

## برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم توزیع در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته

داور میرعباسی<sup>۱</sup> دانشجوی دکترا، سید سعیدالله مرتضوی<sup>۲</sup> دانشیار، علی سعیدیان<sup>۳</sup> دانشیار  
 دانشکده فنی و مهندسی - دانشگاه شهید چمران - اهواز - ایران - dmirabbasi@yahoo.com  
 دانشکده فنی و مهندسی - دانشگاه شهید چمران - اهواز - ایران - mortazavi\_s@scu.ac.ir  
 دانشکده فنی و مهندسی - دانشگاه شهید چمران - اهواز - ایران - a\_saidian2000@yahoo.com

چکیده: در این مقاله یک مدل برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم توزیع با در نظر گرفتن قیود فنی و اقتصادی ارائه شده است. مدل ارائه شده، مساله برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم توزیع را در محیط رقابتی از دیدگاه شرکت توزیع با در نظر گرفتن تمام تجهیزات شبکه شامل فیدرها و پست و اینترتای و DG با مالکیت شرکت توزیع یا شرکت‌های تولید توان کوچک به عنوان متغیرهای مساله مورد بررسی قرار داده و یک روش جامع برای برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم توزیع با توجه به تصمیمات تجربی برنامه‌ریز ایجاد نموده است. سناریوهای ارائه شده بر روی سیستم ۳۲ شینه ضمن تایید کارایی مدل پیشنهادی، تاثیر حضور اینترتای و DG با مالکیت شرکت‌های تولید توان کوچک را بر طرح نهایی برنامه‌ریزی در قیمت‌های مختلف انرژی مورد بررسی قرار داده است.

واژه های کلیدی: برنامه‌ریزی بلند مدت سیستم توزیع، تولید پراکنده، اینترتای، فوتوولتائیک.

## Distribution system long-term planning in a restructured power system

D. Mirabbasi<sup>1</sup>, S. S. Mortazavi<sup>2</sup>, A. Saidian<sup>3</sup>

1- Faculty of Engineering, Shahid Chamran University, Ahwaz, Iran

2- Faculty of Engineering, Shahid Chamran University, Ahwaz, Iran

3- Faculty of Engineering, Shahid Chamran University, Ahwaz, Iran

**Abstract:** In this paper, a long-term distribution system planning model is presented considering technical and economical constraints. The proposed optimization model studied distribution system planning in a competitive environment, considering all network equipments including feeders, substation, intertie and DISCO-owned or SPP (small power producer)-owned DGs in different technologies and created a comprehensive framework for long-term distribution system planning according to the planner experimental decisions. Presented cases in electrical market tested on 32 bus distribution system confirm the effectiveness of the proposed model and have investigated the impact of existence of different energy sources in system operation and economics.

**Keywords:** Distribution System Long-term Planning, Distributed Generation, Intertie, Photovoltaic.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۱/۱۲/۱۵

تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۲/۸/۱۲

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۲/۹/۱۹

نام نویسنده مسئول: داور میرعباسی

نشانی نویسنده مسئول: ایران - اهواز - بلوار گلستان - میدان دانشگاه - دانشگاه شهید چمران اهواز - دانشکده مهندسی - گروه برق

## ۱- مقدمه

در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته، هدف شرکت‌های توزیع انرژی الکتریکی (DSCO)، حداکثر سازی سود با حداقل ریسک سرمایه‌گذاری ضمن تامین رشد بار مصرف‌کنندگان خود می‌باشد [۱]. هدف برنامه‌ریزی سیستم توزیع (DSP) این است که با توسعه بهینه سیستم توزیع با در نظر گرفتن محدودیت‌های فنی و اقتصادی تقاضای بار در حال رشد شبکه را تامین نماید. مساله برنامه‌ریزی سیستم توزیع باید با در نظر گرفتن تمام گزینه‌های سرمایه‌گذاری به منظور دستیابی به یک حالت برد-برد برای تمام بازیگران مساله مدل‌سازی شود [۳ و ۲]. برنامه‌ریزی سیستم توزیع به طور مداوم در تلاش است تا استراتژی‌های برنامه‌ریزی جدید را با تغذیه با قابلیت اطمینان بالا برای مصرف‌کنندگان خود به نحوی توسعه دهد که در بازار برق رقابتی موقعیت خود را حفظ و ارتقا دهد [۱]. اولین مرحله از برنامه‌ریزی سیستم توزیع، پیش‌بینی بار بلندمدت می‌باشد. سپس مطالعات برنامه‌ریزی سیستم توزیع با بررسی اضافه کردن تجهیزات و منابع انرژی جدید به سیستم توزیع در طول دوره برنامه‌ریزی برای تامین تقاضای بار پیش‌بینی شده انجام می‌شود.

مساله برنامه‌ریزی بهینه سیستم توزیع در مقالات بسیاری مورد تحقیق قرار گرفته است. تا اواخر دهه ۹۰ مساله برنامه‌ریزی سیستم توزیع تنها شامل انتخاب بهینه فیدرها و پست‌ها با انتخاب سطح ولتاژ مناسب و ظرفیت و طول بهینه فیدرها بود که در [۵ و ۴] طی یک مرور کلی بر آن به مدل‌سازی و ارایه ساختار کلی آن پرداخته شده است. در دو دهه اخیر، با افزایش نفوذ منابع تولید پراکنده در سیستم‌های توزیع، این منابع نقش مهمی در برنامه‌ریزی سیستم توزیع بازی می‌کنند [۱۰-۶]. پرکار و همکارانش در [۱۱] یک مدل برنامه‌ریزی سیستم توزیع را برای حداقل‌سازی هزینه‌های کل سیستم شامل هزینه‌های کلی طرح شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری ارایه شده است که اندازه و محل بهینه DG به عنوان متغیرهای تصمیم‌گیری در نظر گرفته شده‌اند. در [۷] یک روش ابتکاری برای برنامه‌ریزی سرمایه‌گذاری DG بر اساس روش تحلیل سود-هزینه از دید شرکت توزیع ارایه شده است. در [۱۲] نیز مدلی برای تعیین اندازه و محل بهینه DG در شبکه توزیع ارایه شده است این مدل به برنامه‌ریز اجازه می‌دهد تا بهترین مصالحه بین هزینه ارتقای شبکه و هزینه تلفات توان و هزینه انرژی تغذیه نشده و هزینه انرژی مورد نیاز برای تغذیه بارها را انجام دهد. در این مقالات، متغیرهای تصمیم‌گیری اندازه و محل DG بوده و ظرفیت فیدرها و پست و ساختار شبکه توزیع ثابت در نظر گرفته شده‌اند. در [۸] برنامه‌ریزی سیستم توزیع با توجه به تجربیات برنامه‌ریز برای دستیابی به اندازه و محل بهینه DG ارایه شده است. در این مقاله، توسعه پست و اینترتای و اضافه کردن فیدرهای جدید در طرح برنامه‌ریزی به صورت متغیر تصمیم‌گیری نبوده و طی سناریوهای تجربی مختلف مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در [۱۴ و ۱۳] روشی برای بهینه‌سازی مساله برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم توزیع با اضافه کردن

پارامترهای جدید در آن از جمله اینترتای و سرمایه‌گذاران شخصی روی DG ارایه شده است که ارتقا و توسعه فیدرها، پست و DG به عنوان متغیرهای تصمیم‌گیری در مساله در نظر گرفته شده‌اند. روش ارایه شده ضمن بررسی اثر سیاست‌های مختلف اعمالی از طرف دولت بر اصول بهره‌برداری و اقتصادی سیستم توزیع، برای انتخاب بهترین طرح به منظور جذب حداکثر سرمایه‌گذاری در DG برنامه‌ریزی شده است. در [۱۵] یک روش برنامه‌ریزی توسعه‌ای سیستم توزیع ارایه شده است که تمرکز اصلی در آن بر روی سه نوع DG بادی، فوتوولتائیک و بیوماس و محدودیت توان راکتیو آن‌ها می‌باشد. در [۱۷ و ۱۶] مساله برنامه‌ریزی سیستم توزیع به صورت یک مدل غیرخطی عدد صحیح چندمرحله‌ای فرمول‌بندی شده است که تابع هدف شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری سیستم توزیع و نیز هزینه قابلیت اطمینان سیستم در شرایط احتمالاتی می‌باشد. توان تغذیه نشده به عنوان پارامتر قابلیت اطمینان در تابع هدف جایگذاری شده است.

