



ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع





# ارزیابی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

نخارش:

سعید کریمی



## چکیده

جهت بررسی و مقایسه قابلیت اطمینان شرکت های توزیع در سطح منطقه ای ، استانی و یا حتی جهانی نیاز به ملاکها ویا شاخص های مناسب می باشد . در این حالت ممکن است اطلاعات مورد نیاز برای بدست آوردن شاخص های قابلیت اطمینان کامل و کافی نباشد لذا روش های تخمینی جهت تخمین شاخص ها اهمیت پیدا می کند. در این پروژه ضمن معرفی چندین شاخص استاندارد ، روش هایی به منظور محاسبه این شاخص ها پیشنهاد گردیده است و در نهایت یکی از پست های فوق توزیع استان قم که یکی از امور برق منطقه ای تهران می باشد در دوره زمانی سال ۱۳۹۲ به عنوان مطالعه و بررسی موردی انتخاب گردیده است.





صفحه	فهرست عناوین
۱۲	۱ فصل اول : معرفی سیستم های توزیع انرژی الکتریکی.....
۱۳	۱.۱ مقدمه:.....
۱۴	۱.۲ آشنائی کلی با سیستم های توزیع انرژی الکتریکی:.....
۱۶	۳.۱ عوامل مؤثر در طراحی و بهره برداری از شبکه های توزیع:.....
۲۰	۴.۱ ساختار شبکه های توزیع:.....
۲۷	۵.۱ شبکه توزیع ایران:.....
۲۹	۶.۱ خلاصه مباحث:.....
۳۰	۲ فصل دوم : بررسی قابلیت اطمینان سیستم های توزیع انرژی الکتریکی.....
۳۱	۱.۲ مقدمه:.....
۳۲	۲.۲ دلایل اهمیت قابلیت اطمینان شبکه های توزیع :.....
۳۳	۳.۲ مفاهیم کیفیت برق و دسترسی به سیستم :.....



- ۴.۲ قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی : ..... ۳۴
- ۴.۲.۱ شاخصهای اصلی محاسبه قابلیت اطمینان سیستم توزیع: ..... ۳۷
- ۴.۲.۲ شاخصهای تکمیلی محاسبه قابلیت اطمینان سیستم توزیع: ..... ۳۹
- ۴.۲.۴.۱ شاخصهای مربوط به مصرف کننده: ..... ۳۹
- ۴.۲.۴.۲ شاخص دوره زمانی متوسط قطع برق سیستم: ..... ۴۲
- ۴.۲.۴.۳ شاخص دوره زمانی متوسط قطع برق مشترکین: ..... ۴۴
- ۴.۲.۴.۴ شاخص متوسط دسترسی به انرژی برق : ..... ۴۵
- ۴.۲.۴.۵ شاخص متوسط عدم دسترسی به انرژی برق: ..... ۴۷
- ۴.۲ شاخص تعداد قطعی مشترک (CEMIn) ..... ۴۹
- ۴.۲ شاخصهای مبتنی بر بار و انرژی ..... ۴۹
- ۴.۲.۷ شاخص متوسط دفعات قطعی بار (ASIFI) ..... ۵۰
- ۴.۲.۸ شاخص متوسط زمان قطعی بار (ASIDI) ..... ۵۱
- ۴.۲.۹ شاخص انرژی تأمین نشده (ENS) ..... ۵۳



- ۱۰.۲ شاخص متوسط انرژی تأمین نشده (AENS) ..... ۵۴
- ۱۱.۲ شاخص متوسط قطع مشترک (ACCI) ..... ۵۵
- ۱۲.۲ شاخصهای قطعیهای گذرا ..... ۵۶
- ۱۲.۲.۱ شاخص متوسط دفعات قطعی گذرای سیستم (MAIFI) ..... ۵۶
- ۱۲.۲.۲ شاخص تعداد قطعی مشترکین (CEMSMIn) ..... ۵۸
- ۱۲.۲.۳ خلاصه مباحث: ..... ۵۸
- ۳ فصل سوم : بررسی تأثیر ادوات کلیدزنی در قابلیت اطمینان سیستمهای توزیع ..... ۵۹
- ۳.۱ مقدمه ..... ۶۰
- ۳.۲ مدل سازی سیستم جهت ارزیابی قابلیت اطمینان: ..... ۶۱
- ۳.۲.۱ مفهوم مدل سازی شبکه: ..... ۶۱
- ۳.۲.۲ سیستمهای با شبکه متوالی: ..... ۶۱
- ۳.۲.۳ سیستمهای با شبکه موازی: ..... ۶۳
- ۴.۲.۲ سیستمهای با شبکه ترکیبی (موازی - متوالی): ..... ۶۵



- ۵.۲.۳ سیستم‌های با برخی اجزاء مازاد: ..... ۶۹
- ۶.۲.۳ سیستم‌های با اجزاء مازاد آماده کار: ..... ۷۱
- ۷.۲.۳ بررسی کلی شبکه مدل‌شده توزیع ایران: ..... ۷۲
- ۳.۳ تأثیر ادوات کلیدزنی در قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع: ..... ۷۳
- ۱.۳.۳ آشنایی با ادوات کلیدزنی: ..... ۷۳
- ۲.۳.۳ مرور برخی از تعاریف سیستم‌های توزیع: ..... ۷۵
- ۳.۳.۳ روش‌های افزایش قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع: ..... ۷۷
- ۴.۳.۳ مکان‌یابی سکسیونرها و نقاط مانور در سیستم‌های توزیع: ..... ۸۰
- ۴.۳ خلاصه مباحث: ..... ۹۲
- ۴ فصل چهارم : محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان (SAIDI – SAIFI) در پست شهید گلابعینی استان قم ..... ۹۳
- ۱.۴ مقدمه ..... ۹۴
- ۲.۴ اطلاعات مورد نیاز برای محاسبه شاخص‌ها : ..... ۹۴



- ۳.۴ نقشه تك خطی پست : ..... ۹۵
- ۴.۴ اطلاعات فیدرهای خروجی پست ۶۳/۲۰ شهید گلابعینی در سال ۱۳۹۲ ..... ۹۶
- ۴.۵ محاسبه شاخص ها : ..... ۱۱۳
- ۵ فصل پنجم : جمع بندی و نتیجه گیری ..... ۱۲۲
- ۱.۱.۵ جدول مقایسه شاخص ها در طول ماههای مختلف : ..... ۱۲۴
- ۲.۱.۵ نتیجه گیری : ..... ۱۲۴
- ۳.۱.۵ ارائه راهکار : ..... ۱۲۵
- ۱.۳.۱.۵ عوامل قطعی های ناخواسته : ..... ۱۲۵
- ۲.۳.۱.۵ عوامل قطعی های خواسته شده : ..... ۱۲۷
- فهرست مراجع ..... ۱۲۷





جدول ۱-۲ عوامل مؤثر در SAIFI	۴۲
جدول ۲-۲ عوامل مؤثر در SAIDI	۴۳
جدول ۱-۳ ماتریس $\lambda$ و $r$ و $u$ برای فیدر مورد مطالعه	۹۱
جدول ۱-۴ اطلاعات خاموشی فروردین ۱۳۹۲	۹۶
جدول ۲-۴ اطلاعات خاموشی اردیبهشت ۱۳۹۲	۹۹
جدول ۳-۴ اطلاعات خاموشی خرداد ۱۳۹۲	۱۰۲
جدول ۴-۴ اطلاعات خاموشی تیر ۱۳۹۲	۱۰۳
جدول ۵-۴ اطلاعات خاموشی مرداد ۱۳۹۲	۱۰۵
جدول ۶-۴ اطلاعات خاموشی شهریور ۱۳۹۲	۱۰۶
جدول ۷-۴ اطلاعات خاموشی مهر ۱۳۹۲	۱۰۷
جدول ۸-۴ اطلاعات خاموشی آبان ۱۳۹۲	۱۰۹
جدول ۹-۴ اطلاعات خاموشی آذر ۱۳۹۲	۱۱۰
جدول ۱۰-۴ اطلاعات خاموشی دی ۱۳۹۲	۱۱۱
جدول ۱۱-۴ اطلاعات خاموشی بهمن ۱۳۹۲	۱۱۲



- شکل ۱-۱ ارتباط شبکه‌های مختلف و سطوح گوناگون ولتاژ ..... ۱۵
- شکل ۲-۱ تعادل بین هزینه و قابلیت اطمینان ..... ۱۷
- شکل ۳-۱ ساختار ساده‌ای از يك شبکه شعاعی ..... ۲۱
- شکل ۴-۱ شبکه حلقوی نمونه ..... ۲۳
- شکل ۵-۱ شبکه با طراحی حلقوی و بهره‌برداری شعاعی ..... ۲۴
- شکل ۶-۱ شبکه ساده غربالی ..... ۲۶
- شکل ۷-۱ شمای ساده‌ای از اتصالات فیدرها در شبکه توزیع ایران ..... ۲۸
- شکل ۱-۲ : ارتباط مفاهیم کیفیت برق، قابلیت اطمینان و دسترسی سیستم ..... ۳۴
- شکل ۱-۳ ساختار سیستم با شبکه متوالی ..... ۶۱
- شکل ۲-۳ نحوه کاهش قابلیت اطمینان در اثر افزایش تعداد اجزاء سیستم سری ..... ۶۳
- شکل ۳-۳ ساختار سیستم با شبکه موازی ..... ۶۳
- شکل ۴-۳ درصد نسبی افزایش قابلیت اطمینان و درصد کاهش روند افزایش آن در  
اثر افزایش اجزاء سیستم موازی ..... ۶۴
- شکل ۵-۳ ..... ۶۶



شکل ۳-۶ ..... ۶۶

شکل ۳-۷ ..... ۶۷

شکل ۳-۸ ..... ۶۷

شکل ۳-۹ ..... ۶۸

شکل ۳-۱۰ ..... ۶۸

شکل ۳-۱۱ ..... ۷۰

شکل ۳-۱۲ سیستمهای با اجزاء آماده کار ..... ۷۱

شکل ۳-۱۳ تعیین مکان کلیدها جهت تحلیل قابلیت اطمینان فیدر a ..... ۸۷





## فصل اول :

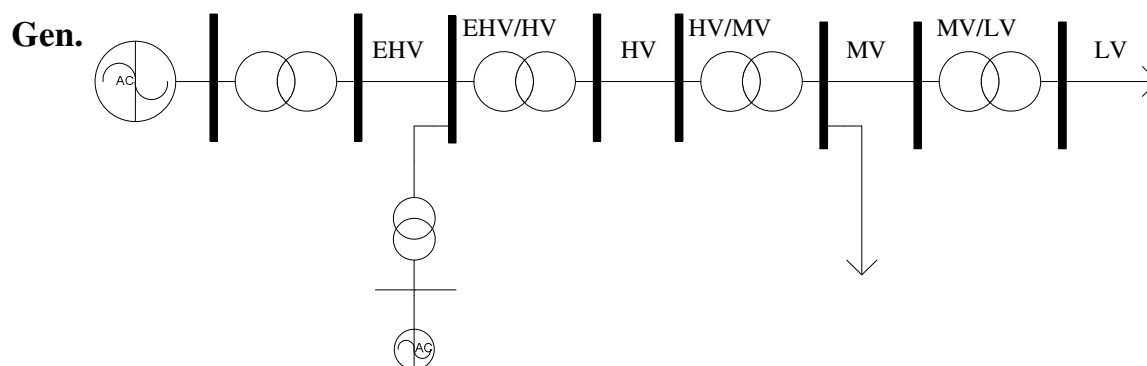
معرفی سیستم های توزیع انرژی الکتریکی

## مقدمه:

با شروع به کار نیروگاه « پیرل استریت » در شهر نیویورک آمریکا در سال ۱۸۸۲ میلادی، صنعت برق رسانی به وجود آمد. پس از آن این صنعت به دلایل مختلفی از جمله سادگی تبدیل انرژی الکتریکی به سایر انواع انرژی، سهولت انتقال، کنترل آسان و ملاحظات زیست محیطی با سرعت بسیار زیادی پیشرفت نمود و نیروگاهها، خطوط انتقال و شبکه های توزیع گسترش یافتند. تا جایی که امروزه در دور افتاده ترین روستاهای کشورهای جهان نیز وجود انرژی الکتریکی و دسترسی مشترکین به آن، امری بدیهی و جزء وظایف مهم دولتها تلقی می گردد. شبکه برق رسانی شامل سه قسمت عمده تولید، انتقال و توزیع می باشد. بررسی ها نشان می دهد که هزینه سرمایه گذاری در بخش تولید کمی بیش از توزیع و حدود دو برابر انتقال است. اما به دلیل گستردگی پیچیدگی ساختار شبکه توزیع، مجموع هزینه احداث، بهره برداری و نگهداری از بخش توزیع (به دلیل نزدیکی به مشترکین و برنامه های توسعه شهری که افزایش روز افزون نصب تجهیزات را موجب می شود) نیز از درجه اهمیت فوق العاده ای برخوردار است. حجم زیاد سرمایه گذاری و اهمیت بخش توزیع لزوم دقت هرچه بیشتر در برنامه ریزی، طراحی، ساخت و بهره برداری بهینه از این بخش را یادآور می شود.

### آشنائی کلی با سیستم های توزیع انرژی الکتریکی:

وظیفه اصلی يك شبکه توزیع، انتقال انرژی الکتریکی از پست های انتقال و فوق توزیع و یا نیروگاه های كوچك به تك تك مشتركین و تغئیر سطح ولتاژ باتوجه به شرایط می باشد. در شکل ۱-۱ ارتباط شبکه های مختلف بصورت شماتیک نشان داده شده است. در این شبکه ها ولتاژ در سطوح مختلف (ولتاژ ضعیف LV کمتر از ۱ کیلوولت ، ولتاژ متوسط MV از ۱ تا ۳۶ کیلوولت، ولتاژ بالا HV از ۳۶ تا ۳۰۰ کیلوولت و ولتاژ بسیار بالا EHV بیشتر از ۳۰۰ کیلوولت) ارائه گردیده است، که این شکل تنها برخی مفاهیم کلی را ارائه می کند. چراکه جزئیات طراحی شبکه های توزیع در کشورهای مختلف، و حتی بین شرکتهای مختلف در يك کشور، تفاوت های زیادی باهم دارد.





## شکل ۱-۱ ارتباط شبکه های مختلف و سطوح گوناگون ولتاژ

در شبکه توزیع برق ایران علاوه بر ولتاژهای اصلی ۴۰۰، ۲۳۰، ۱۳۲، ۶۳ و ۲۰ کیلوولت، در برخی مناطق (به خصوص در خوزستان) ولتاژهای ۳۳ و ۱۱ کیلوولت هنوز هم مورد استفاده می باشند.

در خارج از شهرها معمولاً خطوط هوائی ولتاژ متوسط MV بکار می رود. در این مناطق غیر شهری معمولاً ترانسفورماتورهای ۲۵ تا ۳۱۵ کیلوولت آمپری هوائی، پستهای توزیع را تشکیل می دهند. در مناطق شهری که با کابلهای ولتاژ متوسط زیرزمینی تغذیه می شوند، پستهای توزیع بیشتر بصورت زمینی با دیوارهای آجری ساخته می شوند. ظرفیت ترانسفورماتورهای این پستها معمولاً بین ۲۰۰ تا ۲۰۰۰ کیلوولت آمپر می باشد. توزیع در سطح ولتاژ ضعیف LV در حومه شهرها توسط خطوط هوائی با هادیهای لخت و یا پوشیده صورت می گیرد. استفاده از کابلهای خودنگهدار هوائی در مناطق جنگلی و مشابه آن کاربرد روزافزونی دارد. طول خطوط ولتاژ ضعیف LV بسته به سطح ولتاژ، تعداد فازها و میزان بار معمولاً محدود به ۵۰۰ متر می باشد. در مراکز شهرها توزیع ولتاژ ضعیف LV معمولاً توسط کابلهای زیرزمینی صورت می گیرد.

ترانسفورماتورها، خطوط هوایی و کابلهای زیرزمینی را می توان بعنوان اجزای اصلی شبکه های توزیع انرژی الکتریکی معرفی کرد.

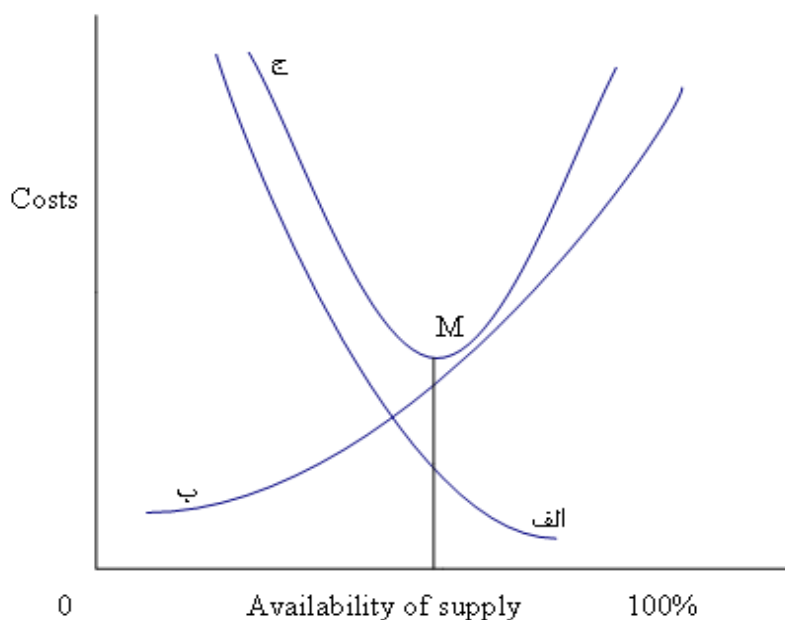
عوامل مؤثر در طراحی و بهره برداری از شبکه های توزیع:

با وابستگی روزافزون زندگی اجتماعی به انرژی الکتریکی، قابلیت اعتماد به عدم قطع برق، تداوم سرویس دهی، کیفیت مطلوب، ایمنی کافی و هزینه کم از جمله انتظارات مشترکین برق به شمار می رود. قیمتی که مشترکین برای مصرف برق پرداخت می کنند عملاً توسط هزینه های تولید، انتقال و توزیع برق تعیین می شود. تقریباً برای تمام مشترکین، تداوم سرویس دهی و عدم قطع برق اهمیت بسیار زیادی دارد. از این رو طراحی و بهره برداری مناسب از شبکه های توزیع (به دلیل نزدیکی سیستم توزیع به مصرف کنندگان) ارزش فوق العاده ای پیدا کرده است. مشترکین دوست دارند که برق تحویلی به آنان از قابلیت اطمینان کامل برخوردار باشد، ولی از نظر فنی و اقتصادی این امر یک هدف دست نیافتنی به حساب می آید. سطح بهینه قابلیت اطمینان بستگی به تأثیر اقتصادی قطع برق دارد که برای مشترکین مختلف متفاوت است. براساس مطالعات انجام شده مشترکین با نوع مصرف «تجاری» و «صنعتی» بیش از سایر



مشترکین از قطع برق متضرر می‌شوند، بعد از آنها بترتیب مشترکین «عمومی»، «کشاورزی» و «خانگی» متضرر می‌شوند.

برای انتخاب سطح بهینه قابلیت اطمینان معمولاً از شکل زیر استفاده می‌شود:



شکل ۱-۲ تعادل بین هزینه و قابلیت اطمینان

درستگاه مختصات نشان داده‌شده در این شکل محور افقی «میزان در دسترس بودن برق» و محور عمودی «هزینه‌های ناشی از قطع برق برای مصرف‌کنندگان» را بیان می‌کند. منحنی «الف» در این شکل، مبین هزینه‌های ناشی از قطع برق برای مصرف‌کنندگان، بصورت تابعی از میزان در دسترس بودن برق می‌باشد. در صورت در دسترس بودن کامل، این هزینه‌ها صفر خواهد بود و با کم شدن دسترس‌پذیری که

به مفهوم قطع بیشتر و بیشتر برق است این هزینه‌ها افزایش پیدا می‌کند. منحنی «ب» هزینه‌های لازم برای رسیدن به سطوح بالاتر از قابلیت اطمینان را نمایش می‌دهد. طبیعی است که کم‌کردن احتمال خاموشی (دسترس‌پذیری بیشتر)، مستلزم صرف هزینه‌های اضافی است. برای نزدیک شدن به قابلیت اطمینان کامل این هزینه‌ها به شکل سرسام‌آوری زیاد می‌شود. از نظر اقتصادی، سطح بهینه قابلیت اطمینان معادل است با کمینه‌کردن مجموع هزینه‌های فوق که در شکل با منحنی «ج» نشان داده شده و متناظر با نقطه M می‌باشد.

