

مطالعه تأثیر اقتصادی حضور واحدهای تولید مشترکان در استراتژیهای پیشگیرانه - اصلاحی

مهرداد ستایش نظر*، محسن پارسامقدم*، حسین جاویدی* و محمودرضا حقی فام*

گروه مهندسی برق، دانشکده صنعت آب و برق
بخش مهندسی برق دانشکده فنی، دانشگاه تربیت مدرس
دانشکده مهندسی برق، دانشگاه فردوسی مشهد

(دریافت مقاله: ۷۸/۳/۱۶ - دریافت نسخه نهایی: ۷۹/۸/۷)

چکیده - در این مقاله، روش پیشنهادی مطالعه تأثیر اقتصادی حضور واحدهای تولید مشترکان در استراتژیهای پیشگیرانه-اصلاحی سیستمهای قدرت ارائه می شود. این روش شامل بهینه سازی غیر خطی عدد صحیح مختلط^۱ برای یافتن نقطه بهینه اقتصادی حضور مشترکان و به منظور حفظ قابلیت اطمینان^۲ سیستمهای قدرت است. در الگوریتم ارائه شده، علاوه بر تأثیر نقش واحدهای تولید مشترکان، توانایی تغییر داوطلبانه مصرف آنان در جهت کاهش هزینه های تحمیلی بر سیستم و به هنگام وقوع اغتشاشات محتمل آن در نظر گرفته شده و از کارکرد مطمئن اقتصادی سیستم اطمینان حاصل می شود. نتایج این مقاله می تواند با یافتن مناسبترین حالتیهای حضور مشترکان در استراتژیهای پیشگیرانه - اصلاحی، مبنایی در انجام هماهنگی فرایندهای مدیریت مصرف و واحدهای تولید توان سیستم باشد.

Evaluation of Non-Utility Generation Impacts On Preventive-Corrective Control of Power Systems

M. Setayesh Nazar, M. Parsa Moghaddam, H. Javidi, and M. R. Haghifam

Department of Electrical Engineering, Power and Water Institute of Technology
Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Tarbiat Modarres University
Department of Electrical Engineering, Ferdowsi University of Meshed

ABSTRACT- *This paper describes a new method for the evaluation of non-utility generation impacts on preventive-corrective control of power systems. The proposed method relies on a mixed integer nonlinear optimization and is capable of recognizing the effectiveness of demand side preventive-corrective actions. A number of cases are presented to illustrate the consequences of introducing demand side actions. In particular, it is shown that using the proposed method can significantly reduce total security cost. This algorithm provides a basis for negotiations between the power system operators and potential providers of demand side preventive-corrective actions.*

*- استادیار

فهرست علائم

B_i	سوسپتانس خط I	P_i^{DSM}	توان اکتیو خروجی شین i ام از
b_i	سوسپتانس شنت خط I		مجموعه شینهای دارای توانایی تغییر
C	تابع هدف هزینه تولید توان توسط شبکه و حضور مشترکان (\$)	P_d	تولید یا مصرف مشترکان (pu MW)
C_{gp}	هزینه افزایشی تولید ژنراتور g ام شبکه		توان اکتیو مصرفی شین d ام
C_{ip}	هزینه کل مشترک i ام در دوره P ام		سیستم (pu MW)
C'_{ip}	برای ذخیره آماده 3 (\$/pu h)	P_g	توان اکتیو تولیدی ژنراتور g ام
G_{gp}	تولید توان ژنراتور g ام شبکه		سیستم
G_i	در دوره P ام (pu MW)	P_i^U	توان اکتیو تامین نشده (pu MW)
G_1	کندوکتانس خط I	P_i^{Umax}	حداکثر توان اکتیو تامین نشده (pu MW)
$Koutc$	مقدار هزینه های تحمیلی بر سیستم به علت نقطه کار خارج از محدودهای کارکرد مجاز (\$)	P_l	توان انتقالی خط l ام سیستم
nb	تعداد شین های سیستم	P_l^{loss}	تلفات اکتیو در خط l ام سیستم
nc	تعداد اغتشاشات بحرانی سیستم	Q_d	توان راکتیو مصرفی شین d ام
nd	مجموع تعداد مشترکان تغییر دهنده تولید یا مصرف به منظور رفع آثار اغتشاشات		سیستم (pu MVAR)
$nd1$	تعداد مشترکان تغییر دهنده مصرف Q_i^U توان راکتیو تولیدی ژنراتور g ام	Q_g	توان راکتیو تولیدی ژنراتور g ام
$nd2$	تعداد مشترکان تغییر دهنده تولید به منظور تاثیر بر آثار حاصل از اغتشاش		سیستم (pu MVAR)
nl	تعداد خطوط سیستم	Q_l	توان راکتیو انتقالی خط l ام
ng	تعداد ژنراتورهای شبکه	Q_l^{loss}	تلفات راکتیو در خط l ام سیستم
ngc	تعداد واحدهای تولید شرکت کننده مشترکان در استراتژی پیشگیرانه (ذخیره آماده)	t_j	تپ ترانس j ام
np	تعداد دوره های بار	T_p	طول دوره P ام
N_{pc}	تعداد وقوع منتظره اغتشاشات در دوره مطالعاتی P ام	T_{pc}	طول مدت منتظره وقوع اغتشاشات در دوره مطالعاتی P ام
nt	تعداد ترانسهای تپ چنجر دار سیستم	UC	تعداد تامین نشدگان مصرف
OC_{mc}	مقدار هزینه خروج ناشی از اغتشاش am در دوره im (\$/pu MW)	V_i	ولتاژ شین i ام سیستم
			فهرست علائم یونانی
		α_i	متغیر تصمیم گیری حضور مشترک i ام دارای امکانات تغییر مصرف برای استراتژی اصلاحی
		β_i	مقدار هزینه پرداختی به مشترکان برای دسترس بودن تغییر مصرف آنها
			متغیر تصمیم گیری حضور تولید (ذخیره آماده)
			مقدار هزینه پرداختی به مشترکان در هنگام تغییر مصرف آنها
			مقدار هزینه تولید ژنراتور g ام شبکه
			هزینه کل مشترک i ام در دوره P ام
			برای ذخیره آماده 3 (\$/pu h)
			تولید توان ژنراتور g ام شبکه
			در دوره P ام (pu MW)
			کندوکتانس خط I
			مقدار هزینه های تحمیلی بر سیستم به علت نقطه کار خارج از محدودهای کارکرد مجاز (\$)
			تعداد شین های سیستم
			تعداد اغتشاشات بحرانی سیستم
			مجموع تعداد مشترکان تغییر دهنده تولید یا مصرف به منظور رفع آثار اغتشاشات
			تعداد مشترکان تغییر دهنده مصرف Q_i^U توان راکتیو تولیدی ژنراتور g ام
			تعداد مشترکان تغییر دهنده تولید به منظور تاثیر بر آثار حاصل از اغتشاش
			تعداد خطوط سیستم
			تعداد ژنراتورهای شبکه
			تعداد واحدهای تولید شرکت کننده مشترکان در استراتژی پیشگیرانه (ذخیره آماده)
			تعداد دوره های بار
			تعداد وقوع منتظره اغتشاشات در دوره مطالعاتی P ام
			تعداد ترانسهای تپ چنجر دار سیستم
			مقدار هزینه خروج ناشی از اغتشاش am در دوره im (\$/pu MW)
			توان اکتیو خروجی شین i ام از
			مجموعه شینهای دارای توانایی تغییر
			تولید یا مصرف مشترکان (pu MW)
			توان اکتیو مصرفی شین d ام
			سیستم (pu MW)
			توان اکتیو تولیدی ژنراتور g ام
			سیستم
			توان اکتیو تامین نشده (pu MW)
			حداکثر توان اکتیو تامین نشده (pu MW)
			توان انتقالی خط l ام سیستم
			تلفات اکتیو در خط l ام سیستم
			توان راکتیو مصرفی شین d ام
			سیستم (pu MVAR)
			توان راکتیو تولیدی ژنراتور g ام
			سیستم (pu MVAR)
			توان راکتیو خروجی شین i ام از
			شینهای دارای توانایی تولید یا تغییر مصرف مشترکان (pu MVAR)
			توان راکتیو مصرفی شین d ام
			سیستم (pu MVAR)
			توان راکتیو انتقالی خط l ام
			تلفات راکتیو در خط l ام سیستم
			تپ ترانس j ام
			طول دوره P ام
			طول مدت منتظره وقوع اغتشاشات در دوره مطالعاتی P ام
			تعداد تامین نشدگان مصرف
			ولتاژ شین i ام سیستم
			فهرست علائم یونانی
			متغیر تصمیم گیری حضور مشترک i ام دارای امکانات تغییر مصرف برای استراتژی اصلاحی
			مقدار هزینه پرداختی به مشترکان برای دسترس بودن تغییر مصرف آنها
			مقدار هزینه پرداختی به مشترکان در هنگام تغییر مصرف آنها
			مقدار هزینه تولید ژنراتور g ام شبکه
			هزینه کل مشترک i ام در دوره P ام
			برای ذخیره آماده 3 (\$/pu h)
			تولید توان ژنراتور g ام شبکه
			در دوره P ام (pu MW)
			کندوکتانس خط I
			مقدار هزینه های تحمیلی بر سیستم به علت نقطه کار خارج از محدودهای کارکرد مجاز (\$)
			تعداد شین های سیستم
			تعداد اغتشاشات بحرانی سیستم
			مجموع تعداد مشترکان تغییر دهنده تولید یا مصرف به منظور رفع آثار اغتشاشات
			تعداد مشترکان تغییر دهنده مصرف Q_i^U توان راکتیو تولیدی ژنراتور g ام
			تعداد مشترکان تغییر دهنده تولید به منظور تاثیر بر آثار حاصل از اغتشاش
			تعداد خطوط سیستم
			تعداد ژنراتورهای شبکه
			تعداد واحدهای تولید شرکت کننده مشترکان در استراتژی پیشگیرانه (ذخیره آماده)
			تعداد دوره های بار
			تعداد وقوع منتظره اغتشاشات در دوره مطالعاتی P ام
			تعداد ترانسهای تپ چنجر دار سیستم
			مقدار هزینه خروج ناشی از اغتشاش am در دوره im (\$/pu MW)

استفاده از امکانات چنین فرایندهایی نیاز به انجام مطالعات اقتصادی به منظور ارزیابی هزینه‌های دریافت پشتیبانی از مشترکان در قبال هزینه‌های ناشی از گسستگی سیستم یا عدم موفقیت روشهای معمول نظیر تغییر متغیرهای قابل کنترل سیستم دارند.

