

فستاد

فشریه فنی تخصصی
شماره ۲۲ - تابستان ۱۳۸۶





MC IGAT-V PROJECT

پروژه خط لوله پنجم سراسری انتقال گاز ترش

در راستای طرح توسعه فازهای ۶، ۷ و ۸ میدان گازی پارس جنوبی، طرح خط لوله پنجم سراسری IGAT-V جهت انتقال گاز ترش حدود ۳۰۰۰ میلیون فوت مکعب در روز، از پالایشگاه عسلویه جهت تزریق به میدان نفتی آغاچاری گچساران، بی بی حکیمه و پازنان در نظر گرفته شده و شرکت مهندسين مشاور قدس نیرو بعنوان مدیر طرح، عهده دار این طرح ملی مهم و ویژه گردیده است.

طرح خط لوله پنجم سراسری گاز در برگیرنده بخشهای زیر می باشد :
الف : احداث یک خط لوله به قطر ۵۶ اینچ که از خروجی پالایشگاه گاز عسلویه (فازهای ۶، ۷ و ۸) شروع شده و با طول تقریبی ۵۰۴ کیلومتر تا آغاچاری ادامه می یابد.

- ب : جمعا تعداد ۵ ایستگاه تقویت فشار گاز از عسلویه تا آغاچاری
- ج : ۵ ایستگاه لانچر - رسیور
- د : ۱۷ ایستگاه شیر بین راهی



مقدمه

صنعت نفت و گاز در کشور ما نقش بسیار پر اهمیتی را در تامین، توزیع و کنترل انرژی ایفا می کند و به همین سبب تاثیر توانمندی در محدوده این صنعت، بر ساختار صنعتی و اقتصادی کل کشور بسیار قابل لمس است.

شرکت مهندسين مشاور قدس نیرو که پیشرو و صاحب تجربه در زمینه نیرو و انرژی است، بدرستی تصمیم گرفت که با تکیه بر تجارب مهندسی و مدیریتی خود، سهمی در ارتقاء نظام صنعتی و اقتصادی کشور داشته باشد. لذا از سال ۱۳۸۱ فعالیتها را خود را در این زمینه آغاز نمود و در حال حاضر این واحد موفق شده است ضمن تمرکز با تجربه ترین کارشناسان این صنعت در ساختار سازمانی خود، یکی از بزرگترین پروژه های نفت و گاز را بصورت MC مدیریت نماید.



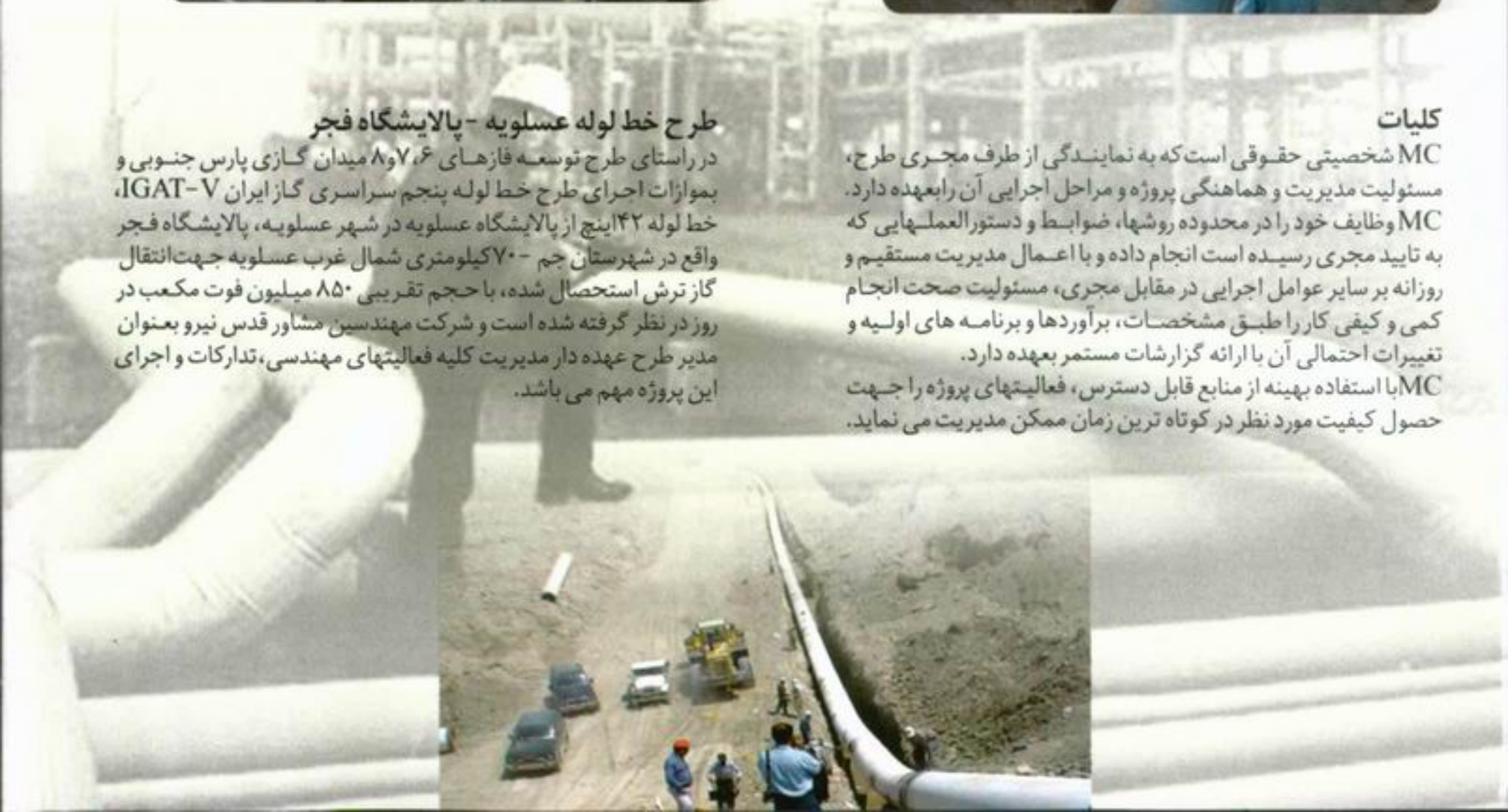
طرح خط لوله عسلویه - پالایشگاه فجر

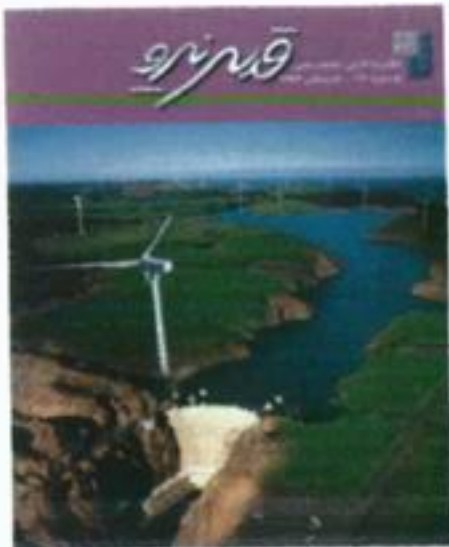
در راستای طرح توسعه فازهای ۶، ۷ و ۸ میدان گازی پارس جنوبی و بموازاات اجرای طرح خط لوله پنجم سراسری گاز ایران IGAT-V، خط لوله ۴۲ اینچ از پالایشگاه عسلویه در شهر عسلویه، پالایشگاه فجر واقع در شهرستان جم - ۷۰ کیلومتری شمال غرب عسلویه جهت انتقال گاز ترش استحصال شده، با حجم تقریبی ۸۵۰ میلیون فوت مکعب در روز در نظر گرفته شده است و شرکت مهندسين مشاور قدس نیرو بعنوان مدیر طرح عهده دار مدیریت کلیه فعالیتها مهندسی، تدارکات و اجرای این پروژه مهم می باشد.

کلیات

MC شخصیتی حقوقی است که به نمایندگی از طرف مجری طرح، مسئولیت مدیریت و هماهنگی پروژه و مراحل اجرایی آن را عهده دارد. MC وظایف خود را در محدوده روشها، ضوابط و دستورالعملهایی که به تایید مجری رسیده است انجام داده و با اعمال مدیریت مستقیم و روزانه بر سایر عوامل اجرایی در مقابل مجری، مسئولیت صحت انجام کمی و کیفی کار را طبق مشخصات، برآوردها و برنامه های اولیه و تغییرات احتمالی آن با ارائه گزارشات مستمر عهده دارد.

MC با استفاده بهینه از منابع قابل دسترس، فعالیتها را جهت حصول کیفیت مورد نظر در کوتاه ترین زمان ممکن مدیریت می نماید.





نشریه فنی تخصصی قدس نیرو
شماره ۲۲ - تابستان ۱۳۸۶

مدیر مسئول: مهندس احمد شکوری راد
سر دبیر: مهندس فتانه دوستدار

با تشکر از همکاری آقایان:

- مهندس احمد اهرابی
- مهندس حسین بختیاری زاده
- مهندس احمد فریدون درافشان
- مهندس علی شاه حسینی
- دکتر همایون صحیحی
- مهندس منصور قزوینی
- مسعود نجمی

از مدیر و همکاران محترم امور پشتیبانی سپاسگزاریم.

هیأت داوران:

- مهندس پورنگ پاینده، مهندس حسن تفرشی،
- مهندس مسعود حبیب...زاده، مهندس فتانه دوستدار،
- مهندس محمد ابراهیم رئیسی، مهندس محمد
- حسن زرگروشتری، مهندس محمود زواری،
- مهندس فرهاد شاهمنصوریان، مهندس فرهنگ شعفی،
- مهرداد صارمی، دکتر همایون صحیحی، مهندس
- غلامرضا صفارپور، دکتر جعفر عسگری، مهندس نرگس
- علیرمائی، مهندس امیر همایون فتحی، مهندس علی
- اصغر کسائی، مهندس وحید مرتضوی، مهندس
- اکبر مقدر، مهندس محمدیحیی نصرالهیی، مهندس
- محمدرضا نصرالهیی، مهندس بهروز هنری.

فهرست مطالب

۱	معرفی
۲	سر مقاله
	تشریح فرآیند تولید سیالات فوق سرد و کاربرد آن
۳	در صنایع مختلف - مهندس شهاب والامنش
۱۲	اضافه ولتاژ در سیستم‌های الکتریکی - دکتر کاوس قصبه
	ایجاد یک شبکه توزیع آزمایشگاهی جدید و پیاده سازی
	یک روش جامع جهت تخمین هزینه‌های ناشی از قطع برق
۲۷	مشترکان - مهندس هانی پيله ور جاوید
	طراحی و آنالیز دایک‌های ساحلی - مهندس محسن
۴۲	معجزی و مهندس حامد فرشپاف آقاجانی
	بهینه یابی موقعیت دیوارهای برشی در پلان سازه‌های بتنی -
۴۹	دکتر جعفر عسگری مارنانی و مهندس پریسا سرتاجی
	طراحی حفاظت جریان زیاد برای شبکه‌های توزیع
	محتوی تولید پراکنده - مهندس سید علی محمد جوادیان
۶۲	فیروز آبادی

این نشریه از طریق اینترنت قدس نیرو نیز در دسترس علاقمندان می‌باشد.
ارتباط مستقیم با مقاله‌دهندگان از طریق Email یا فاکس آنان در انتهای
هر مقاله و همچنین ارائه نظرات، پیشنهادات و سؤالات احتمالی خوانندگان
گرامی از طریق اینترنت قدس نیرو و یا شماره تلفن نشریه ۸۸۴۴۲۴۸۲
امکان پذیر می‌باشد.

از خوانندگان محترمی که مایل به ارسال مقاله برای نشریه می‌باشند تقاضا می‌شود موارد ذیل را رعایت فرمایند:

- موضوع مقاله در چارچوب اهداف نشریه و در ارتباط با صنعت آب، برق، نفت و گاز و پتروشیمی باشد.
- مقاله‌های تألیفی یا تحقیقی مستند به منابع علمی معتبر و مقاله‌های ترجمه شده منظم به تصویر اصل مقاله باشد.
- مقاله‌های ارسالی بر روی یک کاغذ A4 و با خط خوانا و یا تایپ شده و شکل‌ها، عکس‌ها، نمودارها و جداول کاملاً واضح و قابل استفاده و حتی‌الامکان به روش گرافیک کامپیوتری ارائه گردد.
- توضیحات و زیرنویس‌ها به صورت مسلسل شماره‌گذاری شده و در پایان هر مقاله ذکر شوند.
- نشریه در تلخیص، تکمیل، ادغام و ویرایش مطالب مقالات آزاد است.
- مقاله دارای چکیده، مقدمه، نتیجه‌گیری و لیست مراجع بوده، به همراه رزومه مختصری از صاحب مقاله ارائه گردد.
- مقاله ارسالی قبلاً در نشریه دیگری چاپ نشده‌باشد.
- موارد فوق‌الذکر برای دریافت مقاله از علاقمندان خارج از قدس نیرو نیز برقرار می‌باشد.



به نام خدا سر مقاله

آینده سازی

آینده سازی، واژه ای نه در مقابله با گذشته مداری، حال مداری و آینده مداری، بلکه در راستای نگرش به هر سه و بهره گیری از حاصل عملکردی آنها و هدایت به سمت کل نگر و طراحی آینده ای مطلوب میباشد.

گذشته مدار، در برابر تغییر مقاومت میکند و اگر موجی برخیزد در خلاف جهت آن شنا میکند. حال مدار، با تغییر کاری ندارد و برای حفظ آنچه تجربه کرده، هنگام موج لنگر می اندازد تا موقعیت فعلی تجربه شده خود را حفظ کند. آینده مدار، از تغییر استقبال میکند و سوار بر موج میشود. اما آینده ساز، خود تغییر ایجاد میکند و موج میسازد. آنچه در گذشته آموخته و در حال تجربه کرده و برای آینده برنامه ریزی نموده است را بکار میگیرد و آینده ای روشن و مطلوب را طراحی میکند و تغییرات خود را با تغییرات محیط سازگار می نماید.

واژه هایی همچون طرح ریزی زندگی، طرح کسب و کار، برنامه ریزی تعاملی و بسیاری دیگر، از تفکر آینده سازی حاصل میگردند. تفکر آینده سازی، میتواند در یک شخص، یک گروه، یک شرکت یا سازمان، یک کشور یا منطقه و حتی در سطح جهانی مطرح باشد.

شخصی که آینده مطلوب خود را طراحی میکند و تلاش دارد به آن برسد، با برنامه ریزی و طرح ریزی زندگی خود، ابتدا به سئوالاتی چون، چه بوده ام؟ چه هستم؟ چه باید باشم؟، پاسخ داده و سپس آنچه میخواهد باشد را با تکیه بر اطلاعات پردازش شده حاصل از پاسخگویی به این سئوالات، طرح ریزی مینماید.

یک کشور نیز با تحلیل منابع در دسترس اعم از منابع طبیعی و معادن، نیروی انسانی، مزیت‌های نسبی و رقابتی خود و تحلیل محیط خود اعم از محیط‌های سیاسی، اقتصادی، فرهنگی و اجتماعی خود، آنچه بوده و هست و باید باشد را شناسایی و سپس آنچه میخواهد باشد را طرح ریزی نموده و به سمت آن حرکت میکند.

شرکت مهندسین مشاور قدس نیرو، با تکیه بر توان تخصصی و تجارب ارزشمند بدست آمده در طی سالیان، با تفکر آینده سازی، بستر مناسبی را برای طراحی آینده مطلوب خود فراهم آورده است. بطوریکه با پیاده سازی برنامه ریزی استراتژیک و تعاملی و نیز سیستم مدیریت یکپارچه (IMS)، سیستم مدیریت دانش (Knowledge Management)، سیستم های استاندارد OHSAS 18001 - ISO 14001 - ISO 9001، سیستم های مدیریت کیفیت و بسیاری دیگر، در راستای توسعه و تعالی گام برداشته و با هدف گذاری و تعیین چشم انداز (Vision) و ماموریت (Mission) و خط مشی عالی خود، در شرف تبدیل شدن به الگویی از یک سازمان با خدمات مطلوب در سطح کشور و حتی منطقه می باشد، و آینده ای روشن همراه با توسعه های فردی و جمعی همکاران، جلب رضایت ذینفعان و رشد و توسعه جامعه و کشور را طرح ریزی نموده است.



تشریح فرآیند تولید سیالات فوق سرد و کاربرد آن در صنایع مختلف

شهاب والامنش

کارشناس شیمی - مدیریت ارشد مهندسی نیروگاههای بخار و انرژی های نو

چکیده

گازهای مایع که عمدتاً دارای دمای بسیار پایینی میباشند در صنایع مختلف و مراکز تحقیقاتی کاربرد فراوانی دارند. تولید این محصولات به لحاظ مشخصات محصول و ماهیت فرآیند تولید به گونه ای است که شرایط خاصی را چه از نظر اصول طراحی و مهندسی و چه از نظر بهره برداری و حمل و نقل ایجاد میکند. سازمان انرژی های نو ایران برای اولین بار در کشور اقدام به تعریف پروژه ای به منظور طراحی، تامین تجهیزات، نصب و راه اندازی و بهره برداری واحد تولید هیدروژن مایع نموده است که شرکت مهندسی مشاور قدس نیرو به عنوان مشاور در این پروژه که محل اجرای آن سایت طالقان می باشد، فعالیت می نماید و علاوه بر نظارت، بخشی از عملیات طراحی واحد نیز در این شرکت انجام می گیرد. در این مقاله سعی شده است که ابتدا به مقوله تولید گازهای مایع، و سپس به کاربرد و اهمیت هیدروژن مایع پرداخته شود.

۱- مقدمه

داده شده بود جز قطعه یخ نسبتاً کوچکی باقی نمی ماند. به همین علت با تحمل هزینه سنگین فقط افراد ثروتمند قادر به تهیه و مصرف یخ در مناطق گرمسیر بودند. John Gorrie دریافت که اگر فشار گاز فشرده شده به طور ناگهانی کاهش داده شود دمای گاز به میزان قابل توجهی افت پیدا کرده و سرد می شود و به دلیل کاهش دما، دمای محیط جذب گردیده و باعث خنک شدن محیط اطراف می شود. بر این اساس وی ماشینی را طراحی کرد که در آن هوا در داخل محفظه ای بوسیله یک پیستون که نیروی محرکه خود را از یک موتور بخار دریافت می کرد فشرده شده و سپس با کاهش ناگهانی فشار سرد گردیده و وارد فضایی می شد که در آن مقداری آب قرار داده شده بود و به این ترتیب گرما از آب به گاز منتقل شده و به تدریج باعث انجماد آب می گردید.

Cryogenic Engineering شاخه ای از علوم مهندسی است که در آن به مبحث سیالات فوق سرد پرداخته می شود. واژه سیالات فوق سرد عموماً به گازهای مایع شده که دارای دمای بسیار پایینی هستند اطلاق می شود. در جدول (۱) دمای تعدادی از گازهای مایع نشان داده شده است. نخستین فعالیت در زمینه Cryogenic در سالهای ۱۸۵۰-۱۸۳۰ توسط John Gorrie در ایالات متحده آمریکا صورت گرفت. در آن زمان تهیه یخ برای موارد مصرف مورد نیاز کار بسیار دشوار و پرهزینه ای بود و برای تامین آن می بایستی قطعات بزرگ یخ از مناطق سرد سیر تهیه و با صرف هزینه زیاد به محل مصرف منتقل می گردید و با توجه به قطعات حجیم یخ که با زحمت فراوان و هزینه گزاف به محل انتقال

جدول (۱): دمای تعدادی از گازهای مایع

Property	Oxygen	Nitrogen	Air	Methane
Normal boiling point (°C)	-183	-196	-195	-160



به این ترتیب اولین دستگاه ساخت یخ در جهان ساخته شد.

پس از ساخت این دستگاه و مشخص شدن مکانیزم روش سرمایش، فعالیت‌های فراوانی در صنعت رواج پیدا کرد، به عنوان مثال تا آن زمان تامین گوشت در مناطقی که دارای منابع مناسبی نبودند بسیار دشوار بود ولی پس از امکان سرد کردن محیط، نگهداری و حمل و نقل آن در جهان رواج یافت. با استفاده از موتورهای بخار هوای فشرده تولید می‌گردید و سرمای مورد نیاز سردخانه‌ها را تامین می‌نمودند. با استفاده از این روش اولین کشتی حامل گوشت در دسامبر ۱۸۷۹ استرالیا را به مقصد انگلستان ترک کرد.

تا این مرحله فقط گازهای سرد جهت خنک کردن محیط، تولید می‌گردید و هیچگونه تحقیقاتی در مورد تولید گاز مایع صورت نگرفته بود. با پیشرفت صنایع مختلف ضرورت‌هایی ایجاد شد که مقدمه تولید گازهای مایع فراهم شوند. بیشتر گازهای مایع که در صنایع مختلف استفاده می‌شوند به عنوان حامل انرژی به کار گرفته شده و معمولاً به جهت سوخت، مورد استفاده قرار می‌گیرند. گازها هنگامیکه به مایع تبدیل می‌شوند حجم آنها صدها برابر کاهش پیدا میکند و این بدان معنی است که اگر دو مخزن با حجم یکسان را در نظر بگیریم که یکی حاوی ماده ای به شکل گاز و دیگری حاوی همان ماده به صورت مایع باشد، مخزن حاوی مایع، صدها برابر انرژی بیشتری نسبت به مخزن گاز خواهد داشت. اولین بار در سال ۱۹۲۶ در آمریکا ترکیب اکسیژن مایع و بنزین در یک موشک آزمایشی - مورد استفاده قرار گرفته و با موفقیت انجام گردید. هر چند که مدت پرواز این موشک تنها ۲/۵ ثانیه به طول انجامید و سرعت آن نیز به

بیش از ۱۰۰ کیلو متر در ساعت نرسید ولی بعدها یک نفر آلمانی به نام Herman Oberth با انجام اصلاحاتی بر روی این روش موفق به تولید موشکی با نام Vengeance Weapon 2 گردید که در جهان با نام موشکهای V-2 شناخته می‌شوند. این موشک در زمان جنگ جهانی دوم تنها سلاحی بود که می‌توانست مسافت بین برلین و لندن را طی کند که باعث مرگ هزاران نفر از مردم و نظامیان انگلیس گردید.

یکی دیگر از امکاناتی که در پی تولید گازهای مایع فراهم گردید امکان انجام آزمایشها و تولید مواد مختلف در دماهای بسیار پایین بود که از آن جمله میتوان به تحقیقاتی که بر روی ابر رساناها صورت گرفته است اشاره کرد. ابر رساناها موادی هستند که کمترین مقاومت ممکن را در برابر عبور جریان الکتریسیته دارند و در حین فرآیند انتقال، باعث حداقل اتلاف انرژی می‌شوند.

۲- فرآیند مایع سازی گازها

مایع سازی تمام گازها توسط سرد کردن آنها تا زیر دمای بحرانی آنها انجام می‌شود. گازهایی که دمای آنها پایین تر از دمای بحرانی باشد می‌توانند در فشار معینی به صورت مایع درآیند ولی در صورتیکه دمای گاز بالاتر از دمای بحرانی آن باشد در هیچ فشاری نمیتوان آن را به مایع تبدیل نمود.

فرآیند سرد سازی که طی آن گاز سرد تولید می‌شود و فرآیند مایع سازی گاز، بسیار به هم نزدیک هستند. در هر دو فرآیند ابتدا گاز تا فشار معینی فشرده شده و سپس از یک تجهیز فشار شکن مانند شیر انبساط یا توربین انبساطی عبور داده می‌شود. به محض کاهش فشار، دمای آن نیز کاهش یافته و با توجه به



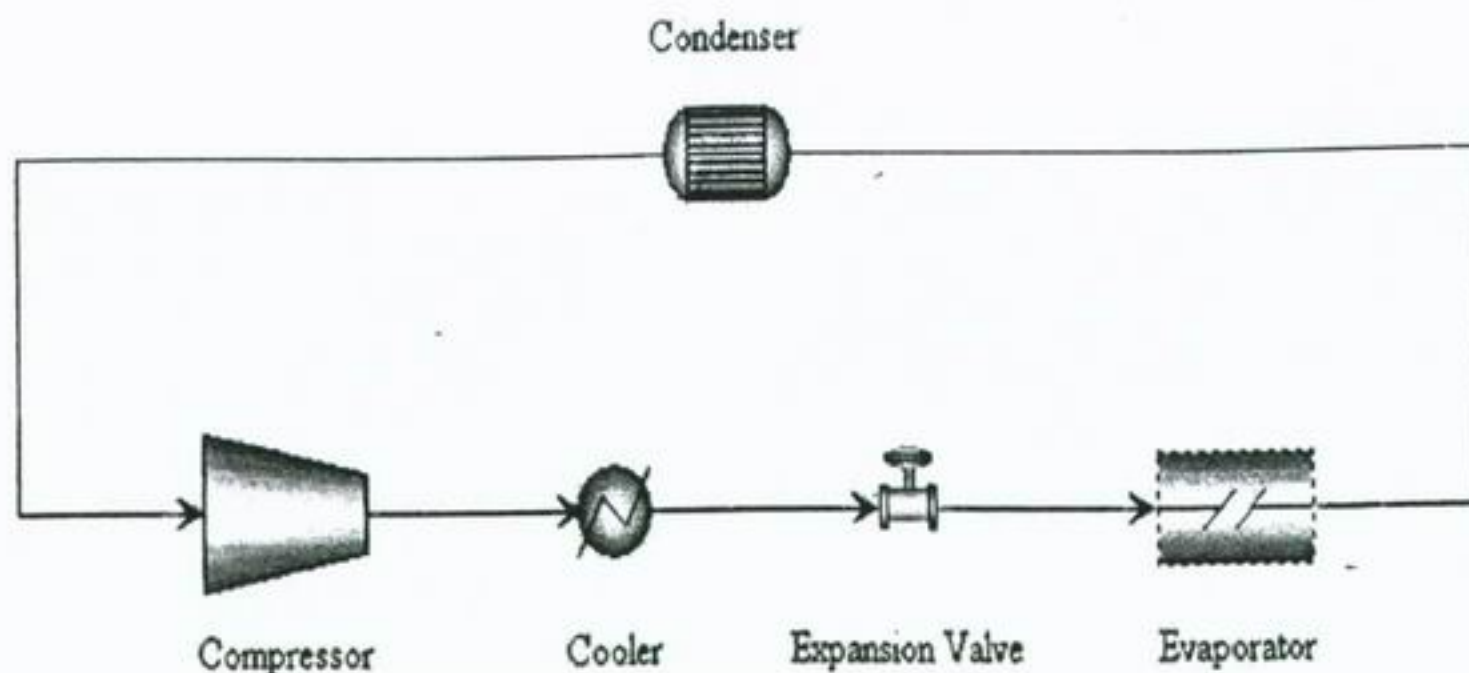
پارامترهای در نظر گرفته شده مانند فشار اولیه گاز، میزان کاهش فشار و دمای گاز در مرحله قبل از کاهش فشار میتواند مقداری از آن به مایع تبدیل شود (تبدیل شدن گاز به مایع و میزان تبدیل آن بستگی به پارامترهای طراحی دارد). سپس گاز سرد پس از جذب حرارت مجدداً به کمپرسور برمیگردد تا دوباره فشرده شده و وارد سیکل شود.

در شکل (۱) Block Diagram یک سیکل سرمایش نشان داده شده است.

تفاوت اصلی فرآیند سرد سازی گاز و فرآیند مایع سازی در این است که در فرآیند های سرد سازی هیچ انباشتگی در سیستم به وجود نمی آید و کل سیال در سیستم بدون تغییر در مقدار آن، در چرخش می باشد ولی در فرآیند مایع سازی بخشی از سیال که تبدیل به مایع شده است از سیستم خارج می شود، بنابراین میزان سیال موجود در سیستم با زمان تغییر میکند و کاهش می یابد. برای جبران این کاهش باید میزان مشخصی از گاز با دما و فشار معین به سیستم تزریق شود تا سیکل مایع سازی، امکان ادامه کار را داشته باشد.

این تفاوت باعث می شود که تمام محاسبات مربوط به موازنه جرم و انرژی، همچنین محاسبات ترمودینامیکی این دو فرآیند با یکدیگر متفاوت باشند.

سرد شدن گازها در حین فرآیند تقلیل فشار بستگی به ضریب ژول-تامپسون هر گاز دارد. این ضریب نیز تابع فشار و دمای گاز بوده و میتواند مثبت، منفی یا صفر باشد. اگر یک گاز دارای ضریب ژول-تامپسون مثبت باشد با کاهش فشار، دمای آن نیز کاهش می یابد ولی اگر ضریب ژول-تامپسون آن منفی باشد رفتار گاز در فرآیند تقلیل فشار برعکس شده و در اثر کم شدن فشار، دمای آن افزایش می یابد. بنابراین با توجه به منحنی تغییرات ضریب ژول-تامپسون نسبت به دما و فشار، پارامترهای طراحی سیکل های مایع سازی در نظر گرفته می شود به این ترتیب که گاز در مرحله قبل از تقلیل فشار باید به دمایی رسیده باشد که ضریب ژول-تامپسون آن مثبت باشد. این دما که Inverse Temperature نامیده می شود برای گازهای مختلف تفاوت زیادی با یکدیگر دارند.



شکل (۱): سیکل سرمایش

در جدول (۲) دمای وارونگی چند گاز با یکدیگر مقایسه شده است:

در شکل (۲) منحنی تغییرات ضریب ژول-تامپسون نسبت به دما برای گاز هیدروژن نشان داده شده است.

در صنایع Cryogenic برای طراحی و ساخت واحدهای مایع سازی گاز معمولاً از یکی دو روش ذیل استفاده می شود :

- سیکل لینده (Linde Cycle)

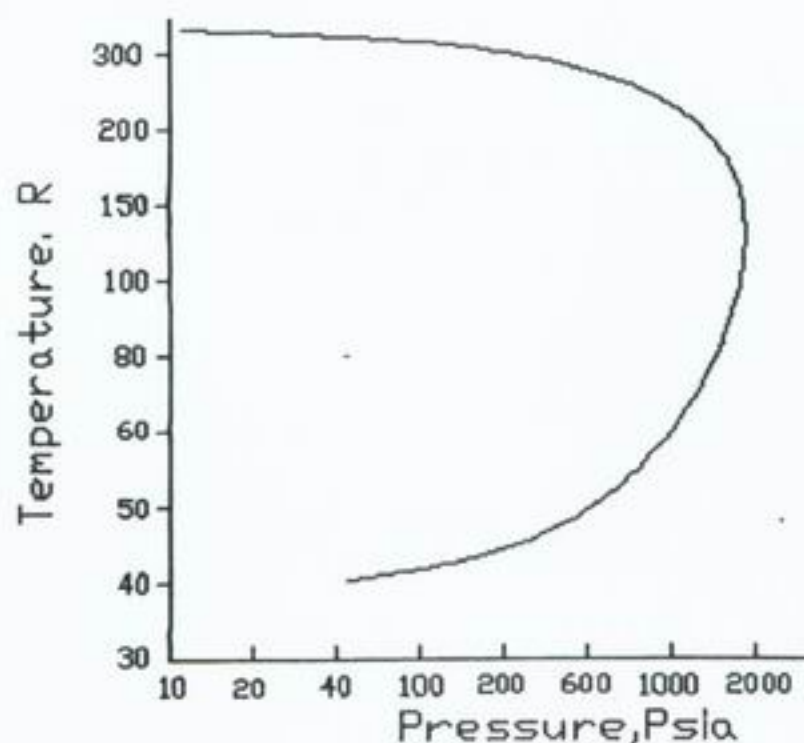
- سیکل کلود (Claude Cycle)

با توجه به توضیحاتی که داده شد مشخص است که اصول عملکرد هر دو روش یکسان است و فقط در جزئیات طراحی با یکدیگر تفاوت‌های اندکی دارند. اصول طراحی این سیکل‌ها بدین صورت است که گاز مورد نظر

ابتدا توسط کمپرسور طی یک فرآیند ایزوترمال (دما ثابت) فشرده می‌شود. سپس توسط یک جریان سرد به دمای مناسب که در آن دما ضریب ژول-تامپسون گاز مثبت است دمای آن کاهش پیدا میکند و در نهایت از یک تجهیز فشار شکن عبور داده می‌شوند. پس از کاهش فشار، دما نیز افت میکند و جریان، تقلیل فشار یافته، تبدیل به یک جریان دو فازی می‌شود که فاز مایع آن به عنوان محصول ذخیره شده و فاز گازی آن که هم دما با فاز مایع می‌باشد به عنوان مایع سرد ساز که در بالا به آن اشاره شد وارد مبدل حرارتی شده و در نهایت به کمپرسور وارد می‌شود. تفاوت سیکل‌های Claude و Linde فقط در مرحله سرد سازی گاز قبل از کاهش فشار می‌باشد.

جدول (۲): مقایسه وارونگی چند گاز

Fluid	Maximum inversion Temperature(°C)
Oxygen	448
Hydrogen	-70
Air	330
Nitrogen	349



شکل (۲)

۳-۱- عایق بندی مخازن

مسأله عایق بندی مخازن نگهداری گازهای مایع بدین لحاظ اهمیت دارد که می‌بایستی کمترین حرارت ممکن از محیط اطراف به آنها نفوذ کند. حرارت محیط به سه طریق به سیال ذخیره شده منتقل می‌شود:

- هدایت گرمایی (Conduction) که از طریق بدنه مخزن و ساپورتها، حرارت محیط اطراف را به سیال درون مخزن منتقل میکند.
- انتقال حرارت از طریق (Convection) که توسط گاز درون مخزن انجام می‌شود.
- انتقال حرارت بوسیله تابش (Radiation) که بین دو سطح که دارای اختلاف دما هستند اتفاق می‌افتد.

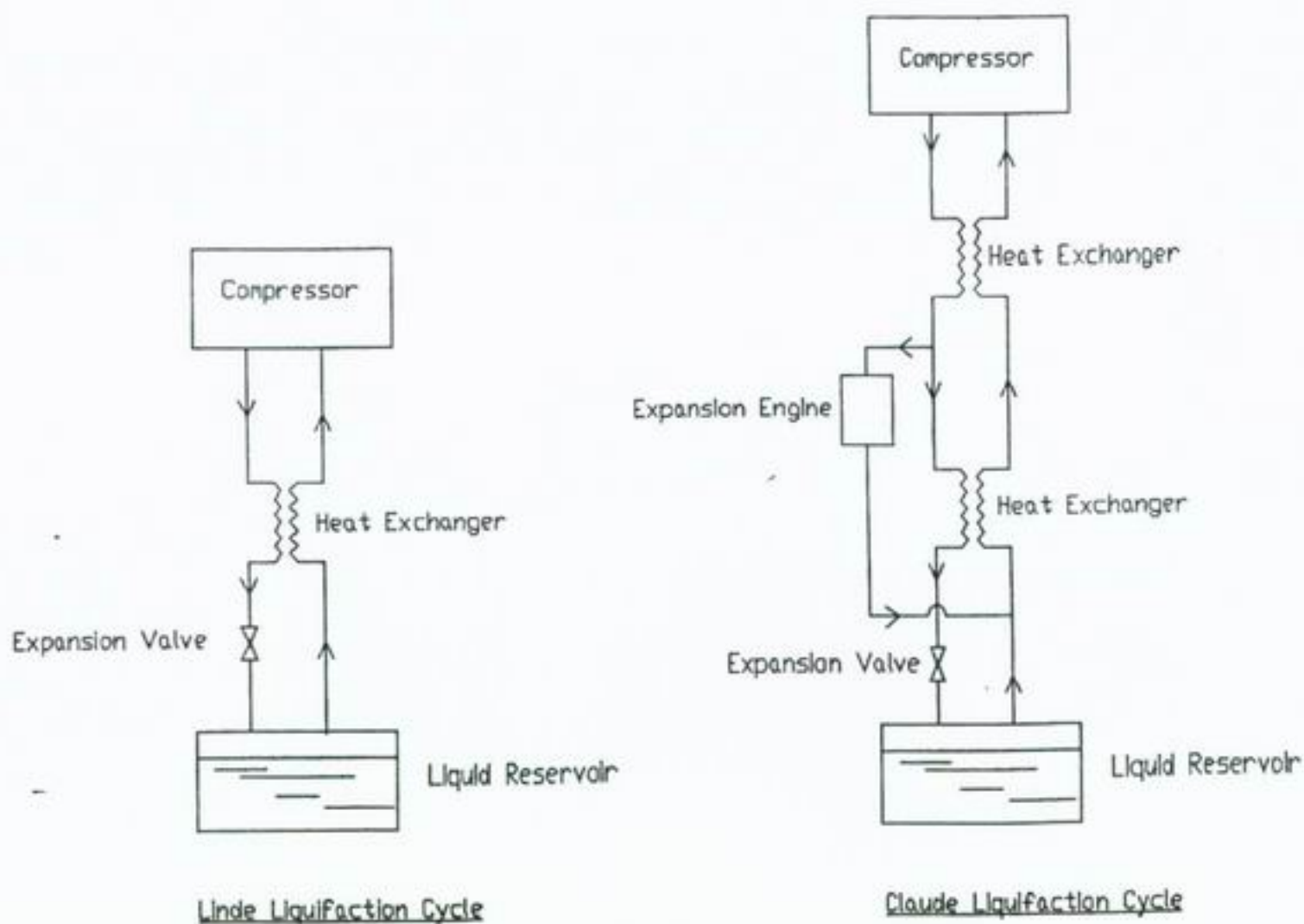
برای به حداقل رساندن میزان حرارت منتقل شده از محیط به مخزن، ملاحظات در طراحی مخازن Cryogenic در نظر گرفته می‌شود که در ادامه به آنها اشاره خواهیم کرد.

در سیکل Claude علاوه بر جریان گاز سرد که فاز گازی جریان تقلیل فشار یافته می‌باشد از جریان اصلی بعد از کمپرسور نیز یک انشعاب گرفته می‌شود که به صورت فرعی از یک شیر انبساط جداگانه عبور داده می‌شود و پس از سرد شدن، با جریان برگشتی که فاز گاز جریان تقلیل فشار یافته می‌باشد ادغام شده و به ورودی کمپرسور هدایت می‌شود.

در شکل (۳) Block Diagram هر دو سیکل Claude و Linde نشان داده اند.

۳- تجهیزات Cryogenic

یکی از مشکلات اصلی صنعت سیالات فوق سرد، نگهداری و حمل و نقل گازهای مایع می‌باشد. با توجه به دمای بسیار پایین این سیالات مسأله نگهداری و حمل و نقل آنها از چند جهت حائز اهمیت می‌باشد.



شکل (۳)



۳-۲- شکل مخزن

از آنجاییکه میزان حرارت منتقل شده به مخزن با سطحی از مخزن که در تبادل حرارتی با محیط می باشد رابطه مستقیم دارد، بهترین شکل هندسی برای این مخازن به نحوی است که نسبت سطح به حجم مخزن کوچکترین مقدار را دارا باشد و همانطور که مشخص است کره در بین اشکال مختلف هندسی کوچکترین میزان سطح به حجم را دارد. بنابراین مخازن Cryogenic عمدتاً به فرم کروی ساخته می شوند. این مطلب بویژه در مخازن بزرگتر بسیار حائز اهمیت می شود.

۳-۳- ساختار مخزن

مخازن Cryogenic مخازنی دو جداره هستند به این ترتیب که مخزن اصلی که گاز مایع شده در آن نگهداری می شود درون یک مخزن بزرگتر قرار داده می شوند و توسط ساپورت هایی که کمترین ارتباط را بین مخزن داخلی و خارجی برقرار میکنند به مخزن خارجی متصل می شوند. برای جلوگیری از انتقال حرارت به مخزن داخلی توسط هوا یا گاز موجود بین مخزن درونی و بیرونی گاز موجود در این فضا توسط پمپ های خلا تخلیه شده و فشار این فضا به ۰/۰۰۰۱ میلیمتر جیوه میرسد.

