

جایابی واحدهای خورشیدی به منظور کاهش هزینه‌های سالیانه سیستم توزیع با استفاده از راهکار احتمالاتی

محمود صادقی^۱، محسن کالانتار^۲

قطب علمی اتوماسیون و بهره برداری از سامانه های قدرت، دانشکده برق

دانشگاه علم و صنعت ایران

تهران، ایران

Mahmood.sadeghi@gmail.com¹, kalantar@iust.ac.ir²

۱. مقدمه

با توجه به افزایش روز افزون مصرف الکتریکی و نرخ رشد بار در سیستم های توزیع الکتریکی نیاز به واحدهایی که بتوانند بار را در محل تامین نمایند بیشتر نمایان می گردد. واحدهای تولید پراکنده به عنوان منابعی که در محل بار در سیستم توزیع نصب شده و بار را به صورت محلی تغذیه می نمایند شناخته می شوند. به دنبال افزایش هزینه های حفظ سلامت و نیز افزایش میزان تولید گازهای گلخانه ای که موجب تصویب پروتکل کیوتو در سال ۲۰۰۶ گردید، رویکرد کاهش گازهای آلوده کننده و نیز جایگزینی منابع تولید کننده این آلاینده ها با منابع تجدید پذیری چون باد و خورشید مورد توجه ویژه قرار گرفت. با توجه به موارد ذکر شده فوق و نیز بسیاری موارد دیگر دولت ها و نیز قانونگذاران سیستم قدرت قوانین خاصی را برای حمایت از واحدهای تولید پراکنده و به طور خاص تکنولوژی های پاک به عنوان منابع تولید انرژی وضع کرده اند. دسترسی ساده و ارزان و نیز حداقل تأثیرات زیست محیطی منابعی چون باد و خورشید که پاک ترین منابع انرژی می باشند، موجب گردیده است که طراحان سیستم قدرت توجه خاصی را به این دو منبع انرژی داشته باشند. با این حال طبیعت تصادفی تابش خورشید و سرعت باد که موجب عدم قطعیتی در دسترسی به توان حاصل از این منابع گردیده است مهم ترین مشکل استفاده از این منابع می باشد. لذا مدلسازی ریاضیاتی سرعت باد و تابش خورشید به شکلی که نمایانگر طبیعت تصادفی آن ها باشد از مهم ترین نکات در حل مسائل مربوطه می باشد.

چکیده — استفاده از منابع انرژی تجدید پذیری چون باد و خورشید به عنوان منابعی پاک که میتوانند بخشی از نیازهای محلی بار را در سیستم توزیع تامین نمایند امروزه به صورت گستردهای پذیرفته شده است. این مقاله به بررسی جایابی واحدهای خورشیدی در سیستم توزیع به منظور کاهش هزینه های سالیانه سیستم توزیع که شامل هزینه های مربوط به تلفات انرژی، انرژی تامین نشده مشترکین و نیز هزینه خرید انرژی الکتریکی میباشد، میپردازد. راهکار مورد استفاده در این مقاله بر خلاف روشهای سنتی که توان متوسط این واحدها را در محاسبات مورد استفاده قرار میداد، راهکاری احتمالاتی بر مبنای سناریوهای مختلف تولید واحد خورشیدی بر اساس احتمال مربوط به هر حالت می باشد. عدم قطعیت مربوط به واحدهای خورشیدی توسط تابع توزیع چگالی احتمال بتا و بر مبنای اطلاعات جمع آوری شده محلی طی چند سال شبیه سازی گردیده است. سرانجام راهکار احتمالاتی فوق بر روی سیستم تست ۹ شین و توسط نرم افزار GAMS شبیه سازی گردیده است. نتایج شبیه سازی الگوریتم فوق بر روی سیستم نمونه کاهش چشمگیر در هزینه های سالیانه سیستم توزیع را نشان می دهد. البته نتایج جایابی حاصل از روش فوق با روش سنتی مورد مقایسه قرار خواهد گرفت.

واژه های کلیدی — عدم قطعیت؛ راهکار احتمالاتی؛ تابع چگالی احتمال؛ واحد خورشیدی

لازم به ذکر است که در حل مساله جایابی و اندازه مناسب واحدهای خورشیدی مقادیر مربوط به اندازه این واحدها مقادیری گسسته نبوده و به صورت پیوسته می‌باشد، به عنوان مثال در این مقاله توان نامی هر ماژول خورشیدی ۷۵ وات در نظر گرفته شده و در صورتی که مقدار توان نامی بدست آمده برای واحد خورشیدی برابر ۱۲۱۵ kw محاسبه گردد، به تعداد ۱۶۲۰۰ عدد ماژول برای واحد خورشیدی مورد نظر مورد نیاز خواهد بود.