مرجع [۱۸] مساله برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم توزیع را با در نظر گرفتن دو هدف حداقل‌سازی هزینه و آلودگی زیست محیطی انجام داده و اثر تغییرات بار بر طرح نهایی بررسی شده است. در این مقاله فقط جایابی DG و تغییر ساختار فیدرهای شبکه به عنوان متغیرهای کنترلی در نظر گرفته شده‌اند. در [۱۹] مساله برنامه‌ریزی توسعه‌ای سیستم توزیع شامل توسعه فقط فیدرها و پست فوق توزیع در نظر گرفته شده و با استفاده از دو روش هوش مصنوعی الگوریتم ژنتیک و الگوریتم رقابت امپریالیستی حل و مورد بررسی قرار گرفته است. در این تحقیق منابع DG مورد بررسی قرار نگرفته‌اند. مرجع [۲۰] یک روش برنامه‌ریزی چندهدفه برای سیستم توزیع را با استفاده از روش هوش مصنوعی PSO ارایه کرده است که در آن تغییر ساختار شبکه با استفاده از تغییرات فیدرها و کلیدهای قدرت جداکننده به عنوان متغیرهای کنترلی استفاده شده است. مرجع [۲۱] نیز برنامه‌ریزی سیستم توزیع را با هدف حداقل‌سازی هزینه سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری و نیز هزینه انرژی تامین نشده انجام داده و با روش برنامه‌ریزی دینامیکی حل نموده است. در این روش، تنها ظرفیت فیدرها به عنوان متغیرهای کنترلی در نظر گرفته شده است.

در این مقاله یک مدل برنامه‌ریزی سیستم توزیع با در نظر گرفتن قیود فنی و اقتصادی ارایه شده است. مدل پیشنهادی، مباحث مختلف مربوط به سیستم قدرت تجدید ساختار یافته، بازار برق و فناوری‌های مختلف تولید پراکنده را در مساله برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم توزیع ترکیب کرده و با هدف حداقل‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری تجهیزات شبکه با در نظر گرفتن تمام تجهیزات شبکه شامل فیدرها و پست و اینترتای (توان خریداری شده از شرکت توزیع دوم در محل) و DG با مالکیت شرکت توزیع یا شرکت‌های تولید توان کوچک به عنوان متغیرهای مساله مورد بررسی قرار داده و یک

$$J = \sum_t^T \left( \frac{1}{(1+IRC)^t} \times (J_a + J_b + J_c + J_d) \right. \\ \left. + \sum_t^T \frac{1}{(1+IRE)^t} \times (J_e + J_f + J_g + J_h + J_i - J_j) \right) \quad (1)$$

که در آن تعاریف زیر صورت گرفته است:

$J_c$  هزینه مهندسی و ساخت و ارتقای فیدرها  $J_a$ ، پست  $J_b$  و اینترتای  $J_e$  هزینه سرمایه‌گذاری روی DG متعلق به شرکت توزیع (utilityDG) که بسته به تکنولوژی آن متفاوت می‌باشد  $J_d$

هزینه وارد کردن انرژی از شبکه خارجی توسط پست فوق توزیع  $J_e$  هزینه انرژی خریداری شده از شبکه توزیع کناری توسط اینترتای  $J_f$  هزینه بهره‌برداری از DG متعلق به شرکت توزیع  $J_g$  هزینه انرژی خریداری شده از تولیدکنندگان توان کوچک (SPP) بر اساس قرارداد منعقد  $J_h$

هزینه مربوط به آلودگی تعیین شده بر اساس سیاست‌های اعمالی دولت  $J_i$

درآمد به دست آمده برای شرکت توزیع به واسطه انتقال توان اضافی احتمالی توسط پست به شبکه فوق توزیع ( $J_j$ )

این پارامترها به صورت زیر تعریف می‌شوند:

$$J_a = \sum_{i,j} [Ccfldr \times G(i,j) \times L(i,j) \times zfd(i,j,t) + Ccvldr \times wfd(i,j,t)] \quad (2)$$

$$J_b = \sum_i [Ccfss \times zss(i,t) + Ccvss \times wss(i,t)] \quad (3)$$

$$J_c = \sum_i [Ccfint \times zint(i,t) + Ccvint \times wint(i,t)] \quad (4)$$

$$J_d = \sum_{i,tech} (1 + CRcDGU(tech))^t \times CcDGU(tech) \times wDGU(tech,i,t) \quad (5)$$

$$J_e = \sum_{i,l} Psss(i,l,t) \times Hrs(l) \times Cess(l,t) \quad (6)$$

$$J_f = \sum_{i,l} Psint(i,l,t) \times Hrs(l) \times Ceint(l,t) \quad (7)$$

$$J_g = \sum_{tech,i,l} (1 + CRoDGU(tech))^t \times PsDGU(tech,i,l,t) \times Hrs(l) \times CoDGU(tech) \quad (8)$$

$$J_h = \sum_{tech,i,l} PsDGp(tech,i,l,t) \times Hrs(l) \times CeDGp(tech,l,t) \quad (9)$$

$$J_i = Em(t) \times Emx(t) \quad (10)$$

$$J_j = \sum_{i,l} Px(i,l,t) \times Hrs(l) \times Cx(l,t) \quad (11)$$

قیود مساله برنامه‌ریزی سیستم توزیع نیز شامل قیود فنی و اقتصادی به صورت زیر می‌باشند:

#### توازن توان در شین‌ها:

معادلات توازن توان در شین‌ها یک دسته معادلات غیرخطی می‌باشند که در این مرحله به منظور کاهش حجم محاسبات، حالت خطی شده از این معادلات به صورت زیر در نظر گرفته شده است به این صورت که تلفات توان در خطوط توسط یک ضریب تلفات در معادلات وارد شده است:

روش جامع برای برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم توزیع ایجاد نموده است.

برای حل این مساله بهینه‌سازی، نرم‌افزار GAMS (ابزار مخصوص حل انواع مختلف مسایل بهینه‌سازی ریاضی) به کار گرفته شده است. برای حل مدل ارائه شده از یک روش بهینه‌سازی دو مرحله‌ای استفاده شده است برای بررسی کارایی مدل ارائه شده و نیز بررسی تاثیر تغییر قیمت سیستم فوتولتاییک و تغییرات نرخ تورم در طرح نهایی برنامه‌ریزی سیستم توزیع، این مدل روی سیستم ۳۲ شینه IEEE توسط سناریوهای مختلف اجرا شده و مورد بحث قرار گرفته است.

در بخش ۲ اصول برنامه‌ریزی سیستم توزیع و مدل‌سازی ریاضی مدل پیشنهادی برای سیستم توزیع ارائه شده است. در ادامه در بخش ۳ تحلیل و شبیه‌سازی طرح پیشنهادی بر روی یک سیستم توزیع ۳۲ شینه اجرا شده و نتایج برای سناریوهای مختلف ارائه شده و در نهایت نتیجه‌گیری از مقاله در بخش ۴ ارائه شده است.

## ۲- مدل‌سازی ریاضی و روش شبیه‌سازی

در حالت ایده‌آل یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی عدد صحیح MINLP، برای حل مساله DSP کافی می‌باشد با وجود این، مدل‌سازی چنین مساله‌ای اغلب مواقع به دلیل معادلات غیرخطی زیاد و حجم زیاد محاسبات، در همگرایی و دستیابی به یک جواب بهینه دچار مشکل می‌شود. برای رفع مشکل در این مقاله از یک روش بهینه‌سازی دو مرحله‌ای استفاده شده است که مرحله اول یک مدل برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح MILP، می‌باشد که محل و زمان بهینه نصب تجهیزات را در افق برنامه‌ریزی تعیین می‌کند و مرحله دوم یک مدل بهینه‌سازی برنامه‌ریزی غیرخطی (NLP) می‌باشد که با استفاده از نتایج حاصل از مرحله اول، ظرفیت و توان بهینه هر یک از تجهیزات شبکه را در سال‌های دوره برنامه‌ریزی تعیین می‌کند.

### ۲-۱- مرحله اول: مدل بهینه‌سازی خطی عدد صحیح (MILP)

ورودی‌های مدل MILP شامل تقاضای بار در هر شین در هر سال بر اساس پیش‌بینی بار انجام شده، اطلاعات مربوط به DGها و مشخصات آن‌ها از جمله ظرفیت هر واحد و هزینه تولید انرژی هر کدام به همراه قیمت تعیین شده برای آن‌ها می‌باشد. تصمیمات به دست آمده از این مرحله نیز طرح بهینه برنامه‌ریزی سیستم شامل ترکیب بهینه پست‌ها و فیدرها و DGها و اینترتای و محل و سال نصب هر یک می‌باشد. همچنین تصمیمات تجربی برنامه‌ریزی سیستم توزیع نیز می‌تواند در این مرحله به صورت مقادیر از پیش تعیین شده در مساله وارد شود.

