بررسی تلفات در شبکه‌های برق و پیشنهاد روشهائی جهت کاهش آن

نیکزاد فتاح - محمد رحمانی
شرکت سهامی برق منطقه‌ای خراسان

چکیده :

بالا رفتن قیمت انرژی ، همچنین هزینه زیاد ساخت و بهره‌برداری قطعات یدکی و سوخت نیروگاهها لزوم صرفه‌جوئی در انرژی ، خصوصا" کاهش تلفات و به حداقل رساندن پرت انرژی را می‌طلبد. بدین جهت بررسی تلفات در شبکه‌های برق که شامل شبکه‌های انتقال ، فوق توزیع ، توزیع و پستهای مربوطه میباشد ضرورت داشته و لازم است که روشهای کاهش تلفات مورد توجه قرار گیرد تا پرت شبکه کاهش یافته و در نتیجه از سرمایه‌گذاری غیر ضروری در این زمینه جلوگیری به عمل آید. در این مقاله بررسی تلفات درخطوط و پستهای فوق توزیع به دو روش محاسبات مرحله‌ای و اندازه‌گیری عملی انجام گرفته و تلفات آنها که ناشی از جریانهای خزشی روی سطح مقره‌ها ، کرونا ، خطاهای اندازه‌گیری و سایر موارد دیگر میباشد بدست آمده است. در بررسی خطوط و پستهای توزیع تلفات برای خطوط ۲۰ کیلوولت و فشار ضعیف و همچنین پستهای تبدیل 20/0.4KV محاسبه شده و در پایان مقدار تقریبی تلفات در این گونه خطوط بیان گردیده است.

شرح مقاله :

۱- تلفات خطوط انتقال :

الف - تلفات اهمی - تلفات اهمی بستگی به طول خط ، نوع هادی و میزان بار

انتقالی داشته و در حالت کلی (برای خطوط انتقال با طول متوسط و بلند) برحسب مؤلفه‌های انتهای خط و فرض اینکه مدار معادل خط را بصورت π در نظر بگیریم از رابطه زیرمحاسبه میشود.

$$P = 3RL.(I_R^2 + I_R.I_{CR}.Sin\phi_R + I_{CR}^2) \qquad (1-1)$$

$$I_{CR} = U/(2\sqrt{3}\ Xc) \qquad (1-2)$$

$$C = 0.02413/(LogD/r_e) \qquad (1-3)$$

$$SIN\phi_R = [1- \cos^2\phi_R]^{\frac{1}{2}} \qquad (1-4)$$

در خطوط انتقال کوتاه کمتر از ۵۰ مایل (حدود ۸۰ کیلومتر) که از راکتانس خازنی خط صرف نظر میشود ($I_{CR} \approx 0$) بصورت ساده زیر خلاصه میشود.

$$P = 3R.L.I_R^2 \qquad (1-5)$$

ب - تلفات کرونا - در خطوط انتقال با توجه به اینکه ولتاژ بحرانی E_o برحسب ارتفاع و شرائط جوی منطقه متغیر میباشد ، معمولا" تلفات کرونا برای واحد طول خط در نقاط مختلف محاسبه شده و مقدار متوسطی بدست می‌آید که بر اساس آن تلفات کلی خط حساب میشود. روش معمول جهت محاسبه تلفات کرونا استفاده از فرمول تجربی پترسون Peterson که با همکاری Carroll و Rockwell (برای هوای صاف) بصورت زیر ارائه شده میباشد.

$$P_c = 3 \times 21 \times f \times F \times [E/(LogD/r)]^2 \times 10^{-6} \quad KW/Km/3PH \qquad (1-6)$$

در فرمول فوق F ضریب شابتی است متناسب با نسبت E/E_o که از جدول (۱) بدست می‌آید. E_o (ولتاژ بحرانی) نیز از رابطه (۱-۷) محاسبه میشود.

$$E_o = 48.6 \times m \times m_o \times \delta^{2/3} \times r \times LogD/r \quad KV(rms)\ TO\ Neutral \qquad (1-7)$$

