

هماهنگی چند منظوره فرآیندهای مدیریت مصرف به منظور اعمال اصلاحی

محسن پارسا مقدم
استادیار
بخش مهندسی برق، دانشگاه تربیت مدرس

مهرداد ستایش نظر
استادیار
دانشکده صنعت آب و برق، گروه مهندسی برق

حسین جاویدی
استادیار
دانشکده مهندسی برق، دانشگاه فردوسی مشهد

محمود رضا حقی فام
استادیار
بخش مهندسی برق، دانشگاه تربیت مدرس

چکیده

در این مقاله روش پیشنهادی در هماهنگی چند منظوره فرآیندهای مدیریت مصرف^۱ به منظور انجام اعمال اصلاحی^۲ و با استفاده از شبیه سازی انجمادی بسیار سریع^۳ ارائه می گردد. این روش شامل الگوریتم دو مرحله ای بهینه سازی بود و توانایی در نظر گرفتن ماهیت غیر خطی توابع متعدد هدف را دارد. در الگوریتم ارائه شده، تلاش در جهت کاهش هزینه های تحمیلی بر سیستم در اثر بروز اغتشاشات محتمل آن صورت پذیرفته و با استفاده از حضور فرآیندهای مدیریت مصرف در اعمال اصلاحی، از کارکرد اقتصادی و مطمئن سیستم بعد از اغتشاشات عمده آن اطمینان حاصل می شود. نتایج این مقاله می تواند با یافتن ترکیب بهینه انجام پشتیبانی مشترکان به سیستم قدرت، مبنایی برای انجام مذاکره^۴ و انعقاد قراردادهای لازم بین شبکه و مشترکان باشد.

Multiobjective Coordination of Demand Side Management Procedures for Corrective Actions

M.Setayesh Nazar
Assistant Professor
Power and water Institute of Technology

M.Parsa Moghaddam
Assistant Professor
Tarbiat Modarres University

M.R.Haghifam
Assistant Professor
Tarbiat Modarres University

M. H.Javidi
Assistant Professor
Ferdowsi University

Abstract

This Paper describes a new method for multiobjective coordination of demand side management procedures for corrective actions. This method relies on a two stage very fast simulated reannealing and is capable to recognize the effectiveness of corrective action of demand side. A number of cases are presented to illustrate the consequences of introducing of demand side action. In particular, it is shown that using this method provides a basis for negotiations between the system operators and potential providers of demand side corrective actions.

اعمال اصلاحی، شبیه سازی انجمادی بسیار سریع، فرایندهای مدیریت مصرف.

کلمات اصلی به انگلیسی

Corrective Action, Simulated Annealing, Demand Side Management.

مقدمه

با توسعه فن آوری فرایندهای مدیریت مصرف انرژی الکتریکی و بکارگیری گسترده آن در سیستم های قدرت، ایجاد هماهنگی بهینه بین سازوکارهای موثر در اجرای اعمال اصلاحی ضروری به نظر می رسد.

بر اساس نظر کمیته تخصص انجمن بین المللی مهندسين برق^۱، علاوه بر شیوه های مرسوم کنترل مصرف (نظیر قطع مستقیم بار^۲)، نیروگاههای خورشیدی، سلولهای سوختی، واحدهای سریع تولید، تولید مشترک حرارت و الکتریسیته و نیروگاههای آبی کوچک (که اغلب سیستمهای فوق، بعلت نوع کاربردشان تحت مالکیت مشترکان سیستم قدرت قرار دارند)، بعنوان زیر گروه فرایندهای مدیریت مصرف تلقی می گردند [۱].

با حضور این توانایی در نزد مشترکان و امکان انجام پشتیبانی به سیستم در هنگام لزوم، روشهای مرسوم بهینه سازی اجرای اعمال اصلاحی توانایی یافتن نقطه مطمئن اقتصادی کارکرد با استفاده از امکانات کل شبکه را ندارند [۲].

این نقیصه از عوامل زیر نشأت می گیرد:

- در روشهای مرسوم اعمال اصلاحی نقش تولید یا قطع داوطلبانه مصرف مشترکان در نظر گرفته نمی شود [۲].
در صورتیکه در حضور فرایندهای مدیریت مصرف گزینه های قابل اجرای بیشتری در اختیار اپراتورهای سیستم قدرت در اعمال اصلاحی است.

- در اغلب سیستم های قدرت در مرحله طراحی مجتمع منابع تولید^۳، نقش تواناییهای تغییر تولید یا مصرف مشترکان در هنگام اغتشاش و اجرای اعمال اصلاحی در نظر گرفته نشده است [۳]. این مساله بعلت توسعه فرایندهای مدیریت مصرف بعد از مرحله طراحی و ساخت سیستمها ایجاد شده است.

به طور طبیعی اپراتورهای سیستم قدرت برای استفاده از امکانات چنین سازوکارهایی در اعمال اصلاحی نیاز به انجام مطالعات اقتصادی در کسب توجه کافی دریافت پشتیبانی از مشترکان، درقبال هزینه های ناشی از گسستگی سیستم یا عدم موفقیت روشهای معمول اعمال اصلاحی

نظیر تغییر متغیرهای قابل کنترل سیستم دارند. دراین مقاله تلاش خواهد شد تا مطالعات اقتصادی لازم در انجام هماهنگی فرایندهای مدیریت مصرف صورت پذیرد و فرمولبندی مناسب با مطالعات عددی کافی ارائه گردد.

۱- حضور مشترکان در اعمال اصلاحی

مطالعات بهینه سازی حضور مشترکان در اعمال اصلاحی سیستم قدرت دارای دو مرحله می باشد. در مرحله نخست، وابسته به امکانات سیستم و پتانسیل انجام پشتیبانی مشترکان، حالات متفاوتی از اعمال اصلاحی در برابر اغتشاشات آتی متفاوتی از اعمال اصلاحی در برابر اغتشاشات آتی سیستم متصور است. در حالت کلی ابزارهای مرسوم دراعمال اصلاحی به صورت زیر قابل تقسیم بندی می باشند:

- کلید زنی بانک های خازنی
- کلید زنی راکتورها
- تغییر تپ ترانسهای تپ چنجر دار
- تغییر نقطه کار کندانسورهای سنکرون
- تغییر ولتاژ در پایانه های ژنراتورها به وسیله سیستم تحریک آنها
- کلید زنی خطوط
- تغییر زاویه فاز در ترانسهای تغییر دهنده فاز
- تغییر توان اکتیو تولیدی ژنراتورهای شبکه
- تغییر موقت مقادیر انرژی رسانی در صورت لزوم در حضور فرایندهای مدیریت مصرف، امکانات زیر به موارد فوق اضافه می گردند:

- تغییر داوطلبانه مصرف مشترکان [۲]

- تغییر تولید واحدهای تولید توان مشترکان [۳]

در این مرحله از مطالعات سیستم، با توجه به توپولوژی شبکه و بررسی امکانات سیستم به همراه حداکثر مقدار پشتیبانی مشترکان، مطالعات اقتصادی ترکیبات متعدد اعمال اصلاحی لازم بعد از بروز اغتشاشات عمده آن صورت می پذیرد و از کارکرد مطمئن اقتصادی سیستم^۴، اطمینان نسبی حاصل می شود [۲]. سپس با توجه به نتایج این مطالعات، سیستم قدرت با انتخاب بهترین ترکیب حضور مشترکان، نسبت به انعقاد قرارداد با آنها اقدام می نماید.

پس از کسب نتایج نهایی توافق، سایر روشهای نگهداری نقطه کار سیستم در نقطه مطمئن اقتصادی در مرحله بادرنگ مطالعات^۵ نظیر میزان ذخیره چرخان، مقدار تبادل ظرفیت و تبادل اضطراری توان را هماهنگ می نمایند [۲].

مرحله دوم مطالعات اقتصادی حضور مشترکان، پس از

وقوع اغتشاشات و در حین اعمال اصلاحی صورت می گیرد و وابسته به مقدار واقعی حضور هر مشترک و با استفاده از شیوه قیمت گذاری بی درنگ^{۱۱}، مقادیر هزینه های سیستم با حفظ شرط کارکرد مطمئن آن، کمینه می گردد [۳].

مطالعات مورد توجه در این مقاله مرتبط با مرحله نخست و هماهنگی فرایندها مدیریت مصرف در دوره های کوتاه مدت کارکرد^{۱۱} می باشد و ماهیت مطالعات آن بادرنگ است.

۲- مروری بر مطالعات انجام شده

بعلت جدید بودن مبحث هماهنگی فرایندهای مدیریت مصرف در اعمال اصلاحی، تعداد مقالات ارائه شده در این زمینه نسبتاً محدود است. بر اساس جستجوهای انجام شده، مهمترین دیدگاهها در این حوزه به صورت زیر قابل تقسیم بندی است:

- در مرجع [۲] مؤلفان با خطی کردن معادلات غیر خطی بهینه سازی و انجام تقریب های متعدد، مسأله را از دیدگاه هماهنگی بارهای قطع پذیر و ارزش اقتصادی اعمال اصلاحی طرف مشترکان بررسی نموده اند.

