شرکت توانیر
معاونت هماهنگی توزیع
دفتر مهندسی و راهبری شبکه

پروژه فلسفه طراحی شبکه‌های توزیع

مرحله چهارم: جمع‌بندی، تهیه چکیده مباحث، دسته‌بندی طرح‌ها و ارائه مثال‌های کاربردی

کد سند: TAV/

شرکت مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران(توانیر)

پروژه فلسفه طراحی شبکه‌های توزیع

دریافت کنندگان سند:

- ✓معاونت هماهنگی توزیع شرکت توانیر
- ✓شرکت‌های توزیع نیروی برق ایران

کد سند	تاریخ تهیه	تاریخ بازنگری	شماره آخرین بازنگری
TAV-	۱۴۰۲/۰۱/۲۸	۱۴۰۲/۰۴/۱۰	۰۱

تهیه کننده	تائید کننده	تصویب کننده
کمیته تخصصی طراحی شبکه‌های توزیع	مدیرکل دفتر مهندسی و راهبری شبکه – مسعود صادقی خمامی	معاون هماهنگی توزیع حمیدرضا پیرپیران
امضاء:	امضاء:	امضاء:

اعضای کارگروه تهیه‌کننده دستورالعمل فلسفه طراحی شبکه‌های توزیع به ترتیب حروف الفبا

نام و نام خانوادگی	سمت و سازمان متبوع	تحصیلات	تصویر
رضا انامقی	قائم مقام شرکت توزیع نیروی برق آذربایجان غربی	کارشناسی مهندسی برق قدرت دانشگاه شهید چمران اهواز - کارشناسی ارشد مدیریت پروژه (وزارت نیرو)	
محمدرضا بهمنش‌فر	رییس گروه بهبود پایایی شبکه شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان	کارشناسی ارشد مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه آزاد خمینی‌شهر	
مهدی تدین	شرکت قدس نیرو	دکتری مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه اصفهان	
ابوالقاسم حیدری	رییس اداره مهندسی و کنترل پروژه امور برخوار - شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان	کارشناسی ارشد مهندسی برق دانشگاه صنعتی شیراز	

نام و نام خانوادگی	سمت و سازمان متبوع	تحصیلات	تصویر
مسعود رحمانی	رییس گروه کنترل، طراحی و نظارت، شرکت توزیع نیروی برق تبریز	کارشناسی ارشد مهندسی برق مدیریت انرژی الکتریکی دانشگاه صنعتی امیرکبیر	
امین سعادت	شرکت قدس نیرو	دکتری مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه اصفهان	
محمد ساسانی	معاونت مهندسی شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان	کارشناسی مهندسی برق دانشگاه شهید عباسپور	
حسین شیروانی	رییس گروه طراحی شبکه‌های توزیع برق شرکت توزیع نیروی برق استان اصفهان	کارشناسی ارشد مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات	

نام و نام خانوادگی	سمت و سازمان متبوع	تحصیلات	تصویر
مهیار قلی‌زاده	معاون مدیر کل مهندسی شبکه شرکت توانیر	دکتری مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه صنعتی شریف	
محی‌الدین گنجیان	کارشناس دفتر مهندسی و نظارت شرکت توزیع نیروی برق استان مازندران	دکتری مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه صنعتی نوشیروانی بابل	
مهرداد مستقیمی	شرکت قدس نیرو	کارشناسی ارشد مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه صنعتی شریف	
حسین منصوری	کارشناس طراحی شرکت توزیع نیروی برق استان زنجان	کارشناسی ارشد مهندسی برق سیستم‌های قدرت دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات	

پیشگفتار

هدف اصلی از تدوین فلسفه طراحی، ارائه قیود الزامی، اصول و چارچوبی برای طراحی شبکه توزیع برق با هدف تأمین برق مطمئن، پایدار و با کیفیت با توجه به میزان اهمیت مشترکین و با اقتصادی‌ترین روش است. در این سند ۴ هدف اصلی دنبال می‌شود.

هدف نخست ارائه چکیده‌ای از قیود و الزامات تعیین شده در مرحله سوم می‌باشد. با توجه به حجم بالای مطالب ارائه شده در مرحله سوم، تهیه خلاصه‌ای از قیود و الزامات تعیین شده کمک شایانی به استفاده‌ی سریع‌تر و راحت‌تر از نتایج انجام پروژه می کند.

هدف دوم پرداختن به فرآیندهای طراحی متداول در شرکت‌های توزیع و دسته‌بندی آن‌ها بر اساس انواع اهداف و یا ردیف‌های بودجه است و الزامات مربوط به محاسبات مورد نیاز و دیگر الزامات مهم در فرآیند طراحی مشخص و ارائه گردد.

هدف سوم، ارائه مثال‌های کاربردی و شبیه‌سازی‌های کاربردی برای طراحی و مبانی برخی از قیود و الزامات مطرح شده مورد نظر می‌باشد. ارائه مثال‌های کاربردی نشان می‌دهد که چگونه از نتایج پروژه در طراحی قسمت‌های مختلف شبکه استفاده گردد.

نهایتا هدف چهارم مربوط به ارائه چک لیستی برای ارزیابی پیاده‌سازی فلسفه طراحی توسط شرکت‌های توزیع می‌باشد. هر یک از شرکت‌های توزیع بایستی در راستای پیاده سازی فلسفه طراحی با توجه به شرایط فعلی خود اقدام نمایند و دستورالعمل‌ها و مقدمات لازم که در سندهای فلسفه طراحی به آن‌ها اشاره شده و به اختصار در چک‌لیست‌ها نیز مورد توجه قرار گرفته است را فراهم نمایند و به تدریج فلسفه طراحی را عملیاتی نمایند.

فهرست مطالب

عنوان..... صفحه

۱- فصل اول : چکیده قیود و الزامات..... ۱

۱- ۱- مقدمه ۱

۱- ۲- معرفی فایل اکسل و نحوه‌ی استفاده از آن ۱

۱- ۲- ۱- ستون گروه..... ۲

۱- ۲- ۲- ستون تجهیز..... ۲

۱- ۲- ۳- ستون پارامتر الکتریکی..... ۳

۱- ۲- ۴- ستون پارامتر کلاسه‌بندی..... ۳

۱- ۲- ۵- ستون کلاسه..... ۴

۱- ۲- ۶- ستون توصیه یا الزام..... ۵

۱- ۲- ۷- ستون قید یا الزام مربوطه..... ۵

۲- فصل دوم : قیود و الزامات فرآیند طراحی..... ۶

۲- ۱- مقدمه ۶

۲- ۲- دسته‌بندی پروژه‌های شبکه توزیع ۶

۲- ۳- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های برقرسانی ۷

۲- ۳- ۱- پروژه‌های برقرسانی با احداث فیدر اختصاصی فشارمتوسط..... ۸

۲- ۳- ۲- پروژه‌های برقرسانی تأمین مشترک ولتاژ اولیه از فیدر عمومی فشارمتوسط..... ۹

۲- ۳- ۳- پروژه‌های برقرسانی با احداث شبکه فشارمتوسط و پست توزیع – بدون فشارضعیف..... ۱۱

۲- ۳- ۴- پروژه‌های برقرسانی شامل شبکه فشارضعیف..... ۱۲

۲- ۳- ۴- ۱- تعیین مکان و ظرفیت پست توزیع در پروژه‌های برقرسانی..... ۱۲

۲- ۳- ۴- ۲- قیود و الزامات فرآیند طراحی شبکه فشارضعیف پروژه‌های برقرسانی..... ۱۳

۲- ۴- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های توسعه شبکه فشارمتوسط ۱۳

۲- ۴- ۱- پروژه توسعه شبکه فشارمتوسط برای ایجاد یک فیدر فشارمتوسط جدید..... ۱۴

۲- ۴- ۲- پروژه‌های توسعه شبکه فشارمتوسط برای احداث بیش از یک فیدر فشارمتوسط..... ۱۶

۲- ۴- ۳- پروژه‌های توسعه شبکه فشارمتوسط با هدف رفع افت ولتاژ..... ۱۷

۲- ۵- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های اصلاح و بهینه سازی ۱۸

۲- ۶- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های کاهش تلفات ۱۹
۲- ۷- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های رفع افت ولتاژ ۲۱
۲- ۸- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های افزایش قدرت مانور ۲۲

۳- فصل سوم : ارائه مثال‌ها و شبیه‌سازی‌های جامع و کاربردی ۲۵
۳- ۱- مقدمه ۲۵
۳- ۲- محاسبات مکانیکی یک خط با دو سکشن ۲۶
۳- ۲- ۱- محاسبه اسپن اقتصادی با کراس آرم T شکل ۱,۵ متری و مقره‌های سوزنی کامپوزیت با پایه بتونی چهارگوش ۱۲ متری ۲۷
۳- ۲- ۲- محاسبه اسپن اقتصادی با کراس آرم T شکل ۲ متری و مقره‌های سوزنی کامپوزیت با پایه بتونی چهارگوش ۱۲ متری ۲۹
۳- ۲- ۳- ترسیم شبکه و درج اطلاعات لازم (انتخاب هادی – انتخاب آرایش پایه و...) ۳۰
۳- ۲- ۴- سکشن‌بندی ۳۱
۳- ۲- ۵- محاسبه سایز پایه‌ها ۳۱
۳- ۲- ۶- پروفیل طولی خط سکشن ۱ ..... ۳۲
۳- ۲- ۷- پروفیل طولی خط سکشن ۲ ..... ۳۲
۳- ۲- ۸- جداول کشش و فلش برای روز سیم کشی ۳۳
۳- ۲- ۹- نقشه اجرایی خط ۳۴
۳- ۲- ۱۰- آرایش پایه توخطی ۳۵
۳- ۲- ۱۱- آرایش پایه زاویه‌ای ۳۶
۳- ۲- ۱۲- آرایش پایه انتهایی ۳۷
۳- ۲- ۱۳- خلاصه نتایج طراحی ۳۸
۳- ۳- برقرسانی به یک کارگاه در انتهای یک بن‌بست ۳۹
۳- ۴- جبران افت ولتاژ غیرمجاز فیدر با استفاده از بوستر و اتوبوستر ۴۲
۳- ۵- برقرسانی به یک مجتمع تجاری تفریحی در بافت فرسوده شهری با انشعاب‌های درخواستی مختلف ۴۵
۳- ۶- تامین برق یک مشترک در مسیر جنگلی ۵۳
۳- ۷- بازآرایی و جایابی کلیدهای مانور ۵۵

۴- فصل چهارم : چک‌لیست ارزیابی پیاده‌سازی فلسفه طراحی ۷۳

۴- ۱- مقدمه ۷۳
۴- ۲- مقدمات مورد نیاز برای اجرای کامل فلسفه طراحی ۷۳
۴- ۳- هدف نهایی در پیاده سازی فلسفه طراحی ۷۴
۴- ۴- چک لیست ارزیابی فراهم سازی مقدمات و ارزیابی پیاده‌سازی ۷۴

۵- فصل پنجم : پیوست‌ها ۸۲
۵- ۱- انتخاب مکان و ظرفیت خازن با پیشگیری از بروز اضافه ولتاژ ۸۲
۵- ۲- انتخاب مکان و ظرفیت مجاز منابع تولید پراکنده با پیشگیری از بروز اضافه ولتاژ ۸۵
۵- ۳- طراحی بانک خازنی و فیلتر Detune در شبکه فشار متوسط ۸۷
۵- ۴- سطح اتصال کوتاه در طول فیدر فشار متوسط با توجه به جریان اتصال کوتاه در خروجی پست فوق‌توزیع ۸۹
۵- ۵- افت ولتاژ انتهای فیدر فشار متوسط با توجه به طول فیدر، مشخصات هادی فیدر و بار فیدر ۹۱
۵- ۶- افت ولتاژ انتهای فیدر فشار ضعیف با توجه به طول فیدر، مشخصات هادی فیدر و بار فیدر ۹۵
۵- ۷- مدلسازی بار شبکه فشارمتوسط ۹۸
۵- ۷- ۱- نقاط بار در شبکه فشارمتوسط ۹۸
۵- ۷- ۲- اهداف مختلف در مدلسازی بار (اهداف مطالعاتی) ۹۹
۵- ۷- ۳- اطلاعات مورد نیاز و منابع اطلاعاتی ۹۹
۵- ۷- ۴- افق زمانی مطالعات ۱۰۱
۵- ۷- ۵- چالش‌های مشترک احتمالی ۱۰۱
۵- ۷- ۶- حالات مختلف مدلسازی بار ۱۰۳
۵- ۷- ۶- ۱- مدلسازی با استفاده از ظرفیت پست‌های توزیع ۱۰۳
۵- ۷- ۶- ۲- مدلسازی بار با استفاده از اطلاعات بارگیری پست‌های توزیع ۱۰۵
۵- ۷- ۶- ۳- مدلسازی بار به منظور انجام محاسبات پخش بار در سه سطح بار ۱۰۸
۵- ۸- مدلسازی بار شبکه فشارضعیف ۱۱۲
۵- ۹- شرحی بر قابلیت‌های نرم‌افزارهای کاربردی ۱۱۴
۵- ۹- ۱- نرم‌افزارهای محاسبات الکتریکی (پخش بار - اتصال کوتاه - قابلیت اطمینان - هماهنگی حفاظتی) ۱۱۴
۵- ۹- ۲- محاسبات مکانیکی ۱۱۵
۵- ۹- ۳- مکانیابی تجهیزات حفاظتی، کلید،اتوماسیون، پست توزیع، پست فوق‌توزیع، تولیدات پراکنده و تعیین ظرفیت بهینه آن‌ها ۱۱۵

۵- ۹- ۴- تبدیل از GIS به نرم‌افزارهای کاربردی و برعکس..... ۱۱۶
۵- ۱۰- لیست سوالات پاسخ داده نشده در متن فلسفه طراحی ۱۱۶
۵- ۱۰- ۱- محاسبات مکانیکی پایه‌های پست‌های هوایی..... ۱۱۶
۵- ۱۰- ۲- درنظر گرفتن توان تولیدی نیروگاه‌های تولید پراکنده برای فروش انشعاب..... ۱۱۷
۵- ۱۰- ۳- ذخیره‌سازها..... ۱۱۷

۶- مراجع..... ۱۲۱

فهرست شکل‌ها

عنوان ..... صفحه

شکل (۱ - ۱) نمایی از فایل اکسل چکیده قیود و الزامات فلسفه طراحی ۵
شکل (۲ - ۱) منحنی تغییرات ضریب تلفات بر حسب ضریب بار [۱] ۲۱
شکل (۳ - ۱) خروجی محاسبات اسپن اقتصادی با کراس‌آرم ۱,۵ متری در نرم‌افزار ۲۸
شکل (۳ - ۲) خروجی محاسبات اسپن اقتصادی با کراس‌آرم ۲ متری در نرم‌افزار ۲۹
شکل (۳ - ۳) ترسیم شبکه و درج اطلاعات لازم ۳۰
شکل (۳ - ۴) سکشن‌بندی خودکار خط ۳۱
شکل (۳ - ۵) محاسبه سایز پایه‌ها ۳۱
شکل (۳ - ۶) پروفیل طولی خط سکشن ۱ ..... ۳۲
شکل (۳ - ۷) پروفیل طولی خط سکشن ۲ ..... ۳۲
شکل (۳ - ۸) نتایج محاسبات جداول کشش و فلش برای روز سیم‌کشی در نرم‌افزار ۳۳
شکل (۳ - ۹) نقشه اجرایی خط ۳۴
شکل (۳ - ۱۰) آرایش پایه توخطی ۳۵
شکل (۳ - ۱۱) آرایش پایه زاویه‌ای ۳۶
شکل (۳ - ۱۲) آرایش پایه انتهایی ۳۷
شکل (۳ - ۱۳) موقعیت مشترک و شبکه برای مثال برقرسانی به یک کارگاه در انتهای بن‌بست ۳۹
شکل (۳ - ۱۴) جریان اتصال کوتاه برای کابل‌های ۱ kV با عایق PVC و هادی‌های مسی [۴] ۴۱
شکل (۳ - ۱۵) پروفیل ولتاژ فیدر نمونه و مکانیابی بوستر شماره یک در شرایط پرباری فیدر ۴۲
شکل (۳ - ۱۶) پروفیل ولتاژ فیدر نمونه با اضافه شدن اتوبوستر شماره یک و مکانیابی بوستر شماره دو در شرایط پرباری فیدر ۴۳
شکل (۳ - ۱۷) پروفیل ولتاژ فیدر نمونه با اضافه شدن اتوبوستر شماره یک و بوستر شماره دو در شرایط پرباری فیدر ۴۴
شکل (۳ - ۱۸) پروفیل ولتاژ فیدر نمونه با اضافه شدن اتوبوستر شماره یک و بوستر شماره دو در شرایط کم‌باری فیدر ۴۴
شکل (۳ - ۱۹) محل قرارگیری مجتمع تجاری تفریحی مورد بررسی ۴۵
شکل (۳ - ۲۰) موقعیت پست‌های فوق‌توزیع نزدیک مجتمع تجاری تفریحی مورد بررسی ۴۷
شکل (۳ - ۲۱) فاصله پست‌های فوق‌توزیع B و C تا محل مجتمع ۴۸

شکل (۳ - ۲۲) جریان اتصال کوتاه مجاز برای هادی XLPE و هادی آلومینیومی [۵] ۵۱
شکل (۳ - ۲۳) نمایی از موقعیت متقاضی و نقطه انشعاب به همراه تصویر بزرگنمایی شده جاده دسترسی ۵۳
شکل (۳ - ۲۴) نقشه فیدرهای F1، F2 و F3 برای مثال بازآرایی و مکانیابی کلید مانور ۵۶
شکل (۳ - ۲۵) مدلسازی فیدرهای F1، F2 و F3 در نرم‌افزار DIgSILENT ۵۷
شکل (۳ - ۲۶) برازش منحنی جریان سر خط فیدر F1 در نرم‌افزار MATLAB ۵۸
شکل (۳ - ۲۷) برازش منحنی جریان سر خط فیدر F2 در نرم‌افزار MATLAB ۵۹
شکل (۳ - ۲۸) مقایسه تلفات پیک در سه حالت مورد بررسی ۶۱
شکل (۳ - ۲۹) تعدیل بار فیدرهای F1 و F2 با درنظر گرفتن حساسیت بارها و مهندسی ارزش با افق ۵ ساله ۶۷
شکل (۳ - ۳۰) مکان کلیدهای N.O. و N.C. و تعیین نقاط مانور برای شرایط اضطراری ۶۸
شکل (۳ - ۳۱) منحنی بازگشت سرمایه طرح کلیدگذاری پیشنهادی ۷۲
شکل (۵ - ۱) شبکه مورد بررسی برای انتخاب مکان و ظرفیت خازن با پیشگیری از بروز اضافه ولتاژ ۸۳
شکل (۵ - ۲) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت خازن ثابت در فواصل مختلف از سر خط فیدر بی‌بار با هادی Hyena ۸۴
شکل (۵ - ۳) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت خازن ثابت در فواصل مختلف از سر خط فیدر بی‌بار با هادی مینک ۸۴
شکل (۵ - ۴) شبکه مورد بررسی برای انتخاب مکان و ظرفیت مجاز منابع تولید پراکنده با پیشگیری از بروز اضافه ولتاژ ۸۵
شکل (۵ - ۵) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت منبع تولید پراکنده در فواصل مختلف از سر خط فیدر بی‌بار با هادی هاینا ۸۶
شکل (۵ - ۶) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت منبع تولید پراکنده در فواصل مختلف از سر خط فیدر بی‌بار با هادی مینک ۸۶
شکل (۵ - ۷) آرایش بانک خازنی با سلف Detune ۸۷
شکل (۵ - ۸) شبکه مورد بررسی برای محاسبه سطح اتصال کوتاه در فواصل مختلف از پست فوق‌توزیع ۹۰
شکل (۵ - ۹) تغییرات سطح اتصال کوتاه در فواصل مختلف از سرخط فیدر با هادی Hyena و جریان اتصال کوتاه از ۲ تا ۳۰ کیلوآمپر در خروجی پست فوق‌توزیع ۹۰
شکل (۵ - ۱۰) تغییرات سطح اتصال کوتاه در فواصل مختلف از سرخط فیدر با کابل ۱۸۵ آلومینیوم و جریان اتصال کوتاه از ۲ تا ۳۰ کیلوآمپر در خروجی پست فوق‌توزیع ۹۱
شکل (۵ - ۱۱) شبکه مورد بررسی برای بررسی افت ولتاژ انتهای فیدر فشار متوسط با بار متمرکز در انتهای فیدر ۹۲
شکل (۵ - ۱۲) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی Hyena با طول هادی متغیر ۹۲

شکل (۵ - ۱۳) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی Dog با طول هادی متغیر ۹۳

شکل (۵ - ۱۴) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی Mink با طول هادی متغیر ۹۳

شکل (۵ - ۱۵) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی Fox با طول هادی متغیر ۹۴

شکل (۵ - ۱۶) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی کابل ۱۸۵ آلومینیوم با طول هادی متغیر ۹۴

شکل (۵ - ۱۷) شبکه مورد بررسی برای بررسی افت ولتاژ انتهای فیدر فشار ضعیف با بار متمرکز در انتهای فیدر ۹۶

شکل (۵ - ۱۸) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر فشار ضعیف به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی ۳۵ مسی با طول هادی متغیر ۹۶

شکل (۵ - ۱۹) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر فشار ضعیف به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی ۵۰ مسی با طول هادی متغیر ۹۷

شکل (۵ - ۲۰) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر فشار ضعیف به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی ۷۰ خودنگهدار با طول هادی متغیر ۹۷

شکل (۵ - ۲۱) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر فشار ضعیف به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی ۹۵ خودنگهدار با طول هادی متغیر ۹۸

شکل (۵ - ۲۲) بکارگیری منابع ذخیره‌ساز مبتنی بر باتری با ظرفیت ۳۰ MW در کنار نیروگاه تجدیدپذیر ۳۵۰ مگاواتی [۸] ۱۱۸

شکل (۵ - ۲۳) نمایی از ذخیره‌ساز تلمبه-ذخیره‌ای سیاه‌بیشه در مجاورت جاده چالوس ۱۱۹

فهرست جدول‌ها

عنوان ..... صفحه

جدول (۳ - ۱) خلاصه محاسبات اسپن اقتصادی با کراس‌آرم ۱,۵ متری ۲۸
جدول (۳ - ۲) خلاصه محاسبات اسپن اقتصادی با کراس‌آرم ۲ متری ۳۰
جدول (۳ - ۳) جداول کشش و فلش برای روز سیم‌کشی ۳۳
جدول (۳ - ۴) خلاصه نتایج طراحی ۳۸
جدول (۳ - ۵) وضعیت بارگیری پست‌های فوق‌توزیع اطراف مجتمع تجاری تفریحی و جریان اتصال کوتاه آن‌ها ۴۶
جدول (۳ - ۶) انشعاب‌های درخواستی مجتمع تجاری تفریحی ۴۶
جدول (۳ - ۷) ضریب تصحیح کابل‌های مورد بررسی ۴۹
جدول (۳ - ۸) پیک بار فیدرهای F1 و F2 در ۱۰ سال اخیر ۵۶
جدول (۳ - ۹) دیماند بارهای ۱ تا ۱۵ نشان داده شده در شکل (۳ - ۲۴) ۵۷
جدول (۳ - ۱۰) برآورد بار ۵ سال آتی با استفاده از نتایج برازش منحنی برای فیدرهای F1 و F2 ..... ۵۹
جدول (۳ - ۱۱) بررسی فنی بازآرایی و تعدیل بار فیدرهای F1 و F2 به کمک فیدر F3 ..... ۶۰
جدول (۳ - ۱۲) هزینه‌های سرمایه‌گذاری هر کدام از طرح‌های مورد نظر ۶۲
جدول (۳ - ۱۳) نتیجه محاسبات اقتصادی طرح بازآرایی با احداث مسیر ۱,۳ کیلومتری بین F2 و F3 و احداث مسیر ۰,۸ کیلومتری بین F1 و F2 ..... ۶۲
جدول (۳ - ۱۴) نتیجه محاسبات اقتصادی طرح بازآرایی با احداث مسیر ۲,۹ کیلومتری بین F2 و F3 و احداث مسیر ۰,۸ کیلومتری بین F1 و F2 ..... ۶۴
جدول (۳ - ۱۵) محاسبات میزان انرژی تامین نشده سالیانه با/بدون کلیدگذاری برای بارهای معمولی و حساس ۶۹
جدول (۳ - ۱۶) نتیجه محاسبات اقتصادی طرح کلیدگذاری پیشنهادی ۶۹
جدول (۴ - ۱) چک لیست ارزیابی فراهم سازی مقدمات ۷۶
جدول (۴ - ۲) چک لیست ارزیابی پیاده‌سازی و استقرار فلسفه طراحی ۷۹
جدول (۵ - ۱) مشخصات هادی‌های Hyena و Mink استفاده شده در شبیه‌سازی ۸۳
جدول (۵ - ۲) مشخصات هادی‌های Hyena و کابل ۱۸۵ آلومینیوم استفاده شده در شبیه‌سازی ۹۰
جدول (۵ - ۳) مشخصات هادی‌های Hyena، Dog، Mink، Fox و کابل ۱۸۵ آلومینیوم استفاده شده در شبیه‌سازی ۹۲
جدول (۵ - ۴) مشخصات هادی‌های مس ۳۵، مس ۵۰، خودنگهدار ۷۰ و خودنگهدار ۹۵ استفاده شده در شبیه‌سازی ۹۶
جدول (۵ - ۵) اهداف مختلف مطالعاتی ۹۹

جدول (۵ - ۶) اطلاعات مورد نیاز و منابع اطلاعاتی ۱۰۰

جدول (۵ - ۷) خلاصه روش پیشنهادی مدلسازی بار فشارضعیف بر مبنای اطلاعات موجود ۱۱۳

فصل اول : چکیده قیود و الزامات

۱- ۱- مقدمه

قیود و الزامات مطرح شده در مرحله سوم پروژه فلسفه طراحی در قالب یک فایل اکسل جمع‌بندی گردیده است تا مورد استفاده‌ی شرکت‌های توزیع قرار گیرد. بدین منظور، در این فصل شرحی بر نحوه‌ی استفاده از فایل اکسل ارائه می‌گردد. لازم به ذکر است که علاوه بر فایل اکسل، مجموعه قیود و الزامات با دسته‌بندی موضوعی در قالب فایل pdf نیز تهیه شده است.

۱- ۲- معرفی فایل اکسل و نحوه‌ی استفاده از آن

فایل اکسل چکیده قیود و الزامات در ۷ ستون مختلف تهیه شده است که عبارتند از:

۱) گروه
۲) تجهیز
۳) پارامتر الکتریکی
۴) پارامتر کلاسه‌بندی
۵) کلاسه
۶) توصیه یا الزام

۷) قید یا الزام مربوطه

در ادامه توضیحات تکمیلی در مورد هر کدام از ستون‌های فایل اکسل چکیده قیود و الزامات ارائه می‌گردد.

۱- ۲- ۱- ستون گروه

این ستون مشخص می‌کند که قید یا الزام مربوطه به کدام گروه از مجموعه قیود و الزامات مربوط می‌گردد. به عنوان نمونه ممکن است طراح در حال طراحی شبکه فشار ضعیف باشد و با توجه به تعداد بالای قیود و الزامات ارائه شده در فایل چکیده، فقط بخواهد قیود و الزامات مربوط به شبکه فشار ضعیف را مشاهده کند. بدین ترتیب طراح قادر است نسبت به فیلتر کردن قیود و الزامات اقدام کند. به طور کلی گروه‌های استفاده شده در این ستون به ترتیب حروف الفبا محدود به موارد زیر می‌باشد:

- پست فوق‌توزیع
- پست‌های توزیع
- شبکه زمینی
- شبکه فشارضعیف
- شبکه فشارمتوسط
- شبکه هوایی
- کل شبکه
- نیروگاه تولید پراکنده

همانطور که مشاهده می‌شود، موارد استفاده شده در این ستون به صورت کلی می‌باشد و طراح در اولین مرحله فیلتر کردن برای محدود کردن قیود و الزامات نشان داده شده می‌تواند از این تقسیم‌بندی کلی با توجه به فرآیند طراحی که در دست دارد اقدام نماید.

۱- ۲- ۲- ستون تجهیز

در ستون دوم، کاربر فایل اکسل چکیده قیود و الزامات این امکان را دارد که با توجه به تجهیزی که مدنظر دارد، مجموعه قیود و الزامات را مشاهده کند. به عنوان نمونه فرض کنید که طراح می‌خواهد قیود و الزامات

مربوط به سیم گارد را به طور خلاصه مشاهده کند و در طراحی خود از آن‌ها استفاده نماید. بدین ترتیب می‌تواند در این ستون، نسبت به فیلتر کردن تجهیز مورد بررسی اقدام نماید. در تهیه فایل اکسل چکیده قیود و الزامات سعی شده است که این ستون به دقت پر شود تا به سهولت استفاده از فایل اکسل کمک نماید. ضمن اینکه بعضی از قیود و الزاماتی که به دو یا چند تجهیز مرتبط بود، با تغییر مقدار ستون تجهیز تکرار شده است تا در صورت فیلتر کردن این ستون بر اساس هر کدام از تجهیزات مطرح شده در قید مربوطه، به درستی نمایش داده شود.

لازم به ذکر است که بعضی از قیود و الزامات مربوط به تجهیز خاصی نمی‌باشد و لذا ستون تجهیز برای این دسته از قیود و الزامات طراحی، خالی گذاشته شده است. به عنوان نمونه الزامات مربوط به فرکانس یا محدوده ولتاژ شبکه به تجهیز خاصی مرتبط نمی‌باشد و لذا ستون تجهیز آن‌ها خالی گذاشته شده است. لذا لازم است طراحان محترم در فرآیند فیلتر کردن ستون تجهیز، به قیود و الزاماتی که ستون تجهیز آن‌ها خالی گذاشته شده است نیز توجه نمایند.

۱- ۲- ۳- ستون پارامتر الکتریکی

در ستون سوم از فایل اکسل چکیده قیود و الزامات، از عنوان پارامتر الکتریکی استفاده شده است. در این ستون، با توجه به قید و الزام مربوطه، یکی از پارامترهای الکتریکی استفاده شده است. به عنوان نمونه قیود و الزاماتی که در مورد اندازه ولتاژ شبکه، اعم از شبکه فشار متوسط یا فشار ضعیف، مطرح شده است، دارای عنوان "اندازه ولتاژ" در ستون پارامتر الکتریکی می‌باشند. اکثر ردیف‌هایی که ستون تجهیز آن‌ها خالی است، در ستون پارامتر الکتریکی مقداردهی شده‌اند. ضمن اینکه برای این ستون نیز همچون ستون تجهیز، بعضی از ردیف‌ها خالی گذاشته شده است؛ چرا که قید و الزام ارائه شده مربوط به پارامتر الکتریکی خاصی نمی‌باشد.

۱- ۲- ۴- ستون پارامتر کلاسه‌بندی

ستون بعدی در فایل اکسل چکیده قیود و الزامات، ستون پارامتر کلاسه‌بندی می‌باشد. در این ستون، با توجه به قید و الزام مطرح شده، یکی از کلاسه‌های مورد بررسی انتخاب شده است. به عنوان نمونه، ستون پارامتر کلاسه‌بندی برای کلیه‌ی قیود و الزامات مطرح شده مربوط به رعد و برق، دارای یکی از مقادیر

"شدت رعدوبرق" یا "تعداد روزهای وقوع رعدوبرق در سال" می‌باشند. این بدان علت است که کلاسه‌بندی انجام شده برای رعدوبرق در گزارش پهنه‌بندی، این پارامتر به دو صورت مذکور کلاسه‌بندی شده است. با این دسته‌بندی، طراح با توجه به منطقه موردنظر می‌تواند نسبت به مشاهده‌ی قیود و الزامات مربوطه اقدام نماید. به عنوان نمونه اگر منطقه مورد نظر از نظر دسترسی شبکه خاص باشد، طراح محترم می‌تواند این ستون را بر اساس دسترسی فیلتر نماید. کلیه‌ی کلاسه‌بندی‌های استفاده شده در این ستون مطابق با گزارش پهنه‌بندی (گزارش مرحله دوم) می‌باشد تا یکپارچگی پروژه فلسفه طراحی حفظ شود. ضمن اینکه بعضی از قیود و الزامات مربوط به کلاسه‌بندی خاصی نمی‌باشد و لذا ستون پارامتر کلاسه‌بندی برای این دسته از قیود خالی گذاشته شده است.

۱- ۲- ۵- ستون کلاسه

در ستون پنجم و با توجه به پارامتر کلاسه‌بندی در ستون چهارم، کلاسه‌های مربوطه ارائه شده است. به عنوان نمونه، فرض کنید یک الزام مربوط به مناطق با رژیم آب‌وهوایی منطقه با شدت فوق‌سنگین ارائه شده باشد. بنابراین، ستون پارامتر کلاسه‌بندی آن دارای مقدار "رژیم آب‌وهوایی منطقه" می‌باشد و ستون کلاسه‌ی آن دارای مقدار "فوق‌سنگین" می‌باشد. لازم به ذکر است که به منظور حفظ یکپارچگی پروژه فلسفه طراحی، کلیه‌ی کلاسه‌های استفاده شده در این ستون، مطابق با گزارش پهنه‌بندی (گزارش مرحله دوم) می‌باشد. به همین علت، بعضی از پارامترهای کلاسه‌بندی با عباراتی مثل سنگین و فوق‌سنگین کلاسه‌بندی شده‌اند و بعضی دیگر با عباراتی مثل متوسط، شدید و خیلی شدید. لذا لازم است حین استفاده از فایل اکسل چکیده قیود و الزامات، توجه ویژه‌ای هم به گزارش پهنه‌بندی گردد.

لازم به ذکر است در مواردی که ستون پارامتر کلاسه‌بندی آن‌ها خالی گذاشته شده است، ستون کلاسه با عبارت "تمامی شرایط" پر شده است تا مشخص شود این قید بدون توجه به پارامترهای کلاسه‌بندی و برای تمامی شرایط باید رعایت شود.

۱- ۲- ۶- ستون توصیه یا الزام

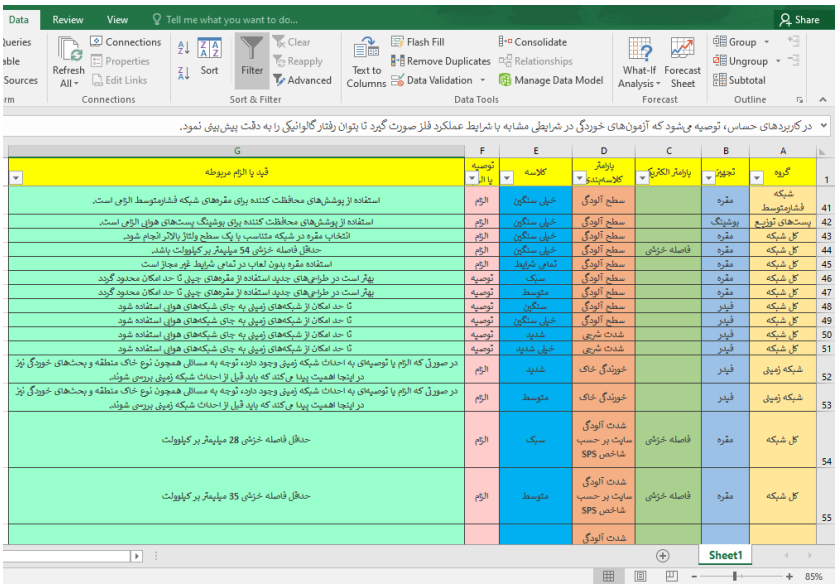
برای همه‌ی قیود و الزامات ارائه شده در فایل اکسل چکیده قیود و الزامات، ستون توصیه یا الزام با یکی از عبارات "توصیه" یا "الزام" پر شده است. بدین ترتیب به طراح اعلام می‌شود که اجباری به رعایت هر کدام از قیود و الزامات می‌باشد یا در حد توصیه مطرح شده است.

۱- ۲- ۷- ستون قید یا الزام مربوطه

نهایتا در ستون آخر، عبارت مربوطه به عنوان قید و الزامی که طراح باید در طراحی منظور کند ارائه شده است. کلیه‌ی قیود و الزامات ارائه شده از ابتدای پروژه فلسفه طراحی تا انتهای آن، در این ستون ذکر گردیده است تا یکپارچگی پروژه و جامعیت فایل اکسل چکیده قیود و الزامات حفظ شود.

لازم به ذکر است که بعضی از قیود و الزامات چندین مرتبه تکرار شده است که بعضا ستون تجهیز آن‌ها تغییر کرده است، و بعضا نیز کلاسه‌ی آن. به عنوان نمونه قیدی که برای مناطق با کلاسه‌های C4، C5 و CX ارائه شده است، سه مرتبه تکرار شده است و هر دفعه ستون کلاسه‌ی آن تغییر کرده است. بدین ترتیب می‌توان گفت که فیلتر کردن کاربر فایل اکسل با اطمینان انجام می‌گیرد و هیچ قید یا الزامی نادیده گرفته نمی‌شود.

در نهایت، تصویری از فایل اکسل چکیده الزامات و قیود در شکل (۱ – ۱) نشان داده شده است.



شکل (۱ - ۱) نمایی از فایل اکسل چکیده قیود و الزامات فلسفه طراحی

فصل دوم : قیود و الزامات فرآیند طراحی

۲- ۱- مقدمه

پیش از این از دیدگاه فنی و بر اساس پارامترهای مختلف مؤثر بر طراحی و کلاسه‌بندی آن‌ها، قیود و الزامات طراحی مشخص گردید. طراحان غالباً با صورت مسئله‌های مشخصی با تکرار فراوان و با تنوعی در شرایط بار و شبکه و منطقه جغرافیایی مواجه می‌شوند. به منظور راهنمایی بهتر طراحان و بهره‌گیری از قیود و الزامات گفته شده تا این مرحله و همچنین تنوع‌زدایی از روند طراحی در شرکت‌های توزیع مختلف و رعایت حداقل‌های لازم توسط تمامی طراحان، قیود و الزاماتی نیز برای فرآیند طراحی بر اساس دسته‌بندی کلی طرح‌ها تهیه شده است که لازم است مد نظر قرار گیرد.

لازم است توجه شود که تمامی قیود و الزامات پیشین که در گزارش مرحله سوم تعیین گردید در تمامی طرح‌های مرتبط الزامی است. در این بخش تنها به قیود و الزامات مرتبط با فرآیند طراحی و خصوصاً محاسبات مربوطه پرداخته شده است و این موارد با قیود و الزامات قبلی تجمیع می‌شود.

۲- ۲- دسته‌بندی پروژه‌های شبکه توزیع

پروژه‌های شبکه توزیع در شرکت‌های توزیع مختلف غالباً شامل موارد زیر می‌باشد:

- برقرسانی (فشارمتوسط و فشارضعیف)
- توسعه شبکه فشارمتوسط
- اصلاح و بهینه‌سازی شبکه (فشارمتوسط و فشارضعیف)

- کاهش تلفات
- رفع افت ولتاژ
- افزایش قدرت مانور

بر اساس توضیحاتی که در ادامه ارائه خواهد شد، می‌توان مشاهده نمود که مدلسازی شبکه در نرم‌افزارهای مطالعاتی معتبر و خصوصاً مدلسازی فیدرها و منطقه مطالعاتی در کنار هم و در مختصات اصلی می‌تواند به طراح برای ارائه طرح صحیح و بهینه کمک نماید. لذا پیشنهاد می‌شود که شرکت‌های توزیع خود را به ابزارهای لازم در این زمینه برای استفاده صحیح و دقیق از اطلاعات GIS مجهز نمایند و آموزش‌های لازم را برای پرسنل طراحی ارائه و نمرات ارزیابی و آزمون‌های سالانه‌ای را برای ادامه همکاری ایشان در نظر داشته باشند.

۲- ۳- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های برقرسانی

منظور از پروژه‌های برقرسانی آن دسته از پروژه‌هایی است که با توجه به درخواست برق مشترکین جدید در سطح شبکه فشارمتوسط و پست توزیع یا در سطح فشارضعیف طراحی می‌گردد. حالات مختلفی بسته به میزان درخواست مشترک و مکان مشترک و امکانات موجود در محل قابل تصور است که در ادامه به این حالات مختلف پرداخته می‌شود. زمانیکه دیماند درخواستی مشترک و یا محل مشترک به نحوی باشد که با استفاده از امکانات و ظرفیت‌های موجود، نیاز مصرف مشترک قابل تأمین نباشد، پروژه‌های برقرسانی شامل احداث شبکه فشارمتوسط و پست توزیع نیز خواهند شد. حال اگر احداث پست در زیر شبکه هوایی فشارمتوسط موجود قابل انجام باشد و محل پست نیز بهینه باشد، بخش احداث شبکه فشارمتوسط حذف می‌شود. بسته به دیماند درخواستی مشترک، فروش می‌تواند در سطح ولتاژ اولیه با فیدر اختصاصی و یا بدون فیدر اختصاصی، در تابلو کنتوری زیر پست و یا از طریق شبکه فشارضعیف و با کنتور در محل مشترک انجام شود.

۲- ۳- ۱- پروژه‌های برقرسانی با احداث فیدر اختصاصی فشارمتوسط

اگر میزان درخواست مشترک بر اساس قوانین و مقررات مربوطه در گروه نیاز به فیدر اختصاصی قرار گیرد و امکانات پست فوق‌توزیع تأمین گردد، لازم است طراحی مسیر فیدر اختصاصی صورت پذیرد. در روند طراحی فیدر اختصاصی و تأیید طرح مربوطه لازم است قیود و الزامات زیر رعایت گردد.

- مسیر فیدر اختصاصی به نحوی مشخص گردد که بر اساس طرح جامع شبکه فشارمتوسط منطقه و برنامه‌های آتی فیدرگیری از پست فوق‌توزیع، احداث شبکه‌های عمومی با مشکل مواجه نشود. به عبارت دیگر، خصوصاً در مناطق نزدیک پست فوق‌توزیع که محدودیت در احداث شبکه هوایی و زمینی به دلیل تعدد فیدرهای خروجی وجود دارد، فیدر اختصاصی به نحوی تعیین مسیر گردد که احداث شبکه‌های عمومی پرهزینه‌تر نشود.
- اگر مشترک در آینده نیاز به افزایش دیماند دارد، طرح اولیه بر مبنای این افق نهایی تهیه گردد. به عنوان مثال در صورت نیاز شبکه با سطح مقطع بالاتر و یا دومداره طراحی شود.
- اگر مشترک اقدام به احداث نیروگاه داخلی خواهد نمود و تمایل به فروش انرژی آن به صورت سنکرون با شبکه سراسری دارد، تفکیک کنتورها به دلیل تعرفه‌های مختلف در نظر گرفته شود.
- به منظور عدم تداخل شبکه‌های اختصاصی با شبکه‌های عمومی، لازم است مسیر و نوع (هوایی یا زمینی) شبکه‌های اختصاصی به تائید شرکت توزیع نیروی برق برسد.
- به طور کلی بهتر است به منظور استفاده از امکانات عمومی ایجاد شده در پست‌های فوق‌توزیع، تأمین تقاضای مشترکین از طریق فیدر اختصاصی انجام نشود و از طریق نصب MOF در محل انشعاب اختصاصی، اندازه‌گیری انجام شود و تغذیه حتی‌الامکان از فیدر عمومی انجام شود. البته برای این منظور بایستی افت ولتاژ و بارگذاری شبکه پس از اتصال تقاضای دیماند بزرگ جدید به درستی و دقت بررسی شود و در صورت امکان از طریق بازآرایی و یا طرح‌های اقتصادی دیگر، نقاط ضعف رفع گردد.
- سایر قیود و الزامات گفته شده در مرحله سوم و خصوصاً در مبحث نقاط تحویل در نظر گرفته شود.

۲- ۳- ۲- پروژه‌های برقرسانی تأمین مشترک ولتاژ اولیه از فیدر عمومی فشارمتوسط

یکی از پروژه‌هایی که لازم است طراحان محترم در انجام محاسبات و تهیه طرح دقت و حساسیت زیادی به خرج دهند، موضوع برقرسانی به مشترکین ولتاژ اولیه از فیدرهای فشارمتوسط عمومی است. از آنجا که این مشترکین مصرف بالایی دارند، می‌توانند وضعیت افت ولتاژ فیدر و کیفیت توان را دچار تغییر زیادی کنند و برای سایر مشترکین موجود مشکل‌ساز شوند و تأمین برق برای رشد بار آتی منطقه را نیز غیر ممکن سازند. طراحان محترم بایستی برای بررسی و امکانسنجی تأمین برق این مشترکین قیود و الزامات زیر را رعایت نمایند.

- شبکه فشارمتوسط نزدیک‌ترین فیدر به محل متقاضی و سایر فیدرهای نزدیک و دارای مانور با آن در نرم‌افزار مطالعاتی شبیه‌سازی شود. بهتر است این شبیه‌سازی در یک فایل صورت پذیرد تا امکان بازآرایی و تحلیل بهتر فراهم شود.
- حوزه فیدر در اطلاعات GIS با اطلاعات مدل شبکه پس از تبدیل کنترل و تطبیق داده شود و در صورت وجود تفاوت، مطابق نظر بهره‌برداران اصلاح شود.
- اگر در حوزه فیدر مورد مطالعه نیروگاه تولید پراکنده به شبکه متصل است، اطلاعات میزان توان یا آمپر تولیدی مولد نیز اخذ و به مقدار بار ابتدای فیدر به صورت ساعت به ساعت افزوده شود تا منحنی بار واقعی فیدر نتیجه شود.
- منحنی بار فیدر دریافت و مقدار پیک متداول فیدر با هماهنگی دیسپاچینگ (مقدار پیک بار در شرایط غیر مانور) تعیین گردد. این مقدار پیک بار باید با حوزه فیدر فشارمتوسط تطابق داشته باشد. از آنجا که اطلاعات بانک اطلاعاتی GIS دارای حافظه نیست، لذا ممکن است پس از زمان پیک، حوزه فیدر دچار تغییراتی شده باشد اما مقدار پیک بار معمولا مربوط به پیک بار سالیانه است. بنابراین لازم است با نظر بهره‌بردار و نفرات مسلط بر شبکه، حوزه فیدر با زمان اطلاعات پیک بار یکسان‌سازی شود. بهتر است در بازه زمانی کوتاه، حافظه‌دار شدن اطلاعات GIS مورد توجه مسئولان امر قرار گیرد.
- در مدل شبکه دقت شود که تمامی ترانسفورماتورهای فیدر و خصوصاً مشترکین ولتاژ اولیه که ترانس در تملک مشترک می‌باشد در مدل به درستی قرار گرفته باشد. گاه در ابزارهای تبدیل در

شرکت‌های توزیع این بخش به درستی ترسیم و مدلسازی نمی‌شود. ضمناً مقادیر ثابت مانند مقادیر R و X هادی‌ها نیز کنترل شود. در صورت وجود بوستر یا اتوبوستر یا خازن فشارمتوسط روی فیدر، صحت مدلسازی به دقت کنترل شود.

- المان بار برای مشترک ولتاژ اولیه بر اساس دیماند قراردادی و برای سایر ترانسفورماتورها بر اساس ظرفیت ترانس مقداردهی اولیه شود. لازم به ذکر است که در این حالت مدلسازی، تبدیل و مدل تا سطح ترانسفورماتور توزیع انجام می‌شود و کل شبکه فشارضعیف خروجی ترانسفورماتورها به صورت یک بار در خروجی ترانسفورماتور مدل می‌شود.
- به منظور مقداردهی و مدلسازی بار روش‌های دقیق‌تری قابل طرح است؛ اما به دلیل کمبود اطلاعات و نیاز به ارتباط بانک‌های اطلاعاتی مختلف و ملاحظات مطالعاتی بیشتر، در این بخش ساده‌ترین حالت ممکن تشریح می‌شود. در متن پیوست جزئیات بیشتری از روش مدلسازی بار ارائه می‌گردد. به منظور پیاده‌سازی ساده‌ترین روش ممکن، Load scaling بر اساس مقادیر گفته شده در بند قبل و مقدار پیک بار نهایی شده و هماهنگ شده از منحنی بار با دیسپاچینگ، انجام می‌شود تا مقدار بار در نقاط بار مختلف تنظیم گردد. لازم به ذکر است که در این حالت بایستی مولد احتمالی در فیدر مورد نظر از مدار خارج باشد. پس از تنظیم بار مجدداً مولد با تولید متداول خود در مدل افزوده شود.
- حال شرایط پخش بار شبکه موجود شامل تلفات فیدرهای منطقه در پیک بار، مقدار کمینه ولتاژ و محل آن مشخص و در گزارش به عنوان بررسی وضعیت موجود درج شود.
- گزینه‌های مختلف قابل ارائه برای تأمین متقاضی مورد نظر مشخص گردد. این گزینه‌ها شامل تغذیه از هر یک از فیدرهای نزدیک با یا بدون احداث شبکه فشارمتوسط می‌باشد. گزینه‌های دیگر می‌تواند شامل بازآرایی شبکه فشارمتوسط موجود و تعدیل بار به منظور فراهم شدن امکان تأمین مناسب متقاضی جدید باشد.
- برای هر گزینه میزان تلفات کل فیدرهای مورد مطالعه و حداقل ولتاژ هر فیدر و هزینه تقریبی اجرای طرح محاسبه و گزارش شود.