تابع هدف در این مساله، مقدار زمان حاضر هزینه سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری سیستم توزیع بر اساس نرخ‌های تورم سرمایه و انرژی در طول دوره برنامه‌ریزی می‌باشد. تابع هدف ارائه شده شامل بخش‌های زیر می‌باشد:

$$\begin{aligned} \text{PsDGu}(\text{tech}, i, l, t) &\leq \text{wDGu}(\text{tech}, i, t) \\ &+ \sum_t \text{wDGu}(\text{tech}, i, t) \end{aligned} \quad (21)$$

$$\begin{aligned} \text{wDGu}(\text{tech}, i, t) &\leq \text{wDGumax}(\text{tech}) \quad (22) \\ \text{wDGu}(\text{tech}, i, t) &\geq \text{DGumin}(\text{tech}) \times \text{zDGu}(\text{tech}, i, t) \end{aligned} \quad (23)$$

#### محدودیت DG متعلق به SPP:

این واحدهای DG معمولاً بر اساس سیاست‌های اعمالی دولت طبق قرارداد در شبکه نصب می‌شوند و برنامه‌ریز سیستم توزیع باید در طرح خود آن‌ها را وارد کند، البته برنامه‌ریز می‌تواند محل نصب این DGها را از بین محل‌های تعیین شده اولیه در مساله برنامه‌ریزی سیستم توزیع به صورت بهینه تعیین کند. این محدودیت‌ها به صورت زیر در نظر گرفته می‌شوند:

$$\begin{aligned} \sum_{\text{tech}} \text{zDGp}(\text{tech}, i) &= 1 \quad (24) \\ \text{PsDGp}(\text{tech}, i, l, t) &\leq \text{wDGp}(\text{tech}) \times \text{zDGp}(\text{tech}, i) \end{aligned} \quad (25)$$

#### محدودیت ظرفیت کل DGها:

مطابق نامعادلات زیر این قید حداقل و حداکثر سطح نفوذ DG در شبکه را تعیین می‌کند:

$$\begin{aligned} \sum_{\text{tech}, i} \text{PsDGu}(\text{tech}, i, l, t) + \sum_{\text{tech}, i} \text{PsDGp}(\text{tech}, i, l, t) &\leq \text{FDGmax} \left( \sum_i (1 + R_s) \times \text{Pd}(i, l, t) \right) \\ &+ \sum_i \text{Px}(i, l, t) \end{aligned} \quad (26)$$

$$\begin{aligned} \sum_{\text{tech}, i} \text{PsDGu}(\text{tech}, i, l, t) + \sum_{\text{tech}, i} \text{PsDGp}(\text{tech}, i, l, t) &\geq \text{FDGmin} \left( \sum_i (1 + R_s) \times \text{Pd}(i, l, t) \right) \\ &+ \sum_i \text{Px}(i, l, t) \end{aligned} \quad (27)$$

#### محدودیت بودجه:

هزینه سرمایه‌گذاری سالانه شرکت توزیع نباید از بودجه در نظر گرفته شده تجاوز نماید.

$$J_a + J_b + J_c + J_d \leq \text{Budget}(t) \quad (28)$$

#### محدودیت آلودگی:

بر اساس آلودگی دی‌اکسیدکربن ایجاد شده توسط DGهای با سوخت فسیلی، سیاست‌های مختلف اعمالی توسط دولت در مساله می‌تواند وارد شود که در این تحقیق سقف آلودگی مجاز در هر سال برای شرکت توزیع در نظر گرفته شده است که در صورت تولید آلودگی بیشتر، به ازای هر کیلوگرم آلودگی اضافی، جریمه برای شرکت توزیع

$$\begin{aligned} \sum_j ((1 - \text{Lsfdr}(j, i, t)) \times \text{P}(j, i, l, t) - \text{P}(i, j, l, t)) &= \text{Px}(i, l, t) + (1 + R_s) \times \text{Pd}(i, l, t) \\ &- \text{Psss}(i, l, t) - \text{Psint}(i, l, t) \\ &- \sum_{\text{tech}} \text{PsDGu}(\text{tech}, i, l, t) \\ &- \sum_{\text{tech}} \text{PsDGp}(\text{tech}, i, l, t) \end{aligned} \quad (12)$$

#### محدودیت بارپذیری فیدرها:

مطابق نامعادلات زیر حداکثر ظرفیت حرارتی فیدرها تعیین‌کننده حداکثر مقدار مجاز بارپذیری فیدرها می‌باشد.

$$\begin{aligned} \text{P}(i, j, l, t) &\leq \text{wfdr}(i, j, t_0) + \sum_t \text{wfdr}(i, j, t) \quad (13) \\ \text{wfdr}(i, j, t) &\leq \text{wfdmax}(i, j) \end{aligned} \quad (14)$$

#### توازن توان تولیدی و مصرفی در شبکه:

این قید تضمین می‌کند که ۸۰ درصد ظرفیت پست و اینترتای و DGها برای تامین بار پیک به اضافه توان رزرو در نظر گرفته‌شده در هر سال کافی خواهد بود. این قید به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$\begin{aligned} 0.8 * \sum_i \{ \text{wss}(i, t_0) + \sum_t \text{wss}(i, t) + \text{wint}(i, t_0) &+ \sum_t \text{wint}(i, t) \} + \sum_{\text{tech}, i, t} \text{wDGu}(\text{tech}, i, t) \\ &+ \sum_{\text{tech}, i, t} \text{wDGp}(\text{tech}, i, t) \times \text{zDGp}(\text{tech}, i, t) \\ &\geq \sum_i (1 + R_s) \times \text{Pd}(i, \text{peak}', t) \end{aligned} \quad (15)$$

#### محدودیت ظرفیت پست:

مطابق نامعادلات زیر انرژی خریداری‌شده از شبکه خارجی یا بازار برق توسط پست فوق توزیع نباید از ظرفیت پست در هر سال تجاوز کند:

$$\text{Psss}(i, l, t) \leq \text{wss}(i, t_0) + \sum_t \text{wss}(i, t) \quad (16)$$

$$\text{wss}(i, t) \leq \text{wssmax} \quad (17)$$

$$\text{wss}(i, t) \geq \text{wssmin} \times \text{zss}(i, t) \quad (18)$$

#### محدودیت ظرفیت اینترتای:

مطابق نامعادلات زیر فرض می‌شود که سیستم توزیع می‌تواند توسط اینترتای به یک شبکه توزیع جانبی اتصال یابد که توان تحویلی از اینترتای باید طبق قرارداد منعقد و در محدوده ظرفیت اینترتای ایجاد شده باشد:

$$\text{Psint}(i, l, t) \leq \text{wint}(i, j, t_0) + \sum_t \text{wint}(i, t) \quad (19)$$

$$\text{wint}(i, t) \leq \text{wintmax} \quad (20)$$

#### محدودیت DG متعلق به شرکت توزیع:

برنامه‌ریز سیستم توزیع، ظرفیت، محل و تکنولوژی DGها را تعیین می‌کند به طوری که توان تحویلی هر یک از DGها باید در محدوده ظرفیتی تعیین شده باشند. این محدودیت‌ها به صورت زیر تعریف می‌شوند:

$$\sum_j P(j, i, l, t) - \frac{(v(j, l, t) - v(i, l, t))^2}{|Z(i, j, t)|}$$

$$= P_x(i, l, t) + (1 + R_s) \times P_d(i, l, t)$$

$$- P_{ss}(i, l, t) - P_{sint}(i, l, t)$$

$$- \sum_{tech} \sum P_{SDGu}(tech, i, l, t)$$

$$- \sum_{tech} P_{SDGp}(tech, i, l, t)$$
(۳۱)

هم‌چنین با توجه به معادلات پخش توان، پروفیل ولتاژ شین‌ها باید در محدوده مجاز تعیین شده توسط ناظر قرار داشته باشد. به عبارت دیگر:

$$V_{min} \leq v(i, l, t) \leq V_{max} \quad (۳۲)$$

سایر قیود در نظر گرفته شده در این مدل مشابه معادلات قیود در مدل مرحله اول می‌باشند.