۲.۱. تشکیل ماتریس احتمالاتی تولید (M_{pgl})

یک ماتریس چهار ستونه به نام ماتریس احتمالاتی تولید شامل تمامی حالات مختلف تولید واحد خورشیدی تشکیل می‌گردد. ستون اول این ماتریس شامل خروجی واحد خورشیدی بر حسب درصدی از توان نامی واحد خورشیدی می‌باشد. ستون دوم این ماتریس احتمال مربوط به هر یک از مقادیر مربوطه در ستون اول را نشان می‌دهد. ستون سوم ماتریس فوق مشابه ستون دوم، احتمال وقوع هر یک از حالات در ستون اول می‌باشد البته با این تفاوت که در محاسبات احتمالات در این ستون نرخ خرابی و یا خروج واحد خورشیدی نیز باید مد نظر قرار گیرد. نرخ خروج یک واحد ($F.O.R$) جزو ویژگی های جدایی ناپذیر یک سیستم است. معادله (۱) مربوط به محاسبه احتمال وقوع هر یک از حالات ستون اول با در نظر گرفتن نرخ خروج واحد می‌باشد:

$$M_{pgl,3} = M_{pgl,2} \times (1 - F.O.R)$$

(1)

در رابطه بالا $M_{pgl,i}$ مقدار مربوط به عنصر سطر i ام از ماتریس احتمالاتی تولید است.

۲.۲. مدل‌سازی تابش خورشید و توان خروجی واحد

همانطور که در قبل ذکر گردید تابع چگالی توزیع احتمال (PDF) تابش خورشید در این مقاله توسط مدل ریاضیاتی تابع بتا مدل گردیده است. معادله (۲) نمایش ریاضیاتی تابع بتا می‌باشد:

$$f_b(s) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \times s^{(\alpha-1)} \times (1-s)^{(\beta-1)}, & 0 \leq s \leq 1 \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (2)$$

در رابطه بالا s (kw/m^2) تابش خورشید بوده و α و β پارامترهای تابع بتا می‌باشند. خروجی توان واحد خورشیدی نیز مطابق با مراجع [3] و [9] می‌باشد...

با توجه به اهمیت این موضوع استفاده از تکنولوژی های تولید پراکنده علی‌الخصوص تکنولوژی های پاک مورد توجه متخصصین در بسیاری از تحقیقات و مقالات بوده است. از جمله این موارد می‌توان به مراجع [1] و [2] اشاره نمود که نویسندگان تابعی چند هدفه شامل پارامترهای اقتصادی و زیست محیطی را به منظور یافتن طرح مناسب واحدهای تولید پراکنده به کمک روش NSGAI تعریف و حل نموده اند. نویسندگان در مراجع [3] و [4] به بررسی جایابی واحدهای تولید پراکنده به کمک روش احتمالاتی به منظور کاهش تلفات انرژی سالیانه پرداخته‌اند. مرجع [5] با معرفی ۳ شاخص آلودگی کربن، پروفیل ولتاژ و تلفات توان به بررسی جایابی واحدهای تولید پراکنده پرداخته است. مراجع [6] و [7] نیز به بررسی موضوع جایابی واحدهای تولید پراکنده با هدف ایجاد بهترین مصالحه بین هزینه ارتقای شبکه، هزینه تلفات توان، هزینه انرژی تامین نشده، هزینه انرژی مورد نیاز و قیود زیست محیطی پرداخته است.

مقاله حاضر به بررسی موضوع کاهش هزینه‌های سالیانه سیستم توزیع به وسیله مکان یابی مناسب واحدهای خورشیدی می‌پردازد. در این مقاله هزینه‌های مورد نظر شامل هزینه‌های سالیانه مربوط به تلفات انرژی، خرید انرژی و انرژی تامین نشده می‌باشد. تابش خورشید نیز توسط تابع چگالی احتمال بتا [8] مدل گردیده است. راهکار مورد استفاده برای جایابی واحدهای خورشیدی مبتنی بر تعریف سناریوهای مختلف از تولید واحد خورشیدی با احتمال رخداد مربوط به هر یک می‌باشد. مساله تعریف شده یک مساله غیر خطی آمیخته با اعداد صحیح (MINLP) می‌باشد. تغییرات ساعتی بار برای هر فصل و نیز پروفیل تابش خورشید برای هر فصل به صورت جداگانه در نظر گرفته شده است.

