دومین کنفرانس ملی مهندسی و فناوری ربات های پروازی
گلستان، موسسه آموزش عالی میرداماد گرگان، ۲۱ تیرماه ۱۳۹۷

تعیین مد بهینه عملکرد منابع تولید پراکنده جهت بهبود شاخص ECOST با در نظر گرفتن منحنی بار ساعتی

سید امیر حسینی [۱]، رضا اسلامی [۲*] و محسن کرمی [۳]

[۱] استادیار، دانشکده مهندسی برق، دانشکده فنی و مهندسی گلپایگان، گلپایگان
hosseini.amir@gut.ac.ir

[۲] استادیار، دانشکده مهندسی برق، دانشگاه صنعتی سهند، تبریز
eslami@sut.ac.ir

[۳] شرکت مهندسی تعمیرات انتقال نیروی تهران (متانیر)، تهران
mohsenk623@gmail.com

*نویسنده مسئول

چکیده

یکی از عمده مسائل در بهره گیری از منابع تولید پراکنده، تعیین مد عملکردی این منابع می باشد. بدین معنی که قبل از اتصال این منابع به شبکه مشخص گردد که در کدام مد عملکردی پارامترهای مد نظر به بهترین نحو بهبود می یابد. تا کنون مطالعات بسیاری در زمینه تعیین مکان این منابع صورت گرفته ولی مطالعات کمتری به بررسی مفید و کارای تعیین مد عملکردی پرداخته است. بدین منظور در این مقاله با در نظر گرفتن مدهای بار پایه، حذف پیک و پشتیبان و جهت بهبود پارامتر هزینه قطع برق به بررسی بهترین مد عملکرد منابع تولید پراکنده پرداخته شده است. به منظور افزایش دقت محاسبات انجام شده در این مقاله از منحنی بار ساعتی استفاده شده است و پارامتر مد نظر در تمامی ساعات یک هفته محاسبه گردیده و سپس مقدار نهایی این پارامتر با جمع این مقادیر بدست آمده است. جهت پیاده سازی روش پیشنهاد شده، باس ۲ شبکه استاندارد RTBS مورد استفاده قرار گرفته شده و در نرم افزار DIgSILENT شبیه‌سازی شده است.

کلمات کلیدی

تولید پراکنده، مد عملکرد، قابلیت اطمینان، بار ساعتی، هزینه مورد انتظار قطعی برق

۱- مقدمه

امروزه همراه با پیشرفت‌های گوناگون صنعت برق به‌ویژه در کشورهای صنعتی، صحبت از تحولی عظیم در سیستم‌های تولید انرژی الکتریکی به میان آمده است که اصطلاح تولید پراکنده یا DG مکرراً در این میان به گوش می‌رسد [1]. یکی از مسائل بسیار مهم در بهره برداری از منابع تولید پراکنده پیدا کردن مکان بهینه نصب این منابع می باشد. در کنار جایابی، تعیین مد عملکردی این منابع نیز اهمیت بسیار زیادی دارد و میتواند باعث افزایش چشمگیر کارایی این منابع گردد. تعیین مد بهینه عملکرد این منابع ممکن است حتی گاهی فواید مد نظر را تا چندین برابر افزایش دهد و در صرف هزینه بسیار موثر و کارا می باشد. مطالعات زیادی در زمینه جایابی DG صورت گرفته ولی تا کنون مساله تعیین مد عملکرد به طور گسترده و کارا و با در نظر داشتن تمامی مدهای عملکردی

مورد بررسی واقع نشده است. در ادامه بخشی از مطالعات انجام شده در رابطه با این موضوع بررسی شده اند [2-3].

نویسندگان در [4] مد های به کار گیری منابع تولید پراکنده را مورد ارزیابی قرار داده‌اند. در این مقاله، شاخص های سیستمی گوناگون و نحوه تعامل این شاخص ها روی یکدیگر برای این کار استفاده شده است. مدهای کاری در نظر گرفته شده در ان مقاله شامل وصل به شبکه، قطع از شبکه، و میکروگرید می باشد. به علاوه مد میکروگرید نیز به دو بخش در حالت کار موازی با شبکه و حالت جزیره ای تقسیم بندی شده اند. در این مقاله از یک روش سلسله مراتبی آنالیزی برای تعیین شاخص ها و ضرایب وزنی استفاده شده است.

مرجع [5] به جایابی منابع تولید پراکنده و کلیدهای کنترلی از راه دور جهت بهبود عملکرد شبکه با در نظر داشتن مدهای عملکردی منابع تولید پراکنده پرداخته است. در این مقاله یک شاخص ارزشیابی جدید برای تعیین اینکه آیا استفاده از تولید پراکنده مقرون به صرفه می باشد یا خیر، ارائه شده است. شاخص ارائه شده اثر مد عملکردی منابع تولید پراکنده را روی هزینه تولید و قابلیت اطمینان سیستم بررسی می نماید. بر اساس شاخص ارائه شده، مد عملکردی بهینه سالانه منابع تولید پراکنده مشخص می گردد. در این مقاله تنها دو مد عملکرد برای منابع تولید پراکنده در نظر گرفته شده است که شامل مورد نیاز و غیر مورد نیاز می باشد. در مد مورد نیاز منبع تولید پراکنده به شبکه متصل می باشد و در حال تامین توان می باشد و در مد غیر مورد نیاز، منبع در حالت آماده باش می باشد و به شبکه متصل نمی باشد.