ضریب چگالی هوا برابر است با :

$$\delta = 3.92b/(273+T) \qquad (۱-۸)$$

E/Eo	F	E/Eo	F	E/Eo	F	E/Eo	F
۱/۰۰	۰/۰۳۷	۱/۲۶	۰/۱۲۰	۱/۵۲	۱/۱	۱/۷۸	۴/۷۲
۱/۰۲	۰/۰۳۹	۱/۲۸	۰/۱۳۶	۱/۵۴	۱/۳۳	۱/۸۰	۴/۹۵
۱/۰۴	۰/۰۴۲	۱/۳۰	۰/۱۵۴	۱/۵۶	۱/۵۹	۱/۸۲	۵/۱۷
۱/۰۶	۰/۰۴۵	۱/۳۲	۰/۱۷۶	۱/۵۸	۱/۸۸	۱/۸۴	۵/۳۹
۱/۰۸	۰/۰۴۸	۱/۳۴	۰/۲۰۰	۱/۶۰	۲/۲۰	۱/۸۶	۵/۶۰
۱/۱۰	۰/۰۵۲	۱/۳۶	۰/۲۲۸	۱/۶۲	۲/۵۲	۱/۸۸	۵/۸۱
۱/۱۲	۰/۰۵۷	۱/۳۸	۰/۲۶۰	۱/۶۴	۲/۸۳	۱/۹۰	۶/۰۱
۱/۱۴	۰/۰۶۳	۱/۴۰	۰/۳۰	۱/۶۶	۳/۱۳	۱/۹۲	۶/۲۱
۱/۱۶	۰/۰۶۹	۱/۴۲	۰/۳۸	۱/۶۸	۳/۴۲	۱/۹۴	۶/۴۱
۱/۱۸	۰/۰۷۵	۱/۴۴	۰/۴۸	۱/۷۰	۳/۷۰	۱/۹۶	۶/۶۱
۱/۲۰	۰/۰۸۲	۱/۴۶	۰/۶۰	۱/۷۲	۳/۹۷	۱/۹۸	۶/۸۱
۱/۲۲	۰/۰۹۲	۱/۴۸	۰/۷۴	۱/۷۴	۴/۲۳	۲/۰۰	۷/۰۰
۱/۲۴	۰/۱۰۵	۱/۵۰	۰/۹۰	۱/۷۶	۴/۴۸		

جدول ۱ - مقادیر ضریب تلفات کرونا

۲- تلفات در پستهای تبدیل :

تلفات در پستهای تبدیل شامل تلفات ترانسفورماتورهای قدرت ، نول ساز و کمکی و همچنین تلفات ناشی از نشتی سایر تجهیزات پستها میباشد. تلفات ترانسفورماتورها شامل تلفات بیباری (P_{oc}) و تلفات مسی (P_{cu}) میباشد. تلفات بیباری عبارتست از تلفات آهنی (P_{Fe}) که مقدار آن ثابت است. اما تلفات مسی بستگی به میزان بار اخذ شده از ترانسفورماتور داشته و متغییر میباشد. جهت بررسی وضعیت تلفات در ترانسفورماتور از ضریب بهره ترانسفورماتور که بصورت

زیر تعریف میشود کمک میگیریم.

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{\text{قدرت مؤثر گرفته شده (بر حسب KW یا MW)}}{\text{قدرت داده شده (بر حسب KW یا MW)}} \qquad (۲-۱)$$

قدرت داده شده به ترانسفورماتور معمولا" بوسیله قدرت گرفته شده از آن و مجموع تلفات بیان میشود ، بنابراین :

$$P_1 = P_2 + P_0 + P_{cu} \qquad (۲-۲)$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_2 + P_0 + P_{cu}} = (1 - \frac{P_0 + P_{cu}}{P_2 + P_0 + P_{cu}}) \qquad (۲-۳)$$

قدرت گرفته شده P_2 که قدرت خروجی ترانسفورماتور نامیده میشود بوسیله رابطه (۲-۴) محاسبه میشود.

$$P_2 = K_{cn} . S_n . \cos\phi_2 \qquad (۲-۴)$$

ϕ ضریب بار ترانسفورماتور و S_n قدرت نامی ترانسفورماتور میباشد.

$$P_2 = \sqrt{3}\, U_2 . I_2 . \cos\phi_2 \qquad (۲-۵)$$

از دو رابطه (۲-۴) و (۲-۵) با ولتاژ ثابت نتیجه میشود که : $I_2 = K_{cn} . I_{2n}$

و لذا تلفات مسی در ترانسفورماتور که با توان دوم جریان بستگی دارد بصورت رابطه زیر نوشته میشود.