در روش مذکور، با استفاده از الگوریتم جداسازی بندر^{۱۲}، نقطه بهینه اعمال اصلاحی مهمترین اغتشاشات آتی تعیین شده است تا با انعقاد قرارداد با مشترکان، انجام پشتیبانی در هنگام وقوع اغتشاشات صورت پذیرد. مهمترین مزیت روش فوق، استفاده جامع از امکانات کل سیستم و ایجاد مشارکت طرف مشترک در هدایت اقتصادی و مطمئن سیستم می باشد. اما بعلت لحاظ نکردن هزینه های احتمالی بر سیستم نظیر هزینه های گسستگی و جریمه های پرداختی به مشترکان، در برابر هزینه های دریافت پشتیبانی، نقطه بهینه ارائه شده نقطه واقعی بهینه اقتصادی اعمال اصلاحی نیست.

- در مرجع [۳] با استفاده از مفهوم احتمال حضور مشترکان و تأثیر هزینه های گسستگی سیستم در یافتن نقطه بهینه کلان سیستم^{۱۳}، مسأله کامل تر حل شده است. در این مقاله نیز تلاش شده است تا هماهنگی فرایندهای مدیریت مصرف قبل از وقوع اغتشاش و یافتن ترکیب بهینه آن در اعمال اصلاحی برای کارکرد مطمئن اقتصادی و انجام قرارداد با مشترکان صورت پذیرد.

- مرجع [۴] به انجام اعمال اصلاحی با اجرای مدیریت بار^{۱۴} و بدون هماهنگی فرایندها و مطالعه آثار اقتصادی آن می پردازد.

- مرجع [۵] به بررسی ارزش اقتصادی قطع بار حاصل از اعمال اصلاحی پرداخته و روشی در حداقل سازی هزینه های ناشی از قطع بار اجباری و داوطلبانه ارائه نموده

است.

- مرجع [۶] نیز به مطالعه ارزش اقتصادی قطع بار و هماهنگی آن به منظور کاهش هزینه های سیستم می پردازد. با توجه به دیدگاه غالب در شبکه های دارای امکانات مدیریت مصرف که استفاده از توانایی های این فرایندها در اعمال اصلاحی است و برتری روش های پیشنهادی مرجع [۲] و [۳]، تلاش خواهد شد تا با حفظ دیدگاههای فوق از نظر سایر مراجع موجود نیز استفاده کرده و فرمولبندی مسأله جامعیت لازم را داشته باشد.

۳- فرمولبندی مسأله

هزینه حضور مشترکان در اعمال اصلاحی دارای مؤلفه های زیر است:

- هزینه آماده سازی اعمال اصلاحی

- هزینه منتظره اجرای اعمال اصلاحی

هزینه آماده سازی اعمال اصلاحی برابر مجموع تسهیلات پرداختی به مشترکان برای در دسترس بودن پشتیبانی است. هزینه منتظره اجرای اعمال اصلاحی از حاصل ضرب هزینه های لازم اجرای پشتیبانی در تعداد منتظره وقوع اغتشاشات عمده سیستم حاصل می شود. اغلب، هزینه های آماده سازی با توجه به نتایج مرجع [۲] مقدار بسیار کمی نسبت به سایر هزینه های دیگر دارد و در صورت طراحی صحیح قراردادها قابل چشم پوشی است.

همچنین هزینه های عدم موفقیت یا تأثیر اعمال اصلاحی به صورت زیر قابل تقسیم بندی است:

- هزینه های منتظره گسستگی سیستم در اثر عدم تأثیر یا موفقیت اعمال اصلاحی.

- هزینه های منتظره جریمه ای ناشی از نقطه کارکرد نامطلوب سیستم که به مشترکان پرداخت می شود.

اعمال اصلاحی مورد توجه در این مقاله مرتبط با اغتشاشات رتبه بندی شده توسط روشهای استاتیکی رتبه بندی در دو حوزه توان اکتیو و راکتیو می باشند.

براین اساس اغتشاشات مذکور را به صورت زیر تقسیم بندی می نماییم:

- مجموعه مهمترین اغتشاشات خروج خطوط، تأثیر گذار بر توان انتقالی که توسط روشهای مرسوم رتبه بندی استاتیکی انجام می شوند. این مجموعه را با Ψ_p نشان می دهیم.

- مجموعه مهمترین اغتشاشات خروج خطوط، تأثیر گذار بر ولتاژ شین ها که توسط روشهای معمول رتبه بندی مشخص می گردند. این مجموعه را با Ψ_v نشان می دهیم.

اکتون توابع هدف را به ترتیب اهمیت معرفی می نماییم:

$$\text{Min } C_g = \sum_{p=1}^{np} T_p \sum_{g=1}^{ng} C_{pg} C_{pg} \quad (1)$$

۲-۳- هزینه انجام پشتیبانی توسط مشترکان

تابع هدف انجام پشتیبانی توسط مشترکان را به صورت زیر معرفی می نماییم :

$$\text{Min } C_c = \sum_{i=1}^{nd1} \sum_{p=1}^{np} \sum_{c1=1}^{cp} N_{pc1} \tau_{ipc1} \Delta D_{ipc1} E_{lipc1} +$$

$$\sum_{j=1}^{nd2} \sum_{p=1}^{np} \sum_{c1=1}^{cp} N_{pc1} \tau_{jipc1} \Delta G_{jipc1} E_{gjpc1} +$$

$$\sum_{j=1}^{nd3} \sum_{p=1}^{np} \sum_{c2=1}^{cp} N_{pc2} \tau_{ipc2} \Delta D_{ipc2} E_{lipc2} +$$

$$\sum_{j=1}^{nd4} \sum_{p=1}^{np} \sum_{c2=1}^{cv} N_{pc2} \tau_{jpc2} \Delta G_{jpc2} E_{gjpc2} +$$

$$\sum_{m=1}^{np} \left(\sum_{c1=1}^{cp} N_{mcl} K_{outp} + \sum_{c2=1}^{cv} N_{mc2} K_{outp} +$$

$$\sum_{c1=1}^{cp} N_{mcl} K_{outs} + \sum_{c2=1}^{cv} N_{mc2} K_{outs} \right) \quad (2)$$

دراین مقاله، اعمال اصلاحی برای مهمترین اغتشاشات سیستم و چند رتبه اول رتبه بندی های مجموعه های Ψ_v و Ψ_p در نظر گرفته شده اند. مقادیر N_{pc1} و N_{pc2} و همچنین طول مدت اغتشاشات متناظر محتمل (T_{pc1} و T_{pc2}) با استفاده از نتایج مرجع [۷] و شبیه سازی با نرم افزار اسلم برای دوره های کوتاه مدت سیستم قابل محاسبه می باشد. مقدار K_{outs} برای نشان دادن هزینه های ناشی از خروج نقطه کار از حالت عادی، عملکرد سیستمهای حفاظتی و ایجاد خاموشی در تمام یا قسمتی از سیستم لحاظ می شود. این متغیر دارای مولفه های زیر می باشد [۸]:

- هزینه مقدار انرژی فروخته نشده

- هزینه مقدار تقاضای تأمین نشده

- هزینه بازگرداندن سیستم به حالت عادی

- سود ناشی از کاهش تقاضا.

مقدار K_{outp} نیز با توجه به نوع قراردادهای انرژی رسانی سیستم به مشترکان بابت نشان دادن اثر جریمه های پرداختی ناشی از کارکرد خارج از محدوده توافق شده بکار می رود. مقادیر K_{outs} و K_{outp} با استفاده از روش پیشنهادی مرجع [۸] و با توجه به فرضیات ساده کننده قابل محاسبه می باشند. در قسمت مطالعات عددی شرایط محاسبه دو متغیر فوق ارائه خواهد شد.

۳-۳- حداقل سازی تغییرات ولتاژ بعد از وقوع اغتشاش

با توجه به گزینه های مختلف اعمال اصلاحی بعد از وقوع اغتشاش، طبعاً اصلاحاتی که توانایی بیشتری درکاستن از تغییرات رخ داده در سیستم را دارند، در اولویت قرار خواهند داشت. به این ترتیب می توان برای مجموعه Ψ_v نوشت:

$$\text{Min } C_v = \sum_{i=1}^{nb} \left((V_i - V_i^{spec} / \Delta V^{max})^n \right) \quad (3)$$

۴-۳- حداقل سازی تغییرات توانهای انتقالی بعد از وقوع اغتشاش

برای کاستن از تغییرات رخ داده در توانهای انتقالی خطوط و برای مجموعه Ψ_p می توان نوشت:

$$\text{Min } C_p = \sum_{i=1}^{nl} \left((P_i - P_i^{spec} / \Delta P^{max})^r \right) \quad (4)$$