۲- حضور مشترکان به منظور حفظ قابلیت اطمینان سیستم

حضور مشترکان به منظور حفظ قابلیت اطمینان سیستم دارای دو مرحله زیر است.

- تاثیر حضور مشترکان در استراتژیهای پیشگیرانه حفظ قابلیت اطمینان سیستم

- تاثیر حضور مشترکان در استراتژیهای اصلاحی حفظ قابلیت اطمینان سیستم

از دیدگاه تولید انرژی و در شرایط عادی، با توجه به مقدار تولید واحدهای مشترکان، امکان دخالت دادن آنها در استراتژیهای پیشگیرانه سیستم وجود دارد، تا با ایجاد رقابت در بین واحدهای تولید مشترکان، از میزان هزینه‌های استراتژی پیشگیرانه نظیر توزیع مطمئن توان^۹ و یا ذخیره چرخان و آماده کاسته شود [۵]. همچنین از دیدگاه مصرف انرژی و اتخاذ استراتژیهای پیشگیرانه، حالتی بسیار معدودی وجود دارد تا از مشترکان دارای توانایی قطع داوطلبانه مصرف خواسته شود، مقادیر مصرف خود را به طور عمده و برای مدت زمان طولانی تغییر دهند [۴]. لذا استفاده از این گونه تواناییها به شرایط اضطراری، زمانهای کوتاه اغتشاشات و استراتژیهای اصلاحی ارجاع داده می‌شود.

روشهای مرسوم در استراتژیهای پیشگیرانه دارای ابزارهای اجرایی زیر هستند:

- توزیع مطمئن توان تولیدی واحدها به گونه‌ای که اغتشاشات بحرانی امکان هدایت سیستم به شرایط گسستگی را نداشته باشند [۴].

- لحاظ کردن ذخیره چرخان و آماده تا در صورت بروز اغتشاش، افت شدیدی در فرکانس سیستم ایجاد نشود. معمولاً این ذخیره باید مساوی درصدی از حداکثر بار پیش بینی شده باشد و یا قابلیت تامین کمبود، در اثر خروج پر بارترین واحد در زمان

با توسعه فرایندهای مدیریت مصرف^۴ انرژی الکتریکی و به کارگیری گسترده آن در سیستمهای قدرت، صنعت برق به سمت بازنگری در شیوه‌های مطالعاتی و اجرایی سازوکارهای بهینه سازی خود هدایت می‌شود [۱].

بر اساس نظر کمیته تخصصی انجمن بین‌المللی مهندسان برق^۵، علاوه بر شیوه‌های مرسوم کنترل مصرف (نظیر قطع مستقیم بار^۶)، نیروگاههای خورشیدی، سلولهای سوختی، واحدهای سریع تولید، تولید مشترک گرما و الکتریسیته و نیروگاههای آبی کوچک، که اغلب به علت کاربرد آنها تحت مالکیت مشترکان سیستم قدرت قرار دارند، به عنوان زیر گروه فرایندهای مدیریت مصرف تلقی می‌شوند [۲].

با حضور امکانات حاصل از فرایندهای مدیریت مصرف، گزینه‌های تصمیم‌گیری بیشتری برای اتخاذ استراتژیهای کارکرد در اختیار سیستم قدرت قرار می‌گیرد که این امر می‌تواند سبب کارکرد اقتصادی و مطمئن سیستم با هزینه‌ای کمتر از حالتی مشابه بدون حضور این فرایندها شود [۳]. در چنین شرایطی، روشهای مرسوم اتخاذ استراتژیهای پیشگیرانه - اصلاحی، توانایی یافتن نقطه مطمئن اقتصادی کار را با استفاده از امکانات کل شبکه ندارند [۳]. این نقیصه از عوامل زیر نشأت می‌گیرد:

- در روشهای مرسوم حفظ حاشیه‌های امنیت سیستم^۷ نقش تولید یا قطع داوطلبانه مصرف مشترکان در نظر گرفته نمی‌شود. در صورتی که در حضور فرایندهای مدیریت مصرف، امکانات بیشتری برای نگهداری نقطه مطمئن کار وجود دارد [۳].

- در اغلب سیستمهای قدرت در مرحله طراحی مجتمع منابع تولید^۸، نقش تواناییهای تغییر تولید یا مصرف مشترکان در هنگام اغتشاش در نظر گرفته نشده است. این مسئله به علت توسعه سازوکارهای مدیریت مصرف بعد از مرحله طراحی و ساخت اغلب شبکه‌ها حادث شده است [۴].

- با ایجاد امکان حضور مشترکان برای حفظ قابلیت اطمینان سیستم، بر تعداد و محدوده جغرافیایی واحدهای حافظ حاشیه‌های امنیت سیستم افزوده شده و در نتیجه از بهای پرداخت شده برای کارکرد مطمئن سیستم با حفظ استانداردهای موجود کاسته می‌شود. طبیعتاً اپراتورهای سیستم قدرت برای

مشخصی را داشته باشد. گاهی نیز ذخیره چرخان به صورت تابعی از احتمال عدم وجود تولید کافی به منظور تامین بار محاسبه می شود [۵].

انجام برنامه ریزی تولید با تقسیم بندی تواناییهای تولید شبکه و مشترکان، به گروههای متمایز پایه، متوسط و پیک صورت می پذیرد. معمولاً واحدهای تولید شبکه به علت مزیت مقیاس که سبب کاهش هزینه های تولید می شود، وظیفه تامین بار پایه و متوسط را بر عهده می گیرند و واحدهایی از شبکه که از نظر الکتریکی متصل به سیستم هستند، وظیفه تامین ذخیره چرخان تا در صد معینی از بار را تقبل می کنند. سپس برای واحدهای شبکه با هزینه افزایشی بیشتر و مشترکان دارای توانایی تولید توان، مطالعات بهینه سازی انجام پذیرفته و واحدهای منتخب، وظیفه تامین ذخیره آماده را بر عهده می گیرند. این واحدها به طور گرمایی آماده ولی از نظر الکتریکی مرتبط با شبکه نیستند. با توجه به محدودیت تواناییهای زمانی و کمی تولید مشترکان، لازم است تا این قیود در مطالعات بهینه سازی کلان مد نظر قرار گیرد. [۵].

مرحله دوم تاثیر حضور مشترکان، در حوزه استراتژیهای اصلاحی سیستم و بعد از وقوع اغتشاشات است. در این مرحله امکان به کارگیری تغییر در تولید و یا تغییر داوطلبانه مصرف در شرایط اعمال اصلاحی وجود دارد [۴]. ابزارهای اجرایی مرسوم در استراتژیهای اصلاحی با نام اعمال اصلاحی شناخته می شوند [۶]. روشهای مرسوم در اعمال اصلاحی به صورت زیر قابل تقسیم بندی اند:

- کلید زنی بانک های خازنی

- کلید زنی راکتورها

- تغییر تپ ترانسهای تپ چنجر دار

- تغییر نقطه کار کنندان سوره های سنکرون

- تغییر ولتاژ در پایانه های ژنراتورها به وسیله سیستم تحریک

- کلید زنی خطوط

- تغییر زاویه فاز در ترانسهای تغییر دهنده فاز

- تغییر توان اکتیو تولیدی ژنراتورهای شبکه

- تغییر مقادیر انرژی رسانی در شرایط اضطرار

در حضور فرایندهای مدیریت مصرف، امکانات زیر به موارد بالا اضافه می شوند:

- تغییر داوطلبانه مصرف مشترکان [۴]

- تغییر تولید واحدهای تولید مشترکان [۳]

مطالعات اقتصادی حضور مشترکان در استراتژیهای پیشگیرانه-اصلاحی، دارای مراحل مطالعات بادرنگ^{۱۰} و مطالعات بی درنگ^{۱۱} است. در مرحله مطالعات بادرنگ با توجه به امکانات سیستم و پتانسیل انجام پشتیبانی مشترکان، حالتی متفاوتی از اعمال پیشگیرانه - اصلاحی در برابر اغتشاشات آتی سیستم متصور است. در این مرحله از مطالعات، با توجه به توپولوژی شبکه، مقادیر پیش بینی شده بار، امکانات سیستم به همراه حداکثر مقدار انجام پشتیبانی مشترکان، مطالعات اقتصادی ترکیبات متعدد حضور مشترکان در برابر اغتشاشات عمده آن صورت می پذیرد تا با ایجاد تعادل در استراتژیهای پیشگیرانه - اصلاحی، از کارکرد مطمئن اقتصادی، اطمینان نسبی حاصل شود [۳]. سپس با توجه به نتایج این مرحله، سیستم قدرت با انتخاب بهترین ترکیب حضور مشترکان، نسبت به انعقاد قرارداد برای پشتیبانی آنها در هنگام لزوم اقدام می کند. پس از کسب نتایج نهایی توافق، سایر ابزارهای شبکه در نگهداری مطمئن اقتصادی نقطه کار سیستم، نظیر میزان ذخیره چرخان تامین شده از طرف واحدهای تولید شبکه، مقدار تبادل ظرفیت و تبادل اضطراری توان هماهنگ می شوند [۴].

مرحله مطالعات اقتصادی بی درنگ، 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^{۱۲}، مقادیر هزینه های سیستم با حفظ شرط کارکرد مطمئن آن، کمینه می شود [۷].

تحقیقات مورد توجه در این مقاله مرتبط با مرحله نخست مطالعات اقتصادی، یافتن نقطه تعادل قابل اتخاذ در استراتژیهای پیشگیرانه - اصلاحی و برای دوره های کوتاه مدت کارکرد^{۱۳} است و ماهیت مطالعات آن بادرنگ است.