- هر چند از دیدگاه شرکت توزیع برق گزینه‌ای که با رعایت قیود ولتاژ، کمترین تلفات را موجب شود، بهترین است اما بایستی هزینه احداث شبکه عمومی را نیز مد نظر قرار داد.
- گزینه برتر با در نظر گرفتن تلفات و هزینه احداث و بر اساس مقایسه نتیجه رابطه زیر تعیین شود. با توجه به تغییرات نرخ ارز پیشنهاد می‌شود که هزینه احداث شبکه (C) با توجه به نرخ برابری دلار و ریال به دلار تبدیل و در رابطه وارد شود. در اینصورت، با توجه به اینکه نرخ بهره و تورم دلاری تقریبا برابر است، می‌توان از آن‌ها صرفنظر کرد تا حجم محاسبات کمتر شود. طرح با کمترین $TCost$ بهترین طرح از دیدگاه تلفات و هزینه خواهد بود. در این رابطه ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی در حدود ۱۰ سنت دلار امریکا لحاظ شده است، ضریب تلفات در این رابطه ۳۰ درصد فرض شده است و طول عمر مفید طرح نیز ۳۰ سال درنظر گرفته شده است. این رابطه تقریبی است و تنها برای یک بررسی کلی قابل استفاده می باشد. ضمن اینکه اعداد ثابت استفاده شده با توجه به منطقه قابل تغییر است که طراح باید در محاسبات خود آن‌ها را درنظر بگیرد.

$$TCost(\$) = C(\$) + PLoss(kw) \times (30 \times 0.3 \times 8760 \times 0.1\$)$$ رابطه (۲ - ۱)

- پیشنهاد می‌شود گزینه‌های در نظر گرفته شده به ترتیب بر اساس شاخص فوق اولویت بندی شوند. پس از بحث و بررسی و تصمیم‌گیری، نقشه‌های مربوطه و سایر مراحل روند طراحی بر اساس گزینه منتخب اجرایی شود.
- توجه شود از آنجایی که شبکه احداث شده عمومی است، رعایت تمامی قیود و الزامات گفته شده برای شبکه فشارمتوسط در تهیه طرح ضروری است.

۲- ۳- ۳- پروژه‌های برقرسانی با احداث شبکه فشارمتوسط و پست توزیع – بدون فشارضعیف

تفاوت این پروژه‌ها با حالت قبل، فروش انشعاب در سطح فشارضعیف به جای فشارمتوسط است. به عبارت دیگر، مشترک به دلیل تقاضای دیماند پایین‌تر، برق را در سطح ولتاژ ثانویه خرید خواهد کرد. در این حالت طراح بایستی مجموعه اقدامات گفته شد در حالت قبل را به انجام رساند. تعیین ظرفیت پست توزیع در این حالت نیز به تقاضای مشترک یا مشترکین مورد نظر بستگی دارد.

۲- ۳- ۴- پروژه‌های برقرسانی شامل شبکه فشارضعیف

پروژه‌های برقرسانی که شامل شبکه فشارضعیف باشد، در صورت نیاز به پست توزیع جدید ممکن است با احداث شبکه فشارمتوسط نیز همراه باشد. در این صورت در خصوص گزینه مناسب برای تأمین برق پست جدید انجام مطالعات فوق مورد نیاز است. اما زمانیکه پروژه برقرسانی شامل شبکه فشارضعیف و پست توزیع باشد، موضوع تعیین ظرفیت پست توزیع عمومی نیز دارای اهمیت خواهد بود. به عبارت دیگر این پروژه خود شامل دو بخش طراحی شبکه فشارضعیف و بخش طراحی پست توزیع است. از آنجا که محل پست توزیع تأثیر بسیار زیادی بر نتایج محاسبات پخش بار شبکه فشارضعیف و تلفات و افت ولتاژ آن خواهد داشت، در ابتدا موضوع جایابی پست توزیع در پروژه برقرسانی مدنظر قرار می‌گیرد.

۲- ۳- ٤- ۱- تعیین مکان و ظرفیت پست توزیع در پروژه‌های برقرسانی

همانطور که گفته شد برخی از پروژه‌های برقرسانی به دلیل میزان تقاضای مشترکین، با استفاده از ظرفیت پست‌های توزیع موجود در محل قابل انجام نیستند. در این پروژه‌ها موضوع مکانیابی و تعیین ظرفیت پست‌های توزیع مطرح می‌گردد. رعایت قیود و الزامات زیر در فرآیند طراحی در این پروژه‌ها الزامی می‌باشد:

- میزان بارگذاری پست‌های مجاور لازم است بررسی شود. به منظور انجام دقیق و سریع آن لازم است اقدامات لازم برای اتصال اطلاعات بارگیری پست‌های توزیع و اطلاعات GIS انجام شده باشد و به طور مکرر و سالانه این اطلاعات به روزرسانی شود.
- از آنجا که امکان جابجایی بار بین چند پست برای تعدیل بار پست‌ها وجود دارد، پیشنهاد می‌شود که میزان بارگذاری پست‌های موجود در شعاع ۳۰۰ متری محل طرح بررسی شود.
- درصورتیکه میزان بارگذاری یک یا چند پست از پست‌های مجاور که قابلیت جابجایی بار بین آن پست‌ها و پست جدید وجود دارد از ۸۰٪ عبور کرده است، پیشنهاد می‌شود که در تعیین مکان و ظرفیت پست جدید، تعدیل بار پست‌های موجود نیز لحاظ شود.
- اگر در نزدیکی مکان تقاضای برق فعلی، امکان افزایش تقاضا و میزان بار وجود دارد، در تعیین مکان و ظرفیت پست جدید، تقاضاهای احتمالی حداقل برای ۳ تا ۵ سال آینده در نظر گرفته شود.

- در تعیین مکان و ظرفیت پست‌های توزیع هوایی، لحاظ کردن افق زمانی بیش از ۵ سال توصیه نمی‌شود.
- در تعیین ظرفیت پست‌های توزیع، ضریب همزمانی و مقدار بار اشباع در منطقه با روش مناسب محاسبه و بکار گرفته شود.
- پیگیری، دریافت و بکارگیری اطلاعات مکانی از پروانه‌های ساخت صادر شده توسط شهرداری، می‌تواند در پیش بینی بار کوتاه مدت کمک بسیار مهمی باشد.
- رعایت تمامی قیود و الزامات ذکر شده در بخش‌های پیشین الزامی است.

۲- ۳- ٤- ۲- قیود و الزامات فرآیند طراحی شبکه فشارضعیف پروژه‌های برقرسانی

در فرآیند طراحی شبکه فشارضعیف در پروژه‌های برقرسانی بایستی قیود و الزامات زیر در نظر گرفته شود:

- مطالعات بار و ضرایب همزمانی بر اساس منطقه پروژه و تحلیل‌های آماده‌سازی شده از بار مناطق مختلف انجام شود.
- مطابق قیود و الزامات گفته شده از به کار بردن هادی‌های با ظرفیت جریانی کم در مسیرهای غیر بن‌بست و قابل توسعه پرهیز شود.
- توزیع مشترکین روی فازهای مختلف به دقت در نظر گرفته شود.
- در صورت نیاز به چند شبکه تکفاز در کوچه‌های بن‌بست، این انشعاب‌ها روی فازهای مختلف توزیع گردد.
- به منظور انجام محاسبات تعدیل بار فشارضعیف روی پست‌های مجاور و وارد نمودن بار پست‌های مجاور به محاسبات، رعایت نکات مربوط به مدلسازی بار در شبکه فشارضعیف ضروری است. این نکات در پیوست شماره ۲ ارائه شده است.
- رعایت قیود و الزامات گفته شده در مرحله سوم در طراحی شبکه فشارضعیف الزامی است.

۲- ۴- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های توسعه شبکه فشارمتوسط

منظور از پروژه‌های توسعه شبکه فشارمتوسط پروژه‌هایی است که یا به منظور فیدرگیری از پست‌های فوق‌توزیع جدید تعریف می‌شوند و یا به منظور تعدیل بار فیدرهای فشارمتوسط موجود و بازآرایی حوزه

فیدرهای فشارمتوسط در دستور کار قرار می‌گیرند. به طور کلی هدف اینگونه پروژه‌ها، تعدیل بار فیدرهای فشارمتوسط موجود و بهره‌گیری بهینه از ظرفیت‌های موجود خصوصا در پست‌های فوق‌توزیع است. تهیه طرح بهینه در این پروژه‌ها تأثیر دراز مدتی بر بهبود شاخص‌های فنی شبکه و هزینه‌های سالانه مانند تلفات انرژی دارد. از این رو لازم است قیود و الزامات زیر در راستای بهبود کیفی طرح پیشنهادی رعایت شود. با توجه به اینکه این دسته از پروژه‌ها می‌تواند شامل ارائه طرح برای یک فیدر فشارمتوسط تا کلیه فیدرهای فشارمتوسط یک پست فوق‌توزیع جدید را شامل شود، دسته‌بندی بر اساس تعداد فیدرهای مورد نظر انجام شده است.

۲- ۴- ۱- پروژه توسعه شبکه فشارمتوسط برای ایجاد یک فیدر فشارمتوسط جدید

در این حالت طراح به دنبال تعیین مسیر بهینه برای یک فیدر خروجی جدید برای یک پست فوق‌توزیع موجود است. به عبارت دیگر یک فیدر خروجی جدید از پست فوق‌توزیع احداث می‌شود و سپس با استفاده از احداث شبکه جدید و استفاده از شبکه‌های موجود و بازآرایی آن‌ها، یک فیدر جدید به مجموعه اضافه می‌شود. لازم به ذکر است در این بخش فیدرهای عمومی مورد نظر است و احداث یک فیدر اختصاصی جزء پروژه‌های برقرسانی تشریح شد.

برای تعیین مسیر بهینه فیدر خروجی جدید و تهیه طرح بهینه برای یک فیدر جدید، حداقل قیود و الزامات مورد نظر عبارتند از:

- بررسی میزان بارگذاری ترانسفورماتورهای پست فوق‌توزیع و در نظر داشتن تعادل بار در ترانسفورماتورها پس از پایان طراحی
- بررسی میزان بار فیدرهای فشارمتوسط موجود در پست فوق‌توزیع محل افزایش فیدر و پست‌های فوق‌توزیع مجاور و رنگ‌بندی با استفاده از امکانات GIS بر اساس افت ولتاژ فیدرها به نحوی که محدوده‌های دارای افت ولتاژ فرضاً قرمز شود. این عملیات می‌تواند به خوبی دیدی کلی به طراح ارائه دهد که محدوده‌های تغذیه فیدرهای پر بار را شناسایی کند. زیرا در زمان تعیین مسیر فیدر جدید نباید تنها به تعدیل بار فیدرهای همان پست فوق‌توزیع اندیشید. البته بدیهی است که با احداث یک فیدر خروجی بخشی از مشکلات قابل حل است و نه تمامی آن‌ها

- نکته دیگری که باید در این مطالعات در نظر داشت، وضعیت فیدرهای رزرو در پست‌های فوق‌توزیع مجاور است. اگر در برخی از پست‌های فوق‌توزیع مجاور نیز فیدر رزرو موجود باشد، می‌توان فیدر مورد نظر در این پروژه را به بخش دیگری از شبکه اختصاص داد و امید داشت که در آینده از آن پست دیگر نیز فیدر جدیدی احداث شود.
- در نظر گرفتن تقاضای بارها و رشد بار منطقه می‌تواند به طراح کمک نماید تا وضعیت شبکه توزیع را طی چند سال آینده پیش بینی کند. این مهم می‌تواند با اعمال ضریب بر بارهای موجود در نرم‌افزار مطالعاتی انجام شود.
- پیشنهاد می‌شود که کل محدوده نزدیک به پست فوق‌توزیع مورد نظر در نرم‌افزار مطالعاتی مدل‌سازی شود. اگر طراحی برای مناطق شهری با وجود چندین پست فوق‌توزیع انجام می‌شود، مدلسازی پست‌های مجاور نیز لازم است اما در مناطق کم‌تراکم و با اتصال ضعیف به پست‌های فوق‌توزیع مجاور نیاز به مدلسازی کامل پست‌های مجاور نیست. پیشنهاد می‌شود مدلسازی فیدرها برای فراهم شدن امکان بازآرایی بهینه در کنار هم انجام شود و به صورت فیدر به فیدر و مجزا کاربردی نیست.
- لازم است طراح وضعیت بارگذاری ترانسفورماتورهای پست فوق‌توزیع، بار سرخط فیدرهای فشارمتوسط و تلفات شبکه را قبل و بعد از ارائه طرح خود مقایسه کند. لازم است حتما تعادل بار بهتر و تلفات کاسته شود. در غیر این صورت بازآرایی مجدد و بازنگری در طرح ارائه شده الزامی است.
- به دلیل آنکه غالباً محدوده اطراف پست‌های فوق‌توزیع به دلیل تراکم شبکه فشارمتوسط با محدودیت زیادی برای احداث شبکه مواجه است، بازدید میدانی و تهیه تصویر و پیوست نمودن آن‌ها همراه با توضیحات به پرونده پروژه الزامی است.
- پیشنهاد می‌شود که فیدرهای فشارمتوسط به گونه‌ای از باسبارهای مختلف فشارمتوسط پست فوق‌توزیع تغذیه شوند، که امکان مانور بین فیدرهای تغذیه شده از باسبارهای مختلف حداکثر شود. بنابراین باید در انتخاب مسیر کلی فیدر این نکته را از ابتدا در نظر داشت.

- لازم است طراح به ارائه طرح با اعمال کمترین تغییرات در حوزه فیدرهای موجود بسنده نکند. بلکه اضافه نمودن یک فیدر می‌تواند به صورت آبشاری حوزه سایر فیدرها را نیز متاثر کند و تعادل بار بین فیدرهای بیشتری را بهبود دهد.
- در بازآرایی حوزه فیدرها بایستی به مسیر تنه اصلی و وضعیت هادی‌های شبکه در مسیر تنه اصلی توجه نمود. اما پیشنهاد می‌شود که مسیر و حوزه بهینه فیدرها، متأثر از نیاز به اصلاح شبکه در برخی از بخش‌ها به حوزه غیربهینه تغییر نیابد. به عبارت دیگر سرمایه‌گذاری و آماده‌سازی تنه اصلی فیدر در حوزه بهینه فیدرها، می‌تواند با توجه به ثبات موقعیت پست‌های فوق‌توزیع، سال‌ها موجب بهبود کیفیت برق تحویلی و کاهش تلفات شبکه شود.
- در تعیین حوزه فیدرها بایستی به نظم در شبکه توجه نمود. منظور از نظم در شبکه آن است که تداخل فیدرها، عبور از عرض خیابان‌های اصلی و تغذیه کوچه‌ها به شکلی انجام شود که بهره‌بردار کمتر دچار خطا شود.

۲- ۴- ۲- پروژه‌های توسعه شبکه فشارمتوسط برای احداث بیش از یک فیدر فشارمتوسط

ضمن رعایت تمامی قیود و الزامات بیان شده در توسعه شبکه فشارمتوسط برای احداث یک فیدر خروجی، بایستی موارد زیر را نیز رعایت نمود:

- لازم است طراح ابتدا از طریق ترسیم پلیگون‌هایی کلیات ایده ذهنی خود برای حوزه تغذیه فیدرهای فشارمتوسط منطقه را در GIS پیاده سازی کند. این شیوه خصوصا برای تعیین مسیر تعداد زیاد فیدرها می‌تواند به طراح و تعامل ایشان با بهره بردار کمک نماید.
- طراح برای هر یک از پلیگون‌های مورد نظر، تعداد و ظرفیت ترانسفورماتورها و یا میزان بار منطقه را گزارش‌گیری نماید و پیش از ورود به حوزه مدلسازی و انجام محاسبات پخش بار، کلیات طرح را بررسی و تاییدیه کلی اخذ نماید. البته با انجام محاسبات پخش بار، ممکن است تغییر در حوزه فیدرها خصوصا به دلیل افت ولتاژ در برخی از فیدرها ضروری باشد.

۲- ۴- ۳- پروژه‌های توسعه شبکه فشارمتوسط با هدف رفع افت ولتاژ

افت ولتاژ در شبکه فشارمتوسط غالباً به دلیل طول زیاد شبکه و فاصله بار از پست فوق‌توزیع ایجاد می‌شود. به همین دلیل غالباً افت ولتاژ در شبکه فشارمتوسط مربوط به مناطق شهری پر تراکم نیست و بیشتر در حاشیه شهر و مناطق روستایی و کشاورزی مشاهده می‌شود. احداث شبکه فشارمتوسط با هدف رفع افت ولتاژ در این فیدرها غالباً نیازمند احداث شبکه طولانی است و به همین دلیل هزینه گزافی را به دنبال خواهد داشت. از طرف دیگر بسیاری از این فیدرها، از نظر میزان بار ابتدای فیدر شرایط نامناسبی ندارند اما به دلیل طول زیاد شبکه و فاصله پست فوق‌توزیع و یا قرار گرفتن بار در انتهای فیدر دچار مشکل افت ولتاژ هستند. برای ارائه طرح در این شرایط قیود و الزامات زیر در نظر گرفته شود:

- قدم نخست مطالعات بازآرایی در شبکه فشارمتوسط است. لازم است ولتاژ فیدرهای مجاور در نقاط مانور بررسی شود. هرچه اختلاف دو اندازه ولتاژ بیشتر باشد، بازآرایی می‌تواند بیشتر مؤثر باشد. لذا مدلسازی کل فیدرهای محدوده و انجام محاسبات پخش بار در بار موجود ضروری است.
- قدم دوم بررسی وضعیت هادی‌های شبکه خصوصا در تنه اصلی در فیدر مورد مطالعه است. هادی‌های ضعیف در تنه اصلی باعث افزایش تلفات، بروز افت ولتاژ غیر مجاز و ایجاد نقطه ضعف در مانور شبکه و موجب بروز حوادث مختلف و خاموشی در شبکه هستند. لذا بهینه‌سازی شبکه در تنه اصلی از جوانب مختلف توصیه می‌شود. البته بایستی توجه نمود که این تغییر و بهینه‌سازی شبکه چه هزینه‌ای در پی دارد و آیا احداث شبکه جدید و یا استفاده از ادوات دیگر با توجه به میزان بارگذاری خط اقتصادی‌تر خواهد بود یا خیر.
- اطلاعات وضعیت بار پست‌های فوق‌توزیع منطقه، طرح‌های احتمالی توسعه و احداث پست‌های فوق‌توزیع نیز بایستی در نظر گرفته شود. احداث شبکه برای رفع افت ولتاژ در شرایطی که در آینده احتمالا پست فوق‌توزیعی در محلی نزدیک‌تر به محدوده افت ولتاژ احداث می‌شود باعث هدر رفت سرمایه هنگفتی خواهد شد. در این شرایط رفع افت ولتاژ از طریق بوستر و اتوبوستر و جبرانسازی توان راکتیو با نصب خازن راهکار اقتصادی است. زیرا

با احداث پست فوق‌توزیع و رفع افت ولتاژ می‌توان این تجهیزات را جابجا نمود اما شبکه احداث شده بلا استفاده خواهد شد.

- اگر بار فیدرهای محدوده افت ولتاژ بالا نیست و امکان بازآرایی و تجمیع بار و رفع افت ولتاژ یک فیدر و افزایش افت ولتاژ فیدر دوم وجود دارد، توصیه می‌شود که برای کاهش هزینه، طرح بازآرایی مذکور پیشنهاد شود. رفع افت ولتاژ در فیدر دوم با احداث شبکه و یا نصب بوستر و اتوبوستر و خازن قابل جبران است و مجموعاً هزینه کمتر و بهره‌برداری ساده‌تری خواهد داشت.
- منحنی بار فیدر و وضعیت تغییر آن در فصول مختلف بررسی شود. برای فیدرهایی که منحنی بار تقریبا یکنواختی دارند و یا به صورت فصلی در شرایط کم‌باری و یا حداکثر بار قرار می‌گیرند (به عنوان مثال فیدرهای کشاورزی و یا صنعتی با سه شیفت) می‌توان راهکارهایی غیر از احداث شبکه را با هزینه به مراتب کمتر بررسی نمود. منظور جبرانسازی توان راکتیو از طریق نصب خازن یا بهبود پروفیل ولتاژ با نصب بوستر می‌باشد. در این شرایط طراح لازم است نیاز به تغییر وضعیت بوستر و یا تعدادی از خازن‌ها را به صورت فصلی در طرح خود مشخص نماید.
- اگر افت ولتاژ به طرق بالا رفع نشد و برنامه‌ای نیز برای پست فوق‌توزیع جدید در محدوده نزدیک به منطقه افت ولتاژ وجود ندارد، احداث شبکه فشارمتوسط جدید و تعدیل بار فیدرها به عنوان آخرین گزینه مورد بررسی قرار گیرد. تعیین حوزه فیدرها در این شرایط بیش از هر چیز به محدودیت‌های اجرایی و حریم وابسته است. به طور کلی احداث فیدر با مسیر طولانی بدون بار و قرار گرفتن بار در انتهای شبکه کمتر بهینه است و لازم است تا حد ممکن و ضمن حفظ شرط رعایت نظم در شبکه، بارگذاری روی فیدر در طول شبکه فشارمتوسط انجام شود.

۲- ۵- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های اصلاح و بهینه سازی

پروژه‌های اصلاح و بهینه‌سازی با این تعریف که تجهیزات فرسوده تعویض و نوسازی شوند، می‌تواند از دیدگاه طراحی شبکه به پروژه‌های کاهش تلفات نزدیک شود. در این شرایط رعایت قیود و الزامات

پیشنهادی برای فرآیند تهیه طرح کاهش تلفات ضروری است اما در مواردی که به ساختار شبکه از دیدگاه الکتریکی تغییر تأثیرگذاری وارد نشود، از این حوزه خارج است و همان قیود و الزامات مندرج در گزارش مرحله سوم کافی خواهد بود.

۲- ۶- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های کاهش تلفات

پروژه‌های کاهش تلفات بیشتر در بخش فشارضعیف و پست‌های توزیع مد نظر هستند. البته باید توجه نمود که با وجود آنکه درصد تلفات در شبکه فشارضعیف بیش از درصد تلفات در شبکه فشارمتوسط است، اما مقدار کیلووات ساعت تلفات در شبکه فشارمتوسط در شرایط پر تکراری بیش از شبکه فشارضعیف است. زیرا جمع بار تغذیه شده از فیدرهای فشارمتوسط بسیار بیشتر از بار تغذیه شده از شبکه فشارضعیف در شبکه‌های غیر شهری است و این موضوع سبب سهم بالای شبکه فشارمتوسط در تلفات انرژی کل می‌باشد. یکی از بهترین راهکارهای کاهش تلفات در هر شبکه توزیع، بازآرایی شبکه می‌باشد. این راهکار کمترین هزینه را خواهد داشت و میزان اثر بخشی آن بسیار اقتصادی است. در شبکه فشارضعیف، مکان و ظرفیت پست توزیع نقشی کلیدی در تلفات شبکه دارد و در نهایت سطح مقطع هادی‌های شبکه اثر گذار است. لازم به ذکر است که تلفات غیر فنی در این بخش مورد بحث نیست.

لازم است طراح در تهیه طرح پروژه‌های کاهش تلفات، قیود و الزامات زیر را مد نظر داشته باشد:

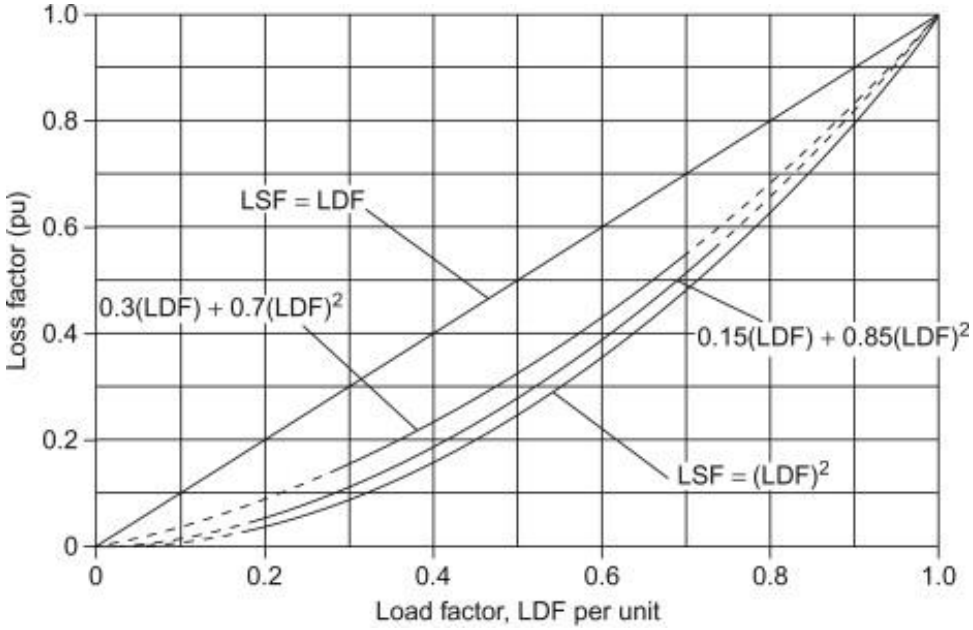
- پست‌های توزیع در مکانی احداث شوند که حداقل احداث ۳ فیدر خروجی از آن‌ها با کمترین طول و با توزیع بار مناسب میسر باشد.
- پست‌های توزیع کم بار خصوصاً کمتر از ۳۰ درصد و پست‌های توزیع پر بارخصوصا بالای ۸۰ درصد توصیه می‌شود در طرح‌های ترانس گردانی مورد توجه قرار گیرند.
- اگر محدوده طرح کاهش تلفات، حوزه سه پست توزیع و یا بیشتر را شامل می‌شود، مدلسازی منطقه مطالعاتی در نرم‌افزار مناسب و انجام محاسبات پخش بار و بازآرایی شبکه ضروری است.
- به دلیل وابستگی بار به ولتاژ، یکی از دلایل افزایش تلفات خصوصا در مناطق گرمسیر در شبکه فشارضعیف، افت ولتاژ بالا و افزایش جریان در شبکه به دلیل نزدیک بودن خصوصیت

بارها به مدل توان ثابت می‌باشد. در این شرایط تقویت ولتاژ از طریق تپ ترانسفورماتورهای توزیع و بازآرایی شبکه فشارمتوسط می‌تواند تلفات شبکه را متحول کند. لذا توصیه می‌شود پیش از شروع تهیه طرح کاهش تلفات، وضعیت ولتاژ شبکه در محل پست توزیع و در انتهای شبکه فشارضعیف بررسی شود.

- انجام محاسبات اقتصادی و تعیین دوره بازگشت سرمایه در این گروه از پروژه‌ها ضروری است. طرحی قابل قبول است که مدت زمان بازگشت سرمایه آن، حداکثر ۴ سال باشد. پیشنهاد می‌شود که مقادیر ثابت خصوصاً قیمت تلفات انرژی یا به صورت سالانه و منظم اعلام شود و یا بر مبنای دلار مشخص و استفاده شود. در مثال مربوط به انتخاب شبکه از طرح اروپایی و امریکایی در پیوست همین گزارش، نحوه‌ی محاسبه‌ی نرخ پیشنهادی بر مبنای ریال ارائه شد. با توجه به اینکه نرخ بهره و تورم دلاری تقریبا برابر است، استفاده از اعداد دلاری توصیه می‌شود تا نیاز به تعیین نرخ تورم و بهره برحسب ریال نیز نباشد.
- به دلیل عدم یکنواختی منحنی بار، به منظور تبدیل تلفات محاسبه شده در پیک بار که طراحی در آن انجام می‌شود به تلفات انرژی از ضریب تلفات استفاده شود. ضریب تلفات غالباً به صورت رابطه‌ای بر حسب ضریب بار نوشته می‌شود که بسته به منحنی تداوم بار می‌تواند با استفاده از رابطه زیر محاسبه شود. منحنی ضریب تلفات بر حسب ضریب بار با استفاده از این رابطه در شکل زیر و بر حسب مقادیر مختلف c ترسیم شده است.

$$LSF = (1 - c) \times LDF^2 + c \times LDF$$ رابطه (۲ - ۲)

معمولا ضریب c یکی از اعداد ۰,۱۵ یا ۰,۳ انتخاب می‌شود که با توجه به [۱]، پیشنهاد می‌شود برای فیدرهای فشار متوسط عمومی از ضریب ۰,۳ و برای ترانسفورماتورهای توزیع و شبکه‌های فشار ضعیف عمومی از ضریب ۰,۱۵ استفاده شود.



شکل (۲ - ۱) منحنی تغییرات ضریب تلفات بر حسب ضریب بار [۱]

هر قدر تداوم بار در مقدار پیک بار با توجه به خروجی دسته‌بندی k-means (که توضیح مختصر آن در گزارش مرحله سوم توضیح داده شده است) برای سه سطح بار کم‌باری، میان‌باری و پرباری و تعداد ساعاتی که در سال برای هر کدام از سطوح بار اتفاق می‌افتد بیشتر باشد، ضریب تلفات باید به ضریب بار نزدیکتر شود. به این ترتیب در فیدرها و مناطقی که تعداد ساعات تداوم بار در پیک بیشتر است بهتر است c بزرگتر انتخاب شود. به طور کلی با بزرگتر شدن c، ضریب تلفات افزایش می‌یابد و تلفات انرژی محاسبه شده سالانه نیز بیشتر خواهد بود. هر قدر از شبکه فشارضعیف به سمت شبکه فشارمتوسط و ابتدای فیدر فشارمتوسط و پست فوق‌توزیع حرکت کنیم، معمولا تداوم پیک بار به دلیل غیر همزمان بودن پیک بارها افزایش می‌یابد. به همین دلیل برای شبکه فشارضعیف غالبا c کوچکتر و برای شبکه فشارمتوسط بزرگتر است.

۲- ۷- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های رفع افت ولتاژ

رفع افت ولتاژ در شبکه فشارضعیف با روش‌های مختلفی قابل انجام است. افت ولتاژ در نقطه تحویل مشترکین به موارد مختلفی همچون طول شبکه فشار متوسط، طول شبکه فشار ضعیف، موقعیت پست توزیع، تپ ترانسفورماتور پست توزیع، نوع هادی استفاده شده در شبکه فشار متوسط و فشار ضعیف، میزان بارگذاری و استفاده/عدم استفاده از تجهیزات جبرانساز وابسته است. مهمترین قدم در تهیه طرح بهینه و

مناسب برای رفع افت ولتاژ در شبکه فشارضعیف، یافتن دلیل اصلی و البته قابل اصلاح افت ولتاژ می‌باشد. علل اصلی افت ولتاژ در شبکه فشارضعیف شامل موارد زیر است :

- طولانی بودن شبکه فشارمتوسط از محل پست فوق‌توزیع تا محل پست توزیع و افت ولتاژ شدید در شبکه فشارمتوسط (مانند برخی از مناطق روستایی و ...) در این حالت به دلیل گسترده بودن اثر این افت ولتاژ و مشکل بودن یا غیر ممکن بودن رفع آن در سطح پست توزیع و شبکه فشارضعیف، لازم است طراحان محترم گزینه‌های بازآرایی شبکه فشارمتوسط، تقویت شبکه فشارمتوسط و یا استفاده از بوستر و اتوبوستر را بررسی و طرح مناسب را تهیه نمایند. برای این منظور رعایت روند طراحی مشابه با پروژه‌های برقرسانی مشترکین ولتاژ اولیه لازم است.
- مکان و ظرفیت نامناسب پست توزیع می‌تواند یکی دیگر از علل اصلی افت ولتاژ در شبکه فشارضعیف باشد. در صورتیکه این موضوع علت اصلی مشکل باشد، تلاش برای رفع افت ولتاژ با اصلاح شبکه فشارضعیف و تقویت آن پرهزینه است از طرف دیگر با اصلاح مکان و ظرفیت پست توزیع و یا احداث پست جدید می‌توان هم افت ولتاژ را بهبود بخشید و هم تلفات شبکه را کاست. تشخیص مناسب بودن مکان پست و یا نیاز به تغییر آن یا احداث پست جدید بایستی بر اساس موقعیت و محل و شرایط پروژه بررسی شود.
- از دیگر عوامل اصلی افت ولتاژ در شبکه فشار ضعیف اتصالات سست در مسیر شبکه، سایز نامناسب هادی‌ها، عدم تعادل شدید جریان فازها و عدم تقسیم بار مناسب بین فیدرها می‌باشد که با بکارگیری اقداماتی همچون اصلاح اتصالات در مسیر شبکه، افزایش سایز هادی‌ها، تغییر فاز بارها و بازآرایی فیدرها قابل اصلاح است.

۲- ۸- قیود و الزامات فرآیند طراحی در پروژه‌های افزایش قدرت مانور

در پروژه‌های افزایش قدرت مانور، هدف بهبود زیرساخت برای امکان جا به جایی بار در زمان بروز خطا می‌باشد. البته از امکانات ایجاد شده در آینده می‌توان برای جا به جایی بار به صورت دائمی بین فیدرها نیز استفاده نمود. این پروژه‌ها معمولا شامل احداث شبکه فشارمتوسط و در نظر گرفتن سکسیونر در نقطه مانور

می‌باشد. لازمه اجرای روند مطلوب در فرآیند طراحی در پروژه‌های افزایش قدرت مانور، رعایت قیود و الزامات زیر است:

- اگر هدف بهبود قدرت مانور برای یک فیدر خاص است، لازم است فیدر مزبور همراه با تمامی فیدرهایی که امکان مانور با آن‌ها وجود دارد مدلسازی شوند.
- اگر هدف بهبود قدرت مانور در یک منطقه می‌باشد لازم است تمامی فیدرهای فشارمتوسط منطقه مدلسازی شوند.
- در تهیه طرح‌های قدرت مانور بایستی متفاوت بودن پست فوق‌توزیع یا متفاوت بودن ترانسفورماتور مربوطه در پست فوق‌توزیع را در نظر گرفت. نقاط مانور با شرایط فوق کارایی بیشتری خواهند داشت.
- نقاط مانور به نحوی برنامه‌ریزی شود که از دید هر دو فیدر مربوطه نقطه مطلوب باشد.
- نقاط نرمال بسته درون هر دو فیدر متناسب با نقطه مانور ایجاد شده یا موجود باشد یا از طریق جا به جایی کلیدها و یا احداث کلید جدید فراهم شود.
- برای انتخاب هادی در ایجاد نقطه مانور، از سطح مقطع کمتر از هاینا و داگ در شبکه هوایی و کابل ۱۸۵ آلومینیوم در شبکه زمینی استفاده نشود.
- پیش از انجام محاسبات قابلیت اطمینان لازم است کات اوت فیوزهای اضافی حذف و مکان تجهیزات حفاظتی و کلیدزنی کنترل و مدل آن‌ها لحاظ شود.
- در طراحی نقاط مانور لازم است که امکان دسترسی سریع در نظر گرفته شود و یا سیستم مخابراتی و اتوماسیون لازم لحاظ شود.
- در تعیین نقطه مانور، همپوشانی نقاط مانور و ایجاد نقطه جدید با کارایی کم بررسی شود و از ارائه چنین طرحی خودداری شود.
- در صورت وجود اطلاعات سابقه خاموشی به صورت مکان محور، لازم است تدابیر لازم در ابزارهای تبدیلی برای انتقال این اطلاعات در نظر گرفته شود. در غیر این صورت می‌توان نرخ وقوع خطا و زمان بازیابی متوسط برای هر فیدر را بر اساس اطلاعات خاموشی غیر برنامه‌ریزی شده متوسط هر فیدر در ۳ سال گذشته محاسبه نمود. طبق استاندارد، IEEE 1366 [۲] قطعی‌های

کمتر از ۵ دقیقه را گذرا و قطعی‌های بیشتر از ۵ دقیقه را جزو قطعی‌های دائمی دسته‌بندی می کنند [۳].

- زمان کلیدزنی بستگی به فاصله مرکز اتفاقات با کلیدهای دستی و زمان عملکرد کلیدهای اتوماسیون دارد. این زمان باید برای کلیدهای دستی و کلیدهای کنترل از راه دور استفاده شده در شبکه توزیع ارزیابی شود و در محاسبات منظور شود.
- اثرگذاری نقطه مانور از طریق تغییر میزان انرژی توزیع نشده قبل و بعد از ایجاد نقطه مانور سنجیده شود. توجه شود که نقاط مانور حداقل نیاز به دو کلید دارند، یک نرمال بسته و یک کلید نرمال باز که با هم عمل می‌نمایند.

فصل سوم : ارائه مثال‌ها و شبیه‌سازی‌های جامع و کاربردی

۳-۱- مقدمه

برخی از قیود و الزامات مطرح شده بر اساس استانداردها و مشخصات و محدودیت‌های مندرج در آن‌ها تعیین می‌شود. برخی از قیود و الزامات گفته شده بر اساس شبیه‌سازی و آنالیز حالات مختلف و بر مبنای شرایط بهینه و مطلوب تعیین شده است. از طرف دیگر برخی از محاسباتی که به طور مکرر مورد نیاز طراحان محترم می‌باشد می‌تواند انجام شود و نتایج آن برای بهره‌گیری آسان و سریع در اختیار ایشان قرار گیرد. در این فصل نتایج مثال‌ها و شبیه‌سازی‌های مختلفی ارائه می‌گردد. این بخش می‌تواند با طی شدن روند پیاده سازی فلسفه طراحی در شرکت‌های توزیع و با استفاده از اطلاعات و گزارش‌های ارائه شده توسط همکاران محترم توسعه یابد و نتایج گزارش‌های ارائه شده پس از صحت‌سنجی با نام تهیه کننده و شرکت مربوطه در فلسفه طراحی شبکه توزیع قرار گرفته و منتشر شود.

برای این منظور نیز چارچوب کلی مشخص شده و همکاران محترم می‌توانند بر اساس نمونه‌های ارائه شده نیز اقدام نمایند.

۳- ۲- محاسبات مکانیکی یک خط با دو سکشن

در این مثال فرض کنید بر اساس بررسی و محاسبات الکتریکی شبکه فشار متوسط، هادی منتخب از نوع هادی آلومینیوم-فولاد مینک می‌باشد. منطقه فاقد درخت بوده و مشکل حریم وجود ندارد ولذا از هادی مینک بدون روکش استفاده خواهد شد. شرایط آب و هوایی حاکم بر منطقه "سنگین" می‌باشد. منطقه دشت و فاقد اختلاف ارتفاع می‌باشد (زمین مسطح است) و خط به موازات جاده روستایی با حفظ حریم جاده احداث خواهد شد. کلیرنس خط برابر با ۶٫۱ متر می‌باشد. مطابق با استاندارد ۱-۵۱ وزارت نیرو، نیم متر برای خطا در پروفیل و جابجایی پایه روی زمین در اثر اشتباه یا عوارض به فاصله مجاز سیم از زمین اضافه می شود.

خط از ۲ سکشن تشکیل شده طول سکشن اول ۲۸۰ متر و سکشن دوم ۴۲۰ متر می‌باشد و بین دو سکشن زاویه انحراف خط ۱۹٫۳۹ درجه وجود دارد.

از روی نقشه‌های موجود، مسیرهایی برای برق‌رسانی انتخاب و اولویت آن‌ها مشخص می‌گردد. بازدید میدانی صورت می‌گیرد و با توجه به نکات مهم در انتخاب مسیر (از جمله کوتاه بودن مسیر، داشتن جاده دسترسی، حریم آزاد و بدون موانع و حتی الامکان بدون درخت) مسیر مناسب انتخاب می‌گردد.

طراحی با استفاده از پایه‌های بتونی چهارگوش ۱۲ متری انجام خواهد شد. مقره مناسب از لحاظ فنی و سهولت بهره‌برداری، مقره سوزنی کامپوزیت می‌باشد.

کراس‌آرم T شکل از نظر اقتصادی و سهولت اجرا و بهره‌برداری گزینه مناسبی می‌باشد. خصوصاً اینکه مشکل حریم وجود ندارد.

طراحی نهایی خط پس از بررسی اسپن اقتصادی با توجه به دو نوع کراس آرم فلزی T شکل ۷*۷۰*۱۵۰۰ و ۹*۹۰*۲۰۰۰ میلیمتری با مقره‌های سوزنی کامپوزیت و پایه‌های بتونی چهارگوش به طول ۱۲ متر انجام خواهد گرفت. (اسپن اقتصادی اسپنی هست که شرایط فنی را پوشش داده و از نظر اقتصادی مقرون به صرفه ترین حالت باشد):

الف- برای کراس آرم T شکل یک و نیم متری، پایه ۱۲ متری ۴۰۰ کیلوگرم نیرو با حداکثر اسپن ۵۶ متر و با هزینه احداث یک کیلومتر خط هوایی معادل ۲۳۳۴۰۰۰۰۰۰ ریال مناسب‌ترین گزینه می‌باشد.

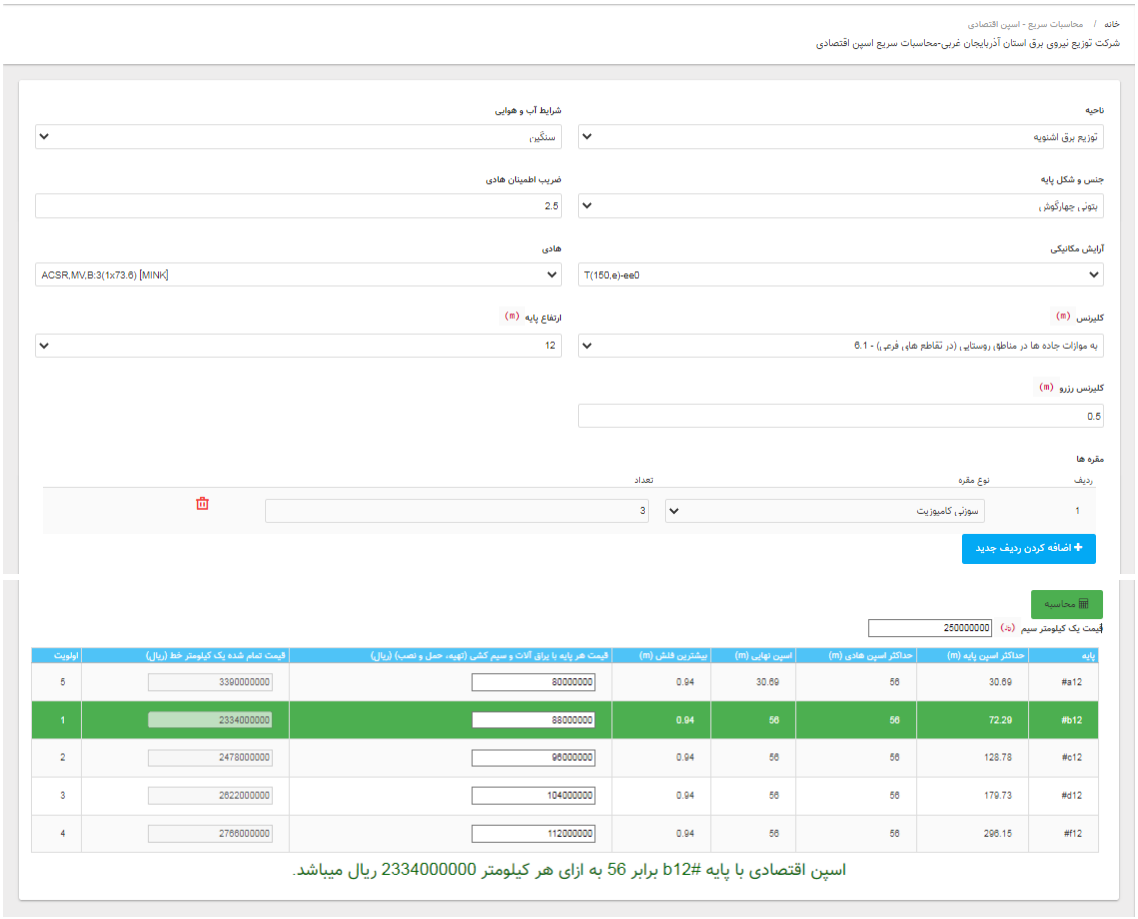
ب- برای کراس آرم T شکل ۲ متری، پایه ۱۲ متری ۴۰۰ کیلوگرم نیرو با حداکثر اسپن ۷۲.۲۹ متر و با هزینه احداث یک کیلومتر خط هوایی معادل ۱۹۹۶۰۰۰۰۰۰ ریال مناسب‌ترین گزینه می‌باشد.

با توجه به هادی مینک و آرایش T شکل انتخاب شده، ضریب K_e مطابق استاندارد ۱-۵۱ وزارت نیرو، برابر با ۰,۷ می‌باشد. با بررسی هزینه‌های احداث خط در حالت‌های الف و ب، گزینه‌ی ب اقتصادی‌ترین حالت می‌باشد. لذا در طراحی دستی لازم است شابلون منحنی هادی در شرایط آب‌وهوایی گرم (تمپلیت گرم هادی) برمبنای کشش هادی گزینه ب و شابلون منحنی پایه‌گذاری بر مبنای ارتفاع مفید پایه ۱۲ متری و با توجه مشخصات فنی آرایش T شکل ۲ متری با مقره‌های سوزنی کامپوزیتی تهیه گردد.

در صورت استفاده از نرم‌افزارهای رایانه‌ای همچون PLS CADD یا نرم‌افزارهای تولید داخل همچون نرم‌افزار محاسبات مکانیکی تولید شده توسط شرکت توزیع نیروی برق استان سمنان و نرم‌افزار تحت وب محاسبات مکانیکی تولید شده توسط شرکت توسعه هوش مجازی (استفاده شده در شرکت توزیع نیروی برق استان آذربایجان غربی)، می‌توان سایز پایه‌های توخطی، زاویه و انتهایی را محاسبه نمود. نمونه‌ای از این محاسبات در ادامه آورده شده است. در این محاسبات، ضریب اطمینان هادی ۲,۵ فرض شده است.

۳- ۲- ۱- محاسبه اسپن اقتصادی با کراس آرم T شکل ۱,۵ متری و مقره‌های سوزنی کامپوزیت با پایه بتونی چهارگوش ۱۲ متری

محاسبه‌ی اسپن اقتصادی با کراس‌آرم T شکل ۱,۵ متری و مقره‌های سوزنی کامپوزیت با پایه بتونی چهارگوش ۱۲ متری در شکل (۳ – ۱) نشان داده شده است. همچنین، خلاصه نتایج محاسبات در جدول (۳ – ۱) نیز ذکر شده است. لازم به ذکر است که محاسبات با فرض قیمت یک کیلومتر سیم مینک برابر با ۲۵۰ میلیون ریال انجام شده است.