۲. فرمول‌بندی مساله

هدف از طرح مساله جایابی واحدهای خورشیدی کاهش هزینه‌های سالیانه مربوط به تلفات انرژی، انرژی تامین نشده و هزینه خرید انرژی می‌باشد. لذا دوره مورد مطالعه در این مقاله یک سال انتخاب گردیده است که به چهار فصل تقسیم می‌گردد. یک روز از هر فصل به عنوان نماینده آن فصل انتخاب گردیده است. هر روز به ۲۴ قسمت زمانی تقسیم می‌گردد. هر ساعت نیز شامل حالات مختلف از تولید واحد خورشیدی با احتمال مربوط به آن حالت می‌باشد. در هر یک از این حالات تابش خورشید در یک محدوده مشخص در نظر گرفته می‌شود به عنوان مثال در این مقاله از $0 \cdot \text{kw/m}^2$ تا $1 \cdot \text{kw/m}^2$ و در پله های $0.1 \cdot \text{kw/m}^2$ انتخاب گردیده است.

۳. مدلسازی ریاضیاتی

واحدهای خورشیدی در ناحیه جزیره شده و نیز هزینه انرژی تامین نشده را نشان می دهند:

$$P_{solar}^{h,s}(ij) = CF_{solar}^s \times \sum_{j \in is} P_{rated}^{solar}(j) \quad (5)$$

$$CENS = price_{ENS} \times \sum_{i,j} L_{ij} \times \lambda_{ij} \times \begin{cases} P_{solar}^{h,s}(ij) \times T_{res} + LL^{h,s} \times P_D^{int}(ij) \times T_{rep} \\ LL^{h,s} \times P_D^{int}(ij) \times T_{rep} \end{cases} \quad (6)$$

معادله (۶) دارای دو رابطه می باشد. رابطه اول برای زمانی می باشد که میزان ظرفیت واحدهای خورشیدی نصب شده در قسمت جزیره شده کمتر از میزان بار ناحیه جزیره می باشد، لذا بخشی از بار که برابر ظرفیت واحد خورشیدی می باشد بازیابی گردیده و باقی بارها بعد از تعمیر و رفع خطا بازیابی می گردند. رابطه دوم مربوط به حالتی می باشد که ظرفیت واحدهای خورشیدی موجود در قسمت جزیره شده بیشتر از ظرفیت کل بار ناحیه جزیره شده بوده و لذا کلیه بارها بازیابی می گردند. در روابط بالا کل میزان ظرفیت واحدهای خورشیدی در قسمت جزیره شده بعد از وقوع خطا در فیدر بین شین های i و j در یک ساعت مشخص از یک فصل می باشد. CF_{solar}^s شاخص ظرفیت مربوط به واحد خورشیدی در یک فصل مشخص می باشد. شاخص ظرفیت برای هر فصل به صورت نسبت توان میانگین محاسبه شده در یک فصل به توان نامی واحد تعریف می گردد. $price_{ENS}$ بهای انرژی تامین نشده مشترکین می باشد که به صورت میانگینی نسبت به انواع بارهای مسکونی و صنعتی تعیین می گردد. L_{ij} و λ_{ij} به ترتیب طول فیدر و نرخ خطای بین شین های i و j می باشد. T_{rep} و T_{res} به ترتیب برابر زمان بازیابی و زمان رفع خطای فیدر می باشد. $P_D^{int}(ij)$ نیز برابر کل بار نصب شده در جزیره به وجود آمده بعد از رخداد خطا در فیدر بین شین های i و j می باشد. is مجموعه شین هایی می باشد که بعد از وقوع خطا در فیدر بین شین های i و j در جزیره قرار می گیرند.

هزینه کل خرید انرژی در صورتی که بخشی از انرژی توسط واحدهای خورشیدی پرداخت شود کاهش خواهد یافت. معادلات زیر میزان هزینه خرید انرژی از سیستم انتقال و واحدهای خورشیدی را نشان می دهد، معادله (۹) نحوه محاسبه توان متوسط خروجی واحد خورشیدی را نشان می دهد.

$$CE_{tr} = price_{tr} \times \sum_{s=1}^4 \sum_{h=1}^{24} \sum_{g=1}^{g_{tot}} P_{G1,g}^{h,s} \times M_{pgl,3}^{s,g} \times 90 \quad (7)$$

