ارائه روشی نوین جهت محاسبه تلفات سالیانه شبکه های توزیع

علیرضا خان‌بابا[1]، میثم امیراحمدی[2*]

۱- دانشجوی کارشناسی‌ارشد مهندسی برق، گروه فنی و مهندسی، پردیس علوم و تحقیقات سمنان، **دانشگاه آزاد اسلامی**، سمنان- ایران
۲- استادیار، مرکز تحقیقات انرژی و توسعه پایدار، واحد سمنان، **دانشگاه آزاد اسلامی**، سمنان، ایران
* سمنان- ایران، ۱۴۷۷۸۹۳۸۵۵، meisam_amirahmadi@yahoo.com

چکیده

یکی از مسائل حائز اهمیت در شبکه‌های توزیع، مسئله تلفات این شبکه‌ها می‌باشد. تابع تلفات سالیانه انرژی عمدتاً جزء توابع اصلی در مسائل مربوط به بهره‌برداری و توسعه بهینه شبکه‌های توزیع است. جهت محاسبه تلفات سالیانه انرژی شبکه توزیع نیاز انجام محاسبات پخش بار در کلیه ساعات سال است، که این موضوع نیازمند حجم و زمان بالای محاسبات است. در این مقاله با استفاده از مدل بار شبکه IEEE-RTS، یک مدل بار جدید تحت عنوان مدل بار میانگین ۲۸۸ ساعته جهت محاسبه تلفات سالیانه انرژی شبکه توزیع ارائه شده است. کارایی مدل پیشنهادی بر روی سیستم تست ۳۳ شینه IEEE مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفته است و از روش جاروب رفت و برگشت جهت انجام پخش بار در سیستم تست مورد مطالعه استفاده شده است. نتایج بدست آمده حاکی از برتری مدل پیشنهادی می‌باشد.

کلیدواژگان

تلفات سالیانه انرژی، شبکه توزیع، مدل بار میانگین ۲۸۸ ساعته، روش جاروب رفت و برگشت.

A New Approach to Determining the Annual Active Power Losses of Distribution Systems

Alireza Khanbaba[1], Meisam Amirahmadi[2*]

1- Msc student of power engineering, Department of Engineering, Semnan Science and Research Branch, **Islamic Azad University**, Semnan, Iran.
2- Assistant Professor, Strategic Center for Energy and Sustainable Development, Semnan Branch, **Islamic Azad University**, Semnan, Iran
* P.O.B. 1477893855 Semnan, Iran, Meisam_amirahmadi@yahoo.com

Abstract

One of the most important problems in distributed networks is the loss of these networks. The function of energy annual loss is mainly one of the main functions in operation and optimum development of distributed networks problems. for calculating annual loses of energy in distributed networks need to calculate the load flow in all hours of a year, so that this matter needs high volume and time for calculating.in this article with using IEEE-RTS network load model, a new load model that named 288-h average load model for calculating annual loses of energy in distributed networks is presented. The performance of this proffered model on IEEE 33-bus test system is under study an analysis, and the forward/backward sweep technique is being used for load flow in test system. The result shows the excellence of the offered model.

Keywords

Energy loss annual, distributed network, 288-h average load model, forward/backward sweep technique.

۱- مقدمه

مبحث تلفات انرژی الکتریکی به علت هزینه بالای تلفات سالیانه به صنعت برق، در سال‌های اخیر مورد توجه برنامه‌ریزان و متخصصان برق قرار گرفته است. آثار و نتایج این موضوع چه از لحاظ فنی و چه از لحاظ مالی ایجاب می‌کند بطور وسیع مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته و راه‌های عملی کاهش آن مشخص گردد[۲-۱]. در شبکه های برق‌رسانی درصد قابل توجهی از انرژی تولید شده در نیروگاه‌ها در مسیر تولید تا مصرف هدر می‌رود که مقدار آن به پارامترهای متعددی بستگی دارد. یکی از عوامل تلفات انرژی، نامتعادلی در توزیع بار می‌باشد که با تنظیم آن می‌توان در جهت کاهش تلفات و بهینه-سازی شبکه قدم‌های مثبتی برداشت[۳].