۳- مروری بر مطالعات انجام شده

به علت نوین بودن مبحث حضور فرایندهای مدیریت مصرف در استراتژیهای پیشگیرانه - اصلاحی، تعداد مقاله های 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 [۴] مولفان با خطی کردن معادله‌های غیر خطی بهینه سازی و انجام تقریبهای متعدد، مسئله را از دیدگاه هماهنگی بارهای قطع پذیر و ارزش اقتصادی اعمال اصلاحی طرف مشترکان بررسی کرده‌اند.

در روش مذکور، با استفاده از الگوریتم جداسازی بندر^{۱۴}، 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 بالا، استفاده جامع از امکانات کل سیستم و امکان حضور طرف مشترک در هدایت اقتصادی و مطمئن سیستم است. اما به علت لحاظ نکردن هزینه‌های تحمیلی بر سیستم نظیر هزینه‌های گسستگی و جریمه‌های پرداختی به مشترکان، در برابر هزینه‌های دریافت پشتیبانی، نقطه بهینه ارائه شده نقطه واقعی بهینه اقتصادی اعمال اصلاحی نیست.

- در مرجع [۳] با استفاده از مفهوم احتمال حضور مشترکان و تاثیر هزینه های گسستگی سیستم در یافتن نقطه بهینه کلان سیستم^{۱۵} مسئله کاملتر حل شده است. در این مقاله نیز تلاش شده است تا انجام هماهنگی فرایندهای مدیریت مصرف قبل از وقوع اغتشاش و یافتن ترکیب بهینه آن در اعمال اصلاحی و برای کارکرد مطمئن اقتصادی سیستم صورت پذیرد.

- مرجع [۸] به انجام اعمال اصلاحی با اجرای مدیریت بار^{۱۶} و بدون هماهنگی فرایندها و مطالعه آثار اقتصادی آن می‌پردازد.

- مرجع [۹] به بررسی ارزش اقتصادی قطع بار حاصل از اعمال اصلاحی پرداخته و روشی در حداقل سازی هزینه‌های ناشی از قطع بار اجباری و داوطلبانه ارائه کرده است.

- مرجع [۱۰] نیز به مطالعه ارزش اقتصادی قطع بار و هماهنگی آن به منظور کاهش هزینه‌های سیستم می‌پردازد.

با توجه به دیدگاه غالب در شبکه‌های دارای امکانات مدیریت مصرف که استفاده از تواناییهای این فرایندها در اعمال پیشگیرانه-اصلاحی است و برتری روشهای پیشنهادی مراجع [۳] و [۴]، تلاش خواهد شد تا با حفظ دیدگاههای فوق از نظر سایر مراجع موجود نیز استفاده کرده و فرمولبندی مسئله جامعیت لازم را داشته باشد.

۴- فرمولبندی مسئله

هزینه حضور مشترکان در استراتژی پیشگیرانه شامل هزینه تولید واحدهای مشترکان برای توزیع مطمئن توان یا حفظ ذخیره آماده است. هزینه حضور مشترکان در اعمال اصلاحی نیز دارای مولفه‌های زیر است:

- هزینه آماده سازی اعمال اصلاحی

- هزینه منتظره اجرای اعمال اصلاحی

هزینه آماده سازی اعمال اصلاحی برابر مجموع تسهیلات پرداختی به مشترکان در دسترس بودن پشتیبانی است. همچنین هزینه منتظره اجرای اعمال اصلاحی از حاصلضرب هزینه‌های لازم اجرای پشتیبانی در تعداد منتظره وقوع اغتشاشات عمده سیستم حاصل می‌شود. هزینه‌های عدم موفقیت یا تاثیر استراتژیهای اتخاذی با نام هزینه‌های گسستگی یا خروج سیستم^{۱۷} شناخته می‌شوند که در اثر عدم تاثیر استراتژی پیشگیرانه و یا موفقیت اعمال اصلاحی ایجاد می‌شوند. کثیوز و همکارانش [۱۱] پیشنهاد کرده‌اند که هزینه‌های خروج سیستم باید شامل هزینه تحمیل شده به مشترکان در اثر قطع سرویس دهی (که باید از طرف شبکه به نحوی جبران شوند) منهای صرفه‌جوییهای ناشی از کاهش تولید در زمان وقوع خطا باشد. بنابراین:

هزینه‌های خروج سیستم = هزینه‌های تحمیل شده بر مشترکان در اثر قطع سرویس دهی + هزینه بازگرداندن سرویس دهی - صرفه جویی ناشی از کاهش تولید.

براین اساس فرمولبندی مسئله را به صورت زیر ارائه می‌کنیم:

$$\begin{aligned} \text{Min } C = & \sum_{p=1}^{np} T_p \sum_{g=1}^{ng} C_{gp} G_{gp} + \\ & \sum_{i=1}^{ngc} \phi_i \left[\sum_{p=1}^{np} \xi_{ip} C'_{ip} \right] + \\ & \sum_{i=1}^{nd1} \alpha_i \left[\beta_i + \gamma_i \sum_{p=1}^{np} \sum_{c=1}^{nc} N_{pc} \tau_{ipc} \Delta D_{ipc} \right] + \\ & \sum_{j=1}^{nd2} \eta_j \left[\zeta_j + \psi_j \sum_{p=1}^{np} \sum_{c=1}^{nc} N_{pc} \rho_{jpc} \Delta G_{jpc} \right] + \\ & \sum_{m=1}^{np} \left(\sum_{c=1}^{nc} \sum_{i=1}^{UC} N_{mc} O_{mc} P_{mci}^U + \sum_{c=1}^{nc} N_{mc} K_{outc} \right) \end{aligned} \quad (1)$$

در معادله (۱)، هزینه تولید توان واحدها در محدوده مجازشان به صورت تابعی خطی از هزینه افزایشی C_{gp} در نظر گرفته شده‌اند. همچنین در این مقاله، از نظر کمیوز در محاسبه هزینه‌های خروج استفاده کرده‌ایم. به این ترتیب که هزینه‌های تحمیل شده بر مشترکان در OC، هزینه‌های بازگرداندن سیستم به حالت عادی در Koutc و صرفه جویی ناشی از کاهش مصرف در G_{gp} نشان داده شده‌اند.

۱-۴- محدودیتهای کارکرد

محدودیتهای کارکرد برای تمامی حالتها عبارت‌اند از

$$\sum_{g=1}^{ng} P_g + \sum_{i=1}^{UC} P_i^U + \sum_{i=1}^{nd} P_i^{DSM} = \sum_{d=1}^{nb} P_d + \sum_{l=1}^{nl} P_l^{loss} \quad (2)$$

$$\sum_{g=1}^{ng} Q_g + \sum_{i=1}^{UC} Q_i^U + \sum_{i=1}^{nd} Q_i^{DSM} = \sum_{d=1}^{nb} Q_d + \sum_{l=1}^{nl} Q_l^{loss} \quad (3)$$

برای هر خط L سیستم خواهیم داشت :

$$V_i V_j [-G_L \cos(\theta_i - \theta_j) + B_L \sin(\theta_i - \theta_j) + V_i^2 G_L] = P_L \quad L=1 \text{ تا } nl \quad (4)$$

$$V_i V_j [G_L \sin(\theta_i - \theta_j) + B_L \cos(\theta_i - \theta_j) + V_i^2 (B_L - b_L/2)] = Q_L \quad L=1 \text{ تا } nl \quad (5)$$

همچنین می توان نوشت

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad k=1 \text{ تا } nb \quad (6)$$

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

$$Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad i=1 \text{ تا } ng \quad (8)$$

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \quad i=1 \text{ تا } nl \quad (9)$$

$$0 \leq P_i^U \leq P_i^{Umax} \quad i=1 \text{ تا } UC \quad (10)$$

$$t_j^{\min} \leq t_j \leq t_j^{\max} \quad j=1 \text{ تا } nt \quad (11)$$

$$c=1 \text{ تا } nc \quad \text{و} \quad p=1 \text{ تا } np \quad \text{برای هر}$$

$$\Delta D_{ipc}^{\min} \leq \Delta D_{ipc} \leq \Delta D_{ipc}^{\max} \quad i=1 \text{ تا } nd1 \quad (12)$$

$$\Delta G_{jpc}^{\min} \leq \Delta G_{jpc} \leq \Delta G_{jpc}^{\max} \quad j=1 \text{ تا } nd2 \quad (13)$$

۵- مراحل حل

مسئله فرمولبندی شده، ماهیت غیر خطی عدد صحیح مختلط دارد و با استفاده از الگوریتم کلی جدا سازی بندر^{۱۸} قابل حل است. گتوفوریون و همکارانش، همگرایی الگوریتم مذکور را با استفاده از

فرضیات خاصی ثابت کرده‌اند. قابل اثبات است که اگر شرط P روش GBD ارضا شود، متغیرهای تصمیم‌گیری و کارکرد قابل جداسازی می‌باشند.

این شرط برای مسئله حاضر به این صورت بیان می‌شود که در حالت‌های متمایز انتخاب متغیرهای تصمیم‌گیری، پاسخهای متمایز متغیرهای کارکرد قابل تشخیص باشد و مسئله برای مجموعه تغییرات متغیرهای تصمیم‌گیری، تنها یک پاسخ برای متغیرهای کارکرد ارائه ندهد [۱۲].