$$P_{cu} = K^2_{cn} . P_{cun} \qquad (۲-۶)$$

از رابطه فوق نتیجه میشود که تلفات مسی در ترانسفورماتور با توان دوم ضریب بار بستگی دارد. با قرار دادن مقدار Pcu از رابطه (۲-۶) در رابطه (۲-۳) نتیجه میگیریم :

$$\eta = \left(1 - \frac{Po + Kcn^2.Pcun}{Kcn.Sn.COS\phi_2 + Po + Kcn^2.Pcun}\right) \qquad (۲-۷)$$

در رابطه فوق با $COS\phi_2$ ثابت ، تنها متغیر ضریب Kcn میباشد. لذا برای اینکه ضریب بهره ماکزیمم باشد بایستی مشتق $d\eta/dkcn$ از رابطه (۲-۷) را مساوی صفر قرار داد.

$$\frac{d\eta}{dKcn} = \frac{-2Kcn.Pcu.n.(Kcn.Sn.cos\phi_2 + Po + Kcn^2.Pcun)}{(Kcn.Sn.COS\phi_2 + Po + Kcn^2.Pcun)^2} \cdots$$

$$\cdots \frac{+ (Sn.COS\phi_2 + 2Kcn.Pcun)(Po + Kcn^2.Pcun)}{}$$

که بصورت رابطه (۲-۸) خلاصه میشود.

$$Po - Kcn^2.Pcun = 0$$

$$Po = Kcn^2.Pcun \qquad (۲-۸)$$

بنابراین ضریب بهره ترانسفورماتور وقتی حداکثر است که به ازاء آن تلفات مسی برابر تلفات آهنی و یا تلفات متغیر برابر تلفات ثابت باشد. نتیجه دیگری که از رابطه (۲-۶) گرفته میشود این است که اگر ۳/۴ ظرفیت ترانس بارگیری شود (۳/۴ = Kcn) تلفات مسی به ۰/۵۶۳ یعنی حدود نصف تلفات مسی در بار نامی تقلیل میابد.

۳- مثال :

اکنون با یک مثال عملی مطالب قبلی رامورد بررسی قرار میدهیم. برای این منظور خط ۱۳۲ کیلوولت دو مداره نیشابور ، تربت حیدریه و کاشمر را با مشخصات ذیل درنظر میگیریم. هادی خط ORIOLE به مقطع ۲۱۰/۳ میلیمترمربع و قطر ۱/۸۸۳ سانتی متر و مقاومت ۰/۲۱۲ اهم بر کیلومتردر جریان متناوب و در شرایط مسئله میباشد . سایر مشخصات در جدول(۲)آمده است.

مشخصات / نام خط	نیشابور- کاشمر	نیشابور- جلگه رخ	جلگه‌رخ - تربت حیدریه
طول خط به کیلومتر	۱۳۳/۵	۵۷/۵	۷۶/۲

جدول ۲

۱-۳- تلفات اهمی :

تلفات اهمی را به دو طریق هم از روی مقادیر قرائت شده دستگاههای اندازه‌گیری و هم از طریق محاسبه بدست می‌آوریم.

الف - میزان تلفات و درصد آن از روی مقادیر قرائت شده در تاریخ ۱۵ مرداد ماه ۱۳۷۱ در جدول(۳)ملاحظه میگردد.

مشخصات / نام خط	قدرت در ابتدای خط (MW)	قدرت در انتهای خط (MW)	تلفات (MW)	درصد تلفات ٪
نیشابور	۳۵	۳۱	۴	۱۱/۴۲
نیشابور- جلگه رخ	۴۰	۳۸	۲	۵
جلگه رخ - تربت حیدریه	۳۳	۳۱	۲	۶/۰۶

جدول ۳ - مقادیر تلفات اندازه‌گیری شده و درصد آن

تلفات کل خط نیشابور تربت حیدریه ۴ مگاوات و درصد کل آن ۱۱/۰۶ میباشد.

ب - میزان تلفات محاسبه شده با استفاده از روابط (۱-۱) تا (۴-۱) در جدول (۴) آمده است.