میزان حرارت منتقل شده بین دیواره های دو مخزن داخلی و خارجی از رابطه (۱) بدست می آید :

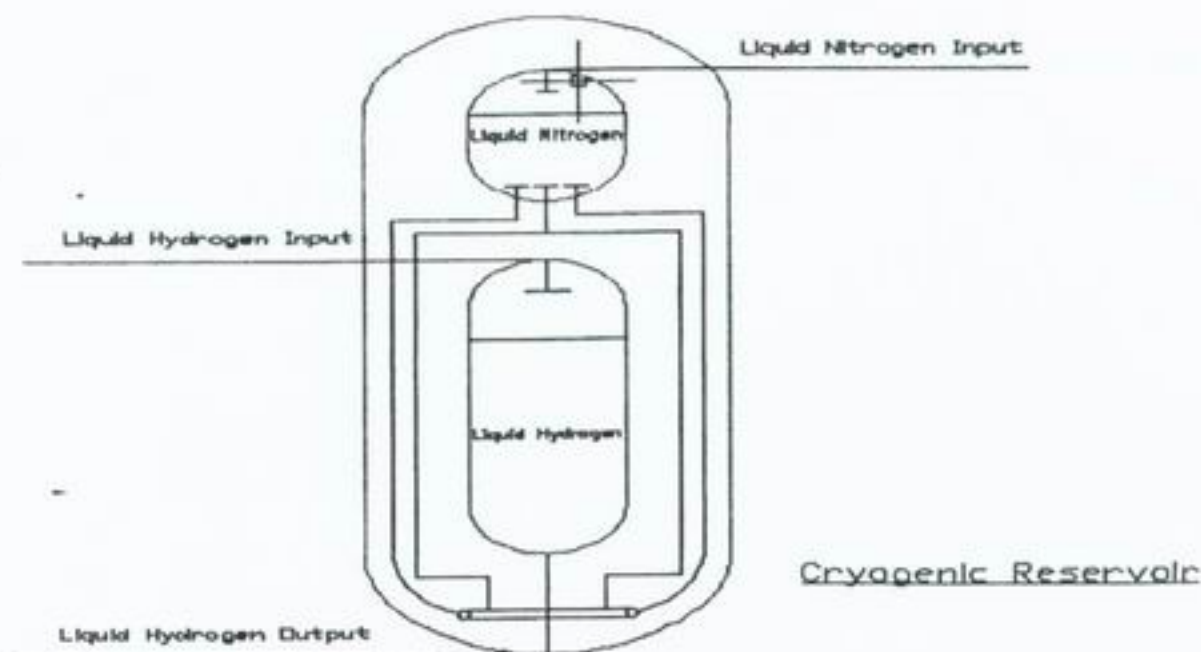
$$W = \sigma EA(T_2^4 - T_1^4) \quad (1)$$

که در آن:

W : میزان انتقال حرارت بین سطوح

σ : عدد ثابت برابر با $5.67 \times 10^{-12} W/(cm^2 K^4)$

E : ضریب انتشار (به میزان جذب و انعکاس انرژی که به جسم تابیده می شود بستگی دارد). همانطور که ملاحظه می شود میزان حرارت منتقل شده بین دو سطح از طریق تابش با تفاضل توان چهارم دمای دو سطح رابطه مستقیم دارد. برای کاهش میزان انتقال حرارت به این روش از صفحاتی که دارای ضریب انعکاس بسیار بالایی هستند بین دو مخزن داخلی و خارجی استفاده می شود. این صفحات بوسیله یک سیال دیگر که معمولاً نیتروژن مایع می باشد (به دلیل ارزان بودن و سهولت تولید آن) سرد می شوند تا اختلاف دمای دو سطح کاهش یافته و در نتیجه انرژی کمتری منتقل شود. در شکل (۴) نمونه یک مخزن Cryogenic که برای نگهداری هیدروژن مایع استفاده می شود نشان داده شده است.



شکل (۴)

۴- هیدروژن

یکی از عناصری که در سال های اخیر در سراسر جهان بسیار مورد توجه قرار گرفته است هیدروژن می باشد. البته هیدروژن به لحاظ گستردگی موارد مصرف در صنایع مختلف از سالها پیش تولید میگردید و روشهای متفاوتی نیز برای تولید آن وجود دارد. یک روش تجزیه آب بوسیله جریان الکتریسیته می باشد که موجب تولید گاز هیدروژن و اکسیژن می شود. روش دیگر، تجزیه گاز طبیعی است که در آن پیوند بین اتمهای هیدروژن و کربن گسسته شده و موجب تولید دو عنصر کربن و هیدروژن می گردد. هیدروژن در سالهای اخیر به عنوان یک سیال حامل انرژی مورد توجه قرار گرفته است و در جهان به عنوان سوخت آینده مطرح می شود. به عنوان مثال موتورهای هیدروژن سوز یکی از نمادهای سوخت هیدروژن می باشد. در حال حاضر کلیه فضا پیمایها نیروی محرکه خود را جهت حرکت در خارج از جو با ترکیب هیدروژن و اکسیژن که با خود حمل می کنند ایجاد می نمایند.

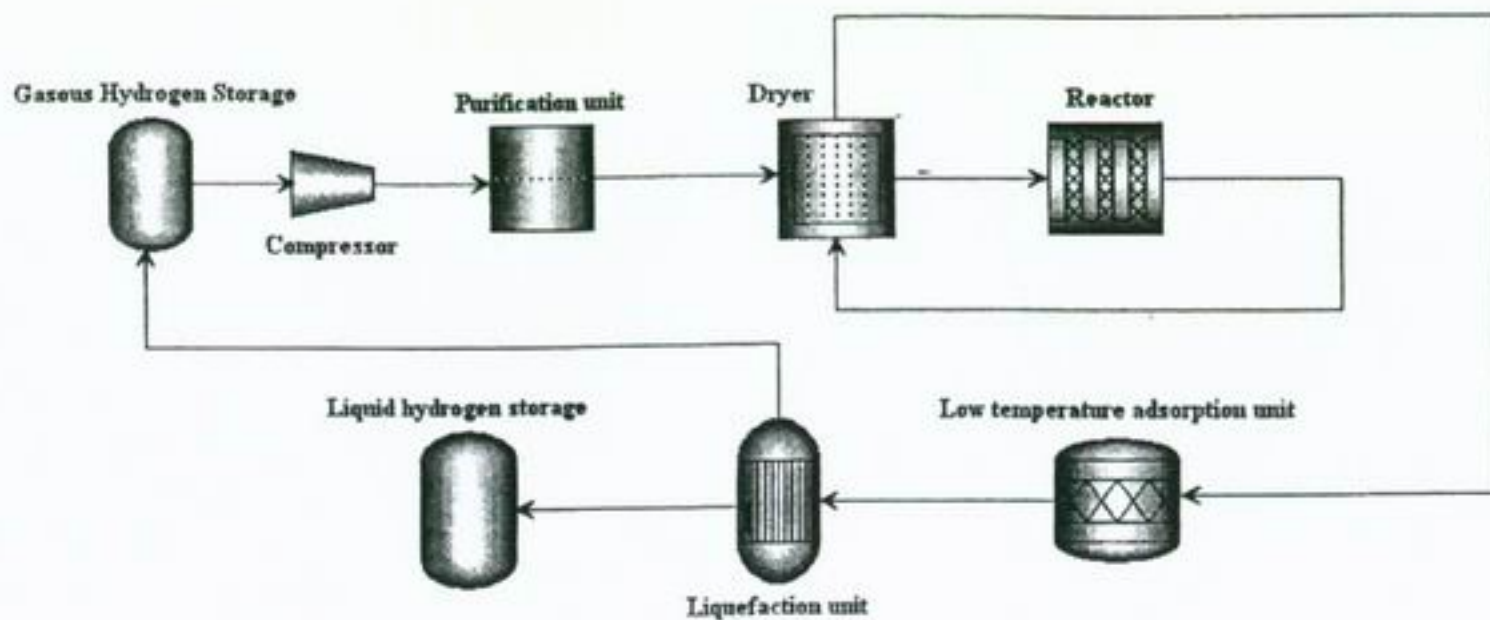
البته موتورهای هیدروژن سوز در مقیاسهای کوچکتر نیز ساخته شده است که به عنوان موتور اتومبیل مورد استفاده قرار می گیرند. مزیت اصلی موتورهای هیدروژن سوز عدم آلایندهی آن است زیرا از ترکیب هیدروژن و اکسیژن در این موتورها بخار آب تولید گردیده که به محیط باز می گردد. به عنوان مثال، از موارد دیگر مصرف هیدروژن میتوان به پیلهای سوختی اشاره کرد، در این پیلها با استفاده از تزریق گاز هیدروژن به دستگاه و ترکیب آن با اکسیژن هوا برق تولید می شود.

همانطور که قبلا به آن اشاره شد گازها در صورت تغییر فاز آنها از گاز به مایع می توانند صدها برابر انرژی بیشتری را در واحد حجم

منتقل کنند. با مقایسه جرم حجمی هیدروژن گازی ($0.09 \frac{Kg}{m^3}$) و هیدروژن مایع در فشار یک اتمسفر ($70.8 \frac{Kg}{m^3}$) در می یابیم که هیدروژن مایع دارای انرژی حدود ۸۰۰ برابر بیشتر از هیدروژن گازی می باشد.

علاوه بر انرژی بالایی که هیدروژن مایع در خود ذخیره دارد، این گاز زمانی که در فشار یک اتمسفر به صورت مایع در می آید دمایی در حدود $253^{\circ}C$ پیدا می کند که میتوان از آن به عنوان منبع سرمایش در سیستم های خاص و ایجاد محیط مناسب جهت انجام تحقیقات ویژه که نیاز به محیط فوق سرد دارند استفاده کرد. در حال حاضر تولید کنندگان بزرگ هیدروژن مایع در جهان صاحبان صنایع فضایی هستند، به طوریکه بزرگترین مخزن ذخیره هیدروژن مایع در جهان با ظرفیت نگهداری ۲۳۰،۰۰۰ کیلوگرم هیدروژن مایع در سایت ناسا در ایالات متحده آمریکا جهت تامین سوخت فضا پیمایها قرار دارد. فرآیند تولید هیدروژن مایع به دلیل ویژگیهای خاص گاز هیدروژن پیچیده ترین واحد تولید Cryogenic محسوب می شود. در شکل (۵) Flow Diagram این واحد نشان داده شده است. در این واحد گاز هیدروژن با فرآیند الکترولیز به هیدروژن و اکسیژن تجزیه می شود و به این ترتیب تغذیه واحد مایع سازی تامین می شود. گاز هیدروژن تولید شده تا فشار ۱۵۰ اتمسفر فشرده شده و سپس وارد مجموعه خالص سازی می شود. در زمان الکترولیز مقداری آب و اکسیژن با هیدروژن به صورت ناخالص وارد مجموعه مایع سازی می گردد. در این قسمت آب همراه هیدروژن توسط سیلیکا ژل جذب می شود و اکسیژن همراه آن نیز در یک راکتور با هیدروژن ترکیب شده و به آب تبدیل می گردد. سپس آب





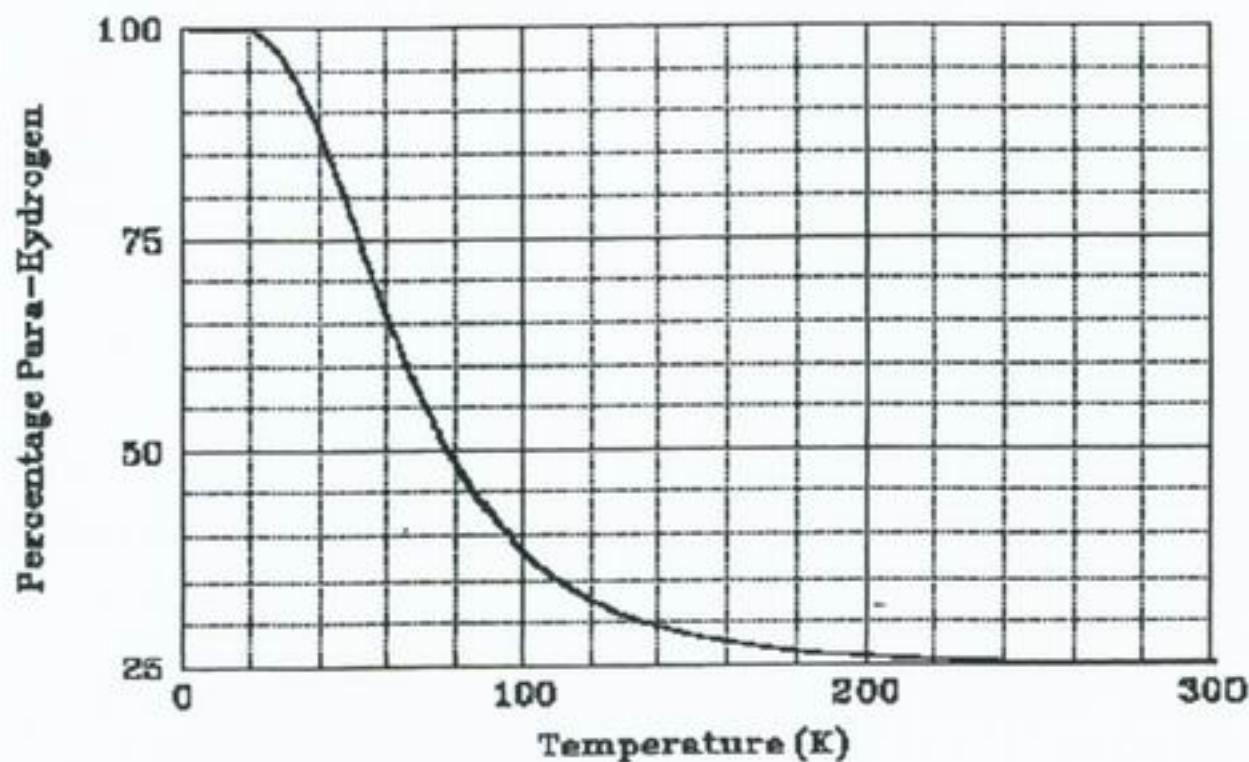
شکل (۵)

تفاوت به جهت چرخش الکترونها به دور هسته هیدروژن مربوط می‌شود. این دو نوع هیدروژن به انواع ارتو (Ortho) و پارا (Para) نامیده می‌شوند.

در شرایط محیط ۷۵ درصد از گاز هیدروژن به صورت Ortho و ۲۵ درصد آن به فرم Para می‌باشد. نسبت فازهای Ortho و Para تابعی از دمای گاز بوده و این نسبت با تغییرات دما تغییر می‌کند. در شکل (۶) منحنی میزان فازهای Ortho و Para با تغییرات دما نشان داده شده است.

تولید شده مجدداً توسط سیلیکا ژل جذب شده و به این ترتیب ناخالصی آب و اکسیژن از هیدروژن جدا می‌شود. برای جدا کردن سایر ناخالصی‌ها، هیدروژن، وارد یک ستون جذب سطحی در دمای $-190^{\circ}C$ می‌شود که این دما توسط نیتروژن مایع تامین می‌گردد. پس از این مرحله هیدروژن با درجه خلوص مطلوب قابلیت کاهش فشار به منظور تبدیل به فاز مایع را دارد.

عنصر هیدروژن به صورت طبیعی و در شرایط محیط به دو شکل مختلف وجود دارد که این



شکل (۶)



با توجه به منحنی نشان داده شده ملاحظه می‌شود که هیدروژن در دمای مایع سازی (-252°C) دارای ۹۸/۵ درصد فاز Para می‌باشد. تبدیل فاز Ortho به Para با آزاد کردن مقدار $445/6 \text{ J/g}$ است که این مقدار انرژی بیش از انرژی نهان تبخیر گاز هیدروژن می‌باشد، بنابراین هیدروژن پس از تبدیل شدن به مایع به دلیل واکنشی که در آن اتفاق می‌افتد مجدداً به حالت گاز برمی‌گردد. برای حل این مشکل در یک راکتور شیمیایی با حضور کاتالیزور مناسب فاز Ortho هیدروژن به Para تبدیل می‌شود و سپس مایع شده و ذخیره می‌گردد. ویژگی دیگر فرآیند مایع سازی هیدروژن در نظر گرفتن تهمدات لازم به جهت ایمنی می‌باشد. به طور کلی گازهای مایع بواسطه دمای بسیار پایینی که دارند می‌توانند مقدار زیادی از گرمای محیط را جذب کنند به نحوی که اگر با بدن تماس مستقیم داشته باشند بلافاصله باعث یخ زدگی و از بین رفتن بافت بدن می‌شوند. هیدروژن مایع علاوه بر مساله پایین بودن دما از نظر قابلیت انفجار نیز در رده خطرناک ترین مواد قرار دارد و کمترین انرژی باعث انفجار هیدروژن می‌شود و این مساله باعث افزایش حساسیت این واحد می‌شود.

۵- نتیجه گیری

رویکرد جهانی به سوی استفاده از انرژی های تجدید پذیر و سازگار با محیط زیست به طرز قابل توجهی افزایش یافته است و تکنولوژی مربوط به بهره برداری از این منابع انرژی در حال توسعه و پیشرفت می‌باشد. مقوله هیدروژن نیز یکی از زمینه های فعالیت در عرصه انرژی های نو بوده و با توجه به آمار جهانی تولید و مصرف هیدروژن مشخص است که در آینده این عنصر

به عنوان یک سوخت پاک به طور گسترده مورد استفاده قرار خواهد گرفت. در حال حاضر به دلیل نرخ انرژی در کشور مقوله انرژی های نو و صنایع مرتبط با آن از گستردگی چندانی برخوردار نیست ولی با گذشت زمان مانند هر صنعت دیگری رشد و توسعه خواهد داشت و فعالان کنونی در این عرصه در آینده ای نه چندان دور به قطب انرژی های نو در کشور تبدیل خواهند شد.

۶- مراجع

- Cryogenic Engineering , Second Edition , Thomas M.Flynn
- Safety Standard For Hydrogen And Hydrogen Systems , NASA (National Aeronautics And Space Administration) Office Of Safety And Mission Assurance , Washington DC,
- Hydrogen Storage State Of The Art And Future Perspective , E.Tzimas , C.Filiou , S.D.Peteves And J.B. Veyret, Petten ,
- The Future of the Hydrogen Economy :Bright or Bleak? Ulf Bossel Fule Cell Consultant , Baldur Eliasson ABB Switzerland , Gordon Taylor G.T. Systems United Kingdom.

آقای شهاب والامنش دارای مدرک کارشناسی مهندسی شیمی از دانشگاه شیراز بوده، جمعاً ۵ سال سابقه کار دارد که ۲ سال آن در قدس نیرو است. زمینه علاقمندی آقای والامنش شبیه سازی فرآیندهای شیمیایی و صنعتی می‌باشد.

Email:

svalamanesh@ghods-niroy.com



اضافه ولتاژ در سیستم‌های الکتریکی

کاوس قصبه

سرپرست گروه تخصصی برق - مدیریت ارشد مهندسی صنایع نیروگاهی

چکیده

سیستم‌های الکتریکی بعلل عوامل طبیعی، نظیر برخورد صاعقه، و علل داخلی نظیر کلید زنی تحت اضافه ولتاژ قرار دارند. اضافه ولتاژ حالت گذرای است که طی آن دامنه و فرکانس ولتاژ بین فازها یا فاز به زمین از مقدار قابل تحمل تجهیزات بیشتر می‌گردد و نتیجه آن صدمه به وسایل و قطع تغذیه می‌باشد. در این مقاله نحوه ایجاد انواع اضافه ولتاژ مورد بررسی قرار گرفته و نحوه حفاظت در برابر آن مختصراً توضیح داده می‌شود.

۱- مقدمه

کنداکتیو)، به خط می‌گردد. در هر دو حالت، بار منتقل شده در محل برخورد با خط به دو موج متحرک جریان تقسیم می‌گردد که طبق شکل (۱-ا) با سرعت $1/\sqrt{LC}$ (واحد طول بر ثانیه) بدو سمت خط منتشر می‌شوند. هر موج جریان، موج ولتاژی، طبق رابطه $V = I.Z$ ایجاد می‌کند که در آن $Z = \sqrt{L/C}$ امپدانس موجی خط است. مشاهده می‌شود که اضافه ولتاژ صاعقه مستقل از ولتاژ سیستم است، در حالیکه اضافه ولتاژ کلید زنی متناسب با آن است. مقدار Z برای خطوط هوایی در حد ۲۰۰ الی ۴۰۰ اهم و برای کابل با عایق جامد در حد ۲۰ الی ۵۰ اهم، برای ژنراتور ۴۰ الی ۳۰۰ اهم، برای موتور ۵۰ الی ۶۰۰ اهم و برای ترانسفورمر ۱۰۰ الی ۲۰۰۰۰ اهم قرار دارد. در برخورد مستقیم، امکان ایجاد ولتاژ در حد چندین میلیون ولت بین خطوط و زمین، و جریان در حد چندین کیلو آمپر الی ۲۰۰ کیلو آمپر وجود دارد، ولی اکثریت با ولتاژ ۲۰ الی ۱۰۰ کیلوولت و جریان

اضافه ولتاژهای ایجاد شده در سیستم‌های الکتریکی، عموماً به دو دسته خارجی و داخلی تقسیم می‌شوند. نوع خارجی از خارج به سیستم اعمال می‌شود و عامل آن صاعقه^۱ است و نوع داخلی در داخل سیستم پدید می‌آید که عوامل متعددی نظیر کلید زنی^۲، رزونانس، خطای فاز به زمین و قطع بار^۳ باعث ایجاد آنها هستند. از نظر ماهیت تفاوت‌هایی بین آنها وجود دارد، نوع خارجی که شدیدترین نوع اضافه ولتاژ است ایجاد موج متحرک^۴ نموده و باعث صدمه به عایق تجهیزات می‌گردد، در حالیکه نوع داخلی دارای ماهیت‌های متنوع گذرا^۵ (نوسانی با فرکانس زیاد) و پایدار^۶ (سینوسی با فرکانس ۵۰ هرتز) می‌باشد. در جدول (۱)، خصوصیات متداول انواع اضافه ولتاژها ارائه شده است.

۲- اضافه ولتاژ صاعقه

اضافه ولتاژ صاعقه بعلت تجمع بارهای الکتریکی ناشی از برخورد رعد و برق به خطوط یا به زمین پدید می‌آید. این تجمع بار می‌تواند بدو صورت برخورد مستقیم یا غیر مستقیم صورت گیرد. در حالت دوم، برخورد صاعقه به زمین در مجاورت یک خط، سبب القاء بار (از طریق اندوکتیو، کاپاسیتیو یا

- 1- Lightning
- 2- Switching
- 3- Load Rejection
- 4- Travelling Wave
- 5- Transient
- 6- Sustained



جدول (۱): مشخصات انواع اضافه ولتاژ

نوع اضافه ولتاژ	فرم موج استاندارد	زمان تداوم	دامنه ولتاژ (*)	فرکانس	نحوه کاهش
صاعقه	1.2/50 μ s	چند میکرو ثانیه	5 - 7 pu	0.1 - 2 MHz	- استفاده از سیم محافظ - زمین کردن موثر دکل - استفاده از ارستر و خازن محدود کننده
کلید زنی	250/2500 μ s	چند میلی ثانیه	2 - 4 pu	0.1 - 30 KHZ	- استفاده از کلید عاری از قوس مجدد - زمین کردن نقطه خنثی با مقاومت - استفاده از ارستر
فرکانس صنعتی	سینوسی	چند ده ثانیه	1.1 - 2 pu	50 HZ	- استفاده از رگولاتور ولتاژ - استفاده از تپ چنجر - استفاده از راکتور شنت - کنترل بار راکتیو

$$* 1 \text{ pu} = \sqrt{2} (V / \sqrt{3})$$

شده است. دامنه موج منتج در محل تلاقی Z_1 و Z_2 از جمع امواج ورودی و منعکس شده حاصل می‌گردد.

$$E_{\text{tot}} = E_2 + E_1 = 2E_1 \frac{Z_2}{Z_2 + Z_1} \quad (2)$$

موج منتج بسته به اینکه در کدام محیط Z_1 یا Z_2 در حال انتشار است سبب تولید موج جریان $I_1 = E_{\text{tot}} / Z_1$ و $I_2 = E_{\text{tot}} / Z_2$ می‌شود. از معادلات فوق نتایج ذیل حاصل می‌شود:

(a) اگر $Z_2 > Z_1$ باشد (مثلاً انتشار موج از طرف کابل به خط هوایی)، انعکاس با پلاریته مثبت صورت می‌گیرد و دامنه موج منتج بزرگتر از موج ورودی می‌شود. در حالت حدی که $Z_2 = \infty$ (انتهای خط باز باشد) ولتاژ منتج در محل تلاقی دو برابر می‌گردد.

(b) اگر $Z_2 < Z_1$ باشد، انعکاس با پلاریته منفی صورت گرفته و دامنه موج منتج کمتر از موج ورودی می‌شود. در حالت حدی که $Z_2 = 0$ (خط اتصالی به زمین داشته باشد)، ولتاژ در مسیر Z_2 صفر می‌گردد (شکل b-1) و مقدار جریان به زمین

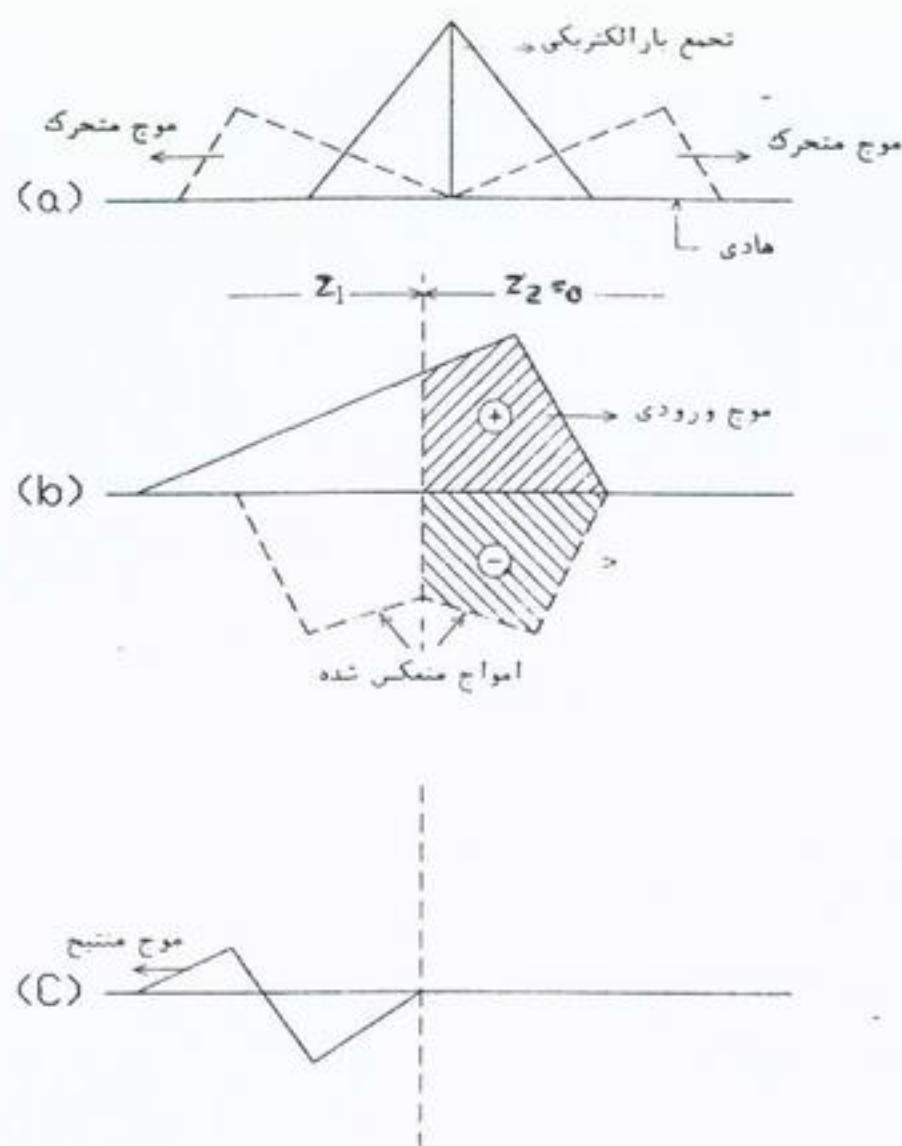
حدود ۲ کیلو آمپر است. پیشانی موج ولتاژ در زمان بسیار کوتاه ۱ الی ۲۰ میکروثانیه به مقدار پیک می‌رسد و سپس با شیب کمتری در حد ۲۰ الی ۱۵۰ میکروثانیه به ۵۰ درصد مقدار پیک کاهش می‌یابد. طبق استاندارد، تست تجهیزات در برابر تحمل اضافه ولتاژ صاعقه با فرم 1.2/50 μ s و در برابر تحمل جریان صاعقه با فرم 8/20 μ s صورت می‌گیرد که براساس تجربه نزدیک به فرم موج واقعی می‌باشند.

امواج متحرک صاعقه، مشابه با سایر امواج نظیر صوت و نور، هنگام تغییر جنس مسیر (تغییر مقدار Z) با پدیده انعکاس موج مواجه می‌شوند. موج منعکس شده به هر دو سمت محل ناهمگونی منتشر شده و با اضافه شدن به موج قبلی سبب کاهش یا افزایش موج منتج می‌گردد. دامنه موج منعکس شده در محل ناهمگونی برابر است با:

$$E_2 = E_1 \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (1)$$

Z_1 و Z_2 امپدانس‌های موجی مسیر ناهمگون، E_1 دامنه موج ولتاژ ورودی و E_2 دامنه موج منعکس





شکل (۱): نحوه انتشار امواج حاصل از صاعقه

سیستم عموماً توسط قطع و وصل کلید (بریکر، کنتاکتور، و فیوز) صورت می‌گیرد، لذا اضافه ولتاژ کلید زنی نامیده می‌شود. براساس استاندارد، تست تجهیزات در برابر تحمل ولتاژ کلید زنی، فقط برای ولتاژ بالای ۳۰۰ کیلو ولت صورت می‌گیرد. بعبارت دیگر تجهیزات پایین ۳۰۰ کیلوولت از نظر عایقی قابلیت تحمل اضافه ولتاژ کلید زنی را دارا می‌باشند.

در این مبحث اضافه ولتاژ ناشی از قطع جریانهای اندوکتیو، کاپاسیتیو، و اتصال-کوتاه بررسی می‌گردد و قبلاً به معرفی برخی پدیده‌ها و تعاریف در این زمینه می‌پردازیم.

دو برابر جریان ورودی می‌شود. در شکل (b-1) یک موج ورودی از سمت z_1 بسمت $z_2 = 0$ در حرکت است و هنگام برخورد به محل ناهمگونی بدو موج با پلاریته منفی تقسیم می‌گردد. موج منتج در شکل (c-1) رسم شده و جهت انتشار آن بسمت محیط z_1 است.

۳- اضافه ولتاژ کلید زنی

تغییرات ناگهانی وضعیت یک سیستم الکتریکی همواره همراه با ایجاد اضافه ولتاژ گذرا می‌باشد که دامنه و فرکانس آن به ولتاژ و کمیت‌های L ، R و C سیستم بستگی دارد. از آنجا که تغییر وضعیت



۱-۳- تعاریف

۱-۱-۳- قوس^۱

در مدارهای جریان متناوب، قطع جریان مدار در لحظه عبور از مقدار صفر صورت می‌گیرد، بدین ترتیب که با آغاز تدریجی باز شدن کنتاکت کلید، قوس (جرقه) بین کنتاکت‌ها پدیدار شده و عبور جریان برای لحظاتی از طریق آن ادامه می‌یابد تا اینکه مقدار لحظه‌ای جریان به صفر برسد. در این لحظه در صورت کافی بودن استقامت عایقی^۲ محیط بین کنتاکت‌ها، قوس خاموش و جریان مدار قطع می‌گردد. قوس دارای مقاومت اهمی است و نتیجتاً ولتاژی در دوسر آن (دو سر کنتاکت‌ها) افت می‌کند که ولتاژ قوس^۳ نامیده می‌شود. با افزایش فاصله بین کنتاکت‌ها مقاومت قوس و نتیجتاً ولتاژ قوس افزایش می‌یابد.

هنگام بستن کلید نیز ابتدا قوس پدید می‌آید که پیش قوس^۴ نام دارد. یکی از خصوصیات کلید، ماده خاموش کننده قوس است که بسته به ولتاژ کلید به انواع ذیل تقسیم می‌شود:

- کلید هوایی (ACB^۵ و MCB^۶) که از هوای تحت فشار جو استفاده می‌کند و برای کلیدهای فشار ضعیف و متوسط بکار می‌رود.

- کلید با فشار هوا^۷ که با دمیدن هوای تحت فشار عمل می‌کند و برای کلیدهای فوق فشار قوی کاربرد دارد.

- کلید SF₆ که از گاز SF₆ تحت فشار استفاده می‌کند و در کلید فشار متوسط و قوی بکار می‌رود.

- کلید خلاء که برای ولتاژ متوسط تا ۳۶ کیلوولت ساخته می‌شود.

۱-۲-۱-۳- برش جریان^۸

هنگام باز کردن یک کلید حامل جریان، قطع کامل جریان مدار عموماً در لحظه‌ای که جریان سینوسی به مقدار صفر می‌رسد رخ می‌دهد. در برخی از

کلیدها ممکن است که خاموش شدن قوس و قطع جریان مدار قبل از صفر شدن جریان صورت گیرد. این پدیده که در آن جریان بطور آنی به صفر کاهش می‌یابد، برش جریان نامیده می‌شود. این پدیده خصوصاً هنگامیکه جریان مدار کمتر از مقدار اسمی باشد پدید می‌آید، مثلاً قطع جریان یک ترانسفورمر در حالت بی باری. برش جریان باعث اضافه ولتاژ گذرا می‌گردد. در گذشته این پدیده در کلیدهای خلاء مشاهده می‌شد که امروزه اصلاح گردیده است.

۱-۳-۱-۳- قوس مجدد^۹

در پدیده برش جریان، در لحظه صفر شدن جریان و خاموش شدن قوس، اضافه ولتاژ گذرای در دو سر کلید ظاهر می‌شود که اگر مقدار آن بیش از استقامت عایقی ماده بین کنتاکت‌ها (SF₆، هوا و ...) باشد، شکست عایقی ماده پدید می‌آید که نتیجه آن ایجاد قوس مجدد بین کنتاکت‌ها، رسانا شدن محیط و برقراری مجدد جریان مدار از طریق قوس است. تحت شرایط خاصی، این قوس مجدد بعد از خاموش شدن می‌تواند مجدداً تکرار و تکرار گردد. این پدیده نامطلوب است زیرا هر قوس مجدد تولید ولتاژ موج متحرک با شیب زیادی می‌نماید که به عایق بین حلقه‌های سیم پیچ بار اندوکتیو (ترانسفورمر، موتور) صدمه می‌زند. سیم پیچ موتورها در برابر موج متحرک بمراتب صدمه پذیرتر هستند. امروزه هسته ترانسفورمر از نوع Grain Oriented است که منجر به کاهش اضافه ولتاژ گذرا می‌شود و بنابراین مبحث اضافه ولتاژ مربوط به کلید زنی بارهای اندوکتیو عمدتاً برای موتورها حائز اهمیت است.

- 1- Arc
- 2- Voltage Withstand Strength
- 3- Arc Voltage
- 4- Precircling
- 5- Air Circuit Breaker
- 6- Miniature Circuit Breaker
- 7- Air Blast C.B
- 8- Current Chopping
- 9- Restriking or Reignition



۳-۱-۴- ولتاژ بازگشت گذرا^۱

در مرحله باز شدن یک کلید حامل جریان، هنگامیکه در صفر جریان قوس خاموش می‌شود ولتاژ دو سر کلید بایستی از مقدار کم ولتاژ قوس به مقدار قابل توجه ولتاژ ۵۰ هرتز سیستم برسد (شکل ۲-b). این تغییر آنی ولتاژ بعلت وجود المانهای L و C در مدار، بصورت گذرا و نوسانی صورت می‌گیرد که ولتاژ بازگشت گذرا (TRV) نامیده می‌شود.

۳-۱-۵- ولتاژ بازگشت^۲

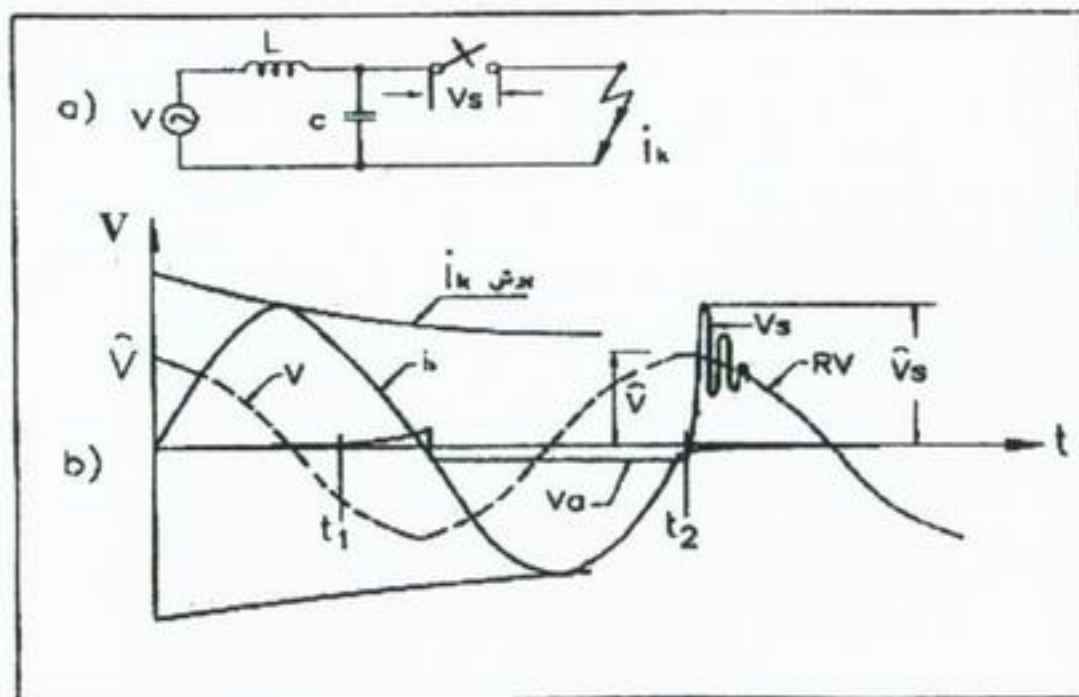
ولتاژ بازگشت گذرا که در بند ۳-۱-۴ تعریف شد، بعد از طی نوساناتی با فرکانس زیاد، به ولتاژ ۵۰ هرتز سیستم تبدیل می‌گردد. این ولتاژ ۵۰ هرتز را ولتاژ بازگشت (RV) می‌نامند.

۳-۲- قطع جریان اتصال کوتاه

هنگام باز شدن کلید به سبب اتصالی در نزدیک آن، اضافه ولتاژ گذرای (TRV) در دو سر کلید پدید می‌آید. در شکل (۲-a) مدار معادل این حالت رسم شده که در آن L و C مجموع المانهای مربوط به منبع تغذیه V بعلاوه کابل یا

باس داکت ارتباطی تا ترمینال کلید، i_K جریان اتصالی بین فاز R (اولین قطب کلید که باز می‌شود) و دو فاز دیگر S و T می‌باشد. کنتاکت فازهای یک کلید بطور همزمان باز نمی‌شوند و قطبی که اول باز می‌شود تحت بیشترین تنش الکتریکی قرار دارد.

در شکل (۲-b) تغییرات زمانی ولتاژ تغذیه V، جریان i_K ، ولتاژ دو سر کلید V_S و ولتاژ قوس V_a رسم شده است. ولتاژ V دارای فرم سینوسی و فرکانس ۵۰ هرتز است و تغییری در آن حاصل نمی‌شود. i_K مولفه متقارن جریان اتصالی است که حدود 90° نسبت به V تأخیر فاز دارد. پوش میرایی i_K نیز رسم شده است. در لحظه t_1 کنتاکت قطب R شروع به باز شدن می‌کند و جریان اتصالی از طریق قوس ایجاد شده بین کنتاکت‌ها برقرار می‌ماند. ولتاژ قوس با V_a مشخص شده که همفاز جریان است و با افزایش فاصله بین کنتاکت‌ها بر مقدار آن اضافه می‌شود. در لحظه t_2 که جریان صفر است قوس خاموش شده و با قطع جریان، ولتاژ قوس نیز صفر می‌گردد.