۱-۵- روش جداسازی بندر

اگر متغیرهای تصمیم‌گیری و کارکرد را به صورت زیر معرفی

کنیم:

$$y = (\varphi_i, \alpha_i, \eta_j) \quad (14)$$

$$x = (P_g, Q_g, P^{DSM}, Q^{DSM}, P^U, Q^U, V, \delta) \quad (15)$$

$g(y)$: هزینه‌های در دسترس بودن انجام پشتیبانی

توسط مشترکان

$f(x)$: هزینه‌های کارکرد و حضور مشترکان به

همراه جریمه‌های پرداختی

$$C_1(y) > r \quad (16) \text{ محدودیتهای حضور مشترکان}$$

$$C_2(y) + d(x) > s \quad (17) \text{ محدودیتهای کارکرد}$$

آن‌گاه تابع هدف مسئله به صورت زیر قابل ارائه است:

$$(P1) \text{ Min } z = g(y) + f(x) \quad (18)$$

$$\text{s.t : } C_1(y) > r$$

$$C_2(y) + d(x) > s$$

فرایند جداسازی بندر به دلایل زیر قابل انجام است:

الف- اگر هزینه‌های کارکرد برای یک ترکیب مشخص حضور

مشترکان برابر $f(x^*(y))$ باشد که x^* حل بهینه مسئله $P1$ است،

می‌توان نوشت:

$$(P2) F(y) = \text{Min } f(x) \quad (19)$$

$$\text{s.t : } d(x) > s - C_2(y)$$

ب- آن‌گاه مسئله اصلی بهینه سازی ترکیب حضور مشترکان و

حداقل سازی هزینه‌های آن به صورت زیر قابل باز نویسی است :

$$(P3) \text{ Min } G(y) + F(y) \quad (20)$$

$$\text{s.t : } C_1(y) > r$$

۶- مطالعات عددی

برای انجام مطالعات عددی، شبکه ۳۰ شینه استاندارد IEEE، شکل (۱) را در نظر می‌گیریم. برای ایجاد تعادل بین استراتژیهای پیشگیرانه - اصلاحی و تاثیر نقش فرایندهای مدیریت مصرف، اغتشاشات سیستم بالا را در حوزه توان اکتیو و راکتیو و به ترتیب با روشهای مراجع [۱۳ و ۱۴] رتبه‌بندی می‌کنیم. نتایج رتبه‌بندی استاتیکی برای سه دوره مختلف بار در جدول (۱) آورده شده‌اند. برای مطالعه کامل تاثیر اغتشاشات بر المانهای تابع هدف، تمام اغتشاشات سیستم را مورد بررسی قرار می‌دهیم. طبیعی است که حضور مشترکان در فرایندهای پیشگیرانه - اصلاحی شبکه‌های بزرگ عمدتاً برای رفع آثار اغتشاشات عمده آن انجام می‌گیرند.

مقادیر تواناییهای تولید یا تغییر مصرف مشترکان برای اغتشاشات و دوره‌های مختلف کارکرد، ثابت فرض شده‌اند و در شکل (۲) ملاحظه می‌شوند. همچنین هزینه‌های افزایشی تغییر تولید یا مصرف در شینه‌های متناظر، در شکل (۳) آورده شده‌اند.

محدوده نامی ولتاژها بین ۱/۰۵ و ۰/۹۸ پریونیت و حداکثر توان مجاز انتقالی خطوط، ۱/۲ برابر توان نامی هر خط است. اغتشاشات خروج خطهای ۱۳، ۱۶ و ۳۴ سبب گسستگی سیستم به یک شین و بقیه سیستم خواهد شد و هیچ یک از روشهای پیشگیرانه و اصلاحی قادر به بازگرداندن سیستم به حالت عادی نخواهند بود. همچنین فرضیات زیر برای شبکه ۳۰ شینه صورت گرفته است

- حداکثر و حداقل تولید توان اکتیو ژنراتورها به ترتیب برابر ۱/۲ و ۰/۱ توان نامی تولیدی است.

- مقدار ذخیره چرخان برابر ۳ درصد حداکثر بار پیش‌بینی شده لحاظ می‌شود و در هر دوره بار ترکیب بهینه واحدهای ذخیره آماده مشخص می‌شود.

- ترکیب حضور مشترکان در فرایندهای پیشگیرانه سیستم به این گونه شناسایی می‌شود که پس از بهینه سازی تابع هدف (۱)، ژنراتورهایی از مشترکان که حضور آنها در تامین ذخیره چرخان سبب کاهش تابع هدف می‌شوند در این مرحله مشارکت داده می‌شوند.

- مقدار هزینه بار تامین نشده برابر یک واحد پول بر پریونیت مگاوات است.

- مقدار ψ_j با C_{ip} یکسان فرض شده است.

الگوریتم کلی شده جدا سازی بندر، تکنیکی برای تقریب زدن $F(y)$ ، به منظور حداقل سازی هزینه‌های کارکرد و حضور مشترکان به صورت تابعی از ترکیب حضور و بر اساس حل زیر مسئله P2 ارائه می‌دهد. این تقریبات $F(y)$ به نام محدود سازی بندر از مقادیر دوگان متغیرهای زیر مسئله کارکرد حاصل می‌شود، زیرا متغیرهای دوگان به عنوان معیاری برای بررسی تغییر ترکیب حضور، بر هزینه‌های سیستم عمل می‌کنند. بنابراین مسئله اصلی بهینه سازی^{۱۹} ترکیب حضور مشترکان در الگوریتم GBD به صورت زیر قابل بازنویسی است

$$(MP) \quad \text{Min } Z \quad (21)$$

$$\text{s.t: } z > G(y) + F^k + b^k(y^k - y) \quad k = 1 \text{ تا } K$$

k: اندیس تکرار قبلی بندر

F^k : مقدار بهینه تابع هدف زیر مسئله کارکرد در تکرار k ام

b^k : مقدار متغیرهای دوگان در تکرار k ام

y^k : مقدار متغیر تصمیم‌گیری در تکرار k ام

مقادیر y^k و b^k از حل زیر مسئله کارکرد^{۲۰} در تکرار k ام قابل حصول است:

$$(OSP) \quad F^k = \text{Min } f(x) \quad (22)$$

$$\text{s.t: } d(x) > s - C_2(y^k)$$

۵-۲- خلاصه الگوریتم GBD

مرحله یک - حل مسئله MP را بدون محدود سازی بندر و با مقدار $k=1$ آغاز نمایید.

مرحله دو - مسئله MP را برای یافتن نقطه بهینه (z^0, y^0) حل کنید. z^0 محدوده پایینی پاسخ بهینه است.

مرحله سه - مسئله OSP را برای مقدار y^0 مرحله دو و یافتن (F^k, x_k, b_k) حل کنید. (y^0, x^k) حل ممکن مسئله است، بنابراین $G(y^0) + F^k$ محدوده فوقانی حل بهینه است.

مرحله چهار - اگر $G(y) + F^k - z^0 < \varepsilon$ باشد، آن‌گاه مسئله حل شده و (y^0, x^k) پاسخ بهینه است.

مرحله پنج - در غیر این صورت، قیود زیر را به MP اضافه کنید

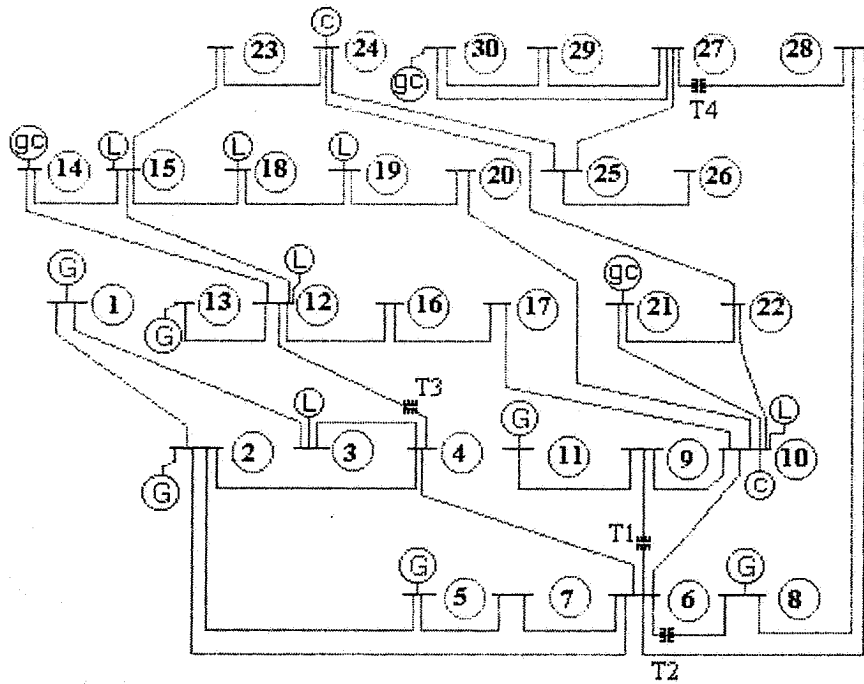
$$z > G(y) + F^k + b^k(y^k - y) \quad (23)$$

$$k = k+1$$

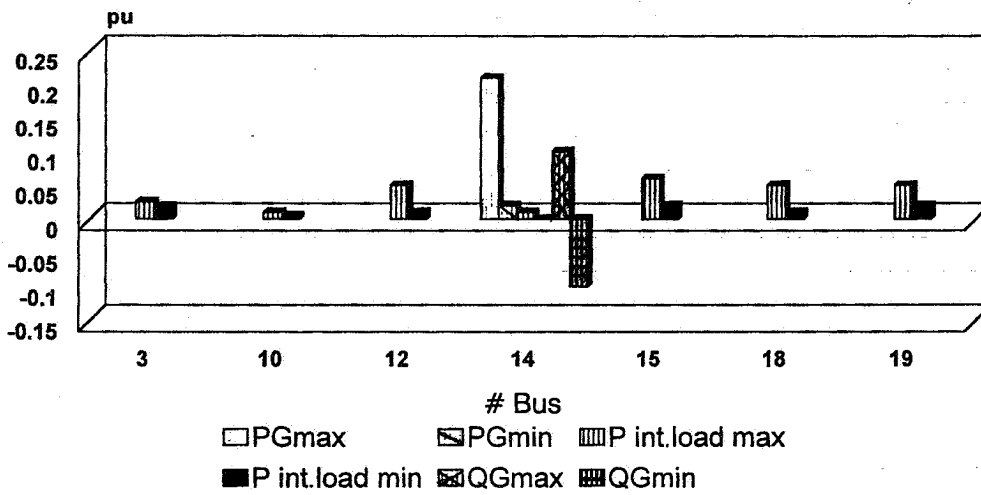
و به مرحله دوم بازگردید.