با توجه به اهمیت تلفات در شبکه‌های توزیع، اکثر مقالات مربوط به بهینه‌سازی در بهره‌برداری و توسعه شبکه‌های توزیع مبحث تلفات شبکه را به عنوان یکی از توابع هدف اصلی در نظر می‌گیرند. یکی مشکلات در محاسبه تلفات شبکه به عنوان تابع هدف مقالات، محاسبه تلفات شبکه به صورت سالیانه است. زیرا محاسبه تلفات سالیانه شبکه می‌بایست در کلیه ساعات سال صورت گیرد که این امر مستلزم زمان و حجم بالای محاسبات می‌باشد. به این منظور جهت کاهش حجم و زمان محاسبه‌ی تلفات سالیانه از روش-های مختلفی نظیر محاسبه تلفات در پیک بار به عنوان معیار و محاسبه تلفات سالیانه در ۸۷۶۰ ساعت سال با توجه به معیار بدست آمده اشاره کرد. اما بدهی است با توجه به تغییرات مدل بار شبکه در ساعات شبانه‌روز، ماه‌ها و فصول مختلف سال، مقدار تلفات سالیانه بدست آمده از روش محاسبه تلفات سالیانه شبکه به شکل معیار پیک بار شبکه بدور از واقعیت است. بنابراین نیاز به مدلی مطلوب جهت محاسبه تلفات سالیانه که دارای حجم و زمان محاسبه مناسب و همچنین توانایی بدست آوردن نتایج عددی نزدیک به واقعیت، همواره برای محققان و پژوهشگران این حوزه احساس شده است. بطور مثال محاسبه شاخص بازگشت سرمایه (PP[1]) در برخی از مطالعات مربوط به بهره-برداری و برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت که بحث سرمایه‌گذاری در آنها مطرح است مورد بررسی قرار می‌گیرد، با توجه به این موضوع محاسبه دقیق تلفات سالیانه شبکه و هزینه‌ی آن می‌تواند نقش قابل توجهی در نتیجه محاسبه این شاخص داشته باشد.

یکی از مقالاتی که به محاسبه تلفات سالیانه شبکه توزیع به عنوان تابع هدف مسئله خود پرداخته است در [۴] آورده شده است. در [۴] یک مدل بار ۹۶ ساعته برای محاسبه تلفات سالیانه شبکه توزیع ارائه شده است. این مدل

[1]- Period Payback

بار با توجه به فصول سال در هر فصل یک روز را بصورت منتخب در نظر گرفته است. روزهای منتخب بالاترین ضریب بار بین روزهای آن فصل را به خود اختصاص داده‌اند.

در سایر مطالعات انجام شده تاکنون روش‌های متفاوتی برای محاسبه و ارزیابی تلفات سالیانه شبکه‌های برق مورد استفاده قرار گرفته شده است. در [۵] مطالعات مدل‌سازی بار شبکه توزیع مورد بررسی قرار گرفته شده است. جهت تعیین منحنی بار و در نتیجه تعرفه‌های پیک بار مشترکین هر ناحیه از اطلاعات فایل مصرف انرژی مشترکین (Billing) استفاده شد. در [۶] به برآورد اثرات فنی و مالی ناشی از هارمونیک بر روی تلفات و ظرفیت انتقالی خطوط در شبکه‌های توزیع و انتقال پرداخته شده است. میزان تلفات سالیانه شبکه برای یک مصرف کننده آلوده (شرکت) در [۶] بدست آمده است. برای محاسبه تلفات سالیانه ابتدا تلفات خطوط برای آن مصرف‌کننده محاسبه می‌گردد. با فرض اینکه آن مصرف‌کننده چه تعداد ساعت در روز فعالیت دارد و چند روز کاری در ماه دارد تعداد ساعات کارکرد آن در طول ماه محاسبه می‌گردد و سپس میزان تلفات سالیانه شبکه با توجه به آن محاسبه می‌شود.

در این مقاله ابتدا به محاسبه تلفات شبکه توزیع مورد مطالعه پرداخته شده است. سپس در چهار سناریو و روش مختلف به محاسبه تلفات سالیانه انرژی شبکه توزیع پرداخته شده است. که نتایج حاصل از سناریوها حاکی از برتری مدل بار میانگین ۲۸۸ ساعته است. در ادامه فرمولاسیون مربوط به محاسبه تلفات شبکه توزیع بیان شده است.

۲- فرمولاسیون تلفات شبکه توزیع

تلفات انرژی شبکه شامل تلفات خطوط و تجهیزات مانند ترانسفورماتورها می‌باشد. به منظور محاسبه تلفات اکتیو شبکه توزیع در این مقاله از رابطه (۱) استفاده می‌شود.

$$L_P = \sum_{k=1}^{N_l} r_k I_k^2 \qquad (۱)$$

در رابطه (۱)، L_P تلفات اکتیو شبکه توزیع بر حسب kw، r_k مقاومت خط kام بر حسب اهم، I_k جریان عبوری از خط kام بر حسب kA و N_l تعداد کل خطوط سیستم است. همچنین برای محاسبه تلفات راکتیو شبکه توزیع از رابطه (۲) استفاده شده است.

$$L_Q = \sum_{k=1}^{N_l} x_k I_k^2 \qquad (۲)$$

که در رابطه (۲)، L_Q تلفات راکتیو شبکه توزیع بر حسب $kVAr$، x_k راکتانس خط kام بر حسب اهم است.