شکل (۲): قطع جریان اتصال کوتاه

- 1- Transient Recovery Voltage
- 2- Recovery Voltage

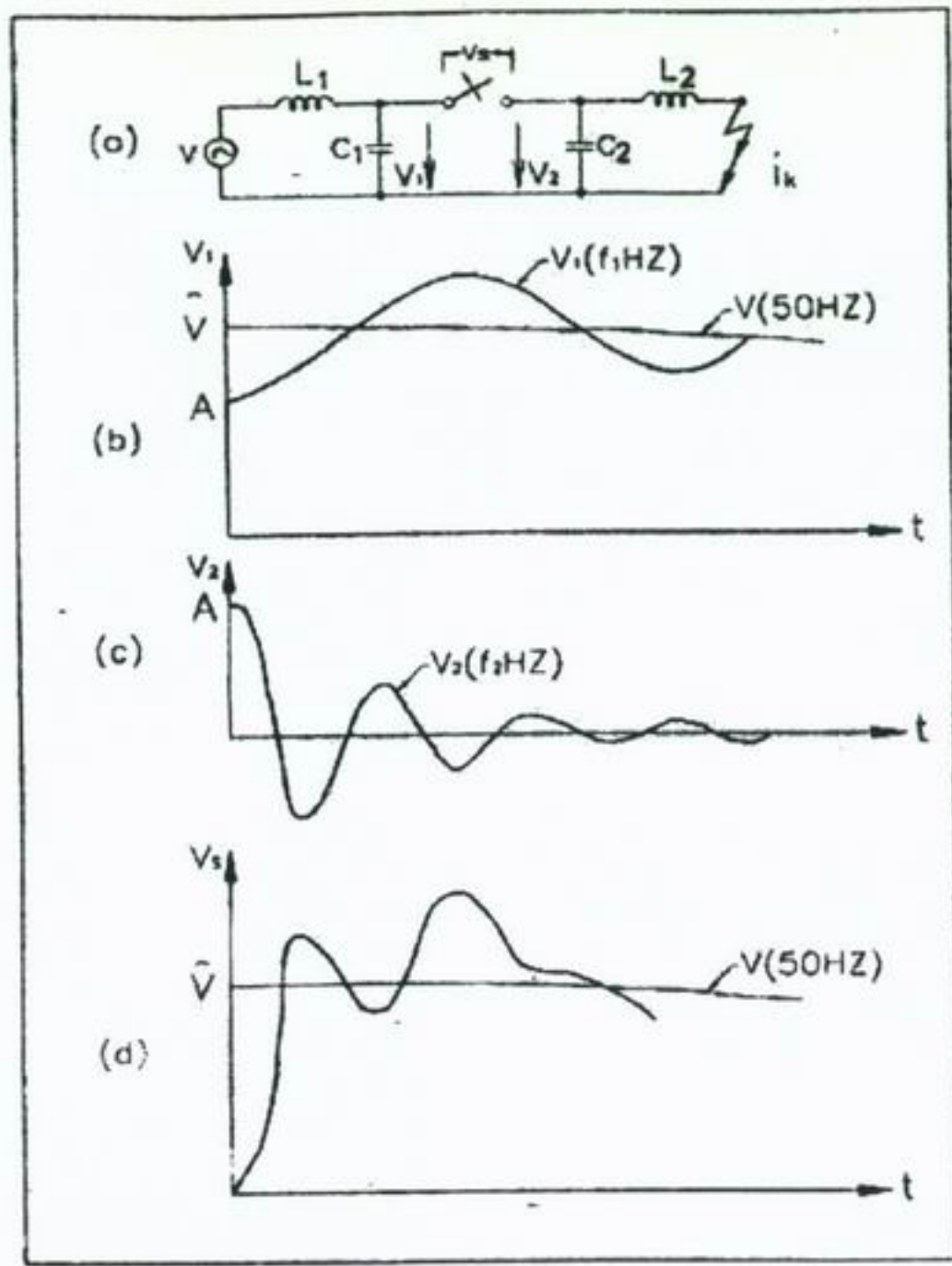
۳-۳- قطع کلید ژنراتور

در اکثر نیروگاهها بین ژنراتور و ترانسفورمر اصلی، کلیدی بنام بریکر ژنراتور^۳ قرار دارد که خصوصیات آن متفاوت از بریکرهای متداول است و فرق عمده آن در تنش بیشتر وارد بر کلید به سبب ایجاد TRV با فرکانس بالا می باشد. با اضافه نمودن L_2 و C_2 (مربوط به ترانسفورمر و باس داکت) به شکل (۲-ا)، مدار تک خطی این حالت بوجود می آید که در شکل (۳-ا) رسم شده است. ولتاژ دو سر کلید هنگام قطع اتصال کوتاه طرف ثانویه ترانسفورمر، از تفاضل دو ولتاژ بازگشت گذرای V_1 و V_2 که با فرکانسهای متفاوت f_1 و f_2 در دو طرف کلید ظاهر می شود بدست می آید. برای سادگی از رسم ولتاژ قوس V_a صرف نظر شده و در لحظه $t=0$ جریان برابر صفر، قوس خاموش و کلید باز شده است. در شکل (۳-ب) تغییرات ولتاژ V_1 با فرکانس $f_1 = 1/(2\pi\sqrt{L_1C_1})$ رسم شده است. این ولتاژ در لحظه $t=0$ بعلت افت ولتاژ در L_1 دارای مقدار $A = \hat{V}[L_2/(L_1 + L_2)]$ می باشد. در این شکل ولتاژ منبع تغذیه V با فرکانس ۵۰ هرتز نیز بصورت عملاً ثابت رسم شده است زیرا فرکانس آن بمراتب کمتر از f_1 است. در شکل (۳-ج) تغییرات ولتاژ V_2 با فرکانس f_2 رسم شده که حول محور ولتاژ صفر نوسان می کند زیرا بعد از باز شدن کلید، منبع تغذیه در مدار آن وجود ندارد. در شکل (۳-د) ولتاژ دو سر کلید براساس $V_S = V_1 - V_2$ رسم شده و مشاهده می گردد که پیک آن می تواند از پیک V_1 بیشتر گردد و نتیجتاً نسبت به حالت بند (۲-۳) تنش بیشتری بر کلید وارد شود. مضافاً اینکه مقدار f_2 بزرگتر از f_1 است، لذا شیب منحنی V_S در این حالت نیز بیشتر می گردد.

از لحظه t_1 تا t_2 بخش اعظم ولتاژ منبع در اندوکتانس L افت می کند و بخش ناچیزی از آن بین کنتاکتها بصورت V_a ظاهر می شود. از لحظه t_2 به بعد که کلید باز شده و جریان صفر است، افت ولتاژ در L وجود ندارد و تمامی ولتاژ منبع در دو سر کلید ظاهر می شود. بنابراین در لحظه t_2 ولتاژ دو سر کلید از مقدار کم V_a بایستی به پیک ولتاژ فرکانس ۵۰ هرتز (\hat{V}) تغییر یابد. این تغییر بعلت وجود L و C از نوع نوسانی و با فرکانس $f = 1/(2\pi\sqrt{LC})$ (در حد ۰/۳ الی ۱۰ کیلوهرتز) صورت می گیرد که TRV نامیده شده و با V_S نمایش شده است. در زمان بسیار کوتاه حدود میکرو ثانیه، ولتاژ V_S به ولتاژ فرکانس ۵۰ هرتز تبدیل می شود که ولتاژ بازگشت (RV) نامیده می شود. ولتاژ بازگشت برای اولین قطب باز شده برابر ولتاژ تغذیه نمی باشد و بسته به نوع اتصال کوتاه بین ۱/۲ الی ۱/۵ برابر ولتاژ فاز تغذیه قرار دارد. این ضریب، فاکتور اولین قطب باز شده^۱، نام دارد و برای حالت اتصال کوتاه سه فاز بدون زمین، برابر ۱/۵ است. TRV پدید آمده بین کنتاکتها دارای دو مشخصه عمده است که یکی دامنه آن \hat{V}_S (در حدود ۱/۲ الی ۱/۴ برابر \hat{V}) و دیگری میزان افزایش آن در لحظه t_2 که $RRRV$ ^۲ نامیده شده و برحسب کیلوولت بر میکرو ثانیه بیان می گردد. در شکل (۲-ب) فرض بر این است که مقدار \hat{V}_S کمتر از استقامت عایقی ماده بین کنتاکتها می باشد زیرا در غیر این صورت شکست عایقی بین کنتاکتها رخ می دهد که نتیجه آن قوس مجدد است. قوس مجدد می تواند چندین بار تکرار شود تا اینکه \hat{V}_S کمتر از استقامت عایقی محیط گردد. با نصب مقاومت یا خازن بین کنتاکتها، خصوصیات TRV قابل اصلاح می باشد.

- 1- First pole to clear factor
- 2- Rate of rise of recovery voltage
- 3- Generator Breaker





شکل (۳): قطع جریان اتصال کوتاه توسط کلید ژنراتور

۴-۳- قطع جریان اندوکتیو

هنگام قطع و وصل بارهای اندوکتیو (ترانسفورمر بی بار، موتورهای با قدرت بالا) دو نوع اضافه ولتاژ می‌تواند به بار اعمال شود اولی از نوع گذرا با فرکانس چند صد هرتز الی چند کیلو هرتز است، زمین می‌شود و عامل ایجاد آن پدیده برش جریان است. نوع دوم ولتاژ از نوع موج متحرک است که بطرف بار انتشار یافته و سبب تنش بر عایق بین حلقه‌های سیم پیچ می‌گردد. ولتاژ موجی به دلیل زدن پیش جرقه هنگام بستن کلید، یا ایجاد قوس مجدد هنگام باز کردن کلید، پدید می‌آید و دامنه آن عمدتاً به مشخصات شبکه بستگی دارد. ولتاژ

موجی که در سمت بار بریکر ظاهر می‌شود بستگی دارد به ولتاژ دو سر بریکر (V_S) و امپدانس‌های موجی بار (Z_L) و شبکه (Z_N)، و طبق رابطه $V_2 = V_S [Z_L / (Z_L + Z_N)]$ محاسبه می‌گردد. اگر بار اندوکتیو توسط کابل (Z_L) به کلید متصل شده باشد، دامنه ولتاژ متحرک در دو سر بار عملاً دو برابر می‌شود، $V_L = 2V_2$.

قطع جریان اندوکتیو در حد جریان اسمی با مساله خاصی روبرو نیست ولی قطع جریان کم اندوکتیو سبب ایجاد اضافه ولتاژ می‌گردد که عامل آن پدیده برش جریان است. در شکل (۴-ا) مدار معادل تک فاز ساده شده یک مدار اندوکتیو رسم شده است. L_1 و C_1 مربوط به طرف منبع تغذیه

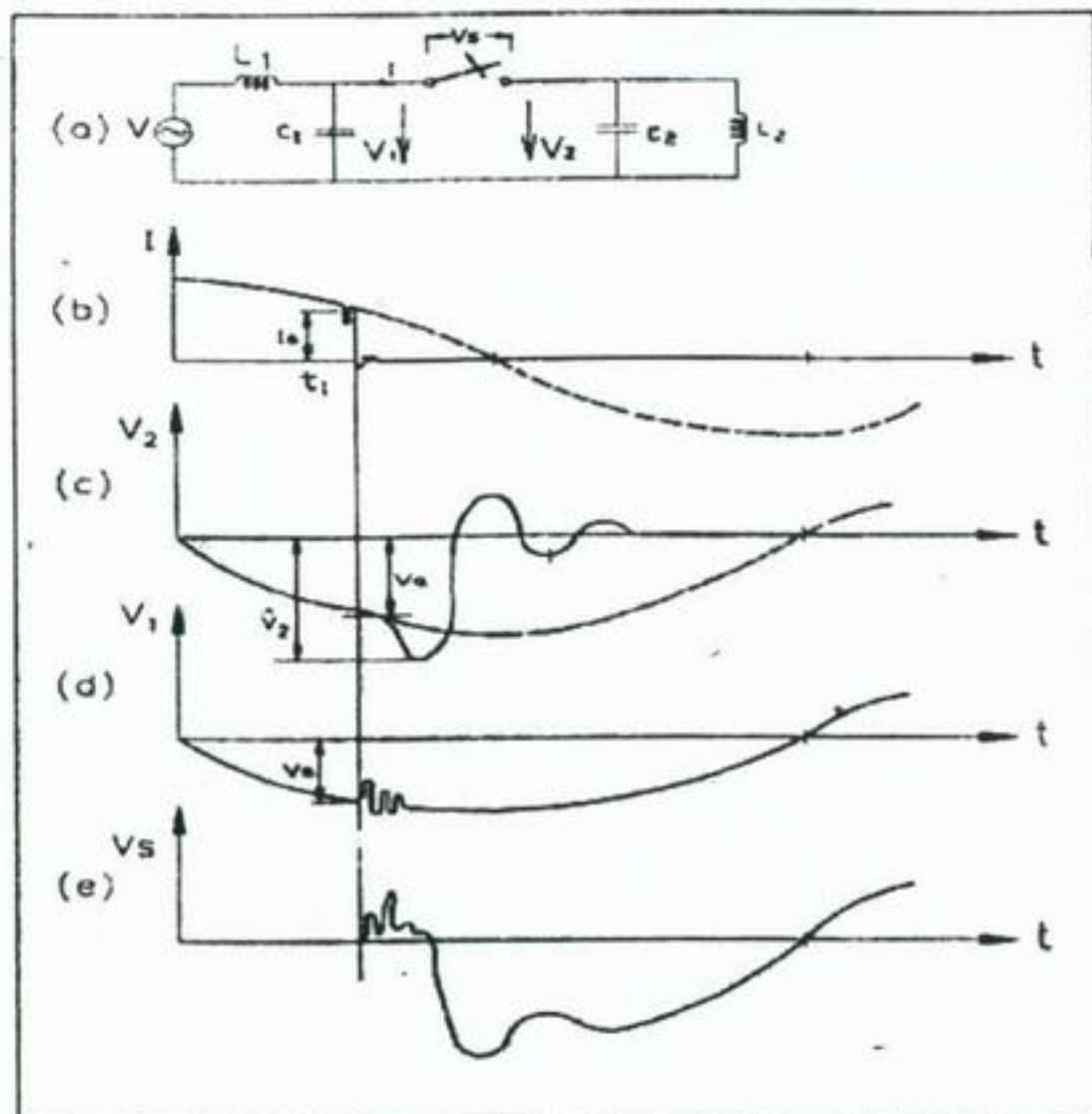


و L_2 و C_2 مربوط به طرف بار (ترانسفورمر بی بار، موتور، راکتور) می‌باشند. با شروع جدا شدن کنتاکت‌های کلید از یکدیگر، قوس پدید آمده و عبور جریان از طریق قوس ادامه می‌یابد. بعلت کم بودن جریان مدار، ممکن است که سیستم خاموش کننده قوس قبل از رسیدن جریان به صفر، قوس را خاموش نموده و جریان را فوراً به صفر برساند (پدیده برش جریان). مقدار برش جریان (I_a) به جریان بار بستگی دارد و هر چه جریان بار کمتر باشد مقدار برش بیشتر و اضافه ولتاژ نیز بیشتر می‌گردد. در شکل (۴-ب) تغییرات جریان I با فرم سینوسی و فرکانس ۵۰ هرتز رسم شده و در لحظه t_1 برش جریان با مقدار I_a پدید آمده است. با خاموش شدن قوس و باز شدن کامل کنتاکت‌ها در لحظه t_1 ، طبق شکل (۴-ج) ولتاژ طرف بار (V_2) از مقدار اولیه V_a شروع به نوسان با فرکانس

$f_2 = 1/(2\pi\sqrt{L_2C_2})$ نموده و بعلت وجود مقاومت اهمی که بهر حال در مدار وجود دارد به طرف صفر میرا می‌گردد. پیک این ولتاژ (\hat{V}_2) از نظر تئوری برابر است با:

$$\hat{V}_2 = \sqrt{V_a^2 + i_a^2 (L_2 / C_2)} \quad (3)$$

ولی در عمل به سبب وجود جریان گردان و سایر تلفات، مقدار آن حدود ۲۵ الی ۴۰ درصد مقدار فوق می‌گردد. مشاهده می‌شود که با کنترل پدیده برش جریان (کاهش I_a) اضافه ولتاژ کاهش می‌یابد. ولتاژ طرف تغذیه (V_1) نیز طبق شکل (۴-د) در لحظه t_1 از مقدار V_a شروع به نوسان با فرکانس $f_1 = 1/(2\pi\sqrt{L_1C_1})$ نموده و سپس به ولتاژ ۵۰ هرتز سیستم تبدیل می‌گردد. ولتاژ دو سر کلید V_S که از تفاضل V_1 و V_2 حاصل می‌شود در شکل (۴-ه) رسم شده و مشاهده می‌گردد که پیک آن بمراتب بیشتر از پیک ولتاژ سیستم است.

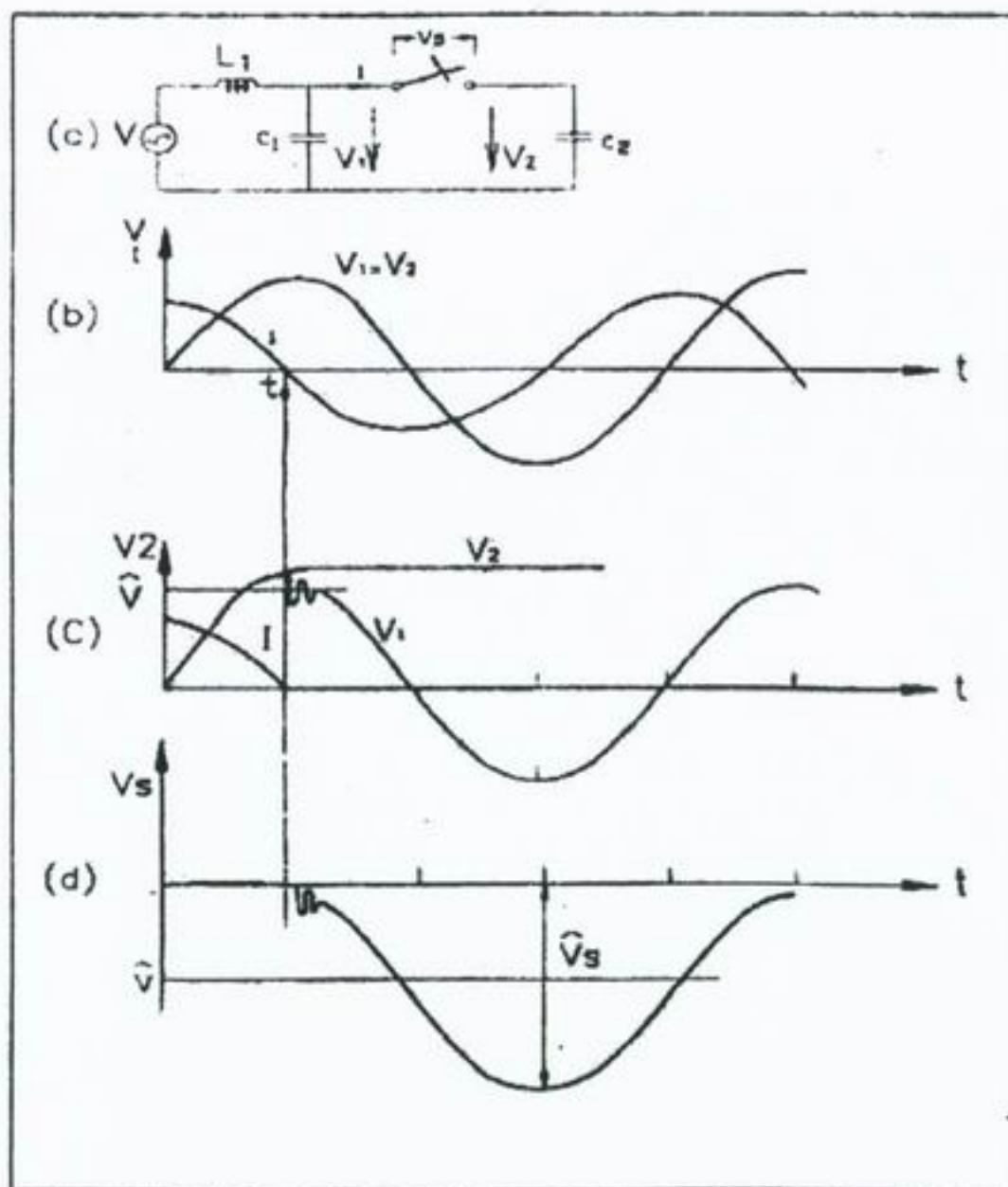


شکل (۴): قطع جریان اندوکتیو

۵-۳- قطع جریان کاپاستیو

قطع جریان کاپاستیو، مثلاً بانک خازنی، کابل یا خط بی بار همراه با تولید اضافه ولتاژ است. در شکل (۵-۱) مدار معادل تکفاز سیستم و در شکل (۵-۲) تغییرات ولتاژ و جریان قبل از باز شدن کلید یعنی در حالت کار نرمال رسم شده‌اند. خازن بانک خازنی یا خازن کابل و خط بی بار C_2 است و L_1 و C_1 کمیت‌های سمت تغذیه می‌باشند. در لحظه t_0 یعنی در صفر جریان، کلید کاملاً باز و قوس خاموش شده است. در این لحظه خازن C_2 با پیک ولتاژ $V_1=V_2$ شارژ شده که بسته به مقدار L تا حدی بیشتر از پیک ولتاژ منبع (\hat{V}) می‌باشد. بنابراین ولتاژ V_2 بعد از t_0 طبق شکل (۵-۳) در مقدار (\hat{V}_2) ثابت (با صرفنظر کردن از مقاومت

اهمی مدار سمت چپ کلید) می‌ماند. تغییرات V_1 نیز در شکل (۵-۳) رسم شده که بعد از t_0 شروع به نوسان با فرکانس $f_1 = 1/(2\pi\sqrt{L_1C_1})$ نموده و سپس به ولتاژ 50 هرتز باز می‌گردد. ولتاژ دو سر کلید V_S که از تفاضل V_1 و V_2 حاصل می‌شود در شکل (۵-۴) رسم شده و همانطور که مشاهده می‌شود پیک این ولتاژ از دو برابر پیک ولتاژ منبع تغذیه نیز تجاوز می‌کند. در شکل (۵) فرض بر این بوده که قوس مجدد رخ نمی‌دهد. اثرات ایجاد قوس مجدد را در شکل (۶) بررسی می‌کنیم که در آن به سبب بیشتر شدن V_S از مقدار استقامت عایقی ماده بین کنتاکت‌ها، شکست عایقی رخ داده و قوس مجدد پدید آمده است. در شکل (۶-۱) همان شکل (۵-۲) رسم شده است.



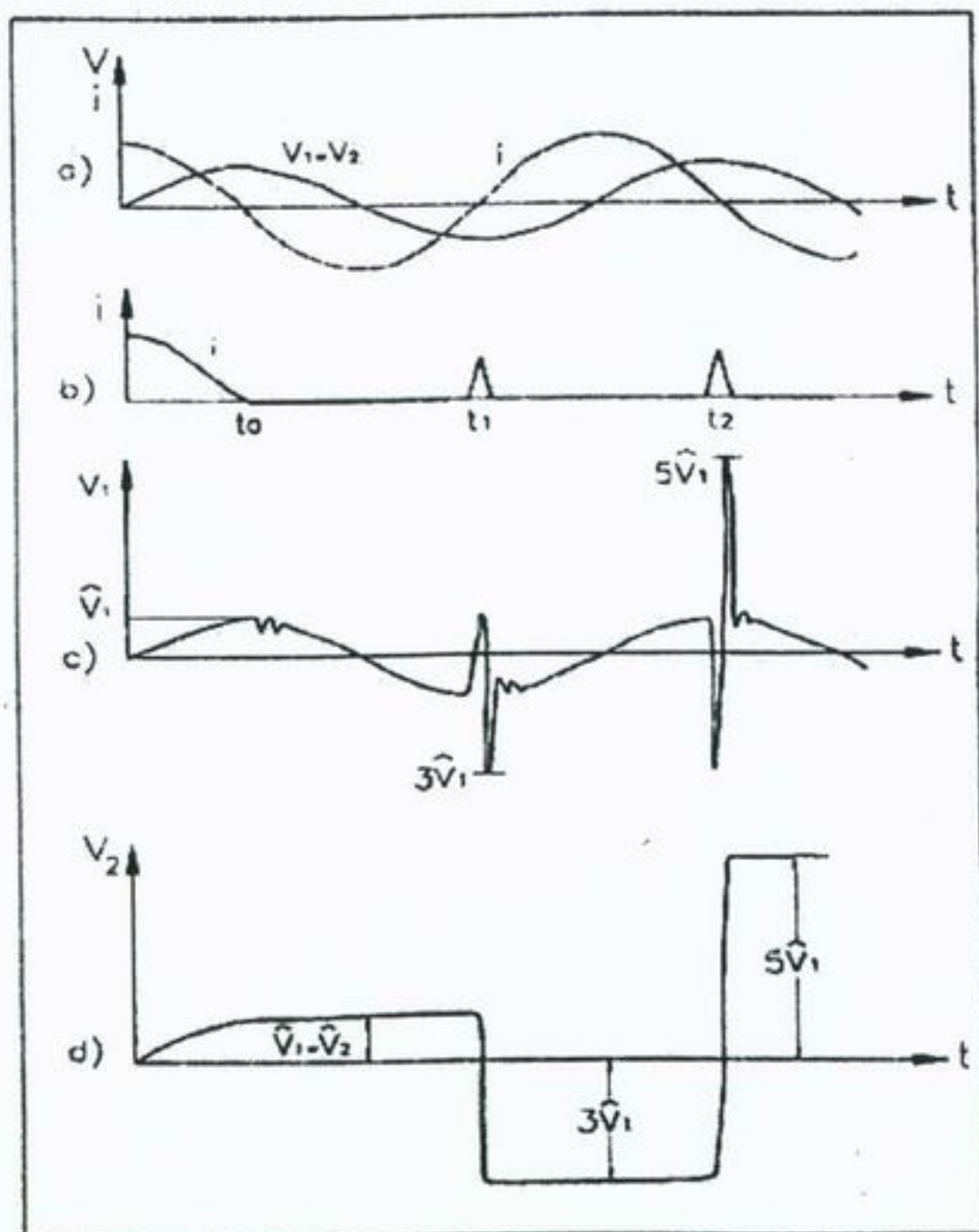
شکل (۵): جریان کاپاستیو بدون قوس مجدد

در شکل (۶-b) تغییرات جریان مدار نشان داده شده و فرض بر این است که در لحظه t_0 کلید کاملاً باز و قوس خاموش است و سپس در لحظات t_1 و t_2 به سبب افزایش ولتاژ دو سر کلید نسبت به استقامت عایقی بین کنتاکت‌ها، قوس مجدد رخ داده است. از آنجا که در هر قوس مجدد، یک پالس جریان از مدار عبور می‌کند، ولتاژ V_1 طبق شکل (۶-c) دارای حالت گذرای با پیک $3\hat{V}$ و $5\hat{V}$ می‌گردد. ولتاژ دو سر خازن نیز طبق شکل (۶-d) از نظر تئوری به $3\hat{V}_1$ و $5\hat{V}_1$ می‌رسد. بنابراین قوس مجدد در مدارهای کاپاسیتیو نامطلوب است و بایستی از آن جلوگیری شود. امروزه

کلیدهای با مشخصه "عاری از قوس مجدد" بهمین منظور مورد استفاده قرار می‌گیرند.

در شکل (۶-d) ملاحظه می‌گردد که در هر پالس جریان، که معادل بسته بودن کلید است و در پیک منفی ولتاژ V_1 رخ می‌دهد، خازن C_2 با ولتاژی شارژ می‌شود که برابر با ولتاژ شارژ قبلی بعلاوه ولتاژ دو سر کلید یعنی $2\hat{V}_1$ است. در لحظه t_2 شارژ اولیه $3\hat{V}_1$ نسبت به زمین است و لذا خازن با $5\hat{V}_1$ شارژ می‌شود. در لحظه t_1 (قبل از خاموش شدن پالس)، ولتاژ خازن C_2 برابر V_1 و ولتاژ \hat{V}_1 برابر $-\hat{V}_1$ است.

چند لحظه بعد که قوس خاموش می‌شود (معادل

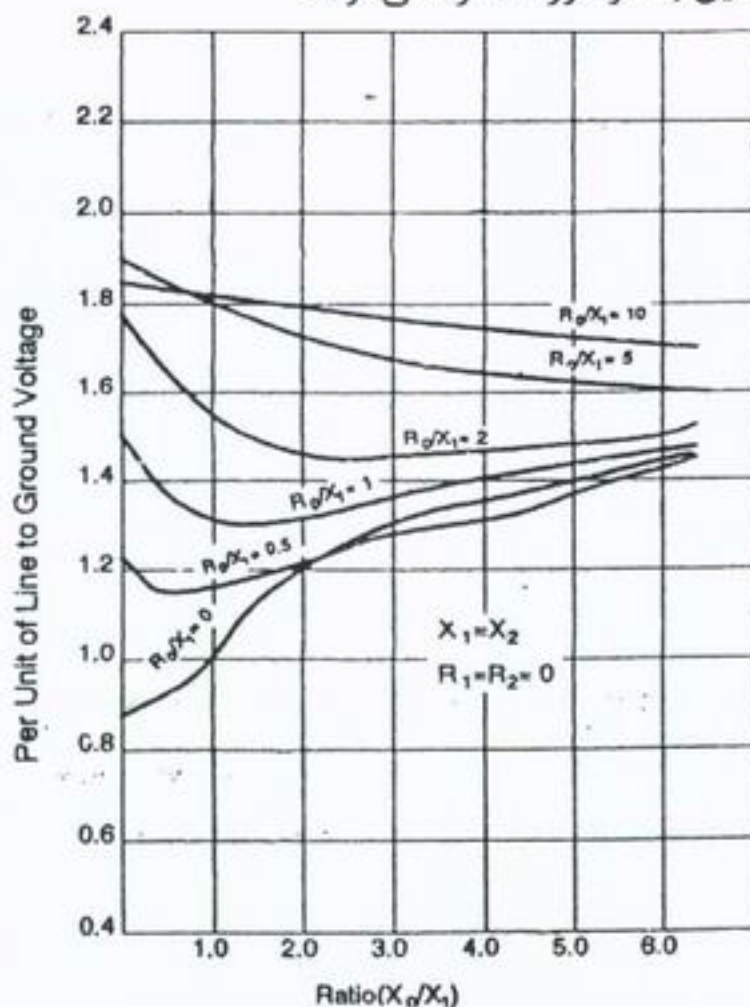


شکل (۶): قطع جریان کاپاسیتیو با قوس مجدد

V ولتاژ بر حسب pu، l طول خط، ω فرکانس زاویه‌ایی و L و C المانهای خط می‌باشند. بعنوان مثال، در یک خط ۵۵۰ کیلومتری، اضافه ولتاژ می‌تواند به حدود 1.3 pu برسد. بطور کلی با قطع ناگهانی بار در یک نقطه از سیستم الکتریکی، افت ولتاژهای اهمی و راکتیو مسیر کاهش یافته و منجر به اضافه ولتاژ در آن نقطه می‌گردد.

۳-۴- فرورزونانس

می‌دانیم که در یک مدار سری شامل المانهای L و C، اگر فرکانس تغذیه در نزدیکی فرکانس طبیعی مدار قرار گیرد، پدیده رزونانس می‌تواند پدید آید. در حالت رزونانس، ولتاژ المانها بمراتب بزرگتر از ولتاژ تغذیه می‌شود. در حالت خاص که المان L از نوع هسته مغناطیسی باشد، مثلاً ترانسفورمر، این پدیده را فرورزونانس می‌نامند که در ذیل به دو مورد اشاره می‌گردد:



شکل (۷): اضافه ولتاژ در دو فاز سالم ناشی از خطای فاز سوم به زمین

- 1- Load rejection
- 2- Ferranti effect

کلید باز) ولتاژ دو سر کلید به $V_2 - V_1 = 2\hat{V}_1$ می‌رسد و لذا شارژ خازن C_2 به $3\hat{V}_1$ افزایش می‌یابد. نتیجه اینکه ولتاژ بار کاپاستیو هنگام قطع مدار در حالت بدون ایجاد قوس مجدد حداکثر حدود ولتاژ اسمی سیستم، و ولتاژ دو سر کلید دو برابر ولتاژ اسمی است ولی در حالت وجود قوس مجدد، از نظر تئوری امکان افزایش به ۳، ۵ و ... برابر پدید می‌آید که در عمل رقم ۳ برابر، حداکثر ولتاژ برای کلید امروزی است.

۴- اضافه ولتاژ فرکانس صنعتی

اضافه ولتاژهای با فرکانس ۵۰ یا ۶۰ هرتز همراه با برخی هارمونیک‌ها را ولتاژ صنعتی می‌نامند و عواملی نظیر فرورزونانس، خطای فاز به زمین، قطع بار^۱ و پدیده فرانتی^۲ سبب تولید آن می‌باشند. در مقایسه با دو نوع دیگر، یعنی کلید زنی و صاعقه، دامنه این اضافه ولتاژها بمراتب کمتر است و در حد چند الی ۵۰ درصد بالاتر از ولتاژ اسمی قرار دارند.

۴-۱- خطای فاز به زمین

در این نوع خطا، ولتاژ فاز خطا دیده به شدت کاهش می‌یابد، در حالیکه ولتاژ دو فاز سالم افزایش می‌یابند. دامنه این اضافه ولتاژ به پارامترهای سیستم نظیر امیدانس‌های توالی مثبت و منفی و صفر بستگی دارد. در شکل ۷، اضافه ولتاژ حاصل از خطای فاز به زمین بر حسب پارامترهای X_0/X_1 و R_0/X_1 رسم شده که از مرجع ۷ برداشت شده است.

۴-۲- پدیده فرانتی

در این پدیده هنگامیکه بار انتهای خط برداشته شود ولتاژ انتهای خط افزایش می‌یابد. مقدار تقریبی این اضافه ولتاژ از رابطه (۴) تعیین می‌گردد:

$$V = \frac{1}{\cos(\omega.l.\sqrt{LC})} \quad (4)$$



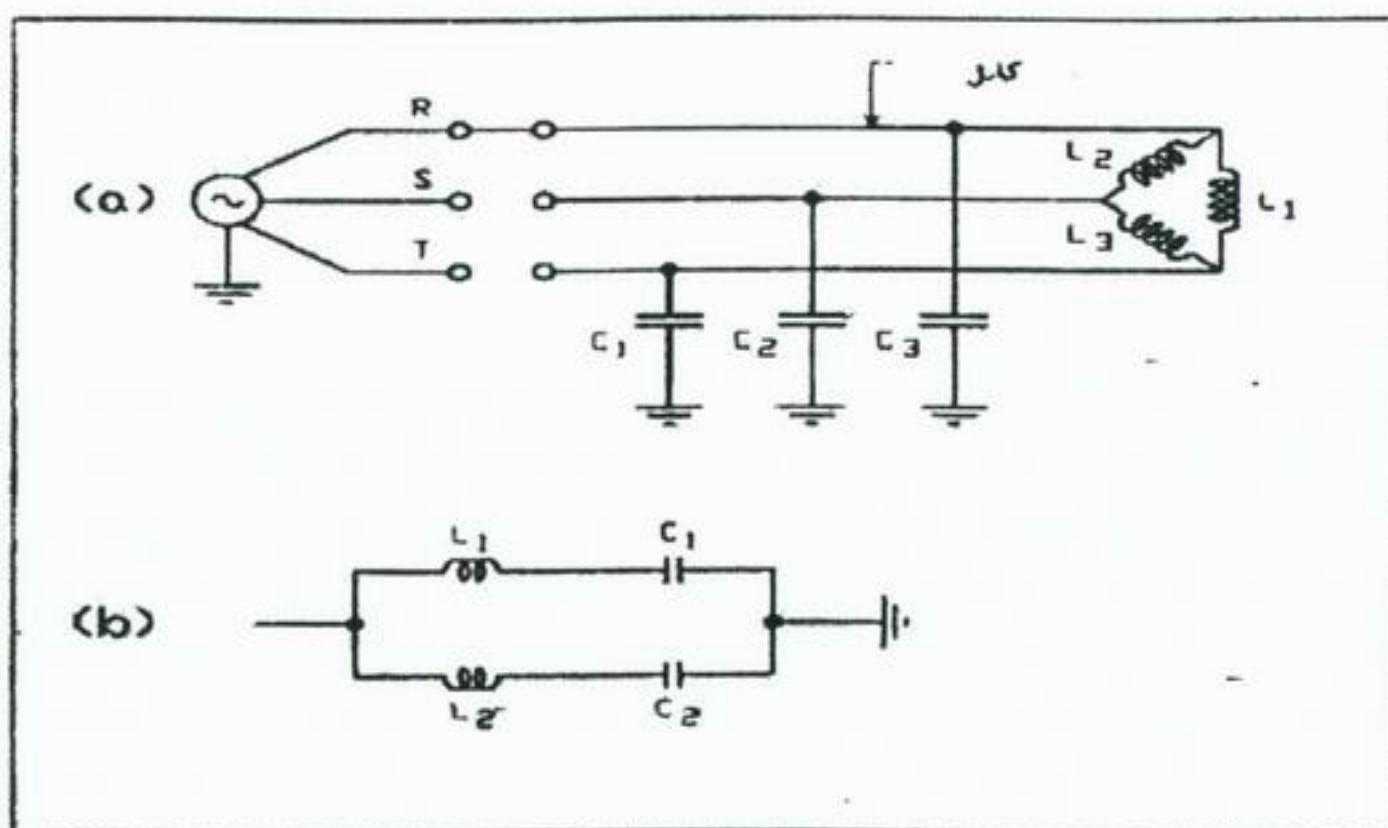
۱-۳-۴- تغذیه یک فاز ترانسفورمر سه فاز

این حالت که در عمل می‌تواند به سبب پاره شدن دو هادی، سوختن فیوزهای دو فاز، یا عدم عملکرد دو قطب از کلید سه قطبه پدید آید در شکل (۸) ارائه شده است. در شکل (۸-a) سیم پیچ اولیه ترانسفورمر از طریق کابل و یک کلید تغذیه می‌شود و فقط فاز R برقرار شده است. در شرایط کار عادی المانهای L (اندوکتانس مغناطیسی ترانسفورمر) و C (خازن کابل به زمین) مدار سری تشکیل نمی‌دهند ولی در حالت خاص که فقط یک فاز تغذیه شود، سیم پیچ‌ها از طریق خازن کابلها برقرار گردیده و طبق شکل (۸-b) شرایط رزونانس سری پدید می‌آید که منجر به اضافه ولتاژ در فاز S و T گردیده و در صورت وجود اریستر، باعث عملکرد و حتی صدمه به آن می‌شود. در پدیده فرورزونانس، هسته ترانسفورمر اشباع شده و اندوکتانس مغناطیسی آن وارد ناحیه غیرخطی می‌گردد. فرورزونانس به مقدار خازن (طول کابل) تلف هسته و مقاومت بار متصل به ترانسفورمر دارد. هر چه تلف هسته کمتر از

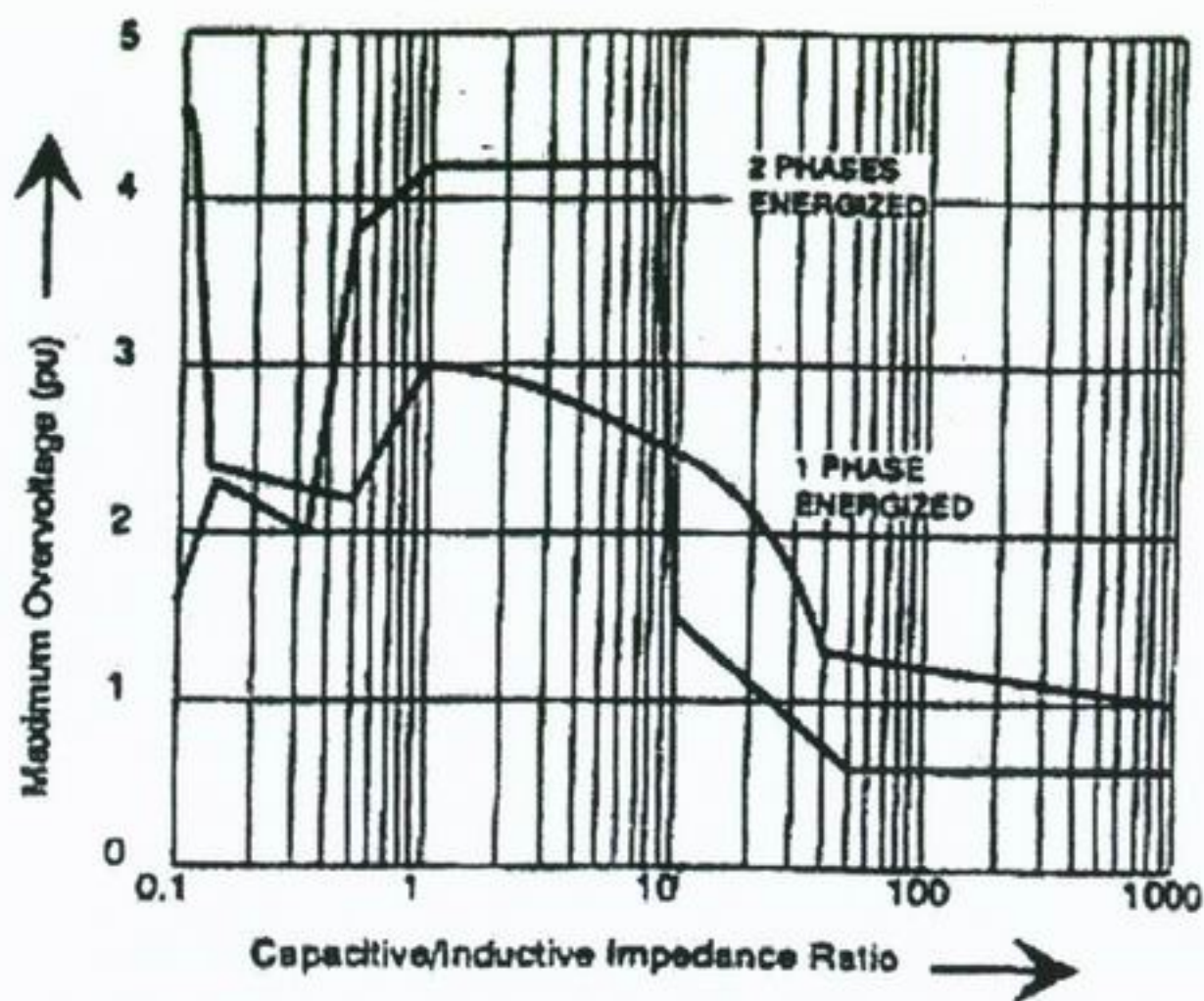
قدرت خازن باشد، اضافه ولتاژ بزرگتر می‌شود. نتایج تست انجام شده برروی ترانسفورمرهای توزیع (مرجع ۱) رابطه (۵) را نتیجه داده است:

$$S_c \geq 1.27 P_0 \quad (5)$$

P_0 تلف بی باری یک فاز بر حسب وات و S_c قدرت خازن یک فاز بر حسب VAR است. مثلاً خازن فاز به زمین یک ترانسفورمر ۲۵ کیلوولت آمپری حدود ۲ نانو فاراد در هر فاز است و در سیستم با ولتاژ ۱۲ کیلوولت، قدرت خازن یک فاز برابر $S_c = (V/\sqrt{3})^2 / X_c = 30 \text{ VAR}$ می‌گردد. بنابراین اگر تلف بی باری هر فاز کمتر از $30/1.27 = 23.8 \text{ w}$ گردد، امکان فرورزونانس هنگام برقرار شدن یک فاز پدید می‌آید. ترانسفورمرهای با اتصالات ستاره زمین نشده، اتصال مثلث و هسته ۵ ساقه، عاملی برای ایجاد فرورزونانس می‌باشند. در شکل (۹)، اضافه ولتاژ حاصل از فرورزونانس هنگام تغذیه تک فاز و دو فاز یک ترانسفورمر سه فاز با اولیه زمین نشده (اتصال مثلث یا ستاره) براساس مطالعات کمیته IEEE (مرجع ۷) ارائه شده است.



