

ارزیابی جنبه‌های فنی و اقتصادی شبکه توزیع با هدف توسعه DG بر مبنای کاربرد مدیریت اکتیو در شبکه

سعید عباپور^۱، دانشجوی کارشناسی ارشد، کاظم زارع^۲، استادیار، بهنام محمدی ایواتلو^۳، استادیار

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه تبریز - تبریز - ایران - sa.abapour@gmail.com

۲- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه تبریز - تبریز - ایران - kazem.zare@tabrizu.ac.ir

۳- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر - دانشگاه تبریز - تبریز - ایران - bmohammadi@tabrizu.ac.ir

چکیده: در سال‌های اخیر نفوذ منابع تولید پراکنده^۱ (DG) در سیستم‌های قدرت افزایش یافته است. با وجود تأثیرات منفی ناشی از نفوذ بالای DG در عملکرد شبکه، ظرفیت آن‌ها به‌ندرت توسط اپراتورهای شبکه توزیع محدود می‌شود. مدیریت اکتیو شبکه یک روش موثر به‌منظور تقویت شبکه برای اتصال و بهره‌برداری از DG بوده و در راستای هوشمندسازی شبکه‌های توزیع است. این مقاله یک مدل چندهدفه ارزیابی شبکه توزیع با حضور منابع تولید پراکنده و مدیریت اکتیو را ارائه می‌دهد. مدل پیشنهادی به بررسی دو تابع هدف اقتصادی و فنی در شبکه توزیع پرداخته و دینامیک سرمایه‌گذاری روی واحدهای DG را ارزیابی می‌کند. نقش مثبت مدیریت اکتیو در برنامه‌ریزی شبکه توزیع نشان داده است. برای شبیه‌سازی مسئله از نرم‌افزار MATLAB استفاده شده و تأثیر مدل پیشنهادی با به کار بردن آن بر روی یک شبکه توزیع نمونه نشان داده شده است.

واژه‌های کلیدی: تلفات اکتیو، تولید پراکنده، مدیریت اکتیو شبکه.

Technical and Economic Evaluation of Distribution Network based on DG Development using Active Management

S. Abapour, K. Zare, B. Mohammadi Ivatlou

Faculty of Electrical and Computer Engineering, University of Tabriz, Tabriz, Iran

Abstract: In recent years, the penetration of distributed generation (DG) resources has been dramatically increased in modern power systems. Even though, the high penetration of DGs has negative impacts on the network performance, but the distribution network operators (DNOs) rarely intend to restrict them. Active management is an effective method of reinforcement network, accordance to the smart grid, for DG operation. This paper presents a multi-objective assessment model for distribution network in the presence of DGs and active management procedure. The proposed model not only discusses about the technical and economic objective function in distribution network but also evaluates the investment dynamic of the DG units. The positive role of active management on distribution network planning is presented. MATLAB software is used and the effect of applying the proposed model is shown on the sample distributed network.

Keywords: Active losses, distributed generation, active network management.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۱/۹/۱۲

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۲/۴/۳۰

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۲/۷/۶

نام نویسنده‌ی مسئول: کاظم زارع

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران - تبریز - بلوار ۲۹ بهمن - دانشگاه تبریز - دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر

اندیس‌ها		τ_{dl}	بازه‌ی زمانی سطح دیماند dl
I, j	اندیس وابسته به شماره باس	OC _{AM}	هزینه مدیریت اکتیو
tr	اندیس مربوط به پست	N _{dl}	تعداد سطوح دیماند در نظر گرفته شده
t	اندیس مربوط به سال	N _b	تعداد باس
k	اندیس مربوط به شماره تپ‌چنجر	W ₂ ·W ₁	ضرایب وزن دهی
dl	اندیس وابسته به سطح دیماند	DLF _{dl} ^f	ضریب سطح بار در سطح بار dl
مقادیر ثابت		PLF _{dl} ^f	ضریب سطح قیمت در سطح بار dl
S _{tr,t} ^{max}	محدوده عملکرد بحرانی تغذیه پست در شبکه در سال t	متغیرها	
I _{ij,t} ^{max}	محدوده عملکرد بحرانی فیدر ij در سال t	S _{t,dl} ^{grid}	توان ظاهری وارد شده از شبکه در سال t در سطح بار dl
P _{Gi} ^{max}	حداکثر توان مجاز تولید واحدهای DG	P _{t,dl} ^{grid}	توان خریداری شده از شبکه در سال t در سطح بار dl
P _{Gi} ^{min}	حداقل توان مجاز تولید واحدهای DG	P _{i,t,dl} ^{loss}	تلفات توان اکتیو در باس i، سطح دیماند dl و سال t
Q _{Gi} ^{max}	حداکثر توان مجاز تولید RPC	S _{ij,t,dl}	توان گذرنده از باس i به سمت باس j در سال t
P _{Gi} ^{min}	حداقل توان مجاز تولید RPC	I _{ij,t,dl}	جریان عبوری از باس i به سمت باس j در سال t
V _i ^{max}	حداکثر ولتاژ مجاز در هر باس i	P _{i,t,dl} ^{DG}	توان تولیدی DG در باس i در سال t و در سطح بار dl
V _i ^{min}	حداقل ولتاژ مجاز در هر باس i	Q _{i,t,dl} ^C	توان تولیدی RPC در باس i در سال t و در سطح بار dl
T _k ^{max}	حدود مجاز بالای تنظیم تپ برای تپ‌چنجر k	V _{i,t,dl}	سطح ولتاژ باس i در سال t در سطح بار dl
T _k ^{min}	حدود مجاز پایین تنظیم تپ برای تپ‌چنجر k	δ _i	زاویه باس i
ρ _{t,dl}	قیمت برق در سال t در سطح بار dl	T _{k,dl}	سطح تنظیم تپ چنجر k در سطح بار dl
IC _{AM}	هزینه سرمایه‌گذاری AM برای یک واحد DG	ψ _{i,t} ^{dg}	ماکزیمم توان بهره‌برداری از یک واحد DG در سال t
T	افق برنامه‌ریزی	توابع	
γ	نرخ رشد بار	GC	هزینه برق خریداری شده از شبکه
IC _{dg}	هزینه سرمایه‌گذاری یک واحد DG	DGIC	هزینه‌های سرمایه‌گذاری DG
OC _{dg}	هزینه بهره‌برداری از یک واحد DG	DGOC	هزینه بهره‌برداری از واحدهای DG
d	نرخ بهره	LRI	شاخص تلفات اکتیو
		VDI	شاخص میزان انحراف ولتاژ