۵-۳- محدودیت های کارکرد عادی

محدودیت های کارکرد عادی سیستم نظیر مقادیر ولتاژ، تولید توان اکتیو و راکتیو ژنراتورها و تغییرات تپ ترانسها باید در مسأله بهینه سازی مورد توجه قرار گیرند. بر این اساس می توان نوشت:

$$V_i^{min} < V_i < V_i^{max} \quad i = 1 \text{ تا } nb \quad (5)$$

$$P_{gi}^{min} < P_{gi} < P_{gi}^{max} \quad i = 1 \text{ تا } ng \quad (6)$$

$$Q_{gi}^{min} < Q_{gi} < Q_{gi}^{max} \quad i = 1 \text{ تا } ng \quad (7)$$

$$P_i^{min} < P_i < P_i^{max} \quad i = 1 \text{ تا } nl \quad (8)$$

$$\sum_{j=1}^{nd3} \sum_{p=1}^{np} \sum_{c2=1}^{cv} N_{pc2} \tau_{ipc2} \Delta D_{ipc2} E_{lipc2} +$$

$$\sum_{j=1}^{nd4} \sum_{p=1}^{np} \sum_{c2=1}^{cv} N_{pc2} \tau_{jpc2} \Delta G_{jpc2} E_{gjpc2} +$$

$$\sum_{m=1}^{np} \left(\sum_{c1=1}^{cp} N_{mc1} K_{outp} + \sum_{c2=1}^{cv} N_{mc2} K_{outp} + \sum_{c1=1}^{cp} N_{mc1} K_{outs} + \sum_{c2=1}^{cv} N_{mc2} K_{outs} \right) \quad (15)$$

$$\text{Min } C_v = \sum_{i=1}^{nb} \left(\left(V_i - V_i^{\text{spec}} \right) / \Delta V^{\text{max}} \right)^n \quad (16)$$

$$\text{Min } C_p = \sum_{i=1}^{nl} \left(\left(P_i - P_i^{\text{spec}} \right) / \Delta P^{\text{max}} \right)^r \quad (17)$$

$$G(x, u, z) < 0 \quad (18)$$

$$F(x, u, z) = 0 \quad (19)$$

$$G^k(x^k, u^k, z^k) < 0 \quad k=1 \text{ تا } nc \quad (20)$$

$$F^k(x^k, u^k, z^k) = 0 \quad k=1 \text{ تا } nc \quad (21)$$

فرمول بندی فوق یک مسأله بهینه سازی چند منظوره غیر مشتقی را به همراه قیود تساوی و نامساوی نشان می دهد. بسیاری از روشهای مرسوم بهینه سازی قادر به حل مؤثر چنین مسائلی نیستند.

۴- مسائل بهینه سازی چند منظوره

۴-۱- فرمول بندی کلی

در حالت کلی یک مسأله بهینه سازی چند منظوره به این صورت قابل بیان است:

$$\text{Min } C(x) = [C_1(x), C_2(x), \dots, C_m(x)]^T$$

$$\text{s.t: } F(x) = 0, \quad G(x) < 0 \quad (22)$$

x متغیر کارکرد، $C_i(x)$ توابع هدف و m تعداد توابع هدف می باشد. در حالت کلی حصول به یک حل بهینه که در آن تمام توابع هدف، بهینه مطلق شده باشند، ممکن نیست. در

$$t_j^{\text{min}} < t_j < t_j^{\text{max}} \quad j=1 \text{ تا } nt \quad (9)$$

مجموعه قیود پنج گانه فوق را به صورت فشرده زیر می توان نوشت:

$$G(x, u, z) < 0 \quad (10)$$

z, u, x به ترتیب متغیرهای حالت، متغیرهای کنترلی سیستم و ترکیب حضور مشترکان می باشد. همچنین در هر حالت از کارکرد عادی باید برای ممکن بودن نقطه کار، معادلات پخش بار در آن نقطه صادق باشند. بنابراین:

$$F(x, u, z) = 0 \quad (11)$$

معادله فوق نشانگر معادلات پخش بار می باشد.

۳-۶- محدودیت های کارکرد در حالت بروز اغتشاش

برای مجموعه های Ψ_p و Ψ_v ، محدودیت های کارکرد در حالت بروز اغتشاش به صورت زیر قابل بیان می باشد. با فرض وقوع n_c اغتشاش برای اجتماع مجموعه های Ψ_p و Ψ_v ، محدودیت های کارکرد در حالت بروز اغتشاش به صورت زیر قابل بیان می باشند:

$$G^k(x^k, u^k, z^k) < 0 \quad k=1 \text{ تا } nc \quad (12)$$

$$F^k(x^k, u^k, z^k) = 0 \quad k=1 \text{ تا } nc \quad (13)$$

که معادلات (۱۲) و (۱۳) محدودیت های کارکرد را برای k امین اغتشاش نشان می دهند.

۳-۷- مسأله کلی بهینه سازی

اکنون می توان مسأله هماهنگی چند منظوره فرایندهای مدیریت مصرف در اعمال اصلاحی را به صورت زیر فرمول بندی نهایی نمود:

$$\text{Min } C_g = \sum_{p=1}^{np} T_p \sum_{g=1}^{ng} C_{pg} \quad C_{pg} \quad (14)$$

$$\text{Min } C_c = \sum_{i=1}^{nd1} \sum_{p=1}^{np} \sum_{c1=1}^{cp} N_{pc1} \tau_{ipc1} \Delta D_{ipc1} E_{lipc1} +$$

$$\sum_{j=1}^{nd2} \sum_{p=1}^{np} \sum_{c1=1}^{cp} N_{pc1} \tau_{jpc1} \Delta G_{jpc1} E_{gjpc1} +$$

این حالت، مفهوم بهینه مؤثر بودن یا شرط بهینه پارتو^{۱۵} معنا می یابد. اکنون چند تعریف مورد نیاز برای حل مسأله را بیان می نماییم:

تعریف یک: محدوده حل ممکن η مجموعه بردارهای حالت x است که قیود را ارضا می نمایند. بعبارت دیگر:

$$\eta = \{x: F(x) = 0, G(x) < 0\} \quad (23)$$

تعریف دو: یک نقطه $x \in h$ یک نقطه حل غیر مؤثر است، اگر در همسایگی $N_{(x,\epsilon)}$ از x با شرط $\epsilon > 0$ ، نقطه x دیگری که $C_j(x) < C_j(x)$ برای m تا $i=1$ و $C_j(x) < C_j(x)$ برای m تا $j=1$ باشد، وجود نداشته باشد.

تعریف سه: نقطه η یک نقطه بهینه مؤثر است، اگر و فقط اگر هیچ نقطه دیگری وجود نداشته باشد. تا

$$C_i(x) < C_i(x) \quad i=1 \text{ تا } m$$

$$C_j(x) < C_j(x) \quad j=1 \text{ تا } m \quad (24)$$

حداقل سه نوع روش مفهومی وجود دارد که توانایی یافتن تمام مجموعه جوابهای بهینه مؤثر را داراست: روش مجموع توابع وزندار، روش تابع هدف K ام و روش قیود E . اکنون روش سوم را مورد توجه قرار می دهیم.

۲-۴- روش قیود E

در این روش اگر تابع هدف N ام، بعنوان تابع هدف مقدم در نظر گرفته شود، سایر توابع هدف به صورت محدودیت خواهند بود. این شیوه مسأله چند منظوره را به صورت بهینه سازی تک منظوره تبدیل می نماید. بنابراین درحالت کلی می توان نوشت:

$$\text{Min } C_N(x)$$

$$\text{st } x \in \eta, C_i(x) < 0 \quad i = 1, \dots, m, i = N$$

$$F(x) = 0, G(x) < 0 \quad (25)$$

برای حل مسأله فوق، روش حل دو مرحله ای را ارائه می دهیم.

۳-۴- الگوریتم شبیه سازی انجمادی بسیار سریع

الگوریتم شبیه سازی انجمادی که با نامهای روش آبکاری

فولاد و سرد شدن تدریجی شبیه سازی شده نیز شناخته می گردد، روش بهینه سازی ریاضی بدون نیاز به مشتق گیری است که از مفهوم کریستالیزه شدن تدریجی ساختار مولکولی فلزها در هنگام گرمایش و سرمایش کنترل شده استفاده می نماید. با توجه به ماهیت گسترده حالت حضور مشترکان و برای سرعت بخشی به فرایند حل، می توان از روش شبیه سازی انجمادی بسیار سریع که فضای حل را به حالات محدودتر بهینه، کوچک می نماید، استفاده نمود. دراین شرایط باید تمام پتانسیل های حضور مشترکان برای هر اغتشاش سیستم را به پایگاه داده های فرایند بهینه سازی داد و سپس جستجوی ترکیب بهینه از بین آنها برای هر اغتشاش صورت پذیرد. بنابراین می توان در حالت کلی برای متغیر k ام سیستم در k امین مرحله از بهینه سازی نوشت:

$$x_i(k+1) = x_i(k) + \lambda_i (x_i^{\max} - x_i^{\min})$$

$$\lambda_i \in [-1, 1] \quad (26)$$

x_i^{\max} و x_i^{\min} به ترتیب حداکثر و حداقل مقدار x_i می باشند. تابع مولد λ_i برابر خواهد بود با:

$$g(\lambda_i, T_i) = 1 / \left(2 \left(|y_i| + T_i \right) \ln \left(1 + 1 / T_i \right) \right)$$

$$(27)$$

برای ایجاد λ_i مطابق با توزیع قبلی از فرمول زیر می توان استفاده کرد:

$$\lambda_i = \text{sgn}(u_i - 0.5) T_i \left[\left(1 + 1 / T_i \right)^{|2u_i - 1|} - 1 \right] \quad (28)$$

u_i تابع توزیع اعداد تصادفی بین صفر و یک می باشد. بهینه سازی با برنامه ریزی دمای زیر انجام خواهد پذیرفت:

$$T_i(k) = T_i(0) \exp \left(-c_i k^{1/n} \right) \quad (29)$$

C_i متغیر با توجه به مرجع [۹] انتخاب می شود. برنامه ریزی دما در روش فوق به طور متناوب و برای ایجاد دماهایی متناسب با ضرایب حساسیت S_i توابع هدف نسبت به x_i انتخاب می گردد. ثابت شده است که روش VFSR از الگوریتم ژنتیک و روشهای مشابه آن بسیار سریعتر است [۹].