مقادیر به دست آمده مربوط به محل نصب و سال نصب پست، اینترتای، DGها و فیدرها در پایان مرحله اول، عیناً در مرحله دوم به صورت داده‌های ورودی این مرحله استفاده می‌شود ولی مقادیر به دست آمده مربوط به ظرفیت فیدرها، ظرفیت پست، ظرفیت اینترتای و ظرفیت DGهای متعلق به شرکت توزیع در پایان مرحله اول لزوماً به صورت نهایی در مرحله دوم استفاده نمی‌شوند بلکه مقادیر آن‌ها در مرحله دوم می‌توانند دارای تغییراتی در یک محدوده با تغییر  $\pm ch\%$  نسبت به مقدار به دست آمده در مرحله اول باشند که در روابط زیر نشان داده شده‌اند:

$$(1 - ch) * wfdr\_MILP(i, j, t) \leq wfdr(i, j, t)$$

$$\leq (1 + ch) \times wfdr\_MILP(i, j, t)$$
(۳۳)

$$(1 - ch) \times wss\_MILP(i, t) \leq wss(i, t)$$

$$\leq (1 + ch) \times wss\_MILP(i, t)$$
(۳۴)

$$(1 - ch) \times wint\_MILP(i, t) \leq wint(i, t)$$

$$\leq (1 + ch) \times wint\_MILP(i, t)$$
(۳۵)

$$(1 - ch) \times wDGu(tech, i, t) \leq wDGu(tech, i, t)$$

$$\leq (1 + ch) \times wDGu(tech, i, t)$$
(۳۶)

که در آن‌ها  $ch$  محدوده یا کران بالا و پایین متغیرهای مذکور بر حسب درصد در مرحله NLP نسبت به مقادیر مرحله MILP می‌باشد. سایر مقادیر به دست آمده در مرحله اول شامل  $P(i, j, l, t)$ ،  $P_{SDGu}(tech, i, l, t)$ ،  $P_{sint}(i, l, t)$ ،  $P_{ss}(i, l, t)$  و  $P_x(i, l, t)$  و  $P_{SDGp}(tech, i, l, t)$  به عنوان مقدار اولیه برای شروع مساله در مرحله دوم استفاده شده‌اند. فلوچارت حل مساله در شکل (۱) ارایه شده است.

در نظر گرفته خواهد شد. این محدودیت به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود.

$$\sum_{tech, i, l} P_{SDGu}(tech, i, l, t) \times Hrs(l) \times Em(tech)$$

$$+ \sum_{tech, i, l} P_{SDGp}(tech, i, l, t) \times Hrs(l)$$

$$* Em(tech) \leq Em_{max} + Em_x(t)$$
(۲۹)

## ۲-۲- مرحله دوم: مدل بهینه‌سازی غیرخطی (NLP)

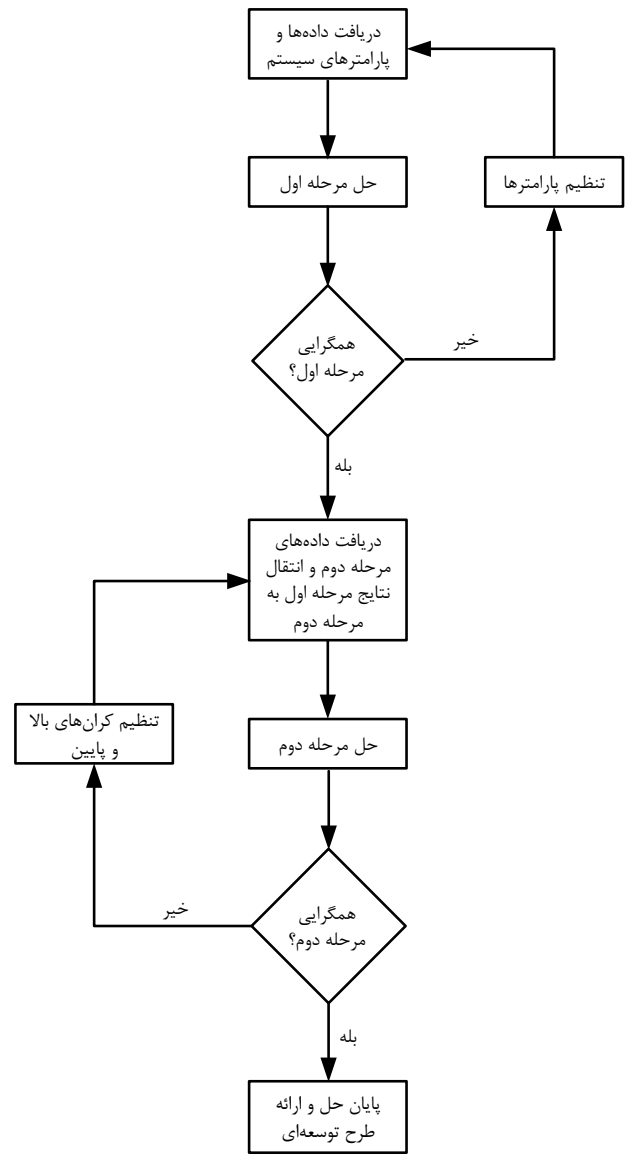
در این مرحله، از خروجی‌های مدل MILP مرحله اول به همراه تقاضای بار سالانه و قیمت‌های پیش‌بینی شده استفاده کرده و مدل برنامه‌ریزی سیستم توزیع با ارائه دقیق‌تری از توان عبوری و تلفات توان فیدرها به دست می‌آید. در این مرحله محل و زمان نصب تمامی تجهیزات جدید یا ارتقای تجهیزات موجود، بر اساس نتایج حاصل از مرحله اول در نظر گرفته شده و تغییری در این مرحله برای آن‌ها در نظر گرفته نمی‌شود. اما ظرفیت‌های به دست آمده در مرحله اول برای هر یک از عناصر سیستم توزیع، با در نظر گرفتن یک کرانه بالا و پایین برای آن‌ها به مرحله دوم وارد می‌شوند. معادلات مربوط به تابع هدف و قیود در این مرحله مشابه با معادلات در مرحله اول می‌باشد با این تفاوت که معادلات مربوط به قید پخش توان شبکه توزیع به صورت غیرخطی می‌باشد. برای حل معادلات نیز از روش بهینه‌سازی غیرخطی دینامیکی (حل‌کننده DNLN در نرم افزار GAMS) استفاده شده است. دلیل استفاده از این روش این است که اولاً معادلات پخش توان و توازن توان در شین‌ها به صورت غیرخطی می‌باشند و در ضمن به دلیل استفاده از متغیرهای مساله در ساختار حلقه‌های نوشته شده در برنامه GAMS به ناچار از حالت دینامیکی استفاده شده است. معادلات پخش توان در حالت غیرخطی به داده‌های بیشتری نیاز دارند که این اطلاعات شامل امپدانس‌های هر یک از فیدرهای شبکه می‌باشد.

تابع هدف این مرحله مشابه تابع هدف در مدل MILP می‌باشد. اما قید پخش توان در این مرحله جایگزین قید توازن توان در شین در مدل MILP می‌شود که یک تقریب غیرخطی از معادله پخش توان و تلفات می‌باشد. بر اساس نتایج حاصل از مرحله اول، ماتریس امپدانس شبکه به عنوان ورودی این مرحله در نظر گرفته می‌شود.

$$P(i, j, l, t) = v(i, l, t) * \frac{v(i, l, t) - v(j, l, t)}{|Z(i, j, t)|}$$
(۳۰)

است. هم‌چنین فرض شده است که طبق تصمیم اتخاذ شده بر اساس قرارداد منعقد شده با SPPها، طبق برنامه‌ریزی ۳ منبع تولید پراکنده شامل یک سیستم فوتوولتائیک 1.5MW در سال سوم در یکی از شین‌های ۱۷، ۲۹، ۳۰، ۳۱ یا ۳۲، یک ژنراتور گازی 1MW در سال سوم در شین ۲۳ و یک توربین بادی 2MW در سال پنجم در یکی از شین‌های ۱۹ یا ۲۰ بر اساس طرح برنامه‌ریزی در شبکه نصب شوند. هزینه‌های ثابت سرمایه‌گذاری فیدر و پست و اینترتای به ترتیب برابر ۱۵۰ هزار دلار در هر کیلومتر، ۲۰۰ هزار و ۲۰۰ هزار دلار و هزینه‌های متغیر فیدر و پست و اینترتای نیز به ترتیب برابر یک هزار، ۵۰ هزار و یک هزار دلار به ازای هر مگاوات می‌باشند. هزینه پایه سرمایه‌گذاری DGها نیز به ازای هر مگاوات برای موتور دیزلی برابر ۰/۴ میلیون دلار با ۳ درصد افزایش هزینه بهره‌برداری در سال، ژنراتور گازی برابر ۰/۸۲۵ میلیون دلار با ۴ درصد افزایش هزینه بهره‌برداری در سال، سیستم فوتوولتائیک برابر ۷/۵ میلیون دلار با ۴ درصد کاهش هزینه سرمایه‌گذاری در سال و توربین بادی برابر ۲/۵ میلیون دلار با ۱ درصد کاهش هزینه سرمایه‌گذاری در سال می‌باشد. هزینه بهره‌برداری DGها نیز برای موتور دیزلی، ژنراتور گازی، سیستم فوتوولتائیک و توربین بادی به ترتیب ۹۰ و ۷۵ و ۴ و ۱۰ دلار به ازای هر مگاوات ساعت در نظر گرفته شده است. حداکثر ضریب نفوذ DG در شبکه نیز ۲۰ درصد در نظر گرفته شده است. تولید آلودگی موتور دیزلی ۰/۶۵ میلیون تن به ازای هر مگاوات ساعت و ژنراتور گازی ۰/۶۳ میلیون تن به ازای هر مگاوات ساعت می‌باشد. حداکثر آلودگی مجاز نیز ۳۰ هزار تن در سال می‌باشد که ۱۰ دلار به ازای هر تن اضافی جریمه در نظر گرفته شده است. قیمت انرژی منابع مختلف در سال صفر برنامه‌ریزی نیز با نرخ تورم انرژی و سرمایه سالانه برابر ۸ درصد در جدول (۱) داده شده است. منحنی بار سالانه با تقریب خطی تکه‌ای به سه سطح مختلف بار پیک به مدت ۸۷۶ ساعت در سال، بار پایه به مقدار ۵۰ درصد بار پیک به مدت ۴۳۸۰ ساعت در سال و بار متوسط به مقدار ۸۵ درصد بار پیک به مدت ۳۵۰۴ ساعت در سال تقسیم شده است. سیستم توزیع مورد مطالعه و تمام داده‌های مربوط به آن از مرجع [۱۳] می‌باشند.

