروز اغتشاشات و تغییرات ناگهانی در سیستم قدرت ممکن است باعث ایجاد پدیده تشدید (رزونانس) گردد. این اندوکتانس می‌تواند اندوکتانس پراکندگی و یا اندوکتانس مغناطیس شوندگی هسته آهنی ترانسفورماتورها و راکتورها بوده و ظرفیت خازنی نیز می‌تواند کاپاسیتانس موازی خطوط انتقال و کابل‌ها، بانک‌های خازنی و به طور کلی هر نوع ظرفیت خازنی موازی یا سری در شبکه قدرت باشد. در هنگام بروز رزونانس، دامنه ولتاژ یا جریان یا هر دو ممکن است به اندازه‌ای افزایش یابد که خسارت جبران‌ناپذیری به شبکه وارد کرده و باعث سوختن تجهیزات آن شود. همچنین به علت معوج شدن شکل موج ولتاژ و جریان در اثر وجود هارمونیک‌ها و زیرهارمونیک‌های ناشی از رزونانس، ممکن است عملکرد صحیح و یا ناصحیح رله‌های حفاظتی اتفاق بیفتد.

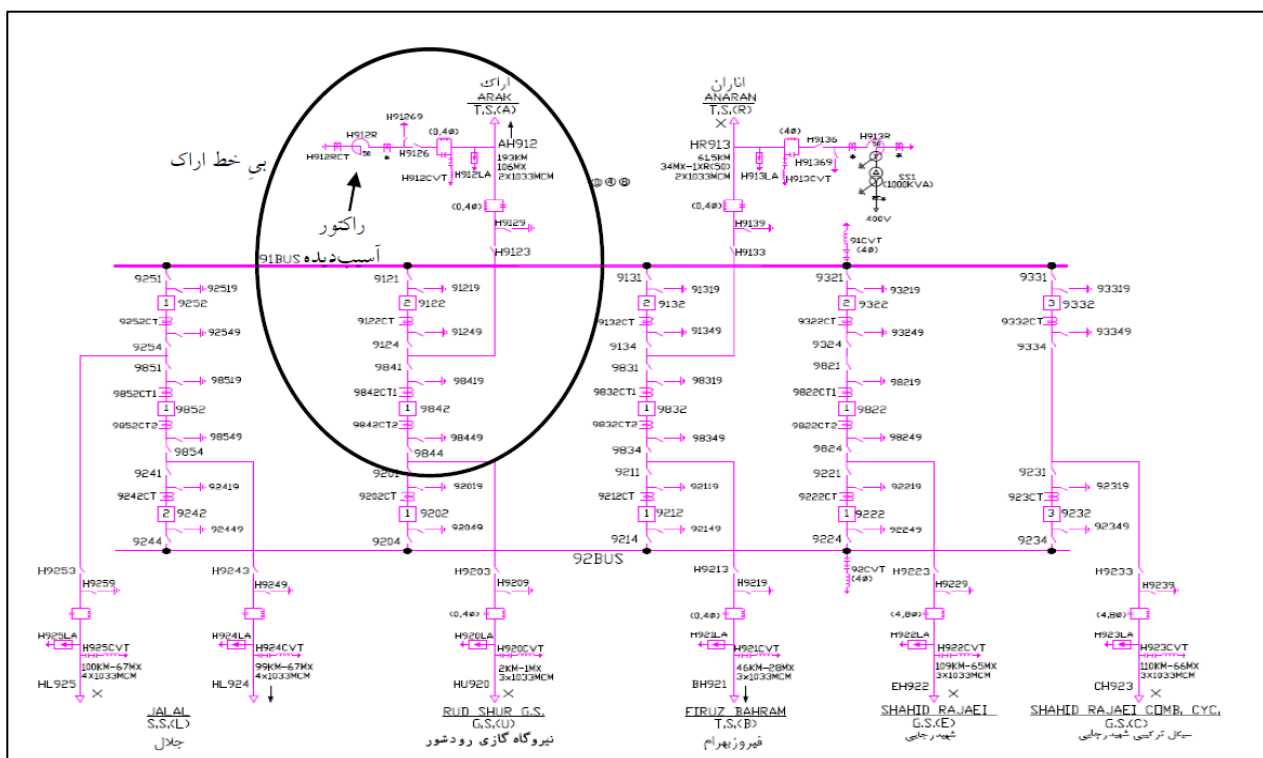
۳-۷-۱- شرح حادثه

در مورخ ۱۳۹۱/۱۲/۲۳، اپراتورهای پست‌های اراک و رودشور، به درخواست گروه تعمیرات خط شرکت برق منطقه‌ای تهران و مجوز دیسپاچینگ، اقدام به قطع خط ۴۰۰ کیلوولت اراک - رودشور^۱ می‌نمایند. در ساعت ۰۷:۳۶ کلیدهای خط مذکور در پست اراک (که در شکل ۳-۷-۱ با شماره‌های ۹۸۳۲ و ۹۱۲۲ مشخص شده‌اند) توسط اپراتور باز می‌گردند. به دلیل اشکال مکانیکی کلید شماره ۹۱۲۲ در پست اراک، کنتاکت فاز B این کلید باز نشده و همچنان بسته باقی می‌ماند. در ساعت ۰۷:۴۳ کلیدهای خط مذکور در پست رودشور (که در شکل ۳-۷-۲ با شماره‌های ۹۸۴۲ و ۹۱۲۲ نشان داده شده‌اند) توسط اپراتور باز می‌شود. با باز شدن این کلیدها، راکتور متصل به این خط از طریق کنتاکت بسته فاز B کلید ۹۱۲۲ پست اراک برقرار مانده و راکتانس راکتور با خازن خط ایجاد رزونانس می‌نماید. در این وضعیت، بروز پدیده رزونانس سبب افزایش ولتاژ راکتور تا میزان ۱/۳۹ برابر ولتاژ نامی در فاز A و ۱/۳۲ برابر ولتاژ نامی در فاز C می‌شود. با ادامه اضافه ولتاژ روی راکتور به مدت حدود ۵ دقیقه و ۴۵ ثانیه، راکتور دچار شکست عایقی و آتش‌سوزی می‌گردد (شکل ۳-۷-۳). کلید معیوب در پست اراک نیز توسط اپراتور از محل محوطه (به صورت Local) قطع می‌شود.

۱- پست اراک در محدوده شرکت برق منطقه‌ای باختر و پست رودشور در محدوده شرکت برق منطقه‌ای تهران قرار دارد.



شکل ۳-۷-۱- دیاگرام تک خطی پست اراک



شکل ۳-۷-۲- دیاگرام تک خطی پست رودشور



شکل ۳-۷-۳ راکتور آسیب دیده در پست رودشور

۳-۷-۲- تجزیه و تحلیل حادثه

همان طور که اشاره شد، در این حادثه به دلیل اشکال مکانیکی کلید شماره ۹۱۲۲ در پست اراک، پل فاز B این کلید باز نشده و بسته باقی می ماند. پس از بررسی عملکرد رله های حفاظتی در این حادثه مشخص گردید که اشکال در رله تایمیری حفاظت عدم هماهنگی کنتاکت های کلید (PD)^۲ سبب عدم عملکرد این حفاظت شده و آلامی نیز ظاهر نشده و لذا اپراتور پست اراک متوجه اشکال کلید ۹۱۲۲ نمی گردد. ضمناً حفاظت CBF کلید مذکور نیز به دلیل اشکال حفاظت PD و پایین بودن جریان خط، فعال نمی گردد.

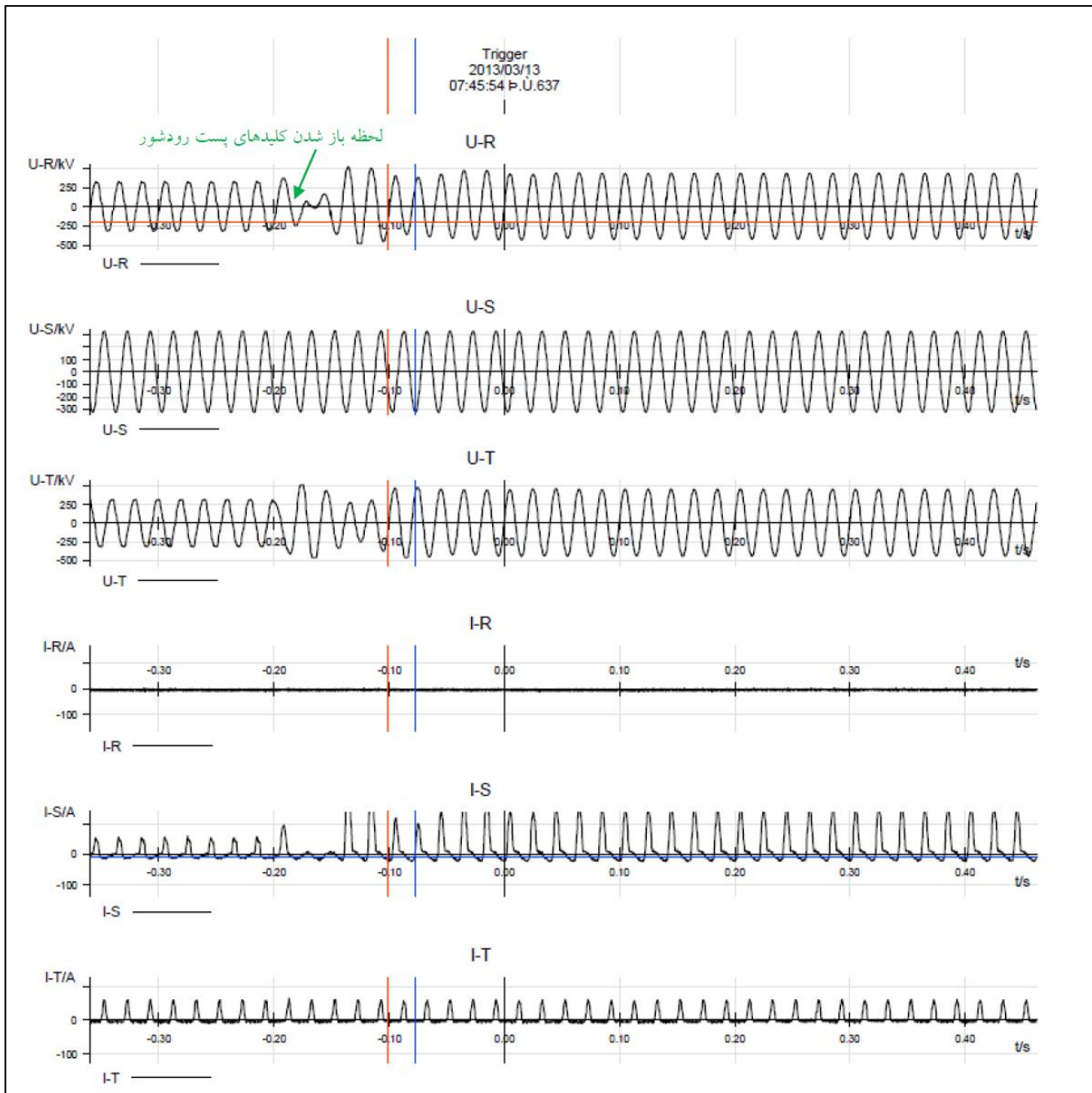
در ساعت ۰۷:۴۳ کلیدهای خط مذکور در پست رودشور توسط اپراتور قطع می گردد. در پی باز شدن این کلیدها، راکتور متصل به خط در پست رودشور از طریق کنتاکت بسته فاز B کلید ۹۱۲۲ پست اراک برقرار مانده و موجب ایجاد رزونانس می گردد. شکل ۳-۷-۴ نشان دهنده ولتاژ و جریان خط در پست اراک می باشد که پس از باز شدن کلیدهای پست رودشور ثبت شده است. در این وضعیت، پدیده رزونانس سبب افزایش ولتاژ راکتور تا میزان ۱/۳۹ برابر ولتاژ نامی در فاز A و ۱/۳۲ برابر ولتاژ نامی در فاز C گردیده است. در این حالت، حفاظت اضافه ولتاژ خط در پست رودشور با زمان ۴ ثانیه عمل کرده و فرمان قطع صادر نموده است. اما با توجه به باز بودن کلیدها در پست رودشور، فرمان تریپ مزبور در این پست نتیجه ای در بر نداشته است. همچنین، مطابق منطق عملکرد رله های اضافه ولتاژ خط، یک سیگنال تریپ (DTT)^۳ نیز از پست رودشور به پست اراک ارسال شده است. اما این سیگنال، در پست اراک

2- Pole Discordance
3-Direct Transfer Trip

دریافت نشده است. البته به نظر می‌رسد که به دلیل اشکال بریکر در پست اراک در صورت دریافت این سیگنال نیز بریکر مذکور باز نمی‌گردد.

با ادامه اضافه ولتاژ روی راکتور به مدت حدود ۵ دقیقه و ۴۵ ثانیه، راکتور دچار اتصال کوتاه و در نهایت، آتش‌سوزی شده است. لازم به ذکر است در این حادثه کلید معیوب به طور دستی در پست اراک توسط اپراتور قطع گردیده و رله‌های حفاظتی راکتور شامل رله بوخه‌لئس، دریچه انفجار، درجه حرارت روغن و سیم‌پیچ نیز در این حادثه عمل نموده و فرمان قطع (سیگنال DTT) را به پست اراک ارسال نموده‌اند. اما این سیگنال‌ها نیز در پست اراک دریافت نشده است.

در پست اراک به دلیل عدم وجود آلام، اپراتور پست متوجه بسته ماندن یک کنتاکت کلید نشده است. پس از اطلاع‌رسانی این موضوع توسط دیسپاچینگ، اپراتور پست اراک ضمن مراجعه به محوطه پست متوجه عدم باز شدن کامل کلید شده و درصدد اقدام به قطع کلید مذکور بر آمده است و در نهایت، در ساعت ۰۷:۵۱ دقیقه کلید را باز نموده است.



شکل ۳-۷-۴- ولتاژ و جریان خط رودشور در پست اراک.

۳-۷-۳- نتیجه گیری و پیشنهادات

از وقوع این حادثه می توان نکات و تجربیات زیادی را آموخت که رعایت کردن آنها می تواند باعث جلوگیری از تکرار حوادث مشابه و افزایش قابلیت اطمینان سیستم های حفاظتی و تجهیزات در حال بهره برداری در شبکه انتقال گردد. در ادامه به ذکر تعدادی از این نکات پرداخته می شود:

- ۱- در این حادثه، به علت اینکه حفاظت CBF پست اراک از نوع جریانی بوده است، در صورت عملکرد صحیح حفاظت PD، حفاظت CBF فعال نمی شد. لذا می بایست بریکرهای حفاظت ناعادلی بریکرها با استفاده از

کنتاکت‌های کمکی اصلاح شده و در آزمایشات دوره‌ای از سالم بودن رله‌های کمکی از جمله تایمرهای بیرونی استفاده شده در مدارات تریپ و سیستم حفاظت، اطمینان حاصل گردد.

۲- سرویس‌های دوره‌ای و تعمیرات کلیدهای ۴۰۰ کیلوولت پست اراک انجام گیرد تا از سلامت بریکرها اطمینان حاصل شود.

۳- علت عدم دریافت سیگنال قطع در پست اراک بایستی مورد بررسی قرار گرفته و با انجام تست‌های مورد نیاز در طرفین خط اراک-رودشور، از عملکرد صحیح آن اطمینان حاصل شود.

۴- پیشنهاد می‌گردد نصب راکتور نوترال در نول راکتور ۴۰۰ کیلوولت پست رودشور جهت جلوگیری از بروز پدیده رزونانس مورد بررسی و مطالعه قرار گیرد. با توجه به مطالعات و شبیه‌سازی بعمل آمده در صورت نصب راکتور نوتر با امپدانسی معادل یک سوم امپدانس راکتور ۴۰۰ کیلوولت، میزان اضافه ولتاژ در زمان بروز رزونانس به میزان قابل توجهی کاهش می‌یابد.

۵- پیشنهاد می‌گردد در زمان انجام مانور در پست‌های انتقال بزرگ، یک اپراتور در محوطه پست عملکرد صحیح تجهیزات را به اتاق کنترل پست گزارش نماید.

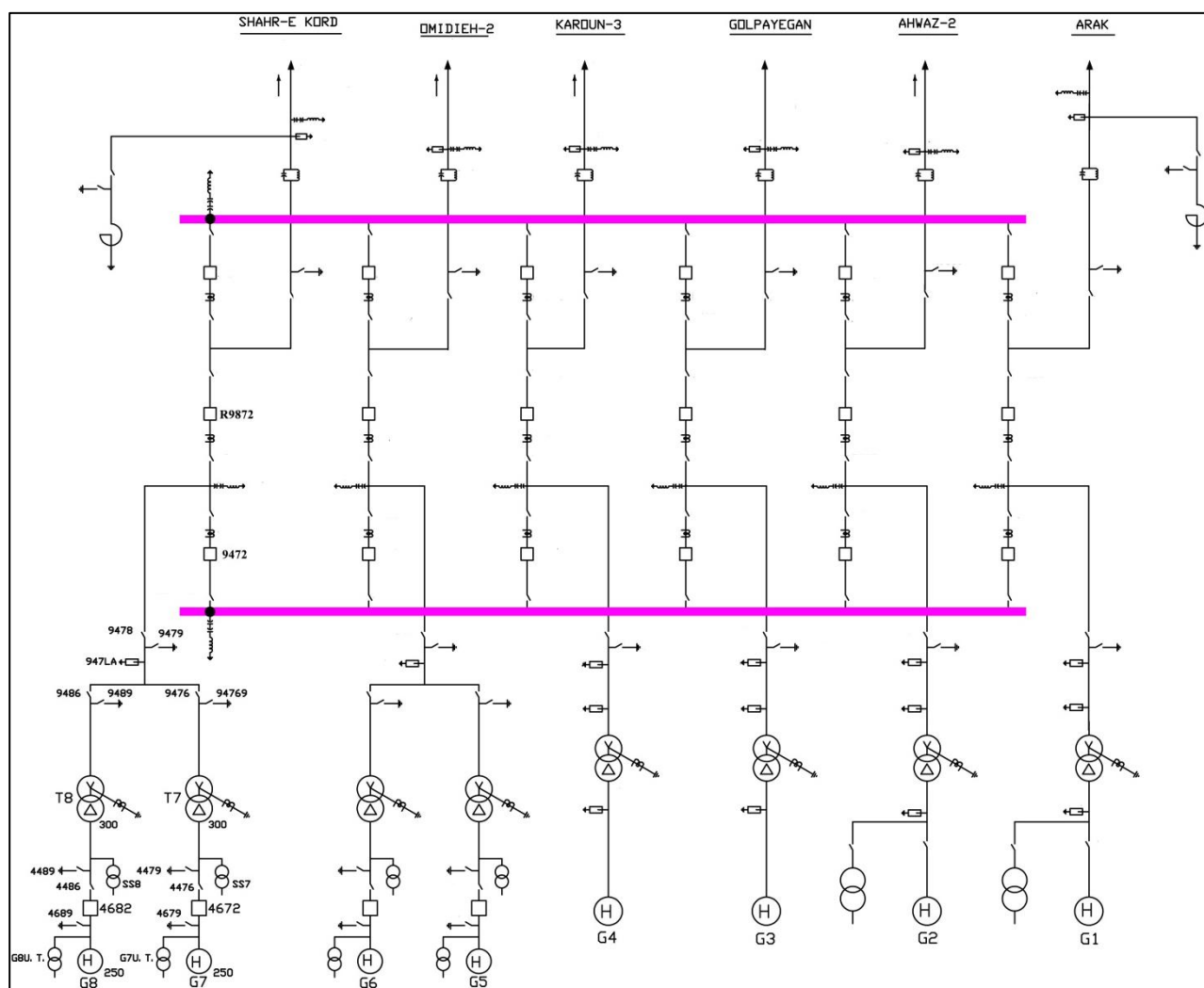
درس آموخته‌های حادثه

- حفاظت عدم هماهنگی کنتاکت‌ها (PD) باید به صورت کنتاکتی باشد (نباید به صورت جریانی باشد) و CBF کنتاکتی را فعال نماید.
- حفاظت CBF در کلیه کلیدهای قدرت می‌بایست هم بر مبنای جریان و هم بر مبنای کنتاکت کمکی کلید عمل نماید. به طوری که حفاظت CBF جریانی توسط حفاظت‌های جریانی و امپدانسی و رله CBF کنتاکتی توسط حفاظت‌های مکانیکی و حفاظت اضافه ولتاژ، تحریک می‌گردد. در پست‌های قدیمی که فاقد حفاظت CBF کنتاکتی می‌باشند، حفاظت PD می‌بایست مجهز به تایمر دو مرحله‌ای بوده و در مرحله اول همان کلید و در مرحله دوم با تأخیر ۰/۲ ثانیه نسبت به مرحله اول، نزدیکترین کلیدهای قدرت بالادست که خط را برقرار می‌کنند، تریپ دهد.
- لزوم نظارت بر حسن انجام عملیات تعمیر و نگهداری دوره‌ای تجهیزات پست‌های انتقال.
- تهیه دستورالعملی در مورد نحوه مانور و حفاظت خطوط دارای راکتور به منظور جلوگیری از آسیب دیدن احتمالی راکتورهای نصب شده بر روی خطوط شبکه انتقال.

۳-۸- حادنه مورخ ۹۰/۱۲/۱۸ نیروگاه عباسپور: وقوع رزونانس در سیمپیچ ترانس در اثر کلیدزنی از راه دور

۳-۸-۱- شرح حادنه

در ساعت ۲۲:۳۹ مورخ ۹۰/۱۲/۱۸ هنگام وصل کلید مشترک ترانسفورماتورهای تک فاز واحدهای ۷ و ۸ پست نیروگاه سد شهید عباسپور، ترانس های مذکور با عملکرد رله های حفاظتی از مدار خارج گردیدند. شکل ۱-۸-۳ دیاگرام تک خطی پست شهید عباسپور را نشان می دهد. طی بررسی به عمل آمده، مشخص گردید که فاز T ترانس واحد ۷ از ناحیه بدنه و سیمپیچ ترانس به شدت آسیب دیده و مخزن ترانس از محل جوش و محل پیچ بریده شده است (شکل ۳-۸-۲) و در نتیجه، روغن ترانس به طور کامل تخلیه گردیده است.



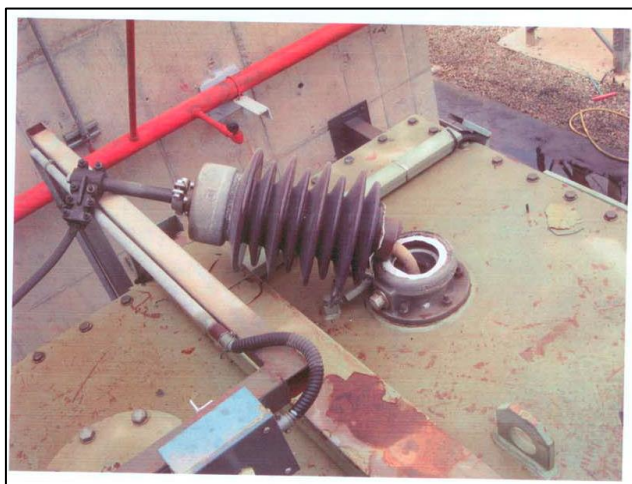
شکل ۳-۸-۱- پست نیروگاه سد شهید عباسپور



(ب)



(الف)



(د)



(ج)

شکل ۳-۸-۲- تصاویر ترانس آسیب دیده؛ (الف) نمای بیرونی ترانس، (ب) جوش های مخزن در نتیجه انفجار داخلی پاره شده و بدنه مخزن در طرف ولتاژ پائین تغییر شکل داده است. انفجار در نیمه بالای سیم پیچ در گوشه محل قرار گرفتن تپ چنجر بوده است، (ج) تصویر تپ چنجر آسیب دیده، (د) درب مخزن در گوشه تپ چنجر و پوشینگ مرکز ستاره

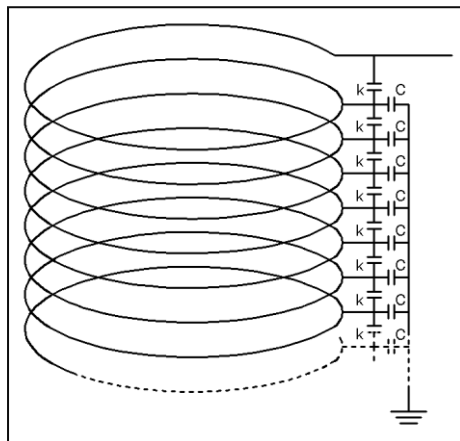
۳-۸-۲- تجزیه و تحلیل حادثه

بر اساس بررسی های علمی و میدانی انجام شده در این حادثه توسط محققین برجسته دانشگاه و صنعت، مشخص گردید که علت این حادثه، وقوع رزونانس در سیم پیچ ترانسفورماتور در حالت کلیدزنی از راه دور بوده است. این موضوع در ادامه توضیح داده می شود.

۳-۸-۲-۱- رزونانس در سیم پیچ ترانسفورماتور در حالت کلیدزنی از راه دور

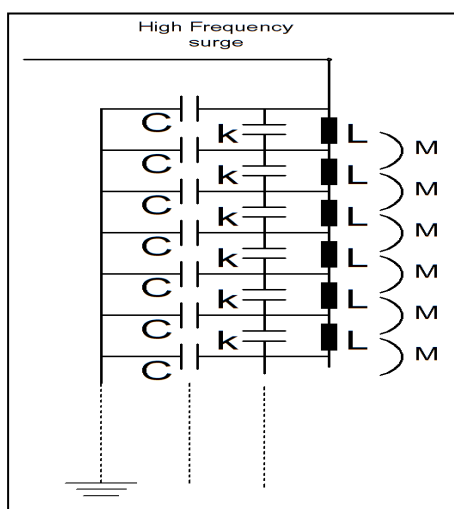
تاکنون چندین مورد حادثه بر روی ترانسفورماتورهای قدرت در لحظه کلیدزنی از راه دور (یک تا چند کیلومتر) یا اتصال کوتاه در نزدیکی ترانسفورماتور پیش آمده است. درحقیقت سیم پیچ ترانسفورماتور با وجود تعداد زیادی اندوکتانس و خازن یک سیستم قابل نوسان است. فرکانس های طبیعی این سیستم بسیار زیاد و فرکانس آنها از چند

کیلوهرتز تا چند صد کیلوهرتز و بیشتر می‌باشد. معمولاً دامنه نوسان در فرکانس‌های خیلی بالا کمتر و میرایی آنها بیشتر است. شکل ۳-۸-۳ یک سیم‌پیچ ساده را نشان می‌دهد. هر حلقه را می‌توان یک اندوکتانس در نظر گرفت و در دو سر آن خازن‌های بین حلقه‌ها و خازن بین حلقه و زمین را منظور نمود.



شکل ۳-۸-۳- نمایش سیم‌پیچ ساده ترانس

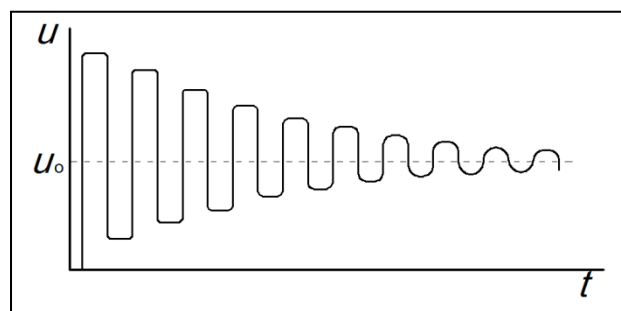
در شکل ۳-۸-۳ ظرفیت بین دو حلقه با علامت k و ظرفیت هر حلقه با زمین با C نمایش داده شده است. هر حلقه نیز یک اندوکتانس است که البته با دیگر حلقه‌های سیم‌پیچ دارای القای متقابل است. شکل ۴-۸-۳ این مدار را نشان می‌دهد. البته یک ترانسفورماتور دارای چند سیم‌پیچ است. اضافه بر ظرفیت‌های C و k برای یک سیم‌پیچ، حلقه‌های یک سیم‌پیچ با حلقه‌های سیم‌پیچ مجاور نیز دارای ظرفیت خازنی و القای متقابل می‌باشند. لذا مدار معادل برای یک ترانسفورماتور بسیار گسترده است. این گستردگی به معنی وجود تعداد زیادی فرکانس طبیعی برای سیم‌پیچ‌ها است. فرکانس‌های طبیعی در ترانسفورماتورهای مختلف متفاوت می‌باشند؛ زیرا ساختار هندسی و تعداد حلقه‌ها که خازن‌ها و سلف‌ها را مشخص می‌کند، متفاوت می‌باشد. ترانسفورماتورهای دارای یک طرح و ابعاد یکسان، دارای فرکانس‌های برابر یا بسیار نزدیک به یکدیگر می‌باشند.



شکل ۴-۸-۳- القای متقابل سیم‌پیچ ترانس

شکل ۳-۸-۴ مدار معادل ساده شده برای یک سیم پیچ از ترانسفورماتور را برای فرکانس های بالا نشان می دهد. این مدار شامل خازن ها و سلف ها با اندوکتانس متقابل است. البته وجود چند سیم پیچ مدار را پیچیده تر می کند.

حال اگر یک ترانسفورماتور را در نظر بگیریم که توسط یک خط انتقال از راه دور کلیدزنی می شود، باید توجه داشت که آن خط نیز دارای یک فرکانس طبیعی است. با اتصال کلید، ولتاژ شبکه از باسبار و توسط کلید، وارد خط می شود. در خط انتقال، ولتاژ به صورت موج حرکت می کند. سرعت سیر موج در خط انتقال هوایی ۳۰۰ متر در میکروثانیه است. اگر طول خط مثلاً ۱۸۰۰ متر باشد، ولتاژ پس از ۶ میکروثانیه به انتهای خط که سیم پیچ ترانسفورماتور قرار دارد، می رسد. سیم پیچ در ابتدا مانند یک مدار باز عمل می کند. موج به صورت کامل منعکس می شود. لذا دامنه آن دو برابر شده و یک برابر آن بر می گردد. این موج به نوبه خود در ابتدای خط مجدداً منعکس می گردد. ولی این انعکاس با توجه به ثابت بودن ولتاژ باسبار در ابتدای خط با ضریب منفی است. موج با ولتاژ منفی به انتهای سیم پیچ می رسد و در آنجا مجدداً انعکاس صورت می گیرد. موج منعکس شده در اینجا نیز یک برابر موج ورودی است که چون موج ورودی منفی است، انعکاس آن نیز منفی می باشد. مجموع دو موج اولیه که ولتاژ را در ابتدای سیم پیچ ترانسفورماتور دو برابر دامنه ولتاژ شبکه نموده بود، در این لحظه با توجه به میرایی ولتاژ در طول خط و کوچک شدن دامنه آن، نزدیک به صفر می شود. زمان پریود چهار برابر زمان سیر موج در طول خط است. رفت و آمد موج تکرار شده و یک نوسان میرا را در ابتدای سیم پیچ ترانسفورماتور ایجاد می نماید.

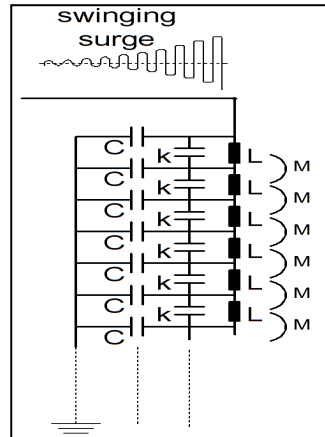


شکل ۳-۸-۵- نوسان میرا در ابتدای سیم پیچ ترانسفورماتور

در شبکه ۴۰۰ کیلوولت دامنه ولتاژ برابر ۳۲۶ کیلوولت است که دو برابر آن بیش از ۶۵۰ کیلوولت می باشد. زمان پریود برای خطی به طول ۱۸۰۰ متر برابر $24 = 6 \times 4$ میکروثانیه و فرکانس این نوسان برابر عکس ۲۴ میکروثانیه یعنی $f = 1000000/24$ یا حدود ۴۲ kHz می باشد.

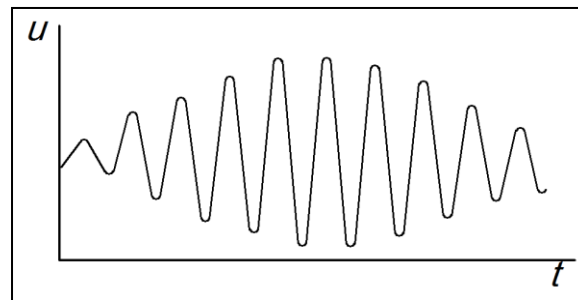
اگر اتفاقاً یکی از فرکانس های طبیعی سیم پیچ ترانسفورماتور با این فرکانس برابر باشد، احتمال وجود رزونانس و اضافه ولتاژ پیش می آید. این اضافه ولتاژ ممکن است برای عایق خطرناک باشد. به هر حال تکرار این اتفاق باعث تضعیف عایق در محل اضافه

ولتاژ می‌گردد. البته باید توجه داشت که این اضافه ولتاژ با دامنه دو برابر دامنه ولتاژ شبکه زمانی رخ می‌دهد که کلید در لحظه حداکثر ولتاژ وصل شود. این اتفاق ممکن است گاهی روی دهد.



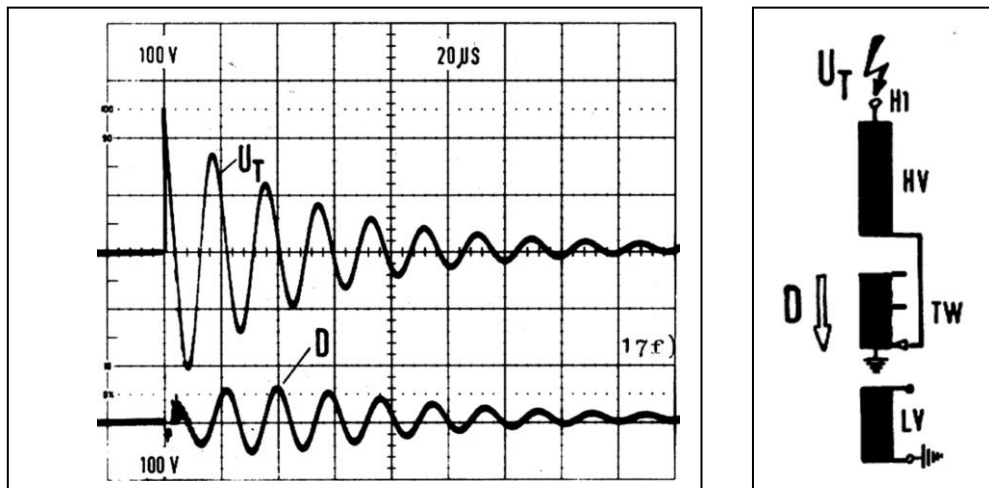
شکل ۳-۸-۶- نوسان میرا روی ابتدای سیم‌پیچ ترانسفورماتور

در آزمایش‌های انجام شده بر روی سیم‌پیچ مشخص شده است که اعمال این ولتاژ نوسانی میرا به سیم‌پیچ ترانسفورماتور می‌تواند یک اضافه ولتاژ با همین فرکانس به صورت شکل زیر به وجود آورد:



شکل ۳-۸-۷- بروز اضافه ولتاژ داخل ترانسفورماتور بر اثر اعمال ولتاژ نوسانی میرا

در شکل ۳-۸-۸، نتیجه آزمایش انجام شده بر روی یک ترانسفورماتور واحد نیروگاهی تک فاز با ولتاژ نامی ۵۰۰/۲۲ کیلوولت، $\pm 5\%$ (تغییر تپ بدون ولتاژ) با توان نامی ۵۰۰ مگاوات آمپر مشاهده می‌شود.



شکل ۳-۸-۸- شکل موج ناشی از اعمال ولتاژ نوسانی روی سیم پیچ ترانسفورماتور

در این حالت ولتاژ بر روی سیم پیچ تپ چنجر حدود ۲۵ درصد ولتاژ نامی می شود. این در حالی است که این سیم پیچ برای ۵ درصد ولتاژ نامی طراحی شده است.

• نتیجه گیری:

هر سیم پیچ دارای فرکانس های طبیعی مخصوص به خود است که از اندوکتانس ها و ظرفیت های آن، یعنی تعداد حلقه ها و مشخصات هندسی آن نتیجه می شود.

در مواردی که ترانسفورماتور از طریق یک خط انتقال کلیدزنی و وصل شوند و فرکانس طبیعی خط انتقال با یکی از فرکانس های طبیعی سیم پیچ ترانسفورماتور برابر باشد، رزونانس پیش می آید. دامنه ولتاژ در این رزونانس ممکن است به حد خطرناک برسد و باعث آسیب به ترانسفورماتور گردد.

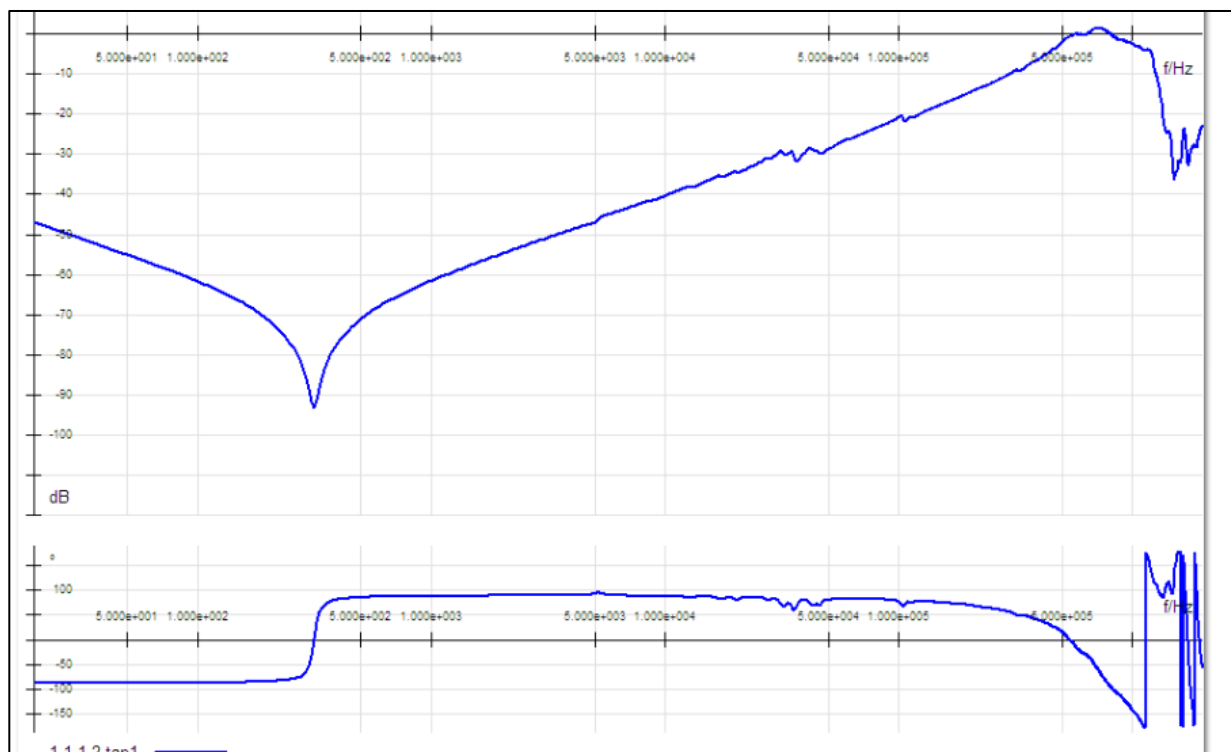
۳-۸-۲- نتایج اندازه گیری بر روی ترانسفورماتورهای واحدهای ۵ تا ۸ نیروگاه شهید عباسپور

در روزهای ۵ و ۶ اردیبهشت سال ۱۳۹۱ اندازه گیری های مختلفی بر روی ترانسفورماتور آسیب دیده و ترانسفورماتورهای سالم پست شهید عباسپور انجام شد. از جمله می توان به اندازه گیری پاسخ فرکانسی ترانسفورماتور (FRA: Frequency Response Analysis) اشاره نمود.

از آنجا که حساسیت فرکانس های طبیعی سیم پیچ به ابعاد ترانسفورماتور، زیاد است لذا می توان تغییر شکل سیم پیچ بر اثر نیروهای اتصال کوتاه یا عوامل دیگر مانند حمل و نقل و زلزله را با اندازه گیری رفتار فرکانسی سیم پیچ مشخص نمود. مقصود از رفتار فرکانسی سیم پیچ تغییرات نسبت ولتاژ تغذیه سیم پیچ در یک ترمینال (بوشینگ) به ولتاژ ترمینال دیگر در فرکانس های مختلف است. برای این منظور از یک منبع ولتاژ سینوسی شکل با فرکانس های مختلف استفاده

می‌شود. این دستگاه دارای یک خروجی ولتاژ و دو ورودی اندازه‌گیری است. نسبت ولتاژ دو نقطه در حالت تغذیه در یک ترمینال ترانسفورماتور اندازه‌گیری می‌شود. معمولاً فرکانس به صورت اتوماتیک بین چند ده هرتز تا چند صد کیلوهرتز (گاه تا چندین مگاهرتز) تغییر داده می‌شود و نتیجه اندازه‌گیری ثبت می‌شود. این روش را (Frequency Response Analysis) یا به طور خلاصه FRA می‌نامند.

در این آزمایش مرکز ستاره ترانسفورماتور از طریق یک مقاومت ۵۰ اهمی زمین می‌شود. افت ولتاژ بر روی این مقاومت که در حقیقت متناسب با جریان آن است و ولتاژ اعمال شده به بوشینگ فشارقوی اندازه‌گیری می‌شود. نسبت این دو ولتاژ با کمک دستگاه اتوماتیک محاسبه و ثبت می‌شود. انتخاب مقاومت ۵۰ اهم بدلیل مقاومت مشخصه کابل است که ۵۰ اهم انتخاب می‌شود. در شکل ۳-۸-۹ نتیجه اندازه‌گیری بر روی یک ترانسفورماتور تک فاز ۱۰۰ مگاولت آمپر نیروگاه سد شهید عباسپور (مشابه ترانسفورماتور آسیب دیده) مشاهده می‌شود. در این اندازه‌گیری ترانسفورماتور در تپ ۱ بوده است. در این شکل در قسمت بالای تصویر، نسبت ولتاژ ورودی به بوشینگ ۴۰۰ کیلوولت به ولتاژ مرکز ستاره است در حالی که مرکز ستاره با مقاومت ۵۰ اهمی زمین شده است. در قسمت پایین شکل، اختلاف فاز این دو کمیت رسم شده است. در فرکانس‌های پایین زاویه بین ولتاژ و جریان ۹۰- درجه است و در فرکانس حدود ۴۰۰ هرتز به صفر و سپس به ۹۰+ درجه تغییر می‌کند.



شکل ۳-۸-۹- اندازه‌گیری بر روی یک ترانسفورماتور تک فاز ۱۰۰ مگاولت آمپر

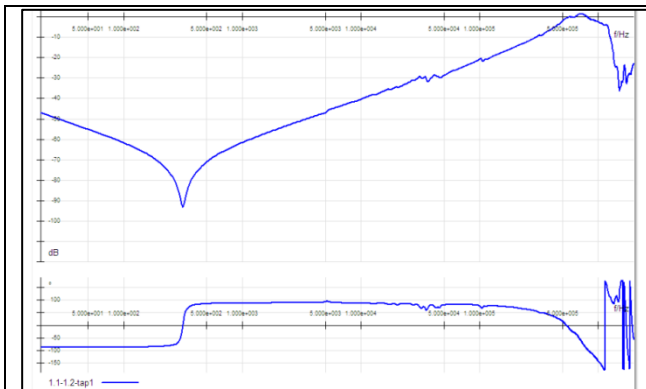


شکل ۳-۸-۱۰- تجهیزات اندازه‌گیری FRA

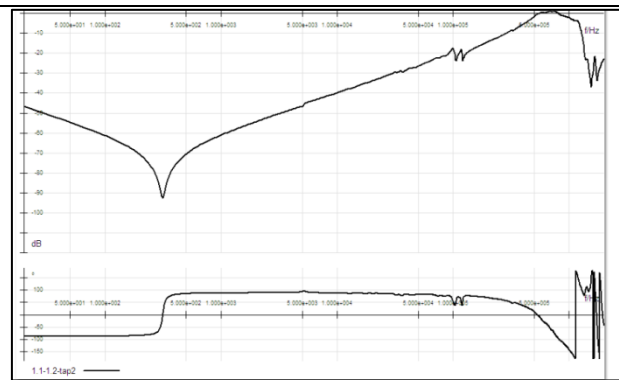
رفتار سیم‌پیچ در فرکانس کم سلفی و در فرکانس بالاتر از ۴۰۰ هرتز خازنی شده است. این نکته در تمام ترانسفورماتورها با مقادیر مختلف فرکانس در همین محدوده (بین ۴۰ تا ۱۰۰۰ هرتز) مشاهده می‌شود. دلیل این موضوع ساده است. در فرکانس کم سیم‌پیچ یک سلف است. با افزایش فرکانس جریان سلف کم می‌شود، درحالی که برعکس جریان در خازن‌های بین سیم‌پیچ‌ها و بدنه یا بین سیم‌پیچ‌های مجاور و ظرفیت بین حلقه‌ها زیاد می‌شود و در مجموع جریان خازنی بیش از جریان سلفی می‌شود. در منحنی‌های شکل ۳-۸-۹ در فرکانس‌های ۵۰۰۰ هرتز و حدود ۳۵ تا ۴۵ کیلوهرتز و در فرکانس صد کیلوهرتز ناهم‌واری‌هایی مشاهده می‌شود که نشانه وجود نوسان ناشی از رزونانس قسمتی یا قسمت‌هایی از سیم‌پیچ است. ولی از منحنی فوق مشخص نمی‌گردد که این نوسان‌ها مربوط به کدام سیم‌پیچ یا کدام قسمت از سیم‌پیچ است. تغییراتی مانند تعویض تپ ممکن است در کل منحنی یا قسمت‌هایی از آن تغییر ایجاد کند. در صفحه بعد برای همین ترانسفورماتور منحنی تغییرات برحسب فرکانس برای سیم‌پیچ ولتاژ بالا در تپ‌های ۱ تا ۵ و منحنی تغییرات برای سیم‌پیچ ولتاژ پایین در حالت تپ ۳ سیم‌پیچ ولتاژ بالا آورده شده است.

در شکل ۳-۸-۱۱ تمام این منحنی‌ها برای مقایسه بر روی یکدیگر آورده شده‌اند. همانگونه که مشاهده می‌شود در فرکانس‌های بیش از ۳۵ کیلوهرتز اختلاف منحنی‌ها در تپ‌های مختلف بزرگ می‌شود. باید توجه داشت که محورهای افقی و عمودی هر دو لگاریتمی هستند. منحنی شکل ۳-۸-۱۱(ه) مربوط به سیم‌پیچ ولتاژ پایین است.

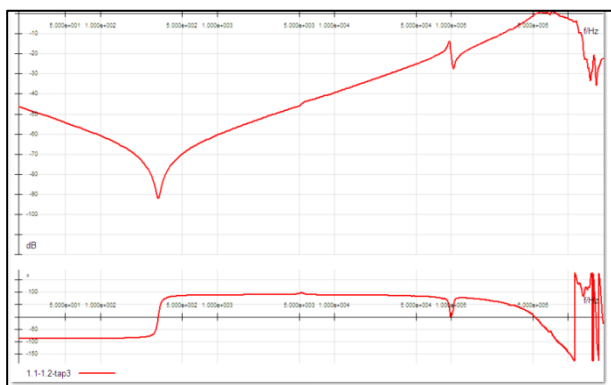
در این اندازه‌گیری دامنه ولتاژ اعمال شده در حد چند ولت و دامنه تغییر فرکانس از چند هرتز تا دو مگاهرتز می‌باشد.