۳- مدل‌سازی سناریوهای مسئله

نویسندگان این مقاله با بهره‌گیری از مدل بار شبکه IEEE-RTS، مدل - باری تحت عنوان مدل بار میانگین ۲۸۸ ساعته ارائه کرده‌اند که ارزیابی کارایی و عملکرد مدل بار پیشنهادی از لحاظ سرعت و دقت در محاسبه تلفات سالیانه شبکه مورد بررسی قرار گرفته شده است. این مقاله در چهار سناریو مجزا به بررسی تلفات سالیانه شبکه توزیع پرداخته است. در هر سناریو روشی جهت محاسبه تلفات سالیانه شبکه توزیع ارائه شده است و در پایان نتایج سناریوها با یکدیگر مقایسه شده است. نتایج عددی حاکی از برتری مدل پیشنهادی است.

۳-۱- سناریو "مدل بار ۸۷۶۰ ساعت"

در این سناریو با توجه به مدل بار شبکه IEEE-RTS[۱] و ضرایبی که در این مدل برای بار شبکه در ۸۷۶۰ ساعت سال ارائه شده است به محاسبه تلفات سالیانه شبکه توزیع در کلیه ساعات سال پرداخته شده است [۷]. در مدل بار شبکه IEEE-RTS برای هرکدام از ۵۲ هفته سال ضریب باری اختصاص داده شده است که اگر اول هفته سال را در ماه ژانویه فرض کنیم، پیک بار شبکه در فصل زمستان اتفاق خواهد افتاد. از سوی دیگر اگر اولین هفته‌ی سال در یکی از ماه‌های تابستان فرض شود، پیک بار شبکه در تابستان اتفاق می‌افتد. در مدل بار شبکه IEEE-RTS، امکان انتخاب پیک بار شبکه در تابستان یا زمستان به این علت وجود دارد که در برخی کشورها نظیر ایران به علت وجود گاز طبیعی برای تأمین گرما برای مشترکان در فصل سرما، پیک بار شبکه برق در تابستان اتفاق می‌افتد. اما در اکثر کشورها به علت عدم وجود گاز طبیعی و استفاده از انرژی الکتریکی برای تأمین گرما، پیک بار شبکه در زمستان اتفاق می‌افتد. در این مقاله فرض شده است پیک بار شبکه در تابستان اتفاق می‌افتد. در این سناریو با استفاده از رابطه (۱) تابعی برای محاسبه تلفات اکتیو سالیانه ارائه شده است که به شکل رابطه (۳) بیان شده است.

$$L_{A,P}^{S1} = \sum_{h=1}^{8760} L_{P,h} \qquad (۳)$$

که $L_{A,P}^{S1}$ مجموع تلفات اکتیو سالیانه شبکه در سناریو اول بر حسب kwh، $L_{P,h}$ تلفات اکتیو شبکه در ساعت hام است. با جایگذاری L_Q در رابطه (۳)، تلفات راکتیو سالیانه شبکه قابل محاسبه است.

۳-۲- سناریو "معیار پیک بار شبکه"

در سناریو دوم با استفاده از محاسبه تلفات در پیک بار شبکه و سپس محاسبه تلفات سالیانه شبکه با توجه به آن به محاسبه تلفات سالیانه شبکه توزیع پرداخته شده است. تابع در نظر گرفته شده برای محاسبه تلفات اکتیو سالیانه در سناریو دوم در رابطه (۴) آورده شده است.

$$L_{A,P}^{S2} = 8760 \times L_P \qquad (۴)$$

در رابطه (۴)، $L_{A,P}^{S2}$ مجموع تلفات اکتیو سالیانه شبکه در سناریو دوم بر حسب kwh است. با جایگذاری L_Q در رابطه (۴)، تلفات راکتیو سالیانه شبکه در سناریو دوم قابل محاسبه است.

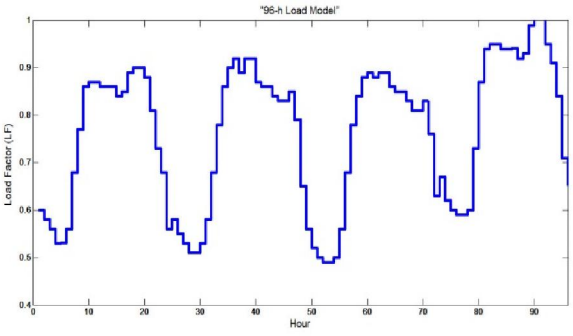
۳-۳- سناریو "مدل بار ۹۶ ساعت"

در این سناریو به منظور محاسبه تلفات سالیانه شبکه توزیع از مدل بار ۹۶ ساعته [۴] استفاده شده است. این مدل با استفاده از مدل بار شبکه IEEE-RTS و به منظور کاهش حجم مطالعات، به جای در نظر گرفتن تمام ساعات سال و انجام ۸۷۶۰ پخش بار برای محاسبه تلفات سالیانه، تنها از ۴ روز (۹۶ ساعت) آن استفاده شده است. به این صورت که از هر فصل، شبانه-روزی انتخاب شده است که در آن شبانه روز حداکثر بار ساعتی در آن فصل رخ داده است. شکل (۱) الگوی بار بیان شده برای سناریو سوم را نمایش می-دهد. تابع در نظر گرفته شده برای محاسبه تلفات اکتیو سالیانه شبکه توزیع در سناریو سوم به صورت روابطه (۵) بیان شده است.