۱- مقدمه

تولید پراکنده به عنوان یک منبع تولید توان کوچک تعریف می‌شود که در نزدیکی نقاط بار نصب می‌گردد [۱]. در سال‌های اخیر، مسائل اقتصادی به خوبی مسائل فنی باعث ایجاد علاقه در استفاده از تولیدات پراکنده شده‌اند. دلیل توسعه منابع تولید پراکنده می‌تواند بالا بردن امنیت تامین انرژی، انعطاف در سرمایه‌گذاری، کاهش تلفات اکتیو و قابلیت توسعه باشد [۲]. در عمده موارد، شبکه‌های توزیع به صورت شعاعی بهره‌برداری می‌شوند. یکی از مهم‌ترین مسائل مطرح شده در شبکه‌های شعاعی، تلفات توان اکتیو است. نفوذ DG به شبکه در اندازه و مکان مناسب، باعث کاهش تلفات توان می‌شود؛ ولی در صورت استفاده از حداکثر ظرفیت موجود DG، ممکن است باعث افزایش تلفات توان اکتیو شبکه شود [۳]. مدیریت اکتیو^۲ (AM)، یک روش موثر برای تقویت شبکه با هدف اتصال و بهره‌برداری از DG است به عبارت دیگر کنترل و مدیریت زمان بلادرنگ^۲ واحدهای DG و تجهیزات شبکه توزیع، بر اساس اندازه‌گیری‌های زمان واقعی پارامترهای سیستم (ولتاژ و جریان) انجام خواهد گرفت [۴]. استفاده از مدیریت اکتیو شبکه در کنار افزایش سطح نفوذ DG و کاهش تلفات، می‌تواند به اصلاح پیکبار، کنترل ولتاژ، بالا بردن کیفیت توان و کاهش توان انقطاع DG کمک کند [۵ و ۶]. مدل‌های برنامه‌ریزی مختلفی برای ادغام واحدهای DG در شبکه توزیع پیشنهاد شده است. این مدل‌ها اهداف مختلفی همچون مسائل فنی (بهبود پروفیل ولتاژ)، اقتصادی (به تاخیر انداختن سرمایه‌گذاری بر روی شبکه [۸ و ۷]، کاهش تلفات اکتیو [۹] و محیطی (کاهش آلودگی [۱۰]) را شامل می‌شوند. مدل‌های گزارش شده برای برنامه‌ریزی واحدهای DG می‌تواند به دو دسته عمده تقسیم شود: مدل‌های استاتیکی و دینامیک. در مدل‌های استاتیکی تصمیم‌گیری‌های سرمایه‌گذاری در آغاز سال اول افق برنامه‌ریزی و بر اساس پیکبار در سال آخر اجرا می‌شوند. در این گروه، مسئله برنامه‌ریزی DG می‌تواند به صورت مسئله بهینه‌سازی تک یا چندهدفه فرمول‌بندی شود. در مدل‌های دینامیکی توسعه DG با توجه به نرخ رشد بار معین می‌تواند در سال‌های آتی برای افق برنامه‌ریزی تعیین شده رخ دهد [۱۱]. این توسعه با توجه به روش‌های تحلیلی و با توجه به شاخص‌های فنی و اقتصادی انجام خواهد گرفت. در مقاله حاضر یک مدل برای ارزیابی هر دو جنبه فنی و اقتصادی شبکه ارائه شده است. مدل پیشنهادی در این مقاله هر دو جنبه‌ی تنظیم سرمایه‌گذاری DG و مدیریت شبکه را به طور هم‌زمان در نظر می‌گیرد به طوری که از برنامه‌های مدیریت اکتیو به منظور اجتناب از هزینه‌های تقویت شبکه توزیع استفاده می‌کند. به طور کلی اهداف اصلی مقاله به صورت زیر هستند:

۱. ارائه یک مدل ارزیابی شبکه توزیع در حضور منابع تولید پراکنده و اجرای برنامه‌های مدیریت اکتیو شبکه
۲. بررسی جنبه‌های فنی و اقتصادی مسئله با هدف بهبود آن‌ها.

۲- مدیریت اکتیو شبکه

ترتیب ادامه مقاله عبارت است از: در بخش دوم مفهوم مدیریت اکتیو شبکه بیان شده است. بخش سوم شامل فرمول‌بندی مسئله خواهد بود. سیستم نمونه مورد مطالعه به همراه نتایج حاصل از بررسی در بخش چهارم ارائه شده است. سرانجام نتیجه‌گیری در بخش آخر ارائه شده است.

اتصال تعداد زیاد DG به شبکه توزیع باعث ایجاد تعدادی از چالش‌های فنی در بهره‌برداری از شبکه می‌شود. یکی از دلایل آن می‌تواند عدم مطابقت محل منابع انرژی تجدیدپذیر و توانایی شبکه محلی برای تطبیق با تولید جدید باشد [۱۲ و ۱۳]. به عبارت دیگر ظرفیت بار شبکه‌ای که DG وصل خواهد شد، ممکن است برای تحویل توان تولیدی کافی نباشد. بنابراین با هدف اجتناب از هزینه‌های تقویت شبکه، شرکت‌های توزیع به یک روش مطمئن برای بهره‌برداری بهینه از شبکه نیاز دارند. مدیریت اکتیو یک روش جدید برای افزایش نفوذ DG‌ها در داخل شبکه‌های توزیع موجود بدون نیاز به تقویت شبکه را بیان می‌کند [۱۴ و ۱۵]. شکل (۱) یک آرایش ساده از مدیریت اکتیو را نشان می‌دهد که در آن دستورات کنترلی که وابسته به اندازه‌گیری پارامترهای سیستم هستند، به ترانسفورماتورها، ژنراتورها، کلیدها و تجهیزات جبران‌کننده توان راکتیو فرستاده می‌شوند، افزایش سود منابع پراکنده بادی و کاهش میزان مورد انتظار قطعی بار با استفاده از پخش بار احتمالاتی و با اجرای برنامه‌های مدیریت اکتیو در [۱۶] بررسی شده است.

در این مقاله سه استراتژی AM با هدف افزایش ظرفیت قابل نصب DG، ولی با نگرداشتن ولتاژ در محدوده‌های مجاز، پیشنهاد شده است:

- مدیریت توان اکتیو DG: حداکثر توان قابل بهره‌برداری برای هر واحد DG، یکی از استراتژی‌های مورد استفاده برای محدود کردن ولتاژ شین‌ها، در نتیجه نفوذ بالای DG‌ها است. در این روش با کاهش توان تولید شده، ممکن است مشکل افزایش ولتاژ حل شود. این استراتژی به علت هزینه قابل توجه برای صاحبان DG، به ندرت به کار برده می‌شود [۱۷].
- کنترل ولتاژ با تپ‌چنجر^۴ (OLTC): با توجه به طبیعت متغیر دیماند، از تپ‌چنجر OLTC برای نگرداشتن ولتاژ در محدوده‌های مجاز مکرراً استفاده می‌شود. همچنین با در نظر گرفتن شاخص‌های شبکه و قیود پخش بار، OLTC ممکن است اجازه اتصال ظرفیت بیشتر DG به شبکه را بدهد [۱۸]. بنابراین سطح ولتاژ در پست برای به دست آوردن نتایج مطلوب در بازه مجاز تغییر خواهد کرد.
- تجهیزات جبران‌کننده توان راکتیو^۵ (RPC): در این روش از جبران‌کننده‌های توان راکتیو برای بهبود پروفیل ولتاژ استفاده شده است. استفاده از این روش باعث کاهش تلفات توان اکتیو شبکه نیز

فرضیات استفاده‌شده در فرمول‌بندی مسئله، قیود و توابع هدف در ادامه توضیح داده شده‌اند.

۱-۳- فرضیات مسئله

فرضیات زیر در فرمول‌بندی مسئله به کار برده شده است:

- منحنی تغییرات بار در هر سال با استفاده از ضرب سه پارامتر مدل می‌شود. اولی بار پایه $S_{i,base}^D$ ، در ابتدای سال اول پریرود ارزیابی است و هر سال به N_{dlf} سطح بار تقسیم می‌شود. بار پایه لزوماً ماکزیمم بار شبکه در حالت پرباری نخواهد بود. یک ضریب سطح بار DLF_{dl}^f ، که برای هر سطح بار مقدار پیش‌بینی‌شده نسبت بار به بار پایه را تعیین می‌کند، تعریف شده است. در این مقاله، مدت‌زمان سطح بار dl با τ_{dl} بیان می‌شود. بنابراین با فرض یک نرخ رشد بار γ ، دیماندر در باس i و در سطح دیماندر dl و در سال t ، به صورت زیر محاسبه می‌شود [۱۹].

$$\begin{aligned} P_{i,t,dl}^D &= P_{i,base}^D \times DLF_{dl}^f \times (1+\gamma)^t \\ Q_{i,t,dl}^D &= Q_{i,base}^D \times DLF_{dl}^f \times (1+\gamma)^t \\ S_{i,t,dl}^D &= P_{i,t,dl}^D + jQ_{i,t,dl}^D \end{aligned} \quad (1)$$

که در رابطه بالا $S_{i,t,dl}^D$ و $P_{i,t,dl}^D$ و $Q_{i,t,dl}^D$ ، به ترتیب توان‌های ظاهری، اکتیو و راکتیو در باس i ام و در سطح بار dl ام و در سال t را بیان می‌کند. قیمت انرژی خریداری‌شده از شبکه در یک محیط بازاری تعیین می‌شود و بنابراین در سطوح مختلف دیماندر، ثابت نیست. تخمین تغییرات قیمت بازار برق در طولانی‌مدت هدف این مقاله نیست. پس در حالت کلی فرض بر آن است که تغییرات قیمت برق در هر سطح دیماندر با ضرب دو فاکتور به نام قیمت پایه یعنی ρ و یک ضریب سطح قیمت در سطح بار dl یعنی PLF_{dl} مدل می‌شود.