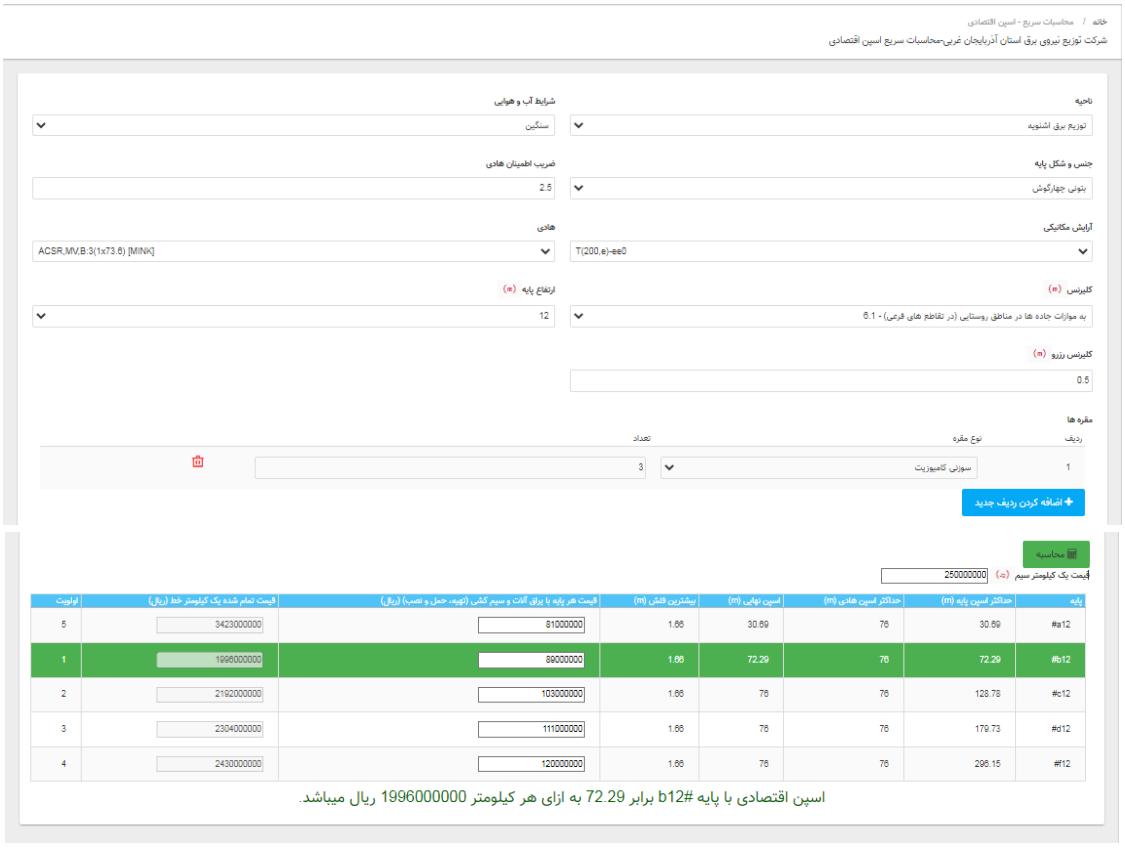
شکل (۳ - ۱) خروجی محاسبات اسپن اقتصادی با کراس‌آرم ۱,۵ متری در نرم‌افزار

جدول (۳ - ۱) خلاصه محاسبات اسپن اقتصادی با کراس‌آرم ۱,۵ متری

شرایط آب و هوایی	سنگین	جنس و شکل پایه	بتونی چهارگوش	ضریب اطمینان هادی	۲,۵	کد آرایش مکانیکی	T(150,e)-ee0
هادی:	Mink	کلیرنس	۶,۱ متر	ارتفاع	۱۲ متر	تعداد و نوع مقره	۳ عدد – سوزنی کامپوزیت
		کلیرنس رزرو	۰,۵ متر				
پایه	حداکثر اسپن پایه (m)	حداکثر اسپن هادی (m)	اسپن نهایی (m)	بیشترین فلش (m)	قیمت هر پایه با یراق‌آلات و سیم‌کشی (تهیه، حمل و نصب) (ریال)	قیمت تمام شده یک کیلومتر خط (ریال)	اولویت
#a12	۳۰,۶۹	۵۶	۳۰,۶۹	۰,۹۴	۸۰۰۰۰۰۰۰	۳۳۹۰۰۰۰۰۰۰	۵
#b12	۷۲,۲۹	۵۶	۵۶	۰,۹۴	۸۸۰۰۰۰۰۰	۲۳۳۴۰۰۰۰۰۰	۱
#c12	۱۲۸,۷۸	۵۶	۵۶	۰,۹۴	۹۶۰۰۰۰۰۰	۲۴۷۸۰۰۰۰۰۰	۲
#d12	۱۷۹,۷۳	۵۶	۵۶	۰,۹۴	۱۰۴۰۰۰۰۰۰	۲۶۲۲۰۰۰۰۰۰	۳
#f12	۲۹۶,۱۵	۵۶	۵۶	۰,۹۴	۱۱۲۰۰۰۰۰۰	۲۷۶۶۰۰۰۰۰۰	۴

۳- ۲- ۲- محاسبه اسپن اقتصادی با کراس آرم T شکل ۲ متری و مقره‌های سوزنی کامپوزیت با پایه بتونی چهارگوش ۱۲ متری

محاسبه‌ی اسپن اقتصادی با کراس‌آرم T شکل ۲ متری و مقره‌های سوزنی کامپوزیت با پایه بتونی چهارگوش ۱۲ متری در شکل (۳ – ۲) نشان داده شده است. همچنین، خلاصه نتایج محاسبات در جدول (۳ – ۲) نیز ذکر شده است. لازم به ذکر است که محاسبات با فرض قیمت یک کیلومتر سیم مینک برابر با ۲۵۰ میلیون ریال انجام شده است.



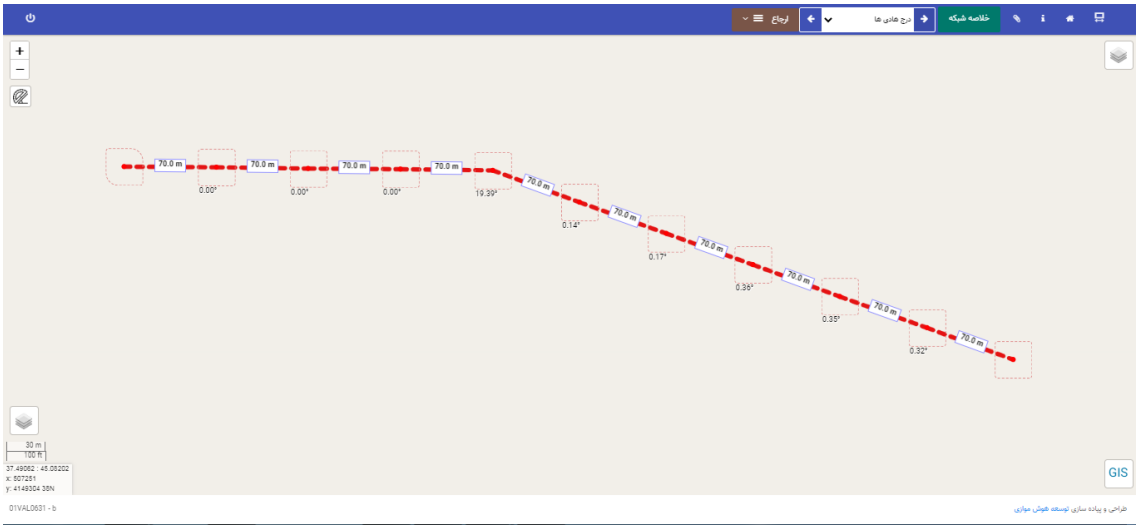
شکل (۳ - ۲) خروجی محاسبات اسپن اقتصادی با کراس‌آرم ۲ متری در نرم‌افزار

جدول (۳ - ۲) خلاصه محاسبات اسپن اقتصادی با کراس‌آرم ۲ متری

شرایط آب و هوایی	سنگین	جنس و شکل پایه	بتونی چهارگوش	ضریب اطمینان هادی	۲,۵	کد آرایش مکانیکی	T(200,e)-ee0
هادی:	Mink	کلیرنس	۶,۱ متر	ارتفاع	۱۲ متر	تعداد و نوع مقره	۳ عدد - سوزنی کامپوزیت
		کلیرنس رزرو	۰,۵ متر				
پایه	حداکثر اسپن پایه (m)	حداکثر اسپن هادی (m)	اسپن نهایی (m)	بیشترین فلش (m)	قیمت هر پایه با یراق‌آلات و سیم‌کشی (تهیه، حمل و نصب) (ریال)	قیمت تمام شده یک کیلومتر خط (ریال)	اولویت
#a12	۳۰,۶۹	۷۶	۳۰,۶۹	۱,۶۶	۸۱۰۰۰۰۰۰	۳۴۲۳۰۰۰۰۰۰	۵
#b12	۷۲,۲۹	۷۶	۷۲,۲۹	۱,۶۶	۸۹۰۰۰۰۰۰	۱۹۹۶۰۰۰۰۰۰	۱
#c12	۱۲۸,۷۸	۷۶	۷۶	۱,۶۶	۱۰۳۰۰۰۰۰۰	۲۱۹۲۰۰۰۰۰۰	۲
#d12	۱۷۹,۷۳	۷۶	۷۶	۱,۶۶	۱۱۱۰۰۰۰۰۰	۲۳۰۴۰۰۰۰۰۰	۳
#f12	۲۹۶,۱۵	۷۶	۷۶	۱,۶۶	۱۲۰۰۰۰۰۰۰	۲۴۳۰۰۰۰۰۰۰	۴

۳- ۲- ۳- ترسیم شبکه و درج اطلاعات لازم (انتخاب هادی – انتخاب آرایش پایه و...)

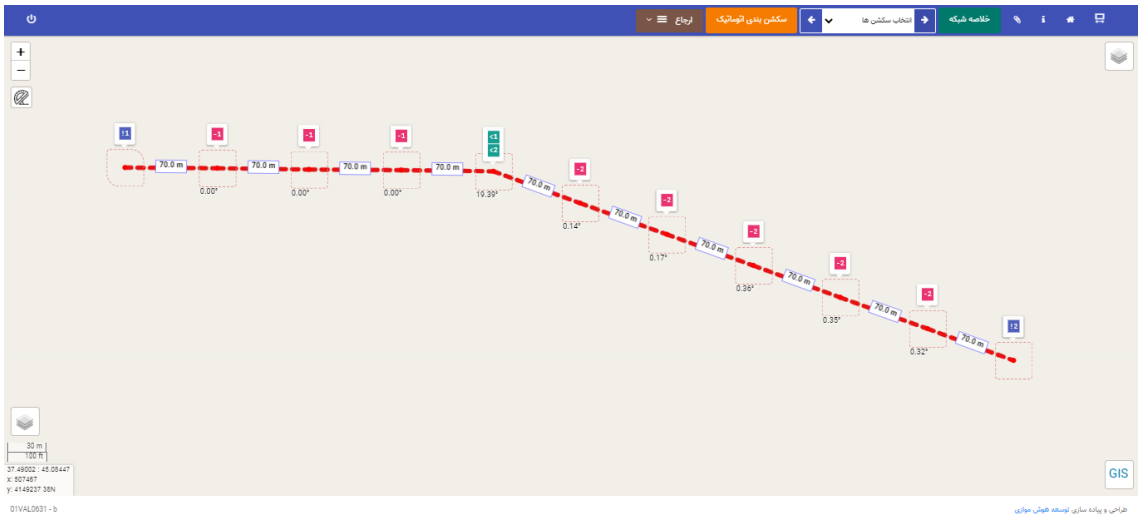
حداکثر اسپن برای این آرایش حدود ۷۲ متر می‌باشد ولی با توجه به اینکه طول سکشن‌ها تقریبا ضریبی از ۷۰ متر می‌باشد، لذا اسپن‌ها حدود ۷۰ متر انتخاب شده است.



شکل (۳ - ۳) ترسیم شبکه و درج اطلاعات لازم

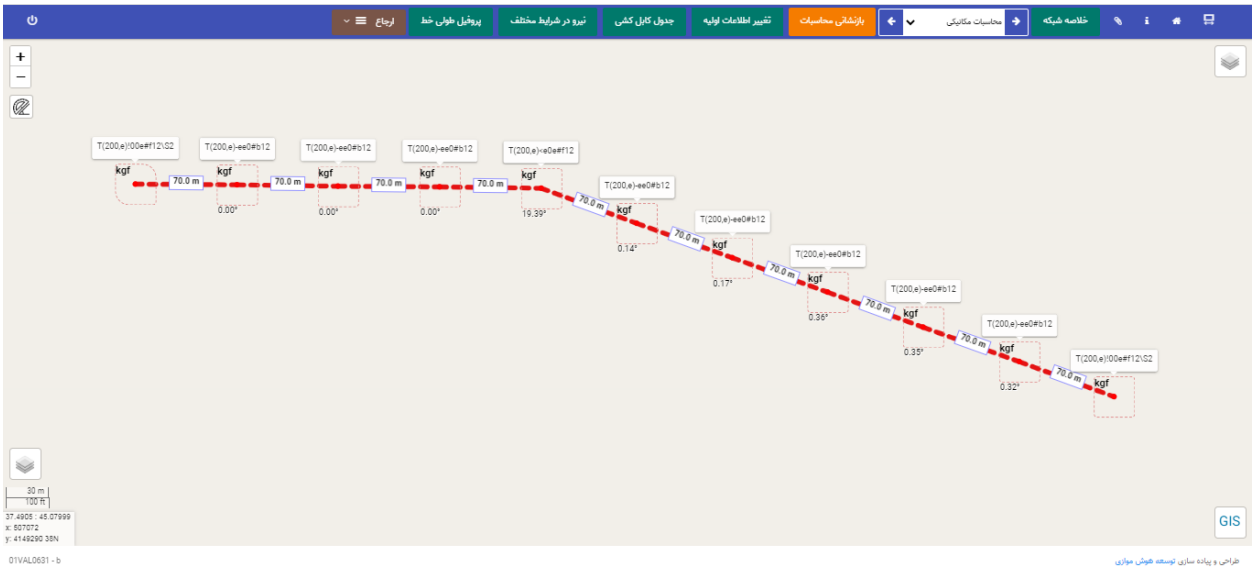
۳- ۲- ۴- سکشن‌بندی

شماره سکشن‌ها و پایه‌های متعلق به هر سکشن در شکل زیر نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، پایه‌های انتهایی هر سکشن، پایه‌های عبوری و پایه‌های زاویه‌ای هر سکشن به ترتیب با رنگ‌های قرمز، سبز و آبی نشان داده شده است.



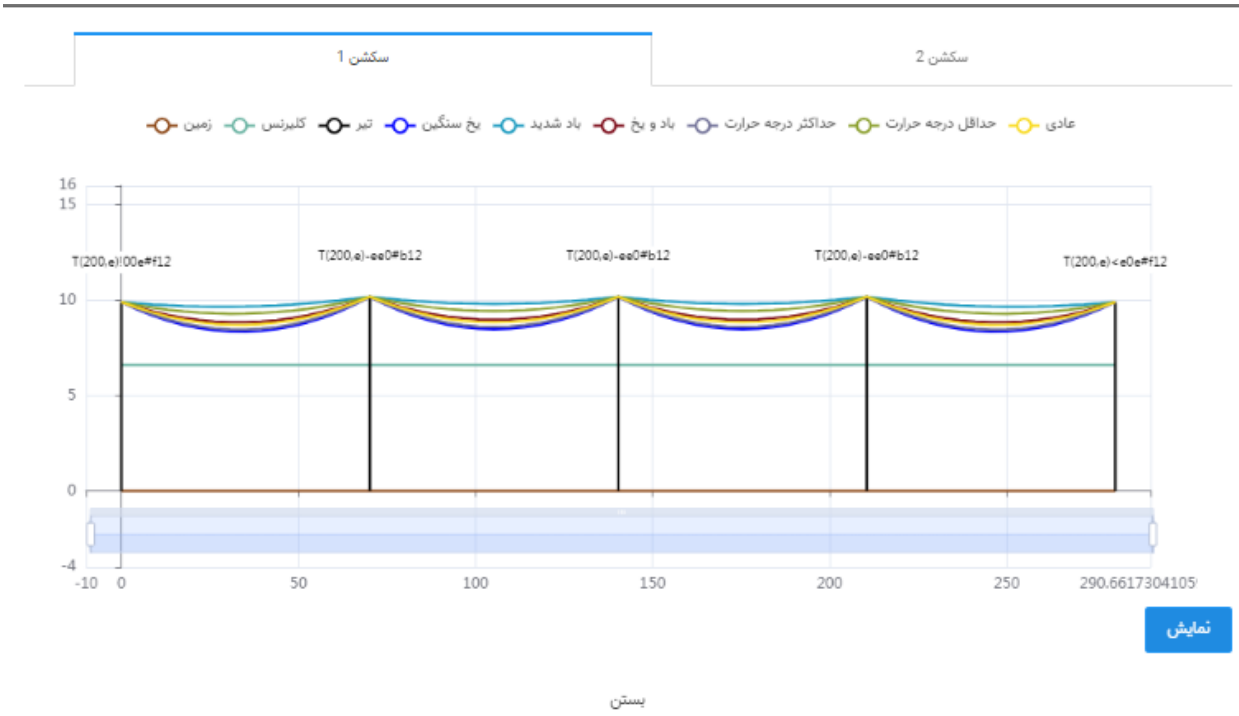
شکل (۳ - ۴) سکشن‌بندی خودکار خط

۳- ۲- ۵- محاسبه سایز پایه‌ها



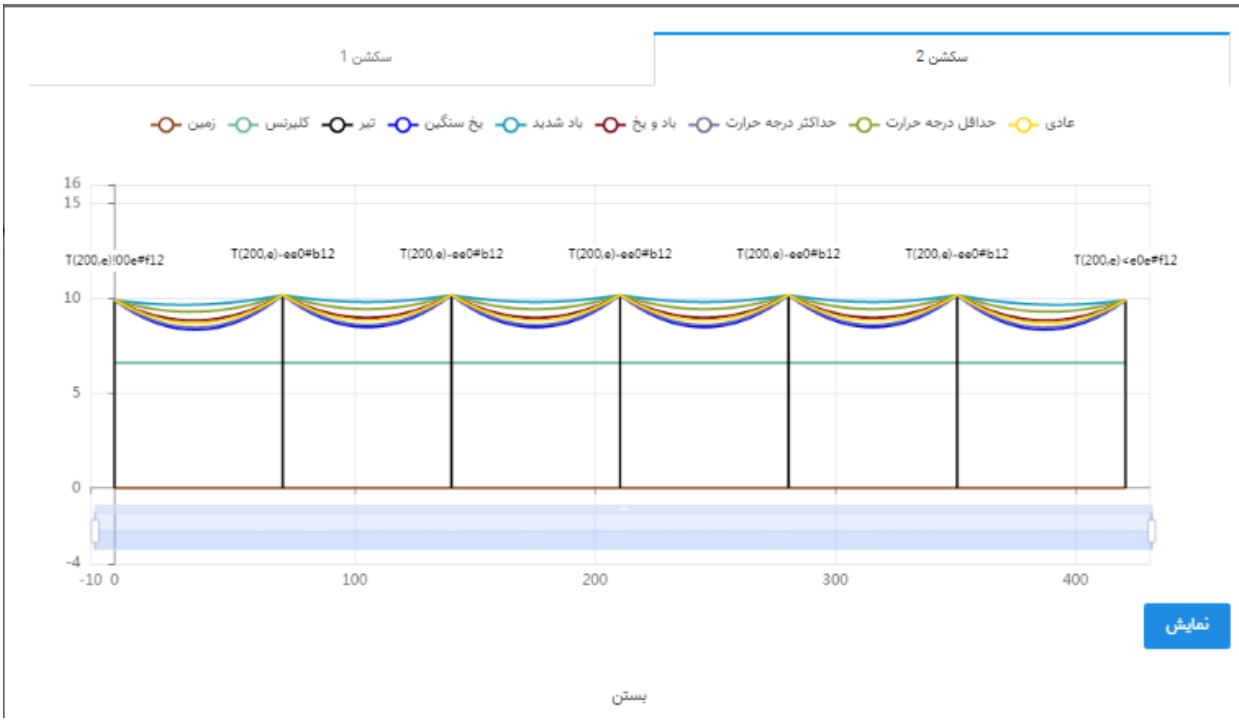
شکل (۳ - ۵) محاسبه سایز پایه‌ها

۳- ۲- ۶- پروفیل طولی خط سکشن ۱



شکل (۳ - ۶) پروفیل طولی خط سکشن ۱

۳- ۲- ۷- پروفیل طولی خط سکشن ۲



شکل (۳ - ۷) پروفیل طولی خط سکشن ۲

۳- ۲- ۸- جداول کشش و فلش برای روز سیم کشی

نتیجه محاسبات برای جداول کشش و فلش روز سیم‌کشی در نرم‌افزار مطابق با شکل (۳ – ۸) می‌باشد.

همین نتایج در قالب جدول (۳ – ۳) نیز نشان داده شده است.

F1 : ACSR,MV,B:3(1x73.6) [MINK] | Ruling Span: 70.00 | Section: 1

55	50	45	40	35	30	25	20	15	10	5	0	5-	Temperature (°C)	Feeder
90.31	92.94	95.81	98.95	102.40	106.20	110.43	115.16	120.48	126.53	133.46	141.48	150.84	Tension (kgf)	F1
	Sag (m)												Span (m)	
1.73	1.68	1.63	1.58	1.53	1.47	1.41	1.36	1.30	1.23	1.17	1.10	1.04	70.00	F1

F1 : ACSR,MV,B:3(1x73.6) [MINK] | Ruling Span: 70.00 | Section: 2

55	50	45	40	35	30	25	20	15	10	5	0	5-	Temperature (°C)	Feeder
90.31	92.94	95.81	98.95	102.40	106.20	110.43	115.16	120.48	126.53	133.46	141.47	150.84	Tension (kgf)	F1
	Sag (m)												Span (m)	
1.73	1.68	1.63	1.58	1.52	1.47	1.41	1.36	1.30	1.23	1.17	1.10	1.03	69.97	F1
1.73	1.68	1.63	1.58	1.52	1.47	1.41	1.36	1.30	1.23	1.17	1.10	1.03	69.98	F1
1.73	1.68	1.63	1.58	1.53	1.47	1.41	1.36	1.30	1.23	1.17	1.10	1.04	70.00	F1
1.73	1.68	1.63	1.58	1.53	1.47	1.41	1.36	1.30	1.23	1.17	1.10	1.04	70.01	F1
1.73	1.68	1.63	1.58	1.53	1.47	1.42	1.36	1.30	1.24	1.17	1.11	1.04	70.05	F1

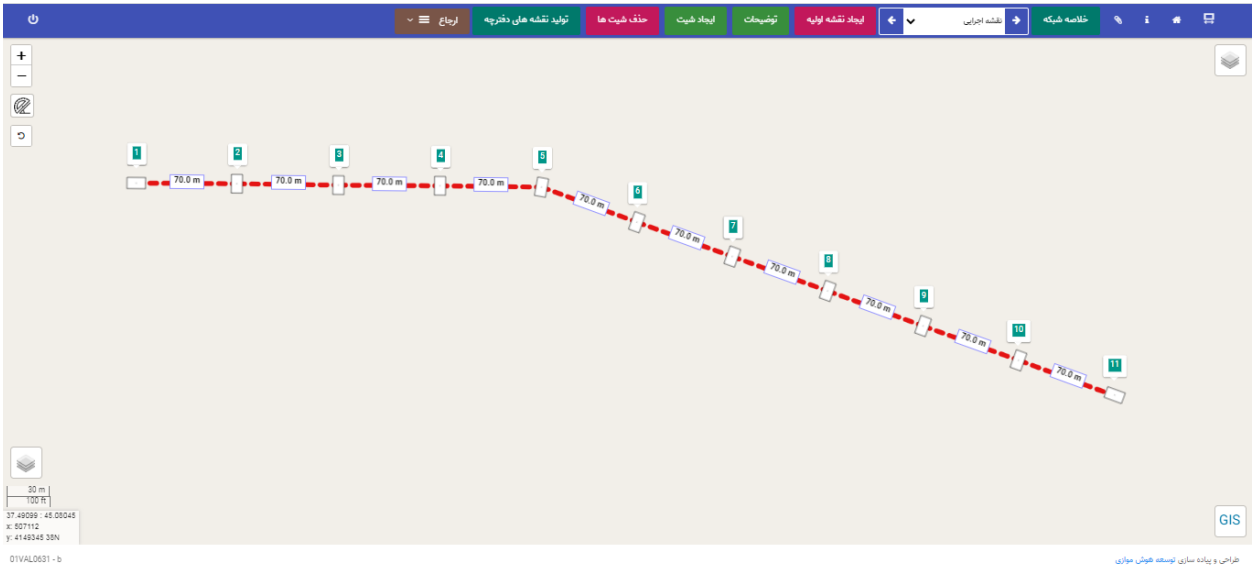
انصراف

شکل (۳ - ۸) نتایج محاسبات جداول کشش و فلش برای روز سیم‌کشی در نرم‌افزار

جدول (۳ - ۳) جداول کشش و فلش برای روز سیم‌کشی

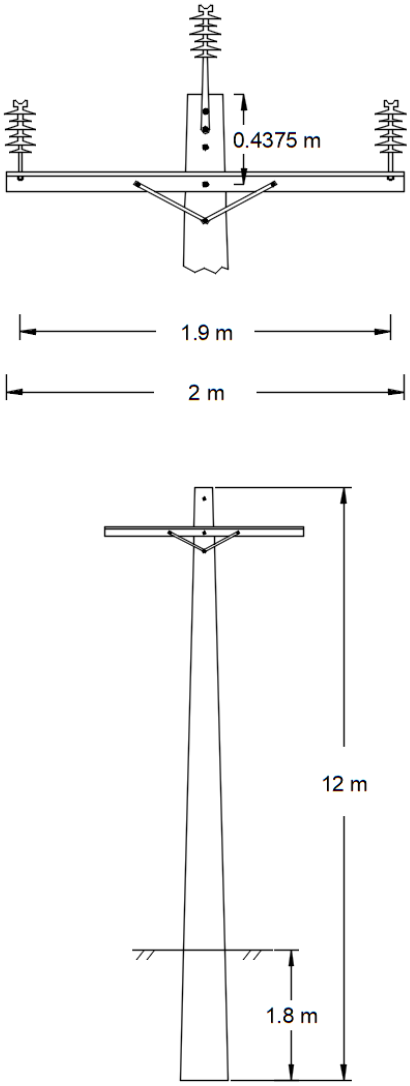
Mink , Ruling Span:70 , Section: 1														
۵۵	۵۰	۴۵	۴۰	۳۵	۳۰	۲۵	۲۰	۱۵	۱۰	۵	۰	-۵	دما (°C)	فیدر
۹۰،۳۱	۹۲،۹۴	۹۵،۸۱	۹۸،۹۵	۱۰۲،۴۰	۱۰۶،۲۰	۱۱۰،۴۳	۱۱۵،۱۶	۱۲۰،۴۸	۱۲۶،۵۳	۱۳۳،۴۶	۱۴۱،۴۸	۱۵۰،۸۴	کشش (kgf)	F1
شکم (m)													اسپن (m)	
۱،۷۳	۱،۶۸	۱،۶۳	۱،۵۸	۱،۵۳	۱،۴۷	۱،۴۱	۱،۳۶	۱،۳۰	۱،۲۳	۱،۱۷	۱،۱۰	۱،۰۴	۷۰	F1
Mink , Ruling Span:70 , Section: 1														
۵۵	۵۰	۴۵	۴۰	۳۵	۳۰	۲۵	۲۰	۱۵	۱۰	۵	۰	-۵	دما (°C)	فیدر
۹۰،۳۱	۹۲،۹۴	۹۵،۸۱	۹۸،۹۵	۱۰۲،۴۰	۱۰۶،۲۰	۱۱۰،۴۳	۱۱۵،۱۶	۱۲۰،۴۸	۱۲۶،۵۳	۱۳۳،۴۶	۱۴۱،۴۷	۱۵۰،۸۴	کشش (kgf)	F1
شکم (m)													اسپن (m)	
۱،۷۳	۱،۶۸	۱،۶۳	۱،۵۸	۱،۵۲	۱،۴۷	۱،۴۱	۱،۳۶	۱،۳۰	۱،۲۳	۱،۱۷	۱،۱۰	۱،۰۳	۶۹،۹۷	F1
۱،۷۳	۱،۶۸	۱،۶۳	۱،۵۸	۱،۵۲	۱،۴۷	۱،۴۱	۱،۳۶	۱،۳۰	۱،۲۳	۱،۱۷	۱،۱۰	۱،۰۳	۶۹،۹۸	F1
۱،۷۳	۱،۶۸	۱،۶۳	۱،۵۸	۱،۵۳	۱،۴۷	۱،۴۱	۱،۳۶	۱،۳۰	۱،۲۳	۱،۱۷	۱،۱۰	۱،۰۴	۷۰،۰۰	F1
۱،۷۳	۱،۶۸	۱،۶۳	۱،۵۸	۱،۵۳	۱،۴۷	۱،۴۱	۱،۳۶	۱،۳۰	۱،۲۳	۱،۱۷	۱،۱۰	۱،۰۴	۷۰،۰۱	F1
۱،۷۳	۱،۶۸	۱،۶۳	۱،۵۸	۱،۵۳	۱،۴۷	۱،۴۲	۱،۳۶	۱،۳۰	۱،۲۴	۱،۱۷	۱،۱۱	۱،۰۴	۷۰،۰۵	F1

۳- ۲- ۹- نقشه اجرایی خط



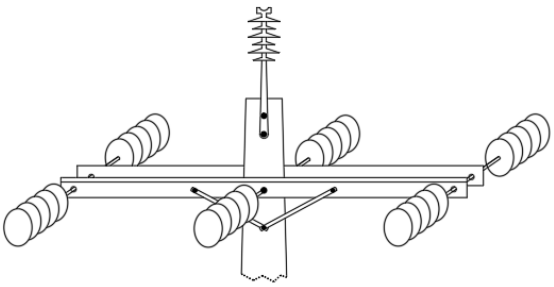
شکل (۳ - ۹) نقشه اجرایی خط

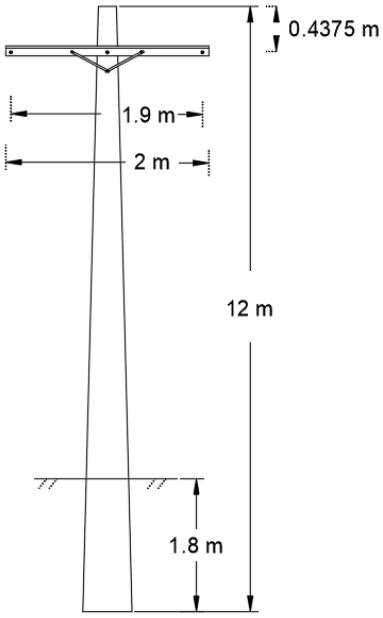
۳- ۲- ۱۰- آرایش پایه توخطی



شکل (۳ - ۱۰) آرایش پایه توخطی

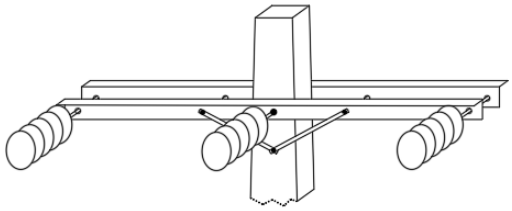
۳- ۲- ۱۱- آرایش پایه زاویه‌ای

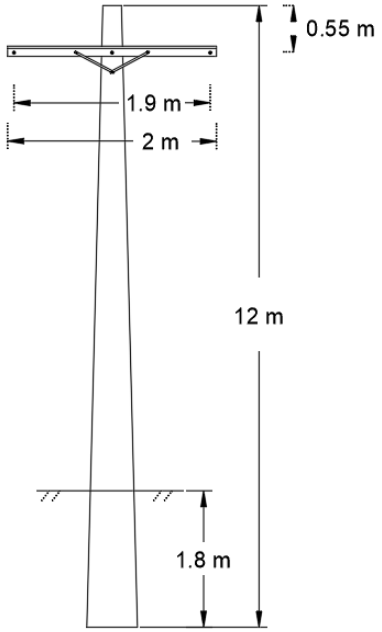




شکل (۳ - ۱۱) آرایش پایه زاویه‌ای

۳- ۲- ۱۲- آرایش پایه انتهایی





شکل (۳ - ۱۲) آرایش پایه انتهایی

۳- ۲- ۱۳- خلاصه نتایج طراحی

به طور خلاصه، سه آرایش برای پایه‌های عبوری، زاویه‌ای و انتهایی در طراحی این خط استفاده شده است که شرح آرایش، نیروی وارد بر پایه، شماره پایه‌ها و کد آرایش آن‌ها در جدول (۳ – ۴) ذکر شده است.

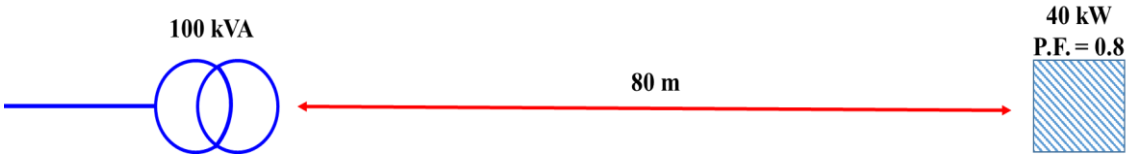
جدول (۳ - ۴) خلاصه نتایج طراحی

شرح آرایش	نیروی وارد بر پایه (کیلوگرم نیرو)	شماره پایه ها	کد آرایش
آرایش T شکل توخطی با کراس آرم به ابعاد ۲۰۰ در ۹ سانتیمتر با مقره های کامپوزیت سوزنی سر تیری و کناری و پایه چهارگوش بتونی ۱۲ متری و قدرت اسمی ۴۰۰ کیلوگرم نیرو	۳۹۱	۲ و ۳ و ۴ و ۶ و ۷ و ۸ و ۹ و ۱۰	T(200,9)-cc0#b12
آرایش T شکل زاویه با کراس آرم به ابعاد ۲۰۰ در ۹ سانتیمتر با مقره های کامپوزیت سوزنی سر تیری و بشقابی و پایه چهارگوش بتونی ۱۲ متری و قدرت اسمی ۱۲۰۰ کیلوگرم نیرو	۱۰۰۶	۵	T(200,9)<c0c#f12
آرایش T شکل انتهایی با کراس آرم به ابعاد ۲۰۰ در ۹ سانتیمتر با مقره های کامپوزیت بشقابی و پایه چهارگوش بتونی ۱۲ متری و قدرت اسمی ۱۲۰۰ کیلوگرم نیرو با مهار نوع ۲	۲۲۷۲	۱ و ۱۱	T(200,9)!00c#f12\S2

۳- ۳- برقرسانی به یک کارگاه در انتهای یک بن‌بست

فرض کنید یک کارگاه با دیماند درخواستی ۴۰ kW و ضریب قدرت ۰٫۸ مطابق با شکل (۳ – ۱۳) در فاصله ۸۰ متری از یک پست هوایی با ظرفیت ۱۰۰ kVA قرار گرفته است. در حال حاضر یک مشترک دیماندی از پست موردنظر تغذیه می‌شود که بارگذاری فعلی پست را به ٪۳۵ رسانده است. هیچگونه بار روشنایی معابر بر روی این پست قرار ندارد. پست فاقد تابلو توزیع می‌باشد. ارتفاع از سطح دریا و حداکثر دمای محیط به ترتیب ۸۰۰ m و ۳۸ °C می‌باشد.

با توجه به اینکه پست هوایی موجود فاقد تابلو توزیع می‌باشد و دیماند درخواستی مشترک نیز بیشتر از ۳۰ kW است، لذا مشترک مورد نظر از نوع مشترکین دیماندی محسوب می‌گردد و محل تحویل برق به مشترک، زیر پست هوایی و از تابلو اختصاصی مشترک خواهد بود. همچنین، مشترک باید از محل تحویل تا محل مصرف کابل اختصاصی خود را عبور دهد.



شکل (۳ - ۱۳) موقعیت مشترک و شبکه برای مثال برقرسانی به یک کارگاه در انتهای بن‌بست

در طراحی برقرسانی به این واحد دو مسئله از اهمیت بالایی برخوردار است: انتخاب هادی و بررسی ظرفیت ترانسفورماتور که در ادامه با ارائه جزئیات به بررسی این دو مورد می‌پردازیم.

با توجه به اینکه یک مشترک قرار است از کابل اختصاصی تغذیه شود، ضریب همزمانی آن مطابق با بخش "روش پیشنهادی برای تعیین تعداد مشترک قابل تغذیه از هر پست توزیع" برابر با یک است. مطابق با بخش مذکور، ضرایب تصحیح ارتفاع و درجه حرارت نیز برابر با یک است. چرا که ارتفاع از سطح دریا کمتر از ۱۰۰۰ متر و حداکثر درجه جرارت محیط نیز کمتر از ۴۰ °C می‌باشد. بنابراین ظرفیت قابل بارگذاری پست هوایی مطابق با رابطه (۳ – ۱) تعیین می‌گردد.

$$\text{ظرفیت قابل بارگذاری پست} = 100 \times 1 \times 1 = 100\ \text{kVA} \qquad \text{رابطه (۳ - ۱)}$$

با توجه به اینکه هر دو مشترک تغذیه‌کننده از پست موردنظر، مشترکین دیماندی هستند، رشد بار پنج ساله برای آن‌ها درنظر گرفته نمی‌شود. بنابراین با توجه به دیماند درخواستی و بارگذاری فعلی پست، بار پست برابر با ٪۸۵ کل ظرفیت پست می‌باشد. لذا با توجه به ضرایب تصحیح، نیازی به تغییر ظرفیت پست نمی‌باشد

و مشترک می‌تواند از همین پست تغذیه شود. لازم به ذکر است، با توجه به اینکه محل تحویل برق به مشترک، زیر پست هوایی و در تابلوی اختصاصی مشترک می‌باشد، تلفات توان تا رسیدن به محل مشترک جزء دیماند مشترک محسوب می‌شود و نیازی به محاسبه‌ی آن برای تعیین ظرفیت مجاز پست نمی‌باشد.

با وجود اینکه طراحی و انتخاب هادی بر عهده‌ی مشترک است، اما در ادامه و به عنوان مثال، فرآیند انتخاب هادی مشترک بیان می گردد.

فرض می‌شود خروجی فشار ضعیف پست به کمک Tap ترانسفورماتور،روی مقدار ۱ p.u. معادل ۴۰۰ V تنظیم شده باشد. بنابراین، مطابق با رابطه (۳ – ۲)، جریان عبوری از هادی اختصاصی مشترک ۷۲٫۱۷ A خواهد بود.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V\cos\phi} = \frac{40000}{\sqrt{3}\times 400\times 0.8} = 72.17\ A$$ رابطه (۳ - ۲)

فرض کنید نوع شبکه و نوع هادی انتخابی توسط مشترک به ترتیب زمینی و کابل مسی فشار ضعیف با عایق PVC بدون زره درخواست شده است. با توجه به جلد ۵ استاندارد کابل‌های مورد استفاده در شبکه توزیع، کابل با سطح مقطع ۱۶ mm^2 با جریان مجاز ۱۰۰ A و مقاومت و راکتانس به ترتیب ۱٫۳۸ $\frac{\Omega}{km}$ و ۰٫۰۸۷ $\frac{\Omega}{km}$ به عنوان اولین انتخاب کاندید می‌شود. اما طبق بخش "تعیین ظرفیت بارگذاری مجاز تجهیزات خطوط فشار ضعیف"، ضرایب تصحیح مختلفی باید برای اطمینان از قابلیت عبور جریان حداکثر بار توسط هادی انتخابی درنظر گرفته شود. با بررسی‌های انجام شده، مشاهده گردید که نوع خاک مسیر از نوع عمل آورده شده می‌باشد. طبق استاندارد مذکور، مقاومت مخصوص حرارتی خاک ۲٫۶ K.m/W می‌باشد. با توجه به استاندارد وزارت نیرو، ضریب تصحیح مقاومت حرارتی خاک برای کابل‌های چند رشته تا مقطع ۱۶ mm^2 و مقاومت مخصوص حرارتی ۲٫۶ K.m/W برای خاک، برابر با ۰٫۷۸ می‌باشد. با توجه به اینکه دمای زمین ۱۵ °C می‌باشد و کابل دیگری هم به مجاورت کابل مورد نظر عبور نمی‌کند، ضرایب تصحیح دمای زمین و کابل مجاور برابر با یک است. با فرض عمق دفن کابل ۸۰ cm، ضریب تصحیح عمق دفن خاک برابر با ۰٫۹۷ است. بنابراین ضرب ضرایب تصحیح کابل با توجه به شرایط دفن آن طبق رابطه (۳ – ۳) برابر با ۰٫۷۵۶۶ می‌باشد.

ضریب تصحیح کابل = $0.78 \times 1 \times 1 \times 0.97 = 0.7566$ رابطه (۳ - ۳)

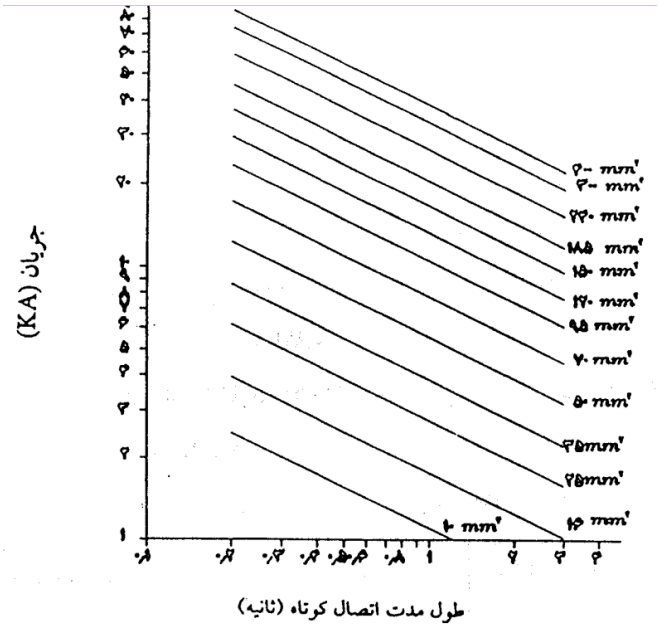
بنابراین، کابل $16\ mm^2$ انتخابی که قابلیت عبور جریان ۱۰۰ A در شرایط استاندارد را دارد، در شرایط مفروض این مثال، حداکثر می‌تواند جریان ۷۵,۶۶ A آمپر را از خود عبور دهد. لذا از نظر جریان مجاز، کابل انتخابی قابلیت عبور جریان بار حداکثر ۷۲,۱۷ A را دارد.

با توجه به بخش "تعیین حداکثر افت ولتاژ مجاز در شبکه"، حداکثر افت ولتاژ مجاز در نقطه تحویل به مشترک ۵٪ می‌باشد و کابل انتخابی بایداز نظر افت ولتاژ نیز بررسی شود. طبق رابطه (۳ – ۴)، افت ولتاژ مسیر حدود ۱۱,۵ V می‌باشد. لذا درصد افت ولتاژ با توجه به ولتاژ نامی ۴۰۰ V، حدود ۲,۹٪ است که مقدار مجازی می‌باشد و هادی انتخابی از نظر افت ولتاژ نیز مناسب است.

$$\Delta u = \sqrt{3}.l.I\left(R\cos\phi + X\ \sin\phi\right) =$$
$$\sqrt{3}\times 0.080\times 72.17\times\left(1.38\times 0.8+0.087\times 0.6\right)=11.56\ V$$

رابطه (۳ - ۴)

مسئله دیگری که در انتخاب کابل باید مورد توجه قرار گیرد، قدرت تحمل کابل در شرایط اتصال کوتاه است. فرض کنید طبق بررسی‌های انجام شده، جریان اتصال کوتاه در ابتدای کابل ۸۰۰ A باشد و سیستم حفاظتی نیز حداکثر تا ۳ S بعد از رخداد خطا، عمل می‌کند. با مراجعه به جلد پنجم استاندارد کابل‌های مورد استفاده در شبکه توزیع، منحنی تحمل جریان اتصال کوتاه کابل‌های PVC مطابق با شکل (۳ – ۱۴) است. همانطور که مشاهده می‌شود، کابل با مقطع $16\ mm^2$ می‌تواند تا ۱۰۰۰ A را در ۳ S تحمل کند. لذا برای کابل انتخابی در شرایط اتصال کوتاه مفروض مشکلی پیش نمی‌آید.

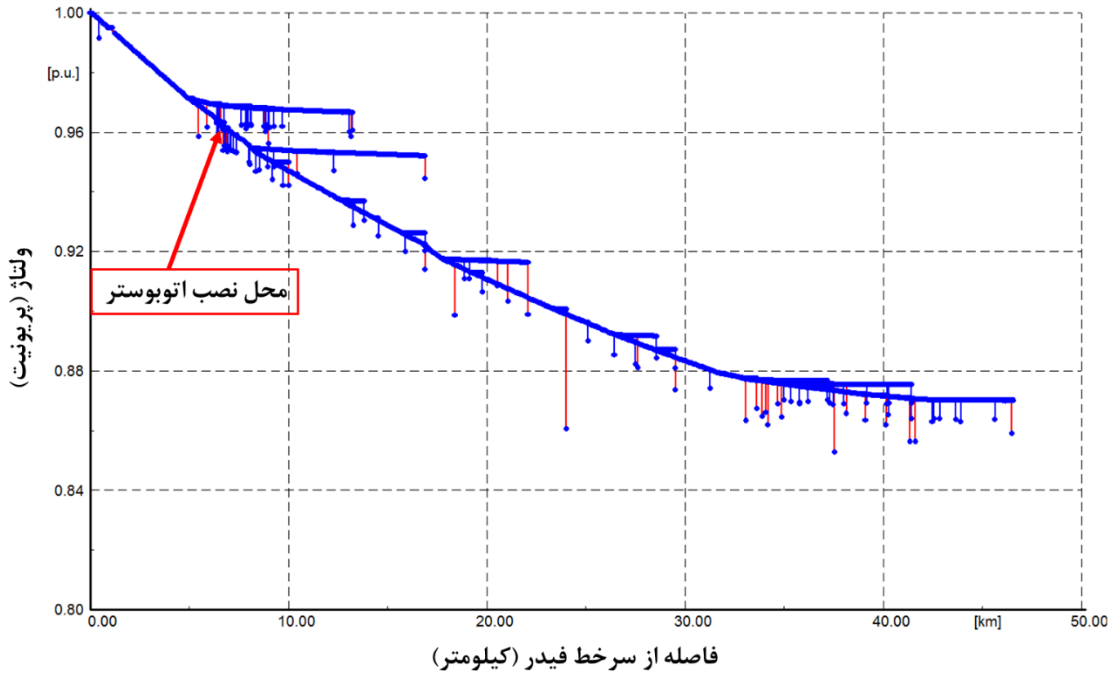


شکل (۳ - ۱۴) جریان اتصال کوتاه برای کابل‌های ۱ kV با عایق PVC و هادی‌های مسی [۴]

۳- ۴- جبران افت ولتاژ غیرمجاز فیدر با استفاده از بوستر و اتوبوستر

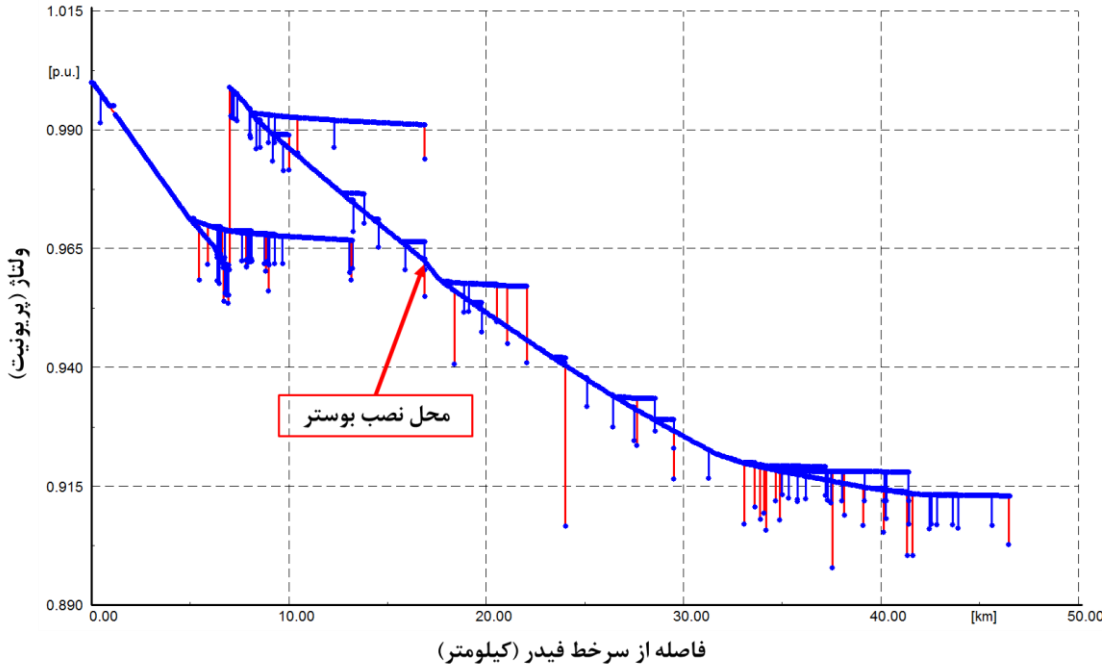
به عنوان مثال فرض کنید پروفیل ولتاژ یک فیدر با بار خانگی در شرایط پرباری مطابق با شکل (۳ – ۱۵) می‌باشد و در آینده نزدیک با توجه به احداث پست فوق‌توزیع جدید در نزدیکی انتهای فیدر، تغییر سطح مقطع هادی برای کاهش افت ولتاژ غیرمجاز ایجاد شده، توجیه اقتصادی ندارد. لذا برای جبران افت ولتاژ پیشنهاد می‌گردد از بوستر و اتوبوستر استفاده گردد تا پس از احداث پست فوق‌توزیع و تغییر حوزه فیدر، مشکل افت ولتاژ حل شود. لازم به ذکر است که استفاده از بوستر و اتوبوستر با توجه به خانگی بودن بارهای متصل به این فیدر ممکن می‌باشد و مشکلی از لحاظ راه‌اندازی موتور به وجود نخواهد آمد.