$$L_{A,P}^{S3} = \frac{8760}{96} \times \left(\sum_{h=1}^{96} L_{P,h} \right) \qquad (۵)$$

[۱] - IEEE Reliability Test System

در رابطه (۵)، $L_{A,P}^{S3}$ مجموع تلفات اکتیو سالیانه شبکه در سناریو سوم بر حسب kwh است. با جایگذاری L_Q در رابطه (۵)، تلفات راکتیو سالیانه شبکه در سناریو سوم محاسبه خواهد شد.



شکل ۱ الگوی بار ۹۶ ساعته

۳-۴- سناریو چهارم

در سناریو چهارم به مدل بار پیشنهادی این مقاله پرداخته شده است. این مدل تحت عنوان مدل بار میانگین ۲۸۸ ساعته، با استفاده از مدل بار شبکه IEEE-RTS مدل‌سازی و طراحی شده است. در این سناریو نیز همانند سناریو اول فرض شده است پیک بار شبکه در تابستان اتفاق می‌افتد. نمودار مربوط به ضرایب بار مدل پیشنهادی در شکل (۲) نمایش داده شده است. در جدول (۱) ضرایب ماهیانه مربوط به مدل بار میانگین ۲۸۸ ساعته نمایش داده شده‌اند.

در این مدل با استفاده از جدول ضرایب پیک بار هر هفته در طول یک سال که در مدل بار شبکه IEEE-RTS ارائه شده است، برای هر ماه از سال یک ضریب بار با استفاده از میانگین‌گیری ضرایب هفتگی آن ماه با عنوان ضریب بار میانگین ماهیانه(MALF[۱]) بدست آورده شده است. سپس با توجه به درصد پیک بار روزهای هفته برای کلیه روزهای هر هفته ضریبی ثابت با استفاده از میانگین‌گیری ضرایب پیک بار روزهای هفته با عنوان ضریب بار میانگین هفتگی(WALF[۲]) بدست آورده شده است. جدول (۲) ضریب بار میانگین هفتگی را نشان داده است. از آنجا که محاسبه تلفات بصورت ساعتی صورت می‌گیرد، برای هر ماه یک شبانه‌روز (۲۴ساعت) را بصورت منتخب در نظر می‌گیریم. ضرایب بار ساعتی در شبانه‌روز منتخب با استناد به مدل بار شبکه IEEE-RTS، در فصول مختلف سال متفاوت می‌باشند. جدول (۳) ضرایب بار ساعتی هر شبانه‌روز را در فصول مختلف سال نمایش داده است.

با ضرب کردن ضریب بار میانگین ماهیانه در ضریب بار میانگین هفتگی مربوط به آن ماه و سپس ضرب نتیجه حاصل از آن در ضرایب بار میانگین ساعتی(HALF[۳])، ضرایب بار مدل پیشنهادی بدست آورده می‌شود. ضرایب مدل بار پیشنهادی شامل ۲۸۸ ساعت بوده که از روش میانگین‌گیری بدست آورده شده است.

تابع در نظر گرفته شده برای محاسبه تلفات اکتیو سالیانه شبکه توزیع در سناریو چهارم در رابطه (۶) بیان شده است.

$$L_{A,P}^{S4} = \frac{8760}{288} \times \left(\sum_{h=1}^{288} L_{P,h} \right) \qquad (۶)$$

در رابطه (۶)، $L_{A,P}^{S4}$ مجموع تلفات اکتیو سالیانه شبکه در سناریو چهارم بر حسب kwh است.

۴- مطالعات موردی

۱-۴- سیستم تست مورد مطالعه

جهت ارزیابی مدل پیشنهادی، از شبکه توزیع شعاعی ۳۳ شینه IEEE به عنوان سیستم تست در این مقاله استفاده شده است. دیاگرام تک خطی این شبکه در شکل (۳) نمایش داده شده است [۸].

بار کل این سیستم ۳/۷۱۵ مگاوات ، تلفات اکتیو و راکتیو این شبکه در بار پیک بترتیب ۲۱۰/۹۹۸ کیلووات و ۱۴۳/۰۳۲ کیلووار و کمترین میزان ولتاژ در این شبکه روی شین ۱۸ با مقدار $|V_{18}| =$ ۰/۹۰۳۷۷ و بیشترین میزان ولتاژ در این شبکه روی شین ۱ با مقدار $|V_1| =$ ۱/۰۵ رخ داده است. اطلاعات مربوط به سیستم تست مورد مطالعه در جدول (۴) نمایش داده شده است.