۴-۴- الگوریتم کلی حل دو مرحله ای

[۱۰] و [۱۱] رتبه بندی مینماییم. نتایج رتبه بندی استاتیکی برای سه دوره مختلف بار و ده رتبه اول در جدول شماره یک آورده شده اند.

مقادیر تواناییهای تولید یا مصرف مشترکان و هزینه های مرتبط با آن در شکل های سه و چهار آورده شده اند. محدوده نامی ولتاژها بین ۱/۰۵ و ۰/۹۸ پرینیت و حداکثر توان مجاز انتقالی خطوط، ۱/۱۵ برابر توان نامی خط است. مقادیر حداکثر و حداقل تولید توان اکتیو ژنراتورها به ترتیب برابر ۱/۲ و ۰/۱ توان نامی تولیدی است.

همچنین فرضیات زیر برای شبکه ۳۰ شینه در اعمال اصلاحی صورت گرفته است:

- امکان کلید زنی بانکهای خازنی شینههای ۱۰ و ۲۴ از دور، حداکثر به میزان مشخص شده در سیستم استاندارد ۳۰ شینه و باگامهایی به مقدار ۰/۱ کل تغییرات آنها وجود دارد. - سیستمهای تحریک شینههای دارای ژنراتور، توانایی تعبیر ولتاژ پایانه ها را تا حداکثر ۵ درصد مقدار نامی دارند. - تغییر در مصرف مشترکان با فرض ضریب قدرت ۰/۸۵ صورت می پذیرد.

- مقادیر n و r برابر دو انتخاب شده اند.

مقدار Koutp برابر یک واحد پول جریمه پرداختی به مشترکان برای هر یک درصد افت ولتاژ غیرمجاز محاسبه می شود.

برای محاسبه مقدار Kouts علاوه بر روش مرجع [۸] فرضیات ساده کننده زیر نیز لحاظ می شود:

- سیستم حفاظتی چنان هماهنگ شده است که در صورت وجود داشتن توأم شرایط زیر، کل سیستم دچار خاموشی خواهد شد و هزینه های بازگرداندن سیستم به حالت عادی ۱۰۰ واحد پول خواهد بود.

$$+ 2 < \text{تعداد خطوط} (Pn) / 15 < \text{توان خط} (Pn) / 1 > \\ + 1 < \text{تعداد خطوط} (Pn) / 15 > \text{توان خط} > \\ + 2 < \text{تعداد شینههای} (Pu) / 98 > \text{ولتاژ} >$$

در مرحله نخست، مطالعات بهینه سازی لازم برای خروج خط ۳۶ در ضریب باریک را با جزئیات و نمایش تغییرات متغیرهای سیستم انجام می دهیم و سپس مطالعات هماهنگی کامل فرایندهای مدیریت مصرف در ضرایب متفاوت بار را صورت می دهیم.

$$P g (30) = . 1 p u , Q g (30) = . 0412 p u$$

۱-۵- هماهنگی فرایندهای مدیریت مصرف برای اعمال اصلاحی لازم در هنگام خروج خط ۳۶ و ضریب باریک
با خروج خط ۳۶ ولتاژ شینههای ۲۴ تا ۲۷ و ۲۹ و ۳۰ مقادیری غیر مجاز یافته و امکان بازگرداندن نقطه کار به

هم چنانکه بیان شد مرحله نخست الگوریتم کلی حل، از روش انجماد شبیه سازی شده بسیار سریع برای یافتن نقطه بهینه مؤثر استفاده می نماید. برای انجام این مرحله، ایجاد تغییر و معیار پذیرش را به صورت زیر بیان می نماییم:

- ۱- اجرای تغییر در ترکیب حضور مشترکان
- ۲- اگر قیود $F(x)=0$ و $G(x)<0$ ارضا شده بود به مرحله سوم رفته در غیر این صورت به مرحله اول باز می گردیم.
- ۳- در صورت ارضای شرایط زیر ترکیب جدید پذیرفته می شود. در غیر این صورت بدون تغییر از این مرحله عبور می نماییم:

$$\Delta C_k < 0 , k=1 \text{ تا } m$$

$$\min (\exp (\Delta C_k / T_k)) > \text{random} (0 , 1) \quad (30)$$

مرحله دوم، روش قیود E می باشد. نتایج حاصل از این مرحله اجازه تقدم دهی به توابع هدف را بطوریکه تعادلی بین سایر توابع هدف ایجاد شود، می دهد. با استفاده از نتایج مرحله دوم و در صورت مناسب نبودن نتایج آن، امکان تقدم دهی به سایر توابع هدف و تکرار این مراحل وجود دارد در حقیقت مرحله دوم الگوریتم مکمل مرحله نخست آن برای انجام بهینه سازی است.

شکلهای یک و دو نمودار جریان کار این دو مرحله را نشان می دهند.

یافتن ترکیب جدید پشتیبانی مشترکان به صورت زیر انجام می پذیرد:

الف) حرکت افزایشی - کاهش: مقدار پشتیبانی یک مشترک مؤثر در اعمال اصلاحی در حال انجام را افزایش یا کاهش دهید. اندازه تغییر به وسیله مولد اعداد تصادفی صورت می پذیرد.

ب) حرکت چندگانه: مقدار پشتیبانی کلی یک مشترک را که ضریب صحیحی از گام تغییرات است را به طور تصادفی افزایش یا کاهش دهید.

لازم به توضیح است که در هر حالت برای ممکن بودن و بهینه شدن نقطه کار سیستم از تمام متغیرهای کنترلی در دسترس سیستم استفاده می نماییم.

۵- مطالعات عددی

برای انجام مطالعات عددی، شبکه ۳۰ شینه استاندارد IEEE را در نظر می گیریم. برای انجام اعمال اصلاحی و تأثیر نقش فرایندهای مدیریت مصرف، مهمترین اغتشاشات در حوزه توان اکتیو و راکتیو را به ترتیب با روش های مراجع

$$T_{pc1} = 0.095 T_{p2}, \sigma T_{pc1} = 0.054$$

$$T_{pc2} = 0.0976 T_{p2}, \sigma T_{pc2} = 0.0324$$

ضریب بار ۰/۵

$$N_{pc1} = 0.167, \sigma_{pc1} = 0.075$$

$$N_{pc2} = 0.1066, \sigma_{pc2} = 0.0685$$

$$T_{pc1} = 0.0912 T_{p3}, \sigma T_{pc1} = 0.084$$

$$T_{pc2} = 0.0916 T_{p3}, \sigma T_{pc2} = 0.064$$

دوره های انجماد ۱۲ مرحله و مقدار $\Delta \varepsilon_c = 0.01$ انتخاب شده است.

مدت زمان اجرای برنامه برای پنتیوم ۱۳۳ مگاهرتز برابر ۶۵ دقیقه و ۲۰ ثانیه می باشد.

مقادیر هزینه های عملیاتی و تحمیلی برسیستم در سه ضریب بار ۰/۷، ۰/۵ و ۰/۱ به ترتیب در شکل های ۹، ۱۰ و ۱۱ ملاحظه می گردند. در شکل های فوق CA به معنای اعمال اصلاحی است.

همچنانکه در هر سه دوره بار ملاحظه می گردد، از تعداد زیاد اغتشاشات محتمل در حوزة های توان اکتیو و راکتیو، تنها مهمترین اغتشاشاتی که پتانسیل ایجاد تغییرات شدید و تحمیل هزینه های گسستگی و جریمه هایی را بر سیستم دارند، توسط الگوریتم دو مرحله ای برای بهینه سازی اعمال اصلاحی ضروری تشخیص داده شده اند.

از مقایسه هزینه های تحمیلی بر سیستم مشخص می گردد که با کاهش ضریب بار، مقادیر هزینه های تحمیلی بر سیستم بطور متناسب کاهش نیافته و گاه مقادیر هزینه های تحمیلی بر سیستم بعلت افزایش جریمه های پرداختی بیش از مقادیر مشابه در ضریب بار کامل است.

در ضریب بار هفت دهم و برای اغتشاشات ۱۴، ۳۲ و ۳۵، با توجه به توپولوژی شبکه و مجموع امکانات سیستم و مشترکان، امکان کاهش بیشتر هزینه های تحمیلی برسیستم با توجه به شرایط توابع هدف سه گانه وجود ندارد. همچنین رفتار مشابهی برای اغتشاشات ۱۵، ۵ و ۳۸ سیستم در ضریب بارنیم مشاهده می گردد.

این مسأله بعلت تأثیر بیشتر توابع هدف دوم و سوم و کاهش چشمگیر مقادیر تابع هدف اول نسبت به ضریب بار کامل می باشد و الگوریتم بهینه سازی می کوشد تا برای ایجاد تعادل در توابع سه گانه هدف و کاستن از مقادیر آنها در مراحل اولیه بهینه سازی، پاسخ نهایی، پاسخ بهینه موثر باشد.

۶- نتیجه گیری

در این مقاله روش پیشنهادی در هماهنگی چند منظوره

حالت عادی با تغییر مقادیر تولید، تغییر تب ترانسهای بین شینهای (۲۷-۲۸، ۱۲-۴، ۱۰-۶، ۹-۶) و یا کلید زنی بانکهای خازنی شینهای ۱۰ یا ۲۴ وجود ندارد. بنابراین استفاده از حضور مشترکان در اعمال اصلاحی ضروری است.