نام خط / مشخصات	نیشابور- کاشمر	نیشابور- جلگه رخ	جلگه رخ - تربیت حیدریه
تلفات اهمی (MW)	۲/۵۷۶	۱/۳۹۴	۱/۳۸۹
درصد تلفات %	۷/۸۴	۳/۴۸	۴/۲۱

جدول ۴- مقادیر تلفات محاسبه شده و درصد آن

جمع تلفات محاسبه شده در خط نیشابور- جلگه رخ و خط جلگه رخ - تربت حیدریه ۲/۷۸۳ مگاوات و کل تلفات ۷/۶۹ درصد میباشد. از مقایسه جداول (۳) و (۴) ملاحظه میشود که بین مقادیر قرائت شده از روی کنتورها و مقادیر محاسبه شده تفاوتی وجود دارد که قسمتی از این اختلاف مربوط به تلفات کرونا ، تلفات ناشی از جریان خزشی روی سطح زنجیره مقره‌ها ، سایر تلفات اهمی دیگر و همچنین خطای اندازه‌گیری میباشد.

۲-۳- تلفات کرونا :

تلفات کرونا با استفاده از روابط (۶-۱) تا (۸-۱) و با توجه به مشخصات ذیل محاسبه شده و در جدول شماره (۵) درج گردیده است. فشار هوا در ارتفاع متوسط ۱۴۰۰ متر ۶۲ سانتیمتر جیوه ، درجه حرارت محیط در شرایط هوای خوب ۱۷ درجه سانتیگراد ، mo =۱ ، ضریب سطح m =۰/۸۷ و فرکانس سیستم f =۵۰ هرتز میباشد.

δ	E (KV)	EO (KV)	Pc (KW/KM/3ph)
۰/۸۲۴	۷۶	۹۶/۱۸	٪۹

جدول ۵

۳-۳- تلفات در پست :

تلفات در ترانسفورماتورهای قدرت با توجه به بار هر ترانس در جدول(۶) آورده شده است. لازم به ذکر است که تلفات اضافی در ترانس و تلفات در سایر تجهیزات پست حدود ۵۰٪ تلفات درترانسفورماتورهای قدرت در نظر گرفته شده است.

نام پست / مشخصات	پست جلگه رخ	پست تربت حیدریه	پست کاشمر
بار فیدر ۱۳۲ کیلوولت ورودی	۲۸ MW ۷ MVAR	۳۱ MW ۴ MVAR	۳۱ MW ۸ MVAR
بار فیدر ۱۳۲ کیلو ولت خروجی	۳۳ MW ۴ MVAR	۲ MW ۱ MVAR	۴ MW ۳ MVAR
بار دو فید ۱۳۲ کیلوولت ترانس	۵ MW ۳ MVAR	۲۹ MW ۲ MVAR	۲۷ MW ۵ MVAR
ظرفیت نامی پست	۲×۱۵ MVA	۲×۳۰ MVA	۲×۳۰ MVA
تلفات مسی در بار نامی	۲×۹۵ KW	۲×۱۳ KW	۲×۱۳۰ KW
تلفات آهنی	۲×۱۹ KW	۲×۲۸ KW	۲×۲۸ KW
مجموع تلفات محاسبه شده در بار اندازه‌گیری شده	۶۷/۸ KW	۱۷۶/۱ KW	۱۶۵/۷۵ KW
درصد تلفات	۱/۳۵	۰/۶	۰/۶۱

جدول ۶

۴- بررسی تلفات در شبکه‌های فشارمتوسط و فشارضعیف :

با توجه به اینکه شعاع تغذیه خطوط فشار ضعیف متغیر و از حدود ۳۰۰ متر تا بیش از ۵۰۰ و در بعضی موارد تا ۱۰۰۰ متر میرسد ، مسلما" تراکم و یا پراکندگی و طراحی شبکه و دوری و نزدیکی آن به مراکز شهری و یا دیگر مراکز مصرف در طول آن مؤثر میباشد. حال چنانچه برای یک شبکه ، متوسط طول فیدر خروجی فشار ضعیف را ۳۰۰ متر فرض کنیم و شبکه بصورت سه فاز کشیده شده باشد،

چون عموما" در مناطقی که شبکه کشیده میشود عرض خانه‌ها حدود ۱۰ متر است و در طرفین کوچه و یا خیابان خانه موجود میباشد ، بدون در نظر گرفتن مصارف تجاری و یا صنعتی کوچک حداقل ۶۰ مشترک روی یک خط قرار خواهند داشت ، ویا بطور متوسط روی هر فاز حدود ۲۰ مشترک. اگر بخواهیم افت ولتاژ و یا افت توان را حساب کنیم لازم است که همان بار را برای فواصل مختلف منظور کنیم ، چون بار تقریبا " بطور یکنواخت از سراسر خط گرفته شده میتوان در محاسبات کل بار را در وسط خط منظور کرد و با استفاده از آن افت ها را بدست آورد.