بعد از قابلیت اطمینان، عامل مؤثر دوم در طراحی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع ملاحظات اقتصادی است که در این ملاحظات میزان تلفات شبکه نقش مهمی را بازی می‌کند و کمینه کردن تلفات همواره یکی از اهداف مهم طراحی بوده‌است.

عامل دیگری که کیفیت انرژی الکتریکی تحویلی به مشترکین را تعیین می‌کند مقدار واقعی اندازه ولتاژ است. در صورت خارج شدن ولتاژ از محدوده مجاز، وسایل الکتریکی کم و بیش آسیب خواهند دید. ولتاژهای بالا معمولاً به دلیل اشکال در کنترل‌کننده‌های ولتاژ و یا بروز خطا در شبکه اتفاق می‌افتند. افت ولتاژ زیاد در شبکه‌های توزیع معمولاً

اصلی پایین تر آمدن اندازه ولتاژ از مقدار مجاز آن است  
عامل. علاوه بر اندازه ولتاژ شکل

منحنی آن نیز مهم است. وجود هارمونیکها و تفاوت فاحش شکل موج از سینوسی کامل ممکن است باعث عملکرد ناصحیح وسایل الکتریکی شود.

عامل مهم دیگر ایمنی انرژی الکتریکی تحویل داده شده به مشترکین است. شبکه‌های توزیع در صورت عدم رعایت نکات ایمنی می‌توانند بطرق مختلف برای مردم خطرساز باشند. وسایل برقی نیز باید به‌شکلی ساخته شوند که موجب برق‌گرفتگی و یا ایجاد آتش‌سوزی نشوند.

سادگی طرح که سهولت بهره‌برداری و تعمیرات را دنبال دارد، باید بعنوان يك اصل در نظر باشد. يك طرح ساده همواره بر طرح‌های پیچیده برتری دارد (مگر اینکه عواملی استفاده از طرح‌های پیچیده را الزامی سازد).

میزان مصرف يك منطقه و ویژگی‌های آن از عوامل تعیین کننده در طراحی شبکه توزیع مناسب برای آن منطقه به‌شمار می‌آید.

در عمل عوامل دیگری مانند مکان تصرف زمین برای احداث پست، نوع تجهیزاتی که در بازار موجود است و سیاست‌های کلان بخش برق در نحوه طراحی و بهره‌برداری از شبکه‌های توزیع مؤثر می‌باشند. مشکل عدم وجود منابع مالی و غیرمالی می‌تواند به انتخاب این سیاست منجر شود که شبکه‌های برق با حداکثر سرعت ممکن و عدول از برخی استانداردها توسعه یابند و سپس با استفاده از درآمدهای حاصله، بهبود کیفیت و رعایت استانداردها دنبال شود.

### ساختار شبکه های توزیع:

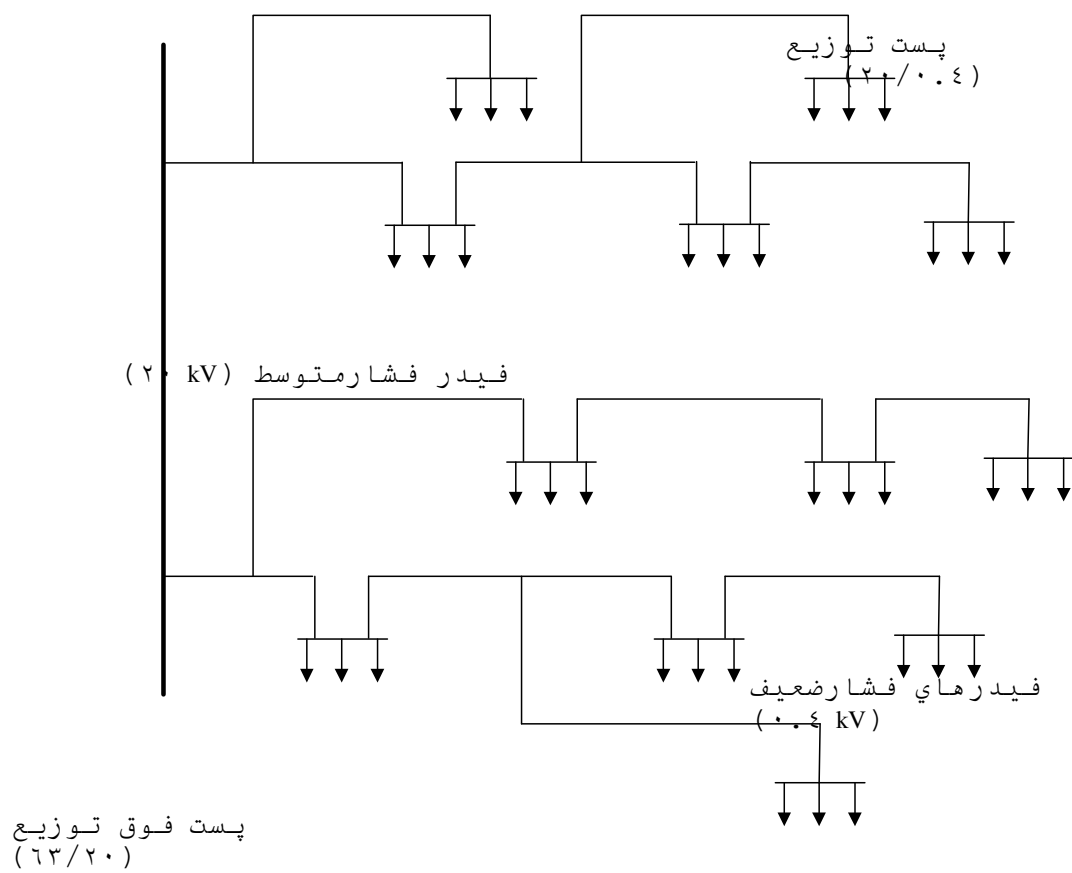
با توجه به سطح ولتاژ سیستم، شرایط جغرافیائی و تمرکز یا عدم تمرکز بار مصرفی، می توان از انواع مختلف شبکه های توزیع برای تأمین نیازهای مشترکین استفاده کرد.

بطور کلی شبکه های توزیع می توانند هر نوع ساختاری را داشته باشند، ولی در حالت استاندارد می توان سه نوع ساختار کلی را برای شبکه های توزیع معرفی کرد:

#### الف) شبکه شعاعی:

در این سیستم مدار از شینه اصلی (پست فوق توزیع) به ترانسهای توزیع کشیده شده و به انتهای فیدر می رود. از مزایای این سیستم به ساده بودن شکل و ارزان بودن ساخت این شبکه می توان اشاره کرد. بزرگترین عیب شبکه شعاعی که استفاده آن را در کشورهای به خصوص پیشرفته با کاهش مواجه ساخته بی برقی قسمت معیوب (قسمتی که دچار خطا شده) تا انتهای فیدر است که باعث افزایش هزینه انرژی فروخته نشده به مشترکین، کاهش قابلیت اطمینان سیستم و نارضایتی مصرف کنندگان خواهد شد. امروزه برای رفع این مشکل از خطوط مانور (Tie lines) برای برقرار کردن قسمت بی برق توسط فیدرهای مجاور استفاده می شود. انتخاب تعداد خطوط مانور برای یک فیدر، همچنین انتخاب مهمترین نقاط برای انجام مانور (طول بهینه کابل یا خط مانور)، ملاحظات عایقی فیدرها و حداکثر جریان قابل تحمل کابلها و

خطوط (که فیدرهای مجاور تا چه حد می توانند بار فیدر معیوب را تحمل کنند) از جمله مواردی است که در این نوع شبکه ها باید مدنظر قرار گیرند. شکل ۱-۳ ساختار ساده ای از يك شبکه شعاعی را نشان می دهد:

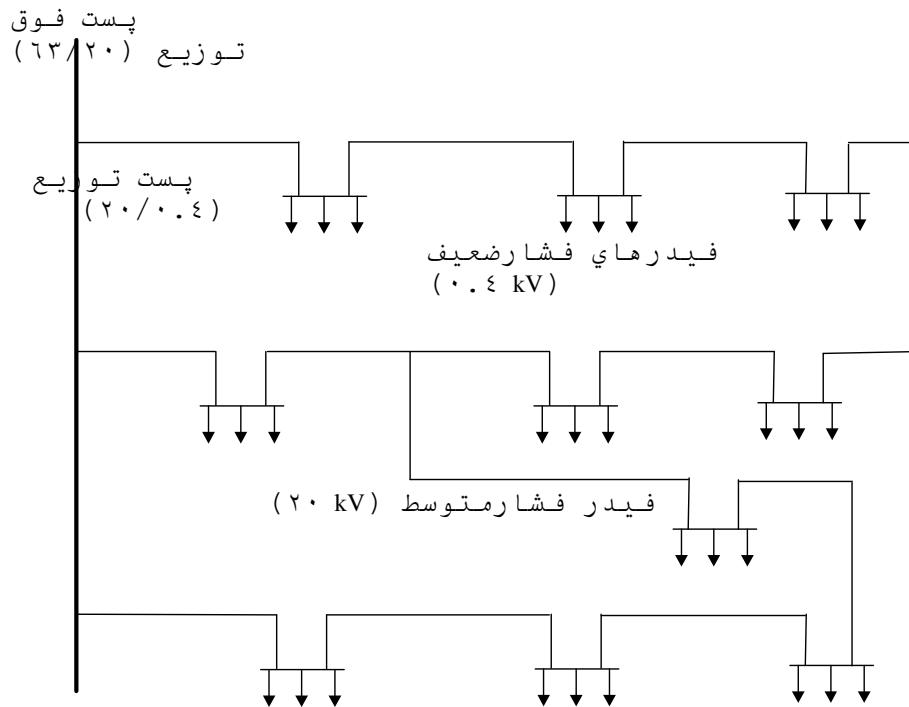


شکل ۱-۳ ساختار ساده ای از يك شبکه شعاعی

ب) شبکه حلقوی:

برای افزایش قابلیت اطمینان شبکه های توزیع، می توان آنها را به صورت حلقوی طراحی کرد. بدین صورت که تغذیه فیدر فشار متوسط (۲۰ kV) پس از شروع از شینه اصلی (پست فوق توزیع) و پس از گذشت از پستهای توزیع دوباره به همان شین برمی گردد. در این سیستم اگر خطایی روی شبکه ایجاد شود، بلافاصله سکسیونرها عمل کرده و قسمت آسیب دیده را از شبکه جدا می کنند. سایر قسمت های شبکه که تحت تأثیر خطا قرار گرفته اند، از مسیر دیگر فیدر تغذیه خواهند شد. این مکانیزم در سیستم های توزیع تحت عنوان بازیابی شبکه (Restoration) نامیده می شود. این سیستم با توجه به خطوط انتقال طولانی تر نسبت به شبکه شعاعی گرانتر است. شکل ۱-۴ شبکه حلقوی نمونه را نشان می دهد. از مزایای این شبکه نسبت به شبکه شعاعی می توان به موارد زیر اشاره کرد:

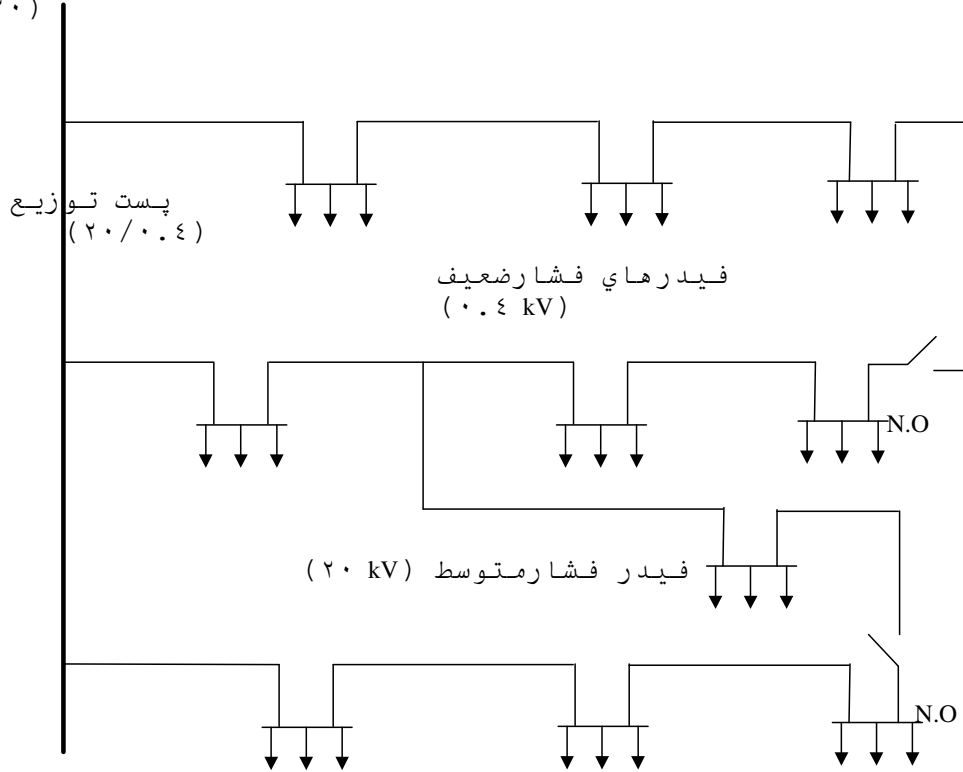
- ۱ - شبکه حلقوی در مقایسه با شبکه شعاعی خاموشی کمتری می دهد.
- ۲ - شبکه حلقوی نیازی به استفاده از خطوط مانور ندارد.
- ۳ - در این نوع شبکه ها نگرانی از بابت شکست عایقی خطوط (که در شبکه شعاعی هنگام استفاده از خطوط مانور رخ می دهد) وجود ندارد.



شکل ۱-۴ شبکه  
حلقوی نمونه

شبکه‌های توزیع معمولاً به صورت حلقوی طراحی می‌شوند و به صورت شعاعی مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرند. به این صورت که قسمتی از فیدر که میان دو پست توزیع از يك شبکه حلقوی (که سکسیونر در بین آن دو پست قرار دارد) واقع است، به عنوان خط مانور در نظر گرفته می‌شود و هر يك از دو قسمت فیدر که با سکسیونر جدا شده‌اند، از پست فوق توزیع تغذیه می‌شوند. شکل ۱-۵ نمونه‌ای از این شبکه‌ها را نشان می‌دهد:

پست فوق توزیع  
(۶۳/۲۰)

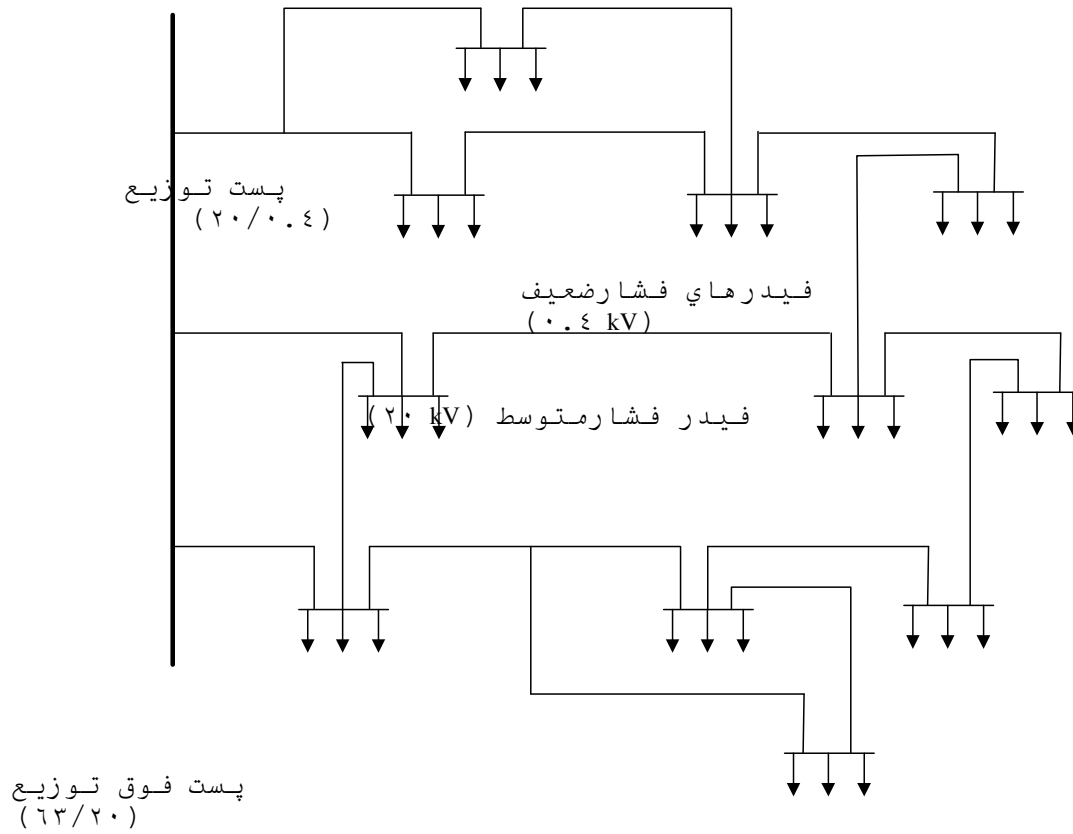


شکل ۱-۵ شبکه با طراحی حلقوی و  
بهره‌دادی شعاع.

(ج) شبکه غربالی:



کاملترین و در عین حال پیچیدهترین نوع شبکه‌های توزیع شبکه غربالی است. بدین صورت که در آن هر يك از پستهای توزیع به چندین پست توزیع دیگر مرتبط هستند. در شبکه غربالی می‌توان از يك یا چند شینه فوق‌توزیع برای تغذیه شبکه استفاده نمود. این نوع شبکه بالاترین کیفیت سرویس‌دهی به مشترکین را دارا می‌باشد. در این سیستم در صورت بی‌برقی شینه فوق‌توزیع، مشترکین آن بی‌برق نمی‌شوند و از شینه مجاور تغذیه می‌شوند. بدلیل مسائل اقتصادی، پیچیده بودن هماهنگی‌ها و مشکلات بهره‌برداری، همچنین کنترل پخش بار و عملکرد عناصر حفاظتی از این شبکه کمتر استفاده می‌شود. شکل ۱-۶ يك شبکه ساده غربالی را نشان می‌دهد.



شکل ۶-۱ شبکه ساده  
غذایی

### شبکه توزیع ایران:

شبکه توزیع ایران شبکه‌ای قدیمی است که دارای ساختاری شعاعی با خطوط مانور (که غالباً با روش استادکاری و نه مهندسی نصب و راه‌اندازی شده‌اند) می‌باشد. عدم مکانیزاسیون، مشکلات اقتصادی، عدم استفاده از نیروهای متخصص و مهندسین مشاور، و نیز توسعه بی‌رویه شهرها و صنایع بدون توجه به مشکلات شبکه توزیع، شبکه توزیع ایران را در مقایسه با شبکه‌های توزیع کشورهای صنعتی بسیار عقب‌مانده‌تر قرار داده است.

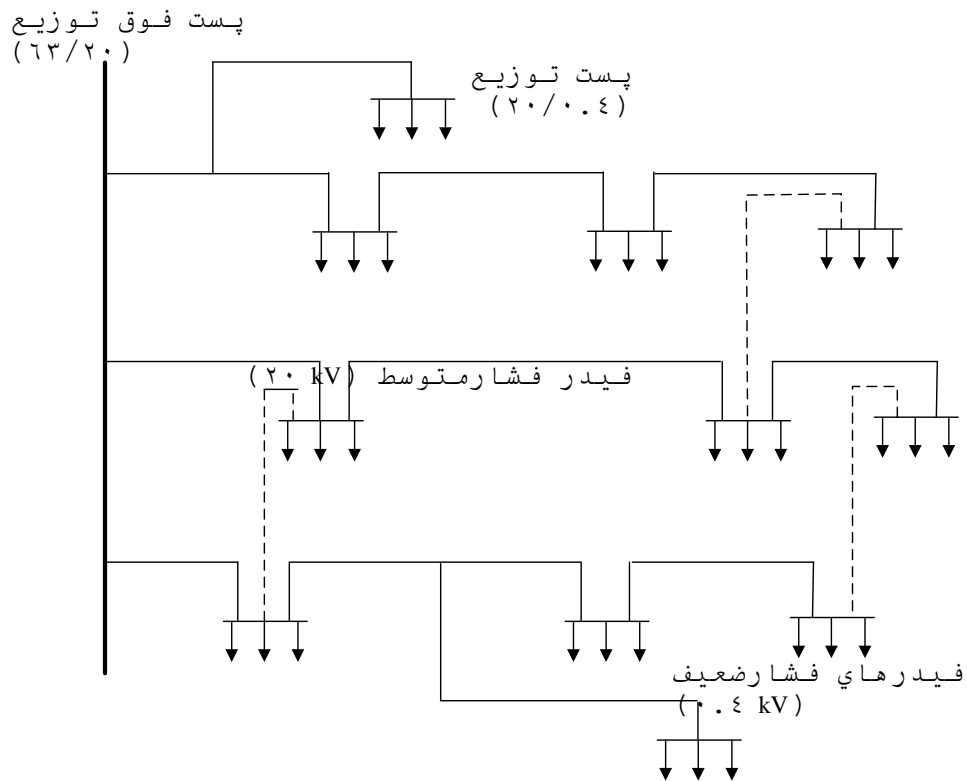
طول عمر بیش از حد استاندارد کابلها هم (بیش از ۳۰ سال) در اکثر نقاط کشور ضریب اطمینان شبکه‌های زمینی را به حداقل رسانده و بدنبال آن هزینه‌های گزافی در عیب‌یابی و مفصل‌زنی انرژی توزیع نشده و در ادامه درگیری با سازمانهای نظیر در حقاریها را موجب شده است

شهرداری.