با اجرای بهینه سازی، ترکیب بهینه سازی، ترکیب بهینه حضور مشترکان برای خروج خط ۳۶ به صورت زیر خواهد بود:

مقدار بار قطع شده برای این حالت صفر شده است. مدت زمان اجرای برنامه برای پنتیوم ۱۳۳ مگاهرتز برابر ۶ دقیقه و ۸ ثانیه می باشد.

نتایج تغییرات هزینه های سیستم در اثر خروج خط ۳۶ در شکل شماره پنج آورده شده اند.

همچنین تغییرات توابع هدف دوم و سوم قبل و بعد از اعمال اصلاحی در شکل شماره شش ملاحظه می گردند.

همانگونه که از شکل های پنج و شش آشکار است، الگوریتم دو مرحله ای بهینه سازی، نقطه بهینه مؤثر حضور مشترکان را یافته است و با استفاده از تواناییهای تولید مشترکان، سعی در حداقل سازی توابع هدف سه گانه دارد. ولتاژ شین ها و در صد تغییرات آنها قبل و بعد از اعمال اصلاحی لازم برای خروج خط ۳۶ به ترتیب در شکل های شماره هفت و هشت ملاحظه می گردند.

مقادیر تغییرات ولتاژ شینها با استفاده از تواناییهای مشترکان و ابزارهای کنترلی اعمال اصلاحی، به سمت نقطه بهینه مؤثر سوق داده شده اند.

۲-۵- هماهنگی کامل فرایندهای مدیریت مصرف در ضرایب متفاوت بار

اکنون روند هماهنگی را برای سه دوره متفاوت بار و با ضرایب بار ۰/۷، ۰/۵ و ۰/۱ انجام می دهیم. مقادیر N_{pc1} و N_{pc2} و طول مدت هر گروه از اغتشاشات از مطالعات شبیه سازی با نرم افزار اسلم و همانند روش ارائه شده در مرجع [۷]، به صورت زیر حاصل شده اند:

$$N_{pc1} = 0.105, \sigma_{pc1} = 0.0905$$

$$N_{pc2} = 0.167, \sigma_{pc2} = 0.0752$$

$$T_{pc1} = 0.0981 T_{p1}, \sigma T_{pc1} = 0.082$$

$$T_{pc2} = 0.096 T_{p1}, \sigma T_{pc2} = 0.052$$

ضریب بار ۰/۷

$$N_{pc1} = 0.147, \sigma_{pc1} = 0.081$$

$$N_{pc2} = 0.162, \sigma_{pc2} = 0.0761$$

مجموعه معادلات پخش بار سیستم	F	فرایندهای مدیریت مصرف به منظور انجام اعمال اصلاحی
مجموعه قیود پنج گانه کارکرد سیستم	G_k	و با استفاده از شبیه سازی انجمادی بسیار سریع ارائه
مجموعه قیود پنج گانه کارکرد سیستم	G	گردید. این روش شامل الگوریتم دو مرحله ای بهینه سازی
در K امین اغتشاش		بوده و توانایی در نظر گرفتن ماهیت غیر خطی توابع متعدد
تولید توان ژنراتور gام در دوره Pام بر حسب	G_{pg}	هدف را دارد. در الگوریتم ارائه شده، تلاش در جهت کاهش
واحد پریونیت مگاوات		هزینه های تحمیلی برسیستم در اثر بروز اغتشاشات آن
مقدار جریمه های پرداختی به مشترکان در	Koutp	صورت پذیرفته و با استفاد از حضور فرایندهای مدیریت
اثر کارکرد نامطلوب سیستم بر حسب واحد		مصرف در اعمال اصلاحی، از کارکرد اقتصادی و مطمئن
پول		سیستم برای کاستن شدت اغتشاشات محتمل بطور مؤثر
مقدار هزینه های تحمیلی بر سیستم بعلت	Kouts	نقطه کار را به سمت نقطه مطمئن اقتصادی هدایت نماید.
نقطه کار نامطلوب سیستم بر حسب واحد		نتایج این مقاله می تواند با یافتن ترکیب بهینه انجام
پول		پشتیبانی مشترکان به سیستم قدرت، مبنایی برای انجام
تعداد توابع هدف	m	مذاکره و انعقاد قرار دادهای لازم باشد.
توان مجموع تغییرات ولتاژ که بین دو تا ده	n	
انتخاب می شود.		
تعداد شین های سیستم	nb	
تعداد اغتشاشات بحرانی سیستم	nc	
تعداد تغییر دهندگان مصرف به منظور تأثیر	nd1	مجموعه توابع هدف
برآثار ناشی از اغتشاشات حوزه توان اکتیو		C_c
تعداد تغییر دهندگان مصرف به منظور تأثیر	nd2	تابع هدف کمینه سازی هزینه تولید توان
برآثار ناشی از اغتشاشات حوزه توان راکتیو		C_g
تعداد تغییر دهندگان تولید به منظور تأثیر	nd3	توسط شبکه در دوره های مورد مطالعه
برآثار ناشی از اغتشاشات حوزه توان راکتیو		C_p
تعداد تغییر دهندگان تولید به منظور تأثیر	nd4	هزینه تولید ژنراتور gام در دوره Pام بر حسب
برآثار ناشی از اغتشاشات حوزه توان راکتیو		واحد پول بر پریونیت مگاوات
تعداد خطوط سیستم	n1	تابع هدف کمینه سازی تغییرات ولتاژ
تعداد ژنراتورهای شبکه	ng	تعداد اغتشاشات بحرانی مورد مطالعه در
تعداد دوره های بار	np	حوزه توان اکتیو
تعداد وقوع منتظره اغتشاشات حوزه توان	N_{pc1}	C_v
اکتیو در دوره مطالعاتی Pام		CV
تعداد وقوع منتظره اغتشاشات حوزه توان	N_{pc2}	در حوزه توان راکتیو
اکتیو در دوره مطالعاتی Pام		هزینه تغییر مصرف مشترک زام در دوره Pام
تعداد ترانسهای تپ چنجر دار سیستم	nt	برای اغتشاشات حوزه توان اکتیو بر حسب
توان انتقالی خط نام سیستم بعد از اغتشاش	P_i	واحد پول بر پریونیت مگاوات
توان انتقالی خط نام سیستم در حالت عادی	p_i^{spec}	هزینه تغییر مصرف مشترک نام در دوره Pام
بر حسب پریونیت مگاوات		برای اغتشاشات حوزه توان اکتیو بر حسب
توان مجموع تغییرات توان انتقالی که بین دو	r	واحد پول بر پریونیت مگاوات
تا ده انتخاب می شود.		هزینه تغییر مصرف مشترک نام در دوره Pام
تپ ترانس نام	t_j	برای اغتشاشات حوزه توان اکتیو بر حسب
طول دوره Pام	T_p	واحد پول بر پریونیت مگاوات
طول مدت منتظره وقوع اغتشاشات حوزه	T_{pc1}	مجموعه معادلات پخش بار سیستم
		مجموعه معادلات پخش بار در k امین
		اغتشاش سیستم

فهرست علائم

توان اکتیو در دوره مطالعاتی Pام بر حسب	
پریونیت زمان	
طول مدت منتظره وقوع اغتشاشات	T_{pc2}
حوزه توان اکتیو در دوره مطالعاتی Pام بر	
حسب پریونیت زمان	
متغیرهای کنترلی سیستم	u_k
متغیرهای کنترلی سیستم در Kامین ا	u
غتشاش	
ولتاژ شین نام سیستم بعد از اغتشاش بر	V_j
حسب پریونیت ولتاژ	
ولتاژ شین نام سیستم در حالت عادی بر	V_j^{spec}
حسب پریونیت ولتاژ	
متغیرهای حالت سیستم	x_K
متغیرهای حالت سیستم در Kامین اغتشاش	x
ترکیب حضور مشترکان	z_k
ترکیب حضور مشترکان در Kامین اغتشاش	z