همچنین با توجه به اینکه هادیهائی که امروزه در شبکه بکار میرود سیم مسی با مقاطع ۲۵ ، ۳۵ و ۵۰ میباشد ، از هادی با مقطع ۱۶ به علت اینکه مصرف آن در نقاط متراکم بار کم میباشد در محاسبات صرفنظر می شود. ضمنا" در محاسبه افت ولتاژ تنها مقاومت اهمی خط را منظور کرده و از امپدانس سلفی آن صرفنظر شده است.

جهت مشخص کردن میزان مصرف هر مشترک با توجه به اینکه امروزه حداقل امتیاز واگذاری انشعاب ۱۵ آمپر میباشد (همینطور با در نظر گرفتن مصارف مختلف از قبیل روشنائی ، رادیو ، تلویزیون ، یخچال ، فریزر ، جاروبرقی ، لباسشوئی ، اتو و ... که تقریبا" در تمامی منازل موجود میباشد و مسلما" مصرف همزمان آنها بیش از ۱۵ آمپر خواهد بود.) برای خط مورد نظر فرض میکنیم که ضریب همزمانی خط فوق ۰/۵ باشد یعنی هر مشترک بطور متوسط و همزمان ۷/۵ آمپر مصرف کند. با این فرض بار هر فاز ۱۵۰ آمپر خواهد شد.

$$\Delta U = \frac{100 \times P \times L \,(R.\cos\phi_R + X.\sin\phi_R)}{U^2 \cdot \cos\phi_R} \qquad (۴-۱)$$

بنابراین افت ولتاژ سیم مسی نمره ۲۵ برابر است با : $\Delta U = \%۶/۵$

و مقدار افت توان برای این شبکه برابر خواهد شد با : $\Delta P = ۷/۲\ KW$

چنانچه محاسبات فوق را برای هادیهای مسی بامقاطع ۳۵ و ۵۰ هم انجام دهیم به جدول زیر خواهیم رسید.

مشخصات / سطح مقطع (mm^2)	۲۵	۳۵	۵۰
مقاومت اهمی هادی (Ω/KW)	۰/۷۱۴	۰/۵۱	۰/۳۵۷
درصد افت ولتاژ خط	۶/۷	۴/۶	۳/۲
افت توان (KW)	۷/۲	۵/۱	۳/۶
درصد افت توان	۸/۲	۵/۸	۴

جدول ۷

ملاحظه میشود که افت توان زیاد و بیش از مقدار استاندارد میباشد. حال اگر ضریب همزمانی را کاهش داده و ۰/۳۳ منظور کنیم افت توانها بترتیب ۳/۲ و ۲/۳ و ۱/۶ کیلووات خواهد شد که به ترتیب معادل ۳/۶ و ۲/۶ و ۱/۸ درصد میشود. ملاحظه میکردد باز هم درصد افت توان برای هادی مسی ۲۵ بیش از مقدار استاندارد بوده و لاجرم بایستی از مصرف آن در شبکه شهری خودداری شود.

مقادیر فوق فقط افت سیم میباشد بدون در نظر گرفتن افت حاصل از کابل دستک مشترک ، کنتور ، تابلو توزیع و سایر موارد دیگر. چنانچه این تلفات را هم به مقادیر بالا بیفزائیم ، تلفات بیش از مقدار فوق خواهد شد. این در حالی است که یک سری تلفات هم داریم که به شبکه مربوط نبوده و به وضعیت شبکه و مردم بستگی دارد ، مانند استفاده‌های غیر مجاز از شبکه ، تلفات حاصل از برخورد شاخه‌های درختان با سیمهای شبکه و نداشتن اتصال زمین خوب و کافی که مسلما" در این صورت تلفات شبکه باز هم افزایش خواهد یافت.