سیستم مورد مطالعه بر اساس فرمولاسیون ارایه شده در بخش قبل در محیط نرم‌افزار GAMS برنامه‌ریزی و اجرا شده است. در مرحله اول روش برنامه‌ریزی MILP با استفاده از حل کننده CPLEX برای حل از معادلات خطی استفاده شده است و در مرحله دوم نیز، معادلات تابع هدف و قیود مساله با استفاده از روش بهینه‌سازی DNLTP توسط حل کننده MINOS شبیه‌سازی و حل شده‌اند.



شکل (۱): فلوچارت حل مساله

### ۳- مطالعه موردی

در این بخش سیستم مورد مطالعه و داده‌های مربوط به آن و سناریوهای شبیه‌سازی شده و تحلیل آن‌ها ارایه شده است.

#### ۳-۱- مشخصات سیستم

سیستم توزیع مورد مطالعه در این تحقیق سیستم توزیع استاندارد ۳۲ شینه IEEE است که در شکل (۲) نشان داده شده است. این سیستم از چهار شاخه انشعابی تشکیل شده است که پست فوق توزیع در شین ۱ قرار گرفته و شین ۳۰ نیز به عنوان کاندید برای ایجاد اینترتای در نظر گرفته شده است. تقاضای پیک بار سیستم با در نظر گرفتن رزرو در ابتدای دوره برنامه‌ریزی برابر ۳۷MW و نرخ رشد بار سالانه برابر ۳ درصد می‌باشد. طول هر فیدر برابر ۱ متر فرض شده است که البته می‌توان مقدار آن را با ضریب طول فیدر به راحتی در مساله تغییر داد. ضریب تلفات توان برای مدل MILP نیز برابر ۲ درصد فرض شده

حالت‌ها می‌باشد، البته دیده می‌شود که قیمت‌های مختلف انرژی با توجه به کاهش سرمایه‌گذاری بر سطح ولتاژ شین‌ها نیز تاثیرگذار شده است.

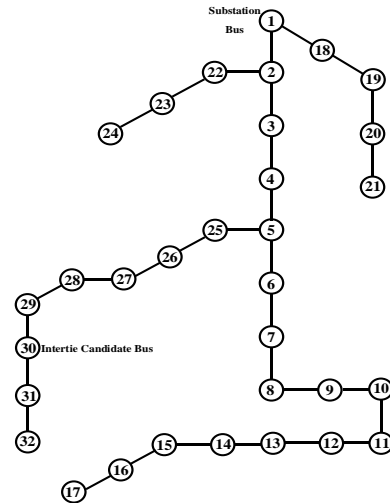
**۳-۲-۲- سناریو دوم:** در این سناریو، اجازه نصب اینترتای در سیستم توزیع داده نشده است و تنها SPPDG و DG در مساله وجود دارند. شبیه‌سازی‌ها مشابه سناریو اول در سه حالت مختلف با قیمت‌های مختلف انرژی انجام شده‌اند:

حالت الف- با ۸۰ درصد قیمت پایه انرژی

حالت ب- با قیمت پایه انرژی

حالت ج- با ۱۲۰ درصد قیمت پایه انرژی

خلاصه نتایج به دست آمده برای حالت‌های مختلف این سناریو که شامل طرح توسعه سیستم در طول ۱۰ سال دوره برنامه‌ریزی می‌باشد در جدول (۳) ارائه شده است. پروفیل ولتاژ سه حالت مربوط به سناریو دوم در بار پیک در آخرین سال دوره برنامه‌ریزی در شکل (۴) ارائه شده است.



شکل (۲): سیستم توزیع ۳۲ شینه

جدول (۱): قیمت انرژی مربوط به منابع مختلف

قیمت (دلار به ازای هر مگاوات ساعت)			قیمت توان
بار پایه	بار متوسط	بار پیک	
۷۵	۹۲	۱۱۰	دریافت شده از پست فوق توزیع
۵۰	۷۰	۱۰۰	دریافت شده از اینترتای
۷۳	۹۰	۱۰۸	فرستاده شده به سیستم فوق توزیع
۵۵	۷۲	۹۰	دریافت شده از تولیدکنندگان کوچک

### ۳-۲- سناریوهای مطالعه شده

سناریوهای به کار گرفته شده برای ارزیابی کارایی مدل پیشنهادی، به بررسی و مقایسه تاثیر مقررات اعمالی دولت در زمینه حضور یا عدم حضور DG با مالکیت شرکت‌های تولید توان کوچک (SPPDG) در مساله برنامه‌ریزی سیستم توزیع می‌پردازند. به این منظور در سه سناریو زیر، تاثیر وجود منابع مختلف تامین توان در طرح کلی برنامه‌ریزی و هزینه‌های نهایی بررسی شده است. در هر سناریو، سه حالت مختلف بر مبنای قیمت‌های مختلف انرژی در نظر گرفته شده و نتایج حاصل با هم مقایسه شده‌اند.

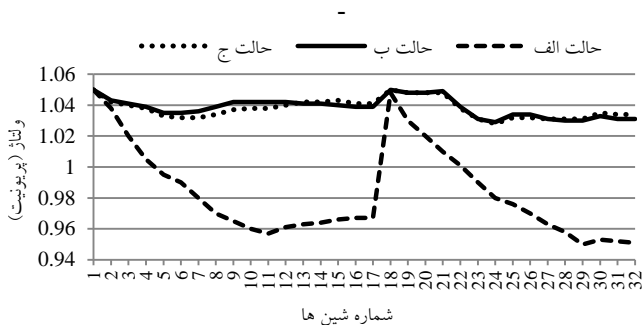
**۳-۲-۱- سناریو اول:** حالت پایه: اینترتای و هر دو نوع تولید پراکنده (با مالکیت شرکت توزیع و شرکت‌های تولید توان کوچک) در مساله حضور دارند. سیستم در سه حالت مختلف زیر با قیمت‌های مختلف انرژی برنامه‌ریزی شده است:

حالت الف- با ۸۰ درصد قیمت پایه انرژی

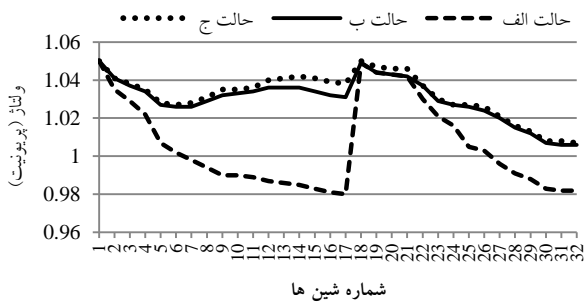
حالت ب- با قیمت پایه انرژی

حالت ج- با ۱۲۰ درصد قیمت پایه انرژی

خلاصه نتایج به دست آمده برای حالت‌های مختلف این سناریو که شامل طرح توسعه سیستم در طول ۱۰ سال دوره برنامه‌ریزی می‌باشد در جدول (۲) ارائه شده است. منحنی پروفیل ولتاژ شین‌های شبکه در سال آخر دوره برنامه‌ریزی برای سطح بار پیک نیز در شکل (۳) آمده است که نشان دهنده حفظ پایداری استاتیکی ولتاژ در تمامی



شکل (۳): ولتاژ شین‌های سیستم توزیع سناریو اول در سطح پیک بار شبکه در آخرین سال دوره برنامه‌ریزی



شکل (۴): ولتاژ شین‌های سیستم توزیع سناریو دوم در سطح پیک بار شبکه در آخرین سال دوره برنامه‌ریزی

**۳-۲-۳- سناریو سوم:** DG متعلق به تولید کنندگان توان کوچک اجازه کار و نصب در شبکه ندارند و تنها اینترتای و DG متعلق به شرکت توزیع در مساله وجود دارند و شبیه‌سازی‌ها نیز در سه حالت مختلف با قیمت‌های مختلف انرژی زیر انجام شده‌اند:

حالت الف- با ۸۰ درصد قیمت پایه انرژی

حالت ب- با قیمت پایه انرژی

حالت ج- با ۱۲۰ درصد قیمت پایه انرژی خلاصه نتایج به دست آمده برای حالت‌های مختلف این سناریو که شامل طرح توسعه سیستم در طول ۱۰ سال دوره برنامه‌ریزی می‌باشد در جدول (۴) ارائه شده است. شکل (۵) نیز نشان دهنده پروفیل ولتاژ حالت‌های مختلف مربوط به این سناریو در بار پیک در آخرین سال دوره برنامه‌ریزی می‌باشد.