شکل (۸): نحوه تشکیل مدار فرورزونانس



شکل (۹): اضافه ولتاژ ناشی از فرورزونانس

۲-۳-۴- ترانسفورمر ولتاژ

ترانسفورمر ولتاژ با اتصال YNy که به سیستم زمین نشده متصل باشد، مورد دیگری از ایجاد فرورزونانس است. در این شرایط اگر بعللی نظیر خطای فاز به زمین یا کلید زنی، ولتاژی بیش از نرمال به سیستم زمین نشده اعمال گردد، احتمال اشباع ترانسفورمر و ایجاد فرورزونانس پدید می آید. این احتمال را می توان با اتصال PT بین فاز و نول در حالیکه ولتاژ اسمی آن برابر ولتاژ فاز - فاز انتخاب شده است، کاهش داد. برای خنثی کردن کامل فرورزونانس، لازم است مقاومت اهمی به سیم پیچ های ثانویه اعمال گردد. در سیستم های سه فاز زمین نشده، عموماً از نصب رله 59N در سیم پیچ مثلث باز PT جهت حفاظت از خطای زمین استفاده می شود. در این حالت، مقدار

مقاومت نصب شده در دو سر سیم پیچ مثلث باز جهت خنثی کردن فرورزونانس، از رابطه $R \leq 0.15 X_m$ (مرجع ۲) انتخاب می گردد که در آن X_m راکتانس مغناطیسی یک فاز PT می باشد و حداقل توان مقاومت از رابطه $(3V_0)^2/R$ تعیین می شود که $3V_0$ ولتاژ دو سر سیم پیچ مثلث باز هنگام اتصال فاز به زمین در سیستم زمین نشده است.

۵- حفاظت از اضافه ولتاژ

هدف اصلی از حفاظت در برابر اضافه ولتاژ، کاهش دامنه ولتاژ به کمتر از قابلیت تحمل عایقی تجهیزات و نتیجتاً ممانعت از شکست عایقی آنها می باشد. روشهای رسیدن به این هدف برای اضافه ولتاژ خارجی و داخلی متفاوت است. عایق بکار رفته



۶- جمع بندی و نتیجه گیری

- سیستم‌های الکتریکی در طول بهره برداری تحت اضافه ولتاژ قرار دارند که بیشترین صدمه را به عایق تجهیزات وارد می‌کنند.
- برخورد مستقیم یا غیر مستقیم صاعقه به خطوط، بیشترین اضافه ولتاژ را ایجاد می‌کند.
- تجهیزات الکتریکی قابلیت تحمل معینی در برابر دامنه و میزان افزایش اضافه ولتاژ دارند و بایستی در برابر آن حفاظت شوند.

۷- مراجع

- 1- Electric power distribution handbook, short, 2003.
- 2- AC Generator protection, IEEE C37-102.
- 3- Electric power distribution for industrial plants, IEEE std, 141.
- 4- Electric Transients in power system A. Green wood.
- 5- Switching phenomena in MV power Systems, Brown Boveri review 5-86.
- 6- Interruption of low inductive and capacitive current, B.B. Review, 4-79.
- 7- Standard handbook for electrical engineers, fink & beaty, 2000.
- 8- Industrial & commercial power system handbook, F.S. prabhakara.
- 9- Power distribution system equipment overvoltage protection IEEE, IA, vol.30 no.5, 1994.
- 10- Electric power system, weedy & Cory.

- 1- Shield wire
- 2- Lightning arrester
- 3- Restrike free C.B.
- 4- Surge Limiter

در خطوط انتقال از نوع هوا، پورسلان و شیشه است که بعد از شکست عایقی مجدداً بکار ادامه می‌دهند، در حالیکه عایق متأثر از اضافه ولتاژ داخلی از نوع SF₆، روغن و میکا است که شکست عایقی می‌تواند به تخریب آنها منجر شود.

با توجه به مقدار بسیار زیاد ولتاژ حاصل از برخورد صاعقه، از نظر اقتصادی امکان انتخاب سطح عایقی تجهیزات مربوطه در حد تحمل ولتاژ صاعقه وجود ندارد و لذا روند طراحی برای عایق‌های خارجی براساس کاهش تعداد شکست عایقی و کاهش ولتاژ وارد بر تجهیزات صورت می‌گیرد و از تجهیزاتی نظیر سیم محافظ هوایی^۱، زمین کردن موثر، و وسایل حفاظتی نظیر ارستر^۲، و Spark gaps استفاده می‌شود.

وجود سیم محافظ در بالای هادیها، که از طریق دکل زمین می‌شود، برخورد مستقیم صاعقه به هادیها را کاهش می‌دهد و دامنه ولتاژ که از طریق القایی از سیم محافظ به هادی منتقل می‌شود را کم می‌کند. در ارتباط با کلید زنی، از کلیدهای عاری از قوس مجدد^۳، زمین کردن نقطه خنثی در سیستم و نصب ارستر و خازن محدود کننده^۴، در ترمینال تجهیزات استفاده می‌شود.

اضافه ولتاژ فرکانس صنعتی تهدید آنی برای عایق تجهیزات نمی‌باشد ولی بایستی بموقع شناسایی و رفع شوند تا در دراز مدت منجر به کاهش عمر مفید عایق نگردند. تنظیم این نوع اضافه ولتاژ بکمک رگولاتور ولتاژ ژنراتور، تپ چنجر ترانسفورمر و تجهیزات کنترل بار راکتیو صورت می‌گیرد ولی استفاده از ارستر کاربرد ندارد. زمین کردن مستقیم یا با مقاومت نقطه خنثی، یکی از مطمئن ترین تمهیدات جهت حفاظت بشمار می‌رود.



آقای کاوس قصبه دارای فوق لیسانس مهندسی برق از آلمان (سال ۱۳۴۵) و دکترای مهندسی برق از انگلستان (سال ۱۳۵۳) می باشد. ایشان تا سال ۱۳۶۲ به تدریس در دانشگاه صنعتی شریف پرداخته و ۲۴ سال در شرکت قدس نیرو سابقه کارشناسی و سرپرستی گروه تخصصی دارد. زمینه فعالیت آقای قصبه، بطور کلی سیستم‌ها و تجهیزات برق نیروگاه بوده و زمینه تخصصی و علاقمندی ایشان ماشین‌های الکتریکی و ترانسفورمرها می باشد.

Email:

kghasabei@ghods-niroo.com



ایجاد یک شبکه توزیع آزمایشگاهی جدید، و پیاده سازی یک روش جامع جهت تخمین هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان

هانی پيله و ر جاويد

کارشناس برق - مدیریت مهندسی نیروگاههای بخار و انرژیهای نو

واژه‌های کلیدی: شبکه توزیع آزمایشگاهی جدید، هزینه‌های ناشی از قطع برق، عوامل مؤثر بر هزینه قطع برق، روش محاسبه هزینه قطع برق.

چکیده

در این مقاله، یک روش دقیق جهت تخمین هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان شبکه‌های توزیع ارائه می‌گردد. نتایج حاصل از این مطالعه نشان خواهد داد که اندازه هزینه‌های ناشی از قطع برق به پارامترهایی همچون ساعت، روز و فصل وقوع خاموشی، مدت زمان آن، نوع مشترک و اندازه دیماندر آن، و... بستگی دارد. به منظور بررسی اثر هر یک از این پارامترها بر مقدار عددی هزینه، ضروری است که این روش در یک شبکه توزیع آزمایشگاهی پیاده سازی شود. اطلاعات شبکه‌های استاندارد موجود برای محاسبه هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان کافی نمی‌باشد. از این رو، در این مطالعه، یکی از شبکه‌های توزیع استاندارد قدیمی تحت اصلاح قرار گرفته، داده‌های مورد نیاز به آن اضافه شده، و یک شبکه جدید ایجاد می‌شود. مقاله حاضر، تا آنجا که ممکن است، مشخصات شبکه توزیع ایجاد شده را ارائه داده، به بیان جنبه‌های بیشتری از روش دقیق محاسبه هزینه‌های ناشی از قطع برق و عوامل مؤثر بر آن می‌پردازد.

۱- مقدمه

خصوصی سازی سازمانها و نهادهای دولتی منجر به تجزیه شرکتهای برق به بخشهای کوچکتری چون تولید، انتقال و توزیع شده است. اختلالات مختلف شبکه، از جمله قطع برق که بر هزینه ترین آنها می‌باشد [۱-۱۰]، ممکن است در هریک از این بخشها روی دهد. در اینگونه حالات، تعیین حدود مسئولیت این بخشها، که از لازمه‌های ورود به بازار برق نیز می‌باشد، جهت جبران هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان به آسانی امکان پذیر نیست. با داشتن یک اندازه عددی از هزینه‌های ناشی از قطع برق می‌توان حدود مسئولیت این بخشها را از یکدیگر تفکیک کرده، را ورود به بازار برق را هموارتر ساخت.

پیش‌بینی و تخمین بهای قابلیت اطمینان، تبدیل به ابزاری متداول در طرح ریزی و طراحی شبکه‌های برق شده است. یک مؤلفه جدایی ناپذیر در محاسبات قابلیت اطمینان، تعیین هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان می‌باشد، که در کنار هزینه‌های لازم برای افزایش سطح قابلیت اطمینان، مقدار کل هزینه، قابلیت اطمینان را بدست می‌دهد. بنابراین، با داشتن مقدار عددی هزینه‌های ناشی از قطع برق، می‌توان نیمی از راه محاسبه اندازه کلی قابلیت اطمینان شبکه را طی کرد [۱۰ و ۱۱].

انجام ممیزی، بهترین راه برای سنجش اولیه هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان



می‌باشد [۱]. در مراجع [۲-۱۰] نتایج چند ممیزی و مطالعه معتبر در این زمینه، که توسط تعدادی از سازمانهای بین‌المللی انجام گرفته، نشان داده شده است. طراحی شبکه‌های جدید، مستلزم انجام اینگونه تحقیقات و ممیزی‌ها می‌باشد. با این وجود، نتایج حاصل از ممیزی‌ها، فقط هزینه‌های خام ناشی از قطع برق یک مشترک انفرادی یا دسته‌ای از مشترکان همکار را نشان داده، هزینه‌های واقعی قطع برق را بدست نمی‌دهد.

در قوانین قضایی بعضی از کشورها، زیانهای مالی ناشی از قطع برق، توسط شرکتهای برق منطقه‌ای، و با استفاده از یک سری از روشهای ابتدایی، جبران می‌گردد [۱۲]. این موضوع به تازگی در ایران نیز مطرح شده است. در مراجع [۱۳-۱۵] تعدادی از روشهای معمول در محاسبه هزینه‌های ناشی از قطع برق مورد بررسی قرار گرفته است. در این روشها، اندازه مالی غرامت شرکتهای برق، معمولاً فقط براساس نوع مشترک، اندازه دیماندر آن، و یا مدت زمان خروج بوده، بسیاری از دیگر پارامترهای تأثیرگذار بر هزینه‌های ناشی از قطع برق در آن لحاظ نمی‌شود.

با توجه به آنچه بیان شد، ایجاد یک فرایند جامع جهت تخمین صحیح هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان ضروری به نظر می‌رسد. روشی که تمامی پارامترهای تأثیرگذار بر هزینه‌های ناشی از قطع برق را لحاظ کرده، می‌باید از مشکلات شرکتهای برق و مشترکان بکاهد. این روش می‌باید در ابتدا در یک شبکه استاندارد، پیاده‌سازی شده و تحت بررسی قرار گیرد. تاکنون شبکه‌های آزمایشگاهی بستیری ایجاد شده است [۱۶-۲۰]، که آخرین ویرایش آنها^۱ RBTS نام دارد [۱۸-۲۰]. به دلیل مشکلاتی که در استفاده از RBTS وجود

دارد، بخشی از آن تحت اصلاح کلی قرار گرفته، به عنوان یک شبکه آزمایشگاهی جدید، در این مطالعه مورد استفاده قرار می‌گیرد.

بخش دوم از مقاله حاضر به تشریح شبکه جدید که^۲ DTS نام دارد، اختصاص می‌یابد. در این بخش سعی شده است که تا حد امکان، اطلاعات پایه این شبکه ارائه گردد. محاسبه هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان نیازمند کسب اطلاعات خاصی از مشترکان و شبکه می‌باشد. این اطلاعات، برای مشترکان DTS ایجاد شده، و در بخش سوم این مقاله ارائه می‌شود. در بخش چهارم، روش دقیق محاسبه هزینه‌های ناشی از قطع برق، الگوریتم، و روابط مربوطه تشریح می‌شود. نتایج حاصل از پیاده‌سازی این روش نیز در بخش پنجم ارائه می‌گردد. خواهیم دید که با استفاده از روش ارائه شده در این مقاله، علاوه بر مزایای ذکر شده، می‌توان بهترین زمان برای قطع برق و انجام تعمیرات در شبکه را نیز بدست آورد. بخش ششم به بیان نتایج حاصل از این مطالعه اختصاص دارد، بخش آخر نیز مراجع مورد استفاده در این مطالعه را بر می‌شمرد.

۲- تشریح شبکه آزمایشگاهی DTS

در هیچ یک از ویرایشهای RBTS، برای مشترکان پروفیل بار و یا رابطه‌ای که هزینه‌های ناشی از وقفه ولتاژ را بر حسب مدت زمان استمرار خاموشی نشان دهد، معرفی نشده است. همچنین، کلیه مشترکان موجود در تمامی نقطه بارهای RBTS، از نظر نوع و اندازه دیماندر، کاملاً مشابه فرض شده‌اند. این موضوع، از شرایط واقعی به دور بوده، درک قابلیت‌های روشهای مختلف محاسبه هزینه‌های

1- Reliability Test System (RBTS)

2- Distribution Test System (DTS)

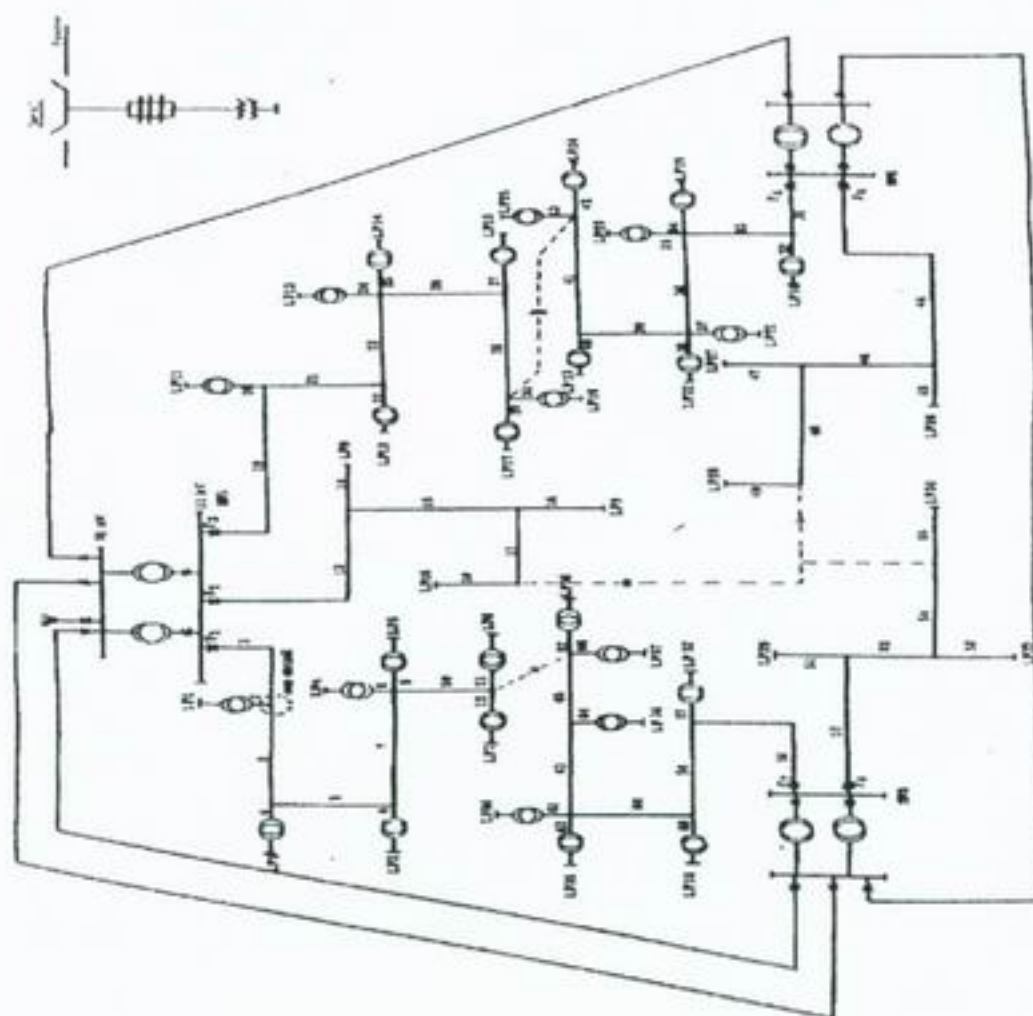
ناشی از قطع برق، اجرا، امتحان و مقایسه آنها را غیر ممکن می‌سازد. مجموعه این عوامل، ایجاد تغییرات کلی در RBTS را لازم ساخته، در نهایت، منجر به ایجاد DTS شد که تنها از نظر توپولوژی، تعداد و نوع مشترکان شبیه RBTS می‌باشد (شکل ۱) [۲۰].

در راستای اصلاح RBTS، برای تک تک مشترکان DTS تابع ضرر، و برای هریک از رده‌های DTS پروفیل بار (برای هفت روز اول زمستان) ایجاد گردید. در اندازه دیماندر مشترکان RBTS نیز به طور کامل تجدید نظر شده، به هر مشترک یک دیماندر اختصاصی تعلق یافت. سعی شد که این توابع و پروفیل‌های ایجاد شده، مطابق اطلاعات مرجع [۱۱]، دیگر نمونه‌های موجود [۲-۱۰]، و موارد عملی باشد. در موارد واقعی لازم است که به منظور شناسایی انواع مشترکان موجود در شبکه، توابع

ضرر، پروفیل‌های بار هر یک از آنها، و دیگر اطلاعات مورد نیاز، از ممیزی کیفیت توان استفاده شود.

این ممیزی می‌تواند به وسیله پرسشنامه‌های کتبی، و یا در حالت بهتر، با استفاده از بازبینی حضوری از مشترکان انجام گیرد. طراحی پرسشنامه‌ها، انتخاب مجموعه آماری مناسب و اندازه آن، و اصلاح پرسشنامه‌ها با توجه به شرایط محلی، ضرایب مهمی در این دست از مطالعات می‌باشند [۱۲].

DTS دارای سه رده مشترک، شامل مشترکان مسکونی، صنعتی و تجاری می‌باشد. DTS نیز همچون RBTS دارای ۴۷۷۹ مشترک در ۳۸ نقطه بار مختلف است. اندازه دیماندر هریک از این رده‌ها، تعداد مشترکان متعلق به هر رده و نسبت دیماندر هر رده به کل دیماندر شبکه در جدول (۱) آمده است.



شکل (۱): دیاگرام تک خطی DTS (مطابق شین چهارم RBTS) [۲۰]

جدول الف-۱ نیز ترکیب بندی هر یک از نقطه بارهای DTS را نشان می‌دهد. اندازه لگاریتمی دیماند تک تک مشترکان DTS را نیز می‌توان در شکل (۲) مشاهده کرد.

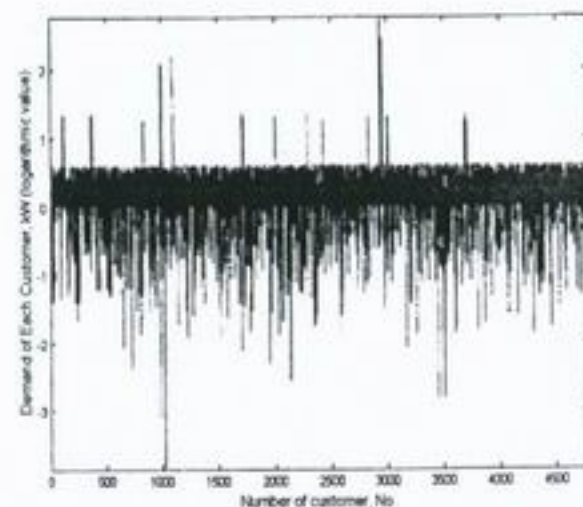
جدول (۱): اندازه بار و تعداد مشترکان متعلق به رده‌های مختلف DTS

رده	تعداد مشترکان	درصد از کل تعداد مشترکان	اندازه دیماند هر رده (kW)	درصد از دیماند کل
مسکونی	۴۷۱۳	٪۹۸/۶	۹۴۹۷	٪۶۱
تجاری	۴۱	٪۰/۱۸۷	۹۵۰	٪۶
صنعتی	۲۵	٪۰/۱۵۳	۵۰۱۲	٪۳۲
مجموع	۴۷۷۹	٪۱۰۰	۱۵۴۵۹	٪۱۰۰

در شبکه تحت آزمایش می‌باشد. در این ممیزی، لازم است که مشخصات تک تک مشترکان موجود در هر یک از نقطه بارهای شبکه تعیین گردد. مشخصات مشترک شامل نوع شغل، شماره متناظر در طبقه بندی صنعتی استاندارد^۱ و اندازه دیماند مشترک می‌باشد. جدول (۲) نمونه ای از این اطلاعات را برای نقطه بارهای چهارم و بیست و ششم DTS نشان می‌دهد.

جدول (۲): اطلاعات مورد نیاز در باب مشترکان

(نقطه بار چهارم)		
شماره مشترک	شناسه SIC	اندازه تقریبی دیماند (kW)
۱	-	۲
۲	-	۱
⋮	⋮	⋮
۲۰۰	-	۳
(نقطه بار بیست و ششم)		
شماره مشترک	شناسه SIC	اندازه تقریبی دیماند (kW)
۱	۲۵	۵۰۰
۲	۲۶	۲۰۰
۳	۲۷	۵۱۰
۴	۲۸	۲۶۰



شکل (۲): اندازه لگاریتمی دیماند مشترکان DTS

۳-۲- اطلاعات بار

هر مشترک، پروفیل بار منحصر به فرد خود را دارا می‌باشد. نظر به اینکه شرکتهای برق منطقه‌ای، بیشتر مقدار انرژی مصرفی مشترکان را اندازه‌گیری می‌کنند تا مقدار بار آنها، معمولاً اطلاعات

۳- اطلاعات مورد نیاز برای محاسبه

هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان

در فرایند محاسبه هزینه‌های ناشی از قطع برق به سه مجموعه داده، شامل اطلاعات مشترک، بار و هزینه، نیاز است که در ادامه به توضیح هر یک پرداخته خواهد شد.

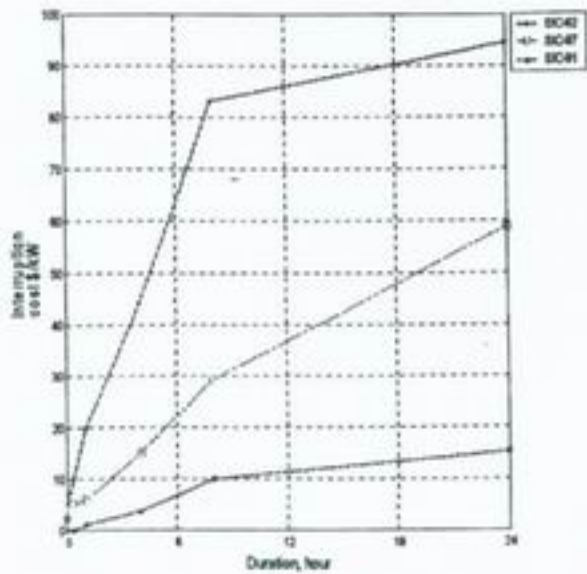
۳-۱- اطلاعات مشترک

استفاده از روش دقیق محاسبه هزینه‌های ناشی از قطع برق، مستلزم انجام یک ممیزی جامع

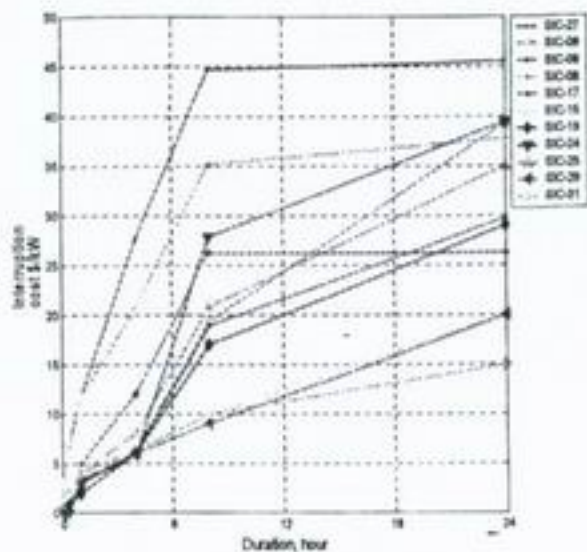
1- Standard Industrial Classification (SIC)

در این استاندارد، به هر یک از انواع مشترکان صنعتی و تجاری موجود در شبکه، با توجه به نوع شغل، یک کد انحصاری اختصاص می‌یابد.





شکل (۵): ICDF تعدادی از مشترکان تجاری DTS



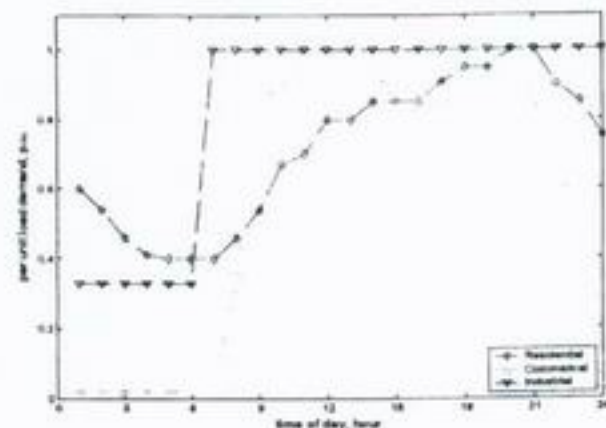
شکل (۶): ICDF تعدادی از مشترکان صنعتی DTS

۳-۳- اطلاعات هزینه

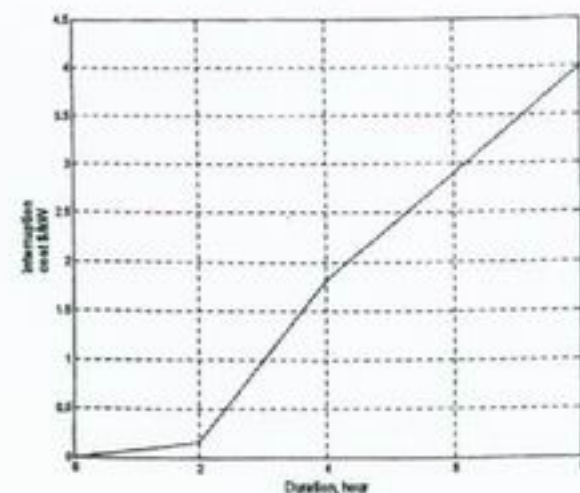
۳-۳-۱- توابع ضرر ناشی از قطع برق

هزینه‌های ناشی از قطع برق هر مشترک را می‌توان به صورت توابعی بر حسب زمان نشان داد، که معروف به توابع ضرر مشترک می‌باشند. این روش نمایش مقدار ضرر ناشی از قطع برق مشترکان^۱، در بسیاری از مطالعات مورد استفاده قرار می‌گیرد. دستیابی به مقدار واقعی این هزینه‌ها، فلسفه و مشکلات خاص خود را دارد. در این فرایند، پس از استخراج اطلاعات هزینه، انواع مختلف مشترکان موجود در شبکه با استفاده از طبقه بندی صنعتی

مرتبط با پروفیل بار مصرف کنندگان را در اختیار ندارند. بنابراین، تنها راه استخراج پروفیل‌های بار مشترکان، استفاده از تجهیزات اندازه گیری انرژی در ممیزی می‌باشد. البته، پس از ایجاد این اطلاعات می‌توان با محاسبه پروفیل برآیند مشترکان هم رده، مشترکان انفرادی شبکه را با استفاده از پروفیل‌های گروهی نماینده رده خود، یعنی پروفیل‌های بار مشترکان مسکونی، تجاری و ... مدل کرد [۱۲]. مرجع [۲۱] نشان می‌دهد که استفاده از پروفیل‌های گروهی به جای پروفیل‌های انفرادی، هرچند ممیزی را ساده تر می‌نماید، ولی از دقت نتایج می‌کاهد. با این همه، به منظور تطابق با موارد عملی، در این مطالعه از پروفیل بار گروهی به جای پروفیل انفرادی استفاده شده است. شکل (۳) تعدادی از پروفیل‌های بار ایجاد شده جهت مشترکان DTS را برای یکی از روزهای هفته نشان می‌دهد.



شکل (۳): پروفیل بار گروهی ایجاد شده برای رده‌های مختلف DTS روز سه شنبه، اولین هفته زمستان



شکل (۴): ICDF مشترکان مسکونی DTS

1- Customer Damage Function (CDF)

استاندارد دسته بندی می‌شوند. سپس برای هر یک از این دسته‌ها توابع ضرر مشترک انفرادی^۱ ایجاد می‌شود.

برای DTS، با استفاده از اطلاعات مرجع [۱۱]، ۳۶ گروه SIC (شامل ۲۵ گروه صنعتی، و ۱۱ گروه تجاری) و یک گروه مسکونی ایجاد شد. سپس، برای مشترکان هر یک از این ۳۷ گروه، تابع ضرر انفرادی^۲ ایجاد گشت. جدول ب-۱ لیست مشاغل ایجاد شده برای مشترکان DTS را به همراه شناسه SIC آنها نشان می‌دهد. شکل‌های (۴) تا (۶) توابع ضرر مشترکان مسکونی، و تعدادی از مشترکان تجاری و صنعتی DTS را نشان می‌دهد.

می‌شوند. جداول (۳) و (۴) ضرایب وزنی هزینه رده‌های مختلف DTS را نشان می‌دهند.

جدول (۳): ضرایب وزنی هفتگی هزینه رده‌های مختلف DTS [۱۲]

روز هفته	مسکونی	تجاری	صنعتی
چهارشنبه	۰/۹۹۶۴	۰/۹۹۹۷	۰/۹۹۳۸
پنجشنبه	۰/۹۹۶۴	۰/۹۹۹۷	۱
جمعه	۰/۹۹۶۴	۱	۰/۹۹۹۷
شنبه	۱	۰/۸۹۳۸	۰/۸۹۳۸
یکشنبه	۱	۰/۸۹۶۸	۰/۸۹۶۸
دوشنبه	۰/۹۹۶۴	۰/۹۹۹۷	۰/۹۹۷۰
سه شنبه	۰/۹۹۶۴	۰/۹۹۹۷	۰/۹۹۶۴

جدول (۴): ضرایب وزنی ساعتی هزینه رده‌های مختلف DTS

ساعت از شبانه روز	ضرایب وزنی			ساعت از شبانه روز	ضرایب وزنی		
	م	ص	ت		م	ص	ت
۱	۰/۵۰	۰/۳	۰/۲	۱۳	۱/۰	۰/۸	۱/۰
۲	۰/۴۹	۰/۳	۰/۲	۱۴	۱/۰	۰/۸	۰/۹
۳	۰/۴۸	۰/۲	۰/۲	۱۵	۱/۰	۰/۹	۰/۸
۴	۰/۴۷	۰/۲	۰/۲	۱۶	۱/۰	۱/۰	۰/۸
۵	۰/۴۸	۰/۳	۰/۲	۱۷	۱/۰	۱/۰	۰/۸
۶	۰/۴۹	۰/۳	۰/۳	۱۸	۱/۰	۱/۰	۰/۸
۷	۰/۶۰	۰/۳	۱/۰	۱۹	۱/۰	۱/۰	۰/۹
۸	۰/۷۰	۰/۴	۱/۰	۲۰	۰/۹	۱/۰	۱/۰
۹	۰/۸۰	۰/۸	۱/۰	۲۱	۰/۹	۱/۰	۱/۰
۱۰	۰/۹۰	۰/۸	۱/۰	۲۲	۰/۹	۰/۹	۱/۰
۱۱	۱/۰	۰/۸	۱/۰	۲۳	۰/۸	۰/۸	۱/۰
۱۲	۱/۰	۰/۸	۱/۰	۲۴	۰/۷	۰/۵	۰/۷

راهنما: "م" مسکونی، "ص" صنعتی، "ت" تجاری.

۴- شرح روش محاسبه

پس از ایجاد داده‌های یاد شده برای DTS، یک برنامه کامپیوتری به زبان MATLAB جهت اجرای الگوریتم روش دقیق نوشته شد. فلوچارت مورد استفاده را می‌توان در شکل

1- Individual Customer Damage Function (ICDF)
2- Cost Weight Factor (CWF)

۳-۲- ضرایب وزنی هزینه^۲

نتیجه جالبی که همواره در ممیزی‌های کیفیت توان مشاهده می‌شود، تغییر هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان، نسبت به ساعت، روز، ماه و فصل وقوع خاموشی می‌باشد. بعضی از مشترکان، به علت طبیعت فصلی فعالیت‌هایشان، در اوقات مختلف روز، هفته، یا سال متحمل هزینه‌های متفاوتی از قطع برق می‌شوند. بنابراین، لازم است که این امر به طریقی در محاسبه هزینه‌های ناشی از قطع برق لحاظ شود. از این رو، پارامتری به نام ضریب وزنی هزینه مشترک ایجاد شده و اثر تغییر زمان بر هزینه‌های وقفه در آن منعکس می‌گردد. برای بدست آوردن این پارامتر، از مشترکان خواسته می‌شود که تغییرات هزینه خود را برحسب ساعات مختلف روز، روزهای مختلف هفته، و یا ماه‌های مختلف سال بیان نمایند. در نهایت، برای هر یک از مشترکان به صورتی عمل می‌گردد که بدترین زمان یا بیشینه سطح ضرر برابر ۱/۰ p.u. شود. سپس، دیگر ضرایب وزنی هزینه به صورت کسری از این عدد بیان

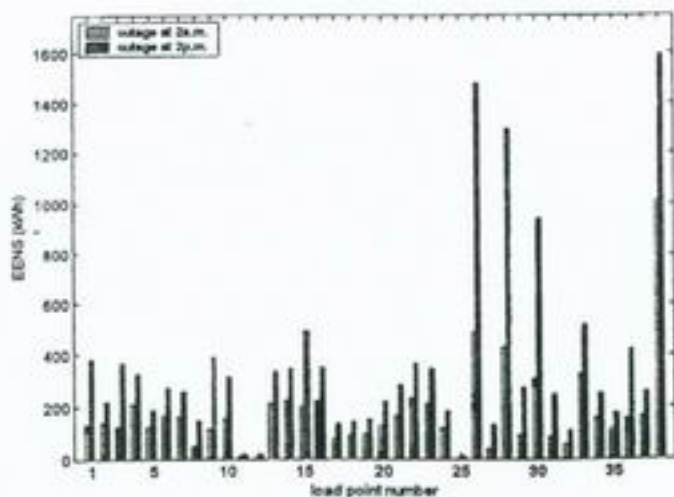


۵- نتایج حاصل از محاسبه هزینه قطع

برق مشترکان DTS

در حال حاضر، میزان غرامت ناشی از قطع برق مشترکان معمولاً یا بر اساس مقدار انرژی مصرفی مشترک (اندازه EENS) که در اطلاعات شرکتهای برق موجود است محاسبه می‌شود، و یا بر اساس میزان حساسیت تجهیزات مشترک نسبت به قطع برق (اندازه IEAR) که از ممیزی‌های کیفیت توان بدست می‌آید. در این بخش خواهیم دید که نمی‌توان از هیچکدام از این شاخصها، به تنهایی به عنوان معیاری برای سنجش اندازه هزینه قطع برق استفاده کرد. به عبارت دیگر، اندازه هزینه وقفه علاوه بر مقدار انرژی دچار اختلال و حساسیت تجهیزات الکتریکی، به پارامترهای دیگری نیز بستگی دارد که تنها با استفاده از شاخص ECOST می‌توان به مقدار واقعی آن دست یافت.

شکل‌های (۷) تا (۹)، نتایج حاصل از محاسبه شاخصهای مختلف هزینه مشترکان DTS را نشان می‌دهد. محاسبات با فرض وقوع دو خاموشی در ساعات ۲ بامداد و ۲ عصر، در اولین سه شنبه زمستان، انجام گرفته است. علت این انتخاب، مقایسه نتایج ساعات پرباری و کم باری با یکدیگر بوده است.



شکل (۷): مقادیر EENS(kWh) در نقطه بارهای مختلف DTS

ج-۱ (در ضمیمه ج) مشاهده کرد. ساختار این برنامه بر بررسی تغییر هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترک با توجه به زمان وقوع خاموشی و مدت زمان استمرار آن تمرکز دارد. در مورد خاموشی‌های بلند مدت (بیش از یک ساعت)، متوسط بار و هزینه، در طول زمان خاموشی تغییر می‌کند. این موضوع در برنامه یاد شده مورد توجه قرار گرفته است. در ادامه، روابط مورد استفاده در روش دقیق، معادلات (۱) تا (۵) ارائه می‌شود.

$$LPCDF_i = w_1 \times ICDF_1 + w_2 \times ICDF_2 + \dots + w_n \times ICDF_n \quad (1)$$

$$WF_k = \frac{C(d_k)_{Modified\ LPCDF}}{C(d_k)_{Normal\ LPCDF}} \quad (2)$$

$$EENS_i = L_k \times d_k + L_{k+1} \times d_{k+1} + L_{k+2} \times d_{k+2} + \dots \quad (3)$$

$$ECOST_i = WF_k \times C(d_k) \times L_k + \dots \quad (4)$$

$$IEAR_i = \frac{ECOST_i}{EENS_i} \quad (5)$$

در این معادلات: i ، شماره نقطه بار؛ n ، تعداد مشترکان در نقطه بار i ؛ w_1, w_2, \dots, w_n ، درصد انرژی تأمین نشده (دیماند) برای مشترک شماره $1, 2, \dots, n$ ؛ WF_k ، ضریب وزنی هزینه در ساعت (k) ؛ $C(d_k)$ ، هزینه خروج ($\$/kW$) در ساعت خروج (k) ؛ d_k ، مدت زمان خروج یک ساعتی در ساعت (k) ؛ L_k ، متوسط بار (kW) در ساعت (k) ؛ $LPCDF$ ، تابع ضرر مشترکان نقطه بار i ؛ $EENS$ ، اندازه قابل انتظار انرژی تأمین نشده؛ $ECOST$ ، اندازه قابل انتظار هزینه هر نقطه بار؛ و $IEAR$ ، نرخ تخمین انرژی تأمین نشده می‌باشد.

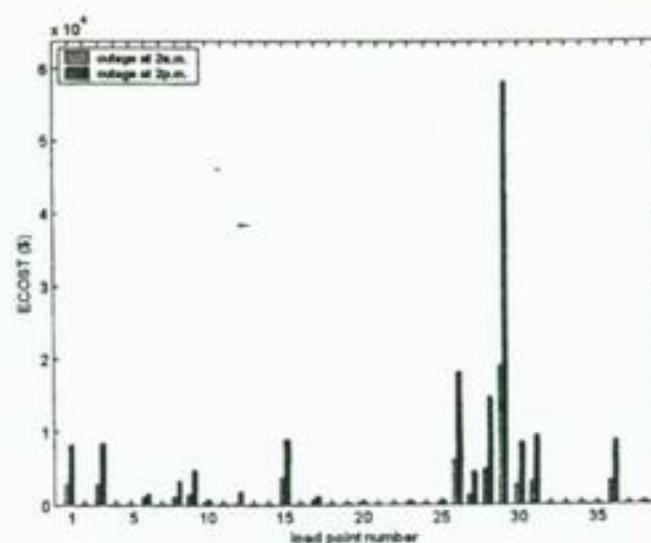


جدول (۵)، ECOST نقطه بار ۲۶ کمتر از نقطه بار ۲۹ است. علت این امر حساس تر بودن تجهیزات نقطه بار ۲۹ نسبت به نقطه بار ۲۶ است. این امر را می‌توان از مقایسه شاخصهای IEAR دو نقطه بار دریافت. به عبارت دیگر، اثر حساسیت تجهیزات نقطه بار ۲۹ بر هزینه، از اثر مقدار انرژی مصرفی نقطه بار ۲۶ بر هزینه بیشتر است. در حقیقت، نقطه بار ۲۹ شامل یک مشترک صنعتی متعلق به SIC-07 می‌باشد که اثر مقدار ICDF آن بر هزینه نسبت به مقدار دیماندا آن زیادتر است. نقطه بار ۲۶ نیز شامل تعدادی مشترک صنعتی است که مقدار انرژی مصرفی آنها زیاد و اندازه هزینه آنها پایین است. از جمله مشترکان صنعتی این نقطه بار که تأثیر بیشتری بر مقدار ECOST دارند می‌توان به SIC-25 و SIC-27 اشاره کرد.