خوشبختانه در سالهای اخیر با توجه بیشتری که به سیستمهای توزیع شده است، حرکت‌های خوبی در زمینه مکانیزاسیون شبکه‌های توزیع صورت گرفته که پروژه‌های طرح‌های جامع شهرهای کشور از آن جمله‌اند. در این پروژه‌ها محاسبات پیش بینی بار، پخش بار، خازن گذاری، جایابی پست فوق‌توزیع و توزیع، قابلیت اطمینان، جایابی بهینه ... انجام می‌شوند. انجام هر

یک از این محاسبات به تنهایی کم‌های بسیاری را به بهبود خدمات‌رسانی به مشترکین

می‌نماید. شکل ۷-۱ شمای ساده‌ای از اتصالات فیدرها در شبکه توزیع کشورمان را نشان می‌دهد.



شکل ۷-۱ شمای ساده‌ای از اتصالات فیدرها در شبکه توزیع



### خلاصه مباحث:

در این فصل به معرفی مختصر و روشهای استفاده بهینه از شبکههای توزیع پرداخته شد سعی بر این شد که از دید مدیریت شبکه نقاط ضعف و قوت و لزوم بهینه سازی سیستم بررسی شود. سپس ساختارهای متعارف شبکه توزیع و ساختار شبکه توزیع کشورمان مورد بررسی قرار گرفت. با توجه به گستردگی مباحث در بخش سیستمهای توزیع. علاقمندان می توانند به مراجع ۲ و ۲۶ و ۲۷ و ۲۸ مراجعه نمایند.



## فصل دوم :

بررسی قابلیت اطمینان سیستم های توزیع انرژی الکتریکی

## مقدمه:

هدف مهندسان و برنامه‌ریزان سیستم‌های مهندسی (چه در مهندسی برق و چه در سایر رشته‌های مهندسی) از طراحی و ساخت انواع سیستم‌های ساده و پیچیده، افزایش سطح کارایی سیستم و در نتیجه رشد شاخص‌های اقتصادی و مهم‌تر از همه افزایش رضایتمندی مصرف‌کنندگان می‌باشد. از کار افتادگی و اختلال در سیستم، گاه صدمات جبران ناپذیری را به پیکره یک سیستم و یا یک مجموعه وارد می‌نماید. از این رو بحث اطمینان پذیری به عنوان یک مبحث مهم در بهره‌برداری از سیستمها مورد توجه قرار می‌گیرد.

در مورد اطمینان‌پذیری (قابلیت اطمینان) تعاریف متنوعی در کتابها و مقالات برقی و غیر برقی ارائه شده است که در قسمتهای بعدی به تفصیل بیان می‌گردد.

به طور کلی اطمینان‌پذیری عبارت‌است از « احتمال خطا نکردن یک عنصر و عملکرد درست آن در یک بازه زمانی معین». شیوه‌های ارزیابی قابلیت اطمینان اصولاً بر محور احتمال خطر استوار است. پر واضح است که عموم مهندسان باید از مفاهیم اساسی و بنیادی ارزیابی قابلیت اطمینان آگاه باشند، زیرا که امروزه قانون در ایران و در اکثر

، طراحان و سازندگان را مسئول خسارتهای وارد بر مصرف

کشورهاکنندگان در اثر خرابی

### دلایل اهمیت قابلیت اطمینان شبکه های توزیع :

امروزه تصور زندگی بدون انرژی الکتریکی بسیار مشکل می باشد و از طرفی پایداری بسیاری از مشاغل و فعالیت های اجتماعی به آن وابسته گشته است. وابستگی شدید کارهای مختلف به انرژی الکتریکی تا حدی است که با قطع برق خسارت بسیار زیادی به مردم تحمیل می گردد و آنها را از مسیر عادی زندگی خارج می کند. همین اتکا به انرژی الکتریکی، سطح توقع مردم را در دریافت انرژی الکتریکی بالا برده است؛ بطوریکه با بروز حوادث منجر به قطع انرژی الکتریکی و یا عدم کیفیت مناسب برق دریافتی، اعتراض شدید آنها را در پی دارد. این عوامل بعلاوه بسیاری از عوامل دیگر باعث گشته است که شرکت های توزیع نیروی برق درصدد افزایش قابلیت اطمینان شبکه های توزیع باشند.

افزایش قابلیت اطمینان برق رسانی بدون شناخت عوامل بوجود آورنده حوادث ممکن نخواهد بود و البته شناخت حوادث بدون داشتن اطلاعات و آمار صحیح مقدور نیست. لذا بنظر می رسد که اولین قدم در شناخت حوادث برق جمع آوری آمار و اطلاعات صحیح و تحلیل آماری آنها می باشد.



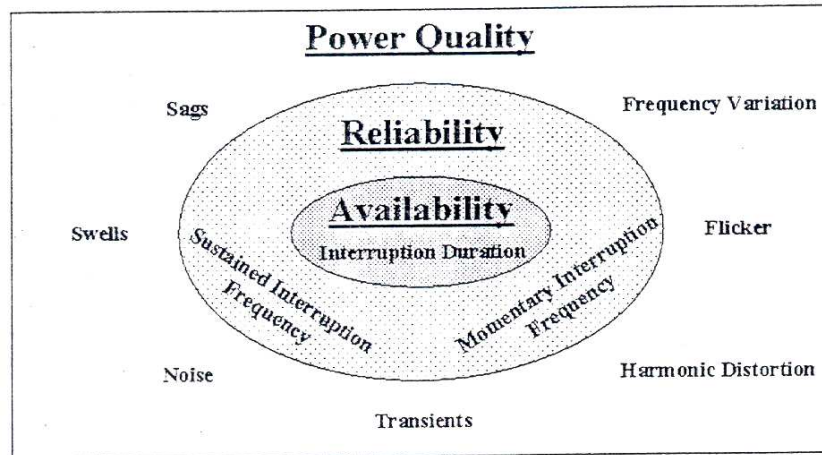
### مفاهیم کیفیت برق و دسترسی به سیستم :

کیفیت برق از نظر افراد مختلف دارای تعابیر متفاوتی است. از نظر مشترکین، مشکل کیفیت برق به مواردی مربوط می‌شود که در تأمین برق آنها خدشه‌ای وارد شود. از دیدگاه مسئولین و کارشناسان شرکت‌های توزیع، تخطی از استانداردهای مختلف مانند افت ولتاژ و یا هارمونیک شبکه، کیفیت برق را خدشه‌دار می‌کند. برخی نیز کیفیت برق را همان کیفیت ولتاژ تعبیر می‌کنند.

آنچه از اهمیت بالایی برخوردار است، تشخیص وجه تمایز میان کیفیت برق و قابلیت اطمینان آن است. قابلیت اطمینان زیر مجموعه‌ای از کیفیت برق است، هرچند بسیاری بر این عقیده‌اند که تشخیص مرز برای این دو دشوار است. اغلب، «خطاهای بیش از چند دقیقه» را به پروسه بررسی قابلیت اطمینان ارجاع می‌دهند و به «خطاهای زودگذر» در بررسی کیفیت برق توجه می‌کنند. البته در برخی موارد نیز به دلیل اهمیت بروز خطاهای زودگذر، مهندسین برق در بررسی قابلیت اطمینان سیستم، خطاهای زودگذر را نیز در نظر می‌گیرند.

دسترسی سیستم نیز به درصد زمانی اطلاق می‌گردد که سیستم بدون وقفه مشترکین را تغذیه می‌کند. دسترسی سیستم زیرمجموعه‌ای از قابلیت اطمینان به شمار می‌رود.

شکل ۱-۲ نحوه طبقه‌بندی مفاهیم فوق را نشان می‌دهد:



شکل ۱-۲ : ارتباط مفاهیم کیفیت برق، قابلیت اطمینان و دسترسی سیستم

قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع انرژی الکتریکی :

اساسی‌ترین هدف سیستم‌های قدرت تداوم تأمین انرژی الکتریکی ارزان قیمت با کیفیت مطلوب است. البته به دلایلی مانند معایب و خرابی‌های احتمالی در تجهیزات به کار رفته در سیستم، و نیز بروز خطاهای پیش‌بینی شده و پیش‌بینی نشده نمی‌توان انتظار داشت که همواره این انرژی در دسترس قرارگیرد. از این رو ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت به صورت مقوله‌ای بسیار مهم مطرح می‌گردد.

سیستم توزیع گسترده‌ترین بخش سیستم قدرت از نظر مساحت تحت پوشش می‌باشد. از طرف دیگر این سیستم واسطه‌ای میان مصرف‌کننده و سیستم قدرت بوده که انرژی

را از شبکه انتقال و فوق توزیع دریافت کرده و به مصرف کننده تحویل می دهد. همچنین از آنجایی که علی رغم سادگی ساختار شبکه های توزیع سهم عمده ای از سرمایه گذاری در سیستم قدرت به این بخش اختصاص دارد، لذا ارزیابی و بررسی قابلیت اطمینان شبکه های توزیع بسیار ضروری به نظر می رسد.

تعاریف متنوعی در مورد قابلیت اطمینان ارائه شده است. استانداردهایی همچون

ISO 8402 و BS 4778 قابلیت اطمینان را اینگونه تعریف نموده اند:

«قابلیت اطمینان يك سیستم عبارتست از توانایی آن سیستم در انجام وظیفه تحت

شرایط محیطی و بهره برداری معین برای يك بازه زمانی خاص».

در مورد سیستم توزیع، قابلیت اطمینان به قطع برق مشترکین و ایجاد اختلال در

عملکرد تجهیزات مربوط می شود. در این خصوص برای ارزیابی قابلیت اطمینان

سیستم های توزیع شاخص هایی تعریف شده است که در قسمت های بعدی به تفصیل

معرفی می گردند، اما قبل از آن چند واژه کلیدی مرسوم در قابلیت اطمینان شبکه های

توزیع معرفی می گردد:

رویداد (Contingency) : واقعه غیر منتظره ای مانند اتصال کوتاه یا قطع مدارها را

شامل می شود که غیرقابل پیش بینی بوده و ذاتاً تصادفی است.



خطا (Fault) : همان اتصال کوتاه است و به دو دسته گذرا و ماندگار تقسیم بندی می شود.

خروج ( Outage): زمانی حالت خروج در سیستم به وقوع می پیوندد که یکی از تجهیزات بی برق شود. خروج های ایجاد شده می تواند برنامه ریزی شده و از قبل تعیین شده باشند و یا بدون برنامه ریزی و به سبب رویدادی به وقوع بپیوندند.

قطعی های گذرا (Momentary Interruption) : زمانی این حالت پدید می آید که مشترك برای زمانی کمتر از چند دقیقه (گذرا) بی برق شود. اغلب قطعی های گذرا به دلیل عملکرد ریکلوزرها و یا سوئیچ های خودکار پدید می آیند.

قطعی ماندگار (Sustained Interruption) : قطعی ماندگار زمانی ایجاد می شود که مشترك برای زمانی بیش از چند دقیقه با قطع برق روبرو شود. اغلب قطعی های ماندگار بر اثر وقوع خطا به وجود می آید.

### شاخصهای اصلی محاسبه قابلیت اطمینان سیستم توزیع:

ارزیابی قابلیت اطمینان سیستمهای توزیع زیرمجموعه ای از محاسبات قابلیت اطمینان سیستم قدرت می باشد. البته همانطور که قبلاً بحث شد با توجه به آنکه

هزینه خروج و قطع شبکه در سیستم

توزیع در مقایسه با سیستمهای تولید و انتقال بیشتر است. این بخش از محاسبات از دو

بخش قبل از آن از درجه اهمیت بالاتری برخوردار است. ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم

توزیع توسط شاخصهای مربوطه که استاندارد IEEE آنها را معرفی نموده انجام

می شود. قبل از معرفی این شاخصها ضروری است به سه پارامتر اساسی که در

مطالعات قابلیت اطمینان سیستمهای توزیع اهمیت ویژه ای دارند، اشاره گردد. این سه

پارامتر اساسی نرخ خطای متوسط ( $\lambda_s$ )، زمان متوسط خروج سیستم از حالات عملکرد

(rs) و زمان متوسط سالیانه خروج از حالت عملکرد یا عدم دسترس بودن متوسط

سالیانه (Us) می باشد:

خطا :  $\lambda_s$  (f/yr)

rs (hr) : زمان متوسط خروج سیستم از حالت عملکرد برحسب: ساعت

: Us (hr/yr)

همانطور که در فصل بعد به تفصیل اشاره خواهد شد، سیستم توزیع شعاعی بصورت

یک سیستم سری مدل می شود، لذا معادلات مربوط به سیستم سری در آن صدق

خواهند کرد. برای معرفی شاخص‌ها نیاز است یک سیستم سری با  $n$  مولفه را در نظر

بگیریم. در این سیستم پارامترهای مذکور را می‌توان از روابط زیر به دست آورد:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (1-2)$$

$$s^r = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} = \frac{U_s}{\lambda_s} \quad (2-2)$$

$$U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i = \lambda_s s^r \quad (3-2)$$

که در آن  $\lambda_i$  نرخ خرابی و  $r_i$  متوسط زمان تعمیر مربوط به مؤلفه  $i$  ام می‌باشد.

آنچه مسلم است، این است که این پارامترها به تنهایی نمی‌توانند تعیین کننده وضعیت و رفتار سیستم باشند. به عنوان مثال مقادیر یکسان پارامترها، گویای تعداد مصرف کننده و یا میزان بار متصل به نقطه بار نیست. به همین دلیل و نیز به جهت اهمیت ویژه خروج سیستم از حالت عملکرد که می‌تواند حجم بسیار بالایی از مشترکین را بی‌برق نماید، شاخص‌های مختلفی مطرح می‌گردند. هر کدام از این شاخص‌ها از

زاویه‌ای خاص به سیستم می‌نگرد و با اجماع این شاخص‌ها با دقت بیشتری می‌توان قابلیت اطمینان سیستم توزیع را مورد ارزیابی قرار داد.

### شاخصهای تکمیلی محاسبه قابلیت اطمینان سیستم توزیع:

مطابق با آنچه که در قسمت قبل مطرح شد، شاخص‌های اصلی سیستم فقط مجموعه‌ای از اطلاعات سیستم را به ما می‌دهند و مقادیر قابل مقایسه‌ای از سیستم‌های مختلف را به ما نمی‌دهند. بنابراین جهت ارزیابی و مقایسه سیستم‌های مختلف از دید قابلیت اطمینان، شاخص‌هایی تحت عنوان شاخص‌های تکمیلی مطرح شدند. این شاخص‌ها در سال ۱۹۹۸ توسط کمیته انتقال و توزیع انجمن مهندسين قدرت IEEE در قالب استاندارد ۱۳۶۶ (۱۹۹۸- IEEE-Std ۱۳۶۶) به صورت تکمیل شده ارائه گردید. با توجه به تعدد این شاخص‌ها به بررسی مهمترین و پرکاربردترین شاخص‌های ارائه شده می‌پردازیم. لازم به ذکر است که استاندارد ۱۳۶۶ در پیوست انتهای پایان‌نامه به‌طور کامل آورده شده است.

شاخص‌های مربوط به مصرف کننده:

- شاخص متوسط قطع برق سیستم:



### System Average Interruption Frequency Index : SAIFI

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} = \frac{\text{تعداد کل قطعی های مشترکین}}{\text{تعداد کل مشترکین}} \quad (۴-۲)$$

SAIFI از مهم ترین شاخص های ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم، مبتنی بر مشترک است. این شاخص نشان می دهد که يك مشترك در طول دوره گزارش، بطور متوسط چند قطعی را تجربه کرده است.

برای محاسبه این شاخص لازم است اطلاعات مربوط به تعداد مشترکینی که در هر قطعی، تحت تأثیر قرار گرفته اند و تعداد کل مشترکینی که تحت سرویس هستند ثبت شده و نسبت تعداد قطعی مشترکین به کل مشترکین، شاخص میانگین دفعات قطعی به ازای هر مشترك را نشان می دهد.

هر چه مقدار این شاخص بزرگتر باشد نشان می دهد که شبکه از لحاظ قابلیت اطمینان ضعیفتر بوده و تعداد دفعات قطع مشترکان این سیستم بیشتر می باشد.

برای محاسبه این شاخص، دسترسی هماهنگ به اطلاعات مشترکین و اتفاقات به GIS ضروری می باشد.



بالا بودن نرخ SAIFI به طور مستقیم باعث افزایش نارضایتی مشترکین می‌شود و از جمله شاخص‌هایی است که میزان و تأثیر آن از نگاه مشترک قابل درک و مشاهده است.

در ایران به علت کامل نبودن سیستم GIS و آمارهای مربوط به مشترکین تغذیه شده در هر پست و نیز ثبت اطلاعات حوادث به خصوص در شبکه فشار ضعیف عملاً با خطا و تقریب‌های زیادی روبرو می‌باشد.

SAIFI به دلیل قطعی بخشی از شبکه ایجاد می‌شود.

این دلایل می‌تواند با توجه به شرایط کشورهای مختلف، متفاوت باشد و صرفاً جهت آشنایی با این عوامل و درصد مشارکت آن‌ها در SAIFI، گزارشی از کشور کانادا ارائه شده است (جدول-۲) که می‌تواند دید خوبی نسبت به تأثیرگذاری این عوامل ایجاد نماید.

جدول ۱-۲ عوامل مؤثر در SAIFI

عوامل	درصد تأثیر در SAIFI
قطعی های برنامه ریزی شده	۱۳.۵
از دست رفتن تولید	۱۲.۸
برخورد شاخه درختان	۱۱.۸
صاعقه	۸.۵
تجهیزات ناکارآمد	۱۵.۳
آب و هوای نامساعد	۱۸.۳
شرایط محیطی نامساعد	۱.۸
عوامل انسانی	۲
ممانعت های بیرونی غیر مجاز	۷.۵
عوامل ناشناخته و متفرقه	۸.۵

شاخص دوره زمانی متوسط قطع برق سیستم:

**System Average Interruption Duration Index : SAIDI**

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (۵-۲)$$

مجموع دوره های زمانی قطع برق مشتریان / تعداد کل مشتریان

این شاخص بیانگر مدت زمان متوسطی است که هر مشترک تحت مطالعه به انرژی الکتریکی دسترسی ندارد که این مدت زمان ، مربوط به قطعی های گذرا نمی- باشد. با این شاخص می توان دریافت که هر مشترک، به طور میانگین در يك دوره مشخص، چه مدت زمانی را (بر حسب دقیقه یا ساعت) در خاموشی به سر می برد.

برای محاسبه این شاخص نیاز است که تعداد مشترکینی که در هر قطعی تحت تأثیر قرار می گیرند و مدت زمانی را که مشترکین در هر قطعی تجربه می کنند ثبت گردد؛ و مطابق رابطه زیر، از حاصل ضرب تعداد مشترکینی که تحت تأثیر يك قطعی قرار گرفته اند در مدت زمان همان قطعی تقسیم بر کل تعداد مشترکینی که تحت سرویس دهی قرار دارند، بدست می آید.

هر چه میزان این شاخص کمتر باشد نمایانگر قابلیت اطمینان بالاتر شبکه از لحاظ مدت خاموشی به ازای هر مشترک است.

SAIDI در يك سیستم در نتیجه قطعی بخشی از شبکه توزیع است که خود آن می تواند تابع شرایط محیطی و شرایط فنی و غیرفنی مختلفی باشد.