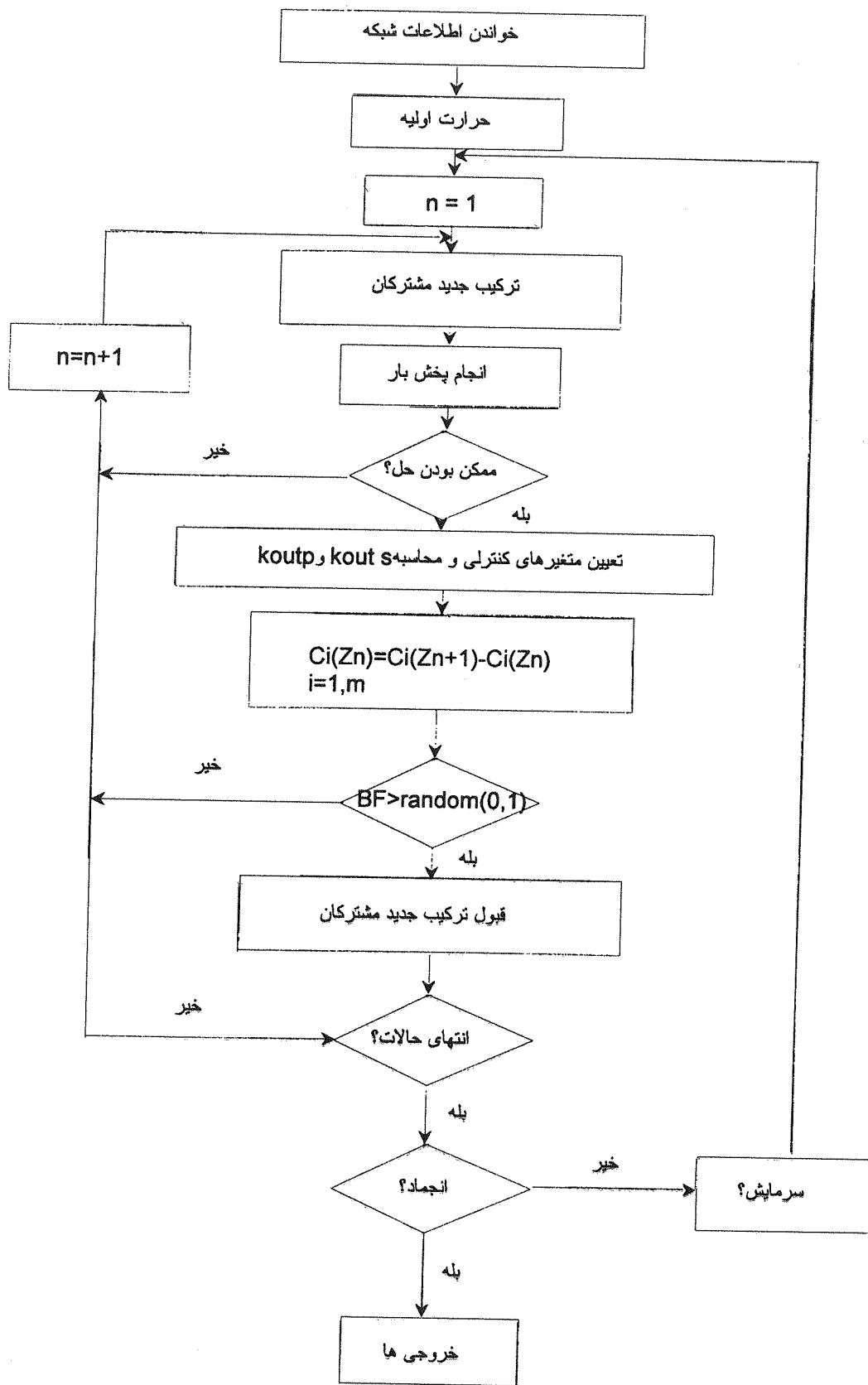
اکتیو در دوره مطالعاتی Pام
 σ_{pc2} انحراف معیار تعداد وقوع منتظره اغتشاشات حوزه توان
 راکتیو در دوره مطالعاتی Pام
 σ_{pc1} انحراف معیار طول مدت منتظره وقوع اغتشاشات
 حوزه توان اکتیو در دوره مطالعاتی Pام
 σ_{pc2} انحراف معیار طول مدت منتظره وقوع اغتشاشات
 حوزه توان راکتیو در دوره مطالعاتی Pام
 τ_{ipc1} مدت زمان تغییر تولید مشترک Iام در دوره Pام برای
 اغتشاشات حوزه توان اکتیو بر حسب پریونیت زمان
 τ_{ipc2} مدت زمان تغییر تولید مشترک Aام در دوره Pام برای
 اغتشاشات حوزه توان راکتیو بر حسب پریونیت زمان
 τ_{ipc1} مدت زمان تغییر تولید مشترک Zام در دوره Pام برای
 اغتشاشات حوزه توان اکتیو بر حسب پریونیت زمان
 τ_{ipc2} مدت زمان تغییر تولید مشترک Zام در دوره Pام برای
 اغتشاشات حوزه توان راکتیو بر حسب پریونیت زمان

زیر نویس

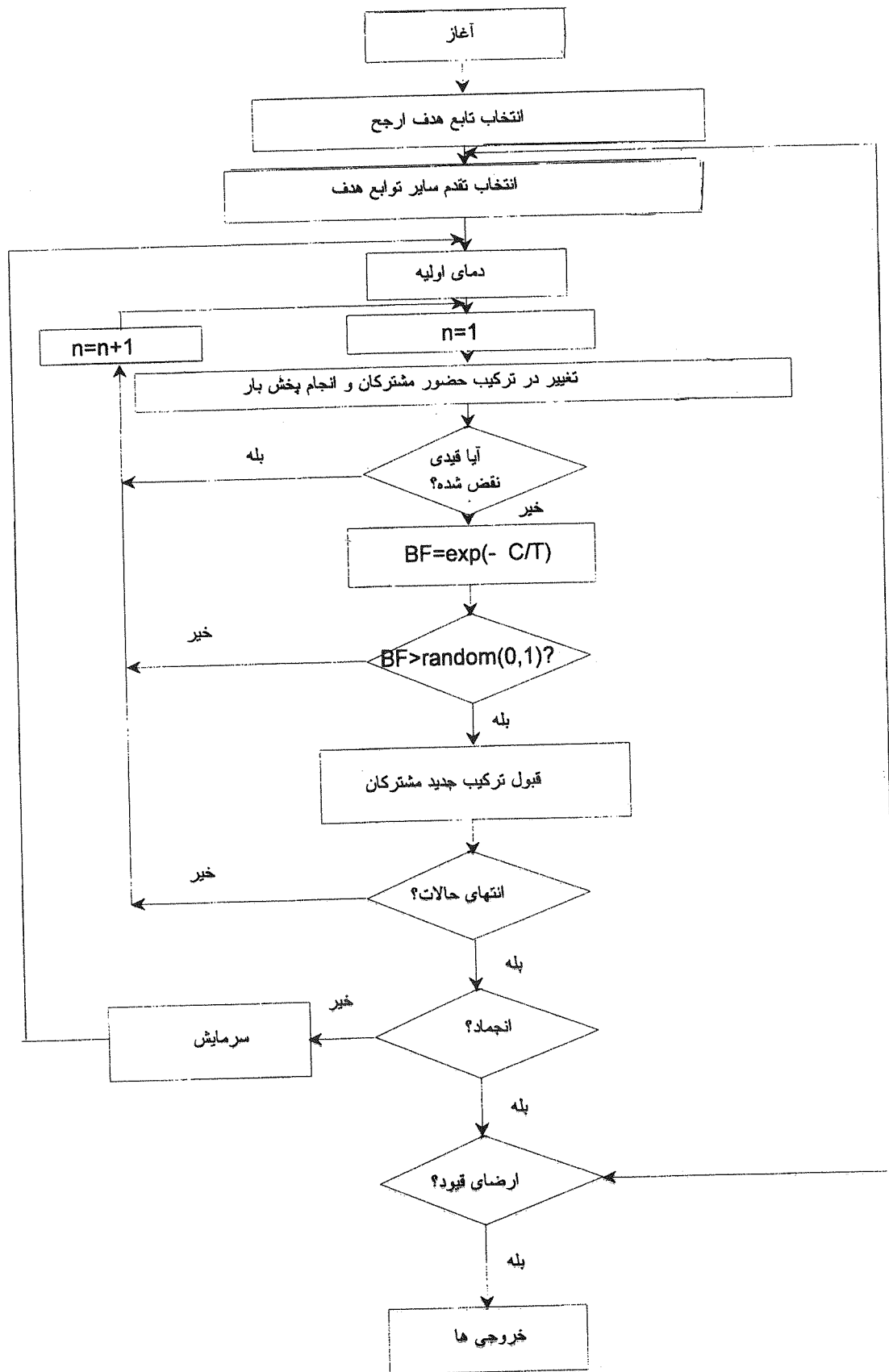
- 1- Demand Side Management
- 2-Corrective Action
- 3-Very Fast Simulated Rennealing =(VFSR)
- 4-Negotiation
- 5-IEEE
- 6-Direct Load Control
- 7-Integrated Resource Planning
- 8-Security Dispatch
- 9-Off-line Studies
- 10-Real Time pricing
- 11-Short Term
- 12-Bender Decomposition
- 13-Global Non-Inferior Optimum
- 14-Load Management
- 15- Pareto Optimality Condition