۳.۱. توابع هدف

توابع هدف همانطور که در قبل نیز ذکر گردید شامل هزینه های سالیانه تلفات انرژی، هزینه انرژی تامین نشده و هزینه خرید انرژی می باشد. روابط (۳) و (۴) مربوط به محاسبه توان تلف شده در هر حالت مربوط به یک ساعت از یک فصل مشخص و هزینه سالیانه کل تلفات انرژی سیستم توزیع می باشد.

$$P_{loss,g}^{h,s} = P_{G1,g}^{h,s} + \sum_{i=1}^{N_{bus}} [P_{rated}^{solar}(i) \times M_{pgl,1}^{s,g} - LL^{h,s} \times P_d(i)] \quad (3)$$

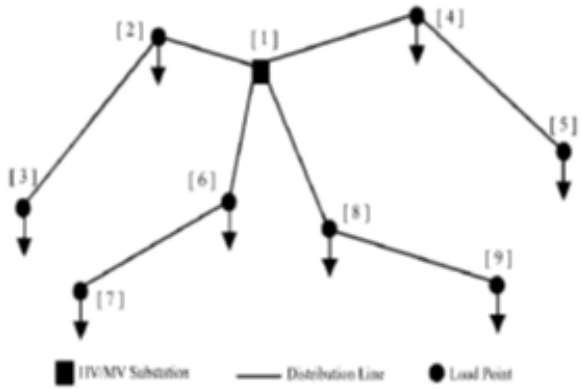
$$CEL = price_{loss} \times \sum_{s=1}^4 \sum_{h=1}^{24} \sum_{g=1}^{g_{tot}} P_{loss,g}^{h,s} \times M_{pgl,3}^{s,g} \times 90 \quad (4)$$

در روابط بالا $P_{loss,g}^{h,s}$ تلفات مربوط به هر حالت در یک ساعت (h) از یک فصل مشخص (s) می باشد. $P_{G1,g}^{h,s}$ میزان توان خریداری شده از سیستم انتقال در هر حالت از یک ساعت در یک فصل مشخص است. $P_{rated}^{solar}(i)$ مربوط به میزان توان نامی واحد خورشیدی در شین i ، $M_{pgl,1}^{s,g}$ بار پیک در شین i و $LL^{h,s}$ درصد بار پیک در یک ساعت از یک فصل مشخص می باشد. $price_{loss}$ نیز بهای برق تلف شده در سیستم توزیع است.

وقتی در یک فیدر خطایی رخ می دهد، بارهای واقع در قسمت بالادستی خطا به شبکه اصلی متصل خواهند شد اما بارهای واقع در قسمت پایین دستی خطا به صورت جزیره در می آیند. تمامی واحدهای پراکنده برای منظوره های حفاظتی باید از مدار خارج گردند [3]. این مساله یک امر عادی می باشد و لذا از این منظر واحدهای تولید پراکنده تاثیری در افزایش قابلیت اطمینان سیستم توزیع ندارند. استفاده از واحدهای تولید پراکنده در سیستم توزیع موجب آزاد سازی ظرفیت خطوط و ترانسفورماتورها در زمان های پیک بار شده و از این دیدگاه موجب افزایش عمر مفید ترانسفورماتورها و کاهش احتمال خطای آن ها در زمان های اضافه بار می گردند. پس از این منظر واحدهای تولید پراکنده باعث افزایش قابلیت اطمینان تغذیه گردیده اند.

در این مقاله فرض شده است که بعد از وقوع خطا در قسمت های جزیره شده واحدهای خورشیدی می توانند موجب بازیابی بارهای این ناحیه با توجه به ظرفیت تولیدشان گردند. باقی بارهای این ناحیه نیز پس از طی زمان رفع خطا بازیابی می گردند. معادلات (۵) و (۶) به ترتیب ظرفیت توان

۹ شین نشان داده شده در شکل ۱ می باشد. سیستم فوق دارای ۸ شین بار و ۱ شین اسلک (شین ۱) که شین پست ۱۳۲/۳۳ kv بوده و شین اصلی محل تقاطع سیستم توزیع فوق با باقی شبکه انتقال می باشد. ضریب قدرت تمامی بارها برابر ۰/۹ می باشد. تمامی اطلاعات مربوط به سیستم توزیع فوق و نیز باقی اطلاعات فنی مورد نیاز برای حل مساله از مراجع [3]، [7]، [9] تا [14] استخراج گردیده است.