در مرجع [6] نحوه اثرگذاری تولیدات پراکنده روی سطح قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع بیان شده است و یک مدل مارکوف 3 حالته برای مدل کردن DG در محاسبات قابلیت اطمینان ارائه شده است. سپس با بیان مفاهیم جزیره‌ی بالادست و جزیره‌ی پایین دست نقاط بار، یک روش تحلیلی برای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم توزیع شامل دو یا تعداد بیشتری DG پیشنهاد داده است. این مقاله مسأله‌ی تأثیر مکان DG روی قابلیت اطمینان سیستم توزیع را نیز بررسی کرده است. در مرجع مذکور فرمول‌هایی برای محاسبه‌ی شاخص‌های نقاط بار بخش‌های مختلف سیستم(بین DG و پست، بین دو DG و ....) ارائه شده است. در نهایت روش پیشنهادی روی یک سیستم نمونه شامل دو DG اعمال شده و نتایج بررسی و تحلیل شده‌اند.

مرجع [7] یک الگوریتم بر پایه‌ی روش تحلیلی، برای ارزیابی زمان ترمیم و بازیابی نقاط بار برای سیستم توزیع شعاعی دارای واحدهای DG با عملکرد در مُد پشتیبان و مطالعه‌ی اثر حضور DG روی شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم توزیع، ارائه داده است. در این مقاله تأثیر مکان واحدهای DG، تعداد و دسترس‌پذیری آن‌ها، روی قابلیت اطمینان سیستم بررسی شده است. همچنین در این مرجع، شاخص‌های قابلیت اطمینان SAIFI[1]، SAIDI[2]، CAIDI[3] و AENS[4]، برای یک سیستم توزیع شعاعی واقعی محاسبه شده‌اند. سپس با استفاده از یک آنالیز حساسیت، اثر مکان، ظرفیت و دسترس‌پذیری واحدهای DG روی این شاخص‌های قابلیت اطمینان ارزیابی شده است. با استفاده از نتایج روش ارائه شده در این مقاله، می‌توان بهترین مکان برای نصب تعداد معینی واحد DG را یافت.

مرجع [8] عملکرد جزیره‌ای ارادی را در نظر گرفته و آن را به‌عنوان گزینه‌ای برای بهبود قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت بیان کرده است. این مقاله رهنمودهای امور برق ایالتی تایلند را برای بهره‌برداری DG در مُد جزیره‌ای ارائه داده و در یک مطالعه‌ی موردی، آن‌ها را بررسی نموده است.

طبق این رهنمودها، مطالعه در زمینه‌ی عملکرد جزیره‌ای DG به سه بخش تقسیم می‌شود که عبارتند از، شکل‌گیری جزیره، بهره‌برداری طی دوره‌ی جزیره‌ای شدن و سنکرون‌سازی مجدد (مرتبط با اتصال مجدد بارهای سیستم جزیره‌ای شده به شبکه‌ی اصلی، بعد از برطرف شدن خطا). در این مقاله ابتدا در مورد سه بخش فوق توضیح داده شده است. در ادامه یک مطالعه‌ی موردی انجام شده و مطالعه‌ی دینامیکی و حالت ماندگار عملکرد جزیره‌ای DG روی یک سیستم تست نمونه انجام شده و نتایج بررسی شده‌اند.

مرجع [9] یک روش تحلیلی برای ارزیابی قابلیت اطمینان جزیره‌ی دارای DG بر پایه‌ی تکنولوژی انرژی باد ارائه داده است. روش ارائه شده در این مقاله براساس ترکیبی از یک روش جدید برای تخمین پروفیل سرعت باد و یک همبستگی احتمالاتی بین DGهای بر پایه‌ی تکنولوژی باد و پروفیل بار طی عملکرد جزیره‌ای است.

در این مقاله پارامتر مد نظر برای بهینه سازی هزینه قطعی برق مورد انتظار می باشد. برای بهینه سازی این پارامتر بدین صورت عمل شده است که ابتدا شبکه مورد نظر شبیه سازی شده، سپس نرخ خرابی تمامی عناصر موجود در شبکه به همراه منحنی بارهای ساعتی تمامی مصرف کنندگان متصل به شبکه به برنامه DIgSILENT داده شده است تا این برنامه قادر به محاسبه پارامترهای قابلیت اطمینان شود. در ادامه مقدار این پارامتر در مدهای مختلف برای مدت یک هفته بدست آورده شده است. بدین صورت که در مد بار پایه منابع تولید پراکنده در تمامی ساعات وارد مدار می‌شود. برای محاسبه ECOST در این مد، پس از وارد نمودن منبع تولید پراکنده در شبکه، پخش بار گرفته می شود و مقدار پارامتر برای 168 ساعت موجود در یک هفته محاسبه می گردد. در دو مد دیگر نیز به صورت مشابهی عمل می گردد. با این تفاوت که در مد حذف پیک منبع تنها در ساعات پیک مصرف وارد مدار می شود و در مد پشتیبان تنها زمانیکه خطایی در سیستم رخ داده شده باشد. نوآوری این مقاله نسبت به مقالات قبل در این است که تمامی مدهای عملکردی منابع تولید پراکنده را لحاظ کرده است که در اکثر مقالات به صورت ناقص در نظر گرفته شده. به علاوه تا کنون پارامتر هزینه قطعی برق برای تعیین مد عملکردی لحاظ نشده بود. از آنجا که این پارامتر یکی از پارامترهای مهم اقتصادی می باشد و نقش به سزایی در تعیین هزینه برق دارد، در این مقاله جهت تعیین مد عملکرد به بهینه سازی آن پرداخته شده است و مد بهینه عملکردی، با توجه به حداقل شدن این پارامتر به دست آورده شده است.

ساختار این مقاله بدین صورت است که ابتدا مدل بار، منبع تولید پراکنده و شبکه تحت مطالعه، بررسی شده اند. سپس به شاخص های قابلیت اطمینان به طور اجمالی اشاره شده است و شاخص قابلیت اطمینان هزینه قطعی برق و اهمیت آن مورد بررسی واقع شده است. در ادامه روش پیشنهادی و نحوه محاسبه پارامتر مد نظر در مدهای عملکردی مختلف آورده شده است. در

---

[1] System Average Interruption Frequency Index
[2] System Average Interruption Duration Index
[3] Customer Average Interruption Duration Index
[4] Average Energy Not Supplied

پایان نیز نتایج شبیه سازی آورده شده است و نتایج حاصل شده با ارائه شکل مورد تحلیل و بررسی قرار گرفته اند.