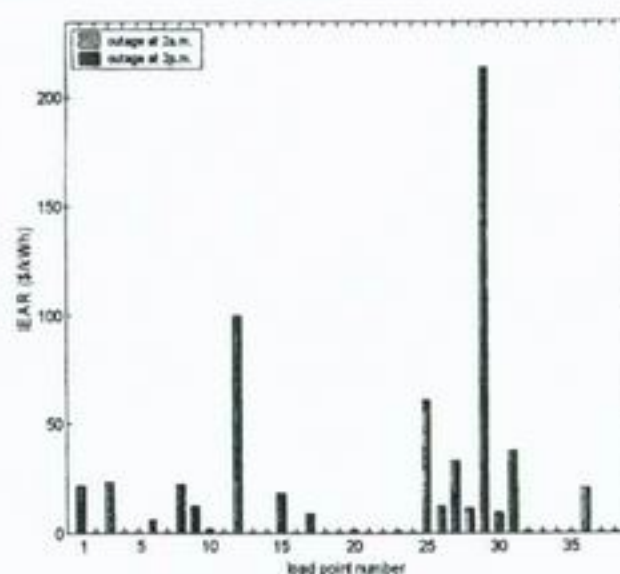
جدول (۵): اندازه شاخصهای چهار نقطه بار DTS در ساعات ۲ بامداد و ۲ عصر، بدون در نظر گرفتن ضرایب وزنی هزینه

IEAR(\$/kWh)		EENS(kW)		ECOST(\$)		نقطه بار
۲:۰۰	۱۴:۰۰	۲:۰۰	۱۴:۰۰	۲:۰۰	۱۴:۰۰	
۲۱۳	۲۱۳	۹۰	۲۷۲	۱۹۱۵۲	۵۸۰۳۶	۲۹
۱۲	۱۲	۴۸۸	۱۴۷۹	۵۹۹۷	۱۸۱۷۲	۲۶
۶۱	۶۱	۳	۱۱	۲۱۳	۶۴۶	۲۵
۰/۱۶	۰/۱۶	۱۰/۱۱	۱۵۹۲	۱۶۴	۲۵۸	۲۸

همین مقایسه را می‌توان در مورد نقطه بارهای ۲۵ و ۲۶ انجام داد. اگر معیار پرداخت غرامت قطع برق به مشترکان، مقدار حساسیت تجهیزات و فرایند صنعتی مشترک نسبت به قطع برق باشد (یعنی زمانی که تنها از اطلاعات خام ممیزی‌های کیفیت توان استفاده می‌گردد)، بایستی اندازه غرامت قطع برق نقطه بار ۲۵ بیشتر از نقطه بار ۲۶ باشد. در حالی که به علت دیماندا و انرژی مصرفی بالای مشترکان نقطه



شکل (۸): مقادیر ECOST (\$) در نقطه بارهای مختلف DTS



شکل (۹): مقادیر IEAR (kWh) در نقطه بارهای مختلف DTS

در این بخش، شاخصهای ECOST، IEAR و EENS پنج نقطه بار (نقطه بارهای ۱۲، ۲۵، ۲۶، ۲۹ و ۳۸ از نقطه بار DTS مورد بررسی قرار می‌گیرد. در این میان، نقطه بار ۳۸ کاملاً مسکونی، نقطه بار ۱۲ کاملاً تجاری، و سه نقطه بار دیگر کاملاً صنعتی می‌باشند.

همانطور که از جدول (۵) پیداست، نقطه بار ۲۶ دارای EENS بالاتری نسبت به نقطه بار ۲۹ است. بنابراین، اگر معیار پرداخت غرامت، میزان انرژی دچار اختلال مشترکان باشد (یعنی زمانی که تنها از میزان دیماندا مشترک به عنوان معیار سنجش هزینه استفاده می‌شود)، بایستی اندازه هزینه قطع برق و طلب غرامت نقطه بار ۲۶ بیشتر از نقطه بار ۲۹ باشد. در حالی که مطابق

بار ۲۶، اثر حساسیت پایین تجهیزات این نقطه بار نسبت به قطع برق جبران شده، اندازه هزینه این نقطه بار از نقطه بار ۲۵ بیشتر می‌شود. در واقع، نقطه بار شماره ۲۵ شامل یک مشترک صنعتی دارای ICDF بالا و دیمانند نسبتاً پایین (یعنی SIC-32) می‌باشد. بنابراین می‌توان اینگونه نتیجه گرفت که برای محاسبه هزینه بایستی هم اثر مقدار انرژی مصرفی مشترکان در نظر گرفته شود، و همچنین حساسیت تجهیزات و فرایندهای مشترکان نسبت به قطع برق. نکته قابل توجه دیگری که می‌توان از جدول (۵) دریافت، تفاوت فاحش هزینه قطع برق در ساعات مختلف شبانه روز (ساعات ۲ بامداد و ۲ عصر) می‌باشد. این امر مختص نقطه بارهای پرهزینه صنعتی و تجاری نبوده، در نقطه بار کاملاً مسکونی ۳۸ نیز صدق می‌کند. هرچه انرژی مصرفی مشترک بیشتر باشد، بستگی ECOST به ساعت وقوع خاموشی نیز بیشتر خواهد بود. این امر را می‌توان از مقایسه شاخصهای EENS و ECOST نقطه بار ۳۸ با سه نقطه بار دیگر دریافت. از مقایسه اخیر می‌توان نتیجه گرفت که اندازه هزینه قطع برق به شدت به ساعت وقوع خاموشی وابسته است و می‌باید برای پرداخت غرامت به ساعت وقوع خاموشی نیز توجه شود. برای این کار، بهترین روش استفاده از منحنی‌های ECOST است که با محاسبه این شاخص در ساعات مختلف شبانه روز و روزهای مختلف هفته بدست می‌آید (شکلهای ۱۰ تا ۱۳). در ادامه همین بخش در مورد این منحنی‌ها و کاربرد آنها بیشتر توضیح داده خواهد شد.

علاوه بر آنچه گفته شد، از جدول (۵) می‌توان دریافت که در صورت در نظر نگرفتن ضرایب وزنی هزینه، اندازه IEAR در ساعات مختلف شبانه روز یکسان خواهد بود، که البته قابل انتظار

نیز می‌باشد. به منظور بررسی اثر ضرایب وزنی هزینه بر ECOST، در جدول (۶) اندازه ECOST سه نقطه بار ۲۹، ۲۸ و ۱۲، با و بدون در نظر گرفتن ضرایب وزنی هزینه با یکدیگر مقایسه می‌شود.

جدول (۶): مقایسه اثر ضرایب وزنی هزینه در اندازه ECOST، برای سه نقطه بار DTS، در

ساعات ۲ بامداد و ۲ عصر

مقدار اختلاف در دو ساعت	ECOST بدون		مقدار اختلاف در دو ساعت	ECOST با در نظر		نقطه بار
	در نظر گرفتن ضرایب وزنی هزینه	۲:۰۰		۱۴:۰۰	گرفتن ضرایب وزنی هزینه	
٪۳۶	۱۶۴	۲۵۸	٪۶۵	۸۰	۲۳۲	۳۸
٪۶۷	۱۹۱۵۲	۵۸۰۳۶	٪۹۳	۳۸۳۰	۵۸۰۳۶	۲۹
٪۹۸	۱۹	۱۸۱۲	٪۹۹	۶	۱۴۵۰	۱۲

همانطور که از جدول (۶) پیداست، وجود ضرایب وزنی هزینه باعث کاهش مقدار ECOST انواع مشترکان می‌شود. این کاهش هزینه، در تمام نقطه بارها، همواره در ساعات کم باری بیشتر از ساعات پر باری است. این موضوع در نقطه بارهایی که کاملاً صنعتی و یا تجاری می‌باشند، بیشتر مشهود است. مطابق جدول (۴)، اندازه ضریب وزنی ساعتی هزینه مشترکان مسکونی، تجاری و صنعتی، در ساعات ۲ بامداد و ۲ عصر به ترتیب برابر ۰/۴۹ و ۰/۹، ۰/۳ و ۰/۸، ۰/۲ و ۱/۰ می‌باشد. بنابراین باید هم انتظار داشت که مقدار کاهش شاخص IEAR در نقطه بارهای تجاری و صنعتی در ساعات کم باری بیش از ساعات متناظر در نقطه بارهای مسکونی باشد.

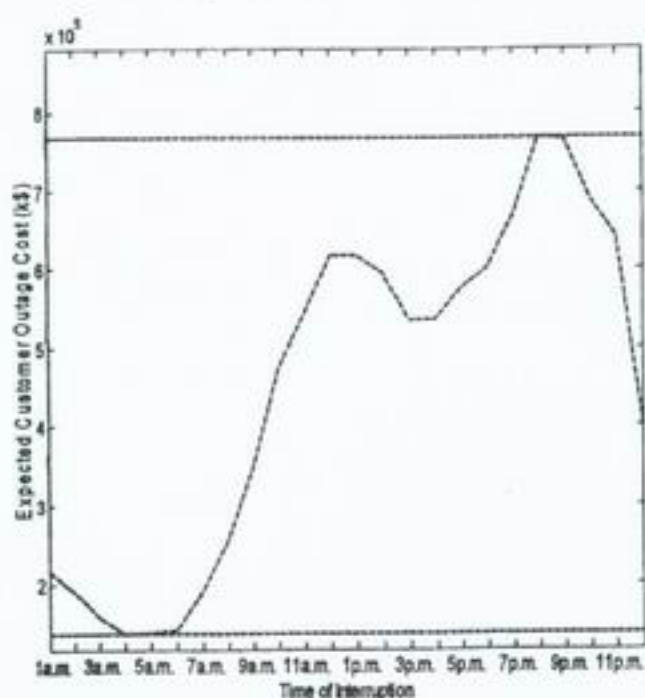
همچنین، با توجه به ستونهای چهارم و هفتم جدول (۶)، وجود ضرایب وزنی هزینه باعث افزایش اختلاف میان هزینه‌های ساعات پر باری



بنابراین، نمی‌توان بدون انجام محاسبات هزینه، با استفاده از هزینه یک مدت زمان مشخص از خاموشی، هزینه قطع برق در مدت زمانهای دیگر را بدست آورد.

علاوه بر آنچه گفته شد، شرکتهای برق، به ویژه بخش توزیع، همواره ناگزیر به قطع اجباری برق می‌باشند، که می‌تواند در ساعات مختلف شبانه روز و در مدت زمانهای مختلف انجام پذیرد. به این ترتیب، یافتن بهترین زمان برای ایجاد خاموشی بسیار لازم به نظر می‌رسد. از سودمندترین نتایج حاصل از تحلیل حاضر، یافتن بهترین ساعت در شبانه روز برای قطع برق می‌باشد که تنها با استفاده از منحنی‌های ECOST قابل دستیابی است.

شکل‌های (۱۰) و (۱۱) مقادیر مختلف ECOST را، به ترتیب برای یک ساعت و هشت ساعت قطع برق در ساعات مختلف شبانه روز نشان می‌دهند. به علاوه، منحنی‌های ECOST را می‌توان برای کل روزهای هفته، ماه، و ... نیز محاسبه کرد. شکل‌های (۱۲) و (۱۳) مقدار ECOST را برای یک ساعت و هشت ساعت قطع برق در ساعات مختلف اولین هفته زمستان در DTS نشان می‌دهند.



شکل (۱۰): تغییرات ECOST(S)

یک ساعت قطع برق در ساعات مختلف شبانه روز

و کم باری کلیه انواع مشترکان می‌گردد. اندازه این افزایش ارتباط مستقیمی با مقدار انرژی مصرفی مشترک و شکل پروفیل بار آن دارد. با توجه به این نتایج می‌توان با صراحت بیان داشت که نمی‌توان از اثر ضرایب وزنی هزینه در محاسبه هزینه قطع برق صرف نظر کرد و باید علاوه بر مقدار انرژی مصرفی، توابع ضرر مشترکان، و ساعت وقوع خاموشی، ضرایب وزنی هزینه را نیز در محاسبه هزینه قطع برق در نظر گرفت.

علاوه بر هزینه قطع برق در تک تک نقطه بارهای شبکه، از دیگر نتایجی که می‌توان در محاسبات قابلیت اطمینان استفاده کرد، اندازه ECOST کل شبکه می‌باشد. این عدد با استفاده از روش ارائه شده در این مقاله، محاسبه شده و در جداول (۷) و (۸) نشان داده شده است. این جداول علاوه بر نتایج حاصل از یک ساعت قطع برق، ECOST کل شبکه برای چندین ساعت خروج مختلف را نیز نشان می‌دهند.

جدول (۷): مقایسه ECOST(k\$) برای قطع برق در ۲ بامداد و در مدت زمانهای مختلف

مدت زمان قطعی برق (ساعت)	مدت زمان قطعی برق (ساعت)					هزینه
	۸	۴	۲	۱	۰/۵	
	۵.۵۱۵/۹	۲.۵۷۴/۴	۱.۳۴۵/۶	۶۴۸/۳	۱۹۰/۹	

جدول (۸): مقایسه ECOST(k\$) برای قطع برق در ۲ عصر و در مدت زمانهای مختلف

مدت زمان قطعی برق (ساعت)	مدت زمان قطعی برق (ساعت)					هزینه
	۸	۴	۲	۱	۰/۵	
	۲۱.۶۵۲/۸	۹.۶۲۱/۸	۴.۴۹۳/۰	۲.۰۱۴/۰	۵۹۵/۴	

همانطور که از جداول (۷) و (۸) می‌توان دریافت، ارتباط هزینه قطع برق با مدت زمان خاموشی خطی نبوده و بیشتر به صورت تصاعدی می‌باشد.



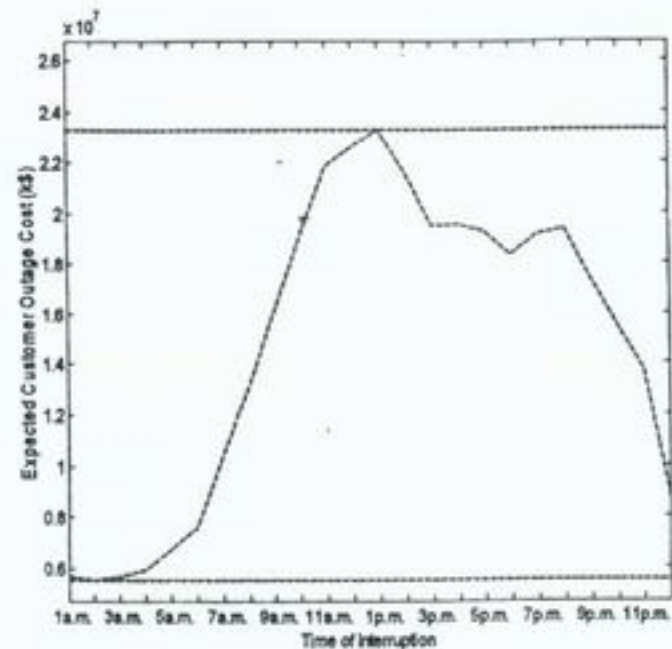
۶- نتیجه گیری و پیشنهاد

این مقاله روشی را برای ارزیابی هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان ارائه می‌دهد. اجرای این روش، نیازمند اطلاعات مفصلي از مشترکان شبکه بوده، به وسیله یک برنامه کامپیوتری انجام می‌گیرد. به علت استفاده از توابع ضرر انفرادی مشترکان در محاسبات، روش مذکور قادر است که علاوه بر نقطه بار (همانطور که در این مقاله نشان داده شده است)، محاسبات را برای تک تک مشترکان نیز انجام دهد.

نتایج بدست آمده در این مقاله نشان می‌دهد که هزینه‌های ناشی از قطع برق مشترکان را نمی‌توان تنها بر اساس اندازه مشترک (میزان بار مصرفی) و یا میزان حساسیت تجهیزات آن به قطع برق (توابع ضرر) محاسبه کرد. چراکه این هزینه‌ها علاوه بر نوع، اندازه، و تابع ضرر مشترک، به پروفیل بار مشترک، ساعت وقوع خاموشی، ضرایب وزنی هزینه، مدت زمان خاموشی، و ... نیز بستگی دارد. شایان ذکر است که علاوه بر زمان وقوع خاموشی، پارامترهایی همچون شرایط آب و هوایی و جغرافیایی نیز بر هزینه‌های قطع برق مؤثر هستند که بایستی در موارد عملی مورد توجه قرار گیرند.

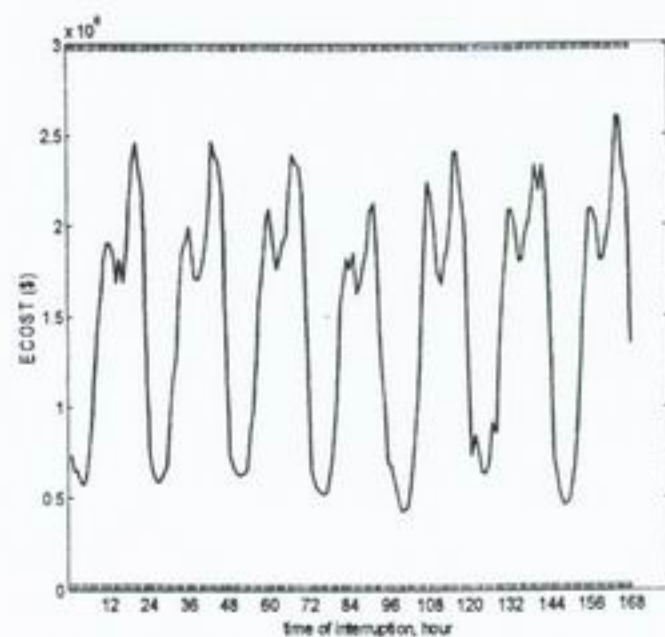
در DTS فقط اطلاعات مشترکان مسکونی، تجاری، و صنعتی ایجاد شد، در حالی که تعداد مشترکان را می‌توان به منظور دستیابی به یک شبکه کاملتر به مشترکان کشاورزی، سازمانی، ادارات، و ... نیز افزایش داد.

از طرف دیگر، هرچند هزینه یک وقفه ولتاژ از یک فروافتادگی ولتاژ بیشتر است ولی به علت تعداد بیشتر فروافتادگی‌ها نسبت به وقفه‌ها نمی‌توان از هزینه آنها گذشت و می‌باید روشی برای محاسبه این هزینه‌ها ایجاد کرد. روش



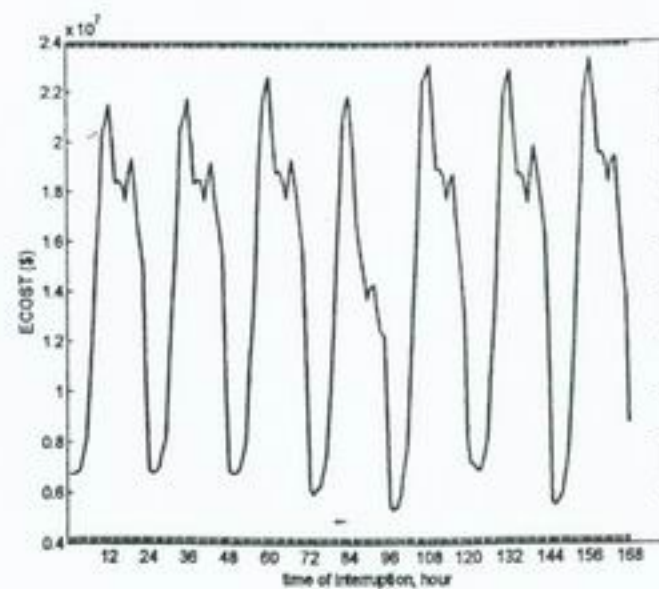
شکل (۱۱): تغییرات $ECOST(S)$.

هشت ساعت قطع برق در ساعات مختلف شبانه روز



شکل (۱۲): تغییرات $ECOST(S)$ به ازای

یک ساعت قطع برق در ساعات مختلف هفته



شکل (۱۳): تغییرات $ECOST(S)$ به ازای

هشت ساعت قطع برق در ساعات مختلف هفته



938-943 (2001).

[7] A. Prudenzi, S. Quaia and D. Zaninelli, "Surveying PQ Aspects in Italian Industrial Customers", IEEE Conf., pp. 211-216 (2003).

[8] S.B.Choi, K.Y.Nam, D.K.Kim, S.H.Jeong, H.S.Ryoo and J.D.Lee, "Assessment of Interruption Costs for Commercial Customers in Korea", IEEE Conf. Power System Technology, pp. 470-474 (Nov. 2004).

[9] S.B.Choi, K.Y.Nam, D.K.Kim, S.H.Jeong, H.S.Ryoo and J.D.Lee, "Developing of criteria and Calculation of Korean Industrial Customer Interruption Costs", IEEE Conf., Power System Technology, pp. 592-597 (Nov. 2004).

[10] A. A. Chowdhury, T. C. Mielnik, L. E. Lawton, M. J. Sullivan and A. Katz, "Reliability Worth Assessment in Electric Power Delivery Sys.," in Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting, vol. 1, Denver, Co, pp. 1-7 (Jun. 2004).

[11] S. A. Ali, G. Wacker, and R. Billinton, "Determination and Use of Sector and Composite Customer Damage Functions," in Proc. 1999 IEEE Canadian Conf. Elect. Compute. Eng., pp. 1483-1488 (May 1999).

[12] R. Billinton and W. Wangdee, "Estimating Customer Outage Costs Due to a Specific Failure Event," in Proc. Inst. Elect. Eng., Gener., Transm., Distrib., vol. 150, no. 6, pp. 668-672 (Nov. 2003).

[13] L. Goel, R. Gupta and M. F. Ercan, "Impacts of Adverse Weather on Reliability Worth Indices in Subtransmission Systems Using Deterministic as well as Probabilistic Criteria", IEEE Conf, pp. 269-274 (2003).

[14] J.V. Milanovic and Ch. P. Gupta, "Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags—Part I: The Methodology", IEEE trans. Power Delivery, vol. 21, no. 2, pp. 918-924 (Apr. 2006).

[15] J.V. Milanovic and Ch. P. Gupta, "Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags—Part II: Practical Implementation", IEEE trans. Power

پیاده سازی شده در این مقاله این قابلیت را دارد که هزینه فروافتادگی ها و برآمدگی ها و وقفه های زیر یک دقیقه ولتاژ را نیز محاسبه کند. این کار با توسعه توابع ضرر به کمتر از یک دقیقه امکان پذیر می باشد.

در ایران نیز تعداد مشترکانی که پرداخت غرامت قطع برق خود را طلب می کنند در حال افزایش است. بحث بازار برق نیز به تازگی مطرح و در مواردی اجرا شده است. بنابراین با انجام یک ممیزی کیفیت توان در ایران می توان صورت عملی تر روش پیاده سازی شده در این مقاله را مشاهده کرد.

۷- مراجع

[1] M. Mc Granaghan and B. Roettger, "Economic Evaluation of Power Quality", IEEE Power Engineering Review, pp. 8-12 (Feb. 2002).

[2] G. Tollefson, R. Billinton, G. Wacker, E. Chan, and J. Aweya, "A Canadian Customer Survey to Assess Power System Reliability Worth", IEEE Trans. Power Sys., vol. 9, no. 1, pp.443-450 (Feb. 1994).

[3] M.J. Sullivan, T. Vardell, M. Johnson, "Power Interruption Costs to Industrial and Commercial Consumers of Electricity", IEEE Trans. Industry Applications, vol. 33, no. 6, pp.23-35 (Nov./Dec. 1997).

[4] N.C. Koskolos, S.M. Megaloconomos, E.N. Didynas, "Assessment of Power Interruption Costs for the Industrial Customers in Greece", IEEE Conf., pp. 761-766 (Oct. 1998).

[5] R. Billinton and M. Pandey, "Reliability Worth Assessment in a Developing Country - Residential Survey Results", IEEE Trans. Power Sys., vol. 14, no. 4, pp. 1226-1231 (Nov. 1999).

[6] R. Lamedica, G. Esposito, E. Tironi, D. Zaninelli and A. Prudenzi, "A Survey on Power Quality Cost in Industrial Customers", IEEE Conf., pp.



اطمینان، و تأسیسات الکتریکی ساختمانی و
نیروگاهی می باشد.

Email:

Hani_pilevar@yahoo.com

Delivery, vol. 21, no. 2, pp. 925-932
(Apr. 2006).

[16] IEEE Committee Report, "IEEE Reliability Test System", IEEE Trans., Pas-98, pp. 2047-2054 (1979).

[17] R.N. Allan, R. Billinton and N.M.K. Abdel-Gawad, "The IEEE Reliability Test System - Extensions to and Evaluation of the Generating System", IEEE Trans. Power Sys., pp. 1-7 (1986).

[18] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu, K. Debnath, L. Goel, E. Khan, P. Kos, G. Nourbakhsh and J. Oteng-Adjei, "A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Data", IEEE Trans. Power Sys., vol. 4, no.3, pp. 1238-1244 (Aug. 1989).

[19] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu, L. Goel, E. Khan, P. Kos, G. Nourbakhsh and J. Oteng-Adjei, "A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Results", IEEE Trans. Power Sys, vol.5, no.1, pp. 319-325 (Feb. 1990).

[20] R.N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel and K.S. So, "A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results", IEE Trans. Power Sys., vol.6, no. 2, pp. 813-820 (May 1991).

[21] H. Pilevar Djavid and A. Jalilian, "Investigation of Using SCLP Instead of ICLP in Evaluation of Customer Interruption Costs", honk kong ICEE Conf. (2007).

آقای هانی پیله ور جاوید دارای لیسانس
مهندسی برق-قدرت از دانشگاه صنعتی خواجه
نصیرالدین طوسی تهران و فوق لیسانس
مهندسی قدرت- سیستم های قدرت از دانشگاه
علم و صنعت ایران می باشند. ایشان حدود ۴
سال سابقه کار در صنعت برق داشته که
یکسال آن در قدس نیرو بوده است. علاقمندی
آقای پیله ور جاوید در زمینه های طراحی و
ساخت تابلوهای برق، کیفیت توان، قابلیت



ضمیمه "الف":

جدول (الف-۱): ترکیب بندی مشترکان متعلق به هریک از نقطه بارهای DTS

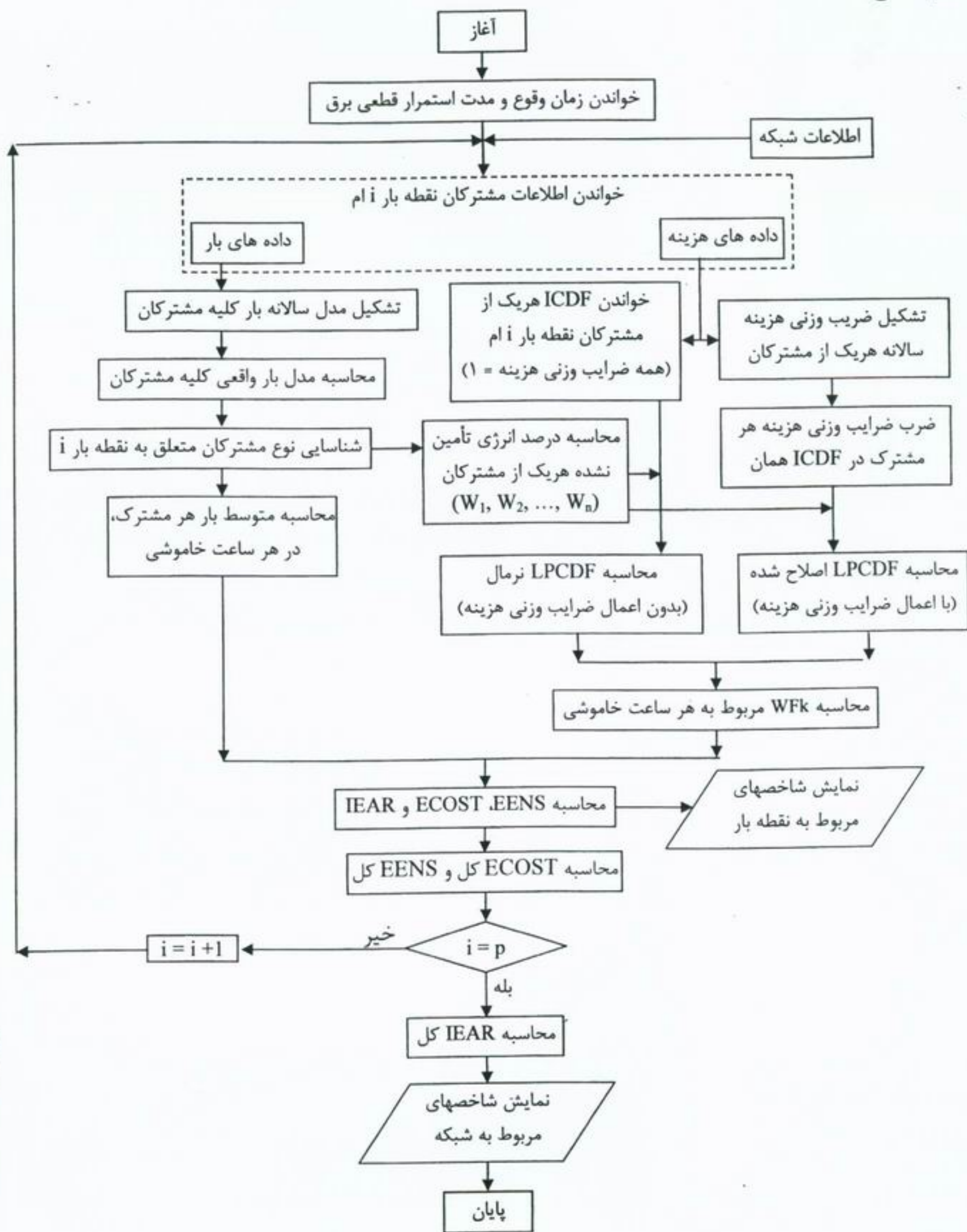
نقطه بار	تعداد کل	م	ت	ص	نقطه بار	تعداد کل	م	ت	ص	نقطه بار	تعداد کل	م	ت	ص
۱	۱۲۵	۱۱۵	۱۰	۰	۲۷	۲۰۰	۲۰۰	۰	۰	۱۴	۲	۰	۱	۰
۲	۱۲۱	۱۲۱	۰	۰	۲۸	۲۰۰	۲۰۰	۰	۰	۱۵	۶	۰	۰	۰
۳	۱۲۵	۱۱۵	۱۰	۰	۲۹	۲۰۰	۲۰۰	۰	۰	۱۶	۱	۰	۰	۰
۴	۲۰۰	۲۰۰	۰	۰	۳۰	۷۹	۸۰	۰	۱	۱۷	۵	۰	۰	۰
۵	۱۱۹	۱۱۹	۰	۰	۳۱	۸۰	۸۰	۰	۰	۱۸	۱	۰	۰	۰
۶	۱۵۰	۱۴۹	۰	۱	۳۲	۸۰	۸۰	۰	۰	۱۹	۰	۴۹	۱	۰
۷	۱۵۰	۱۵۰	۰	۰	۳۳	۱۱۹	۱۲۰	۰	۱	۲۰	۰	۲۹۰	۰	۰
۸	۲	۰	۰	۰	۳۴	۱۴۹	۱۵۰	۰	۱	۲۱	۰	۱۵۰	۰	۰
۹	۶	۰	۰	۰	۳۵	۲۰۰	۲۰۰	۰	۰	۲۲	۰	۱۰۰	۰	۰
۱۰	۱۰۰	۹۹	۰	۱	۳۶	۱۹۹	۲۰۰	۰	۱	۲۳	۰	۱۴۰	۱۰	۰
۱۱	۱۰	۱۰	۰	۰	۳۷	۱۰۰	۱۰۰	۰	۰	۲۴	۰	۱۵۰	۰	۰
۱۲	۱	۰	۰	۰	۳۸	۰	۱	۰	۰	۲۵	۰	۹۵۰	۰	۰
۱۳	۲۰۰	۲۰۰	۰	۰	-	۴	۴	۰	۰	۲۶	-	-	-	-

ضمیمه "ب":

جدول (ب-۱): طبقه بندی استاندارد صنعتی کلیه مشترکان فرضی شبکه DTS

ردیف	عنوان شغل	شماره SIC	ردیف	عنوان شغل	شماره SIC
۱	صنعت چوب نری	۴	۱۹	صنعت فلزکاری	۳۰
۲	صنعت اکتشاف معدن	۶	۲۰	صنعت ماشین سازی	۳۱
۳	صنعت نفت خام	۷	۲۱	صنعت حمل و نقل	۳۲
۴	صنعت شن و سنگ	۸	۲۲	صنعت تجهیزات برق	۳۳
۵	صنعت استخراج مواد معدنی	۹	۲۳	صنعت معادن غیر فلزی	۳۵
۶	صنعت غذایی	۱۰	۲۴	صنعت محصولات شیمیایی	۳۷
۷	صنعت محصولات آشامیدنی	۱۱	۲۵	دیگر صنایع	۳۹
۸	صنعت محصولات لاستیکی	۱۵	۲۶	تجارت مواد غذایی، آشامیدنی و داروجات	۶۰
۹	صنعت تولید پلاستیک	۱۶	۲۷	تجارت کفش، پوشاک و پارچه جات	۶۱
۱۰	صنعت محصولات چرمی	۱۷	۲۸	تجارت لوازم منزل	۶۲
۱۱	صنعت نساجی اولیه	۱۸	۲۹	تجارت اتومبیل	۶۳
۱۲	صنعت نساجی	۱۹	۳۰	تجارت عمومی	۶۴
۱۳	صنایع تولید پوشاک	۲۴	۳۱	جزیی فروشی	۶۵
۱۴	صنعت چوب	۲۵	۳۲	خرده فروشی (بدون مغازه)	۹۱
۱۵	صنعت تولید مبلمان و اثاثیه منزل	۲۶	۳۳	بنگاه های مالی	۹۲
۱۶	صنعت کاغذ	۲۷	۳۴	تجارت مواد غذایی و آشامیدنی	۹۶
۱۷	صنعت چاپ و نشر	۲۸	۳۵	تجارت شخصی	۹۷
۱۸	صنعت اولیه فلزی	۲۹	۳۶	خدمات سرگرمی و تفریحی	۹۸





شکل (ج-۱): فلوجارت روش دقیق محاسبه هزینه های ناشی از قطع برق مشترکان

طراحی و آنالیز دایک های ساحلی (مطالعه موردی دایک ساحلی خواجه)

محسن معجزی

کارشناس عمران - مدیریت ارشد مهندسی سازه های آبی

حامد فرشباف آقاجانی

کارشناس عمران - مدیریت ارشد مهندسی سازه های آبی

چکیده

دایک های ساحلی از جمله سازه های آبی هستند که هدف از اجرای آنها جلوگیری از ورود و نشت آب به منطقه مورد حفاظت است. بنابراین دایک حفاظتی در واقع یک سد در مقیاس کوچکتر بوده و روال طراحی و آنالیز آن تا حد زیادی شبیه سدها می باشد. دایک حفاظتی خواجه در قسمت انتهایی مخزن سد و نیار، به منظور جلوگیری از ورود آب دریاچه سد به درون شهر خواجه اجرا می گردد. در این مقاله فلسفه و مراحل طراحی قسمت های مختلف بدنه دایک ها در قالب مطالعه موردی دایک خواجه تشریح و بر روی چند مقطع در طول محور، آنالیزهای پایداری و تراوش انجام گرفته و نتایج حاصله ارائه شده است. خاطر نشان می سازد مطالعات کامل سد و نیار در قدس نیرو انجام گرفته است.

۱- مقدمه

دیوار پاراپت به ارتفاع ۱/۵ متر نیز بر روی تاج دایک در نظر گرفته شده است. محور نوار حفاظتی ساحلی شهر خواجه از سه قسمت تشکیل شده و طول کلی آن برابر ۲۲۲۰ متر می باشد. در جدول (۱)، مشخصات قطعات سه گانه نوار ساحلی شهر خواجه ارائه شده است. برای بدنه نوار ساحلی خواجه، سد خاکی با هسته رسی و فیلتر به عنوان گزینه مناسب انتخاب شده است.

شهر خواجه در قسمت انتهایی دریاچه سد و نیار قرار گرفته است و در صورت آبیگری سد قسمت هایی از این شهر مستغرق می گردد. به منظور جلوگیری از این مساله در نواحی مشکل دار پیرامون شهر اجرای یک نوار حفاظتی پیش بینی شده است. همچنین جهت افزایش ضریب اطمینان در مقابل پیشروی مخزن هنگام وقوع سیلاب و افزایش عمق آزاد، یک

جدول (۱): مشخصات قطعات سه گانه نوار ساحلی خواجه

قطعه	طول محور قطعه (متر)	موقعیت	حداکثر ارتفاع از سطح زمین (متر)	عمق متوسط آبرفت (متر)	نفوذ پذیری متوسط آبرفت (m/s)
اول	۵۱۰	شمال غربی شهر	۶	۱۲	1×10^{-5}
دوم	۹۹۰	جنوب شهر	۶/۷	۲۵	5×10^{-5}
سوم	۷۲۰	جنوب شرقی شهر	۵/۶	۲۰	1×10^{-5}



۲- سیستم آببندی پی

با توجه به وجود نواحی مسکونی در پایین دست دایک، عدم کنترل زه آب نشتی از بدنه و پی، موجب غرقاب شدن این نواحی و ایجاد مشکل برای ساکنین می شود. از طرف دیگر در صورتی که سیستم مناسبی برای آببندی پی و کنترل ترازش در نظر گرفته نشود، فشار منفذی ایجاد شده در پی، موجب کاهش مقاومت برشی و افزایش احتمال ایجاد فرسایش داخلی و یا رگاب در داخل پی خواهد بود. با توجه به انتخاب بدنه دایک از نوع خاکی با هسته رسی بهترین گزینه آببندی، ادامه ریشه هسته در عمق و ایجاد یک ترانشه آببند^۱ به همراه احداث بلانکت نفوذ ناپذیر رسی در بالادست می باشد. به دلیل مسائل اجرایی و تفاوت عمق آبرفت، مقدار عمق ترانشه آببند رس برای قطعه اول، دوم و سوم در عمیق ترین مقطع به ترتیب برابر ۳، ۵ و ۳ متر انتخاب شده است. برای کنترل بهتر و موثرتر تراوش از پی، علاوه بر استفاده از ترانشه آببند، از پوشش نفوذناپذیر بالا دست نیز استفاده می شود. البته در قطعه سوم به دلیل شرایط طبیعی پوشش زمین نیازی به احداث بلانکت رسی نمی باشد.

۳- طراحی هندسی پوسته دایک

شیب های پایین دست و بالا دست پوسته سدهای خاکی، نقش مهمی در پایداری بدنه و جلوگیری از وقوع گسیختگی شیزوانی های بالادست و پایین دست سد دارد. این شیب ها به طور کلی تابع نوع مصالح مورد استفاده، وضعیت پی و ارتفاع سد می باشد. نتایج تحلیل های پایداری اولیه نشان داده است که شیب $1V:2.5H$ برای پوسته مقطع دایک در سه ناحیه مذکور مناسب بوده و بنابراین این شیب برای هر سه قطعه یکسان انتخاب شده

است. در آنالیزهای انجام گرفته نیز از همین شیب ها استفاده شده است.

۴- طراحی هندسی هسته دایک

هسته در سدهای خاکی مهمترین جزء سد بوده و عملکرد مطلوب و پایداری سد منوط به طراحی مناسب هسته می باشد. از مهمترین خصوصیات مصالح هسته، داشتن نفوذپذیری و مقاومت برشی نسبتاً کم است. ارتفاع هسته رسی تابعی از ارتفاع سد می باشد. معمولاً رقوم تاج هسته رسی یک متر پایین تر از رقوم تاج بدنه در نظر گرفته می شود. با توجه به حداکثر ارتفاع تراز آب در قطعات، حداکثر و حداقل عرض هسته در دایک خواجه به ترتیب برابر ۴ و ۲/۴ متر خواهد شد. با در نظر گرفتن مسائل اجرایی و اهمیت آببندی دایک، مقدار عرض هسته در کف برای تمامی طول دایک به صورت محافظه کارانه برابر حداکثر مقدار یعنی ۴ متر و همچنین عرض هسته در تاج نیز، با توجه به شرایط اجرایی برابر ۴ متر انتخاب شده است. همچنین شیب دیواره های هسته به صورت $1H:4V$ در نظر گرفته شده است. در شکل های ۱، ۲ و ۳ مقاطع عمومی از محور دایک در هر سه قطعه نشان داده شده است.