جدول ۲-۲ عوامل مؤثر در SAIDI

عوامل	درصد تأثیر در SAIFI
قطعی‌های برنامه‌ریزی شده	۱۴.۷
از دست رفتن تولید	۲۱.۷
برخورد شاخه درختان	۶.۶
صاعقه	۷.۸
تجهیزات ناکارآمد	۱۵.۹
آب و هوای نامساعد	۹.۳
شرایط محیطی نامساعد	۱.۶
عوامل انسانی	۳.۵
ممانعت‌های بیرونی غیر مجاز	۸.۵
عوامل ناشناخته و متفرقه	۱۰.۵

شاخص دوره زمانی متوسط قطع برق مشترکین:

**CAIDI** : *Customer Average Interruption Duration Index*

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i} \quad (6-2)$$

مجموع دوره‌های زمانی قطع برق مشترکین / تعداد کل قطعی‌های برق مشترکین

این شاخص متوسط زمان لازم برای بازیابی سرویس مشترکان را نشان می‌دهد. تفاوت این شاخص با SAIDI در اینست که در CAIDI بجای کل مشترکین، تنها مشترکینی که حداقل يك تجربه خاموشی داشته‌اند را در مخرج کسر لحاظ می‌گردد. برای محاسبه این شاخص نسبت به شاخص SAIDI به اطلاعات جدیدی نیاز نیست و تنها کافیست که تعداد مشترکینی که تجربه حداقل يك خاموشی داشته‌اند کل مشترکین در مخرج کسر شود و مدت زمان هر خاموشی را نیز مانند قبل، از

اتفاقات استخراج گردد جایگزین

جدول ثبت.

هر چه میزان این شاخص کوچکتر باشد نمایانگر بالاتر بودن میزان قابلیت اطمینان در

شبکه تحت مطالعه است.

شاخص متوسط در دسترس بودن: *Average Service Availability Index*

$$ASAI = \frac{\sum_{i=1}^n Ni \times 8760 - \sum_{i=1}^n Ui Ni}{\sum_{i=1}^n Ni \times 8760} = \frac{\text{مجموع ساعات سالیانه دسترسی مشترکین به برق}}{\text{مجموع ساعات سال برای تمام مشترکین}} \quad (7-2)$$

در طول سال، ایده آل هر مشترک اینست که ۸۷۶۰ ساعت انرژی الکتریکی در اختیار داشته باشد، ولی به دلایل فنی و غیرفنی و با توجه قابلیت اطمینان شبکه های تحت سرویس دهی، بخشی از این ساعات را در خاموشی به سر می برد که هر چه این زمان کمتر باشد، نشانگر کارایی بالاتر سیستم توزیع و شبکه می باشد گاهی این شاخص «شاخص قابلیت اطمینان برق رسانی» نیز نامیده می شود. دقایقی که مشترک در خاموشی است در شاخص SAIDI بکار گرفته می شود و می توان با داشتن داده های مربوط به مدت زمان خاموشی هر مشترک در طول سال و کل مشترکین تحت مطالعه، با استفاده از رابطه ذیل درصد نسبی زمان برخورداری از انرژی الکتریکی برای مشترکین را محاسبه نمود.

تعریف ریاضی این شاخص به صورت زیر است:

$$ASAI = \frac{(N_T \times 8760 - \sum r_i N_i)}{N_T \times 8760}$$

تعداد مشترکین تحت تأثیر  
=

(۱۱)

هر چه این مقدار بیشتر باشد، نمایانگر اینست که شبکه زمان بیشتری به

مشترکین خود سرویس می دهد.

این شاخص قابلیت اطمینان را از دیدگاه مدت زمان خاموشی نشان می‌دهد، و به انرژی تأمین شده نمی‌پردازند. و دنباله‌ای از شاخص SAIDI است که به صورت درصد نسبی بیان شده است که بتوان برای شرایط گوناگون، مدت زمان قطع یا بهره‌مندی از انرژی الکتریکی را با هم مقایسه کرد.

هر چه میزان این شاخص به يك نزدیک باشد نمایانگر بالاتر بودن میزان قابلیت اطمینان در شبکه تحت مطالعه است.

این شاخص میزان دسترسی مشترکین به انرژی برق را به صورت درصد بیان می‌کند. در حقیقت اگر شاخص SAIDI را به صورت ساعات خاموشی سالیانه مورد بررسی قرار دهیم، شاخص ASAI را می‌توانیم برحسب شاخص SAIDI به صورت زیر بیان کنیم:

$$ASAI = 1 - \left( \frac{SAIDI}{8760} \right)^{(8-2)}$$

شاخص متوسط عدم دسترسی به انرژی برق:

**Average Service Unavailability Index :ASUI**

$$ASUI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i \times 8760} = \frac{\text{مجموع ساعات سالیانه عدم دسترسی مشترکین به برق}}{\text{مجموع ساعات سال برای تمام مشترکین}} \quad (9-2)$$

این شاخص مانند شاخص بالا است با این تفاوت که ساعات در دسترس ناپذیری را نشان می‌دهد. با استفاده از این شاخص درصدی از ساعات سال، که شبکه نتوانسته انرژی الکتریکی مشترکین را تأمین کند حاصل می‌شود این ارتباط مستقیمی با انرژی فروخته نشده دارد.

برای محاسبه این شاخص لازم است ساعات قطعی هر مشترک در طول سال و تعداد کل مشترکین ثبت شود.

ASUI از کم کردن ASAI از يك حاصل می‌شود.

تعریف ریاضی این شاخص به صورت زیر است:

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{\text{ساعات عدم دسترسی شترک م به سرویس}}{\text{ساعات تقاضای مشترک}} \quad (۱۲)$$

این اندیس می‌تواند نشان دهنده یکی از شاخصه‌های رفاه اجتماعی<sup>۱</sup> نیز باشد.

هر چه میزان این شاخص کوچکتر باشد نمایانگر بالاتر بودن میزان قابلیت

اطمینان در شبکه تحت مطالعه است.





## شاخص تعداد قطعی مشترک (CEMIn)<sup>۲</sup>

این شاخص نسبت تعداد مشترکینی که بیش از  $n$  بار تجربه خاموشی داشته‌اند را به کل تعداد مشترکین نشان می‌دهد.

برای محاسبه این شاخص لازمست که تعداد دفعات قطعی هر مشترک و تعداد کل مشترکین معلوم باشد تا بتوان مشترکینی که بیش از  $n$  قطعی ممتد داشته‌اند را جدا کرده و مانند محاسبات SAIFI نسبت آن تعیین شود.

$$CEMIn = \frac{\text{مجموع مشترکینی که تجربه بیش از } n \text{ بار خاموشی را داشته‌اند}}{\text{تعداد کل مشترکین}} \quad (۱۳)$$

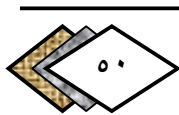
$$CEMIn = \frac{\sum CNT}{NT} \quad (۱۴)$$

هر چه میزان این شاخص کوچکتر باشد نمایانگر بالاتر بودن میزان قابلیت اطمینان در شبکه تحت مطالعه است.

## شاخص‌های مبتنی بر بار و انرژی

شاخص‌هایی که تاکنون بررسی شد به وضعیت مشترک و خاموشی آن اشاره می‌کرد، بدون آنکه به انرژی از دست رفته و یا میزان توان تأمین نشده ناشی از قطعی اشاره‌ای کند.

<sup>۲</sup> Customers experiencing multiple interruptions



بدین منظور بخش دیگری از شاخص‌ها نیز برای نشان دادن وضعیت توان و انرژی

در شبکه تعریف شده‌اند که در ذیل مشاهده شود.

شاخص متوسط دفعات قطعی بار (ASIFI)<sup>۲</sup>

محاسبات این شاخص برخلاف SAIFI، لحاظ نمودن بار از دست رفته را به تعداد

مشترکین از دست رفته، ترجیح می‌دهد.

این شاخص برای اندازه‌گیری کارایی در مناطقی که تعداد مشترکین اندک، ولی

بارها بزرگ هستند (مانند مناطق صنعتی و کارخانجات) بهتر است بکار گرفته شود.

شود که قطعی

دقت‌های کوتاه‌تر از ۵ دقیقه در این محاسبات لحاظ نمی‌شوند.

SAIFI دارد و

نسبت مجموع بارهایی (بر حسب کیلو ولت آمپر) که قطع شده‌اند، به کل توانی که

تحت سرویس است را نشان می‌دهد.

برای محاسبه این شاخص باید مجموع توانی که تحت سرویس شبکه قرار دارد

شده و علاوه بر آن باید توان بار قطع شده در هر اتفاق نیز تعیین شود

معلوم.

$$ASIFI = \frac{\sum Li}{LT} = \frac{\text{مجموع توانی که قطع شده است}}{\text{کل توانی که تحت سرویس شبکه است}}$$

<sup>۲</sup> Average system interruption frequency index



باید توان از دست رفته در هر قطعی را استخراج کرده و نسبت آن را با کل توانی که شبکه تأمین می‌کند تعیین نمود.

این عدد می‌تواند از يك هم بزرگتر باشد و مانند SAIFI به فرکانس قطعی اشاره می‌کند و تفاوتش با SAIFI در این است که بجای تعداد قطعی هر مشترک، به میزان توان از دست رفته اشاره می‌کند.

زمانی که بارها توان مصرفی بالایی دارند، دفعات خاموشی مشترک نمی‌تواند ارزش از دست رفته را به خوبی منعکس کند و از این شاخص‌ها که به توان از دست رفته به جای مشترک از دست رفته اشاره می‌کند، اهمیت می‌دهد.

است هر چه میزان این شاخص کوچکتر باشد نمایانگر بالاتر بودن میزان قابلیت اطمینان در شبکه تحت مطالعه.

در سیستم‌هایی که اندازه‌گیری تعداد مشترکین از دست رفته به دلیل کمبود امکانات جمع‌آوری اطلاعات امکان‌پذیر نیست، می‌توان از این شاخص برای تحلیل و تفسیر شبکه استفاده کرد.

شاخص متوسط زمان قطعی بار (ASIDI)<sup>۴</sup>

در محاسبات این شاخص، بار از دست رفته به تعداد مشترکین از دست رفته ارجحیت دارد.

<sup>۴</sup> Average system interruption duration index



این شاخص بهتر است برای اندازه گیری کارایی توزیع در مناطقی که تعداد مشترکین اندک، ولی بارها بزرگ هستند (مانند مناطق صنعتی و کارخانجات) بکار گرفته شود.

دقت شود که قطعی های کوتاه تر از ۵ دقیقه در این محاسبات لحاظ نمی شوند. این شاخص نسبت انرژی از دست رفته به توان تحت سرویس را در اختیار ما قرار می دهد.

برای محاسبه این شاخص باید بار قطع شده در هر اتفاق، مدت زمان سپری شده وصل مجدد و توان کل معلوم باشد تا.

برای محاسبه این شاخص باید، بار قطع شده در هر قطعی را در مدت زمان آن ضرب کرده، و این را برای تمام قطعی های یک دوره محاسبه کرده و اعداد حاصله را با هم جمع کرده و در نهایت حاصل بر توان کل شبکه تقسیم می شود.

تعریف ریاضی این شاخص به صورت زیر است:

$$ASIDI = \frac{\sum r_i \times L_i}{LT}$$

هر چه این مقدار این شاخص کوچکتر باشد، یعنی مدت زمانی که توان از دست می رود کوتاهتر می شود.

شاخص انرژی تأمین نشده (ENS)<sup>o</sup>

یکی از مهم‌ترین شاخص‌ها مبتنی بر بار و انرژی. ENS است. با بدست آوردن این شاخص می‌توان مقدار انرژی که در اثر قطعی به مشترکین تحویل نشده است را می‌توان تعیین کرد. این شاخص رابطه مستقیمی با درآمد از دست رفته برای شرکت-های برق دارد. کافی است قیمت هر کیلووات ساعت انرژی الکتریکی در ENS ضرب شود و عدد حاصله به واحد پول مورد نظر، ضرر ناشی از خاموشی خواهد بود.

برای محاسبه ENS باید توان از دست رفته در هر خاموشی و مدت زمان آن خاموشی را از واحد ثابت اتفاقات استخراج کرد.

تعریف ریاضی این شاخص به صورت زیر است:

$$ENS = \sum NiLi \quad KWh \quad (17)$$

ENS از مهم‌ترین شاخص‌های مبتنی بر انرژی در محاسبات قابلیت اطمینان می-باشد. این شاخص ارتباط مستقیمی با کاهش درآمد و کاهش فروش انرژی برای شرکت‌های برق دارد.

اگر قیمت هر واحد انرژی در عدد حاصله ضرب شود، می‌توان ضرر ناشی از این قطعی‌ها را برای شرکت‌ها بدست آورد.

<sup>o</sup> Energy not supplied index

هر چه میزان این شاخص کوچکتر باشد نمایانگر بالاتر بودن میزان قابلیت اطمینان در شبکه تحت مطالعه است.

### شاخص متوسط انرژی تأمین نشده (AENS)<sup>۶</sup>

درجه اهمیت این شاخص نیز بسان ENS است و دارای مفاهیم مشابهی با هم هستند. با این تفاوت که این شاخص انرژی از دست رفته را به ازای هر مشترک بدست می‌دهد. که می‌تواند برای شرکت‌های برق از لحاظ سنجش یکی از مهم‌ترین شاخصه‌های رضایت مشترکین بسیار مفید باشد. برای محاسبه AENS به اطلاعاتی مانند مدت زمان هر قطعی، توان از دست رفته در هر قطعی و تعداد کل مشترکین نیاز وجود دارد. اپراتورها می‌توانند مدت زمان و توانی که در نقاط بار قطع شده را ثبت کنند و تعداد مشترکینی که به هر یک از نقاط بار شبکه متصل هستند نیز با توجه به اطلاعات شبکه تعیین‌شود.

تعریف این شاخص به صورت زیر است:

$$AENS = \frac{\text{مشترک} / \text{کل انرژی تأمین نشده}}{\text{کل تعداد مشترکین}} \text{ kWh} \quad (۱۸)$$

این مقدار میانگینی از انرژی از دست رفته به ازای تمام مشترکین است و فقط به آن دسته از مشترکین که قطعی را تجربه کرده‌اند نمی‌پردازد.



این شاخص بیشتر از آن که به زیان‌های مالی شرکت‌های برق ناشی از قطعی‌های شبکه بپردازد، به بحث نارضایتی مشترکین از انرژی تأمین نشده اشاره می‌کند. هر چه میزان این شاخص کوچکتر باشد به این معنی است که مشترکین در طول سال انرژی الکتریکی کمتری را از دست داده‌اند.

#### شاخص متوسط قطع مشترک (ACCI)<sup>۷</sup>

تفاوت این شاخص با AENS مانند تفاوت بین SAIFI و CAIFI است. این شاخص نشان می‌دهد که مشترکینی که حداقل يك بار در معرض قطعی قرار گرفته‌اند به طور متوسط چه انرژی را از دست داده‌اند. تفاوت آن با AENS در اینست که تمام مشترکین را در نظر نمی‌گیرد. است لذا این شاخص برای نشان دادن تغییرات متوسط انرژی تأمین نشده بین يك سال با سال دیگر مفید.

برای محاسبه ACCI به اطلاعاتی مانند مدت زمان هر قطعی، توان از دست رفته در هر قطعی و تعداد کل مشترکینی که تحت تأثیر قرار گرفته‌اند مورد نیاز است. برای محاسبه آن کافی است نسبت بین مجموع انرژی‌های از دست رفته در هر قطعی را به تعداد مشترکینی که در این خاموشی‌ها انرژی الکتریکی خود را از دست داده‌اند، بدست آورد.

رابطه زیر تعریف این شاخص است:

$$ACCI = \frac{\text{کل انرژی تأمین نشده}}{\text{تعداد مشترکین تحت تأثیر}} \quad \text{مشترک تحت تأثیر / کیلووات ساعت} \quad (19)$$

این عدد بیانگر اینست که هر مشترک تحت تأثیر قطعی، به طور میانگین در طول سال چه انرژی را از دست می‌دهد.

البته این شاخص رضایت و ناراضیاتی آن دسته از مشترکینی که در طول سال از قطعی‌ها لطمه خورده‌اند را بهتر نمایان می‌کند زیرا میانگین فقط برای مشترکین متضرر تعیین می‌شود.

این شاخص بیشتر از آن که به زیان‌های مالی شرکت‌های برق ناشی از قطعی‌های شبکه بپردازد، به بحث ناراضیاتی مشترکین از انرژی تأمین نشده اشاره می‌کند.

هر چه این عدد کوچکتر باشد به این معنی است که مشترکین در طول سال انرژی الکتریکی کمتری را از دست داده‌اند.

شاخص‌های قطعی‌های گذرا

شاخص متوسط دفعات قطعی گذرای سیستم (MAIFI)<sup>^</sup>

این شاخص نیز تعداد قطعی‌های گذرا در سیستم را نمایش می‌دهد.

<sup>^</sup> Momentary average interruption frequency index



طبق استانداردهای IEEE ۱۳۶۶ اگر قطعی در زمان کمتر از ۵ دقیقه برطرف شد، این جزء خاموشی‌های دائم و ممتد نیست و در محاسبه شاخص‌های ذکر شده در قسمت اول گزارش استفاده نمی‌شود.

چون زمان و انرژی از دست رفته در این زمان کوتاه، قابل صرف نظر کردن می‌باشد، برای این قطعی‌ها از شاخصی مانند SAIFI در قطعی‌های ماندگار استفاده کرده و در قطعی‌های گذرا آن را MAIFI می‌نامیم.

برای بدست آوردن این شاخص به اطلاعاتی مانند تعداد دفعاتی که قطعی‌های گذرا رخ می‌دهند و تعداد مشترکان تأثیرپذیر - با توجه به نقاط بار قطع شده - نیاز است.

برای محاسبه این شاخص، باید تعداد خاموشی‌های گذرا در تعداد مشترکان متأثر از آن ضرب شده و بر تعداد کل مشترکین تقسیم گردد.  
رابطه زیر تعریف ریاضی این شاخص است:

$$MAIFI = \frac{IMi Nmi}{Nt} \quad \text{مشترك / قطعی} \quad (20)$$

این شاخص بیانگر اینست که هر مشترك به طور متوسط چند بار در طول سال دچار خاموشی‌های گذرا می‌شود.

هر چه این میزان کوچکتر باشد، شبکه وضعیت بهتری دارد.

### شاخص تعداد قطعی مشترکین (CEMSMIn)<sup>۹</sup>

این شاخص نسبت مشترکینی که بیش از  $n$  بار در معرض قطعی‌های گذرا و ممتد قرار گرفته‌اند را به کل مشترکین بیان می‌کند.

$$CEMSMIn = \frac{\text{مجموع مشترکینی که بیش از } n \text{ بار قطعی را تجربه کرده‌اند}}{\text{مجموع مشترکین تحت سرویس}} \quad (۲۱)$$

رابطه زیر تعریف ریاضی این شاخص است:

$$CEMSMIn = \frac{CNT}{NT} \quad (۲۲)$$

هر عددی که با توجه به شرایط شبکه و قابلیت اطمینان آن بدست می‌آید، بدین معناست که چه نسبتی از مشترکین به طور متوسطه  $n$  بار دچار خاموشی می‌شوند.

#### خلاصهٔ مباحث:

در این فصل به معرفی و بررسی مفاهیم کیفیت برق، قابلیت اطمینان و دسترسی به سیستم؛ به‌همراه بیان دلایل اهمیت آنها پرداخته‌شد. سپس به بررسی شاخصهای اصلی و تکمیلی قابلیت اطمینان شبکه توزیع و روش محاسبات آنها پرداخته شد. در پایان این بخش جهت دستیابی به مباحث تکمیلی مراجع شماره ۲ و ۳ و ۵ و ۶ و ۱۰ و ۱۱ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۹، به‌همراه مقالات قابلیت اطمینان سیستم توزیع IEEE پیشنهاد می‌گردد.

<sup>۹</sup> Customers experiencing multiple sustained interruption and momentary interruption events

## فصل سوم :

بررسی تأثیر ادوات کلیدزنی در قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع





## مقدمه:

همانطور که در بخشهای قبلی هم اشاره شد، به دلیل ساختار، تنوع و تعداد تجهیزات بکاررفته در شبکههای توزیع، این شبکهها بیشترین سهم را در عدم اعتماد سیستم قدرت به خود اختصاص دادهاند. به طوریکه آمار و بررسیها نشان می‌دهد، تقریباً ۹۰٪ خاموشی‌های مشترکین به سیستم توزیع مربوط می‌شود. از این رو بهبود سطح قابلیت اطمینان شبکههای توزیع توجه بسیاری از متخصصین و کارشناسان صنعت برق را به خود جلب کرده است.

با توجه به اینکه سطح قابلیت اطمینان شبکههای توزیع شدیداً به مکان و تعداد ادوات کلیدزنی و نقاط مانور وابسته است، در این فصل از پروژه، نحوه ارتقاء سطح قابلیت اطمینان شبکههای توزیع فشارمتوسط توسط مکان‌یابی مناسب ادوات کلیدزنی و نقاط مانور در فیدرها ارائه می‌گردد. البته قبل از آن به بررسی نحوه مدلسازی سیستمهای مختلف برای ارزیابی قابلیت اطمینان و معرفی مدل پذیرفته‌شده سیستم توزیع ایران پرداخته می‌شود.