1- مدل بار، منبع تولید پراکنده و شبکه تحت مطالعه

1-1- مدل بار

مدل بار، نحوه‌ی تغییرات بار را در یک سیستم توزیع نمایش می‌دهد. ساده-ترین و پرکاربردترین مدل بار، مدل باری است که در آن هر روز با بار پیک روزانه‌اش نشان داده می‌شود. اگر بارهای پیک روزانه به ترتیب نزولی مرتب شوند، منحنی تغییرات بار پیک روزانه ایجاد می‌شود. اگر مقادیر بار ساعتی به ترتیب نزولی مرتب شوند، منحنی حاصل منحنی تداوم بار نامیده می‌شود [10و11] و در اکثر مراجع، از این دو منحنی بار استفاده شده است [15-12]. در روش ارائه شده در این مقاله، به مقادیر ساعتی بار نیاز است. پس منحنی بار متغیر با زمان سالانه‌ی شبکه باید در دسترس قرار گیرد. اما عموماً در اکثر شرکت‌های برق منطقه‌ای پروفیل‌های بار دارای جزئیات کامل مشترکین در دسترس نیست. راه کمکی برای ایجاد مدل بار متغیر با زمان، ترکیب مشخصه‌های بار هر مشترک با بار پیک سالانه است تا مدل سالانه تولید شود [16]. همانطورکه در قبل اشاره شد، عموماً مشترکین به 7 دسته تقسیم می-شوند: صنعتی، تجاری، خانگی، دولتی، کشاورزی، اداری و مشترکین بزرگ [17]. بار متغیر با زمان در نقطه‌ی بار i ($L_i(t)$)، برای مشترک نوع k می-تواند از فرمول (1) محاسبه شود [16].

$$L_i(t) = L_{y,i}(t)' \ P_w(w)' \ P_d(d)' \ P_{h,k}(t) \qquad (1)$$

در رابطه‌ی فوق:

$L_{y,i}(t)$: بار پیک سالانه برای نقطه‌ی بار i.

$P_w(w)$: بار هفتگی به‌صورت درصدی از بار پیک سالانه برای هفته‌ی w.

$P_d(d)$: بار روزانه به‌صورت درصدی از بار پیک هفتگی در روز d.

$P_{h,k}(t)$: بار ساعتی به‌صورت درصدی از بار پیک روزانه، برای مشترک نوع k در ساعت t.

1-2- مدل هزینه‌ی قطعی برق

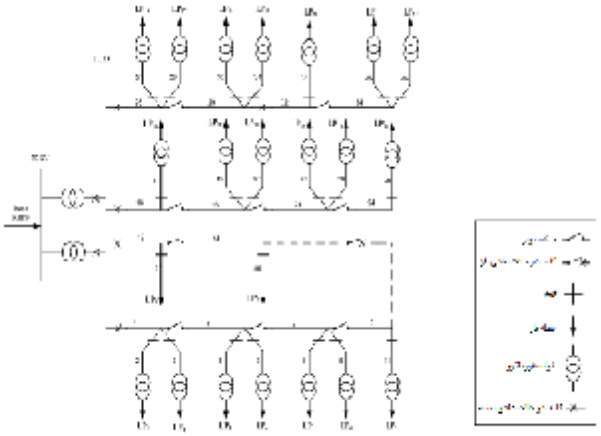
همانطور که گفته شد، زمانیکه مشترکی دچار قطع برق می‌شود، به واسطه‌ی این قطعی دچار خسارت مالی می‌شود. مقدار هزینه‌ای که مشترک در اثر قطع سرویس متحمل می‌شود، هزینه‌ی خاموشی یا هزینه‌ی قطعی مشترک نامیده می‌شود. هزینه‌ی خاموشی وابستگی زیادی به مدت زمان قطعی و نوع مشترک دارد. معمولاً با استفاده از روش‌های میدانی و جمع‌آوری اطلاعات از انواع مشترکین و انجام مطالعات و تحلیل‌های آماری، هزینه‌ی قطع مشترک برای هر نوع مشترک با توجه به مدت زمان قطع برق، استخراج شده و در جدولی تحت عنوان «تابع زیان قطعی مشترک ناحیه» دسته‌بندی و ارائه می-شود.

پس از آشنایی با مدل‌های در نظر گرفته شده برای اجزای سیستم، در بخش بعدی روش‌های ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع به اختصار معرفی خواهند شد تا بتوان بر اساس مسأله‌ی مورد بررسی مقاله حاضر، روش مناسب برای پیاده‌سازی روش‌های پیشنهادی را انتخاب نمود.

1-3- شبکه تحت مطالعه

به منظور پیاده‌سازی و بررسی کاربرد روش‌های پیشنهادی در این مقاله، این روش‌ها روی یک شبکه‌ی نمونه اجرا و تست شده‌اند و نتایج حاصل از بررسی، در قسمت بعد ارائه و تحلیل شده‌اند.