۲-۴- روش پخش بار

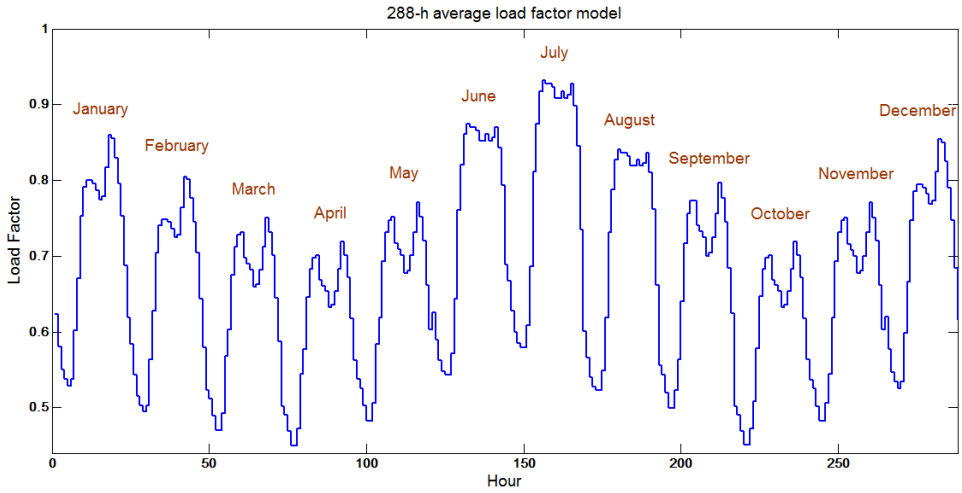
بر خلاف مسائل پخش بار در سیستم‌های انتقال، به مسئله پخش بار در سیستم‌های توزیع توجه چندانی نشده است. با وجود تلاش‌های انجام شده در مورد مسئله پخش بار شبکه توزیع، انتخاب یک راه‌حل مناسب اغلب مشکل است.

تحقیقات بسیاری بر روی روش‌های پخش بار توزیع انجام شده است. تعداد زیادی از تحقیقات ارائه شده ویرایش‌های اصلاح شده‌ی روش‌های پخش بار متداول در سیستم‌های انتقال همانند گوس-سایدل و نیوتون-رافسون جهت حل شبکه‌های قدرت با نسبت R/X بالا می‌باشند. این روش‌ها به دلایلی نظیر عدم تعادل بار، ساختار شعاعی، تعداد زیاد شاخه‌ها، شین‌ها و ... مقاومت‌پذیری و عملکرد خود را در شبکه های توزیع از دست می‌دهند و برای استفاده در این نوع شبکه‌ها مناسب نیستند [۹].

روشی که به طور گسترده برای انجام پخش بار در شبکه های توزیع به کار گرفته می‌شود، روش جاروب رفت و برگشت است. این روش برای اولین بار در [۱۰] مطرح شده و در [۱۱] توسعه داده شده است. روش فوق به صورت تکرارهایی تا رسیدن به همگرایی تکرار می‌شود و در هر تکرار بارهای شبکه به صورت جریان ثابت مدل‌سازی می‌شوند.

هر تکرار شامل دو مرحله می‌شود. مرحله ی اول که در آن جریان هر یک از شاخه‌های شبکه با جمع نمودن جریان بار شین‌ها محاسبه می‌شود (مرحله ی پسرو) و مرحله‌ی دوم که با داشتن جریان و امپدانس شاخه‌ها، ولتاژ شین‌های مختلف شبکه محاسبه می‌شود(مرحله ی پیشرو). برای انجام تکرار بعدی، جریان شین‌ها با توجه به ولتاژ بدست آمده برای شین‌ها در تکرار قبلی، بروزرسانی می‌شود.

[۱] -Monthly Average Load Factor
[۲] -Weekly Average Load Factor
[۳] -Hourly Average Load Factor