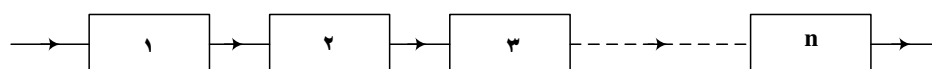
## مدلسازی سیستم جهت ارزیابی قابلیت اطمینان:

### مفهوم مدل سازی شبکه:

يك سیستم عبارت است از « شبکه‌ای از اعضا که به صورت متوالی، موازی و یا ترکیبی از آن دو به یکدیگر وابسته‌اند ». از دید قابلیت اطمینان سیستم متوالی يك سیستم سری است که برای عملکرد درست سیستم باید همه اعضا آن کار خود را به درستی انجام دهند و عضو مازادی به عنوان پشتیبان هر يك از اعضا در آن وجود ندارد. سیستم موازی از دید قابلیت اطمینان سیستمی است که برای عملکرد درست آن، کارکردن هر يك از اعضا به تنهایی کفایت. به عبارت دیگر سیستم موازی وقتی از کار می‌افتد که همه عناصر تشکیل دهنده آن معیوب باشند. لزوم مدلسازی شبکه ایجاب می‌کند که طراحان و مدلسازان شبکه تحلیل خوبی نسبت به اجزاء شبکه داشته باشند تا بتوانند اجزاء سیستم را به خوبی مدل کرده و امکان بررسی کمی شبکه را فراهم کنند [۱].

### سیستم‌های با شبکه متوالی:

ساختار يك سیستم با شبکه متوالی به صورت شکل ۱-۳ است:



شکل ۱-۳ ساختار سیستم با شبکه متوالی

اگر  $R$  و  $Q$  به ترتیب به عنوان احتمال عملکرد صحیح و احتمال از کار افتادگی سیستم

باشند داریم:

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i \quad \Longleftrightarrow \quad Q_s = 1 - \prod_{i=1}^n R_i \quad (۱) \quad -۳)$$

به عنوان مثال اگر سیستمی با ۵ عضو سری با قابلیت اطمینان (احتمال عملکرد صحیح)

هر جزء ۰٫۹۰ داشته باشیم آنگاه احتمال عملکرد صحیح کل سیستم عبارت است از:

$$R_s = 0.9^5 = 0.5905 = 59\%$$

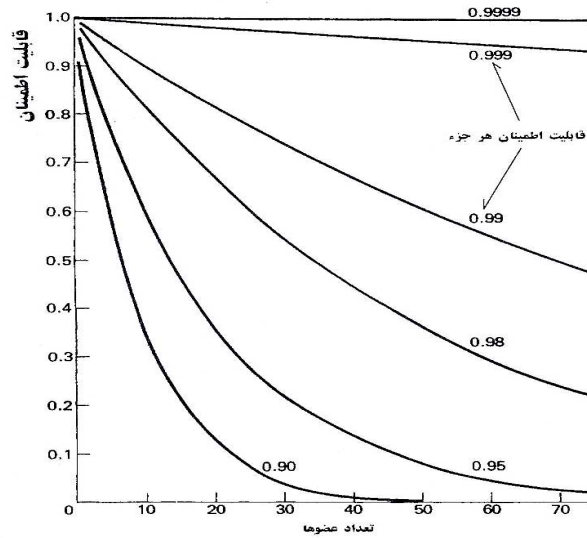
در نتیجه قابلیت اطمینان سیستمهایی با اجزاء سری با افزایش تعداد اجزاء به طور

نمایی و به شدت کاهش می یابد؛ به خصوص وقتی که قابلیت اطمینان هر جزء

به تنهایی نیز در سطح بالایی نباشد. شکل ۳-۲ نحوه کاهش قابلیت اطمینان در اثر

افزایش تعداد اجزاء سیستم سری را نشان می دهد:



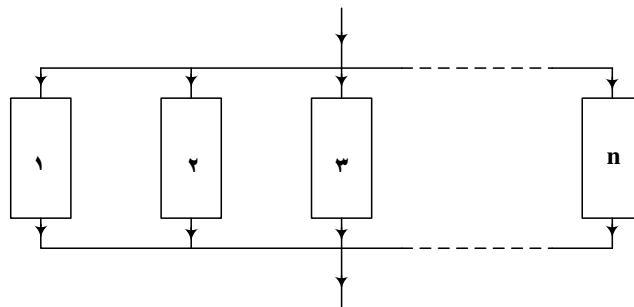


شکل ۸.۲ نحوه کاهش قابلیت اطمینان در اثر افزایش تعداد اجزاء سیستم سری

شکل ۲-۳ نحوه کاهش قابلیت اطمینان در اثر افزایش تعداد اجزاء سیستم سری

### سیستم‌های با شبکه موازی:

ساختار يك سیستم با شبکه موازی همانند شکل ۳-۳ می‌باشد:



شکل ۳-۳ ساختار سیستم با شبکه موازی

در نتیجه خواهیم داشت:

$$Q_p = \prod_{i=1}^n Q_i \quad \Rightarrow \quad R_p = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i \quad \begin{matrix} (۳) \\ (۲) \end{matrix}$$

به عنوان مثال در يك شبکه موازی با ۵ عضو و احتمال عملکرد صحیح ۹۰٪ برای هر

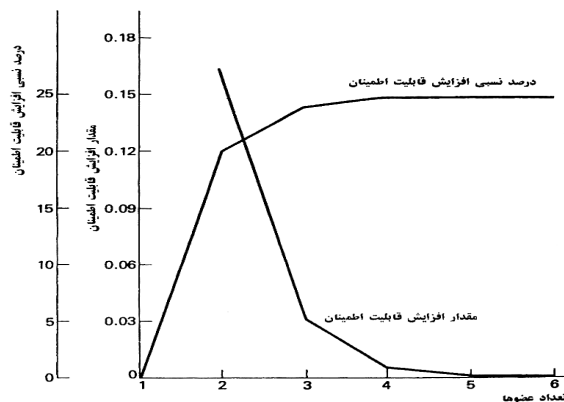
عضو قابلیت اطمینان سیستم عبارت است از:

$$R_p = 1 - (0.1^5) = 0.99999 = 99.999\%$$

در واقع می توان گفت با افزایش اجزاء سیستم های موازی قابلیت اطمینان آنها افزایش

می یابد. البته ذکر این نکته ضروری است که با افزایش اجزاء سیستم موازی درصد

افزایش قابلیت اطمینان کاهش می یابد. (مطابق شکل ۳-۴)



شکل ۳-۴ درصد نسبی افزایش قابلیت اطمینان و درصد کاهش روند افزایش آن در اثر افزایش اجزاء سیستم موازی

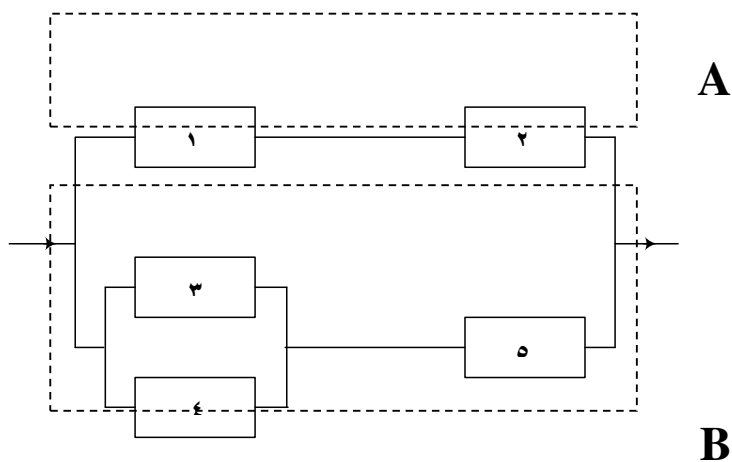


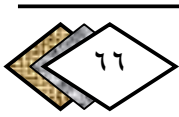
بدیهی است که بسته به نوع کاربرد، هزینه سرمایه‌گذاری و سود و زیان ناشی از اضافه کردن هر جزء می‌توان تعداد اجزاء سیستم موازی را تعیین نمود.

### سیستم‌های با شبکه ترکیبی (موازی - متوالی):

سیستم‌های با شبکه متوالی و موازی در ترکیب با هم مبنای محاسبات شبکه‌های پیچیده‌تر را فراهم می‌کنند. واضح است که در يك شبکه واقعی همه سیستمها به صورت سری و یا موازی صرف وجود ندارد و تحلیل سیستمهایی با شبکه ترکیبی می‌تواند زمینه را جهت پیشبرد اهداف عملی قابلیت اطمینان فراهم سازد.

به‌عنوان نمونه اول شبکه‌ای مطابق شکل ۳-۵ و با قابلیت اطمینان هر جزء ۰.۹۰٪ را تحلیل می‌نمائیم:





شکل ۳-۵

۵

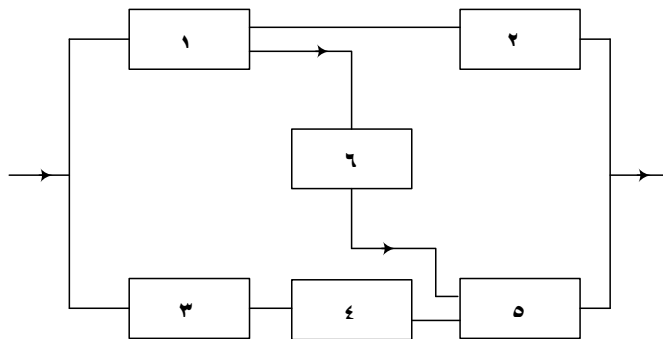
$$R_A = R_1 R_2$$

$$R_B = (1 - Q_3 Q_4) R_5$$

$$R_B = 1 - Q_A Q_B = 97.929\%$$

به عنوان نمونه دوم شبکه‌ای پیچیده‌تر را با قابلیت اطمینان هر جزء ۰.۹۰٪ تحلیل

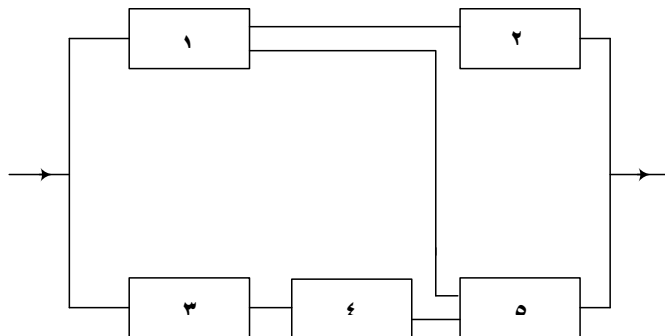
می‌کنیم:



شکل ۳-۶

با استفاده از قوانین احتمالات شرطی شبکه داریم:

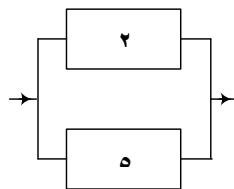
۱- اگر ۶ درست عمل کند:



شکل ۳-۷

حال دو حالت پیش می آید:

الف) اگر ۱ درست عمل کند:



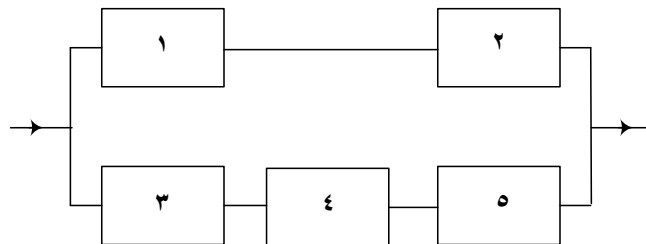
شکل ۳-۸

ب) اگر ۱ درست عمل نکند:



شکل ۳-۹

۲- اگر ۶ درست عمل نکند:



شکل ۳-۱۰

در نتیجه خواهیم داشت:

$$R_{SYS} = R_6 R ( \text{حالت ۱} ) + Q_6 R ( \text{حالت ۲} )$$

$$R ( \text{حالت ۱} ) = R_1 R ( \text{حالت الف} ) + Q_6 R ( \text{حالت ب} )$$

$$R ( \text{حالت الف} ) = 1 - Q_2 Q_5$$

$$R ( \text{حالت ب} ) = R_3 R_4 R_5$$

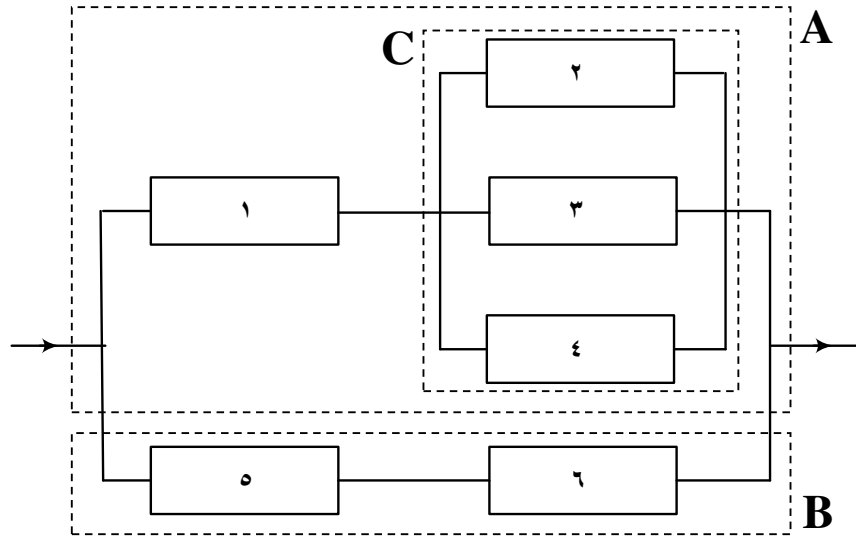
$$R ( \text{حالت ۱} ) = (1 - (1 - R_3 R_4 R_5)(1 - R_3 R_4 R_5)) Q_6$$

$$R_{SYS} = ((1 - Q_2 Q_5) R_1 + R_3 R_4 R_5 Q_1) R_6 + (1 - (1 - R_3 R_4 R_5)(1 - R_3 R_4 R_5)) Q_6$$

$$\Rightarrow R_{SYS} = 96.236\%$$

### سیستم‌های با برخی اجزاء مازاد:

سیستم‌های با شبکه متوالی و موازی می‌تواند دو حالت حتی هستند و برای مدل سازی سیستم‌ها کاربرد همیشگی ندارند، چرا که در برخی موارد اعضای در سیستم نیمه مازاد تلقی می‌شوند. از این رو تحلیل‌های مستقیم متوالی و موازی شبکه‌ها، در تحلیل این نوع شبکه‌ها کاربردی ندارد. به‌عنوان نمونه شبکه شکل ۳-۱۱ را به‌نحوی تحلیل می‌کنیم که قابلیت اطمینان دو عضو ۰.۹۰٪ باشد، به شرط آنکه برای عملکرد صحیح سیستم عملکرد دو جزء از سه جزء ۴۳۰۲ و ۴۳۰۳ لازم باشد:



شکل ۳-  
۱۱

$$R_{SYS} = 1 - Q_A Q_B$$

$$R_A = R_1 R_C$$

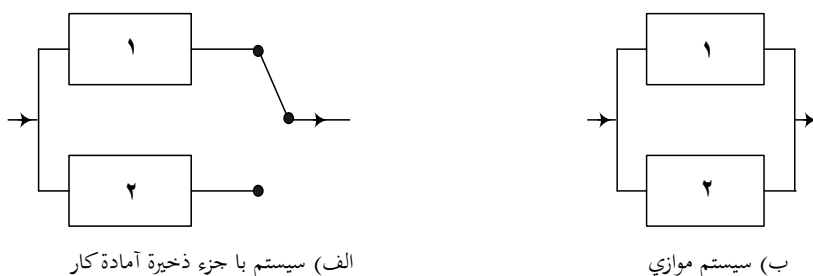
$$R_B = R_5 R_6$$

$$R_C = R_2 R_3 R_4 + R_2 R_3 Q_4 + R_2 Q_3 R_4 + Q_2 R_3 R_4$$

$$R_{SYS} = 89.311\%$$

سیستم های با اجزاء مازاد آماده کار:

ساختار يك سیستم با اجزاء مازاد آماده کار به صورت شکل ۳-۱۲-الف می باشد.



شکل ۳-۱۲ سیستم های با اجزاء آماده کار

در سیستم های با شبکه موازی علی رغم اینکه عملکرد صحیح سیستم نیاز به عملکرد فقط یکی از اعضا دارد، ولی همه اعضا در حال کار می باشند. در برخی سیستمها با وجود عضوهای موازی فقط یکی از آنها فعال می باشد و سایر اعضا در حال آماده به کار نگه داشته می شوند و فقط وقتی شروع به کار می کنند که عضو در حال کار از کار بیافتد. مهمترین ویژگی اجزاء مازاد آماده کار وظیفه سیکنی آنها می باشد. سیستم های موازی و سیستم های با اجزاء مازاد آماده کار هر يك بسته به نوع کاربردشان می توانند

جهت بهبود قابلیت اطمینان سیستم مفید واقع شوند. به عنوان مثال معمولاً در پستهای توزیع از دو ترانسفورماتور استفاده می‌شود که به‌طور موازی با هم و غالباً به‌طور مساوی بار شبکه بین آنها تقسیم می‌شود و در زمانهای خروج اضطراری، تعمیرات و .... در هر يك از آنها، بار شبکه روی ترانس مجاور قرار می‌گیرد و آن ترانس نیز به تنهایی برای مدت محدود می‌تواند بار کل شبکه را تأمین کند.

#### بررسی کلی شبکه مدل‌شده توزیع ایران:

همانطور که قبلاً هم اشاره شد سیستم توزیع در ایران دارای ساختاری شعاعی می‌باشد که به‌صورت يك سیستم سری مدل می‌شود. در نتیجه يك اتفاق یا يك خرابی کوچک در هر يك از شاخه‌های فرعی فیدرها، می‌تواند برای مدت‌های طولانی کل فیدر فشارمتوسط، متصل به پست توزیع را با خاموشی مواجه کند. در سالهای اخیر در شرکتهای توزیع ایران، از دو راه‌حل کلی و پذیرفته‌شده برای جلوگیری از این مشکل استفاده می‌شود:

الف- استفاده از کاتوت فیوزها در ابتدای شاخه‌های فرعی فیدرها: با این روش با وقوع خاموشی در شاخه‌های فرعی، آن شاخه بی‌برق شده از سایر قسمت‌های فیدر جدا شده و در نتیجه بقیه فیدر فشارمتوسط، متصل به پست فوق توزیع برقرار باقی می‌ماند.



ب- استفاده از فیدرهای نزدیک به فیدر بی‌برق شده به‌عنوان خطوط مانور: با این کار خطوط مانور به عنوان اعضاء مازاد آماده کار مدل می‌شوند. یعنی زمانی که روی هر یک از فیدرها خطا رخ دهد، با اتصال خطوط مانور می‌توان بار آن فیدر را توسط فیدرهای مجاور تأمین کرد.

متأسفانه جایگذاری کاتاوت فیوزها (و حتی سکیونرها) و انتخاب خطوط مانور و نحوه اتصال آن به فیدرها در اکثر شبکه‌های توزیع ایران به صورت کاملاً استادکاری (و نه با استفاده از نرم‌افزارهای مهندسی) می‌باشد که نتیجه آن خاموشیهای بیش از حد در فیدرهای مختلف و علی‌الخصوص در بخشهای حومه شهرهای بزرگ می‌باشد. امروزه یکی از ارزان‌ترین روشهای افزایش قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع جایگذاری بهینه ادوات کلیدزنی و جایابی مناسب خطوط مانور می‌باشد که در بخشهای بعدی به تفصیل به آن پرداخته می‌شود.

تأثیر ادوات کلیدزنی در قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع:

#### با ادوات کلیدزنی آشنایی:

قبل از بررسی و تحلیل تأثیر ادوات کلیدزنی در بهبود قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع و لزوم جایگذاری مناسب آنها روی فیدرها، لازم است که با آنچه که در این پروژه از آن به‌عنوان تجهیز کلیدزنی نام برده می‌شود، کمی بیشتر آشنا شویم:

سکسیونر: این تجهیز که عموماً در فیدرهای هوایی (و نه کابلهای زمینی) به کار می‌رود، جهت ایجاد ایمنی در بهره‌برداری و تعمیرات و قطع الکتریکی يك قسمت از قسمتهای دیگر استفاده می‌شود. سکسیونرها کار قطع و وصل سیستم را در حالتی که شدت جریان صفر است انجام می‌دهند. سکسیونرها باید بتوانند جریانهای خازنی خط را نیز قطع و وصل نمایند و علاوه بر آن بایستی در انجام مانور سریعتر و نیز بهتر نمودن ایزولاسیون در پستها به کلیدها کمک کنند. انتظار می‌رود که سکسیونرها در حالت باز بتوانند ولتاژ نامی شبکه را بطور دائم و ولتاژهای گذرا را بطور موقت تحمل کنند. ماده عایقی بین دو کنتاکت سکسیونرها معمولاً هواست.