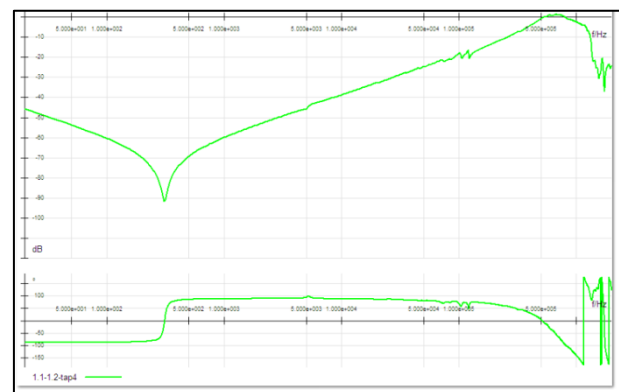
(ب) سیم پیچ ولتاژ بالا در تپ ۱



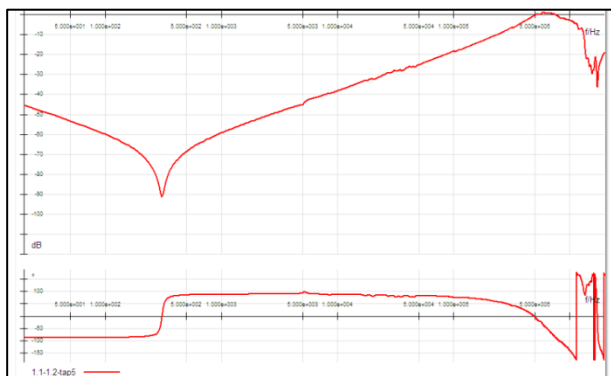
(الف) سیم پیچ ولتاژ بالا در تپ ۲



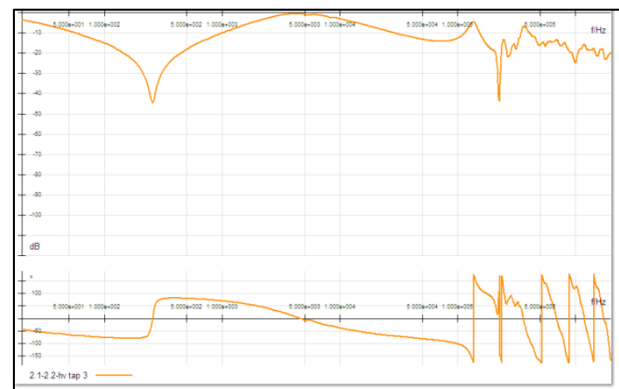
(د) سیم پیچ ولتاژ بالا در تپ ۳



(ج) سیم پیچ ولتاژ بالا در تپ ۴

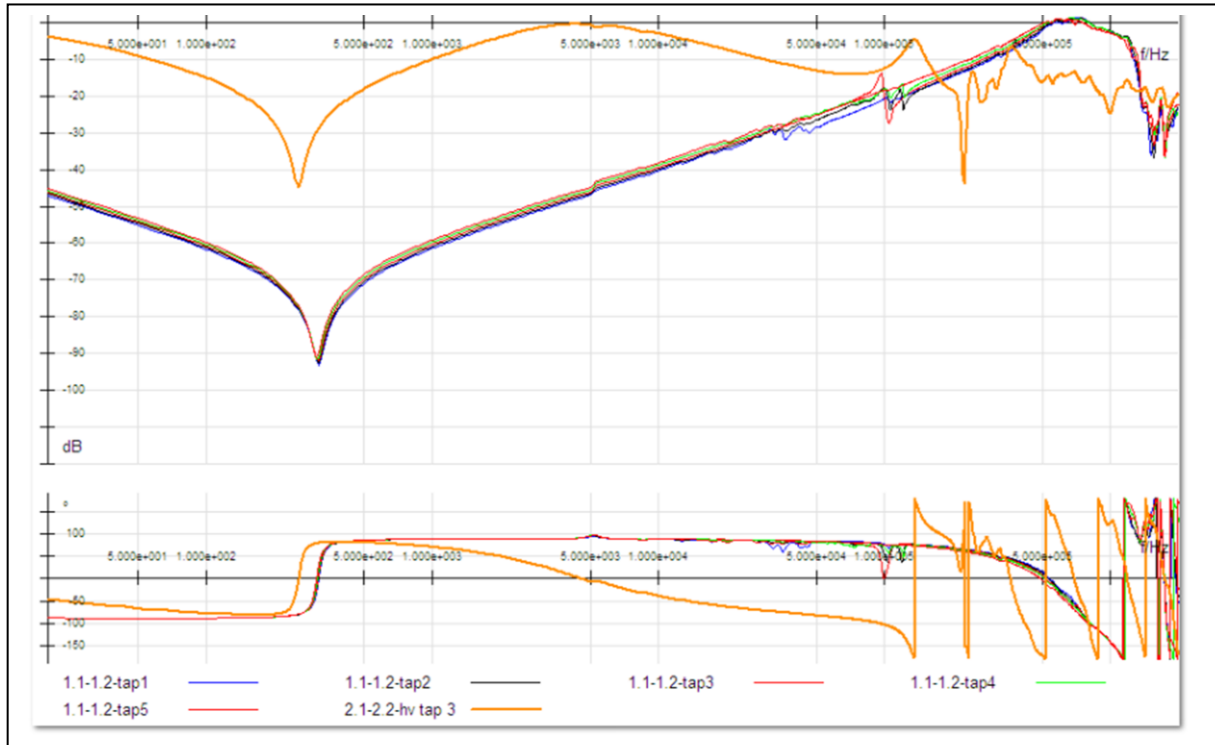


(و) سیم پیچ ولتاژ بالا در تپ ۵



(هـ) سیم پیچ ولتاژ پایین در تپ ۳

شکل ۳-۸-۱۱ نتایج اندازه‌گیری‌های FRA



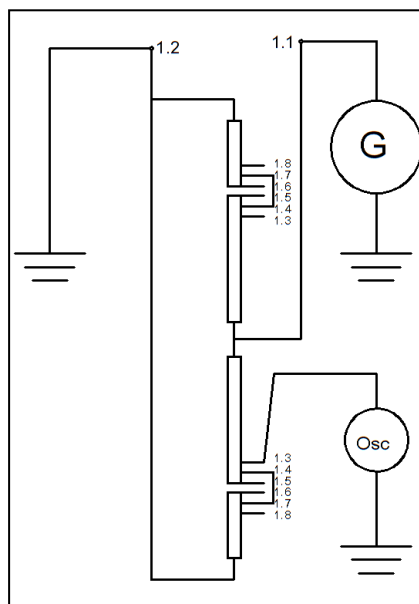
شکل ۳-۸-۱۲- منحنی تغییرات بر حسب فرکانس‌های مختلف

در فرکانس بالای ۲۰۰ کیلوهرتز تغییرات شدید می‌شود. فرکانس‌های طبیعی مختلفی نقش دارند که توجه به آنها بدون توجه بیشتر به ولتاژ نقاط مختلف در طول سیم‌پیچ ممکن نیست.

۳-۲-۸-۳- اندازه‌گیری با کمک سیگنال ژنراتور

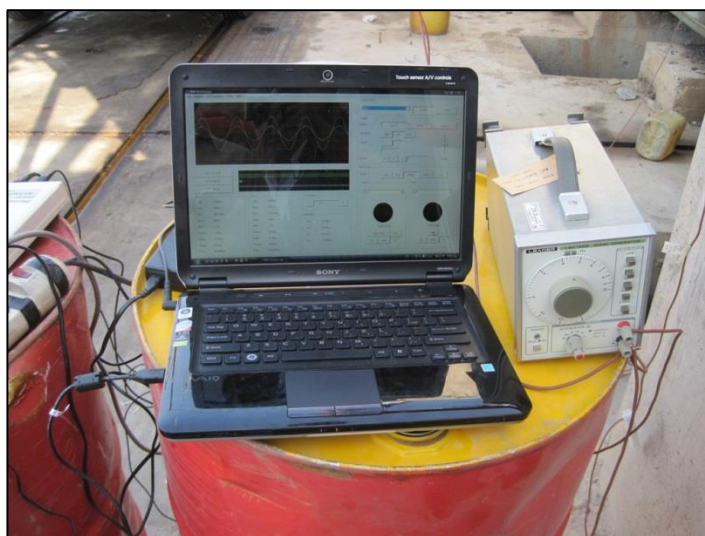
بر روی ترانسفورماتور آسیب دیده با استفاده از یک منبع ولتاژ سینوسی شکل با فرکانس متغیر و یک اسیلوسکوپ، اندازه‌گیری فرکانس‌های طبیعی سیم‌پیچ انجام گردید. در این اندازه‌گیری مشخص شد که سیم‌پیچ فشارقوی دارای فرکانس‌های طبیعی ۲۶ کیلوهرتز، ۴۲ کیلوهرتز و ۱۰۰ کیلوهرتز می‌باشد. البته این نتایج قبلاً از اندازه‌گیری FRA نیز مشخص گردیده بود، ولی محل ایجاد اضافه ولتاژ و اثر آن بر روی سیم‌پیچ مشخص نبود. با توجه به دسترسی به ترمینال‌های تپ‌چنجر، این ترمینال‌ها بیرون آورده شد و طبق مدار شکل ۳-۸-۱۳ اندازه‌گیری انجام گردید.

با استفاده از یک منبع ولتاژ سینوسی (سینوس ژنراتور) و یک اسیلوسکوپ اندازه‌گیری‌های مختلفی انجام گردید. اسیلوسکوپ امکان اندازه‌گیری ولتاژ دو نقطه نسبت به زمین و یا اختلاف ولتاژ دو نقطه را به دست می‌دهد. در فرکانس ۴۴ کیلوهرتز اختلاف سطح بزرگی بین نقاط تپ‌چنجر مشاهده می‌گردید. در حالی که در فرکانس ۱۰۰ کیلوهرتز اختلاف ولتاژ بزرگ بین نقاط تپ‌چنجر و زمین قابل مشاهده بود. در فرکانس ۲۶ کیلوهرتز نیز رزونانس سیم‌پیچ مشاهده گردید.



شکل ۳-۸-۱۳- مدار اندازه‌گیری با کمک منبع ولتاژ سینوسی و اسیلوسکوپ

با توجه به این نتایج، کاملاً مشخص شد که فرکانس ۴۲ کیلوهرتز برای ترانسفورماتور بسیار خطرناک است. نکته قابل توجه این که ترانسفورماتور آسیب دیده البته فاقد روغن بود. در نتیجه ظرفیت خازن‌های بین سیم‌پیچ‌ها کمی کمتر از حالتی بود که داخل ترانسفورماتور روغن با عدد دی الکتریک بزرگتر از هوا وجود داشته باشد. بنابراین فرکانس طبیعی ترانسفورماتور کمی بزرگتر می‌باشد. وجود روغن باعث کاهش فرکانس طبیعی در حد چند درصد می‌گردد. از طرف دیگر طول خط بین کلیدخانه و ترانسفورماتور ۱۸۰۰ متر است که فرکانسی در حد ۴۲ کیلوهرتز تولید می‌نماید. لذا دلیل سوختن ترانسفورماتور کلیدزنی از راه دور بوده است. فرکانس‌های بین ۳۵ تا ۴۵ کیلوهرتز همگی کم و بیش خطرناک بودند و باعث رزونانس می‌گردید. از همه بیشتر فرکانس ۴۴ کیلوهرتز (در حالت بدون روغن) بود.



شکل ۳-۸-۱۴- اندازه‌گیری فرکانس‌های طبیعی و اختلاف ولتاژ بین ترمینال‌ها با کمک منبع ولتاژ سینوسی فرکانس - متغیر

دامنه ولتاژ بر روی سیم پیچ تپ چنجر در تپ ۳ بین دو نقطه ۵ و ۶ در فرکانس ۴۴ (۴۲) کیلوهرتز حدود ۲۴ درصد دامنه ولتاژ نوسانی ورودی (۶۵۰ کیلوولت) یعنی در حد ۱۵۰ کیلوولت می باشد که برای این سیم پیچ خطرناک است. در لحظه حادثه ترانسفورماتور در این تپ بوده است. اختلاف ولتاژ بین نقاط مختلف تپ چنجر با ۲ پله اختلاف تپ در همین مقدار بود. تپ های دیگر نیز برای فرکانس ۴۲ کیلوهرتز به همین حد خطرناک هستند.

فرکانس های طبیعی مهم دیگر یعنی ۲۶ کیلوهرتز و ۱۰۰ کیلوهرتز با فرکانس ناشی از طول خط ارتباطی ندارند و در نتیجه خطرناک نیستند. زیرا منبع تغذیه آنها از طرف خط وجود ندارد. جالب است که در تپ ۳ رزونانس در فرکانس ۱۰۰ کیلوهرتز بسیار مشخص و قوی است، ولی در تپ های ۱ و ۵ ضعیف می شود؛ اگرچه این نکته در رابطه با حادثه و آسیب ترانسفورماتور دارای اهمیت نیست. منحنی اندازه گیری FRA در تپ های ۱ تا ۵ این نکته را به خوبی نمایش می دهند.

محاسبه و در نظر گرفتن تمام ظرفیت های خازنی، اندوکتانس ها و اندوکتانس های متقابل بسیار پیچیده می باشد. برای خلاصه کردن مدار، هر چند حلقه را یک سیم پیچ در نظر می گیرند. با این حال چند خازن و چند سیم پیچ (سلف) که بین چند نقطه (گره) وصل شده اند، دارای چند فرکانس طبیعی هستند. تعداد فرکانس های طبیعی مدار برابر تعداد نقاط (گره های) آزاد مدار است. گره های آزاد نقاطی هستند که به زمین یا منبع ولتاژ معین وصل نیستند و می توانند آزادانه نوسان کنند.

۳-۸-۳- نتیجه گیری و پیشنهادات

برای جلوگیری از تکرار حوادث مشابه و آسیب دیدن ترانسفورماتورها در اثر کلیدزنی از راه دور، روش های مختلفی قابل تصور هستند که البته لازم است با دقت بررسی شوند. از جمله ممکن است کلید قدرت در کلیدخانه را با مقاومت وصل در نظر گرفت. این مقاومت در حد مقاومت موجی خط (۳۰۰ اهم) است و در لحظه وصل کلید ابتدا این مقاومت در مدار است و ولتاژ بین خط و این مقاومت تقسیم می شود. ولتاژ خط به نصف دامنه ولتاژ باس تقلیل می یابد. با رسیدن موج به ترانسفورماتور دامنه آن دو برابر می شود. یعنی به دامنه ولتاژ باس می رسد که همان ولتاژ نامی است. موج منعکس شده بر روی مقاومت کاملاً میرا شده و دیگر منعکس نمی شود. با اتصال کوتاه کردن مقاومت، مدار به حالت دائمی بر می گردد و هیچ گونه اضافه ولتاژ یا نوسانی صورت نمی گیرد.

روش دیگر، برق دار کردن ترانسفورماتور با ژنراتور و سنکرون کردن آن در کلیدخانه است. در این روش دو ترانسفورماتور از طریق ژنراتور یک واحد با هم برق دار می شوند و در کلیدخانه به شبکه وصل می شوند. سنکرون کردن واحد دوم با استفاده از کلید ژنراتور صورت می گیرد.

روش دیگر، نصب یک خازن و مقاومت با ظرفیت مناسب در محل ترانسفورماتور می باشد که باید با دقت محاسبه گردد.

۳-۸-۴- اثر مقاومت زمین در محل نصب ترانسفورماتورها

در رابطه با مقاومت زمین در محل نصب ترانسفورماتورها که احتمال داده می‌شود، خوب نبوده و باعث اشکال شده باشد، باید گفت که اگر مقاومت زیاد زمین در محل نصب ترانسفورماتورها باعث مشکل می‌بود، ولتاژ در محل ترانسفورماتورها بالا می‌رفت و این موضوع احتمالاً باعث اتصالی در خارج از ترانسفورماتور، بین بدنه ترانسفورماتور و باس داکت (یا باسبار) اتصال ژنراتور به ترانسفورماتور می‌گردید. در شکل ۳-۸-۱۵ باس داکت‌های بین ژنراتور که حتماً دارای اتصال زمین خوب هستند (چون در عمق زمین قرار دارند)، مشاهده می‌شوند. هر فاز از این باس داکت‌ها با یک ممبران لاستیکی به بدنه ترانسفورماتور وصل می‌شوند. فاصله این دو کم است و افزایش ولتاژ زمین در محل ترانسفورماتور باعث شکست در این محل می‌گردد. چنین اتفاقی خسارت بزرگی را به بار نمی‌آورد.



شکل ۳-۸-۱۵- باس داکت‌های بین ژنراتورها و ترانسفورماتورها

درس آموخته‌های حادثه

- مطالعه و بررسی پاسخ فرکانسی ترانسفورماتورهای مهم و نیروگاهی،
- مطالعه و بررسی حالت‌های گذرای ناشی از کلیدزنی در پست‌های مهم و نیروگاهی.

۳-۹- حادثه مورخ ۹۰/۵/۱۶ نیروگاه دماوند تهران: تنظیمات حفاظتی ناصحیح و خروج متوالی خطوط و واحدهای نیروگاهی شبکه و عملکرد حفاظت حذف بار فرکانسی

۳-۹-۱- شرح حادثه

در ساعت ۱۸:۰۵ مورخ ۹۰/۵/۱۶ به علت بروز اتصالی روی خط ۴۰۰ کیلوولت سلیمی - جلال، خط مذکور با عملکرد رله‌های دیستانس فاز C به زمین زون ۱ در پست سلیمی از مدار خارج شده، لیکن در پست جلال رله‌های دیستانس عمل نکرده و در نتیجه خط فوق الذکر با تأخیر عملکرد رله DEF (اتصال زمین جهتدار) از مدار خارج شده است. به دلیل تأخیر در خروج خط در پست جلال و با توجه به تنظیم زمانی نامناسب رله‌های اتصال زمین ترانسفورماتورهای واحدهای نیروگاه سیکل ترکیبی دماوند، همه واحدهای نیروگاه دماوند شامل ۱۲ واحد گازی و ۳ واحد بخار از مدار خارج شده‌اند. همزمان با خروج واحدهای نیروگاه دماوند، پست‌های فولاد مبارکه و اهواز با توجه به زمان رفع محدودیت قبلی اعلام شده، مشغول بارگیری به میزان ۵۰۰ مگاوات بوده‌اند. در این حالت به علت بالا رفتن بار خطوط تبادلی خراسان با شبکه سراسری، سیستم حذف تولید عمل نموده و واحدهای G11 و G14 نیروگاه نیشابور به همراه بویلرهای مربوطه از مدار خارج شده‌اند. همزمان واحد G11 نیروگاه رودشور با عملکرد حفاظت اضافه تحریک، واحد G2 نیروگاه ری و واحد H2 سد کلان با عملکرد رله کاهش فرکانس و واحد G13 نیروگاه شیراز با عملکرد حفاظت درجه حرارت اگزوز از مدار خارج شدند. با قطع واحدهای نیروگاهی فوق الذکر به میزان حدود ۲۱۸۶ مگاوات و اضافه شدن مصرف فولاد مبارکه و اهواز به میزان ۵۰۰ مگاوات، فرکانس شبکه سراسری کاهش یافته و در نتیجه رله‌های فرکانسی حذف بار در نواحی مختلف شبکه عمل نموده و ۸۰۶ مگاوات بار از شبکه خارج نموده‌اند. کلیه خاموشی‌های اعمال شده ناشی از عملکرد رله‌های فرکانسی به تدریج تا ساعت ۱۸:۳۵ برطرف گردید. همچنین با توجه به افت شدید فرکانس، توان دریافتی فولاد مبارکه و اهواز به ترتیب به ۱۸۰ و ۱۲۰ مگاوات محدود شد.

۳-۹-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

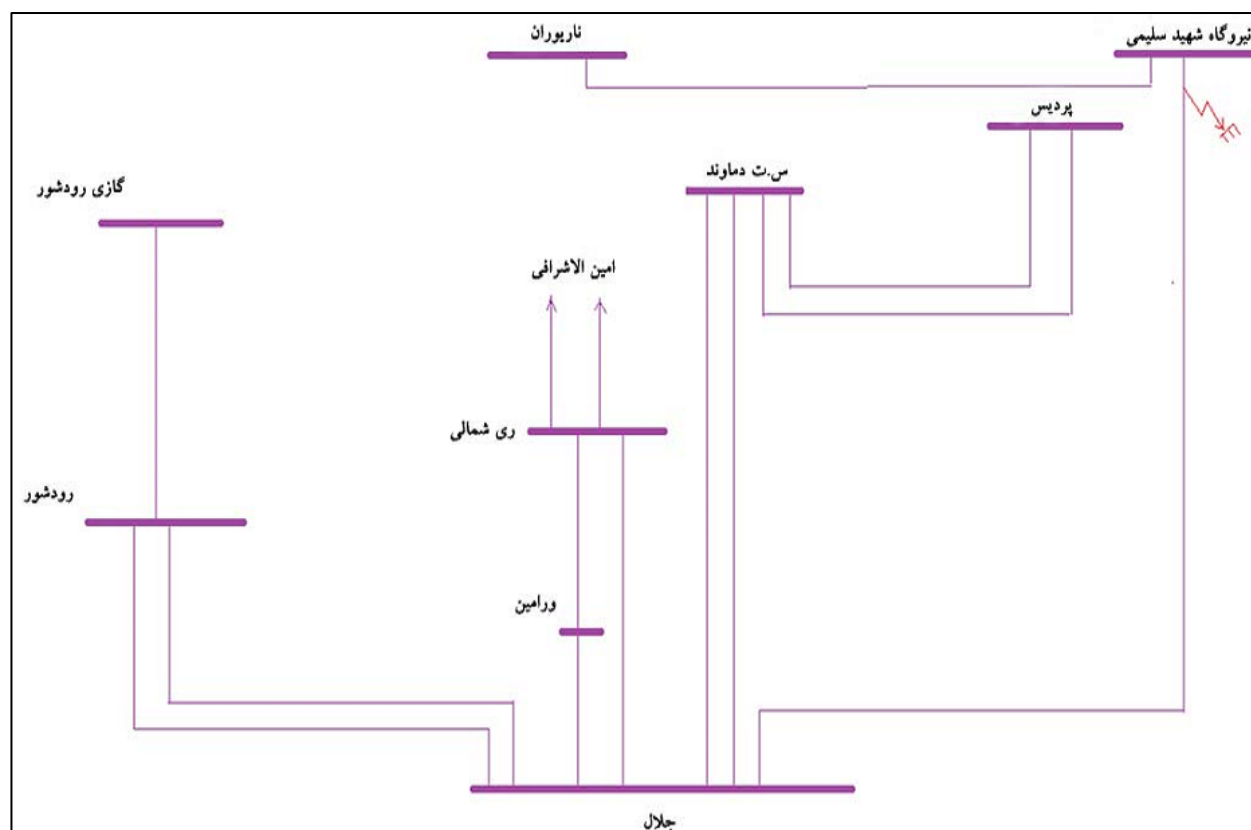
- ۱- در پست جلال کلیه خطوط ۴۰۰ کیلوولت در مدار بوده‌اند.
- ۲- در نیروگاه دماوند ۱۲ واحد گازی (واحدهای G11 الی G22) و ۳ واحد بخار (واحدهای G1 الی G3) در مدار بوده است.
- ۳- تبادل ناحیه خراسان با شبکه سراسری بیش از ۵۰۰ مگاوات بوده و در نتیجه رله خودکار تولید در نیروگاه نیشابور بر روی واحدهای G11 و G14 قرار داشته است.
- ۴- رله‌های دیستانس خط ۴۰۰ کیلوولت جلال - سلیمی از نوع MDT45 ساخت میتسوبیشی با مشخصه مهو بوده است.

۵- رله‌های حذف بار فرکانسی در پله ۴/۹ هرگز، در شرکت‌های برق منطقه‌ای مازندران، گیلان، غرب، سیستان و بلوچستان، سمنان و خوزستان نصب و راه‌اندازی شده و در این حادثه عمل نموده‌اند.

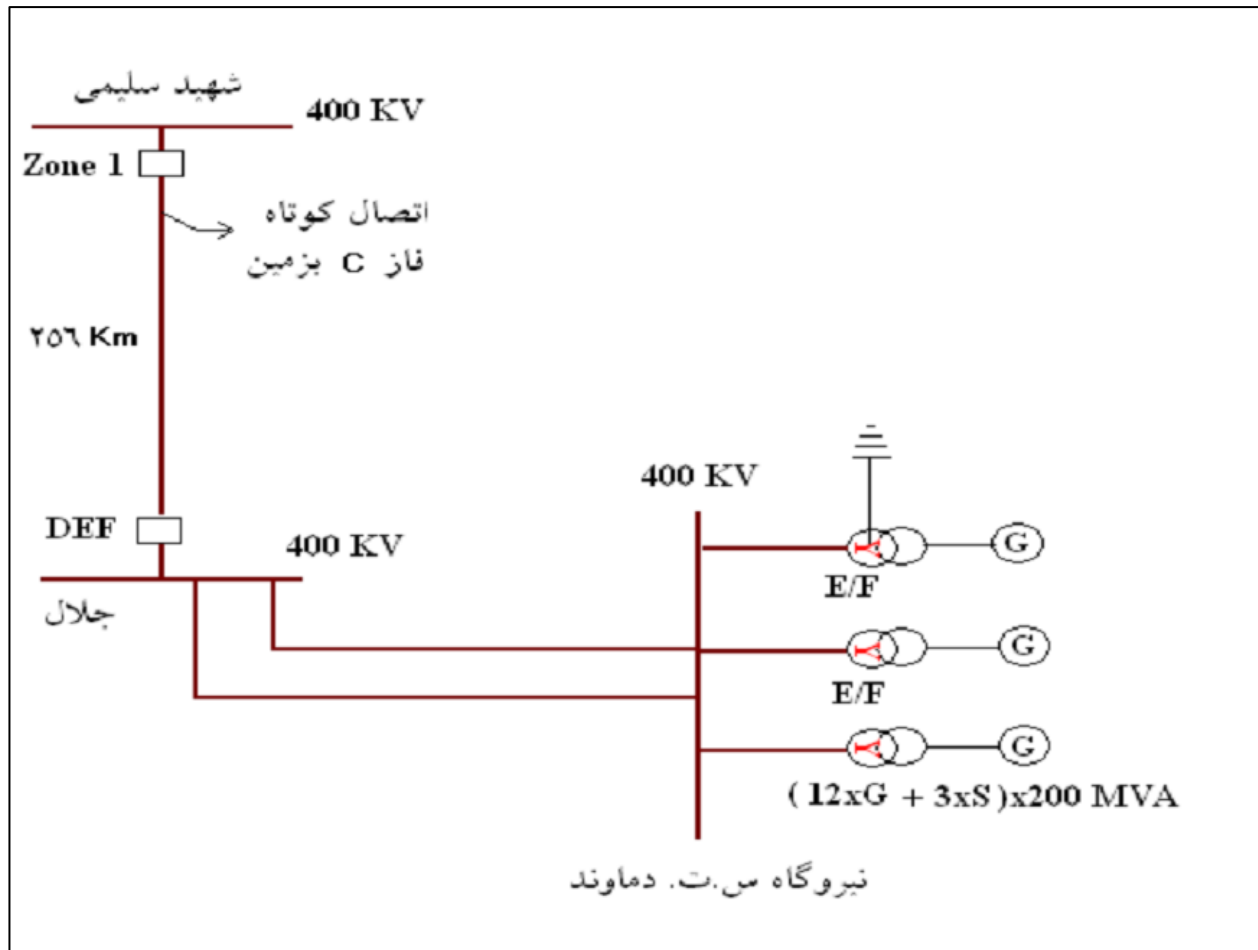
۳-۹-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

در فاصله ۱۰۰ متری خارج از فانس نیروگاه دماوند، یک خط توزیع دو مداره ۲۰ کیلوولت وجود داشته که این خط، در زیر خطوط انتقال ۴۰۰ کیلوولت (ناریوران، جلال و آهوان ۱ و ۲) منشعب از پست شهید سلیمی واقع شده و به منظور کاهش خطاهای القایی روی آن، توسط سیم گاردی که از یک سمت زمین شده است، حفاظت می‌شود.

در ساعت ۱۸:۰۵ مورخ ۹۰/۰۵/۱۶، بروز اتصالی بین فاز C خط ۴۰۰ کیلوولت سلیمی - جلال در نزدیکی پست سلیمی (حدود ۳۰۰ متری از پست سلیمی) و سیم گارد خط ۲۰ کیلوولت سبب شده که در اثر عبور جریان زیاد از سیم گارد، این سیم ذوب و روی زمین افتاده که سبب بروز آتش سوزی علف‌های هرز اطراف شده است و بلافاصله توسط گروه آتش نشانی نیروگاه، آتش سوزی مذکور خاموش گردیده است. همزمان خط مذکور با عملکرد رله‌های دیستانس فاز C به زمین زون ۱ در پست سلیمی از مدار خارج شده، لیکن در پست جلال رله‌های دیستانس عمل نکرده و در نتیجه خط با تأخیر توسط عملکرد رله DEF (اتصال زمین جهتدار) از مدار خارج شده است. دیاگرام تک خطی ناحیه حادثه در شکل‌های ۳-۹-۱ و ۳-۹-۲ ارائه شده است.



شکل ۳-۹-۱- دیاگرام تک خطی ناحیه حادثه



شکل ۳-۹-۲- دیاگرام تک خطی ناحیه حادثه

علت عدم عملکرد رله‌های دیستانس خط در پست جلال (از نوع MDT45 ساخت میتسویشی با مشخصه

موهو) به شرح زیر می‌باشد:

برای عملکرد زون‌های رله نوع MDT45 لازم است که ابتدا واحد استارتر رله عمل نماید. استارتر رله براساس

منحنی مشخصه شکل ۳-۹-۳ قابل تنظیم است که در این خط ZL با تپ L انتخاب گردیده است. این تنظیم دارای دو

قسمت عملکرد مجزا بوده به این ترتیب که اگر ولتاژ اتصال کوتاه کمتر از ۸۰٪ ولتاژ نامی باشد واحد استارتر با جریانی

معادل ۱۴٪ جریان نامی (۴۲۰ آمپر) عمل می‌کند، لیکن اگر ولتاژ اتصال کوتاه بیشتر از ۸۰٪ ولتاژ نامی باشد استارتر با

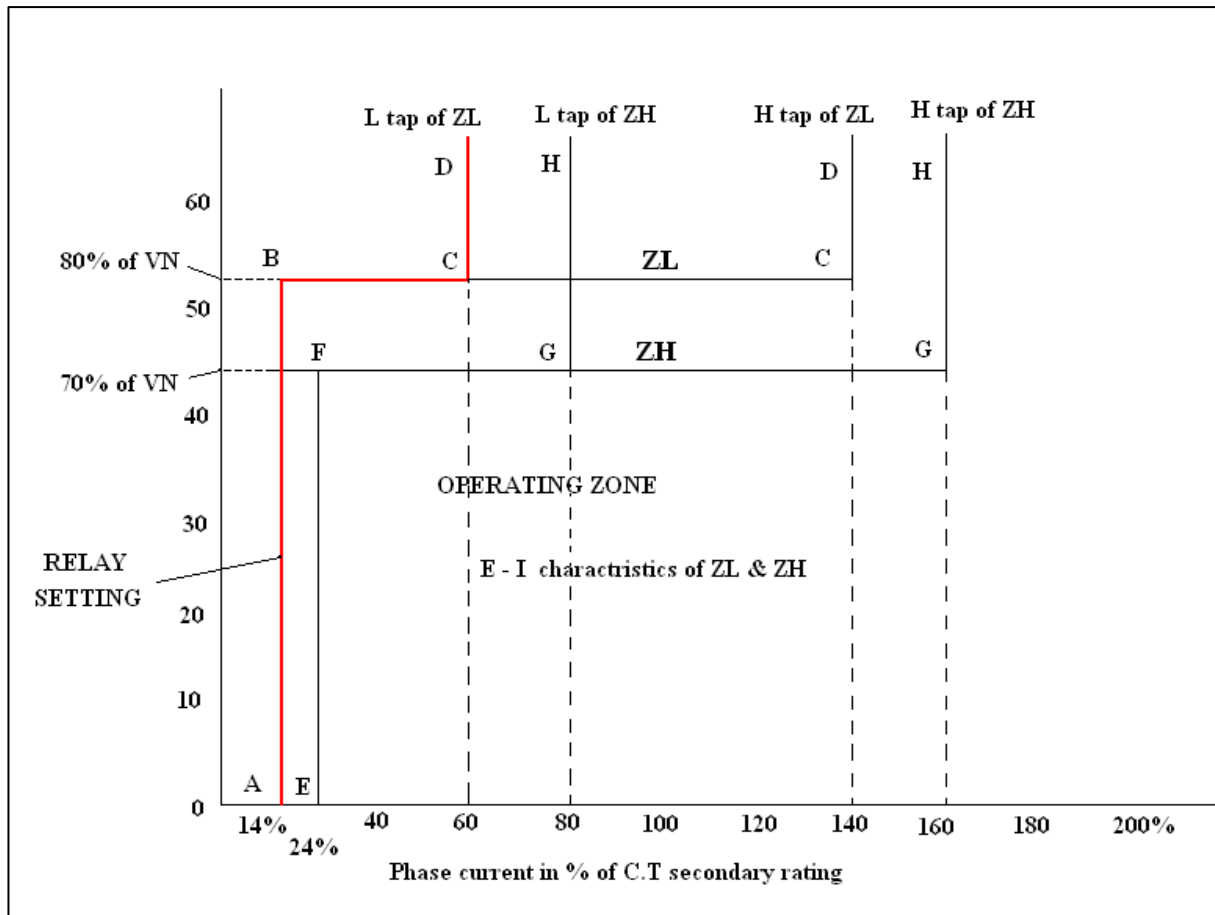
جریانی معادل ۶۰٪ جریان نامی (۱۸۰۰ آمپر) عمل خواهد نمود.

جریان نامی خط مذکور برابر ۳۰۰۰ آمپر بوده (نسبت تبدیل CT برابر ۳۰۰۰/۵ آمپر است) که ۶۰٪ آن برابر

۱۸۰۰ آمپر می‌باشد. لذا با بروز اتصال کوتاه فاز - زمین در ۳۰۰ متری از پست شهید سلیمی، جریان عبوری از خط در

پست جلال بسیار کمتر بوده و پس از قطع خط در پست سلیمی جریان حداکثر به ۱۶۸۰ آمپر و ولتاژ به حدود ۹۲٪

خواهد رسید که در نتیجه در این حالت رله دیستانس استارت نخواهد شد.



شکل ۳-۹-۳- مشخصه استارتر رله نوع MDT 45

با توجه به عدم عملکرد رله‌های دیستانس خط جلال-سلیمی در پست جلال، رله‌های اتصال زمین جهتدار (DEF) ساخت میتسویشی مدل CRP D-9 در پست جلال استارت شده و احتمالاً می‌بایستی پس از طی شدن زمان تأخیر این رله‌ها در حدود ۰/۹ الی ۱ ثانیه عمل می‌نمود. لیکن بدلیل پائین بودن تنظیم زمان رله‌های اتصال زمین ترانسفورماتورهای واحدهای بخار و گازی در نیروگاه دماوند و با توجه به میزان جریان عبوری از نوترال ترانسفورماتور هر واحد (در حدود ۸۰ آمپر)، واحدهای گازی که دارای تنظیم ۶۹ آمپر با زمان ثابت ۰/۸ ثانیه بوده اند قبل از خط مذکور با عملکرد رله اتصال زمین از مدار خارج شده‌اند. تنظیمات به شرح ذیل بوده‌اند:

❖ تنظیم رله‌های DEF خط جلال-سلیمی: جریان ۳۰۰ آمپر و TMS برابر ۴،

❖ تنظیم واحدهای گازی نیروگاه دماوند: Is = 69 A و T = 0.8 Sec. با زمان ثابت،

❖ تنظیم واحدهای بخار نیروگاه: Is = 165 A و T = 0.5 Sec. با زمان ثابت.

با خروج هر ۱۲ واحد گازی در نیروگاه دماوند، واحدهای بخار نیز از مدار خارج می‌شوند.

پس از خروج واحدهای نیروگاه دماوند، خط سلیمی - جلال نیز در پست جلال با عملکرد رله DEF از مدار خارج شده است. زمان دقیق خروج خط بدلیل سنکرون نبودن ساعت تجهیزات مشخص نمی‌باشد. همزمان با خروج

واحدهای نیروگاه دماوند، پست‌های فولاد مبارکه و اهواز با توجه به زمان رفع محدودیت قبلی اعلام شده، مشغول بارگیری به میزان ۵۰۰ مگاوات بوده‌اند. در این حالت به علت بالا رفتن بار خطوط تبادلی خراسان با شبکه سراسری، سیستم حذف تولید عمل نموده و واحدهای G11 و G14 نیروگاه نیشابور به همراه بویلرهای مربوطه از مدار خارج شده‌اند. همزمان واحد G11 نیروگاه رودشور با عملکرد حفاظت اضافه تحریک از مدار خارج شده که خروج این واحد با توجه به عملکرد رله‌های فرکانسی شبکه بنظر بی‌مورد می‌رسد و بایستی تنظیمات آن مورد بررسی دقیق قرار گیرد. همچنین واحدهای G13 نیروگاه شیراز با عملکرد بی‌مورد درجه حرارت اگزوز، G2 نیروگاه ری و H2 سد کلان با عملکرد رله کاهش فرکانس از مدار خارج شده‌اند که عملکرد رله‌های فرکانسی این واحدها با توجه به عملکرد رله‌های فرکانسی شبکه بی‌مورد بوده و بایستی تنظیمات رله‌های فرکانسی این واحدها اصلاح گردد. با قطع واحدهای نیروگاهی فوق‌الذکر به میزان حدود ۲۱۸۶ مگاوات و اضافه شدن مصرف صنایع فولاد مبارکه و فولاد اهواز به میزان ۵۰۰ مگاوات، فرکانس شبکه سراسری کاهش یافته و در نتیجه رله‌های فرکانسی حذف بار در شبکه به شرح زیر عمل نمودند:

جدول ۳-۹-۱- عملکرد رله‌های فرکانسی حذف بار در نقاط مختلف شبکه

ناحیه	بار قطع شده MW	ناحیه	بار قطع شده MW	ناحیه	بار قطع شده MW
کرمان	۶	خوزستان	۶۰	مازندران	۱۹۱
فارس	۸۰	سیستان و بلوچستان	۱۹	گیلان	۳۱
خراسان	۳۰	اصفهان	۱۴۲	زنجان	۲۵
تهران	۱۲۰	آذربایجان	۴۸	سمنان	۴
غرب	۴۰	باختر	۱۰		
جمع		۸۰۶ مگاوات			

رله‌های فرکانسی حذف بار در مرحله ۴/۴ هرگز در نواحی مازندران، گیلان، غرب، سیستان و بلوچستان، سمنان و خوزستان عمل نموده و حدود ۲۰۰ مگاوات قطع نموده‌اند و رله‌های فرکانسی حذف بار در مرحله ۴/۲ هرگز در نواحی آذربایجان، اصفهان، باختر، تهران، زنجان، فارس، کرمان و هرمزگان عمل نموده و حدود ۶۰۰ مگاوات قطع نموده‌اند. کلیه خاموشی‌های اعمال شده ناشی از عملکرد رله‌های فرکانسی به تدریج تا ساعت ۱۸:۳۵ برطرف گردید. همچنین با توجه به افت شدید فرکانس، دریافتی فولاد مبارکه و فولاد اهواز به ترتیب به ۱۸۰ و ۱۲۰ مگاوات محدود شد.

۳-۹-۴- نتیجه‌گیری و پیشنهادات

۱- لازم است در اولین فرصت رله‌های دیستانس خطوط ۴۰۰ کیلوولت با طول زیاد (بیش از ۱۵۰ کیلومتر) و خطوط ۲۳۰ کیلوولت با طول بیش از ۸۰ کیلومتر در پست‌هایی که دارای رله‌های میتسوبیشی نوع MDT45 می‌باشند از جمله در پست جلال تعویض گردد. (پست‌های جلال، شهید سلیمی، حسن کیف، زیاران، تبریز ۲ و ...).

۲- فاصله بین خطوط توزیع ۲۰ کیلوولت و خطوط انتقال ۴۰۰ کیلوولت در نزدیکی پست شهید سلیمی مورد بررسی و اصلاح قرار گیرد.

۳- تنظیمات رله‌های اضافه جریان واحدها و ترانسفورماتور آن‌ها، همچنین تنظیم رله‌های اتصال زمین ترانسفورماتور واحدهای نیروگاه دماوند بایستی مورد بازنگری قرار گرفته و اصلاح گردد. زمان تنظیمی رله‌های فوق بایستی از حالت زمان ثابت خارج و بصورت زمان معکوس (Normally Inverse) تنظیم شوند.

۴- تنظیم رله اضافه تحریک و سیستم کنترل نیروگاه رودشور نیاز به بازنگری دارد.

۵- اشکال خروج بی‌مورد در نیروگاه‌های ری، شیراز و سد کلان بایستی بررسی و برطرف شود.

۶- عدم اعمال تنظیمات مدیریت شبکه.

درس آموخته‌های حادثه

- لزوم تعویض رله‌های حفاظتی قدیمی با رله‌های حفاظتی دیجیتال با در نظر گرفتن شرایط ذکر شده در ویرایش سوم "دستورالعمل فنی ضوابط خرید، آموزش و استفاده از رله‌های حفاظتی شبکه انتقال" شرکت مدیریت شبکه برق ایران،
- لزوم حفظ فاصله مجاز بین خطوط فشار ضعیف و فشار قوی در سراسر شبکه اصلی برق کشور،
- تنظیم صحیح رله‌های اضافه جریان و اتصال زمین واحدها و ترانسفورماتورهای آن‌ها به صورت هماهنگ با سایر حفاظت‌های اضافه جریان شبکه.

۳-۱۰- حادثه مورخ ۸۹/۰۹/۱۵ ناحیه خوزستان: اشکال در حفاظت باسبار و تشکیل جزیره ناپایدار**۳-۱۰-۱- شرح حادثه**

در ساعت ۰۲:۴۳ مورخ ۸۹/۰۹/۱۵ خط ۴۰۰ کیلوولت میلاد - مهزیار (DR915) به علت بروز اتصال کوتاه فاز B با زمین با عملکرد صحیح رله‌های دیستانس در زون ۱ در طرفین قطع گردید. همزمان به دلیل اشکال حفاظت باسبار ۴۰۰ کیلوولت پست ماهشهر ناشی از اشتباه در حذف واحد اندازه‌گیری، رله مزبور به صورت بی‌مورد عمل نموده و باسبارهای شماره ۹۱ و ۹۲ پست ماهشهر از مدار خارج گردیدند. با خروج باسبارهای پست ماهشهر خطوط ۴۰۰ کیلوولت ماهشهر - امیدیه ۲، ماهشهر - میلاد و ترانسفورماتورهای ۴۰۰/۱۳۲ کیلوولت از سمت ۴۰۰ کیلوولت قطع می‌گردند.

با قطع خطوط و ترانسفورماتورهای فوق الذکر، این قسمت از شبکه به دو جزیره مجزا از هم تبدیل شده است: یک جزیره شامل نیروگاه خرمشهر، پست میلاد و خط خورالزبیر با تولید ۱۵۵ مگاوات و مصرف ۳۵۷ مگاوات بوده که به علت کمبود تولید با کاهش فرکانس و ولتاژ روبرو گردیده و در نتیجه خطوط و ترانسفورماتورهای پست میلاد و نیروگاه خرمشهر با عملکرد رله کاهش ولتاژ از مدار خارج می‌شوند و واحد ۲ نیروگاه خرمشهر با حفاظت مکانیکی کمپرسور قطع شده است. جزیره دوم شامل بخش ۱۳۲ کیلوولت پست ماهشهر و نیروگاه فجر ۱ و فجر ۲ با تولید ۱۵۰ مگاوات و مصرف ۲۸ مگاوات با افزایش فرکانس مواجه شده و واحدهای ۱۴ و ۱۵ نیروگاه فجر ۱ و واحد شماره ۱ فجر ۲ با عملکرد سیستم‌های حفاظتی (Over speed) از مدار خارج شده‌اند. در اثر این حادثه ۲۲۸ مگاوات خاموشی در پست میلاد، ۱۲۹ مگاوات در خورالزبیر و ۲۸ مگاوات خاموشی در پست ماهشهر ایجاد شده است.

۳-۱۰-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه**پست ماهشهر:**

- این پست در بخش ۴۰۰ کیلوولت از ابتدای راه‌اندازی و بهره‌برداری فاقد حفاظت باسبار بوده و حفاظت مزبور در تاریخ ۸۹/۰۸/۱۶ نصب، راه‌اندازی و در مدار قرار گرفته است.
- ترانسفورماتور T3 جدیداً نصب شده و در زمان حادثه در مدار نبوده است.
- خطوط ۷۰۳ و ۷۰۴ با نیروگاه فجر ۱ و خطوط ۷۰۵ و ۷۰۶ با نیروگاه فجر ۲ در ارتباط بوده و مجموعاً ۱۵۰ مگاوات از نیروگاه‌های فجر ۱ و ۲ وارد پست ماهشهر می‌گردید.

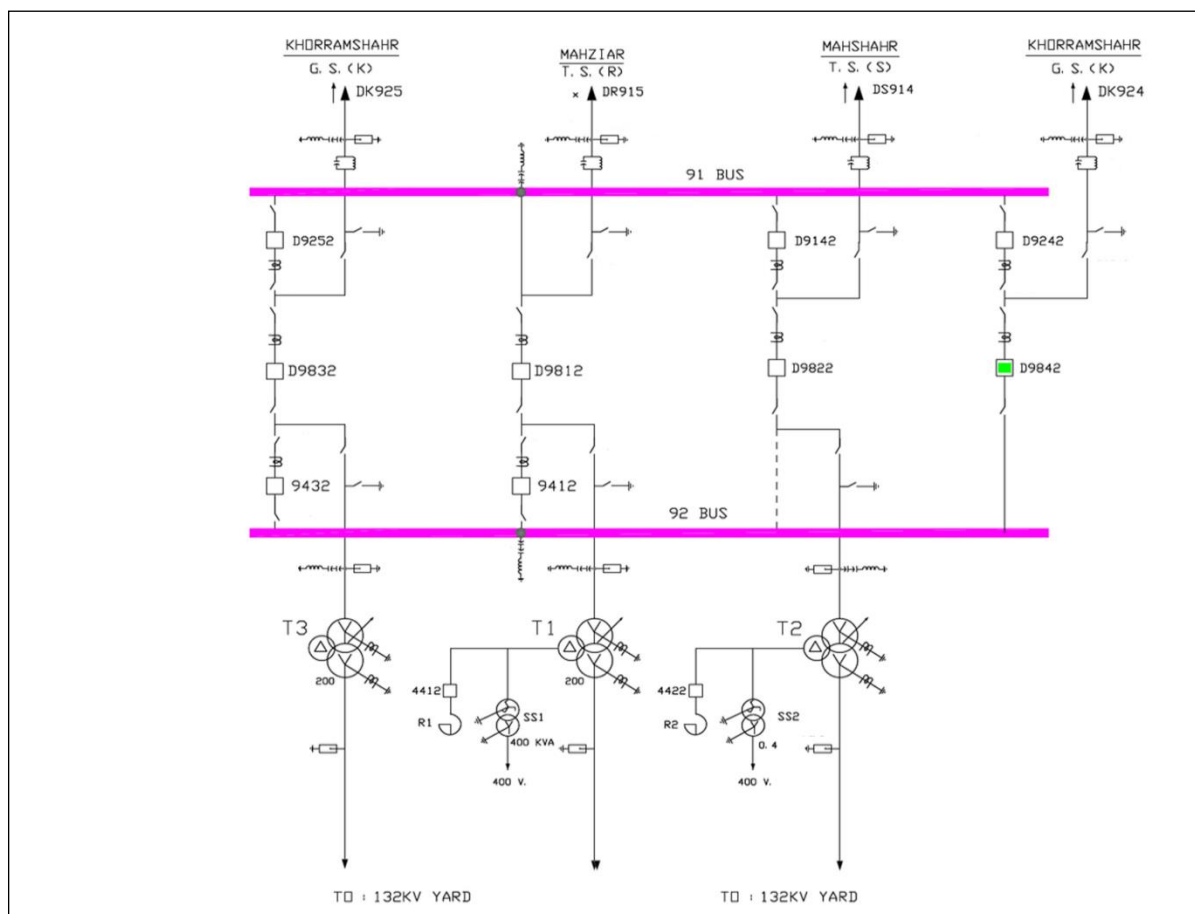
پست میلاد:

۲ - دستگاه راکتور ۲۰ کیلوولت با ظرفیت هرکدام ۱۸ مگاوار در سمت ثالثیه ترانس‌های T1 و T2 در مدار بوده است.

- بریکر شماره ۹۸۴۲ به دلیل نشت روغن از CT فاز C از تاریخ ۸۹/۰۹/۱۳ از مدار خارج بوده است.

- جمپر متصل کننده ترانسفورماتور ۴۰۰/۱۳۲/۲۰ کیلوولت T2 به باسبار ۹۲ باز بوده است (قرار بوده برای تکمیل بی ۱/۵ کلیدی، یک کلید در این محل نصب گردد).

- سیستم باسبار ۱/۵ کلیدی این پست ناقص بوده و خط مه‌زیار مستقیماً به باسبار وصل شده است.



شکل ۳-۱۰-۱- دیاگرام پست میلاد قبل از بروز حادثه

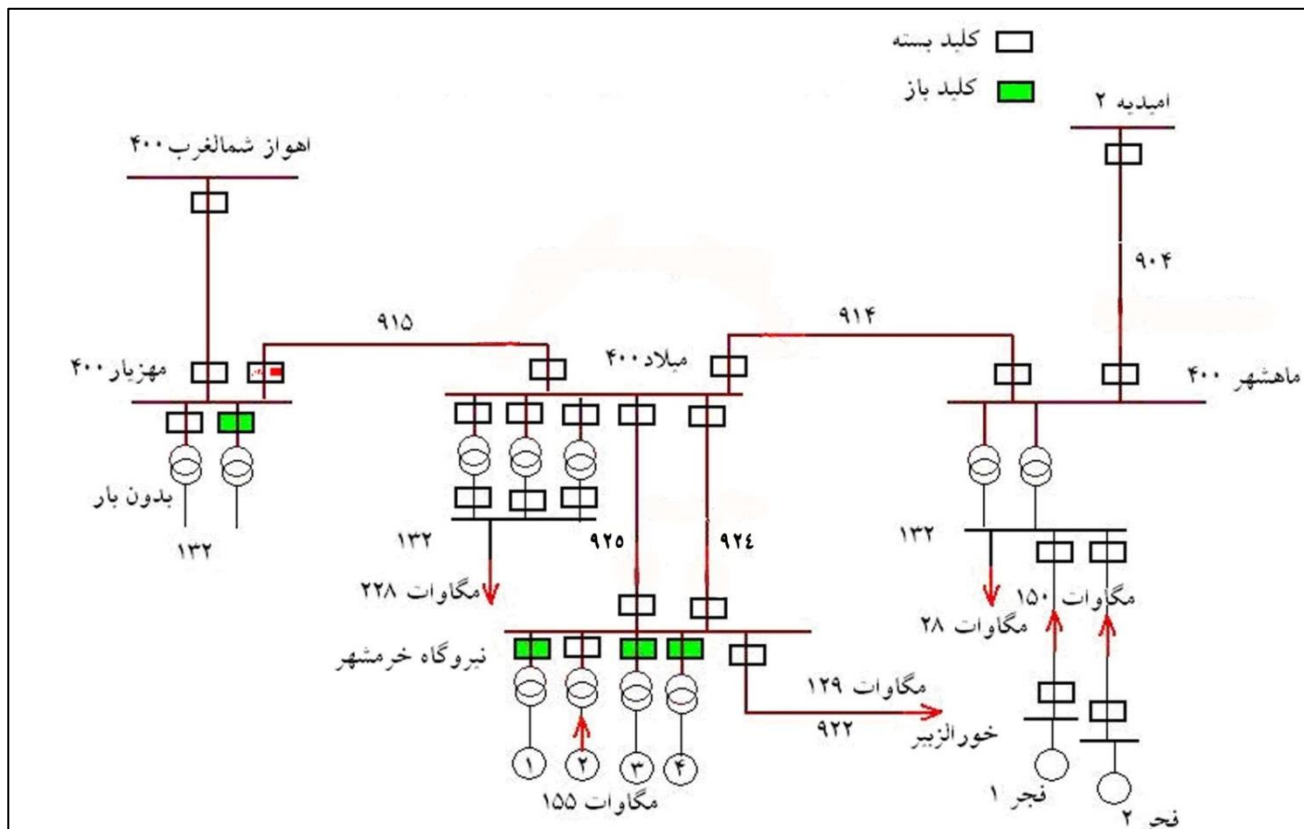
پست فرمشهر:

- از ۴ واحد ۱۵۹ مگاواتی فقط واحد ۲ با تولید ۱۵۵ مگاوات در مدار بوده است.

- خط خورالزبیر با ۱۲۹ مگاوات کشور عراق را تغذیه می‌نمود.

پست مهزیار:

- پست جدید الاحداث ۴۰۰ کیلوولت مهزیار دارای دو دستگاه ترانسفورماتور ۴۰۰/۱۳۲ کیلوولت با قدرت هرکدام ۲۰۰ مگاوات آمپر بوده که ترانس T1 تحت تانسیون و ترانس T2 خارج از مدار بوده است.