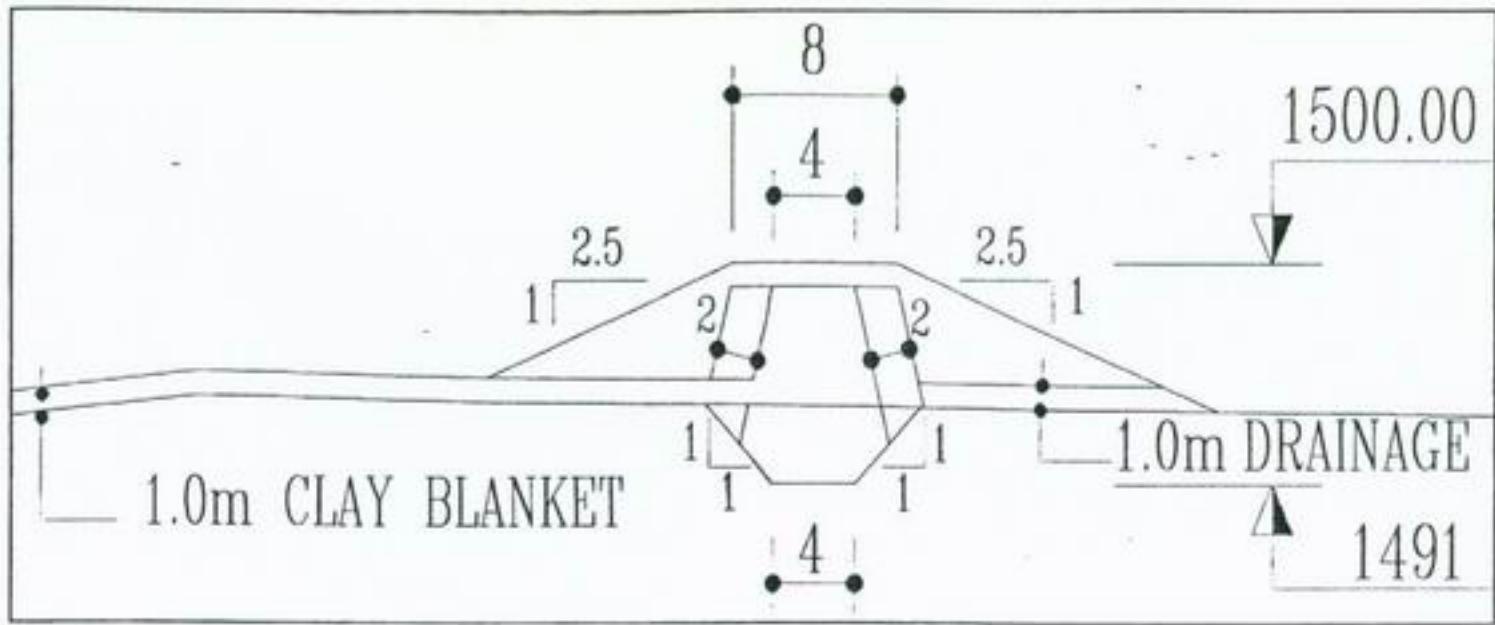
۵- کنترل تراوش از بدنه و پی دایک

۵-۱- روش محاسبه ابعاد بلانکت رسی

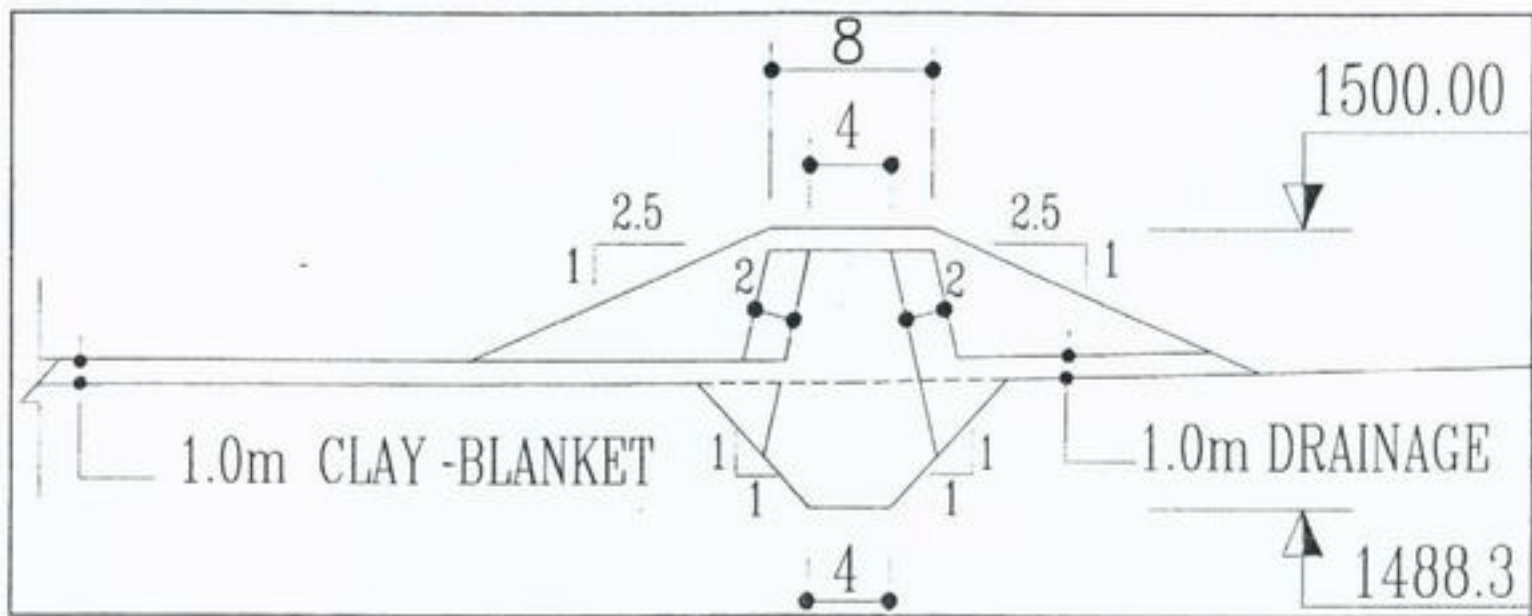
بر اساس پیشنهاد USBR، ضخامت پوشش نفوذ ناپذیر ۱۰ درصد ارتفاع آب توصیه می شود. همچنین حداقل ضخامت آن نباید کمتر از ۱ متر باشد. بنابراین با توجه به ارتفاع آب در بالادست مقاطع موجود، ضخامت پوشش نفوذناپذیر برابر حداقل مقدار توصیه شده یعنی ۱ متر انتخاب شده است.

1- Trench Cut-off

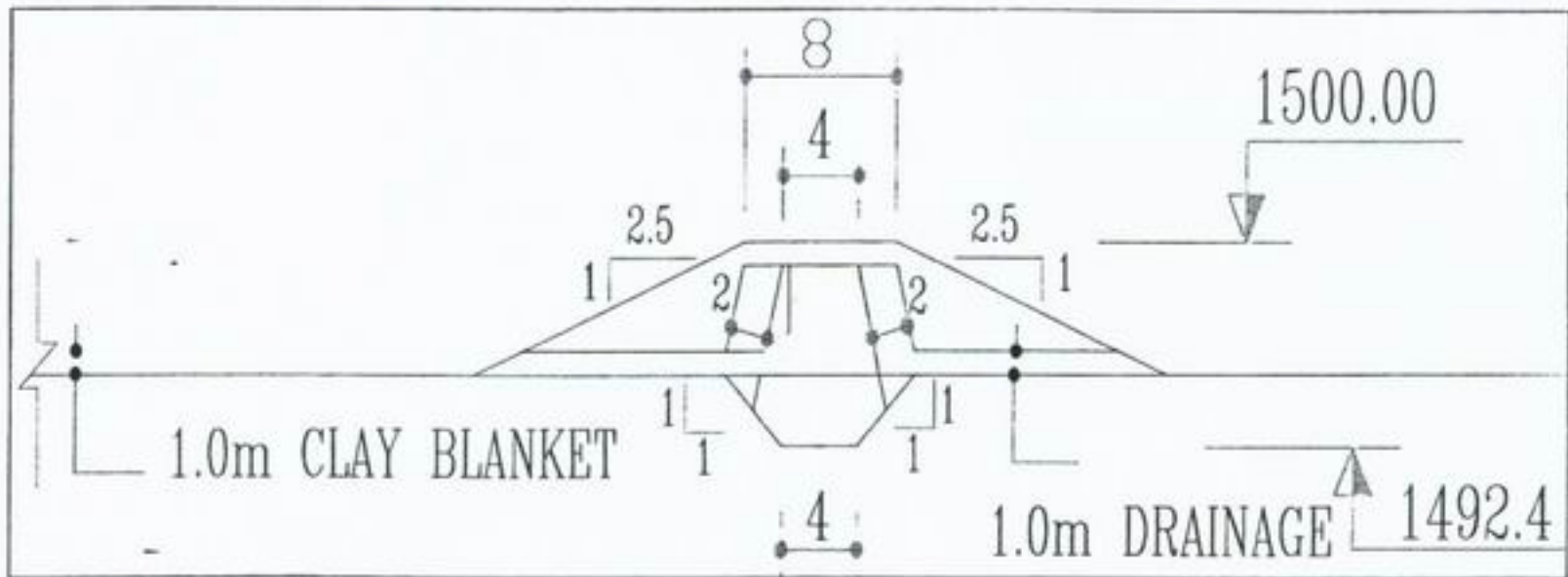




شکل (۱): مقطع عمومی قطعه اول



شکل (۲): مقطع عمومی قطعه دوم



شکل (۳): مقطع عمومی قطعه سوم



$$Q = k_f \cdot z_f \times \frac{H}{x_r + x_d} \quad (2)$$

در این رابطه H ارتفاع آب در پشت سد و x_d نیز ضخامت هسته در پی می‌باشد. به کمک روابط فوق، مقدار طول بهینه بلانکت برای هر سه قطعه دایک، محاسبه و در نهایت با توجه به شرایط موجود، طول بلانکت تعیین می‌شود. در شکل (۴) نمودار دبی تراوش پی در مقابل طول بلانکت از هر دو روش دستی و عددی برای قطعه دوم ترسیم شده است. با توجه به موارد گفته شده مشخصات سیستم آب‌بندی بدنه دایک در هر سه قطعه به صورت جدول (۲) خواهد شد.

برای تحلیل دستی تراوش از زیر بلانکت، از روش پیشنهادی (Benet(1946) استفاده می‌شود.

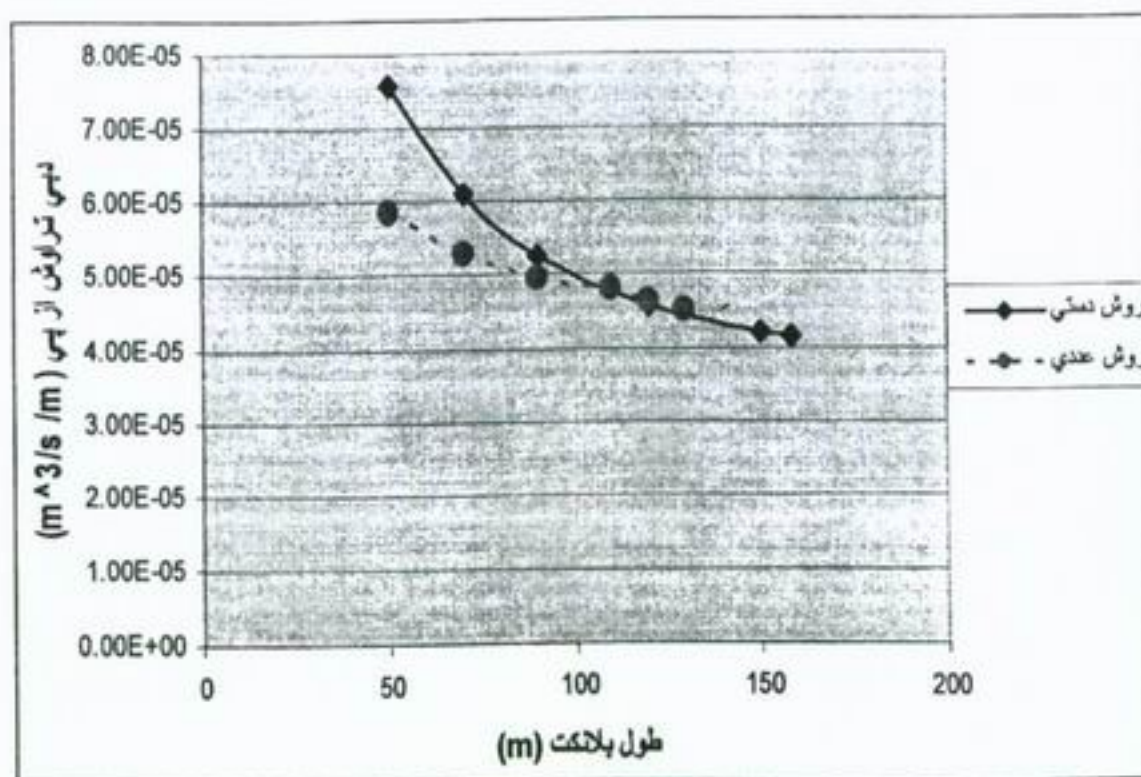
برای این کار، ابتدا لازم است که طول معادل بلانکت (x_r) از رابطه زیر محاسبه گردد:

$$x_r = \frac{1}{a} \left(\frac{e^{2ax} - 1}{e^{2ax} + 1} \right), \quad a = \sqrt{\frac{k}{k_f \cdot z_f \cdot k_b}} \quad (1)$$

در این رابطه (k_b) و (k_f) به ترتیب نفوذپذیری پی و بلانکت است. همچنین (z_f) عمق پی و (z_b) ضخامت بلانکت می‌باشند. بنابراین مقدار دبی نشت یافته از پی آبرفتی از طریق رابطه زیر محاسبه می‌شود:

جدول (۲): مشخصات سیستم آب‌بندی دایک خواجه

قطعه	عمق آبرفت (m)	عمق ترانشه آب بند (m)	طول بلانکت (m)
اول	۱۲	۳	۵۰
دوم	۲۵	۵	۹۰
سوم	۲۰	۳	۰



شکل (۴): نمودار دبی تراوش از پی برای طول انتخابی بلانکت در قطعه دوم

۵-۲- محاسبه مقدار نشت از بدنه و پی

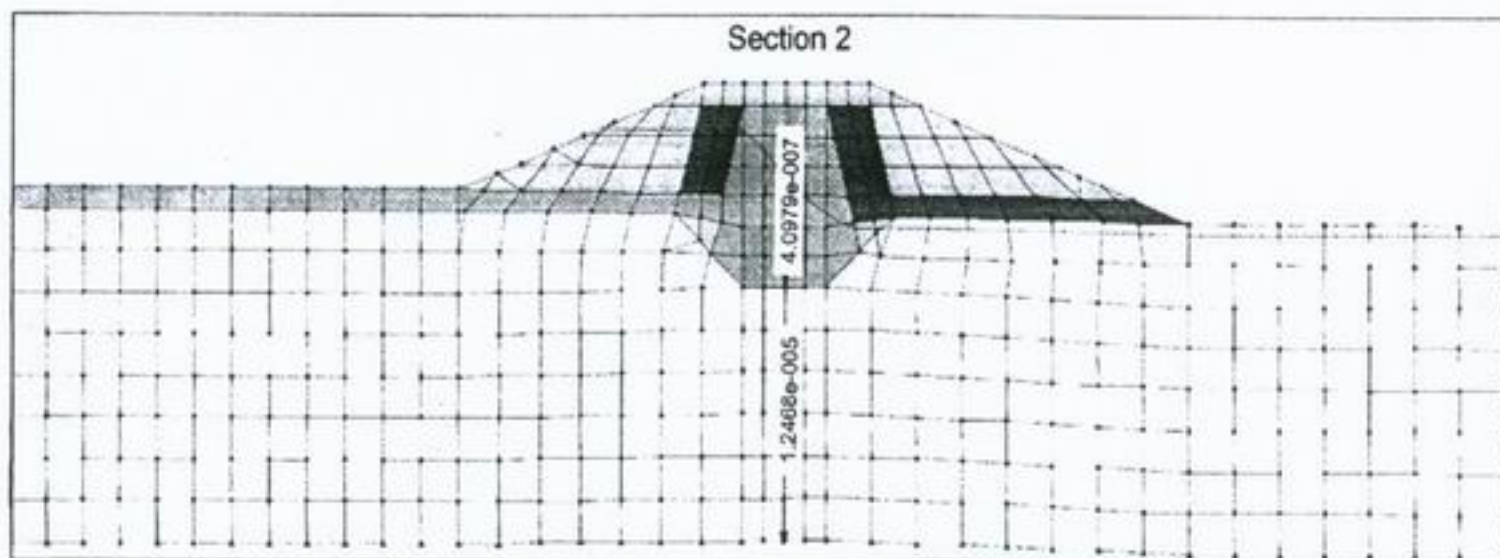
برای محاسبه مقدار دبی تراوش از پی و بدنه دایک در طول هر قطعه از محور، مدلی دوبعدی از بدنه و پی مقاطع دایک در برنامه کامپیوتری SEEP/W از مجموعه نرم افزاری GeoSlope ساخته شده و مورد تحلیل قرار

گرفته است.

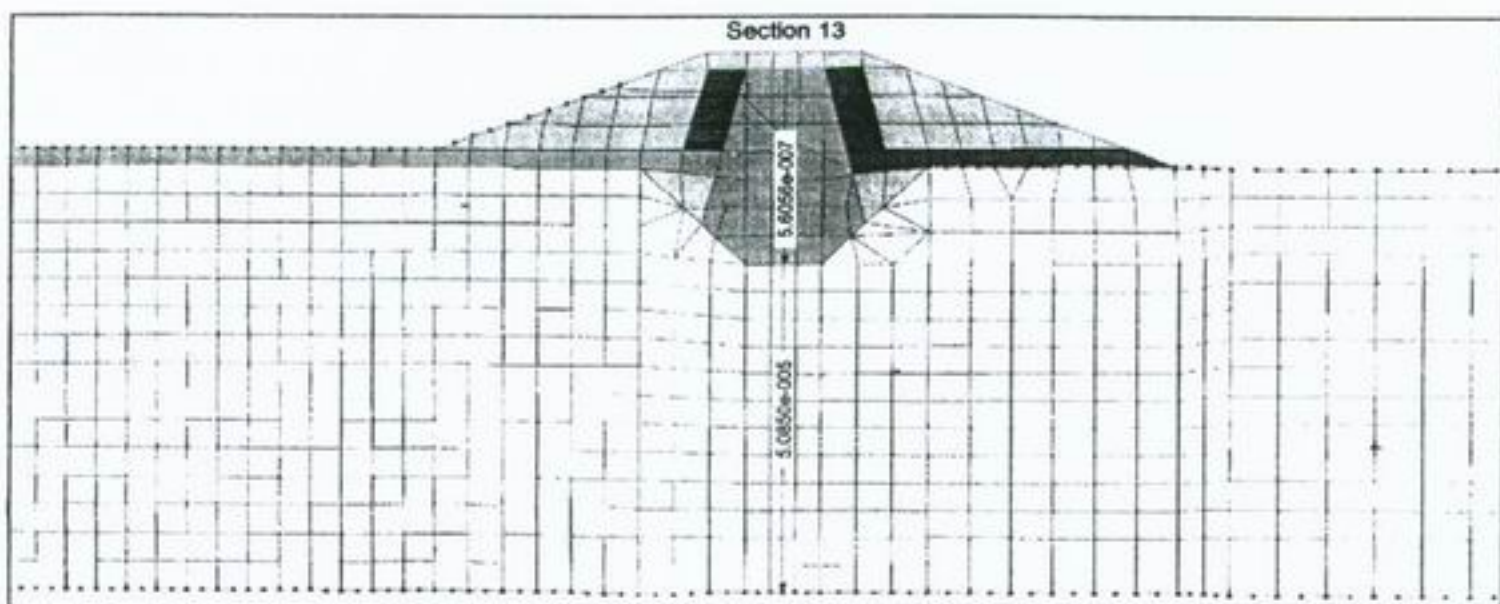
مشخصات مورد استفاده برای مصالح بدنه مطابق جدول (۳) می باشد. در شکل های ۵ الی ۷ مدل اجزاء محدود مورد استفاده در تحلیل تراوش و نتایج آن برای هر سه قطعه دایک نشان داده شده است.

جدول (۳): مشخصات مصالح بدنه دایک، مورد استفاده در تحلیل های عددی

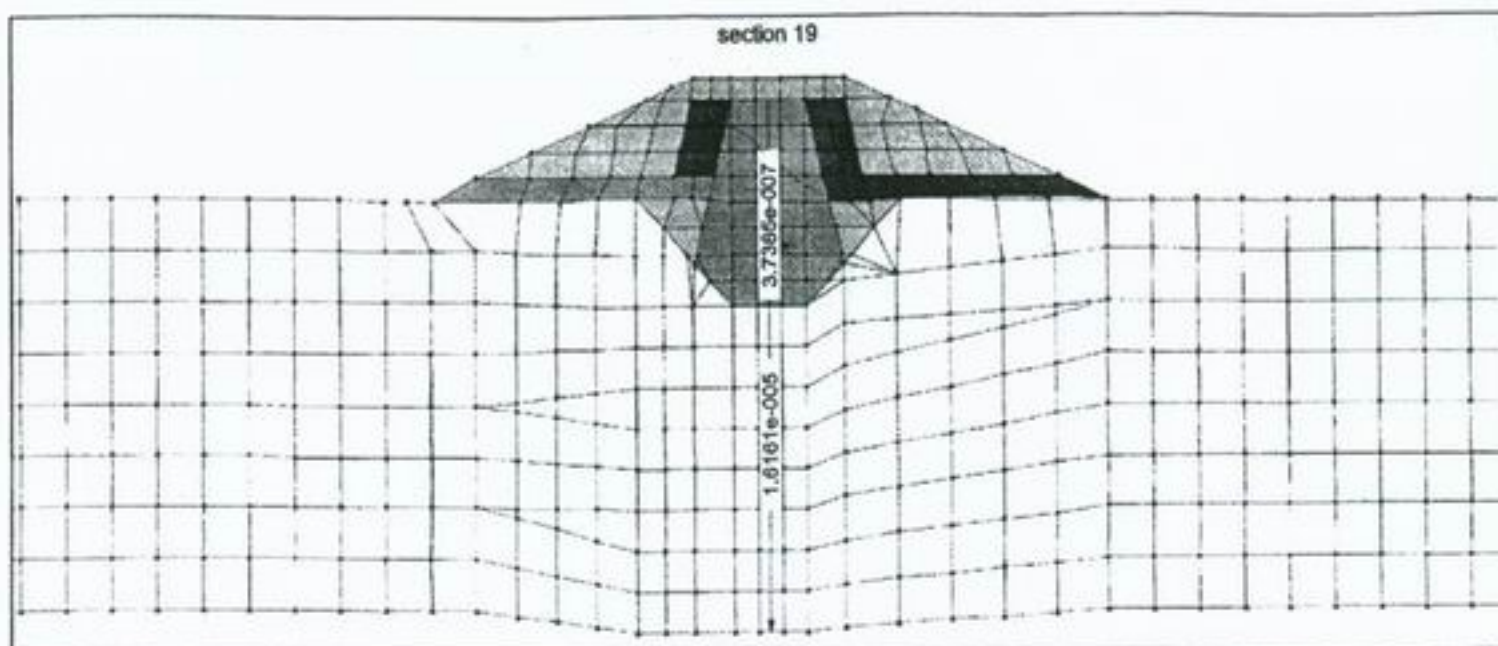
مصالح	K (m/s)	γ (kN/m ³)	C (kN/m ²)	ϕ (درجه)	ν	E (kN/m ²)
پوسته	1×10^{-2}	۲۱	۱۶	۳۶	۰/۳۴	۸۰۰۰۰
هسته (پایان ساخت)	1×10^{-7}	۱۹	۸۵	۰	۰/۴۵	۲۰۰۰۰
هسته (تراوش پایدار)	1×10^{-7}	۱۹	۳۰	۱۶	۰/۴۵	۲۰۰۰۰
فیلتر	1×10^{-2}	۲۰	۰	۳۳	۰/۳	۳۰۰۰۰



شکل (۵): مدل اجزاء محدود مورد استفاده در تحلیل و دبی نشت برای قطعه اول



شکل (۶): مدل اجزاء محدود مورد استفاده در تحلیل و دبی نشت برای قطعه دوم



شکل (۷): مدل اجزاء محدود مورد استفاده در تحلیل و دبی نشت برای قطعه سوم

جدول (۴): نتایج تحلیل تراوش در قطعات دایک خواجه

قطعه	طول بلانکت رسی (m)	نشت از بدنه (m / m ³ /s)	نشت از پی (m ³ /s / m)	نشت در کل مقطع (m ³ /s / m)	نشت در کل طول قطعه (m ³ /s)
اول	۵۰	$4/10 \times 10^{-7}$	$1/25 \times 10^{-5}$	$1/29 \times 10^{-5}$	$5/42 \times 10^{-2}$
دوم	۹۰	$5/60 \times 10^{-7}$	$5/10 \times 10^{-5}$	$5/16 \times 10^{-5}$	$5/10 \times 10^{-2}$
سوم	۰	$3/74 \times 10^{-7}$	$1/62 \times 10^{-5}$	$1/66 \times 10^{-5}$	$1/19 \times 10^{-2}$

است. با استفاده از مرجع USBR و انتخاب مقدار ۰/۰۲ برای α ، حداقل ضخامت فیلتر برابر ۲۰ سانتیمتر خواهد شد. از نظر مسائل اجرایی، عرض فیلتر نبایستی از ۲ متر کمتر باشد. همچنین بنا به توصیه سایر مراجع مانند (Earth & Rock fill Dams, Kutzner 1997) برای افزایش ضریب اطمینان طراحی ابعاد فیلتر باید براساس ۱۰ تا ۱۰۰ برابر میزان دبی محاسباتی انجام گیرد. بنابر موارد مذکور، ضخامت فیلتر در دایک خواجه برابر ۲ متر انتخاب شده است. برای جمع‌آوری آب‌های نشتی نیز یک لایه زهکش افقی در پایین دست در نظر گرفته شده است که ضخامت آن بر اساس دبی نشتی بدنه و ناحیه پایین دست تعیین می‌گردد. با توجه به نتایج محاسبات، مقدار ضخامت برابر ۱ متر تعیین شده است.

نتایج تحلیل‌ها، شامل دبی تراوش از بدنه و پی و کل دبی تراوش در طول هر قطعه در جدول (۴) ارائه شده است. با توجه به نتایج حاصله دبی نشتی در کل دایک مقدار 6.83×10^{-2} خواهد بود.

۶- طراحی فیلتر و زهکش

وظیفه فیلتر جلوگیری از فرسایش ذرات هسته و کمک به جریان زه‌آب نشتی از بدنه و هدایت آن به سمت بیرون است. ضخامت فیلتر از رابطه (۳) محاسبه می‌شود:

$$q = K \cdot i \cdot t \quad (3)$$

در این رابطه q دبی نشتی، i گرادیان هیدرولیکی و t ضخامت فیلتر است. مقدار دبی نشتی بدنه در بدترین حالت برابر $5.600E-07$ محاسبه شده است. برای مقدار i نیز در آئین‌نامه‌های مختلف توصیه‌هایی ارائه شده



۷- تحلیل پایداری

سدهای خاکی در طول زمان ساخت و بهره‌برداری بایستی در مقابل نیروی وارده بر آن پایدار باقی بماند و تعادل قسمت‌های مختلف آن برقرار باشد. برای بررسی پایداری سد، مقادیر نیروهای برشی محرک و مقاومت برشی در قسمت‌های مختلف بدنه مقایسه می‌شوند و ضریب اطمینان در مقابل لغزش به دست می‌آید. تعیین پایداری دایک خواجه بر اساس اصول تعادل حدی و طبق روش‌های مورگنسترن-پرایس، بیشاپ و اسپنسر با استفاده از برنامه کامپیوتری SLOPE/W از مجموعه نرم افزاری GeoSlope 2004 انجام گرفته است. ضرایب اطمینان حداقل حاصل از تحلیل پایداری برای حالت‌های پایان ساخت و تراوش پایدار در جدول (۵) ارائه شده است. مقایسه نتایج حاصل از تحلیل پایداری با مقادیر توصیه شده برای ضرایب اطمینان در مراجع فنی مانند USARMY نشان می‌دهد که پایداری دایک در طول زمان بهره‌برداری با ضریب اطمینان کافی تامین می‌باشد.

جدول (۵): نتایج تحلیل پایداری دایک خواجه

مقطع	ضریب اطمینان	
	در حالت پایدار	در حالت تراوش
۲	۲/۲۵	۱/۹۴
۱۳	۲/۱۲	۱/۶۵
۱۹	۲/۵	۲/۴۷

۸- مراجع

- 1- Bennett, P.T., The Effect of Blanket on Seepage Through Previous Foundations, ASCE Transactions, vol. III, 1946.
- 2- Kutzner, C., 1997, Earth and Rock fill Dams, Taylor & Francis Publication.

- 3- Geo-Slope International Ltd., 2002, Seep/W version 5 Manual.
4. Geo-Slope International Ltd., 2002, Slope/W version 5 Manual
- 5- Sharma, H.D., 1991, Embankment Dams, Oxford & IBH Publishing Co.
- 6- US Army Corps, 2003, Engineering and Design Slope Stability.
- 7- USBR, 1987, Design of Small Dams, Water Resources Technical Publication.

- ۸- گزارش مطالعات منابع آب سد ونیار، شرکت مهندسی مشاور قدس نیرو، ۱۳۸۴.
- ۹- گزارش مطالعات منابع قرضه سد ونیار، شرکت مهندسی مشاور قدس نیرو، ۱۳۸۰.

آقای محسن معجزی دارای لیسانس مهندسی عمران از دانشگاه شهید چمران اهواز و فوق لیسانس مهندسی عمران از دانشگاه تربیت معلم می‌باشد. زمینه فعالیت و علاقمندی ایشان موارد مرتبط با طراحی آنالیز سد های خاکی، طراحی و آنالیز شیروانی ها و دیوارهای مسلح، و کاربرد های تسلیح خاک در مهندسی عمران می‌باشد.

Email:

mmojezi@ghods-niroo.com

آقای حامد فرشباف آقاجانی دارای لیسانس مهندسی عمران از دانشگاه آزاد اسلامی و فوق لیسانس مهندسی عمران از دانشگاه امیر کبیر می‌باشد. ایشان از سال ۸۳ تا ۸۶ در مدیریت ارشد سازه‌های آبی مشغول بکار بودند. زمینه فعالیت و علاقمندی آقای فرشباف آقاجانی، طراحی سدهای خاکی، ارزیابی نقش فیلتر در سدهای خاکی می‌باشد.



بهینه یابی موقعیت دیوارهای برشی در پلان سازه‌های بتنی

جعفر عسگری مارنانی

مدیر گروه سد و نیروگاه - مدیریت ارشد مهندسی سازه‌های آبی

پریسا سرتاجی

دانشجوی کارشناسی ارشد سازه - دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران

کلید واژه‌ها: بهینه یابی، سیستم دیوار برشی، ساختمان منظم، ساختمان نامنظم

چکیده

ساختمان‌های بلند باید قادر به تحمل انواع مختلف نیروهای جانبی نظیر باد و یا زلزله باشند. برای تامین این منظور معمولاً از سیستم دیوار برشی بتنی در سازه‌های بتنی استفاده می‌شود. یکی از اساسی‌ترین نکات در کاربرد دیوار برشی که معمولاً طراحان در آغاز تصمیم‌گیری به آن می‌پردازند، مکان استقرار این المان‌ها در پلان ساختمان است به طوری که کارایی مناسب تر و بهینه از محل استقرار آنها برای سازه حاصل شود. به عبارت دیگر همواره برای طراح این سوال مطرح است که «دیوارهای برشی در کدامین موقعیت استقرار در پلان، قادر به جذب انرژی بیشتر و در نهایت محدودتر نگهداشتن تغییر شکل‌های جانبی مخرب سازه می‌باشند». در این مقاله مروری بر مطالعات انجام شده توسط برخی محققین بر روی انواع مختلف ساختمان‌های منظم و نامنظم انجام گرفته و به جمع‌بندی نتایج حاصل از تحقیقات صورت گرفته پرداخته شده است.

۱- مقدمه

سازه‌های ساختمانی باید قادر به تحمل انواع مختلف نیروهای جانبی مانند نیروهای ایجاد شده در اثر باد و یا زلزله باشند. از این جهت نوع مهاربندی و مقاومت در جهت‌های طولی و عرضی ساختمان باید تامین شود. در ساختمان‌های بتن آرمه یکی از سیستم‌های متداول مقاوم در برابر بارهای جانبی سیستم دیوار برشی است. از ویژگی‌های مهم این سیستم علاوه بر عدم استفاده از بازشوهای بزرگ همانند در و پنجره، که طرح معماری را تحت الشعاع خود قرار می‌دهد، مکان

استقرار مناسب و بهینه آن است به طوری که قادر به جذب حداکثر انرژی ممکن باشد. جهت دستیابی به مکان استقرار بهینه دیوارهای مذکور، در این مقاله به بررسی تعدادی از سیستم‌های سازه‌ای منظم و نامنظم در پلان و نحوه توزیع آنها پرداخته شده است و نتایج حاصل از تحلیل‌های صورت گرفته جمع‌بندی و ارائه شده است.

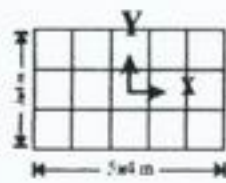
۲- ساختمان‌های با پلان منظم

در ابتدا تلاش شده است تا بهترین موقعیت استقرار دیوارهای برشی در پلان ساختمان‌های

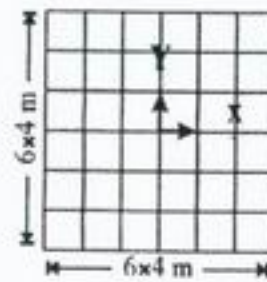


منظم بدست آید [۲]. برای این منظور تعدادی سازه پنج طبقه منظم در پلان با موقعیتهای مختلف استقرار دیوارهای برشی تحت اعمال بار جانبی زلزله با استفاده از روش استاتیکی معادل مورد آنالیز قرار گرفته است. در این بررسی از آیین نامه طراحی ساختمانها در برابر زلزله، استاندارد ۲۸۰۰، استفاده شده و ضریب رفتار این سازهها مطابق آیین نامه $R = 6$ برای دیوار برشی بتنی متوسط به عنوان عنصر مقاوم در برابر زلزله در نظر گرفته شده است. در این بررسی از اثرات $P-\Delta$ به دلیل اینکه شاخص پایداری از ۱۰ درصد کمتر می باشد صرف نظر شده است. سیستم سقف تمامی مدلها یکسان و به صورت دیا فراگم صلب فرض شده است. در این بررسی بهترین

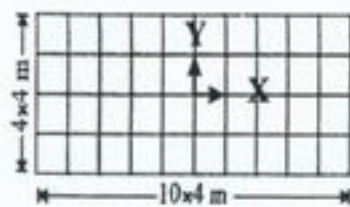
موقعیت استقرار دیوارهای برشی از سه نظر میزان تغییر مکان جانبی، پیچش و درصد جذب نیروهای جانبی بررسی شده است. برای این منظور پلانهای شکل (۱) با دو ردیف و سه ردیف دیوار مورد بررسی قرار گرفته اند. در مرحله اول پلان تیپ ۱ با موقعیتهای مختلف استقرار دیوارهای برشی مطابق شکل (۲) بررسی شده است، به طوری که محل استقرار دیوارهای برشی به تدریج از کناری ترین قاب به سمت مرکز جرم سازه تغییر می کند. نتایج حاصل از تحلیل های انجام شده با توجه به جدول (۱) نشان می دهد که مدل M_2 دارای کمترین میزان جابجایی و بیشترین درصد جذب نیروهای جانبی و مدل M_1 دارای کمترین میزان پیچش می باشد.



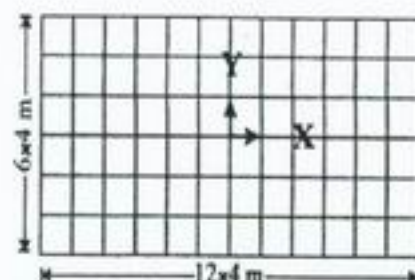
تیپ ۱



تیپ ۲

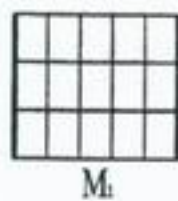


تیپ ۳

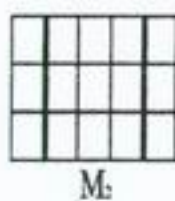


تیپ ۴

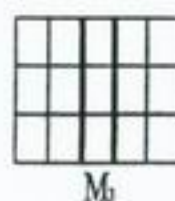
شکل (۱): تیپ پلانهای مورد بررسی



M_1



M_2



M_3

شکل (۲): پلان تیپ ۱ در حالت های مختلف استقرار دیوارهای برشی

جدول (۱): تغییرات تغییر مکان جانبی، چرخش و درصد جذب نسبت به تغییر مکان دیوارهای برشی

E	Rot	Δ	X	Model
۸۸/۷۵۳٪	$۱/۷۴۵ \times ۱۰^{-۱۱}$	۲/۵۱۲۳	± ۱۰	M _۱
۸۸/۹۳۳٪	$۴/۲۳ \times ۱۰^{-۱۱}$	۲/۴۶۶۲۱	± ۶	M _۲
۸۸/۷۵۴٪	$۱/۴۲۶ \times ۱۰^{-۱۰}$	۲/۵۱۲	± ۲	M _۳

X: مختصات قرارگیری دیوار (m)

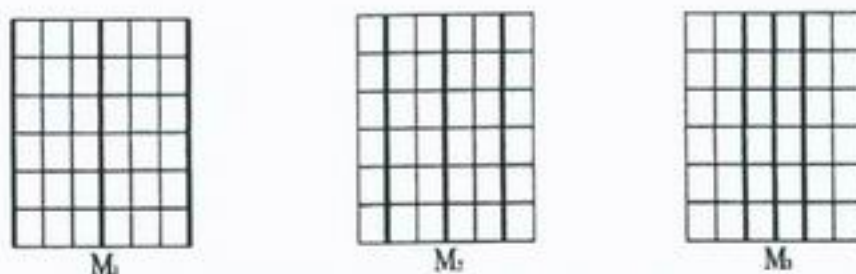
Δ : میزان جابجایی آخرین طبقه (mm)

Rot: پیچش آخرین طبقه (rad)

E: درصد جذب نیروهای جانبی (درصد جذب انرژی)

برشی در پلان، بررسی شده است. نتایج حاصل از بررسی‌های این مرحله نشان می‌دهد که مدل دارای کمترین میزان جابجایی و بیشترین درصد جذب انرژی است در حالی که مدل M_۳ دارای کمترین میزان پیچش طبقه می‌باشد، نتایج این مرحله نیز در جدول (۳) ارائه شده است.