شکل ۱. سیستم تست توزیع ۹ شین ۳۳ کیلوولت

جدول ۱ نتایج جایابی واحد خورشیدی را به کمک روش سنتی و روش احتمالاتی نشان می دهد. میزان هزینه کل و نیز تک تک هزینه ها در حالت پایه (بدون وجود واحد خورشیدی) و نیز بعد از جایابی واحد خورشیدی در جدول (۲) نشان داده شده است. همانطور که در جدول (۱) نشان داده شده است، نتایج روش سنتی با نتایج محاسبات به روش احتمالاتی تفاوت فاحشی دارد. البته لازم به ذکر است که مقادیر محاسبه شده در این جدول مقادیر نامی بوده و مقادیر متوسط توان خروجی واحدها کمتر از ۲۴٪ ظرفیت نامی آن می باشد.

جدول ۱. نتایج جایابی واحد خورشیدی

| شین | روش سنتی (MW) | روش احتمالاتی (MW) |
|------------------|---------------|--------------------|
| ۲ | ۰ | ۰ |
| ۳ | ۲۴.۵۵۷ | ۰ |
| ۴ | ۰ | ۰ |
| ۵ | ۰ | ۰ |
| ۶ | ۰ | ۰ |
| ۷ | ۲۵.۰۰۶ | ۳.۸۸۶ |
| ۸ | ۲.۶۴۹ | ۰ |
| ۹ | ۲۴.۹۸۸ | ۱۴.۰۹۵ |
| کل ظرفیت نصب شده | ۷۷.۲ | ۱۷.۹۸۱ |

$$CE_{solar} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} P_{av}^{solar}(i) \times price_{dg} \times 24 \times 90 \times 4 \quad (8)$$

$$P_{av}^{solar}(i) = \frac{\left(\sum_{s=1}^4 CF_{solar}^s \times P_{rated}(i) \right)}{4} \quad (9)$$

۳.۲. قیود

حل مساله جایابی شامل قیودی به شرح ذیل می باشد:

- قیود پخش بار
- قید ولتاژ در شین اصلی (شین اسلک)
- قیود ولتاژ در سایر شین ها
- تابع توزیع احتمال تابش خورشید به منظور کاهش پیچیدگی مساله در تمامی شین ها یکسان در نظر گرفته می شود. البته پروفیل تابش خورشید برای هر فصل جداگانه تعریف می گردد.
- حداکثر نفوذ واحد های خورشیدی مطابق معادله (۱۰):

$$\sum_{i=1}^{N_{bus}} P_{av}^{solar}(i) \leq pen_level \times \sum_{i=1}^{N_{bus}} P_d(i) \quad (10)$$

در رابطه بالا pen_level میزان نفوذ پذیری واحد خورشیدی در سیستم توزیع را نشان می دهد.

- ضریب قدرت ۱ برای تولید تمامی واحدهای خورشیدی
- پروفیل بار از سیستم IEEE-RTS [3] پیروی می نماید. سیستم فوق بار ساعتی در هر فصل را بر حسب درصدی از پیک بار نشان می دهد.
- تمامی شین ها به استثنای شین اصلی، کاندید برای استقرار واحدهای خورشیدی می باشند، ضمن آن که در تعداد واحدهای خورشیدی که امکان نصب در سیستم توزیع را دارند محدودیتی وجود ندارد.

۴. شبیه سازی

سیستم مورد مطالعه در این قسمت که مساله جایابی واحدهای خورشیدی به منظور کاهش هزینه ها به کمک روش احتمالاتی به کمک نرم افزار GAMS بر روی آن پیاده سازی و اجرا می گردد، سیستم تست توزیع

۴.۲. هزینه خرید انرژی

در حالت پایه تمامی انرژی توسط سیستم انتقال تامین گردیده و لذا تمامی هزینه خرید انرژی مربوط به پرداختی به سیستم انتقال می باشد، اما بعد از جایابی واحدهای خورشیدی طبق نتایج نشان داده شده در جدول ۲ هزینه خرید انرژی ۴/۶۰٪ کاهش یافته است. علت این کاهش هزینه خرید به دو علت باز می گردد:

اول، پایین بودن هزینه خرید انرژی از واحدهای خورشیدی نسبت به سیستم انتقال.

دوم، کاهش تلفات انرژی سیستم توزیع بعد از جایابی واحد خورشیدی که موجب کاهش هزینه های خرید انرژی می گردد.