با توجه به نتایج به دست آمده دیده می‌شود که اینترتای (در صورت وجود شرایط نصب) در سال اول به مقدار ۱۰ MW (حداکثر ظرفیت مجاز) در طرح توسعه‌ای سیستم در نظر گرفته شده است که این امر به واسطه هزینه نصب و بهره‌برداری نسبتاً پایین آن در مقایسه با سایر روش‌های تامین انرژی می‌باشد به عبارت دیگر خرید و فروش توان بین شرکت‌های توزیع می‌تواند در کاهش هزینه این شرکت‌ها در تامین تقاضای بار مصرفی خود موثر باشد.

جدول (۲): طرح برنامه‌ریزی سیستم توزیع ۳۲ شینه در ۳ حالت مختلف سناریو اول

حالت	الف	ب	ج
فیدرها	شین ۲ به شین ۲۲ (اول-۱/۱۰۷) شین ۳۰ به ۳۱ (هفتم-۰/۳۶۱)	شین ۲ به شین ۲۲ (دوم-۰/۷۲) شین ۲۹ به شین ۳۰ (پنجم-۱/۰۷۸) شین ۳۰ به ۳۱ (سوم-۰/۳۶)	شین ۲ به شین ۲۲ (اول-۰/۳۴۵) شین ۳۰ به شین ۲۹ (اول-۲/۷۱۶)
SPP	SPP1: شین ۱۷ SPP2: شین ۲۳ SPP3: شین ۲۰	SPP1: شین ۱۷ SPP2: شین ۲۳ SPP3: شین ۲۰	SPP1: شین ۳۱ SPP2: شین ۲۳ SPP3: شین ۲۰
توربین بادی: (شماره شین‌ها)	۹ و ۱۰ و ۱۱ و ۱۳ و ۱۴ و ۱۵ و ۱۶ و ۲۴	۶ و ۷ و ۸ و ۱۰ و ۱۱ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۴ و ۲۱ و ۲۴	۱۰ و ۱۱ و ۱۳ و ۱۴ و ۱۵ و ۱۶ و ۱۸ و ۲۱ و ۲۲ و ۲۴ و ۲۷
DE (سال-توان)	شین ۳ (اول-۱/۱۱۵)	-	-
اینترتای (سال-توان)	(اول-۱۰)	(اول-۱۰)	(اول-۱۰)
پست (سال-توان)	(اول-۷۰۴۳۱)	-	-
هزینه سرمایه‌گذاری DG (دلار)	۳۳۸۰۹۵۵۰	۸۴۹۷۵۷۱۶/۸	۹۲۰۲۴۶۰۱/۷
هزینه سرمایه‌گذاری فیدر (دلار)	۳۷۲۸۰۹۵	۲۱۵۷/۴۹۵	۳۰۶۱/۵۳۳
هزینه سرمایه‌گذاری پست (دلار)	۳۷۱۵۶۳۰۹۶	.	.
هزینه سرمایه‌گذاری اینترتای (دلار)	۱۰۰۰۰	۱۰۰۰۰	۱۰۰۰۰
تلفات کل	۲۰۷۳۵۱۱۰	۱۹۲۹۰۰۶۰	۲۱۰۶۸۳۵۰
هزینه کل (میلیون دلار)	۲۱۱/۲۱۳۶	۲۵۱/۰۰۷۷	۲۸۲/۳۲۹۹

جدول (۳): طرح برنامه‌ریزی سیستم توزیع ۳۲ شینه در ۳ حالت مختلف سناریو دوم

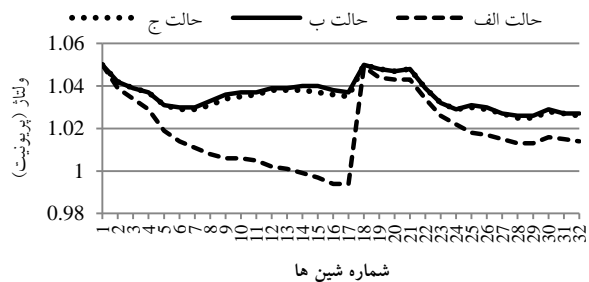
حالت	الف	ب	ج
فیدرها	شین ۱ به ۱۸ (چهارم-۲/۵۰۲) شین ۲ به ۱۱ (اول-۴/۲۳۹) شین ۳ به ۲ (اول-۱/۹۴۹) شین ۴ به ۳ (اول-۰/۲۰۷) شین ۱۸ به ۱۹ (سوم-۰/۰۴۷) شین ۲۲ به ۲ (اول-۳/۲۳) شین ۲۲ به ۲۳ (ششم-۱/۷۰۴) شین ۲۳ به ۲۴ (ششم-۰/۸۰۵)	شین ۱ به شین ۲ (اول-۳/۰۱۹) شین ۱ به شین ۱۸ (نهم-۰/۳۳۹) شین ۲ به شین ۳ (اول-۱/۳۱۱) شین ۱۸ به شین ۱۹ (سوم-۰/۰۴۷) شین ۲ به شین ۲۲ (اول-۱/۰۷۴)	شین ۲ به ۱۱ (اول-۲/۳۳۱) شین ۲ به ۳ (اول-۱/۰۲۸) شین ۲۲ به ۲ (اول-۱/۰۷۴)
SPP	SPP1: شین ۳۱ SPP2: شین ۲۳ SPP3: شین ۲۰	SPP1: شین ۳۱ SPP2: شین ۲۳ SPP3: شین ۲۰	SPP1: شین ۳۱ SPP2: شین ۲۳ SPP3: شین ۲۰
توربین بادی: (شماره شین‌ها)	۱۲ و ۱۳ و ۱۵ و ۱۶ و ۲۸	۹ و ۱۰ و ۱۱ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۴ و ۱۶ و ۱۸ و ۲۴ و ۲۷ و ۲۸	۸ و ۹ و ۱۰ و ۱۱ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۴ و ۱۵ و ۱۶ و ۲۱ و ۲۴ و ۲۷ و ۲۸
پست (سال-توان)	(اول-۱۵/۱۵۷۸)	(اول-۱۵/۴۳۳)	(اول-۲۴/۰۵۸)
هزینه سرمایه‌گذاری DG (دلار)	۴۲۰۴۴۵۹۰	۹۵۷۸۲۷۳۱/۹	۹۸۰۶۲۸۰۷/۱
هزینه سرمایه‌گذاری فیدر (دلار)	۱۲۶۸۲/۵۳۲	۵۷۸۶/۵۵۳	۴۴۳۲/۳۵۶
هزینه سرمایه‌گذاری پست (دلار)	۷۹۸۶۷۳/۴۴	۷۶۱۶۳۳/۰۲۲	۱۱۸۷۹۹۸/۱۰۹
هزینه سرمایه‌گذاری اینترتای (دلار)	۱۰۰۰۰	۱۰۰۰۰	۱۰۰۰۰
تلفات کل	۲۹۰۷۰۰۸۰	۲۴۵۴۹۶۰۰	۲۴۰۱۱۹۶۰
هزینه کل (میلیون دلار)	۲۲۹/۶۱۶۳	۲۷۰/۸۸۹۸	۳۰۳/۶۸۵۴