جدول ۱- رتبه‌بندی اغتشاشات

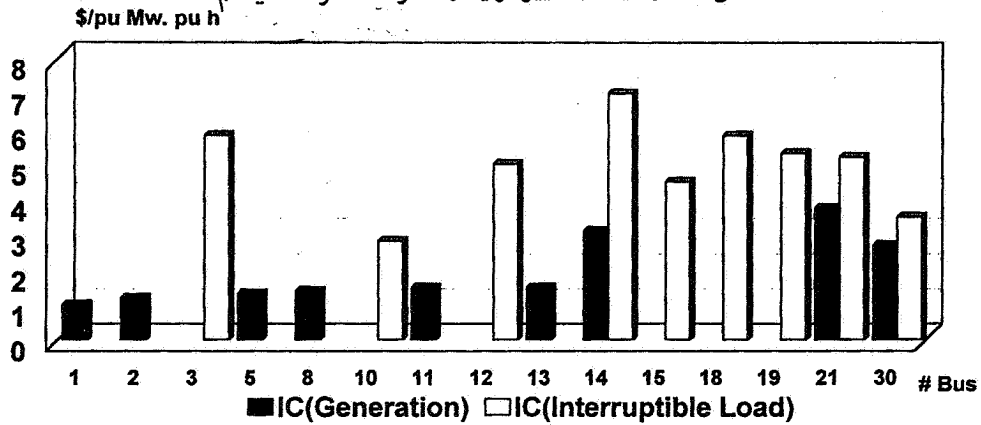
ضریب بار ۱		ضریب بار ۰/۸		ضریب بار ۰/۶	
ولتاژ	توان اکتیو	ولتاژ	توان اکتیو	ولتاژ	توان اکتیو
۳۶	۳۶	۳۶	۳۶	۳۶	۳۶
۳۷	۱۴	۲۷	۱۴	۱۴	۱۴
۳۸	۱۵	۱۴	۱۵	۳۷	۲۷
۱۴	۳۵	۳۸	۳۵	۳۸	۱۵
۱۸	۴۱	۱۸	۴۱	۳۰	۴۱
۳۰	۲۷	۳۰	۲۱	۱۸	۱۸
۲۵	۷	۱۹	۳۱	۱۹	۳۵
۱۹	۳۱	۲۵	۱۱	۹	۳۱
۲۲	۱۱	۲۲	۱۸	۲۲	۲۸
۱۷	۱۸	۱۷	۷	۱۷	۱۱
۳۵	۵	۹	۳۰	۲۵	۵
۲۷	۱	۲۷	۱۲	۴	۷
۳۱	۱۲	۳۱	۲۸	۳۱	۱۷
۳۹	۳۰	۴	۵	۲۷	۳۰
۲۴	۴۰	۲۴	۱۷	۳۲	۲۵
۹	۲۸	۳۵	۱	۲۱	۷
۲۶	۱۷	۳۹	۲۵	۲۴	۴۰
۴۱	۲۵	۳۲	۴۰	۱۱	۱۲
۲۳	۳۸	۲۱	۱۹	۳۹	۱۹
۳۲	۲۹	۲۶	۹	۲	۲۴
۴	۶	۲۳	۲۴	۲۳	۹
۲۱	۲۲	۲	۲۲	۷	۲۲
۲	۳۷	۴۱	۳۸	۳۳	۳۸
۷	۹	۱۱	۳۲	۳۵	۳۷
۱	۱۹	۷	۲	۴۱	۲
۴۰	۲۶	۱۵	۳۷	۲۶	۲۶
۲۸	۳۹	۲۰	۲۶	۱۵	۴
۵	۲۹	۲۸	۴	۸	۳۲
۶	۲	۳۳	۶	۲۰	۶
۳۳	۲۳	۱	۲۱	۲۸	۲۱
۱۰	۴	۸	۳	۱۰	۲۳
۳	۲۱	۴۰	۲۳	۱	۳
۱۲	۱۰	۱۲	۳۹	۶	۳۹
۲۰	۳۲	۳	۸	۳	۸
۸	۲۰	۶	۲۹	۴۰	۱۰
۲۹	۸	۵	۲۰	۱۲	۲۰
۱۵	۳	۲۹	۱۰	۲۹	۳۳
۱۱	۳۳	۱۰	۳۳	۵	۲۹



شکل ۱- شبکه اصلاح شده ۳۰ شینه IEEE



شکل ۲- تواناییهای تغییر تولید و مصرف مشترکان سیستم



شکل ۳- مقادیر هزینه‌های تولید یا تغییر مصرف مشترکان

- حداکثر مقدار ξ_{ip} برابر نصف دوره بار متناظر خواهد بود.

- امکان کلید زنی بانکهای خازنی شینه‌های ۱۰ و ۲۴ از دور، حداکثر به میزان مشخص شده در سیستم استاندارد ۳۰ شینه و با گامهایی به مقدار ۰/۱ کل تغییرات آنها وجود دارد.

- امکان تغییر تپ ترانسهای واقع در بین شینه‌های ۶-۹، ۶-۹، ۶-۱۰، ۴-۱۲ و ۲۷-۲۸ از دور، حداکثر به میزان ۱/۱ مقدار نامی مشخص شده در سیستم استاندارد ۳۰ شینه و با گامهای به مقدار ۰/۱ کل تغییرات آنها وجود دارد.

- سیستمهای تحریک شینه‌های دارای ژنراتور توانایی تغییر ولتاژ پایانه‌ها را تا حداکثر ۵ درصد مقدار نامی دارند.

- تغییر در مصرف مشترکان با فرض ضریب قدرت ۰/۸۵ صورت می‌پذیرد.

- مقادیر حداکثر زمان انجام پشتیبانی مشترکان برابر یک دهم طول مدت هر دوره بار است.

برای محاسبه مقدار Koutc علاوه بر روش مرجع [۱۵] فرضیات ساده‌کننده زیر نیز لحاظ می‌شود

- سیستم حفاظتی شبکه چنان هماهنگ شده است که در صورت وجود داشتن توام شرایط زیر، کل سیستم دچار خاموشی خواهد شد

۳ > تعداد خطوط ($1/3 Pn$) < توان خط ($1/2 Pn$)

یا > تعداد خطوط ($1/4 Pn$) > توان خط

یا > ۳ > تعداد شینه‌های ($0.975 pu$) < ولتاژ

مقادیر تعداد وقوع منتظره اغتشاشات و طول مدت آنها به صورت ضریبی از طول مدت دوره متناظر بار در جدول (۲) آورده شده‌اند. نتایج مذکور با استفاده از شبیه‌سازی با نرم‌افزار اسلم نگارش ۴/۵ و روش مرجع [۱۶] حاصل شده‌اند.

در گام نخست، نتایج تغییرات پارامترهای سیستم را به طور مشروح و برای ضریب بار یک نشان می‌دهیم، آن‌گاه نتایج نهایی بهینه‌سازی را برای دو ضریب بار ۰/۸ و ۰/۶ نشان می‌دهیم. مطالعات با رایانه پنتیوم ۲۳۳ MHz، نرم افزار MATLAB و فایل‌های DLL شده صورت پذیرفته‌اند.

در شکل (۴)، درصد تغییرات میزان مشارکت واحدهای تولید مشترکان در اثر تغییر مولفه‌های ψ_j و C_{ip} از ۰/۵۰ تا ۰/۲۰۰ مقدار نامی آنها ملاحظه می‌شوند. درصد تغییرات میزان مشارکت

واحدهای تولید مشترکان از نسبت هزینه‌های حضور آنها بر هزینه‌های کل سیستم حاصل می‌شود و همچنان که مشاهده می‌شود، با افزایش مقادیر هزینه‌های تولید مشترکان، تا حدود زیادی از حضور واحدهای تولید کاسته می‌شود.

در شکل (۵)، درصد تغییرات حضور واحدهای قطع بار مشترکان در اثر تغییر مولفه ψ_j آنها از ۰/۵۰ تا ۰/۲۰۰ مقدار نامی آن آورده شده‌اند. همانند میزان حضور واحدهای تولید، به طور طبیعی با افزایش مقدار ψ_j از سهم حضور فرایند کاهش مصرف کاسته می‌شود.

در شکل (۶) در صد تغییرات هزینه‌های حضور مشترکان بر هزینه‌های سیستم در شرایط نامی و در اثر تغییرات هزینه بار تامین نشده از یک الی سه برابر مقدار نامی آن ملاحظه می‌شوند.

در شکل (۷) درصد تغییرات هزینه‌های حضور مشترکان بر هزینه‌های تحمیلی سیستم در اثر تغییرات هزینه‌های منتظره گسستگی سیستم از یک الی سه برابر مقدار نامی آن آورده شده‌اند. می‌توان نتیجه گرفت که با افزایش هزینه‌های گسستگی و یا افزایش احتمال وقوع اغتشاشات بحرانی سیستم، حضور مشترکان توجیه اقتصادی بیشتری می‌یابد.

زمان اجرای محاسبات بهینه‌سازی برای ضریب بار یک برابر ۱۸ ثانیه است. با انجام مطالعات بالا، بهترین ترکیب حضور مشترکان حاصل می‌شوند. واحدهای مشارکت‌کننده در ذخیره آماده عبارت‌اند از: واحد تولید مشترکان شینه‌های ۱۴ و ۳۰ در ضریب بار کامل. واحدهای دارای پتانسیل تاثیرگذاری بر اغتشاشات و بهترین ترکیب آنها در اعمال اصلاحی در جدول (۳) آورده شده‌اند. برای مشاهده تاثیر اجرای این استراتژیها بر کاهش هزینه‌های تحمیلی بر سیستم، تغییرات هزینه‌های کلی کارکرد و تحمیلی بر سیستم را در شکل (۸) آورده‌ایم. همچنان که ملاحظه می‌شود، فرایند بهینه‌سازی، حضور مشترکان را در تعدادی از اغتشاشات سیستم ضروری تشخیص می‌دهد و در هر حالت با ایجاد امکان مشارکت مشترکان در فرایندهای اصلاحی لازم، نقطه کار را به سوی نقطه مطمئن اقتصادی هدایت کرده است.