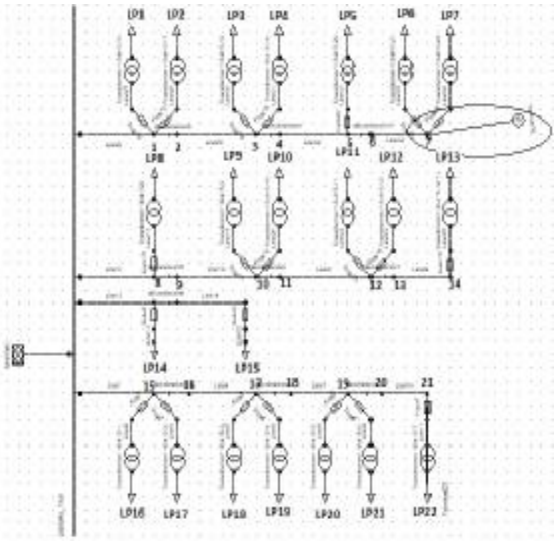
در این مقاله، شبکه‌ی توزیع شهری متصل به باس 2 شبکه‌ی استاندارد RBTS به‌عنوان شبکه‌ی اصلی انتخاب شده و به منظور انجام مطالعات، تغییراتی روی آن اعمال شده است. شکل (1)، شبکه‌ی توزیع تغییر داده شده-ی متصل به باس 2 RBTS را که در مطالعات این مقاله استفاده شده است نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود، شبکه‌ی مورد بررسی دارای 36 قطعه خط، 21 ترانسفورماتور توزیع، 22 نقطه‌ی بار و یک DG می‌باشد. تمام خطوط به‌صورت خطوط هوایی در نظر گرفته شده‌اند.



شکل (1): شبکه‌ی مورد مطالعه برای پیاده‌سازی روش‌های پیشنهادی

برای انجام شبیه سازی ها منبع تولید پراکنده در نظر گرفته شده به انتهای باس اول این شبکه متصل شده است (از نوع گازسوز) [17].

این شبکه در نرم افزار DIgSILENT به صورت شکل (2) مدل شده است.



شکل (2): شبکه‌ی مورد مطالعه در نرم افزار DIgSILENT

اطلاعات بیشتر در رابطه با این شبکه در مرجع [2] موجود می باشد.

2- بررسی شاخص های قابلیت اطمینان شبکه و شاخص قابلیت اطمینان ECOST

2-1- بررسی مبحث هزینه/ ارزش قابلیت اطمینان در سیستم‌های توزیع

هزینه‌ی قابلیت اطمینان مربوط به سرمایه‌گذاری‌ها و هزینه‌هایی است که برای بهبود قابلیت اطمینان و رسیدن به سطح معینی از کفایت سیستم نیاز است. ارزش قابلیت اطمینان سود و مزیتی است که به واسطه‌ی افزایش سرمایه‌گذاری و هزینه برای بهبود قابلیت اطمینان توسط شرکت برق منطقه‌ای، مشترکین و جامعه، کسب می‌شود. البته اندازه‌گیری مستقیم ارزش قابلیت اطمینان مشکل است لذا اندازه‌گیری غیر مستقیم آن با ارزیابی هزینه‌های مرتبط با قطع سرویس مشترکین حاصل می‌شود [10و18].

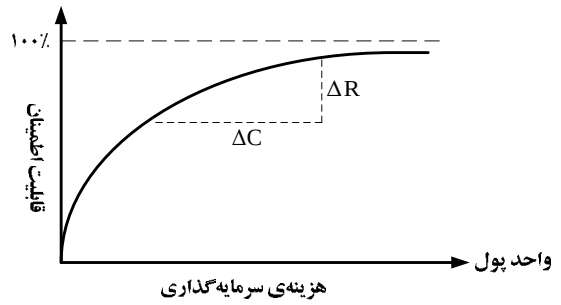
زمانیکه مشترکی دچار قطع برق می‌شود، به واسطه‌ی این قطعی دچار خسارت مالی می‌شود. مقدار هزینه‌ای که مشترک در اثر قطع سرویس متحمل می‌شود، هزینه‌ی خاموشی یا هزینه‌ی قطعی مشترک نامیده می‌شود. هزینه‌ی خاموشی وابستگی زیادی به مدت زمان قطعی و نوع مشترک دارد. به‌عنوان مثال، قطعی‌های لحظه‌ای می‌توانند به خرابی کامپیوتر و خرابی بسیاری تجهیزات دیگر منجر شوند. قطعی‌های طولانی‌تر ممکن است موجب از دست رفتن تولیدات و خراب شدن ذخیره‌های غذایی گردند. برای برخی مصرف‌کنندگان ویژه، منحنی تغییرات هزینه بر حسب زمان به شدت غیر خطی است. به‌عنوان مثال، یک کارخانه‌ی پلاستیک‌سازی ممکن است هزینه‌ی کمی برای قطعی کوتاه مدت متحمل شود، اما اگر قطعی آنقدر طولانی شود که پلاستیک‌ها در دستگاه جامد شوند، خسارت بسیار بالایی به کارخانه وارد می‌شود، یا یک سردخانه الکتریکی ممکن است که هیچ هزینه‌ای برای قطعی‌های کوتاه مدت متحمل نشود، اما پس از گذشت یک مدت زمان معین، غذاها خراب می‌شوند و ضرر اقتصادی شدیدی به وجود می‌آید. پس از اینکه همه غذاها خراب شدند، زمان قطعی اضافی به این مصرف‌کننده ضرر بیشتری نمی‌رساند [10و18].

طبق مطالب مذکور، می‌توان نتیجه گرفت که برای انواع مشترکین خانگی، تجاری، صنعتی و ... با توجه به مدت زمان قطعی، هزینه‌ی قطع مشترک متفاوت می‌باشد. معمولاً با استفاده از روش‌های میدانی و جمع‌آوری اطلاعات از انواع مشترکین و انجام مطالعات و تحلیل‌های آماری، هزینه‌ی قطع مشترک برای هر نوع مشترک با توجه به مدت زمان قطع برق استخراج شده و در جدولی تحت عنوان «تابع زیان قطعی مشترک ناحیه» دسته‌بندی و ارائه می‌شود. عموماً مشترکین به 7 گروه کلی صنعتی، تجاری، خانگی، دولتی، کشاورزی، اداری و مشترکین بزرگ تقسیم می‌شوند. یک نمونه جدول تابع زیان قطعی مشترک ناحیه که بر اساس مطالعات و تحقیقات روی مشترکین کانادایی بدست آمده است و در اکثر مطالعات از آن استفاده می‌شود در جدول (1) ارائه شده است. زمانیکه مدت زمان قطعی بین دو مدت زمان داده شده در جدول و یا بزرگتر از 8 ساعت باشد، از درونیابی و برونیابی استفاده می‌شود [10]. همانطور که ذکر شد، با استفاده از این جدول می‌توان بر حسب نوع مشترک و مدت زمان قطعی آن هزینه‌ی قطع مشترک را بدست آورد.