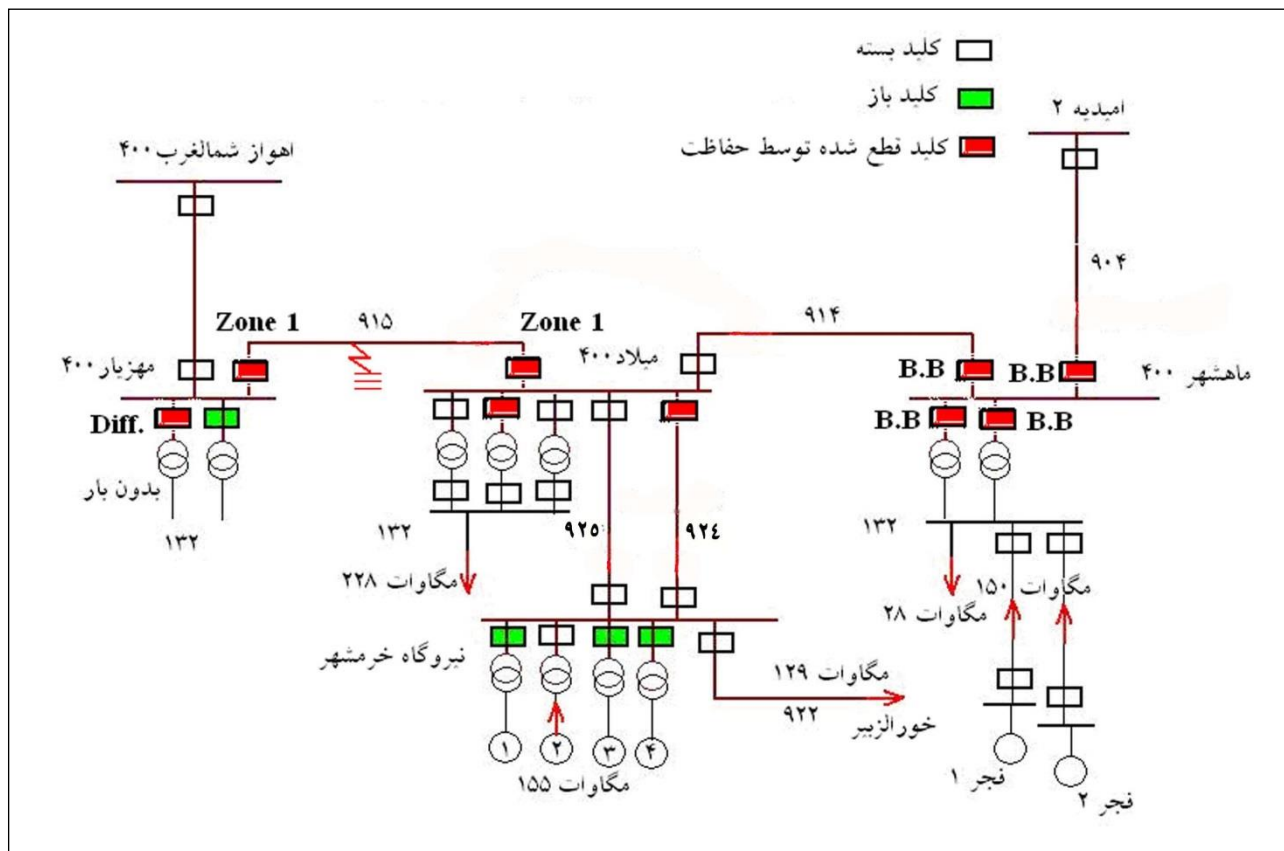


شکل ۳-۱۰-۲- شرایط شبکه ناحیه جنوب خوزستان قبل از بروز حادثه

۳-۱۰-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

در ساعت ۱۴:۴۳:۰۲ مورخ ۱۳۸۹/۰۹/۱۵ خط ۴۰۰ کیلوولت مهزیار- میلاد (DR915) بدلیل بروز اتصال کوتاه فاز B با زمین با عملکرد رله‌های دیستانس اولیه و ثانویه زون ۱ در طرفین از مدار خارج شده است. با توجه به اینکه خط DR915 مستقیماً به باسبار ۹۱ پست میلاد متصل است. در نتیجه با قطع این خط باسبار ۹۱ نیز از مدار خارج می‌گردد. همزمان بدلیل اشکال باقی مانده از زمان بهره‌برداری حفاظت باسبار (در مدار نبودن واحد اندازه‌گیری یکی از فیدرها)، باسبارهای شماره ۹۱ و ۹۲ پست ماهشهر با عملکرد بی‌مورد حفاظت باسبار از مدار خارج شده و در نتیجه خطوط ماهشهر - امیدیه ۲ ، ماهشهر - میلاد و ترانس‌های ۴۰۰/۱۳۲ کیلوولت T1 و T2 از مدار خارج گردیدند. با توجه به باز بودن جمپر متصل کننده ترانسفورماتور ۴۰۰/۱۳۲/۲۰ پست میلاد به باسبار ۹۲ با قطع بریکر باس ۹۱ عملاً ترانس T2 این پست بی برق می‌گردد.

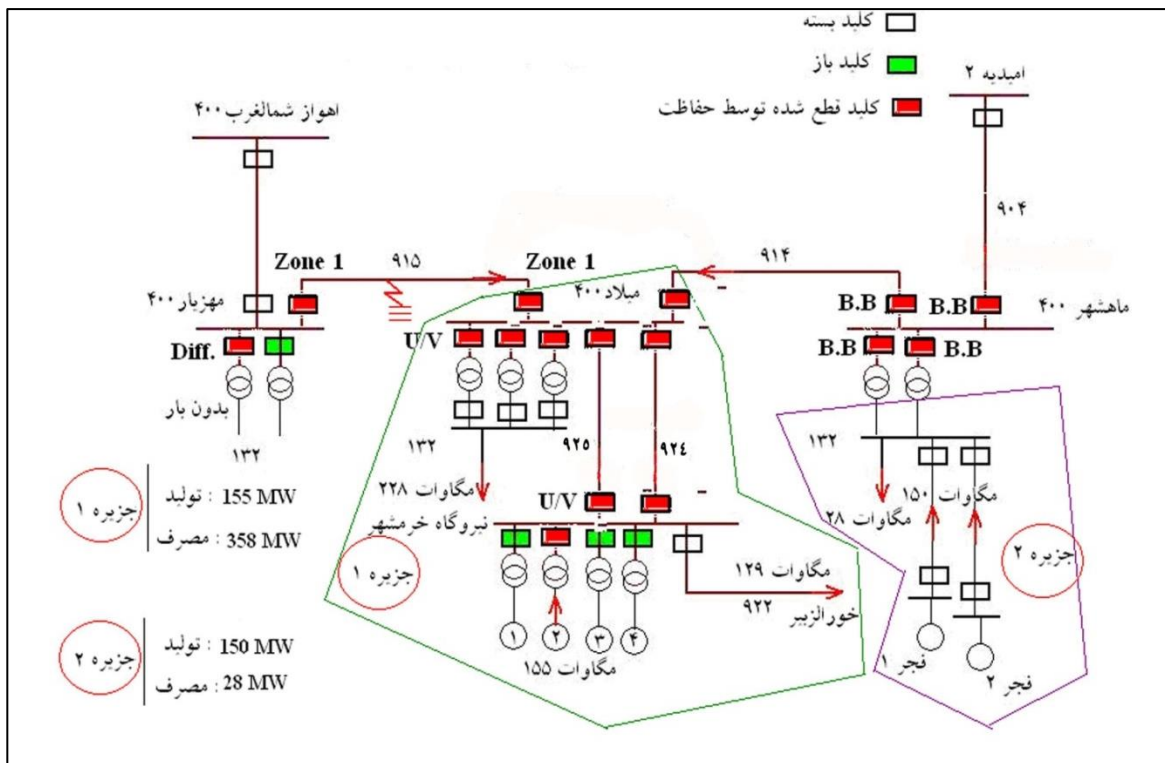
همچنین با توجه به باز بودن بریکر شماره ۹۸۴۲ و بی برق شدن باس ۹۱ در پست میلاد خط DK924 (خرمشهر-میلاد) در پست میلاد باز می گردد.



شکل ۳-۱۰-۳- شرایط شبکه ناحیه جنوب خوزستان با بروز اتصال کوتاه روی خط ۹۱۵

با قطع خطوط و ترانسفورماتورهای فوق الذکر این قسمت از شبکه به دو جزیره مجزا از هم تبدیل شده (شکل ۳-۱۰-۴) که یک جزیره شامل نیروگاه خرمشهر، پست میلاد و خط خورالزبیر با تولید ۱۵۵ مگاوات و مصرف ۳۵۷ مگاوات که به علت کمبود تولید با کاهش فرکانس و ولتاژ روبرو گردیده و در نتیجه خطوط و ترانسفورماتورهای پست میلاد و نیروگاه خرمشهر با عملکرد رله کاهش ولتاژ از مدار خارج می شوند. ضمناً رله های فرکانسی حذف بار در این ناحیه عملکرد داشته اند. تایم تگ ارسالی مربوط به این حادثه قطع بریکرهای نیروگاه خرمشهر را حدود ۵ دقیقه پس از شروع حادثه ثبت نموده که نشان دهنده اشکال سیستم مزبور می باشد. در این حادثه هیچ عملکردی از حفاظت های الکتریکی واحد گزارش نشده که بایستی با توجه به افت شدید فرکانس و بروز نوسان علت آن مورد بررسی قرار گیرد. لازم به ذکر است که واحد ۲ نیروگاه خرمشهر با عملکرد حفاظت مکانیکی سرج کمپرسور از مدار خارج شده است.

جزیره دوم شامل بخش ۱۳۲ کیلوولت پست ماهشهر و نیروگاه های فجر ۱ و فجر ۲ با تولید ۱۵۰ مگاوات و مصرف ۲۸ مگاوات با افزایش فرکانس مواجه شده و بر اساس بررسی های به عمل آمده، واحدهای ۱۴ و ۱۵ نیروگاه فجر ۱ و واحد شماره ۱ نیروگاه فجر ۲ با عملکرد سیستم های حفاظتی (عملکرد رله های OVER SPEED) از مدار خارج شده اند.



شکل ۳-۱۰-۴- شرایط شبکه ناحیه جنوب خوزستان با بروز اتصال کوتاه روی خط ۹۱۵

۳-۱۰-۴- نتیجه گیری و پیشنهادات

- ۱- تست و تنظیم مجدد حفاظت باسبار پست ماهشهر.
- ۲- بررسی و تعیین علت عملکرد بی مورد رله دیفرانسیل ترانسفورماتور T1 پست مهبیار.
- ۳- کلید مربوط به بی ترانس T2 در پست میلاد نصب شده و یا جمپر متصل کننده به باس ۹۱ برقرار گردد.
- ۴- تکمیل آرایش ۱/۵ کلیدی پست میلاد.
- ۵- بررسی و تعیین علت عدم عملکرد حفاظت‌های الکتریکی نیروگاه خرمشهر.

درس آموخته‌های حادثه

- لزوم نظارت ویژه بر حسن انجام تست‌های راه‌اندازی و دوره‌ای رله‌های حفاظت باسبار (با توجه به تبعات مهم عملکرد این رله‌ها که باعث خروج چندین خط و ترانس می‌شوند)،
- نظارت بر انجام دقیق و کامل تست‌های پایداری رله‌های دیفرانسیل و REF ترانسفورماتورهای قدرت،
- تسریع در تکمیل آرایش پست‌های ناقص،
- لزوم ایجاد هماهنگی بین حفاظت‌های نیروگاه با شبکه.

۳-۱۱- حادته مورخ ۸۹/۰۳/۱۷ پست اردبیل: تنظیم اشتباه حفاظت اضافه جریان کلید باس کوپلر**۳-۱۱-۱- شرح حادته**

در ساعت ۰۹:۲۵ مورخ ۸۹/۰۳/۱۷ ترانسفورماتور ۲۳۰/۶۳/۲۰ کیلوولت T1 (۱۲۵ مگاواولت آمپر) پست اردبیل به منظور انجام تعمیرات پیشگیرانه با هماهنگی مرکز کنترل شمال غرب از مدار خارج گردیده است.

در ساعت ۱۱:۳۴ کلید باس کوپلر ۶۳ کیلوولت پست اردبیل با عملکرد رله O/C از مدار خارج شده و به دنبال آن در ساعت ۱۱:۴۷ ترانسفورماتور ۲۳۰/۶۳/۲۰ کیلوولت T2 پست اردبیل با عملکرد رله اضافه شار مغناطیسی (Over Flux) سمت ۲۰ کیلوولت از مدار خارج گردیده و بار خطوط ۶۳ کیلوولت منشعب از این پست به ترانسفورماتورهای پست تقی دیزج منتقل شده است. سپس با عملکرد سیستم حذف بار ترانسفورماتور T3 پست تقی دیزج، فیدر ۶۳ کیلوولت مشکین شهر قطع شده و نهایتاً با افزایش بار ترانسفورماتور T3، با عملکرد رله O/C سمت ۲۳۰ کیلوولت ترانس مذکور سبب قطع ترانسفورماتورهای T2 و T3 که دارای کلید مشترک در سمت ۲۳۰ کیلوولت می باشند، گردیده است. همزمان با قطع ترانس های مذکور کلید باس کوپلر ۶۳ کیلوولت پست تقی دیزج نیز قطع شده است. با قطع ترانس های مزبور و کلید باس کوپلر، خط ۶۳ کیلوولت اردبیل شمالی (NZ604) با عملکرد رله های حفاظتی قطع شده و در نتیجه در رینگ ۶۳ کیلوولت اردبیل ۱۴۰ مگاواولت خاموش ایجاد شده است.

۳-۱۱-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادته

- ۱- در ساعت ۰۹:۲۵ مورخ ۸۹/۰۳/۱۷ ترانسفورماتور ۲۳۰/۶۳/۲۰ کیلوولت T1 پست اردبیل (۱۲۵ مگاواولت آمپر) به منظور انجام تعمیرات پیشگیرانه با هماهنگی مرکز کنترل شمال غرب از مدار خارج گردیده است.
- ۲- بار عبوری از کلید باس کوپلر ۶۳ کیلوولت پست اردبیل قبل از حادته برابر ۷۵۷ آمپر بوده است.

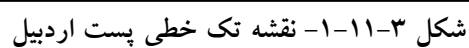
۳-۱۱-۳- تجزیه و تحلیل حادته

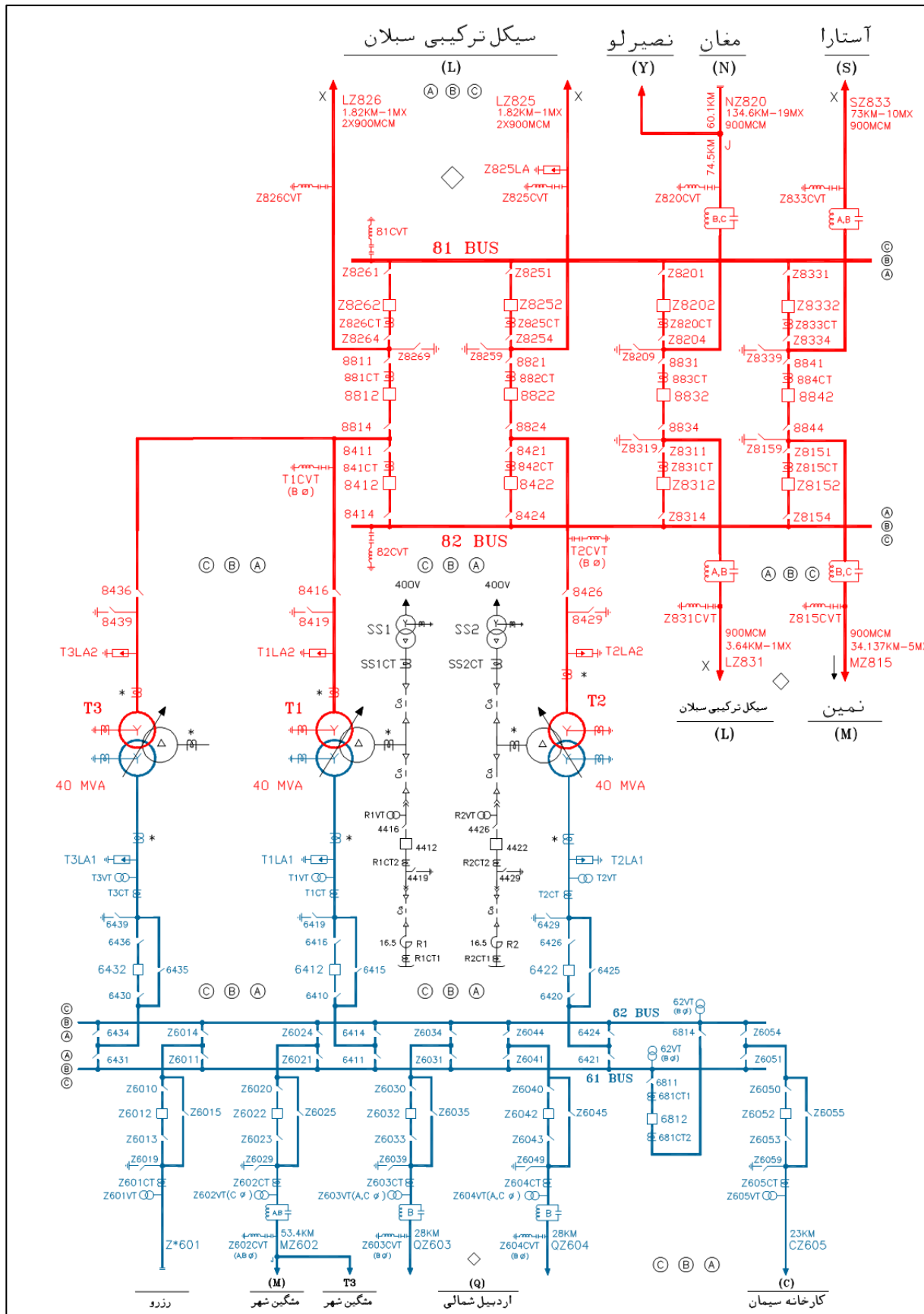
با توجه به خروج طبق برنامه ترانسفورماتور T1 در پست اردبیل، بار عبوری از کلید ۶۳ کیلوولت باس کوپلر به مرور افزایش یافته تا به میزان تنظیم رله اضافه جریان کلید مزبور که برابر ۷۵۰ آمپر بوده، رسیده و سبب عملکرد این رله شده و کلید باس کوپلر قطع شده است. لازم به ذکر است که رله O/C کلید باس کوپلر اصولاً بایستی برابر ۱۲۰٪ بار نامی یکی از ترانسفورماتورها (۱۳۷۴ آمپر) تنظیم شده و زمان عملکرد آن ۰/۶ ثانیه برای اتصال کوتاه در باسبار ۶۳ کیلوولت باشد. نقشه تک خطی پست اردبیل در شکل ۳-۱۱-۱ نشان داده شده است. با قطع کلید باس کوپلر، بار باسبار ۶۱ پست اردبیل از خطوط ۶۳ کیلوولت متصل به پست تقی دیزج تغذیه شده و با توجه به افزایش بار ترانسفورماتورهای T1 و T3 پست تقی دیزج، سیستم حذف بار این ترانس ها عمل نموده و سبب قطع خط ۶۳ کیلوولت مشکین شهر گردیده است. نقشه تک خطی پست تقی دیزج در شکل ۳-۱۱-۲ ارائه شده است.

ترانسفورماتور T2 پست اردبیل با باز شدن کلید باس کوپلر با کاهش بار مواجه گشته و ولتاژ آن افزایش یافته است. در ساعت ۱۱:۴۷ رله اضافه شار مغناطیسی (Over Flux) ترانسفورماتور مزبور که در سمت ۲۰ کیلوولت نصب می‌باشد عمل کرده و ترانس قطع شده است. احتمالاً اپراتور می‌توانست با تغییر تپ ترانس نسبت به کاهش ولتاژ در مدت ۱۳ دقیقه (۱۱:۳۴ الی ۱۱:۴۷) اقدام نماید. از طرف دیگر به نظر می‌رسد که تنظیم رله Over Flux پائین بوده است و بهتر است رله Over Flux بر روی PT سمت ۶۳ کیلوولت ترانس نصب شده و تنظیم آن ۷۲ کیلوولت برای آلام و ۷۵ کیلوولت برای تریپ با زمان ۵ ثانیه در نظر گرفته شود.

با قطع کلید باس کوپلر و ترانسفورماتور T2 پست اردبیل، بار ترانسفورماتورهای T1 و T3 پست تقی دیزج که در سمت ۲۳۰ کیلوولت دارای کلید مشترک می‌باشند، افزایش یافته و سبب عملکرد رله O/C ترانسفورماتور T3 با تنظیم ۱۰۵ آمپر (۱۰۴/۵٪ بار نامی ترانس) گردیده است. همزمان کلید باس کوپلر ۶۳ کیلوولت تقی دیزج نیز قطع گردیده است. لازم به ذکر است که بهتر است تنظیم رله O/C ترانس‌ها ۱۲۰٪ جریان نامی باشد.

با قطع این ترانسفورماتورها در پست تقی دیزج، خط ۶۳ کیلوولت شمال اردبیل اضافه بار شده و با عملکرد رله حفاظتی قطع شده و در نتیجه رینگ ۶۳ کیلوولت اردبیل با خاموشی بمیزان ۱۴۰ مگاوات روبرو گردیده است.





شکل ۳-۱۱-۲- نقشه تک خطی پست تقی دیزج

۳-۱۱-۴- نتیجه گیری و پیشنهادات

- ۱- اصلاح تنظیم رله O/C کلید باس کوپلر از ۷۵۰ آمپر به ۱۳۷۰ آمپر با زمان ۰/۷ ثانیه برای حداکثر جریان اتصال کوتاه عبوری از کلید،
- ۲- جابجائی رله Over Flux ترانسفورماتورهای پست اردبیل از PT سمت ۲۰ کیلوولت به PT سمت ۶۳ کیلوولت و تنظیم مناسب آنها،
- ۳- اصلاح تنظیم رله O/C ترانسفورماتورهای پست تقی دیزج از ۱۰۴/۵٪ به ۱۲۰٪ جریان نامی،
- ۴- مطالعه جهت شعاعی نمودن خطوط ۶۳ کیلوولت ناحیه اردبیل، که در این صورت از گسترش حوادث جلوگیری می گردد.

درس آموخته های حادثه

- لزوم دقت در تنظیم رله های اضافه جریان کلید باس کوپلر و رله های اضافه جریان و اتصال زمین ترانسفورماتورها.
- مقدار مطلوب برای آستانه عملکرد آلارم اضافه شار (V/f)، حدود ۱۱۰ درصد با تأخیر زمانی ۵ ثانیه است.
- در صورت استفاده از مشخصه زمان ثابت دو مرحله ای تریپ در حفاظت اضافه شار، تنظیم مطلوب برای تریپ مرحله اول، ۱۱۰٪ با تأخیر زمانی ۴۵ ثانیه می باشد. تنظیم مطلوب برای تریپ مرحله دوم، ۱۲۰٪ با تأخیر زمانی ۵ ثانیه است.
- در صورت استفاده از مشخصه زمان معکوس به همراه مشخصه های زمان ثابت در حفاظت اضافه شار، تنظیم مطلوب برای مشخصه زمان ثابت مرحله دوم، ۱۳۰٪ برای ارسال فرمان تریپ با تأخیر زمانی ۵ ثانیه است.

۳-۱۲- حادثه مورخ ۸۸/۰۶/۰۵ پست داراب : طراحی نامناسب سیستم DC پست**۳-۱۲-۱- شرح حادثه**

در ساعت ۱۵:۲۲ مورخ ۸۸/۶/۵ به دلیل بروز شرایط نامساعد جوی (طوفان و صاعقه شدید) در منطقه داراب، سیم گارد خط دومداره ۶۶ کیلوولت ۶۰۳ و ۶۰۶ در نزدیکی پست داراب پاره شده و با سیم‌های فاز برخورد نموده است. همزمان سیستم تغذیه DC ایستگاه ۲۳۰ کیلوولت داراب قطع شده و خطوط ۸۱۳ و ۸۱۴ (فسا- داراب) و خطوط ۸۱۶، ۸۱۷ و ۸۱۹ (نیروگاه جهرم- فسا) با عملکرد رله دیستانس سه فاز زون ۳ قطع شده‌اند. بعد از آن خطوط ۸۰۸ (لار- جهرم) و ۸۱۵ (لار- جناح) با عملکرد رله دیستانس ۳ فاز در زون ۳ قطع شده‌اند و سپس واحدهای G11-G16 نیروگاه جهرم با عملکرد رله اضافه سرعت (Over Speed) و اضافه فرکانس قطع شده‌اند. در این حادثه میزان تولید از دست رفته در نیروگاه جهرم ۶۲۸ مگاوات و میزان بار قطع شده در پست‌های جهرم، لار، داراب و نصیرخانی ۴۵۶ مگاوات بوده است.

۳-۱۲-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

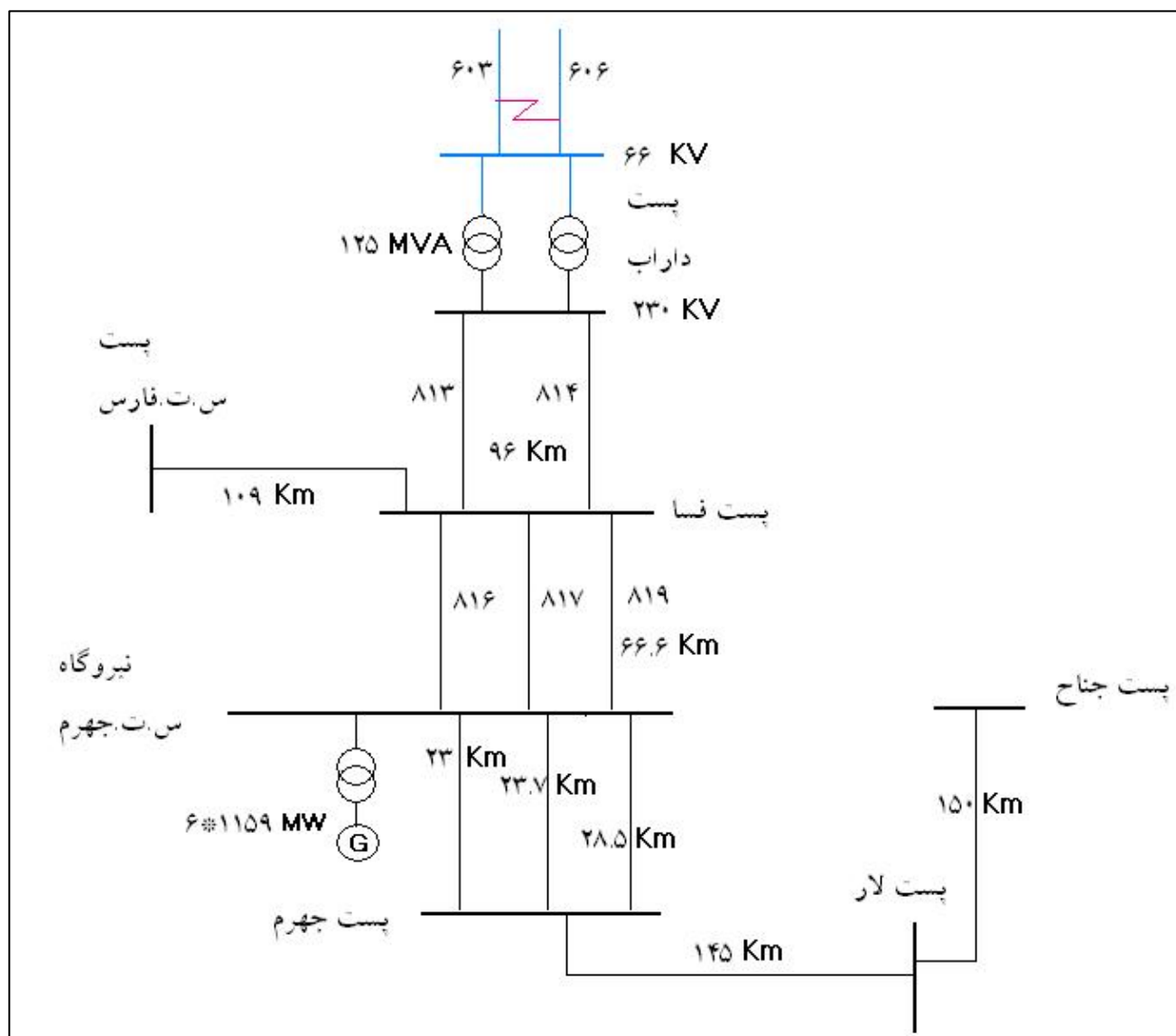
شرایط جوی در منطقه داراب، نامساعد همراه با طوفان و صاعقه بوده است. همچنین میزان تولید نیروگاه جهرم با ۶ واحد (حدود ۶۲۸ مگاوات) در مدار بوده است.

۳-۱۲-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

به هنگام طوفان و رعد و برق شدید در منطقه داراب، سیم گارد خط دومداره ۶۶ کیلوولت ۶۰۳ و ۶۰۶ در نزدیکی پست داراب پاره شده و با سیم‌های فاز برخورد کرده که منجر به بروز اتصال کوتاه فاز به زمین بر روی خطوط ۶۶ کیلوولت فوق‌الذکر شده است. بطور همزمان و بعلاوه نامشخص، سیستم تغذیه D.C پست داراب نیز قطع شده و در نتیجه کلیه رله‌های حفاظتی پست مزبور بدون تغذیه مانده و قادر به عملکرد نبوده‌اند.

لازم به ذکر است که اصولاً در پست‌های ۲۳۰ کیلوولت دو سیستم D.C جداگانه با باتری و شارژر مستقل وجود دارد. لیکن با توجه به گزارش شرکت برق منطقه‌ای فارس، در زمان حادثه تنها یک ست باتری و شارژر در مدار بوده که باتری‌های مذکور به علت شل بودن اتصالات باتری‌ها (Loose Connection) در مدار نبوده و در این مدت، تغذیه DC پست توسط شارژر تأمین می‌شده است که وابسته به ولتاژ AC پست می‌باشد. در زمان بروز اتصال کوتاه بر روی خطوط ۶۶ کیلوولت، ولتاژ AC به شدت کاهش یافته و در نتیجه شارژر نیز در این حالت قادر به تأمین تغذیه D.C پست نبوده است. با توجه به عدم توانایی عملکرد رله‌های حفاظتی پست داراب به علت قطع سیستم D.C، اتصالی در زون ۳ رله‌های دیستانس پست فسا (خطوط ۸۱۳ و ۸۱۴) و همچنین در زون ۳ رله‌های دیستانس خطوط ۸۱۶، ۸۱۷ و ۸۱۹ در پست نیروگاه جهرم قرار گرفته و خطا پاک شده است و در نتیجه کل تبادل تولید ۶ واحد نیروگاه جهرم به

میزان ۶۲۸ مگاوات به سمت پست فسا قطع و تبادل مذکور از طریق خطوط ۲۳۰ کیلوولت ۸۰۷، ۸۲۱ و ۸۲۲ نیروگاه جهرم- جهرم و خط ۲۳۰ کیلوولت جهرم- لار (۸۰۸) و خط لار- جناح (۸۱۵) برقرار شده است. در این شرایط خطوط جهرم- لار (۸۰۸) و لار- جناح (۸۱۵) مواجه با اضافه بار شده و در نتیجه خطوط مذکور نیز به علت اضافه بار قطع شده‌اند و در نتیجه پست‌های جهرم، داراب، لار و نصیرخانی بی‌برق گردیده و ۴۵۶ مگاوات خاموشی ایجاد شده است. واحدهای نیروگاه جهرم نیز به دلیل قطع بار و قطع ارتباطات با اضافه فرکانس مواجه شده و با عملکرد رله‌های Over speed و Over frequency از مدار خارج شده‌اند.



شکل ۳-۱۲-۱- نواحی حادثه دیده

۳-۱۲-۴- چگونگی عملکرد رله‌های حفاظتی

در این حادثه، به علت قطع سیستم تغذیه D.C در پست داراب هیچ رله‌ای عمل نکرده است. اتصالی بر روی خطوط ۶۶ کیلوولت ۶۰۳ و ۶۰۶، که توسط رله‌های حفاظتی در پست داراب پاک نشده است، در دید زون ۳ رله‌های

دیستانس خطوط فسا- داراب در پست فسا قرار می‌گیرد که با عملکرد صحیح رله‌های حفاظتی در پست فسا خطوط ۸۱۳ و ۸۱۴ قطع شده‌اند. علت عملکرد رله‌های حفاظتی خطوط فسا-داراب در زون ۳ و در پست داراب با توجه به تنظیم آنها به شرح ذیل مورد بررسی قرار گرفته است:

- تنظیم زون ۳ خطوط فسا-داراب:

$$\text{Zone 3} = 2.2 \times \text{ZL1} = 2.2 \times 96 = 211.2 \text{ Km}$$

- محاسبه فاصله محل اتصالی از محل رله در پست فسا:

$$Z_{\text{trans.}} = 230^2 / (2 \times 125) \times 0.127 = 26.8732 \Omega$$

$$L_{\text{trans.}} = 26.8732 / 0.41 = 65.5 \text{ km}$$

$$L_{\text{Total}} = 96 + 65.5 = 161.5 \text{ km}$$

با توجه به تنظیم زون ۳ رله‌های خطوط مذکور که برابر ۲۱۱/۲ کیلومتر می‌باشد و امپدانس دیده شده از دید رله دیستانس در پست فسا که برابر ۱۶۱/۵ کیلومتر است، این دو خط (فسا-داراب) با عملکرد صحیح زون ۳ عمل نموده‌اند. علت عملکرد رله‌های دیستانس خطوط نیروگاه جهرم-فسا (۸۱۶، ۸۱۷ و ۸۱۹) در پست نیروگاه جهرم و در زون ۳ به شرح ذیل می‌باشد:

- تنظیم زون ۳: $\text{Zone 3} = 66.6 + 1.2 \times 109 = 197.4 \text{ km}$

- فاصله محل اتصالی از محل رله در پست سیکل ترکیبی جهرم:

$$L_{\text{Trans.}} = 65.5 \text{ km}$$

$$L(\text{FASA-DARAB}) = 96/2 = 48 \text{ km}$$

$$L(\text{JAHROM-FASA}) = 66.6 \text{ km}$$

$$L_{\text{Total}} = 65.5 + 48 + 66.6 = 180.1 \text{ km}$$

با توجه به تنظیم زون ۳ رله که برابر ۱۹۷/۴ کیلومتر می‌باشد و امپدانس دیده شده توسط رله دیستانس در پست سیکل ترکیبی جهرم که برابر ۱۸۰/۱ کیلومتر می‌باشد، این رله‌ها نیز با عملکرد صحیح زون ۳ در پست سیکل ترکیبی جهرم قطع نموده‌اند و چون زمان تنظیمی زون ۳ برای تمام خطوط ۲۳۰ کیلوولت شبکه برابر ۰/۸ ثانیه می‌باشد؛ بنابراین کلیه خطوط فوق بطور همزمان قطع می‌گردند. در این شرایط، تنها مسیر انتقال توان تولیدی نیروگاه جهرم (به میزان حدود ۶۰۰ مگاوات) از طریق خطوط ۲۳۰ کیلوولت جهرم-لار و لار-جناح می‌باشد. عدم توانایی این خطوط در انتقال بار به میزان ۶۰۰ مگاوات، موجب اضافه بار شدید در خطوط مذکور شده و عملکرد صحیح رله دیستانس در زون ۳ در پست‌های جهرم و لار را بدنال داشته است.

درس آموخته‌های حادثه

- در پست‌های انتقال و نیروگاهی، سیستم تغذیه کمکی DC (LVDC) باید دارای قابلیت افزونگی کامل باشد. لذا، باید دو سری باتری با شارژر مستقل برای هر کدام در نظر گرفته شود و هریک از آنها به تنهایی قادر باشد بار کل پست را تأمین نماید و هریک از تابلوهای توزیع DC باید دارای شینه جداگانه باشد تا قابلیت اطمینان و انعطاف‌پذیری عملیاتی افزایش یابد.
- تغذیه سیستم‌های حفاظت اصلی یک (MAIN I) باید از شینه ۱ و سیستم‌های حفاظت اصلی دو (MAIN II) از شینه ۲ تأمین گردد. هریک از سیستم‌های حفاظت اصلی یک یا دو باید به یکی از بوبین‌های قطع کلید فرمان دهند و دارای مدار تریپ با رله تریپ مستقل باشند.
- انجام بررسی‌ها و بازدیدهای دوره‌ای سیستم تغذیه کمکی DC و اطمینان از عدم وجود Loose Connection در مدارات مربوطه.
- تغذیه بار توسط شارژر در حالتی که باطری برای تست یا نگهداری از مدار خارج شده است، توصیه نمی‌شود. این مهم به این دلیل است که گرچه شارژر قادر است بارهای دائمی را به خوبی تغذیه نماید، اما ممکن است قادر به تأمین جریان‌های لحظه‌ای نباشد و هنگامی که تریپ مورد نیاز باشد، جریان را محدود نماید.

۳-۱۳- حادثه مورخ ۸۸/۰۴/۱۸ پست‌های رامین و نیروگاه آبادان: عملکرد اشتباه حفاظت دیفرانسیل طولی

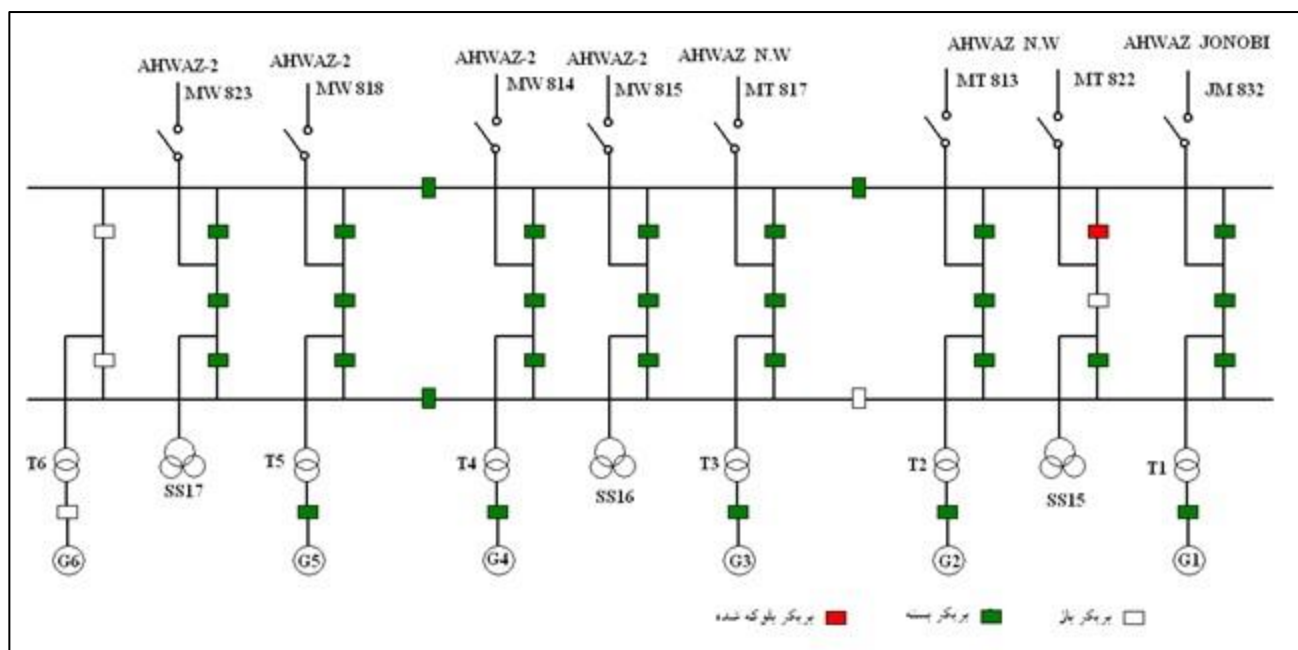
۳-۱۳-۱- شرح حادثه

در ساعت ۶:۵۴ مورخ ۸۸/۴/۱۸ جهت انجام برنامه تعمیراتی روی سکسیونر خط ۲۳۰ کیلوولت رامین- اهواز شمال غرب (MT822) بمنظور رفع اشکال از فرمان ریموت سکسیونر شماره ۸۲۲۳ در پست اهواز شمال غرب اقدام به خروج خط شد. برای این کار ابتدا اقدام به باز نمودن بریکرهای شماره ۸۲۲۲ و ۸۸۲۲ در پست نیروگاه رامین گردید که بریکر شماره ۸۸۲۲ بدلیل افت فشار گاز SF6 بلوکه شده و باز نگردید. بعد از این مرحله اقدام به قطع بریکرهای شماره ۸۲۲۲ و ۸۸۷۲ در پست اهواز شمال غرب گردید. در ساعت ۷:۰۹ جهت بی برق نمودن خط MT822 (رامین- اهواز شمال غرب) اقدام به باز نمودن دستی سکسیونر خط به شماره ۸۲۲۳ در پست رامین نمودند که با توجه به برقدار بودن خط از طریق کلید بلوکه شده ۸۲۲۲، موجب ایجاد جرقه در سکسیونر خط شده و منجر به بروز اتصال کوتاه سه فاز گردید. بلافاصله رله دیستانس خط مزبور در پست رامین در زون ۱ عمل نموده و فرمان قطع به بریکر ۸۲۲۲ صادر می‌نماید؛ لیکن بدلیل بلوکه بودن این کلید، حفاظت C.B.F عمل نموده و فرمان قطع به بریکرهای مجاور (بریکرهای شماره ۸۱۳۲، ۸۳۲۲ و ۸۸۷۲ پست رامین) ارسال و این کلیدها قطع می‌گردند.

همزمان سه واحد نیروگاه آبادان با عملکرد حفاظت دیفرانسیل طولی ارتباط بین ترانس واحد و پست، واحدهای نیروگاهی G2 و G3 نیروگاه رامین با عملکرد حفاظت اضافه فرکانس و واحد G11 نیروگاه شهید مدحج بدلیل نوسانی شدن و خط اهواز ۲ - اهواز ۳ (VM827) با عملکرد رله دیستانس زون ۱ در اهواز ۲ و خط رامین- اهواز شمال غرب (MT813) بدلیل باز شدن بریکرهای بی مربوطه تنها در پست نیروگاه رامین از مدار خارج شدند. میزان تولید از دست رفته در این حادثه ۹۰۰ مگاوات و میزان بار قطع شده حدود ۱۰۰۰ مگاوات بوده است.

۳-۱۳-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

- خط رامین- اهواز شمال غرب (MT822) در پست اهواز شمال غرب از مدار خارج بوده است.
- خط اهواز ۲ - اهواز ۳ (WV826) به دلیل گداختگی احتمالی جمپر از مدار خارج بوده است.
- ترانس ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت T3 اهواز ۲ بدلیل عملیات نصب و راه اندازی ترانس ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت جدید T4 از مدار خارج بوده است.
- واحد شماره ۶ نیروگاه رامین از مدار خارج بوده است.
- در زمان انجام مانور مشخص شده است که بریکر شماره ۸۲۲۲ مربوط به خط MT822 در پست نیروگاه رامین بدلیل افت فشار گاز SF6 در حالت بلوکه (Block) بوده است.



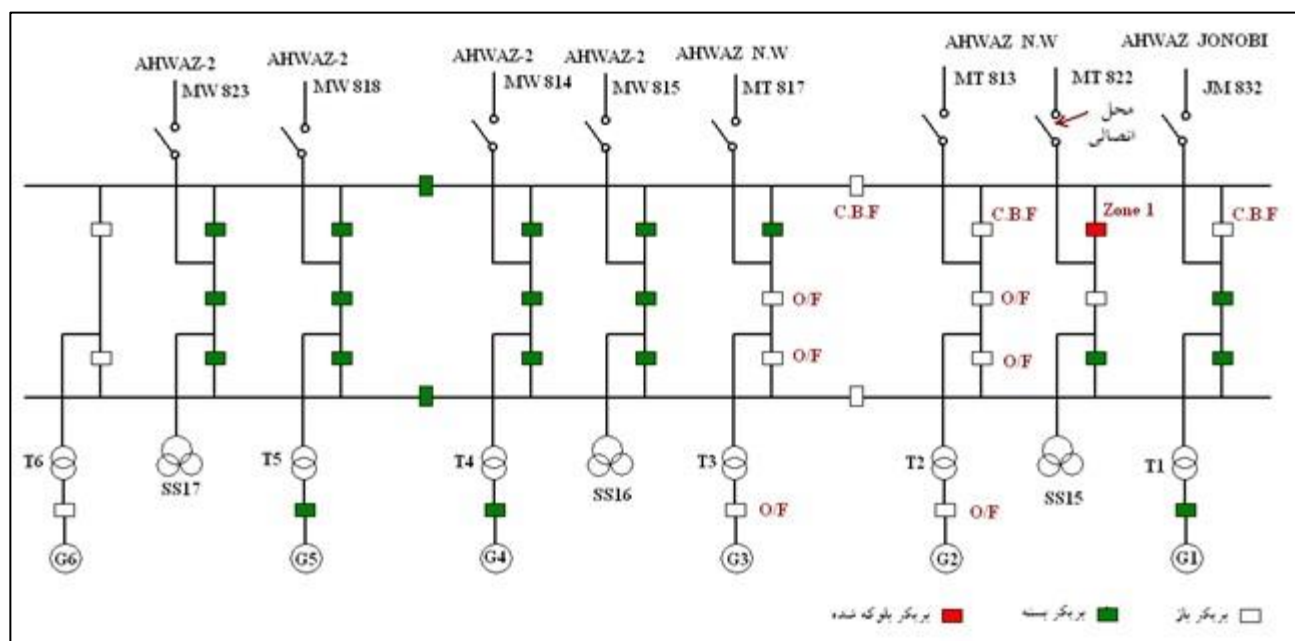
شکل ۳-۱۳-۱- شرایط شبکه قبل از حادثه

۳-۱۳-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

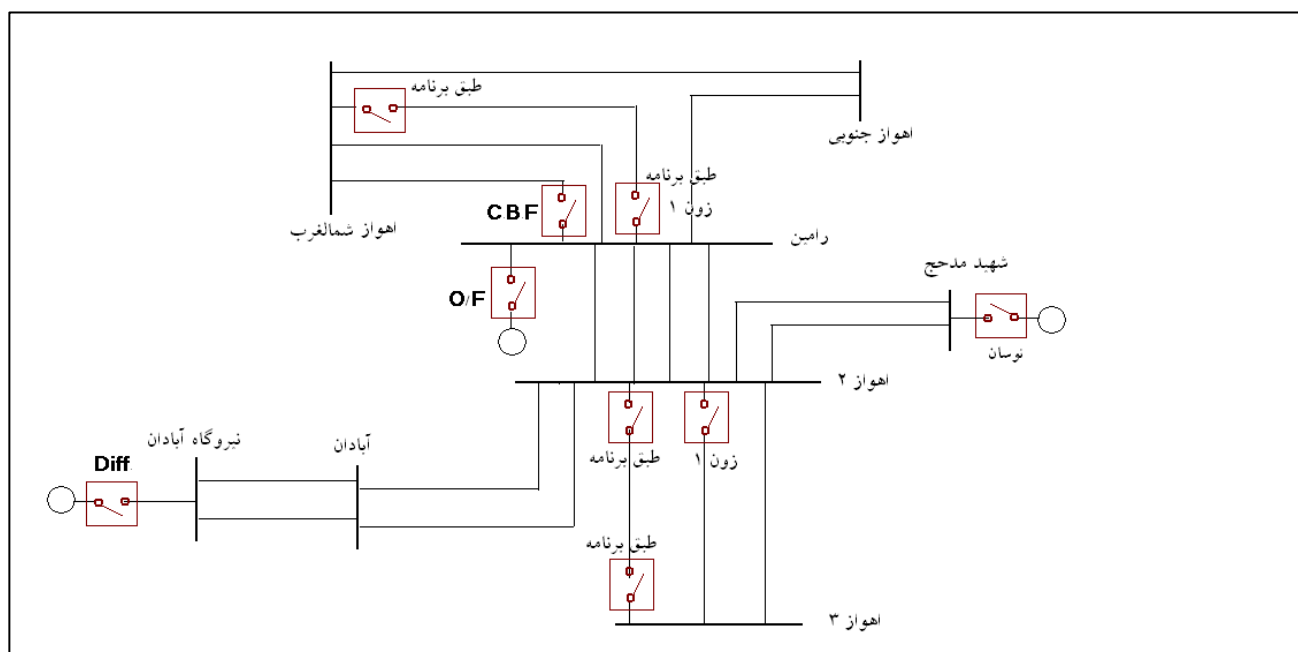
در ساعت ۷:۰۹ با توجه به بلوکه بودن کلید شماره ۸۲۲۲ مربوط به خط رامین- اهواز شمالغرب (MT822) جهت بی‌برق نمودن خط مزبور، مجوز بدون برق کردن خط تحت ولتاژ MT822 (اهواز شمالغرب- رامین) از طریق سکیونر سرخط در پست رامین به شماره ۸۲۲۳ داده شده و اقدام به باز نمودن سکیونر گردیده است. هنگام باز نمودن این سکیونر جرقه ناشی از شارژ خط تحت ولتاژ، سبب بروز اتصال کوتاه سه فاز در محل کنتاکت‌های سکیونر خط شده و بلافاصله رله دیستانس خط مزبور در پست نیروگاه رامین در زون ۱ عمل نموده و فرمان قطع به بریکر ۸۲۲۲ صادر نموده است لیکن با توجه به بلوکه بودن آن، این کلید باز نشده و در نتیجه حفاظت C.B.F کلید مزبور عمل کرده و فرمان قطع را به بریکرهای مجاور (۸۱۳۲ ، ۸۳۲۲ و ۸۸۷۲) در پست نیروگاه رامین ارسال و این کلیدها باز شده‌اند. همزمان با بروز اتصال سه فاز، سه واحد نیروگاه آبادان با عملکرد ناصحیح رله دیفرانسیل طولی ارتباط بین ترانس واحد و پست قطع شده‌اند.

هنگامی که اتصال کوتاه سه فاز روی سکیونر خط مذکور ایجاد گردیده، ولتاژ در ناحیه اهواز به مدت حدود ۳۰۰ میلی‌ثانیه (که این زمان شامل زمان عملکرد حفاظت دیستانس زون ۱ و عملکرد رله C.B.F می‌باشد) به شدت افت کرده و سبب توقف موقت تجهیزات برودتی و موتورهای صنعتی شده است. پس از پاک شدن اتصال در پست نیروگاه رامین، ولتاژ بحالت عادی برگشته و در نتیجه تجهیزات برودتی و موتورهای صنعتی متوقف شده مجدداً استارت نموده و جریان شدیدی (حدود ۶ برابر جریان نامی) از طرف مصرف کننده به شبکه خوزستان تحمیل می‌گردد که سبب بروز نوسان و اضافه بار شدن برخی از ترانسفورماتورها در شبکه می‌شود. خط اهواز ۲- اهواز ۳ (WV827) با عملکرد رله

دیستانس زون ۱ در پست اهواز ۲ بصورت ناصحیح عمل کرده و این خط در پست اهواز ۲ قطع شده است. با خروج این واحدها و بروز افت ولتاژ، تجهیزات برودتی و موتورهای صنعتی نیز از مدار خارج و سبب افزایش فرکانس در شبکه شده‌اند که واحدهای G3 و G2 نیروگاه رامین با عملکرد رله اضافه فرکانس از مدار خارج می‌گردند. واحد G11 نیروگاه شهید مدحج نیز بدلیل نوسانی شدن از مدار خارج می‌گردد.



شکل ۳-۱۳-۲- محل اتصال در پست رامین



شکل ۳-۱۳-۳- خطوط و واحدهای نیروگاهی خارج شده از مدار در این حادثه

۳-۱۳-۴- نتیجه گیری و پیشنهادات

علت بروز حادثه، باز نمودن سکسیونر خط تحت ولتاژ بدلیل بلوکه شدن بریکر ۸۲۲۲ بوده است. صدور مجوز باز نمودن سکسیونر شماره ۸۲۲۳ در شرایط برقدار بودن خط و با توجه به عبور جریان شارژ خازنی اشتباه بوده و در این شرایط می بایستی بهره بردار با گرفتن مجوز نسبت به باز نمودن بریکرهای مجاور جهت بی برق نمودن باس شماره ۸۲ اقدام می نمود و سپس نسبت به باز نمودن سکسیونر مزبور که بی برق بوده، اقدام و نهایتاً کلیدهای باس ۸۲ وصل می گردید.