شکل ۲ ضرایب مدل بار میانگین ۲۸۸ ساعته

جدول ۱ پیک بار هر هفته در طول یک سال یا ۵۲ هفته و ضرایب پیک بار ماهیانه

هفته	WLPF (/.)	ماه	MLF (%)	هفته	WLPF (/.)	ماه	MLF (%)	هفته	WLPF (/.)	ماه	MLF (%)	هفته	WLPF(/.)	ماه	MALF (%)
۱	۸۶/۲	August	۸۷/۰۸	۱۴	۷۵/۰	November	۷۷/۸	۲۷	۷۵/۵	February	۸۰/۴۷	۴۰	۷۲/۴	May	۷۷/۸۴
۲	۹۰/۰			۱۵	۷۲/۱			۲۸	۸۱/۶			۴۱	۷۴/۳		
۳	۸۷/۸			۱۶	۸۰/۰			۲۹	۸۰/۱			۴۲	۷۴/۴		
۴	۸۳/۴			۱۷	۷۵/۴			۳۰	۸۸/۰			۴۳	۸۰/۰		
۵	۸۸/۰			۱۸	۸۳/۷			۳۱	۷۲/۲			۴۴	۸۸/۱		
۶	۸۴/۱	September	۸۰/۴۷	۱۹	۸۷/۰	December	۸۵/۴۲	۳۲	۷۷/۶	March	۷۵/۷۷	۴۵	۸۸/۵	June	۹۰/۶
۷	۸۳/۲			۲۰	۸۸/۰			۳۳	۸۰/۰			۴۶	۹۰/۹		
۸	۸۰/۶			۲۱	۸۵/۶			۳۴	۷۲/۹			۴۷	۹۴/۰		
۹	۷۴/۰			۲۲	۸۱/۱			۳۵	۷۲/۶			۴۸	۸۹/۰		
۱۰	۷۳/۷			۲۳	۹۰/۰			۳۶	۷۰/۵			۴۹	۹۴/۲		
۱۱	۷۱/۵	October	۷۲/۶۶	۲۴	۸۸/۷	January	۸۵/۹۸	۳۷	۷۸/۰	April	۷۲/۶	۵۰	۹۷/۰	July	۹۶/۶
۱۲	۷۲/۷			۲۵	۸۹/۶			۳۸	۶۹/۵			۵۱	۱۰۰/۰		
۱۳	۷۰/۴			۲۶	۸۶/۱			۳۹	۷۲/۴			۵۲	۹۵/۲		

ضریب بار میانگین ماهیانه =MALF , ضریب پیک بار هفتگی =WLPF

جدول ۲ ضریب بار میانگین هفتگی

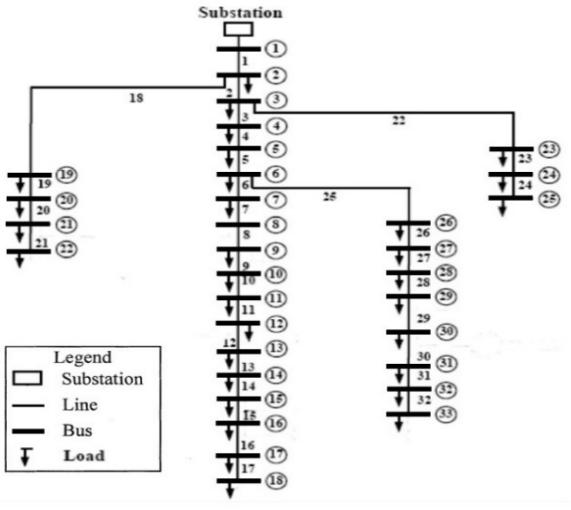
روز	WALF(/.)
Monday ۹۳	
Tuesday ۱۰۰	
Wednesday ۹۸	
Thursday ۹۶	۹۰/ ۴۳
Friday ۹۴	
Saturday ۷۷	
Sunday ۷۵	

ضریب بار میانگین هفتگی =WALF , ضریب پیک بار روزانه =DLP

جدول ۳ مدل بار ساعتی برای روزهای هفته و روزهای آخر هفته و میانگین آنها در فصول مختلف

ساعت	هفته‌های زمستان			هفته‌های تابستان			هفته‌های بهار و پاییز		
	Wkdy(%)	HALF(%)	Wknd(%)	Wkdy(%)	HALF(%)	Wknd(%)	Wkdy(%)	HALF(%)	Wknd(%)
۱۲-۱am	۶۷	۷۲/۵	۷۸	۶۴	۶۹	۷۴	۶۳	۶۹	75
۱-۲	۶۳	۶۷/۵	۷۲	۶۰	۶۵	۷۰	۶۲	۶۷/۵	73
۲-۳	۶۰	۶۴	۶۸	۵۸	۶۲	۶۶	۶۰	۶۴/۵	۶۹
۳-۴	۵۹	۶۲/۵	۶۶	۵۶	۶۰/۵	۶۵	۵۸	۶۲	۶۶
۴-۵	۵۹	۶۱/۵	۶۴	۵۶	۶۰	۶۴	۵۹	۶۲	۶۵
۵-۶	۶۰	۶۲/۵	۶۵	۵۸	۶۰	۶۲	۶۵	۶۵	۶۵
۶-۷	۷۴	۷۰	۶۶	۶۴	۶۳	۶۲	۷۲	۷۰	۶۸
۷-۸	۸۶	۷۸	۷۰	۷۶	۷۱	۶۶	۸۵	۷۹/۵	۷۴
۸-۹	۹۵	۸۷/۵	۸۰	۸۷	۸۴	۸۱	۹۵	۸۹	۸۳
۹-۱۰	۹۶	۹۲	۸۸	۹۵	۹۰/۵	۸۶	۹۹	۹۴	۸۹
۱۰-۱۱	۹۶	۹۳	۹۰	۹۹	۹۵	۹۱	۱۰۰	۹۶	۹۲
۱۱-Noon	۹۵	۹۳	۹۱	۱۰۰	۹۶/۵	۹۳	۹۹	۹۶/۵	۹۴
Noon-۱pm	۹۵	۹۲/۵	۹۰	۹۹	۹۶	۹۳	۹۳	۹۲	۹۱
۱-۲	۹۵	۹۱/۵	۸۸	۱۰۰	۹۶	۹۲	۹۲	۹۱	۹۰
۲-۳	۹۳	۹۰	۸۷	۱۰۰	۹۵/۵	۹۱	۹۰	۹۰	۹۰
۳-۴	۹۳	۹۰/۵	۸۷	۹۷	۹۴	۹۱	۸۸	۸۷	۸۶
۴-۵	۹۹	۹۵	۹۱	۹۶	۹۴	۹۲	۹۰	۸۷/۵	۸۵
۵-۶	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۹۶	۹۵	۹۴	۹۲	۹۰	۸۸
۶-۷	۱۰۰	۹۹/۵	۹۹	۹۳	۹۴	۹۵	۹۶	۹۴	۹۲
۷-۸	۹۶	۹۶/۵	۹۷	۹۲	۹۳/۵	۹۵	۹۸	۹۹	۱۰۰
۸-۹	۹۱	۹۲/۵	۹۴	۹۲	۹۶	۱۰۰	۹۶	۹۶/۵	۹۷
۹-۱۰	۸۳	۸۷/۵	۹۲	۹۳	۹۳	۹۳	۹۰	۹۲/۵	۹۵
۱۰-۱۱	۷۳	۸۰	۸۷	۸۷	۸۷/۵	۸۸	۸۰	۸۵	۹۰
۱۱-۱۲	۶۳	۷۲	۸۱	۷۲	۷۶	۸۰	۷۰	۷۷/۵	۸۵