جدول (۴): طرح برنامه‌ریزی سیستم توزیع ۳۲ شینه در ۳ حالت مختلف سناریو سوم

حالت	الف	ب	ج
فیدرها (سال-توان)	شین ۱ به ۱۸ (چهارم-۰/۴۵۵) شین ۲۲ به ۲ (اول-۱/۶۷۵) شین ۲۳ به ۲۳ (پنجم-۰/۱۶۴) شین ۲۹ به ۳۰ (اول-۱/۴۰۴) شین ۳۰ به ۳۱ (هفتم-۰/۳۶)	شین ۲۲ به شین ۲ (اول-۰/۷۲) شین ۳۰ به شین ۲۹ (اول-۱/۴۰۴) شین ۳۰ به شین ۳۱ (هفتم-۰/۳۶)	شین ۳۰ به ۲۹ (اول-۱/۴۰۴) شین ۳۰ به ۳۱ (هفتم-۰/۳۶)
توربین بادی (شماره شین‌ها)	۱۰ و ۱۱ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۶ و ۲۱ و ۲۴	۸ و ۱۰ و ۱۱ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۴ و ۱۵ و ۱۶ و ۲۱ و ۲۲ و ۲۴	۱۰ و ۱۱ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۴ و ۱۵ و ۱۶ و ۱۸ و ۲۱ و ۲۲ و ۲۴
DE (سال-توان)	-	شین ۱۵ (اول-۰،۵۰۷)	-
پست (سال-توان)	(اول-۸/۶۵۶)	-	-
اینترتای (سال-توان)	(اول-۱)	(اول-۱)	(اول-۱)
هزینه سرمایه‌گذاری DG	۴۳۰۴۴۷۱۳	۹۵۶۷۹۱۱۴،۳	۹۶۳۹۳۵۰۹،۲
هزینه سرمایه‌گذاری فیدر	۴۰۵۸/۲۶۹	۲۴۸۳/۶۰۸	۱۷۶۳/۵۸۹
هزینه سرمایه‌گذاری پست (دلار)	۴۳۲۸۱۳/۲۸۱	.	.
هزینه سرمایه‌گذاری اینترتای (دلار)	۱۰۰۰۰	۱۰۰۰۰	۱۰۰۰۰
تلفات کل	۲۱۶۵۳۶۵۰	۲۰۴۴۷۷۶۰	۱۹۷۴۳۳۷۰
هزینه کل (میلیون دلار)	۲۱۳/۴۶۸۱	۲۵۲/۱۵۴۹	۲۸۲/۷۲۳۵

با بررسی نمودارهای به دست آمده و جداول نتایج سناریوها هم‌چنین دیده می‌شود که در حالت (ب) که اینترتای از مساله حذف شده است بیش‌ترین هزینه سرمایه‌گذاری (به علت افزایش تلفات) نسبت به سایر حالت‌ها نیاز است. در هر دو سناریو الف و ج اینترتای در همان ابتدای دوره برنامه‌ریزی باید بلافاصله تا حداکثر مقدار مجاز خود توسعه یابد. هم‌چنین در سناریو اول با توجه به وجود منابع مختلف تامین توان، تنها در حالت الف به میزان ۷/۴۳۱ مگاوات نیاز به توسعه پست دارد در حالی که در سناریوهای دیگر به منظور تامین بار پست باید به مقدار بیش‌تری توسعه یابد. در هر سه سناریو با افزایش قیمت انرژی هزینه کل سرمایه‌گذاری نیز تقریباً به صورت خطی افزایش یافته است. در حالت‌های الف و ب طرح توسعه‌ای SPPDGها تفاوت چندانی با هم ندارند که البته با توجه به مشخص بودن کلیات اجرایی آن‌ها در اول مساله، دور از ذهن نمی‌باشد. در سناریو ب با توجه به عدم اجازه نصب اینترتای، ضمن این که ظرفیت نصب شده DG و هزینه کل افزایش یافته است، مقدار سرمایه‌گذاری لازم برای توسعه فیدرها نیز نسبت به سناریوهای دیگر بسیار بیش‌تر می‌باشد. در تمام سناریوها توربین بادی بیش‌ترین ظرفیت DG در طرح توسعه‌ای را به خود اختصاص داده است. دلیل این امر، هزینه سرمایه‌گذاری پایین آن نسبت به سیستم فوتوولتائیک و هزینه بهره‌برداری بسیار پایین آن نسبت به دو نوع DG فسیلی می‌باشد.

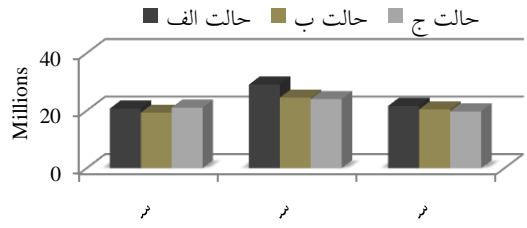


شکل (۵): ولتاژ شین‌های سیستم توزیع سناریو سوم در سطح بار پیک در آخرین سال دوره برنامه‌ریزی

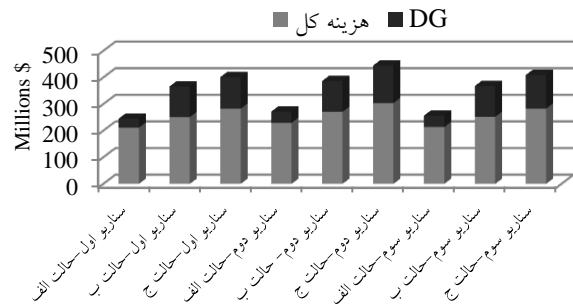
شکل‌های (۳)، (۴) و (۵) ولتاژ شین‌های سیستم توزیع برای سه سناریو و در سطح بار پیک در آخرین سال دوره برنامه‌ریزی را به عنوان نمونه‌ای از ولتاژ در کل دوره برنامه‌ریزی نشان داده‌اند. همان گونه که مشاهده می‌شود ولتاژها در محدوده مجاز تعیین شده توسط برنامه‌ریز قرار گرفته‌اند و به عبارت دیگر پایداری استاتیکی ولتاژ در تمام سال‌های دوره برنامه‌ریزی وجود دارد.

شکل (۶) تلفات کل دوره، برای تمام حالت‌های سناریوهای بررسی شده را به صورت مقایسه‌ای ارائه کرده است که در حالت کلی نشان دهنده کاهش تلفات کل با افزایش قیمت انرژی و افزایش هزینه کل برنامه‌ریزی سیستم می‌باشد. هم‌چنین سناریو دوم بیش‌ترین مقدار تلفات را دارد. در شکل (۷) نیز هزینه سرمایه‌گذاری شده طرح‌های مختلف در مقایسه با کل هزینه هر طرح ارائه شده است. در این شکل می‌توان دید که با افزایش قیمت انرژی و افزایش هزینه کل سرمایه‌گذاری، مقدار سرمایه‌گذاری بر روی DG نیز افزایش یافته است (مخصوصاً حالت‌های ب و ج سه سناریو در مقایسه با حالت الف).

در این مقاله یک مدل جامع برای مساله برنامه‌ریزی بلندمدت سیستم توزیع در محیط تجدید ساختار یافته از دید شرکت توزیع ارایه شده است. مدل ارایه شده شامل نصب یا ارتقای فیدرها، پست، اینترتای، DGهای متعلق به شرکت توزیع و نیز DGهای متعلق شرکت‌های تولید کننده کوچک می‌باشد. همچنین تصمیمات تجربی برنامه‌ریزی سیستم توزیع می‌تواند در مساله وارد شود. برای حل مساله برنامه‌ریزی سیستم توزیع از یک روش دومرحله‌ای استفاده شده است. روش ارایه شده روی یک سیستم توزیع نمونه ۳۲ شینه بر اساس سه سناریو پیشنهادی توسط نرم‌افزار GAMS شبیه‌سازی و اجرا شده است. در این سناریوها، تاثیر وجود منابع مختلف تامین توان در طرح کلی برنامه‌ریزی و هزینه‌های نهایی در قیمت‌های مختلف انرژی بررسی شده است. نتایج حاصل نشان‌دهنده تاثیر بسیار زیاد اینترتای در طرح توسعه‌ای، تلفات و هزینه کل دوره برنامه‌ریزی می‌باشد. همچنین افزایش قیمت انرژی باعث افزایش هزینه سرمایه‌گذاری شرکت توزیع روی تجهیزات سیستم و مخصوصاً DG می‌شود. در نهایت، شبیه‌سازی‌های انجام شده در حالت‌های مختلف، کارایی مدل ارایه شده برای برنامه‌ریزی سیستم توزیع در شرایط مختلف اقتصادی و فنی شبکه و نیز انواع مختلف تولید پراکنده را نشان می‌دهد.