برای اینکه وضعیت در خطوط فشار متوسط ۲۰ کیلوولت هم مشخص شود در زیر نتایج محاسبات کامپیوتری مربوط به چند فیدر شبکه خراسان را بررسی میکنیم. با توجه به تعداد فیدرهای ۲۰ کیلوولت موجود در سطح استان خراسان و پراکندگی و تنوع بار در آنها ، محاسبه برای سه فیدر که هر کدام میتواند الگوئی از فیدرهای مشابه باشد انجام شده که با توجه به نتایج حاصله وضعیت کلی شبکه قابل قیاس خواهد بود.

۱- خط رضوی - خطی طولانی که از مشهد به سمت سرخس امتداد دارد و بار آن

مجموعه‌ای از بار کشاورزی (پمپهای چاه آب) ، روستائی و دامداری بوده و اختلاف مصرف ساعات پیک و غیر پیک در آن زیاد است.

۲- خط نیل آباد - از پست تربت جام منشعب شده و در منطقه‌ای کشاورزی قرار دارد و بار آن در طول شبانه روز نسبتا" ثابت است و تعداد زیادی پمپهای چاه آب کشاورزی از آن تغذیه میشود.

۳- خط حرم - طرح تامین برق مصرفی اطراف فلکه حضرت امام رضا (ع) را بعهده داشته و هنوز اجراء نشده ، که چون یک خط کوتاه و دارای طرحی محاسبه شده میباشد منظور شده است.

جهت بررسی خطوط فوق چون بار تک تک و همزمان ترانسفورماتورهای موجود و همچنین ضریب قدرت آنها در دسترس نبوده ، نسبت قدرت خروجی هر فیدر را به جمع قدرت ترانسهای منصوبه حساب کرده و به عنوان ضریب بهره‌برداری در محاسبات منظور میکنیم. ضریب قدرت هم برای کل مصرف کنندگان هر خط یکسان درنظر گرفته شده‌است. حاصل محاسبات پخش بار فیدرهای فوق الذکر در جدول(۸) آمده است. مقاطع هادیهای خط رضوی و نیل آباد ، آلومینیوم فولاد $3\times120\ mm^2$ هوائی و هادی خط دومداره حرم کابل کراسلینک $240\ mm^2$ مسی میباشد.

مشخصات خط / نام فیدر	خط رضوی	خط نیل آباد	خط حرم
جمع قدرت ترانسهای نصب شده (MVA)	۱۴/۹۲	۹/۸	۲۸/۲
جمع قدرت تزریقی به خط (MW)	۵/۸۸	۴/۹۱	۸/۹۲
جمع تلفات اهمی خط (MW)	۰/۱۴۸	۰/۲۰۴	۰/۵۱
درصد تلفات اهمی	۲/۵	۴/۱۵	۰/۵۷
ضریب بهره‌برداری از ترانسها	۰/۴۲۷	۰/۶۰	۰/۳۵
حداکثر درصد افت ولتاژ	۱۵	۱۷/۵	۱/۷
طول خط (Km)	۱۰۰	۵۰	۵
جمع خازن نصب شده (MVAR)	۱/۲	۰/۶	—
ضریب قدرت خط	۰/۹	۰/۸	۰/۹
تعداد ترانسهای منصوبه در خط	۱۱۲	۷۰	۳۰

جدول ۸

حال اگر بخواهیم تلفات هر خط را حساب کنیم با توجه به تعداد و ظرفیت ترانسهای منصوبه در خط ، تلفات آهنی (بی‌باری) و همچنین تلفات مسی ترانسها را هم بایستی به تلفات اهمی خط بیفزائیم که در اینصورت به جدول (۹) خواهیم رسید. با توجه به اینکه مقدار باری که از هر دستگاه ترانسفورماتور گرفته میشود اکثرا" بار نامی نبوده بلکه به نسبت ضریب بهره‌برداری خط از ترانسها بار گرفته میشود ، در نتیجه تلفات مسی ترانسها در بار معمولی بصورت ستون آخر جدول (۹) خواهد بود.