$$\rho_{t,dl} = \rho \times PLF_{dl} \quad (2)$$

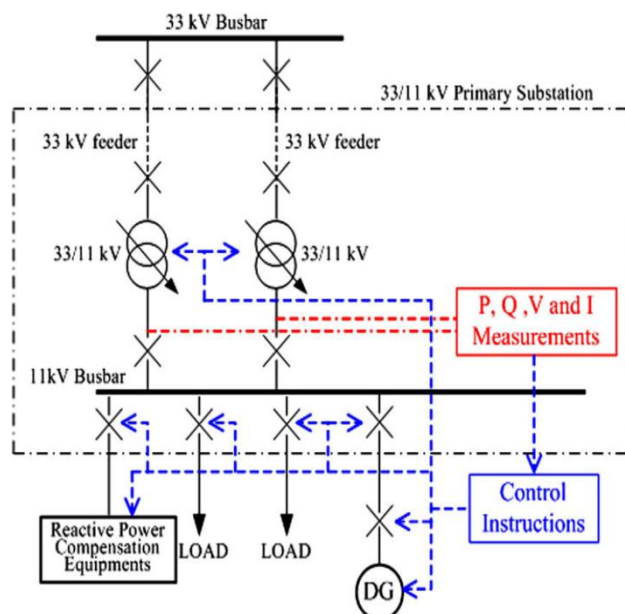
در این مقاله فرض شده است که بهره‌بردار شبکه توزیع^۸ (DNO) که مالک و مسئول بهره‌برداری از شبکه توزیع است، تمامی اطلاعات شبکه را دارا است.

۲-۳- قیود و معادلات مربوط به پخش بار بهینه

معادلات پخش توان که بایستی هر سطح دیماندر را ارضا کند به صورت زیر هستند:

$$\begin{aligned} P_{i,t,dl}^{grid} + P_{i,t,dl}^{dg} - P_{i,t,dl}^D &= V_{i,t,dl} \sum_j V_{j,t,dl} (G_{ij} \cos \delta_{i,t,dl} + B_{ij} \sin \delta_{j,t,dl}) \\ Q_{i,t,dl}^{grid} + Q_{i,t,dl}^{dg} - Q_{i,t,dl}^D &= V_{i,t,dl} \sum_j V_{j,t,dl} (G_{ij} \sin \delta_{i,t,dl} - B_{ij} \cos \delta_{j,t,dl}) \end{aligned} \quad (3)$$

می‌شود. در صورتی که توان راکتیو تولیدی توسط این تجهیزات با توان راکتیو بار شبکه تقریباً برابر باشد، میزان تلفات توان اکتیو شبکه حداقل خواهد شد. عمده‌تأ بهترین استراتژی کنترلی بر پایه استفاده از کنترل هماهنگ بین OLTC و RPC خواهد بود.



شکل (۱): دیاگرام مدیریت اکتیو در شبکه توزیع

هم‌چنین در این مقاله سه سناریوی بهره‌برداری برای شبکه‌های توزیع مطرح شده است:

- (۱) شبکه‌های توزیع سنتی^۹ (CONV): در این شبکه‌ها جهت پخش توان از سطح ولتاژ بالا به مشتریان در سطوح ولتاژ پایین تک‌جهتی است. به این شبکه‌ها هیچ واحد DG وصل نشده است.
- (۲) شبکه‌های توزیع پسیو^{۱۰} با DG (PM): در این شبکه‌ها ظرفیت قابل اتصال DG به شبکه شعاعی در دسترس است. با افزایش سطح نفوذ DG ممکن است پخش توان تک‌جهتی به پخش توان دوجبهتی تغییر یابد. در این الگو برنامه‌های مدیریت اکتیو اجرا نمی‌شود. بنابراین خروجی واحدهای DG توسط اپراتور شبکه توزیع کنترل نمی‌شود.
- (۳) شبکه‌های توزیع اکتیو با برنامه‌های AM: در چنین شبکه‌هایی علاوه بر وجود DG در شبکه توزیع، برنامه‌های AM نیز با هدف بهره‌برداری بهینه از شبکه توزیع اجرا می‌شود.

۳- فرمول‌بندی مسئله

در این بخش مدل برنامه‌ریزی شبکه فرمول‌بندی شده است. متغیرهای تصمیم‌گیری به صورت تعداد واحدهای DG از هر تکنولوژی خاص و نصب‌شده در باس i ، در سال t ، یعنی $\psi_{i,t}^{dg}$ تعریف می‌شود. هزینه‌های نصب و راه‌اندازی تجهیزات کنترلی و مخابراتی مدیریت اکتیو در مقایسه با بقیه تجهیزات شبکه پایین است. این هزینه‌ها در داخل تابع هزینه بهره‌برداری از DG گنجانده شده است.

در تابع فوق، هزینه‌های سرمایه‌گذاری سیستم AM هر واحد DG و هزینه سرمایه‌گذاری بر روی جبران‌کننده‌های توان راکتیو که در صورت استفاده از مدیریت اکتیو به‌صورت موازی با DGها نصب می‌شود نیز گنجانده شده است. در تابع هزینه فوق، در صورت استفاده از روش AM، مقدار λ برای بهره‌برداری از شبکه برابر یک خواهد بود و در غیر این صورت صفر خواهد بود. هزینه‌های بهره‌برداری از واحدهای DG یعنی DGOC نیز می‌تواند به‌صورت زیر محاسبه شود:

$$DGOC = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_b} \sum_{dg} \sum_{dl=1}^{N_{dl}} [\tau_{dl} \times (OC_{dg} + \lambda \times OC_{AM}) \times P_{i,t,dl}^{dg} \times \frac{1}{(1+d)^t}] \quad (11)$$

در تابع بالا هزینه مدیریت اکتیو نیز گنجانده شده است. که در صورت استفاده از آن، مقدار λ برابر یک و در غیر این صورت برابر صفر خواهد بود.

بنابراین OF_1 را می‌توان به‌صورت مقابل تعریف نمود:

$$OF_1 = GC + DGIC + DGOC \quad (12)$$

۳-۳-۲- تابع هدف فنی

تابع هدف دوم از دو قسمت اصلی به نام تلفات توان اکتیو و شاخص انحراف ولتاژ تشکیل شده است.

الف. تلفات توان اکتیو: تلفات توان اکتیو کل را می‌توان از طریق رابطه‌های زیر محاسبه نمود [۲۰]:

$$P_{loss} = \sum_{t=1}^T \sum_{dl=1}^{N_{dl}} \sum_{i=1}^{N_b} P_{i,t,dl}^{loss} \times \tau_{dl} \quad (13)$$

شاخص تلفات اکتیو به‌صورت نسبت تلفات اکتیو در یکی از حالت‌های AM یا PM به CONV، به شرح زیر تعریف می‌شود:

$$LRI_{PM} = \frac{P_{loss_{PM}}}{P_{loss_{CONV}}} \quad (14)$$

$$LRI_{AM} = \frac{P_{loss_{AM}}}{P_{loss_{CONV}}} \quad (15)$$

کل تلفات اکتیو شبکه در هر یک از روش‌های بهره‌برداری از طریق رابطه (۱۳) به دست می‌آید.