- خط ۲۳۰ کیلوولت اهواز ۲- اهواز ۳ (WV827) با عملکرد ناصحیح رله دیستانس در زون ۱ در پست اهواز ۲ باز شده که لازم است تنظیمات و مدارات آن بازنگری و اشکال مربوطه شناسایی گردد.
- هنگام عملکرد حفاظت C.B.F مربوط به بریکر ۸۲۲۲ در نیروگاه رامین علاوه بر ارسال فرمان قطع به بریکرهای مجاور، لازم است سیگنال قطع از طریق PLC به پست مقابل (پست اهواز شمال غرب) ارسال شود که بر اساس گزارش شرکت برق منطقه ای خوزستان، سیگنال مزبور ارسال نشده است. لذا لازم است اشکال مربوطه بررسی و رفع عیب گردد.
- رله های دیفرانسیل طولی ارتباط بین ترانسفورماتور واحدها و پست ۲۳۰ کیلوولت در نیروگاه آبادان به صورت بی مورد عمل کرده است. طبق بررسی انجام شده مشخص گردید که رله مورد استفاده از نوع 7SD51 (ساخت کمپانی زیمنس) بوده و جهت حفاظت دیفرانسیل طولی خطوط نیروگاهی مناسب نمی باشد؛ لذا رله مذکور با رله 7SD610 تعویض گردید.

درس آموخته های حادثه

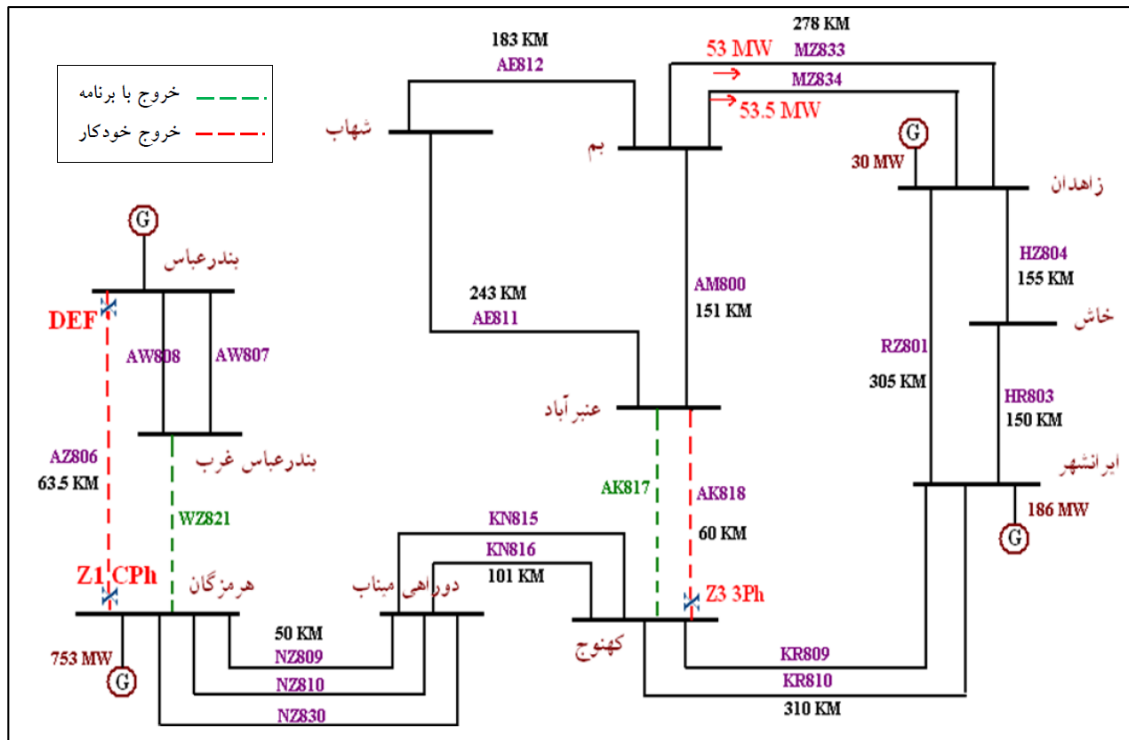
- مطالعه و بررسی نیازمندی های حفاظت دیفرانسیل طولی در خطوط نیروگاهی،
- لزوم مطالعه و بررسی عملکرد حفاظت دیستانس خطوط انتقال در شرایط افت شدید ولتاژ در یک منطقه،
- فرمان مرحله دوم حفاظت CBF در کلیدهای قدرت خطوط انتقال می بایست به صورت تریپ مستقیم (DTT) از طریق سیستم تله پروتکشن برای سمت دیگر خط انتقال نیز ارسال شود.

۳-۱۴- حادثه مورخ ۸۷/۰۹/۰۴ ناحیه جنوب شرق: افزایش فرکانس ناشی از جزیره‌ای شدن و آسیب دیدن واحد نیروگاهی

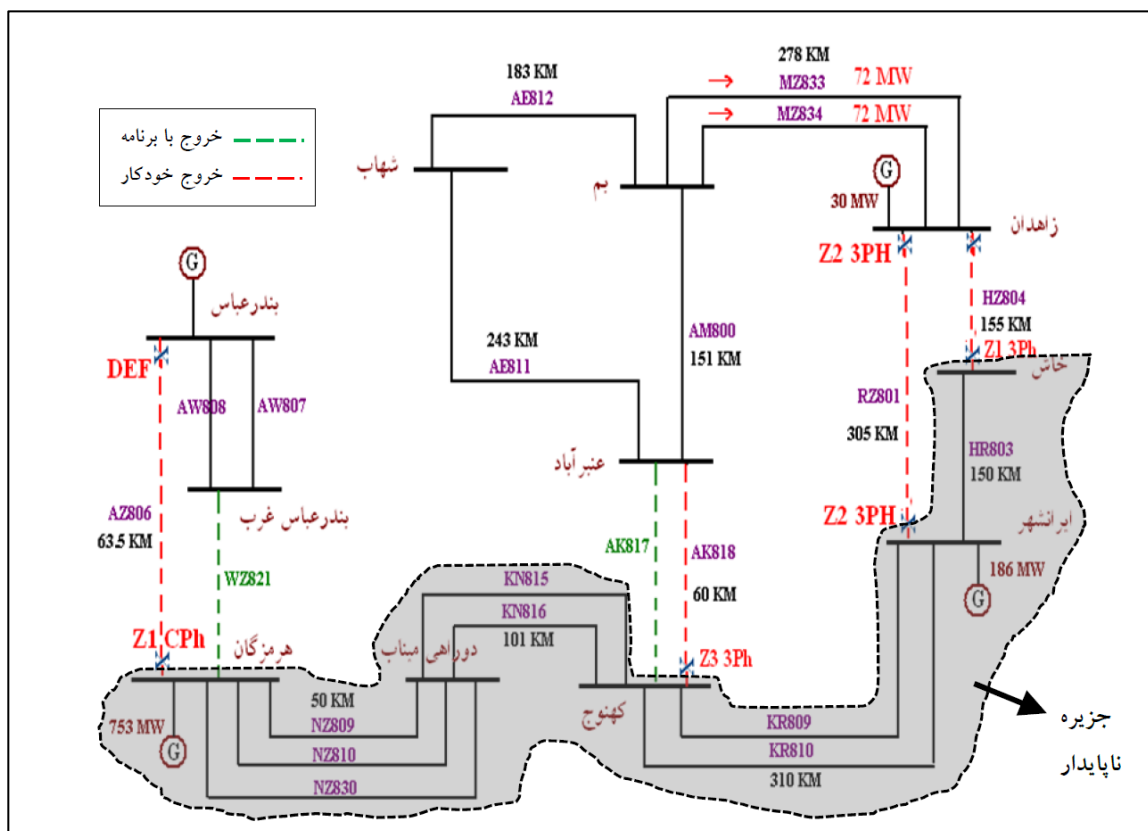
۳-۱۴-۱- شرح حادثه

خط ۲۳۰ کیلوولت سیکل ترکیبی هرمزگان - بندر عباس غرب (WZ821) طبق برنامه قبلی مقرر بوده که جهت سرویس خط از تاریخ ۸۷/۰۹/۰۳ الی ۸۷/۰۹/۰۵ هر روز از ساعت ۸ صبح الی ۱۴ از مدار خارج شود و در روز حادثه (۸۷/۰۹/۰۴) نیز از مدار خارج بوده است. همچنین، مدار اول خط دومداره ۲۳۰ کیلوولت کهنوج - عنبر آباد (AK817) طبق برنامه قبلی از ساعت ۰۹:۳۴ روز حادثه جهت انتقال اطلاعات CT و PT به ثبات خطا (Fault Recorder) از مدار خارج شده است. در ساعت ۰۹:۴۶ مورخ ۸۷/۰۹/۰۴ مدار دوم خط دومداره کهنوج - عنبر آباد (AK818) با عملکرد رله دیستانس در پست کهنوج از مدار خارج شده است. به دنبال آن، خط سیکل ترکیبی نیروگاه هرمزگان - نیروگاه بندرعباس (AZ806) با عملکرد رله‌های حفاظتی در طرفین از مدار خارج می‌گردد (شکل ۳-۱۴-۱).

پس از این حوادث، خطوط ۲۳۰ کیلوولت نیروگاه ایرانشهر - زاهدان (RZ801) و خاش - نیروگاه زاهدان (HZ804) به علت بروز پدیده نوسان توان با عملکرد رله‌های حفاظتی از مدار خارج شده (شکل ۳-۱۴-۲) و در نتیجه نیروگاه‌های ایرانشهر، هرمزگان و پست‌های دوراهی میناب، میناب، کهنوج، جاسک، جکدان، چابهار، جکیگور، خاش و سراوان از شبکه سراسری جدا شده و به صورت یک جزیره ناپایدار با تولید حدود ۹۲۸ مگاوات و مصرف تقریبی ۵۰۰ مگاوات در آمده است. در نتیجه، فرکانس نیروگاه‌های ایرانشهر و سیکل ترکیبی هرمزگان افزایش یافته و کلیه خطوط خروجی و واحدهای نیروگاه هرمزگان و همچنین واحدهای ۱ و ۴ نیروگاه ایرانشهر از مدار خارج می‌شوند و واحد ۳ نیروگاه ایرانشهر دچار حادثه می‌گردد. در این حادثه ۲۵۷ مگاوات خاموشی در ناحیه سیستان و بلوچستان و ۱۸۳ مگاوات خاموشی در ناحیه هرمزگان و کرمان ایجاد شده و تولید از دست رفته ۹۳۹ مگاوات بوده است. کلیه خاموشی‌ها تا ساعت ۱۲ همان روز برطرف شده و خطوط و واحدهای از مدار خارج شده (غیر از خط سیکل ترکیبی هرمزگان - نیروگاه بندرعباس و واحدهای بخار شماره ۳ و ۴ نیروگاه ایرانشهر) به تدریج وارد مدار شدند.



شکل ۳-۱۴-۱- خروج خودکار خط هرمزگان-بندرعباس (AZ806) با عملکرد رله دیستانس فاز C به زمین زون ۱ در هرمزگان و رله DEF در بندرعباس



شکل ۳-۱۴-۲- خروج خودکار خطوط ایران شهر-زاهدان و خاش-زاهدان به علت بروز نوسان توان و تشکیل جزیره ناپایدار

۳-۱۴-۲- تجزیه و تحلیل حادثه

در ساعت ۰۹:۴۶:۵۸/۴۷۵ مدار دوم خط دومداره ۲۳۰ کیلوولت کهنوج- عنبرآباد (AK818) با عملکرد رله‌های دیستانس اولیه و ثانویه در زون ۳ و با تشخیص خطای سه فاز فقط در پست کهنوج از مدار خارج شده است. با توجه به اینکه این خط فقط از طرف پست کهنوج از مدار خارج شده، سه حالت به شرح ذیل برای قطع خط مذکور متصور است:

۱- بر اساس برچسب زمانی (Time Tag) سیستم اسکادا که از دیسپاچینگ جنوب شرق اخذ شده بار خط AK818 به ۱۷۸ مگاوات رسیده است. با توجه به اینکه شروع حادثه ۱۲ دقیقه بعد از قطع خط مذکور بوده است، احتمال دارد بار خط AK818 در لحظه شروع حادثه به بیش از ۱۷۸ مگاوات رسیده باشد که در این صورت این خط به علت بروز پدیده نوسان توان از سمت کهنوج از مدار خارج شده است.

۲- دوم اینکه به علت کار گروه‌های تعمیراتی بر روی مدارات حفاظتی خط AK817 و اشتباه آنها تریپ ناخواسته‌ای صورت گرفته باشد.

۳- با توجه به تنظیم استارتر رله‌های دیستانس خط AK818 که ۱۵۹/۵۶ اهم می‌باشد، احتمال تداخل امپدانس بار به ناحیه عملکرد رله بسیار بعید است؛ زیرا در این صورت بار خط می‌بایست به حدود ۲۴۲ مگاوات می‌رسید.

به دنبال قطع خط AK818، بار خط سیکل ترکیبی هرمزگان- نیروگاه بندرعباس بر اساس برچسب زمانی دیسپاچینگ کرمان به ۳۲۵/۴ مگاوات افزایش یافته است. لازم به توضیح است که بر اساس کاغذهای ثبات حادثه در نیروگاه هرمزگان، میزان جریان عبوری از خط مذکور قبل از بروز حادثه ۱۱۸۶ آمپر بوده که بیش از جریان حرارتی خط مذکور می‌باشد و لذا به علت ضعف اتصالات و سوختن سر چمبر خط و پاره شدن آن، خط مذکور در ساعت ۰۹:۴۸:۵۳/۵۳۵ با عملکرد صحیح رله‌های دیستانس زون ۱ فاز C به زمین در پست سیکل ترکیبی هرمزگان و رله DEF در پست نیروگاه بندرعباس از مدار خارج می‌شود. در این حادثه عملکرد رله‌های حفاظتی صحیح بوده است؛ زیرا زمانی که جمپر پاره شده است، یک سمت خط با دکل اتصالی نموده و سمت دیگر خط بدون اتصالی و باز بوده است. همچنین، میزان جریان حرارتی خط مذکور ۱۰۶۰ آمپر (حدود ۳۸۰ مگاوات با احتساب ضریب قدرت ۰/۹) می‌باشد.

پس از آن، ارتباط نیروگاه سیکل ترکیبی هرمزگان تنها از طریق خطوط ایرانشهر- زاهدان (RZ801) و خاش- زاهدان (HZ804) با شبکه سراسری برقرار می‌ماند که به علت بالابودن بار خطوط فوق و طولانی بودن مسیر، شبکه نوسانی شده و خط ایرانشهر- زاهدان به طور خودکار با عملکرد رله‌های دیستانس زون ۲ و سه فاز در پست‌های ایرانشهر و زاهدان و خط خاش- زاهدان با عملکرد صحیح رله دیستانس سه فاز زون ۱ در پست خاش از مدار خارج

می‌شوند. در نتیجه، شبکه باقیمانده شامل نیروگاه سیکل ترکیبی هرمزگان، نیروگاه ایرانشهر و خطوط ارتباطی آنها از شبکه سراسری به صورت کامل ایزوله شده و یک جزیره تشکیل می‌گردد که با توجه به اضافه تولید موجود نسبت به مصرف، فرکانس این جزیره افزایش یافته است و واحدهای سیکل ترکیبی هرمزگان با عملکرد حفاظت اضافه سرعت (Over Speed) و واحدهای شماره ۳ و ۴ نیروگاه ایرانشهر با عملکرد رله‌های اضافه فرکانس و واحد شماره ۱ آن با عملکرد رله برگشت توان (Reverse Power) از مدار خارج شده‌اند. همچنین، خطوط موازی کهنوج-ایرانشهر (KR810 و KR809) نیز به طور همزمان با عملکرد رله اضافه ولتاژ در پست کهنوج از مدار خارج می‌گردند. واحد شماره ۳ نیروگاه ایرانشهر نیز به علت خارج شدن رتور از پوسته و واحد شماره ۴ هم آن به علت وقوع آتش‌سوزی توربین هال و مشترک بودن مدارات حفاظتی و کنترلی با واحد ۳ غیرقابل بهره‌برداری می‌شوند. تصاویر واحد آسیب‌دیده نیروگاه ایرانشهر در شکل ۳-۱۴-۳ نشان داده شده است.



شکل ۳-۱۴-۳- واحد ۳ نیروگاه ایرانشهر که در حادثه مورخ ۸۷/۰۹/۰۴ دچار آتش‌سوزی و آسیب فراوان شده است

۳-۱۴-۳- نتیجه گیری

۳-۱۴-۳-۱- بخش انتقال

- دیسپاچینگ ملی مطابق رویه‌های موجود با برنامه‌های درخواست شده برای خطوط AK817 و WZ821 موافقت نموده است. در حالت ایده‌آل شبکه مشکلی وجود ندارد؛ اما با توجه به وضعیت شبکه در روز حادثه و سوابق حوادث خطوط منطقه باید مراقبت و مطالعه بیشتری در این زمینه به عمل می‌آمد.
- شروع حادثه با قطع مدار دوم خط دومداره کهنوج- عنبرآباد (AK818) بوده که در این مورد احتمال خطای انسانی وجود دارد.
- قطع خط مذکور منجر به افزایش بار خط نیروگاه هرمزگان - نیروگاه بندر عباس (AZ806) تا حد ظرفیت حرارتی خط شده که منجر به سوختن سر جمپر فاز C در دکل شماره ۷۳ خط مذکور و پاره شدن جمپر گردیده و نهایتاً منجر به قطع خط مذکور شده است. با توجه به مدت زمان سوختن جمپر فوق الذکر، به نظر می‌رسد که اتصالات مذکور مناسب نبوده و نتایج ترموویژن بعد از تعویض کلمپ مذکور نیز مؤید این مطلب می‌باشد که احتمالاً مشخصات کلمپ آسیب دیده با ظرفیت خط مناسب نبوده است. عملکرد رله‌های حفاظتی شبکه هرمزگان صحیح و مناسب ارزیابی می‌گردد.
- با توجه به قطع خطوط مذکور، بروز نوسانات شدید در شبکه باقیمانده به علت انتقال بار و طولانی بودن خطوط ارتباطی با شبکه محتمل می‌باشد که این موضوع منجر به عملکرد صحیح رله‌های حفاظتی در قطع خطوط زاهدان- ایرانشهر و خاش- زاهدان شده است.

۳-۱۴-۳-۲- بخش تولید

- با جزیره شدن بخشی از شبکه جنوب شرق و افزایش تولید نسبت به مصرف که پیامد آن افزایش فرکانس شبکه باقیمانده بوده و منجر به افزایش سرعت (Over Speed) واحدهای نیروگاهی شده، اصولاً می‌بایست واحد شماره ۳ نیروگاه ایرانشهر نیز مثل سایر واحدها قبل از هر گونه صدمه‌ای با عملکرد سیستم‌های حفاظتی از مدار خارج می‌گردید که علت عدم خروج به موقع و سالم واحد ۳ هنوز روشن نیست.
- با عنایت به نظر کارشناسان مربوطه در شرکت توانیر و نیروگاه ایرانشهر مبنی بر این که آسیب دیدن واحد ۳ نیروگاه ایرانشهر ناشی از Over Speed نبوده است، موضوع به تهیه مستندات دقیق و بررسی بیشتری نیاز دارد.

۳-۱۴-۴- پیشنهادات

- پیشنهاد می‌شود مراکز کنترل به نرم‌افزارهای آنالیز شبکه و تحلیل حوادث (Contingency Analysis) به صورت برخط (On line) مجهز شده و واحدهای برنامه‌ریزی خروجی‌ها در این مراکز قبل از صدور مجوز قطع تجهیزات شبکه مطالعات لازم را انجام دهند. همچنین قطع همزمان خطوط انتقال همجوار می‌بایست با مطالعات بیشتری صورت پذیرد و احتمال خطای نیروی انسانی همواره در نظر گرفته شود. به خصوص در رابطه با صدور مجوز کار روی خطوط دو مداره که یک مدار آن برقدار می‌ماند، بررسی بیشتری به عمل آمده و احتمال وقوع دو خروج همزمان در نظر گرفته شود.
- توصیه می‌گردد شرکت‌های مشاور در طراحی تابلوهای حفاظت و کنترل حتی الامکان تجهیزات حفاظت و کنترلی و سیم‌بندی مربوط به مدارات حفاظت و کنترل خطوط دو مداره را در تابلوهای جداگانه پیش‌بینی کنند.
- با عنایت به سهم بالای خطای نیروی انسانی در ایجاد حوادث شبکه، پیشنهاد می‌گردد از انجام همزمان دو عملیات مختلف (نظیر جایگزینی ترانس و دریافت اطلاعات حفاظتی) حتی الامکان خودداری شده و به طور کلی سطح دقت در عملیات افزایش یابد.
- تست و آزمایش کامل سیستم‌های حفاظتی نیروگاه‌ها به صورت دوره‌ای و منظم انجام گیرد.
- انجام بازدید و تعمیرات دوره‌ای خطوط انتقال و اتصالات آن‌ها، به خصوص با استفاده از دوربین ترموویژن، به موقع انجام گیرد. پیشنهاد می‌شود در مورد خط نیروگاه هرمزگان- نیروگاه بندرعباس این کار به طور ویژه انجام گیرد.
- جهت دریافت اطلاعات کامل حوادث لازم است تمام پست‌های انتقال به ثبات خطای حوادث مجهز شده، ساعت آن‌ها همزمان گردیده و همواره در مدار باشند. توصیه می‌شود در پست‌هایی که رله‌های میکروپروسسوری جدید در آن‌ها وجود دارد، از ثبات داخلی این رله‌ها برای ثبت شکل موج‌های ولتاژ و جریان و عملکرد فانکشن‌های حفاظتی استفاده شده و از ثبات‌های جداگانه (با توجه به مشکلات آن‌ها که در حوادث مختلف تجربه شده است) استفاده نشود.

درس آموخته‌های حادثه

- لزوم دقت در برنامه‌ریزی خروج خطوط و تجهیزات و تحلیل حوادث ممکن الوقوع (Contingency Analysis) ناشی از خروج یک یا چند تجهیز به منظور اتخاذ تدابیر پیشگیرانه برای جلوگیری از وقوع حوادث گسترده،
- نظارت بر انجام تست‌های دوره‌ای سیستم‌های حفاظتی نیروگاه‌ها،
- هماهنگی بین سیستم‌های حفاظتی نیروگاه و شبکه.

۳-۱۵- حادثه مورخ ۸۷/۵/۲۱ پست ری شمالی: انفجار کلید قدرت و آسیب دیدگی ترانسفورماتورها**۳-۱۵-۱- شرح حادثه**

در ساعت ۰۰:۴۵ بامداد مورخ ۸۷/۵/۲۱ به علت بروز اتصالی فاز به زمین روی خط ۶۳ کیلوولت ری شمالی-ری، دو فاز کلید خط مذکور بلافاصله با عملکرد رله دیستانس قطع شده، لیکن فاز C که اتصال کوتاه روی آن بوده به علت اشکال کلید قطع نشده و در داخل پل کلید جرقه زده و این جرقه ادامه داشته است. جرقه در داخل پل کلید، سبب انفجار این پل و بروز اتصال کوتاه سه فاز در محل کلید و باسبار ۶۳ کیلوولت شده و منجر به عملکرد رله حفاظت باسبار ۶۳ کیلوولت گردیده است. این جریان نسبتاً شدید باعث آسیب رساندن به ترانسفورماتورهای T4 و T5 شده و این ترانسفورماتورها نیز با عملکرد رله‌های دیفرانسیل و بوخه‌لثس از مدار خارج شده‌اند.

۳-۱۵-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

قبل از بروز حادثه کلیه تجهیزات در پست ری شمالی در مدار بوده‌اند. بار ترانسفورماتورهای T4 و T5 جمعاً ۲۴۰ مگاوات و ۱۳۰ مگاوار (هر کدام از ترانس‌ها ۱۲۰ مگاوات و ۶۵ مگاوار) بوده است. لازم به ذکر است که در پست ری شمالی سه دستگاه ترانسفورماتور ۲۳۰/۶۳ کیلوولت ۱۸۰ مگاوات آمپری نصب شده که ترانس‌های T4 و T5 ساخت ASEA و سال ساخت آن‌ها ۱۹۸۲ بوده و ترانس T6 ساخت آلستوم و نسبت به ترانس‌های فوق‌الذکر جدیدتر بوده است. خط ۶۳ کیلوولت ری شمالی-ری حدود ۱۵ روز قبل از بروز حادثه، راه‌اندازی و در مدار قرار گرفته و بار خط در زمان حادثه ۳۵۰ آمپر (۳۵ مگاوات و ۲۵ مگاوار) بوده است. کلید خط مزبور ساخت کارخانه پارس سوئیچ و سال ساخت آن ۲۰۰۳ می‌باشد. این کلید از ۳ سال پیش در پست ری شمالی نصب بوده و لیکن برقدار نبوده است و کلید مذکور پس از بهره‌برداری تا زمان بروز حادثه زیر بار قطع نشده و اولین قطع جریان توسط این کلید در همین حادثه بوده که دچار اشکال گردیده است. طول خط ری شمالی-ری ۲۰ کیلومتر می‌باشد و محل اتصالی در حدود ۱۴ کیلومتری از ری شمالی بوده است. ترانسفورماتور T5 در حدود ۱۲ سال پیش تعمیر اساسی گردیده است.

۳-۱۵-۳- عامل شروع حادثه

در اثر وزش باد، سیم فاز C خط مزبور در حدود ۱۴ کیلومتری از ری شمالی دچار نوسان شده و به تیر چراغ برق مجاور آن محل نزدیک شده و اتصال بین فاز C و زمین ایجاد شده است. جریان اتصالی کمتر از ۲۰۰۰ آمپر بوده و سهم هر ترانس از این جریان حدود ۶۵۰ آمپر بوده است. این جریان اصولاً نبایستی صدمه‌ای به ترانسفورماتورها و یا کلید وارد نماید چون کمتر از جریان نامی آنها بوده است. پس از بروز اتصالی، بلافاصله رله دیستانس خط عمل نموده و فرمان قطع به کلید خط صادر نموده است. دو پل از کلید (فازهای A و B) در زمانی حدود ۶۰ میلی ثانیه قطع گردیده لیکن فاز C پل کلید که اتصالی نیز بر روی این فاز بوده نتوانسته جریان اتصالی را قطع نماید و در داخل کلید بر روی

این فاز جرقه ایجاد شده که در نهایت سبب انفجار پل فاز C کلید و پس از انفجار کلید منجر به بروز اتصال کوتاه سه فاز در محل کلید و باسبار ۶۳ کیلوولت گردیده است.

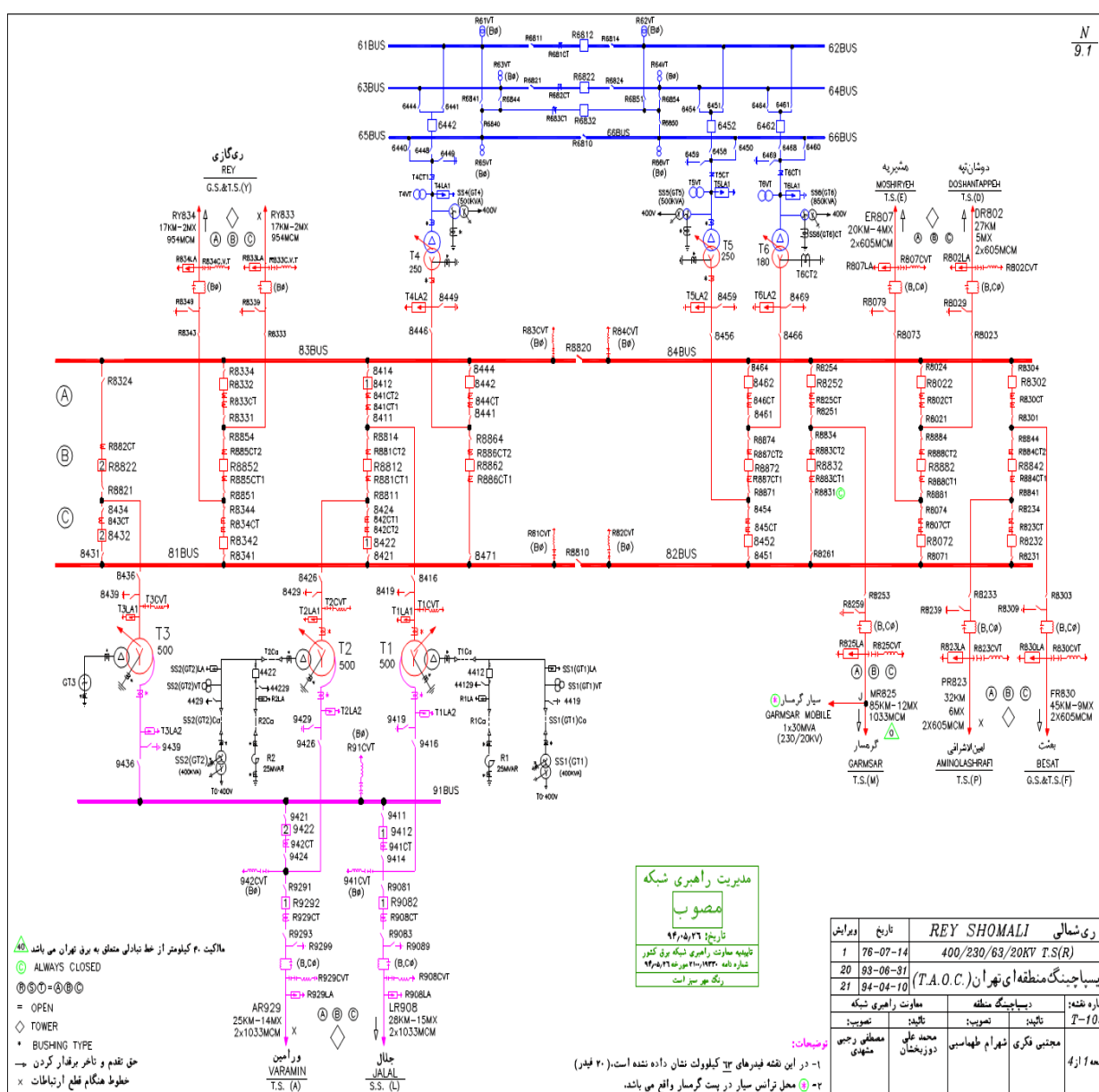
۳-۱۵-۴- عامل گسترش حادثه

انفجار کلید ۶۳ کیلوولت خط و بروز اتصال کوتاه سه فاز منجر به عملکرد حفاظت باسبار ۶۳ کیلوولت گردیده که پس از حدود ۱۲۰ میلی ثانیه قسمتی از باسبار ۶۳ کیلوولت که اتصالی روی آن قسمت بوده با عملکرد رله حفاظت باسبار از مدار خارج شده است. البته همزمان ترانسفورماتور T5 بر اثر این اتصال کوتاه و جریان زیاد آن آسیب دیده و با عملکرد رله‌های دیفرانسیل، بوخه‌لتس و دریچه انفجار (Pressure Relief) از مدار خارج گردیده است. پس از قطع کلیدهای ۶۳ کیلوولت مربوط به باس اتصال کوتاه شده، چون کلید ۶۳ کیلوولت خروجی ترانسفورماتور T4 نیز قطع شده لذا ترانسفورماتور T4 از سمت ۲۳۰ کیلوولت برقرار مانده است. در این حالت دقیقاً ۲۰۰ میلی ثانیه پس از پاک شدن اتصالی سه فاز، سیم‌پیچ این ترانسفورماتور دچار اتصال کوتاه گردیده است (احتمالاً به علت تنش ناشی از اتصال کوتاه سه فاز، عایق سیم‌پیچ ضعیف شده و نتوانسته ولتاژ را تحمل کند) و با عملکرد رله دیفرانسیل و بوخه‌لتس از مدار خارج شده است. ترانسفورماتور T6 در این حادثه آسیب ندیده و همچنان در مدار باقیمانده است.

۳-۱۵-۵- تجزیه و تحلیل حادثه

در ساعت ۰۰:۴۵ بامداد مورخ ۸۷/۵/۲۱ به علت وزش باد، فاز C خط ۶۳ کیلوولت ری شمالی- ری در کیلومتر حدود ۱۴ از ری شمالی به تیر روشنائی نزدیک خط اتصالی فاز- زمین شده و رله دیستانس خط ۶۳ کیلوولت ری شمالی- ری در پست ری شمالی با عملکرد زون ۱ (حدود ۶۰ میلی ثانیه) فرمان قطع صادر نموده که دو پل مربوط به فازهای A و B کلید بلافاصله قطع نموده لیکن فاز C کلید که اتصالی روی همین فاز بوده با وجود دریافت فرمان قطع بطور ناقص باز شده و آرک خاموش نشده و این جرقه در داخل کلید به مدت ۲/۱ ثانیه ادامه داشته است. پس از ۲/۱ ثانیه جمپر خط پاره شده و فاز C از محل اتصالی جدا شده و به مدت یک ثانیه اتصالی برطرف شده است. سپس فاز C جدا شده بر روی زمین افتاده و مجدداً اتصالی با همان میزان جریان برقرار شده و این بار اتصالی به مدت ۳/۵ ثانیه برقرار بوده در حالی که در داخل کلید جرقه وجود داشته و سبب انفجار کلید ۶۳ کیلوولت خط گردیده است. در این مدت به علت پائین بودن جریان اتصالی (حدود ۲۰۰۰ آمپر) که سهم هر ترانسفورماتور از این جریان حدود ۶۵۰ آمپر می‌باشد، رله اتصال زمین ترانسفورماتورها استارت شده لیکن به آستانه زمانی عملکرد خود نرسیده بوده است. انفجار کلید سبب بروز اتصال کوتاه سه فاز در محل کلید گردیده است. در این حالت جریان اتصال کوتاه ایجاد شده در حدود ۲۲ کیلوآمپر در محل اتصالی برقرار شده و سهم هر ترانسفورماتور از این جریان حدود ۷ کیلوآمپر بوده است. بلافاصله رله حفاظت باسبار عمل نموده و در حدود ۱۲۰ میلی ثانیه کلیه بریکرهای مربوط به باسبار ۶۳ کیلوولت شماره ۱، از

جمله کلید ۶۳ کیلوولت ترانسفورماتور و کلید باس سکشن ۶۳ باز شده و سبب ایزوله شدن باسبار گردیده است. همزمان با این اتصالی سه فاز، ترانسفورماتور T5 که تعمیری بوده آسیب دیده و با عملکرد رله‌های دیفرانسیل، بوخه‌لتس و دریچه انفجار (Pressure Relief) قطع گردیده است. پس از عملکرد رله حفاظت باسبار و ایزوله شدن اتصالی، ترانسفورماتور T4 که از سمت ۲۳۰ کیلوولت برقرار باقیمانده بود، به‌علت آسیب دیدن سیم‌پیچ بر اثر اتصالی در حدود ۲۰۰ میلی ثانیه دارای ولتاژ شده و پس از ۲۰۰ میلی ثانیه در داخل ترانسفورماتور اتصالی رخ داده و در عرض ۳۰۰ میلی ثانیه ترانس با عملکرد رله‌های بوخه‌لتس و دیفرانسیل از مدار خارج شده است. نقشه تک خطی پست ری شمالی در شکل ۳-۱۵-۱ نشان داده شده است.



شکل ۳-۱۵-۱- نقشه تک خطی یست ری شمالی

۳-۱۵-۶- عملکرد رله‌های حفاظتی

۱- با بروز اتصال کوتاه فاز-زمین رله دیستانس خط ۶۳ کیلوولت بطور صحیح در زون ۱ عمل نموده و فرمان قطع را به کلید داده است.

۲- رله اتصال زمین (حفاظت پشتیبان) ترانسفورماتور با تنظیم جریان ۳۶۰ آمپر و منحنی زمانی معکوس استاندارد (SI) با ضریب زمانی ۰/۳ این اتصالی را تشخیص داده و استارت شده لیکن زمان عملکرد آن با این مقدار جریان و با در نظر گرفتن نوع رله‌ها حدود ۳/۵ الی ۳/۶ ثانیه بوده که قبل از این زمان کلید ۶۳ کیلوولت خط منفجر شده است.

۳- پس از بروز اتصالی سه فاز در محل کلید که در محدوده حفاظت باسبار ۶۳ کیلوولت قرار داشته، رله حفاظت باسبار به‌طور صحیح عمل نموده و کلیه کلیدهای تغذیه کننده جریان اتصال کوتاه قطع شده‌اند.

۴- با آسیب دیدن ترانسفورماتورهای T4 و T5 رله‌های حفاظتی ترانسفورماتورها از جمله حفاظت دیفرانسیل و بوخه‌لتس به‌صورت صحیح عمل نموده و ترانسفورماتورها ایزوله شده‌اند.

۳-۱۵-۷- نتیجه گیری و پیشنهادات

۱- در این حادثه کلید ۶۳ کیلوولت خط منفجر شده و هر دو ترانسفورماتور T4 و T5 آسیب دیدند و نوع و چگونگی آسیب دیدن آنها نامشخص می‌باشد. خاموشی‌هایی نیز پس از حادثه به‌وجود آمده و با تمهیدات به‌عمل آمده به مرور و در مدت کمتر از ۲ روز این خاموشی‌ها برطرف شده‌اند.

۲- علت آسیب دیدن ترانسفورماتورهای T4 و T5 مربوط به بروز اتصال کوتاه سه فاز و عبور جریان حدود ۷ کیلوآمپر از هر ترانسفورماتور بوده که با وجود قطع این جریان توسط رله حفاظت باسبار در مدت ۱۲۰ میلی‌ثانیه، ترانسفورماتورها آسیب دیده‌اند. البته اصولاً هر ترانسفورماتور بایستی بتواند جریان نامی اتصال کوتاه سه فاز را به مدت حداقل ۱ ثانیه تحمل نماید. (تحمل جریان اتصال کوتاه این ترانسفورماتورها ۲ ثانیه است) لیکن به نظر می‌رسد این ترانسفورماتورها بر اثر تحمل اتصال کوتاه‌های متعدد در طول حدود بیش از ۲۰ سال عمر بهره‌برداری به مرور عایقی آنها ضعیف شده و این اتصال کوتاه شدید سبب فروپاشی عایق آنها گردیده است.

۳- جریان اتصال کوتاه عبوری از کنتاکت‌های کلید در این حادثه حدود ۲۰۰۰ آمپر بوده که کمتر از جریان نامی قطع کلید می‌باشد (جریان نامی قطع کلید حدود ۲۵۰۰ آمپر است). بار خط قبل از حادثه ۳۵۰ آمپر بوده که در هنگام بروز حادثه، فازهای A و B با بار ۳۵۰ آمپر به راحتی قطع شده لیکن فاز C که اتصالی تک فاز به میزان ۲۰۰۰ آمپر جریان بوده، به‌صورت موفق جریان را قطع نکرده و به‌هنگام قطع جریان در محفظه قطع کلید جرقه زده و این جرقه قطع نشده است و آنقدر ادامه داشته تا منجر به ذوب شدن کنتاکت‌های ثابت و متحرک و نهایتاً

انفجار کلید شده است. علت عملکرد ناموفق کلید می‌تواند ناشی از عوامل مختلف از جمله اشکال در محفظه قطع کلید، کنتاکت‌های کلید از جمله Arcing Contacts، اشکال در مانیتور گاز SF6 و یا پایین بودن RRRV کلید نسبت به مقادیر استاندارد باشد که نیاز به بررسی‌های تخصصی بیشتری در این زمینه می‌باشد.

۴- چون تعداد زیادی از کلیدهای ساخت شرکت پارس سوئیچ در شبکه‌های ۶۳ کیلوولت نصب شده لازم است تحقیق و بررسی دقیق و کاملی توسط کارخانه سازنده انجام شده و عیب شناسایی شده و هر چه زودتر در مورد سایر کلیدها بررسی‌های لازم معمول گردد تا از بروز خسارت‌های احتمالی جلوگیری شود.

۵- حتی الامکان از پارالل نمودن ترانس‌های قدرت ۶۳ کیلوولت ممانعت به عمل آید.

۶- پیشنهاد می‌گردد زمان عملکرد رله‌های اتصال زمین پشتیبان ترانسفورماتورها در ولتاژ ۶۳ کیلوولت به صورت زیر تنظیم گردند:

زمان عملکرد رله اتصال زمین در حداکثر جریان اتصالی (حداکثر جریان ترانسفورماتور زمین) ۱ الی ۱/۲ ثانیه و جریان شروع ، ۲۰٪ الی ۲۵٪ همان جریان ترانسفورماتور زمین تنظیم گردد. البته با توجه به کم بودن جریان اتصالی فاز-زمین در این نوع شبکه‌ها (ترانسفورماتور زمین جریان اتصال زمین را محدود می‌کند) می‌توان زمان عملکرد رله اتصال زمین را بیشتر در نظر گرفت و اصلاً خطری تجهیزات را تهدید نخواهد کرد.

درس آموخته‌های حادثه

- لزوم انجام تست‌های دوره‌ای و سرویس‌های تعمیر و نگهداری مرتبط با کلیدهای قدرت در فواصل زمانی منظم،
- سعی در پارالل نمودن ترانس‌های قدرت ۶۳ کیلوولت و بهره‌برداری شعاعی از آنها،
- لزوم دقت در تنظیم رله‌های اتصال زمین پشتیبان ترانس‌ها،
- لزوم استفاده از حفاظت CBF برای کلیدهای پست‌های ۶۳ کیلوولت حساس و مهم شبکه.

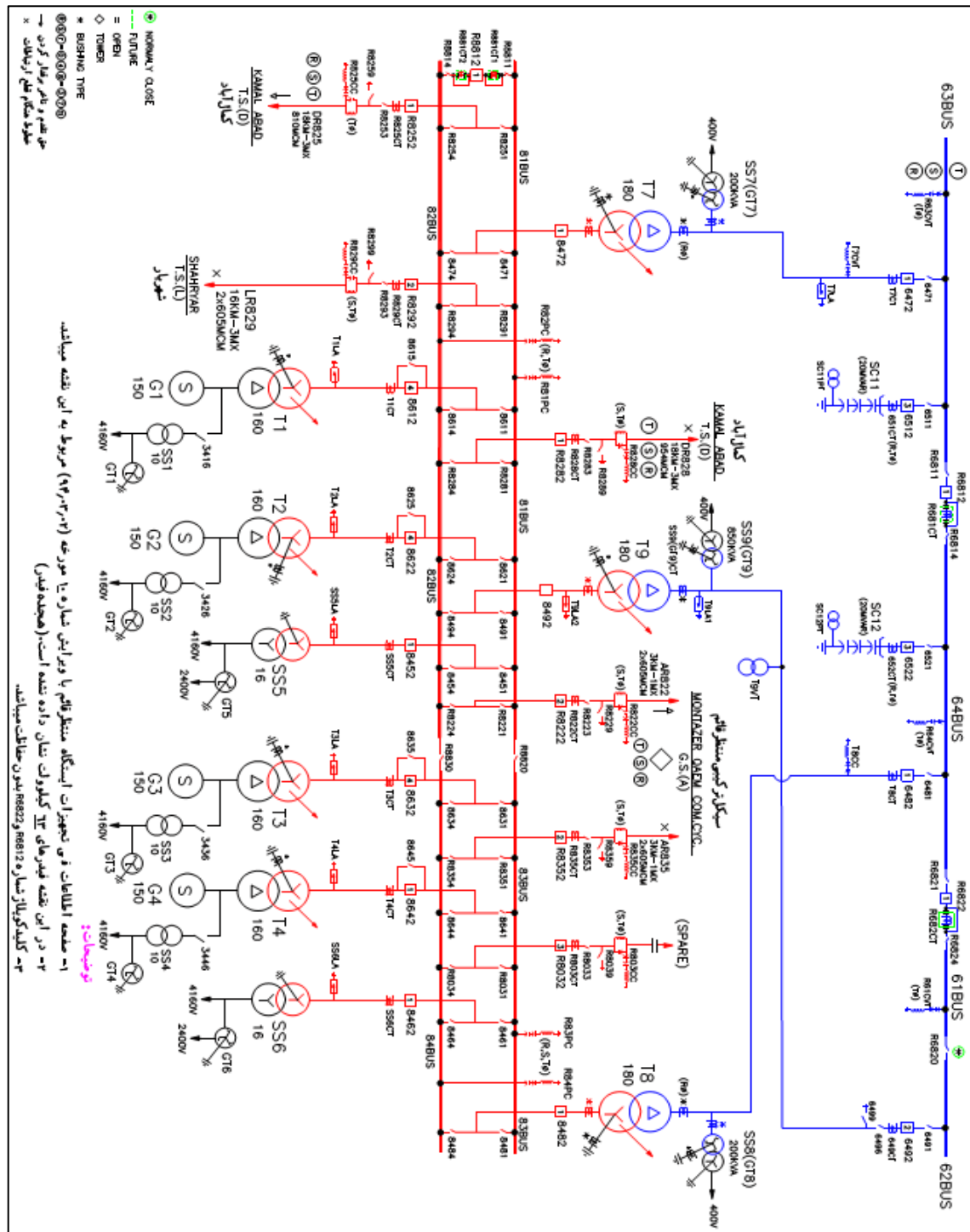
۳-۱۶- حادثه مورخ ۸۶/۰۷/۳۰ نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم: عدم سرویس به موقع تجهیزات پست و عدم هماهنگی رله‌های حفاظتی

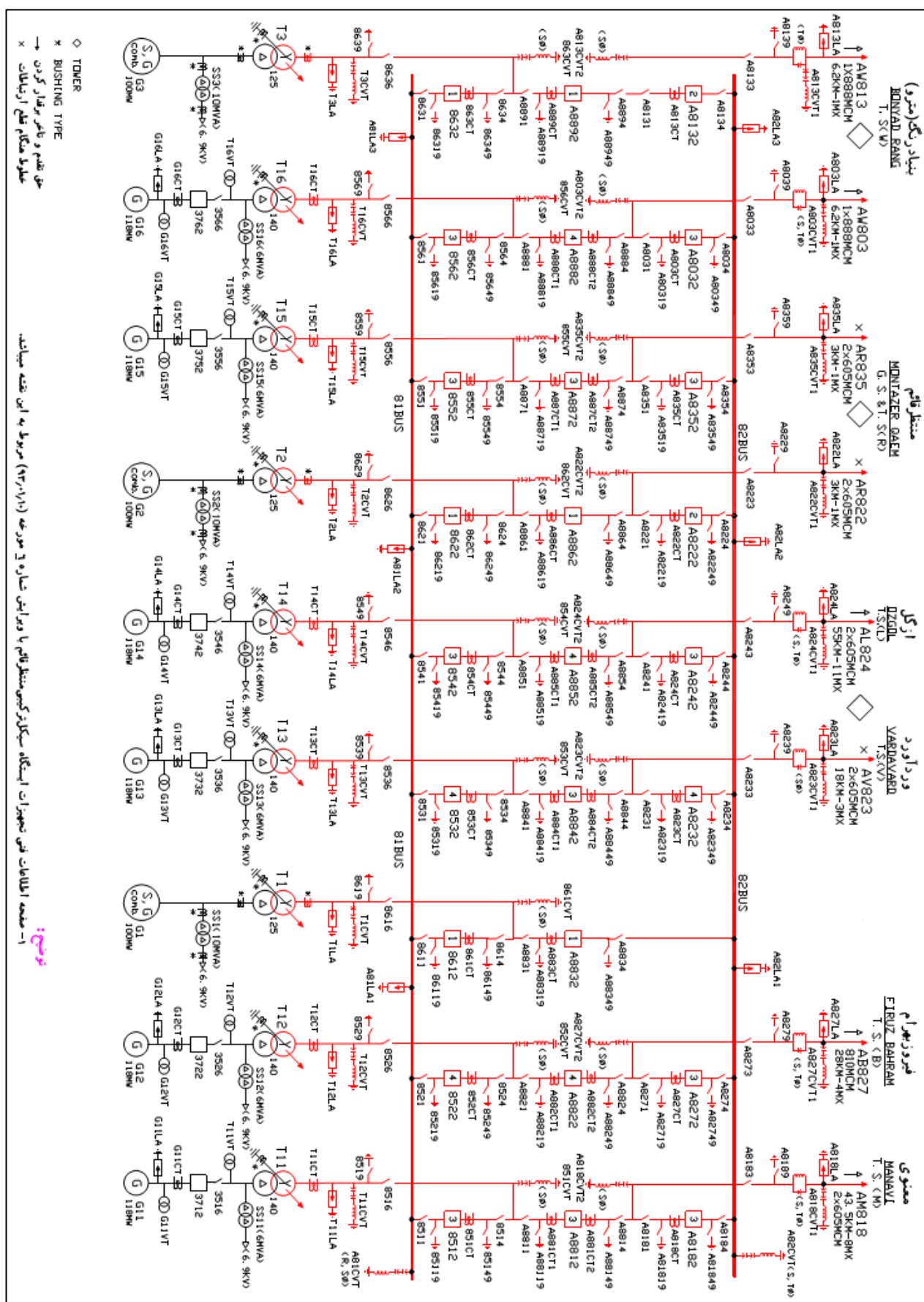
۳-۱۶-۱- شرح حادثه

در ساعت ۱۷:۴۲ مورخ ۸۶/۰۷/۳۰ به دنبال گزارش اولیه اپراتور پست منتظر قائم به دیسپاچینگ ملی مبنی بر مشاهده آتش سوزی روی سکسیونر ترانسفورماتور T9، مرکز کنترل دیسپاچینگ منطقه‌ای با هماهنگی فوق توزیع اقدام به کاهش بار ترانسفورماتور T9 نمود. در ساعت ۱۷:۴۶:۳۰ ترانسفورماتور T9 بنا به تشخیص توسط اپراتور پست به صورت دستی قطع گردید. در ساعت ۱۷:۴۷:۴۵ بر اثر وقوع اتصالی بین سکسیونر باس سکشن به شماره ۸۸۲۰ و سیم‌های هوایی رابط سمت ۲۳۰ کیلوولت ترانسفورماتور ۲۳۰/۶۳ کیلوولت T9 پست منتظر قائم بخار، قطعی‌های خودکار به شرح ذیل به وقوع پیوست:

- خروج کلیه واحدهای بخار نیروگاه (S1-S4) منتظر قائم با عملکرد رله آندر امپدانس،
- خروج کلیه واحدهای گازی نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم (G11-G16) با عملکرد رله اضافه جریان آنی واحدها،
- خروج کلیه واحدهای بخار نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم با عملکرد رله اضافه جریان زمانی ترانسفورماتور واحد،
- خروج واحد شماره G13 نیروگاه رودشور با عملکرد حفاظت کاهش ولتاژ مصرف داخلی،
- خروج واحد G2 نیروگاه ری با عملکرد حفاظت کاهش ولتاژ مصرف داخلی،
- خروج خط AR835 (منتظر قائم بخار - منتظر قائم سیکل ترکیبی) با عملکرد رله دیستانس زون ۲ در پست سیکل ترکیبی منتظر قائم،
- خروج خط AR822 (منتظر قائم بخار - منتظر قائم سیکل ترکیبی) با عملکرد رله دیستانس زون ۲ در پست سیکل ترکیبی منتظر قائم،
- خروج خط BR829 (فیروز بهرام - منتظر قائم بخار) با عملکرد رله دیستانس زون ۲ در پست فیروز بهرام،
- خروج خط DR828 (کمال آباد - منتظر قائم بخار) با عملکرد رله دیستانس زون ۲ در پست کمال آباد،
- خروج خط DR825 (کمال آباد - منتظر قائم بخار) با عملکرد رله دیستانس زون معکوس در پست منتظر قائم بخار،
- خروج خط AZ817 (زیاران - آپادانا سرام) با عملکرد رله دیستانس زون ۱ در پست زیاران،
- خروج خط DT815 (هشتگرد - کمال آباد) با عملکرد رله دیستانس زون ۳ در پست هشتگرد.