جدول (1): توابع زیان قطعی مشترک ناحیه برای 7 ناحیه(گروه) از مشترکین برحسب دلار

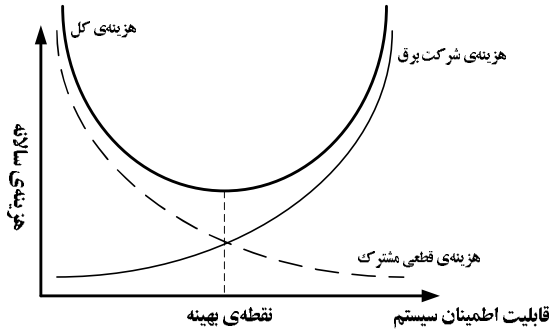
نوع مشترک	1 دقیقه	20 دقیقه	1 ساعت	4 ساعت	8 ساعت
صنعتی	1/625	3/868	9/085	25/16	55/808
تجاری	0/381	2/969	8/552	31/317	83/008
خانگی	0/001	0/093	0/482	4/914	15/690
دولتی	0/044	0/369	1/492	6/558	26/040
کشاورزی	0/060	0/343	0/649	2/064	4/120
اداری	4/778	9/878	21/065	68/83	119/16
مشترکین بزرگ	1/005	1/508	2/225	3/968	8/240

افزایش قابلیت اطمینان و یا حتی نگهداشتن قابلیت اطمینان در یک سطح قابل قبول، مستلزم افزایش سرمایه‌گذاری است. برای بهبود قابلیت اطمینان، شرکت برق مجبور به افزایش سرمایه‌گذاری برای خرید تجهیزات جدید و یا بهبود تجهیزات قدیمی می‌باشد. این امر یک هزینه‌ی اضافی در ساختار قابلیت اطمینان ایجاد می‌کند که در شکل (3) نشان داده شده است. این شکل به خوبی نشان می‌دهد که برای افزایش قابلیت اطمینان به اندازه‌ی ΔR، شرکت برق مجبور به صرف هزینه اضافه‌ای به مقدار ΔC می‌باشد.



شکل (3): هزینه‌ی قابلیت اطمینان

پس وظیفه‌ی شرکت برق ایجاد تعادل بین هزینه و ارزش است. قابلیت اطمینان شبکه باید بر اساس توازن بین هزینه‌ی تأسیساتی که قرار است اضافه شود و سود حاصل از بالا رفتن قابلیت اطمینان عایدی مصرف‌کنندگان تعیین شود. در عمل هزینه‌ی کل، شامل هزینه‌ی سرمایه‌گذاری برای تأسیسات اولیه، هزینه‌ی بهره‌برداری، هزینه‌ی تعمیرات- نگهداری و هزینه‌ی قطعی برق مشترکین می‌شود. شکل (4)، نشان می‌دهد که چگونه هزینه‌ی شرکت برق و هزینه‌ی قطع برق مشترک، برای رسیدن به هزینه‌ی کل، با هم ترکیب شده‌اند. از این شکل معلوم می‌شود که چگونه با بالا رفتن قابلیت اطمینان و صعود منحنی هزینه‌ی تأسیسات، هزینه‌ی قطع مشترک کاهش می‌یابد. همچنین به این نکته هم باید توجه داشت که پایین بودن سطح قابلیت اطمینان باعث کاهش هزینه‌ی شرکت برق می‌شود اما خسارت قابل ملاحظه‌ای به مشتری تحمیل می‌کند. همانطور که در شکل مشخص شده است، جاییکه ترکیب هزینه‌ی شرکت برق و هزینه‌ی خسارت ناشی از قطع برق مشترک به حداقل مقدار خود برسد، مشترک می‌تواند از اقتصادی‌ترین سرویس‌دهی بهره‌مند شود و این نقطه، نقطه‌ی کار بهینه است [10و18].



شکل (4): قابلیت اطمینان و هزینه‌های کلی سیستم

2-2- شاخص‌های قابلیت اطیمنان هزینه/ارزش سیستم‌های توزیع

یکی از شاخص‌هایی که در ارزیابی‌ها و ملاحظات اقتصادی و سرمایه‌گذاری در سیستم‌های قدرت اهمیت ویژه‌ای دارد شاخص انرژی تأمین نشده(EENS[1]) است. مفهوم اصلی این شاخص مبتنی بر زیانی است که به دلیل عدم امکان فروش انرژی الکتریکی ناشی از خرابی شبکه به سیستم وارد شده است؛ یا خسارتی است که مصرف‌کننده به دلیل قطع تغذیه متحمل خواهد شد. دو شاخص مهم دیگر که برای ارزیابی اقتصادی در سیستم‌های توزیع به کار می‌روند عبارتند از «شاخص هزینه‌ی قطعی مورد انتظار (ECOST[2])» و «شاخص نرخ ارزیابی انرژی قطع شده(IEAR[3])» پس از تحلیل حوادث و بدست آوردن شاخص‌های اصلی نقاط بار(λ، r و U) با استفاده از [17] برای هر یک از نقاط بار، با ترکیب این شاخص‌ها با اطلاعات موجود در جدول و میزان بار متصل به نقاط بار می‌توان مقادیر ECOST، EENS و IEAR مرتبط با هر نقطه‌ی بار را با استفاده از فرمول‌های (2)، (3) و (4) بدست آورد.