تلفات / نام فیدر	تلفات اهمی خط (KW)	تلفات آهنی ترانسها (KW)	تلفات مسی ترانسها در بارنامی(KW)	تلفات مسی ترانسها در بار معمولی (KW)
خط رضوی	۱۴۸	۵۱/۷	۳۲۸/۲	۶۰
خط نیل آباد	۲۰۴	۳۰/۲۵	۱۹۱/۲	۶۸
خط حرم	۵۱	۴۹/۶	۳۵۰	۴۳

جدول ۹

حال چنانچه بخواهیم درصد تلفات را برای هر خط حساب کنیم ، با توجه به جدول (۹) برای هر سه خط فوق (رضوی - نیل آباد - حرم) بترتیب برابر با ۴/۶ ، ۶/۱ و ۱/۶ درصد میباشد. و این در حالی است که تلفات مربوط به نشتی جریان از سطح مقره‌ها و بوشینگهای ترانس و برخورد سیمها با شاخه‌های درختان و غیره منظور نشده است. همانطور که ملاحظه میشود درصد تلفات خط حرم به دلیل اینکه خطی با طول کوتاه و همچنین طراحی قبلی بوده تلفات کم و در حد قابل قبول میباشد ، ولی در سایر خطوط تلفات زیاد و بیش از مقدار استاندارد است. ضمنا" در صورت منظور نمودن سایر تلفات مقادیر فوق بیشتر خواهد شد.

با توجه به مطالب این بخش ملاحظه میشود که تلفات در شبکه فشارضعیف بیش از ۶% و در شبکه فشارمتوسط نیز حداقل در همین حدود است. مسلما" در توزیع بیش از ۲% درصد تلفات از لحاظ فنی و اقتصادی قابل توجیه نبوده و لازم است در جهت کاهش تلفات شبکه‌های توزیع اقدامات اساسی صورت گیرد.

نتیجه :

از بررسی تلفات در شبکه فوق توزیع و مسائل عملی آن چنین نتیجه گرفته میشود که در خطوط فوق توزیع با توجه به طولانی بودن مسیر و زیاد بودن بار انتقالی آنها تلفات بالا بوده ولی بر عکس در پستهای تبدیل فوق توزیع تلفات به جهت ظرفیت بالای ترانسهای قدرت و بالابودن ظرفیت مجاز پست تلفات کم میباشد. (با توجه به پیش‌بینی‌های آتی فعلا" ترانسهای پستهای ذکر شده در جدول (۶) در شرایط نرمال در نصف بار نامی خود کار میکنند). همینطور تلفات خطوط توزیع خارج از شهر که عموما" طولانی بوده وتعداد زیادی ترانس را تغذیه میکنند نسبتا" بیشتر از خطوط داخل شهر میباشد.

جهت کاهش تلفات در خطوط فوق توزیع یا بایستی بار خطوط را کاهش داد (رابطه ۱-۱) و یا طول آنها را کم نمود. که در اینصورت نیاز به احداث خطوط جدید فوق توزیع و یا خطوط با ولتاژ بالاتر خواهد بود که شبکه فوق توزیع را تغذیه نماید و پستهای مورد نظر از طریق خطوط مستقلی تغذیه شوند. علاوه بر اینها شاخه‌زنی به موقع درختان و شستشوی مقره‌ها و تعویض مقره‌های آسیب دیده و موارد مشابه میتواند در کاهش تلفات مؤثر باشد.

در شبکه‌های توزیع تلفات در خط ۲۰ کیلوولت و پستهای مربوطه (20/0.4KV) بخاطراینکه تعداد ترانسها زیاد بوده و سرویس آنها بموقع انجام نمیگیرد قابل توجه بوده و نسبتا" زیاد است که جهت کاهش تلفات در شبکه توزیع لازم است که مقاطع هادیها مناسب با بار انتخاب و سعی شود که پستهای ترانسفورماتور در مراکز مصرف و متناسب با بار نصب شوند. همچنین پیشنهاد میشود که در پستهای توزیع متناسب با حداکثر راندمان ترانسها ، و در پستهای فوق توزیع بطور نرمال حداکثر از ۷۵ درصد ظرفیت ترانسها بهره‌برداری شود.

منابع :

۱- طراحی خطوط انتقال نیرو - علیمحمد رنجبر - قاضی زاهدی

۲- انتقال و توزیع انرژی الکتریکی - محمود رضائی - دانشکده پلی تکنیک

۳- نشریه علمی و فنی برق - مرکز تحقیقات نیرو

۴- گزارشات مرکز دیسپاچینگ برق خراسان

۵- استاندارد شبکه‌های توزیع نیرو - وزارت نیرو

6- Electrical Transmission and Distribution - T&D