از کل هزینه خرید انرژی که شرکت توزیع پرداخت می نماید و برابر 10×18197 می باشد ۹/۷٪ آن مربوط به پرداختی به واحدهای خورشیدی بابت خرید انرژی از آن واحدها می باشد. به عبارت دیگر از کل 270011 MWh انرژی خریداری شده از سیستم انتقال و واحدهای خورشیدی، ۱۳٪ آن توسط سرمایه گذارای خصوصی واحدهای خورشیدی تامین می شود. شکل ۴ توان خریداری شده از سیستم توزیع را در طول سال نشان می دهد.

۴.۳. هزینه انرژی تامین نشده

مطابق با نتایج جدول ۲، میزان هزینه انرژی تامین نشده بعد از جایابی واحد خورشیدی به مقدار ۱۷/۳۰٪ نسبت به حالت پایه کاهش یافته است.

جدول ۲. نتایج تفکیکی هزینه ها

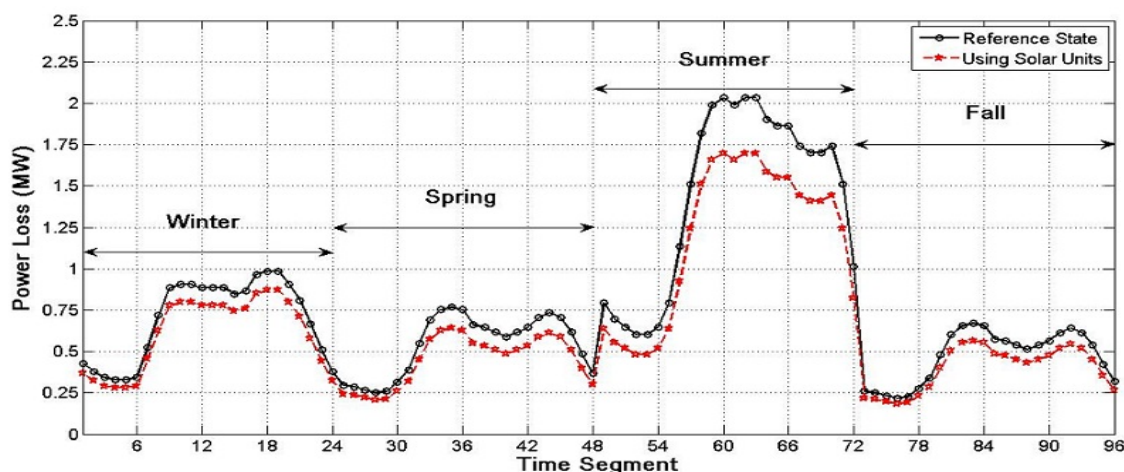
| هزینه ها | حالت پایه | در حضور واحد خورشیدی | |
|--|-----------|----------------------|----------|
| | | روش احتمالاتی | روش سنتی |
| هزینه تلفات انرژی $10^5 \times (\$)$ | ۴.۷۴۳۹ | ۲.۱۶۲۳ | ۳.۹۸۰۳ |
| هزینه خرید انرژی $10^7 \times (\$)$ | ۱.۹۰۷۰ | ۱.۵۷۹۲ | ۱.۸۱۹۷ |
| هزینه انرژی تامین نشده $10^7 \times (\$)$ | ۲.۱۱۳۲ | ۰.۷۵۱۵۷ | ۱.۷۴۷۶ |
| هزینه کل $10^7 \times (\$)$ | ۴.۰۶۷۶ | ۲.۳۵۲۴ | ۳.۶۰۷۲ |

هدف از ارائه نتایج روش سنتی در این قسمت فقط به جهت مقایسه آن با روش احتمالاتی می باشد.

همانطور که در جدول ۱ مشاهده می گردد، ۲ واحد خورشیدی در شین های ۷ و ۹ با ظرفیت های نامی $3/886$ MW و $14/095$ MW محاسبه شده است. متوسط مقدار سالیانه معادل ظرفیت های فوق برابر $0/880$ MW و $3/191$ MW می باشد.

۴.۱. هزینه تلفات انرژی

طبق نتایج نشان داده شده در جدول ۲، تلفات انرژی سالیانه سیستم توزیع در حضور واحدهای خورشیدی در روش احتمالاتی کاهش ۱۶/۱۰٪ نسبت به حالت پایه را نشان می دهد. شکل ۲ تلفات ساعتی توان در یک سال را نشان می دهد. شکل ۳ نیز میزان تلفات انرژی فصلی را نشان می دهد.