دژنکتور : دژنکتورها یا کلیدهای قدرت که معمولاً در شبکه فشار

متوسط در ابتدای ورودی کابلها به پستهای توزیع زمینی و نیز در انتهای خروجی کابلها از پستهای توزیع زمینی بکار می‌روند؛ نقش اصلی در قطع و وصل نمودن و وارد و خارج کردن نیروگاهها، مصرف‌کنندهها و خطوط انتقال در شبکه را برعهده دارند. کلیدهای قدرت بایستی دارای مشخصات زیر باشند:

۱- زمانیکه کلید بسته است بایستی بتوانند جریان نامی را بطور دائم از خود عبور دهند.

۲- امکان انجام مانور در داخل و خارج کردن بارها را در شبکه برعهده داشته باشند

و جریانهای



نامی و جریانهای اتصال کوتاه را بدون اشکال قطع نمایند.

نمایند در حالیکه کلیدهای قدرت باز هستند بایستی بتوانند ولتاژ نامی را بطور دائم و

اضافه ولتاژهای گذرا را بطور موقت تحمل.

۴- در هنگام اتصال کوتاه، پس از دریافت فرمان قطع توسط رله‌ها، بایستی بتوانند

در سریعترین زمان، جریان اتصال کوتاه را قطع و قسمت عیب‌دیده را از شبکه جدا کنند.

کاتاتوت فیوز: این تجهیز زمانیکه قسمتی از فیدر هوایی به هر دلیلی بی‌برق شود، برای

جلوگیری از بی‌برق شدن کل شبکه فشار متوسط متصل به پست فوق توزیع، عمل

می‌کند و قسمت معیوب را از سایر قسمت‌های شبکه جدا می‌کند. کاتاتوت فیوزها معمولاً

در ابتدای شاخه‌های فرعی فیدرها نصب می‌شوند. اگر کاتاتوت فیوزها بطور غیر

در شبکه جایگذاری شده باشند

کارشناسانه (مانند جایگذاری ناصحیح کاتاتوت فیوزها در

شبکه فشار متوسط شهر مراغه که در فصل بعدی به تفصیل به آن پرداخته خواهد

شد)، استفاده از این خاصیت فیوزی آنها فایده‌ای ندارد و بهتر است که از آنها به‌عنوان

کلید استفاده شود.

#### های توزیع:

پس از آشنایی با ادوات کلیدزنی، در ادامه مرور برخی از تعاریف سیستم‌های توزیع

ضروری به‌نظر می‌رسد:

فیدر: به خطی اطلاق می‌گردد که از پست فوق توزیع شروع شده و به نقاط بار ختم می‌گردد. در مورد فیدر فشارمتوسط، نقاط بار، پستهای توزیع هستند. هر فیدر دارای يك شاخه اصلی است و می‌تواند دارای چندین شاخه فرعی (انشعاب) باشد.

گره: هر نقطه از خط که بار به آن متصل شده باشد یا انشعابی از آن گرفته شده باشد و یا نوع هادی در آن عوض شده باشد، گره نامیده می‌شود.

سکشن: به هر قسمت از خط که بین دو گره قرار دارد، سکشن می‌گویند.

گره ابتدا و انتهای هر سکشن: با توجه به اینکه فیدرهای توزیع در ایران دارای ساختار شعاعی هستند، چنانچه در این فیدرها در جهت عبور جریان در حالت عادی حرکت کنیم، به گره ابتدای هر سکشن می‌رسیم و گرهی که هر سکشن به آن ختم می‌شود گره انتهایی نام دارد.

خطوط مانور: به منظور بالا بردن قابلیت اطمینان سیستم معمولاً از فیدرهای مجاور فیدر خطوطی را به گره‌های مختلف فیدر وصل می‌کنند که در حالت بهره‌برداری عادی جریانی از آن عبور نمی‌کند و به هنگام مانور مورد استفاده قرار می‌گیرد. به این خطوط، خطوط ارتباطی پشتیبان (مانور) می‌گویند.

### روشهای افزایش قابلیت اطمینان سیستمهای توزیع:

بهطور کلی هر عملیاتی که باعث بهبود بهره‌برداری از شبکه توزیع شود، بطور مستقیم یا غیرمستقیم موجب بهبود قابلیت اطمینان سیستم توزیع خواهد شد. از جمله مهمترین این عوامل می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

الف- بهره‌برداری از شبکه توزیع به‌صورت حلقوی یا غربالی، البته نباید از پیچیدگی محاسبات و تنظیم مناسب ادوات حفاظتی در این نوع شبکه‌ها صرفنظر کرد.

ب- افزایش و یا ظرفیت‌سازی نقاط مانور. با درنظر گرفتن محدودیتهای عملیاتی و اقتصادی می‌توان تعداد نقاط مانور را افزایش داد. همچنین افزایش سطح مقطع کابلها و خطوط هوایی فیدرهای مجاور باعث افزایش ظرفیت مازاد آنها و در نتیجه قدرت بیشتر آنها خواهد شد

تغذیه.

ج- افزایش ظرفیت فیدرهای طولانی و پرباری که خاموشی مشترکین آنها اغلب به‌دلیل کاهش ولتاژ می‌باشد.

د- مکان‌یابی بهینه کلیدهای حفاظتی و نقاط مانور. عدم مکان‌یابی مناسب سکسیونرها علاوه بر صرف هزینه بیشتر موجب افزایش زمان خاموشی شبکه نیز خواهد شد. همچنین نباید نقاط مانور با ظرفیت بالا را در دو پست توزیع مجاور هم

قرار داد، چون نمی‌توان همزمان از دو نقطه مانور يك قسمت از شبکه را تغذیه کرد. (Close Loop) در شبکه خواهد شد. بنابراین

مکانیابی نقاط مانور مساله‌ای مهم در طراحی و بهره‌برداری از شبکه توزیع می‌باشد که به تفصیل در مورد آن توضیح داده خواهد شد.

ه- استفاده از فیوزهای کات اوت، بخصوص در شاخه‌های جانبی فیدر باعث می‌شود که اگر این شاخه دچار خطا شود فیوز همان شاخه سوخته و مشترکین بقیه قسمت‌های فیدر خاموش نشوند.

و- استفاده از سکسیونرهای اتوماتیک، در این سکسیونرها کلید زنی به صورت اتوماتیک انجام شده و زمان کلیدزنی نسبت به حالت باز کردن دستی سکسیونر تا زمان رفع عیب، کاهش قابل ملاحظه‌ای خواهد داشت. همچنین استفاده از این

نوع (سکسیونرها در نقاط مانور شبکه را به زمان بازسازی ملاحظه‌ای خاموش خواهد داد.

ز- تجهیز اکیپ رفع عیب، برای به حداقل رساندن زمان مکانیابی و تعمیر خطا، همچنین کاهش زمان خاموشی، تجهیز اکیپ رفع عیب الزامی است. البته نباید از یاد برد که در شهرهای با بار ترافیک بالا، همچنین در فیدرهای طولانی، زمان طولانی رسیدن اکیپ به محل خطا نیز بر زمان خاموشی خواهد افزود.

ح- کاهش تعداد خطاهایی که می‌توان از بروز آنها جلوگیری نمود. نظیر هرس کردن درختها جهت جلوگیری از برخورد آنها با خطوط هوایی که قسمت

- قابل ملاحظه از خاموشی‌های مناطق غیرکویری را به خود اختصاص می‌دهند.
- همچنین فرهنگ‌سازی جهت جلوگیری از پرتاب اشیاء به طرف خطوط انتقال از جمله عواملی است که می‌تواند باعث کاهش زمان خاموشی مشترکین گردد.
- ط- استفاده از ریکلوزرها. برای جلوگیری از خاموشی ناشی از خطاهای زودگذر می‌توان از ریکلوزرها استفاده نمود. البته نباید از یاد برد که استفاده از آنها می‌تواند موجب ناپایداری شبکه گردد. لذا انجام محاسبات پیچیده پایداری شبکه در این حالت الزامی است.
- ی- ایجاد فرهنگ مصرف بهینه برای مشترکین. برخی از خطاهایی که در شبکه اتفاق می‌افتند بخصوص در زمان پیک بار ناشی از بهره‌برداری بیش از ظرفیت کابلها و خطوط می‌باشد. بنابراین ایجاد فرهنگ مصرف درست انرژی مخصوصاً در زمان پیک بار می‌تواند به کاهش خاموشی در شبکه کمک کند.
- ک- استفاده از ادوات FACT در کلیدزنی سوئیچ‌ها. بکارگیری ادوات خودکار الکترونیک قدرت در کلیدزنی به جای باز و بسته کردن دستی آنها تاثیر بسیار خوبی در کاهش زمان خاموشی و همچنین هزینه آن خواهد داشت.
- ل- اتوماسیون سیستم توزیع. همانطور که می‌دانیم مهمترین شرط در بهبود قابلیت اطمینان سیستم کاهش زمان خاموشی در آن سیستم است. تجربه نشان

داده است که اتوماتیک کردن کل شبکه و مونتورینگ کامل آن از سیستم

کنترل مرکزی در کاهش زمان خاموشی تاثیر زیادی خواهد داشت.

م- استفاده از خازنهای قدرت. خازنهای قدرت باعث کاهش افت ولتاژ همچنین

کاهش توان انتقالی خطوط و در نتیجه ظرفیت سازی فیدر خواهد بود.

#### مکان یابی سکسیونرها و نقاط مانور در سیستم های توزیع:

همانطور که بارها اشاره شد آمار و گزارشها نشان می دهد که دلیل عمده قطع

برق مشترکین، بروز خطا در شبکه توزیع است که این امر افزایش انرژی فروخته نشده

سیستم را به دنبال دارد. لذا بهبود قابلیت اطمینان شبکه های توزیع را می توان از جمله

مواردی برشمرد که رضایت مشترک و کاهش انرژی فروخته نشده و در نتیجه افزایش

کارایی اقتصادی شرکت های توزیع را توأمأ به همراه دارد.

سکسیونرها نقش مهمی را در بهبود قابلیت اطمینان سیستم بازی می کنند. از اینرو

تعداد و مکان آنها باید به طور هوشمندانه و مناسبی تعیین شود. الگوریتمها و

روش های متعددی برای تعیین تعداد و مکان بهینه سکسیونرها در شبکه توزیع هوایی

مطرح و ارائه شده است. مثلاً Billinton روش آبرکاری فولاد را برای تعیین مکان

سکسیونرها مورد استفاده قرار داده است [۲۰]. و یا در مرجع [۲۱] یک روش ابتکاری

برای تعیین تعداد و مکان سکسیونرها ارائه شده است که در آن تنها نوع کلیدهای

اتوماتیک مورد توجه قرار گرفته است. در مراجع [۲۲ و ۲۳] از طریق جستجوی مستقیم



و یکایک شماری تعداد و مکان سکسیونرهای شبکه توزیع مشخص شده است. در مرجع [۲۴] نیز روشی مبنی بر جابجایی سکسیونرهای موجود در شبکه به منظور دستیابی به قابلیت اطمینان بهتر ارائه شده است. در [۲۵] روشی مبتنی بر تعویض شاخه برای مکان یابی سکسیونرها و نقاط مانور مطرح گردیده که در آن با اضافه و حذف نمودن شاخه‌ها در فیدرهای فشارمتوسط، ساختار بهینه جستجو می‌شود.

البته در تمامی این تحقیقات انجام شده فرض بر اتوماتیک بودن سکسیونرها بوده است و شبکه‌های با سکسیونرهای دستی مورد بحث قرار نگرفته‌اند. در این پروژه سعی می‌شود با در نظر گرفتن ملاحظات اقتصادی، انرژی فروخته نشده و میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز جهت نصب سکسیونرها در سیستم‌های توزیع، مسأله به صورت ریاضی مدل‌سازی شود.

چنانچه در بخشی از شبکه توزیع خطایی رخ دهد لازم است مراحل طی شود تا شبکه به حالت عادی خود باز گردد. چراکه بروز خطا کلید قدرت ابتدای فیدر قطع می‌کند، بنابراین تمامی فیدر بی‌برق می‌شود و پست‌های توزیعی که از طریق این فیدر تغذیه می‌شوند در خاموشی به سر می‌برند. از این رو لازم است مکان خطا پیدا شده، سکسیونرهای مناسب قطع، عملیات مانور صورت گرفته و بار فیدر تغذیه شود و تنها ناحیه آسیب‌دیده (و قسمت‌هایی از فیدر که امکان انجام مانور برای تغذیه آنها وجود ندارد) تا رفع عیب بی‌برق بماند. با این توصیف واضح است که تلاش تمامی شرکت‌های

توزیع به کاهش زمان مکان‌یابی خطا و حوزه خاموشی معطوف است چراکه سود بیشتری را به دنبال دارد. برای ارزیابی قابلیت اطمینان در شبکه شاخص‌های مختلفی وجود دارد، که شاخص متوسط زمان قطعی سیستم (SAIDI)، متوسط فرکانس قطعی سیستم (SAIFI)، انرژی فروخته نشده (EENS) و... از آن جمله‌اند که در فصل قبل به تفصیل به آن پرداخته شد.

به طور کلی کلیه راهکارهایی را که برای بهبود قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع وجود دارند می‌توان در دو دسته تقسیم نمود:

- راهکارهایی که به دنبال تعداد دفعات وقوع خاموشی‌ها هستند (کاهش شاخص

$\lambda$  نقاط بار)

- راهکارهایی که هدف کاهش مدت تداوم خاموشی را دنبال می‌کنند (کاهش

شاخص  $r$  نقاط بار)

برای کاهش تعداد دفعات وقوع خاموشی‌های مشترکین یا می‌بایست اقداماتی انجام داد تا فیدر کمتر با خطا مواجه شود و یا اینکه در هنگام وقوع خطا در يك نقطه از فیدر حداقل تعداد مشترکین از آن تاثیر پذیرند. در مورد اول انجام عملیات مناسب سرویس

ونگهداری تجهیزات شبکه، اصلاح درختان در مسیر عبور فیدرهای هوایی، تعویض هادی‌های کهنه که دچار پدیده کهنگی (Aging) شده‌اند و... از جمله اقداماتی هستند که می‌توان با بکارگیری آنها به هدف مورد نظر دست یافت.

در مورد دوم، یعنی محدود نمودن مشترکین متأثر از وقوع خطا در فیدر، این امر با نصب ادوات کلیدزنی حفاظتی مثل کتاوت فیوز در خطوط هوایی و دژنکتور در شبکه‌های زمینی قابل حصول است. البته می‌بایست توجه داشت که در تنظیم و هماهنگی ادوات حفاظتی محدودیتهایی وجود دارد. به عنوان مثال روی یک فیدر نمی‌توان بیش از تعداد معینی ادوات حفاظتی به طور سری نصب نمود. نکته قابل ذکر دیگر اینکه با توجه به عدم وجود سیستم‌های اتوماسیون در شبکه‌های توزیعی مانند ایران، بهره‌برداران شبکه از روی عملکرد کلید قدرت ابتدای فیدر در پست فوق‌توزیع به وقوع خطا و خاموشی روی یک فیدر پی می‌برند. البته تماس‌های تلفنی مشترکین نیز در این موضوع دخیل است. در حالتی که روی یک فیدر تجهیز حفاظتی مانند کتاوت فیوز نصب شده باشد، با وقوع خطا در محدوده عملکرد فیوز، کاتاوت مربوطه عمل کرده، ولی کلید قدرت ابتدای فیدر عمل نخواهد کرد. از این رو بهره‌بردار دیرتر به وقوع خطا روی فیدر پی می‌برد و این خود باعث افزایش مدت تداوم خاموشی‌ها می‌گردد. ملاحظه می‌گردد در این حالت اگرچه سعی می‌شود با نصب ادوات کلیدزنی حفاظتی تعداد مشترکین متأثر از خطاها محدود شود اما این امکان جود دارد که مدت خاموشی‌ها برای

مشترکین تحت تأثیر افزایش پیدا کند. بنابراین در بکارگیری این‌گونه ادوات کلیدزنی می‌بایست دقت کافی لحاظ گردد.

برای کاهش مدت تداوم خاموشی‌ها، افزایش مهارت بهره‌برداران در انجام عملیات کلیدزنی و مانور روی شبکه از جمله رویکردهای مهم به شمار می‌رود. در همین راستا بکارگیری ابزارهای محاسباتی و نرم‌افزاری مناسب جهت تعیین ترتیب کلیدزنی‌های مناسب و انجام عملیات مانور صحیح می‌تواند بسیار کارگشا باشد. با این وجود عمده‌ترین راه کاهش مدت تداوم خاموشی‌ها و بهبود قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع، احداث تجهیزات کلیدزنی همچون سکسیونرها و نقاط مانور است.

هنگام وقوع خطا در يك فيدر توزیع پس از شناسایی و تعیین محل خطا، بخش آسیب دیده با استفاده از سکسیونرها از دیگر قسمت‌های فیدر جدا شده و مابقی بخش‌های سالم آن از طریق بستن نقاط مانور توسط فیدرهای مجاور تغذیه می‌شوند. به مجموعه این مراحل، عملیات بازیابی بار گفته می‌شود. میزان موفقیت حاصل از انجام عملیات بازیابی بار در سطح شبکه‌های توزیع شدیداً به تعداد و مکان سکسیونرها و نقاط مانور وابسته است. از این‌رو با مکان‌یابی مناسب این تجهیزات در شبکه می‌توان ضمن ارتقاء کارایی عملیات بازیابی بار، سطح قابلیت اطمینان شبکه توزیع را نیز بهبود بخشید.

در مسأله تعیین تعداد و مکان سکسیونرها و نقاط مانور در شبکه‌های توزیع هزینه‌های

دخیلند

زیر:

الف- خسارت‌های ناشی از عدم تأمین انرژی مشترکین

ب- هزینه مرتبط با هر سکسیونر شامل قیمت و هزینه نصب

ج- هزینه مرتبط با نقاط مانور شامل قیمت کلید، خط و هزینه احداث

د- هزینه سالیانه نگهداری و بهره‌برداری تجهیزات

در مسأله جایابی ادوات کلیدزنی هدف کمینه‌سازی مجموع این هزینه‌ها است. البته باید توجه داشت که برخی از این هزینه‌ها (موارد الف و د) به صورت سرمایه‌گذاری اولیه‌اند، ولی برخی دیگر (موارد ب و ج) به صورت هزینه‌های جاری‌اند و در جمع کردن این دو دسته می‌بایست با استفاده از پارامترهای اقتصاد مهندسی تمامی هزینه‌ها به يك قالب (ارزش کنونی) تبدیل شوند. بنابراین تابع هزینه مسأله به صورت زیر خواهد بود:

تابع هزینه = ارزش کنونی خسارت‌های ناشی از عدم تأمین انرژی مشترکین + هزینه مرتبط با سکسیونرها + هزینه مرتبط با نقاط مانور + ارزش کنونی هزینه‌های سالیانه نگهداری و بهره‌برداری از تجهیزات



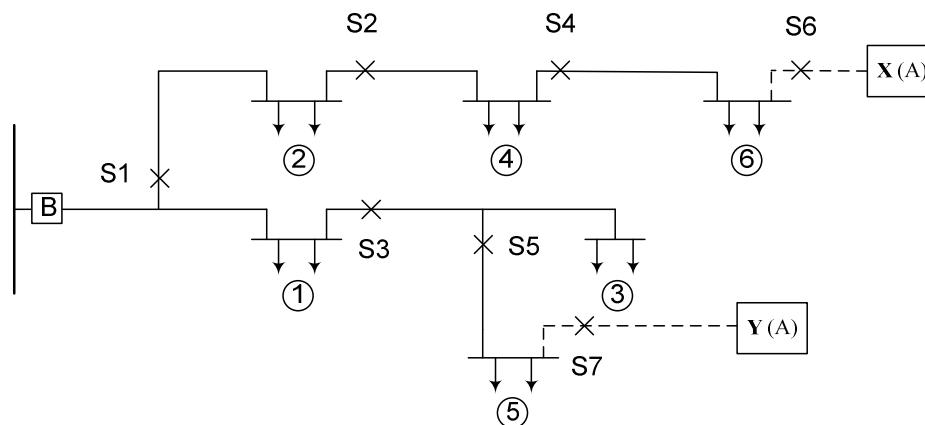
در واقع ترکیبی از قرارگیری سکسیونرها و نقاط مانور بهینه خواهد بود که تابع هزینه فوق الذکر را کمینه کند. این ترکیب اقتصادی ترین راهکار بهبود قابلیت اطمینان با نصب سکسیونرها و احداث نقاط مانور در شبکه را ارائه خواهد داد.