ضریب بار میانگین ساعتی =HALF , آخر هفته =Wknd , روز هفته=Wkdy



شکل ۳ دیاگرام تک خطی سیستم تست ۳۳ شینه IEEE [۸]

جدول ۴ اطلاعات و مشخصات سیستم تست ۳۳ شینه IEEE

پارامترها	مقدار
بار کل (MW)	۳/۷۱۵
تلفات اکتیو (kW)	۲۱۰/۹۹۸
تلفات راکتیو (kVAr)	۱۴۳/۰۳۲
کمترین میزان ولتاژ (p.u.)	۰/۹۰۳۷۷
شماره شین کمترین ولتاژ	۱۸

۵- نتایج پیاده‌سازی

نتایج حاصل از محاسبه تلفات سالیانه سیستم تست مورد مطالعه، حاکی از برتری مدل پیشنهادی این مقاله می‌باشد. نتایج حاصل از محاسبه تلفات اکتیو و راکتیو سالیانه در سناریو اول به عنوان میزان واقعی و دقیق تلفات سالیانه شبکه مورد تست لحاظ گردیده است. سپس عملکرد و کارایی سایر سناریوها نسبت به سناریو اول مورد ارزیابی و بررسی قرار گرفته شده است. نتایج حاصل از سناریوها در جدول (۵) نشان داده شده است.

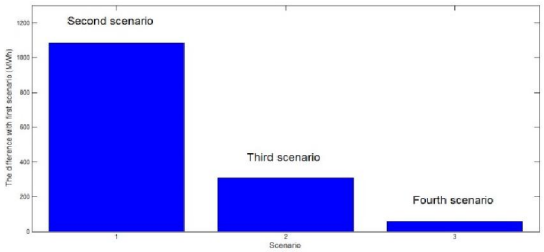
۴-۱- مقایسه نتایج

اغلب پژوهش‌ها و مطالعات مختلف در حوزه بهره‌برداری و برنامه‌ریزی سیستم‌های قدرت، تلفات انرژی به عنوان تابع هدف یا یکی از توابع هدف مهم لحاظ می‌گردد. از سوی دیگر به منظور محاسبه تلفات سالیانه نیاز به زمان و حجم بالای محاسبات پخش بار می‌باشد. نتایج سناریوهای مختلف حاکی از برتری مدل پیشنهادی این مقاله در محاسبه تلفات انرژی سالیانه از لحاظ زمان و حجم محاسبات مورد نیاز و تخمین جوابی نزدیک به میزان استاندارد (سناریو اول) می‌باشد.