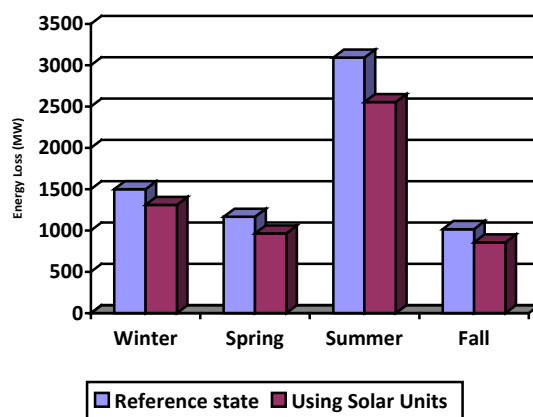
شکل ۲. تلفات ساعتی در طول یک سال

طبیعت تصادفی شان در تولید انرژی، کاهش ۱۱/۳۲٪ داشته است و از ۱۰٪^۷ ۴/۰۶۷۶ به ۱۰٪^۷ ۳/۶۰۷۲ دلار در سال رسیده است.

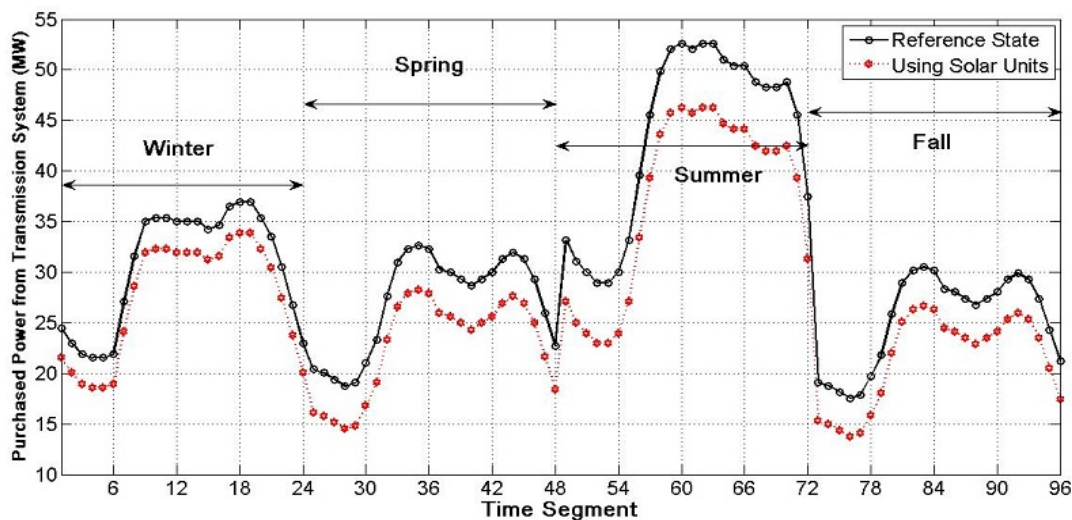
به عبارت دیگر حضور واحدهای خورشیدی موجب کاهش مناسبی در میزان قطعی های مشترکین گردیده است. شکل ۵ نمودار انرژی تامین نشده مشترکین را در حالت پایه و بعد از جایابی واحدهای خورشیدی نشان می دهد.

۵. نتیجه گیری

در این مقاله موضوع جایابی واحدهای DG از نوع تکنولوژی خورشیدی به منظور کاهش هزینه های سیستم توزیع شامل هزینه های مربوط به کاهش تلفات انرژی، هزینه خرید انرژی از سیستم انتقال و سرمایه گذاران بخش خصوصی و نیز انرژی تامین نشده مشترکین مطرح گردید. پارامتر عدم قطعیت در تابش خورشید با مدل بتا و نیز تغییرات ساعتی و فصلی بار نیز با سیستم IEEE-RTS مدل گردید. روش حل مساله بر اساس راهکار احتمالاتی مبتنی بر تعریف سناریوهای مختلف تولید واحد خورشیدی (به علت دارا بودن عدم قطعیت در تولید) به همراه محاسبه احتمال رخداد هر یک از این سناریوها به صورت یک مساله غیر خطی آمیخته با اعداد صحیح (MINLP) تعریف شد.