$$ECOST_i = \sum_{j=1}^{N} C_{j,i}(r_{j,i}).L_{(a)i,j}.\mathrm{l}_{j,i}\ (\frac{\$}{year}) \qquad (2)$$

$$EENS_i = \sum_{j=1}^{N} L_{(a)i,j}.U_{j,i}\ (\frac{KWh}{year}) \qquad (3)$$

$$IEAR_i = \frac{ECOST_i}{EENS_i}\ (\frac{\$}{KWH}) \qquad (4)$$

در فرمول‌های فوق، برای نقطه‌ی بار i متصل به شبکه‌ی توزیع، $r_{j,i}$ مدت زمان قطعی نقطه‌ی بار i به واسطه‌ی وقوع خطای j است، $\mathrm{l}_{j,i}$ و $U_{j,i}$ به ترتیب، مقادیر نرخ خطا و مدت زمان متوسط سالیانه‌ی قطعی نقطه‌ی بار i، به واسطه‌ی وقوع خطای j هستند، $C_{j,i}(r_{j,i})$ هزینه‌ی پریونیت(دلار بر کیلووات) قطع مشترک نقطه‌ی بار i به واسطه‌ی وقوع خطای j است که با توجه به نوع مشترک و مدت زمان قطعی($r_{j,i}$) از جدول SCDF استخراج می‌شود و $L_{(a)i,j}$، متوسط بار متصل شده به نقطه‌ی بار i است که در اثر حادثه‌ی قطعی برق j، تأمین نخواهد شد [10و18].

در این مقاله پارامتر ECOST که یکی از مهترین پارامترهای قابلیت اطمینان است جهت بررسی قابلیت اطمینان سیستم به کار رفته است. همانطور که اشاره شد این پارامتر برای یک سال می‌باشد. جهت تبدیل این پارامتر به ساعت و محاسبه مقدار ساعتی آن، عدد به دست آمده برای این پارامتر را تقسیم بر تعداد ساعات موجود در سال می‌کنیم تا مقدار آن برای هر ساعت به دست آید.

2-3- اهمیت بررسی و بهبود قابلیت اطمینان سیستم‌های توزیع

در سال‌های اخیر صنعت برق به سمت محیط رقابتی پیش می‌رود که در آن به مصرف‌کنندگان حق انتخاب بیشتری داده می‌شود. به‌طور کلی مصرف-کنندگان برق خواهان کاهش قیمت و افزایش قابلیت اطمینان برق مصرفی خود هستند. قابلیت اطمینان برق وابسته به تولید انرژی الکتریکی کافی و تحویل دادن آن به مشترکین بدون هیچ قطعی در ولتاژ تغذیه است. یک بررسی نشان می‌دهد که عوامل کلیدی مورد علاقه‌ی مصرف‌کنندگان برق به ترتیب عبارتند از: قیمت برق، قابلیت اطمینان برق، کیفیت توان و چگونگی رسیدگی به مصرف‌کنندگان [3و19].

ویژگی مهم سیستم‌های توزیع، ارتباط مستقیم با مصرف‌کنندگان برق است که با توجه به افزایش حق انتخاب مصرف‌کنندگان در محیط رقابتی جدید، این ویژگی اهمیت بیشتری می‌یابد. اگرچه خطاهایی که در شبکه‌ی توزیع اتفاق می‌افتند در مقایسه با خطاهای بخش‌های انتقال و تولید، تعداد کمتری از مشترکین را تحت تأثیر خاموشی قرار می‌دهند لیکن به دلیل تعداد دفعات بیشتر وقوع خطا و تعداد بیشتر وقفه‌های ناشی از خطاهای به وقوع پیوسته در این بخش بررسی و بهبود قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع از اهمیت بالایی برخوردار است [3]. همچنین طبق مطالعات انجام شده، اکثر قطعی‌های برق در کشورهای توسعه یافته از مشکلاتی که بین کنتور مشترک و پست‌های توزیع رخ می‌دهند، نتیجه می‌شوند و در نتیجه مربوط به سیستم‌های توزیع هستند که این موضوع هم به نوبه‌ی خود اهمیت بررسی و بهبود قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع را آشکار می‌سازد [19].

قابلیت اطمینان توزیع به علت تأثیر زیادش روی هزینه‌ی برق و وابستگی زیادش به رضایت مشترکین، یکی از مهمترین موضوعات در صنعت برق است [19]. چون حدود 80% تا 90% مشکلات و مسائل قابلیت اطمینان همه‌ی مشترکین مربوط به سیستم‌های توزیع است، ارزیابی صحیح و بهبود قابلیت اطمینان توزیع، کلیدی برای بهبود قابلیت اطمینان و در نتیجه افزایش رضایت مشترکین است [6و10و19].

3- روش پیشنهاد شده و پیاده سازی آن

روش پیشنهاد شده در این مقاله بدین صورت است که پس از وارد نمودن اطلاعات قابلیت اطمینان شبکه تحت مطالعه و بدست آوردن منحنی بار ساعتی، پارامتر ECOST در مدهای مختلف عملکردی DG، یعنی بار پایه، حذف پیک و پشتیبان محاسبه میگردد. تابع هدف مورد استفاده شده همان پارامتر ECOST می باشد.

---

[1] Expected Energy Not Served
[2] Expected COST of Interruption
[3] Interrupted Energy Assessment Rate

برای محاسبه ECOST در مد بار پایه ابتدا منبع تولید پراکنده به طور دائم وارد شبکه می گردد و مقدار این پارامتر در هر ساعت از شبانه روز برای مدت یک هفته محاسبه می گردد. مقدار نهایی این پارامتر برابر با مجموع مقادیر بدست آمده در هر ساعت در مد بار پایه مقدار این پارامتر در هر ساعت از شبانه روز برای مدت یک هفته محاسبه می گردد. مقدار نهایی این پارامتر برابر با مجموع مقادیر حاصله در هر ساعت برای یک هفته می باشد.