ب. شاخص انحراف ولتاژ: بهبود پروفیل ولتاژ یکی از اهداف مهم در شبکه‌های توزیع است. یکی از روش‌های سنجش آن، حداقل کردن انحراف ولتاژ هر گره از ولتاژ مرجع است که رابطه آن می‌تواند به‌صورت زیر تعریف شود:

که $Q_{i,t,dl}^{grid}$ و $P_{i,t,dl}^{grid}$ به ترتیب توان‌های اکتیو و راکتیو گذرنده از ترانسفورماتور پست در باس i ، سطح دیماند dl و سال t است. همچنین واحدهای DG و جبران‌کننده‌های توان راکتیو بایستی در محدوده ظرفیت اولیه‌شان بهره‌برداری شوند.

$$\begin{aligned} P_{Gi}^{min} &\leq P_{i,t,dl}^G \leq P_{Gi}^{max} \\ Q_C^{min} &\leq Q_{i,t,dl}^C \leq Q_C^{max} \end{aligned} \quad (4)$$

ضریب توان بهره‌برداری از DG برای همه سطوح دیماند، ثابت فرض می‌شود [۱۱، ۱۳، ۱۴، ۱۹ و ۲۰]:

$$\cos \phi = \frac{P_{i,t,dl}^{dg}}{\sqrt{(P_{i,t,dl}^{dg})^2 + (Q_{i,t,dl}^{dg})^2}} = const. \quad (5)$$

دامنه ولتاژ هر باس بایستی به‌صورت زیر بین محدوده‌های مجاز به صورت زیر نگه‌داشته شود:

$$V_i^{min} \leq V_{i,t,dl} \leq V_i^{max} \quad (6)$$

برای نگه‌داشتن امنیت فیدرها و پست، جریان یا توان الکتریکی گذرنده از آن‌ها بایستی بین محدوده مجازشان باشد که طبق رابطه زیر بیان می‌شود:

$$\begin{aligned} S_{ij,t,dl} &\leq S_{ij}^{max} \\ I_{ij,t,dl} &\leq I_{ij}^{max} \end{aligned} \quad (7)$$

تنظیم تپ‌چنجر در هر سطح دیماند بایستی به‌گونه‌ای باشد که محدوده‌های ولتاژ در هر باس از محدوده‌های مجازشان تجاوز نکند.

$$T_k^{min} \leq T_{k,dl} \leq T_k^{max} \quad (8)$$

۳-۳-۳- توابع هدف

مدل پیشنهادی دو تابع هدف به نام هزینه‌های کل و تابع فنی را حداقل می‌کند که در ادامه فرمول‌بندی شده است.

۳-۳-۱- هزینه‌های کل (Objective Function 1)

تابع هدف اول (OF_1)، که هزینه برق خریداری‌شده از شبکه، هزینه‌های نصب و بهره‌برداری از واحدهای DG را شامل می‌شود. هزینه برق خریداری‌شده از شبکه یعنی GC به‌صورت زیر تعیین می‌شود:

$$GC = \sum_{t=1}^T \sum_{dl=1}^{N_{dl}} PLF_{dl} \times \rho_{t,dl} \times P_{t,dl}^{grid} \times \tau_{dl} \times \frac{1}{(1+d)^t} \quad (9)$$

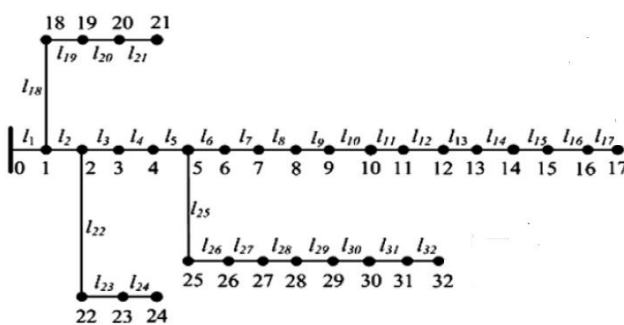
هزینه‌های نصب واحدهای DG یعنی DGIC به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$DGIC = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_b} \sum_{dg} \psi_{i,t}^{dg} \times (IC_{dg} + \lambda \times IC_{AM}) \times \frac{1}{(1+d)^t} \quad (10)$$

بر اساس شکل (۲)، پس از دریافت اطلاعات شبکه، پخش بار بدون حضور DG و بدون در نظر گرفتن AM انجام می‌گیرد. سپس با در نظر گرفتن حضور DG و در نظر گرفتن سناریوهای مختلف، شاخص‌های مورد نظر محاسبه می‌گردد. این روش برای تمام سال‌های مورد تحلیل ادامه یافته و در نهایت پارامترهای لازم استخراج می‌گردد.

۴- مطالعات سیستم

ساختار پیشنهادی بر روی یک شبکه شعاعی ۳۳ باسه به کار برده شده است که دیاگرام تک‌خطی آن در شکل (۳) نشان داده شده است. داده‌های مربوط به برنامه توسعه DG در جدول (۱) نشان داده شده‌اند. این مقادیر با هدف بهبود مشخصه‌های فنی سیستم مانند تلفات توان و مقادیر ولتاژ باس‌ها که در [۲۱، ۲۰] پیشنهاد شده، به دست آمده است. شبکه نمونه فرضی شامل پست فوق توزیع با سطح ولتاژ فرضی ۱۲/۶۶ کیلوولت و ظرفیت فرضی فیدر ۸ مگاوات‌آمپر است. مقادیر پایه‌ای بارها در [۲۲] داده شده است. کل بار پایه سیستم در سال اول برابر ۴/۴۱۴ مگاوات‌آمپر و در انتهای افق برنامه‌ریزی این مقدار به ۵/۵۹ مگاوات‌آمپر می‌رسد. توان پیک سیستم در انتهای افق برنامه‌ریزی برابر ۶/۹۵۲ مگاوات‌آمپر خواهد شد. ضریب توان سیستم ۰/۸۵ فرض شده است. تکنولوژی DG در نظر گرفته شده توربین گازی بوده و چهار سطح بار یعنی کم، متوسط، استاندارد و بالا در نظر گرفته شده‌اند که DLF_{dl} متناظر با آن‌ها به ترتیب ۰/۶۸، ۰/۹۴، ۱ و ۱/۳۵ هستند. به همین ترتیب مقادیر PLF_{dl} متناظر ۰/۶، ۰/۸۵، ۱ و ۱/۴۵ هستند. مقادیر τ_{dl} متناظر با هر سطح دیمانند به ترتیب ۲۷۲۰، ۲۷۲۰، ۲۵۹۰ و ۷۳۰ است. دیگر فرضیات شبکه و مشخصه‌های واحدهای DG در جدول (۲) نشان داده شده‌اند. در ادامه به نتایج حاصل از شبیه‌سازی خواهیم پرداخت.



شکل (۳): دیاگرام تک‌خطی ۳۳ باسه سیستم نمونه

جدول (۱): برنامه توسعه DG

برنامه توسعه DG	$P_{i,t}^{dg}$ (MW)	سال t	شماره شین
	۱	۱	۱۷
	۱/۵	۱	۳۲
	۱	۴	۶
	۱	۶	۲۶

$$VD = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_b} \sum_{dl=1}^{N_{dl}} \frac{|V_{i,t,dl} - V_{ref}|}{V_{ref}} \times \tau_{dl}}{\sum_{t=1}^T \sum_{dl=1}^{N_{dl}} \tau_{dl}} \quad (16)$$

$$VDI_{PM} = \frac{VD_{PM}}{VD_{CONV}} \quad (17)$$

$$VDI_{AM} = \frac{VD_{AM}}{VD_{CONV}} \quad (18)$$

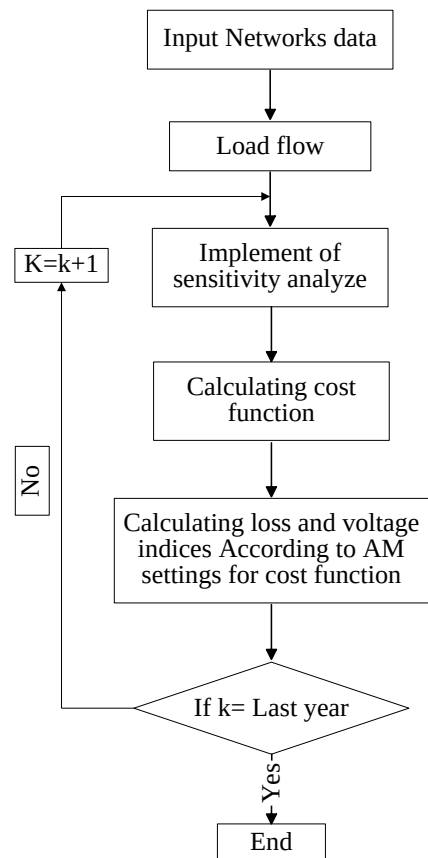
رابطه‌های (۱۷) و (۱۸) به‌نوعی نشان‌دهنده شاخص بهبود پروفیل ولتاژ می‌باشند که به‌صورت نسبت میزان متوسط انحراف ولتاژ هر یک از دو مد AM و یا PM به حالت بهره‌برداری سنتی یا CONV تعریف می‌شود. بنابراین تابع هدف دوم (OF_2) به‌صورت زیر تعریف می‌گردد:

$$OF_2 = \text{Min}\{W_1 \times VDI + W_2 \times LRI\} \quad (19)$$

$$W_1 + W_2 = 1 \quad (20)$$

۳-۳-۳- روش حل

فلوچارت حل مسئله در شکل (۲) نشان داده شده است.