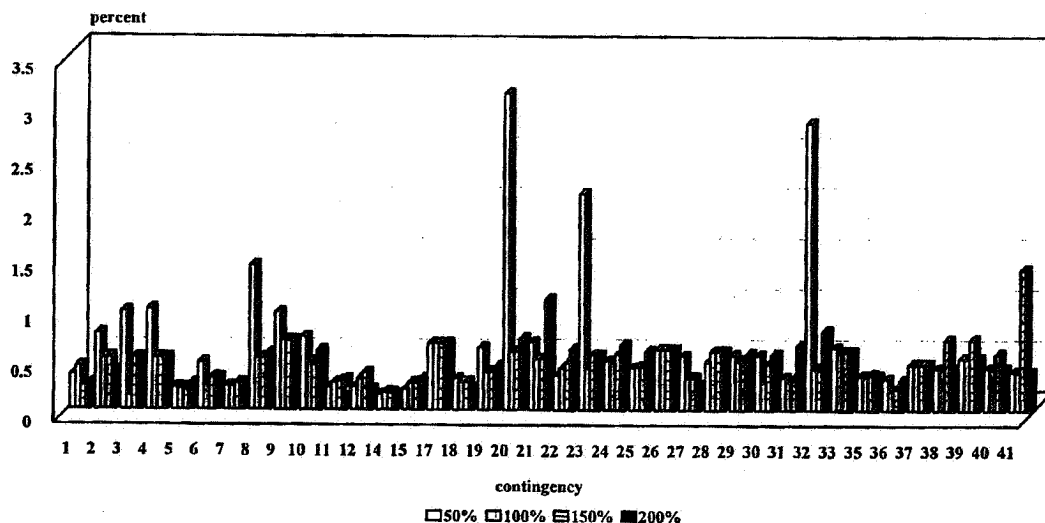
فرایند بالا را برای ضرایب بار ۰/۸ و ۰/۶ نیز تکرار می‌نماییم و مقادیر هزینه‌های کلی و تحمیلی بر سیستم قبل و بعد از بهینه‌سازی به ترتیب در شکل‌های (۹) و (۱۰) ملاحظه می‌شوند. زمانهای

جدول ۲- تعداد منتظره وقوع اغتشاشات و طول مدت آنها

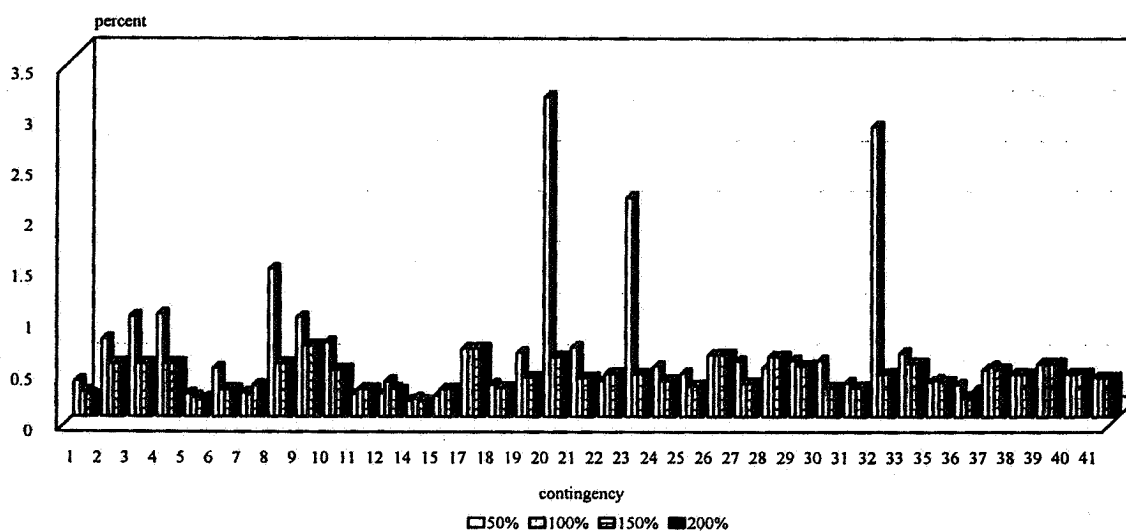
ضرب بار ۱		ضرب بار ۰/۸		ضرب بار ۰/۶		اغتشاش
N _{PC}	T _{PC}	N _{PC}	T _{PC}	N _{PC}	T _{PC}	
۵/۹۹E-۴	۹/۰۷E-۵	۱/۲۹E-۳	۲/۹۳E-۴	۱/۷۲E-۳	۶/۱E-۵	۱
۲/۰۴E-۳	۹/۳۹E-۴	۲/۹E-۳	۳/۰۸۴E-۴	۳/۹۸E-۳	۴/۷۷E-۴	۲
۶E-۴	۷/۴۱E-۵	۳/۸۹E-۳	۲/۵۵E-۴	۹/۷۹E-۴	۱/۶۷E-۵	۳
۲/۰۷E-۳	۵/۵۸E-۴	۸/۵۲E-۴	۶/۹۷E-۵	۱/۸۳E-۳	۳/۲۸E-۴	۴
۱/۵۴E-۳	۷/۵۳E-۴	۲/۱۳E-۳	۴/۵۴E-۵	۴/۴۲E-۳	۴/۷E-۴	۵
۱/۸۵E-۳	۷/۴۴E-۴	۴/۹E-۳	۴/۹۶E-۴	۱/۴۸E-۳	۶/۹۱E-۴	۶
۱/۸۶E-۳	۳/۱۳E-۴	۶/۵۱E-۴	۲/۹۷E-۵	۲/۲۵E-۳	۸/۶۸E-۴	۷
۸/۵۹E-۴	۹/۱۷E-۵	۱/۴۲E-۳	۵/۴۳E-۴	۴/۷۹E-۳	۱/۹۹E-۴	۸
۱/۷۹E-۳	۶/۵E-۴	۲/۹۵E-۳	۵/۵۴E-۴	۱/۴۵۹E-۳	۴/۶۲E-۴	۹
۱/۳۴E-۳	۶/۵۷E-۴	۸/۶۲E-۴	۹/۰۸E-۵	۷E-۳	۲/۲۱E-۵	۱۰
۱/۷۵E-۳	۸/۶۸E-۴	۲/۷۱E-۴	۳/۱۹E-۵	۱/۴۸۴۱E-۳	۶/۲E-۴	۱۱
۴/۷۳E-۳	۵/۹۳E-۴	۴/۷۷E-۳	۹/۶۶E-۴	۶/۳۷E-۴	۳/۸۸E-۴	۱۲
۷/۷۳E-۴	۸/۶۴E-۵	۲/۲۶E-۳	۲/۸۰۴E-۴	۱/۴۱۱E-۳	۵/۰۵E-۴	۱۴
۱/۹۶E-۳	۹/۲۸E-۵	۱/۵۳E-۳	۳/۵۵E-۴	۴/۲۳۵E-۳	۸/۰۲E-۴	۱۵
۴/۶۱E-۳	۷/۴E-۴	۱/۹۵E-۳	۳/۳۶E-۴	۱/۸۶۹E-۳	۹/۵۴E-۴	۱۷
۴/۶۷E-۴	۳/۱۹E-۵	۱/۱۶۸E-۳	۶/۲۳E-۴	۱/۶۷۶E-۳	۶/۲۷E-۴	۱۸
۲/۰۴E-۳	۳/۹۴E-۴	۱/۷۶E-۳	۷/۹۲E-۴	۱/۶۰۵E-۳	۵/۹۹E-۴	۱۹
۱/۷۹E-۳	۱/۱E-۴	۲/۱۹E-۳	۶/۷E-۴	۲/۸۷E-۴	۹/۶۴E-۵	۲۰
۵/۳۳E-۴	۹/۲۸E-۵	۱/۶۳E-۳	۸/۷۳E-۴	۱/۳۸۶E-۳	۷/۳۱E-۵	۲۱
۱/۵۴E-۳	۳/۶۲E-۴	۱/۳۹E-۳	۸/۶۲E-۴	۴/۲۸۸E-۳	۹/۱۶E-۴	۲۲
۱/۰۱۳E-۴	۹/۷۵E-۵	۱/۶۸E-۳	۸/۱۳E-۴	۲/۹۹۵E-۴	۹/۰۷E-۵	۲۳
۱/۴۹E-۳	۱/۷۸E-۴	۴/۵۳E-۴	۹/۳۷E-۴	۱/۸۰۲E-۳	۹/۱۲E-۴	۲۴
۱/۵۹۶E-۳	۱/۶۷E-۴	۲/۸۱E-۳	۴/۰۳E-۴	۲/۸۵E-۳	۷/۷E-۴	۲۵
۱/۹۱۸E-۳	۷/۲۱E-۴	۲/۰۶E-۳	۵/۹E-۴	۱/۸۱۸E-۴	۷/۹E-۵	۲۶
۶/۳۴E-۴	۱/۳۸E-۵	۱/۵۳E-۳	۶/۶۳E-۴	۱/۲۲۵E-۳	۷/۳E-۴	۲۷
۹/۴۶E-۵	۸/۲۸E-۶	۲/۸۴E-۳	۳/۹۶E-۴	۲/۰۳۸E-۳	۴/۴۲E-۴	۲۸
۱/۶۰۱E-۴	۹/۸۸E-۵	۴/۹۵E-۳	۴/۰۳E-۴	۱/۷۹E-۳	۵/۵۲E-۴	۲۹
۹/۶۸E-۴	۱/۳۱E-۵	۱/۳۹E-۳	۸/۸E-۴	۱/۸۸۴E-۳	۹/۷E-۴	۳۰
۲/۹۹E-۳	۳/۵۱E-۵	۱/۵۷E-۳	۳/۳۹E-۴	۳/۲۳E-۳	۷/۷۸E-۴	۳۱
۴/۱۷۱E-۳	۵/۲۹E-۵	۴E-۳	۶/۱E-۴	۱/۴۰۷E-۳	۱/۸۹E-۴	۳۲
۱/۷۵E-۳	۸/۶E-۴	۲/۶۶E-۳	۱/۰۴E-۴	۱/۵۱۲E-۳	۲/۲۱E-۴	۳۳
۱/۳۵۷E-۳	۸/۵۷E-۴	۵/۲۶E-۳	۷/۵E-۵	۱/۶۸۳E-۳	۵/۰۲E-۴	۳۵
۲/۸۵۳E-۳	۸/۸۱E-۴	۶/۳E-۴	۶/۵۷E-۵	۲/۰۳۲E-۳	۹/۶۴E-۴	۳۶
۱/۵۱۵E-۳	۲/۸۱E-۴	۶/۸۵E-۵	۱/۴E-۶	۱/۷۸E-۳	۷/۸E-۴	۳۷
۱/۵۶E-۳	۷/۸۳E-۴	۱/۴۲E-۳	۸/۵۶E-۴	۳/۱E-۳	۷/۳۲E-۴	۳۸
۴/۵۴E-۳	۹E-۴	۳/۵۷E-۳	۶/۷۴E-۴	۱/۳۸۲E-۳	۸/۳۲E-۴	۳۹
۲/۴۱E-۳	۴/۶۲E-۴	۷/۱۷E-۴	۷/۰۱۹E-۵	۴/۲۵E-۳	۵/۴۲E-۴	۴۰
۱/۵۱E-۳	۶/۱۴E-۴	۲/۰۴E-۳	۵/۸E-۴	۱/۱۵E-۳	۶/۳۱E-۴	۴۱