برای محاسبه ECOST در مد حذف پیک ابتدا بررسی می گردد که آیا در ساعات پیک می باشیم یا خیر. اگر در ساعات پیک مصرف بودیم، منبع تولید پراکنده وارد شبکه می گردد. سپس مقدار پارامتر ECOST در هر ساعت از شبانه روز برای مدت یک هفته محاسبه می گردد. مقدار نهایی این پارامتر برابر با مجموع مقادیر حاصله در هر ساعت برای یک هفته می باشد.

برای محاسبه ECOST در مد پشتیبان ابتدا بررسی می گردد که آیا خطایی در شبکه رخ داده است یا خیر. اگر خطایی رخ داده بود، منبع تولید پراکنده وارد شبکه می گردد. سپس مقدار پارامتر ECOST در هر ساعت از شبانه روز برای مدت یک هفته محاسبه می گردد. همانند حالت های قبل، مقدار نهایی این پارامتر برابر با مجموع مقادیر حاصله در هر ساعت برای یک هفته می باشد.

4- نتایج شبیه سازی

4-1- مد بار پایه

در مد بار پایه منابع تولید پراکنده در تمامی ساعات وارد مدار می‌شوند. برای محاسبه ECOST در این مد، پس از وارد نمودن منبع تولید پراکنده در شبکه، DG وارد مدار می گردد و سپس برای تمامی ساعات یک هفته این پارامتر محاسبه می شود. مقدار نهایی این پارامتر برابر با جمع مقادیر حاصله در 168 ساعت موجود در یک هفته می باشد.

با جمع تمامی این اعداد هزینه قطعی برق برای یک هفته به دست می‌آید. این مقدار برابر با 1174.27 دلار می‌باشد.

4-2- مد حذف پیک

همانطور که بیان شد مد حذف پیک، مدی است که DG در آن فقط در ساعات پیک وارد مدار می‌شود. در این مقاله ساعات پیک ساعاتی که مقدار بار روزانه 98 درصد بار پیک روزانه است، در نظر گرفته شده است. بر این اساس، جهت بکارگیری این مد، DG در هر روز، در ساعات مذکور وارد مدار می‌شود و سپس برای تمامی ساعات یک هفته این پارامتر محاسبه می‌شود. مقدار نهایی این پارامتر برابر با جمع مقادیر حاصله در 168 ساعت موجود در یک هفته می‌باشد.

با جمع تمامی این اعداد هزینه قطعی برق برای یک هفته به دست می‌آید. این مقدار برابر با 1455.135 دلار می‌باشد.

4-3- مد پشتیبان

همانطور که بیان شد مد پشتیبان مدی است که DG در آن فقط در هنگام وجود خطا در سیستم وارد مدار می‌شود. بنابراین جهت بکارگیری این مد، در هر ساعت چک می‌شود که آیا در سیستم خطایی وجود دارد یا نه. در صورت وجود خطا، DG وارد مدار می‌شود و سپس برای تمامی ساعات یک هفته این پارامتر محاسبه می شود. مقدار نهایی این پارامتر برابر با جمع مقادیر حاصله در 168 ساعت موجود در یک هفته می باشد.

جمع تمامی این اعداد هزینه قطعی برق برای یک هفته به دست می‌آید. این مقدار برابر با 1373.103 دلار می‌باشد.

4-4- مقایسه نتایج بدست آمده برای تعیین مد

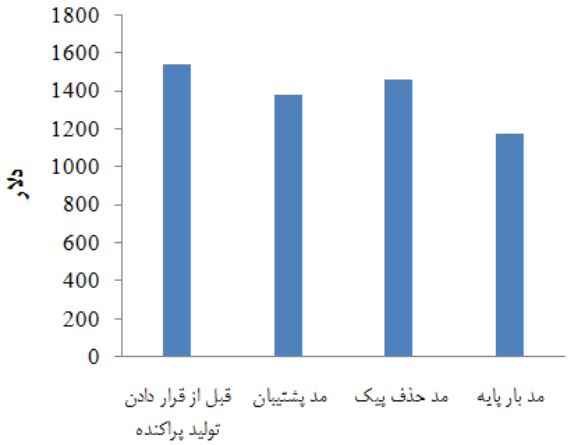
جهت جمع بندی نتایج به دست آمده، در این قسمت جدولی آورده شده که در آن تمامی نتایج بدست آمده آورده شده است.

جدول (2): جمع بندی نتایج بدست آمده برای تعیین مد بهینه عملکرد ($)

وضعیت	هزینه قطعی برق ($)
قبل از قرار دادن DG	1534.65
مد پشتیبان	1373.1
مد حذف پیک	1456.13
مد بار پایه	1174.2

همانطور که از این جدول پیداست، با بکارگیری DG در مد بار پایه مقدار تابع هدف برابر با 1174.27 دلار می‌شود. این مقدار، مقدار مینیمم می‌باشد. بنابراین، با بکارگیری DG در مد بار پایه مقدار پارامتر ECOST حداقل می گردد.

مقایسه این پارامتر در مدهای مختلف در شکل زیر آورده شده است.



شکل (5): هزینه قطعی برق در مدهای مختلف

همانطور که از شکل پیداست این هزینه در مد بار پایه برابر با 1174.27 دلار می‌گردد. بنابراین مد بهینه عملکرد منبع تولید پراکنده، به طوری که پارامتر هزینه قطعی برق حداقل شود، مد بار پایه می باشد.