با توجه به توضیحات بخش "استفاده از بوستر و اتوبوستر برای جبران افت ولتاژ غیرمجاز شبکه"، بهتر است مرز ۴٪ افت ولتاژ برای نقطه نصب اتوبوستر و بوستر انتخاب شود. همچنین، مکانیابی از ابتدای فیدر انجام شده و از اتوبوستر برای نصب در اولین نقطه با شرایط مذکور استفاده می‌شود. لذا اتوبوستر شماره ۱ را در نقطه‌ای قرار می‌دهیم که ولتاژ آن نقطه نزدیک به مرز ۰٫۹۶ پریونیت باشد. در انتخاب نقطه دقیق نصب اتوبوستر باید دقت شود که آن نقطه با توجه به جاده‌های منطقه قابل دسترسی و بهره‌برداری آسان باشد و احتمال سرقت آن نیز کم باشد.



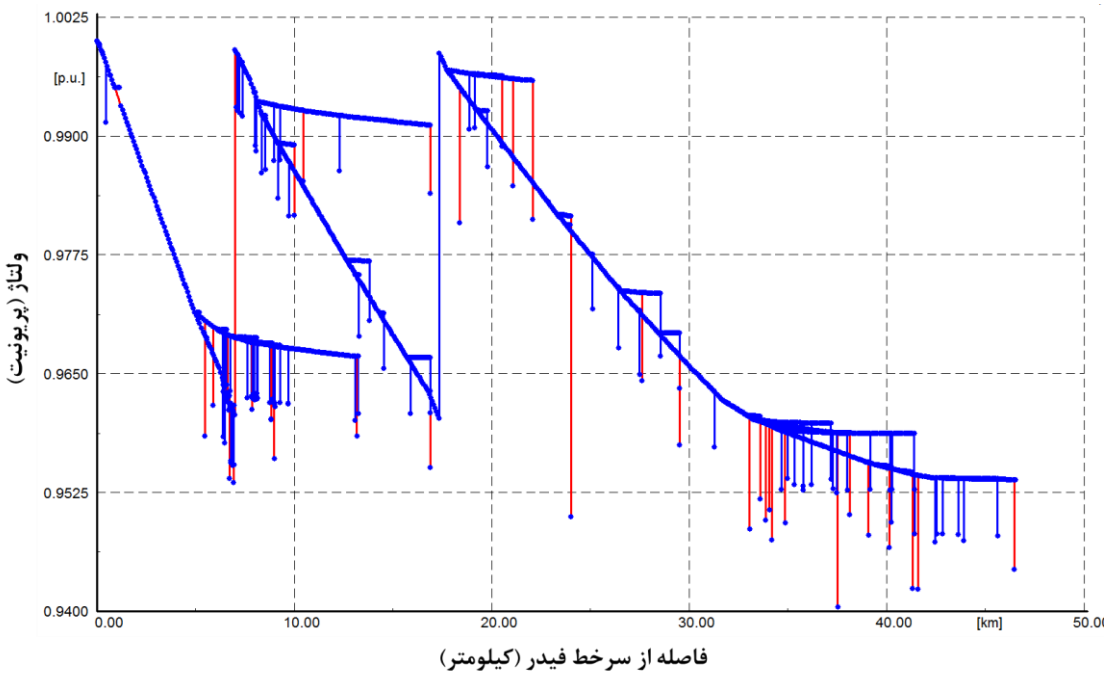
شکل (۳ - ۱۵) پروفیل ولتاژ فیدر نمونه و مکانیابی بوستر شماره یک در شرایط پرباری فیدر

با اضافه شدن اتوبوستر شماره یک و با فرض حداکثر ۴ درصد افزایش ولتاژ توسط اتوبوستر، وضعیت پروفیل ولتاژ فیدر در پرباری مطابق با شکل (۳ – ۱۶) خواهد بود و مکان نصب بوستر شماره دو نیز در نقطه‌ای با مرز ولتاژ ۰,۹۶ پریونیت با رعایت اصول دسترسی، بهره‌برداری، و سرقت قابل شناسایی است.



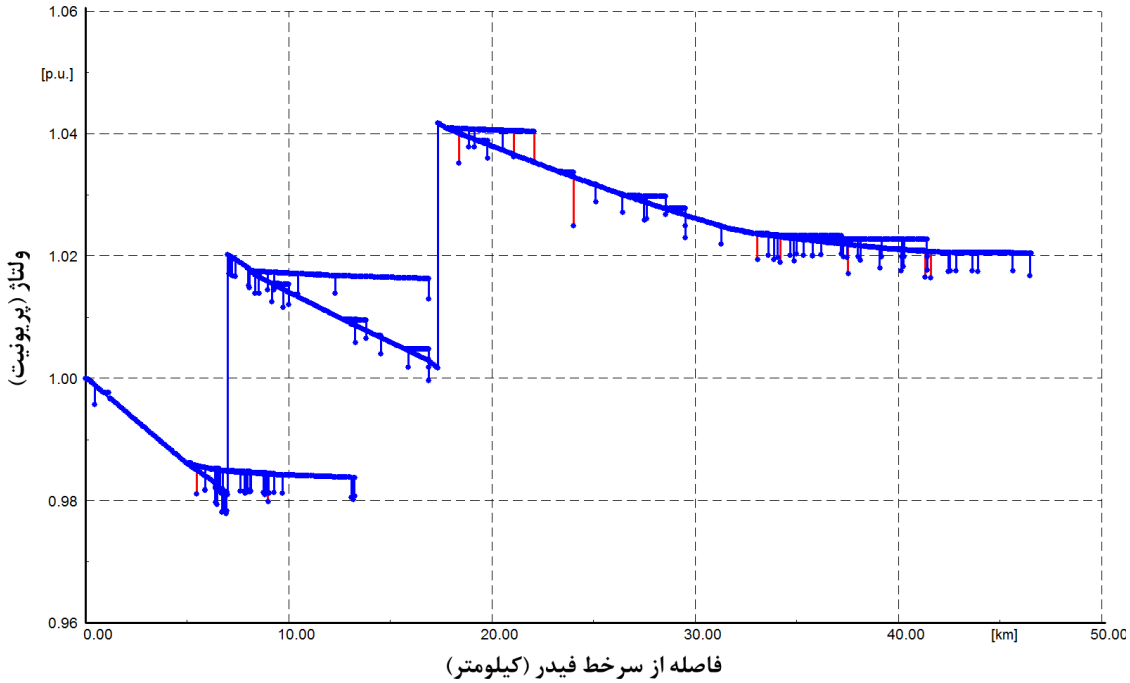
شکل (۳ - ۱۶) پروفیل ولتاژ فیدر نمونه با اضافه شدن اتوبوستر شماره یک و مکانیابی بوستر شماره دو در شرایط پرباری فیدر

با اضافه شدن اتوبوستر و بوستر، پروفیل ولتاژ در شرایط پرباری شبکه مطابق با شکل (۳ – ۱۷) می‌باشد.



شکل (۳ - ۱۷) پروفیل ولتاژ فیدر نمونه با اضافه شدن اتوبوستر شماره یک و بوستر شماره دو در شرایط پرباری فیدر

همانطور که مشاهده می‌شود، با بکارگیری اتوبوستر و بوستر به صورت همزمان که هزینه آن به مراتب کمتر از هزینه احداث شبکه است، پروفیل ولتاژ فیدر در بدترین شرایط به بالای ۰,۹۵ پریونیت رسیده است، در حالی که در ابتدا تا ۰,۸۷ پریونیت افت ولتاژ داشته است. به منظور اطمینان از اینکه اضافه شدن اتوبوستر و بوستر، منجر به اضافه ولتاژ غیرمجاز در شرایط کم‌باری فیدر نمی‌شود، لازم است پس از قرار دادن آن‌ها، وضعیت پروفیل ولتاژ در شرایط کم‌باری فیدر نیز بررسی شود. به عنوان نمونه، پروفیل ولتاژ فیدر مورد نظر در شرایط کم‌باری و با اضافه شدن اتوبوستر و بوستر مطابق با شکل (۳ – ۱۸) خواهد بود. طبق شکل (۳ – ۱۸)، اضافه ولتاژ فیدر در بدترین شرایط حدود ۴ درصد است و در محدوده مجاز قرار دارد. لازم به ذکر است که این منحنی با فرض عدم تغییر خودکار پله‌ی اتوبوستر رسم شده است. در حالیکه در واقعیت، با تنظیمات مناسب اتوبوستر می‌توان از بروز همین ۴ درصد اضافه ولتاژ نیز جلوگیری نمود.

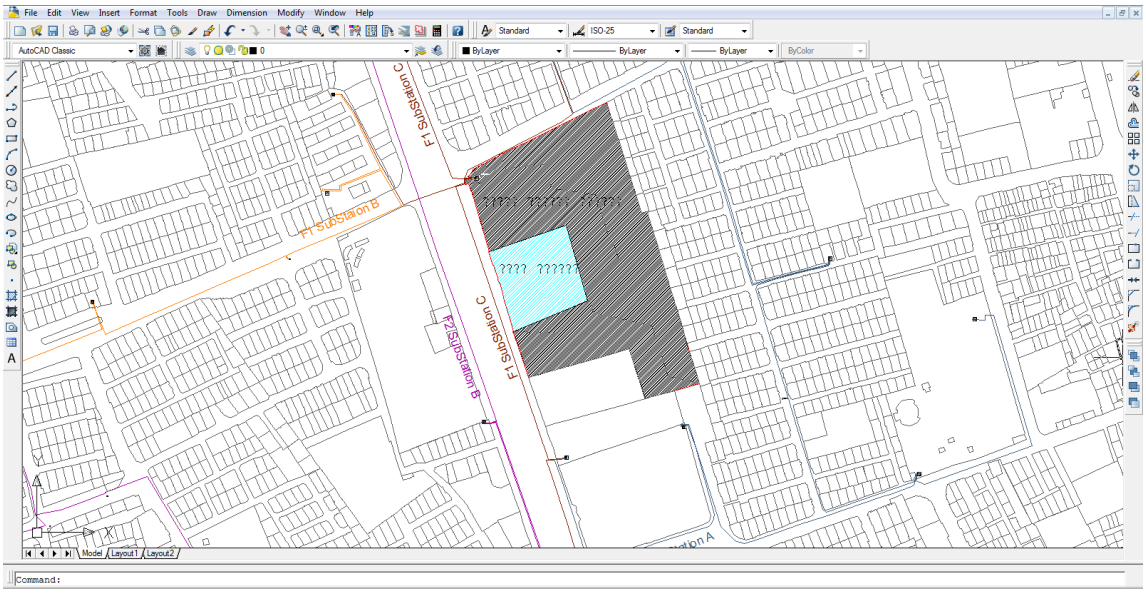


شکل (۳ - ۱۸) پروفیل ولتاژ فیدر نمونه با اضافه شدن اتوبوستر شماره یک و بوستر شماره دو در شرایط کم‌باری فیدر

دقت شود که در صورتی که اضافه ولتاژ ایجاد شده در شرایط کم‌باری فیدر بیشتر از ۵ درصد باشد، می‌توان نسبت به کاهش پله‌ی بوسترها و یا تغییر مکان آن‌ها اقدام نمود.

۳- ۵- برقرسانی به یک مجتمع تجاری تفریحی در بافت فرسوده شهری با انشعاب‌های درخواستی مختلف

یک مجتمع تجاری تفریحی در بافت فرسوده شهری یک منطقه زلزله‌خیز را مطابق با شکل (۳ – ۱۹) درنظر بگیرید. سه پست فوق‌توزیع در نزدیکی این مجتمع قرار دارد که اطلاعات آن‌ها در قالب ۰ ارائه شده است. کلیه‌ی فیدرهای منشعب از پست‌های فوق‌توزیع اطراف دارای حداقل جریان دائمی ۱۵۰ A می‌باشند. همچنین، انشعاب‌های درخواستی مجتمع در قالب جدول (۳ – ۶) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، یک انشعاب ولتاژ اولیه نیز در لیست انشعاب‌های درخواستی وجود دارد. رشد بار ۵ ساله‌ی بارهای تجاری ۷ درصد برآورد شده است. ارتفاع از سطح دریا محل ۱۵۰۰ متر می‌باشد و حداکثر دمای محیط و دمای زمین در عمق ۱ متری به ترتیب ۳۵ و ۲۰ درجه سانتیگراد می‌باشد. تنظیمات حفاظتی پست‌های فوق‌توزیع به گونه‌ای است که حداکثر طی مدت زمان ۱ ثانیه تجهیزات حفاظتی عمل می‌کنند. ضریب همزمانی بارهای تجاری با استفاده از اندازه‌گیری‌هایی که در منطقه انجام شده است، محاسبه شده و برای تعداد مشترکین بیشتر از ۲۰۰ مشترک، ضریب اشباع ۰,۲۵ به دست آمده است.



شکل (۳ - ۱۹) محل قرارگیری مجتمع تجاری تفریحی مورد بررسی

جدول (۳ - ۵) وضعیت بارگیری پست‌های فوق‌توزیع اطراف مجتمع تجاری تفریحی و جریان اتصال کوتاه آن‌ها

نام پست فوق‌توزیع
پست فوق توزیع A ۲*۵۰ MVA ۹۰٪ بارگیری در پیک ۲۳ kA حداکثر جریان اتصال کوتاه سه فاز
پست فوق توزیع B ۲*۵۰ MVA ۶۵٪ بارگیری در پیک ۲۰ kA حداکثر جریان اتصال کوتاه سه فاز
پست فوق توزیع C ۲*۴۰ MVA ۶۰٪ بارگیری در پیک ۱۸ kA حداکثر جریان اتصال کوتاه سه فاز

جدول (۳ - ۶) انشعاب‌های درخواستی مجتمع تجاری تفریحی

۱	انشعاب تک فاز ۲۵ آمپر فشار ضعیف	۱۶۶ فقره درخواست
۲	انشعاب ۳ فاز ۲۵ آمپر فشار ضعیف	۸۴ فقره درخواست
۳	انشعاب ۳ فاز ۴۰ کیلووات فشار ضعیف	۱ فقره درخواست
۴	انشعاب ۳ فاز ۶۰ کیلووات فشار ضعیف	۱ فقره درخواست
۵	انشعاب ۳ فاز ۸۰ کیلووات فشار ضعیف	۱ فقره درخواست
۶	انشعاب ۳ فاز ۱۹۵۰ کیلووات فشار متوسط	۱ فقره درخواست

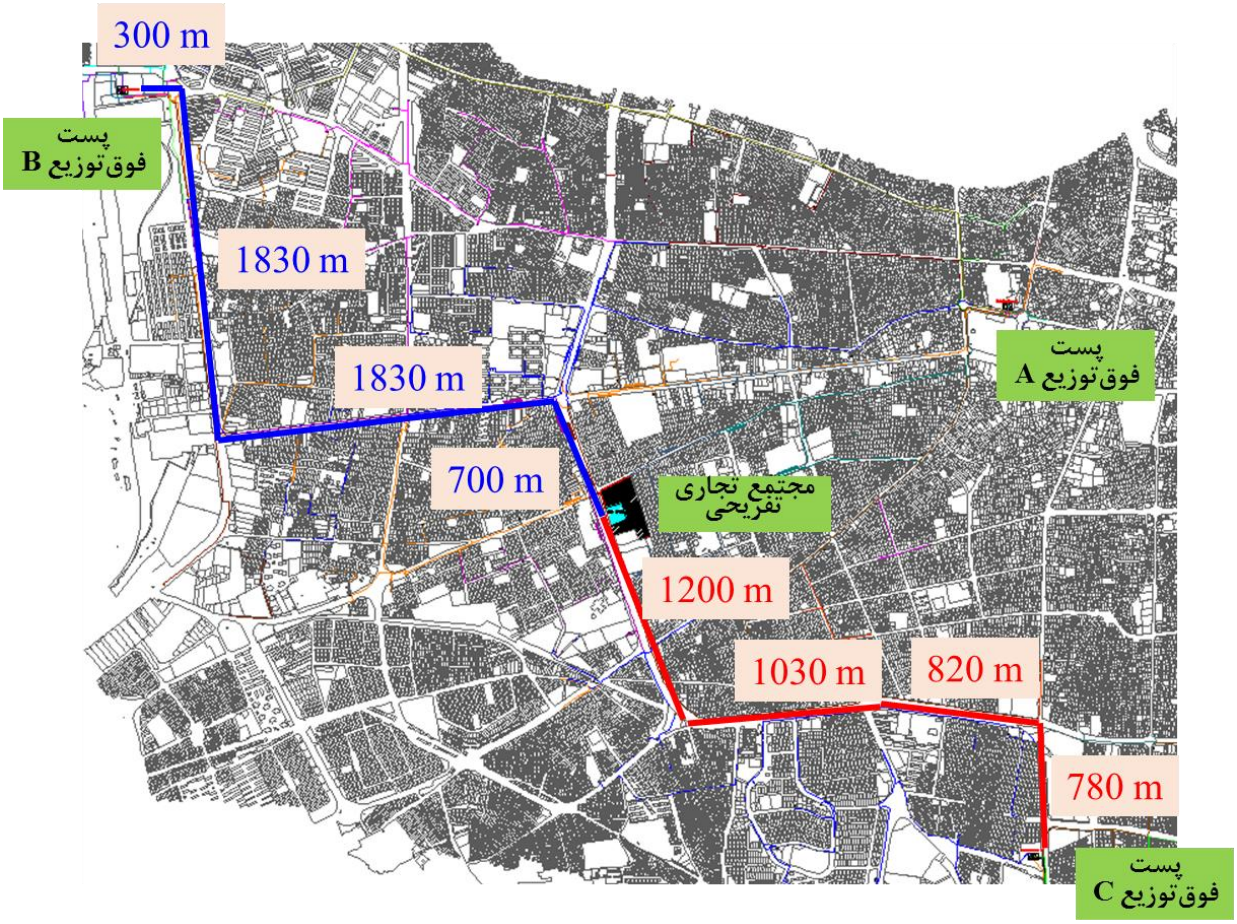
نظر به اینکه هر یک از انشعاب‌های درخواستی کمتر از ۲ MW می‌باشد، لذا فیدر تغذیه مجتمع از نوع فیدر عمومی می‌باشد و شرکت توزیع وظیفه دارد توان مورد نیاز انشعاب‌های درخواستی را تامین نماید. با توجه به اینکه کلیه‌ی فیدرهای موجود دارای حداقل جریان دائمی ۱۵۰ A می‌باشند، و در بخش "میزان بارگذاری شبکه و قابلیت مانور" در متن مرحله سوم فلسفه طراحی شبکه توزیع ذکر شده است که جریان دائمی فیدرها حداکثر ۱۵۰ A طراحی شود، لذا استفاده از فیدرهای موجود مجاز نمی‌باشد و نیاز به احداث یک فیدر جدید می‌باشد. با توجه به اینکه محل قرارگیری مجتمع در بافت فرسوده شهری قرار دارد و امکان احداث شبکه هوایی با توجه به محدودیت‌های حریم و مبلمان شهری وجود ندارد، برقرسانی به این مجتمع

با شبکه زمینی انجام می‌شود. با توجه به اینکه فیدر عمومی مدنظر است، لذا محاسبه بار برای انتخاب هادی مطرح نمی‌باشد. با توجه به جدول (۳ – ۶) مجموع جریان انشعاب‌های درخواستی حتی بدون احتساب ضریب همزمانی ۱۳۴٫۵ A می‌باشد. مطابق با بخش "درجه اضطرار در طراحی شبکه فشارمتوسط" جریان دائمی حداکثر فیدر فشار متوسط ۱۵۰ A می‌باشد. بنابراین برای انشعاب‌های درخواستی، احداث یک فیدر جدید کفایت می‌کند. با توجه به بخش "درجه اضطرار در طراحی شبکه فشارمتوسط"، هادی تنه اصلی فیدر باید حداقل ظرفیت جریان‌دهی ۲۵۰ A را داشته باشند تا در شرایط مانور بتواند ۳۳٪ از بار دو فیدر از فیدرهای مجاور را تامین کند. لذا انتخاب هادی بر اساس جریان ۲۵۰ A صورت می‌گیرد.

در شکل (۳ – ۲۰)، محل قرارگیری پست‌های فوق‌توزیع A، B و C و مجتمع تجاری تفریحی نشان داده شده است. با توجه به اینکه بارگیری در پیک پست فوق‌توزیع A حدود ۹۰٪ ثبت شده است، امکان فیدرگیری از این پست وجود ندارد و ۱۰٪ باقیمانده باید برای شرایط اضطراری و مانور آزاد بماند. در مقابل، پست‌های فوق‌توزیع B و C ظرفیت آزاد دارند و امکان فیدرگیری از این دو پست وجود دارد.

شکل (۳ - ۲۰) موقعیت پست‌های فوق‌توزیع نزدیک مجتمع تجاری تفریحی مورد بررسی

با توجه به شکل (۳ – ۲۱)، مسیر منتهی به مجتمع از پست فوق‌توزیع C حدود ۳۸۳۰ متر می‌باشد که کوتاه‌تر از مسیر منتهی به مجتمع از پست فوق‌توزیع B به طول حدود ۴۶۶۰ متر می‌باشد. علاوه بر این، با توجه به بررسی‌های انجام شده، مسیر منتهی به مجتمع از پست فوق‌توزیع C دارای ترافیک کمتر و فضای سبز بیشتری می‌باشد. لذا با توجه به این موارد، پست فوق‌توزیع C برای فیدرگیری انتخاب می‌گردد.



شکل (۳ - ۲۱) فاصله پست‌های فوق‌توزیع B و C تا محل مجتمع

فرض می‌شود کابل آلومینیوم XLPE برای احداث فیدر انتخاب شود. با مراجعه به جدول جریان قابل حمل کابل‌های آلومینیوم XLPE با سطح ولتاژ فشار متوسط در جلد پنجم استاندارد کابل‌های مورد استفاده در شبکه توزیع، مشاهده می‌شود که جریان مجاز کابل‌های با مقاطع ۱۲۰، ۱۵۰ و ۱۸۵ میلیمتر مربع به ترتیب ۲۶۰، ۲۹۰ و ۳۳۰ آمپر ذکر شده است [۵]. اما این جریان‌ها بدون احتساب ضرایب تصحیح می‌باشد و باید ضرایب تصحیح درنظر گرفته شود.

بررسی مسیر احداث فیدر نشان می‌دهد که خاک مسیر از نوع خاک سنگلاخی است و زیر لایه‌ی آسفالت مدفون شده است. با مراجعه به استاندارد مذکور، مقاومت حرارتی خاک ۱٫۳ K.m/W می‌باشد [۵]. لذا ضریب تصحیح برای مقاومت حرارتی خاک برای کابل‌های آلومینیوم ۱۲۰، ۱۵۰ و ۱۸۵ به ترتیب برابر با ۰٫۹۸۶، ۰٫۹۸۶ و ۰٫۹۸۰ می‌باشد [۵]. با توجه به اینکه حداکثر دمای زمین در عمق ۱ متری، ۲۰ درجه سانتیگراد ذکر شده است، استاندارد مذکور نشان می‌دهد که ضریب تصحیح دمای زمین برای عایق‌های XLPE برابر با ۰٫۹۷ می‌باشد [۵]. بررسی مسیر نشان می‌دهد که یک کابل به مجاورت کابل احداثی وجود خواهد داشت که حداقل می‌توان با فاصله ۶۰ سانتی‌متری از کنار آن عبور نمود. لذا با توجه به استاندارد، ضریب تصحیح ۰٫۹۳ باید برای کابل مجاور منظور شود [۵]. با توجه به عمق ۱ متری منظور شده برای دفن کابل، ضریب تصحیح برای عمق خاک نیز ۰٫۹۸ می‌باشد که باید در محاسبات لحاظ شود [۵].

با توجه به توضیحات فوق، ضرایب تصحیح برای هر کدام از کابل‌های آلومینیوم ۱۲۰، ۱۵۰ و ۱۸۵ میلیمتر مربع مطابق با جدول (۳ – ۷) می‌باشد. لذا با توجه به نتایج جدول (۳ – ۷)، کابل ۱۲۰ میلیمتر مربع از دایره انتخاب‌ها خارج می‌گردد.

جدول (۳ - ۷) ضریب تصحیح کابل‌های مورد بررسی

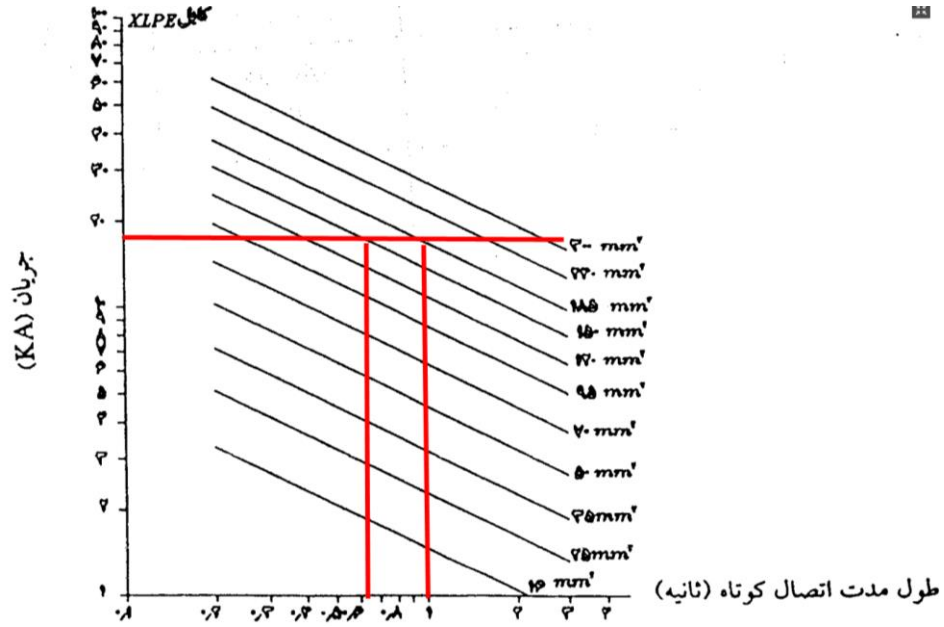
سطح مقطع (میلیمتر مربع)	ضریب تصحیح مقاومت حرارتی خاک	ضریب تصحیح دمای زمین	ضریب تصحیح کابل مجاور	ضریب تصحیح عمق خاک	ضریب تصحیح کل	جریان مجاز	جریان مجاز با احتساب ضریب تصحیح
۱۲۰	۰٫۹۸۶	۰٫۹۷	۰٫۹۳	۰٫۹۸	۰٫۸۷۲	۲۶۰	۲۲۶٫۷۲
۱۵۰	۰٫۹۸۶	۰٫۹۷	۰٫۹۳	۰٫۹۸	۰٫۸۷۲	۲۹۰	۲۵۲٫۸۸
۱۸۵	۰٫۹۸۰	۰٫۹۷	۰٫۹۳	۰٫۹۸	۰٫۸۶۶	۳۳۰	۲۸۵٫۷۸

با توجه به بخش "تعیین حداکثر افت ولتاژ مجاز در شبکه"، حداکثر افت ولتاژ مجاز در نقطه تحویل به مشترک ۵٪ می‌باشد. لذا کابل انتخابی بایداز نظر افت ولتاژ نیز بررسی شود. با توجه به اینکه منطقه مورد نظر زلزله‌خیز است، لذا طبق بخش "نوع شبکه فشارمتوسط هوایی و زمینی"، بهتر است با ایجاد انحنا به

میزان لازم در مسیر کابل (همراه با افزایش طول آن) ظرفیت پذیرش جابجایی‌های حاصل از تغییر شکل ماندگار زمین بدون ایجاد خرابی در کابل‌ها ایجاد شود. لذا با فرض افزایش ۴ درصدی طول کابل ناشی از ایجاد انحنا، طول کابل از پست فوق‌توزیع C تا محل مجتمع ۳۹۸۳ متر خواهد بود. با توجه به اینکه کابل‌های فشار متوسط دارای ظرفیت خازنی نیز می‌باشند، لذا بهتر است محاسبات اتصال کوتاه با نرم‌افزار محاسبات الکتریکی مثل DIgSILENT انجام شود. با فرض حداکثر بارگذاری فیدر در شرایط اضطراری (۲۵۰ A)، افت ولتاژ برای کابل ۱۵۰ میلیمتر مربع با مقاومت و راکتانس به ترتیب برابر با ۰,۲۶۵ $\frac{\Omega}{km}$ و ۰,۱۱۸ $\frac{\Omega}{km}$ و خازن ۰,۲۱ $\frac{\mu F}{km}$ [۵]، برابر با ۲,۵ درصد می‌باشد که کمتر از ۵ درصد می‌باشد و در محدوده مجاز قرار دارد. افت ولتاژ برای کابل ۱۸۵ میلیمتر مربع با مقاومت و راکتانس به ترتیب برابر با ۰,۲۱۱ $\frac{\Omega}{km}$ و ۰,۱۴۴ $\frac{\Omega}{km}$ و خازن ۰,۲۲ $\frac{\mu F}{km}$ [۵]، برابر با ۲,۱ درصد می‌باشد که مقدار مجازی می‌باشد. لذا هر دو کابل ۱۵۰ و ۱۸۵ میلیمتر مربع در شرایط اضطراری با جریان ۲۵۰ A مشکلی از نظر افت ولتاژ نخواهند داشت.

مسئله دیگری که در انتخاب کابل باید مورد توجه قرار گیرد، قدرت تحمل کابل در شرایط اتصال کوتاه است. فرض کنید طبق فرض مسئله، جریان اتصال کوتاه در ابتدای کابل ۱۸ kA می‌باشد و سیستم حفاظتی نیز حداکثر تا ۱ S بعد از رخداد خطا، عمل می‌کند. منحنی تحمل جریان اتصال کوتاه کابل‌های XLPE آلومینیوم از جلد پنجم استاندارد کابل‌های مورد استفاده در شبکه توزیع در شکل (۳ – ۲۲) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، کابل ۱۵۰ میلیمتر مربع نمی‌تواند جریان ۱۸ kA را در مدت ۱ S تحمل کند. اما کابل ۱۸۵ قابلیت تحمل جریان اتصال کوتاه مذکور را در مدت ۱ S دارد.

بنابراین سطح مقطع انتخابی با توجه به همه موارد فوق، کابل ۱۸۵ میلیمتر مربع آلومینیوم می‌باشد که با احتساب ضرایب تصحیح، جریان مجاز آن ۲۸۵,۷۸ A می‌باشد و لذا در شرایط اضطراری تا ۸,۹ MW با ضریب قدرت ۰,۹ را می‌تواند تأمین کند.



شکل (۳ - ۲۲) جریان اتصال کوتاه مجاز برای هادی XLPE و هادی آلومینیومی [۵]

اما گام بعدی، تعیین مشخصات پست‌های توزیع برای تغذیه انشعاب‌های درخواستی در مجتمع می‌باشد. با توجه به اینکه یک مشترک ولتاژ اولیه با توان بالا درخواست انشعاب کرده است، لذا برای آن یک نقطه تحویل مشخص می‌شود و مشترک باید نسبت به احداث پست اختصاصی خود اقدام نماید. اما برای پیش‌بینی مانور در شرایط اضطراری که فیدر تامین‌کننده مجتمع به هر دلیلی قطع شود، بهتر است برای مشترک ولتاژ اولیه با توجه به توان بالای آن تمهیدات مناسب اندیشیده شود تا در این شرایط، بار آن به یک فیدر جداگانه منتقل شود. بدین منظور باید تمهیدات لازم برای مانور مشترک ولتاژ اولیه دیده شود. بررسی افت ولتاژ و جریان مجاز فیدرها برای اطمینان از عملکرد صحیح آن‌ها در شرایط اضطراری با اضافه شدن مشترک ولتاژ اولیه این مجتمع ضروری است که در اینجا با توجه به اینکه به جزئیات بارها و مسیر فیدرها نیاز است از ورود به آن‌ها خودداری می‌شود. در نقطه تحویل مشترک ولتاژ اولیه، دو کلید ورود و خروج به پست، همراه با تجهیز اندازه‌گیری مناسب مورد نیاز است. همچنین،تجهیزات سوئیچینگ مناسب برای مانور در شرایط اضطراری باید پیش‌بینی شود.

برای سایر انشعاب‌های درخواستی، یک پست توزیع نصب می‌شود. برای تعیین ظرفیت آن باید میزان بار به همراه ضرایب همزمانی و ضرایب تصحیح منطقه درنظر گرفته شود. با توجه به اندازه‌گیری‌های انجام شده و تعیین ضریب اشباع ۰,۲۵ برای همزمانی بیش از ۲۰۰ مشترک تجاری، برای مشترکین فشار ضعیف ۲۵ آمپری تکفاز و سه‌فاز، توان ظاهری آن‌ها مطابق با رابطه (۳ – ۵) تعیین می‌گردد که در آن k به ضریب

همزمانی و $n_{3\text{-}ph}$ معادل تعداد مشترک سه فاز (یک سوم تعداد مشترکین تکفاز بعلاوه مشترکین سه‌فاز) می‌باشد.

$$S = k \times n_{3-ph} \times \sqrt{3} \times V \times I = 0.25 \times 139.33 \times \sqrt{3} \times 400 \times 25 = 0.603\ MVA$$ رابطه (۳ - ۵)

با توجه به برآورد انجام شده مبنی بر رشد بار ۷ درصدی برای ۵ سال آتی بارهای تجاری، مجموع توان ظاهری انشعاب‌های فشار ضعیف غیردیماندی برابر با ۰٫۶۴۵ MVA خواهد بود. علاوه بر مشترکین ۲۵ آمپری، سه مشترک دیماندی با مجموع توان ۱۸۰ کیلووات نیز درخواست انشعاب داده‌اند که با احتساب ضریب قدرت ۰٫۹، توان ظاهری معادل آن‌ها برابر خواهد بود با:

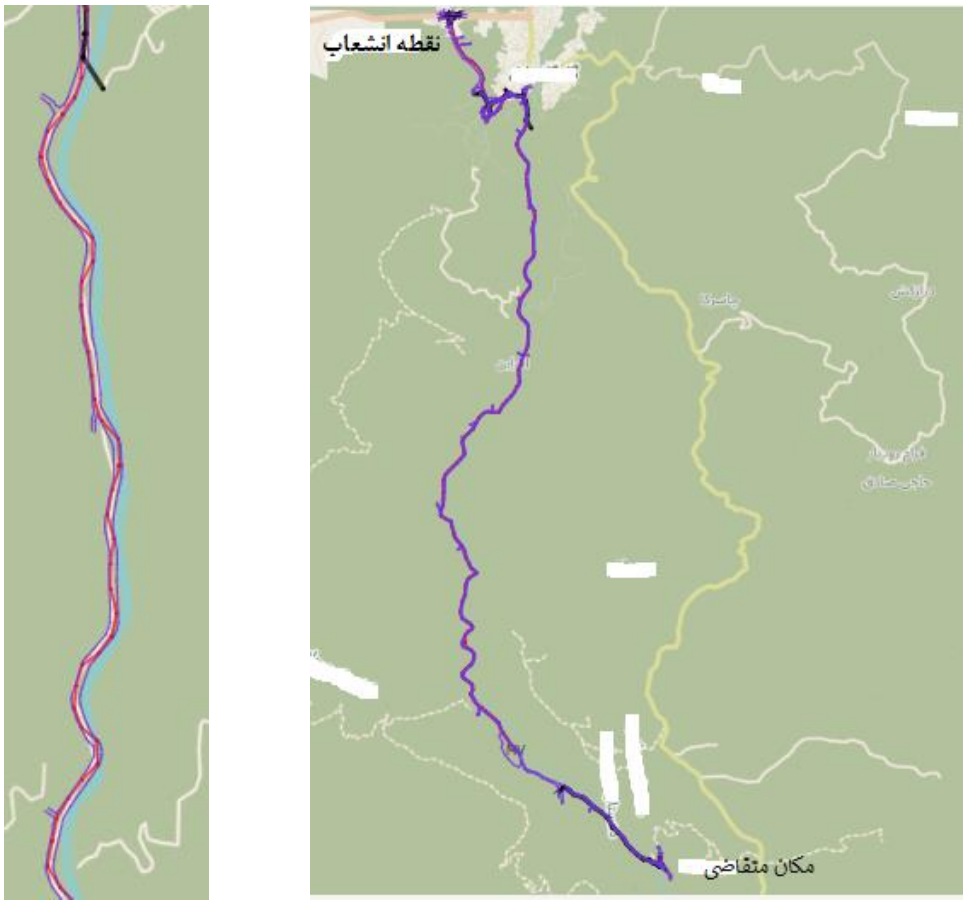
$$S = \frac{P}{\cos\phi} = \frac{180}{0.9} = 200\,kVA$$ رابطه (۳ - ۶)

بنابراین مجموع توان ظاهری انشعاب‌های درخواستی ولتاژ ثانویه با احتساب رشد بار، برابر با ۰٫۸۴۵ MVA می‌باشد. بنابراین یک ترانسفورماتور ۱ MVA انتخاب مناسبی به نظر می‌رسد. اما باید ضرایب تصحیح منطقه نیز برای انتخاب ترانسفورماتور درنظر گرفته شود. با توجه به اینکه حداکثر دمای محیط و ارتفاع محل نصب به ترتیب ۳۵ درجه سانتیگراد و ۱۵۰۰ متر می‌باشد، طبق بخش "ضریب حداکثر بارگذاری مجاز پست توزیع" ضریب تصحیح دما و ارتفاع به ترتیب برابر با ۱ و ۰٫۹۷۵ می‌باشد. بنابراین یک ترانسفورماتور ۱ MVA در شرایط محیطی حداکثر می‌تواند ۰٫۹۷۵ MVA بارگذاری گردد که بیشتر از مجموع بارگذاری محاسبه شده می‌باشد. لذا یک ترانسفورماتور ۱ MVA برای تغذیه مشترکین ولتاژ ثانویه انتخاب مناسبی می‌باشد.

برای حفاظت ترانسفورماتور ۱ MVA، یک دژنگتور با رله ثانویه که بر اساس ظرفیت تراسنفورماتور تنظیم می‌شود مورد نیاز است. بعلاوه اینکه برای زمین کردن شیلد کابل ۲۰ kV، یک سیستم زمین مورد نیاز است که در نقطه تحویل مشترک ولتاژ اولیه و یا سمت فشار قوی پست ۱ MVA احداث می‌گردد. یک سیستم زمین هم برای زمین کردن نول سمت فشار ضعیف پست ۱ MVA مورد نیاز است که باید حداقل ۲۰ متر با سیستم زمین کابل فشار متوسط فاصله داشته باشد.

۳- ۶- تامین برق یک مشترک در مسیر جنگلی

در این مثال، یک سد خاکی در شمال کشور مطابق با شکل (۳ – ۲۳) به منظور تامین آب شرب منطقه درخواست ۷۵۰ کیلووات دیماند نموده است. یک فیدر از فاصله ۱۰ کیلومتری سد می‌گذرد. طبق برآوردهای انجام شده، فاصله نقطه انشعاب تا پست فوق‌توزیع ۵ کیلومتر است. مسیر انشعاب به گونه‌ای است که ۱,۵ کیلومتر آن بدون پوشش جنگلی و بدون احتمال پرنده‌زدگی است و ۸,۵ کیلومتر آن دارای پوشش جنگلی متراکم با احتمال سایش پوشش گیاهی می‌باشد. مسیر به گونه‌ای است که احتمال گسترش و اضافه شدن مشترکین جدید وجود دارد. ضمن اینکه مسیر انشعاب در یک جاده خاکی می‌باشد که یک سمت آن مطابق با شکل (۳ – ۲۳) دارای رودخانه با سابقه طغیان می‌باشد.



شکل (۳ - ۲۳) نمایی از موقعیت متقاضی و نقطه انشعاب به همراه تصویر بزرگنمایی شده جاده دسترسی

۹۰ درصد از هادی تنه اصلی فیدر از نوع هاینا می‌باشد و بقیه از کابل‌های خودنگهدار فشار متوسط استفاده شده است. پیک بار فیدر در حال حاضر A ۲۰۰ می‌باشد. ارتفاع از سطح دریا منطقه ۵۰ متر می‌باشد و حداکثر دمای سالیانه حدود ۴۰ درجه می‌باشد. جریان اتصال کوتاه در نقطه انشعاب kA ۴ می‌باشد و افت

ولتاژ از ابتدای فیدر تا نقطه انشعاب نیز ۱ درصد می‌باشد. سیستم حفاظتی در ابتدای فیدر بدون ریکلوزر تعبیه شده است و حداکثر طی مدت زمان یک ثانیه، قطع می‌کند. در تامین برق این مشترک با توجه به شرایط مکانی آن، باید موارد زیر را درنظر گرفت.

با توجه به اینکه توان مشترک ۷۵۰ کیلووات است، مشترک از فیدر عمومی تغذیه می‌شود. با توجه به اینکه قسمتی از مسیر دارای پوشش جنگلی متراکم است حتما باید از هادی روکش‌دار استفاده شود و استفاده از هادی لخت هوایی در آن قسمت از انشعاب مجاز نمی‌باشد. با توجه به اینکه احتمال سایش پوشش گیاهی با هادی وجود دارد، هادی انتخابی از نوع روکش‌دار ضخیم انتخاب می‌شود. در قسمت ابتدایی مسیر که بدون پوشش گیاهی می‌باشد، با توجه به اینکه احتمال پرنده‌زدگی نیز وجود ندارد، استفاده از هادی لخت هوایی نیز مجاز می‌باشد.

با توجه به توان مشترک و با فرض ضریب قدرت ۰,۹، حداکثر جریان عبوری از انشعاب حدود ۲۴ A می‌باشد. بنابراین اولین انتخاب، کابل روکش‌دار ضخیم مینک می‌باشد که در دمای ۴۰ درجه سانتیگراد تا ۲۷۷ آمپر مجاز است. اما با توجه به احتمال گسترش شبکه، توصیه می‌شود از یک سطح مقطع بالاتر استفاده شود. بنابراین از هادی روشک‌دار ضخیم هاینا استفاده می‌شود. با توجه به ارتفاع و حداکثر دمای محیط، ضرایب اصلاحی ارتفاع و دما برابر با یک می‌باشند. همچنین، هادی انتخابی قدرت تحمل جریان اتصال کوتاه ۴,۲ kA را در مدت ۵ ثانیه دارد که از این لحاظ نیز مشکلی وجود ندارد. تنها نکته باقیمانده افت ولتاژ مسیر می باشد که باید در نرم‌افزار محاسبات الکتریکی مدلسازی شود. مدلسازی و محاسبه در نرم‌افزار DIgSILENT نشان می‌دهد که افت ولتاژ در طول مسیر کمتر از ۱ درصد می‌باشد که با توجه به یک درصد افت ولتاژ شبکه فشار متوسط تا نقطه انشعاب، مجموع افت ولتاژ از ابتدای فیدر تا محل مصرف مشترک مقدار مجازی است. با توجه به اینکه احتمال گسترش شبکه و افزایش مشترکین متصل به فیدر وجود دارد و خطر خاصی هم شبکه را تهدید نمی‌کند، ۱,۵ کیلومتر ابتدایی انشعاب را با هادی لخت هوایی هاینا احداث می‌کنیم.

مسیر احداث در مجاورت جاده برای سهولت دسترسی انتخاب می‌شود. با توجه به بررسی‌های صورت گرفته از مسیر، قسمتی از مسیر دارای مشکل رعایت حریم می‌باشد که در این قسمت‌ها از کراس‌آرم‌های با آرایش یک‌طرفه مثل 3F استفاده می‌شود. در سایر جاها از آرایش T شکل استفاده می‌شود. آرایش T

شکل نسبت به سایر آرایش‌ها پایداری مکانیکی بهتری دارد، از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه است و اجرا و بهره‌برداری آن نیز راحت‌تر است.

با توجه به اینکه احتمال طغیان رودخانه وجود دارد، از پایه‌های بتونی گرد به علت تقارن ساختاری و کاهش خطر آسیب‌دیدگی آن‌ها استفاده می‌شود. با بررسی مسیر مشاهده می‌شود که امکان نصب پایه‌ها در ارتفاع مناسب وجود دارد تا در اثر طغیان احتمالی رودخانه، آب و نیروی کمتری به پایه وارد شود.

در انتخاب مقره هم از مقره‌های کامپوزیتی استفاده می‌شود. مقره‌های کامپوزیتی در برابر ضربات و برخورد اشیاء خارجی دوام بیشتری دارند و طول عمر بالاتری نسبت به سایر مقره‌ها دارند و به لحاظ کاهش هزینه‌های بهره‌برداری مقرون به صرفه هستند.

با توجه به اینکه مشترک برای تامین آب شرب منطقه می‌باشد، از اهمیت بالایی برخوردار است. از طرفی در پست فوق‌توزیع از ریکلوزر استفاده نشده است. با توجه به اینکه ۹۰ درصد طول تنه اصلی فیدر به صورت هادی لخت هوایی احداث شده است، طبق بخش "اتوماسیون شبکه توزیع برق"، استفاده از ریکلوزر بلامانع است. بنابراین با توجه به اهمیت بار، توصیه می‌شود بلافاصله بعد از نقطه انشعاب، از ریکلوزر در تنه اصلی فیدر استفاده شود تا در صورت رخداد خطا در پایین‌دست نقطه اتصال، تامین آب شرب منطقه قطع نشود. همچنین، با توجه به اینکه مسیر انشعاب ۱۰ کیلومتر است و نسبتا طولانی است، توصیه می‌شود از یک سکسیونر در ابتدای شاخه فرعی استفاده شود.

ترانسفورماتور توزیع مشترک باید بر اساس ظرفیت مشترک، ارتفاع از سطح دریا و حداکثر دمای محیط انتخاب شود. با توجه به حداکثر دمای محیط و ارتفاع از سطح دریا، ضرایب اصلاحی مربوط به این دو مورد برابر با یک است. بنابراین یک پست توزیع ۱ MVA برای تامین مشترک کفایت می‌کند.

۳- ۷- بازآرایی و جایابی کلیدهای مانور

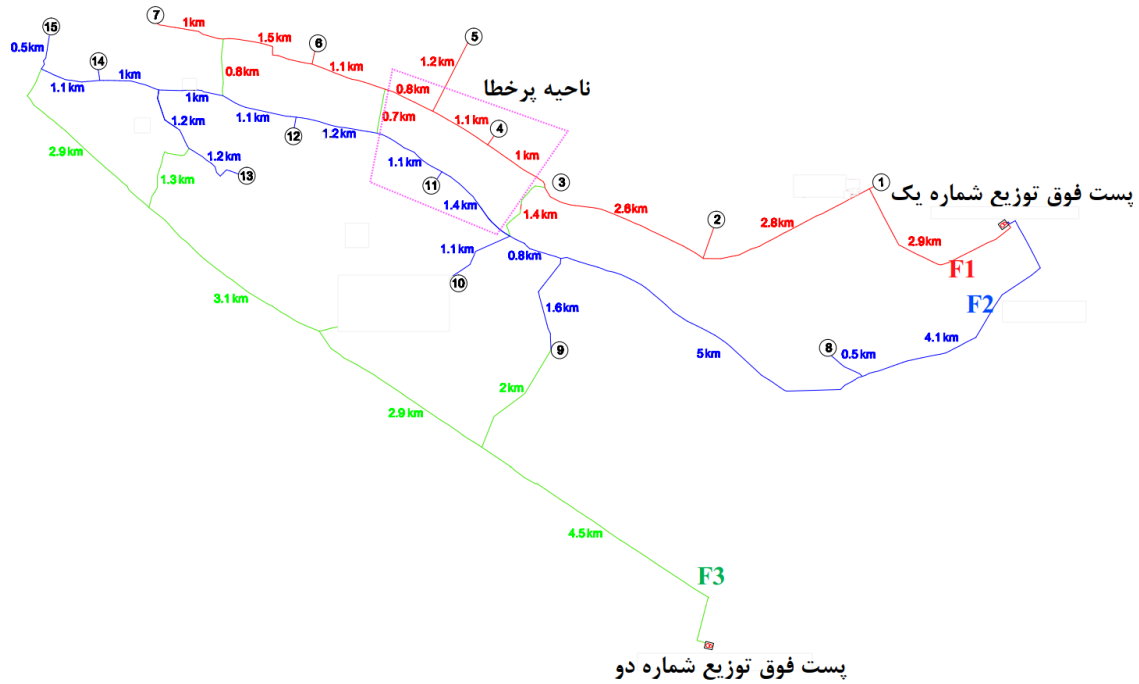
سه فیدر F1، F2 و F3 را مطابق با شکل (۳ – ۲۴) در نظر بگیرید. فیدر F3 برای تعدیل بار فیدرهای F1 و F2 احداث شده است و بار خاصی به آن متصل نیست. هر سه فیدر به صورت هوایی و با هادی Hyena احداث شده‌اند. قسمتی از فیدرهای F1 و F2 با توجه به مردابی که در محل وجود دارد و محل سکونت پرندگان می‌باشد، دارای نرخ خطای بالایی می‌باشد. هدف از این مثال، تعیین حوزه جدید فیدرها و تعیین

مکان کلیدهای NO و NC برای شرایط اضطراری می‌باشد. افق بازآرایی در این مثال ۵ ساله درنظر گرفته شده است.