احداث تجهیزات کلیدزنی نیز همانند دیگر طرح های اجرایی سیستم های توزیع در شرکت های برق با محدودیت بودجه روبرو است. بطوریکه هزینه های سرمایه گذاری اولیه جهت احداث تجهیزات و اجرای طرح نباید از حد مشخصی فراتر رود که این محدودیت مرتبط با منابع مالی اجرای طرح را نیز باید در قالب یک قید برای نصب ادوات کلیدزنی منظور نمود.

۵-۳-۳ روش تحلیلی محاسبه قابلیت اطمینان سیستم های توزیع به کمک ادوات

کلیدزنی:

پس از آشنایی با شاخصها و روشهای محاسباتی به بررسی روش تحلیلی محاسبه قابلیت اطمینان سیستم های توزیع به همراه ادوات کلیدزنی و نقاط مانور می پردازیم. شکل ۳-۱۳ فیدر فشار متوسط نمونه ای است (فیدر a) که برای محاسبات تحلیلی انتخاب شده است:



شکل ۳-۱۳ تعیین مکان کلیدها جهت تحلیل قابلیت اطمینان  
فیدر a

به طور کلی اگر خطایی روی فیدر رخ دهد بریکر (مدار شکن) پست فوق توزیع عمل می کند و شبکه تا زمان وصل مجدد آن در خاموشی بسر خواهد برد.

اگر کلیدهای شبکه از نوع ریکلوزر باشند، باعث جلوگیری از خاموشی های ناشی از خطاهای زودگذر (نظیر صاعقه، پرتاب اشیاء و ...) خواهند شد، اما نباید از اثر هارمونیک ریکلوزرها در کیفیت برق صرف نظر کرد. لذا به دلیل محاسبات پیچیده هارمونیک معمولاً از آنها در شبکه توزیع کمتر استفاده می شود. چون کلیدهای کات اوت دارای فیوز بوده و به هنگام بروز خطا و گذر جریان اتصال کوتاه از آنها فیوز کات اوت می سوزد، اگر کلیدهای شبکه از این نوع باشند، می توان زمان خاموشی را کاهش

داد، چون بلافاصله بعد از سوختن فیوز اتصال آن به فیدر اصلی از بین می‌رود و می‌توان این قسمت از فیدر را با اتصال کلید فیدر مجاور تغذیه کرد. البته نباید از یاد برد که اگر کات اوت در سکشنهای ابتدایی و روی بدنه اصلی فیدر باشد، علاوه بر مشکلات هماهنگی آنها با هم و با بریکر ابتدای فیدر ممکن است باعث خاموشی بیشتر شبکه نیز گردند. لذا برای از میان برداشتن این مشکل توصیه می‌شود از کاتاوت در شاخه‌های جانبی فیدر (و نه روی بدنه اصلی) استفاده گردد.

یک راه ساده و ارزان و در عین حال مطمئن هم استفاده از سکسیونرهای دستی است. البته روشن است که استفاده از آنها موجب افزایش زمان خاموشی می‌گردد، ولی به دلیل آسان بودن کاربری و ارزانی، از دید شرکتهای برق‌رسانی استفاده از آنها به صرفه است. (به خصوص در کشور ما که صنعت برق يك صنعت دولتی است و ضرر ناشی از خاموشی و عدم رضایت مشترکین به عنوان يك شاخص مهم در بهره‌برداری مورد بررسی قرار نمی‌گیرد.)

حال پس از بررسی انواع کلیدها و با در نظر گرفتن کلیدهای فیدر به صورت سکسیونر (حالت عمومی) به تحلیل قابلیت اطمینان فیدر  $a$  می‌پردازیم.

فرض می‌کنیم در نقطه بار اول (ناحیه ۱) خطایی اتفاق بیافتد. در این شرایط مشترکین این نقطه بار تا زمان رفع عیب روی فیدر، خاموش خواهند بود. این خاموشی، زمان خاموشی ناحیه اول در اثر رخداد خطا روی همین ناحیه است (۱۱). بدیهی است که



با توجه به عملکرد کلید بریکر کل فیدر در خاموشی موقتی بسر برند. پس در اثر خطایی که در ناحیه اول رخ داده است، هر يك از سگشنها به طور موقت خاموش خواهند بود. بدیهی است که اگر بتوان به وسیله فیدرهای مجاور تمام سگشنها را تغذیه کرد، مشترکین سایر نواحی فیدر، فقط تا زمان باز کردن سکسیونرهای S۱ و S۳ و اتصال سکسیونرهای S۶ و S۷ خاموش خواهند بود. ولی اگر ظرفیت نقاط مانور کم باشد آنها نخواهند توانست سایر نواحی را به طور کامل تغذیه کنند و لذا نواحی ای که در فواصل دورتری از نقاط مانور قرار دارند، تا زمان تعمیر کامل خطا و اتصال مجدد فیدر اصلی بی برق میمانند. در نتیجه مشترکین این نواحی به میزان مشترکین ناحیه اول (که خطا در آن رخ داده است) خاموش میمانند. در نتیجه يك ماتریس سطری خواهیم داشت که عناصر آن به ترتیب ۲۱۱ تا ۲۱۶ خواهند بود (به عنوان مثال ۲۱۲ به معنی زمان خاموشی ناحیه ۲ در اثر رخداد خطا در ناحیه ۱ است). اگر خطاهای سایر نواحی و تاثیر آنها در خاموشی نواحی را بررسی کنیم

نواحی به يك ماتریس مربعی ۶\*۶

دست خواهیم یافت. همچنین با ضرب کردن تعداد خطای ( $\lambda$ ) هر ناحیه در سطر مربوط به زمان خاموشی آن ناحیه، متوسط زمان خاموشی تمام نواحی در اثر رخداد خطا در يك ناحیه (ii) محاسبه خواهد شد. در پایان مجموع هر ستون به ترتیب زمان و متوسط زمان خاموشی هر ناحیه در اثر وقوع خطا در تمام نواحی را به دست خواهد داد. بدین ترتیب با استفاده از رابطه زیر مقدار  $\lambda$  را به ازای هر ناحیه خواهیم داشت.



$$\lambda_i = \frac{\sum_{j=1}^6 (u_{j,i} \cdot r_{j,i})}{\sum_{j=1}^6 r_{j,i}}$$

همچنین داریم:

$$u_i = \sum_{j=1}^6 \bar{u}_{j,i}$$

$$r_i = \sum_{j=1}^6 r_{j,i}$$

بدین ترتیب با داشتن مقادیر شاخصهای اصلی  $\lambda$  و  $r$  و  $u$  برای هر يك از نواحی در دوره زمانی مورد مطالعه، می‌توان به محاسبه شاخصهای تکمیلی قابلیت اطمینان پرداخت و آنها را برای فیدر مورد نظر محاسبه نمود. یادآور می‌شویم که برای محاسبه شاخصهای تکمیلی، تعداد مشترکین و بار هر يك از نواحی نیز مورد نیاز است.

جدول زیر ماتریس  $\lambda$  و  $r$  و  $u$  را برای فیدر مورد مطالعه نشان می دهد:

جدول ۱-۳ ماتریس  $\lambda$  و  $r$  و  $u$  برای فیدر مورد مطالعه

	ناحیه ۱	ناحیه ۲	ناحیه ۳	ناحیه ۴	ناحیه ۵	ناحیه ۶
$\lambda_1$	$r_{1,1}$	$r_{1,2}$	$r_{1,3}$	$r_{1,4}$	$r_{1,5}$	$r_{1,6}$
$\lambda_2$	$r_{2,1}$	$r_{2,2}$	$r_{2,3}$	$r_{2,4}$	$r_{2,5}$	$r_{2,6}$
$\lambda_3$	$r_{3,1}$	$r_{3,2}$	$r_{3,3}$	$r_{3,4}$	$r_{3,5}$	$r_{3,6}$
$\lambda_4$	$r_{4,1}$	$r_{4,2}$	$r_{4,3}$	$r_{4,4}$	$r_{4,5}$	$r_{4,6}$
$\lambda_5$	$r_{5,1}$	$r_{5,2}$	$r_{5,3}$	$r_{5,4}$	$r_{5,5}$	$r_{5,6}$
$\lambda_6$	$r_{6,1}$	$r_{6,2}$	$r_{6,3}$	$r_{6,4}$	$r_{6,5}$	$r_{6,6}$
$r$	$r_1 = \sum_{j=1}^6 r_{j,1}$	$r_2 = \sum_{j=1}^6 r_{j,2}$	$r_3 = \sum_{j=1}^6 r_{j,3}$	$r_4 = \sum_{j=1}^6 r_{j,4}$	$r_5 = \sum_{j=1}^6 r_{j,5}$	$r_6 = \sum_{j=1}^6 r_{j,6}$
$u$	$u_1 = \sum_{j=1}^6 \lambda_j r_{j,1}$	$u_2 = \sum_{j=1}^6 r_{j,2}$	$u_3 = \sum_{j=1}^6 r_{j,3}$	$u_4 = \sum_{j=1}^6 r_{j,4}$	$u_5 = \sum_{j=1}^6 r_{j,5}$	$u_6 = \sum_{j=1}^6 r_{j,6}$
$\lambda$	$\lambda_1 = \frac{u_1}{r_1}$	$\lambda_2 = \frac{u_2}{r_2}$	$\lambda_3 = \frac{u_3}{r_3}$	$\lambda_4 = \frac{u_4}{r_4}$	$\lambda_5 = \frac{u_5}{r_5}$	$\lambda_6 = \frac{u_6}{r_6}$

**خلاصه مباحث:**

در این فصل ابتدا مدل‌های مختلف سیستم‌های توزیع برای ارزیابی قابلیت اطمینان مورد بررسی قرار گرفت. سپس به معرفی شبکه مدل‌شده توزیع ایران پرداخته شد. در ادامه نیز بطور مفصل به تحلیل تأثیر جایگذاری بهینه ادوات کلیدزنی و نقاط مانور در بهبود قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع و روش‌های محاسباتی آن پرداخته شد. با توجه به گستردگی مباحث، علاقه‌مندان برای مطالعات بیشتر می‌توانند به مراجع ۲ و ۳ و ۴ و ۷ و ۸ و ۹ و ۱۴ و ۱۵ و ۱۷ و ۱۸ و مقالات IEE اشاره شده در این فصل مراجعه نمایند.



## فصل چهارم :

محاسبه شاخص های قابلیت اطمینان (SAIDI –SAIFI)

در پست شهید گلابعینی استان قم

## مقدمه

پست فوق توزیع شهید گلابعینی دارای دو خط ۶۳ کیلوولت ورودی با کدهای ۶۰۰ و ۶۰۵ می باشد. که خط ۶۰۵ ترانس قدرت ۴ و خط ۶۰۰ ترانس قدرت ۵ را تغذیه می کند. ظرفیت هر کدام از ترانسهای قدرت ۳۰ MVA می باشد.

فیدرهای خروجی ۲۰ کیلوولت تغذیه شونده از ترانس های قدرت ۴ و ۵ ، مجموعا ده فیدر و از نوع روغنی و شرکت VBM (آلمان شرقی) می باشد.

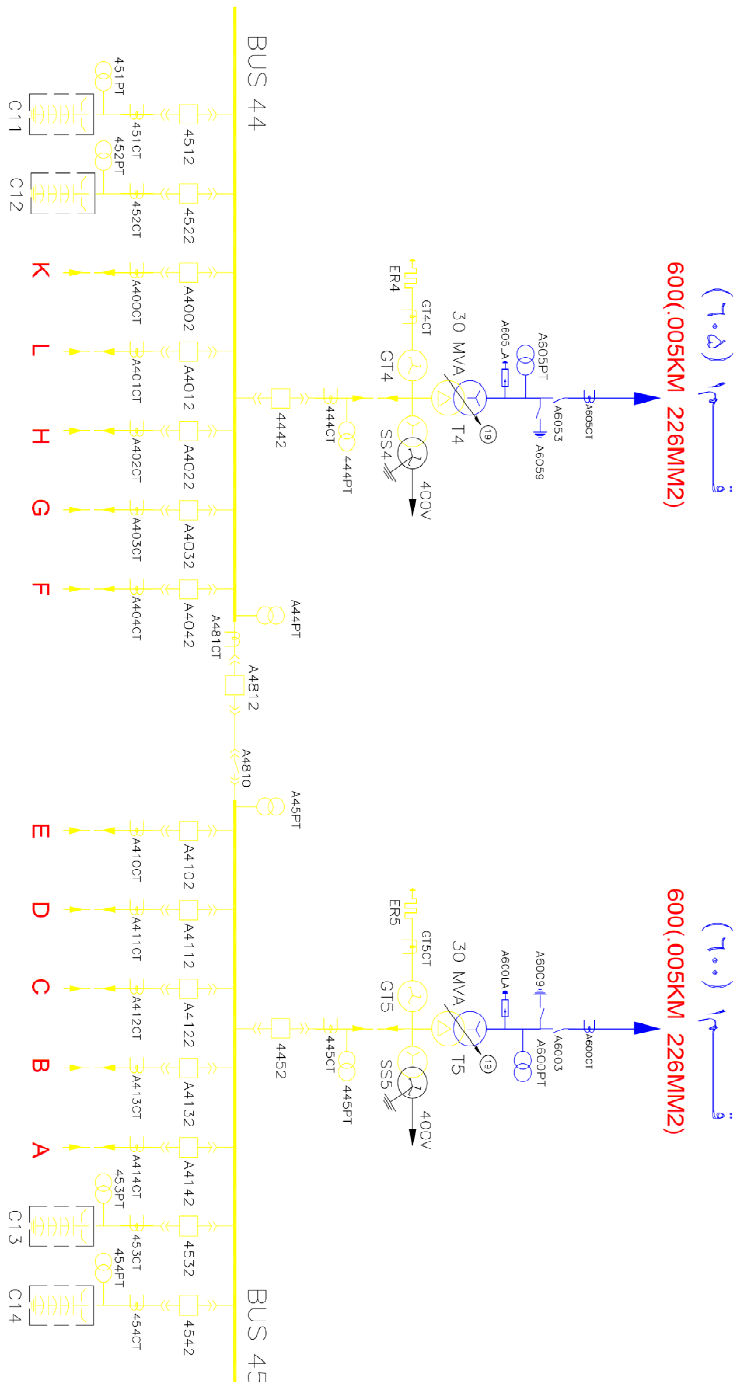
این پست در داخل شهر و تغذیه کننده بار های مسکونی و صنعتی می باشد.

اطلاعات مورد نیاز برای محاسبه شاخص ها :

برای محاسبه کردن شاخص های SAIFI و SAIDI بایستی تعداد مشترکین در هر

فیدر ، توان هر فیدر، مدت زمان خاموشی و نوع خاموشی هر فیدر را داشته باشیم .

نقشه تک خطی پست :



مقاومت بار سیستم	ER	کلیدهای اتوماتیک	تراانسفورماتور	تراانسفورماتور ولتاژ	تابلو	تابلو
دستگاه اتوماتیک و حامل امواج ریزش بار	ES	کلیدهای دستی	اتصال زمین	تراانسفورماتور قدرت	تابلو	تابلو
وسایل	ES	کلیدهای دستی	اتصال زمین	تراانسفورماتور قدرت	تابلو	تابلو
(تراانسفورماتور ولتاژ)	CA	کلیدهای دستی	اتصال زمین	تراانسفورماتور قدرت	تابلو	تابلو

بزرگ ترین توزیع هم (GRDC)	تاریخ	شماره
T.S(4)	63/20KV	0
تجهیزات تکمیلی	تاریخ	شماره
50KV تکمیلی	87/12/20	7
تجهیزات تکمیلی	تاریخ	شماره
50KV تکمیلی	86/04/02	8
تجهیزات تکمیلی	تاریخ	شماره
50KV تکمیلی	86/08/17	9



اطلاعات فیدرهای خروجی پست ۶۳/۲۰ شهید گلابعینی در سال ۱۳۹۲

نام فیدر	تعداد مشترکین در هر فیدر	توان اتصال به هر فیدر
A	۶۰۰	۶۰۰۰
B	۴۰۰	۴۵۰۰
C	۴۰۰	۴۵۰۰
D	۴۵۰	۴۷۰۰
E	۶۰۰	۶۰۰۰
G	۳۰۰	۴۰۰۰
H	۴۵۰	۴۷۰۰
L	۶۰۰	۶۰۰۰
T	۴۵۰	۴۷۰۰
K	۲۰۰	۲۲۵۰
جمع کل	۴۴۵۰	۴۴۳۵۰





ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

R	تاریخ	نام فیدر	زمان خاموشی	بار قبل از	توان دست (KW)	از تعداد مشترك	علت تجهیزات	خروج	نوع خروج	نوع خاموشی
---	-------	----------	-------------	------------	---------------	----------------	-------------	------	----------	------------



E/F	ممتد	خودکار	اتصال ترانس هوایی	۲۷۰	۲۲۵۰	۶۰	۷	B	۹۲/۱/۷	۱
-	ممتد	دستی	اصلاح ارتباط و اصلاح	۲۷۰	۲۲۵۰	۶۰	۸۶	B	۹۲/۱/۷	۲
O/C	ممتد	خودکار	نامشخص	۴۵	۳۷۵	۱۰	۳۸	C	۹۲/۱/۷	۳
E/F	ممتد	خودکار	نامشخص	۱۸۰	۱۵۰۰	۴۰	۲۸	D	۹۲/۱/۱۸	۴
-	ممتد	دستی	نصب پایه زیر خط	۳۱۵	۲۶۲۵	۷۰	۱۹	D	۹۲/۱/۲۰	۵
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا		-	۰/۱	۲	D	۹۲/۱/۲۰	۶
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا		-	۰/۱	۱۵	A	۹۲/۱/۲۰	۷
E/F - O/C	لحظه ای	خودکار	نامشخص	۲۴۸	۲۰۶۷	۵۵	۳	E	۹۲/۱/۲۷	۸
E/F - O/C	لحظه ای	خودکار	نامشخص		-	۰/۱	۲۴	E	۹۲/۱/۲۷	۹
-	بدون خاموشی	دستی	اتصال سر کابل	-	-	۰/۱	۸	E	۹۲/۱/۲۷	۱۰

رله	نوع	نوع	علت	تعداد	از	توان	بار	زمان	نام	تاریخ	R
عمل	خاموشی	خروج	تجهیزات	مشترك	از	دست	قبل	خاموشی	فیدر		
						(KW)	از				

جدول ۴-۲ اطلاعات خاموشی اردیبهشت ۱۳۹۲



E/F	ممتد	خودکار	نامشخص	۱۸۰	۱۵۰۰	۴۰	۹	D	۹۲/۲/۵	۱
E/F - O/C	ممتد	خودکار	اتصال سرکابل	۱۸۰	۱۵۰۰	۴۰	۱۸	D	۹۲/۲/۵	۲
-	ممتد	دستی	اصلاح ارتباط	۲۰۲	۱۶۸۳	۴۵	۱۰	B	۹۲/۲/۷	۳
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۵۸۵	۴۸۷۵	۱۳۰	۴	E	۹۲/۲/۹	۴
-	ممتد	دستی	کاهش بار پست	۴۷۲	۳۹۳۳	۱۰۵	۴۳	C	۹۲/۲/۱۰	۵
-	ممتد	دستی	کاهش بار پست	۴۰۵	۳۳۷۵	۹۰	۲۵	G	۹۲/۲/۱۰	۶
-	ممتد	دستی	کاهش بار پست	۱۵۷	۱۳۰۸	۳۵	۱۵	A	۹۲/۲/۱۰	۷
-	ممتد	دستی	کاهش بار پست	۲۲۵	۱۸۷۵	۵۰	۱۵	B	۹۲/۲/۱۰	۸
-	ممتد	دستی	باز کردن سکسیونر هوایی	۲۲۵	۱۸۷۵	۵۰	۵	B	۹۲/۲/۱۱	۹
-	لحظه ای	دستی	بستن	۲۲۵	۱۸۷۵	۵۰	۳	B	۹۲/۲/۱۱	۱۰