شکل (۲): فلوچارت حل مسئله

چهارم در مقایسه با سال سوم و در سال ششم نسبت به سال‌های قبل کاهش داشته است. این نتایج بیان‌گر آن است که باوجود رشد بار متمادی در هرسال، استفاده از مدیریت اکتیو در شبکه توزیع برای توسعه و بهره‌برداری واحدهای DG می‌تواند نقش موثرتری داشته باشد. جریان عبوری در خطوط شبکه در سطح دیماند 1p.u و برای سال آخر برای هر سه نوع شبکه در جدول (۵) و تلفات اکتیو متناظر آن در جدول (۶) نشان داده شده است. همان‌طور که دیده می‌شود مقادیر تلفات در شبکه‌های سنتی در فیدرهای ابتدایی زیاد می‌باشد. دلیل آن میزان جریان کشیده شده از شبکه بالادستی است. در شبکه‌های پسیو و اکتیو این مقدار به دلیل پخش توان معکوس ایجادشده به دلیل نصب DGها کاسته می‌شود. نحوه توزیع تلفات در خطوط به ساختار شبکه نیز وابسته است. جدول (۷)، هزینه‌های مرتبط با مجموع تلفات کل وابسته به تمامی سطوح دیماند در هر سه سناریوی مطرح‌شده را نشان می‌دهد. این مقادیر برای ۸ سال متمادی محاسبه شده است. هم‌چنین سود حاصل از بهره‌برداری به روش AM نسبت به PM محاسبه شده و در این جدول گنجانده شده است. در سود حاصل از AM هزینه‌های مدیریت اکتیو نیز در آن لحاظ شده است.

جدول (۳): مقادیر شاخص VD برای سطح استاندارد 1p.u

سال	Conv	PM	AM
۱	۱/۶۷۱۷	۰/۶۹۳۷	۰/۵۴۷۴
۲	۱/۷۲۶۰	۰/۷۱۶۱	۰/۶۴۱۸
۳	۱/۷۸۲۵	۰/۷۳۹۲	۰/۶۶۰۵
۴	۱/۸۴۰۹	۰/۵۹۶۲	۰/۵۲۳۵
۵	۱/۹۰۱۵	۰/۶۱۵۶	۰/۵۳۳۵
۶	۱/۹۶۴۱	۰/۴۵۷۵	۰/۳۳۶۵
۷	۲/۰۲۹۷	۰/۴۷۲۱	۰/۳۴۰۸
۸	۲/۰۹۷۰	۰/۴۸۹۲	۰/۳۵۷۳

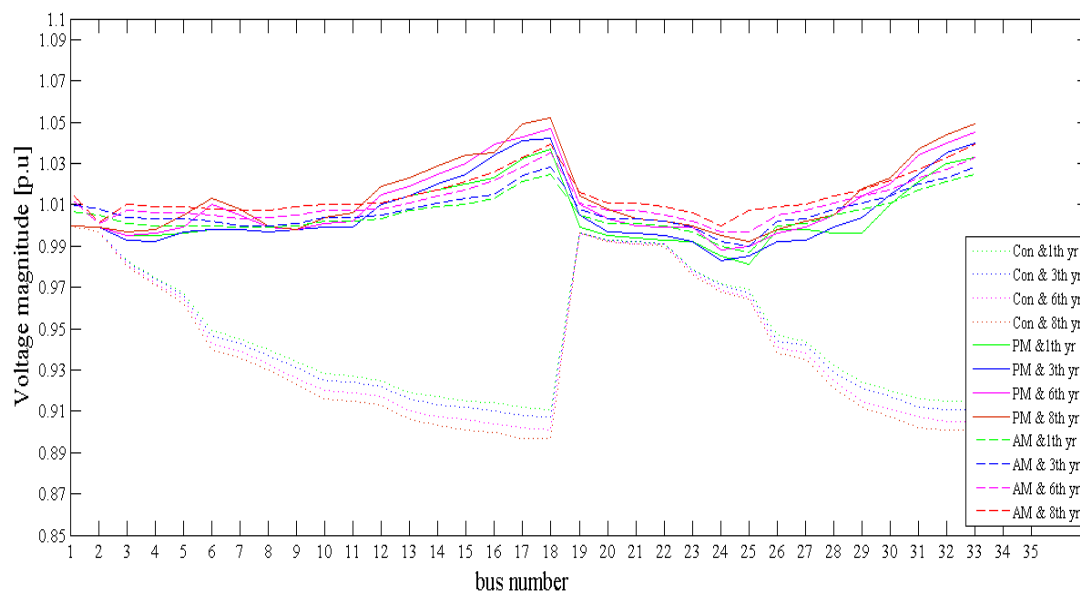
هزینه تلفات در سناریوی AM به میزان ۳۷٪ نسبت به PM کاهش داشته است. محاسبه توابع هدف ذکرشده در بخش ۳-۳ انجام شده است. تابع هزینه مورد نظر با کمک رابطه‌های ۹ تا ۱۲ بیان می‌شود. تابع هزینه به صورت مجموع هزینه‌ها در کل سال‌های افق برنامه‌ریزی به‌دست‌آمده می‌آید. در حالت بهره‌برداری با روش PM مقدار λ برابر صفر در نظر گرفته می‌شود. این بدین معنی است که هزینه‌های سرمایه‌گذاری بر روی تجهیزات AM برابر صفر در نظر گرفته شده است. هزینه بهره‌برداری از DG با هزینه برق خریداری‌شده از شبکه برابر در نظر گرفته شده است. دلیل آن آشکار شدن هزینه‌های ناشی از کاهش تلفات است. این بدین معنی است که سعی شده تا دو تابع هدف مورد نظر تا حد ممکن در تضاد با یکدیگر نباشند. نتایج حاصل از شبیه‌سازی در جدول (۷) ارائه شده است.

جدول (۲): اطلاعات مورد استفاده در مطالعه سیستم

مقدار	واحد	پارامتر
۸	سال	T
۰/۵		$w_1 = w_2$
۸	مگاوات‌آمپر	S_{tr}^{grid}
۷۰	\$/MWh	ρ
۶۵	\$/MWh	OC_{dg}
۵۰۰۰۰	\$/MVA	IC_{dg}
۳	%	γ
۱۲	%	d
۱/۰۵	p.u	V_i^{max}
۰/۹۵	p.u	V_i^{min}
۳۰۰۰	\$/per dg	IC_{AM}
۰/۹	\$/MWh	OC_{AM}

بررسی شاخص‌های فنی ولتاژ و تلفات توان: در شبکه‌های توزیع سنتی (Conv) که در آن فرض شده که هیچ واحد DG نصب نشده است، با دور شدن از باس متصل به پست فوق توزیع با افت ولتاژ شدید مواجه خواهیم بود، به‌طوری‌که ممکن است مقدار ولتاژ از محدوده‌های مجاز یعنی V_i^{min} خارج شود. نصب DG در مکان مناسب متناظر با سناریو ۲ یا همان حالت مدیریت پسیو (PM) خواهد بود. در شبکه‌های پسیو با افزایش سطح نفوذ DG اندازه ولتاژ در باس‌های مختلف افزایش می‌یابد. باسی که DG در آن نصب می‌شود ممکن است اندازه ولتاژ آن از محدوده مجاز یعنی V_i^{max} فراتر رود. برای کنترل سطح ولتاژ در سیستم‌های توزیع، استفاده از مدیریت اکتیو (AM) نقش موثری را می‌تواند داشته باشد. جدول (۳) مقادیر شاخص VD که در رابطه (۱۶) آمده است را در سطح دیماند یک پریونیت نشان می‌دهد. با توجه به نتایج جدول (۳) باوجود رشد بار در افق برنامه‌ریزی تعیین‌شده و افزایش سطح توان DGها در شبکه، شاخص VD با کمک AM در مقادیر مناسبی نگه‌داشته شده است. شکل (۴) نیز بهبود پروفیل ولتاژ در سال‌های مختلف را نشان می‌دهد. واضح است که پروفیل ولتاژ در حالت سناریوی ۳ (AM) نسبت به سناریوهای ۱ و ۲ (PM و Conv) بهتر شده است.