شکل (۶): مقایسه انرژی کل تلف شده در دوره برنامه‌ریزی سناریوها در حالت‌های مختلف (بر حسب MWh)



شکل (۷): نمودار مقایسه‌ای هزینه‌های کل طرح و هزینه سرمایه‌گذاری DG

۴-

## ۵- نتیجه‌گیری

### ضمیمه: فهرست پارامترها

z: شماره شین

l: سطح بار (از تقریب تکه‌ای خطی منحنی بار سالانه)

IRE و IRe: نرخ تورم هزینه سرمایه‌گذاری و انرژی (/)

Ccfd, Ccfs و Ccfint: هزینه ثابت ارتقای فیدر، پست و اینترتای (\$/Km)

Ccvfdr و Ccvss: هزینه متغیر ارتقای فیدر، پست و اینترتای (\$/Km)

CoDGu(tech): هزینه بهره برداری DG با مالکیت شرکت توزیع (\$/MWh)

Cess(l,t): هزینه انرژی دریافت شده از طریق پست (\$/MWh)

Ceint(l,t): هزینه انرژی دریافت شده از طریق اینترتای (\$/MWh)

CRcDGu(tech): نرخ تغییر سالانه در هزینه ثابت سرمایه‌گذاری DG متعلق به شرکت توزیع (/)

CcDGu(tech): هزینه سرمایه‌گذاری ثابت سالانه DG متعلق به شرکت توزیع (\$/MW)

CRoDGu(tech): نرخ تغییر سالانه در هزینه بهره‌برداری DG متعلق به شرکت توزیع (/)

CeDGp(tech): هزینه انرژی خریداری شده از DG متعلق به SPP (\$/MWh)

Cx(l,t): قیمت انرژی فروخته شده به شبکه فوق توزیع

G(i,j): ضریب هزینه مکانی فیدر

$L(i,j)$ : طول فیدر (i,j) (Km)

$Wfdr(i,j,t)$  و  $Wss(i,t)$  و  $Wint(i,t)$ : ظرفیت اضافه شده به فیدر، پست و اینترتای (MW)

$wDGu(tech,i,t)$ : ظرفیت اضافه شده به DG متعلق به شرکت توزیع (MW)

$wDGp(tech,i,t)$ : ظرفیت DG متعلق به SPP (MW)

$Wfdrmax(i,j)$ : حداکثر ظرفیت فیدرها

$wfdr\_MILP(i,j,t)$ : ظرفیت فیدر به دست آمده از مرحله اول (MILP)

$wss\_MILP(i,t)$ : ظرفیت پست به دست آمده از مرحله اول (MILP)

$wint\_MILP(i,t)$ : ظرفیت اینترتای به دست آمده از مرحله اول (MILP)

$wDGu\_MILP(tech,i,t)$ : ظرفیت DG به دست آمده از مرحله اول (MILP)

$Wssmin$  و  $Wssmax$ : حداکثر و حداقل ظرفیت پست

$Wintmax$ : حداکثر ظرفیت اینترتای

$wDGmin(tech)$  و  $wDGmax(tech)$ : حداکثر و حداقل ظرفیت DG

$FDGmin$  و  $FDGmax$ : حداکثر و حداقل ضریب نفوذ DG (%)

$zss(i,t)$  و  $zfd(i,j,t)$  و  $zint(i,t)$ : ضریب باینری تصمیم‌گیری ارتقای فیدر، پست و اینترتای (0/1)

$zDGp(tech,i)$  و  $zDGu(tech,i,t)$ : ضریب باینری تصمیم‌گیری نصب DG متعلق به شرکت توزیع یا متعلق به SPP (0/1)

$Ps(i,l,t)$ : توان تغذیه شده توسط پست (MW)

$Psint(i,l,t)$ : توان تغذیه شده توسط اینترتای (MW)

$PsDGu(tech,i,l,t)$ : توان تغذیه شده توسط DG (MW)

$PsDGp(tech,i,l,t)$ : توان تغذیه شده توسط DG (MW)

- siting of distributed generation," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, 2005.
- [13] S. Wong, K. Bhattacharya and J. D. Fuller, "Electric power distribution system design and planning in a deregulated environment," Generation, Transmission & Distribution, IET, Vol. 3, 2009.
- [14] S. Wong, K. Bhattacharya, J. D. Fuller, "Coordination of investor-owned DG capacity growth in distribution systems," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, pp. 1375-1383, 2010.
- [15] K. Zou, A. P. Agalgaonkar, K. M. Muttaqi and S. Perera, "Distribution system planning with incorporating dg reactive capability and system uncertainties," IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 3, pp. 112-123, 2012.
- [16] A. M. Cossi, L. G. W. Da Silva, R. A. R. Lázaro and J. R. S. Mantovani, "Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs," IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 6, pp. 274-284, 2012.
- [17] D. T. C. Wang, L. F. Ochoa and G. P. Harrison, "Modified GA and data envelopment analysis for multistage distribution network expansion planning under uncertainty," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26, pp. 897-904, 2011.
- [18] A. Zidan, M. F. Shaaban and Ehab F. El-Saadany, "Long-term multi-objective distribution network planning by DG allocation and feeders' reconfiguration," Electric Power Systems Research, Vol. 105, pp. 95-104, 2013.
- [19] S. Najafi Ravadanegh and R. Gholizadeh Roshanagh, "On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 54, pp: 487-497, 2014.
- [20] N. C. Sahoo, S. Ganguly and D. Das, "Multi-objective planning of electrical distribution systems incorporating sectionalizing switches and tie-lines using particle swarm optimization," Swarm and Evolutionary Computation, Vol. 3, pp. 15-32, 2012.
- [21] S. Ganguly and N. C. Sahoo, "Multi-objective planning of electrical distribution systems using dynamic programming," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 46, pp: 65-78, 2013.
- $P(i,j,l,t)$ : توان فیدر (i,j) (MW)
- $Px(i,l,t)$ : توان فروخته شده به شبکه خارجی (MW)
- $Pd(i,l,t)$ : تقاضای توان تخمینی شین i در سطح بار l (MW)
- $Lsfd(i,j,t)$ : درصد تخمینی تلفات فیدر (٪)
- $Rs$ : توان رزرو (٪)
- $Hrs(l)$ : ساعت‌های هر سطح بار
- $T$ : دوره برنامه‌ریزی (سال)
- $Em(t)$ : جریمه تجاوز از حد مجاز (\$/tonnes)
- $Em(tech)$ : آلودگی ایجاد شده توسط DG (tonnes/MWh)
- $Emx(t)$ : مقدار آلودگی بیش از حد مجاز (تن)
- $Emmax$ : حداکثر آلودگی مجاز (تن)
- $Budget(t)$ : بودجه کل سرمایه‌گذاری سالانه (\$)
- $V(i,l,t)$ : ولتاژ (ولت بر حسب پریونیت)
- $Z(i,j,t)$ : اندازه امپدانس فیدر

## مراجع

- [1] T. Ackermann, "Distributed resources and re-regulated electricity markets," Electric Power Systems Research, Vol. 77, pp: 1148-1159, 2007.
- [2] R. C. Dugan, T. E. McDermott and G. J. Ball, "Planning for distributed generation," IEEE Industry Applications Magazine, Vol. 7, pp. 80-88, 2001.
- [3] R. C. Dugan, T. E. McDermott and G. J. Ball, "Distribution planning for distributed generation," Rural Electric Power Conference, Vol. C, pp. C4/1-C4/7, May 2000.
- [4] R. H. Fletcher and K. Strunz, "Optimal distribution system horizon planning-Part I: Formulation," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, pp: 791-799, 2007.
- [5] R. H. Fletcher and K. Strunz, "Optimal distribution system horizon planning-Part II: Application," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, pp: 862-870, 2007.
- [6] M. R. Haghifam, H. Falaghi and O. P. Malik, "Risk-based distributed generation placement," IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 2, pp: 252-260, 2008.
- [7] W. El-Khattam, K. Bhattacharya, Y. Hegazy and M. Salama, "Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, pp: 1674-1684, 2004.
- [8] W. El-Khattam, Y. Hegazy and M. Salama, "An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, pp: 1158-1165, 2005.
- [9] A. Zangeneh, S. Jadid and A. Rahimi-Kian, "Promotion strategy of clean technologies in distributed generation expansion planning," Renewable Energy, Vol. 34, pp. 2765-2773, 2009.
- [10] H. Shayeghi and A. Bagheri, "Considering DG in Expansion Planning of Subtransmission System," International Conference on Advanced Science, Engineering and Information Technology, Malaysia, 14-15 January, 2011.
- [11] S. Porkar, P. Poure, A. Abbaspour-Tehrani-fard and S. Saadate, "A novel optimal distribution system planning framework implementing distributed generation in a deregulated electricity market," Electric Power Systems Research, Vol. 80, pp. 828-837, 2010.
- [12] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci and F. Pilo, "A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and