جدول ۳- امکانات سیستم در برابر اغتشاشات و نتایج حاصل از فرایند بهینه‌سازی

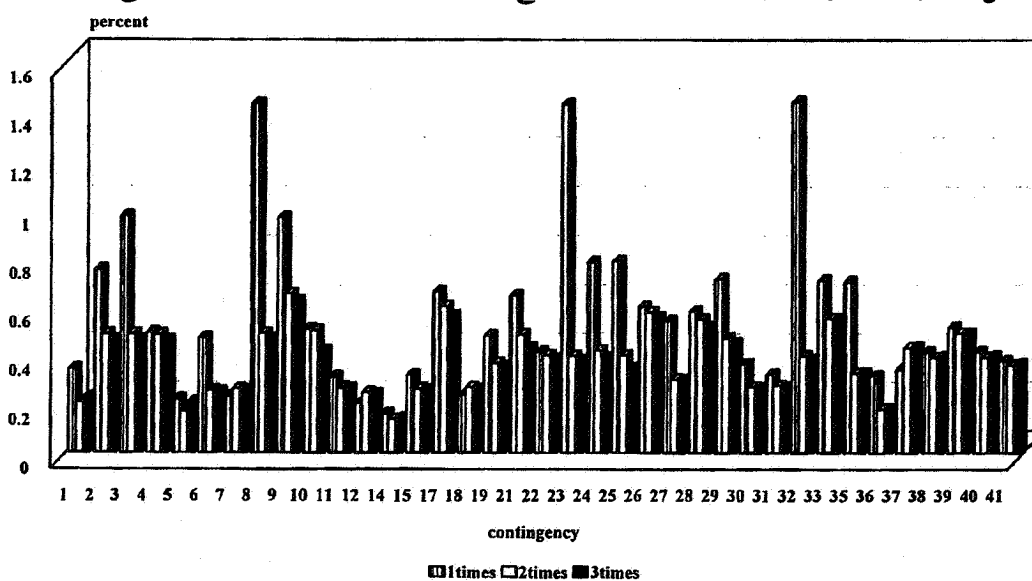
واحد‌های تولیدی	بارهای قطع‌پذیر	ترانسهای مؤثر	بانک خازنی مؤثر	اغتشاش
۱-۲ (1C)	-	-	-	۱
۲-۵ (2C)	۳	-	-	۲
۱-۵ (1C)	-	T3	-	۳
۲ (2C)	۳-۱۲	T3	-	۴
۲-۵ (2C)	-	-	-	۵
۵-۸ (5C)	۱۰	T1,T2	۱۰	۶
۲-۵-۸ (2C)	۳	T1,T2,T3	-	۷
۲-۸-۱۱ (2C)	۳	T1,T2	-	۸
۲-۵-۸-۱۱ (2C)	-	T1,T2	-	۹
۱۱-۲۱ (21C)	۱۰ (10C)	T1,T2	۱۰	۱۰
۸-۱۱-۲۱ (8C)	۱۰	T1,T2	۱۰	۱۱
۸-۱۱-۲۱ (8C)	۱۰	T1,T2	۱۰	۱۲
۸-۱۱-۲۱ (8C)	۱۰	-	۱۰	۱۴
۵-۸-۱۳ (5C)	۳-۱۲	T3	-	۱۵
۱۳-۱۴ (13C)	۱۰-۱۲-۱۵	T3	۱۰	۱۷
۱۳-۱۴ (13C)	۱۲-۱۵-۱۸	T3	-	۱۸
۱۳-۱۴ (13C)	۳-۱۲-۱۵	T3	-	۱۹
۱۳-۱۴ (13C)	۱۲-۱۵-۱۸	-	-	۲۰
۱۴-۲۱ (14C)	۱۰-۱۲-۱۵ (10C)	-	۱۰	۲۱
۱۴ (14C)	۱۲-۱۵-۱۸-۱۹	-	-	۲۲
۱۴ (14C)	۱۲-۱۵-۱۸-۱۹	-	-	۲۳
۱۴ (14C)	۱۰-۱۵-۱۸-۱۹(10C)	-	۱۰	۲۴
۱۴-۲۱ (14C)	۱۰-۱۴-۱۵	-	۱۰	۲۵
۱۱-۱۳-۱۴ (11C)	۱۰-۱۲-۱۵	T3	۱۰	۲۶
۱۱-۲۱ (11C)	۱۰	T1	۱۰	۲۷
۱۱-۲۱ (11C)	-	T1	-	۲۸
۸-۱۱-۲۱ (8C)	۱۰ (10C)	T1,T2	۱۰	۲۹
۱۴ (14C)	۱۵-۱۸-۱۹	-	۲۴	۳۰
۱۴-۲۱ (14C)	۱۵	-	۲۴	۳۱
۱۴ (21C)	۱۵-۱۸	-	۲۴	۳۲
۲۱ (21C)	۱۰ (10C)	-	۲۴	۳۳
۳۰ (30C)	-	T4	۲۴	۳۵
۳۰ (30C)	-	-	-	۳۶
۲۱-۳۰ (30C)	-	T4	-	۳۷
۳۰ (30C)	-	T4	-	۳۸
۳۰ (30C)	-	T4	-	۳۹
۸-۳۰ (8C)	۱۰	T2,T4	۱۰	۴۰
۸-۳۰ (8C)	۱۰	T1,T2,T4	۱۰	۴۱



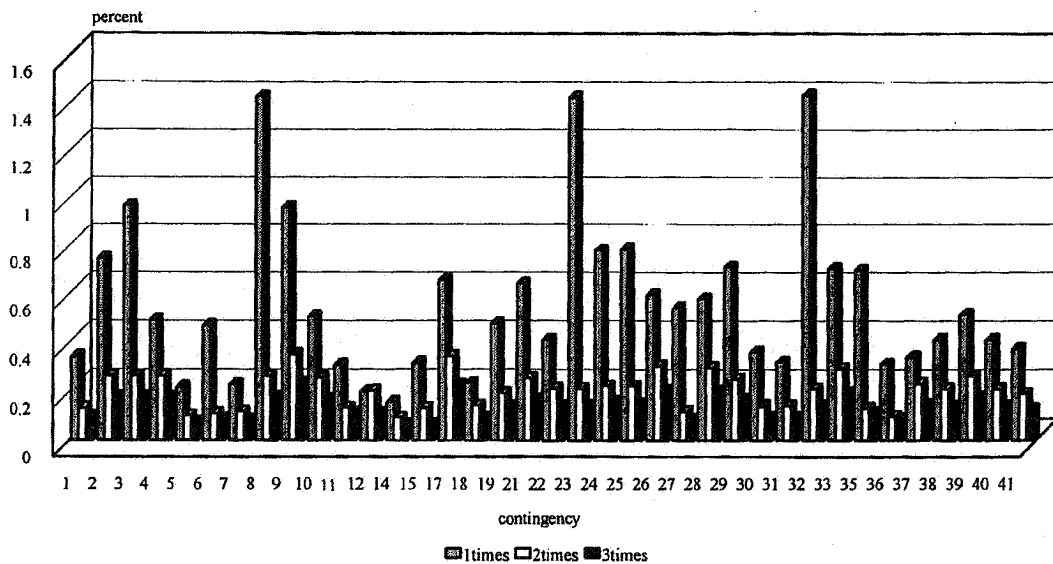
شکل ۴- درصد تغییرات میزات مشارکت واحدهای تولید مشترکان در اثر تغییر مؤلفه‌های هزینه‌های تولید مشترکان



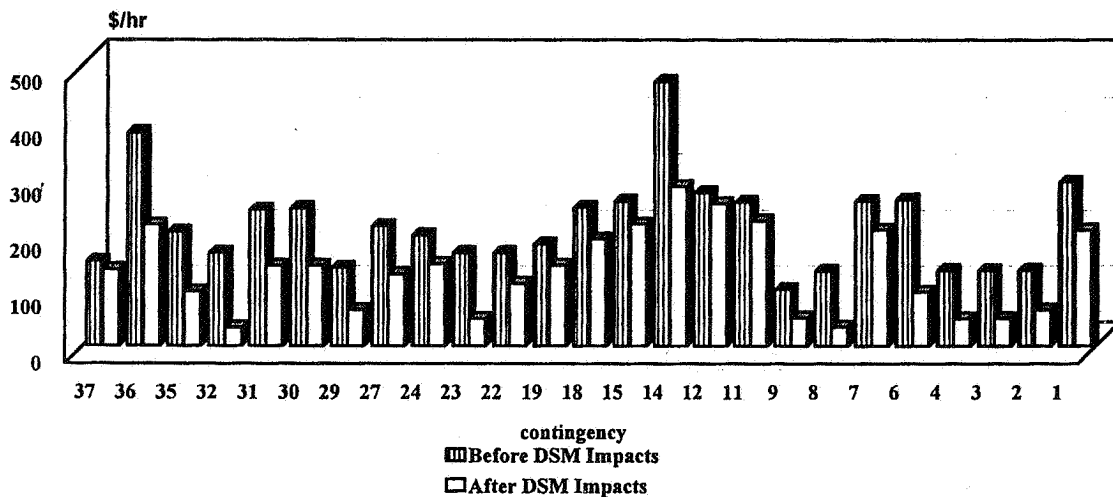
شکل ۵- درصد تغییرات میزان مشارکت واحدهای قطع بار مشترکان در اثر تغییر مؤلفه هزینه قطع بار