5- نتیجه گیری

در این مقاله روشی برای تعیین مد عملکردی منبع تولید پراکنده ارائه گردید که هدف آن حداقل نمودن تابع ECCOST یا هزینه قطعی برق مشترکین

می‌باشد. در روش پیشنهاد شده مقدار پارامتر در نظر گرفتـه شـده در مـدهای مختلف عملکردی منبع تولید پراکنده محاسبه شد. پارامتر هزینه قطعـی بـرق برای تمامی ساعات یک هفته در مدهای مختلف عملکردی که شامل بار پایه، حدف پیک و پشتیبان می باشد محاسبه گردید. با مقایسـه مقـادیر حاصـل از شبیه سازی این نتیجه حاصل شد که زمانیکه منبع تولید پراکنده در مد بار پایه بکار گرفته می‌شود، هزینه قطعی برق حداقل می‌گردد. در نتیجه زمانیکه هدف کاهش پارامتر هزینه قطعی برق باشد، منبع تولید پراکنده باید در مد بـار پایـه بکارگیری شود تا بیشترین منافع حاصل آید. جهت انجام شبیه‌سازی ها بـاس دوم شبکه استاندارد RTBS، پارامترهای قابلیت اطمینان کلیه اجزای شـبکه و منحنی بار ساعتی مصرف‌کنندگان در نرم‌افزار DIgSILENT وارد گردید.

مراجع

[1] S.A. Hosseini, M. Karami, M. Shojaeepour, M. Shahraki, "Optimal Operating Strategy of Distributed Generation in Order to Improve Power Loss and Expected Cost", 1st The national conference on interdisciplinary researches in computer, electronic, mechanic, and mechatronic engineering, 2016.

[۲] ز. کلهری، **تعیین مُد بهینه عملکرد DG با در نظر گرفتن برخی شاخص‌های قابلیت اطمینان**، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشکده برق، دانشگاه تفرش، ایران،1389.

[۳] ا. رحمانی، **بررسی شیوه‌های نوین مطالعات قابلیت اطمینان در شبکه‌های توزیع**، پایان‌نامه کارشناسی، دانشکده برق، دانشگاه صنعت آب و برق(شهید عباسپور)، ایران، 1384.

[4] Kou Lingfeng, Sheng Wanxing, Wang Jinyu, Liang Ying, Song Qipeng, *Evaluation on the Application Mode of Distributed Generation*, China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2012) Shanghai, 5-6 Sep. 2012

[5] Mahdi Raoofat and Ahmad Reza Malekpour, *Optimal Allocation of Distributed Generations and Remote Controllable Switches to Improve the Network Performance Considering Operation Strategy of Distributed Generations*, Taylor & Francis, Electric Power Components and Systems, 39:1809–1827, Copyright © Taylor & Francis Group, LLC ISSN: 1532-5008 print/1532-5016 online, DOI: 10.1080/15325008.2011.615799, 2011

[6] Wang S.X., Zhao W., Chen Y.Y., *Distribution System Reliability Evaluation Considering DG Impacts*, IEEE DRPT2008 Nanjing China, pp.2603-2607, 6-9 April 2008.

[7] Jahangiri P., Fotuhi–Firuzabad M., *Reliability Assessment of Distribution System With Distributed Generation*, 2nd IEEE International Conference on Power and Energy (PECon 08), pp.1551-1556, December 1-3, Malaysia, 2008.

[8] Fuangfoo P., Meenual T., Lee W-J., Chompoo-inwai C., *PEA Guidelines for Impact Study and Operation of DG for Islanding Operation*, IEEE Transactions on industry applications,VOL. 44, NO. 5, pp.1348-1353, September/October 2008.

[9] Atwa Y.MEl-Saadany., E.F., *Reliability Evaluation for Distribution System With Renewable Distributed Generation During Islanded Mode of Operation*, IEEE Transactions on power systems, pp.1-9, 2009.

[10] Billinton R., Allan R. N., *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1996.

[11] S.A.Hosseini, B. Vahidi, et al, *A seven-state Markov model for determining the optimal operating mode of distributed generators*, JOURNAL OF RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY, Vol.7, pp. 033114-033126, 2015.

[12] Sun Y., Bollen M.H.J., Ault G., *Improving Distribution System Reliability by means of Distributed Generation*, 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, Paper No 0070, May 2007.

[13] McDermott T.E., Dugan R.C., *PQ,Reliability, and DG*, IEEE Industry Applications Magazine, pp.17-23, Sept|Oct 2003.

[14] Dugan R.C., *Distributed Resources and Reliability of Distribution Systems*, pp.106-108, IEEE 2002.

[15] M. Karami, et al., *Optimal Operating Strategy for Distributed Generation Considering Reliability Index of SAIDI*, Journal of Basic and Applied Scientific Research, Vol.2, pp. 1147-1151, 2012.

[16] Bae I-S, Kim J-O, Kim J-C., Singh C., *Optimal Operating Strategy for Distributed Generation Considering Hourly Reliability Worth*, IEEE Transactions on power systems VOL. 19, NO. 1, pp.287-292, February 2004.

[17] Karami M., Hosseini A., *Deciding the Optimum Location of Distributed Generation Resources Considering Hourly Load Curve*, Science Series Data Report, Apr. 2012

[18] Wang P., *Reliability Cost/Worth Considerations in Distribution System Evaluation*, Doctor of Philosophy, Department of Electrical Engineering,University of Saskatchewan, Saskatoon, Saskatchewan, Fa11 1998.

[19] Brown R.E., *Electric Power Distribution Reliability*, Marcel Dekker, Inc, New York, Basel, 2002.

[20] Zeineldin H.H., Bhattacharya K., El-Saadany E.F. and Salama M.M.A., *Impact Of Intentional Islanding Of Distributed Generation On Electricity Market Prices*, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib, Vol. 153, No. 2, March 2006.