در اثر این حادثه و با خروج واحدهای نیروگاهی ۱۵۷۹ مگاوات تولید از دست رفته و در اثر خروج خطوط و بی برق شدن پست‌های منتظر قائم بخار (۲۲۰ مگاوات)، کمال آباد (۲۵۴ مگاوات)، بوئین زهرا (۱۰۷ مگاوات)، آپادانا سرام (۱ مگاوات) و پست سیار سعیدآباد روی خط RB829 (۲۰ مگاوات)، جمعاً ۶۰۲ مگاوات خاموشی ایجاد شده است. دیاگرام تک خطی پست‌های منتظر قائم و پست نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم به ترتیب در شکل‌های ۳-۱۶-۱ و ۳-۱۶-۲ نشان داده شده‌اند.





۳-۱۶-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

پست نیروگاهی منتظر قائم در سال ۱۳۴۹ مورد بهره‌برداری قرار گرفته که در حال حاضر پس از گذشت ۳۷ سال از عمر آن دارای نواقصی به شرح زیر می‌باشد:

۱- فرسودگی تجهیزات خصوصاً سکسیونرها، بریکرها و عدم وجود لوازم یدکی اصلی به علت خارج از رده شدن تجهیزات مذکور.

۲- عبور جریان بیش از حد نامی از سکسیونرهای ارتباط باسبارها با توجه به عدم تعادل تولید و مصرف در باسبارهای مختلف.

۳- اکثر بریکرهای سمت ۲۳۰ کیلوولت دارای قدرت قطع کمتر از سطح اتصال کوتاه محاسبه شده پست می‌باشند.

۴- آرایش نامناسب باسبارهای پست (مجاورت فازهای همنام باسبارهای مختلف) که موجب کاهش قابلیت اطمینان بهره‌برداری پست و دشوار و پیچیده نمودن مانور و عملیات تعمیر و نگهداری گردیده است.

۵- با توجه به آرایش پست، درخواست اخذ خاموشی جهت انجام عملیات سرویس و نگهداری روی باسبارها عمدتاً به دلیل گسترده بودن خاموشی‌ها و خارج از مدار شدن واحدهای نیروگاه با مشکل مواجه می‌گردد.

۶- عدم وجود حفاظت باسبار، باس‌کوپلر، عیب‌کلید (C.B.F) و قدیمی بودن حفاظت‌های اصلی و در نتیجه توسعه خاموشی در زمان بروز حوادث.

۷- کلیه واحدها و خطوط در مدار بوده‌اند. ترانس T8 منتظر قائم برای انجام کارهای بهینه‌سازی خارج از مدار بوده است. (به علت نصب سکسیونر باس سکشن و جابجایی بی ۶۳ کیلوولت)

۸- پست منتظر قائم بخار دارای آرایش باسبار دابل بوده که در وسط هر باسبار یک سکسیونر باس‌سکشن وجود داشته و یک کلید باس‌کوپلر این دو باسبار را بهم وصل می‌نماید. معمولاً همواره باسبارهای شماره ۸۱ و ۸۳ که توسط سکسیونر باس‌سکشن شماره ۸۲۰ به هم ارتباط دارند در مدار بوده و باسبارهای شماره ۸۲ و ۸۴ با سکسیونر باس‌سکشن ۸۳۰ خارج از مدار و به عنوان باسبار رزرو استفاده می‌شوند. در این حالت بهره‌برداری احتمال اضافه بار شدن سکسیونر باس‌سکشن وجود داشته و در روز حادثه با توجه به خارج از مدار بودن ترانسفورماتور T8 این احتمال بیشتر بوده است.

۹- رله‌های حفاظتی دیستانس خطوط AR835-822 (منتظر قائم بخار - منتظر قائم سیکل ترکیبی)، BR829 (فیروزبهرام - منتظر قائم بخار) و DR828 (کمال‌آباد - منتظر قائم بخار) در پست‌های منتظر قائم سیکل ترکیبی، فیروزبهرام و کمال‌آباد دارای مشخصه مهو (MHO) می‌باشند که برای خطوط کوتاه مناسب نبوده و در اتصالاتی‌های همراه با آرک و مقاومت بالا عملکرد مطلوبی ندارند.

۳-۱۶-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

با توجه به محل بروز اتصالی و اینکه خطوط و واحدهای متصل به این باسبار بایستی قطع می شدند، قطعی هایی به شرح زیر به وجود آمده است. خط AR835 (منتظر قائم- سیکل ترکیبی منتظر قائم) با عملکرد صحیح رله دیستانس در زون ۲ فاز A و B به زمین در پست سیکل ترکیبی منتظر قائم قطع شده است. خط AR822 (منتظر قائم- سیکل ترکیبی منتظر قائم) با عملکرد صحیح رله دیستانس زون ۲ در پست سیکل ترکیبی منتظر قائم قطع شده است. خط RB829 (فیروز بهرام- منتظر قائم) با عملکرد صحیح رله دیستانس در زون ۲ در پست فیروز بهرام قطع شده است. خط DR828 (کمال آباد- منتظر قائم) با عملکرد صحیح رله دیستانس در زون ۲ در پست کمال آباد قطع شده است. خط DR825 (کمال آباد- منتظر قائم) در پست کمال آباد قطع نشده و با تأخیر با عملکرد رله دیستانس زون ۳ معکوس در پست منتظر قائم قطع گردیده است که علت عدم عملکرد رله دیستانس در پست کمال آباد در زون ۲ پس از بررسی های انجام شده به شرح زیر گزارش گردید. رله دیستانس این خط از نوع REL511 می باشد که ابتدا با اتصالی فاز - فاز در زون ۲ استارت شده لیکن پس از ۰/۳ ثانیه که اتصالی تبدیل به اتصالی دو فاز به زمین گردیده دیستانس خط ریست شده و به مدت ۰/۲ ثانیه در حالت ریست باقی مانده و سپس مجدداً به صورت فاز - زمین در زون ۲ استارت شده و در نتیجه به علت تأخیر بیش از حد رله دیستانس با زون معکوس در پست منتظر قائم عمل نموده است. علت این نوع عملکرد نامشخص می باشد. واحدهای بخار S1-S4 منتظر قائم با عملکرد صحیح رله آندر امپدانس (با زمان ۱۱۰۰ میلی ثانیه) از مدار خارج شده اند که بایستی زمان عملکرد آن با توجه به تنظیم رله ها استخراج و بازنگری گردد. واحدهای گازی G11-G16 نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم که در این حادثه نباید قطع می شدند، به علت تنظیم نامناسب رله O/C واحدها به صورت آنی قطع شده اند. لازم است تنظیمات این رله ها که در حال حاضر روی 2In تنظیم شده، مجدداً بازنگری و اصلاح گردند. واحدهای بخار SG1-SG3 نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم به صورت بی مورد و به علت تنظیم نامناسب با عملکرد رله O/C ترانسفورماتورهای واحد از مدار خارج شده اند که بایستی تنظیم آنها بازنگری و اصلاح شود (البته این واحدها با توجه به خروج واحدهای گازی به ناچار قطع می شدند). خط DT815 (کمال آباد- هشتگرد) به صورت بی مورد و با عملکرد رله دیستانس در زون ۳ در پست هشتگرد قطع شده است. علت عملکرد بی مورد این خط ناشی از تأخیر در عملکرد حفاظت خط DR825 (کمال آباد- منتظر قائم) بوده است. خط AZ817 (زیاران- آپاداناسرام) به صورت بی مورد و با عملکرد رله دیستانس در زون ۱ در پست زیاران قطع شده است. علت قطع بی مورد این خط در زون ۱ احتمالاً ناشی از اشکال رله های دیستانس می باشد. این نوع رله ها از تیپ PDPS و PDTs می باشند که دارای اشکالات متعددی بوده و بیشتر آنها در خطوط شبکه سراسری تعویض شده اند. (پس از بررسی های لازم این رله ها تعویض گردیده است). با توجه به قطع خطوط زیاران- آپاداناسرام (AZ817)، هشتگرد- کمال آباد (DT815)، کمال آباد- منتظر قائم (DR828 و DR825) پست های بوئین زهرا، آپادانا سرام و کمال آباد بی برق

شده‌اند. واحدهای G13 نیروگاه رودشور و G2 نیروگاه ری با عملکرد رله ولتاژ کم روی مصرف داخلی به صورت بی‌مورد قطع شده‌اند که علت آن احتمالاً تنظیم نامناسب رله‌های ولتاژ کم روی مصرف داخلی این واحدها است که بایستی بازنگری و اصلاح شوند.

به علت فرسودگی و پیری کنتاکت‌های سکسیونر KV ۲۳۰ شماره ۸۸۲۰ (سکسیونر باس سکشن ارتباط‌دهنده باسبار شماره ۸۱ و ۸۳) و همچنین به دلیل عدم سرویس به موقع (احتمالاً با توجه به محل سکسیونر، گرفتن خاموشی برای کل باسبار KV ۲۳۰ پست منتظر قائم مشکل بوده است) و به علت بالا بودن بار عبوری از سکسیونر (بیش از جریان نامی)، در ساعت ۱۷:۴۷:۴۵ مورخ ۸۶/۰۷/۳۰، کنتاکت فاز B سکسیونر مذکور ذوب شده و در محل ذوب شدن ایجاد جرقه نموده است. طول جرقه حاصله به علت بالا بودن حرارت و فوت مغناطیسی بالا رفته و با سیم هوایی فاز A عبوری سمت KV ۲۳۰ ترانسفورماتور T9 که درست در بالای این سکسیونر قرار دارد ایجاد اتصال کوتاه دو فاز (A-B) نموده است. اتصالی فاز- فاز براساس منحنی‌های جریان ثبت شده در پست منتظر قائم به مدت ۰/۳ ثانیه ادامه داشته که تبدیل به اتصالی دو فاز به زمین از طریق مقره اتکایی سکسیونر شده است. با توجه به محل بروز اتصالی که روی باسبار پست منتظر قائم بوده و به علت عدم وجود حفاظت باسبار، این اتصالی بایستی از طریق قطع کلیه فیدرهای تغذیه کننده از این پست در پست‌های مقابل ایزوله و در نهایت این پست کاملاً بی‌برق می‌شد.

خطوط AN814 (آبادان - سرام - بوئین زهرا)، AZ817 (زیاران - آبادان - سرام)، DN813 (کمال آباد - بوئین زهرا) و DT815 (کمال آباد - هشتگرد) تا ساعت ۱۸:۰۶ برقرار شده و پست‌های بوئین زهرا، آبادان - سرام و کمال آباد برقرار و خاموشی آنها به علت محدودیت انتقال به تدریج تا ساعت ۲۱:۳۰ برطرف گردید. خط AR822 (منتظر قائم - سیکل ترکیبی منتظر قائم) و DR825-828 (منتظر قائم - کمال آباد) تا ساعت ۱۸:۱۷ وارد مدار شدند و پست منتظر قائم و ترانس T7 برقرار شدند. توضیح اینکه در این حالت برقرار نمودن خط BR829 (فیروزبهرام - منتظر قائم) به علت بروز آلام Fuse Failure به دلیل دوفاز بودن باسبار شماره ۸۱ منتظر قائم، امکان‌پذیر نبوده است. در ساعت ۱۸:۲۶ با افزایش بارگیری از ترانسفورماتور T7 خط AR822 (منتظر قائم - سیکل ترکیبی منتظر قائم) به علت ناتعادلی جریان فازها با عملکرد رله DEF از مدار خارج می‌گردد و در نتیجه ترانسفورماتورهای تغذیه داخلی واحدهای بخار که از همین باسبار تغذیه می‌شدند به صورت دو فاز درآمده و به دنبال آن راه‌اندازی واحدهای بخار متوقف می‌گردد. معیوب شدن سکسیونر باس سکشن شماره ۸۸۲۰ در این موقع توسط اپراتور پست تشخیص داده شده و در ساعت ۱۸:۴۸ به دیسپاچینگ اعلام می‌گردد. در ساعت ۱۹:۰۰ ترانسفورماتور T7 منتظر قائم به دلیل افت فشار هیدرولیک مکانیزم بریکر قطع و در ساعت ۱۹:۱۰ مجدداً برقرار و قسمتی از خاموشی‌ها برطرف می‌شود. در ساعت ۲۱:۰۲ خط BR829 (فیروزبهرام - منتظر قائم) بعد از رفع آلام Fuse Failure در پست فیروزبهرام در مدار قرار گرفت و کلیه واحدهای گازی و بخاری نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم از ساعت ۱۸:۲۷ الی ۲۲:۳۳ به تدریج در مدار قرار گرفتند. توضیح اینکه

در این مرحله خطوط 835 - AR822 (منتظر قائم بخار - منتظر قائم سیکل ترکیبی) و ترانسفورماتور T9 خارج از مدار باقی ماندند. در ساعت ۰۱:۰۰ همزمان با در مدار قرار گرفتن ترانسفورماتور T8، ترانسفورماتور T7 نیز با بار ۱۳۰ مگاوات به دلیل عملکرد رله REF به علت جریان هجومی ناشی از نامناسب بودن رله REF (نوع رله D41) از مدار خارج گردید (این نوع عملکرد به علت اشکال مربوط به نوع رله دیفرانسیل و REF و بالا بودن جریان هجومی ترانسها سابقه داشته است) و در ساعت ۱:۴۵ هر دو ترانسفورماتور به صورت غیرپارالل در مدار قرار گرفته و خاموشیها برطرف گردید و خط AR935 (منتظر قائم بخار - منتظر قائم سیکل ترکیبی) در ساعت ۰۲:۴۸ در مدار قرار گرفت. تا ساعت ۰۵:۰۸ کلیه واحدهای بخار نیروگاه منتظر قائم نیز در مدار قرار گرفتند. توضیح اینکه خط AR822 (منتظر قائم بخار - منتظر قائم سیکل ترکیبی) و ترانسفورماتور T9 جهت بررسی خارج از مدار باقی ماندند.

۳-۱۶-۴- نتیجه گیری و پیشنهادات

- ۱- سرویس کامل تجهیزات پست از جمله سکسیونرها با اخذ مجوزهای مورد نیاز خاموشی.
- ۲- بررسی و رفع اشکال از عملکرد رلههای حفاظتی پستها و نیروگاهها.
- ۳- در این رابطه لازم است تنظیمات قسمت آنی رلههای اضافه جریان واحدهای گازی، رلههای اضافه جریان ترانسفورماتورهای واحدهای بخار نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم، رلههای کاهش ولتاژ تغذیه داخلی واحدهای نیروگاه رودشور و نیروگاه ری بازنگری و اصلاح شوند.
- ۴- برنامه ریزی درست به منظور کنترل بار و تولید در زمانهای قطع تجهیزات جهت برنامههای سرویس و نگهداری.
- ۵- بررسی و اصلاح آرایش پست منتظر قائم با توجه به استفاده از یک باسبار در حالت عادی که در این حالت بار سکسیونر باس سکش به شدت افزایش یافته و با توجه به قدمت پست و سکسیونرها احتمال آسیب دیدن آنها با توجه به بار بیش از ظرفیت نامی سکسیونرها افزایش می یابد. لذا لازم است از هر دو باسبار در حالت عادی استفاده گردد و بیهای خروجی و واحدها به نحو مناسبی روی هر دو باسبار قرار گیرند.
- ۶- بررسی امکان استفاده از دستگاه ترموویژن ساده جهت استفاده در پستها.
- ۷- اجرای تمام اقدامات پیشبینی شده مربوط به طرح اصلاح پستهای حساس شبکه در پست منتظر قائم از جمله نصب حفاظت باسبار در این پست و اصلاح پست با آرایش کامل و تجهیزات پیشرفته برای حصول قابلیت اطمینان بالا با توجه به مطالعات فنی و اقتصادی.
- ۸- تعویض رلههای نامناسب منصوبه روی خطوط کوتاه در پستهای شبکه انتقال تهران.

درس آموخته‌های حادثه

- انجام تست‌ها و سرویس‌های دوره‌ای سکسیونر به منظور اطمینان از صحت عملکرد آن.
- تهیه و تدوین دستورالعمل و برنامه‌ریزی لازم به منظور کنترل بار و تولید در زمان‌های قطع تجهیزات جهت برنامه‌های سرویس و نگهداری.
- اصلاح ساختار و آرایش پست‌های فشار قوی با توجه به ملاحظات قابلیت اطمینان مورد انتظار.
- لزوم هماهنگی رله‌های اضافه جریان و کاهش ولتاژ واحدهای نیروگاهی با حفاظت‌های خطوط و ترانسفورماتورهای شبکه.
- به منظور افزایش قابلیت اطمینان سیستم حفاظتی، برای حفاظت دیفرانسیل و REF ترانسفورماتور باید از رله‌های جداگانه‌ای استفاده شود. به عبارتی، حفاظت REF ترانسفورماتور باید توسط یک رله مستقل پیاده‌سازی شود و یکی از توابع رله ۸۷ نباشد. توصیه می‌شود برای حفاظت REF از رله دیفرانسیل امپدانس بالا استفاده شود.
- حداقل حفاظت موردنیاز برای باسبار در سطوح ولتاژی ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت، رله دیفرانسیل باسبار (۸۷BB) می‌باشد.
- تعویض رله‌های نامناسب منصوبه روی خطوط کوتاه و استفاده از رله‌های دیستانس با مشخصه کوآد به جای مهو.

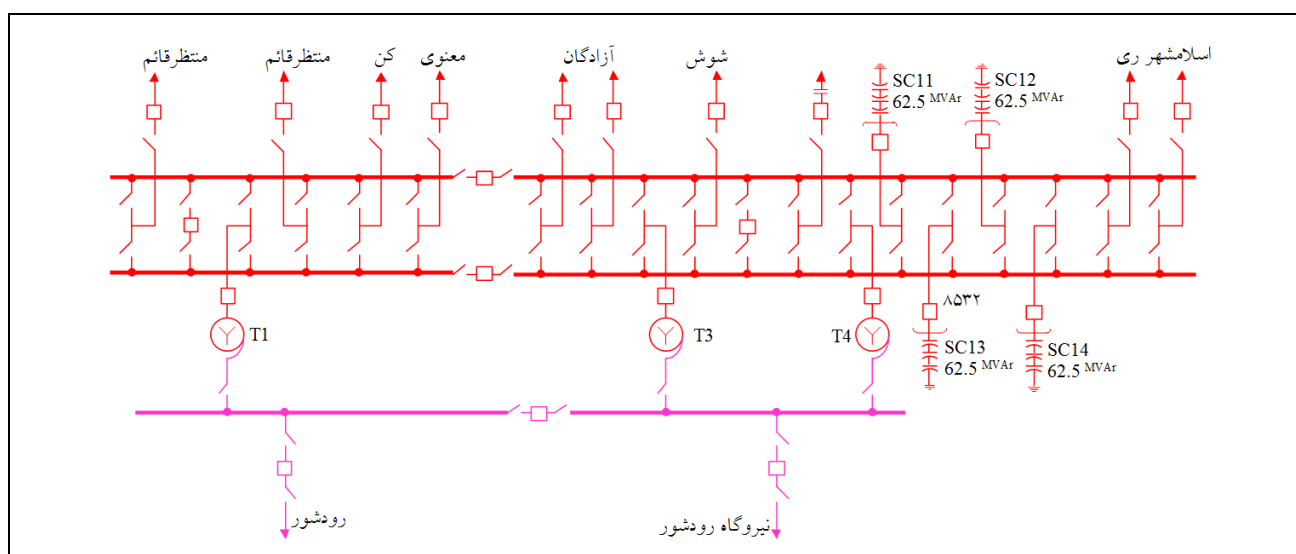
۳-۱۷- حادثه مورخ ۸۵/۰۶/۰۱ پست فیروزبهرام: طراحی اشتباه حفاظت باسبار

۳-۱۷-۱- شرح حادثه

در ساعت ۰۸:۵۷ مورخ ۸۵/۶/۱ با توجه به کاهش ولتاژ در شبکه برق تهران بنا به درخواست مرکز کنترل، خازن SC13 پست فیروزبهرام در مدار قرار گرفت. همزمان با وصل کلید خازن مذکور، به علت بروز اتصالی بر روی کلید و صدمه دیدن آن، کلیه خطوط متصل به پست فیروزبهرام قطع شده و پست فیروزبهرام بی برق گردید (شکل ۳-۱۷-۱). همچنین، علاوه بر بی برق شدن پست فیروزبهرام، تعدادی از خطوط و واحدهای نیروگاهی نیز به شرح زیر قطع و پست آزادگان با بار ۲۵۶ مگاوات خاموش گردید:

- خطوط ۴۰۰ کیلوولت زیاران - کن ، زیاران - وردآورد و رودشور- فیروزبهرام،
- خطوط ۲۳۰ کیلوولت قم ۱ - فرودگاه امام ، آزادگان - قورخانه و ری شمالی - شوش،
- واحدهای گازی شماره ۱، ۴، ۵، ۷، ۸، ۹، ۳۲، ۱۰، ۳۳ و ۳۶ نیروگاه ری،
- واحدهای S1، S2، S3 و G14 نیروگاه سیکل ترکیبی شهید رجایی،
- واحدهای S1، S2، S3، G12، G13، G14 و G15 نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم،
- واحدهای S1 و S3 نیروگاه شهید مفتح همدان.

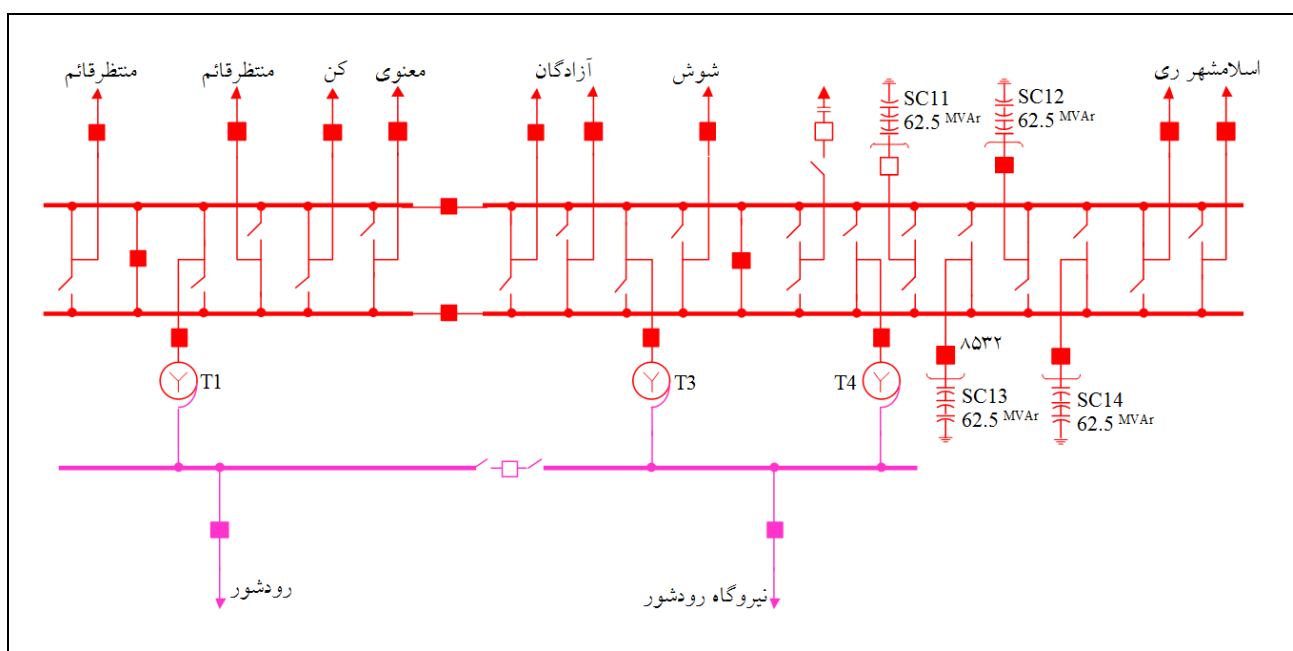
بر اثر خروج خطوط و واحدهای نیروگاهی فوق الذکر ، خطوط ارتباطی باقیمانده در شبکه انتقال برق تهران اضافه بار شده و ولتاژ به شدت کاهش یافت که در این شرایط جهت کاهش بار خطوط انتقال، اعمال خاموشی توسط مرکز کنترل در جریان بوده است. در ساعت ۰۹:۱۲ با ادامه اضافه بار خطوط و کاهش ولتاژ، تعداد دیگری از خطوط و پست های شبکه انتقال برق تهران بطور خودکار از مدار خارج و سبب خاموش شدن قسمت دیگری از شبکه برق تهران گردید . میزان تولید از دست رفته در این حادثه ۱۷۸۰ مگاوات و میزان خاموشی ایجاد شده ۲۳۰۰ مگاوات بوده است.



شکل ۳-۱۷-۱- دیاگرام تک خطی پست فیروزبهرام

۳-۱۷-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

وضعیت هوا عادی و کلیه خطوط و تجهیزات شبکه انتقال برق تهران در مدار بوده‌اند. وضعیت آرایش باسبارها در پست فیروزبهرام مطابق نقشه تک خطی شکل ۳-۱۷-۲ بوده است. تحت این شرایط در مواقعی که ولتاژ شبکه کاهش می‌یابد، ۴ واحد بانک خازنی ۲۳۰ کیلوولت با قدرت هر کدام ۶۲/۵ مگاوار در پست فیروزبهرام در مدار قرار گرفته و با عادی شدن ولتاژ، مجدداً در طی روز از مدار خارج می‌گردند. کلیدهای مربوط به بانک‌های خازنی از نوع ASEA تپ HLR و هر پل با سه محفظه قطع جداگانه بوده که این کلیدها دارای عمر بیش از سی سال و کارکرد بسیار بالا می‌باشند. سابقه بروز اشکال در این کلیدها از قبل وجود داشته و از حدود ۲ سال قبل از حادثه قرار بوده که این کلیدها براساس طرح بهینه‌سازی پست فیروزبهرام تعویض گردند؛ لیکن بدلیل عدم تأمین بودجه مناسب، این عمل تا زمان وقوع حادثه مذکور محقق نشده است. ضمناً در تاریخ ۸۴/۱۲/۲ بدلیل بروز اشکال در کلید خازن شماره SC11 حادثه‌ای نسبتاً بزرگ و گسترده به وجود آمد که براساس بررسی‌های انجام شده روی این حادثه، مقرر شده بود کلیدهای بانک‌های خازنی در پست فیروزبهرام تعویض گردند.



شکل ۳-۱۷-۲- وضعیت پست فیروزبهرام قبل از شروع حادثه (کلیدهای بسته با مربع رنگی مشخص شده‌اند)

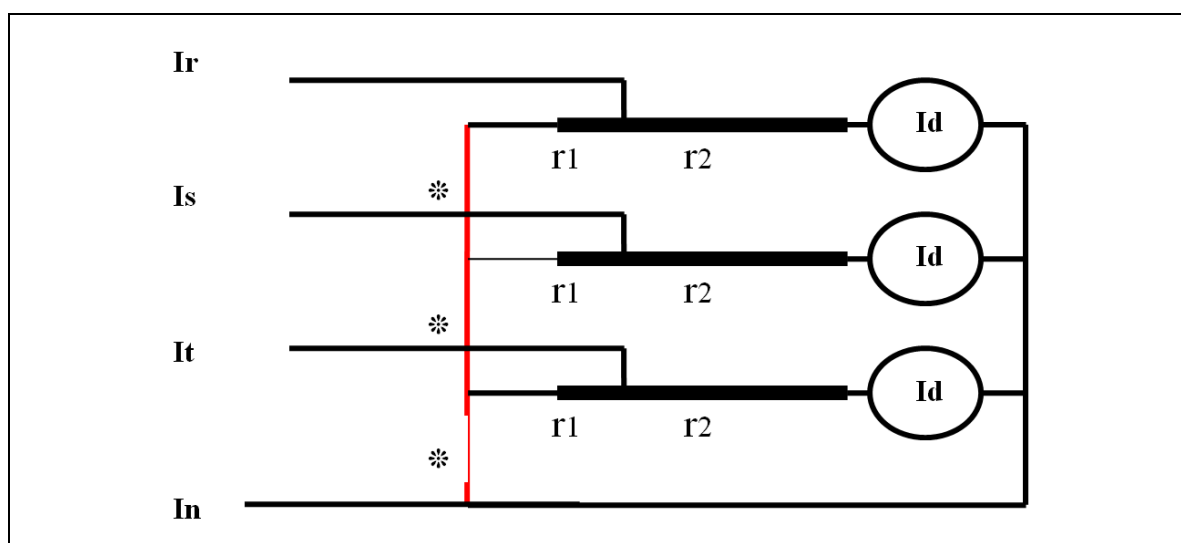
۳-۱۷-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

در ساعت ۸:۵۸ مورخ ۸۵/۶/۱، هنگام بستن کلید شماره ۸۵۳۲ مربوط به بانک خازنی SC13 در پست فیروزبهرام، این کلید دچار اشکال شد؛ به طوری که یکی از کنتاکت‌های فاز B این کلید علی‌رغم عملکرد مکانیزم وصل نگردید، در حالی که دو کنتاکت دیگر همین فاز بسته شده بودند. در این حالت ولتاژی که در دو سر کنتاکت باز بوجود می‌آید ۱۳۲ کیلوولت بوده در حالی که در حالت عادی ولتاژ مزبور $\frac{132}{3}$ کیلوولت می‌باشد. ولتاژ مزبور سبب شکست عایقی روی

سطح خارجی مقره کلید ۸۵۳۲ شده و در نتیجه جریان مدار به جای عبور از کنتاکت مزبور، از طریق سطح خارجی مقره و کشیدن آرک در هوای اطراف مقره کلید برقرار شده است. جریان مزبور حداکثر به اندازه جریان نامی خازن SC13 (۱۵۷ آمپر) بوده و در نتیجه هیچ رله حفاظتی برای این حالت عمل نخواهد نمود. جرقه مزبور به تدریج هوای اطراف را یونیزه کرده و در نهایت با نزدیک شدن به فاز C سبب بروز اتصال کوتاه فاز-فاز (B-C) بر روی فاز C کلید خازن می‌گردد. در این مرحله اتصالی مزبور در محدوده عملکرد رله حفاظت باسبار شماره ۸۴ پست فیروزبهرام قرار داشته است. در صورت عملکرد صحیح رله حفاظت باسبار، می‌بایستی حفاظت باسبار شماره ۸۴، این اتصالی را بلافاصله در زمانی حدود ۱۰۰ میلی‌ثانیه قطع می‌نمود و در آن حالت خطوط متصل به باسبار ۸۴ و کلیدهای باس کوپلر و باس سکشن قطع شده و اتصالی ایزوله می‌گردید و خاموشی بوجود نمی‌آمد، لیکن مدار حفاظت باسبار از ابتدای نصب و راه‌اندازی پست فیروزبهرام دارای اشکال طراحی بوده که در این حادثه با توجه به دلایل زیر حفاظت باسبار به صورت موفق عمل نکرده و در نتیجه اتصالی فوق‌الذکر بر روی باسبار پست فیروزبهرام ادامه داشته است.

۳-۱۷-۴- اشکال مربوط به طراحی مدار حفاظت باسبار پست فیروزبهرام

نحوه سیم‌بندی مدار جریانی مربوط به حفاظت باسبار پست فیروزبهرام دارای اشکالاتی به شرح ذیل بوده که برخلاف اصول حاکم بر حفاظت باسبار با امپدانس بالا می‌باشد. با توجه به شکل ۳-۱۷-۳ جریان اتصالی در مسیر خود به رله حفاظت باسبار به دو قسمت تقسیم شده و قسمت اعظم جریان اتصالی از مسیر مقاومت $R1$ عبور نموده و قسمت اندکی از جریان اتصالی وارد مقاومت $R2$ و رله می‌گردد. البته مقادیر $R1$ و $R2$ اندازه‌گیری و دقیقاً مشخص نشده‌اند؛ لیکن $R1$ در ظاهر خیلی کمتر از مقاومت $R2$ بوده و در نتیجه عملکرد رله حفاظت باسبار با تنظیم ۲ آمپر (۶۰۰ آمپر در اولیه) بستگی به میزان جریان اتصال کوتاه داشت. لازم به ذکر است که اصولاً یک طرف مقاومت به رله وصل



شکل ۳-۱۷-۳- نحوه سیم‌بندی مدار رله دیفرانسیل در زمان بروز حادثه

شده و طرف دیگر مقاومت R1 بایستی آزاد می ماند و نبایستی مطابق شکل ۳-۱۷-۴ به همدیگر و به نوترال متصل شوند. اشکال اساسی دیگر مدار حفاظت باسبار پست فیروزبهرام، عدم وجود متروسیل (مقاومت غیرخطی) بصورت موازی با مقاومت ها و رله می باشد. وظیفه متروسیل جلوگیری از بروز اضافه ولتاژ بیش از ۲ کیلوولت در مسیر سیم های رابط، ترمینال ها و رله می باشد. در صورت بروز اتصال کوتاه روی باسبار جریان شدیدی وارد مدار رله شده و با توجه به وجود مقاومت در مسیر جریان، ولتاژ در مدار به شدت افزایش می یابد که متروسیل از بالا رفتن بیش از حد ولتاژ جلوگیری کرده و سیم های رابط و ترمینال ها و رله ها را در مقابل اضافه ولتاژ محافظت می نماید. در حادثه پست فیروزبهرام، به علت عدم وجود متروسیل در مسیر رله دیفرانسیل باسبار، با توجه به میزان جریان اتصال کوتاه (بیش از ۵۰ کیلوآمپر)، تقریباً اضافه ولتاژی به صورت زیر در مسیر مدار جریانی بوجود آمده است :

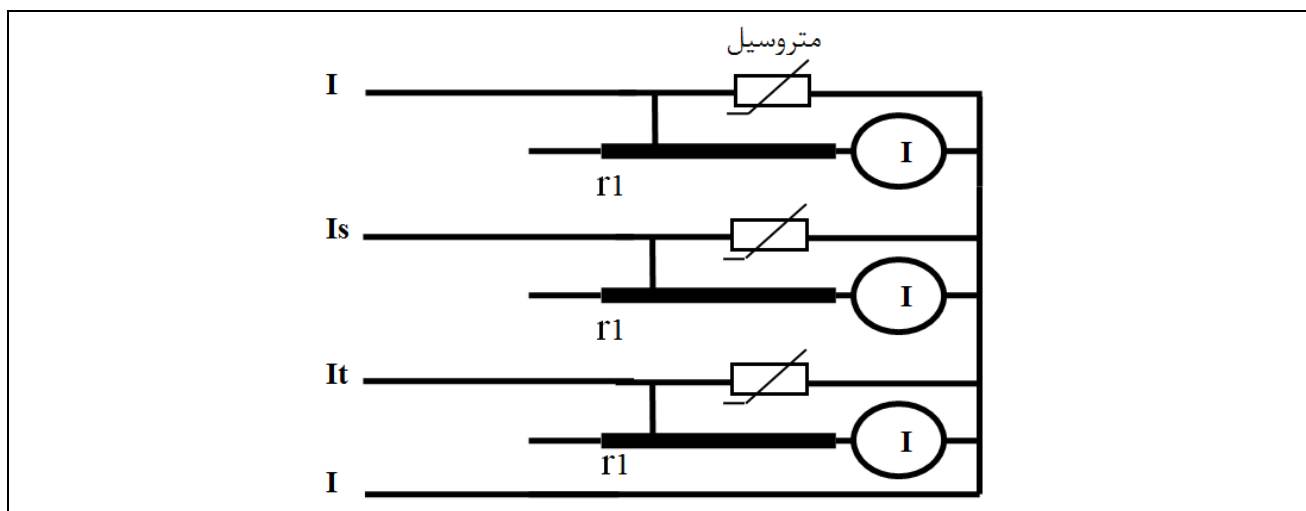
$$R1 \ 11 \ R2 = 20$$

$$I_{sc} = 45000 \text{ A}$$

$$I_{sc(s)} = 150 \text{ A}$$

$$3000 = 20 \times 150 \text{ V}$$

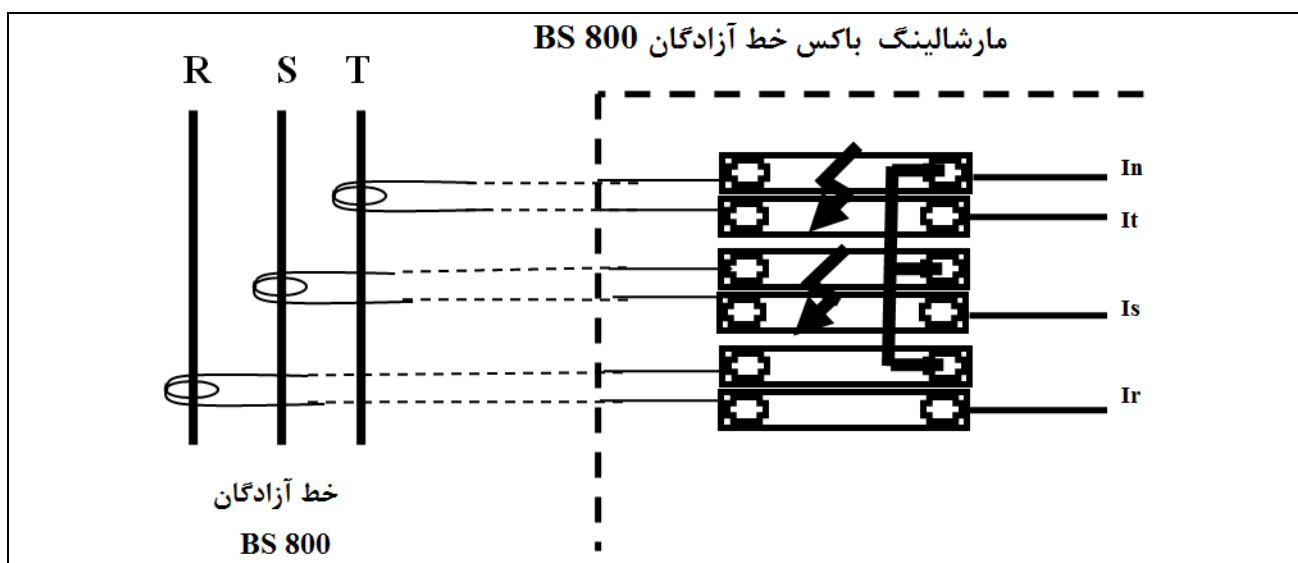
ولتاژ تقریبی ایجاد شده در مسیر مدار جریانی



شکل ۳-۱۷-۴- مدار پیشنهادی جهت اصلاح رله دیفرانسیل

این ولتاژ سبب بروز جرقه در مسیر مدار جریان در نزدیکترین محل به رله دیفرانسیل یعنی جعبه ترمینال خط آزادگان BS800 و در محل ترمینال های C.T شده و در نتیجه جریان اتصال کوتاه به جای ورود به مقاومت ها و رله، در ترمینال های مزبور اتصال کوتاه شده و جرقه در آنجا برقرار شده است. اتصالی ایجاد شده در مسیر جریان C.T خط آزادگان BS800 تا زمانی که اتصال کوتاه باسبار به اتصالی فاز- فاز- زمین (B-C-N) تبدیل نشده، ادامه داشته و پس از تبدیل اتصال کوتاه به دو فاز - زمین، جریان نوترال در مسیر C.T ها باعث ورود جریان به رله و عملکرد رله حفاظت باسبار شده است (البته طی این مدت به دلیل قطع برخی از خطوط انتقال تغذیه کننده اتصالی باسبار، میزان جریان اتصال کوتاه نیز کاهش یافته و در نتیجه ولتاژ در مسیر C.T ها نیز کاهش یافته است و آرک (جرقه) بوجود آمده در جعبه

ترمینال خط کن تضعیف شده و عبور جریان از نوترال مسیر C.T سبب انحراف جریان از جرقه ایجاد شده به طرف رله گردیده است).



شکل ۳-۱۷-۵- محل بروز اتصالی در داخل مارشالینگ باکس خط آزادگان BS800

با توجه به ماندگار شدن اتصال کوتاه فاز- فاز (B-C) بر روی باسبار ۸۴ پست فیروزبهرام و عدم عملکرد رله حفاظت باسبار جهت ایزوله شدن اتصال کوتاه، کلیه خطوط متصل به باسبار می‌بایست قطع می‌گردید. البته قطع خطوط براساس فلسفه حفاظتی طراحی شده بایستی در پست‌های مقابل با عملکرد رله‌های دیستانس در زون ۲ (با زمان حدود ۴۰۰ میلی ثانیه) انجام می‌گرفت که در این حادثه خطوط ۲۳۰ کیلوولت شوش- فیروزبهرام، سیکل ترکیبی منتظر قائم - فیروزبهرام و ری گازی- فیروزبهرام با عملکرد صحیح در زون ۲ در پست‌های شوش، سیکل ترکیبی منتظر قائم و ری گازی به موقع از مدار خارج شده‌اند، لیکن خطوط آزادگان - فیروزبهرام (BS800 و BS808) به جای زون ۲ در زون ۱ از مدار خارج شده‌اند.

خطوط ۲۳۰ کیلوولت اسلامشهر - فیروزبهرام و منتظر قائم بخار- فیروزبهرام در پست فیروزبهرام با عملکرد رله دیستانس زون معکوس و با زمان زون ۱ از مدار خارج شده‌اند که نشان‌دهنده عملکرد ناصحیح این رله‌ها برای اتصالاتی‌های پشت سر می‌باشد.

خط ۲۳۰ کیلوولت معنوی - فیروزبهرام نیز با تأخیر بسیار زیاد با عملکرد رله DEF قطع شده است که نشان می‌دهد رله دیستانس این خط در پست معنوی دارای اشکال بوده است.

ترانسفورماتورهای ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت T3 و T4 پست فیروزبهرام با عملکرد رله O/C سمت ۲۳۰ کیلوولت قطع شده‌اند؛ لیکن به محض باز شدن ترانسفورماتورهای T3 و T4 که همزمان با تبدیل اتصال کوتاه دو فاز به اتصالی دو فاز با زمین بر روی باسبار بوقوع پیوسته، خطوط ۴۰۰ کیلوولت رودشور - فیروزبهرام با عملکرد بی‌مورد رله دیستانس در

زون ۱ از مدار خارج شده‌اند که نشان می‌دهد تنظیمات این رله‌ها نیز دارای اشکال بوده است. با خروج خطوط ۴۰۰ کیلوولت فوق‌الذکر، ترانسفورماتورهای ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت فیروزبهرام نیز عملاً از مدار خارج شده‌اند. همزمان با قطعی‌های فوق‌الذکر برخی از واحدهای نیروگاهی و بعضی از خطوط انتقال دیگر نیز به شرح زیر قطع شده‌اند:

(۱) واحدهای شماره ۱، ۴، ۵ و ۶ نیروگاه گازی ری به علت نوسان ولتاژ و افت فشار روغن تریپ نموده‌اند. دلیل تریپ این واحدها بایستی مورد بررسی قرار گرفته و در صورت نیاز بازننگری گردد.

(۲) واحدهای ۳۲، ۱۰، ۹، ۷، ۳۳ و ۳۶ نیروگاه گازی ری با عملکرد رله‌های O/C تریپ نموده‌اند که تنظیم این رله‌ها نیز لازم است بررسی و در صورت نیاز اصلاح گردد.

(۳) واحدهای S1، S2 و S3 نیروگاه سیکل ترکیبی شهید رجائی با عملکرد رله حفاظتی موسوم به Cold Air Gen. از مدار خارج گردیده که این مورد بایستی مورد بررسی قرار گرفته و در صورت لزوم حذف گردد.

(۴) واحد گازی G14 نیروگاه سیکل ترکیبی شهید رجائی با عملکرد حفاظت Diode Failure به صورت بی‌مورد از مدار خارج گردیده که بایستی بررسی و در صورت نیاز حذف گردد.

(۵) واحدهای گازی G12، G13، G14 و G15 نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم با عملکرد بی‌مورد رله O/C از مدار خارج شده‌اند که نیاز به بررسی تنظیمات رله O/C و اصلاح آنها می‌باشد.

(۶) واحدهای S1 و S3 نیروگاه شهید مفتاح غرب (همدان) به علت لرزش قطب‌های ژنراتور به صورت بی‌مورد از مدار خارج شده که نیاز به بررسی دارد.

(۷) قطع خط قم ۱- فرودگاه امام به علت پایین بودن زمان تنظیم رله اضافه جریان O/C در پست قم ۱ نیاز به بررسی دارد.

(۸) خط ری شمالی - شوش به علت اضافه بار و افت ولتاژ با عملکرد رله دیستانس زون ۲ (تحمیل بار پست آزادگان قورخانه - شوش) در پست ری شمالی قطع شده است.

(۹) خطوط ۴۰۰ کیلوولت زیاران - کن و زیاران - وردآورد با عملکرد رله دیستانس زون ۳ در پست زیاران بدلیل افت ولتاژ و بالا بودن بار و احتمالاً بالا بودن تنظیم زون ۳ قطع شده‌اند.

(۱۰) خط ۲۳۰ کیلوولت قورخانه - آزادگان با عملکرد رله دیستانس زون ۱ در هر دو پست بعلت بالا بودن بار و افت شدید ولتاژ و نوسان توان قطع شده است.

در اثر قطع خطوط فوق پست آزادگان با بار حدود ۲۵۶ مگاوات بی‌برق شد و خطوط باقیمانده در مدار شبکه برق تهران اغلب با اضافه بار و افت ولتاژ شدید مواجه شدند (مرحله اول حادثه).

در این شرایط لازم بوده که جهت کاهش بار خطوط و عادی شدن ولتاژ مقدار زیادی خاموشی دستی (حدود ۸۰۰ مگاوات) بصورت اضطراری اعمال گردد لیکن این عمل به کندی صورت گرفته و در ساعت ۰۹:۱۲ خطوط انتقال به شرح زیر از مدار خارج شده و خاموشی‌ها گسترش یافته است (مرحله دوم حادثه):

- (۱) خط ۲۳۰ کیلوولت تهرانپارس - قیطریه با عملکرد رله دیستانس زون ۱ در پست قیطریه و در پست تهرانپارس به علت بالا بودن بار، افت شدید ولتاژ و نوسان توان.
- (۲) خط ۲۳۰ کیلوولت ازگل - قیطریه با عملکرد رله دیستانس زون ۲ در پست قیطریه و اتصال زمین در پست ازگل به علت افت شدید ولتاژ، بالا بودن بار و نوسان توان.
- (۳) خط الغدیر - ازگل با عملکرد رله دیستانس زون ۲ در پست ازگل به علت افت شدید ولتاژ، بالا بودن بار و نوسان توان.
- (۴) خط ۲۳۰ کیلوولت ازگل - نمایشگاه با عملکرد رله دیستانس زون ۲ در پست ازگل و نمایشگاه.
- (۵) خط ۲۳۰ کیلوولت ازگل - سیکل ترکیبی منتظر قائم با عملکرد رله دیستانس زون ۱ در پست سیکل ترکیبی منتظر قائم و در پست ازگل به علت بالا بودن بار، افت شدید ولتاژ و نوسان توان.
- (۶) خط ۴۰۰ کیلوولت کن - وردآورد با عملکرد قسمت SOTF رله دیستانس به علت کاهش شدید ولتاژ در هر دو پست.
- (۷) خط قورخانه - مصلی با عملکرد رله دیستانس زون ۲ در پست قورخانه به علت کاهش شدید ولتاژ و نوسان توان.
- با خروج خطوط فوق الذکر عملاً پست‌های کن، وردآورد، کرج، معنوی، نمایشگاه، ازگل، قیطریه، فیروزی، شیخ بهائی، مصلی، قورخانه، آزادگان، فیروزبهرام و شوش بی‌برق شده و حدود ۲۳۰۰ مگاوات در شهرهای تهران و کرج خاموشی ایجاد گردید. میزان تولید از دست رفته با توجه به خروج واحدهای نیروگاه ری، سیکل ترکیبی منتظر قائم و سیکل ترکیبی شهید رجائی و شهید مفتاح غرب (همدان) ۱۷۸۰ مگاوات بوده است.
- در شکل ۳-۱۷-۶ مناطق حادثه دیده در مراحل اول و دوم حادثه نشان داده شده است.

۳-۱۷-۵- نتیجه‌گیری و پیشنهادات

۱) کلید فازن SC13 پست فیروزبهرام:

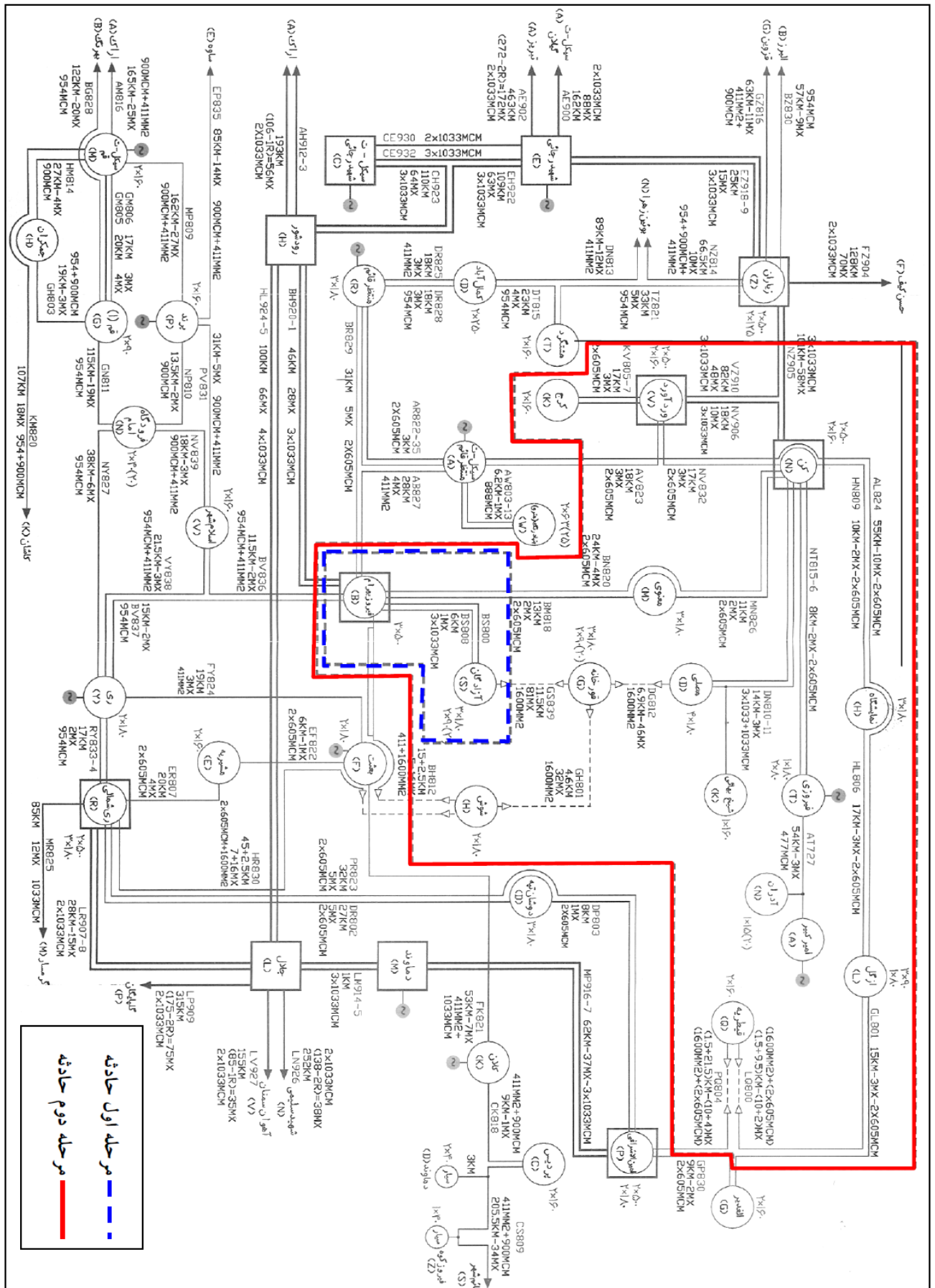
کلیدهای مربوط به بانک‌های خازنی پست فیروزبهرام با بیش از سی سال عمر و عملکرد بسیار زیاد، فرسوده شده و مناسب قطع و وصل خازن‌ها نمی‌باشند. در بررسی‌های مربوط به حادثه مورخ ۸۴/۱۲/۲ پست فیروزبهرام مقرر شده بود که این کلیدها تعویض گردند.