فهرست علائم یونانی

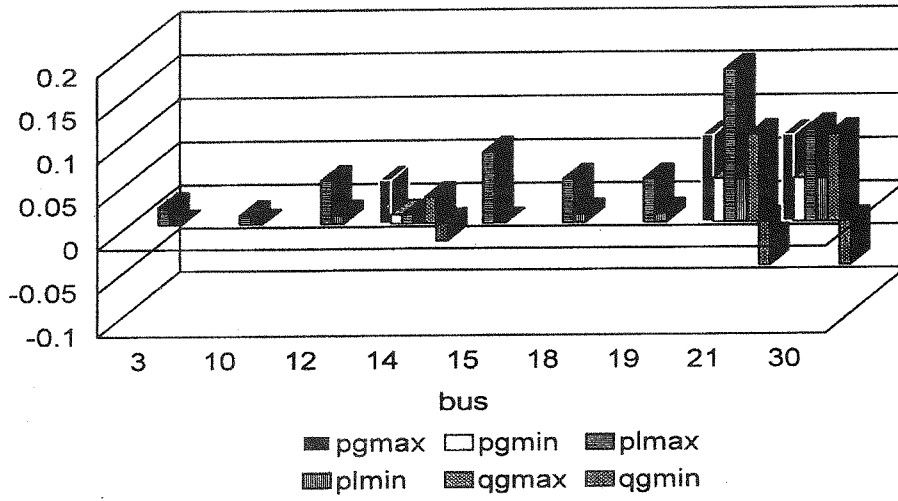
ΔD_{ipc1} مقدار تغییر مصرف مشترک نام در دوره Pام برای
 اغتشاشات حوزه توان اکتیو بر حسب پریونیت مگاوات
 ΔD_{ipc2} مقدار تغییر مصرف مشترک نام در دوره Pام برای
 اغتشاشات حوزه توان راکتیو بر حسب پریونیت مگاوات
 ΔG_{ipc1} مقدار تغییر تولید مشترک Zام در دوره Pام برای
 اغتشاشات حوزه توان اکتیو بر حسب پریونیت مگاوات
 ΔG_{ipc2} مقدار تغییر تولید مشترک Zام در دوره Pام برای
 اغتشاشات حوزه توان راکتیو بر حسب پریونیت مگاوات
 ΔP^{nias} حداکثر تغییر مجاز در توان انتقالی خط نام سیستم
 بعد از اغتشاش بر حسب پریونیت ولتاژ
 ΔV^{max} حداکثر تغییر مجاز ولتاژ شین نام سیستم بعد از
 اغتشاش بر حسب پریونیت ولتاژ
 Ψ_p مجموعه مهمترین اغتشاشات خروج خطوط تأثیر گذار بر
 توان انتقالی که توسط روشهای مرسوم رتبه بندی استاتیکی
 انجام می شوند.
 Ψ_v مجموعه مهمترین اغتشاشات خروج خطوط تأثیر گذار بر
 ولتاژ شین های که توسط روشهای معمول رتبه بندی مشخص
 می گردند.
 σ_{pc1} انحراف معیار تعداد وقوع منتظره اغتشاشات حوزه توان



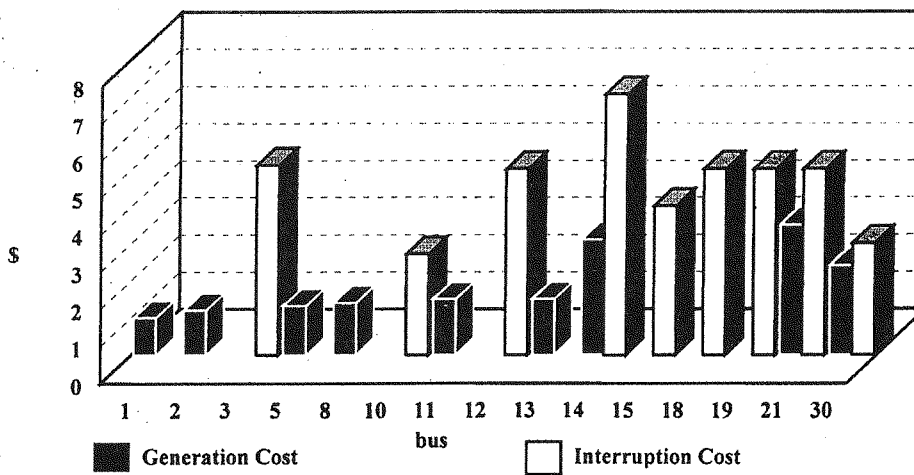
شکل (۱) نمودار جریان کار مرحله اول الگوریتم شبیه سازی انجمادی.



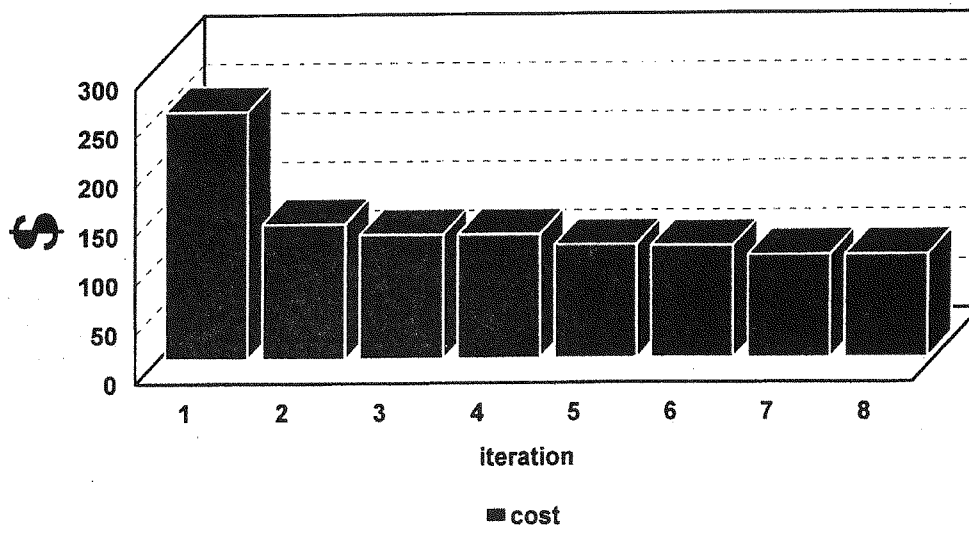
شکلی (۲) نمودار جریان کار مرحله دوم الگوریتم شبیه سازی انجمادی.



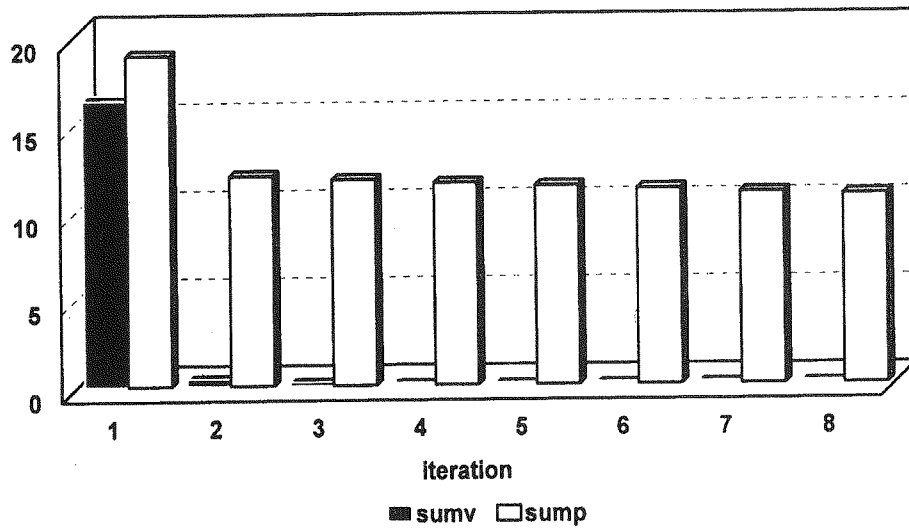
شکل (۳) مقادیر حدی تغییر تولید و مصرف مشتریان



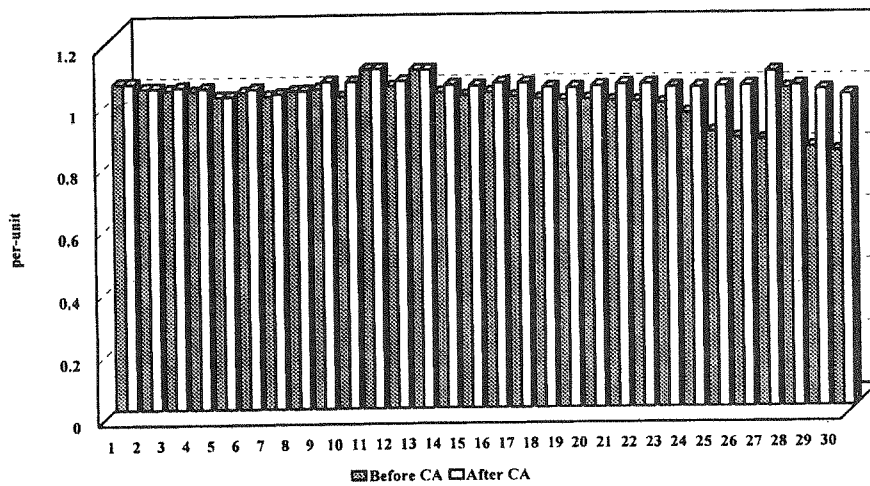
شکل (۴) هزینه های تغییر تولید با مصرف مشتریان.



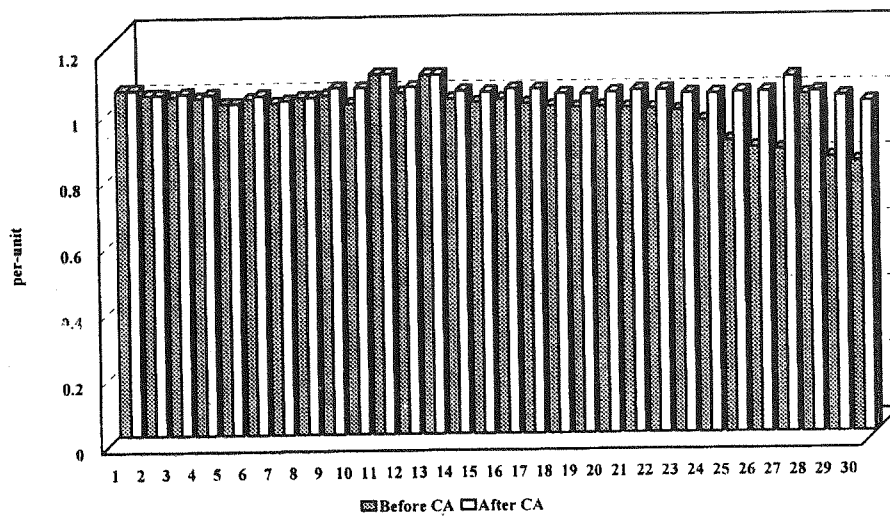
شکل (۵) تغییرات هزینه های سیستم قبل و بعد از اعمال اصلاحی لازم برای خروج خط ۳۶.