			سکسیونر هوایی							
E/F - O/C	ممتد	خودکار	اتصال سرکابل	۳۳۷	۲۸۰۸	۷۵	۴۳	G	۹۲/۲/۱۱	۱۱
-	لحظه ای	دستی	جدا کردن سکسیونر	۲۷۰	۲۲۵۰	۶۰	۲	B	۹۲/۲/۱۱	۱۲
E/F	ممتد	خودکار	اتصال سرکابل	۴۹۵	۴۱۲۵	۱۱۰	۴۷	E	۹۲/۲/۱۷	۱۳
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۲۰۲	۱۶۸۳	۴۵	۲	A	۹۲/۲/۱۸	۱۴
E/F	ممتد	خودکار	گذرا	۴۷۲	۳۹۳۳	۱۰۵	۵	H	۹۲/۲/۱۸	۱۵
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۴۹۵	۴۱۲۵	۱۱۰	۴	H	۹۲/۲/۲۰	۱۶
-	ممتد	دستی	بستن ارتباط	۳۸۲	۳۱۸۳	۸۵	۱۶	A	۹۲/۲/۲۴	۱۷
E/F - O/C	ممتد	خودکار	باد شدید	۳۱۵	۲۶۲۵	۷۰	۱۸	B	۹۲/۲/۲۴	۱۸
E/F - O/C	ممتد	خودکار	باد شدید	۵۸۵	۴۸۷۵	۱۳۰	۳۳	H	۹۲/۲/۲۴	۱۹
E/F	ممتد	خودکار	گذرا	۳۶۰	۳۰۰۰	۸۰	۱۰	E	۹۲/۲/۳۱	۲۰



ارزانی شخص‌های قابلیت اطمینان سگه توزیع

رله	نوع	نوع	خروج	علت	تعداد	از	توان	بار	زمان	نام	تاریخ	R
عمل	خاموشی	خروج	تجهیزات	تجهیزات	مشترك		دست (KW)	قبل از قطع	خاموشی	فیدر		

جدول ۳-۴ اطلاعات خاموشی خرداد ۱۳۹۲





ارزیابی شاخص های قابلیت اطمینان بکد توزیع

۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰
تاریخ	نام	زمان	قبل	توان	از	تعداد	اتصال	خودکار	ممتد
۹۲/۳/۱	E	۵	بار	۲۶۲۵	۳۱۵	۳۱۵	اتصال	خودکار	ممتد
							سرکابل		
۹۳/۲/۱۲	D	۲۴	زا	۳۷۵	۴۵	۴۵	بستین ارتباط تجهیزات	دستی	ممتد خاموشی
							سرکابل		
۹۳/۳/۱۳	D	۱۶	ا	۴۵۰۰	۵۴۰	۵۴۰	اتصال	خودکار	ممتد
							سرکابل		
۹۲/۳/۱۶	H	۴		۴۵۰۰	۵۴۰	۵۴۰	نامشخص	خودکار	لحظه ای
۹۲/۳/۱۹	K	۲۳		۱۸۷۵	۲۲۵	۲۲۵	نامشخص	خودکار	ممتد
۹۳/۳/۲۰	G	۵		۴۵۰۰	۵۴۰	۵۴۰	گذرا	خودکار	لحظه ای
۹۲/۳/۲۴	A	۳		۴۵۰۰	۵۴۰	۵۴۰	گذرا	خودکار	لحظه ای
۹۲/۳/۲۴	C	۱۹		۲۶۲۵	۳۱۵	۳۱۵	برخورد خودرو با تیر	خودکار	ممتد
۹۲/۳/۲۶	H	۲		۲۲۵۰	۲۷۰	۲۷۰	گذرا	خودکار	لحظه ای

جدول ۴-۴ اطلاعات خاموشی تیر ۱۳۹۲



ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

رله	نوع	نوع	علت	تعداد	از	توان	بار	زمان	نام	تاریخ	R
عمل	خاموشی	خروج	تجهیزات	مشترك	دست	(KW)	قبل	خاموشی	فیدر		
			خروج				از	از			
			تجهیزات				قطع				
E/F - O/C	ممتد	خودکار	بیرکابل اتصالی روغنی سرکابل	۴۵۰	۳۷۵۰	۱۰۰	۲۰	D		۹۲/۴/۱۸ ۹۲/۴/۱۰	۱
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۴۹۵	۴۱۲۵	۱۱۰	۲	B		۹۲/۴/۲۲	۳





ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

رله	نوع	نوع	علت	تعداد	توان از	بار	زمان	نام	تاریخ	R
عمل	خاموشی	خروج	تجهیزات	مشترك	دست (KW)	قبل از	خاموشی	فیدر		
L/۳ -	لحظه ای ممتد	خودکار دستی	کپرا تزریق روغن	۴۹۵ ۵۸۵	۴۱۳۵ ۴۸۷۵	۱۳۱۰	۱۳۰	B	۹۳/۴/۲۳ ۹۳/۵/۲۳	۳

جدول ۴-۵ اطلاعات خاموشی مرداد ۱۳۹۲



رله	نوع خاموشی	نوع خروج	علت خروج تجهیزات	تعداد مشترك	توان از دست (KW)	بار قبل از قطع	زمان خاموشی	نام فیدر	تاریخ	R
E/F	لحظه ای	خودکار	نامشخص	۴۵	۳۷۵	۱۰	۱	D	۹۲/۵/۱۳	۴
E/F	لحظه ای	خودکار	نامشخص	۵۴۰	۴۵۰۰	۱۲۰	۴	K	۹۲/۵/۱۴	۵
E/F – O/C	ممتد	خودکار	اتصال سرکابل	۶۳۰	۵۲۵۰	۱۴۰	۱۳	L	۹۲/۵/۱۴	۶
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۲۲۵	۱۸۷۵	۵۰	۳	C	۹۲/۵/۱۴	۷
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۴۵۰	۳۷۵۰	۱۰۰	۴	E	۹۲/۵/۱۸	۸
E/F	ممتد	خودکار	نامشخص	۶۰۷	۵۰۶۲	۱۳۵	۷	A	۹۲/۵/۲۴	۹
E/F	ممتد	خودکار	نامشخص	۳۱۵	۲۶۲۵	۷۰	۵	A	۹۲/۵/۲۴	۱۰
E/F – O/C	ممتد	خودکار	اتصال سرکابل	۴۲۷	۳۵۵۸	۹۵	۴۱	D	۹۲/۵/۳۰	۱۱

جدول ۴-۶ اطلاعات خاموشی شهریور ۱۳۹۲



E/F - O/C	ممتد	خودکار	اتصال سرکابل	۸۵۵	۷۱۲۵	۱۹۰	۱۴۴	T	۹۲/۶/۵	۱
-	ممتد	دستی	بستن سکسیونر	۴۵	۳۷۵	۱۰	۳۲	T	۹۲/۶/۶	۲
-	ممتد	دستی	بستن ارتباط	۵۸۵	۴۸۷۵	۱۳۰	۱۸	B	۹۲/۶/۱۴	۳
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۴۹۵	۴۱۲۵	۱۱۰	۳	A	۹۲/۶/۱۹	۴
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۳۳۷	۲۸۱۲	۷۵	۲	E	۹۲/۶/۱۹	۵
E/F - O/C	ممتد	خودکار	اتصال سر کابل	۸۱۰	۶۷۵۰	۱۸۰	۵۸	B	۹۲/۶/۲۱	۶
E/F	ممتد	خودکار	نامشخص	۶۷۵	۵۶۲۵	۱۵۰	۱۱	B	۹۲/۶/۲۶	۷
E/F	ممتد	خودکار	نامشخص	۴۵۰	۳۷۵۰	۱۰۰	۱۴	D	۹۲/۶/۲۷	۸
-	ممتد	دستی	پایین آوردن سرکابل	۳۸۲	۳۱۸۷	۸۵	۸	B	۹۲/۶/۲۸	۹



ارزنامی شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

رله	نوع	نوع	علت خروج	تعداد	توان	بار	زمان	نام	تاریخ	R
عمل کننده	خاموشی	خروج	تجهیزات	مشترك خاموش	دست (KW) رفته	قبل از	خاموشی	فیدر		



رله	نوع خاموشی	نوع خروج	علت خروج تجهیزات	تعداد مشترك	توان از دست (KW)	بار قبل از	زمان خاموشی	نام فیدر	تاریخ	R
E/F	لحظه ای ممتد	خودکار	نگذرا	۴۹۴	۳۴۴۴	۹۵	۶	B	۹۲/۷/۹	۴
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۴۵۰	۳۷۵۰	۱۰۰	۳	G	۹۲/۷/۱۷	۵
E/F	ممتد	خودکار	اتصال لوازم اندازه گیری	۳۸۲	۳۱۸۳	۸۵	۲۰	H	۹۲/۷/۱۸	۶
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۳۶۰	۳۰۰۰	۸۰	۲	B	۹۲/۷/۲۴	۷

جدول ۴-۸ اطلاعات خاموشی آبان ۱۳۹۲



ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

رله	نوع خاموشی	نوع خروج	علت خروج تجهیزات	تعداد مشترك	توان از دست (KW)	بار قبل از	زمان خاموشی	نام فیدر	تاریخ	R
E/F	لحظه ای ممتد	خویدگار دستی	جدرا نصب ترانس	۲۹۲ ۱۸۰	۲۴۳۳ ۱۵۰۰	۶۵ ۴۰	۲۴	H	۹۲/۸/۱۳ ۹۲/۹/۵	۵ ۱
E/F	ممتد	خویدگار دستی	بارندگی سرویس پست	۲۳۵	۱۸۷۵	۵/۱	۱۵۳	H	۹۲/۸/۲۹ ۹۲/۹/۲۶	۲

جدول ۴-۹ اطلاعات خاموشی آذر ۱۳۹۲



ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان سگه توزیع

رله	نوع	نوع	علت خروج	تعداد	از	توان	بار	زمان	نام	تاریخ	R
عمل کننده	خاموشی	خروج	تجهیزات	مشترك	از	دست	قبل	خاموشی	فیدر		
				خاموش		(KW)رفته	از				

جدول ۴-۱۰ اطلاعات خاموشی دی ۱۳۹۲



رله	نوع	نوع	علت خروج	تعداد	توان از دست	بار قبل از	زمان خاموشی	نام فیدر	تاریخ	R
عمل	خاموشی	خروج	تجهیزات	مشترك	(KW)					
-	ممتد	دستی	سرویس پست	۴۵	۳۷۵	۱۰	۱۱۵	G	۹۲/۱۰/۸	۳
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۵۱۷	۴۳۰.۸	۱۱۵	۳	A	۹۲/۱۰/۱۵	۴
-	ممتد	دستی	بستن سکسیونر	۶۷	۵۵۸	۱۵	۶	B	۹۲/۱۰/۱۶	۵
-	ممتد	دستی	بستن سکسیونر	۲۰۲	۱۷۰.۸	۴۵	۶	A	۹۲/۱۰/۱۶	۶
E/F	لحظه ای	خودکار	گذرا	۶۹۷	۵۸۰.۸	۱۵۵	۳	A	۹۲/۱۰/۱۷	۷
-	لحظه ای	دستی	بستن کات اوت	۲۹۲	۲۴۳۳	۶۵	۲	B	۹۲/۱۰/۲۵	۸

جدول ۴- ۱۱ اطلاعات خاموشی بهمن ۱۳۹۲



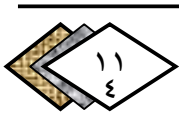


ارزنامی شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

E/F	ممتد	خودکار	تیر شکستگی	۳۸۲	۳۱۸۳	۸۵	۴۲	C	۹۲/۱۱/۲	۱
-	لحظه ای	دستی	جدا کردن سکسیونر	۵۶۲	۴۶۸۳	۱۲۵	۴	A	۹۲/۱۱/۱۸	۲
-	لحظه ای	دستی	جدا کردن سکسیونر	۲۷۰	۲۲۵۰	۶۰	۶	B	۹۲/۱۱/۲۴	۳
-	لحظه ای	دستی	بستن سکسیونر	۱۸۰	۱۵۰۰	۴۰	۴	B	۹۲/۱۱/۲۴	۴
E/F	ممتد	خودکار	اتصال سرکابل	۲۷۰	۲۲۵۰	۶۰	۲۶	G	۹۲/۱۱/۲۸	۵

محاسبه شاخص‌ها :

ماه فروردین سال ۱۳۹۲



$$270 + 270 + 40 + 180 + 310$$

$$SAIFI = \frac{\quad}{78} = 0.78$$

$$270 + 270 + 40 + 180 + 310 + 248$$

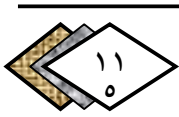
این عدد نمایگر این است که مجموع مشترکین که تحت مطالعه قرار گرفته اند بطور متوسط ۷۸ قطعی را در طول دوره گزارش تجربه کرده اند. هر چه این شاخص بزرگتر باشد نشان میدهد که شبکه از لحاظ قابلیت اطمینان ضعیف تر بوده و تعداد دفعات قطع مشترکین بیشتر می باشد.

$$(270 \times 7) + (270 \times 86) + (40 \times 38) + (180 \times 28) + (310 \times 19)$$

$$\frac{\quad}{40} = 0.40$$

$$SAIDI =$$

$$270 + 270 + 40 + 180 + 310 + 248$$



این عدد نمایانگر این است که مشترکین تحت مطالعه بطور متوسط ۴۵ / ساعت در طول دوره خاموش بوده اند. هر چه ای مقدار کمتر باشد نمایانگر قابلیت اطمینان شبکه از لحاظ مدت زمان ذ

بالاتر اموشی هر مشترک است.

$$\text{SAIFI} = \frac{5981}{7433} = 1/26$$

$$\text{SAIDI} = \frac{173581}{7433} = 0/38$$



ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

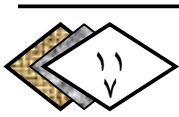
ماه خرداد سال ۱۳۹۲

$$\text{SAIFI} = \frac{1440}{2220} = 0.648$$

$$\text{SAIDI} = \frac{22400}{2220} = 10.09$$

ماه تیر سال ۱۳۹۲

$$\text{SAIFI} = \frac{1012}{1507} = 0.671$$



ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

۲۳.۰۰

$$\text{SAIDI} = \frac{\quad}{\quad} = ۰.۲۵$$

۱۵۰.۷

ماه مرداد سال ۱۳۹۲

۳.۰۵۹

$$\text{SAIFI} = \frac{\quad}{\quad} = ۰.۷۱$$

۴۳۱۹

۱۳۰.۵۲۱

$$\text{SAIDI} = \frac{\quad}{\quad} = ۰.۱۵$$

۴۳۱۹



ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

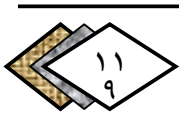
ماه شهریور سال ۱۳۹۲

$$\text{SAIFI} = \frac{380.2}{4634} = 0.082$$

$$\text{SAIDI} = \frac{198851}{4634} = 0.071$$

ماه مهر سال ۱۳۹۲

$$\text{SAIFI} = \frac{1237}{4634} = 0.043$$



ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

۲۸۵۷

۲۶۶۷۵

$$\text{SAIDI} = \frac{\quad}{\quad} = ۰.۲۱۵$$

۲۸۵۷

ماه آبان سال ۱۳۹۲

۱۱۶۹

$$\text{SAIFI} = \frac{\quad}{\quad} = ۰.۸$$

۱۴۶۱

۴۱۶۷

$$\text{SAIDI} = \frac{\quad}{\quad} = ۰.۲۴۶$$



ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

۱۴۶۱

ماه آذر سال ۱۳۹۲

۵۳۹

$$\text{SAIFI} = \frac{\quad}{\quad} = ۰/۶۱$$

۸۷۶

۵۴۹۳۸

$$\text{SAIDI} = \frac{\quad}{\quad} = ۶/۴$$

۸۷۶

ماه دی سال ۱۳۹۲

۳۱۴





ارزنامی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه توزیع

$$\text{SAIFI} = \frac{\quad}{\quad} = ۰/۱۱$$

۲۷۸۷

۶۷۸۹

$$\text{SAIDI} = \frac{\quad}{\quad} = ۰/۲۰۴$$

۲۷۸۷

ماه بهمن سال ۱۳۹۲

۶۵۲

$$\text{SAIFI} = \frac{\quad}{\quad} = ۰/۳۹$$

۱۶۶۴

۲۳۰۶۴

$$\text{SAIDI} = \frac{\quad}{\quad} = ۰/۲۳$$



## فصل پنجم :

جمع بندی و نتیجه گیری



SIADI	SAIFI	ماه	R
۰/۴۵	۰/۷۸	فروردین	۱
۰/۳۸	۱/۲۶	اردیبهشت	۲
۰/۱۱	۰/۴۳	خرداد	۳
۰/۲۵	۰/۶۷	تیر	۴
۰/۵	۰/۷۱	مرداد	۵
۰/۷۱	۰/۸۲	شهریور	۶
۰/۱۵	۰/۴۳	مهر	۷
۰/۴۶	۰/۸	آبان	۸
۱/۴	۰/۶۱	آذر	۹



۰/۰۴	۰/۱۱	دی	۱۰
۰/۲۳	۰/۳۹	بهمن	۱۱

جدول مقایسه شاخص ها در طول ماههای مختلف :

نتیجه گیری :

بررسی آمار عیوب طبقه بندی شده در شبکه ۲۰ کیلو ولت نمونه (پست ۶۳/۲۰ کیلو ولت شهید گلابعینی قم) بیانگر عدم تحول اساسی در تعمیر و نگهداری در شبکه ۲۰ کیلوولت می باشد. با توجه به اینکه حدود ۵۰٪ تعداد قطعی های مربوط به خطای زود گذر و عمده خطای ناخواسته مربوط به عوامل جوی ، در رفتگی ارتباطات ، پارگی سیم ، و نشستی مقرر می باشد لزوم سرمایه گذاری اساسی برای اصلاحات شبکه آشکار می گردد لذا ضمن انجام اصلاحات اساسی در شبکه شاخص های قابلیت اطمینان در شبکه نیز باید محاسبه شده و بر اساس آن و اهمیت بار مشترکین فیذر های ۲۰ کیلو ولت دسته بندی شده و موارد پیشنهادی زیر در سه مرحله طرح و اجرا و بهره برداری از شبکه مورد توجه قرار گیرد.



### ارائه راهکار :

با بررسی های انجام شده بر روی این قطعی ها مهمترین عامل ایجاد این قطعی ها

عبارتند از:

عوامل جوی ، در رفتگی ارتباط ، نشتی مقره ، پارگی سیم ، ترکیدن سرکابل ، اتصال

، برخورد خودرو ، شاخه درختان ، پوسیدگی و خور

سرکابلدگی تیر ، برخورد پرنده ، عیب

کات اوت ، عیب دیژنگتور ، عیب ترانسفورماتور و ...

هر کدام از این عوامل را می توان بصورت مجزا مورد بررسی و تجزیه تحلیل قرار داد و

روشهایی برای پیشگیری آنها ارائه نمود که به صورت اختصار پیشنهادات اساسی زیر را

برای رفع این معایب می توان ارائه نمود .

• انجام محاسبات مکانیکی و الکتریکی و انتخاب اسپنرها و فلش خط بر اساس

شرایط آب وهوایی منطقه انجام شود.



- رعایت تمام ضوابط استاندارد مقره ها در خرید و حمل و نقل و نصب و همچنین استفاده از مقره های شیشه ای به جای مقره های سرامیکی در مناطقی که تشخیص عیب ناشی مقره به سختی انجام میگردد.
- رعایت مسائل و ضوابط مربوط به انتخاب سیم و کشش قابل تحمل آن بر اساس شرایط منطقه و مقدار جریان شبکه.
- آموزش لازم به پرسنل مفصل و سرکابل بند برای رعایت ضوابط نصب طبق دستور سازنده و اجرای برنامه بازدید زمانبندی شده
- محاسبات مربوط به انتخاب ظرفیت برقی بر اساس قدرت صاعقه در محل انجام شود و مقاومت زمین آن هر چند سال اندازه گیری شود.
- برای کاهش اثر ضربه سایر فیدر ها در فیدرهایی که احتمال این نوع قطعی وجود دارد و فیدر از نظر برق رسانی مهم می باشد از رله معکوس زمان استفاده شود.
- بازدید دوره ای از دیژنگتور ها و رفع عیب های موجود و تنظیم رله های مربوطه
- با توجه به شرایط اقلیمی منطقه ای که ترانس باید در آن نصب گردد دستور العمل های مناسب برای حمل و نقل و نصب و چگونگی بهره برداری مناسب و دستورهای پیشگیری از حوادث تهیه و در اختیار بهره برداران از ترانس قرار گیرد.



- احداث و توسعه پست های فوق توزیع در مناطق پرجمعیت و پر بار
- استفاده از کابل های خودنگهدار و رو پوشدار در سطح شبکه
- استفاده از تجهیزات روز و تعویض تجهیزات قدیمی و فرسوده به خصوص کابل های روغنی

قطعی های خواسته شده  
عوامل:

- قطعی های خواسته شده به سه دسته با برنامه پیشگیرانه اصلاحی بدون برنامه و مانوری تقسیم میشود.
- همانگونه که از عناوین این نوع قطعی ها مشخص است این قطعی ها جهت رفع نواقص و یا توسعه شبکه انجام می شود ولذا پرهیز از آنها غیر ممکن است لیکن ضروری است با طرح برنامه های مدون و بهره گیری از لوازم پیشرفته و