پیک بار ۱۰ سال اخیر فیدرهای F1 و F2 در جدول (۳ – ۸) نشان داده شده است. همچنین، دیماند بارهای ۱ تا ۱۵ نشان داده شده در شکل (۳ – ۲۴) و میزان حساسیت آن‌ها، در جدول (۳ – ۹) ذکر شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، بارهای ۶ و ۷ و ۱۴ و ۱۵ دارای حساسیت بالاتری نسبت به سایر بارها هستند. اولین گام در اجرای محاسبات، مدلسازی فیدرها در نرم‌افزار DIgSILENT می‌باشد. بین منظور، فیدرهای F1 تا F3 مطابق با شکل (۳ – ۲۵) در نرم‌افزار مذکور مدلسازی شده‌اند. بارها با دیماند مصرفی خود و با فرض ضریب قدرت ۰,۹ منظور شده‌اند. اما با توجه به اینکه مصرف واقعی بارها همواره با دیماند آن‌ها متفاوت است، لذا برای محاسبات پخش بار باید جریان سرخط فیدر را تنظیم نمود و از ابزار Load Scaling در این نرم‌افزار استفاده شود.

جدول (۳ - ۸) پیک بار فیدرهای F1 و F2 در ۱۰ سال اخیر

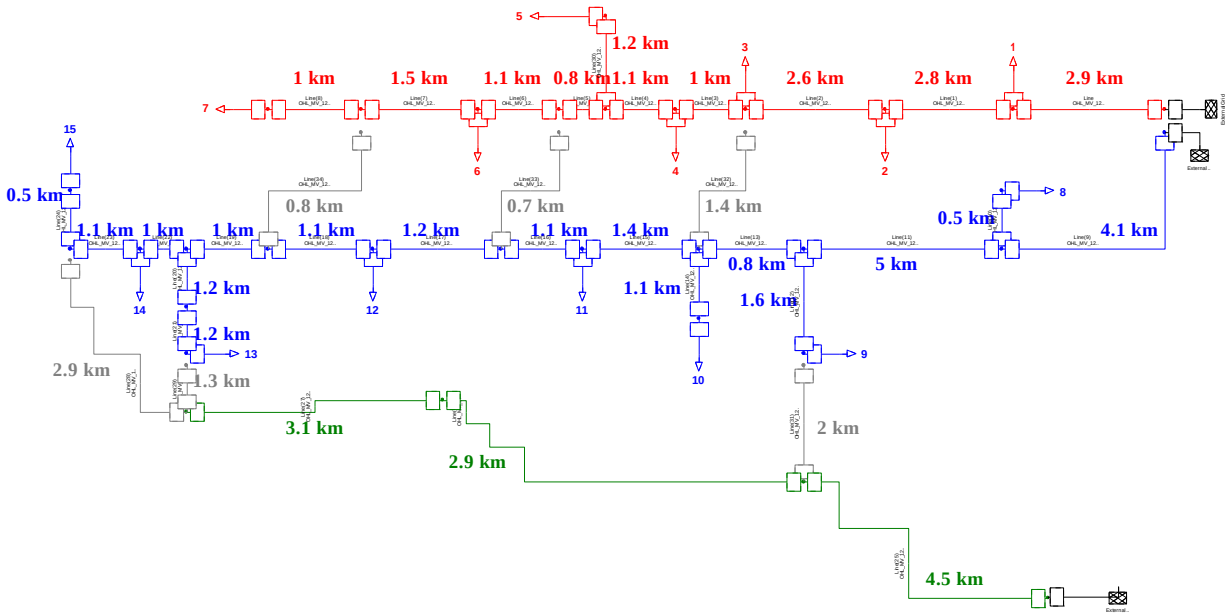
سال	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹	۱۴۰۰	۱۴۰۱
فیدر F1	۹۶	۱۰۰	۱۰۲	۱۰۸	۱۱۵	۱۱۶	۱۲۱	۱۲۴	۱۳۰	۱۳۷
فیدر F2	۱۱۵	۱۲۰	۱۲۸	۱۴۰	۱۵۰	۱۵۵	۱۶۵	۱۷۹	۱۹۷	۲۰۹



شکل (۳ - ۲۴) نقشه فیدرهای F1، F2 و F3 برای مثال بازآرایی و مکانیابی کلید مانور

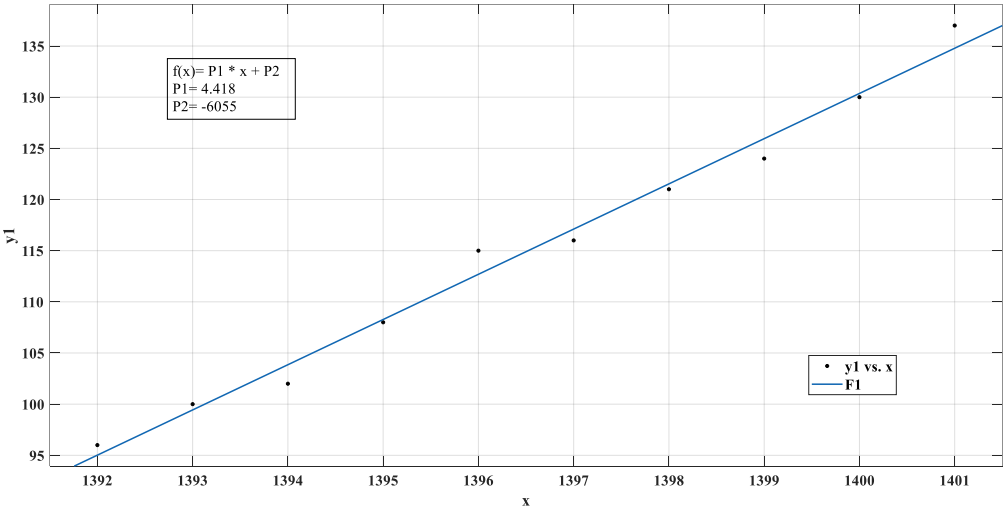
جدول (۳ - ۹) دیماند بارهای ۱ تا ۱۵ نشان داده شده در شکل (۳ – ۲۴)

نام بار	دیماند (kW)	حساسیت
۱	۲۴۹	معمولی
۲	۷۵۰	معمولی
۳	۱۹۰۰	معمولی
۴	۱۹۰۰	معمولی
۵	۲۴۹	معمولی
۶	۱۵۰۰	حساس
۷	۱۵۰۰	حساس
۸	۷۰۰	معمولی
۹	۷۵۰	معمولی
۱۰	۲۴۹	معمولی
۱۱	۱۹۰۰	معمولی
۱۲	۱۵۰۰	معمولی
۱۳	۲۴۹	معمولی
۱۴	۱۹۰۰	حساس
۱۵	۱۹۰۰	حساس

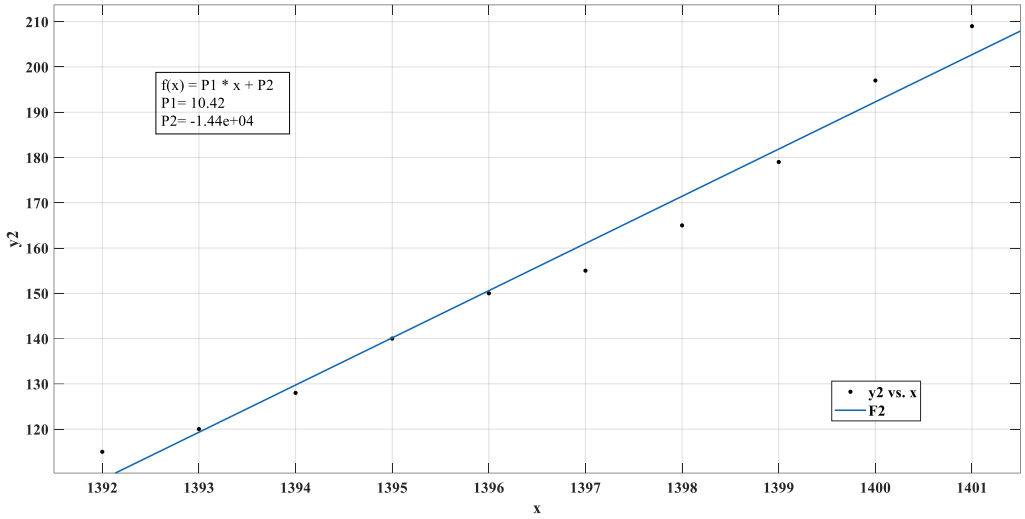


شکل (۳ - ۲۵) مدلسازی فیدرهای F1، F2 و F3 در نرم‌افزار DIgSILENT

با توجه به اینکه بازآرایی و مانور با هدف ۵ سال آینده با درنظر گرفتن رشد بار مورد نظر است، لذا لازم است منحنی جریان سرخط فیدرهای F1 و F2 رسم شود و با کمک برازش منحنی نسبت به تخمین بار ۵ سال آتی اقدام شود. بدین منظور می‌توان از نرم‌افزارهای MATLAB و یا EXCEL استفاده نمود که در اینجا از نرم‌افزار MATLAB استفاده شده است و معادلات خطی برای تخمین بار ۵ سال آتی فیدرهای F1 و F2 به دست آمده است. نتیجه برازش منحنی برای فیدرهای F1 و F2 به ترتیب در شکل (۳ – ۲۶) و شکل (۳ – ۲۷) نشان داده شده است. با استفاده از نتایج برازش منحنی، جریان سرخط فیدرهای F1 و F2 در ۵ سال آینده مطابق با جدول (۳ – ۱۰) خواهد بود. (لازم به ذکر است که مقادیر اعشاری اعداد ذکر شده در این جدول، به نزدیک‌ترین عدد صحیح گرد شده‌اند.) بنابراین برای ادامه محاسبات در نرم‌افزار DIgSILENT، از این اعداد به عنوان جریان سرخط فیدرهای F1 و F2 استفاده می‌گردد.



شکل (۳ - ۲۶) برازش منحنی جریان سر خط فیدر F1 در نرم‌افزار MATLAB



شکل (۳ - ۲۷) برازش منحنی جریان سر خط فیدر F2 در نرم‌افزار MATLAB

جدول (۳ - ۱۰) برآورد بار ۵ سال آتی با استفاده از نتایج برازش منحنی برای فیدرهای F1 و F2

سال	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶
فیدر F1	۱۳۹	۱۴۳	۱۴۸	۱۵۲	۱۵۷
فیدر F2	۲۰۹	۲۱۹	۲۳۰	۲۴۰	۲۵۱

با توجه به حساسیت بارهای شماره ۱۴ و ۱۵ و همچنین، نرخ خطای بالا در قسمتی از فیدرهای F2، از مسیر ۲ کیلومتری که فیدر F3 را به نقطه اتصال بار شماره ۹ در فیدر F2 متصل می‌کند، در بازآرایی استفاده نمی‌کنیم. به دلیل مشابه، از مسیر ۱٫۴ کیلومتری که فیدر F2 را به نقطه اتصال بار شماره ۳ در فیدر F1 متصل می‌کند استفاده نمی‌شود.

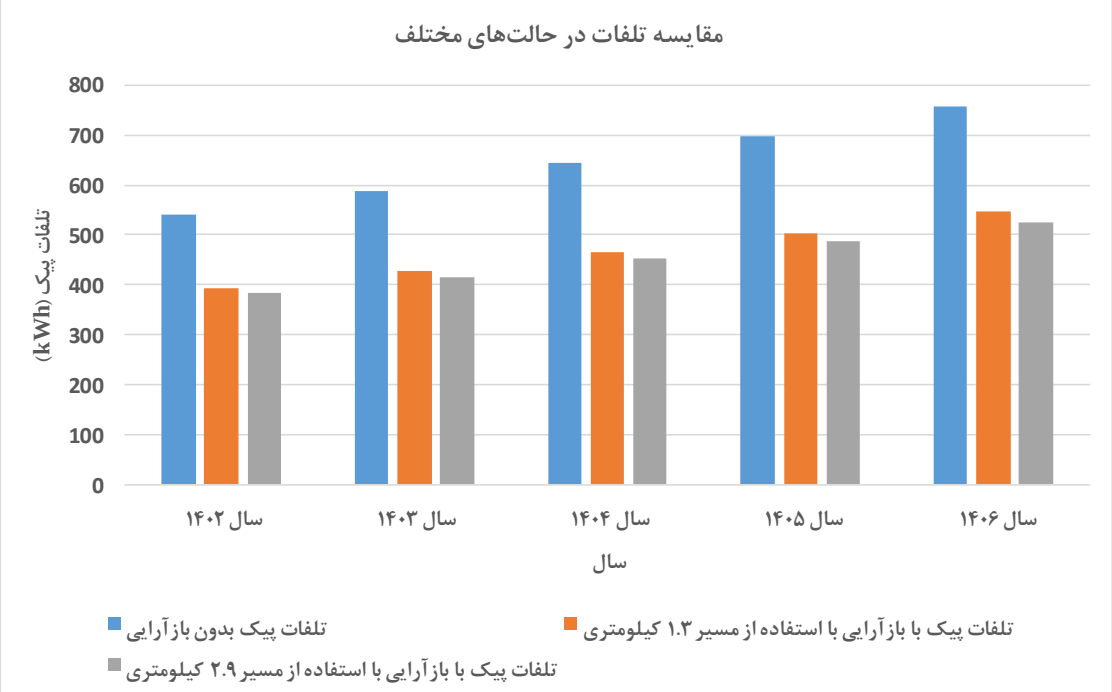
با بررسی جدول (۳ – ۹) و دیماند بارهای متصل به فیدرهای F1 و F2، مجموع دیماند بارهای شماره ۶، ۷، ۱۳، ۱۴ و ۱۵ حدود ۷ مگاوات می‌باشد که ۳ مگاوات آن مربوط به فیدر F1 و ۴ مگاوات آن مربوط به فیدر F2 می‌باشد. لذا با درنظر گرفتن حساسیت بارها، نرخ خطای بالا در قسمتی از فیدرهای F1 و F2، تلفات و احداث شبکه، باید نسبت به انتخاب یک حالت از ۲ حالت نشان داده شده در جدول (۳ – ۱۱) برای مسیر اصلی تامین توان بارهای مذکور از طریق فیدر F3 اقدام نمود.

منحنی تلفات پیک در سه حالت نشان داده شده در جدول (۳ – ۱۱) و برای سال‌های ۱۴۰۲ تا ۱۴۰۶، در شکل (۳ – ۲۸) ترسیم شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، تلفات در حالت بدون بازآرایی بسیار بالاتر

از طرح‌های پیشنهادی می‌باشد و پیش‌بینی می‌شود در برآورد اقتصادی، استفاده از بازآرایی توجیه اقتصادی داشته باشد.

جدول (۳ - ۱۱) بررسی فنی بازآرایی و تعدیل بار فیدرهای F1 و F2 به کمک فیدر F3

مسیر تامین توان	بدون بازآرایی	احداث مسیر ۱,۳ کیلومتری بین F2 و F3 احداث مسیر ۰,۸ کیلومتری بین F1 و F2	احداث مسیر ۲,۹ کیلومتری بین F2 و F3 احداث مسیر ۰,۸ کیلومتری بین F1 و F2
مجموع تلفات توان سه فیدر در پیک بارگذاری سال ۱۴۰۲ (kW)	۵۴۰,۸	۳۹۴,۵۲	۳۸۳,۵۵
مجموع تلفات توان سه فیدر در پیک بارگذاری سال ۱۴۰۳ (kW)	۵۸۸,۷	۴۲۷,۸۷	۴۱۴,۹۸
مجموع تلفات توان سه فیدر در پیک بارگذاری سال ۱۴۰۴ (kW)	۶۴۵,۰۹	۴۶۴,۰۴	۴۵۲,۲۸
مجموع تلفات توان سه فیدر در پیک بارگذاری سال ۱۴۰۵ (kW)	۶۹۷,۴۷	۵۰۳,۲۷	۴۸۶,۲۵
مجموع تلفات توان سه فیدر در پیک بارگذاری سال ۱۴۰۶ (kW)	۷۵۸,۸۴	۵۴۵,۸۱	۵۲۶,۴۱
طول خط مورد نیاز	-	۲ کیلومتر	۳,۷ کیلومتر



شکل (۳ - ۲۸) مقایسه تلفات پیک در سه حالت مورد بررسی

با فرض درنظر گرفتن هزینه تلفات برابر با ۱۵۹۱۰ ریال (مطابق با محاسبات ارائه شده در پیوست شماره یک از گزارش مرحله سوم فلسفه طراحی در شبکه‌های توزیع)، هزینه احداث هر کیلومتر خط فشار متوسط با هادی هاینا برابر با ۲۴۹۰ میلیون ریال (از فهرست بهای تجهیزات سال ۱۴۰۱ شرکت توزیع شمال استان کرمان)، نرخ بهره و نرخ تورم به ترتیب برابر با ۱۸ و ۳۰ درصد (تورم هزینه‌ها و تورم ارزش هر kWh تلفات برابر فرض می‌شود) و ضریب تلفات منطقه ۰,۵۵۳، می‌توان هر کدام از طرح‌های بازآرایی پیشنهادی در جدول (۳ – ۱۱) را با حالت بدون بازآرایی مقایسه نمود. بدین منظور ابتدا لازم است هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای هر کدام از طرح‌ها تعیین شوند و همچنین، برآوردی از میزان رشد تلفات سالیانه نیز صورت پذیرد. بدین منظور هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای هر کدام از طرح‌ها در جدول (۳ – ۱۲) نشان داده شده است. نرخ رشد تلفات نیز با میانگین‌گیری از اعداد ذکر شده در جدول (۳ – ۱۱)، حدود ۸,۴۵ درصد درنظر گرفته می‌شود. بدین ترتیب با توجه به برآوردهای انجام شده، نتیجه محاسبات اقتصادی هر کدام از طرح‌ها در مقایسه با وضعیت فعلی بدون بازآرایی طی ۸ سال اول در جدول (۳ – ۱۳) و جدول (۳ – ۱۴) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، هر دو طرح پیشنهادی دارای توجیه اقتصادی هستند و در سال اول پس از اجرای طرح، هزینه‌ی سرمایه‌گذاری آن‌ها برمی‌گردد. اما اینکه کدامیک دارای

اولویت هستند باید با توجه به مجموع سوددهی سال هدف و میزان هزینه‌ی سرمایه گذاری تعیین شود. بدین منظور اگر طول عمر طرح را ۳۰ سال درنظر گرفته و محاسبات تا سال ۳۰م ادامه داده شود، طرح احداث مسیرهای ۲,۹ و ۰,۸ کیلومتری به صرفه‌تر است؛ چرا که اختلاف میزان سود تجمعی در سال ۳۰م (منتقل شده به سال صفر) نسبت به هزینه‌ی سرمایه‌گذاری آن بیشتر از طرح احداث مسیرهای ۱,۳ و ۰,۸ کیلومتری است.

جدول (۳ - ۱۲) هزینه‌های سرمایه‌گذاری هر کدام از طرح‌های مورد نظر

طرح	طول مسیر احداث (کیلومتر)	هزینه احداث هر کیلومتر (میلیون ریال)	کل هزینه احداث (میلیون ریال)
وضعیت فعلی	۰	۲۴۹۰	۰
احداث مسیر ۱,۳ کیلومتری بین F2 و F3 احداث مسیر ۰,۸ کیلومتری بین F1 و F2	۲,۱		۵۲۲۹
احداث مسیر ۲,۹ کیلومتری بین F2 و F3 احداث مسیر ۰,۸ کیلومتری بین F1 و F2	۳,۷		۹۲۱۳

جدول (۳ - ۱۳) نتیجه محاسبات اقتصادی طرح بازآرایی با احداث مسیر ۱,۳ کیلومتری بین F2 و F3 و احداث مسیر ۰,۸ کیلومتری بین F1 و F2

سال	۰	۱	۲
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	۵،۲۲۹،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۲،۶۱۹،۷۸۶،۶۲	۲،۸۴۱،۲۵۱،۴۴	۳،۰۸۱،۴۳۷،۸۷
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۱۵،۹۱۰،۰۰	۲۰،۶۸۳،۰۰	۲۶،۸۸۷،۹۰
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱،۹۱۱،۱۶۵،۳۵	۲،۰۷۲،۷۲۶،۵۵	۲،۲۴۷،۹۴۵،۴۰
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	-	۵۸،۷۶۵،۶۰۳،۴۴۹،۸۲	۸۲،۸۵۳،۳۹۳،۳۸۴،۷۶
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	-	۴۲،۸۷۰،۲۰۳،۱۶۷،۵۷	۶۰،۴۴۲،۵۳۰،۹۸۷،۷۱

هزینه استهلاک (ریال)	-	۲۶۷،۱۰۸،۸۲۳،۸۰	۴۰۹،۷۴۴،۹۳۵،۷۱
کل هزینه سالیانه (ریال)	-	۲۶۷،۱۰۸،۸۲۳،۸۰	۴۰۹،۷۴۴،۹۳۵،۷۱
کل درآمد سالیانه (ریال)	-	۱۵،۸۹۵،۴۰۰،۲۸۲،۲۵	۲۲،۴۱۰،۸۶۲،۳۹۷،۰۵
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۱،۰۰۰	۰،۶۵۲	۰،۴۲۵
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	-	۱۰،۱۸۷،۹۳۴،۴۵۷،۹۲	۹،۳۴۹،۶۲۱،۳۰۰،۶۴
سود تجمعی معادل در سال صفر (ریال)	-	۱۰،۱۸۷،۹۳۴،۴۵۷،۹۲	۱۹،۵۳۷،۵۵۵،۷۵۸،۵۶
هزینه تجمعی در سال صفر	۵،۲۲۹،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۵،۲۲۹،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۵،۲۲۹،۰۰۰،۰۰۰،۰۰
سال	۳	۴	۵
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۳،۳۴۱،۹۲۸،۵۸	۳،۶۲۴،۴۳۹،۹۷	۳،۹۳۰،۸۳۳،۶۰
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۳۴،۹۵۴،۲۷	۴۵،۴۴۰،۵۵	۵۹،۰۷۲،۷۲
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۲،۴۳۷،۹۷۶،۴۵	۲،۶۴۴،۰۷۱،۸۵	۲،۸۶۷،۵۸۹،۶۳
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	۱۱۶،۸۱۴،۶۷۳،۷۶۱،۱۷	۱۶۴،۶۹۶،۵۴۹،۵۱۳،۲۰	۲۳۲،۲۰۵،۰۱۷،۹۸۴،۴۰
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	۸۵،۲۱۷،۶۸۶،۹۳۰،۹۵	۱۲۰،۱۴۸،۰۸۱،۹۴۱،۴۷	۱۶۹،۳۹۶،۳۰۸،۶۰۷،۹۹
هزینه استهلاک (ریال)	۶۲۸،۵۴۸،۷۳۱،۳۸	۹۶۴،۱۹۳،۷۵۳،۹۳	۱،۴۷۹،۰۷۳،۲۱۸،۵۳
کل هزینه سالیانه (ریال)	۶۲۸،۵۴۸،۷۳۱،۳۸	۹۶۴،۱۹۳،۷۵۳،۹۳	۱،۴۷۹،۰۷۳،۲۱۸،۵۳
کل درآمد سالیانه (ریال)	۳۱،۵۹۶،۹۸۶،۸۳۰،۲۲	۴۴،۵۴۸،۴۶۷،۵۷۱،۷۳	۶۲،۸۰۸،۷۰۹،۳۷۶،۴۰
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۰،۲۷۷	۰،۱۸۱	۰،۱۱۸
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	۸،۵۷۹،۱۲۹،۴۹۷،۳۲	۷،۸۷۰،۹۷۲،۱۵۳،۲۱	۷،۲۲۰،۱۰۶،۲۷۵،۲۸
سود تجمعی معادل در سال صفر (ریال)	۲۸،۱۱۶،۶۸۵،۲۵۵،۸۸	۳۵،۹۸۷،۶۵۷،۴۰۹،۱۰	۴۳،۲۰۷،۷۶۳،۶۸۴،۳۷
هزینه تجمعی در سال صفر	۵،۲۲۹،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۵،۲۲۹،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۵،۲۲۹،۰۰۰،۰۰۰،۰۰
سال	۶	۷	۸

هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۴،۲۶۳،۱۲۸،۳۴	۴،۶۲۳،۵۱۳،۷۷	۵،۰۱۴،۳۶۴،۵۳
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۷۶،۷۹۴،۵۳	۹۹،۸۳۲،۸۹	۱۲۹،۷۸۲،۷۶
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۳،۱۱۰،۰۰۲،۵۸	۳،۳۷۲،۹۰۸،۰۱	۳،۶۵۸،۰۳۸،۲۷
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	۳۲۷،۳۸۴،۹۴۲،۴۰۷،۷۴	۴۶۱،۵۷۸،۷۴۳،۸۴۳،۱۸	۶۵۰،۷۷۸،۰۵۷،۱۷۳،۱۳
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	۲۳۸،۸۳۱،۱۸۹،۸۶۴،۴۶	۳۳۶،۷۲۷،۱۵۶،۱۰۳،۹۴	۴۷۴،۷۵۰،۲۹۴،۲۲۳،۲۷
هزینه استهلاک (ریال)	۲،۲۶۸،۸۹۸،۳۱۷،۲۳	۳،۴۸۰،۴۹۰،۰۱۸،۶۳	۵،۳۳۹،۰۷۱،۶۸۸،۵۸
کل هزینه سالیانه (ریال)	۲،۲۶۸،۸۹۸،۳۱۷،۲۳	۳،۴۸۰،۴۹۰،۰۱۸،۶۳	۵،۳۳۹،۰۷۱،۶۸۸،۵۸
کل درآمد سالیانه (ریال)	۸۸،۵۵۳،۷۵۲،۵۴۳،۲۸	۱۲۴،۸۵۱،۵۸۷،۷۳۹،۲۴	۱۷۶،۰۲۷،۷۶۲،۹۴۹،۸۶
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۰،۰۷۷	۰،۰۵۰	۰،۰۳۳
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	۶،۶۲۱،۸۹۶،۸۵۹،۵۵	۶،۰۷۲،۰۸۳،۸۸۳،۹۴	۵،۵۶۶،۷۵۱،۹۷۱،۴۲
سود تجمعی معادل در سال صفر (ریال)	۴۹،۸۲۹،۶۶۰،۵۴۳،۹۲	۵۵،۹۰۱،۷۴۴،۴۲۷،۸۶	۶۱،۴۶۸،۴۹۶،۳۹۹،۲۸
هزینه تجمعی در سال صفر	۵،۲۲۹،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۵،۲۲۹،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۵،۲۲۹،۰۰۰،۰۰۰،۰۰

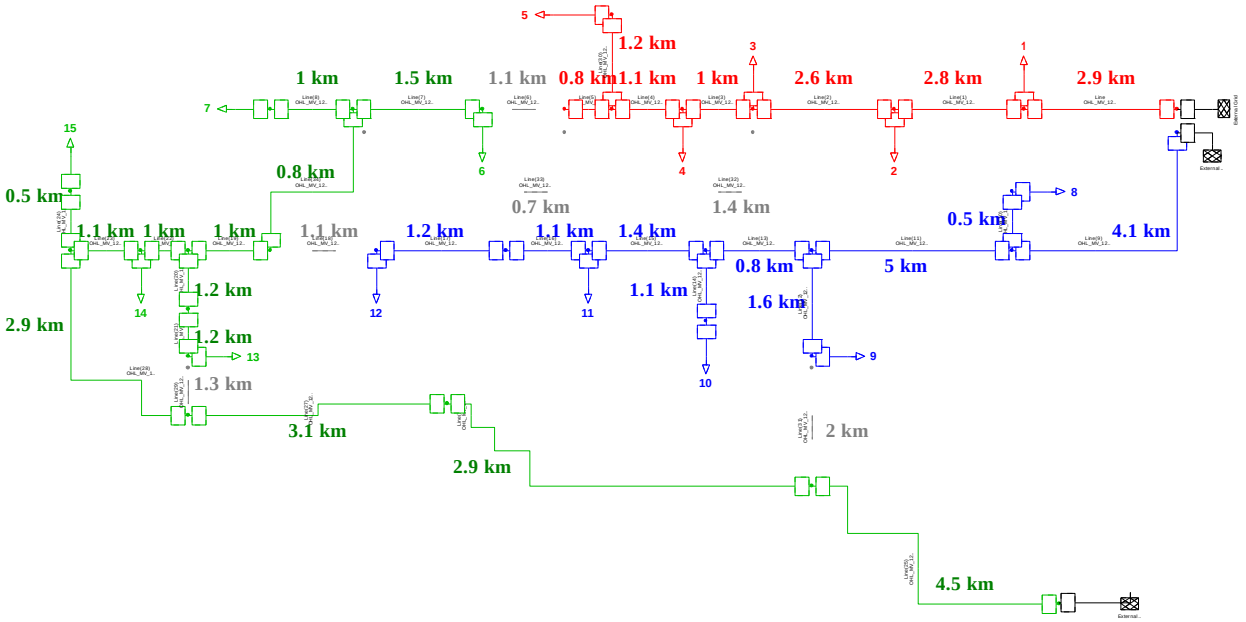
جدول (۳ - ۱۴) نتیجه محاسبات اقتصادی طرح بازآرایی با احداث مسیر ۲,۹ کیلومتری بین F2 و F3 و احداث مسیر ۰,۸ کیلومتری بین F1 و F2

سال	۰	۱	۲
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	۹،۲۱۳،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۲،۶۱۹،۷۸۶،۶۲	۲،۸۴۱،۲۵۱،۴۴	۳،۰۸۱،۴۳۷،۸۷
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۱۵،۹۱۰،۰۰	۲۰،۶۸۳،۰۰	۲۶،۸۸۷،۹۰

مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱،۸۵۸،۰۲۳,۵۹	۲،۰۱۵،۰۹۲,۴۳	۲،۱۸۵،۴۳۹,۱۶
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	-	۵۸،۷۶۵،۶۰۳،۴۴۹,۸۲	۸۲،۸۵۳،۳۹۳،۳۸۴,۷۶
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	-	۴۱،۶۷۸،۱۵۶،۸۱۰,۶۱	۵۸،۷۶۱،۸۶۹،۵۱۳,۱۷
هزینه استهلاک (ریال)	-	۴۷۰،۶۲۰،۳۰۸,۶۰	۷۲۱،۹۳۱،۵۵۳,۳۹
کل هزینه سالیانه (ریال)	-	۴۷۰،۶۲۰،۳۰۸,۶۰	۷۲۱،۹۳۱،۵۵۳,۳۹
کل درآمد سالیانه (ریال)	-	۱۷،۰۸۷،۴۴۶،۶۳۹,۲۱	۲۴،۰۹۱،۵۲۳،۸۷۱,۵۸
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۱,۰۰۰	۰,۶۵۲	۰,۴۲۵
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	-	۱۰،۸۳۲،۳۵۰،۹۳۲,۶۰	۹،۹۳۱،۱۷۰،۰۱۹,۴۱
سود تجمعی معادل در سال صفر (ریال)	-	۱۰،۸۳۲،۳۵۰،۹۳۲,۶۰	۲۰،۷۶۳،۵۲۰،۹۵۲,۰۱
هزینه تجمعی در سال صفر	۹،۲۱۳،۰۰۰،۰۰۰,۰۰	۹،۲۱۳،۰۰۰،۰۰۰,۰۰	۹،۲۱۳،۰۰۰،۰۰۰,۰۰
سال	۳	۴	۵
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۳،۳۴۱،۹۲۸,۵۸	۳،۶۲۴،۴۳۹,۹۷	۳،۹۳۰،۸۳۳,۶۰
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۳۴،۹۵۴,۲۷	۴۵،۴۴۰,۵۵	۵۹،۰۷۲,۷۲
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۲،۳۷۰،۱۸۶,۲۲	۲،۵۷۰،۵۵۰,۹۵	۲،۷۸۷،۸۵۳,۶۰
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	۱۱۶،۸۱۴،۶۷۳،۷۶۱,۱۷	۱۶۴،۶۹۶،۵۴۹،۵۱۳,۲۰	۲۳۲،۲۰۵،۰۱۷،۹۸۴,۴۰
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	۸۲،۸۴۸،۱۲۸،۹۲۲,۱۵	۱۱۶،۸۰۷،۲۵۱،۴۱۶,۰۳	۱۶۴،۶۸۶،۰۸۴،۷۷۷,۹۵
هزینه استهلاک (ریال)	۱،۱۰۷،۴۴۳،۰۰۲,۹۰	۱،۶۹۸،۸۱۷،۵۶۶,۴۵	۲،۶۰۵،۹۸۶،۱۴۶,۹۴
کل هزینه سالیانه (ریال)	۱،۱۰۷،۴۴۳،۰۰۲,۹۰	۱،۶۹۸،۸۱۷،۵۶۶,۴۵	۲،۶۰۵،۹۸۶،۱۴۶,۹۴
کل درآمد سالیانه (ریال)	۳۳،۹۶۶،۵۴۴،۸۳۹,۰۲	۴۷،۸۸۹،۲۹۸،۰۹۷,۱۷	۶۷،۵۱۸،۹۳۳،۲۰۶,۴۵
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۰,۲۷۷	۰,۱۸۱	۰,۱۱۸

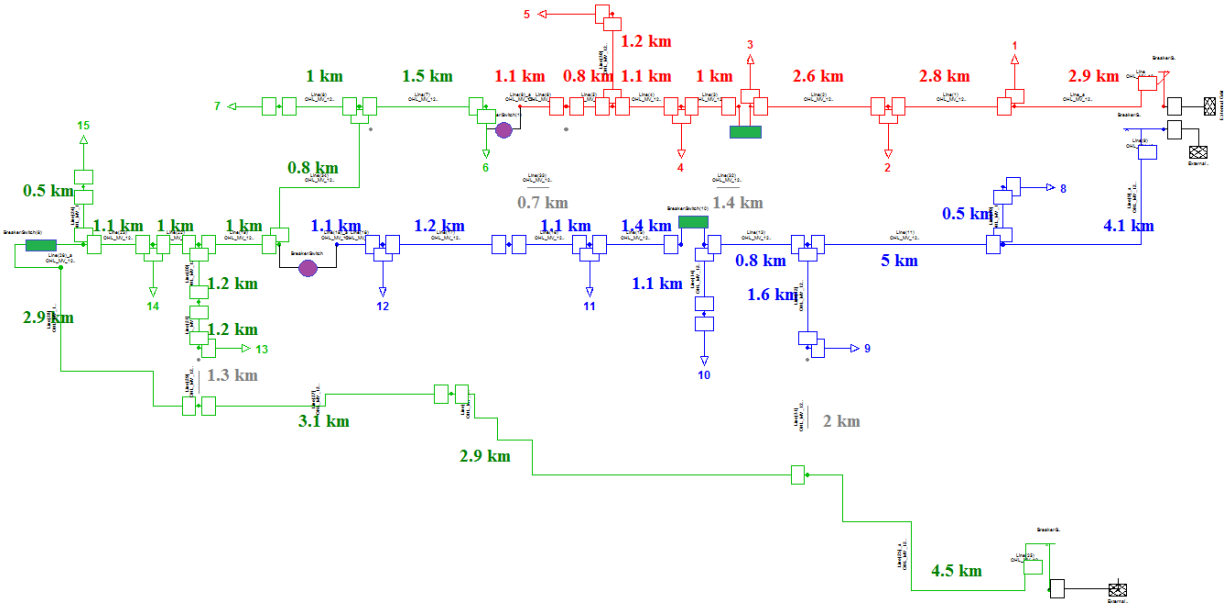
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	۹،۱۰۲،۸۹۶،۵۹۸،۰۸	۸،۳۴۱،۶۳۲،۲۹۴،۲۷	۷،۶۴۱،۹۵۵،۹۲۴،۹۴
سود تجمعی معادل در سال صفر (ریال)	۲۹،۸۶۶،۴۱۷،۵۵۰،۰۹	۳۸،۲۰۸،۰۴۹،۸۴۴،۳۶	۴۵،۸۵۰،۰۰۵،۷۶۹،۳۰
هزینه تجمعی در سال صفر	۹،۲۱۳،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۹،۲۱۳،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۹،۲۱۳،۰۰۰،۰۰۰،۰۰
سال	۶	۷	۸
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۴،۲۶۳،۱۲۸،۳۴	۴،۶۲۳،۵۱۳،۷۷	۵،۰۱۴،۳۶۴،۵۳
ارزش هر کیلووات ساعت تلفات انرژی (ریال بر کیلووات ساعت)	۷۶،۷۹۴،۵۳	۹۹،۸۳۲،۸۹	۱۲۹،۷۸۲،۷۶
مقدار تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۳،۰۲۳،۵۲۶،۰۳	۳،۲۷۹،۱۲۱،۱۳	۳،۵۵۶،۳۲۳،۰۷
هزینه تلفات انرژی قبل از اجرای طرح (ریال)	۳۲۷،۳۸۴،۹۴۲،۴۰۷،۷۴	۴۶۱،۵۷۸،۷۴۳،۸۴۳،۱۸	۶۵۰،۷۷۸،۰۵۷،۱۷۳،۱۳
هزینه تلفات انرژی بعد از اجرای طرح (ریال)	۲۳۲،۱۹۰،۲۶۳،۷۹۵،۲۸	۳۲۷،۳۶۴،۱۴۰،۵۳۴،۴۹	۴۶۱،۵۴۹،۴۱۵،۳۶۳،۸۲
هزینه استهلاک (ریال)	۳،۹۹۷،۵۸۲،۷۴۹،۴۱	۶،۱۳۲،۲۹۱،۹۳۷،۵۹	۹،۴۰۶،۹۳۵،۸۳۲،۲۷
کل هزینه سالیانه (ریال)	۳،۹۹۷،۵۸۲،۷۴۹،۴۱	۶،۱۳۲،۲۹۱،۹۳۷،۵۹	۹،۴۰۶،۹۳۵،۸۳۲،۲۷
کل درآمد سالیانه (ریال)	۹۵،۱۹۴،۶۷۸،۶۱۲،۴۶	۱۳۴،۲۱۴،۶۰۳،۳۰۸،۶۹	۱۸۹،۲۲۸،۶۴۱،۸۰۹،۳۱
ضریب انتقال ارزش پول به سال صفر	۰،۰۷۷	۰،۰۵۰	۰،۰۳۳
سود خالص سالیانه منتقل شده به سال صفر (ریال)	۶،۹۹۸،۸۸۴،۸۹۲،۵۱	۶،۴۰۷،۸۳۹،۷۰۲،۳۷	۵،۸۶۴،۶۱۱،۳۵۰،۹۶
سود تجمعی معادل در سال صفر (ریال)	۵۲،۸۴۸،۸۹۰،۶۶۱،۸۱	۵۹،۲۵۶،۷۳۰،۳۶۴،۱۸	۶۵،۱۲۱،۳۴۱،۷۱۵،۱۴
هزینه تجمعی در سال صفر	۹،۲۱۳،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۹،۲۱۳،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۹،۲۱۳،۰۰۰،۰۰۰،۰۰

بدین ترتیب، استفاده از مسیر ۲٫۹ کیلومتری بین فیدرهای F2 و F3 به همراه مسیر ۰٫۸ کیلومتری بین F1 و F2 برای تغذیه بارهای شماره ۶، ۷، ۱۳، ۱۴ و ۱۵ انتخاب می‌گردد. با این احتساب، حوزه جدید فیدرهای F1، F2 و F3 مطابق با شکل (۳ – ۲۹) خواهد بود.



شکل (۳ - ۲۹) تعدیل بار فیدرهای F1 و F2 با درنظر گرفتن حساسیت بارها و مهندسی ارزش با افق ۵ ساله

بعد از تعیین حوزه جدید فیدرهای F1، F2 و F3، باید نسبت به تعیین نقاط مانور و مکان کلیدهای N.O. و N.C. اقدام شود. مطابق با توصیه‌های بخش "قدرت مانور" و با توجه به اهمیت بارهای شماره ۶، ۷، ۱۴ و ۱۵، دو نقطه مانور برای فیدر F3 با فیدرهای F1 و F2 درنظر گرفته می‌شود که در شکل (۳ – ۳۰) به عنوان نقاط N.O. با دایره‌های بنفش توپر نشان داده شده است. همچنین، قبل از بارهای حساس شماره ۱۴ و ۱۵ از یک کلید N.C. استفاده می‌گردد که در شکل (۳ – ۳۰) با مستطیل سبز توپر نشان داده شده است. همچنین، برای جداسازی ناحیه پرخطا، استفاده از کلیدهای N.C. در ابتدای این نواحی مطابق با شکل (۳ – ۳۰) استفاده می‌شود که با مستطیل‌های سبز توپر نشان داده شده است.



شکل (۳ - ۳۰) مکان کلیدهای N.O. و N.C. و تعیین نقاط مانور برای شرایط اضطراری

در ادامه باید محاسبات ارزش برای طرح فوق انجام گیرد. با توجه به اینکه استفاده از کلیدها برای کاهش انرژی توزیع نشده است، محاسبات اقتصادی این قسمت با محاسبات اقتصادی طرح بازآرایی متفاوت است و بجای تلفات، باید از انرژی توزیع نشده استفاده نمود. بدین منظور، فرض می‌شود نرخ رخداد خطا در ناحیه پرخطا و سایر نواحی به ترتیب ۲,۲ و ۰,۲ خطا در سال در کیلومتر باشد؛ زمان متوسط تعمیرات برابر با ۴ ساعت است؛ کلیدهای استفاده شده از نوع قابل قطع زیر بار و قابل کنترل از راه دور با زمان عملکرد ۱ دقیقه و هزینه خرید ۱۳۵۰ میلیون ریال و طول عمر ۳۰ سال می‌باشد؛ فرض می‌شود هزینه انرژی توزیع نشده برای بارهای معمولی ۱۰۰۰۰ ریال به ازای هر kWh می‌باشد و برای بارهای حساس نیز، ۶ برابر این هزینه درنظر گرفته شده است؛ ضریب بار بارهای معمولی و حساس برابر با ۰,۷ منظور می‌گردد؛ نرخ بهره و تورم سالیانه (تورم هزینه‌ها و تورم ارزش انرژی توزیع نشده) نیز به ترتیب ۱۸ و ۳۰ درصد درنظر گرفته می‌شود. نتایج محاسبات قابلیت اطمینان با توجه به رشد بار و مفروضات فوق، در جدول (۳ – ۱۵) ارائه شده است. با توجه به این نتایج، می‌توان میزان رشد ENS سالیانه را تعیین نمود. با توجه به اینکه میزان رشد ENS سالیانه برای بارهای معمولی و حساس در شرایط با/بدون کلیدگذاری تقریبا برابر است، لذا مقدار ۳,۷۷ درصد به عنوان میزان رشد ENS سالیانه برای محاسبات اقتصادی انتخاب می‌گردد. حال با توجه به آنچه در بخش "۱-۹-۳- تابع هدف و کلیات ارزیابی اقتصادی طرح‌ها" در گزارش مرحله سوم از گزارش

فلسفه طراحی ذکر شده است و با بکارگیری روش مشابه، نتایج برآورد بازگشت سرمایه طرح پیشنهادی برای ۸ سال اول مطابق با جدول (۳ – ۱۶) می‌باشد. همچنین، منحنی بازگشت سرمایه طرح کلیدگذاری پیشنهادی تا پایان سال ۱۵ از اجرای طرح، در شکل (۳ – ۳۱) رسم شده است.