۲) حفاظت باسبار پست فیروزبهرام :

مدار حفاظت این رله از ابتدای نصب و راه‌اندازی اشکال داشته که به شرح زیر خلاصه می‌گردد:

الف) اشکال در وایرینگ مربوط به مقاومت سر راه رله‌ها.

ب) عدم نصب متروسیل (مقاومت غیرخطی) موازی با رله‌ها.



شکل ۳-۱۷-۶- مراحل اول و دوم حادثه

(۳) تایم تگ مرکز کنترل:

در این حادثه و برخی حوادث گسترده شبکه، تایم تگ مرکز کنترل قطع خطوط و واحدهای نیروگاهی را به درستی و با زمان واقعی ثبت نکرده است. لازم است در این خصوص جهت بررسی دقیق تر حوادث و زمان ثبت آنها اقدامات اصلاحی صورت گیرد.

(۴) واحدهای نیروگاه گازی:

الف) تنظیمات رله های O/C واحدهای شماره ۳۲، ۳۳، ۱۰، ۹، ۸ و ۷ نیاز به بازنگری دارند. این رله ها در حادثه مزبور زودتر از موعد عمل نموده و سبب خروج بی مورد واحدهای گازی شده اند.

ب) واحدهای شماره ۱، ۴، ۵ و ۶ با افت لحظه ای ولتاژ تریپ نموده اند. لازم است این مورد نیز بررسی و اصلاح گردد.

(۵) واحدهای نیروگاه سیکل ترکیبی شهید (جائی):

الف) واحد گازی G14 بعلت افت لحظه ای ولتاژ و عملکرد Diode Failure به صورت بیمورد از مدار خارج شده است که بایستی بررسی و اصلاح گردد.

ب) واحدهای S1، S2 و S3 به علت بالا رفتن بار با عملکرد Cold Air Gen. به صورت بیمورد از مدار خارج شده اند که بایستی بررسی و اصلاح گردد.

(۶) واحدهای نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم:

واحدهای شماره ۱۴، ۱۳، ۱۲ و ۱۵ با عملکرد رله O/C از مدار خارج شده اند که احتمال پایین بودن تنظیمات این رله بایستی مورد بررسی قرار گیرد.

(۷) رله های دیستانس خطوط آزادگان - فیروزبهرام:

رله های دیستانس خطوط ۲۳۰ کیلوولت آزادگان - فیروزبهرام، اتصالی در پست فیروزبهرام را به جای زون ۲ در زون ۱ قطع کرده اند. در نتیجه تنظیمات رله های دیستانس در پست آزادگان نیاز به بررسی و بازنگری دارند.

(۸) رله های دیستانس خطوط اسلامشهر و منتظر قائم در پست فیروزبهرام:

رله های دیستانس خطوط ۲۳۰ کیلوولت اسلامشهر - فیروزبهرام و منتظر قائم بخار - فیروزبهرام در پست فیروزبهرام برای اتصالی پشت سر خود، در زمان زون ۱ عمل نموده اند. این نوع رله ها (YTG31) گاهی برای اتصالی های شدید پشت سر، بصورت بی مورد عمل می نمایند که لازم است در این خصوص بررسی و نسبت به رفع اشکال (بالا بردن تنظیم زون ۳ معکوس و یا حذف زون ۳ معکوس) اقدام گردد.

(۹) رله‌های دیستانس فطوط وردآورد و کن در پست زیاران:

تنظیمات رله‌های دیستانس خطوط ۴۰۰ کیلوولت زیاران - کن و زیاران - وردآورد (زون ۳) در پست زیاران نیاز به بررسی دقیق‌تر دارد.

(۱۰) رله‌های دیستانس فطوط ۴۰۰ کیلوولت رودشور - فیروزبهرام:

رله‌های دیستانس خطوط ۴۰۰ کیلوولت رودشور - فیروزبهرام برای اتصالی در باسبار ۲۳۰ کیلوولت پست فیروزبهرام در پست رودشور در زون ۱ بصورت بی‌مورد عمل نموده‌اند که بایستی بررسی و اصلاح گردد.

نتیجه‌گیری:

علت شروع حادثه: اشکال در کلید بانک خازنی (SC13) پست فیروزبهرام.

علل گسترش حادثه:

- (۱) اشکال در مدار جریانی رله حفاظت باسبار پست فیروزبهرام.
- (۲) اشکال در سیستم حفاظتی واحدهای نیروگاه سیکل ترکیبی شهید رجائی.
- (۳) اشکال در تنظیم رله‌های O/C واحدهای نیروگاه گازی ری.

۳-۱۷-۶- اقدامات مورد نیاز جهت پیشگیری از حوادث مشابه

- (۱) پست فیروزبهرام یکی از پست‌های حساس شبکه برق تهران می‌باشد که از مدت‌ها پیش قرار بوده تجهیزات آن بهینه‌سازی گردد. بنابراین لازم است کلیه تجهیزات و اشکالات موجود در پست فیروزبهرام مورد بررسی مجدد قرار گرفته و نسبت به بهینه‌سازی تجهیزات این پست به شرح ذیل اقدام شود:
 - ۱-۱- تعویض کلیدهای ۲۳۰ کیلوولت مربوط به خازن‌های پست فیروزبهرام.
 - ۲-۱- مطالعه و تست حفاظت باسبار ۲۳۰ کیلوولت پست فیروزبهرام و اصلاح مدار و نصب متروسیل در مدار این حفاظت.

- ۳-۱- بررسی و تست مربوط به تنظیم رله‌های دیستانس نوع YTG31 در زون معکوس و اصلاح تنظیم مزبور و یا حذف زون معکوس در کوتاه‌مدت و برنامه‌ریزی جهت تعویض این نوع رله‌ها در درازمدت.
- (۲) بررسی و بازنگری تنظیمات رله‌های O/C و E/F ترانسفورماتورهای واحدهای نیروگاه گازی ری و هماهنگ نمودن تنظیم این رله‌ها با رله‌های O/C واحدها.

- (۳) بررسی و اخذ تصمیم در خصوص سیستم حفاظتی واحدهای گازی و بخاری نیروگاه سیکل ترکیبی شهید رجائی در مورد اصلاح و یا حذف سیستم حفاظتی Cold Air Gen. و Diode Failure

- (۴) بررسی و بازنگری در تنظیمات رله‌های O/C واحدهای نیروگاه سیکل ترکیبی منتظر قائم.

(۵) بررسی و تست عملکرد رله‌های دیستانس خطوط ۴۰۰ کیلوولت منشعب از پست رودشور با توجه به عملکرد این رله‌ها به صورت بی‌مورد در زون ۱ در حوادث شبکه و انجام اصلاحات لازم.

(۶) بررسی تنظیمات و تست رله‌های دیستانس خطوط ۲۳۰ کیلوولت آزادگان - فیروزبهرام در پست آزادگان و در صورت نیاز انجام اصلاحات لازم.

(۷) بررسی تنظیمات و تست رله‌های دیستانس خطوط ۴۰۰ کیلوولت زیاران - کن و زیاران - وردآورد در پست زیاران و انجام اصلاحات موردنیاز.

(۸) سیستم ثبت حوادث مرکز کنترل (تایم‌تگ) در این حادثه و در برخی حوادث گسترده شبکه، زمان قطع و وصل تجهیزات را به درستی ثبت نمی‌کند. همچنین ثبت حوادث و خطا در پست‌های انتقال نیز ثبت درستی از حوادث پست‌ها ارائه نمی‌دهند. به این علت بررسی دقیق حوادث و شناسایی عیوب شبکه بسیار مشکل می‌باشد. در این خصوص لازم است نسبت به اصلاح سیستم ثبت حوادث در مراکز کنترل اقدامات موثری انجام گیرد. در مورد ثبت حوادث خطا در پست‌های ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت باید متذکر شد که این پست‌ها باید به این دستگاه‌ها مجهز شده و ساعت آنها نیز با ساعت مادر (GPS) تنظیم گردد تا در حوادث شبکه بتوان از این ثبت‌ها استفاده نمود.

(۹) بررسی چگونگی کاهش سطح اتصال کوتاه باسبار ۲۳۰ کیلوولت پست فیروزبهرام با توجه به سطح اتصال کوتاه بسیار بالای این باسبار و تحمل تجهیزات از جمله C.T ها و بریکرها بایستی مورد توجه جدی قرار گیرد.

درس آموخته‌های حادثه

- لزوم بررسی صحت مدارات حفاظتی در طرح‌های حفاظت باسبار به ویژه در پست‌های مهم و حساس شبکه،
- ایجاد هماهنگی بین سیستم‌های حفاظتی شبکه انتقال و نیروگاه‌ها،
- لزوم رعایت هماهنگی در تنظیمات رله‌های حفاظتی خطوط انتقال و ترانسفورماتورها،
- ضرورت نظارت بر انجام صحیح تست‌های دوره‌ای و سالیانه رله‌های حفاظتی.

۳-۱۸- حادثه مورخ ۸۵/۰۵/۱۹ ناحیه جنوب شرق: فروپاشی و لتاژ**۳-۱۸-۱- شرح حادثه**

در ساعت ۱۶:۰۵ مورخ ۸۵/۰۵/۱۹ به علت وقوع اتصال کوتاه همزمان بر روی دو خط ۱۳۲ کیلوولت اشکنان و لامرد منشعب از پست جناح، این خطوط با عملکرد رله‌های دیستانس در زون ۱ (با تشخیص خطای سه فاز به زمین) از مدار خارج شده‌اند که این موضوع سبب کاهش شدید لحظه‌ای ولتاژ می‌گردد. به دنبال این حادثه، با توجه به نوع بار منطقه که اغلب موتوری (کولرهای گازی) می‌باشد، جریان راکتیو شبکه به شدت افزایش یافته و باعث خروج واحدهای نیروگاهی در نیروگاه‌های بندرعباس، هرمزگان، کرمان، ایرانشهر و همچنین خروج کلیه خطوط و ترانسفورماتورهای مناطق هرمزگان، کرمان و سیستان و بلوچستان گردیده است. میزان تولید از دست رفته در این حادثه حدود ۲۹۸۰ مگاوات و میزان خاموشی ایجاد شده حدود ۳۱۲۰ مگاوات بوده است.

۳-۱۸-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

وضعیت جوی در غرب استان هرمزگان و ناحیه جنوب شرق استان فارس ابری همراه با رعد و برق و توأم با رگبار بوده است. در ساعت ۱۵:۲۹ به علت شرایط نامناسب جوی، بر اثر بروز اتصالی گذرا روی خط ۲۳۰ کیلوولت لار- جناح - بندرلنگه این خط با عملکرد رله‌های دیستانس در طرفین قطع و در پست لار وصل مجدد شده است. این حادثه در ساعت ۱۶:۰۱ نیز عیناً تکرار شده است که در ساعت بروز حادثه (۱۶:۰۵) هماهنگی جهت در مدار آوردن این خط در جریان بوده است؛ لیکن خط در هنگام وقوع حادثه در مدار نیامده است. واحد G15 نیروگاه کرمان طبق برنامه از مدار خارج بوده است. میزان تولید نیروگاه‌های نواحی یزد، کرمان، هرمزگان و سیستان و بلوچستان معادل ۳۳۶۲ مگاوات، میزان تبادل بین شبکه سراسری و شبکه جنوب شرق ۷۷۵ مگاوات و جمع جبری بار خطوط ۴۰۰ کیلوولت سیرجان- یزد ۱ و سیرجان - فسا معادل ۲۱۰ مگاوات بوده است.

۳-۱۸-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

در ساعت ۱۶:۰۵:۴۳/۳۹۸ به علت نامناسب بودن شرایط جوی و اصابت رعد و برق روی خطوط ۱۳۲ کیلوولت اشکنان و لامرد که هر دو خط روی یک دکل می‌باشند، خطوط مذکور بر اثر بروز اتصال کوتاه سه فاز به زمین با عملکرد رله‌های دیستانس زون ۱ در پست جناح از مدار خارج شده‌اند.

با بروز این اتصال کوتاه سه‌فاز، ولتاژ در این ناحیه به صورت لحظه‌ای به شدت کاهش یافته و سبب توقف لحظه‌ای موتورهای (کولرهای گازی) در ناحیه مذکور گردیده است. پس از قطع خطوط فوق، موتورهای متوقف شده شروع به کشیدن جریان راه‌اندازی (حدود ۶ برابر جریان نامی) می‌نمایند که این جریان راه‌اندازی سبب کاهش ولتاژ و در نتیجه باعث افزایش جریان تحریک ژنراتورهای نیروگاه‌های بندرعباس و هرمزگان می‌گردد. در ساعت ۱۶:۰۵:۴۴/۴۹۵ به علت

کاهش ولتاژ، سیستم حذف بار ولتاژی در پست سیرجان عمل نموده (با تنظیم ولتاژ ۹۰٪ و زمان ۹۰۰ میلی ثانیه) و برخی از خطوط ۱۳۲ کیلوولت منشعب از این پست قطع می گردند. در ساعت ۱۶:۰۵:۴۵/۱۰۶ واحد بخار S3 نیروگاه بندرعباس با عملکرد رله O/C سمت ۲۳۰ کیلوولت ترانسفورماتور واحد (با تنظیم ۱۲۰٪ جریان نامی و ضریب منحنی معکوس ۰/۰۷۵) قطع می گردد. با توجه به اختلاف زمان قطع ترانسفورماتور واحد مزبور و زمان بروز اتصالی در خطوط ۱۳۲ کیلوولت که حدود ۱/۷۱۰ ثانیه می باشد، جریان ترانسفورماتور به حدود ۱۶۰٪ جریان نامی رسیده است. در ساعت ۱۶:۰۵:۴۵/۲۶۶ واحد S1 نیروگاه بندرعباس با عملکرد رله اضافه جریان تحریک ناشی از افت ولتاژ قطع می گردد. در ساعت ۱۶:۰۵:۴۵/۲۶۶ واحد S2 نیروگاه بندرعباس با عملکرد رله اضافه جریان سمت ۲۳۰ کیلوولت ترانسفورماتور واحد از مدار خارج می شود. در ساعت ۱۶:۰۵:۴۵/۳۲۶ واحد S4 نیروگاه بندرعباس با عملکرد رله اضافه جریان تحریک ناشی از افت ولتاژ از مدار خارج می شود. با خروج واحدهای نیروگاه بندرعباس، افت ولتاژ در منطقه تشدید شده و حوادث بعدی به ترتیب زیر اتفاق افتاده اند:

- ساعت ۱۶:۰۵:۴۵/۵۶۶ عملکرد سیستم حذف بار در پست کهنوج (با تنظیم ولتاژ ۹۰٪ و زمان ۲ ثانیه).
- ساعت ۱۶:۰۵:۴۶/۲۶۵ عملکرد سیستم حذف بار در پست بم (با تنظیم ولتاژ ۹۰٪ و زمان ۲ ثانیه).
- ساعت ۱۶:۰۵:۴۸/۸۴۴ خط ۲۳۰ کیلوولت بوستانو- پهل به علت افزایش بار و نوسان توان با عملکرد رله دیستانس زون ۴ در پست بوستانو.
- ساعت ۱۶:۰۵:۴۹/۰۱۸ خط ۲۳۰ کیلوولت بندرعباس - بندرعباس غرب به علت افزایش بار و نوسان توان با عملکرد رله دیستانس زون ۴ در پست بندرعباس غرب .
- ساعت ۱۶:۰۵:۴۹/۳۰۶ خط ۴۰۰ کیلوولت بندرعباس - جناح به علت افزایش بار و کاهش شدید ولتاژ با عملکرد رله دیستانس زون ۱ در پست بندرعباس.
- ساعت ۱۶:۰۵:۵۰/۴۶۸ ترانسفورماتور ۲۳۰/۱۳۲ کیلوولت T₁ پست جناح به علت کاهش شدید ولتاژ با عملکرد رله کاهش ولتاژ .
- ساعت ۱۶:۰۶:۰۶/۲۹۸ ترانسفورماتور ۲۳۰/۶۳ کیلوولت T₂ پست بندرعباس غرب به علت کاهش شدید ولتاژ با عملکرد رله کاهش ولتاژ .
- ساعت ۱۶:۰۶:۱۷/۷۰۶ خط ۲۳۰ کیلوولت نیروگاه هرمزگان - بندرعباس به علت افزایش شدید جریان و نوسان توان و سپس ذوب شدن جمپر فاز T و بروز اتصال کوتاه با عملکرد رله دیستانس زون ۱ در پست نیروگاه هرمزگان و عملکرد رله DEF در پست بندرعباس.
- ساعت ۱۶:۰۶:۱۸/۵۳۶ خطوط ۲۳۰ کیلوولت کهنوج - ایرانشهر به علت کاهش شدید ولتاژ با عملکرد رله کاهش ولتاژ در پست کهنوج .

- ساعت ۱۶:۰۶:۱۸/۵۹۱ عملکرد سیستم حذف بار در پست عنبرآباد (ولتاژ ۹۰٪ و زمان ۲ ثانیه).
 - ساعت ۱۶:۰۶:۲۷/۹۵۵ خط ۴۰۰ کیلوولت سیرجان - فسا به علت کاهش شدید ولتاژ با عملکرد رله کاهش ولتاژ در پست سیرجان.
 - ساعت ۱۶:۰۶:۲۹/۱۹۵ خروج خطوط ۲۳۰ کیلوولت بم - زاهدان به علت کاهش شدید ولتاژ با عملکرد رله کاهش ولتاژ در پست بم.
 - ساعت ۱۶:۰۶:۳۳/۰۳۵ خط ۴۰۰ کیلوولت سیرجان - بندرعباس (SA906) به علت کاهش شدید ولتاژ و با عملکرد رله کاهش ولتاژ در پست سیرجان.
 - ساعت ۱۶:۰۶:۳۵/۰۶۵ خط ۴۰۰ کیلوولت یزد ۱ - سیرجان در پست سیرجان به علت کاهش شدید ولتاژ و با عملکرد رله کاهش ولتاژ.
 - ساعت ۱۶:۰۶:۳۷/۱۱۵ خط ۴۰۰ کیلوولت سیرجان - بندرعباس (SA905) با عملکرد رله کاهش ولتاژ در پست سیرجان.
 - خروج ۶ واحد گازی نیروگاه هرمزگان به علت از دست دادن بار و عملکرد رله افزایش دور.
 - ساعت ۱۶:۰۶:۵۱/۰۸۲ خروج واحدهای نیروگاه زرنده.
 - ساعت ۱۶:۰۶:۵۵/۶۷۴ خروج واحدهای نیروگاه کرمان با عملکرد رله افزایش دور.
 - ساعت ۱۶:۰۶:۵۸/۰۳۹ جدا شدن واحدهای نیروگاه گازی سرچشمه.
 - خروج واحدهای نیروگاه ایرانشهر و نیروگاه گازی زاهدان.
- با توجه به خروج کلیه خطوط و واحدهای نیروگاهی مناطق کرمان، هرمزگان و سیستان و بلوچستان، کلیه این مناطق (به استثنای قسمتی از ناحیه چابهار) خاموش شدند. از ساعت ۱۶:۲۵ اقدام به برق دار نمودن خطوط و پست ها گردید که در ساعت ۱۷:۳۳ اولین واحد نیروگاه کرمان وارد مدار شد و بقیه واحدها تا ساعت ۱۹:۳۶ برق دار شدند. خاموشی های ایجاد شده به تدریج از ساعت ۱۷:۰۰ الی ۲۳:۳۰ برطرف گردیدند.

۳-۱۸-۴ - نتیجه گیری و اشکالات مشاهده شده در حادثه

- (۱) در مناطق گرمسیری مانند خوزستان، جنوب فارس، هرمزگان و جنوب سیستان و بلوچستان، در صورت بروز اتصال کوتاه سه فاز و یا اتصال کوتاه در نزدیک نیروگاه ها، افت شدید لحظه ای ولتاژ ایجاد گردیده و با توجه به نوع بار مصرفی در این مناطق که بیشتر موتوری می باشند، سبب توقف لحظه ای موتور ها می گردد. در صورتی که نیروگاه ها نتوانند با افزایش جریان تحریک افت ولتاژ را جبران نمایند، احتمال بروز حوادث بزرگ وجود خواهد داشت. مطالعه و در نظر گرفتن رله های حذف بار ولتاژی و برقراری حفاظت ویژه به مقدار زیادی می تواند در تخفیف این پدیده ها مؤثر باشد. مطالعه و بررسی جهت جزیره ای نمودن برخی از مناطق در هنگام بروز پدیده های از قبیل افت

شدید ولتاژ، افت فرکانس، افزایش بار، بروز نوسانات توان و غیره ... نیز می‌تواند از بروز حوادث گسترده تا حدودی جلوگیری نماید.

(۲) در این حادثه واحدهای نیروگاه بندرعباس به علت پائین بودن تنظیم رله‌های اضافه جریان ترانسفورماتور واحد و اضافه جریان تحریک خیلی زود از مدار خارج شده‌اند؛ مثلاً ترانسفورماتور واحد با جریان ۱۶۰٪ بار نامی در مدت ۱/۷۱۰ ثانیه قطع شده است. در حالی که واحدهای گازی نیروگاه هرمزگان این شرایط را تحمل نموده و قطع آنها پس از قطع کلیه بارهای شبکه اتفاق افتاده است.

(۳) پس از قطع واحدهای نیروگاه بندر عباس، بار خطوط ۲۳۰ کیلوولت منشعب از نیروگاه هرمزگان افزایش یافته که در نهایت منجر به پاره شدن جمپر فاز T خط ۲۳۰ کیلوولت نیروگاه هرمزگان - بندرعباس شده است که نشان‌دهنده وجود ضعف در محل جمپر می‌باشد.

(۴) به علت عدم دسترسی به اطلاعات دینامیکی نیروگاه‌ها و بار منطقه امکان مطالعه دقیق این حادثه میسر نگردید. لازم است علاوه بر جمع آوری اطلاعات واحدهای نیروگاهی برای مطالعات دینامیک، مدل دینامیکی بار نیز در مطالعات مشخص گردد.

(۵) به علت عدم وجود ثبات‌های مناسب و یا عدم کارکرد ثبات‌های موجود در پست‌های ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت و عدم همزمانی ثبات‌ها، بررسی حوادث به دلیل نقص اطلاعات بسیار مشکل و اغلب براساس تجارب موجود انجام می‌گیرد.

(۶) نیروگاه‌های گازی هرمزگان و کرمان فاقد سیستم black start می‌باشند که این موضوع، برق‌دار نمودن نیروگاه را پس از بروز حادثه با تأخیر مواجه می‌سازد. لازم است نسبت به اصلاح سیستم مذکور از طریق نصب دیزل ژنراتور اقدام گردد.

۳-۱۸-۵- پیشنهادات و اقدامات مورد نیاز جهت پیشگیری از بروز حوادث مشابه

دو حادثه کوچکتر پس از بروز این حادثه در روزهای ۸۵/۵/۲۰ و ۸۵/۵/۲۲ هنگام شستشوی تجهیزات در پست المهدی به وجود آمد که در این حوادث به علت بروز اتصال کوتاه فاز B با زمین، خط بندرعباس - المهدی با عملکرد رله دیستانس زون ۱ از مدار خارج گردید که علاوه بر قطع بار آلومینیوم المهدی به میزان ۲۳۰ مگاوات در اثر افت ولتاژ لحظه‌ای، بار راکتیو شبکه افزایش یافته و سبب افت ولتاژ شده و باعث عملکرد سیستم حذف بار در پست کهنوج (با تنظیم ولتاژ ۹۰٪ و زمان ۲ ثانیه) گردیده و در حادثه ۸۵/۵/۲۲ علاوه بر موارد فوق ۳۶۰ مگاوات خاموشی نیز در قسمت توزیع برق هرمزگان ایجاد گردید.

- با توجه به وقوع حوادث مشابه در نواحی خوزستان، جنوب فارس، سیستان و بلوچستان، جنوب کرمان و هرمزگان، لازم است پدیده مذکور پس از جمع‌آوری اطلاعات دینامیکی نیروگاه‌ها و اطلاعات دینامیکی بارهای منطقه مورد مطالعه قرار گرفته و راه‌های مقابله با این نوع پدیده شناسائی و به مورد اجرا گذاشته شود.
- لازم است کلیه پست‌های ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت به ثبات خطا و حوادث مجهز بوده و در خصوص همزمانی آنها برنامه‌ریزی مناسب انجام شود.
- لازم است تنظیمات رله‌های حفاظتی واحدها و ترانسفورماتورهای واحدهای نیروگاه بندرعباس از جمله تنظیمات رله‌های اضافه جریان ترانسفورماتور واحدها، رله‌های اضافه جریان تحریک واحدها و اضافه جریان واحدها مورد بازنگری و اصلاح قرار گیرند.
- پیشنهاد می‌گردد تنظیم رله اضافه جریان ترانسفورماتور واحد به شرح زیر اصلاح شده و رله اضافه جریان واحد نیز با توجه به این تنظیم هماهنگ گردد.

IS = 1200 A

T.M.S = 0.15

Iinst. = 5000 A

- خط ۲۳۰ کیلوولت نیروگاه هرمزگان - بندرعباس پس از قطع واحدهای نیروگاه بندرعباس دچار اضافه بار شده است و حداکثر بار این خط قبل از پاره شدن جمپر حدود ۱۵۰۰ آمپر بوده است. مدت اضافه بار شدن خط حدود ۳۲ ثانیه و ظرفیت حرارتی خط حدود ۸۵۰ آمپر می‌باشد.
- با توجه به موارد فوق لازم است در تنظیمات رله‌های حفاظتی خط بازنگری شده و یا نسبت به برقراری حفاظت اضافه جریان با تنظیم مناسب اقدام گردد.

درس آموخته‌های حادثه

- مطالعه و استقرار سیستم‌های حذف بار ولتاژی در نقاط مناسب شبکه،
- لزوم ایجاد هماهنگی در تنظیم حفاظت‌های اضافه جریان و اضافه تحریک واحدهای نیروگاهی و شبکه انتقال،
- مطالعه و مکان‌یابی واحد نیروگاهی Black Start در شبکه در قالب تهیه و تدوین طرح بازیابی شبکه (Restoration Plan) در حوادث با خاموشی گسترده و همچنین تست دوره‌ای واحدهای Black Start،
- مطالعه و بررسی راه‌های بهبود پایداری ولتاژ و جلوگیری از فروپاشی ولتاژ در نواحی مستعد شبکه.

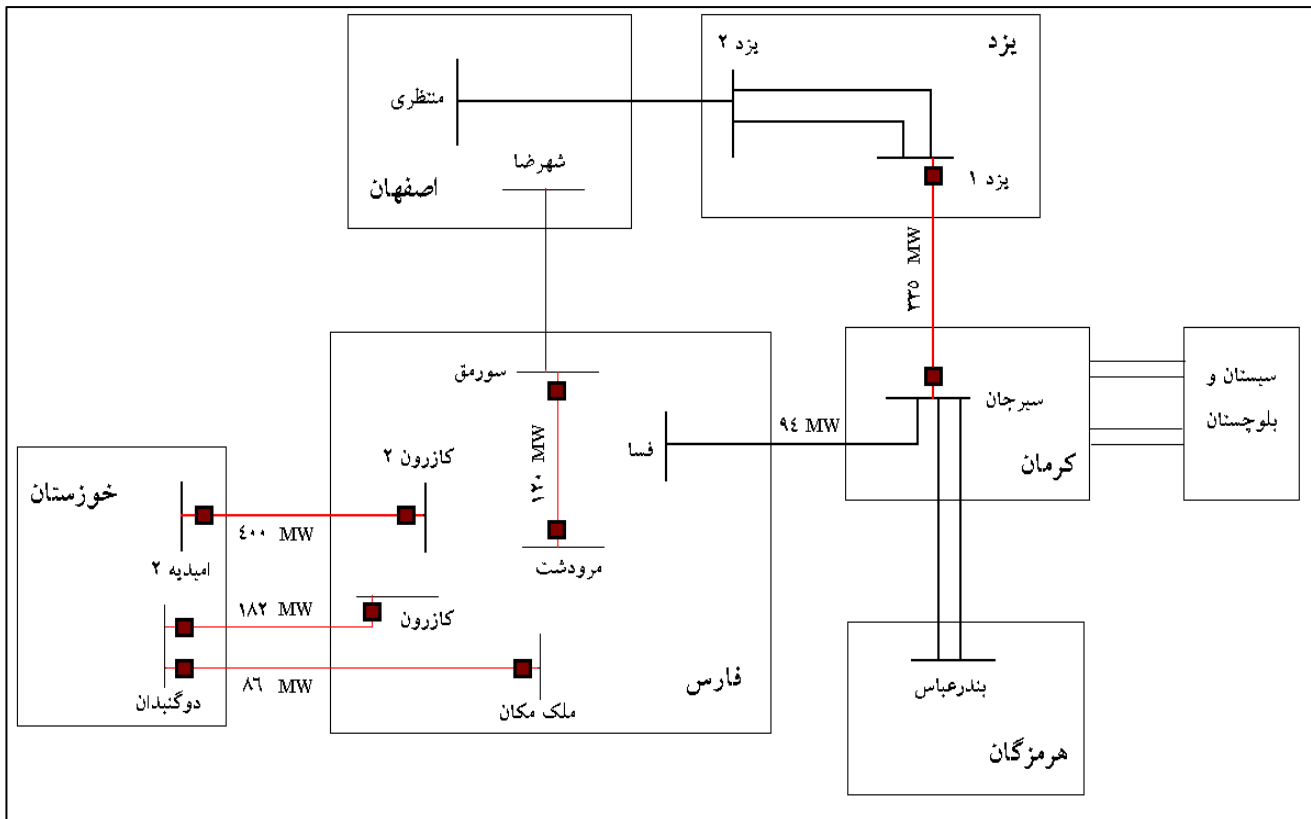
۳-۱۹- حادثه مورخ ۸۴/۱۰/۲۵ پست دوگنبدان: عدم مجهز بودن رله‌های دیستانس به واحد قفل کننده نوسان توان (PSB)

۳-۱۹-۱- شرح حادثه

در ساعت ۰۰:۵۵ بامداد مورخ ۸۴/۱۰/۲۵ خط ۴۰۰ کیلوولت امیدیه-۲ کازرون ۲ در طرفین به علت بروز اتصال کوتاه گذرای فاز به زمین قطع گردید. سپس خطوط ۲۳۰ کیلوولت دوگنبدان- ملک مکان و دوگنبدان- کازرون ۱ فقط در پست دوگنبدان از مدار خارج گردیدند. خط ۴۰۰ کیلوولت یزد ۱- سیرجان در طرفین قطع گردید. در ادامه خط ۲۳۰ کیلوولت مرودشت- سورمق در طرفین قطع شد. در نتیجه نواحی فارس، کرمان، هرمزگان و سیستان و بلوچستان از شبکه سراسری جدا شدند و فرکانس در نواحی مزبور افزایش و در شبکه شمال کشور کاهش یافت. در ادامه واحدهای نیروگاه فارس، سیکل ترکیبی کازرون و کنگان با رله اضافه فرکانس به صورت خودکار خارج شدند. به منظور کنترل فرکانس واحد G15 نیروگاه کرمان به صورت دستی قطع گردید. در نتیجه فرکانس در شبکه سراسری کاهش یافت و رله‌های فرکانسی حذف بار عمل نمودند که در اثر آن ۹۱۷ مگاوات تولید از دست رفته و ۵۱۰ مگاوات خاموشی (۳۴۳ مگاوات بر اثر عملکرد رله‌های فرکانسی و ۱۶۷ مگاوات بر اثر حوادث جانبی) رخ داد.

۳-۱۹-۲- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

شرایط عادی شبکه و کلیه خطوط و تجهیزات در مدار بوده‌اند. تولید واحدهای نیروگاه‌ها در منطقه جنوب به علت کمبود سوخت در نیروگاه‌های منطقه شمالی حداکثر بوده است. مجموع بار انتقالی از شبکه جنوب به شمال حدود ۱۱۰۰ مگاوات بوده است. شبکه انتقال فارس با شبکه خوزستان و اصفهان دارای ارتباط ضعیف بوده است. رله‌های دیستانس ثانویه خطوط ۲۳۰ کیلوولت دوگنبدان - کازرون و دوگنبدان - ملک مکان به واحد قفل کننده نوسان توان (PSB) مجهز نبوده‌اند و استارتر آنها غیر جهت‌دار بوده است. شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه در شکل ۳-۱۹-۱ نشان داده شده است.

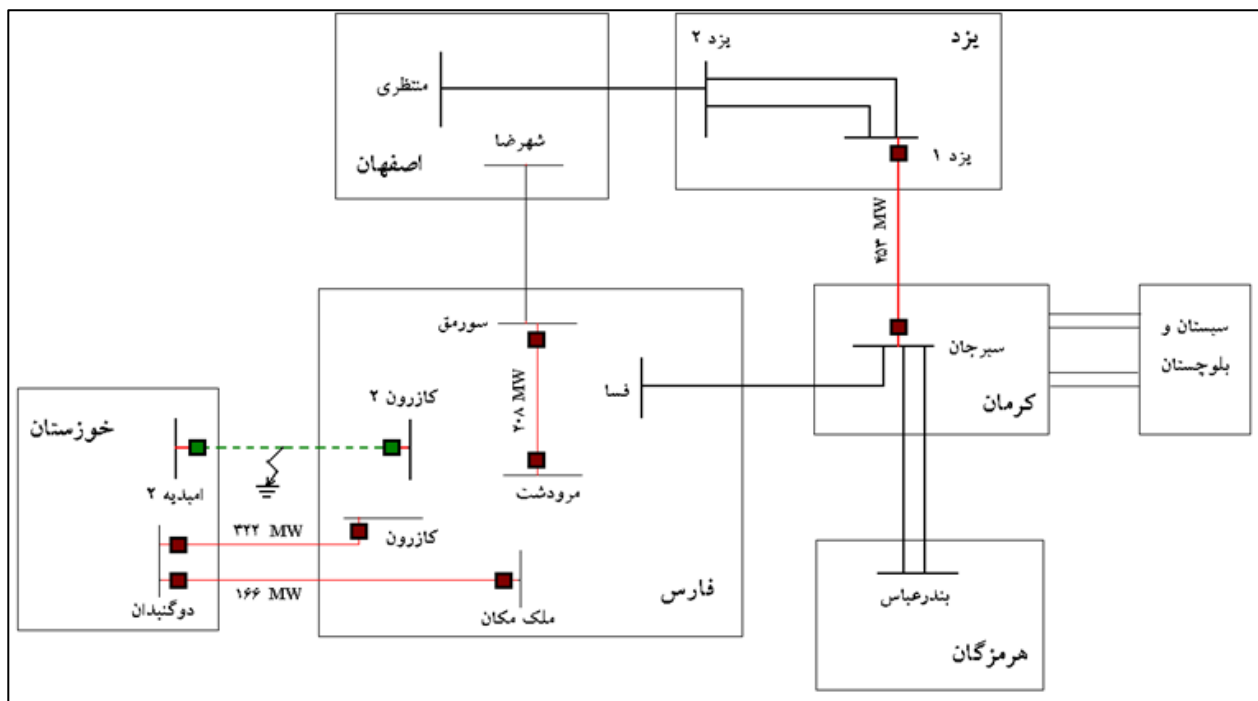


شکل ۳-۱۹-۱- شرایط و وضعیت شبکه قبل از بروز حادثه

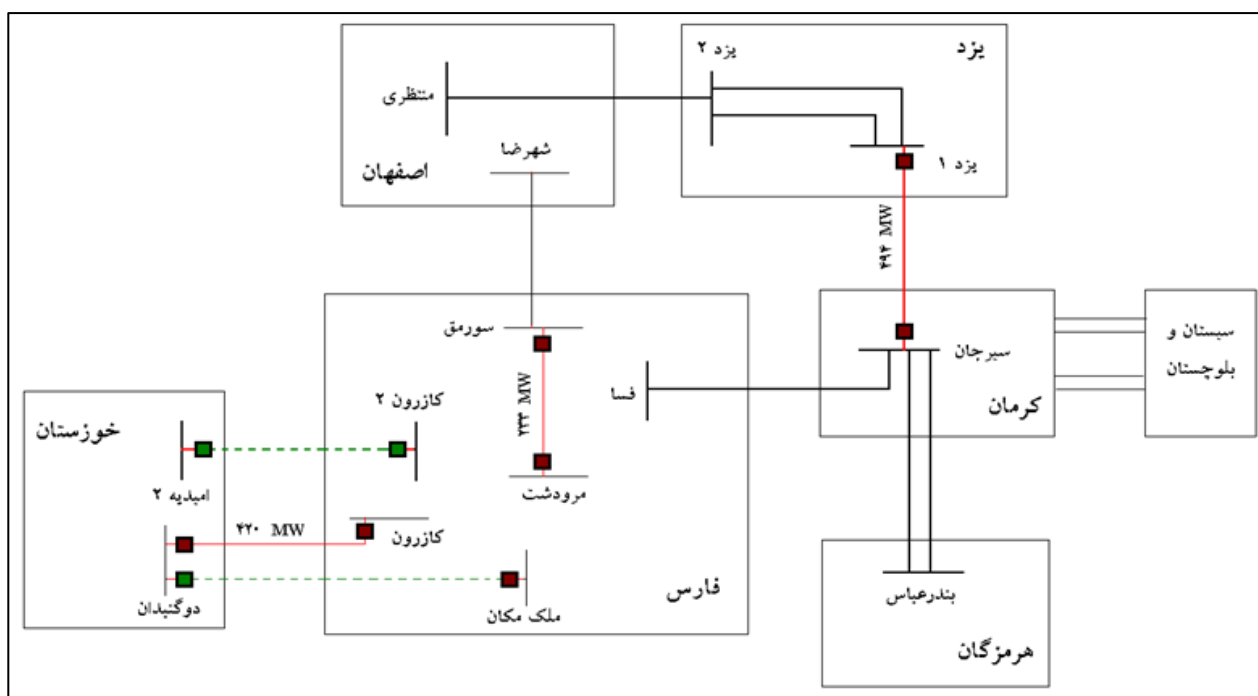
۳-۱۹-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

در ساعت ۰۰:۵۵ بامداد مورخ ۸۴/۱۰/۲۵ با بروز اتصال کوتاه گذرا روی فاز B خط امیدیه ۲- کازرون ۲، خط با عملکرد صحیح سیستم حفاظتی در طرفین قطع شده است. بار این خط به میزان حدود ۳۹۹ مگاوات روی خطوط ۲۳۰ کیلوولت دوگنبدان- ملک مکان و دوگنبدان- کازرون ۱ (انتقال انرژی از سمت فارس به طرف خوزستان) تحمیل شده است. با بروز پدیده نوسان توان، خطوط دوگنبدان- ملک مکان و دوگنبدان- کازرون فقط در پست دوگنبدان قطع گردیده‌اند. رله‌های دیستانس ثانویه پست دوگنبدان فاقد واحد قفل کننده نوسان توان (PSB) هستند. بار خطوط قطع شده (حدود ۶۶۷ مگاوات) بر روی خط ۴۰۰ کیلوولت یزد ۱- سیرجان و خط ۲۳۰ کیلوولت مروودشت- سورمق تحمیل شده است و این خطوط همراه با نوسان توان اضافه بار شده‌اند. خط ۴۰۰ کیلوولت یزد ۱ - سیرجان با بار حداقل حدود ۸۵۰ مگاوات و همچنین خط ۲۳۰ کیلوولت مروودشت- سورمق به‌طور خودکار قطع شده‌اند. همزمان با قطع خطوط ارتباطی، نواحی فارس، کرمان، هرمزگان و سیستان و بلوچستان از شبکه سراسری جدا شده‌اند. در نتیجه در نواحی مذکور، اضافه تولید به میزان حدود ۱۱۰۰ مگاوات وجود داشته است در حالی که در شبکه سراسری کمبود تولید وجود داشته است. در شبکه جنوب، ۴ واحد نیروگاه کازرون، ۳ واحد نیروگاه کنگان و ۲ واحد نیروگاه فارس با عملکرد رله‌های فرکانسی (Over Speed) به‌طور خودکار قطع شده‌اند و یک واحد نیروگاه کرمان به منظور کنترل

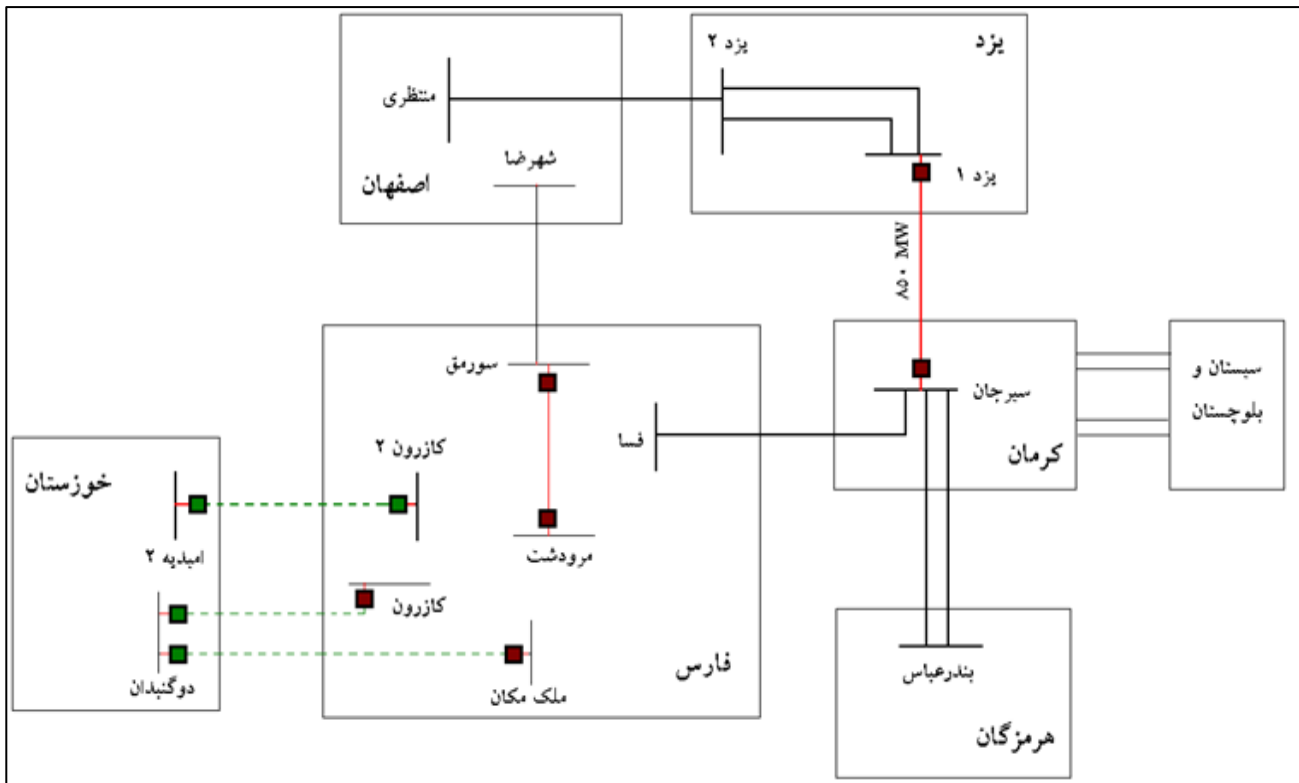
فرکانس به طور دستی قطع شده‌اند که جمعاً ۹۱۷ مگاوات تولید از دست رفته است. در نهایت با عملکرد رله‌های فرکانسی حذف بار مرحله اول در شبکه سراسری ۳۴۳ مگاوات خاموشی و در حوادث جانبی ۱۶۷ مگاوات خاموشی و در مجموع ۵۱۰ مگاوات خاموشی رخ داده است.



شکل ۳-۱۹-۲- بروز اتصالی گذرا و قطع خط ۴۰۰ کیلوولت امیدیه ۲ - کازرون ۲ با عملکرد صحیح رله دیستانس زون ۱ در طرفین

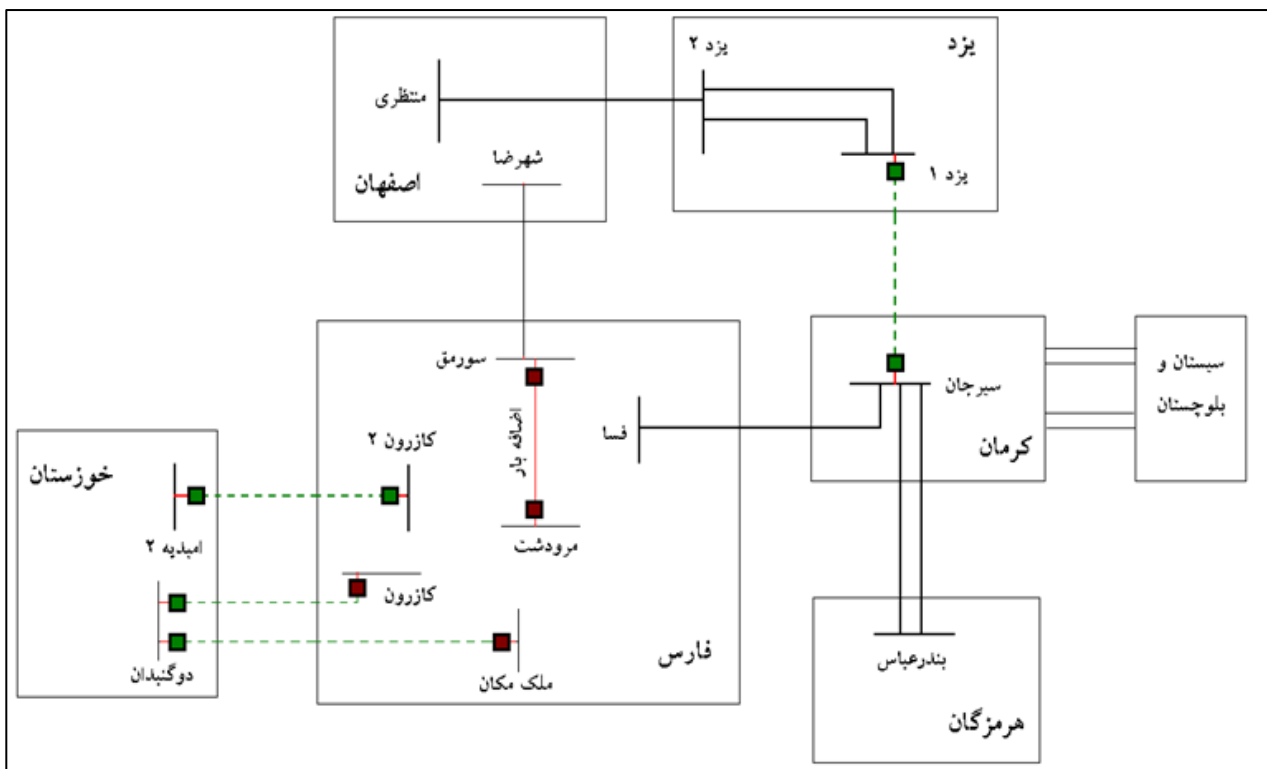


شکل ۳-۱۹-۳- قطع خط ۲۳۰ کیلوولت دوگنبدان - ملک مکان بر اثر تحمیل بار و نوسانی شدن بار با عملکرد رله دیستانس ثانویه زون ۲ فقط در پست دوگنبدان به علت مجهز نبودن رله دیستانس به واحد PSB



شکل ۳-۱۹-۴- قطع خط ۲۳۰ کیلوولت دوگنبدان - کازرون ۱ بر اثر تحمیل بار و نوسانی شدن بار با عملکرد رله دیستانس

ثانویه زون ۲ فقط در پست دوگنبدان به علت مجهز نبودن رله دیستانس به واحد PSB



شکل ۳-۱۹-۵- قطع خط ۲۳۰ کیلوولت مروداشت - سورمق بر اثر تحمیل بار و اضافه بار شدن با عملکرد رله دیستانس زون ۲

در مروداشت و رله دیستانس در پست سورمق

۳-۱۹-۴- نتیجه گیری و پیشنهادات

با توجه به بررسی های به عمل آمده، عامل اصلی شروع حادثه اتصالی گذرا روی خط ۴۰۰ کیلوولت امیدیه ۲- کازرون ۲ بوده است. علت گسترش حادثه، ضعف ارتباط شبکه ناحیه فارس با اصفهان و خوزستان و پر بار بودن خطوط ارتباطی خوزستان با شبکه فارس بوده است. وقوع پدیده نوسان توان و عدم وجود واحد قفل کننده نوسان توان (PSB) و غیر جهت دار بودن واحد استارتر رله های دیستانس ثانویه در پست دوگنبدان در گسترش حادثه مؤثر بوده اند. تنظیمات نامناسب رله اضافه شار ترانس ۲۳۰/۶۳ کیلوولت T5 پست یزد ۲ و رله اضافه ولتاژ خط دوراهی میناب - کهنوج در پست کهنوج نیز در این حادثه موجب قطع بی مورد این تجهیزات گردیده که البته در گسترش حادثه نقشی نداشته اند. به منظور جلوگیری از بروز حوادث مشابه پیشنهادات زیر مطرح می گردند:

۱- با توجه به ضعف ارتباط شبکه فارس با اصفهان و خوزستان، محدودیت تبادل بار تا زمان تقویت ارتباط شبکه مذکور به صورت دستورالعمل مدون تهیه و اجرا گردد.

۲- جهت کاهش محدودیت انتقال بار بین نواحی خوزستان و فارس، لازم است اولاً رله های دیستانس در پست دوگنبدان به واحد بلوک کننده نوسان توان مجهز شده، ثانیاً تنظیمات استارتر آنها برای انتقال بار قابل قبول تا حد مجاز کاهش داده شود.