شکل ۳. تلفات انرژی فصلی



شکل ۴. توان خریداری شده از سیستم انتقال در طول یک سال

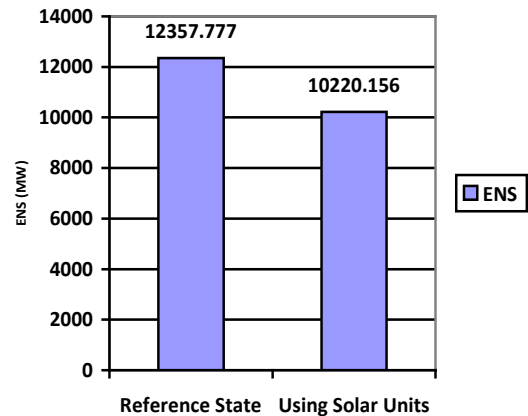
راهکار فوق به منظور کاهش هزینه ها بر روی سیستم توزیع ۹ شین به کمک نرم افزار GAMS پیاده سازی شده و نتایج کاهش حدود ۱۱ درصدی در هزینه های تمام شده سیستم توزیع را نشان داده است. البته مقایسه ای بین استفاده از راهکار احتمالاتی فوق در حل مساله با روش های سنتی که واحدهای خورشیدی و یا بادی را که با مقدار توان متوسط شان مدل می کردند، نشان می دهد که راهکار سنتی روش مناسبی در مدل کردن این

۴.۴. هزینه کل

با توجه به بررسی های قسمت های قبل مشخص است که تک تک هزینه های تلفات انرژی، هزینه خرید انرژی و نیز هزینه مربوط به انرژی تامین نشده در حضور واحدهای خورشیدی به مقدار قابل توجهی کاهش یافته است. همانطور که در جدول ۲ نیز نشان داده شده است، مجموع هزینه های سیستم توزیع بعد از جایابی واحدهای خورشیدی علی رغم

- [11] Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam, "ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems", IEEE conf. on Power Tech 2007, Lausanne, pp. 555-560.
- [12] Walid El-Khattam, Y. G. Hegazy, M. M. A. Salama, "An Integrated Distributed Generation Optimization Model for Distribution System Planning", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 20, no. 2, May 2005.
- [13] Mohamed A. H. El-Sayed, Ahmed A. Arram, "Dispersed Generation Impact on Distribution Network Expansion Planning", IEEE Power system conf. PSC09, 2009.
- [14] Camilo Tautivo, Angela Cadena, Fredy Rodriguez, "Optimal Placement of Distributed Generation on Distribution Networks", Transmission and Distribution Conf. and Exposition, Latin America, IEEE/PES 2008.

واحدها نبوده و باید راهکارهای دیگری برای مدل نمودن واحدهای اینچنینی که دارای عدم قطعیت در تابش خورشید می باشند یافت.



شکل ۵. میزان انرژی تامین نشده

منابع

- [1] Ali Zangeneh, Shahram Jadid, Ashkan Rahimi-Kian, "Promotion strategy of clean technologies in distributed generation expansion planning", Renewable Energy 34 (2009) 2765-2773.
- [2] Ali Zangeneh, Shahram Jadid, Ashkan Rahimi-Kian, "A fuzzy environmental- technical-economic model for distributed generation planning", Energy 36 (2011) 3437-3445.
- [3] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, R. Seethapathy, "Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, no. 1, February 2010.
- [4] Y.M. Atwa, E.F. El-Saadany, "Probabilistic approach for optimal allocation of wind based distributed generation in distribution systems", IET Renew. Power Gener., 2011, Vol. 5, Iss. 1, pp. 79-88.
- [5] Deng Jing, ZhouRen-jun, ZHENG Si ,REN ,Yu-lin, "Multi-objective Allocation of Distributed Generation Considering Low-Carbon Effect", Energy procedia 11, 2011, pp. 2629-2637.
- [6] Gianni Celli, Emilio Ghiani, Susanna Mocci, Fabrizio Pilo, "A Multi-objective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 20, no. 2, May 2005.
- [7] Gianni Celli, Susanna Mocci, Fabrizio Pilo, G. G. Soma, "A Multi-Objective Approach for the Optimal Distributed Generation Allocation with Environmental Constraints", 10th international Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008, PMA08.
- [8] S. H. Karaki, R. B. Chedid, R. Ramadan, "Probabilistic Performance Assessment of Autonomous Solar-Wind Energy Conversion Systems", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 14, No. 3, September 1999.
- [9] Eftichios Koutroulis, Dionissia Kolokotsa, Antonis Potirakis, Kostas Kalaitzakis, "Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms", Solar Energy 80 (2006) 1072-1088.
- [10] Alireza Soroudi, Mehdi Ehsan, Hamidreza Zareipour, "A practical eco-environmental distribution network planning model including fuel cells and non-renewable distributed energy resources", Renewable Energy 36, 2011, pp. 179-188.