جدول (۳ - ۱۵) محاسبات میزان انرژی تامین نشده سالیانه با/بدون کلیدگذاری برای بارهای معمولی و حساس

سال	ENS بارهای معمولی بدون کلیدگذاری (MWh)	ENS بارهای معمولی با کلیدگذاری (MWh)	ENS بارهای حساس بدون کلیدگذاری (MWh)	ENS بارهای حساس با کلیدگذاری (MWh)
۱۴۰۲	۱۹۵	۱۰۳	۷۶	۳۱
۱۴۰۳	۲۰۳	۱۰۷	۷۸	۳۲
۱۴۰۴	۲۱۰	۱۱۱	۸۱	۳۴
۱۴۰۵	۲۱۸	۱۱۵	۸۴	۳۵
۱۴۰۶	۲۲۷	۱۱۹	۸۸	۳۶
۱۴۰۷	۲۳۵	۱۲۴	۹۱	۳۸
۱۴۰۸	۲۴۴	۱۲۹	۹۵	۳۹
۱۴۰۹	۲۵۴	۱۳۴	۹۸	۴۰

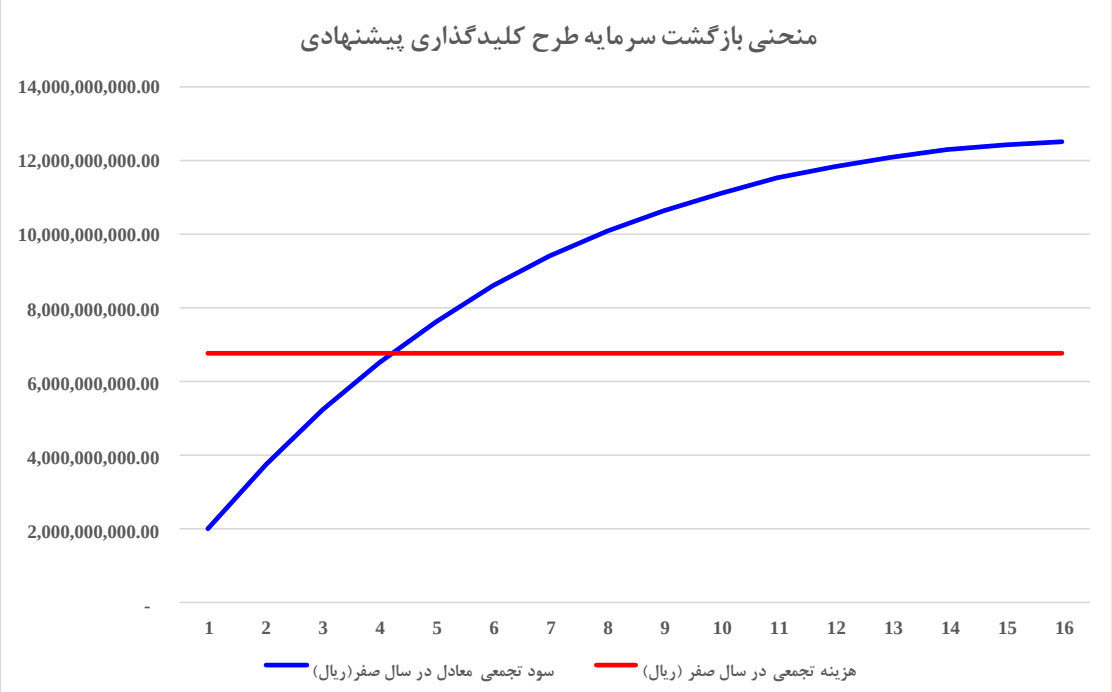
جدول (۳ - ۱۶) نتیجه محاسبات اقتصادی طرح کلیدگذاری پیشنهادی

سال	۰	۱	۲
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	۶،۷۵۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار ENS بارهای معمولی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۳۶،۵۰۰،۰۰	۱۴۱،۶۵۲،۲۰	۱۴۶،۹۹۸،۸۶
ارزش هر کیلووات ساعت ENS بارهای معمولی (ریال بر کیلووات ساعت)	۱۰،۰۰۰،۰۰	۱۳،۰۰۰،۰۰	۱۶،۹۰۰،۰۰
مقدار ENS بارهای حساس قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۵۳،۲۰۰،۰۰	۵۵،۲۰۸،۰۴	۵۷،۲۹۱،۸۶
ارزش هر کیلووات ساعت ENS بارهای حساس (ریال بر کیلووات ساعت)	۶۰،۰۰۰،۰۰	۷۸،۰۰۰،۰۰	۱۰۱،۴۰۰،۰۰
مقدار ENS بارهای معمولی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۷۲،۱۰۰،۰۰	۷۴،۸۲۱،۴۲	۷۷،۶۴۵،۵۵
مقدار ENS بارهای حساس بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۲۱،۷۰۰،۰۰	۲۲،۵۱۹،۰۷	۲۳،۳۶۹،۰۵
هزینه ENS قبل از اجرای طرح (ریال)	-	۶،۱۴۷،۷۰۵،۲۸۴،۸۳	۸،۲۹۳،۶۷۵،۷۲۲،۸۷

هزینه ENS بعد از اجرای طرح (ریال)	-	۲،۷۲۹،۱۶۵،۶۳۳،۳۶	۳،۶۸۱،۸۳۱،۴۶۵،۳۰
هزینه استهلاک (ریال)	-	۳۴۵،۱۵۰،۰۰۰،۰۰	۵۲۹،۴۶۰،۱۰۰،۰۰
کل هزینه سالیانه (ریال)	-	۳۴۵،۱۵۰،۰۰۰،۰۰	۵۲۹،۴۶۰،۱۰۰،۰۰
کل درآمد سالیانه (ریال)	-	۳،۴۱۸،۵۳۹،۶۵۱،۴۷	۴،۶۱۱،۸۴۴،۲۵۷،۵۷
ضریب انتقال ارزش پول به زمان حال	۱،۰۰۰	۰،۶۵۲	۰،۴۲۵
سود خالص سالیانه در زمان فعلی (ریال)	-	۲،۰۰۳،۵۱۳،۴۶۲،۵۰	۱،۷۳۴،۸۵۴،۸۷۴،۷۲
سود تجمعی معادل در سال صفر(ریال)	-	۲،۰۰۳،۵۱۳،۴۶۲،۵۰	۳،۷۳۸،۳۶۸،۳۳۷،۲۲
هزینه تجمعی در سال صفر (ریال)	۶،۷۵۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۶،۷۵۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۶،۷۵۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰
سال	۳	۴	۵
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار ENS بارهای معمولی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۵۲،۵۴۷،۳۴	۱۵۸،۳۰۵،۲۴	۱۶۴،۲۸۰،۴۷
ارزش هر کیلووات ساعت ENS بارهای معمولی (ریال بر کیلووات ساعت)	۲۱،۹۷۰،۰۰	۲۸،۵۶۱،۰۰	۳۷،۱۲۹،۳۰
مقدار ENS بارهای حساس قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۵۹،۴۵۴،۳۵	۶۱،۶۹۸،۴۵	۶۴،۰۲۷،۲۶
ارزش هر کیلووات ساعت ENS بارهای حساس (ریال بر کیلووات ساعت)	۱۳۱،۸۲۰،۰۰	۱۷۱،۳۶۶،۰۰	۲۲۲،۷۷۵،۸۰
مقدار ENS بارهای معمولی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۸۰،۵۷۶،۲۹	۸۳،۶۱۷،۶۴	۸۶،۷۷۳،۷۹
مقدار ENS بارهای حساس بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۲۴،۲۵۱،۱۱	۲۵،۱۶۶،۴۷	۲۶،۱۱۶،۳۸
هزینه ENS قبل از اجرای طرح (ریال)	۱۱،۱۸۸،۷۳۶،۹۰۴،۱۴	۱۵،۰۹۴،۳۷۲،۸۳۲،۱۶	۲۰،۳۶۳،۳۴۳،۳۴۶،۸۲
هزینه ENS بعد از اجرای طرح (ریال)	۴،۹۶۷،۰۴۲،۹۵۷،۴۵	۶،۷۰۰،۸۸۱،۳۳۴،۰۹	۹،۰۳۹،۹۴۸،۱۲۱،۷۱
هزینه استهلاک (ریال)	۸۱۲،۱۹۱،۷۹۳،۴۰	۱،۲۴۵،۹۰۲،۲۱۱،۰۸	۱،۹۱۱،۲۱۳،۹۹۱،۷۹
کل هزینه سالیانه (ریال)	۸۱۲،۱۹۱،۷۹۳،۴۰	۱،۲۴۵،۹۰۲،۲۱۱،۰۸	۱،۹۱۱،۲۱۳،۹۹۱،۷۹
کل درآمد سالیانه (ریال)	۶،۲۲۱،۶۹۳،۹۴۶،۷۰	۸،۳۹۳،۴۹۱،۴۹۸،۰۷	۱۱،۳۲۳،۳۹۵،۲۲۵،۱۲
ضریب انتقال ارزش پول به زمان حال	۰،۲۷۷	۰،۱۸۱	۰،۱۱۸
سود خالص سالیانه در زمان فعلی (ریال)	۱،۴۹۸،۵۸۴،۴۴۰،۷۵	۱،۲۹۰،۷۹۷،۶۰۴،۵۶	۱،۱۰۸،۰۶۰،۵۲۴،۱۵
سود تجمعی معادل در سال صفر(ریال)	۵،۲۳۶،۹۵۲،۷۷۷،۹۶	۶،۵۲۷،۷۵۰،۳۸۲،۵۲	۷،۶۳۵،۸۱۰،۹۰۶،۶۷
هزینه تجمعی در سال صفر (ریال)	۶،۷۵۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۶،۷۵۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰	۶،۷۵۰،۰۰۰،۰۰۰،۰۰

سال	۶	۷	۸
هزینه سرمایه‌گذاری (ریال)	-	-	-
هزینه بهره‌برداری (ریال)	-	-	-
مقدار ENS بارهای معمولی قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۱۷۰،۴۸۱,۲۴	۱۷۶،۹۱۶,۰۶	۱۸۳،۵۹۳,۷۶
ارزش هر کیلووات ساعت ENS بارهای معمولی (ریال بر کیلووات ساعت)	۴۸،۲۶۸,۰۹	۶۲،۷۴۸,۵۲	۸۱،۵۷۳,۰۷
مقدار ENS بارهای حساس قبل از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۶۶،۴۴۳,۹۷	۶۸،۹۵۱,۹۰	۷۱،۵۵۴,۴۹
ارزش هر کیلووات ساعت ENS بارهای حساس (ریال بر کیلووات ساعت)	۲۸۹،۶۰۸,۵۴	۳۷۶،۴۹۱,۱۰	۴۸۹،۴۳۸,۴۳
مقدار ENS بارهای معمولی بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۹۰،۰۴۹,۰۷	۹۳،۴۴۷,۹۷	۹۶،۹۷۵,۱۷
مقدار ENS بارهای حساس بعد از اجرای طرح (کیلووات ساعت)	۲۷،۱۰۲,۱۵	۲۸،۱۲۵,۱۲	۲۹،۱۸۶,۷۰
هزینه ENS قبل از اجرای طرح (ریال)	۲۷،۴۷۱،۵۴۵،۶۴۶,۲۸	۳۷،۰۶۰،۹۹۷،۶۶۳,۳۹	۴۹،۹۹۷،۸۲۵،۵۸۶,۲۰
هزینه ENS بعد از اجرای طرح (ریال)	۱۲،۱۹۵،۵۰۹،۵۱۱,۱۷	۱۶،۴۵۲،۵۷۸،۰۷۱,۷۷	۲۲،۱۹۵،۶۵۵،۲۹۰,۹۵
هزینه استهلاک (ریال)	۲،۹۳۱،۸۰۲،۲۶۳,۴۱	۴،۴۹۷،۳۸۴،۶۷۲,۰۶	۶،۸۹۸،۹۸۸،۰۸۶,۹۵
کل هزینه سالیانه (ریال)	۲،۹۳۱،۸۰۲،۲۶۳,۴۱	۴،۴۹۷،۳۸۴،۶۷۲,۰۶	۶،۸۹۸،۹۸۸،۰۸۶,۹۵
کل درآمد سالیانه (ریال)	۱۵،۲۷۶،۰۳۶،۱۳۵,۱۰	۲۰،۶۰۸،۴۱۹،۵۹۱,۶۲	۲۷،۸۰۲،۱۷۰،۲۹۵,۲۴
ضریب انتقال ارزش پول به زمان حال	۰,۰۷۷	۰,۰۵۰	۰,۰۳۳
سود خالص سالیانه در زمان فعلی (ریال)	۹۴۷،۳۵۳،۳۲۴,۵۴	۸۰۶،۰۲۰،۱۹۲,۰۱	۶۸۱،۷۲۵،۴۸۴,۶۱
سود تجمعی معادل در سال صفر(ریال)	۸،۵۸۳،۱۶۴،۲۳۱,۲۱	۹،۳۸۹،۱۸۴،۴۲۳,۲۲	۱۰،۰۷۰،۹۰۹،۹۰۷,۸۲
هزینه تجمعی در سال صفر (ریال)	۶،۷۵۰،۰۰۰،۰۰۰,۰۰	۶،۷۵۰،۰۰۰،۰۰۰,۰۰	۶،۷۵۰،۰۰۰،۰۰۰,۰۰

همانطور که مشاهده می‌شود، استفاده از کلیدهای نشان داده شده در شکل (۳ - ۳۰) از لحاظ محاسبات ارزش دارای بازگشت سرمایه ۵ ساله می‌باشد که با توجه به بخش "۳-۳- قدرت مانور" از گزارش مرحله سوم فلسفه طراحی در شبکه‌های توزیع، توجیه‌پذیر است.



شکل (۳ - ۳۱) منحنی بازگشت سرمایه طرح کلیدگذاری پیشنهادی

فصل چهارم : چک‌لیست ارزیابی پیاده‌سازی فلسفه طراحی

۴- ۱- مقدمه

پیاده سازی فلسفه طراحی شامل تصویب آن توسط هیئت مدیره شرکت و اضافه نمودن رعایت الزامات آن در سندهای تعالی سازمانی و اهداف مدیریت کیفیت فرآیندهای شرکت می‌باشد. لذا مقتضی است که شرکت‌های توزیع در افق زمانی کوتاهی، فلسفه طراحی را در واحد طراحی مستقر نموده و آن را جاری نمایند. برای این منظور مجموعه اقداماتی بایستی توسط شرکت‌های توزیع انجام شود که در این فصل ضمن اشاره به این اقدامات، چک لیستی برای ارزیابی چگونگی پیاده‌سازی و استقرار فلسفه طراحی در هر امور برق هر شرکت توزیع برق و به طور کلی در هر شرکت توزیع تهیه شده است که در ارزیابی‌های سالانه و سایر تحلیل‌های مربوطه مورد استفاده قرار خواهد گرفت.

توجه شود که شرکت‌های توزیع برقی که مقدمات لازم را در اختیار ندارند بایستی به سرعت برای فراهم نمودن آن‌ها اقدام نمایند و از ابتدای فرآیند استقرار بایستی آمار و ارقام مورد نیاز برای این ارزیابی جمع آوری و آماده سازی شود.

سعی شده است که این ارزیابی بر اساس اطلاعات قابل حصول در شرکت‌های توزیع تهیه شود اما در صورت عدم وجود، لازم است اقدامات لازم توسط شرکت‌های توزیع انجام شود.

۴- ۲- مقدمات مورد نیاز برای اجرای کامل فلسفه طراحی

پیاده‌سازی فلسفه طراحی در هر شرکت توزیع نیازمند فراهم سازی مقدمات است که مهمترین آن‌ها عبارتند از :

- آموزش پرسنل مهندسی و بهره برداری و خصوصا طراحی در خصوص فلسفه طراحی

- جمع آوری اطلاعات مورد نیاز برای تهیه نقشه‌های پهنه‌بندی مورد نیاز
- تهیه نقشه‌های پهنه‌بندی مورد نیاز و اضافه نمودن لایه‌های مربوطه به GIS
- تهیه سایر لایه‌های GIS مورد نیاز برای فلسفه طراحی
- فراهم کردن نرم‌افزارهای کاربردی
- فراهم کردن ابزارهای تبدیلی کاربردی
- فراهم کردن ابزارهای نرم‌افزاری کاربردی
- تأمین سخت‌افزارهای مورد نیاز و یا قراردادهای تأمین
- آموزش نرم‌افزارهای کاربردی
- تهیه فلسفه طراحی اختصاصی در چارچوب فلسفه طراحی کلی و تدقیق کلاسه‌بندی‌ها
- ایجاد سیستم مستندسازی متناسب با فلسفه طراحی
- قرارگیری رعایت فلسفه طراحی در روند تأییدیه طرح

۴- ۳- هدف نهایی در پیاده سازی فلسفه طراحی

هدف نهایی در پیاده سازی فلسفه طراحی آن است که طراحان و پرسنل فنی مربوط به مطالعات، مهندسی و بهره‌برداری با قیود و الزامات فلسفه و چگونگی بکارگیری آن‌ها آشنا باشند. در تمامی انواع پروژه‌های شبکه توزیع برق فلسفه طراحی اعمال شده باشد. برای این منظور لازم است به تدریج در سامانه‌های طراحی و تأیید صورت وضعیت‌ها نیز موضوع فلسفه طراحی اعمال گردد. این موضوع در کل محدوده شرکت توزیع اجرایی شود و هرگونه بازخورد و نقطه نظر اصلاحی نیز با تأیید شرکت توانیر پیشنهاد و اعمال شود. یکی از امتیازهای شرکت‌های توزیع در این ارزیابی بر اساس تعداد و نقطه نظرهای ارائه شده توسط آن‌ها در راستای اصلاح فلسفه طراحی می‌باشد.

۴- ۴- چک لیست ارزیابی فراهم سازی مقدمات و ارزیابی پیاده‌سازی

در این بخش چک لیست ارزیابی فراهم‌سازی مقدمات و ارزیابی پیاده‌سازی فلسفه طراحی ارائه می‌شود. شرکت‌های توزیع برقی که در بخش مقدمات ضعف دارند لازم است به سرعت عقب ماندگی مربوطه را جبران نمایند.

در مورد نحوه‌ی امتیازدهی می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:

- آموزش نرم‌افزارهای کاربردی باید با توجه به نوع نرم‌افزارهای مورد استفاده در هر شرکت انجام شود و سرفصل‌ها آموزش با توجه به کاربردهای هر نرم‌افزار در فلسفه طراحی تنظیم شود.
- جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز برای تهیه‌ی نقشه‌های پهنه‌بندی باید از ارگان‌های مربوطه تهیه شود. همچنین، اطلاعات باید بروز باشد تا جای ابهامی برای صحت نتایج پهنه‌بندی نباشد.
- بعضی از اطلاعات مورد نیاز برای تهیه نقشه‌های پهنه‌بندی ممکن است در دسترس نباشد و یا با دقت کافی توسط ارگان‌های مسئول موجود نباشد. بدین ترتیب باید با تعریف پروژه‌های مناسب، نسبت به تهیه آن‌ها اقدام نمود.
- در فراهم کردن نرم‌افزارهای کاربردی باید توجه شود که تا کنون شرکت از کدام نرم‌افزارها بیشتر استفاده می‌کرده است و بانک‌های اطلاعاتی در کدام نرم‌افزار بروزتر و صحیح‌تر می‌باشند. به عنوان نمونه ممکن است یک شرکت مدلسازی فیدرهای خود را قبلا در نرم‌افزار CYME انجام داده باشد، بنابراین بهتر است بین نرم‌افزارهای CYME و DIgSILENT، از نرم‌افزار CYME برای انجام محاسبات الکتریکی استفاده کند. ضمن اینکه لیستی از نرم‌افزارهای کاربردی و مهمترین قابلیت‌های آن‌ها در پیوست ذکر شده است.
- بعضی از نرم‌افزارهای کاربردی ممکن است به صورت تجاری‌سازی شده در دسترس نباشند و لازم باشد تهیه نرم‌افزار در قالب پروژه‌های مختلف تعریف شود.
- ابزارهای تبدیلی باید با توجه به نوع نرم‌افزارهای مورد استفاده در هر شرکت تهیه شود و یا در قالب پروژه تعریف گردد.
- چکیده قیود و الزامات باید با توجه به شرایط محیطی منطقه تحت پوشش هر شرکت توزیع تهیه شود و در صورت نیاز قیود و الزامات تکمیلی به آن اضافه گردد.
- ایجاد سیستم مستندسازی فلسفه طراحی بهتر است با نظر مسئولین هر شرکت تعیین شود و یا توسط شرکت توانیر به کلیه‌ی شرکت‌ها ابلاغ شود.

جدول (۴ - ۱) چک لیست ارزیابی فراهم سازی مقدمات

ردیف	عنوان	امتیاز	ارتباط با بخش‌های مختلف فلسفه طراحی
A	آموزش پرسنل مهندسی و بهره برداری و خصوصاً طراحی در خصوص فلسفه طراحی	٪۷	کل فلسفه طراحی
A-1	برگزاری دوره آموزشی پرسنل مهندسی و بهره برداری	٪۳۰	
A-2	برگزاری دوره آموزشی پرسنل طراحی	٪۷۰	
B	جمع آوری اطلاعات مورد نیاز برای تهیه نقشه‌های پهنه‌بندی مورد نیاز	٪۱۰	شناسایی، تعیین و کلاسه‌بندی پارامترهای مؤثر در انتخاب تجهیزات و روش طراحی شبکه‌های توزیع
B-1	اطلاعات دما و رطوبت و رعد و برق	٪۱۵	
B-2	اطلاعات خورندگی هوا و خاک	٪۱۵	
B-3	اطلاعات زلزله و گسل‌ها	٪۱۵	
B-4	اطلاعات سیل و مسیل‌ها	٪۵	
B-5	اطلاعات طوفان و برف و یخ	٪۱۰	
B-6	اطلاعات مقاومت الکتریکی خاک	٪۵	
B-7	اطلاعات مقاومت مکانیکی خاک و مقاومت حرارتی خاک	٪۵	
B-8	اطلاعات تابش آفتاب و تابش فرابنفش	٪۲	
B-9	اطلاعات زیستگاه جانوری و پرندگان	٪۵	
B-10	اطلاعات سابقه پرنده زدگی	٪۲	
B-11	اطلاعات سابقه مصرف مشترکین	٪۴	
B-12	اطلاعات ضریب بار مشترکین	٪۴	
B-13	اطلاعات تراکم مشترکین	٪۴	
B-14	اطلاعات مبلمان شهری	٪۲	
B-15	اطلاعات پدافند غیرعامل	٪۴	
B-16	اطلاعات سابقه سرقت تجهیزات	٪۲	
B-17	سایر اطلاعات مورد نیاز	٪۱	
C	تهیه نقشه‌های پهنه‌بندی مورد نیاز و اضافه نمودن لایه‌های مربوطه به GIS	٪۲۰	شناسایی، تعیین و کلاسه‌بندی پارامترهای مؤثر در انتخاب تجهیزات
C-1	نقشه‌های سه گانه پهنه‌بندی دما	٪۵	
C-2	نقشه پهنه‌بندی سرعت باد	٪۳	

ردیف	عنوان	امتیاز	ارتباط با بخش‌های مختلف فلسفه طراحی
C-3	نقشه پهنه‌بندی ترکیب باد، دما و قطر یخ	٪۱۵	و روش طراحی شبکه‌های توزیع
C-4	نقشه پهنه‌بندی رعد و برق	٪۵	
C-5	نقشه پهنه‌بندی سیل و مسیل‌ها	٪۵	
C-6	نقشه پهنه‌بندی ریزگرد و آلودگی هوا و خورندگی هوا	٪۱۰	
C-7	نقشه پهنه‌بندی مقاومت مکانیکی خاک و مقاومت حرارتی خاک	٪۵	
C-8	نقشه پهنه‌بندی تابش آفتاب و تابش فرابنفش	٪۲	
C-9	نقشه پهنه‌بندی زلزله و رانش زمین	٪۱۲	
C-10	نقشه پهنه‌بندی خورندگی خاک و مقاومت الکتریکی خاک	٪۱۲	
C-11	نقشه پهنه‌بندی زیستگاه جانوری و پرندگان	٪۳	
C-12	نقشه پهنه‌بندی سابقه پرنده زدگی	٪۲	
C-13	نقشه پهنه‌بندی سابقه مصرف مشترکین	٪۴	
C-14	نقشه پهنه‌بندی ضریب بار مشترکین	٪۴	
C-15	نقشه پهنه‌بندی تراکم مشترکین و رشد بار	٪۴	
C-16	نقشه پهنه‌بندی مبلمان شهری	٪۲	
C-17	نقشه پهنه‌بندی پدافند غیرعامل	٪۴	
C-18	نقشه پهنه‌بندی سابقه سرقت تجهیزات	٪۲	
C-19	سایر موارد نیاز	٪۱	
E	فراهم کردن نرم‌افزارهای کاربردی	٪۱۸	تعیین اصول، چارچوب‌ها، قیود و الزامات طراحی شبکه‌های توزیع
E-1	محاسبات الکتریکی (پخش بار - اتصال کوتاه - قابلیت اطمینان - هماهنگی حفاظتی)	٪۴۵	
E-2	محاسبات مکانیکی	٪۳۰	
E-3	مکانیابی و تعیین ظرفیت بهینه پست توزیع و فوق‌توزیع	٪۱۰	
E-4	مکانیابی و تعیین ظرفیت بهینه تولیدات پراکنده	٪۵	
E-5	مکانیابی بهینه تجهیزات حفاظتی	٪۵	
E-6	مکانیابی بهینه کلید و اتوماسیون	٪۵	
F	فراهم کردن ابزارهای تبدیلی کاربردی	٪۱۰	

ردیف	عنوان	امتیاز	ارتباط با بخش‌های مختلف فلسفه طراحی
F-1	تبدیل از GIS به نرم افزارهای کاربردی	٪۷۰	تعیین اصول، چارچوب‌ها، قیود و الزامات طراحی شبکه‌های توزیع
F-2	برگردان از نرم افزارهای کاربردی به GIS	٪۳۰	
G	تأمین سخت‌افزارهای مورد نیاز و یا قراردادهای تأمین	٪۴	کل فلسفه طراحی
G-1	کامپیوتر با CPU نسل حداقل مربوط به ۴ سال گذشته و Ram 8GB	٪۵۰	
G-2	ارتباط پر سرعت در شبکه و امکان مستندسازی الکترونیکی پرونده‌ها	٪۵۰	
H	آموزش نرم‌افزارهای کاربردی	٪۸	کل فلسفه طراحی
H-1	نرم‌افزارهای محاسباتی کاربردی	٪۷۰	
H-2	GIS و امکانات و قابلیت‌های آن	٪۳۰	
I	تهیه فلسفه طراحی اختصاصی در چارچوب فلسفه طراحی کلی و تدقیق کلاسه‌بندی‌ها	٪۱۵	کل فلسفه طراحی
I-1	تدقیق کلاسه‌بندی ها	٪۳۰	
I-2	تهیه چکیده قیود و الزامات و اخذ تأییدیه آن	٪۷۰	
J	ایجاد سیستم مستندسازی متناسب با فلسفه طراحی	٪۵	کل فلسفه طراحی
J-1	فراهم‌سازی سخت افزار و نرم افزار لازم	٪۵۰	
J-2	آموزش و جاری سازی مستندسازی	٪۵۰	
K	قرارگیری رعایت فلسفه طراحی در روند تأییدیه طرح	٪۳	کل فلسفه طراحی
مجموع		٪۱۰۰	

جدول (۴ - ۲) چک لیست ارزیابی پیاده‌سازی و استقرار فلسفه طراحی

ردیف	عنوان	امتیاز	ارتباط با بخش‌های مختلف فلسفه طراحی
A	میزان فراهم‌سازی مقدمات	٪۱۰	شناسایی، تعیین و کلاسه‌بندی پارامترهای مؤثر در انتخاب تجهیزات و روش طراحی شبکه‌های توزیع
B	پیاده‌سازی فلسفه طراحی در بخش قیود و الزامات کلی	٪۱۰	تعریف و تعیین قیود الزامی کلی شبکه توزیع در تامین برق مطمئن و پایدار بارهای مصرفی و مبانی ارزیابی
B-1	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات کلی در بخش خوردگی	٪۲۰	
B-2	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات کلی در بخش تاب آوری	٪۳۰	
B-3	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات کلی در بخش حفاظت و قابلیت اطمینان و اتوماسیون	٪۲۰	
B-4	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات کلی در بخش اقتصادی و مهندسی ارزش	٪۱۰	
B-6	ارزیابی شرکت توزیع از میزان اثربخشی اجرای فلسفه طراحی در این بخش	٪۲۰	
C	پیاده‌سازی فلسفه در طرح‌های فوق‌توزیع	٪۱۰	قیود الزامی طراحی پست‌های فوق‌توزیع (از منظر شبکه توزیع)
C-1	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات در موضوع نقاط تحویل	٪۳۰	
C-2	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات در خصوص انجام مطالعات تعیین مکان و ظرفیت و تهیه گزارش‌های فنی	٪۶۰	
C-4	ارزیابی شرکت توزیع از میزان اثربخشی اجرای فلسفه طراحی در این بخش	٪۱۰	
D	پیاده‌سازی فلسفه طراحی در طرح‌های شبکه فشارمتوسط	٪۲۰	قیود الزامی طراحی و انتخاب تجهیزات فیدرهای فشار متوسط با انواع هادی‌های هوایی یا زمینی
D-1	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات در موضوع فرآیند طراحی	٪۲۵	
D-2	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات در موضوع رعایت حداقل‌های محاسبات مکانیکی	٪۲۵	
D-3	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات در مباحث مرتبط با خوردگی	٪۲۰	

ردیف	عنوان	امتیاز	ارتباط با بخش‌های مختلف فلسفه طراحی
D-4	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات در بخش نقاط تحویل	٪۱۰	
D-5	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات در بخش سیستم زمین	٪۱۰	
D-6	ارزیابی شرکت توزیع از میزان اثربخشی اجرای فلسفه طراحی در این بخش	٪۱۰	
E	پیاده‌سازی فلسفه طراحی در پست‌های توزیع	٪۱۰	قیود الزامی طراحی و انتخاب تجهیزات پست‌های توزیع هوایی یا زمینی
E-1	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات در بخش محاسبات و بهینه سازی فنی – اقتصادی	٪۵۰	
E-2	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات در بخش انتخاب تجهیزات	٪۴۰	
E-3	ارزیابی شرکت توزیع از میزان اثربخشی اجرای فلسفه طراحی در این بخش	٪۱۰	
F	پیاده‌سازی فلسفه طراحی در شبکه فشارضعیف	٪۱۰	قیود الزامی طراحی و انتخاب تجهیزات فیدرهای فشار ضعیف با انواع هادی‌های هوایی یا زمینی
F-1	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات در انتخاب تجهیزات	٪۴۵	
F-2	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات در تهیه طرح ها	٪۴۵	
F-3	ارزیابی شرکت توزیع از میزان اثربخشی اجرای فلسفه طراحی در این بخش	٪۱۰	
G	پیاده‌سازی فلسفه طراحی در بخش نیروگاه‌های تولید پراکنده	٪۵	قیود الزامی مرتبط با نیروگاه‌های تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع
G-1	ایجاد روند و مستندسازی و رعایت قیود و الزامات دستورالعمل مربوطه و موارد تکمیلی	٪۶۰	
G-2	تهیه نقشه راهنمای سرمایه‌گذاران	٪۴۰	
H	پیاده‌سازی فرآیندهای طراحی	٪۱۰	دسته‌بندی مناسب انواع پروژه‌های شبکه‌های توزیع (برقرسانی،اصلاح ضعف، ایجاد قدرت مانور،بهینه‌سازی و...) و تعیین شرایط و قیود فلسفه طراحی
H-1	پروژه‌های برقرسانی	٪۲۵	
H-2	پروژه‌های توسعه شبکه	٪۲۵	
H-3	پروژه‌های اصلاح و ساماندهی	٪۲۰	

ردیف	عنوان	امتیاز	ارتباط با بخش‌های مختلف فلسفه طراحی
H-4	پروژه‌های کاهش تلفات و رفع ضعف ولتاژ	٪۱۵	
H-5	پروژه‌های قدرت مانور	٪۱۰	
H-6	ارزیابی شرکت توزیع از میزان اثربخشی اجرای فلسفه طراحی در این بخش	٪۵	
I	سهم ریالی طرح‌های تهیه شده با رعایت فلسفه طراحی از کل طرح‌ها	٪۱۵	کل فلسفه طراحی
I-1	طرح های فشارمتوسط و پست توزیع	٪۷۰	
I-2	طرح‌های فشارضعیف	٪۳۰	
مجموع		٪۱۰۰	

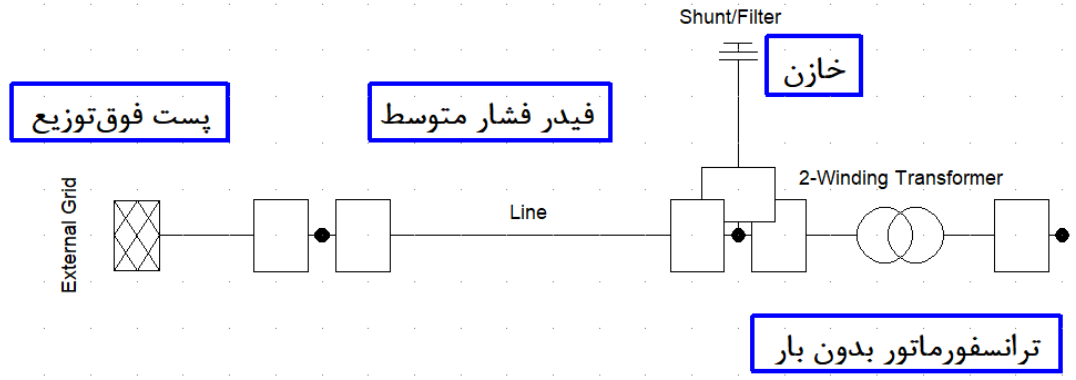
فصل پنجم : پیوست‌ها

۵- ۱- انتخاب مکان و ظرفیت خازن با پیشگیری از بروز اضافه ولتاژ

فرض شود که طراح می‌خواهد برای دو فیدر مجزا یکی با سیم هاینا و یکی با سیم مینک اقدام به نصب خازن فشار متوسط نماید. مکان خازن در طول فیدر فشار متوسط قابل انتخاب است. در این مثال بررسی می‌شود که با توجه به مکان نصب خازن، ظرفیت خازن تا چه مقداری مجاز می‌باشد که طی آن شبکه دچار اضافه ولتاژ نگردد.

همانطور که می‌دانیم، اضافه ولتاژ در شرایط کم‌باری رخ می‌دهد و با توجه به ثابت بودن خازن‌های نصب شده در طول شبکه فشار متوسط، باید از عدم رخداد اضافه ولتاژ غیرمجاز در شرایط کم‌باری شبکه اطمینان حاصل شود. حداکثر اضافه ولتاژ مجاز ۵ درصد نسبت به ولتاژ نامی شبکه می‌باشد. به منظور اطمینان از عدم رخداد اضافه ولتاژ می‌توان فیدر را بدون بار فرض نمود تا بدترین شرایط ممکن در طراحی منظور شود. همچنین، آخرین نقطه فیدر که محل نصب خازن نیز می باشد، بالاترین ولتاژ را به خود تخصیص می‌دهد که ولتاژ آن مورد ارزیابی قرار گرفته است. در مطالعه‌ی شبیه‌سازی مورد نظر می‌توان مطابق با شکل (۵ – ۱)، از یک شبکه بالادست، یک خط به عنوان نماینده فیدر فشار متوسط و یک ترانسفورماتور

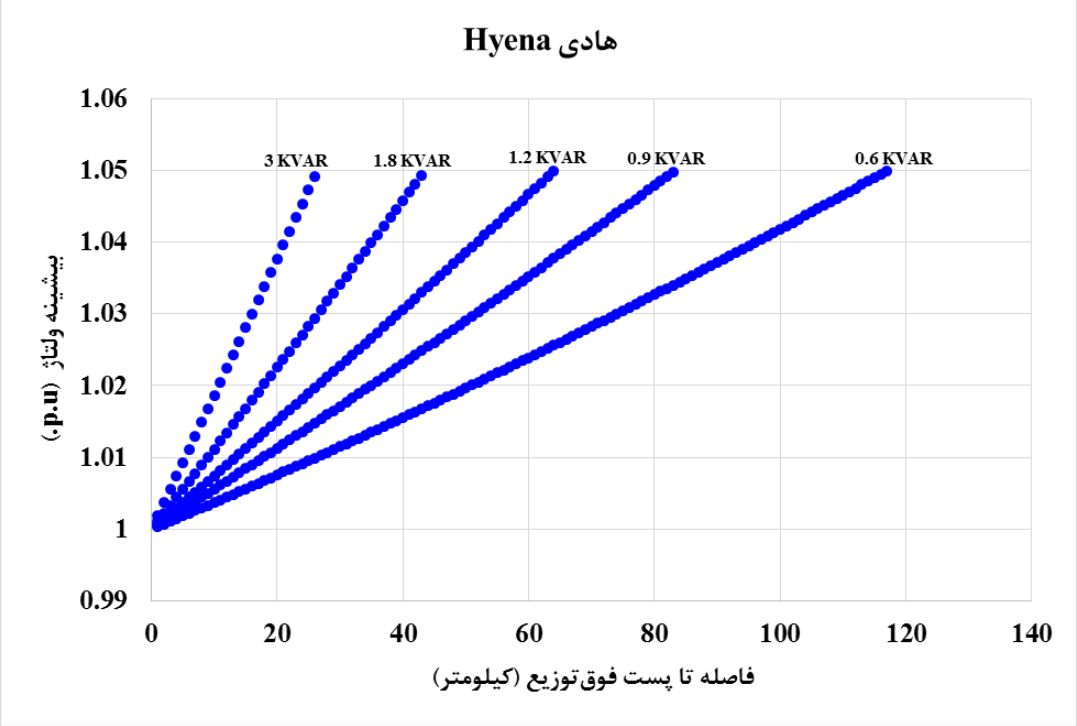
توزیع بدون بار در پایین دست خط استفاده نمود. خازن را می‌توان در انتهای فیدر فشار متوسط فرض نمود و طی آن، با تغییر طول خط فشار متوسط، عملا فاصله‌ی نصب خازن از سرخط شبکه را تغییر داد. بدین ترتیب طی یک فرآیند تکراری می‌توان مکان و ظرفیت نصب خازن را تغییر داده و مرز رخداد اضافه ولتاژ ۵ درصد را شناسایی نمود. نتایج این فرآیند برای هادی‌های Hyena و Mink به ترتیب مطابق با شکل (۵ - ۲) و شکل (۵ - ۳) می‌باشد. مقاومت و راکتانس خطوط مذکور به عنوان مقادیر تاثیرگذار در نتایج شبیه‌سازی در جدول (۵ - ۱) نشان داده شده است. ضمن آنکه ولتاژ خروجی پست فوق‌توزیع روی مقدار ۱ p.u. درنظر گرفته شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، با استفاده از این منحنی‌ها می‌توان بر اساس فاصله و ظرفیت نصب خازن، مقدار اضافه ولتاژ را در شرایط بی‌باری شبکه که بدترین حالت ممکن از این نقطه‌نظر است محاسبه نمود تا از نصب ظرفیت بیشتر از اندازه جلوگیری نمود.



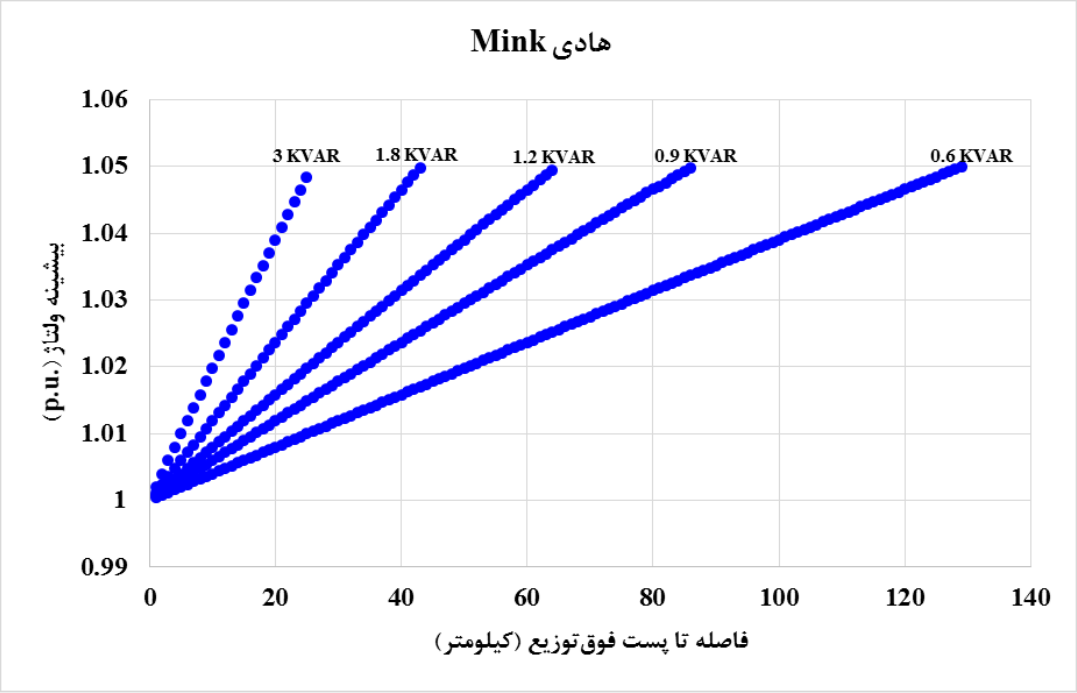
شکل (۵ - ۱) شبکه مورد بررسی برای انتخاب مکان و ظرفیت خازن با پیشگیری از بروز اضافه ولتاژ

جدول (۵ - ۱) مشخصات هادی‌های Hyena و Mink استفاده شده در شبیه‌سازی

نام هادی	مقاومت در واحد طول (Ohm/Km)	راکتانس در واحد طول (Ohm/Km)
Hyena	۰,۲۷۱۲	۰,۲۴۶۴
Mink	۰,۴۵۴۵	۰,۲۶۶۴



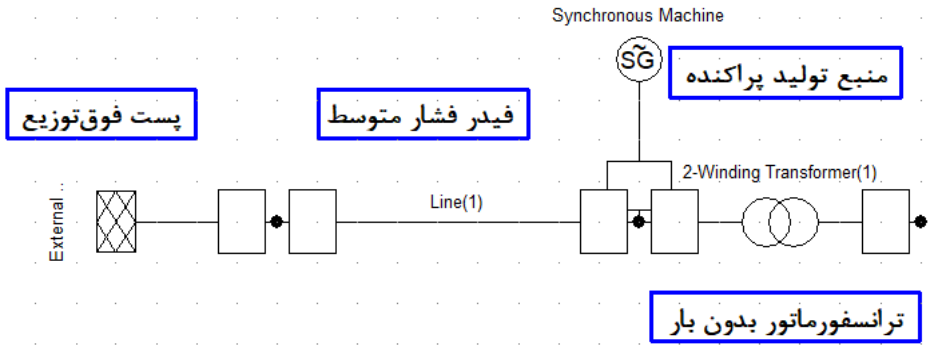
شکل (۵ - ۲) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت خازن ثابت در فواصل مختلف از سر خط فیدر بی‌بار با هادی Hyena



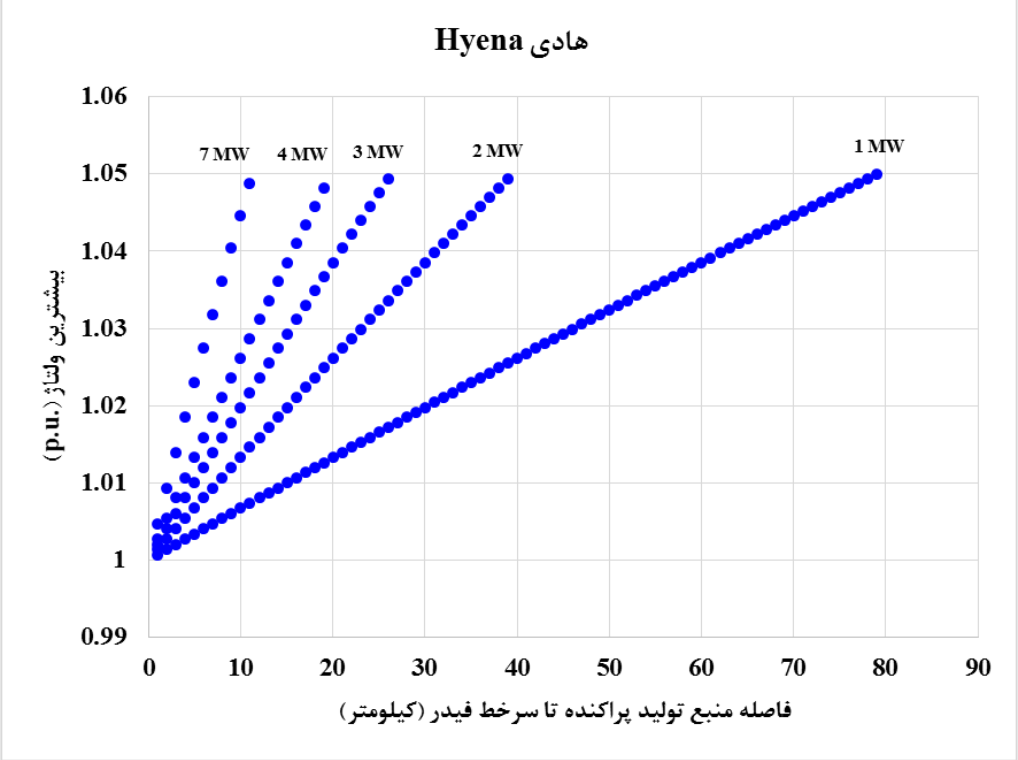
شکل (۵ - ۳) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت خازن ثابت در فواصل مختلف از سر خط فیدر بی‌بار با هادی مینک

۵- ۲- انتخاب مکان و ظرفیت مجاز منابع تولید پراکنده با پیشگیری از بروز اضافه ولتاژ

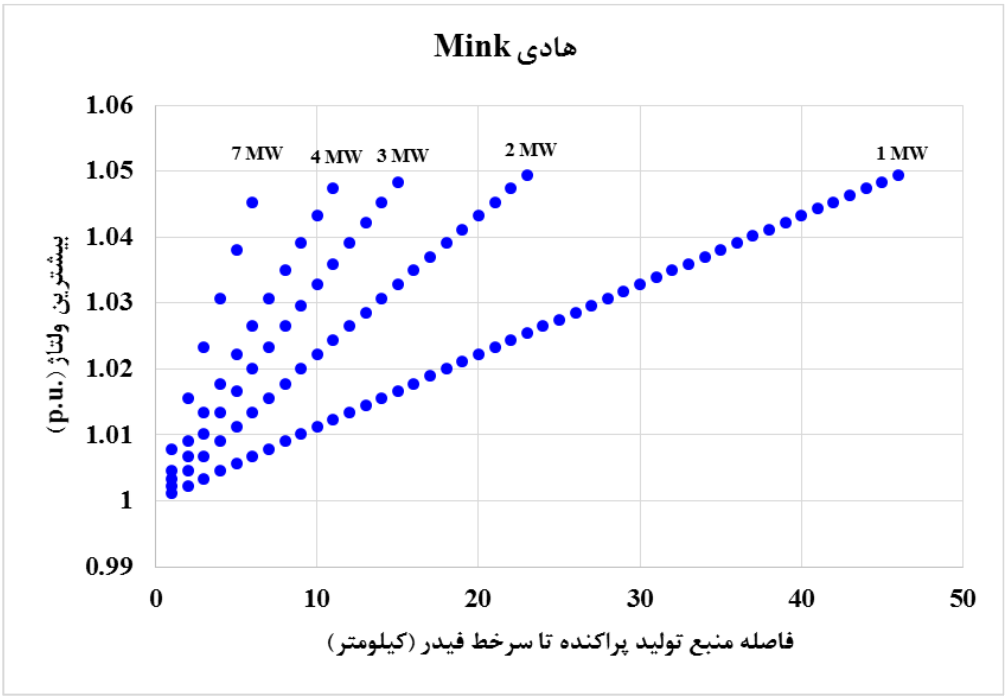
استفاده از منابع تولید پراکنده در سطح شبکه توزیع دارای محدودیت‌های خاص خود می‌باشد. منابع تولید پراکنده با ظرفیت بالا در صورتی که نسبت به ابتدای فیدر فاصله داشته باشند، منجر به برگشت جریان از محل منبع به ابتدای فیدر و رخداد اضافه ولتاژ می‌گردد. عدم توجه به این مسئله منجر به بروز اضافه ولتاژ در شرایط کم‌باری شبکه می‌گردد. لذا برای پیشگیری از این مسئله، با توجه به نوع هادی تنه اصلی فیدر، ظرفیت منبع تولید پراکنده و مکان آن، می‌توان محاسبات دقیقی در شرایط بی‌باری فیدر که بدترین حالت ممکن برای رخداد اضافه ولتاژ است، انجام داده و میزان اضافه ولتاژ رخ داده را محاسبه نمود تا از انتخاب ظرفیت نامناسب در مکان نامناسب پیشگیری شود. برای نشان دادن نمونه‌ی کاربردی این بررسی، طی دو مطالعه مجزا، یک منبع تولید پراکنده با ظرفیت‌های مختلف در فواصل مختلف از یک فیدر بی‌بار با هادی Hyena و Mink مطابق با شکل (۵ – ۴) نصب شده است و میزان اضافه ولتاژ ایجاد شده بر روی فیدر ثبت شده است. منحنی میزان اضافه ولتاژ روی داده با توجه به فاصله نصب منبع تولید پراکنده به ازای ظرفیت‌های مختلف برای هادی‌های Hyena و Mink به ترتیب در شکل (۵ – ۵) و شکل (۵ – ۶) نشان داده شده است. اطلاعات مقاومت و راکتانس خطوط مطابق با همان جدول (۵ – ۱) می‌باشد. ضمن آنکه ولتاژ خروجی پست فوق‌توزیع روی مقدار ۱ p.u. درنظر گرفته شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، عدم بررسی مناسب مخصوصا برای منابع با ظرفیت بالا می‌تواند منجر به طراحی غیراصولی و رخداد اضافه ولتاژ در شرایط کم‌باری و بی‌باری شبکه شود.



شکل (۵ - ۴) شبکه مورد بررسی برای انتخاب مکان و ظرفیت مجاز منابع تولید پراکنده با پیشگیری از بروز اضافه ولتاژ



شکل (۵ - ۵) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت منبع تولید پراکنده در فواصل مختلف از سر خط فیدر بی‌بار با هادی هاینا



شکل (۵ - ۶) وضعیت اضافه ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت منبع تولید پراکنده در فواصل مختلف از سر خط فیدر بی‌بار با هادی مینک

۵- ۳- طراحی بانک خازنی و فیلتر Detune در شبکه فشار متوسط

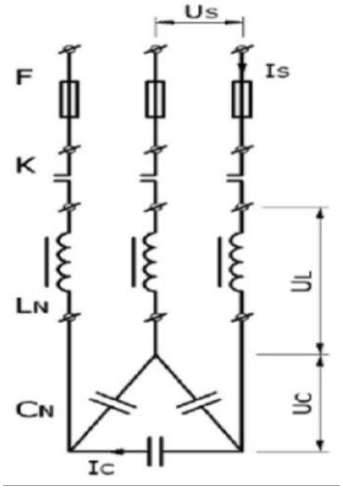
یکی از مسائلی که در مسئله خازن‌گذاری در شبکه‌های فشار متوسط دارای اهمیت بالایی است، بحث پیشگیری از وقوع رزونانس بانک خازنی و سلف معادل شبکه در محل نصب بانک خازنی می‌باشد. در محیط‌هایی که شاهد آلودگی هارمونیکی به دلیل اتصال بارهای غیرخطی به شبکه هستیم، لازم است از فیلتر Detune برای رفع احتمال رخداد رزونانس استفاده شود. طراحی سلف Detune مراحل و نکات خاص خود را دارد که باید در طول طراحی به آن توجه شود.

فرض می‌شود در یک شبکه، هارمونیک‌های غیرمجاز ۵، ۷، ۱۱ و ۱۳ موجود می‌باشند. ضریب Detune باید برابر با ۷٪ انتخاب شود تا فرکانس رزونانس خازن و راکتور Detune مطابق با رابطه (۵ – ۱)، قبل از فرکانس مرتبه پنجم قرار گیرد و عملا امکان رزونانس بانک خازنی با سلف شبکه در مرتبه ۵ به بعد حذف شود. در صورتی که هارمونیک غیرمجاز مرتبه سوم در شبکه مشاهده شود، ضریب Deune باید ۱۴٪ انتخاب شود تا طبق رابطه (۵ – ۲)، فرکانس رزونانس خازن و سلف Detune کمتر از فرکانس مرتبه سوم قرار گیرد و امکان رخداد رزونانس در این مرتبه نیز وجود نداشته باشد.

$$f_r = \frac{10.f_n}{\sqrt{p\%}} = \frac{500}{\sqrt{7}} = 188.9\ Hz$$ رابطه (۵ - ۱)

$$f_r = \frac{10.f_n}{\sqrt{p\%}} = \frac{500}{\sqrt{14}} = 133.6\ Hz$$ رابطه (۵ - ۲)

آرایش بانک خازنی را مطابق با شکل (۵ – ۷) به صورت مثلث درنظر بگیرید.



شکل (۵ - ۷) آرایش بانک خازنی با سلف Detune

با انتخاب ضریب Detune برابر با ۷ درصد و با فرض اینکه خازن‌ها در شبکه فشار ضعیف با ولتاژ نامی ۴۰۰ ولت نصب شود، میزان اضافه ولتاژ ناشی از اضافه شدن سلف Detune به مجموعه بانک خازنی مطابق با رابطه (۵ – ۳) محاسبه می‌شود.

$$U_C^{new} = \frac{U_S}{1-p\%} = \frac{400}{1-0.07} = 430.1V$$ رابطه (۵ - ۳)

با توجه به اضافه ولتاژ ۳۰ ولتی که به صورت دائم بر روی خازن‌ها اعمال می‌شود، لازم است که سطح ولتاژ کاری خازن‌ها یک سطح بالاتر انتخاب شود. لذا در طراحی انجام شده، لازم است که سطح ولتاژ خازن‌ها ۴۴۰ ولت انتخاب شود. دقت شود که در صورت انتخاب ضریب Detune برابر با ۱۴٪، مقدار اضافه ولتاژ بر روی خازن‌ها حدود ۶۵ ولت خواهد بود و خازن‌های انتخابی باید از نوع ۴۸۰ ولت باشند.