جدول (۴) نتایج حاصل از بررسی تلفات در سطوح دیماند تعیین‌شده را در پایان هرسال نشان می‌دهد. مقادیر حاصل برای ۸ سال متمادی یا همان افق برنامه‌ریزی معین محاسبه شده‌اند. نتایج به‌دست‌آمده نشان می‌دهد که نقش اتصال DG در شبکه‌های توزیع برای کاهش تلفات اکتیو غیرقابل‌اجتناب است ولی بهره‌برداری از شبکه به روش AM نقش موثرتری را در کاهش تلفات نسبت به روش PM خواهد داشت. با توجه به نتایج جدول (۴) میزان نرخ تلفات توان در سال



شکل (۴). پروفیل ولتاژ در سطح دیماند 1p.u برای سناریوهای مختلف

جدول (۴): تلفات محاسبه شده در شبکه ۳۳ باسه برحسب kw/h

سال	DLF=۱/۳۵			DLF=۱			DLF=۰/۹۴			DLF=۰/۶۸		
	Conv	PM	AM	Conv	PM	AM	Conv	PM	AM	Conv	PM	AM
۱	۴۴۰/۴۵	۲۱۶/۹۶	۱۵۲/۹۸	۲۲۷/۵۶	۱۱۴/۶	۸۱/۹۳	۱۹۹/۱۴	۱۰۰/۷	۷۲/۱۱	۱۰۰/۱۱	۵۱/۵۶	۳۷/۱
۲	۴۶۹/۸۴	۲۳۱/۱۴	۱۶۲/۷۹	۲۴۲/۶۵	۱۲۱/۶۹	۸۷/۱۱	۲۱۱/۸۴	۱۰۷/۶	۷۶/۶۶	۱۰۶/۵۵	۵۴/۸	۳۹/۴۲
۳	۵۰۳/۲۶	۲۴۶/۱۸	۱۷۳/۱۷	۲۵۸/۶۷	۱۲۹/۶۷	۹۲/۶	۲۲۶/۱۹	۱۱۳/۹	۸۱/۴۷	۱۱۳/۳۷	۵۸/۲۲	۴۱/۸۷
۴	۵۳۸/۳۶	۲۳۶/۶۵	۱۴۷/۱۳	۲۷۵/۹۵	۱۲۵/۷	۷۹/۱۷	۲۴۱/۱۹	۱۱۰/۵	۶۹/۷۳	۱۲۰/۷	۵۶/۵۱	۳۵/۹۹
۵	۵۷۵/۵۸	۲۵۱/۸۷	۱۵۶/۳۵	۲۹۴/۱۶	۱۳۳/۶۳	۸۴/۰۷	۲۵۷/۰۱	۱۱۷/۴	۷۴/۰۴	۱۲۸/۴	۶۰/۰۱	۳۸/۲
۶	۶۱۶/۳۲	۲۵۳/۷۹	۱۳۰/۵۳	۳۱۴/۰۴	۱۳۵/۲۶	۷۰/۳۳	۲۷۴/۲۲	۱۱۹	۶۱/۹۶	۱۳۶/۷۵	۶۰/۹۸	۳۲/۰۲
۷	۶۶۰/۱۶	۲۷۰/۳	۱۳۸/۸۲	۳۳۵/۲۶	۱۴۴/۸۹	۷۴/۷۵	۲۹۲/۶	۱۲۶/۵	۶۵/۸۵	۱۴۵/۶۵	۶۴/۸۲	۳۴/۰۰
۸	۷۰۷/۳۳	۲۸۷/۹	۱۴۷/۶۳	۳۵۷/۹۶	۱۵۳/۰۶	۷۹/۴۴	۳۱۲/۲۹	۱۳۴/۵	۶۹/۹۷	۱۵۵/۱۳	۶۸/۸۹	۳۶/۱۲

جدول (۵): جریان عبوری از خطوط شبکه مورد مطالعه در سطح دیماند 1p.u در سال هشتم (آمپر)

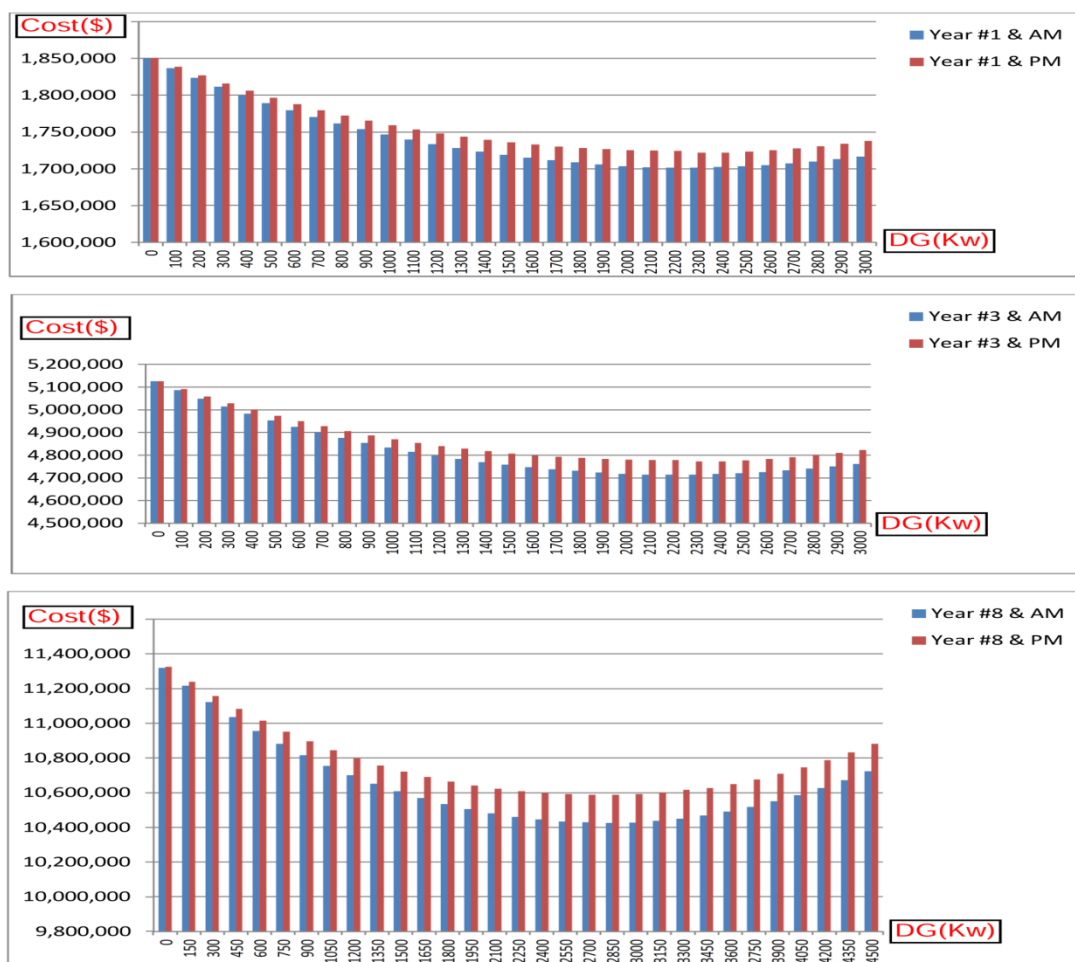
Lines		DLF=۱			Lines		DLF=۱		
from	to	Conv	PM	AM	from	to	Conv	PM	AM
۰	۱	۴۷۲/۷۷	۲۱۳/۱۵	۱۳۲/۵۶	۱۶	۱۷	۱۰/۸۷	۸۹/۵۴	۸۸/۰۷
۱	۲	۴۲۱/۶۷	۱۸۷/۶۴	۱۰۴/۵۱	۱	۱۸	۳۹/۸۵	۳۸/۷۳	۳۵/۴۵
۲	۳	۳۰۵/۸۵	۱۷۴/۳۵	۱۰۵/۷۳	۱۸	۱۹	۲۹/۹۳	۲۹/۰۵	۲۶/۵۹
۳	۴	۲۹۰/۹۶	۱۷۵/۷۲	۱۱۱/۱۵	۱۹	۲۰	۱۹/۹۶	۱۹/۳۶	۱۷/۷۲
۴	۵	۲۸۴/۰۹	۱۷۷/۵۳	۱۱۴/۷۱	۲۰	۲۱	۹/۹۸۴	۹/۶۸	۸/۸۶۴
۵	۶	۱۳۰/۲۰	۴۱/۶۵	۲۰/۵۶	۲	۲۲	۱۰۷/۲۷	۱۰۱/۵۷	۹۲/۹۸
۶	۷	۱۰۶/۲۳	۴۲/۰۴	۱۱/۲۸	۲۲	۲۳	۹۶/۶۹	۹۱/۴۷	۸۳/۷۳
۷	۸	۸۲/۱۱	۴۴/۰۹	۳۰/۳۵	۲۳	۲۴	۴۸/۴۴	۴۵/۷۳	۴۱/۸۶
۸	۹	۷۵/۲۸	۴۷/۳۳	۳۶/۰۳	۵	۲۵	۱۵۲/۷۱	۱۴۰/۰۵	۱۰۲/۴۸
۹	۱۰	۶۸/۴۱	۵۱/۱۲	۴۱/۷۲	۲۵	۲۶	۱۴۶/۴۵	۱۴۹/۳۵	۱۰۸/۲۸
۱۰	۱۱	۶۲/۵۳	۵۳/۵۹	۴۶/۳۹	۲۶	۲۷	۱۴۰/۲۴	۱۱۸/۳۲	۸۱/۸۱
۱۱	۱۲	۵۴/۹۳	۵۷/۶۷	۵۲/۵۲	۲۷	۲۸	۱۳۴/۴۵	۱۲۰/۳۰	۸۴/۹۶
۱۲	۱۳	۴۷/۲۸	۶۲/۲۳	۵۸/۶۷	۲۸	۲۹	۱۲۰/۳۸	۱۲۸/۹۸	۹۰/۶۵
۱۳	۱۴	۳۱/۶۳	۷۲/۳۰	۷۱/۴۷	۲۹	۳۰	۵۶/۷۵	۱۰۹/۹۱	۹۷/۷۰
۱۴	۱۵	۲۴/۹۶	۷۸/۰۵	۷۶/۷۱	۳۰	۳۱	۳۸/۶۸	۱۲۲/۸۳	۱۰۵/۸۷
۱۵	۱۶	۱۷/۹۲	۸۳/۷۷	۸۲/۳۹	۳۱	۳۲	۱۴/۸۱	۱۴۲/۰۵	۱۲۲/۰۳