در مرحله دوم پلان تیپ ۲ با سه ردیف دیوار برشی در پلان، مطابق شکل (۳) بررسی شده است. نتایج حاصل از تحلیل‌های انجام گرفته با توجه به جدول (۲) نشان می‌دهد که مدل M_۲ دارای کمترین میزان جابجایی، کمترین میزان پیچش و بیشترین درصد جذب انرژی می‌باشد. در مرحله سوم، پلان تیپ ۳ با سه ردیف دیوار



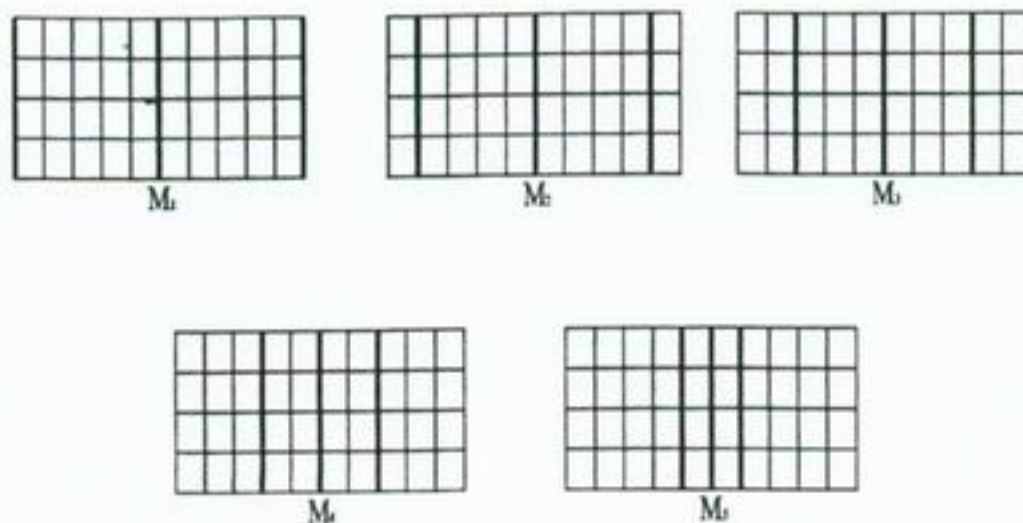
شکل (۳): پلان تیپ ۲ در حالت‌های مختلف استقرار دیوارهای برشی

جدول (۲): تغییرات تغییر مکان جانبی، چرخش و درصد جذب نسبت به تغییر مکان دیوارهای برشی

E	Rot	Δ	X	Model
۹۲/۶۸۹٪	$۴/۶۲۳ \times ۱۰^{-۵}$	۱/۳۱۹۱	± ۱۲	M _۱
۹۲/۷۱۱٪	$۴/۵۷۷۸ \times ۱۰^{-۵}$	۱/۳۱۴۵	± ۸	M _۲
۹۲/۶۷٪	$۴/۷۹۲۴ \times ۱۰^{-۵}$	۱/۳۲۲۹	± ۴	M _۳

توضیحات مطابق جدول (۱)





شکل (۴): پلان تیپ ۳ در حالت‌های مختلف استقرار دیوارهای برشی

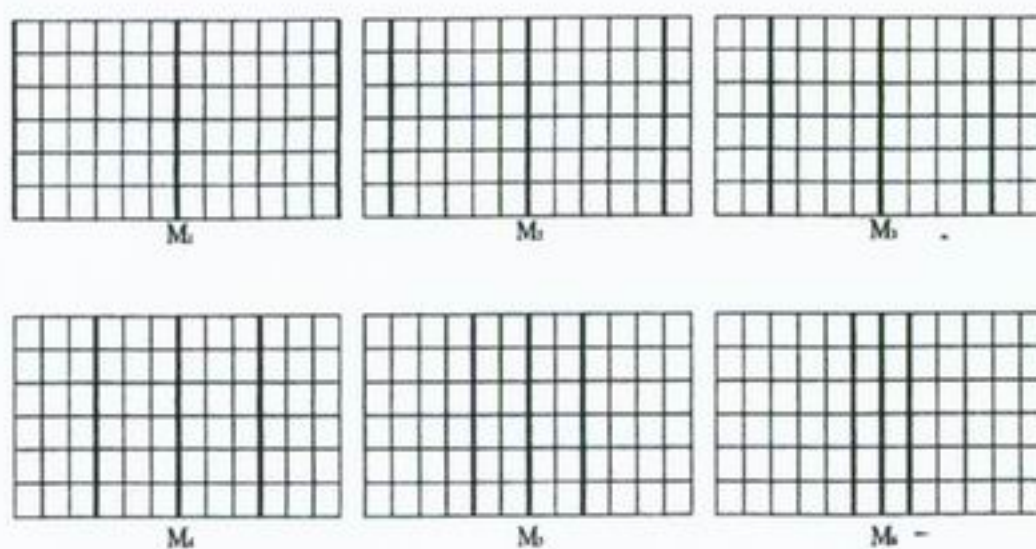
جدول (۳): تغییرات تغییر مکان جانبی، چرخش و درصد جذب نسبت به تغییر مکان دیوارهای برشی

E	Rot	Δ	X	Model
۹۱/۲۹٪	$۱۰/۰۸۸۶ \times ۱۰^{-۵}$	۱/۷۷۵۶	± ۲۰	M ₁
۹۱/۳۲۳۶٪	$۹/۹۷۱۷۴ \times ۱۰^{-۵}$	۱/۷۶۹۹۷	± ۱۶	M ₂
۹۱/۳۲۴۱٪	$۹/۹۶۹۷۸ \times ۱۰^{-۵}$	۱/۷۶۹۸۴	± ۱۲	M ₃
۹۱/۳۲۷٪	$۹/۹۷۱۰۶ \times ۱۰^{-۵}$	۱/۷۶۸۹۵	± ۸	M ₄
۹۱/۲۶٪	$۱۰/۴۶۰۵۶ \times ۱۰^{-۵}$	۱/۷۸۸۴	± ۴	M ₅

توضیحات مطابق جدول (۱)

دارای کمترین میزان جابجایی و بالاترین درصد جذب انرژی و مدل M₄ دارای کمترین میزان پیچش می‌باشد.

در مرحله چهارم پلان تیپ ۴ با سه ردیف دیوار در پلان، بررسی شده است. نتایج ارائه شده در جدول (۴) بیانگر این مطلب است که مدل M₅



شکل (۵): پلان تیپ ۴ در حالت‌های مختلف استقرار دیوارهای برشی

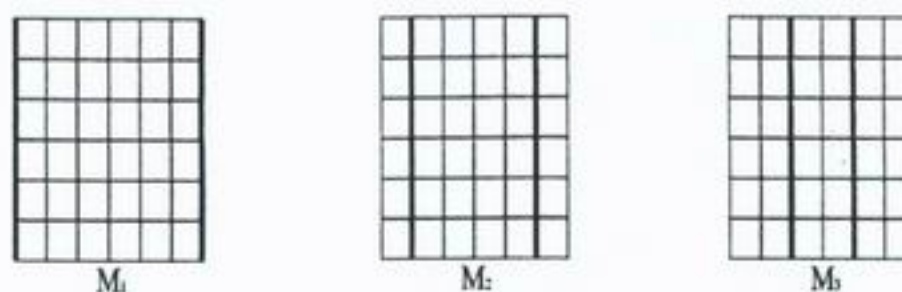
جدول (۴): تغییرات تغییر مکان جانبی، چرخش و درصد جذب نسبت به تغییر مکان دیوارهای برشی

E	Rot	Δ	X	Model
۸۷/۳۵۷٪	$۱/۳۴۷۸۶ \times ۱۰^{-۲}$	۳/۸۱۸۱	± ۲۴	M ₁
۸۷/۳۸۶۵٪	$۱/۳۳۹۴۱ \times ۱۰^{-۲}$	۳/۸۰۸۳۲۶	± ۲۰	M ₂
۸۷/۳۸۶۸٪	$۱/۳۳۹۲۸ \times ۱۰^{-۲}$	۳/۸۰۸۲۲۲	± ۱۶	M ₃
۸۷/۳۸۶۸۵٪	$۱/۳۳۹۲۶۵ \times ۱۰^{-۲}$	۳/۸۰۸۲۰۹۹	± ۱۲	M ₄
۸۷/۳۹٪	$۱/۳۳۹۳۸۶ \times ۱۰^{-۲}$	۳/۸۰۷۲۱۲۸	± ۸	M ₅
۸۷/۳۳٪	$۱/۲۸۸۷۹۷ \times ۱۰^{-۲}$	۳/۸۲۷۰۶۲۱	± ۴	M ₆

توضیحات مطابق جدول (۱)

نتایج حاصل از بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که مدل M₅ دارای کمترین میزان جابجایی و بالاترین درصد جذب انرژی است، به این مفهوم که هرچه دیوارها در نزدیکترین نقطه به سمت مرکز جرم سازه واقع شوند سازه دارای کمترین میزان جابجایی و بیشترین درصد جذب انرژی خواهند بود، ولی در بررسی پیش سازه مشاهده می‌شود که مدل M₄ دارای کمترین میزان پیش می‌باشد.

در این مرحله پلان تیپ ۲، با دو ردیف دیوار برشی در پلان، مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج حاصل از بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد که مدل M₃ دارای کمترین میزان جابجایی و بالاترین درصد جذب انرژی و مدل M₂ دارای کمترین میزان پیش می‌باشد. در مرحله بعد پلان تیپ ۳ با دو ردیف دیوار برشی، با موقعیت‌های مختلف استقرار دیوار برشی در پلان مطابق شکل (۷) بررسی شده است.



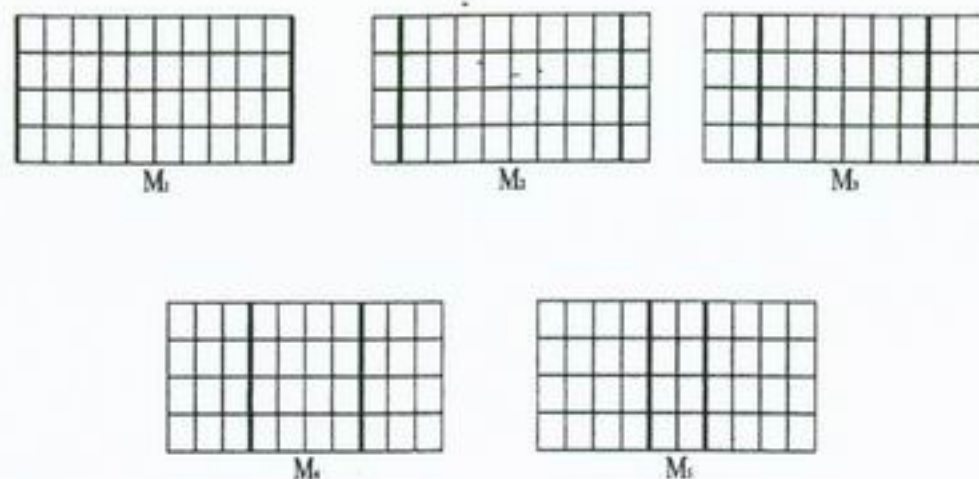
شکل (۶): پلان تیپ ۲ در حالت‌های مختلف استقرار دیوارهای برشی

جدول (۵): تغییرات تغییر مکان جانبی، چرخش و درصد جذب نسبت به تغییر مکان دیوارهای برشی

E	Rot	Δ	X	Model
۸۹/۴۸٪	$۳/۵۶۲۰۴ \times ۱۰^{-۵}$	۱/۸۹۵۸	± ۱۲	M ₁
۸۹/۵۲٪	$۳/۵۱۸۵۱ \times ۱۰^{-۵}$	۱/۸۸۷۹۶	± ۸	M ₂
۸۹/۵۲٪	$۳/۹۱۳۷۸ \times ۱۰^{-۵}$	۱/۸۸۷۴۸	± ۴	M ₃

توضیحات مطابق جدول (۱)





شکل (۷): پلان تیپ ۳ در حالت‌های مختلف استقرار دیوارهای برشی

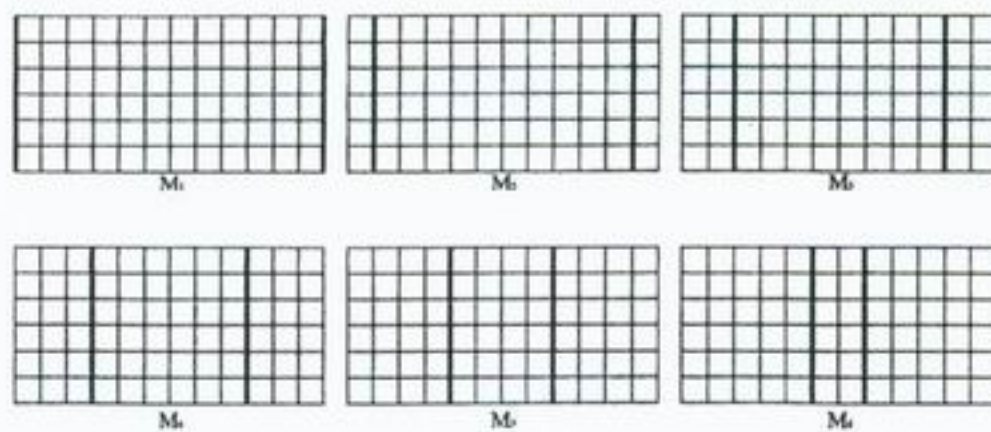
جدول (۶): تغییرات تغییر مکان جانبی، چرخش و درصد جذب نسبت به تغییر مکان دیوارهای برشی

E	Rot	Δ	X	Model
۸۷/۴۹۵٪	$۷/۰۹۸۷ \times ۱۰^{-۵}$	۲/۵۴۵۶	± ۲۰	M ₁
۸۷/۵۶۶۰۴٪	$۶/۹۸۰۱۷ \times ۱۰^{-۵}$	۲/۵۲۵۶	± ۱۶	M ₂
۸۷/۵۶۶۷۵٪	$۶/۹۷۷۷۸ \times ۱۰^{-۵}$	۲/۵۲۶۲۵۸۵	± ۱۲	M ₃
۸۷/۵۶۶۷۴۸٪	$۶/۹۵۹۲۵ \times ۱۰^{-۵}$	۲/۵۲۶۲۵۷۹	± ۸	M ₄
۸۷/۵۷٪	$۸/۱۲۴۶۹ \times ۱۰^{-۵}$	۲/۵۲۵۳۵۰۷	± ۴	M ₅

توضیحات مطابق جدول (۱)

در واقع همان نتیجه بدست آمده از مثال‌های قبلی می‌باشد. در بررسی پیش‌سازه مشاهده می‌کنیم که مدل M₅ دارای کمترین میزان پیش‌ساز در مقایسه با سایر مدل‌های بررسی شده در این مرحله است که نتایج در جدول (۷) ارائه شده است.

در مرحله آخر پلان تیپ ۴ با دو ردیف دیوار برشی در پلان، مطابق شکل (۸) بررسی شده است. نتایج حاصل از بررسی‌های این مرحله نشان می‌دهد که مدل M₆ دارای کمترین میزان جابجایی و بیشترین درصد جذب انرژی است که



شکل (۸): پلان تیپ ۴ در حالت‌های مختلف استقرار دیوارهای برشی

جدول (۷): تغییرات تغییر مکان جانبی، چرخش و درصد جذب نسبت به تغییر مکان دیوارهای برشی

E	Rot	Δ	X	Model
۸۲/۲۸۵٪	$۹/۵۷۱۴۵ \times 10^{-۵}$	۵/۳۵۰۴	± ۲۴	M ₁
۸۲/۳۴٪	$۹/۵۰۳۸۴ \times 10^{-۵}$	۵/۳۳۲۶	± ۲۰	M ₂
۸۲/۳۴۱٪	$۹/۵۰۲۶ \times 10^{-۵}$	۵/۳۳۲۴۴۱	± ۱۶	M ₃
۸۲/۳۴۱۱٪	$۹/۵۰۲۸۶ \times 10^{-۵}$	۵/۳۳۲۴۴۰۵	± ۱۲	M ₄
۸۲/۳۴۱۱۵٪	$۹/۴۸۳۳۰ \times 10^{-۵}$	۵/۳۳۲۴۴	± ۸	M ₅
۸۲/۳۴۴٪	$۱۰/۴۶۹۲ \times 10^{-۵}$	۵/۳۳۱۵۲	± ۴	M ₆

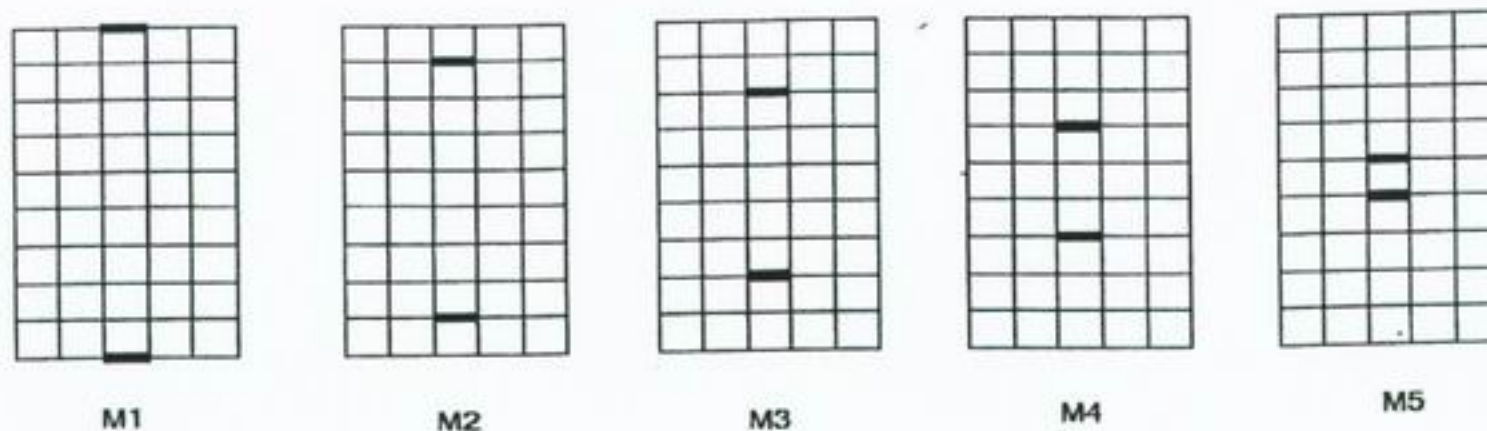
توضیحات مطابق جدول (۱)

عرضی ساختمان تحت بار باد پرداخته شده و بهترین حالت از بین این مدل‌ها تعیین شده است، سپس با استفاده از نتایج این مرحله (با قرارگیری دیوار برشی در بهترین دهانه) تاثیر توزیع آن در پلان مورد بررسی قرار گرفته است. لازم به ذکر است که ضخامت دیوار برشی در مرحله اول برای هر پنج حالت نشان داده شده در شکل (۹) ثابت بوده و در مرحله دوم با توزیع مضاعف دیوار برشی در پلان و کاهش ضخامت آن تحلیل صورت گرفته شده است. تحلیل در تمام مدل‌ها برای سازه‌های ۸، ۱۲، ۱۶، ...، ۴۰ طبقه، با اعمال صد درصد نیروی جانبی آنالیز شده است. در این بررسی بهترین مدل براساس کمترین تغییر مکان جانبی و بالاترین درصد جذب انرژی تعیین شده است.

نتایج حاصل از بررسی‌های انجام گرفته در این قسمت نشان می‌دهد که هرچه دیوارهای برشی به سمت مرکز جرم سازه نزدیک شوند سازه دارای کمترین میزان جابجایی و بالاترین درصد جذب انرژی خواهد بود. در بررسی پیش سازه مشاهده می‌شود که توزیع منطقی دیوارها در کل پلان سازه حالت ایده‌آلی برای دیوارها در مقابله با نیروهای جانبی می‌باشد.

۳- بررسی تاثیر توزیع دیوار برشی در پلان

در این قسمت به بررسی تاثیر توزیع دیوار برشی در پلان ساختمان‌های منظم پرداخته شده است [۱]. برای این منظور در ابتدا به بررسی ساختمانی با پلان نشان داده شده در شکل (۹) تحت پنج حالت توزیع دیوار برشی در امتداد



شکل (۹): پلان مورد بررسی با توزیع دیوار برشی در امتداد عرضی ساختمان

جدول (۸): تغییرات تغییر مکان جانبی نسبت به تغییر مکان دیوارهای برشی

M ₅	M ₄	M ₃	M ₂	M ₁	Model
۷/۵۴	۷/۴۲	۷/۴۲	۷/۴۳	۷/۵۴	Δ

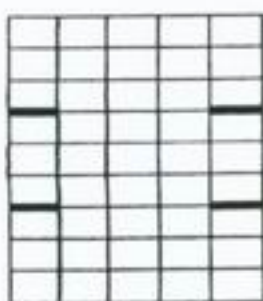
Δ: میزان جابجایی آخرین طبقه (mm)

با مقایسه تغییر مکان جانبی مدل M₄ در شکل (۹) با دو مدل ارائه شده در شکل (۱۰) کاهش تغییر مکان جانبی در این مدلها مشخص می‌گردد. نتایج حاصل از بررسی‌های صورت گرفته نشان می‌دهد که:

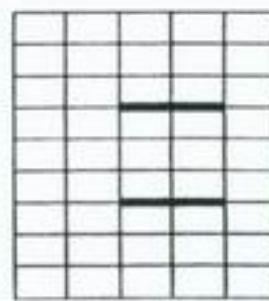
- هر چه دیوارها در پلان بیشتر توزیع شوند به طوری که سطح مقطع مجموع آنها ثابت باشد، عملکرد مناسب تری را سیستم از خود نشان می‌دهد.
- دیوارهای برشی اگر بصورت ممتد در پلان قرار گیرند عملکرد مناسب تری نسبت به حالت غیرممتد (منقطع) خواهند داشت یعنی دیوارهای مدل M₇ بسیار بهتر از دیوارهای مدل M₆ در شکل (۱۰) عمل می‌نمایند.

پس از تحلیل سازه تحت هر یک از پنج حالت مذکور، با توجه به جدول (۸)، مشاهده می‌گردد که دیوارهای برشی در موقعیت‌های M₄ و M₃ به دلیل عملکرد مناسب و متقابل قاب و دیوار، دارای رفتار مناسبی می‌باشند. برعکس دیوارهای برشی در موقعیت M₅ و M₁ در نامناسب‌ترین وضعیت برای عملکرد توام قاب‌ها و دیوارهای برشی هستند.

در مرحله دوم ساختمان مذکور در دو حالت دیگر مطابق شکل (۱۰) با توزیع مضاعف دیوار برشی در پلان و کاهش ضخامت آن تحلیل شده است. در این بررسی بهترین مدل مرحله قبل (مدل M₄) برای بررسی در این مرحله انتخاب شده است.



M6



M7

شکل (۱۰): پلان شکل (۹) با توزیع مضاعف دیوار برشی در پلان ساختمان با ضخامت کمتر

جدول (۹): تغییرات تغییر مکان جانبی نسبت به تغییر مکان دیوارهای برشی

M ₇	M ₆	Model
۳/۳۸	۶/۵۵	Δ

Δ: میزان جابجایی آخرین طبقه (mm)



۴- ساختمان‌های با پلان نامنظم

برای بررسی ساختمان‌های با پلان نامنظم، ساختمانی با پلان نشان داده شده در شکل (۱۱) تحت شش موقعیت مختلف توزیع دیوار برشی، برای مقابله با نیروی جانبی در امتداد عرضی ساختمان، مورد بررسی قرار گرفته است [۱]. نتایج حاصل از تحلیل‌های صورت گرفته تحت بارهای جانبی نشان می‌دهد که توزیع دیوارهای برشی در موقعیت M_2 بهترین شرایط را برای ساختمان به وجود می‌آورد. به این ترتیب که بهترین حالت آن است که یکی از دیوارهای برشی در مرز نامنظمی پلان قرار گیرد و دیوار دوم در محلی که مرکز سختی کل تا حد امکان به مرکز جرم سازه نزدیک باشد. به این ترتیب دیوارهای برشی عملکرد یکنواخت‌تر و مناسب‌تری را با قاب‌های سازه خواهند داشت.

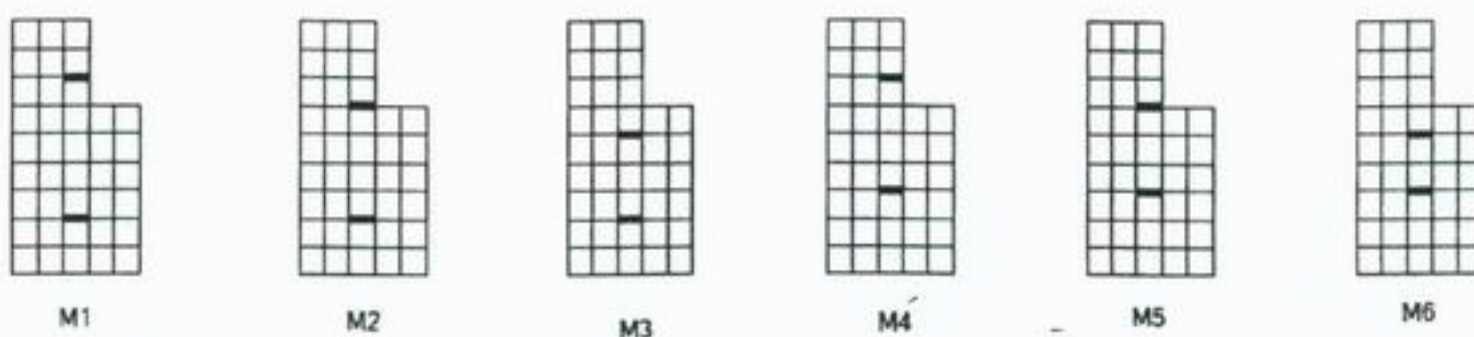
لازم به ذکر است که چنانچه پلان ساختمان از درجه نامنظمی بالایی برخوردار باشد (در این ساختمان میزان فرو رفتگی حداکثر یک سوم بعد ساختمان را شامل می‌شود). لازم است با استفاده از

درز جداکننده، دو قسمت پلان را از هم کاملاً مجزا کرد

۵- بررسی استقرار دیوارهای برشی در

سطوح جزء پلان ساختمان

برای بررسی بهتر دیوارهای برشی و تعیین مکان استقرار بهینه آنها در مقابله با نیروی زلزله مطابق شکل‌های (۱۲) تا (۱۶) تعدادی سازه‌های منظم و نامنظم در پلان با موقعیت‌های مختلف استقرار دیوارهای برشی به صورت سه بعدی مورد تحلیل قرار گرفته اند [۳]. در این بررسی از سیستم مختلط قاب خمشی- دیوار برشی بعنوان سیستم مقاوم در برابر نیروی جانبی استفاده شده است. برای تعیین نیروی زلزله از آیین نامه طراحی ساختمان‌ها در برابر زلزله، استاندارد ۲۸۰۰، استفاده گردیده که ضریب رفتار برای این گونه سازه‌ها مطابق این آیین نامه $R = 8$ پیشنهاد شده است. در این قسمت نیز برای تعیین مدل‌های بهینه درصد جذب انرژی و تغییر مکان جانبی بررسی و نتایج بصورت جداولی ارائه شده است.



شکل (۱۱): موقعیت قرار گیری دیوارهای برشی در ساختمان با پلان نامنظم

جدول (۱۰): تغییرات تغییر مکان جانبی نسبت به تغییر مکان دیوارهای برشی

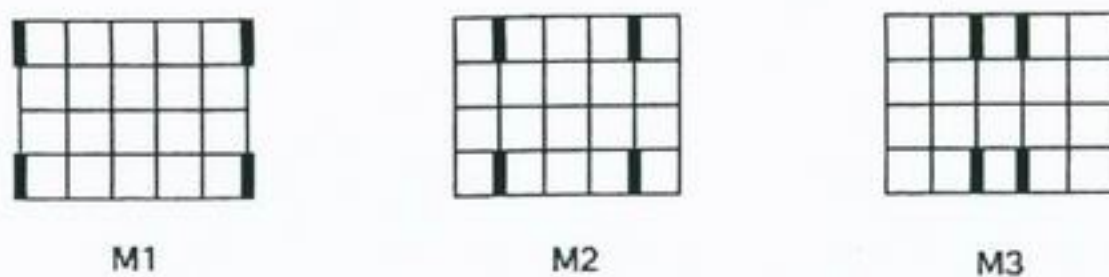
M_6	M_5	M_4	M_3	M_2	M_1	Model
۴۵/۷	۴۸/۳	۵۲/۸	۵۲/۹	۴۵/۴	۴۶/۸	Δ

Δ : میزان جابجایی آخرین طبقه (mm)



در نهایت ملاحظه می‌شود که برای دستیابی به استقرار بهینه دیوارهای برشی، لازم است که این دیوارها به طرز مناسبی در سطح پلان توزیع شوند. در مرحله اول سازه شکل (۱۲) مورد آنالیز قرار گرفته، نتایج حاصل از تحلیل سازه تحت سه موقعیت دیوارهای برشی نشان داده شده مویده آن است که حالت توزیع M_2 مناسب تر از سایر حالات این سازه می‌باشد. در مثالهای بعدی حالت

بهینه براساس درصد جذب انرژی تعیین شده است. در بررسی سازه شکل (۱۳) مشاهده گردیده است که توزیع بهینه دیوارهای برشی از استقرار آنها در مراکز سطوح جزء با توجه به موقعیت قرارگیری ستونها حاصل می‌شود لذا در این پلان حالت M_2 مناسب تر بوده است، نتایج حاصل از این مرحله در جدول (۱۲) ارائه شده است.



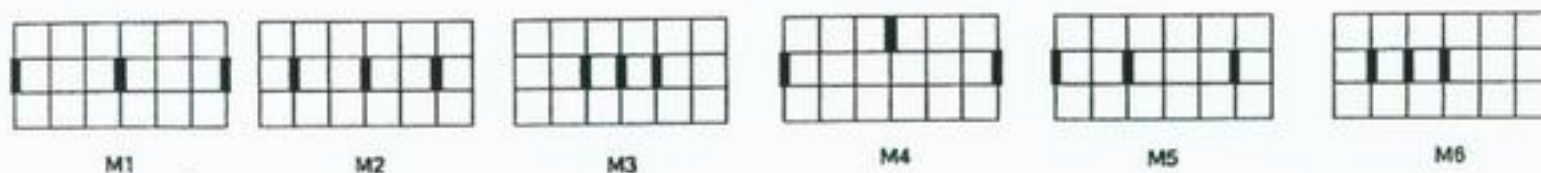
شکل (۱۲): موقعیت قرارگیری دیوارهای برشی در ساختمان نمونه سوم

جدول (۱۱): تغییرات تغییر مکان جانبی و درصد جذب نیروی برشی در حالات استقرار تیپهای مختلف

M_3	M_2	M_1	Model
۱/۰۵	۱/۰۲	۱/۰۵	Δ
۷۲/۲۷	۷۳/۷۳	۷۲/۲۷	E

Δ : میزان جابجایی آخرین طبقه (mm)

E: درصد جذب نیروی برشی



شکل (۱۳): موقعیت قرارگیری دیوارهای برشی در ساختمان نمونه چهارم

جدول (۱۲): تغییرات درصد نیروی جذب شده توسط دیوارهای برشی

M_6	M_5	M_4	M_3	M_2	M_1	Model
۴۲/۵۳	۴۹/۶	۵۰/۵	۵۰	۵۲/۶	۵۱/۱	E

E: درصد جذب نیروی برشی

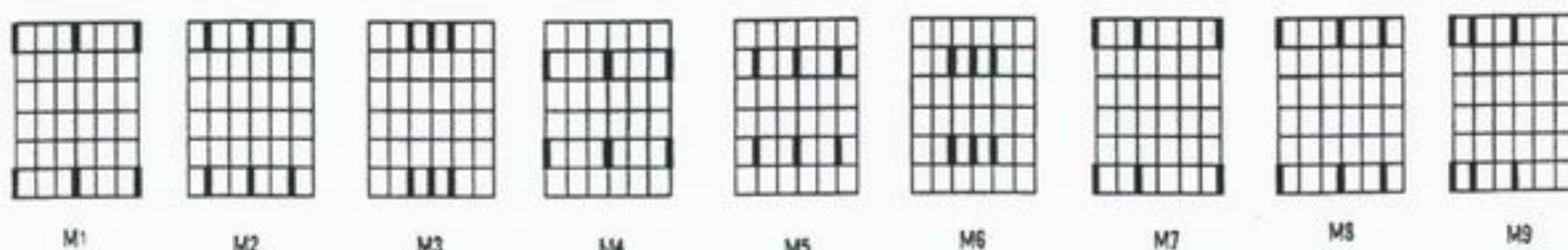


تحلیل ساختمان مطابق پلان شکل (۱۴) نتایج حاصل از تحلیل‌های قبلی را تایید نموده است. به این طریق که حالت استقرار بهینه دیوارهای برشی از میان موقعیت‌های نشان داده شده، حالت M_5 است نتایج حاصل از این مرحله در جدول (۱۳) ارائه شده است.

با توجه به این اصل که توزیع نیروی برشی بین اعضای مقاوم به نسبت سختی آنها صورت می‌گیرد و سختی دیوارهای برشی بستگی به ابعاد آنها (طول و ضخامت) دارد، مطابق با

وضعیت سطوح جزء در پلان، توزیع دیوارهای برشی را نیز در پلان باید منظور کرد. بر این اساس به عنوان نمونه ساختمان با پلان مطابق شکل (۱۵) در هفت وضعیت استقرار دیوارهای برشی توزیع یافته تحلیل شده است. نتایج حاصل از تحلیل با توجه به جدول (۱۴) نشانگر این است که موقعیت M_4 مناسب‌ترین است.

در این موقعیت مقاطع جزء دیوارهای برشی متناسب با تقسیم بندی سطوح پلان سازه انجام گرفته است.

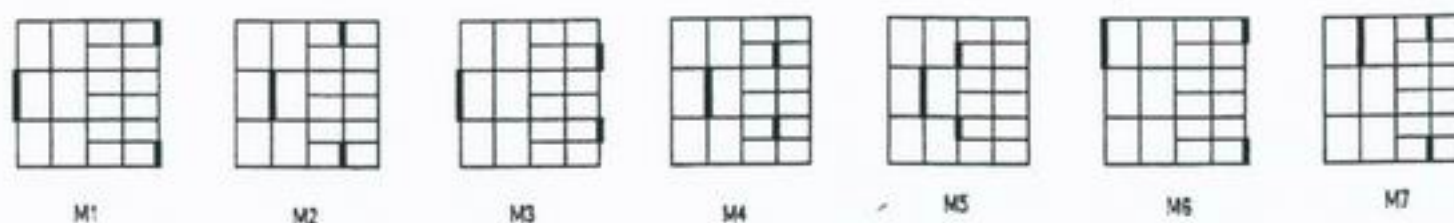


شکل (۱۴): موقعیت قرارگیری دیوارهای برشی در ساختمان نمونه پنجم

جدول (۱۳): تغییرات درصد نیروی جذب شده توسط دیوارهای برشی

M_9	M_8	M_7	M_6	M_5	M_4	M_3	M_2	M_1	Model
۳۷/۶	۵۲	۵۱/۰۶	۵۲/۹	۵۵/۴	۵۴	۵۰	۵۳/۴	۵۱/۵	E

E: درصد جذب نیروی برشی



شکل (۱۵): موقعیت قرارگیری دیوارهای برشی در ساختمان نمونه ششم

جدول (۱۴): تغییرات درصد جذب نیروی برشی توسط دیوارهای برشی

M_7	M_6	M_5	M_4	M_3	M_2	M_1	Model
۴۹/۲۷	۴۵/۶۱	۴۹/۶	۵۳/۲۳	۵۰/۵۳	۴۹/۲۷	۴۵/۳۳	E

E: درصد جذب نیروی برشی

برای ساختمان‌های با پلان نامنظم نیز نتایج حاصل از تحلیل مویده آن است که مکان استقرار بهینه دیوارهای برشی به همان صوت تقسیم پلان به تعدادی صورت سطوح جزء متناسب با سطح مقطع جزء برای دیوارهای برشی است.

در شکل (۱۶)، تحلیل سازه با پلان نامنظم در شش وضعیت نشان داده شده است، وضعیت M_4 مناسب‌ترین حالت از لحاظ جذب انرژی بوده است.

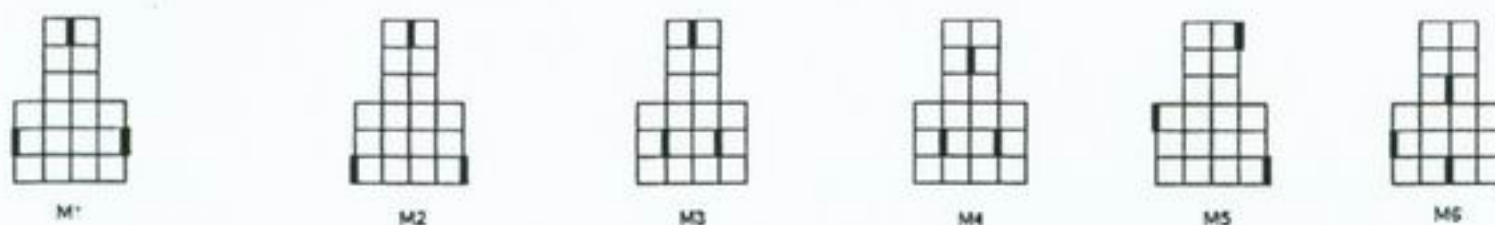
۶- نتیجه گیری

نتایج حاصل از بهینه‌یابی موقعیت دیوارهای برشی در پلان سازه‌ها بر اساس تحقیقات صورت گرفته نشان می‌دهد که موقعیت بهینه در شرایطی به وجود می‌آید که قاب‌های بیشتری بتوانند با دیوارهای برشی عملکرد متقابل داشته باشند. این تاثیر باعث تحمل نیروهای انتقالی کمتری توسط تیرهای رابط و دال‌های کف شده که متعاقباً تاثیر اقتصادی قابل توجهی را بر کل سازه خواهد داشت. از طرف دیگر مکان استقرار

بهینه دیوارهای برشی در پلان سازه زمانی به دست می‌آید که دیوارها در مرکز سطوح جزء، در نظر گرفته شوند. به عبارت دیگر سطوح جزء از تقسیم پلان سازه به قسمت‌هایی متناسب با تعداد سطح مقطع نسبی دیوارهای برشی باید حاصل شود. در ساختمان‌های با پلان نامنظم باید یکی از دیوارها در مرکز نامنظم و بقیه به گونه‌ای توزیع شوند که مرکز سختی کل سازه تا حد امکان به مرکز جرم آن نزدیک گردد.

۷- مراجع

- ۱- احمدی روحانی 'بهینه‌یابی موقعیت قرارگیری دیوار برشی در سازه‌های بلند' پایان‌نامه کارشناسی ارشد سازه ۱۳۷۷.
- ۲- پریسا سرتاجی 'بهینه‌یابی موقعیت دیوارهای برشی و نحوه توزیع آنها در ارتفاع ساختمان‌های بتنی' پایان‌نامه کارشناسی ارشد ۱۳۸۵.
- ۳- حاجتی مدارایی 'مکان استقرار بهینه دیوارهای برشی در طراحی سازه‌ها در مقابل زلزله' کنفرانس بتن و توسعه ۱۳۸۰.



شکل (۱۶): موقعیت قرارگیری دیوارهای برشی در ساختمان نمونه هفتم

جدول (۱۵): تغییرات درصد نیروی جذب شده توسط دیوارهای برشی

Model	M_1	M_2	M_3	M_4	M_5	M_6	M_7
E	۴۵/۳۳	۴۹/۲۷	۵۰/۵۳	۵۳/۲۳	۴۹/۶	۴۵/۶۱	۴۹/۲۷

E: درصد جذب نیروی برشی



[4] Ann

Lyons, L., 2006, <http://www.abag.ca.gov/bayarea/eqmaps/fixit/training.html>, Location of shear walls.

[5] Nilson, H., 2003, Design of Concrete Structures, Mc Graw Hill.

آقای جعفر عسگری مارنانی فارغ التحصیل مقطع کارشناسی در رشته عمران-مهندسی سازه از دانشگاه صنعتی اصفهان در سال ۱۳۶۷، فارغ التحصیل مقطع کارشناسی ارشد در رشته عمران- سازه های آبی از دانشگاه تهران در سال ۱۳۶۹ و فارغ التحصیل در مقطع دکتری تخصصی در رشته مهندسی عمران-سازه مشترکاً از دانشگاه تربیت مدرس ایران و TW- WIEN کشور اتریش می باشد. ایشان جمعاً ۱۹ سال سابقه کار دارند که ۹ سال آن در قدس نیرو است. علاقمندی آقای عسگری کار روی طراحی سازه های فولادی و تهیه مدل های عددی در تحلیل سیستم های سازه ای است.

Email:

JASGARIIE@GHODS- NIROO.COM

خانم پریسا سرتاجی لیسانس مهندسی عمران- عمران از دانشگاه محقق اردبیلی بوده و در حال حاضر دانشجوی فوق لیسانس سازه دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران می باشد. خانم سرتاجی جمعاً سه سال سابقه کار داشته و علاقمندی ایشان در زمینه طراحی سازه های بتنی و محاسبات مربوطه می باشد.



طراحی حفاظت جریان زیاد برای شبکه‌های توزیع محتوی تولید پراکنده

سید علی محمد جوادیان فیروزآبادی

کارشناس مطالعات سیستم - مدیریت ارشد مهندسی شبکه‌های انتقال و توزیع نیرو

واژه‌های کلیدی: تولید پراکنده، حفاظت، عملکرد جزیره‌ای، شبکه توزیع، بازبست

چکیده

شبکه‌های توزیع سنتی ماهیتی شعاعی دارند که به واسطه یک منبع تغذیه از شبکه سراسری تغذیه می‌شوند. سیستم حفاظت این گونه شبکه‌ها بسیار ساده است و معمولاً به وسیله فیوز، بازبست و رله اضافه جریان پیاده‌سازی می‌شود. در سال‌های اخیر توجه زیادی به استفاده از واحدهای تولید پراکنده در سطح شبکه‌های توزیع شده است. حضور این گونه منابع تولیدی باعث می‌شود که شبکه‌های توزیع ماهیت شعاعی خود را از دست بدهند و به واسطه آن هماهنگی تجهیزات حفاظتی از بین برود. بنابراین ارائه الگوریتمی جهت حفاظت شبکه‌های توزیع که قدرت تشخیص محل خطا و جداسازی آن را داشته باشد امری ضروری است. در این مقاله الگوریتمی برای حفاظت شبکه‌های توزیع با وجود منابع تولید پراکنده، با تقسیم‌بندی شبکه توزیع به نواحی جداگانه‌ای که در صورت نیاز قادر به بهره‌برداری به صورت جزیره‌ای باشند ارائه شده است. سپس الگوریتم ارائه شده برای یک شبکه توزیع نمونه، پیاده‌سازی شده است. برای مدلسازی شبکه نمونه از نرم‌افزار DIGSILENT و برای اجرای الگوریتم پیشنهادی از نرم‌افزار MATLAB استفاده شده است.