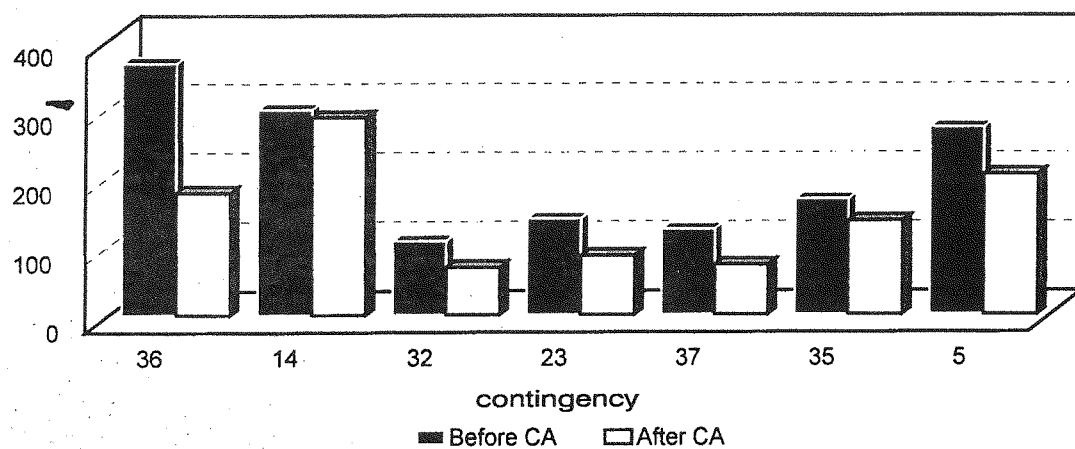
شکل (۶) تغییرات توابع دوم و سوم قبل و بعد از اعمال اصلاحی لازم برای خروج خط ۳۶.



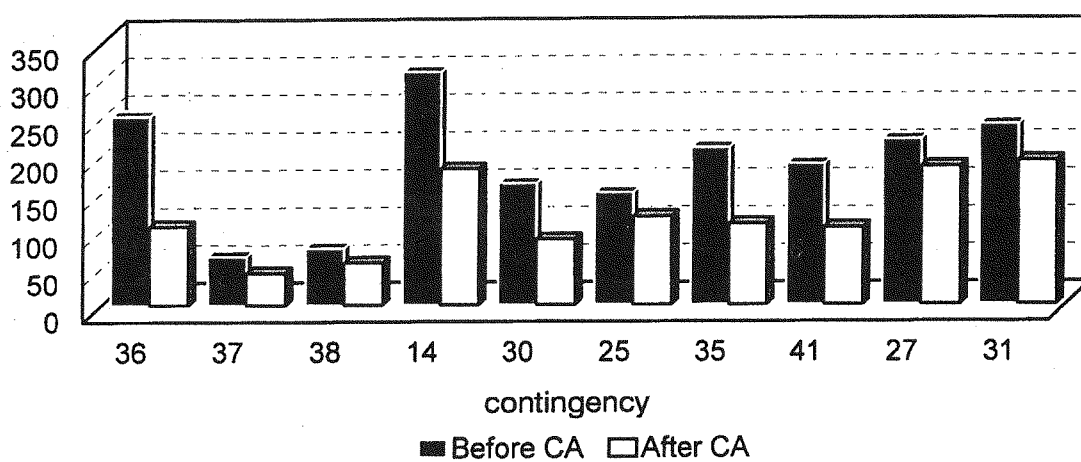
شکل (۷) تغییرات ولتاژ شین ها قبل و بعد از اعمال اصلاحی لازم برای خروج خط ۳۶.



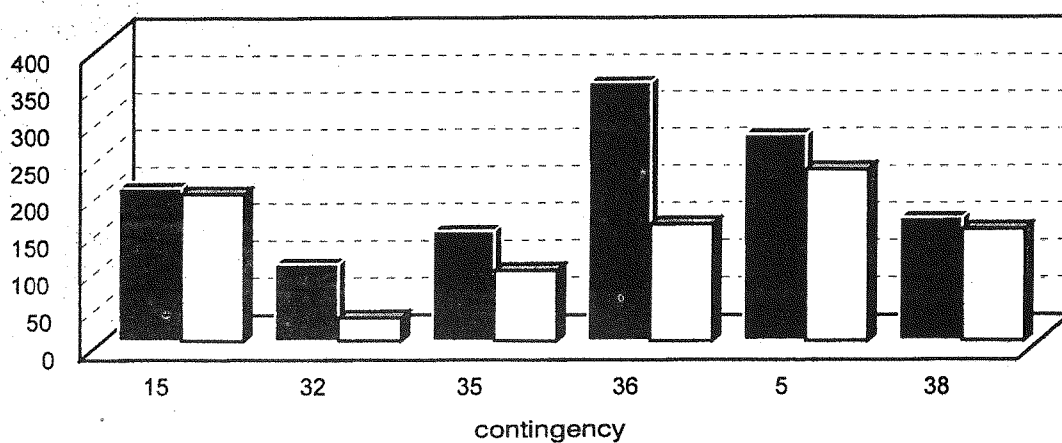
شکل (۸) درصد تغییرات شین ها قبل و بعد از اعمال اصلاحی لازم برای خروج خط ۳۶.



شکل (۹) تغییرات هزینه های سیستم قبل و بعد از اعمال اصلاحی در ضریب بار ۱.



شکل (۱۰) تغییرات هزینه های سیستم قبل و بعد از اعمال اصلاحی در ضریب بار ۵ / ۰.



شکل (۱۱)

ضریب بار ۱		ضریب بار ۰/۷		ضریب بار ۰/۵	
ولتاژ	توان اکتیو	ولتاژ	توان اکتیو	ولتاژ	توان اکتیو
۳۶	۳۶	۳۶	۳۶	۱۰	۳۶
۳۷	۱۴	۱۴	۱۴	۱۵	۴۰
۳۸	۱۵	۳۲	۳۵	۱۱	۳۵
۱۴	۳۵	۲۳	۴۰	۳۲	۱۴
۱۸	۴۱	۳۷	۱۵	۹	۵
۳۰	۲۷	۱۵	۷	۸	۲۶
۲۵	۷	۳۵	۲۷	۱۲	۶
۱۹	۳۱	۳۹	۵	۲۹	۳۷
۲۲	۱۱	۱۱	۴۱	۲۶	۱۱
۱۷	۱۸	۲۱	۶	۳۵	۳۸

جدول (۱) رتبه بندی اغتشاشات.

مراجع

- [1] M.Wayne, C.W.Gellings, "Demand planning in the '80s", EPRI Journal, Electric power Research Institute, Dec.1984.
- [2] G.Strbac, S.Ahmed, "A Method for Computing the Value of Corrective Security", IEEE Transactions on power Systems, Vol 13, No 3, Aug 1998, pp 1096 - 1102.
- [3] R. J. Kare, F.F.Wu, "Pricing for System Security", IEEE Transactions on power Systems, Vol 10, No 2, May 1995, pp 575-583.
- [4] G.Strbac, S.Ahmed, "Load Management Services in post Contingency on Power Systems Management and Control, London 1996, pp 76-81.
- [5] K.Kariuki, R.Allan, "Assessment of Customer Outage Costs Due to Electric Service Interruption", IEE Proc.C, Vol 143, No 2, March 1996, pp 163-170.
- [6] K.Kariuki, R. Allan, "Evaluation of Reliability Worth and Value of Lost Load", IEE Proc. C, Vol 143, No 2, March 1996, pp 171-180.
- [7] مهرداد ستایش نظر، حسین سیفی، شبیه سازی بی درنگ اغتشاشات سیستم های توزیع به منظور انجام اعمال اصلاحی، مجموعه مقالات گرایش قدرت هفتمین کنفرانس مهندسی برق ایران، ۱۳۷۸، صفحات ۵۰۸-۵۱۵.
- [8] F. Alvarado, Y. Hu, "Engineering Foundations for Determination of Security Costs", IEEE Transactions on power Systems, Vol 6, No 3, Aug 1991, PP 1175-1182.
- [9] L.ingber, B. Rosen, "Genetic Algorithms and Very Fast Simulated Reannealing(VFSR)", Mathematical and Computer Modelling, 16(11), 1992, PP 87-100.
- [10] K. L. Lo, "A Comparison of Voltage Ranking Methods", Electric power System Research, 16(1989), pp 127-140.
- [11] K.L.Lo, M.A. Bismil, "A Comparison of MW ranking methods", Electric power System Research, 15(1988), pp 157-171.