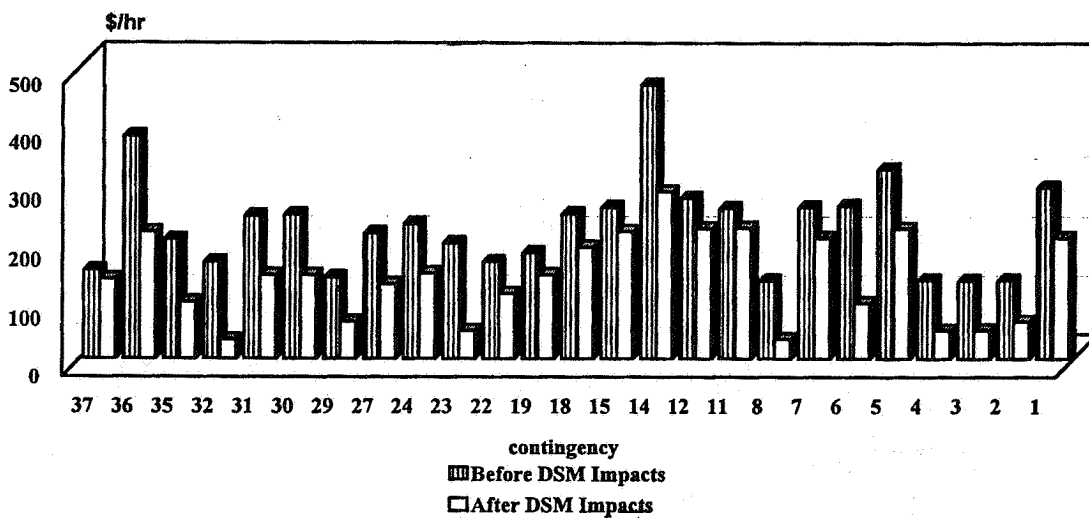
شکل ۶- درصد تغییرات هزینه‌های حضور مشترکان به هزینه‌های سیستم در اثر تغییرات هزینه‌های بار تأمین نشده



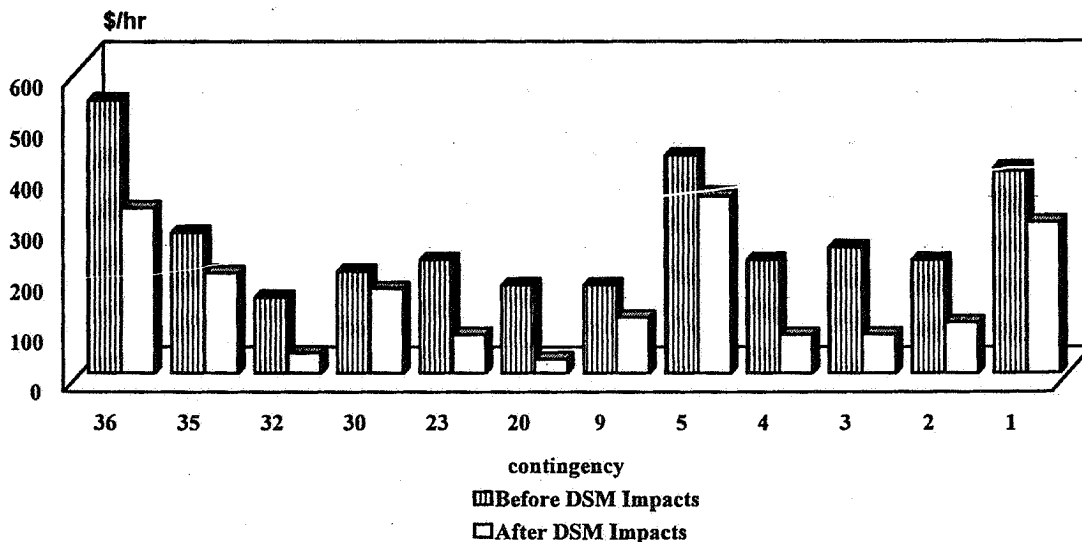
شکل ۷- درصد تغییرات هزینه‌های حضور مشترکان بر هزینه‌های تحمیلی بر سیستم در اثر تغییر هزینه‌های منتظره گسستگی سیستم



شکل ۸- تغییرات هزینه‌های تحمیلی بر سیستم قبل و بعد از حضور مشترکان در بار کامل



شکل ۹- تغییرات هزینه‌های تحمیلی بر سیستم قبل و بعد از حضور مشترکان در ضریب بار هشت‌دهم



شکل ۱۰- تغییرات هزینه‌های تحمیلی بر سیستم قبل و بعد از حضور مشترکان در ضریب بار شش‌دهم

سیستم‌های قدرت ارائه شد. روش ارائه شده شامل بهینه‌سازی غیر خطی عدد صحیح مختلط برای یافتن نقطه بهینه اقتصادی حضور مشترکان برای حفظ قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت است. در الگوریتم پیشنهادی، علاوه بر تاثیر نقش واحدهای تولید مشترکان، توانایی تغییر داوطلبانه مصرف آنان در جهت کاهش هزینه‌های تحمیلی بر سیستم و به هنگام وقوع اغتشاشات محتمل آن در نظر گرفته شده و از کارکرد مطمئن اقتصادی سیستم اطمینان حاصل می‌شود. نتایج این مقاله می‌تواند با یافتن مناسبترین حالت‌های حضور مشترکان در استراتژیهای پیشگیرانه - اصلاحی، مبنایی در انجام هماهنگی فرایندهای مدیریت مصرف و واحدهای تولید توان سیستم باشد.

اجرای محاسبات به ترتیب برابرند با

ضریب بار ۰/۸ : ۱۴/۲ ثانیه

ضریب بار ۰/۶ : ۱۱/۶ ثانیه

همانند ضریب بار یک، فرایند بهینه‌سازی حضور مشترکان را در تعدادی از مهمترین اغتشاشات سیستم ضروری دانسته و به طور طبیعی با کاهش ضریب بار، امکانات شبکه به طور متفرد توانایی پاسخگویی به اعمال اصلاحی را داشته و از میزان حضور مشترکان کاسته می‌شود.

۷- نتیجه گیری

در این مقاله، روش پیشنهادی مطالعه تاثیر اقتصادی حضور واحدهای تولید مشترکان در استراتژیهای پیشگیرانه - اصلاحی

واژه نامه

- | | |
|--|--|
| 1. mixed integer nonlinear programming | 11. on-line |
| 2. security | 12. real time pricing |
| 3. ready reserve | 13. short term |
| 4. demand side management (DSM) | 14. bender decomposition |
| 5. IEEE | 15. global optimum |
| 6. direct load control | 16. load management |
| 7. security margins | 17. outage costs |
| 8. integrated resource planning | 18. generalized bender decomposition (GBD) |
| 9. security dispatch | 19. master problem (MP) |
| 10. off-line studies | 20. operational subproblem (OSP) |

1. IEEE Task Force Report, "Evaluating DSM: Can an Engineer Count on it?", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 4, Nov. 1994, PP.1752-1758.
 2. Wayne, M., C.W. Gellings, "Demand Planning in 80's," EPRI Journal, Electric Power Research Institute, Dec 1984.
 3. Kaye, R. J., F.F. Wu, "Pricing for System Security," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995, PP. 575-583.
 4. Strbac, G., Ahmed, S., "A Method for Computing the Value of Corrective Security", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 3, Aug 1998, PP. 1096-1102.
 5. MacGregor, P. R., Puttgen, H., "The Integration of Non-Utility Generation and Spot Prices within Utility Generation Scheduling ",IEEE Transactions on Power Systems, Vol 9, No 3, Aug 1994, PP 1302 - 1308.
 6. Melipoulos, A. P., Bakirtzis, A., "Corrective Control Computations for Large Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol PAS102, 1983, PP 3598 - 3604.
 7. Baughman, M. Siddiqi, S., "Advanced Pricing in Electrical Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 12, No 1, Feb 1997, pp. 489-502.
 8. Strbac, G., Ahmed, S., "Load Management Services in Post Contingency Control", in Proc. IEE Conference on Power Systems Management and Control, London 1996, pp. 76-81.
 9. Kariuki, K., Allan, R., "Assessment of Customer Outage Costs Due to Electric Service Interruption," IEE Proc. C, Vol. 143, No. 2, March, 1996, pp. 163-170.
 10. Kariuki, K., Allan, R., "Evaluation of Reliability Worth and Value of Lost Load", IEE Proc. C, Vol. 143, No. 2, March 1996, pp. 171-180.
 11. Caves, D. W., Herrings, J. A., Customer Demands for Service Reliability, A Synthesis of the Outage Costs Literature", EPRI Report P-2801, Sept 1989.
 12. Geoffrion, A. M., "Generalized Bender Decomposition", Journal of Optimization Theory and Applications", Vol. 10, 1982, PP. 237-260.
 13. Lo, K. L., Bismil, M. A., "A Comparison of MW Ranking Methods," Electric Power System Research, 15(1988), pp. 157-171.
 14. Lo, K. L. "A Comparison of Voltage Ranking Methods", Electric Power System Research, 16(1989), pp. 127-140.
 15. Alvarado, F. Hu, Y., "Engineering Foundations for Determination of Security Costs", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 3, Aug 1991, pp. 1175-1182.
- ۱۶ - مهرداد ستایش نظر، حسین سیفی، محمود رضا حقی فام، شبیه سازی بی درنگ اغتشاشات سیستمهای توزیع به منظور انجام اعمال اصلاحی، مجموعه مقالات گرایش قدرت هفتمین کنفرانس مهندسی برق ایران، ۱۳۷۸، صفحات ۵۰۸ الی ۵۱۵.