۳- اصلاح تنظیمات رله اضافه شار ترانسفورماتور T5 در پست یزد ۲ و همچنین اصلاح تنظیم رله اضافه ولتاژ خط ۲۳۰ کیلوولت دوراهی میناب - کهنوج در پست کهنوج توصیه می گردد.

۴- انجام تعمیرات پیشگیرانه خطوط ارتباطی شبکه فارس با خوزستان با توجه به اهمیت خطوط مذکور و طولانی بودن آنها توصیه می شود.

۵- تسریع در راه اندازی و بهره برداری از خط ۴۰۰ کیلوولت امیدیه ۱- چغادک.

۶- تقویت ارتباط شبکه فارس با ناحیه اصفهان.

۷- تا زمان تقویت شبکه ارتباطی فارس، محدودیت بار ناحیه فارس با خوزستان از طریق استفاده از حفاظت های ویژه و یا تهیه و تدوین دستورالعمل مناسب الزامی گردد، به گونه ای که مجموع بار سه خط امیدیه ۲- کازرون ۲ و دوگنبدان - ملک مکان و دوگنبدان - کازرون ۱ از ۵۰۰ مگاوات تجاوز ننماید.

۸- پیشنهاد می گردد تا زمان تعویض رله های مذکور، جهت افزایش میزان بار انتقالی به میزان ۲۰٪ روی خطوط دوگنبدان - ملک مکان و دوگنبدان - کازرون ۱، تنظیم استارتر رله های دیستانس تا حد قابل قبول کاهش داده شود.

درس آموخته‌های حادثه

- رله‌های دیستانس باید دارای واحد قفل کننده نوسان توان (PSB) باشند.
- در صورت وجود زون داخلی واحد قفل کننده نوسان توان (PSB) در رله دیستانس، تنظیم این زون به صورت متقارن (در هر دو جهت روبرو و معکوس) ۱۰ درصد بیشتر از بزرگترین زون دیستانس در نظر گرفته شود. زون خارجی بلوک نمودن نوسانات توان باید ۲۰ تا ۳۰ درصد از زون داخلی آن بزرگتر باشد. در عین حال باید صحت شرط $R_{inner-zone} + \Delta R \leq 0.8 R_{limit-load}$ برای رله‌های با مشخصه چهارضلعی بررسی شود. تنظیم صحیح فانکشن PSB نیازمند انجام مطالعات پایداری گذرا جهت به دست آوردن حداکثر فرکانس نوسانات توان است. در غیر این صورت، تنظیم زمانی پیشنهادی ۳۰ تا ۴۰ میلی‌ثانیه است.
- واحد تشخیص نوسانات توان باید تمامی زون‌های رله دیستانس را قفل نماید و در صورت وقوع خطا، بلافاصله از حالت قفل خارج شده و اتصالی را پاک نماید.
- لزوم تقویت ارتباط تقویت ارتباط شبکه فارس با ناحیه اصفهان.
- لزوم انجام تعمیرات پیشگیرانه.
- لزوم وجود حفاظت‌های ویژه به منظور اعمال محدودیت‌های بار بین نواحی مجاور در شبکه.
- تنظیم آستانه عملکرد رله اضافه ولتاژ، ۱۱۵ درصد ولتاژ نامی و تنظیم زمانی مطلوب برای این رله چهار ثانیه است. همچنین، آستانه عملکرد مطلوب برای مرحله دوم رله اضافه ولتاژ، ۱۳۰ درصد با زمان عملکرد یک ثانیه است.

۳-۲۰- حادثه مورخ ۸۴/۰۳/۲۵ شبکه جنوب: انفجار کلیدهای ۴۰۰ کیلوولت در حضور راکتور**۳-۲۰-۱- شرح حادثه**

در ساعت ۱۴:۳۱:۲۷ مورخ ۸۴/۰۳/۲۵ خط ۴۰۰ کیلوولت شهید عباسپور- اهواز ۲ به علت بروز اتصالی از مدار خارج گردید. در ساعت ۱۴:۳۹:۵۵ خط ۴۰۰ کیلوولت شوستر- اهواز شمال غرب به علت بریدن سیم از محل پرس یکی از هادی‌های فاز وسط خط از مدار خارج شد. به دنبال قطع خطوط فوق‌الذکر، خط ۴۰۰ کیلوولت شهید عباسپور- امیدیه ۲ در ساعت ۱۴:۳۹:۵۶ اضافه بار شده و به طور خودکار از مدار خارج گردید. پس از آن خط ۴۰۰ کیلوولت یزد- سیرجان در ساعت ۱۴:۴۶:۵۶ به علت اضافه بار و نوسان توان از مدار خارج شد. خطوط ۲۳۰ کیلوولت سورمق- مرودشت، اندیمشک- هفت تپه و اندیمشک - اهواز شمال غرب نیز به علت اضافه بار از مدار خارج شدند.

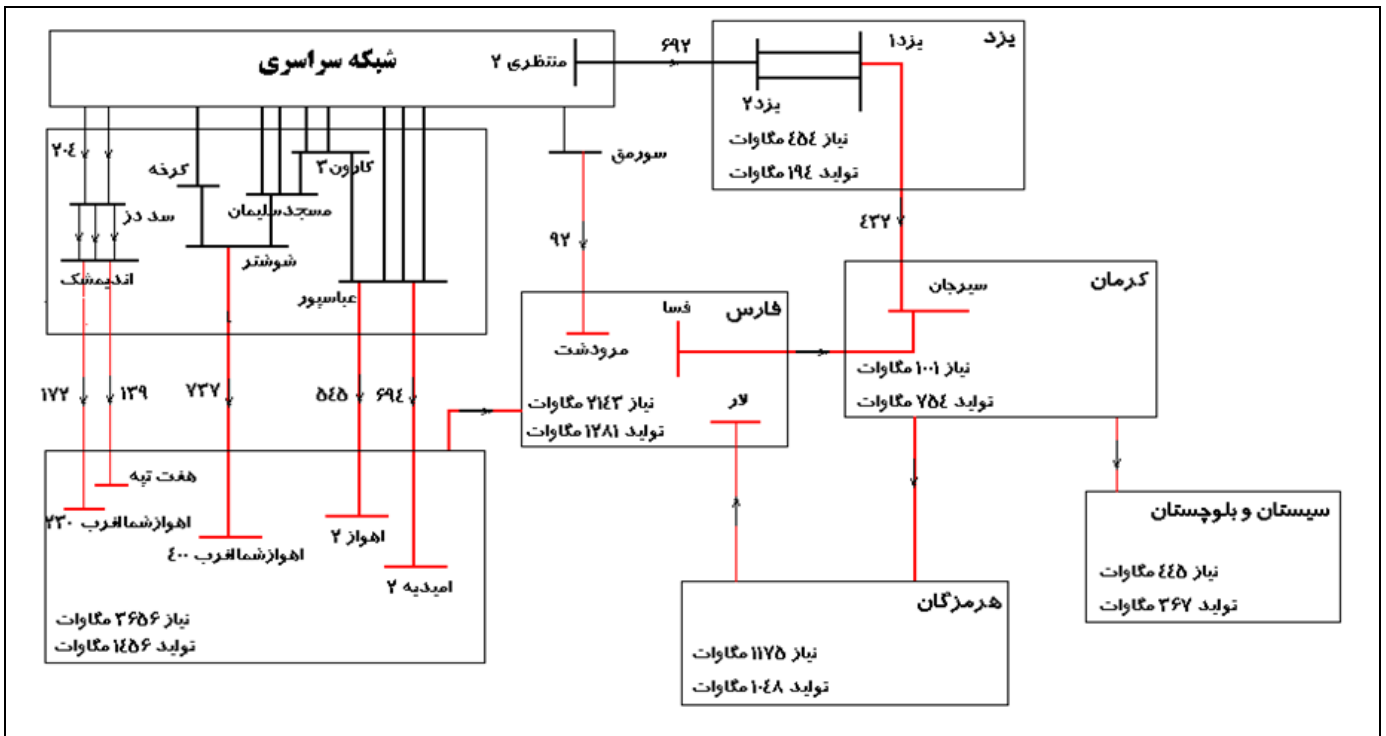
با قطع خطوط فوق، ارتباط شبکه شمال و جنوب از هم جدا و در نتیجه شبکه جنوب با کمبود تولید مواجه شده و کلیه واحدهای نیروگاهی در این منطقه به علت افت شدید فرکانس و ولتاژ از مدار خارج و حدود ۷۶۰۰ مگاوات خاموشی در نواحی خوزستان، فارس، کرمان، یزد، هرمزگان و سیستان و بلوچستان ایجاد گردید.

در شبکه شمال، در اثر وجود اضافه تولید، فرکانس افزایش یافته و در نتیجه واحدهای شماره ۱ و ۲ نیروگاه نیشابور با عملکرد خودکار سیستم حذف تولید و واحدهای شماره ۱ نیروگاه تبریز و نیروگاه سهند با عملکرد خودکار رله اضافه فرکانس از مدار خارج گردیدند.

۳-۲۰-۲- شرایط و وضعیت قبل از بروز حادثه

قبل از بروز حادثه وضعیت شبکه عادی بوده است. به دلیل مصرف زیاد انرژی در شبکه جنوب و عدم اعمال خاموشی در این منطقه، خطوط ارتباطی بین شبکه شمال و جنوب پر بار بوده و لذا قابلیت اطمینان بهره‌برداری از شبکه در حد مطلوبی نبوده است. شکل ۳-۲۰-۱ وضعیت توان عبوری از خطوط را در شرایط قبل از حادثه نشان می‌دهد.

در این حادثه، عدم وجود سیستم‌های حفاظت ویژه و حذف بار خودکار (مانند حذف بار در ولتاژ پائین، حذف بار در صورت قطع خطوط مهم ارتباطی، حذف بار در صورت افزایش بار خطوط ارتباطی و ...) از عوامل گسترش حادثه بوده است. ضعف ارتباط بین شبکه شمال و جنوب، به خصوص ارتباط ناحیه فارس با نواحی اصفهان، خوزستان، هرمزگان و همچنین ناحیه یزد با نواحی کرمان و اصفهان نیز از دیگر عوامل گسترش حوادث می‌باشند.



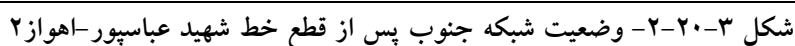
شکل ۳-۲۰-۱- وضعیت شبکه جنوب قبل از وقوع حادثه

٣-٢٠-٣ تجزيه و تحليل حادثه

در ساعت ۱۴:۳۱ مورخ ۸۴/۰۳/۲۵ خط ۴۰۰ کیلومتر شهید عباسپور - اهواز ۲ به علت وجود صخره در نزدیکی هادی فاز C و در حوزه قرار گرفتن این فاز با صخره، اتصالی فاز با زمین ایجاد شده و این خط با عملکرد رله‌های دیستانس اولیه و ثانویه فاز C به زمین زون ۱ و با بار حدود ۵۴۵ مگاوات در طرفین قطع گردید. شکل ۲-۳-۲ وضعیت شبکه جنوب را پس از قطع خط مذکور نشان می‌دهد.

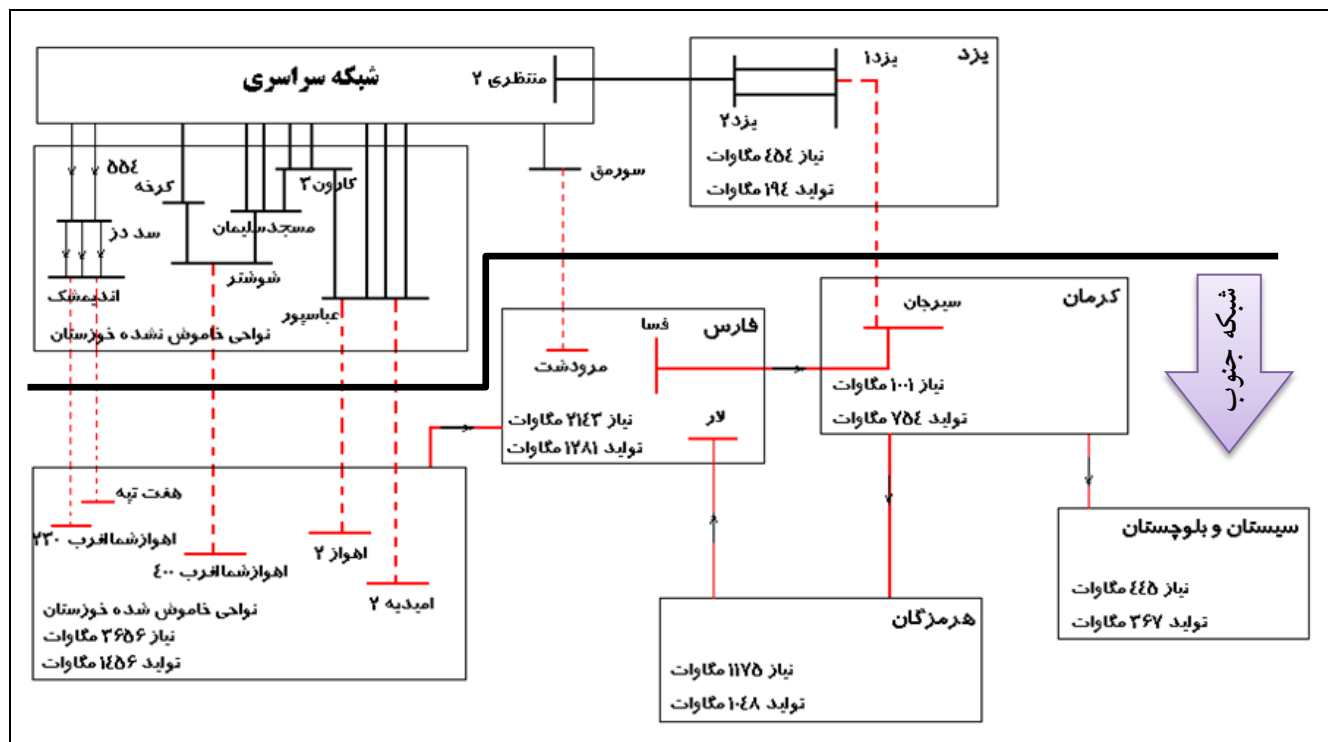
حدود ۸ دقیقه بعد، در ساعت ۱۴:۳۹ خط ۴۰۰ کیلوولت شوستر - اهواز شمال غرب به علت بالا رفتن بار خط و بر اثر ضعیف بودن اتصال پرس وسط خط و بریدن سیم فاز A بین دکل های شماره ۴۴ و ۴۵ نزدیک پست اهواز ۲ با بار حدود ۹۶۳ مگاوات و با عملکرد رله های دیستانس فاز A زون ۱ در طرفین قطع گردید (شکل ۳-۲۰-۳).

پس از قطع دو خط فوق الذکر، بار خط ۴۰۰ کیلوولت شهید عباسپور - امیدیه ۲ افزایش زیادی یافته و به حدود ۱۵۵۰ مگاوات رسیده و در نتیجه این خط نیز با عملکرد رله دیستانس زون ۳ فقط در پست شهید عباسپور قطع شد. با قطع این خط، شبکه جنوب دچار ناپایداری شده و به دنبال آن خط ۴۰۰ کیلوولت یزد ۱ - سیرجان به علت پرباری و نوسان توان با عملکرد رله‌های دیستانس زون ۱ در طرفین قطع گردید. خط ۲۳۰ کیلوولت سورمق - مرو دشت نیز با عملکرد رله‌های دیستانس زون ۱ در طرفین و خطوط ۲۳۰ کیلوولت اندیمشک - هفت تپه و اندیمشک - اهواز شمال غرب با عملکرد رله دیستانس زون ۳ فقط در پست اندیمشک به علت اضافه بار قطع گردیدند.



صفحه ۱۵۴

عملکرد سیستم حذف تولید و واحد شماره ۱ نیروگاه تبریز و واحد شماره ۱ نیروگاه سهند با عملکرد رله‌های اضافه فرکانس از مدار خارج می‌گردند.



شکل ۳-۲۰-۴- قطع ارتباط شبکه جنوب با شبکه سراسری

پس از حوادث مذکور، نحوه باز بست سیستم و برقرار نمودن پست‌ها به شرح زیر بوده است:

• مرحله اول:

- در ساعت ۱۴:۴۶ با توجه به اینکه پست یزد ۱ برقرار بوده است، اقدام به برقرار کردن خط ۴۰۰ کیلوولت یزد ۱ - سیرجان می‌شود. قبل از برقرار نمودن این خط، شرایط پست یزد ۱ به قرار زیر بوده است:
- راکتور ۱۶۰ مگاوازی R3 (متصل به باسبار ۴۰۰ کیلوولت) در مدار نبوده است.
- ولتاژ پست یزد ۱ برابر ۴۵۵ کیلوولت بوده است.
- در این شرایط با برقرار نمودن خط ۴۰۰ کیلوولت یزد ۱ - سیرجان، ولتاژ پست یزد ۱ بالا رفته و در نتیجه این خط با عملکرد رله اضافه ولتاژ و ترانسفورماتورهای ۴۰۰/۶۳ کیلوولت T1 و T2 با عملکرد رله اضافه شار در پست یزد ۱ قطع و در نتیجه تعدادی از پست‌های ۶۳ کیلوولت در ناحیه یزد بی‌برق می‌گردند. در این مرحله با توجه به ولتاژ اولیه ۴۵۵ کیلوولت پست یزد، برقرار نمودن خط طولانی سیرجان - یزد ۱ از سمت پست یزد ۱ سبب افزایش ولتاژ گردیده است.

اصولاً برقدار نمودن خطوط طولانی باید با در نظر گرفتن مشکلات محتمل الوقوع انجام گیرد. مراحل برقدار نمودن خطوط طولانی را می توان به صورت زیر خلاصه نمود:

(۱) بهتر است خطوط طولانی ابتدا از سمتی که امپدانس منبع (Source impedance) کمتر و یا منبع تغذیه قوی تر باشد، برقدار گردند.

(۲) قبل از برقدار نمودن خط، ولتاژ تا حد ممکن با استفاده از راکتور، تپ چنجر ترانسفورماتور، بارگیری و یا سیستم تحریک ژنراتور کاهش داده شده و در حد ولتاژ نامی قرار گیرد.

(۳) از قرار دادن راکتور و یا ترانسفورماتور بدون بار در انتهای خط جداً خودداری گردد.

(۴) پس از وصل کلید می بایست از بسته شدن کامل و همزمان فازهای کلید (عدم وجود Pole Discordance) اطمینان حاصل گردد.

بنابراین در این مرحله برای برقدار نمودن خط سیرجان از سمت پست یزد ۱ می بایست ابتدا راکتور R3 در مدار قرار می گرفت تا ولتاژ کاهش می یافت و سپس اقدام به شارژ خط می گردید.

• مرحله دوم:

در ساعت ۱۵:۰۱ پست یزد ۱ از طرف پست یزد ۲ با انجام مانورهای به شرح زیر برقدار می گردد:

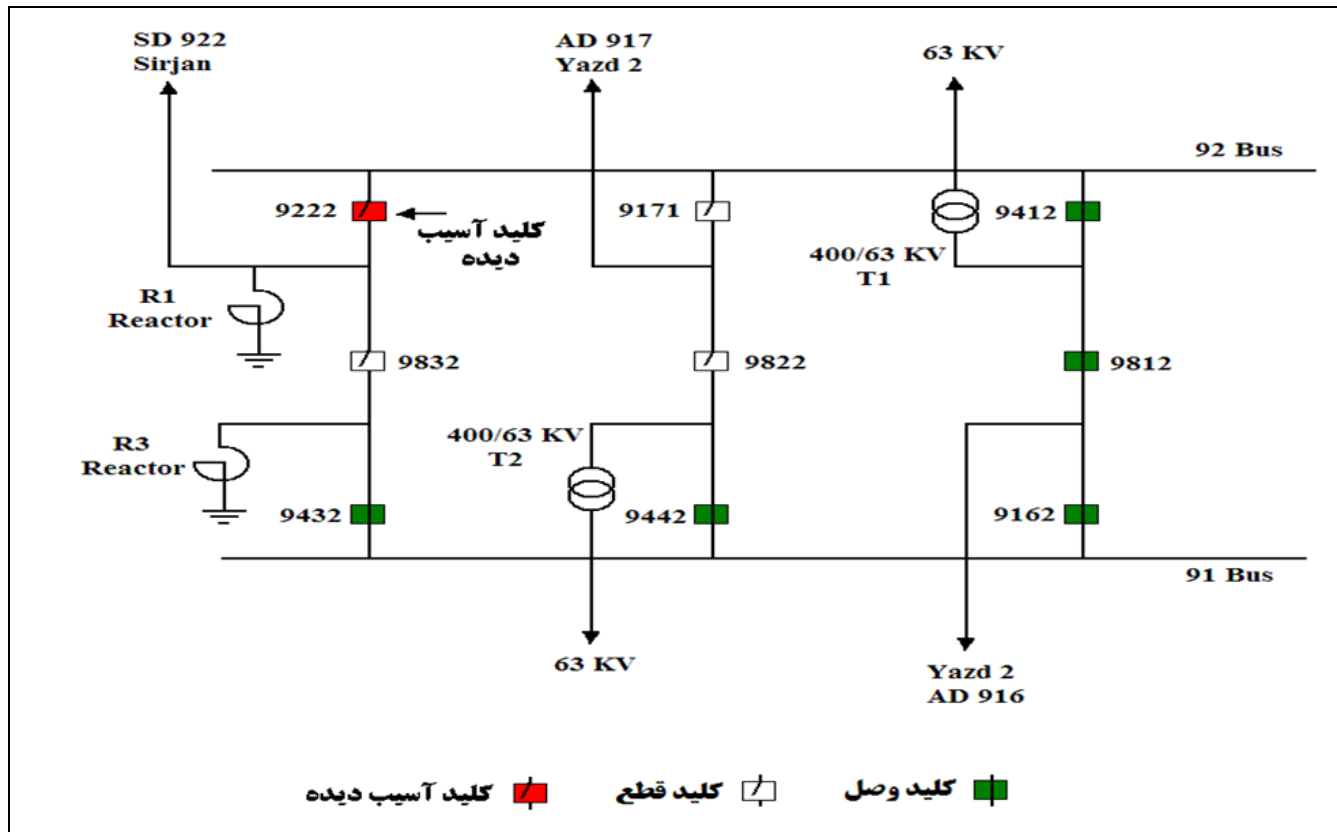
- در پست یزد ۱ ابتدا بریکرهای شماره ۹۱۶۲ و ۹۴۳۲ در حالت بی برقی بسته شده و در نتیجه راکتور R3 در مسیر خط یزد ۲ - یزد ۱ قرار می گیرد. در اینجا باید متذکر شد که این شیوه جهت برقدار نمودن خطوط بسیار خطرناک بوده و احتمال بروز اضافه ولتاژهای شدید در حالتی که پل های کلید به صورت ناهماهنگ بسته شوند، وجود دارد.

- خط یزد ۲- یزد ۱ به همراه راکتور R3 از سمت پست یزد ۲ برقدار شده و سپس با بستن کلید شماره ۹۸۱۲ ترانسفورماتور ۴۰۰/۶۳ کیلوولت T1 در پست یزد ۱ برقدار و بعد با وصل کلید شماره ۹۴۱۲ باسبار شماره ۹۲ پست یزد ۱ برقدار می گردد.

در حدود ۱۹ ثانیه پس از برقدار نمودن باسبار شماره ۹۲ پست یزد ۱، در حالی که بریکر شماره ۹۲۲۲ مربوط به خط سیرجان هنوز در وضعیت قطع قرار داشته است، پل فاز A این کلید منفجر شده و باعث قطع باسبار ۹۲ با عملکرد رله حفاظت باسبار می گردد. وضعیت کلیدهای پست یزد ۱ در زمان انفجار کلید ۹۲۲۲ در شکل ۳-۲۰-۵ نشان داده شده است.

۳-۲۰-۱- علت انفجار بریکر شماره ۹۲۲۲ در پست یزد ۱

سابقه ترکیدن و انفجار کلیدهای ۴۰۰ کیلوولت مربوط به خط ۴۰۰ کیلوولت سیرجان - یزد ۱ و یا راکتور R3 در پست یزد ۱ به دفعات متعدد اتفاق افتاده است و تا کنون چندین کلید ۴۰۰ کیلوولت در مواقع برقدار نمودن این پست پس از بروز حادثه منفجر شده اند.



شکل ۳-۲۰-۵- وضعیت کلیدهای پست یزدا هنگام انفجار کلید ۹۲۲۲

بر اساس نتایج مطالعات انجام شده به منظور حل مشکل انفجار کلیدهای پست یزدا مقرر گردیده است که اولاً محل راکتور R3 تغییر یابد و ثانیاً تا زمانی که این جابجائی صورت نگرفته است، از وصل کلید شماره ۹۸۳۲ (کلید وسط) خودداری شده و راکتور مزبور تنها توسط کلید باس ۹۱ برقرار گردد. علت در مدار نبودن کلید مذکور در این حادثه نیز به همین جهت بوده است. ضمناً در حدود ۲ ماه پس از بروز این حادثه، محل راکتور تغییر داده شده است. یکی دیگر از اقدامات انجام گرفته برای کاهش حوادث مربوط به کلیدها، مجهز نمودن کلیدهای راکتور R3 به رله Safe Seeing یا سنکرون وصل شدن پل‌های کلید می‌باشد.

علت انفجار کلید شماره ۹۲۲۲ در این حادثه را دقیقاً نمی‌توان مشخص نمود؛ لیکن شواهد موجود (از جمله تحریک رله اتصال زمین راکتور متصل به خط سیرجان در زمان ۷۶ میلی ثانیه پس از برقرار شدن باسبار شماره ۹۲) نشان دهنده این موضوع است که یکی از فازهای (فاز A) کلید مزبور از قبل در حالت وصل باقی مانده و یا همین وضعیت برای کلید خط در پست سیرجان اتفاق افتاده است. در این حالت (بسته شدن ناهماهنگ فازهای کلید)، برقرار کردن یک خط طولانی با راکتور ۵۰ مگاواوری متصل به خط در انتها (راکتور خط در پست سیرجان) سبب ایجاد اضافه ولتاژ شدیدی می‌گردد که این اضافه ولتاژ می‌تواند عامل انفجار کلید باشد.

نمونه‌هایی از این نوع اضافه ولتاژ در حوادثی از جمله آسیب دیدن راکتور خط اراک - رودشور در پست رودشور هنگام بسته شدن ناهماهنگ کلید خط در پست اراک و یا آسیب دیدن باسبار ۴۰۰ کیلوولت GIS پست نیروگاه

بندرعباس در حادثه مورخ ۸۴/۰۵/۳۰ هنگام برقدار نمودن خط سیرجان - بندرعباس در پست سیرجان به علت ناهماهنگی پل‌های کلید اتفاق افتاده است. بر اساس محاسبات انجام شده در یکی از حوادث مشابه، ولتاژ ایجاد شده در اثر عدم هماهنگی پل‌های کلید به بیش از ۳/۵ برابر ولتاژ نامی می‌رسد.

۳-۲۰-۲-۳- برقدار نمودن پست‌ها و خطوط

کلیه خطوط و پست‌ها به جز خط ۴۰۰ کیلوولت یزد-۱ سیرجان (به علت انفجار کلید در پست یزد) و خط شوشتر - اهواز شمالغرب (به علت جدا شدن هادی خط) تا ساعت ۲۰:۰۰ روز حادثه در مدار قرار گرفتند.

واحد G13 نیروگاه سیکل ترکیبی یزد در ساعت ۱۵:۵۵، واحدهای S2 و S1 نیروگاه بندرعباس در ساعات ۱۸:۲۳ و ۲۲:۴۰، واحدهای S2 و S1 نیروگاه ایرانشهر در ساعات ۱۹:۱۷ و ۲۲:۵۸، واحدهای G11، G13 و G14 نیروگاه آبادان در ساعات ۱۶:۳۵، ۱۷:۵۵ و ۱۸:۵۳، واحد H1 نیروگاه سد مارون در ساعت ۱۹:۰۴، واحدهای G11، G14، G16 و G13 نیروگاه سیکل ترکیبی کازرون در ساعات ۱۶:۲۹، ۱۶:۴۷، ۱۶:۵۰، ۱۷:۱۲ و ۱۷:۲۵، واحدهای G14 و G13 نیروگاه سیکل ترکیبی هرمزگان در ساعات ۱۹:۰۸ و ۱۹:۴۵، واحد S1 نیروگاه مدحج در ساعت ۱۶:۴۷، واحدهای G16، G13، G12، G17، G18 و G15 نیروگاه سیکل ترکیبی کرمان در ساعات ۱۶:۲۲، ۱۶:۴۰، ۱۶:۴۷، ۱۶:۵۷، ۱۷:۱۹ و ۱۸:۱۵، واحدهای G13، G11، G14، G15 و G12 و S3 نیروگاه سیکل ترکیبی فارس در ساعات ۱۵:۳۶، ۱۶:۳۲، ۱۶:۵۷، ۱۷:۲۰، ۱۷:۲۵ و ۲۰:۵۷ در مدار قرار گرفتند.

ضمناً واحدهای S1 نیروگاه شهید سلیمی نکا، واحد S2 نیروگاه سهند، واحد S1 نیروگاه تبریز و واحدهای G12 و G16 نیروگاه سیکل ترکیبی نیشابور به ترتیب در ساعات ۱۷:۲۳، ۱۶:۴۰، ۱۵:۳۵، ۱۴:۴۷ و ۲۰:۱۴ در مدار قرار گرفتند. با در مدار قرار گرفتن خطوط قطع شده و واحدهای نیروگاهی، خاموشی‌های بوجود آمده تا ساعت ۲۴:۰۰ روز حادثه با توجه به مشکل تبادلی به ۲۲۰۰ مگاوات کاهش یافت.

خط یزد ۱ - سیرجان پس از رفع مشکل بریکر کوپلاژ در ساعت ۱۰:۴۶ و خط شوشتر - اهواز شمالغرب با رفع اشکال از هادی جدا شده در ساعت ۰۳:۳۶ مورخ ۸۴/۰۳/۲۶ در مدار قرار گرفتند و با بهره‌گیری از آنها خاموشی‌های کرمان، هرمزگان، یزد، فارس، خوزستان و سیستان و بلوچستان به طور کامل برطرف گردید.

۳-۲۰-۴- اشکالات مشاهده شده در حادثه

۱- ارتباط شبکه جنوب با شبکه شمال با توجه به شرایط مصرف در جنوب کشور ضعیف بوده و اغلب سبب بروز حوادث گسترده می‌گردد. در فصول گرم که مصرف انرژی الکتریکی در جنوب کشور زیاد است، تولید نیروگاه‌های موجود در جنوب کفاف مصرف را نداده و اجباراً مازاد مصرف از طریق خطوط ارتباطی از شمال شبکه تأمین می‌گردد. در فصول سرد مصرف انرژی الکتریکی در جنوب بسیار کاهش یافته و در نتیجه انرژی مصرف کنندگان

شمال شبکه از نیروگاه‌های جنوب تأمین می‌شود. در این شرایط، به دلیل بالا بودن میزان تبادل و ضعف ارتباط بین دو شبکه، با بروز حوادث کوچک بر روی خطوط ارتباطی، حوادث بزرگ و خاموشی‌های گسترده به وجود می‌آید.

۲- در این حادثه خط ۴۰۰ کیلوولت عباسپور - اهواز ۲ به دلیل نزدیک شدن هادی به صخره و بروز اتصالی قطع و سپس خط ۴۰۰ کیلوولت شوشتر - اهواز شمال غرب، به دلیل ضعف پرس هادی قطع شده و سبب گسترش حادثه شده‌اند.

۳- وصل خط ۴۰۰ کیلوولت یزد ۱ - سیرجان و برقدار نمودن این خط در ساعت ۱۴:۴۶ در حالی که ولتاژ پست یزد ۱ برابر ۴۵۵ کیلوولت بوده و بدون در مدار آوردن راکتور R3 سبب بروز اضافه ولتاژ و قطع برخی از مصرف کنندگان در یزد گردیده است.

۴- انفجار کلید ۴۰۰ کیلوولت در پست یزد ۱ سبب تأخیر در برقدار نمودن خط یزد ۱ - سیرجان و رفع خاموشی‌ها گردیده است.

نظر به اینکه پست یزد ۱ از یک طرف با خطوط طولانی به سیرجان و از طرف دیگر به پست منتظری اصفهان وصل می‌باشد، احتمال بروز اضافه ولتاژهای شدید بخصوص در مواقع کم باری بسیار زیاد است. سابقه ترکیدن کلیدهای ۴۰۰ کیلوولت در این پست موید این موضوع بوده و ضرورت انجام مطالعات بیشتر در جهت دستیابی به راه حل مناسب در این زمینه را می‌طلبد.

۳-۲۰-۵- نتیجه‌گیری و اقدامات مورد نیاز جهت جلوگیری از تکرار حادثه

براساس بررسی‌های به عمل آمده، عامل اصلی شروع حادثه قطع متوالی دو خط ۴۰۰ کیلوولت عباسپور - اهواز ۲ و شوشتر - اهواز شمال غرب، وجود اشکال در این خطوط بوده است.

علت گسترش حادثه علاوه بر قطع همزمان خطوط فوق، بالا بودن میزان تبادل بین شبکه شمال و شبکه جنوب به علت بالا بودن مصرف در جنوب بوده است.

نظر به اینکه این گونه حوادث بین شبکه شمال و شبکه جنوب به طور متوسط دو بار در سال اتفاق افتاده است، لذا لازم است با انجام مطالعات دقیق نسبت به تقویت ارتباط این دو شبکه و در صورت نیاز برقراری سیستم‌های حذف بار خودکار اقدام گردد.

اقدامات مورد نیاز جهت پیشگیری از تکرار حادثه به شرح زیر است:

- ۱- تقویت ارتباط خطوط انتقال بین شبکه شمال و جنوب با انجام مطالعات دقیق،
- ۲- بررسی و طراحی سیستم‌های حذف بار و یا حذف تولید خودکار در مواقع بروز اختلال در شبکه،

- ۳- برنامه‌ریزی و انجام به موقع سرویس و نگهداری خطوط مهم ارتباطی شبکه و رفع اشکالات اساسی موجود این خطوط،
- ۴- مطالعه و بررسی دقیق اضافه ولتاژها در پست‌هایی که با خطوط طولانی به شبکه وصل می‌شوند (از جمله پست‌های منتظری ۲، یزد ۲، یزد ۱، سیرجان، فسا و بندرعباس) و انجام اصلاحات مورد نیاز حاصل از این مطالعات،
- ۵- برنامه‌ریزی و سرویس منظم کلیدهای پست‌های فوق‌الذکر و تشخیص و رفع عیب به موقع مخصوصاً عیب نامتعادلی فازها،
- ۶- بررسی و مطالعه برای مجهز نمودن راکتورهای خطوط طولانی و یا راکتورهای پست‌ها به راکتور نوترال جهت جلوگیری از بروز اضافه ولتاژهای ناشی از ناهماهنگی پل‌های کلیدها،
- ۷- بازدید محلی اپراتورها از کلیدهای پست‌ها در موقع مانور جهت اطمینان از باز بودن هر سه پل کلیدها.

درس آموخته‌های حادثه

- لزوم طراحی و به‌کارگیری طرح‌های حفاظت ویژه و حذف بار خودکار به منظور جلوگیری از گسترش حوادث ناشی از افت فرکانس، افت ولتاژ، و اضافه بار شدن خطوط و ترانسفورماتورهای مهم.
- لزوم دقت در بهره‌برداری از خطوط و پست‌های مجهز به راکتور به ویژه در زمان برقرار کردن و از مدار خارج کردن آنها.
- حفاظت عدم هماهنگی کنتاکت‌ها (PD) باید به صورت کنتاکتی باشد (نباید به صورت جریانی باشد) و CBF کنتاکتی را فعال نماید.
- حفاظت CBF در کلیه کلیدهای قدرت می‌بایست هم بر مبنای جریان و هم بر مبنای کنتاکت کمکی کلید عمل نماید. به طوری که حفاظت CBF جریانی توسط حفاظت‌های جریانی و امپدانسی و رله CBF کنتاکتی توسط حفاظت‌های مکانیکی و حفاظت اضافه ولتاژ، تحریک می‌گردد. در پست‌های قدیمی که فاقد حفاظت CBF کنتاکتی می‌باشند، حفاظت PD می‌بایست مجهز به تایمر دو مرحله‌ای بوده و در مرحله اول همان کلید و در مرحله دوم با تأخیر ۰/۲ ثانیه نسبت به مرحله اول، نزدیکترین کلیدهای قدرت بالادست را که خط را برقرار می‌کنند، تریپ دهد.
- لزوم نظارت بر حسن انجام عملیات تعمیر و نگهداری دوره‌ای تجهیزات پست‌های انتقال.

۳-۲۱- حادثه مورخ ۸۲/۰۱/۱۲ ناحیه شمال: آخرین خاموشی سراسری در ایران

حوادث منجر به خاموشی‌های سراسری دارای تأثیرات نامطلوب سیاسی، اجتماعی و اقتصادی بوده و به این علت، در سیستم‌های قدرت در حال بهره‌برداری، حداکثر تدابیر و امکانات موجود برای جلوگیری از وقوع این حوادث به کار گرفته می‌شود. اکثر خاموشی‌های سراسری شامل خروج پی در پی تجهیزات شبکه و خطوط انتقال و همچنین واحدهای نیروگاهی می‌باشد، به طوری که عدم تعادل شدید بین تولید و مصرف یک یا چند ناحیه در نهایت ممکن است به فروپاشی فرکانسی و ولتاژی شبکه و خاموشی سراسری منجر شود. در این بخش، آخرین حادثه منجر به خاموشی سراسری در ایران که در سال ۸۲ اتفاق افتاده است، شرح داده می‌شود.

۳-۲۱-۱- شرح حادثه

در ساعت ۲۱:۲۰ روز سه‌شنبه مورخ ۱۳۸۲/۱/۱۲ در شرایطی که شبکه شمال از طریق پست اراک ۱ و سایر خطوط ارتباطی حدود ۲۰۲۲ مگاوات تغذیه می‌شد، بر اثر بروز اتصال زمین روی شاخک‌های محافظ زنجیره مقرر فاز وسط تاور سوم خط ۲۳۰ کیلوولت اراک ۱ - اراک ۲ (AR817)، سیستم حفاظتی طرفین این خط عمل نموده و اتصالی از سمت پست اراک ۲ ایزوله می‌شود؛ لیکن کلید ۸۱۷۲ مربوط به این خط در پست اراک ۱، علیرغم عملکرد مکانیکی، به علت عملکرد الکتریکی ناموفق فاز S توانایی جدا نمودن کامل کنتاکت‌های هر سه فاز را نداشته و لذا جریان اتصالی و آرک حاصل از آن قطع نمی‌گردد.

جلوگیری از گسترش تبعات عملکرد الکتریکی ناموفق کلید (Circuit Breaker Failure) مستلزم وجود سیستم حفاظتی عیب کلید (C.B.F) به منظور ایزوله کردن کلید ناموفق می‌باشد، اما به دلیل فقدان و عدم پیش‌بینی سیستم حفاظتی مذکور در طرح توسعه بخش ۲۳۰ کیلوولت پست اراک ۱، طبیعتاً خطوط ۲۳۰ کیلوولت و ترانس‌های ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت پست اراک ۱ که تغذیه کننده محل اتصالی بوده‌اند، می‌بایست به طریقی قطع می‌شدند تا محل اتصالی ایزوله گردد. خطوط ۲۳۰ کیلوولت تغذیه کننده محل اتصالی از پست‌های مقابل با عملکرد رله‌های حفاظتی قطع شدند؛ ولی قطع ترانس‌های ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت با تأخیر صورت می‌گیرد. عدم هماهنگی بین سیستم‌های حفاظتی خطوط ۴۰۰ کیلوولت تغذیه کننده پست اراک ۱ در پست‌های مقابل با سیستم حفاظتی ترانس‌های ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت اراک ۱، باعث قطع ارتباط خطوط ۴۰۰ کیلوولت منتهی به پست اراک ۱ گردیده و در نتیجه پست ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت اراک ۱ کلاً بی‌برق می‌شود. از آنجا که در زمان قبل از حادثه حدود ۷۷۵ مگاوات از طریق پست اراک ۱ و خط ۲۳۰ کیلوولت ساوه-پرند (EP831) به شبکه شمال تغذیه می‌شده است، با قطع کامل پست اراک ۱ از شبکه، انتقال این بار و بار پست ساوه به میزان ۱۲۵ مگاوات (جمعاً ۹۰۰ مگاوات) به دیگر خطوط ارتباطی موجود بین شبکه شمال و سایر نواحی (خطوط ۴۰۰ کیلوولت مفتوح - غایتی، گلپایگان-جلال و خطوط ۲۳۰ کیلوولت قم ۱- ری و قم ۲ - اسلامشهر) منتقل می‌گردد.

به دلیل اضافه بار شدن ترانس‌های ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت پست شهید مفتاح، این ترانس‌ها با عملکرد سیستم حفاظتی به طور خودکار قطع می‌شوند. به دلیل ساختار خاص این پست، خط ۴۰۰ کیلوولت مفتاح - غایتی نیز قطع می‌گردد. به دنبال آن خط ۴۰۰ کیلوولت گلپایگان - جلال و خطوط ۲۳۰ کیلوولت قم ۱- ری و قم ۲- اسلام‌شهر نیز به علت اضافه بار شدن قطع می‌شوند و نهایتاً شبکه شمال با کمبود حدود ۱۹۹۸ مگاوات مواجه می‌گردد. با توجه به این کمبود، شبکه شمال با افت ولتاژ و فرکانس شدید مواجه و علیرغم قطع حدود ۵۲۳/۸ مگاوات بار توسط رله‌های حذف بار فرکانسی مناطق تحت پوشش این شبکه بی‌برق می‌شود. ضمناً بخشی از شبکه تحت پوشش مناطق برق باختر، اصفهان و غرب نیز بی‌برق می‌شوند.

۳-۲۱-۲- وضعیت شبکه شمال و خطوط ارتباطی با سایر نواحی قبل از بروز حادثه

در دیاگرام نشان داده شده در شکل ۳-۲۱-۱ وضعیت شبکه شمال و خطوط ارتباطی با سایر نواحی و همچنین نیاز مصرف شبکه شمال، میزان تولید و مقدار بار تبادل شده به شبکه شمال قبل از بروز حادثه آورده شده است. در این دیاگرام شبکه شمال شامل شبکه تحت پوشش شرکت‌های برق منطقه‌ای آذربایجان، تهران، زنجان، سمنان، گیلان و مازندران نمایش داده شده است اما به منظور روشن شدن نحوه گسترش حادثه، پست قم ۱، پست و نیروگاه سیکل ترکیبی قم خارج از حوزه برق منطقه‌ای تهران نشان داده شده است. همچنین، در این دیاگرام خطوط تغذیه کننده شبکه شمال که شامل خطوط ۴۰۰ کیلوولت ذیل می‌شوند، نمایش داده شده است:

(۱) گلپایگان - جلال (LP909)،

(۲) اراک - رودشور (AH912/913)،

(۳) شهید مفتاح - غایتی (DQ915)،

(۴) خطوط ۲۳۰ کیلوولت قم ۱- ری (GY827)،

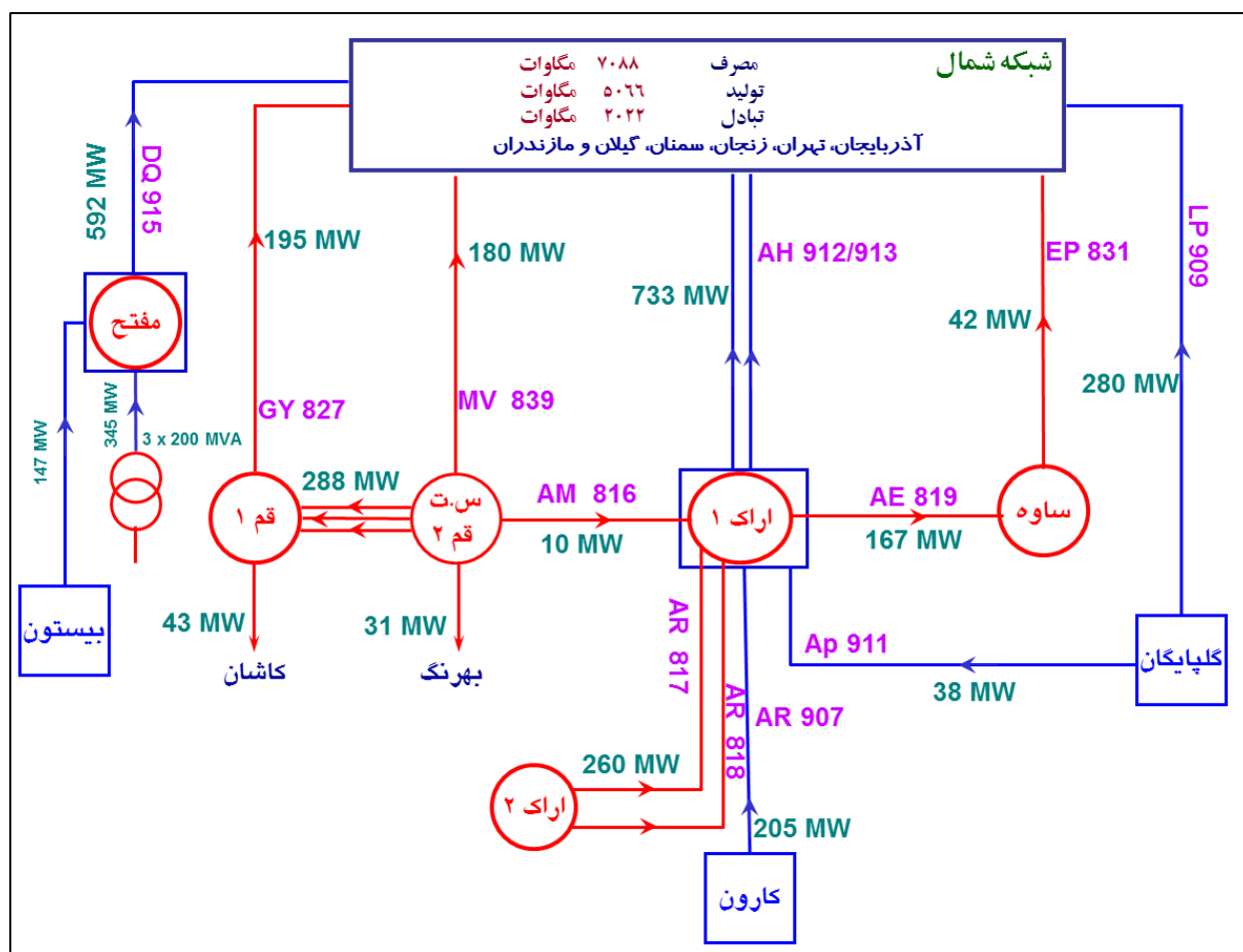
(۵) قم ۲- اسلام‌شهر (MV839)،

(۶) ساوه - پرند (EP831).

۳-۲۱-۳- تجزیه و تحلیل حادثه

۳-۲۱-۳-۱- علت شروع حادثه

حادثه با وقوع آرک مابین شاخک‌های جرقه‌گیر دو سر زنجیر مقره فاز وسط تاور شماره ۳ خط ۲۳۰ کیلوولت اراک ۱ - اراک ۲ (AR817) که در فاصله ۷۵۰ متری پست اراک ۱ قرار دارد، آغاز شده است. بر اثر بروز و استمرار آرک، حدود یک چهارم از حجم گوی‌های بالایی و پایینی شاخک‌ها ذوب شده و روی بشقاب‌های زنجیره مقره ریخته است. اصولاً بروز چنین جرقه‌ای می‌تواند ناشی از یکی از موارد زیر باشد:



شکل ۳-۲۱-۱- وضعیت شبکه شمال و خطوط ارتباطی سایر نواحی قبل از بروز حادثه

(الف) اضافه ولتاژهای ناشی از عوامل خارجی،

(ب) اضافه ولتاژهای داخلی با فرکانس زیاد،

(ج) اضافه ولتاژهای داخلی با فرکانس شبکه،

(د) سایر عوامل.

که در ادامه هر یک از این عوامل به اختصار تشریح شده است:

(الف) اضافه ولتاژهای ناشی از عوامل فاجی

این اضافه ولتاژها در اثر عوامل زیر به وجود می آیند:

- (۱) اضافه ولتاژ ناشی از برخورد مستقیم صاعقه به خط،
- (۲) اضافه ولتاژ القایی ناشی از تخلیه صاعقه به زمین مجاور خط انتقال،
- (۳) اضافه ولتاژ القایی به صورت الکترواستاتیک در اثر ابرهای باردار،
- (۴) اضافه ولتاژ القایی در اثر تغییر شرایط جوی در طول خط انتقال،
- (۵) اضافه ولتاژ القاء شده به صورت الکترواستاتیک بوسیله اثر اصطکاکی ذرات کوچک موجود در هوا مانند گرد و خاک

که با توجه به شرایط جوی مسیر خط در زمان قبل از وقوع حادثه و نیز طول کم خط، همچنین فاصله هوایی ۱۴۰۰ میلی‌متری بین شاخک‌ها موارد ۱ و ۲ و ۴ متغی و احتمال موارد ۳ و ۵ ضعیف می‌باشد.

ب) اضافه ولتاژهای داخلی با فرکانس زیاد

منشأ این اضافه ولتاژها، قطع و وصل کلید قدرت در شبکه به منظور برداشتن و یا اضافه نمودن بار است که با توجه به عدم کلید زنی در شبکه مربوطه این مورد متغی می‌باشد.

ج) اضافه ولتاژهای داخلی با فرکانس شبکه

این نوع از اضافه ولتاژ در اثر موارد زیر رخ می‌دهد که در این حادثه اتفاق نیفتاده است:

- ۱) قطع ناگهانی بار در یک خط انتقال طویل،
- ۲) پارگی یک فاز و برخورد آن با دکل یا زمین (اتصال زمین).

د) سایر عوامل

سایر عواملی که می‌توانند باعث ایجاد جرقه در مقره‌ها و آرک‌زدگی شوند، عبارتند از:

- ۱) آلودگی زیاد طبیعی یا صنعتی و ترکیبی از هر دو در حضور رطوبت ناشی از هوای شرجی، شبنم صبحگاهی و یا باران‌های ضعیف و پراکنده،
- ۲) کاهش فاصله هوایی بین شاخک‌های زنجیره مقره بر اثر تردد پرندگان و یا خاشاک لانه پرندگان در حوزه بین شاخک‌ها،
- ۳) وجود مقره شکسته به تعداد زیاد در زنجیره مقره‌ها،
- ۴) وجود گردباد و قرار گرفتن اشیاء هادی یا اشیاء دیگر در حوزه بین شاخک‌های زنجیره مقره.
- ۵) با توجه به بازدیدهای انجام شده موارد ۱ و ۳ متغی، احتمال مورد ۲ ضعیف و وقوع بند ۴ محتمل است.