۱- مقدمه

یکی از پدیده‌های قابل توجهی که در سالهای اخیر در صنعت برق رخ داده است حضور منابع تولید پراکنده (DG) در شبکه‌های قدرت است. با وارد شدن واحدهای DG به شبکه‌های توزیع، رفتار سیستم به کلی تغییر می‌کند و این واحدها اثرات مختلفی بر سیستم به جای می‌گذارند که هر کدام از آنها به‌طور جداگانه جای بررسی و تحقیق دارند. یکی از مهمترین اثرات این واحدها بر روی حفاظت شبکه‌های توزیع می‌باشد. با وارد شدن واحدهای DG رفتار ادوات حفاظتی شبکه‌های توزیع به کلی دگرگون می‌شود، چراکه تعداد واحدهای DG

قابل تغییر و همچنین گستردگی توزیع این واحدها زیاد است [۱-۱۰].

سیستم‌های توزیع سنتی به‌طور معمول فیدرهای شعاعی هستند که از طریق یک منبع، تغذیه می‌شوند. سیستم حفاظتی نیز در گذشته بر مبنای شعاعی بودن شبکه توزیع طراحی می‌شد. بعد از اتصال DG قسمتی از شبکه ممکن است دیگر شعاعی نباشد، و این بدان معنی است که هماهنگی موجود دیگر کارایی نخواهد داشت [۱-۱۱].

تولیدات پراکنده منابع تولید انرژی الکتریکی هستند که به شبکه توزیع متصل می‌گردند. این منابع در مقایسه با ژنراتورهای بزرگ و



نیروگاه‌ها، حجم و ظرفیت تولید کمتری داشته و با هزینه پایین‌تری راه‌اندازی می‌شوند. همچنین اتصال این منابع به شبکه‌های توزیع منافع زیادی به دنبال دارد. از جمله مواردی که استفاده از واحدهای تولید پراکنده را مورد توجه قرار می‌دهد می‌توان به مسائلی نظیر مسائل اقتصادی در توسعه نیروگاه‌ها، کاهش آلودگی محیط زیست، بالا بودن بازدهی این منابع در تولید برق، بالا بردن کیفیت برق رسانی به مشتریان، کاهش تلفات در شبکه‌های توزیع، بهبود پروفیل ولتاژ، آزاد سازی ظرفیت شبکه و بسیاری از موارد دیگر اشاره نمود. نیروگاه‌های آبی، بادی، پیل‌های سوختی، سلول‌های خورشیدی، میکروتوربین‌ها، باتری‌ها، سیستم‌های زمین گرمایی و تلمبه ذخیره‌ای از مهمترین انواع منابع تولید پراکنده هستند [۲-۳].

بعد از اتصال واحدهای تولید پراکنده، سیستم دیگر شعاعی باقی نخواهد ماند، که به معنی از دست رفتن هماهنگی بین تجهیزات حفاظتی است. میزان اثرگذاری DG بر هماهنگی به اندازه، نوع و محل نصب DG بستگی دارد. در هر حال بسته به اندازه و محل DG، محدوده‌هایی وجود دارد که هماهنگی حفظ می‌شود و در برخی حالات هیچ محدوده‌ای برای هماهنگی باقی نخواهد ماند [۴-۷ و ۱۱].

Kauhaneimi و Kumpulainen اثر تولیدات پراکنده را بر عملیات بازبست بررسی کردند. آنها نشان دادند که حضور منابع تولید پراکنده باعث عدم کارایی عملیات بازبست در شبکه توزیع و از بین رفتن خطاهای گذرا می‌شود. آنها همچنین نشان دادند که عملکرد جزیره‌ای باعث از دست رفتن سنکرونیزم در شبکه شده و در صورتی که عملیات بازبست با سنکرونیزم همراه نباشد خسارات سنگینی را به تجهیزات

شبکه‌های توزیع وارد می‌کند [۸]. با وجود DG ماهیت سیستم به صورت یک شبکه با چند منبع تولیدی و نامتعادل تغییر می‌کند. بنابراین لازم است که رله‌ها در سیستم جهت‌دار باشند. فیوزها و بازبست‌های قدیمی ماهیت جهت‌دار ندارند، در حالیکه رله‌ها می‌توانند به آسانی با واحد جهت‌یاب تجهیز شوند. از نظر اقتصادی جایگزینی همه فیوزها و بازبست‌ها با وسایل حفاظتی جهت‌دار (همانند رله‌ها) عملاً مقرون به صرفه نیست. بنابراین لازم است که مشکل هماهنگی حفاظتی با وجود تزریق DG بدون توجه به اندازه، تعداد و محل قرار گرفتن DG در سیستم توزیع حل شود. Hadj Said با یک مثال ساده نشان داد که جریانهای خطا در تجهیزات حفاظتی با اتصال DG تغییر می‌کند. او پیشنهاد کرد که هماهنگی با وجود اتصال هر DG جدید چک شود. اما این راه‌حل فقط وقتی که تزریق DG کم باشد جواب می‌دهد [۷].

Brahma و Grigis مشکل هماهنگی فیوزها را مطالعه کردند. آنها پیشنهاد کردند که همه DG ها در هنگام خطا خارج شوند، ولی این امر باعث می‌شود که به ازای خطاهای گذرا هم همه DG ها، خارج شوند. آنها همچنین هماهنگی فیوز-بازبست را با وجود DG مورد مطالعه قرار دادند. آنها عنوان کردند که هماهنگی با استفاده از بازبست‌های میکروپروسسوری موجود در بازار بدست خواهد آمد، اما در این حالت همه DG های پایین دست بازبست، باید قبل از وقوع اولین بازبست برای جلوگیری از اتصال بدون سنکرونیزم خارج شوند. این راه‌حل در صورت عمومیت پیدا کردن DG ها عملی نخواهد بود [۹].

Brahma و Grigis همچنین روشی بر اساس شناسایی محل خطا و جدا نمودن



قسمت آسیب دیده، در شبکه‌هایی که دارای درصد نفوذ بالایی از تولیدات پراکنده باشند، بصورت Online و به صورت ذیل پیشنهاد نمودند. از نقطه خطا، هر منبع می‌تواند به عنوان یک منبع ولتاژ با امپدانس تونن معادل شود. اگر محل خطا از یک باس به باس دیگر تغییر کند برای نوع خطای گفته شده امپدانس تونن می‌تواند کاهش یا افزایش یابد. بنابراین اگر محل خطا در قسمت (i-j) از باس (i) به باس دیگر (j) تغییر کند برای نوع خطای داده شده، سهم جریان خطا از هر منبع می‌تواند بطور پیوسته از I_{FMIN} به I_{FMAX} افزایش یابد یا از I'_{FMAX} به I'_{FMIN} کاهش یابد. بنابراین سهم منبع k برای خطای اتفاق افتاده در هر نقطه بین باس i و باس j، همیشه بین سهم منبع k به همان نوع خطا در باس i و باس j قرار دارد. این بدان معنی است که برای هر نوع خطای داده شده در هر قسمت، سهم هر منبع از جریان خطا بین سهم‌های آن منبع برای همان نوع خطا روی باس‌های متصل به این قسمت قرار دارد [۱].

۲- طرح پیشنهادی

هدف اصلی طرح حفاظتی شبکه توزیع این است که قسمت خطا دیده را تشخیص داده و آن قسمت را از بقیه شبکه جدا کند. در شبکه‌های توزیع سنتی، وقتی در قسمتی از شبکه خطا اتفاق بیفتد تمام قسمت‌های پائین دست آن بی‌برق می‌شوند و یا به واسطه نقاط مانور از فیدرهای دیگر تغذیه می‌شوند. با فرض اینکه امکان تغذیه از فیدرهای دیگر شبکه وجود نداشته باشد و در قسمت پائین دست بخش خطا دیده DG وجود داشته باشد، طبق منطق سنتی حفاظت پس از بروز خطا امکان بهره‌برداری از آن DG وجود نخواهد داشت.

این امر باعث می‌شود که از منابع تولید پراکنده استفاده بهینه نشده و میزان ENS در شبکه افزایش یابد. بنابراین به نظر می‌رسد که قطع شدن DG ها در هنگام بروز خطا قابلیت اطمینان شبکه را کاهش دهد. لذا در طرح پیشنهادی این مقاله، سعی شده است که تا حد امکان در حین بروز خطا از منابع تولید پراکنده استفاده کرده و از آنها به صورت جزیره‌ای بهره‌برداری شود.

راه حل پیشنهادی بدین صورت است که شبکه توزیع به چند ناحیه تقسیم شود، بدین صورت که در هر ناحیه یا DG حضور نداشته باشد یا اگر DG حضور داشت تبادل بار و مصرف در آن ناحیه بدون استفاده از شبکه سراسری و فقط با در نظر گرفتن تولید DG ها برقرار باشد. به عبارت دیگر شبکه توزیع به دو دسته ناحیه تقسیم می‌شود که این دو دسته خصوصیات ذیل را دارا می‌باشند:

۱- دسته اول نواحی هستند که در آنها هیچ منبع تولیدی وجود ندارد و تأمین بارهای موجود در آن نواحی کاملاً وابسته به شبکه سراسری است.

۲- دسته دوم نواحی هستند که در آنها منبع تولید پراکنده وجود دارد. بدیهی است که حداقل یکی از منابع تولیدی واقع در هر کدام از این نواحی باید مجهز به سیستم کنترل فرکانس باشد تا بتواند در مواقعی که لازم است آن ناحیه به صورت جزیره‌ای بهره‌برداری شود و فرکانس ناحیه را کنترل نماید.

نحوه انتخاب نواحی بدین صورت است که از ابتدای فیدر، به ازای هر DG یک ناحیه در نظر گرفته می‌شود، هر ناحیه تا زمانی که DG واقع در آن قدرت تغذیه بار ناحیه را داشته باشد به سمت انتهای فیدر امتداد می‌یابد. به محض اینکه میزان بار پیک پست‌های واقع در



ناحیه از میزان تولید آن منبع تولید پراکنده بیشتر شد، ناحیه در نظر گرفته شده به پایان می‌رسد و در نقاط ابتدا و انتهای ناحیه دو بریکر قرار داده می‌شود.

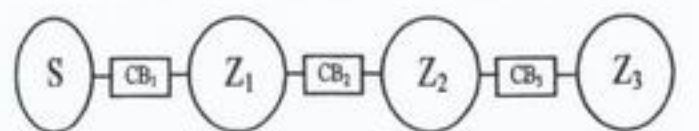
البته اگر در حین حرکت به سمت انتهای فیدر قبل از رسیدن بار ناحیه به حداکثر تولید منبع واقع در آن ناحیه DG دیگری قرار داشت، DG دوم نیز جزء همان ناحیه لحاظ شده و ناحیه تا نقطه‌ای امتداد می‌یابد که بار پیک آن از مجموع تولید دو DG بیشتر نشود.

علت در نظر گرفتن نواحی به سمت انتهای فیدر این است که تا حد امکان به بارهای بیشتری اجازه تغذیه شدن از شبکه بالادستی داده شود. این عمل باعث بالا رفتن قابلیت اطمینان شبکه و کاهش ENS خواهد شد. البته در مواقعی که میزان تولید DG از بار پست‌های پایین دستی‌اش بیشتر باشد باید امتداد ناحیه به سمت بالا در نظر گرفته شود. لازم به ذکر است که کلیدهای نصب شده برای جداسازی نواحی از یکدیگر باید مجهز به رله سنکرو - چک باشند تا در هنگام وصل مجدد نواحی به شبکه سراسری بتوانند دو شبکه را با هم سنکرون کنند. همچنین این کلیدها باید توانایی گرفتن سیگنال فرمان از راه دور را نیز دارا باشند. برای پیاده‌سازی الگوریتم پیشنهادی باید یک رله کامپیوتری که قابلیت انجام محاسبات و ذخیره اطلاعات را داشته باشد، در پست فوق توزیع قرار داده شود تا بتواند ورودی‌های لازم (که از طریق اندازه‌گیری برخی پارامترهای شبکه تهیه می‌شوند) را دریافت کند، بر روی آنها پردازش انجام دهد و در نهایت با تشخیص محل و نوع خطا فرامین لازم را به ادوات حفاظتی صادر نماید.

شکل (۱) شمای کلی الگوریتم پیشنهادی را نشان می‌دهد.

برای پیاده‌سازی روش پیشنهادی لازم است که اندازه‌گیری‌های ذیل در شبکه انجام شده و نتایج آن به طور پیوسته در اختیار رله اصلی قرار گیرد:

- بردارهای جریان سه فاز از تمام DG های واقع در شبکه و از منبع اصلی به صورت همزمان.
- بردارهای جریان سه فاز از تمام شاخه‌های فرعی به صورت همزمان، به غیر از شاخه‌هایی که در آنها DG حضور دارد.
- یک سیگنال نمایشگر جهت جریان در بریکرهای تشکیل دهنده زون‌ها.



شکل (۱): شمای کلی الگوریتم پیشنهادی

۲-۱- روند انجام محاسبات Offline

در محاسبات Offline باید مطالعات پخش بار و اتصال کوتاه برای انواع خطا و در کلیه نقاط شبکه انجام شده و به ازای تمام خطاها، جریان تمام DG ها، منبع اصلی و فیدرهای فرعی مشخص شود. مشخصه آستانه ذوب (MM) و قطع کامل (TC) تمام فیوزهای واقع در شبکه نیز باید ذخیره شود. با استفاده از مشخصات فوق و ذخیره آنها در رله می‌توان به ازای تمام خطاها عملیات بازبست را با فیوزهای شبکه به طور نرم‌افزاری هماهنگ کرد که این مطلب در



بخش ۲-۳ شرح داده شده است. همچنین از مشخصه MM و نتایج مطالعات اتصال کوتاه، زمان قبل از آسیب رسیدن به فیوزها در سیستم در هنگام خطا محاسبه می‌شود. البته لازم است که تمام محاسبات فوق به ازای هر گونه تغییر در شبکه به‌روز شود. به عنوان مثال در هنگام تغییر در آرایش شبکه (مثلاً قطع یک خط) لازم است که ماتریس ادمیتانس شبکه به‌روز شده و مطالعات پخش بار و اتصال کوتاه مجدداً اجرا شود.

با در دسترس بودن جریان DG ها، شاخه‌های فرعی و منبع تغذیه اصلی به ازای انواع خطا و بر روی تمام باس‌های شبکه، می‌توان جدولی تهیه کرد که با مقایسه مقادیر فوق به ازای بروز خطا با مقادیر آن جدول، محل دقیق وقوع خطا و نوع آن را تشخیص داد.

پس از شناسایی محل خطا و در نتیجه ناحیه خطا دیده، رله فرمان قطع را به بریکرهای لازم برای جدا کردن آن از دیگر نواحی شبکه ارسال می‌کند و در نتیجه قسمت آسیب دیده از شبکه جدا می‌گردد.

به طور خلاصه مراحل مربوط به محاسبات Offline به شرح ذیل است:

- (۱) دریافت اطلاعات شبکه
- (۲) اجرای برنامه پخش بار
- (۳) اجرای برنامه اتصال کوتاه برای انواع خطا و در همه باس‌ها
- (۴) استخراج تمام جریان‌های لازم به ازای هر نوع خطا در هر باس از بانک اطلاعاتی
- (۵) استخراج زمان لازم برای نسوختن فیوزهای شبکه از MM فیوزها

۲-۲- نحوه تشخیص محل خطا به صورت

Online

همانگونه که اشاره شد، بردارهای جریان سه

فاز همزمان از تمام DG های شبکه و منبع اصلی به‌طور پیوسته در دسترس است. حاصل جمع مقادیر فوق همواره برابر با بار شبکه است. اگر در شبکه خطا رخ دهد حاصل جمع مقادیر فوق به‌طور ناگهانی و به شدت بزرگتر از مجموع بار شبکه خواهد شد. لذا در این شرایط رله اصلی که در داخل پست فوق توزیع واقع شده است تشخیص می‌دهد که در شبکه خطا رخ داده است. در شرایطی که مجموع جریان‌های فوق برابر با صفر شد نشانگر این مطلب است که خطای رخ داده شده در شبکه، در محدوده حفاظتی یکی از DG ها (بین DG و محل اندازه‌گیری جریان آن) صورت گرفته است. در این شرایط رله، فرمانی را صادر نخواهد کرد تا سیستم حفاظت مربوط به DG عمل کرده و DG مربوطه را از مدار خارج کند. برای تشخیص محل خطا، از مقایسه مقادیر جریان DG ها، شبکه اصلی و شاخه‌های فرعی با مقادیر جدول تهیه شده در محاسبات Offline استفاده می‌شود. این ایده اولین بار در مرجع [۱] مطرح شد. اما در مرجع [۱] فقط از جریان DG ها و منبع اصلی استفاده شده است و نمی‌تواند محل خطا را دقیقاً مشخص نماید و در برخی موارد در تشخیص محل خطا دچار اشتباه می‌شود. البته با اضافه شدن تعداد DG ها خطای روش پیشنهادی کاهش می‌یابد ولی در این مقاله برای اطمینان از تشخیص صحیح محل خطا، جریان تمام شاخه‌های فرعی فاقد DG هم بررسی می‌شود. این بررسی باعث می‌شود که اولاً مقادیر عددی بیشتری برای مقایسه در اختیار رله اصلی قرار گیرد و در نتیجه خطای تشخیص آن به شدت کاهش یابد، ثانیاً به دلیل اینکه اندازه‌گیری در شاخه‌های فرعی فاقد DG انجام می‌شود، به ازای خطاهایی که



بر روی آن شاخه قرار نداشته باشند جریان اندازه‌گیری شده توسط آنها برابر با جریان بار همان شاخه است و این امر مشخص می‌کند که خطا بر روی آن قرار ندارد. لذا با اضافه کردن این قابلیت به روش پیشنهادی در مرجع [۱] می‌توان دقت آن را به شدت افزایش داد.

۳-۲- جداسازی ناحیه خطا و بازیابی شبکه

پس از آنکه رله محل خطا را تشخیص داد و ناحیه خطا دیده مشخص شد، نوبت به جداسازی ناحیه خطا دیده و بازیابی شبکه می‌رسد. اطلاعات در مورد اینکه کدام بریکرها باید تریپ داده شوند، در بانک اطلاعاتی موجود است. فلسفه کلی به این صورت است که پس از تشخیص ناحیه‌ای که در آن خطا اتفاق افتاده، رله فرمان قطع را به تمام بریکرهای جداکننده آن ناحیه و نواحی پایین دستی‌اش و همچنین تمام DG های واقع در آن صادر می‌کند. در این شرایط تمام نواحی بالادست ناحیه خطا دیده، از طریق شبکه سراسری تغذیه می‌شوند، ناحیه خطا دیده، بی‌برق می‌شود و نواحی پایین دست آن در صورتی که دارای DG باشند از این طریق تغذیه شده و در غیر این صورت بی‌برق می‌شوند.

با توجه به اینکه بیش از ۸۰ درصد خطاهای شبکه‌های توزیع ماهیتی گذرا دارند، باید امکانی فراهم گردد که به خطاهای گذرا فرصت از بین رفتن داده شود. این کار در شبکه‌های توزیع سنتی به وسیله بازبست‌ها انجام می‌شود. در طرح پیشنهادی این مقاله، عملیات بازبست توسط کلیدهای جداکننده نواحی و با کنترل رله اصلی صورت می‌گیرد. نحوه عملکرد به این صورت است که پس از قطع ناحیه خطا دیده، عملیات بازبست توسط بریکر ارتباط دهنده آن ناحیه با شبکه بالادستی و با فرمان رله اصلی

صورت می‌گیرد. پس از هر بازبست رله شرایط شبکه را بررسی می‌کند. در صورتی که خطا دائمی بود و همچنان وجود داشت، رله مجدداً فرمان قطع را صادر می‌کند و در صورتی که خطا گذرا بود و طی عملیات بازبست از بین رفت، رله فرمان وصل مجدد بریکرها به همراه عملیات سنکرونیزم و بازیابی شبکه را صادر می‌کند. البته برای موفقیت‌آمیز بودن این فرآیند لازم است که عملیات بازبست قبل از آسیب رسیدن به فیوزهای واقع در شبکه انجام گیرد. با توجه به اینکه منحنی MM تمام فیوزها در بانک اطلاعاتی رله موجود بوده و در محاسبات Offline زمان لازم برای اینکه به هیچ فیوزی آسیب نرسد استخراج شده است لذا رله به راحتی می‌تواند در زمان مناسب عملیات بازبست را انجام دهد.

به عنوان مثال اگر در شکل (۱) خطایی گذرا در Z_2 اتفاق بیفتد، رله ابتدا فرمان قطع را به CB_2 ، CB_3 و DG های واقع در Z_2 صادر می‌کند، سپس فرمان وصل مجدد را به CB_2 ارسال می‌کند تا خطای گذرا را تشخیص دهد. در پایان نیز پس از رفع خطا رله، فرمان وصل مجدد همراه با عملیات سنکرونیزم را به CB_3 و DG های واقع در Z_2 ارسال می‌کند تا شبکه به طور کامل بازیابی شود.

۳- شبیه‌سازی شبکه نمونه

شبکه مورد مطالعه در این مقاله مطابق شکل (۲) می‌باشد. اطلاعات دقیق مربوط به شبکه فوق در ضمیمه (۱) ارائه شده است. مطابق شکل (۲) شبکه مورد نظر یک شبکه شعاعی از یک سو تغذیه می‌باشد که در آن یک دیزل ژنراتور ۴/۹ MVA با سطح ولتاژ خروجی ۱۰/۵ کیلوولت به شبکه ۲۰ کیلوولت متصل شده است. روش پیشنهادی برای



ناحیه‌بندی شبکه فوق بر روی آن اجرا شده و شبکه را به ۳ ناحیه تقسیم‌بندی کرده است. این سه ناحیه توسط دو بریکر CB_1 و CB_2 از یکدیگر مجزا شده‌اند. این دو بریکر به همراه بریکر مربوط به DG و بریکر ابتدای فیدر قدرت دریافت سیگنال از رله اصلی داخل پست ۶۳ کیلوولت را دارا می‌باشند. همچنین CB_1 و CB_2 و بریکر DG مجهز به رله سنکرو - چک بوده و دارای قابلیت قطع و وصل سریع و پشت هم نیز می‌باشند. شکل (۳) محل CB_1 و CB_2 و نحوه ناحیه‌بندی شبکه را نشان می‌دهد. الگوریتم پیشنهادی برای تشخیص صحیح محل خطا به ازای خطای سه‌فاز متقارن روی خط ۳-۹، خطای تک‌فاز به زمین روی خط ۷-۸ و خطای دو فاز روی خط ۱۱-۱۰ اجرا شده و در هر سه مورد تشخیص صحیح محل خطا توسط رله اصلی انجام گرفته است. پس از تشخیص خطا نوبت به جداسازی قسمت آسیب دیده و بازیابی آن می‌رسد. نحوه عملکرد رله اصلی در شبکه شبیه‌سازی شده به ازای خطاهای فوق به ترتیب زیر است:

الف) خطای سه فاز متقارن روی خط ۳-۹

در این حالت رله پس از تشخیص محل خطا و تشخیص اینکه خطا در ناحیه دوم قرار گرفته است، بلافاصله فرمان قطع را به CB_1 ، CB_2 و کلید DG صادر می‌کند تا ناحیه دوم به طور کامل ایزوله شود. در این حالت ناحیه اول از طریق شبکه سراسری تغذیه شده و نواحی دوم و سوم بی‌برق می‌شوند. پس از آن، برای تشخیص خطای گذرا و انجام عملیات بازبست رله فرمان وصل مجدد را به CB_1 ارسال می‌نماید. پس از وصل مجدد CB_1 ، رله مجدداً شرایط را بررسی می‌کند، و در صورت مشاهده مجدد خطا فرمان قطع به CB_1 صادر می‌شود.

این عمل می‌تواند تا چند بار تکرار شود. بدیهی است به دلیل بی‌برق بودن ناحیه دوم در هنگام وصل مجدد به سنکرونیزم نیازی نیست. در صورتی که خطا دائمی بود و پس از عملیات بازبست از بین نرفت و تمام کلیدهای CB_1 ، CB_2 و کلید DG باز می‌مانند و غیر از ناحیه اول که توسط شبکه بالادستی تغذیه می‌شود بقیه نواحی بی‌برق می‌شوند، اما در صورتی که خطا ماهیتی گذرا داشت و در طول عملیات بازبست از بین رفت و باید شبکه بازیابی شود. برای این کار ابتدا فرمان وصل به CB_1 و CB_2 ارسال می‌شود و سپس فرمان وصل به همراه عملیات سنکرونیزم به کلید DG صادر می‌شود.

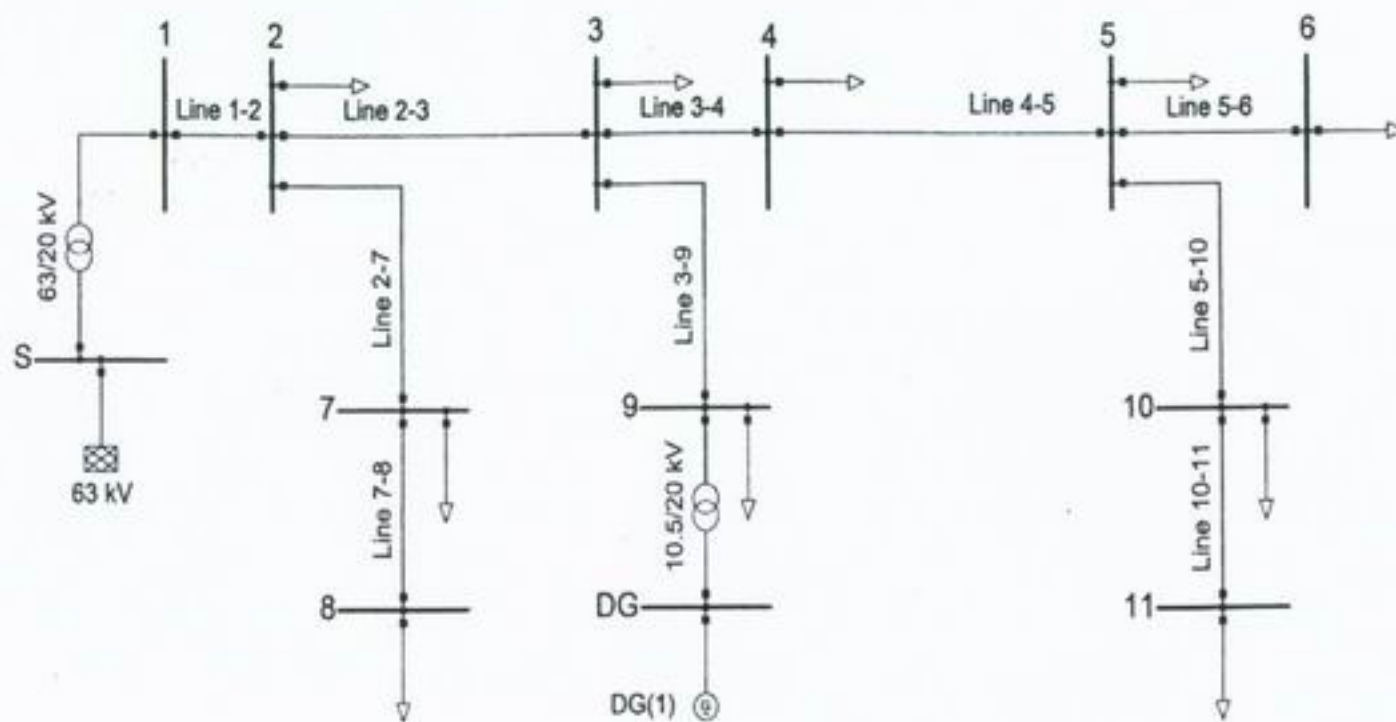
ب) خطای تک‌فاز روی خط ۷-۸

در این حالت رله پس از تشخیص خطا و محل آن و تشخیص اینکه خطا در ناحیه اول قرار گرفته است، بلافاصله فرمان قطع را به CB_1 و CB_2 و کلید ابتدای فیدر صادر می‌کند. در این حالت نواحی اول و سوم بی‌برق شده و ناحیه دوم به صورت جزیره‌ای به کار خود ادامه می‌دهد. پس از آن برای تشخیص خطای گذرا و انجام عملیات بازبست رله فرمان وصل مجدد را به کلید ابتدای فیدر ارسال می‌کند و شرایط را مجدداً بررسی می‌نماید. در این حالت نیز دقیقاً همان مراحل بیان شده در قسمت (الف) تکرار می‌شوند، با این تفاوت که عملیات بازبست توسط کلید ابتدای فیدر انجام می‌گیرد. نکته دیگری که از اهمیت بالایی برخوردار است، هماهنگی فیوز F_1 و عملیات بازبست است. برای برقراری هماهنگی فوق عملیات بازبست به طور نرم‌افزاری با مشخصه‌های MM و TC فیوز شاخه فرعی هماهنگ شده است. در واقع همان فلسفه حاکم بر هماهنگی بازبست - فیوز که در

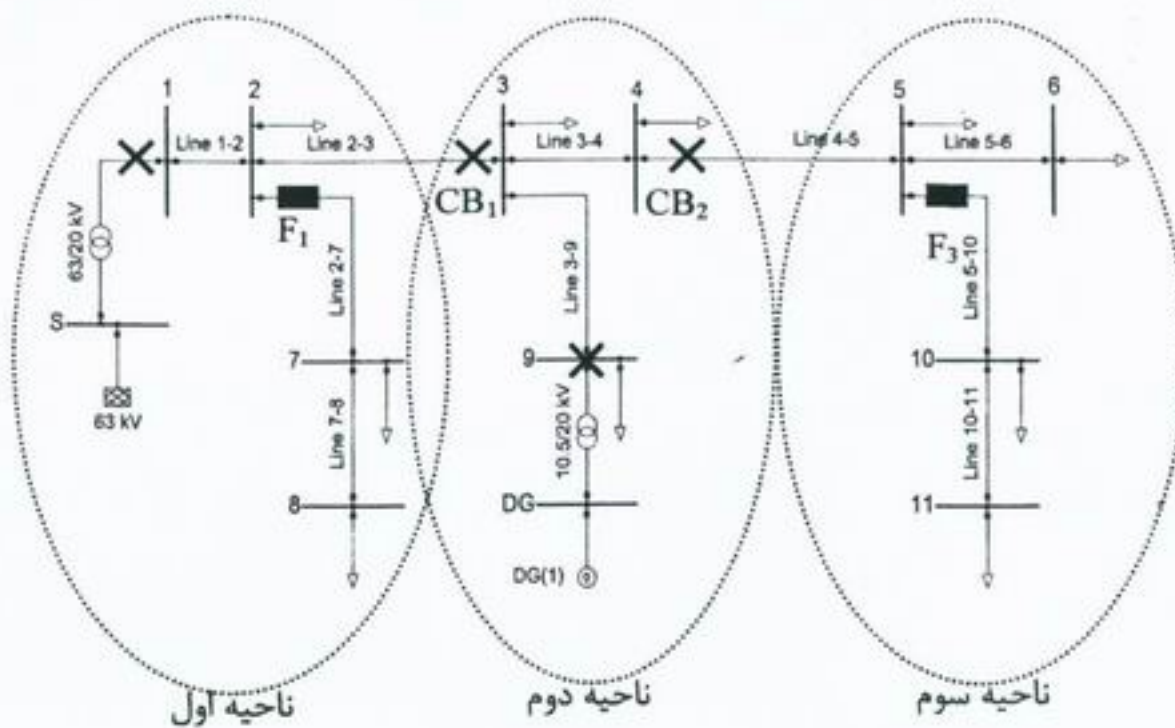


می‌سوزد و خطا را قطع می‌کند و پس از آن طی عملکرد کند عملیات بازبست کلید ابتدای فیذر وصل می‌شود و وقتی که رله هیچ خطایی را مشاهده نکرد فرمان وصل را به CB_2 (همراه با سنکرونیزم) و CB_1 ارسال می‌کند و شبکه به طور کامل بازیابی می‌شود.

شبکه‌های توزیع سنتی حکمفرماست در اینجا نیز پیاده‌سازی می‌شود. دلیل این امر هم این است که پس از قطع CB_1 ساختار شبکه توزیع واقع در ناحیه اول دقیقاً مشابه ساختار سنتی یک شبکه توزیع است. در این شرایط، اگر خطا دائمی باشد فیوز ابتدای شاخه فرعی



شکل (۲): شبکه توزیع مورد مطالعه



شکل (۳): ناحیه بندی شبکه توزیع مورد مطالعه

ج (خطای دو فاز روی خط ۱۱-۱۰)

در این حالت رله پس از تشخیص خطا و محل آن و تشخیص اینکه خطا در ناحیه سوم قرار گرفته است، بلافاصله فرمان قطع را به CB_2 ارسال می‌کند. در این حالت فقط ناحیه سوم بی‌برق می‌شود و نواحی اولی و دوم همچنان از طریق منبع اصلی و DG تغذیه می‌شوند. پس از آن، برای تشخیص خطای گذرا همانند قسمت‌های (الف) و (ب) عملیات بازبست صورت می‌گیرد، با این تفاوت که در این حالت رله این وظیفه را بر عهده کلید CB_2 قرار می‌دهد. برای هماهنگی بین F_3 و عملیات بازبست نیز CB_2 با فیوز مذکور به صورت نرم‌افزاری هماهنگ می‌شود. در صورتی که خطا گذرا بود و رفع شد، رله فرمان وصل مجدد را به CB_2 ارسال می‌کند تا ناحیه سوم از طریق شبکه بالادستی تغذیه شود. در صورتیکه خطا ماندگار بود و از بین نرفت فیوز شاخه فرعی ناحیه سوم می‌سوزد و طی عملکرد کند عملیات بازبست کلید CB_2 بسته شده و بقیه ناحیه سوم از طریق شبکه بالادستی تغذیه می‌شوند. لازم به ذکر است که در این حالت نیز به دلیل بی‌برق بودن ناحیه سوم عملیات بازبست نیازی به سنکرونیزم نخواهد داشت.

۴- نتیجه‌گیری

در این مقاله، الگوریتمی برای حفاظت شبکه‌های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده، با تقسیم‌بندی شبکه مورد نظر به نواحی جداگانه‌ای که در صورت نیاز قدرت بهره‌برداری به صورت جزیره‌ای را دارا باشند، ارائه گردید. در الگوریتم ارائه شده، پس از تقسیم‌بندی شبکه توزیع به نواحی جداگانه، رله کامپیوتری داخل پست فوق توزیع از مقایسه مقادیر اندازه‌گیری شده جریان‌های مورد نیاز در شبکه،

با نتایج محاسبات Offline، محل دقیق خطا را تشخیص می‌دهد و دستورات لازم برای جداسازی قسمت خطا دیده از بقیه قسمت‌های شبکه را صادر می‌نماید. همچنین الگوریتم ارائه شده، قدرت انجام عملیات بازبست و هماهنگی این عملیات با فیوزهای موجود در شبکه را به صورت نرم‌افزاری دارا می‌باشد. در نهایت نیز پس از رفع خطا، بازیابی شبکه مورد نظر با ارسال فرمان وصل مجدد به کلیدها و انجام عملیات سنکرونیزم انجام می‌گیرد. البته ایده مطرح شده در این مقاله نقاط ضعفی هم دارد. به عنوان مثال، الگوریتم تشخیص خطا قدرت تشخیص خطاهای امپدانس بالا را نداشته و مقاومت خطا را صفر در نظر می‌گیرد. همچنین در تقسیم‌بندی نواحی برای اطمینان از عملکرد صحیح سیستم حفاظت بار پیک هر ناحیه مورد توجه قرار گرفته است، در حالی که این امر باعث می‌شود که در هنگام عملکرد ناحیه به صورت جزیره‌ای، اگر بارها در پیک خود قرار نداشته باشند مقدار ENS افزایش یابد. همچنین ممکن است که با افزایش تعداد DG ها تقسیم‌بندی شبکه به نواحی جداگانه، احتیاج به کلیدهای فراوانی داشته باشد که از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نباشد. بنابراین به نظر می‌رسد که اضافه کردن الگوریتم‌هایی برای تشخیص خطاهای امپدانس بالا، ناحیه‌بندی بهینه شبکه با در نظر گرفتن تعداد کلیدهای مشخص و در نهایت بهره‌برداری بهینه از نواحی برای عملکرد جزیره‌ای، به الگوریتم ارائه شده امری ضروری و اجتناب‌ناپذیر باشد.

۵- ضمیمه: مشخصات فنی تجهیزات

در ذیل جداول (۱)، (۲) و (۳) در مورد مشخصات ترانسفورماتورها، DG و هادی ارائه گردیدمانند.



[2] P. P. Barker, R. W. de Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems: part1-radial distribution systems," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 15, pp. 486-493, Apr. 2000.

[3] R. C. Dugan, T. E. McDermott, "Operating conflicts for Distributed Generation interconnected with Utility Distribution Systems," IEEE Industry Applications Magazines, 19-25, Mar/Apr. 2002.

[4] Burke, J. James, "Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications," 1994.

[5] A. Girgis, S. Brahma, "Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System," Power Engineering, LESCOPE'01. 2001 Large Engineering Systems Conference, 11-13 July 2001, pp. 115 - 119.

[6] M. T. Doyle, "Reviewing the Impacts of Distributed Generation on Distribution System Protection," Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE Vol.1, pp.103-105.

[7] N. Hadjsaid, J. Canard, F. Dumas, "Dispersed generation impact on distribution networks," IEEE Comput. Appl. Power, vol. 12, pp. 22-28, Apr. 1999.

[8] L. K. Kumpulainen, K. T. Kauhaniemi, "Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing," Power

جدول (1): مشخصات ترانسفورماتورها

نام ترانسفورماتور	سطح ولتاژ	قدرت نامی	سطح اتصال کوتاه
	kV	MVA	Uk (%)
T _{DG}	10.5/20	5	3
T _S	63/20	20	5

جدول (2): مشخصات DG

Machine Type	IEC 909	Salient Pole Series 1	
Voltage (kV)	10.5	X'd (pu)	0.256
Pn (MW)	4.855	X" d (pu)	0.168
PFn	0.8	X0 (pu)	0.1
Connection	YN	X2 (pu)	0.2
Xd (pu)	1.5	R0=R2 (pu)	0
Xq (pu)	0.75	Rstr (pu)	0.504

جدول (3): مشخصات هادی

نام هادی	نوع	سطح مقطع
HYENA	ACSR	126 mm ²
مشخصات الکتریکی	R (Ω/km)	0.303
	X (Ω/km)	0.3383
	R ₀ (Ω/km)	0.4509
	X ₀ (Ω/km)	1.5866
	I _n (A)	250

تمام خطوط استفاده شده در شبکه نمونه از نوع HYENA، به طول یک کیلومتر و با مشخصات مشروح در جدول (3) می باشند. همچنین بار پیک تمام پست های توزیع (1) مگاوات و با ضریب توان 0/95 پس فاز در نظر گرفته شده است.

۶- مراجع

[1] S. Brahma, A. Girgis, "Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation," IEEE Trans. Power Delivery, VOL. 19,



Systems Conference and Exposition, IEEE PES 10-13 Oct. 2004, Vol.1 pp. 603 - 608.

[9] S. Brahma, A. Girgis, "Microprocessor-Based Reclosing to Coordinate Fuse and Recloser in a System with High Penetration of Distributed Generation," IEEE PES Winter Meeting, 2002, Vol.1, pp. 453 - 458.

[10] K. Kauhaniemi, L. Kumpulainen, "Impact of distributed generation on the protection of distribution networks," Developments in Power System Protection, Eighth IEE International Conference, 5-8 April 2004, Vol.1, pp. 315 - 318.

[۱۱] خانم رضایی، آقای حقی فام، "حفاظت شبکه‌های توزیع با استفاده از شبکه‌های عصبی با در نظر گرفتن اثر تولیدات پراکنده،" بیستمین کنفرانس بین‌المللی برق، آبان ۱۳۸۴، تهران.

آقای سید علی محمد جوادیان فیروزآبادی دارای مدرک کارشناسی مهندسی برق - قدرت از دانشکده فنی دانشگاه تهران و کارشناسی ارشد مهندسی برق - قدرت از دانشگاه تربیت مدرس بوده و در حال حاضر دانشجوی دکترای مهندسی برق - قدرت در دانشگاه آزاد اسلامی - واحد علوم و تحقیقات می‌باشد. آقای جوادیان از سال ۸۴ همکاری خود را با شرکت قدس نیرو آغاز کرده و زمینه علاقمندی ایشان مطالعات سیستمهای قدرت و حفاظت شبکه‌های قدرت به خصوص شبکه‌های توزیع در حضور منابع تولید پراکنده می‌باشد.

Email:

ajavadian@yahoo.com

ajavadian@ghods-niroo.com





مهندسين مشاور قدس نيرو
GHODS NIROO CONSULTING ENGINEERS





003

تهران، خیابان استاد مطهری، چهارراه سهروردی، شماره ۹۸

کدپستی: ۱۵۶۶۷۷۵۷۱۱

تلفن: ۸۸۴۰۳۶۱۳ - ۸۸۴۳۰۴۵۴ فکس: ۸۸۴۱۱۷۰۴

No.98, Ostad Motahari Ave, Tehran-Iran
Tel: 88403613 - 88430454 Fax: 88411704
Email: info@ghods-niroom.com