جدول (۶): تلفات اکتیو شبکه مورد مطالعه در سطح دیماند 1p.u در سال هشتم (کیلووات)

Lines		DLF=۱			Lines		DLF=۱		
from	to	Conv	PM	AM	from	to	Conv	PM	AM
۰	۱	۲۰/۹۹	۳/۲۹۵	۱/۲۴۷	۱۶	۱۷	۰/۰۸۸	۴/۶۲	۴/۳۷۲
۱	۲	۸۹/۲۷	۱۳/۶۵	۴/۱۴۶	۱	۱۸	۰/۲۶۵	۰/۱۹	۰/۱۵۸
۲	۳	۳۴/۸۷	۸/۷۵	۳/۱۵۰	۱۸	۱۹	۱/۳۷	۰/۹۹۸	۰/۸۱۹
۳	۴	۳۲/۹۰	۹/۲۶	۳/۶۳۰	۱۹	۲۰	۰/۱۶۶	۰/۱۲۱	۰/۰۹۹
۴	۵	۶۷/۳۲	۲۰/۳۰	۸/۲۹۸	۲۰	۲۱	۰/۰۷۲	۰/۰۵	۰/۰۴۳
۵	۶	۳/۲۳	۰/۲۵۵	۰/۰۶۱	۲	۲۲	۵/۲۹	۳/۶۶	۳/۰۰
۶	۷	۸/۱۷	۰/۹۸۹	۰/۰۷	۲۲	۲۳	۸/۵۵	۵/۹۰	۳/۸۴۸
۷	۸	۷/۰۷	۱/۵۷	۰/۷۳	۲۳	۲۴	۲/۱۴	۱/۴۷	۱/۲۱
۸	۹	۶/۰۲	۱/۸۴	۱/۰۴۴	۵	۲۵	۴/۸۲	۳/۱۳	۱/۶۴
۹	۱۰	۰/۹۳۷	۰/۴۰۴	۰/۲۶۳	۲۵	۲۶	۶/۲۱	۴/۹۸	۲/۵۶۶
۱۰	۱۱	۱/۴۹	۰/۸۴	۰/۶۲۰	۲۶	۲۷	۲/۲۱	۱/۱۶۶	۵/۴۵۸
۱۱	۱۲	۴/۵۱	۳/۸۴	۳/۱۱۷	۲۷	۲۸	۱۴/۸۰	۹/۱۵	۴/۴۷
۱۲	۱۳	۱/۲۳	۱/۶۵	۱/۴۳۵	۲۸	۲۹	۷/۴۹	۶/۰۳	۳/۲۱۱
۱۳	۱۴	۰/۶	۲/۴۳	۲/۳۱۸	۲۹	۳۰	۳/۱۹	۹/۲۶	۷/۱۶
۱۴	۱۵	۰/۴۷	۳/۵۷	۳/۳۸۱	۳۰	۳۱	۰/۴۷۳	۳/۶۸	۲/۹۹
۱۵	۱۶	۰/۴۲	۷/۱۱	۶/۷۳۷	۳۱	۳۲	۰/۱۱۸	۸/۴۱	۷/۱۱
۱۱	۱۲	۴/۵۱	۳/۸۴	۳/۱۱۷	۲۷	۲۸	۱۴/۸۰	۹/۱۵	۴/۴۷

جدول (۷): هزینه‌های تلفات در هر سال (بر حسب \$)

سال	Conv.	PM	AM	سود حاصل از AM
۱	۱۱۷۵۵۷/۱۲	۵۸۱۷۳/۳۴	۴۲۷۰۰/۶۲	۱۵۴۷۳
۲	۱۲۳۳۸۲/۳۲	۶۱۹۴۰/۳۰	۴۵۴۰۴/۵۳	۱۶۵۳۶
۳	۱۳۱۷۳۰/۸۳	۶۵۸۴۹/۷۹	۴۸۲۶۷/۶۴	۱۷۵۸۲
۴	۱۴۰۵۸۹/۰۰	۶۴۱۸۹/۶۸	۴۱۲۳۳/۶۸	۲۲۹۵۶
۵	۱۴۹۹۳۷/۵۷	۶۸۱۹۱/۱۲	۴۳۷۹۰/۰۶	۲۴۴۰۱
۶	۱۶۰۱۳۱/۱۸	۶۹۰۴۷/۲۳	۳۶۶۲۳/۹۱	۳۲۴۲۳
۷	۱۷۱۰۵۰/۰۰	۷۳۴۵۲/۳۱	۳۸۹۲۷/۷	۳۴۵۲۵
۸	۱۸۲۷۵۰/۰۰	۷۸۱۴۳/۳۹	۴۱۳۷۹/۱۲	۳۶۷۶۴
هزینه کل	۱۱۱۷۱۲۶	۵۳۸۹۸۷/۱۶	۳۳۸۳۲۷/۲۶	۲۰۰۶۶۰



شکل (۵). مقایسه تابع OF_1 برای دو روش بهره‌برداری برای سال‌های نمونه

برای سطح نفوذ مختلف DGها محاسبه شده است. این کار از طریق آنالیز حساسیت انجام گرفته است. با توجه به شکل مقدار OF_1 در حالت AM نسبت به PM کاهش یافته است. پس در حالت کلی استفاده از مدیریت اکتیو در بهره‌برداری از شبکه توزیع می‌تواند به بهبود شاخص‌های فنی کمک کند، بدون آنکه هزینه‌های بهره‌برداری از شبکه افزایش یابد.