۳-۲۱-۳-۲- عملکرد سیستم‌های حفاظتی خط اراک ۱- اراک ۲

با بروز اتصال زمین فاز وسط خط فوق عملکرد سیستم‌های حفاظتی در طرفین خط به شرح ذیل است:

- در پست اراک ۲ با عملکرد صحیح رله دیستانس فاز به زمین زون ۲، اتصالی از طریق این پست ایزوله می‌شود.
- در پست اراک ۱ با عملکرد صحیح رله دیستانس زون ۱، فرمان قطع به کلید شماره ۸۱۷۲ مربوط به خط مزبور صادر می‌گردد.
- دو فاز R و T این کلید دارای عملکرد موفق (قطع مکانیکی و الکتریکی) بوده؛ لیکن کلید فاز وسط علی‌رغم عملکرد مکانیکی موفق (جداشدن کامل کنتاکت‌ها) نتوانسته است جریان اتصالی و جرقه حاصل از آن را قطع نماید (عملکرد الکتریکی ناموفق داشته است). تصاویر پل آسیب‌دیده کلید مذکور در شکل ۳-۲۱-۲ نشان داده شده است.



شکل ۳-۲۱-۲- تصاویر پل آسیب دیده کلید ۸۱۷۲ پست اراک ۱

• علل عدم عملکرد الکتریکی موفق کلید شامل می باشد:

(۱) بالا بودن نرخ افزایش ولتاژ (بازیافتی) R.R.R.V (Rate of Rise of Recovery Voltage):

- وقوع عیب از نوع اتصال کوتاه تک فاز به زمین که در فاصله ای حدود یک کیلومتر از پست تغذیه می شود موجبات ایجاد ولتاژ بازیافتی را فراهم می نماید که نرخ افزایش آن بسیار زیاد می باشد و احتمال صدمه دیدن کلیدهایی را که با ملاحظات خاص در این مورد طراحی و ساخته نشده باشند، افزایش می دهد.
- در طراحی و ساخت کلیدهای قدرت تا قبل از سال ۱۹۸۰ و حتی گاه تا پایان سال ۱۹۹۰ نیز در صورت عدم درخواست مشتری این ملاحظات رعایت نشده و معمولاً استقامت کلیدهای تولیدی تا سالهای ۱۹۸۵ از حدود ۰/۵ کیلوولت بر میکروثانیه بیشتر نبوده است.
- کلید مزبور از نوع DCVF هوایی بوده و سال ساخت آن ۱۹۶۹ میلادی می باشد.

- براساس محاسبات انجام شده R.R.R.V حاصله در شرایط حادثه بالغ بر ۳/۵۸ کیلوولت بر میکروثانیه گردیده که با این مقدار، صدمه دیدن کلید حتمی است؛ زیرا علی‌رغم جدا شدن کامل کنتاکت‌ها از یکدیگر، کلید قادر به خاموش کردن قوس نیست و صدمه خواهد دید.
- بریکرهایی از این نوع هنوز در شبکه ایران و سایر کشورها مورد استفاده قرار دارند و به دلیل هزینه زیاد، تعویض و جایگزینی آنها اقتصادی نبوده و انجام نشده است.
- مشکل فوق باید در انتخاب و تهیه بریکره‌های جدید حتماً مورد توجه قرار گرفته و ملاحظات لازم برای انتخاب آن رعایت گردد.

۲) پائین بودن قدرت قطع کلید نسبت به قدرت اتصال کوتاه:

با توجه به محاسبات انجام شده قدرت اتصال کوتاه نقطه اتصالی در شرایط حادثه برابر ۸۳۸۲ مگاوات آمپر می‌باشد. بر طبق مشخصات کلید قدرت قطع آن ۷۵۰۰ مگاوات آمپر است، لذا پائین بودن قدرت قطع کلید می‌تواند باعث عملکرد الکتریکی ناموفق منجر به صدمه کلید گردد.

۳) کیفیت نامطلوب قطعات و عناصر موجود در ممفذه قطع آرک و همچنین مکانیزم کلید:

کیفیت نامطلوب قطعات و عناصر مذکور که شامل واشرها، اورینگها، فنرها و ماده عایق و خاموش کننده آرک که در این نوع کلیدها هوای فشرده است می‌تواند عامل عملکرد الکتریکی ناموفق و صدمه به کلید گردد. یکی از عوامل مهم این نقیصه نحوه سرویس و نگهداری نامطلوب است که ناشی از عدم رعایت نظام‌های نگهداری به دلیل نبود نیروی انسانی متخصص کافی، لوازم یدکی و ابزار کار مناسب است. ضمناً قدمت کلید نیز می‌تواند تشدید کننده این وضعیت باشد.

۳-۲۱-۳-۳- علل گسترش حادثه در پست اراک ۱

کنترل تبعات عملکرد الکتریکی ناموفق کلید (Circuit Breaker Failure) مستلزم وجود سیستم حفاظتی عیب کلید (C.B.F)، به منظور ایزوله نمودن کلید ناموفق می‌باشد که به علت فقدان و عدم پیش‌بینی سیستم حفاظتی مزبور در طرح توسعه بخش ۲۳۰ کیلوولت پست اراک ۱، این اتصالی ایزوله نشده و طبیعتاً کلیه خطوط ۲۳۰ کیلوولت و ترانس‌های ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت پست اراک ۱ که تغذیه کننده محل اتصالی می‌باشند، بایستی به طریقی قطع شوند.

- خطوط ۲۳۰ کیلوولت تغذیه کننده محل اتصالی از پست‌های مقابل با عملکرد رله‌های حفاظتی در زون ۲ و به ترتیب زمانی زیر قطع شده‌اند:

۱. خط قم ۲ - اراک ۱ (AM816) با زمان ۴۲۵ میلی ثانیه،

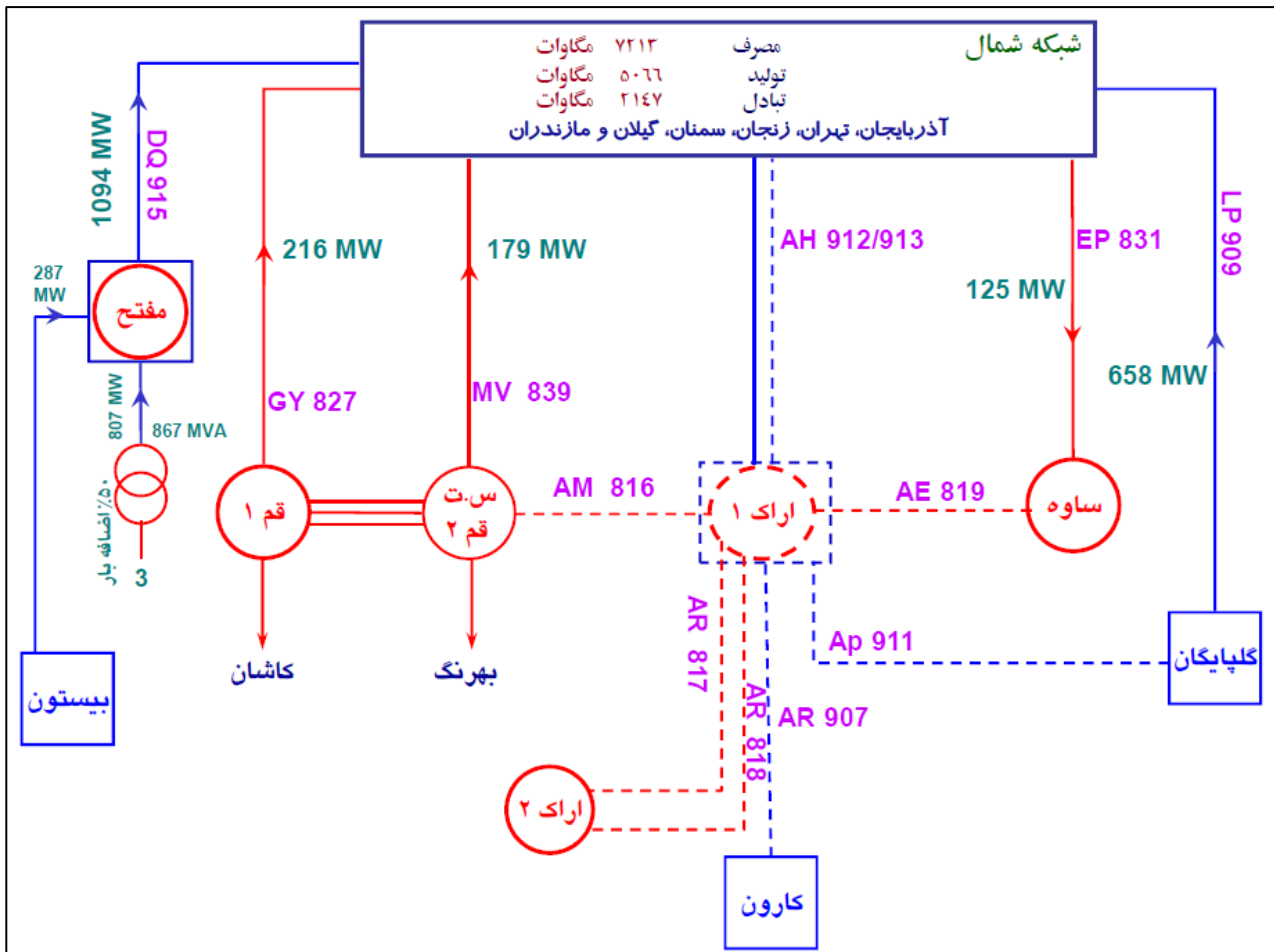
۲. خط ایرالکو - اراک ۱ (AM823) با زمان ۴۶۰ میلی ثانیه،

۳. خط ایرالکو - اراک ۱ (AM822) با زمان ۵۰۰ میلی ثانیه،

۴. خط اراک ۲ - اراک ۱ (AR818) با زمان ۵۶۰ میلی ثانیه،
۵. خط ساوه - اراک ۱ (AE819) با زمان ۷۸۰ میلی ثانیه،
۶. خط ازنا - اراک ۱ (AU806) با زمان ۸۸۰ میلی ثانیه،
۷. خطوط شازند - اراک ۱ (AZ801/821) به علت عدم دسترسی به ثبات حادثه، زمان دقیق قطع آنها مشخص نگردید؛ لیکن این خطوط نیز با عملکرد سیستم حفاظتی در پست شازند در زون ۲ قطع گردیده‌اند.
- ترانس‌های ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت پست اراک ۱ با تأخیر قطع می‌گردند و به علت عدم هماهنگی بین سیستم‌های حفاظتی خطوط ۴۰۰ کیلوولت تغذیه کننده پست اراک ۱ در پست‌های مقابل و ترانس‌های ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت، خطوط ارتباطی ۴۰۰ کیلوولت منتهی به پست اراک ۱ نیز از سمت پست‌های مقابل قطع می‌شوند. زمان قطع خطوط ۴۰۰ کیلوولت منشعب از پست اراک ۱ و ترانس‌های ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت که بر اساس منحنی‌های ثبات در پست اراک ۱ استخراج شده است، به شرح زیر می‌باشد:
۱. خط رودشور - اراک ۱ (AH913) قطع در پست اراک ۱ به دلیل عملکرد غلط رله اتصال زمین جهت‌دار با زمان حدود ۲۳۰ میلی ثانیه.
 ۲. خط گلپایگان - اراک ۱ (AP911) قطع در پست گلپایگان با عملکرد رله دیستانس در زون ۲ و با زمان ۵۶۰ میلی ثانیه به دلیل عدم انطباق مقادیر تنظیمی با مقادیر محاسبه شده.
 ۳. ترانس‌های T3 (500 MVA) و T7 (200 MVA) پست اراک ۱ (۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت) که دارای کلید مشترک می‌باشند (قطع با عملکرد رله اتصال زمین نوترال ترانس T3 با زمان ۷۶۵ میلی ثانیه به دلیل غلط بودن تنظیمات اعمالی).
 ۴. خط کارون - اراک ۱ (AR907) قطع در پست کارون با عملکرد رله دیستانس در زون ۳ و با زمان ۹۵۰ میلی ثانیه که صحیح می‌باشد.
 ۵. ترانس‌های T5 (200 MVA) و T6 (200 MVA) پست اراک ۱ (۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت) که دارای کلید مشترک می‌باشند؛ قطع با عملکرد رله اتصال زمین نوترال ترانس با زمان ۱۱۲۰ میلی ثانیه به دلیل غلط بودن تنظیمات اعمالی.
- بدین ترتیب محل اتصالی ایزوله می‌شود.

۳-۲۱-۳-۴ - گسترش حادثه به شبکه شمال

با ایزوله شدن کامل محل اتصالی و قطع خط ۲۳۰ کیلوولت اراک ۱ - ساوه (AE819) باری که از طریق اراک به سمت ساوه تغذیه می‌شده (۱۶۷ مگاوات) در این مرحله به شبکه شمال تحمیل می‌گردد و نیاز تبادل شبکه شمال به ۲۱۴۷ مگاوات افزایش می‌یابد که بار تبدیلی می‌بایست از طریق خطوط زیر منتقل می‌شد:



شکل ۳-۲۱-۳- وضعیت شبکه شمال پس از ایزوله شدن نقطه اتصالی (قسمت‌های ایزوله شده با نقطه چین نشان داده شده است)

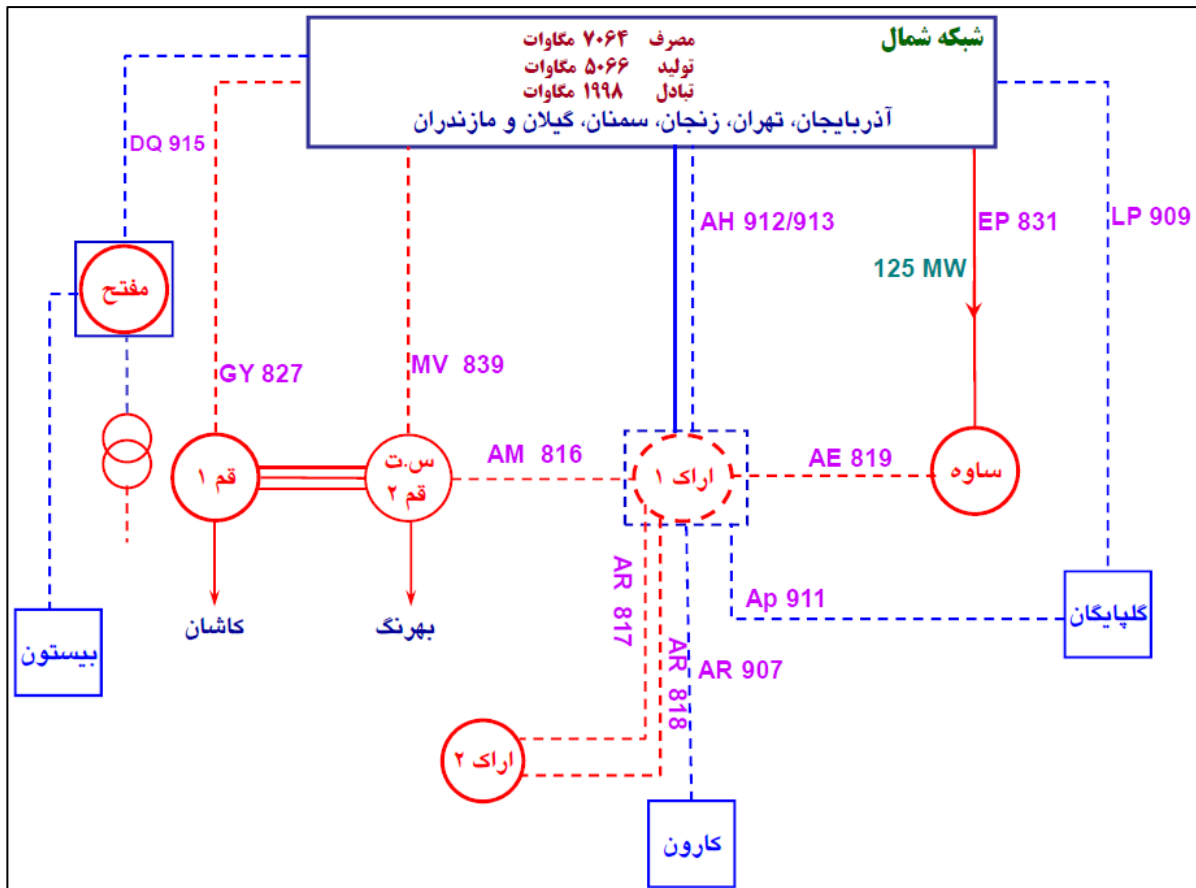
- خط ۴۰۰ کیلوولت مفتوح - غایتی (DQ915)
- خط ۴۰۰ کیلوولت گلپایگان - جلال (LP909)
- خط ۲۳۰ کیلوولت قم ۱ - ری (GY827)
- خط ۲۳۰ کیلوولت قم ۲ - اسلامشهر (MV839)

به دلیل آنکه پست مفتاح دارای ۳ دستگاه ترانسفورماتور ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت با ظرفیت مجموع ۶۰۰ مگاوات آمپر بوده، با توجه به دیالگرام شماره ۳-۲۱-۳ بار تحمیلی به آنها به ۸۶۷ مگاوات آمپر افزایش یافته که حدود ۵۰٪ اضافه بار شده و با عملکرد رله‌های اضافه جریان با تنظیم ۲۰٪ اضافه بار، هر ۳ ترانس قطع می‌گردند. با توجه به ساختار خاص این پست، خروج هر ۳ ترانس مذکور منجر به قطع خط ۴۰۰ کیلوولت مفتاح- غایتی (DQ915) می‌شود.

خطوط ۲۳۰ کیلوولت قم ۱-ری و قم ۲-اسلامشهر و خط ۴۰۰ کیلوولت گلیپایگان-جلال (LP909) نیز به علت

اضافه بار شدن و با عملکرد رله‌های حفاظتی در پست‌های قم ۱، قم ۲ و گلیایگان قطع می‌گردند.

- در پست گلپایگان عملکرد رله اضافه جریان جهت‌دار با تنظیم ۱۵۰۰ آمپر.



شکل ۳-۲۱-۴- وضعیت شبکه شمال و خطوط ارتباطی سایر نواحی پس از بروز حادثه



شکل ۳-۲۱-۵- نمایش جغرافیایی جزیره‌های تشکیل شده در حادثه

- در پست قم ۱ عملکرد رله اضافه جریان با تنظیم ۹۶۰ آمپر.
 - در پست قم ۲ عملکرد رله دیستانس در زون ۱.
- در دیاگرام شماره ۳-۲۱-۴ وضعیت شبکه شمال، خطوط ارتباطی قطع شده (خط چین) و میزان نیاز مصرف، تولید و نیاز تبادل به شبکه شمال به میزان ۱۹۹۸ مگاوات نشان داده شده است. همچنین، وضعیت جغرافیایی جزیره‌های تشکیل شده در شکل ۳-۲۱-۵ نمایش داده شده است.

۳-۲۱-۵- خاموشی شبکه شمال

با قطع کلیه خطوط ارتباطی شبکه شمال با سایر نواحی شبکه سراسری، این شبکه با مصرف حدود ۷۰۶۴ مگاوات و تولید حدود ۵۰۶۶ مگاوات با کمبود حدود ۱۹۹۸ مگاوات مواجه می‌گردد. در این مرحله شبکه شمال با افت شدید فرکانس و ولتاژ مواجه شده و علیرغم قطع باری حدود ۵۲۳/۸ مگاوات با عملکرد رله‌های فرکانسی، مناطق تحت پوشش این شبکه در خاموشی کامل فرو می‌رود. در این مرحله یکی از عواملی که ممکن است سبب نگهداری شبکه در حالت تعادل گردد، حذف بار کافی توسط رله‌های فرکانسی می‌باشد، لیکن به علت افت شدید ولتاژ در شبکه شمال، تعدادی از رله‌های فرکانسی نتوانسته‌اند، عمل نمایند. لازم به ذکر است که رله‌های فرکانسی منصوبه در شبکه با افت ولتاژ به میزان زیر ۶۰٪ قفل (Block) شده و قادر به عملکرد نمی‌باشند. عملکرد رله‌های فرکانسی در مناطق مختلف شبکه شمال بر اساس اطلاعات اولیه دیسپاچینگ ملی به شرح جدول ۳-۲۱-۱ می‌باشد.

جدول ۳-۲۱-۱- حذف بار فرکانسی در مناطق مختلف درگیر با حادثه

منطقه	مقدار بار قطع شده توسط رله‌های فرکانسی	توضیحات
آذربایجان	صفر مگاوات	عدم عملکرد رله‌های فرکانسی
تهران	۳۹۵/۱ مگاوات	-
زنجان	صفر مگاوات	عدم عملکرد رله‌های فرکانسی
سمنان	۲۴/۵ مگاوات	-
گیلان	۱۰۴/۲ مگاوات	-
مازندران	صفر مگاوات	عدم عملکرد رله‌های فرکانسی
مجموع	۵۲۳/۸ مگاوات	-

۳-۲۱-۳-۶- باز شدن جمپر فاز R خط اراک ۱- ایرالکو (AM822)

پست ۲۳۰/۲۰ کیلوولت ایرالکو از طریق یک خط ۲۳۰ کیلوولت به پست نیروگاه شازند (MZ 824) و دو خط ۲۳۰ کیلوولت به پست اراک ۱ (AM822 / 823) تغذیه می‌گردد. در ساعت ۲۱:۲۰ خطوط متصل به پست اراک ۱ (AM822/223) در پست ایرالکو با عملکرد رله‌های دیستانس زون ۲ قطع می‌گردند و پست ایرالکو با از دست دادن مقدار زیادی از بار خود از طریق خط ۲۳۰ کیلوولت شازند (MZ824) برقرار می‌ماند.

در حادثه ساعت ۲۱:۲۰ جریان عبوری از فاز R خط AM822 به حدود ۶۰۰ آمپر رسیده است که به دلیل نامناسب و غیر استاندارد بودن اتصالات ارتباط خط مزبور از دکل انتهایی به گنتری، نقطه اتصال (جمپر) ذوب شده و در آستانه جدا شدن قرار می‌گیرد. پس از حادثه و برقرار شدن مجدد پست اراک ۱، خط AM822 از طریق پست اراک برقرار و در پست ایرالکو از این خط بارگیری می‌شود. ۱ ساعت و ۳۴ دقیقه بعد از حادثه، این خط با خط ایرالکو - شازند (MZ824) به صورت خارج از سنکرون (Out of Phase) وصل می‌شود که حالتی مشابه اتصال کوتاه سه فاز بوده و جریان شدیدی از فازهای T و S و جریان به مراتب کمتری از فاز R عبور می‌نماید که باعث عملکرد رله‌های حفاظتی طرفین و بی‌برقی کامل پست ایرالکو شده است، ضمناً نیروی مکانیکی حاصل از جریان‌های عبوری از فازهای S و T بر روی جمپر فوق موجبات باز شدن جمپر را که قبلاً در آستانه جدا شدن قرار گرفته بود، فراهم می‌نماید.

علت کمتر بودن جریان فاز R نسبت به فازهای S و T مقاومت حاصله در محل اتصال جمپر به دلیل نقص ایجاد شده در اتصال جمپر به سیم هادی در حادثه ساعت ۲۱:۲۰ بوده است.

۳-۲۱-۴- جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

- با استناد به مدارک و مستندات، بازدیدها و بررسی‌های دقیق کارشناسی، مطالعات و محاسبات علمی انجام شده عوامل اصلی ایجاد و گسترش حادثه به شرح زیر احراز گردید:
- باز شدن جمپر خط ۲۳۰ کیلوولت اراک ۱ - ایرالکو (AM822) با فاصله زمانی یک ساعت و ۳۴ دقیقه پس از بروز حادثه و به دلیل اتصال نامناسب و غیر استاندارد به وقوع پیوسته و ارتباطی به ایجاد حادثه نداشته است.
 - اتصالی فاز S به زمین بر روی سومین تاور خط ۲۳۰ کیلوولت اراک ۱ - اراک ۲ در فاصله حدود ۷۵۰ متری از پست اراک ۱ قبل از بروز حادثه و به علت عوامل خارجی به وقوع پیوسته است.
 - باز شدن مکانیکی کلید ۸۱۷۲ مربوط به خط ۲۳۰ کیلوولت اراک ۱ - اراک ۲ پس از بروز اتصالی بر روی خط مذکور موفق بوده است ولی عملکرد الکتریکی فاز S آن ناموفق بوده است که ناشی از عوامل زیر است:
- (۱) نرخ افزایش ولتاژ بازیافتی (Rate of Rise of Recovery Voltage) که مقدار آن بالغ بر ۷ برابر استقامت کلید بوده است.



شکل ۳-۲۱-۶- وجود نقص و ذوب شدگی در اتصالات خطوط منتهی به پست ایرالکو

۲) بالا بودن سطح اتصال کوتاه نسبت به قدرت قطع کلید. سطح اتصال کوتاه فاز به زمین ۸۳۸۲ مگاوات آمپر و قدرت قطع کلید ۷۵۰۰ مگاوات آمپر می باشد.

- نامناسب بودن اجزاء و عناصر خاموش کننده آرک و مکانیزم کلید که ناشی از نگهداری و تعمیرات نامطلوب و قدمت کلید بوده است. قطع خطوط ۲۳۰ کیلوولت تغذیه کننده محل اتصالی در پست های مقابل پست اراک ۱ به دلیل عدم وجود سیستم حفاظتی (C.B.F (Circuit Breaker Failure در طرح توسعه پست مذکور.
- قطع خطوط ۴۰۰ کیلوولت تغذیه کننده محل اتصالی در پست های مقابل پست اراک ۱ به دلیل بالا بودن تنظیم

زمانی رله‌های اتصال زمین ترانسفورماتورهای ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت پست اراک ۱ و عدم هماهنگی رله‌های حفاظتی مربوطه.

- قطع خط ۴۰۰ کیلوولت مفتاح - غایتی با خروج ترانسفورماتورهای ۴۰۰/۲۳۰ کیلوولت پست مفتاح (3×200MVA) در اثر افزایش بار به میزان ۸۶۷ مگاوات آمپر به دلیل ساختار ضعیف پست.
- قطع خط ۴۰۰ کیلوولت جلال - گلپایگان و خطوط ۲۳۰ کیلوولت قم ۱ - ری و قم ۲ - اسلامشهر به علت افزایش بار تبادلی به حدود ۲۰۰۰ مگاوات.
- قطع برق شبکه شمال و قسمتی از شبکه اصفهان، باختر و غرب به علت قطع ارتباط شبکه شمال و جنوب به دلیل بالا بودن بار تبادلی مناطق مذکور (با وجود عملکرد تعدادی از رله‌های فرکانسی و حذف ۵۲۳ مگاوات بار).

با توجه به مطالب فوق علل اصلی حادثه و گسترش آن ناشی از موارد زیر است:

- ✓ عملکرد الکتریکی ناموفق کلید صدمه دیده،
- ✓ عدم وجود حفاظت C.B.F در طرح توسعه پست اراک ۱،
- ✓ عدم هماهنگی سیستم‌های حفاظتی،
- ✓ بالا بودن میزان بار تبادلی،
- ✓ فقدان ذخیره گردان کافی،
- ✓ ناکافی بودن حذف بار فرکانسی در شبکه شمال.

۳-۲۱-۵- پیشنهادات

به منظور پیشگیری از حوادث مشابه، رفع نقاط ضعف و افزایش سطح ایمنی و پایداری شبکه سراسری پیشنهادهای زیر ارائه می‌گردد:

- تقویت و رعایت نظام‌های نگهداری و تعمیراتی با جذب و آموزش نیروی انسانی لازم و تأمین لوازم یدکی و ابزار کار مناسب.
- جایگزینی و بهینه‌سازی تجهیزات و سیستم‌هایی که عمر مفید آنها سپری شده یا متناسب با وضعیت شبکه نمی‌باشد.
- مطالعه اصولی طرح‌های توسعه و اجتناب از اجرای طرح‌های موقتی و مقطعی به گونه‌ای که تجهیزات پست توسعه یافته الزامات بهره‌برداری مطمئن را تأمین نماید.
- پرهیز از صرفه جویی نامتناسب در طرح‌ها و هم چنین اصلاح طرح‌های ذیربط پیشین با افزودن کلید و سیستم‌های حفاظتی مناسب.

- مطالعه و بازنگری منظم و دقیق تنظیمات و هماهنگی سیستم‌های حفاظتی شبکه سراسری با بهره‌گیری از خدمات مهندسان مشاور صاحب تجربه و هم چنین جذب و بکارگیری کارشناسان لازم در این زمینه.
- تسریع در اجرای طرح‌های خطوط انتقال کشور به منظور افزایش پایداری و قابلیت اطمینان شبکه.
- سرمایه‌گذاری لازم و مناسب در طرح‌های تولید به منظور افزایش ذخیره‌گردان شبکه با هدف افزایش حاشیه امنیت شبکه سراسری.
- قبل از تحقق بند اخیر حفظ ذخیره‌گردان کافی در شبکه سراسری هر چند با اعمال خاموشی.
- انجام مطالعات سیستم قدرت شبکه سراسری به منظور طراحی و به کارگیری طرح‌های حفاظت ویژه، شامل SPS (Special Protection System) و LTP (Load Tripping Plan) برای شناسایی شرایط غیرعادی بهره‌برداری و مدیریت هوشمند سیستم جهت به حداقل رساندن اثرات اغتشاشات وارد شده به شبکه.
- با توجه به اینکه در حوادث منجر به خاموشی سراسری، ناپایداری فرکانس و ولتاژ از یکدیگر قابل تفکیک نبوده و اکثراً به صورت توأمان رخ خواهد داد، مطالعه و بررسی طرح‌های حذف بار همزمان ولتاژی و فرکانسی می‌تواند به افزایش کارایی سیستم حذف بار و بهینه‌سازی آن کمک کند.

درس آموخته‌های حادثه

- کلیه کلیدهای قدرت موجود در سطح ولتاژ ۲۳۰ و ۴۰۰ کیلوولت باید مجهز به حفاظت عیب کلید (CBF) با مراحل زمانی ۱ و ۲ و حفاظت عدم هماهنگی کنتاکت‌ها (PD) باشند.
- اصل وجود هماهنگی حفاظتی باید در محاسبه و پیاده‌سازی تنظیمات کلیه رله‌های حفاظتی خطوط و ترانسفورماتورهای انتقال رعایت گردد؛ به گونه‌ای که در صورت وقوع حادثه کمترین تعداد تجهیزات ممکن از مدار خارج شوند (خاصیت Selectivity سیستم حفاظت).
- به منظور اطمینان از کارایی طرح‌های حفاظت ویژه حذف بار فرکانسی، لازم است بر کفایت مقدار بار حذف شونده در هر یک از مناطق نظارت مستمر صورت گیرد.
- استفاده از طرح‌های حفاظت از راه دور (Tele-Protection) به منظور کاهش زمان رفع خطا در خطوط انتقال.
- به کارگیری ثبات‌های خطا و وقایع در کلیه پست‌های انتقال و همزمان کردن آنها با GPS به منظور فراهم کردن امکان تحلیل حوادث عمده.
- نظارت بر حسن انجام سرویس دوره‌ای تجهیزات پست و خطوط انتقال.

فصل چهارم

**مطالعات و اقدامات مورد نیاز به منظور جلوگیری یا
کاهش اثرات نامطلوب حوادث عمده و گسترده**

۴-۱- مقدمه

به منظور جلوگیری و یا کاهش اثرات حوادث عمده، انجام مطالعات جامع شبکه همراه با اقدامات اجرایی به شرح ذیل ضروری بوده تا بتوان از عواقب اجتماعی، سیاسی و اقتصادی این حوادث جلوگیری نمود:

۴-۲- اصلاح ساختار و معماری شبکه

- ساختار شبکه‌های انتقال باید به گونه‌ای باشد که تولید و مصرف در هر ناحیه توازن داشته و نواحی مختلف از طریق خطوط ارتباطی فرامنطقه‌ای با همدیگر ارتباط داشته باشند بطوریکه در مواقع ضروری، مازاد تولید هر ناحیه از طریق خطوط مذکور مبادله شود. ارتباط الکتریکی با شبکه کشورهای همسایه نیز از طریق یک یا چند خط انتقال در یک سطح ولتاژ صورت گیرد مگر اینکه مستقیماً به بار متصل گردد. (شبکه شعاعی)
- ضروری است شرکت‌های برق منطقه‌ای ساختار شبکه انتقال ناحیه خود را مورد مطالعه قرار داده و در طرح‌های بهینه‌سازی، اقدامات لازم را به منظور اصلاح و تکمیل آرایش پست‌ها و ساختار شبکه مد نظر قرار دهند.
- وجود انشعاب در خطوط انتقال (T-OFF) علاوه بر گسترش حادثه و ایجاد خاموشی، باعث ایجاد عدم هماهنگی در حفاظت خطوط می‌گردد. کلیه شرکت‌های برق منطقه‌ای باید در یک برنامه زمانی مشخص، نسبت به اصلاح خطوط T-OFF در شبکه تحت پوشش خود اقدام نمایند.
- وجود خطوط ارتباطی مستقیم بین نیروگاه‌هایی که در فاصله کمی از هم قرار دارند، غالباً باعث پیچیدگی کنترل و حفاظت شبکه و نیروگاه به ویژه در حوادث عمده نیروگاهی می‌گردد، ضمن اینکه این موضوع علاوه بر افزایش سطح اتصال کوتاه شبکه در آن ناحیه، احتمال خروج سایر واحدهای نیروگاهی را نیز افزایش خواهد داد.
- خروج خودکار نیروگاه‌های با توان نامی بالا (شامل واحدهای با ظرفیت بزرگ یا دارای تعداد واحد زیاد)، علاوه بر ایجاد افت شدید فرکانس می‌تواند منجر به جزیره شدن یک ناحیه و احتمال وقوع خاموشی‌های سراسری گردد. لذا باید تا حد امکان از تمرکز و نصب واحدهای نیروگاهی بزرگ و متعدد در یک ناحیه خاص اجتناب شود.

۴-۳- تدوین و پیاده‌سازی برنامه نگهداری و تعمیرات پیشگیرانه (PM)

- بهره‌برداری ایمن از شبکه و اطمینان از تداوم سرویس‌دهی و کارکرد صحیح تجهیزات شبکه نیازمند تدوین و اجرای دقیق برنامه نگهداری و تعمیرات پیشگیرانه و انجام تست‌های دوره‌ای بمنظور کاهش وقوع حوادث عمده و جلوگیری از گسترش آنها می‌باشد.
- کلیه تجهیزات شبکه انتقال اعم از خطوط انتقال، ترانسفورماتورهای قدرت، سیستم‌های حفاظتی و سایر تجهیزات پست باید دارای برنامه نگهداری و تعمیرات اساسی پیشگیرانه بوده و به صورت منظم در دوره‌های زمانی مشخص مورد تست، سرویس و نگهداری قرار گیرند.

- سوابق تعمیرات و نگهداری کلیه تجهیزات شبکه باید به صورت دقیق جمع‌آوری و بایگانی شود تا در مواقع لزوم، برای تحلیل دقیق حوادث و همچنین برای تعیین طول عمر بهینه تجهیزات مورد استفاده قرار گیرد.
- در صورتی که اجرای برنامه تعمیر و نگهداری تجهیز در شبکه نیازمند بی‌برق نمودن آن باشد، لازم است زمان‌بندی خروج آن تجهیز به گونه‌ای برنامه‌ریزی شود که کمترین اثر نامطلوب را در امنیت شبکه داشته باشد.

۴-۴- افزایش دانش و مهارت پرسنل بهره‌برداری و تعمیرات

عامل شروع بخش قابل توجهی از حوادث شبکه، می‌تواند خطای انسانی گروه‌های بهره‌بردار و تعمیرات باشد. برای کاهش تعداد این خطاها، لازم است با یک برنامه‌ریزی منسجم و در طول یک بازه زمانی مشخص، دانش و مهارت گروه‌های بهره‌برداری و تعمیراتی افزایش یابد. افزایش دانش و مهارت اپراتورهای پست و نیروگاه در حین بروز حوادث عمده شبکه، کمک شایانی در کنترل حادثه و جلوگیری از گسترش آن می‌نماید.

۴-۵- اصلاح و بروز رسانی شرح وظایف معاونت راهبری شبکه، مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای، شرکت‌های برق منطقه‌ای و نیروگاه‌ها

- مدیریت حادثه بلافاصله پس از وقوع حادثه مستلزم انجام اقدامات کنترلی سریع و منسجم توسط معاونت راهبری شبکه و مراکز دیسپاچینگ منطقه‌ای است. هرگونه تداخل وظایف، تأخیر و اشتباه در مدیریت حادثه ممکن است باعث گسترش حادثه و به مخاطره افتادن پایداری و امنیت شبکه گردد. بنابر این وجود یک برنامه منسجم در قالب دستورالعمل‌های بهره‌برداری شبکه، لازم و اجتناب‌ناپذیر به نظر می‌رسد.
- وظایف و مسئولیت‌های شرکت‌های برق منطقه‌ای و نیروگاه‌ها نیز باید در حوادث عمده مشخص باشد. با توجه به خصوصی‌سازی و تجدید ساختار صنعت برق، نحوه تعامل نیروگاه‌ها با شرکت‌های برق منطقه‌ای و پیگیری انجام اصلاحات مورد نیاز با هماهنگی مراکز کنترل شبکه، باید به صورت واضح مشخص شود.

۴-۶- ارتقای سیستم‌های حفاظت شبکه انتقال

- برای اطمینان از عملکرد صحیح سیستم‌های حفاظتی و کنترلی در حوادث عمده، لازم است موارد ذیل مدنظر قرار گیرند:
- بهینه‌سازی سیستم حفاظتی می‌بایستی توسط کلیه شرکت‌های برق منطقه‌ای در دستور کار قرار گیرد. بدین منظور لازم است در برنامه‌های بهینه‌سازی، تعویض آن دسته از سیستم‌های حفاظتی که دارای مشکل هستند، در اولویت قرار گیرد.

- تدوین یک برنامه زمانی مشخص حداکثر ۵ ساله جهت تکمیل سیستم تله پروتکشن در کلیه خطوط انتقال تحت پوشش در سطوح ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت.
- ایجاد هماهنگی حفاظتی بین اجزای اصلی شبکه به ویژه بین واحدهای نیروگاه و شبکه انتقال.
- بررسی و مشخص نمودن نقاط کور حفاظتی و رفع نقایص سیستم‌های حفاظت.
- اطمینان از کفایت سیستم‌های حفاظتی محلی در پست‌های فشار قوی و نیروگاه‌ها از قبیل موارد ذیل:
 - ✓ وجود سیستم حفاظت باس بار در کلیه پست‌های فشار قوی ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت با قابلیت جداسازی بخشی از باس بار پست.
 - ✓ تنظیم مناسب زون ۳ رله‌های دیستانس خطوط انتقال و اطمینان از عدم تداخل آن‌ها با امپدانس بار در شرایط تک پیشامد^۵.
 - ✓ فعال سازی رله‌های وصل مجدد خطوط ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت به منظور بهبود پایداری گذرا در شبکه و نیروگاه.
 - ✓ مجهز نمودن رله‌های دیستانس به واحدهای قفل کننده در مقابل نوسان توان (PSB) برای جلوگیری از عملکرد اشتباه رله‌های دیستانس در حین نوسان توان.
 - ✓ تجهیز واحدهای نیروگاهی به حفاظت قطع کننده گریز از همگامی (OS^۶) به منظور جلوگیری از گسترش ناپایداری و فروپاشی شبکه.
- در صورت استفاده از حفاظت OS در شبکه انتقال، شرایط لازم برای خطوطی که امکان قطع شدن را در حین پدیده گریز از همگامی دارند، عبارتند از:
 - ✓ تعیین محل مناسب نصب رله‌های OS در خطوط انتقال با انجام مطالعات جامع سیستم.
 - ✓ جزیره‌های تشکیل شده در اثر قطع خطوط مورد نظر باید از نظر تولید و مصرف تا حد امکان متعادل باشند. در غیر اینصورت امکان تریپ ژنراتورها یا حذف بار در این ناحیه‌های جدا شده از شبکه وجود دارد.
 - ✓ جزیره‌های تشکیل شده باید در داخل خود پایدار بوده بطوری که نیاز به جداسازی اجزای دیگر شبکه وجود نداشته باشد.

5 - Single contingency

6 - Out of Step

- انجام اقدامات اصلاحی پیشگیرانه در مواقع لزوم بخصوص با ایجاد سیستم‌های حفاظت ویژه (SPS)^۷ باعث یکپارچگی شبکه و جلوگیری از گسترش حوادث شبکه و یا فروپاشی فرکانسی و ولتاژی می‌شوند. این سیستم‌ها غالباً به صورت طرح‌های حذف بار فرکانسی^۸ (UFLS)، ولتاژی^۹ (UVLS) و جریانی (اضافه بار) اجرا می‌شوند.
- استفاده از رله‌های فرکانسی جهت تفکیک شبکه به هم پیوسته و تبدیل آن به چند جزیره مستقل به گونه‌ای که در هر جزیره تعادل تولید و مصرف برقرار باشد. حذف بار فرکانسی خود نبایستی منجر به اضافه بار شدن سایر تجهیزات و یا اضافه ولتاژ غیر مجاز گردد. البته ضروری است تنظیمات رله‌های حذف بار فرکانسی و ولتاژی با مطالعات کافی و بصورت هماهنگ با سیستم حفاظتی شبکه و نیروگاه صورت گرفته و مطابق با الزامات و دستورالعمل‌های ابلاغی از طرف راهبر شبکه باشد.
- در پست‌های فوق توزیع، باید تا حد امکان از نصب بیش از یک نوع رله حذف بار بر روی یک فیدر خروجی خودداری نمود.
- لازم است با انجام بازدیدهای منظم، از صحت اجرای طرح‌های حفاظت ویژه در نقاط مختلف شبکه با توجه به دستورالعمل‌های ابلاغی از طرف راهبر شبکه اطمینان حاصل شود.

۴-۷- ارتقاء و افزایش قابلیت‌های واحدهای نیروگاهی

- واحدهای نیروگاهی با قابلیت خود راه اندازی (Black-Start) دارای نقشی کلیدی در بازیابی^{۱۰} شبکه به هنگام بروز خاموشی‌های سراسری هستند. اصولاً در زمان بروز حادثه، ابتدا سیستم قدرت به تعدادی جزیره تقسیم می‌شود و یکی از نیروگاه‌های موجود در هر جزیره، وظیفه کنترل فرکانس را بر عهده می‌گیرد. سپس خطوط، بارها و نیروگاه‌ها در هر جزیره بازیابی شده و در نهایت تمامی جزیره‌ها با هم سنکرون گردیده و سایر تجهیزات باقیمانده نیز وارد مدار می‌گردند.
- به منظور اتخاذ تدابیر لازم برای بازیابی سریع شبکه با قابلیت اطمینان بالا، ضروری است در گام نخست مطالعات و شبیه سازی‌های جامع صورت گرفته و با توجه به وضعیت شبکه، واحدهایی که دارای قابلیت خود راه اندازی باشند، تعیین گردند. در هر ناحیه (جزیره) از شبکه، بایستی حداقل یک واحد نیروگاهی با قابلیت خود راه اندازی وجود داشته باشد. برخی از معیارهایی که در انتخاب جزیره‌ها و تقسیم‌بندی آنها باید مد نظر قرار گیرد، به شرح ذیل است:

7-Special Protection Systems

8-Under Frequency Load Shedding

9-Under Voltage Load Shedding

10-Restoration

- ✓ توانایی راه اندازی واحدهای اصلی نیروگاه خود راه انداز (حداقل یک واحد) از حالت وقفه کامل بدون استفاده از منابع تغذیه خارجی و تأمین توان مورد نیاز راه اندازی تجهیزات.
 - ✓ در هر جزیره امکان ایجاد توازن بار مصرفی و تولید در بازه مشخص فرکانسی وجود داشته باشد.
 - ✓ در هر جزیره باید امکان کنترل و حفظ پروفیل ولتاژ با استفاده از عملیات کنترلی مناسب نظیر ورود و خروج خازن و راکتور شنت و تغییر تپ ترانسفورماتورها وجود داشته باشد.
 - ✓ به منظور اتصال جزیره‌های مجاور به یکدیگر، لازم است امکان تبادل توان هر جزیره با جزیره‌های مجاور به وسیله خطوط ارتباطی ممکن باشد.
 - ✓ ایجاد ارتباط مخابراتی بین جزیره‌ها امکان‌پذیر باشد.
 - ✓ تجهیزات مورد نیاز جهت سنکرونیزاسیون در خطوط ارتباطی بین جزیره‌ها موجود باشد.
 - ✓ امکان راه اندازی واحد توسط اپراتور نیروگاه در شرایط عدم وجود ارتباط مخابراتی با دیسپاچینگ.
 - ✓ امکان برقرار کردن بخش معینی از شبکه انتقال و در صورت ضرورت شبکه توزیع.
 - ✓ امکان تأمین برق مورد نیاز برای راه اندازی سایر واحدهای نیروگاهی مؤثر در بازیابی شبکه.
 - ✓ توانایی پاسخ سریع ژنراتور به تغییرات بار.
 - ✓ قابلیت بارگذاری لحظه‌ای واحد نیروگاهی در حدود مجاز تعریف شده و کنترل فرکانس و سطح ولتاژ در محدوده قابل قبول در طی فرآیند بارگیری از واحد.
 - ✓ توانایی واحد نیروگاهی در انجام متوالی چند Black-Start به منظور در نظر گرفتن تریپ‌های احتمالی شبکه.
 - ✓ توانایی تأمین توان راکتیو مورد نیاز شبکه انتقال با توجه به اینکه در مرحله اول خطوط انتقال و سپس بارها بازیابی می‌شوند، لازم است واحدهای نیروگاهی خود راه انداز بتوانند در ابتدا، توان راکتیو تولید شده توسط خطوط و کابل‌های انتقال را جذب کند.
 - ✓ انجام تست‌های دوره‌ای به منظور اطمینان از کارایی واحد نیروگاهی در زمان نیاز.
- یکی از راهکارهای مؤثر افزایش پایداری دینامیکی سیستم قدرت، استفاده از ^{۱۱} PSS در واحدهای نیروگاهی است. تنظیم بهینه پارامترهای PSS با توجه به شرایط شبکه می‌تواند باعث جلوگیری از ناپایداری ژنراتور در حین بروز اغتشاشات دینامیکی و نوسانات فرکانس پائین ^{۱۲} (LFO) در شبکه گردد.

11 - Power System Stabilizer

12- Low Frequency Oscillations

✓ عدم تنظیم مناسب PSS واحدهای نیروگاهی در یک ناحیه باعث می‌شود که نه تنها نوسانات توان ایجاد شده میرا نشود، بلکه به مرور تشدید شده و در نهایت منجر به ناپایداری شبکه و جدا شدن آن ناحیه از شبکه سراسری گردد.

✓ مکان‌یابی و تنظیم مناسب PSS در واحدهای نیروگاهی، می‌بایست با توجه به وضعیت شبکه و مشخصات واحدهای نیروگاهی تعیین گردد. لزوم استفاده از PSS در برخی از واحدهای نیروگاهی و هماهنگی PSS های موجود در یک ناحیه با یکدیگر، می‌بایست با انجام مطالعات دقیق پایداری تعیین گردد. علاوه بر این ضروری است تنظیمات پارامترهای PSS توسط شبیه‌سازی‌های جامع و دقیق مورد ارزیابی قرار گرفته و صحت آنها تأیید شود.

- قابلیت عملکرد نیروگاه‌ها در شرایط بار جزئی^{۱۳} و جزیره شدن^{۱۴} نقش بسزائی در بازیابی تولید و در نتیجه بازیابی کل سیستم، هنگام وقوع خاموشی‌های سراسری و حوادث عمده نیروگاهی دارد. قطع بار جزئی برای یک نیروگاه، عبارت است از کاهش شدید و ناگهانی بار در حالی که کلید اصلی ژنراتور^{۱۵} (GCB) همچنان بسته بوده و اتصال ژنراتور به مابقی بار کماکان برقرار باشد. این شرایط ممکن است در حین جزیره شدن یک ناحیه یا یک نیروگاه به وجود آید.

✓ برای داشتن قابلیت عملکرد ژنراتور در شرایط قطع بار جزئی، سیستم‌های کنترلی واحد نیروگاهی باید قادر به کاهش سریع توان ورودی به توربین (سوخت) باشند. این قابلیت، امکان بازیابی سریع شبکه را در حوادث بزرگ فراهم می‌سازد.

- طراحی و به کارگیری مناسب سیستم‌های کنترل فرکانس از اهمیت بسزائی در حفظ پایداری فرکانسی شبکه برق برخوردار است. تجارب موجود در شبکه برق ایران بیانگر این است که کنترل مناسب فرکانس می‌تواند در حین بروز اغتشاشات شدید در شبکه و شرایط عدم تعادل بین تولید و مصرف یک ناحیه، باعث جلوگیری از افت شدید فرکانس و عدم نیاز به حذف بار توسط رله‌های حذف بار فرکانسی گردد. بهبود فرآیند کنترل فرکانس می‌تواند شامل مشارکت بهینه و تنظیم مناسب دروپ واحدهای مختلف نیروگاهی در کنترل فرکانس و نیز استفاده از سیستم‌های پیشرفته کنترل خودکار تولید (AGC) باشد.

13- Partial Load Rejection

14 -Islanding

15 -Generator Circuit Breaker

۴-۸- استفاده از سیستم‌های جدید WAMPAC و تعیین شاخص‌های مورد نیاز شبکه

پیشرفت سیستم‌های مخابراتی و گسترش کاربرد آنها در سیستم‌های قدرت، امکان اندازه‌گیری پارامترهای الکتریکی را در نقاط مختلف شبکه و به صورت سنکرون و متمرکز توسط دستگاه‌های PMU فراهم آورده است. گسترش و پیچیدگی شبکه‌های قدرت به هم پیوسته، باعث بروز پدیده‌های دینامیکی و اغتشاشاتی نظیر نوسانات توان بین ناحیه‌ای در سیستم‌های قدرت شده که برای حفظ و افزایش امنیت شبکه در برابر این پدیده‌ها، نیاز به کنترل و حفاظت ناحیه وسیعی از سیستم قدرت به صورت Real-time و متمرکز می‌باشد.

- برای پیاده‌سازی این سیستم‌ها، نیاز به یک بستر مخابراتی قوی و مطمئن وجود دارد که بتواند حجم وسیعی از اطلاعات را از نقاط مختلف شبکه جمع‌آوری و به مرکز کنترل ارسال نماید. امروزه استفاده از سیستم‌های WAMPAC به عنوان راهکاری مفید برای جلوگیری از گسترش حوادث عمده و بروز خاموشی‌های سراسری در سیستم‌های قدرت معرفی شده است. لازم است با انجام مطالعات جامع و دقیق، چگونگی استفاده از این سیستم‌ها در کنترل و حفاظت شبکه به منظور شناسایی شاخص‌های مورد نیاز شبکه، نحوه طراحی، پیاده‌سازی و بهره‌برداری از سیستم‌های WAMPAC در طرح‌های توسعه و بهینه‌سازی حفاظت شبکه اصلی کشور جهت جلوگیری از گسترش حوادث عمده تعیین گردد.

اسامی تهیه کنندگان

- ۱- آقای دکتر داود فرخزاد
- ۲- آقای مهندس حسین ایوب زاده
- ۳- آقای مهندس میرجواد عابد رشیدی
- ۴- آقای مهندس علی عاقلی
- ۵- آقای مهندس سید محمد هاشمی

ویراستاری و تنظیم گزارش: خانم مهندس مریم حریرفروش

Telegram: @ElectricalDocument

@rozhbin_electric



@ElectricalDocument

All Together To Upgrade Technical Knowledge



Telegram: @ElectricalDocument