حال فرض شود که طبق محاسبات، نیاز به نصب یک خازن ۱۲,۵ Kvar در یک نقطه از شبکه فشار ضعیف باشد. محاسبات مربوط به سلف Detune با ضریب Detune برابر با ۷٪ مطابق با رابطه (۵ – ۴) تا رابطه (۵ – ۱۱) می‌باشد. در رابطه (۵ – ۴)، راکتانس هر فاز خازن محاسبه شده است. در رابطه (۵ – ۵)، با توجه به راکتانس خازن که از مثلث به ستاره تبدیل شده است و ضریب Detune، مقدار راکتانس سلف Detune محاسبه شده است که مقدار محاسبه شده، در رابطه (۵ – ۶) به اندوکتانس سلف تبدیل شده است. در رابطه (۵ – ۷) و رابطه (۵ – ۸) به ترتیب جریان هر فاز وارده به مثلث بانک خازنی (مطابق با آنچه در شکل (۵ – ۷) نشان داده شده است) در دو حالت عدم حضور سلف Detune و حضور سلف Detune محاسبه شده است. در رابطه (۵ – ۹) و رابطه (۵ – ۱۰) مقدار توان راکتیو تولیدی خازن‌ها به ترتیب بدون حضور و با حضور سلف Detune با توجه به تغییر ولتاژ دو سر خازن‌ها محاسبه شده است. نهایتا در رابطه (۵ – ۱۱) مقدار توان راکتیو مجموعه خازن‌ها و سلف‌های Detune با توجه به ضریب Detune و مقدار ولتاژ دو سر خازن‌ها محاسبه شده است.

$$X_C = \frac{1}{2.\pi.f_n.C} = \frac{3U_n^2}{Q_C} = \frac{3(440)^2}{12500} = 46.47\ \Omega$$ رابطه (۵ - ۴)

$$X_L = p\%\frac{X_C}{3} = 0.07\frac{46.47}{3} = 1.084\ \Omega$$ رابطه (۵ - ۵)

$$L_d = \frac{X_L}{2.\pi.f_n} = \frac{1.084}{100.\pi} = 3.451\ mH$$ رابطه (۵ - ۶)

$$I_S^{old} = \frac{\sqrt{3}U_S}{X_C} = \frac{\sqrt{3}.(400)}{46.47} = 14.9\ A$$ رابطه (۵ - ۷)

$$I_S^{new} = \frac{I_S^{old}}{1-p\%} = \frac{14.9}{1-0.07} = 16.02\ A$$ رابطه (۵ - ۸)

$$Q_C^{old} = Q_n\left(\frac{U_S}{U_n}\right)^2 = 12.5\left(\frac{400}{440}\right)^2 = 10.33\ k\ \text{var}$$ رابطه (۵ - ۹)

$$Q_C^{new} = \frac{Q_C^{old}}{(1-p\%)^2} = \frac{10.33}{(1-0.07)^2} = 11.94\ k\ \text{var}$$ رابطه (۵ - ۱۰)

$$Q_T^{new} = \frac{Q_C^{old}}{(1-p\%)} = \frac{10.33}{(1-0.07)} = 11.1\ k\ \text{var}$$ رابطه (۵ - ۱۱)

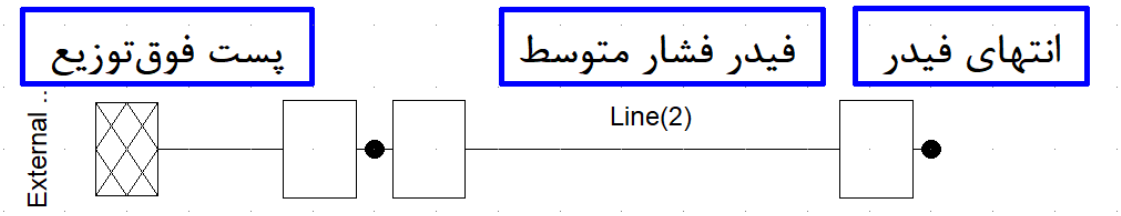
با توجه به ولتاژ کاری شبکه (۴۰۰ ولت)، برای حفاظت هر فاز از مجموعه سلف‌های Detune و خازن‌های بانک خازنی می‌توان از یک فیوز با ولتاژ کاری ۵۰۰ ولت و جریان نامی ۳۲ آمپر استفاده نمود.

۵- ۴- سطح اتصال کوتاه در طول فیدر فشار متوسط با توجه به جریان اتصال کوتاه در خروجی پست فوق‌توزیع

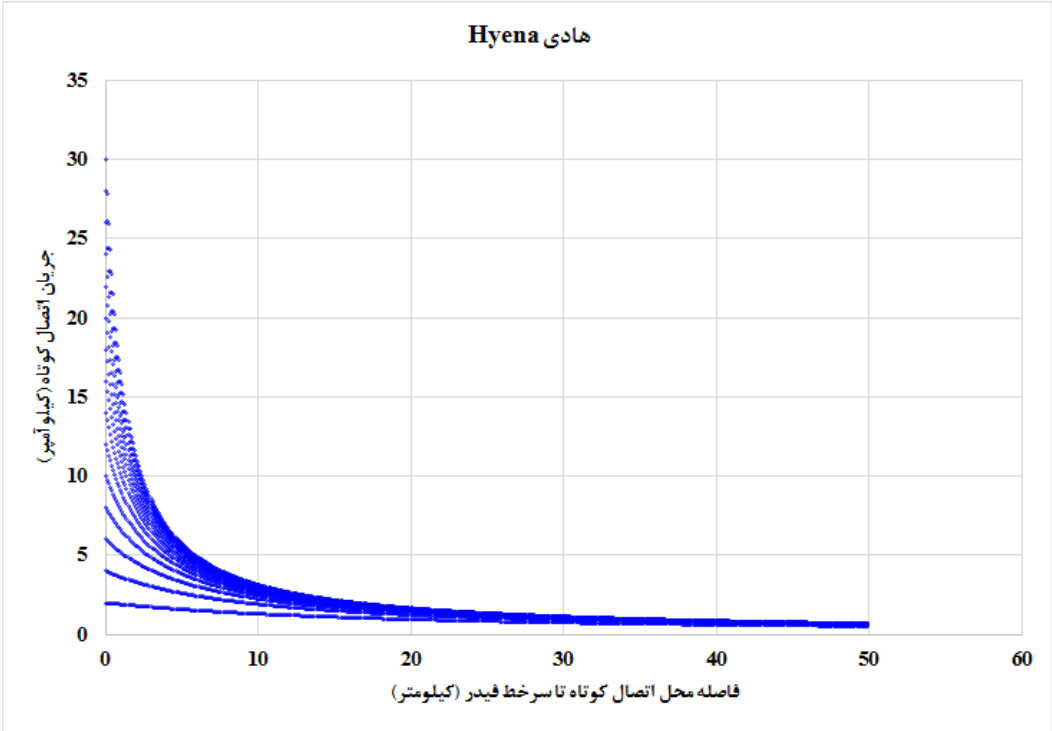
یکی از مسائلی که در هماهنگی حفاظتی در طول فیدر فشار متوسط دارای اهمیت است، سطح اتصال کوتاه در نقاط مختلف از فیدر فشار متوسط می‌باشد. بدین منظور می‌توان با شبیه‌سازی مناسب، نسبت به محاسبه‌ی سطح اتصال کوتاه در فواصل مختلف از سرخط فیدر فشار متوسط و با توجه به جریان اتصال کوتاه در خروجی پست فوق‌توزیع اقدام نمود. به عنوان نمونه، سطح اتصال کوتاه در فواصل مختلف از سرخط فیدر فشار متوسط با هادی Hyena و کابل ۱۸۵ آلومینیوم مورد بررسی قرار گرفته است که منحنی‌های آن‌ها به ترتیب در شکل (۵ – ۹) و شکل (۵ – ۱۰) نشان داده شده است. در این محاسبات، مقادیر مقاومت و راکتانس در واحد طول هادی‌های مذکور مطابق با جدول (۵ – ۲) تنظیم شده است و مطابق با مدار تک‌خطی شکل (۵ – ۸)، محاسبات اتصال کوتاه در نرم‌افزار DIgSILENT انجام شده است. لازم به ذکر است با توجه به عدم تاثیرگذاری بار فیدر بر محاسبات اتصال کوتاه، فیدر بی‌بار فرض شده است.

جدول (۵ - ۲) مشخصات هادی‌های **Hyena** و کابل ۱۸۵ آلومینیوم استفاده شده در شبیه‌سازی

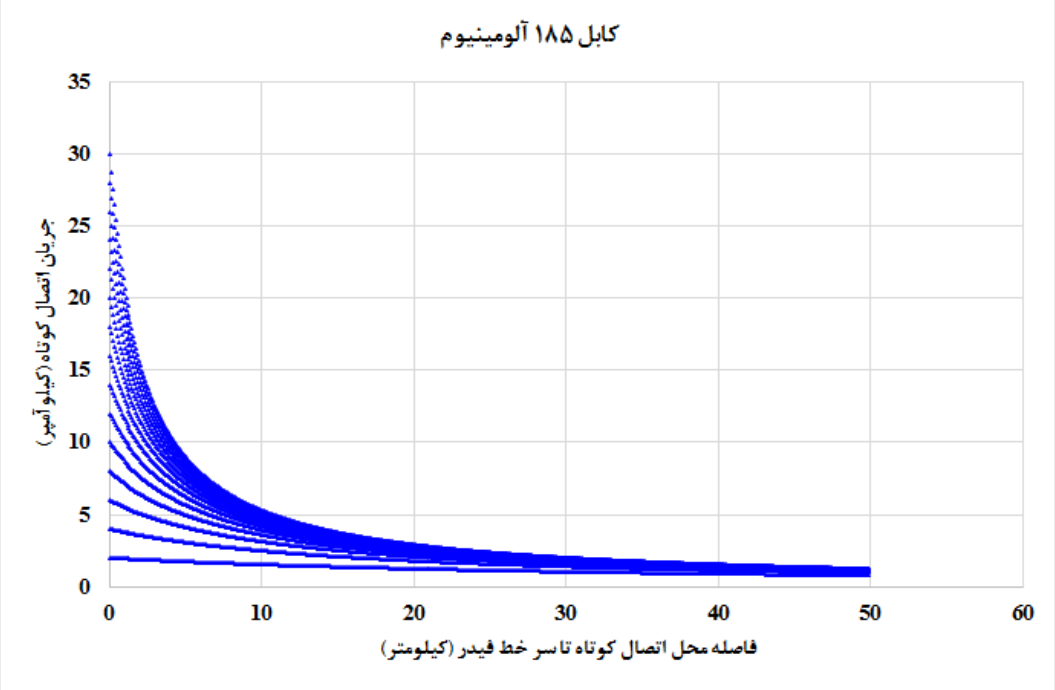
نام هادی	مقاومت در واحد طول (Ohm/Km)	راکتانس در واحد طول (Ohm/Km)
Hyena	۰,۲۷۱۲	۰,۲۴۶۴
کابل ۱۸۵ آلومینیوم	۰,۱۶۴۰	۰,۱۱۳۱



شکل (۵ - ۸) شبکه مورد بررسی برای محاسبه سطح اتصال کوتاه در فواصل مختلف از پست فوق‌توزیع



شکل (۵ - ۹) تغییرات سطح اتصال کوتاه در فواصل مختلف از سرخط فیدر با هادی **Hyena** و جریان اتصال کوتاه از ۲ تا ۳۰ کیلوآمپر در خروجی پست فوق‌توزیع

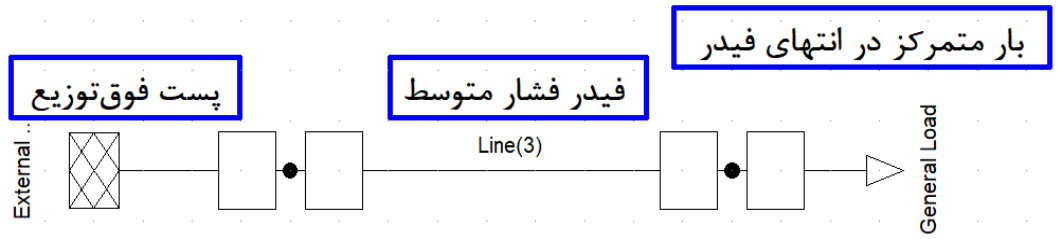


شکل (۵ - ۱۰) تغییرات سطح اتصال کوتاه در فواصل مختلف از سرخط فیدر با کابل ۱۸۵ آلومینیوم و جریان اتصال کوتاه از ۲ تا ۳۰ کیلوآمپر در خروجی پست فوق‌توزیع

۵- ۵- افت ولتاژ انتهای فیدر فشار متوسط با توجه به طول فیدر، مشخصات هادی فیدر و بار فیدر

یکی دیگر از مواردی که برای طراح معمولا پیش می‌آید، تصمیم‌گیری در مورد نوع هادی انتخابی فیدر با توجه به طول فیدر و میزان بارگذاری فیدر است. در این مواقع، مسئله‌ی مهم که در تصمیم‌گیری تاثیرگذار است، مقدار افت ولتاژ فیدر می‌باشد. بدترین حالت زمانی رخ می‌دهد که کل بار فیدر در انتهای فیدر متمرکز باشد. طبیعتا کمترین ولتاژ فیدر به انتهای آن مربوط است. لذا طی یک بررسی جامع می‌توان با توجه به نوع هادی فیدر، بیشترین بار و بیشترین طول ممکن فیدر برای رسیدن به مرز مقدار مجاز افت ولتاژ (۱۰ درصد مقدار نامی) را تعیین نمود. بدین منظور، شبیه‌سازی‌های مختلفی برای نشان دادن این مسئله بر روی شبکه مشابه با شکل (۵ – ۱۱) انجام شده است. پنج سناریوی شبیه‌سازی برای انواع هادی‌های Hyena، Dog، Mink، Fox و کابل ۱۸۵ آلومینیوم انجام شده است که نتایج آن به ترتیب در شکل (۵ – ۱۲) تا شکل (۵ – ۱۶) نشان داده شده است. لازم به ذکر است که مشخصات هادی‌ها برای شبیه‌سازی مطابق با جدول (۵ – ۳) منظور شده است و مدل بارها نیز به صورت بار توان ثابت با ضریب قدرت ۰٫۹ فرض

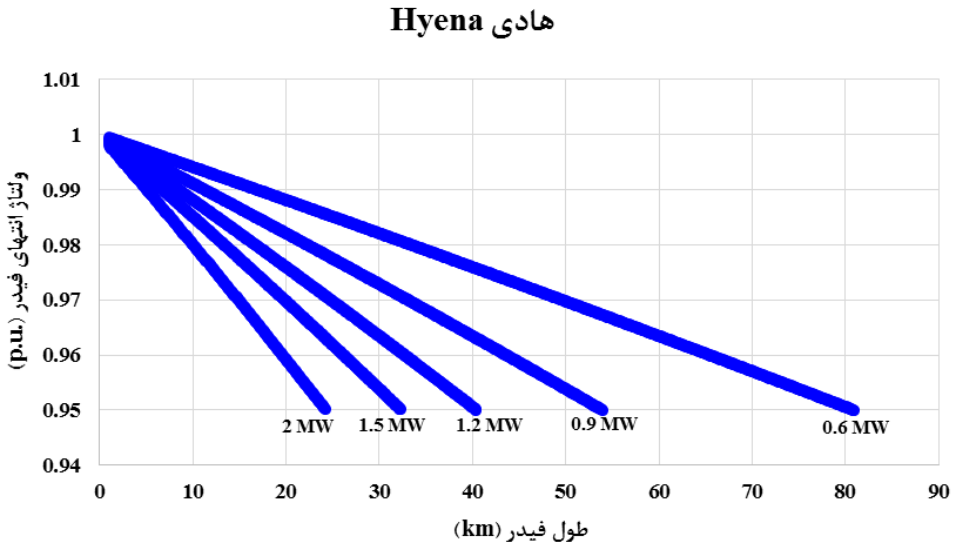
شده است. در شرایط واقعی، با داشتن اطلاعات بار بایستی مدل بار بر اساس آن انجام شود. ضمن آنکه ولتاژ خروجی پست فوق‌توزیع روی مقدار p.u. ۱ درنظر گرفته شده است.



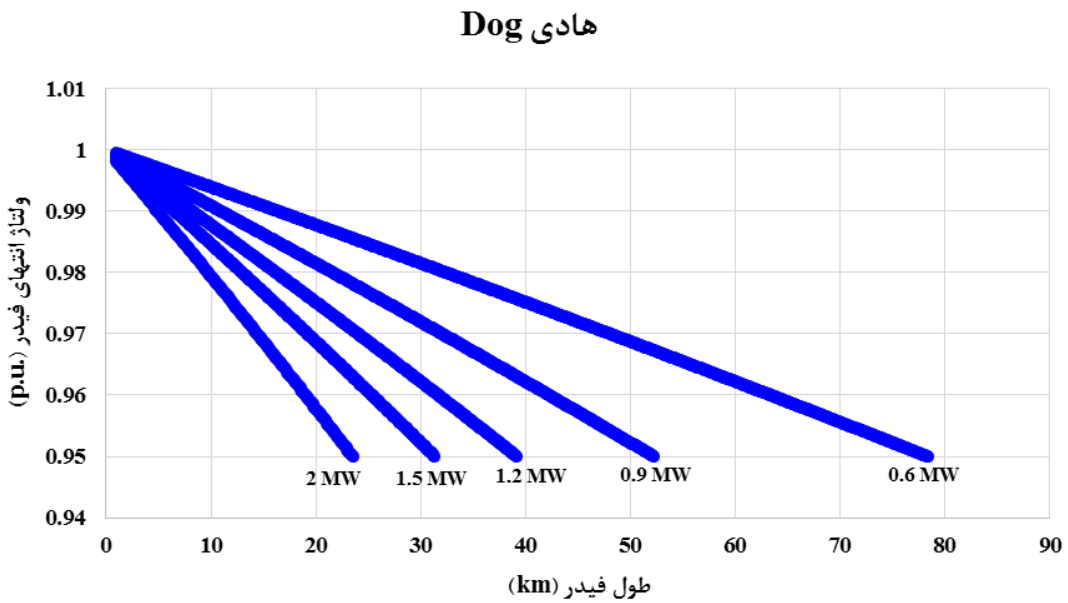
شکل (۵ - ۱۱) شبکه مورد بررسی برای بررسی افت ولتاژ انتهای فیدر فشار متوسط با بار متمرکز در انتهای فیدر

جدول (۵ - ۳) مشخصات هادی‌های Hyena، Dog، Mink، Fox و کابل ۱۸۵ آلومینیوم استفاده شده در شبیه‌سازی

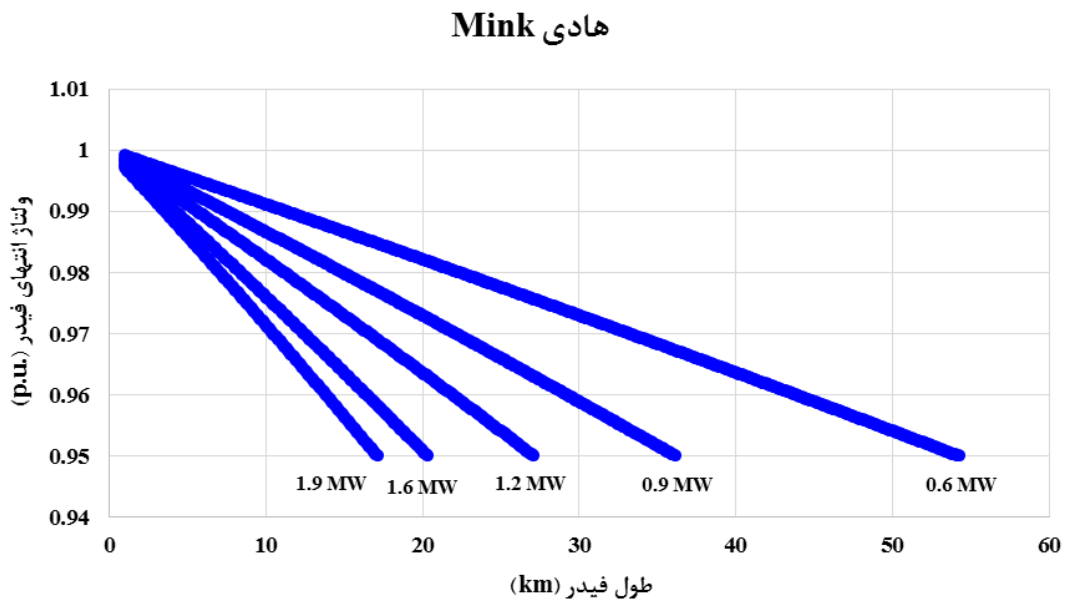
نام هادی	مقاومت در واحد طول (Ohm/Km)	راکتانس در واحد طول (Ohm/Km)
Hyena	۰,۲۷۱۲	۰,۲۴۶۴
Dog	۰,۲۷۹۲	۰,۲۵۶۴
Mink	۰,۴۵۴۵	۰,۲۶۶۴
Fox	۰,۷۸۲۲	۰,۲۸۳۵
کابل ۱۸۵ آلومینیوم	۰,۱۶۴۰	۰,۱۱۳۱



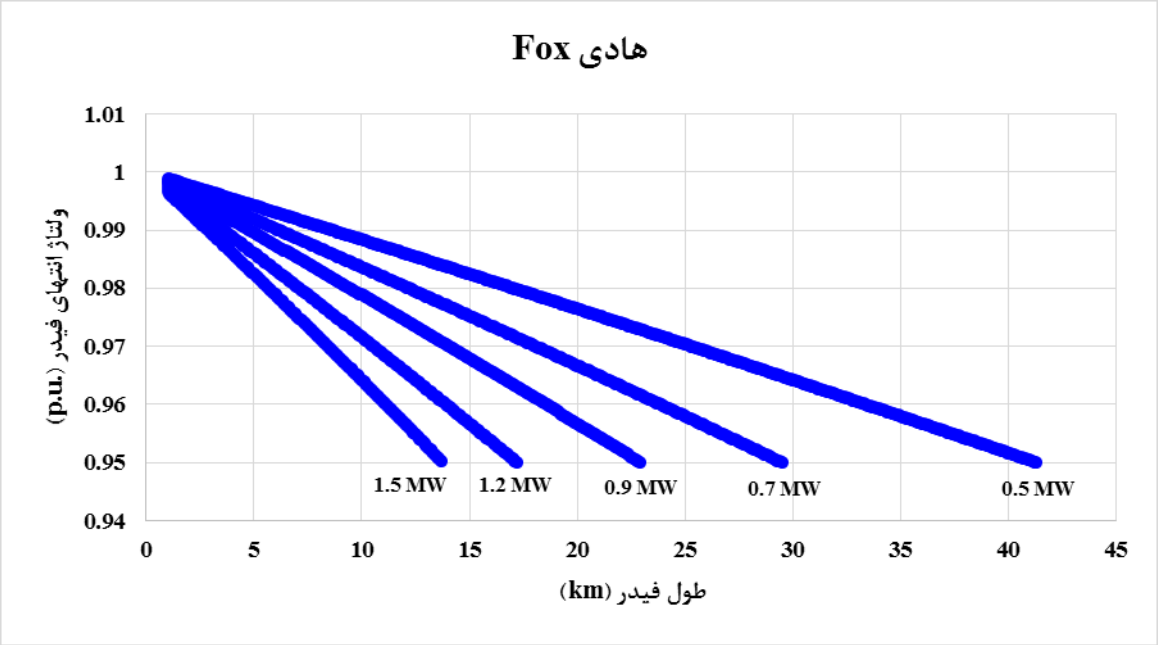
شکل (۵ - ۱۲) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی Hyena با طول هادی متغیر



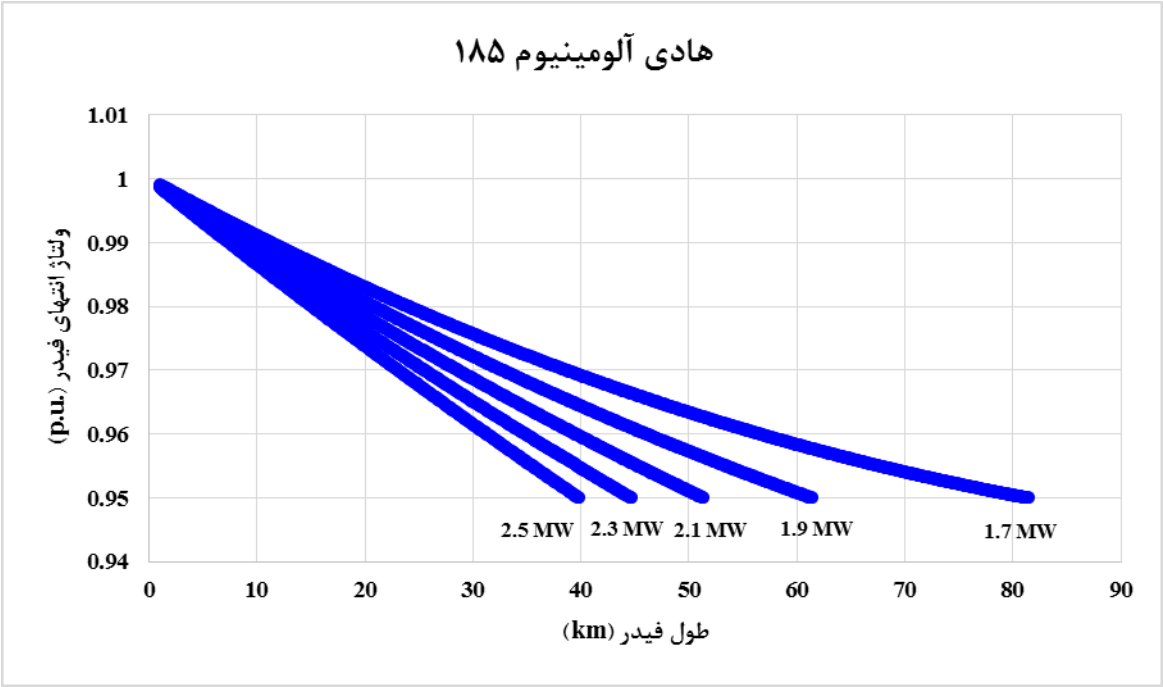
شکل (۵ - ۱۳) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی Dog با طول هادی متغیر



شکل (۵ - ۱۴) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی Mink با طول هادی متغیر



شکل (۵ - ۱۵) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی Fox با طول هادی متغیر

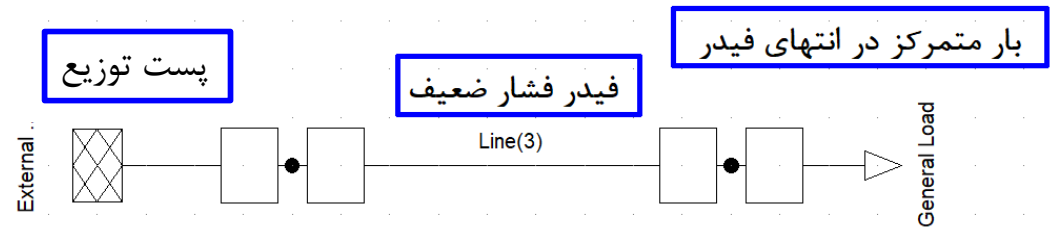


شکل (۵ - ۱۶) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی کابل ۱۸۵ آلومینیوم با طول هادی متغیر

همانطور که در شکل‌های فوق مشاهده می‌شود، با توجه به نوع هادی و مقدار بار فیدر، می‌توان حداکثر طول مجاز فیدر را برای جلوگیری از افت ولتاژ غیرمجاز در بدترین شرایط تعیین نمود تا از این منظر، طراح بتواند در مورد عدم رخداد افت ولتاژ غیرمجاز به اطمینان ۱۰۰ درصدی برسد.

۵- ۶- افت ولتاژ انتهای فیدر فشار ضعیف با توجه به طول فیدر، مشخصات هادی فیدر و بار فیدر

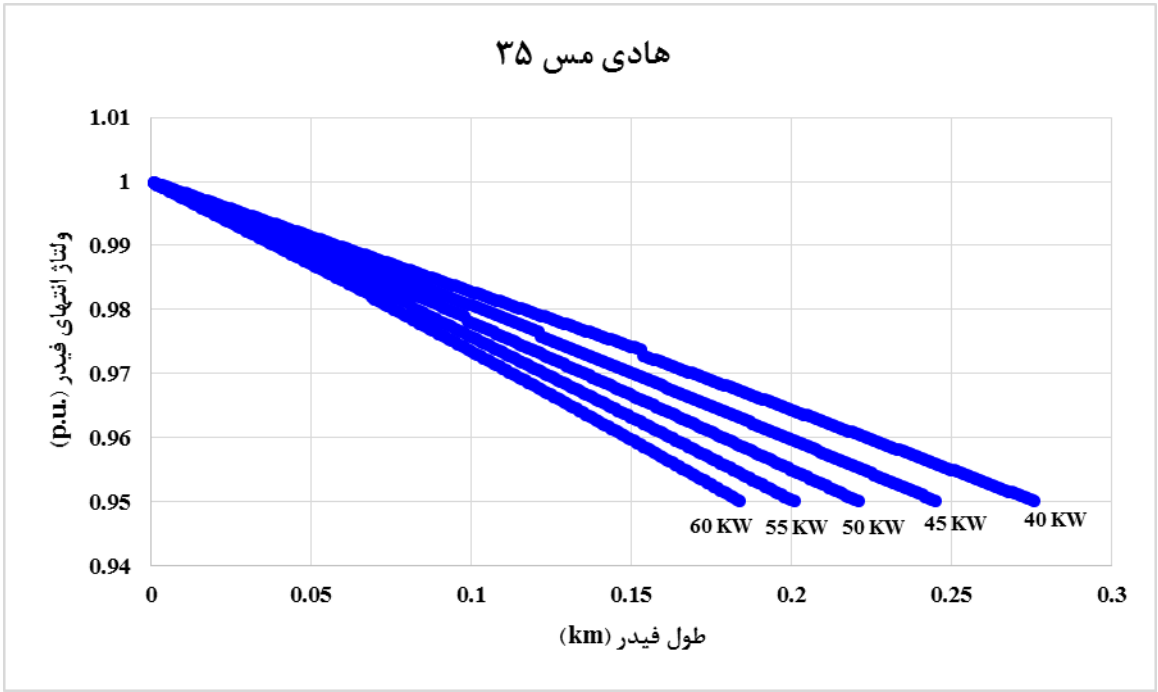
یکی از مسائلی که در انتخاب هادی فیدر فشار ضعیف در تصمیم‌گیری طراح تاثیر مستقیم دارد، میزان افت ولتاژ هادی فشار ضعیف با توجه به طول فیدر، نوع هادی و میزان بارگذاری فیدر است. طبیعتا بیشترین افت ولتاژ مربوط به نقطه انتهایی فیدر و در شرایطی است که کل بار فیدر در انتهای آن متمرکز باشد. در صورتی که افت ولتاژ رخ داده بر روی فیدر فشار ضعیف در بدترین شرایط در رنج مجاز باشد، در سایر حالت‌های عملکردی فیدر نیز می‌توان از عدم رخداد افت ولتاژ غیرمجاز اطمینان حاصل نمود. طی چهار سناریوی شبیه‌سازی جداگانه بر روی شبکه مشابه با شکل (۵ – ۱۷)، وضعیت افت ولتاژ فیدر فشار ضعیف با فرض تمرکز بار در انتهای فیدر با توجه به طول فیدر و نوع هادی، برای چهار هادی ۳۵ مسی، ۵۰ مسی، ۷۰ خودنگهدار و ۹۵ خودنگهدار به ترتیب در شکل (۵ – ۱۸) تا شکل (۵ – ۲۱) نشان داده شده است. مشخصات هادی‌های مذکور برای شبیه‌سازی در نرم‌افزار DIgSILENT مطابق با جدول (۵ – ۴) منظور شده است و مدل بارها نیز به صورت بار توان ثابت با ضریب قدرت ۰,۹ فرض شده است. در شرایط واقعی با داشتن اطلاعات مدل بار، لازم است محاسبات بر اساس مدل بار مربوطه انجام شود. لازم به ذکر است که همه‌ی شکل‌های مذکور با فرض اینکه ولتاژ ابتدای فیدر فشار ضعیف روی مقدار p.u. ۱ تنظیم شده باشد رسم شده است و افت ولتاژ شبکه فشار متوسط و پست توزیع منظور نشده است. در طراحی‌های واقعی، طراح باید افت ولتاژ شبکه فشار متوسط و پست توزیع را نیز منظور کند و ولتاژ ابتدای فیدر فشار ضعیف را روی آن مقدار تنظیم نماید و تحلیل‌های مشابه را انجام دهد تا بتواند تصمیمات مناسب را اتخاذ نماید.



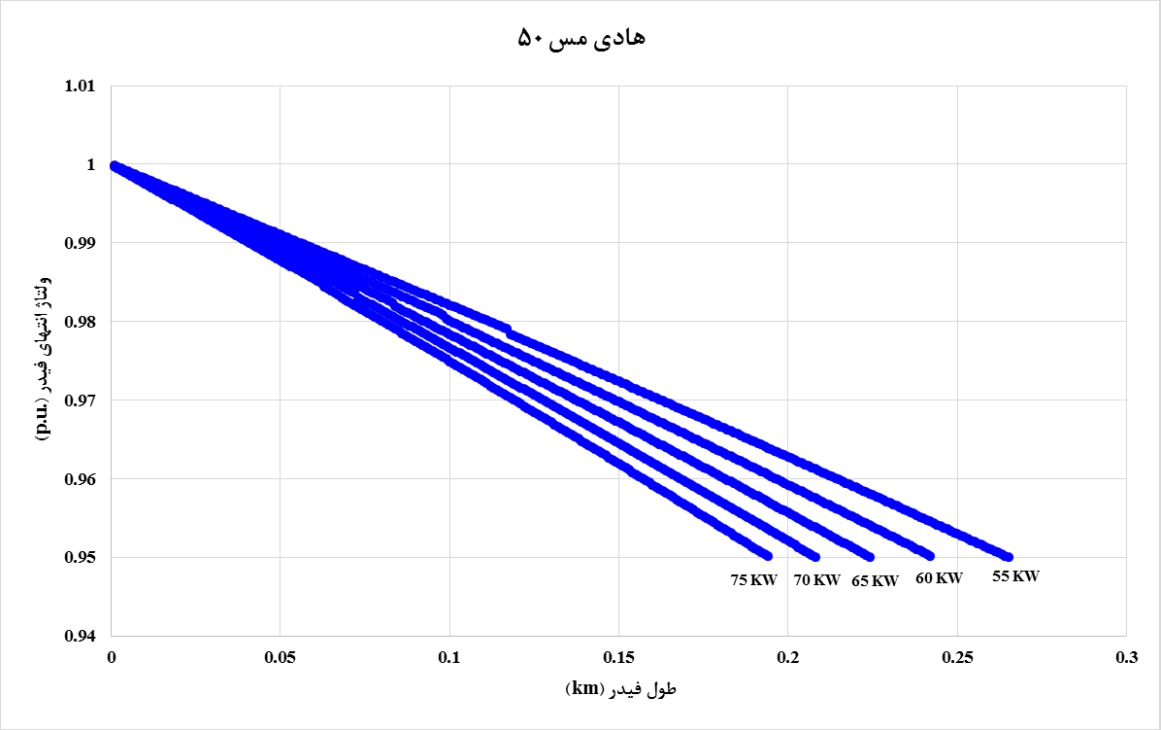
شکل (۵ - ۱۷) شبکه مورد بررسی برای بررسی افت ولتاژ انتهای فیدر فشار ضعیف با بار متمرکز در انتهای فیدر

جدول (۵ - ۴) مشخصات هادی‌های مس ۳۵، مس ۵۰، خودنگهدار ۷۰ و خودنگهدار ۹۵ استفاده شده در شبیه‌سازی

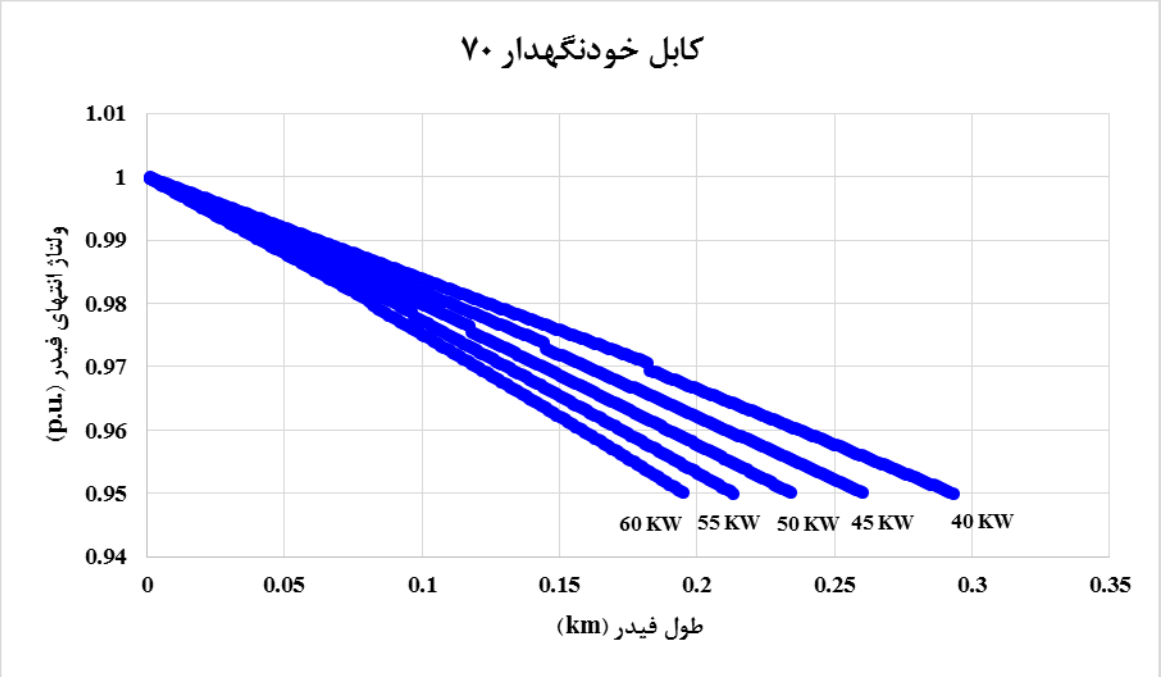
نام هادی	مقاومت در واحد طول (Ohm/Km)	راکتانس در واحد طول (Ohm/Km)
مس ۳۵	۰,۵۲۶	۰,۳۳۳
مس ۵۰	۰,۳۶۶	۰,۳۱۹
خودنگهدار ۷۰	۰,۴۴۳	۰,۴۲۰
خودنگهدار ۹۵	۰,۳۲۰	۰,۴۱۰



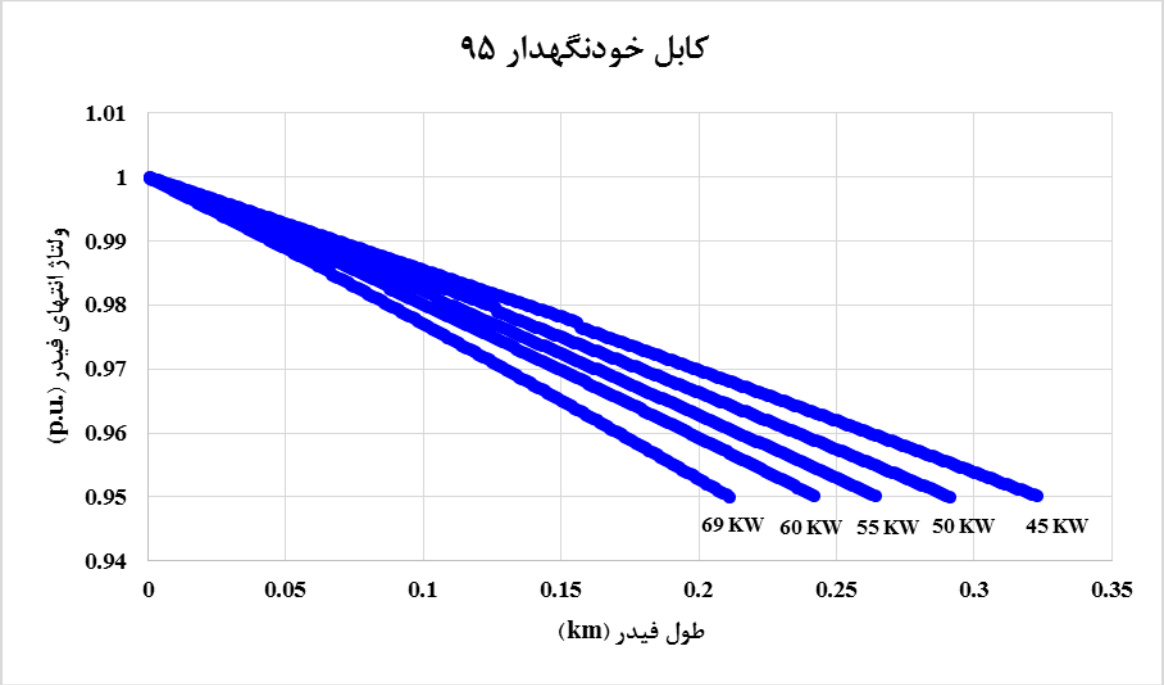
شکل (۵ - ۱۸) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر فشار ضعیف به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی ۳۵ مسی با طول هادی متغیر



شکل (۵ - ۱۹) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر فشار ضعیف به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی ۵۰ مسی با طول هادی متغیر



شکل (۵ - ۲۰) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر فشار ضعیف به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی ۷۰ خودنگهدار با طول هادی متغیر



شکل (۵ - ۲۱) وضعیت کاهش ولتاژ فیدر فشار ضعیف به ازای مقادیر مختلف ظرفیت بار متمرکز انتهای خط برای فیدر با هادی ۹۵ خودنگهدار با طول هادی متغیر

۵- ۷- مدلسازی بار شبکه فشارمتوسط

جهت انجام مطالعاتی همچون پخش بار و اتصال کوتاه بر روی شبکه توزیع، پس از پیاده‌سازی و شبیه‌سازی استاتیکی شبکه مورد نظر در نرم‌افزار مطالعاتی، می‌بایست بار شبکه نیز متناسب با سطح ولتاژ مورد مطالعه، لحاظ گردد. در این بخش مدلسازی بار در شبکه فشارمتوسط مورد بحث قرار گرفته است.

۵- ۷- ۱- نقاط بار در شبکه فشارمتوسط

در شبکه‌های فشارمتوسط، نقاط بار به طور معمول شامل موارد زیر می‌باشد:

- پست‌های توزیع مدل شده به صورت ترانسفورماتور در GIS
- مشترکین ولتاژ اولیه
- نقاط تبادل انرژی بین مناطق و شرکت‌های توزیع برق

نکته : در صورتیکه نقطه تبادلی مربوط به دو منطقه (امور) برق باشد بهتر است فیدر به صورت کامل مدل شود و از نقطه تبادلی به عنوان نقطه بار انتهای فیدر استفاده نشود. در مواردی که نقطه تبادلی مربوط به

تبادیل انرژی بین دو شرکت توزیع برق است، این نقطه می‌تواند به عنوان نقطه انتهایی فیدر لحاظ شده و بار اندازه‌گیری شده توسط MOF به عنوان بار نقطه نهایی در محاسبات اعمال شود.

۵- ۷- ۲- اهداف مختلف در مدلسازی بار (اهداف مطالعاتی)

با توجه به هدف یا اهداف مطالعه شبکه فشارمتوسط، می‌توان انواع مدل سازی بار مورد نیاز را به صورت جدول (۵ – ۵) مشاهده نمود.

۵- ۷- ۳- اطلاعات مورد نیاز و منابع اطلاعاتی

اطلاعات مورد نیاز جهت مدلسازی بار شبکه مورد مطالعه و منابع و مآخذ آن‌ها، در جدول (۵ – ۶) قابل مشاهده می‌باشد. لازم به توضیح است که در همه حالات مدل سازی بار، به تمامی این اطلاعات نیاز نیست و در هر حالت، موارد مورد نیاز اشاره خواهد شد.

جدول (۵ - ۵) اهداف مختلف مطالعاتی

ردیف	هدف	نوع کلی مدلسازی
	تهیه طرح برای تعدیل بار (بازآرایی) سالانه فیدرهای فشارمتوسط	پیک بار سالیانه[1]
	تهیه طرح کاهش تلفات شبکه فشارمتوسط	پیک بار سالیانه
	تهیه طرح توسعه فیدرهای فشارمتوسط	پیک بار سالیانه
	تهیه طرح جامع شبکه فشارمتوسط	پیک بار سالیانه
	بررسی امکان فروش انشعاب دیماندی	پیک بار سالیانه
	بررسی امکان تغذیه بار جدید توسط پست توزیع عمومی جدید	پیک بار سالیانه
	مطالعات جایابی پست‌های فوق‌توزیع	پیک بار سالیانه
	مطالعات بروز یک رخداد(n-1 Contingency)	پیک بار سالیانه
	تنظیم تپ برای پیک سالانه ترانسفورماتورهای توزیع	پیک بار سالیانه
	مطالعات جایابی تجهیزات حفاظتی و تنظیمات	منحنی بار سه سطحی
	مطالعات جایابی بوستر و اتوبوستر	منحنی بار سه سطحی[2]
	مطالعات جایابی کلید (قسمت پخش بار)	منحنی بار سه سطحی

ردیف	هدف	نوع کلی مدلسازی
	مطالعات جایابی خازن	منحنی بار سه سطحی
	مطالعات اتصال به شبکه نیروگاه‌های تولید پراکنده گازی و بادی	منحنی بار سه سطحی
	مطالعات قابلیت اطمینان و محاسبه شاخص‌ها	منحنی بار سه سطحی
	مطالعات اتصال به شبکه نیروگاه‌های تولید پراکنده خورشیدی	منحنی بار سه سطحی[3] ساعات روز
	تعدیل بار (بازآرایی) موقت فیدرهای فشارمتوسط	منحنی بار ساعتی[4]
	بررسی امکان مانور	منحنی بار ساعتی
پیک بار سالیانه: منظور، پیک بار فیدر در حوزه اصلی می‌باشد. منحنی بار سه سطحی: منظور، مشخص کردن عدد نماینده و تعداد ساعت سالانه مربوط به دسته‌های کم‌باری، میان‌باری و پیک بار فیدر مربوطه است. منحنی بار سه سطحی ساعات روز: منظور، مشخص کردن عدد نماینده و تعداد ساعت سالانه مربوط به دسته‌های کم‌باری، میان‌باری و پیک بار فیدر مربوط به ساعات روز است به نحوی که ساعات شب در آن لحاظ نشود. منحنی بار ساعتی: منظور، مشخص کردن بار ساعت به ساعت فیدر می‌باشد.		

جدول (۵ - ۶) اطلاعات مورد نیاز و منابع اطلاعاتی

کد	عنوان	منبع اطلاعات
A	بارگیری سالانه پست‌های توزیع	بانک اطلاعات بارگیری پست‌های توزیع
B	کنتورهای فهام مشترکین دیماندی	بانک اطلاعات لوازم اندازه‌گیری
C	اطلاعات خدمات مشترکین شامل دیماند قراردادی و دیماند مصرفی مشترکین دیماندی	بانک اطلاعات خدمات مشترکین
D	کنتور یا ثبات‌های نصب‌شده در محل پست‌های توزیع که به صورت دوره‌ای یا آنلاین قابل قرائت بوده‌اند	بانک اطلاعات ثبات‌ها یا کنتورهای مرجع
E	اطلاعات پیک بار غیرهمزمان سرخط فیدرها، تحلیل‌شده توسط دیسپاچینگ[1]	بانک اطلاعات دیسپاچینگ شرکت توزیع
F	اطلاعات بازار برق (منحنی بار ساعتی) فیدرهای فشارمتوسط	بانک اطلاعات بازار برق
G	اطلاعات پیک بار غیرهمزمان پست‌های فوق‌توزیع[2]	بانک اطلاعات برق منطقه‌ای

کد	عنوان	منبع اطلاعات
H	شماره ترانسفورماتور فوق‌توزیع مربوط به هر فیدر فشارمتوسط	بانک اطلاعات برق منطقه‌ای
I	مشترکین دیماندی تغذیه شده از هر پست توزیع اختصاصی	بانک اطلاعات GIS

۱) منظور، اطلاعات پیک بار هر فیدر فشارمتوسط به تنهایی و بدون توجه به ساعت پیک بار کل شرکت توزیع و پست فوق‌توزیع و با جدا کردن مانورهای موقت برای حوزه اصلی فیدر در زمان پیک بار می‌باشد.

۲) منظور، اطلاعات پیک بار هر پست فوق‌توزیع بدون توجه به ساعت پیک بار کل شرکت توزیع و با جدا کردن مانورهای موقت است.