۵- نتیجه‌گیری

این مقاله یک فرمول‌بندی چندهدفه برای ارزیابی شبکه توزیع با هدف توسعه واحدهای DG در حضور مدیریت اکتیو ارائه کرده است. دو تابع هدف برای ارزیابی تأثیرات فنی و اقتصادی AM روی شبکه توزیع با DG پیشنهاد شده است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که کاربرد AM می‌تواند تلفات خطوط را کاهش داده و پروفیل ولتاژ را به‌طور موثری بهبود دهد. در این مقاله سه سناریو به نام برنامه‌ریزی شبکه‌های سنتی (Conv)، شبکه‌هایی با مدیریت پسیو (PM) و شبکه‌های توزیع با مدیریت اکتیو (AM) مطرح شد و یک مقایسه کلی از لحاظ فنی و اقتصادی بین ۳ روش برنامه‌ریزی مذکور انجام گرفت. نتایج به‌دست‌آمده برای دوره زمانی برنامه‌ریزی در نظر گرفته شده، نشان می‌دهد که سود حاصل از کاهش تلفات نزدیک به ۳۷٪ افزایش

مقدار تابع فنی با توجه به رابطه‌های (۱۳) تا (۱۹) برای هر دو روش بهره‌برداری به دست آورده شده است. با توجه به جدول (۸) کاهش در مقدار تابع فنی در روش AM، بهبود در شاخص‌های فنی را نشان می‌دهد. شکل (۵) نتایج حاصل از تابع هزینه (OF_1) را در سال‌های مختلف افق برنامه‌ریزی برای هر دو روش مذکور را نشان می‌دهد. میزان توان تزریقی DG به شبکه در سال‌های بعدی افزایش یافته است.

جدول (۸): نتایج توابع هدف در دو مد AM و PM

	PM(10^6 \$)	AM(10^6 \$)
OF_1	۱۰/۵۸۸۰۰	۱۰/۴۲۶۴۶
OF_2	۰/۴۰۹۷	۰/۲۸۹۴

مطابق با شکل (۵) و برای سال هشتم، کم‌ترین هزینه در مقدار ۲۸۵۰ کیلووات برای مجموع DGهای نصب‌شده اتفاق می‌افتد. این مقدار نشانگر مقدار بهینه متوسط بهره‌برداری DG در شبکه است. باید توجه داشت که در سطوح دیمانده مختلف، مقدار بهره‌برداری DG متفاوت خواهد بود. مقادیر تابع هزینه در پایان سال‌های اول، سوم و هشتم

- [14] S.N. Liew, Strbac G. "Maximising penetration of wind generation in existing distribution networks", IEE Proc. Gener. Transm. Distrib. pp. 256–262, 2002.
- [15] L.F. Ochoa, C.J. DENT, G.P. Harrison "Maximisation of intermittent distributed generation in active networks", IET CIREN Seminar SmartGrids for Distribution, 2008.
- [16] Jietan Zhang, Hong Fan, Wenting Tang, Maochun Wang, Haozhong Cheng, Liangzhong Yao, "Planning for distribution wind generation under active management mode", Electrical Power and Energy Systems, no. 47, pp. 140–146, 2013.
- [17] R.A.F Currie, G.W. Auk, C.E.T. Foote, G.M. Burt, J.R.McDonald, "Fundamental research challenges for active management of distribution network with high levels of renewable generation" in Proc. 39th International Conference UPEC. vol. 2, pp. 1024 - 1028, 2004.
- [18] S.N. Liew, G. Strbac, "Maximising penetration of wind generation in existing distribution networks", IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution. vol. 149, n. 1, pp. 256-262, Feb. 2002,
- [19] Alireza Soroudi, Mehdi Ehsan, Raphaël Caire, Nouredine Hadjsaid, "Possibilistic Evaluation of Distributed Generations Impacts on Distribution Networks" IEEE Trans. Power Systems, vol. 26, no. 4, pp. 2293-2301, Nov. 2011.
- [20] Jietan Zhang, Haozhong Cheng, Chun Wang. Technical and economic impacts of active management on distribution network "Electrical Power and Energy Systems, vol. 31 pp. 130–138, 2009.
- [21] Duong Quoc Hung, Nadarajah Mithulananthan, and R. C. Bansal, "Analytical Expressions for DG Allocation in Primary Distribution Networks," IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 25, No. 3. Sep 2010.
- [22] M.A. Kashem, V. Ganapathy, G.B. Jasmon, M. I. Buhari, "A novel method for loss minimization in distribution networks," in Proc. Int. Con.Electr. Util. Deregulation Restruct. Power Technol., P, pp. 251–256, Apr. 2000.

زیر نویس‌ها

- 1 Distributed Generation
- 2 Active Management
- 3 Real Time
- 4 On-Load Tap-Changer
- 5 Reactive Power Compensation
- 6 Conventional
- 7 Passive Management
- 8 Distribution Network Operator
- 9 Objective Function

یافته است. بنابراین به‌کارگیری برنامه‌های AM در برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از شبکه فواید زیادی را برای صاحبان DG و اپراتورهای شبکه توزیع می‌تواند داشته باشد.

مراجع

- [1] A. A. Bayod-Rujula, "Future development of the electricity systems with distributed generation," Energy, Vol. 34, No. 3, pp. 377-383, 2009.
- [2] K. Skytte and S. Ropenus, *Regulatory Review and International Comparison of eu-15 Member States*, European Commission Directorate General for Energy and Transport under the Energy Intelligent Europe (EIE), Tech. Rep, Oct. 2005.
- [3] N. Acharya, P. Mahat and N. Mithulananthan, "An analytical approach for DG allocation in primary distribution network," International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 28, No. 10, pp. 669–678, 2006.
- [4] R. A. F. Currie, G. W. Ault, C. E. T. Foote, G. M. Burt and J. R. McDonald, "Fundamental research challenges for active management of distribution networks with high levels of renewable generation," In: Proceedings of universities power engineering conference, Bristol; 2004.
- [5] Panagis N. Vovos, Aristides E. Kiprakis, A. Robin Wallace and Gareth P. Harrison, "Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration" IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 22, No. 1, Feb 2007
- [6] Shafiu A, Bopp T, Chilvers I and Strbac G. "Active management and protection of distribution networks with distributed generation." in Proc. IEEE power engineering society general meeting, Denver, United States, 2004. pp. 1098–1103.
- [7] Piccolo A, Siano P. Evaluating the impact of network investment deferral on distributed generation expansion. IEEE Trans. on Power Systems, 2009; 24(3):1559-67.
- [8] Favuzza S, Graditi G, Ippolito M, Sanseverino E. Optimal electrical distribution systems reinforcement planning using gas micro turbines by dynamic ant colony search algorithm. IEEE Transactions on Power Systems 2007;22 (2):580-7.
- [9] Alarcon-Rodriguez A, Haesen E, Ault G, Driesen J, Belmans R. Multi-objective planning framework for stochastic and controllable distributed energy resources. IET Renewable Power Generation 2009;3(2):227-38.
- [10] Ostergaard PA. Reviewing optimisation criteria for energy systems analyses of renewable energy integration. Energy 2009; 34(9):1236-45.
- [11] A. Soroudi, M. Ehsan and H. Zareipour, "A practical eco-environmental distribution network planning model including fuel cells and non-renewable distributed energy resources" Renewable Energy 2011; (36) :pp. 179-188
- [12] G. P. Harrison, A. Piccolo, P. Siano, A. R. Wallace.: 'Distributed generation capacity evaluation using combined genetic algorithm and OPF', in Int. J. Emerg. Electric. Power Syst., vol. 8, pp. 1–13, 2007.
- [13] Piccolo, P. Siano, "Evaluating the impact of network investment deferral on distributed generation expansion.", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 24, pp. 1559-1567, Feb 2009.