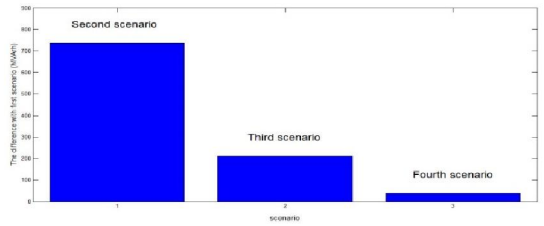
جدول ۵ نتایج محاسبه تلفات اکتیو و راکتیو سالیانه سناریوها

سناریو	تلفات اکتیو سالیانه شبکه توزیع (MWh)	تلفات راکتیو سالیانه شبکه توزیع (MVArh)
اول	۷۶۴/۰۰۶	۵۱۷/۱۷۵
دوم	۱۸۴۸/۳۴۴	۱۲۵۲/۹۷۵
سوم	۱۰۷۳/۹۱۷	۷۲۷/۳۶
چهارم	۸۲۲/۷۵۴	۵۵۶/۹۸۵

همانگونه که در جدول (۵) مشاهده می‌شود، مدل بار میانگین ۲۸۸ ساعته که در سناریو چهارم این مقاله مورد ارزیابی قرار گرفت، با میزان اختلاف ۵۸/۷۴۸ مگاوات، کمترین اختلاف را با میزان واقعی تلفات انرژی سالیانه (سناریو اول) دارا می‌باشد. میزان اختلاف تلفات اکتیو و راکتیو سالیانه‌ی سناریوهای دوم تا چهارم با مقدار دقیق تلفات انرژی سالیانه (سناریو اول) بترتیب در شکل (۴) و (۵) نمایش داده شده است.



شکل ۴ اختلاف تلفات اکتیو سالیانه سناریوها با مقدار واقعی



شکل ۵ اختلاف تلفات راکتیو سالیانه سناریوها با مقدار واقعی

۶- نتیجه‌گیری

با توجه به اهمیت تلفات شبکه‌های توزیع در مسائل بهره‌برداری و برنامه‌ریزی و همچنین استفاده از آن به عنوان یکی از توابع اصلی در مطالعات مربوط به این حوزه، در این مقاله به ارائه یک مدل مطلوب تحت عنوان مدل بار میانگین ۲۸۸ ساعته جهت محاسبه تلفات سالیانه انرژی شبکه پرداخته شده است. با توجه به حجم بالای محاسبات برای بدست آوردن تلفات سالیانه انرژی شبکه، مدل پیشنهادی از لحاظ زمان و حجم محاسبات و همچنین رسیدن به جوابی نزدیک به میزان واقعی تلفات سالیانه شبکه‌های توزیع مورد ارزیابی و بررسی قرار گرفته است. نتایج عددی بدست آمده از چهار سناریو انجام شده در این مقاله حاکی از برتری مدل پیشنهادی است.

۷- مراجع

[1] Hoff, T., and Shugar, D. S., "The value of grid-support photovoltaics in reducing distribution system losses", Energy Conversion, IEEE Transactions on, Vol.10, No.3, pp. 569-576, 1995.
[2] Söder, L., "Estimation of reduced electrical distribution losses depending on dispersed small scale energy production", 1996.
[3] Quezada, V. H., Rivier Abbad, M. J., and San Román, T. G., "Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation." Power Systems, IEEE Transactions on, Vol.21, No.2, pp. 533.540, 2006.
[۴] بیابانی ناصر، رمضانی مریم، و فلقی حمید، "افزایش نفوذ منابع تولید پراکنده توسط جایابی هم زمان منابع تولید پراکنده و سیستم های ذخیره ساز انرژی در شبکه های توزیع"، نشریه مهندسی برق و مهندسی کامپیوتر ایران، الف- مهندسی برق، شماره2، صفحه ۵۷-۶۵، پاییز ۱۳۹۲.
[۵] رئیس زاده، امین؛ عباس کریمی و محمد هادی معظم، ۱۳۹۰، مطالعات مدلسازی بار شبکه توزیع شهر شیراز، بیست و ششمین کنفرانس بین المللی برق، تهران، شرکت توانیر، پژوهشگاه نیرو.
[۶] بشیان، امیر؛ ابوالفضل قاسمی؛ سیدمهرداد حسینی و مصطفی فراشباشی آستانه، ۱۳۸۹، برآورد اثرات فنی و مالی ناشی از هارمونیک بر روی تلفات و ظرفیت انتقالی خطوط در شبکه های توزیع و انتقال، بیست و پنجمین کنفرانس بین المللی برق، تهران، شرکت توانیر، پژوهشگاه نیرو.
[7] Subcommittee, P. M., "IEEE reliability test system", IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, Vol. pas-98, No.6, pp.2047-2054, 1979.
[8] Ranjan, R., and Das, D., "Simple and Efficient Computer Algorithm to Solve Radial Distribution Networks", Electric Power Components and Systems, Vol. 33, pp. 95–107, 2003.
[9] Ou, T.C., and Lin, W. M., "A novel Z-matrix algorithm for distribution power flow solution", PowerTech, 2009 IEEE Bucharest. IEEE, pp. 1 – 8, 2009.
[10] Berg, R., Hawkins, E. S., and Pleines, W., "Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits", IEEE Trans. Power Apparatus and Syst., Vol. pas-86, pp. 415 – 421, 1967.
[11] Shirmoharmnadi, D., Hong, H.W., Semlyen, A., and Luo, G. X., "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks", IEEE Trans. Power Syst., Vol. 3, pp. 753 – 762, 1988.