۵- ۷- ۴- افق زمانی مطالعات

یکی از موارد تاثیرگذار بر روی مدل سازی بار در شبکه، افق زمانی مورد نظر جهت مطالعه می‌باشد. به عنوان نمونه، می‌توان موارد زیر به عنوان افق زمانی مطالعات در نظر گرفت:

- بررسی وضعیت موجود (آخرین پیک بار گذشته)
- عبور از پیک بار سال آینده
- افق کوتاه مدت
- افق بلند مدت

۵- ۷- ۵- چالش‌های مشترک احتمالی

مدلسازی بار شبکه فشارمتوسط با توجه به میزان اطلاعات موجود از شبکه مورد مطالعه، همواره دارای چالش‌هایی می‌باشد که در ادامه، فارغ از حالت مدل سازی در نظر گرفته شده، به برخی از موارد آن اشاره می‌شود:

- تغییرات مداوم در حوزه فیدرهای فشارمتوسط:

این تغییرات سبب می‌شود که پس از تبدیل اطلاعات از محیط GIS به نرم افزار مطالعاتی، به دلیل عدم تطابق زمانی پیک بار و حوزه فیدر و بارهای تغذیه‌شده، امکان نسبت دادن ساده پیک بار به فیدر وجود نداشته باشد.

به عنوان مثال، پیک بار سرخط فیدر مربوط به تیرماه است اما اطلاعات GIS در دی‌ماه تبدیل گردیده است. لذا احتمال دارد که حوزه فیدر و بارهای تغذیه‌شده در تابستان با حوزه کنونی فیدر که در نرم‌افزار مطالعاتی نیز وارد شده، متفاوت باشد. در این حالت، مقیاس کردن (Scale) بار پست‌های توزیع و مشترکین ولتاژ اولیه بر اساس پیک بار تابستان، نتیجه صحیحی به دنبال ندارد. اگر این تغییرات کم باشد یا جابه‌جایی متقابل باشد، اثر آن قابل صرف‌نظر می‌باشد.

شناسایی مشکل: اگر پس از مقیاس کردن (Scale) بار پست‌های توزیع و مشترکین ولتاژ اولیه بر اساس پیک بار، میزان متوسط بارگذاری ترانسفورماتورها خیلی کم (به عنوان مثال کمتر از ۲۰ درصد) و یا خیلی زیاد (به عنوان مثال بیش از ۸۰ درصد) باشد، حوزه فیدر به احتمال فراوان با حوزه زمان پیک بار تطابق ندارد. در صورت وجود اطلاعات سابقه از حوزه فیدر، لازم است کنترل صحت حوزه فیدر به طور دقیق انجام شود.

راهکار پیشنهادی: راهکار پیشنهادی، ثبت اطلاعات حافظه از وضعیت کلیدها و مانورها می‌باشد تا امکان شناخت حوزه تغذیه هر فیدر در هر زمان انجام شود. برای این منظور، می‌توان بازه‌های مشخص (به عنوان مثال، ماهانه) تعیین نمود تا تحلیل شبکه در GIS انجام شده و فیدر تغذیه‌کننده هر بار شامل ترانسفورماتور توزیع و مشترکین ولتاژ اولیه در بانک اطلاعاتی ثبت گردد. به این ترتیب، می‌توان مشخص نمود که به عنوان نمونه، در تیرماه چه ترانسفورماتورها و مشترکینی از یک فیدر مشخص تغذیه می‌شده‌اند.

نحوه تعیین بار متناسب با حوزه فعلی: بسته به روش‌های مختلف مدلسازی بار از حالت ساده تا حالت کامل‌تر و دقیق‌تر، از روش‌های متفاوت و متناسبی برای تدقیق بار سرخط فیدر استفاده می‌شود که در قسمت مربوط به هر حالت مدلسازی، به صورت جداگانه بیان خواهد شد.

- عدم همگرایی محاسبات پخش بار

به دلیل بار زیاد و یا طولانی بودن شبکه و یا استفاده زیاد از هادی‌های ضعیف، امکان عدم همگرایی در محاسبات پخش بار، خصوصاً در حالتی که بارها به صورت توان ثابت در نظر گرفته شده‌اند، وجود دارد. لازم به ذکر است که هرچند الگوریتم‌های مختلف پخش بار توانایی همگرایی متفاوتی دارند، اما در صورت عدم همگرایی محاسبات پخش بار با الگوریتم‌هایی نظیر نیوتن-رافسون، در شرایط موجود شبکه، لازم است مدلسازی شبکه و بارها مجدداً کنترل شود. زیرا این الگوریتم‌ها تنها در مواردی دچار عدم

همگرایی در محاسبات شبکه توزیع می‌شوند که ولتاژ در برخی نقاط شبکه بیش از اندازه (غالباً بیش از ۴۰٪) افت داشته باشد که در واقعیت چنین چیزی رخ نمی‌دهد. لذا دلیل بروز این مشکل، الگوریتم استفاده شده نیست و لازم است مدلسازی انجام شده بازبینی و اصلاح شود.

- وابستگی بار به ولتاژ

در روش اولیه مدلسازی، بارها به صورت توان ثابت فرض شده‌اند. این امر جهت ساده‌سازی صورت گرفته است در حالی که بارهای موجود در شبکه، بسته به رفتار آن‌ها در مقابل تغییرات ولتاژ، می‌توانند علاوه بر نوع توان ثابت، از انواع امپدانس ثابت یا جریان ثابت نیز باشند. به عنوان نمونه، ماشین‌های سنکرون یا بارهای یکسوسازی نمونه‌هایی از بارهای جریان ثابت هستند؛ ماشین‌های چرخان از نوع بارهای توان ثابت می‌باشند؛ و لامپ‌های رشته‌ای و گرماسازهای برقی، بارهای مقاومتی، راکتورها، خازن‌های تصحیح ضریب توان و موتورهای با بار بسیار کم را می‌توان در زمره بارهای امپدانس ثابت درنظر گرفت [۶]. در مدل‌های تکمیلی می‌توان روش‌ها و ضرایب مناسبی برای مدلسازی وابستگی بار به ولتاژ ارائه و از آن‌ها استفاده نمود. لذا در صورتی که اطلاعات مدل بار در دسترس باشد، مدلسازی بار در محاسبات الکتریکی باید بر اساس مدل بار مربوطه انجام شود.

۵- ۷- ۶- حالات مختلف مدلسازی بار

جهت کاربردی نمودن مطالعات پخش بار در شبکه‌های توزیع، می‌توان متناسب با اطلاعات موجود از بار شبکه مورد نظر، حالت‌های مختلفی را جهت مدلسازی بار در نظر گرفت. در ادامه، برخی از انواع مدلسازی بار در شبکه‌های فشارمتوسط، از ساده‌ترین حالت تا حالات بهبود یافته، معرفی می‌گردد.

۵- ۷- ٦- ۱- مدلسازی با استفاده از ظرفیت پست‌های توزیع

در این حالت، تنظیم بارها بر اساس بار سرخط فیدر فشارمتوسط و ظرفیت ترانسفورماتورها و قدرت قراردادی مشترکین ولتاژ اولیه و نقاط تبادلی بین شرکت‌های توزیع برق صورت می‌گیرد.

الف) مفروضات:

- درصد بارگذاری تمامی پست‌های توزیع در حوزه یک فیدر، یکسان فرض می‌شود.
- بارگذاری بر اساس پیک بار سالانه مربوط به حوزه اصلی فیدر در زمان پیک انجام می‌شود.

- بارها از نوع توان ثابت می‌باشند.
- اطلاعات GIS تمامی مشترکین ولتاژ اولیه موجود باشد.
- اطلاعات مکان و میزان بار نقاط تبادلی موجود باشد.

ب) موارد کاربرد:

موارد کاربرد این حالت از مدلسازی بار، شامل ردیف‌های ۱ تا ۹ از موارد مندرج جدول (۵ – ۵) می‌باشد. البته انجام اهداف مطالعاتی اشاره شده در جدول مذکور، در حالات کامل‌تر و برتر مدلسازی بار، با دقت بالاتری قابل انجام است اما به صورت مقدماتی با این روش مدلسازی بار نیز قابل بررسی و ارزیابی می‌باشد.

ج) حداقل اطلاعات مورد نیاز:

- پیک بار سرخط فیدر فشارمتوسط (مورد E از جدول (۵ – ۶))
- ظرفیت ترانسفورماتورهای توزیع که در فایل مدل وارد شده و همان مقدار نیز بر روی بار متصل به هر ترانسفورماتور، تنظیم شده است.
- دیماند قراردادی مشترکین ولتاژ اولیه که در اطلاعات بار آن‌ها وارد شده است. در زمان تبدیل و مدلسازی شبکه این بارها بایستی با کد قابل ارتباط با بانک اطلاعاتی Billing مدلسازی شده باشند.

د) روش انجام:

نرم‌افزارهای مطالعاتی دارای قابلیت مقیاس نمودن (Scale) بار حوزه یک فیدر بر اساس پیک بار سرخط می‌باشند. با اجرای گام‌های زیر، این شیوه از مدلسازی بار قابل پیاده‌سازی است:

- گام اول: تنظیم بار ترانسفورماتور بر اساس ظرفیت و ضریب بار ۹۰ درصد (یا ضریب بار سر خط فیدر در صورت وجود اطلاعات)
- گام دوم: تنظیم بار مشترکین ولتاژ اولیه بر اساس قدرت قراردادی
- گام سوم: تعیین بار متناسب با حوزه فعلی
- گام چهارم: انجام پخش بار و مقیاس کردن (Scale) بارها بر اساس بار سرخط فیدر و اعمال بار نتیجه‌شده

ه) صحت سنجی

- در صورت وجود اطلاعات کنتورهای فهام مشترکین ولتاژ اولیه، به منظور بررسی دقت محاسبات پخش بار، اطلاعات ولتاژ محاسبه شده برای نقاط اتصال مشترکین ولتاژ اولیه با مقادیر ثبت شده توسط کنتورهای فهام مقایسه می‌شود. برای این منظور بازه‌ای حداقل ۳۰ روزه از محدوده روزهای پیک بار هر فیدر در نظر گرفته شده و اطلاعات ولتاژ ثبت شده توسط کنتورهای فهام مشترکین ولتاژ اولیه حوزه فیدر استخراج شده و حداقل ولتاژ اندازه‌گیری شده برای هر مشترک با نتایج محاسبات مقایسه می‌شود. اگر متوسط خطای ولتاژ محاسباتی در مقایسه با اندازه‌گیری مشترکین ولتاژ اولیه فیدر مورد نظر زیاد باشد، می‌تواند نشان دهنده اشتباه در روند انجام مدلسازی شبکه، مدلسازی بار و یا خطا در برخی اطلاعات کلیدی باشد.
- منبع اطلاعات دیگر برای این صحت سنجی، اطلاعات ولتاژ ثبت شده در سیستم‌های مانتورینگ و اتوماسیون شبکه توزیع است. که می تواند به طور مشابه به کار گرفته شود.

و) درصورت متصل بودن نیروگاه تولید پراکنده به فیدر مورد مطالعه

در صورتیکه در وضعیت موجود، نیروگاه تولید پراکنده به فیدر مورد مطالعه متصل باشد و در وضعیت بهره برداری قرار داشته باشد، لازم است اصلاحات زیر در اجرای مراحل گام‌های مختلف مدلسازی بار انجام شود.

- اگر نیروگاه دارای تولید دائم باشد(مانند نیروگاه‌های گاز سوز) مقدار پیک بار فیدر با میزان تولید نیروگاه جمع شده و سپس گام چهارم اجرایی شود و نیروگاه نیز در محل خود به درستی مدلسازی شود.
- اگر نیروگاه از نوع تولید دائم نباشد (مانند نیروگاه خورشیدی) بایستی منحنی بار تولید نیروگاه و منحنی بار سر خط فیدر به صورت ساعت به ساعت با هم جمع شود و سپس مقدار پیک بار مشخص شده و گام چهارم اجرایی شود. در این حالت نیز لازم است نیروگاه در محل خود به درستی مدلسازی شود. نتایج پخش بار به میزان تولید نیروگاه در ساعات مختلف وابسته است.

ز) مزایا و معایب:

- ساده‌ترین حالت از مدلسازی بار می‌باشد.
- حداقل اطلاعات جهت مدلسازی بار، مورد نیاز می‌باشد.
- دقت مدلسازی بار، کم است.

۵- ۷- ۶- ۲- مدلسازی بار با استفاده از اطلاعات بارگیری پست‌های توزیع

در این حالت، تنظیم بارها بر اساس بار سرخط فیدر فشارمتوسط و اطلاعات بارگیری سالانه پست‌های توزیع و دیماند مصرفی مشترکین ولتاژ اولیه و نقاط تبادلی بین دو شرکت توزیع برق، صورت می‌گیرد.

الف) مفروضات:

- اطلاعات بارگیری بخش قابل توجهی از پست‌های عمومی و عمومی-اختصاصی موجود باشد.
- مشترکین تغذیه شده از هر پست اختصاصی مشخص باشد.
- ارتباط یک به یک از اطلاعات بارگیری پست‌های توزیع به اطلاعات GIS برقرار باشد.
- اطلاعات GIS تمامی مشترکین ولتاژ اولیه موجود باشد.
- اطلاعات مکان و میزان بار نقاط تبادلی موجود باشد.
- بارگذاری بر اساس پیک بار سالانه مربوط به حوزه اصلی فیدر در زمان پیک انجام می‌شود.
- بارها از نوع توان ثابت می‌باشند.

ب) موارد کاربرد:

موارد کاربرد این حالت از مدلسازی بار، شامل ردیف‌های ۱ تا ۹ از موارد مندرج در جدول (۵ – ۵) می‌باشد. این روش در مقایسه با روش مبتنی بر ظرفیت پست‌های توزیع از دقت بالاتری برای توزیع بار برخوردار است.

ج) حداقل اطلاعات مورد نیاز:

- پیک بار سرخط فیدر فشارمتوسط (مورد E از جدول (۵ – ۶))
- اطلاعات بارگیری پست‌های عمومی و عمومی-اختصاصی و ارتباط یک به یک با اطلاعات GIS (مورد A از جدول (۵ – ۶))
- لیست مشترکین دیماندی تغذیه شده از هر پست اختصاصی (مورد I از جدول (۵ – ۶))
- دیماند مصرفی مشترکین دیماندی (شامل مشترکین ولتاژ اولیه و ثانویه) (مورد C از جدول (۵ – ۶))

د) روش انجام:

نرم‌افزارهای مطالعاتی دارای قابلیت مقیاس نمودن (Scale) بار حوزه یک فیدر بر اساس پیک بار سرخط می‌باشند. با اجرای گام‌های زیر، این شیوه از مدلسازی بار قابل پیاده‌سازی است:

- گام اول: محاسبه متوسط درصد بارگذاری پست‌های عمومی و عمومی-اختصاصی
- گام دوم: تنظیم بار پست‌های عمومی و عمومی اختصاصی بر اساس اطلاعات بارگیری هر پست (درصد از ظرفیت هر پست) (پست‌هایی که بارگیری برای آن‌ها انجام نشده، از مقدار متوسط استفاده شود)
- گام سوم: تنظیم بار مشترکین ولتاژ اولیه بر اساس دیماند مصرفی
- گام چهارم: تنظیم بار پست‌های اختصاصی بر اساس جمع دیماند مصرفی مشترکین دیماندی تغذیه شده از هر پست
- گام پنجم: تعیین بار متناسب با حوزه فعلی
- گام ششم: انجام پخش بار و مقیاس کردن (Scale) بارها بر اساس بار سرخط فیدر و اعمال بار نتیجه‌شده

ه) صحت سنجی

- به منظور بررسی دقت محاسبات پخش بار، اطلاعات ولتاژ محاسبه شده برای نقاط اتصال مشترکین ولتاژ اولیه با مقادیر ثبت شده توسط کنتورهای فهام مقایسه می‌شود. برای این منظور بازه‌ای حداقل ۳۰ روزه از محدوده روزهای پیک بار هر فیدر در نظر گرفته شده و اطلاعات ولتاژ ثبت شده توسط کنتورهای فهام مشترکین ولتاژ اولیه حوزه فیدر استخراج شده و حداقل ولتاژ اندازه‌گیری شده برای هر مشترک با نتایج محاسبات مقایسه می‌شود. اگر متوسط خطای ولتاژ محاسباتی در مقایسه با اندازه‌گیری مشترکین ولتاژ اولیه فیدر مورد نظر زیاد باشد، می‌تواند نشان دهنده اشتباه در روند انجام مدلسازی شبکه، مدلسازی بار و یا خطا در برخی اطلاعات کلیدی باشد.
- منبع اطلاعات دیگر برای این صحت سنجی، اطلاعات ولتاژ ثبت شده در سیستم‌های مانتورینگ و اتوماسیون شبکه توزیع است. که می تواند به طور مشابه به کار گرفته شود.

و) درصورت متصل بودن نیروگاه تولید پراکنده به فیدر مورد مطالعه

در صورتیکه در وضعیت موجود، نیروگاه تولید پراکنده به فیدر مورد مطالعه متصل باشد و در وضعیت بهره برداری قرار داشته باشد، لازم است اصلاحات زیر در اجرای مراحل گام‌های مختلف مدلسازی بار انجام شود.

- اگر نیروگاه دارای تولید دائم باشد(مانند نیروگاه‌های گاز سوز) مقدار پیک بار فیدر با میزان تولید نیروگاه جمع شده و سپس گام ششم اجرایی شود و نیروگاه نیز در محل خود به درستی مدلسازی شود.

- اگر نیروگاه از نوع تولید دائم نباشد (مانند نیروگاه خورشیدی) بایستی منحنی بار تولید نیروگاه و منحنی بار سر خط فیدر به صورت ساعت به ساعت با هم جمع شود و سپس مقدار پیک بار مشخص شده و گام ششم اجرایی شود. در این حالت نیز لازم است نیروگاه در محل خود به درستی مدلسازی شود. نتایج پخش بار به میزان تولید نیروگاه در ساعات مختلف وابسته است.

ز) مزایا و معایب:

- این روش در مقایسه با روش مبتنی بر ظرفیت پست‌های توزیع از دقت بالاتری در توزیع بار برخوردار است.
- این روش در کنار دقت خوب در مدلسازی بار، از اطلاعات متداول موجود در شرکت‌های توزیع استفاده می‌نماید.
- روند پیاده سازی این روش در مقایسه با روش مبتنی بر ظرفیت پست‌های توزیع مشکل تر می‌باشد.

۵- ۷- ۶- ۳- مدلسازی بار به منظور انجام محاسبات پخش بار در سه سطح بار

در این حالت، تنظیم بارها بر اساس اطلاعات منحنی بار سرخط فیدر فشارمتوسط و اطلاعات بارگیری سالانه پست‌های توزیع و دیماند مصرفی مشترکین ولتاژ اولیه و نقاط تبادلی بین دو شرکت توزیع برق، صورت می گیرد.

الف) مفروضات:

- اطلاعات بارگیری بخش قابل توجهی از پست‌های عمومی و عمومی-اختصاصی موجود باشد.
- مشترکین تغذیه شده از هر پست اختصاصی مشخص باشد.
- ارتباط یک به یک از اطلاعات بارگیری پست‌های توزیع به اطلاعات GIS برقرار باشد.
- اطلاعات GIS تمامی مشترکین ولتاژ اولیه موجود باشد.
- اطلاعات مکان و میزان بار نقاط تبادلی موجود باشد.
- بارگذاری بر اساس پیک بار سالانه مربوط به حوزه اصلی فیدر در زمان پیک انجام می‌شود.
- بارها از نوع توان ثابت می‌باشند.
- منحنی بار ساعت به ساعت سر خط فیدر فشارمتوسط برای یک بازه یک ساله موجود باشد.

ب) موارد کاربرد:

موارد کاربرد این حالت از مدلسازی بار، شامل ردیف‌های ۱۰ تا ۱۶ از موارد مندرج در جدول (۵ – ۵) می‌باشد. این روش در مقایسه با روش مبتنی بر ظرفیت پست‌های توزیع و روش مدلسازی بار بر اساس اطلاعات بارگیری پست‌های توزیع برای پیک بار فیدر از دقت بالاتری برای آنالیز شبکه در سطوح مختلف کم باری، میان باری و پر باری برخوردار است.

ج) حداقل اطلاعات مورد نیاز:

- پیک بار سرخط فیدر فشارمتوسط (مورد E از جدول (۵ – ۶))
- اطلاعات بازار برق (منحنی بار ساعتی) فیدرهای فشارمتوسط (مورد F از جدول (۵ – ۶))
- اطلاعات بارگیری پست‌های عمومی و عمومی-اختصاصی و ارتباط یک به یک با اطلاعات GIS (مورد A از جدول (۵ – ۶))
- لیست مشترکین دیماندی تغذیه شده از هر پست اختصاصی (مورد I از جدول (۵ – ۶))
- دیماند مصرفی مشترکین دیماندی (شامل مشترکین ولتاژ اولیه و ثانویه) (مورد C از جدول (۵ – ۶))

د) روش انجام:

نرم‌افزارهای مطالعاتی دارای قابلیت مقیاس نمودن (Scale) بار حوزه یک فیدر بر اساس پیک بار سرخط می‌باشند. درصورتیکه نرم‌افزار مطالعاتی دارای قابلیت ثبت اطلاعات منحنی بار باشد، می‌توان در پایان این مرحله اطلاعات مزبور را برای انجام محاسبات پخش بار در هر یک از سطوح مختلف بار در نرم افزار ذخیره نمود. با اجرای گام‌های زیر، این شیوه از مدلسازی بار قابل پیاده‌سازی است:

- گام اول: محاسبه متوسط درصد بارگذاری پست‌های عمومی و عمومی-اختصاصی
- گام دوم: تنظیم بار پست‌های عمومی و عمومی اختصاصی بر اساس اطلاعات بارگیری هر پست (درصد از ظرفیت هر پست) (پست‌هایی که بارگیری برای آن‌ها انجام نشده، از مقدار متوسط استفاده شود)
- گام سوم: تنظیم بار مشترکین ولتاژ اولیه بر اساس دیماند مصرفی

- گام چهارم: تنظیم بار پست‌های اختصاصی بر اساس جمع دیماند مصرفی مشترکین دیماندی تغذیه شده از هر پست
- گام پنجم: تعیین بار متناسب با حوزه فعلی
- گام ششم: استخراج اطلاعات منحنی بار ساعتی هر فیدر فشارمتوسط و دسته بندی اطلاعات ۸۷۶۰ ساعت سال به سه گروه با استفاده از روش‌های دسته بندی اطلاعات (به عنوان مثال روش K-Means Clustering) و تعیین نماینده هر سطح بار و تعداد ساعت متناظر با آن. اگر اطلاعات منحنی بار ساعتی سر خط فیدر فشارمتوسط موجود نباشد و نیاز به مدلسازی بار سه سطحی برای انجام مطالعات باشد، دو حالت زیر قابل پیشنهاد است:
- اطلاعات منحنی بار ساعتی پست فوق‌توزیع موجود باشد. در این حالت این اطلاعات با روش مشابه با توضیحات فوق دسته بندی شده و سپس، نسبت نماینده سطح میان باری به پر باری و نسبت نماینده کم باری به پرباری محاسبه می‌شود. این دو عدد برای مقیاس نمودن تمامی بارهای طول فیدر پس از اجرای گام هفتم استفاده می‌شود تا سطوح میان باری و کم باری مدلسازی شوند.
- اگر اطلاعات منحنی بار پست فوق‌توزیع نیز موجود نباشد، می‌توان کم باری را معادل با ۳۰ درصد پیک بار و میان باری را ۵۰ درصد پیک بار در نظر گرفت و تمامی بارها را بر اساس همین ضریب مقیاس نمود و شرایط کم باری و میان باری را مدلسازی کرد.
- گام هفتم: مقیاس کردن (Scale) بارها بر اساس بار سرخط فیدر در هر یک از سطوح محاسبه شده در گام ششم و اعمال بار نتیجه‌شده روی شبکه

ه) صحت سنجی

- به منظور بررسی دقت محاسبات پخش بار، اطلاعات ولتاژ محاسبه شده برای نقاط اتصال مشترکین ولتاژ اولیه با مقادیر ثبت شده توسط کنتورهای فهام مقایسه می‌شود. برای این منظور در ابتدا منحنی بار سر خط فیدر با اعداد نماینده هر سطح بار مقایسه شده و از میان ساعاتی که بار سر خط فیدر با نماینده هر سطح، مشابه است (٪۵± اختلاف)، حداقل ۱۰ ساعت جداسازی می‌گردد. ولتاژ ثبت شده توسط کنتورهای فهام مشترکین ولتاژ اولیه در حوزه فیدر در همان ساعات استخراج شده و با نتایج محاسبات مقایسه می‌شود. اگر متوسط خطای ولتاژ محاسباتی در مقایسه با اندازه‌گیری مشترکین ولتاژ اولیه فیدر مورد نظر زیاد باشد،

می‌تواند نشان دهنده اشتباه در روند انجام مدلسازی شبکه، مدلسازی بار و یا خطا در برخی اطلاعات مهم باشد.

- منبع اطلاعات دیگر برای این صحت سنجی، اطلاعات ولتاژ ثبت شده در سیستم‌های مانتورینگ و اتوماسیون شبکه توزیع است. که می تواند به طور مشابه به کار گرفته شود.

و) درصورت متصل بودن نیروگاه تولید پراکنده به فیدر مورد مطالعه

در صورتیکه در وضعیت موجود، نیروگاه تولید پراکنده به فیدر مورد مطالعه متصل باشد و در وضعیت بهره برداری قرار داشته باشد، لازم است اصلاحات زیر در اجرای مراحل گام‌های مختلف مدلسازی بار انجام شود.

- اگر نیروگاه دارای تولید دائم باشد(مانند نیروگاه‌های گاز سوز) مقدار نماینده هر سطح بار فیدر با میزان تولید نیروگاه جمع شده و سپس گام هفتم اجرایی شود و نیروگاه نیز در محل خود به درستی مدلسازی شود.
- اگر نیروگاه از نوع تولید دائم نباشد (مانند نیروگاه خورشیدی) بایستی منحنی بار تولید نیروگاه و منحنی بار سر خط فیدر به صورت ساعت به ساعت با هم جمع شود و سپس گام ششم اجرایی شود. در این حالت نیز لازم است نیروگاه در محل خود به درستی مدلسازی شود. نتایج پخش بار به میزان تولید نیروگاه در ساعات مختلف وابسته است.

ز) مزایا و معایب:

- این روش در مقایسه با روش مبتنی بر ظرفیت پست‌های توزیع از دقت بالاتری در توزیع بار برخوردار است.
- این روش در کنار دقت خوب در مدلسازی بار، از اطلاعات متداول موجود در شرکت‌های توزیع استفاده می‌نماید.
- روند پیاده سازی این روش در مقایسه با روش‌های پیشین مشکل تر است.
- در صورتیکه نرم‌افزار مطالعاتی قابلیت ذخیره سازی اطلاعات منحنی بار و تغییر ساعت نرم‌افزار و انجام محاسبات پخش بار را داشته باشد، می‌توان پس از یک مرتبه انجام مراحل فوق، نتیجه را در یک فایل

شبیه‌سازی ذخیره نمود. در غیر اینصورت لازم است برای هر سطح بار یک فایل شبیه‌سازی جداگانه مورد استفاده قرار گیرد.

نکته : نیروگاه‌های تولید پراکنده، برای انجام محاسبات پخش بار می‌توانند به صورت بار منفی نیز مدل شوند، اما برای انجام محاسبات اتصال کوتاه، لازم است نیروگاه‌های مزبور به طور صحیح و متناسب با نوع نیروگاه (بادی، خورشیدی، موتور-ژنراتور گازسوز و ...) مدل شوند.

۵- ۸- مدلسازی بار شبکه فشارضعیف

مدلسازی بار در شبکه فشارضعیف نیز می‌تواند با روش‌های مختلفی انجام شود. انتخاب روش مناسب به اطلاعات موجود و اهداف مدلسازی و محاسبات مورد نظر وابسته است. محاسبات مورد نظر در شبکه فشارضعیف غالبا به مطالعات کاهش تلفات و رفع افت ولتاژ و خازن گذاری بهینه محدود است. بنابراین در این بخش تنوع بسیار کمتر از شبکه فشارمتوسط است.

هر سه مطالعه فوق نیازمند انجام محاسبات پخش بار در شبکه است. مطالعات خازن‌گذاری به منظور بررسی احتمال بروز اضافه ولتاژ و یا افزایش تلفات با توجه به تداوم ساعات کم باری، نیازمند انجام مدلسازی منحنی تغییرات بار نیز می‌باشد. در مطالعات کاهش تلفات نیز در واقع چنین است اما غالباً استفاده از ضریب تلفات به عنوان یک روش ساده‌تر جایگزین می‌شود.

از دیدگاه اطلاعات موجود چند حالت زیر قابل تصور است:

A. اطلاعات GIS شبکه فشارضعیف و بارها یا به عبارتی مشترکین موجود است و بارها با Billing مرتبط می‌باشند.
B. اطلاعات GIS شبکه و مشترکین موجود است و مشترکین با Billing ارتباط دارند اما نقص اطلاعات مشترکین به صورت پراکنده وجود دارد.
C. اطلاعات GIS شبکه موجود است و اطلاعات مکانی مشترکین موجود است اما ارتباط با Billing قابل برقراری نیست.
D. اطلاعات GIS شبکه موجود است اما اطلاعات مکانی مشترکین موجود نیست.
E. اطلاعات GIS شبکه موجود نیست.

بایستی به این نکته مهم نیز توجه نمود که بروزرسانی اطلاعات شبکه فشارضعیف و خصوصاً حوزه فیدرها در تعداد زیادی از شهرستان‌های کشور با کیفیت مناسب انجام نمی‌شود و نمی‌توان به حوزه شبکه در اطلاعات GIS اعتماد نمود. این مشکل غالباً در شبکه فشارضعیف بسیار بیشتر از شبکه فشارمتوسط دیده می‌شود. پیشنهاد می‌شود که از روش‌های مکانیزه و هوشمند نوآورانه برای بروزرسانی این اطلاعات به جای ثبت دستی و انسانی اطلاعات استفاده شود اما در شرایط فعلی غالباً نمی‌توان به اطلاعات حوزه فیدرها اعتماد نمود.

پیش از این گفته شد که لازم است شرکت‌های توزیع پلیگون‌های شناخت و مدلسازی و آنالیز رشد بار را در محدوده‌های کوچک و مناسب مطالعه و اطلاعات آن را در بانک اطلاعات GIS به منظور استفاده طراحان و بهره برداران قرار دهند. با استفاده از این اطلاعات می‌توان ضریب بار و ضریب رشد بارهای هر منطقه را به راحتی در مطالعات وارد نمود. به این ترتیب جدول زیر برای شیوه مدلسازی بار به طور خلاصه پیشنهاد می‌شود.

جدول (۵ - ۷) خلاصه روش پیشنهادی مدلسازی بار فشارضعیف بر مبنای اطلاعات موجود

گروه	دقت اطلاعات حوزه فیدر	عدم دقت اطلاعات حوزه فیدر
A	بار هر مشترک حاصل تقسیم انرژی سالانه بر ۸۷۶۰ و بر ضریب بار ثبت شده در محدوده پلیگون‌های شناخت بار بر حسب کیلووات می‌باشد. سپس در صورت دقت اطلاعات بارگیری می‌توان با آن قیاس و یا scale نمود.	بار هر مشترک بر اساس تعرفه در هر پلیگون شناخت بار مشخص شده است. به هر مشترک بار مربوطه بر اساس تعرفه ثبت شده در Billing منتسب شود. این نتایج برای مقایسه با اطلاعات بارگیری پست‌های توزیع مناسب نیست.
B	نواقص شناسایی و به اطلاعات افزوده شود و روش گروه A پیاده سازی شود. مقایسه با اطلاعات بارگیری و یا scale نمودن با آن در صورت اطمینان از اطلاعات بارگیری صحیح است.	نواقص شناسایی و به اطلاعات افزوده شود و روش گروه A پیاده سازی شود. با اطلاعات بارگیری نمی‌توان مقایسه داشت.
C	بر اساس اطلاعات پلیگون شناخت بار، متوسط بار هر مشترک محاسبه و به آن‌ها منتسب شود. مقایسه با اطلاعات بارگیری چندان صحیح نیست.	بر اساس اطلاعات پلیگون شناخت بار، متوسط بار هر مشترک محاسبه و به آن‌ها منتسب شود. مقایسه با اطلاعات بارگیری نمی‌توان داشت.

گروه	دقت اطلاعات حوزه فیدر	عدم دقت اطلاعات حوزه فیدر
D	از روش‌های توزیع بار یکنواخت در طول شبکه و بر مبنای اطلاعات بارگیری پست‌های توزیع و یا بر مبنای متوسط بارگیری پست‌های توزیع استفاده نمود.	متوسط بارگیری پست‌های توزیع در منطقه محاسبه شود. بارگذاری شبکه در طول آن یکنواخت فرض شود و بار بر مبنای متوسط بارگذاری پست‌های توزیع scaleشود.
E	مدلسازی شبکه فشارضعیف و مدلسازی بار در آن میسر نیست.	

به طور کلی غالباً اطلاعات GIS مشترکین در مقایسه با اطلاعات Billing کمبودهایی دارد. لازم است شرکت‌های توزیع ضمن شناسایی این اختلاف‌ها، از طریق الگوریتم‌های درون یابی مکانی و بر مبنای مسیر روزکار مامورین، مختصات مشترکین غیر موجود در GIS را تخمین زده و برای رفع کمبود اطلاعات اقدام نمایند. استفاده از این روش به شناسایی اطلاعات غلط و عدم تطابق Billing و GIS نیز کمک بزرگی می‌نماید.

۵- ۹- شرحی بر قابلیت‌های نرم‌افزارهای کاربردی

مطابق با جدول (۴ – ۱)، یکی از وظایفی که شرکت‌های توزیع در راستای پیاده‌سازی فلسفه طراحی بر عهده دارند، مسئله فراهم کردن و آموزش نرم‌افزارهای کاربردی می‌باشد. در این راستا بهتر است در مورد نرم‌افزارهای کاربردی مهم توضیحاتی ارائه گردد.

۵- ۹- ۱- نرم‌افزارهای محاسبات الکتریکی (پخش بار – اتصال کوتاه – قابلیت اطمینان – هماهنگی حفاظتی)

مهمترین نرم‌افزارهای موجود در زمینه محاسبات الکتریکی، نرم‌افزارهای DIgSILENT و CYME می‌باشند. هر دو نرم‌افزار مذکور دارای قابلیت‌هایی همچون محاسبات پخش بار، مطالعات اتصال کوتاه، هماهنگی حفاظتی، مطالعات هارمونیک و شبیه‌سازی‌های حالات گذرا هستند. علاوه بر این، نرم‌افزار DIgSILENT دارای قابلیت‌های بیشتری همچون محاسبات قابلیت اطمینان، بازیابی شبکه، جایابی خازن،

آنالیز حساسیت و حتی برنامه‌نویسی می‌باشد که هر کدام از آن‌ها در جعبه‌ابزارهای محاسباتی جداگانه پیش‌بینی شده است.

۵- ۹- ۲- محاسبات مکانیکی

مهمترین نرم‌افزار محاسبات مکانیکی، نرم‌افزار PLSCAD می‌باشد که در آن با توجه به فاصله شرایط آب‌وهوایی، پایه‌ها، فاصله آن‌ها و سایر پارامترهای تاثیرگذار بر محاسبات مکانیکی، پایداری خط و رعایت حریم را بررسی می‌کند. علاوه بر این، بعضی از شرکت‌های توزیع نیز به صورت اختصاصی نرم‌افزارهایی را برای محاسبات مکانیکی تولید کرده‌اند و به صورت اختصاصی در طراحی‌های خود از آن‌ها استفاده می‌کنند. استفاده از نرم‌افزار محاسبات مکانیکی نیاز به آموزش پرسنل طراح با توجه به امکانات و محیط کاربری نرم‌افزار دارد.

۵- ۹- ۳- مکانیابی تجهیزات حفاظتی، کلید،اتوماسیون، پست توزیع، پست فوق‌توزیع، تولیدات پراکنده و تعیین ظرفیت بهینه آن‌ها

دسته‌ای دیگر از نرم‌افزارهای کاربردی که شرکت‌های توزیع باید نسبت به تهیه آن‌ها اقدام کنند، نرم‌افزارهای جایابی و تعیین ظرفیت بهینه تجهیزات می‌باشد. این نرم‌افزارها در قالب نرم‌افزارهای تجاری‌سازی شده عرضه نشده‌اند. اما با استفاده از ابزارهای برنامه‌نویسی MATLAB، GIS و DIgSILENT قابل تهیه و ساماندهی هستند. با تهیه و استفاده از این نرم‌افزارها، این امکان به دست می‌آید که برای هر کدام از تجهیزات مذکور، نسبت به تعیین مکان بهینه اقدام نمود تا بیشترین استفاده ممکن از نصب این تجهیزات در سطح شبکه توزیع برده شود. به عنوان نمونه مکانیابی منابع تولید پراکنده می‌تواند با هدف کاهش تلفات و بهبود پروفیل ولتاژ انجام شود و یا مکانیابی تجهیزات حفاظتی و کلیدها می‌تواند با هدف کاهش انرژی توزیع نشده و بهبود شاخص‌های قابلیت اطمینان انجام پذیرد.

۵- ۹- ۴- تبدیل از GIS به نرم‌افزارهای کاربردی و برعکس

یکی دیگر از ابزارهایی که شرکت‌های توزیع باید نسبت به تهیه آن اقدام نمایند، ابزارهای تبدیل از GIS به نرم‌افزارهای کاربردی و برعکس می‌باشد. انجام بسیاری از محاسبات در نرم‌افزارهای کاربردی نیاز به داشتن مدل مناسب از شبکه بر اساس موقعیت قرارگیری تجهیزات و مشترکین دارد که با توجه به وسعت بالای شبکه توزیع، طراحی شبکه به صورت دستی در نرم‌افزار کاربردی امکان‌پذیر نمی‌باشد و باید برای تبدیل از نرم‌افزار GIS به نرم‌افزارهای کاربردی ابزاری فراهم شود که با توجه به قابلیت‌های برنامه‌نویسی در MATLAB، GIS، DIgSILENT و CYME، امکان فراهم کردن این ابزارها فراهم است. علاوه بر این، بعد از انجام بسیاری از مطالعات، با توجه به اینکه طراحان و بهره‌برداران با نرم‌افزار GIS راحت‌تر ارتباط برقرار می‌کنند، لازم است نتایج محاسبات انجام شده در نرم‌افزارهای کاربردی در قالب لایه‌های GIS تهیه شوند.

۵- ۱۰- لیست سوالات پاسخ داده نشده در متن فلسفه طراحی

با وجود اینکه در پروژه فلسفه طراحی سعی شد که همه موارد مرتبط با طراحی شبکه توزیع پوشش داده شود، ولی باز هم با مواردی روبرو شدیم که یا مجال پرداختن به آن‌ها در این پروژه وجود نداشت و یا به هر دلیل دیگری، پاسخ و راهکار مناسبی برای آن‌ها یافت نشد. بدین منظور در این گزارش، به صورت خلاصه به موارد مذکور اشاره می‌گردد تا در ادامه برای بررسی بیشتر و یا حتی تعریف عناوین تحقیقاتی مورد توجه قرار گیرند.

۵- ۱۰- ۱- محاسبات مکانیکی پایه‌های پست‌های هوایی

با وجود اینکه دستورالعمل محاسبات مکانیکی شبکه‌های توزیع به تازگی توسط شرکت توانیر ابلاغ شده است، اما در این دستورالعمل، به محاسبات نیروهای وارد بر پایه‌ها ناشی از هادی‌ها و شرایط آب و هوایی پرداخته شده است و محاسباتی در زمینه پایه‌هایی که پست‌های هوایی بر روی آن‌ها قرار گرفته‌اند ارائه نشده است. همچنین، استاندارد خارجی مناسبی نیز در این زمینه یافت نشد. در شرکت‌های توزیع انتخاب

این پایه‌ها به صورت تجربی صورت می‌گیرد؛ هرچند ممکن است محاسباتی نیز برای انتخاب این پایه‌ها در شرکت‌های توزیع انجام شود، اما روش تست و امکان صحت‌سنجی آن‌ها وجود ندارد. علاوه بر این، تنش‌های ناشی از زلزله نیز در این محاسبات تاثیرگذار هستند که روش تست و صحت‌سنجی برای آن تعریف نشده است. به طور کلی، نه در محاسبات ارائه شده در دستورالعمل محاسبات مکانیکی و نه در مشخصات پایه‌های شبکه توزیع، مشخصه‌ای تحت عنوان نیروی قائم وارد بر پایه‌ها ارائه نشده است. بنابراین توصیه می‌گردد یک استاندارد یا دستورالعمل مناسب با نظارت شرکت توانیر در این زمینه تهیه شود.

۵- ۱۰- ۲- درنظر گرفتن توان تولیدی نیروگاه‌های تولید پراکنده برای فروش انشعاب

یکی از مسائلی که در پروژه فلسفه طراحی با آن مواجه شدیم، مسئله‌ی فروش انشعاب بر روی فیدرهایی بود که نیروگاه تولید پراکنده بر روی آن‌ها نصب شده است. در شرایطی ممکن است پست فوق‌توزیع ظرفیت آزاد برای فروش انشعاب جدید نداشته باشد. درحالیکه یک یا چند نیروگاه تولید پراکنده بر روی فیدرهای منشعب از پست فوق‌توزیع نصب می‌باشد. با توجه به اینکه یک نیروگاه بر روی فیدر ممکن است به هر علتی از مدار خارج گردد، لذا طبیعی است که توصیه نمی‌گردد اثر یک نیروگاه در فروش انشعاب لحاظ گردد. اما با توجه به استقبال سرمایه‌گذاران برای احداث نیروگاه‌های تولید پراکنده و حمایت‌های اقتصادی توانیر در قالب طرح‌های مختلف، بعضی از فیدرها بیش از یک نیروگاه تولید پراکنده دارند. لذا با احتمال کمتری، هر دو نیروگاه از مدار خارج می‌شوند و شاید بتوان در این موارد نسبت به فروش انشعاب به میزانی بالاتر از ظرفیت پست فوق‌توزیع فکر نمود. طبیعتا نیروگاه‌های خورشیدی در این مورد صدق نمی‌کنند. چرا که در ساعات شب، همگی آن‌ها از مدار خارج می‌شوند. اما در مورد نیروگاه‌های گازی مقیاس کوچک می‌توان در قالب دستورالعمل یا ابلاغیه جدید و با تدوین قراردادهای جدید با سرمایه‌گذاران، بیشتر از ظرفیت پست فوق‌توزیع نسبت به فروش انشعاب اقدام نمود.

۵- ۱۰- ۳- ذخیره‌سازها

یکی از تجهیزاتی که در پیک‌سایی و کاهش تلفات شبکه توزیع نقش اساسی دارد و متاسفانه در کشور ما آنچنان که باید و شاید به آن پرداخته نشده است، مسئله‌ی ذخیره‌سازهای انرژی می‌باشد. در این پروژه نیز ذخیره‌سازها مطالعه نشدند و هیچ قید و الزام و حتی توصیه‌ای برای استفاده از آن‌ها مطرح نگردید. لذا

توصیه می‌شود در مورد مسائلی همچون مکانیابی و تعیین ظرفیت بهینه ذخیره‌سازها مطالعات موردی و یا حتی در قالب دستورالعمل انجام گیرد.

در کشورهای پیشرفته استفاده از واحدهای ذخیره‌ساز در حال توسعه است. در سال ۲۰۲۱، یک مجموعه ذخیره‌ساز مبتنی بر باتری با ظرفیت ۳۵۰ MW / ۱۴۰۰ MWh در کالیفرنیا شروع به کار کرده است [۷]. علاوه بر این، استفاده از باتری‌ها در کنار منابع انرژی تجدیدپذیر برای استفاده از توان تولیدی آن‌ها در پیک بار نیز در حال گسترش است که نمونه‌ای از بکارگیری آن در شکل (۵ – ۲۲) نشان داده شده است.

شکل (۵ - ۲۲) بکارگیری منابع ذخیره‌ساز مبتنی بر باتری با ظرفیت ۳۰ MW در کنار نیروگاه تجدیدپذیر ۳۵۰ مگاواتی [۸]

علاوه بر ذخیره‌سازهای مبتنی بر باتری، ذخیره‌سازهای تلمبه–ذخیره‌ای نیز در نقاط مختلف جهان نصب شده است که در ایران نیز یک واحد ۱۰۴۰ مگاواتی در مجاورت روستای سیاه‌بیشه در فاصله‌ی ۴۸ کیلومتری چالوس نصب شده است. ذخیره‌سازهای تلمبه–ذخیره‌ای نیاز به ساختگاه‌های خاص دارد که بتوان از آن‌ها در قالب دو مخزن آب استفاده نمود. نیروگاه سیاه‌بیشه از دو مخزن پایین و بالا تشکیل می‌شود که به نیروگاه متصل هستند. زمان‌هایی که تقاضا کم است، با استفاده از برق ارزان، آب مخزن پایین را به مخزن بالا پمپاژ می‌کنند و در زمان اوج مصرف که برق گران‌بها می‌شود، نیروگاه با رها کردن آب مخزن بالا ژنراتورهایش را می‌چرخاند و برق تولید می‌کند. فرایند ذخیره و تولید برق بسته به مقدار نیاز شبکه تکرار می‌شود و بدین شکل به کنترل بار شبکه سراسری کمک می‌کند. نمایی از ذخیره‌ساز تلمبه–ذخیره‌ای سیاه‌بیشه در مجاورت جاده چالوس در شکل (۵ – ۲۳) نشان داده شده است.

بنابراین، توصیه می‌شود شرکت توانیر قرادادهای حمایتی همچون قرادادهایی که برای نیروگاه‌های تولید پراکنده وضع شده است و یا طرح‌های حمایتی که توسط ساتبا برای نیروگاه‌های خورشیدی منظور شده است، برای واحدهای ذخیره‌ساز درنظر بگیرد تا سرمایه‌گذاران بخش انرژی به سمت احداث و استفاده از ذخیره‌سازها ترغیب شوند. لازم به ذکر است که با توجه به اینکه ذخیره‌سازها از نظر نگهداری و تعمیرات حساسیت بالایی دارند، احداث و بهره‌برداری از آن‌ها با بودجه دولتی توصیه نمی‌شود؛ چرا که ممکن است احساس مسئولیت لازم در قبال بهره‌برداری صحیح از آن‌ها وجود نداشته باشد و نگهداری از آن‌ها به خوبی انجام نشود.

شکل (۵ - ۲۳) نمایی از ذخیره‌ساز تلمبه-ذخیره‌ای سیاه‌بیشه در مجاورت جاده چالوس

در این راستا ابتدا باید مطالعات اقتصادی در مورد هزینه‌های واحدهای ذخیره‌ساز مختلف انجام گیرد. چرا که ذخیره‌سازها انواع مختلفی دارند و هزینه‌ی هر کدام نیز متفاوت می‌باشد. علاوه بر این، بعضی از ذخیره‌سازها همچون ذخیره‌سازهای تلمبه-ذخیره‌ای نیاز به ساختگاه‌های ویژه‌ای دارند که باید نسبت به

شناسایی آن‌ها و مطالعات زیست‌محیطی لازم اقدام شود (چرا که مسائلی همچون فرسایش خاک، تغییرات اقلیمی و نابودی پوشش گیاهی از رایج‌ترین مشکلاتی است که ممکن است در اثر احداث ذخیره‌سازهای تلمبه–ذخیره‌ای رخ دهد). برای ذخیره‌سازهای مبتنی بر باتری نیز استفاده از آن‌ها در کنار واحدهای تجدیدپذیر همچون خورشیدی مناسب است. سپس باید عدد مناسبی برای تفاوت هزینه‌ی خرید و فروش انرژی در ساعات غیرپیک و پیک تعیین شود تا تشویق و ترغیبی برای سرمایه‌گذار باشد تا در زمینه‌ی احداث و بهره‌برداری از سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی با بازگشت سرمایه مناسب اقدام نماید. سپس این موارد در قالب قراردادها و طرح‌های حمایتی مختلف ابلاغ شود.

مراجع

۱. Bayliss, C. and B. Hardy, *Transmission and distribution electrical engineering*. 2012: Elsevier.

۲. T, I.P. and D. Committee, *IEEE guide for electric power distribution reliability indices (IEEE Std 1366-2003)*. 2004, Technical report, The IEEE Inc., USA.

۳. توانیر, راهنمای روش استاندارد محاسبه شاخص قابلیت اطمینان و تفسیر آن. توانیر.

٤. استاندارد کابل‌های مورد استفاده در شبکه توزیع ۱۳۷۵, توانیر.

٥. استاندارد کابل‌های مورد استفاده در شبکه توزیع جلد پنجم: راهنمای انتخاب کابل ۱۳۷۵, توانیر.

٦. عیدیانی, ع.ع.م., انواع مدل بار در سیستم قدرت ۱۳۹٤, موسسه آموزش عالی و غیرانتفاعی خراسان

۷. Zhou, Y., et al., *Bird streamer caused flashover in EHV transmission line.* IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2009. **16**(1): p. 69-76.

۸. Jun, Y., *The Research on Measures Against Bird Flashover of Transmission Line [J]*. Shandong Electric Power, 2004. **6**.