

زمان بندی تعمیرات پیشگیرانه نیروگاه‌ها و خطوط انتقال در سیستم قدرت تجدیدساختار شده با در نظر گرفتن قابلیت اعتماد شبکه تولید و انتقال

میثم برنتی، میثم جعفری نوکنندی، سید مهدی حسینی، تقی بارفروشی

چکیده

به دلیل گستردگی و پیچیدگی مسأله زمان بندی تعمیرات پیشگیرانه‌ی سالانه در سیستم قدرت، مدل سازی دقیق این مسأله کار دشواری است. این پژوهش علاوه بر معرفی تابع هدفی جدید برای مسأله تعمیرات پیشگیرانه نیروگاه‌ها و خطوط انتقال بر اساس ساختار بازار برق رقابتی، زمان بندی تعمیرات خطوط را با تعمیرات واحدها به صورت همزمان انجام داده است. با توجه به اهمیت خطوط در توان رسانی به نقاط بار، محدودیت ها و خروج پیش بینی نشده‌ی شبکه انتقال نیز در این مطالعه لحاظ شده است. از شاخص امید ریاضی توان تأمین نشده برای اطمینان از حفظ قابلیت اعتماد سیستم استفاده شده است. این شاخص با استفاده از شبیه سازی مونت کارلو محاسبه می شود. نتایج حاصل، نشان دهنده نزدیکی مدل ارائه شده به واقعیت است و از دقت و انعطاف بالایی برخوردار است و قابل اعمال به هر سیستمی از جمله شبکه برق ایران خواهد بود.

واژه‌های کلیدی: زمان بندی تعمیرات، شبکه مرکب تولید و انتقال، شاخص قابلیت اطمینان

۱- مقدمه

پیش از تجدیدساختار در صنعت برق، نهادهای سیستم قدرت به صورت یکپارچه و متمرکز توسط بهره بردار سیستم برنامه ریزی و بهره برداری می شدند. در سیستم های قدرت یکپارچه، بهره بردار می تواند به زمان بندی تعمیرات با هدف حداقل کردن هزینه های تعمیرات و همچنین هزینه تصادفی تولید بپردازد [۱]. همچنین می تواند زمان بندی تعمیرات را با هدف یکنواخت سازی شاخص های قابلیت اطمینان مانند احتمال قطع بار^۱ (LOLP) و یا یکنواخت سازی ذخیره چرخان در طول بازه مطالعاتی انجام دهد یا اینکه هزینه های سوخت و آلودگی محیط زیست را نیز در نظر بگیرد [۲]-[۶]. از سوی دیگر، در نظر گرفتن خطوط انتقال در بحث زمان بندی تعمیرات اهمیت زیادی دارد. زیرا خروج خطوط به علت امکان اضافه بار شدن سایر خطوط گاهی می تواند یک برنامه ی زمان بندی عالی را به چالش بکشد. حفظ

قابلیت اطمینان سیستم نیز اهمیت زیادی در بحث زمان بندی تعمیرات دارد. شاخص مقدار مورد انتظار توان تأمین نشده^۲ (EPNS) می تواند معیار خوبی برای سنجش قابلیت اطمینان سیستم های مرکب تولید و انتقال باشد. زیرا تأثیر ظرفیت و خروج خطوط در این شاخص لحاظ می شود [۷]. بر خلاف محیط های یکپارچه و بدون رقابت که یک نهاد مسئول تأمین تقاضای مصرف کنندگان بود، بازار برق عمده فروشی در سیستم تجدیدساختار شده، بخش های تجاری و فنی گوناگونی دارد که به طور مستقل تصمیم سازی می کنند. در این محیط هر نهاد وظیفه و هدف خود را دارد. برای مثال شرکت های تولید به فکر حداکثر سازی سود ناشی از فروش انرژی هستند و هر برنامه ریزی را بر این مبنا انجام می دهند. شرکت های انتقال نیز به فکر حداکثر سازی دریافتی های خود به ازای فروش حق عبور توان هستند. شرکت های تولید و انتقال در سیستم قدرت تجدید ساختار شده می توانند

²Expected Power Not Supplied

¹ Loss Of Load Probability

استفاده شده و مقدار بهینه تابع هدف مورد نظر با استفاده از الگوریتم ژنتیک به دست آمده است. ساختار مقاله در ادامه به این صورت است. بخش دوم به مدل سازی ریاضی مسأله و معرفی تابع هدف و قیود می‌پردازد. بخش سوم روش حل پیشنهادی مسئله که از نوع مقیاس بزرگ و غیرخطی است را با استفاده از الگوریتم ژنتیک توضیح می‌دهد. در بخش چهارم نحوه محاسبه شاخص ریسک با روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو شرح داده شده است. بخش پنجم نتایج شبیه‌سازی‌های انجام شده بر روی شبکه IEEE-RTS را ارائه کرده و در نهایت در بخش ششم نتیجه گیری کلی از روش پیشنهادی مقاله ارائه شده است.

۲- مدل سازی ریاضی مسئله :

در محیط‌های تجدیدساختار شده، شرکت‌های تولیدی و انتقال، بازه‌های مورد قبول خودشان را به بهره‌بردار مستقل سیستم پیشنهاد می‌دهند. در اینجا فرض بر آن است که شرکت‌های تولیدی و انتقال پس از انجام مطالعات لازم و تجزیه و تحلیل هزینه و فایده، بازه‌های مناسب برای تعمیرات تجهیزات خود که معمولاً بیشترین سود را برای آنها به همراه دارد تعیین نموده‌اند. برای بهره‌بردار مستقل سیستم اهمیت ندارد که شرکت‌های تولیدی و انتقال از چه روشی برای تعیین این بازه ها استفاده می‌کنند. بنابراین می‌توان از میزان انحراف زمان‌بندی مطلوب شرکت‌ها از برنامه‌ی تعیین‌شده توسط بهره‌بردار مستقل سیستم، به عنوان هدفی برای زمان‌بندی بهینه استفاده کرد. لذا تابع هدف این مقاله ترکیب خطی انحراف بازه‌های پیشنهادی شرکت‌های تولیدی و انتقال از بازه‌های مورد تأیید بهره‌بردار مستقل سیستم به صورت زیر است:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^{N_g} |SW_i^{Gen} - SW_i^{ISO}| \cdot \frac{P_{g,i}^{max}}{D_i^{Unit}} + \sum_{j=1}^{N_l} |SW_j^{Trans} - SW_j^{ISO}| \cdot \frac{f_{l,j}^{max}}{D_j^{Line}} \right\} \quad (1)$$

بخش اول تابع هدف، مجموع وزن‌دار شده‌ی انحراف هفته‌های شروع تعمیرات تأییدشده توسط بهره‌بردار را از هفته‌های پیشنهادی مالکان واحدها، نشان می‌دهد. بخش دوم تابع هدف عبارت است از مجموع وزن‌دار شده انحراف هفته‌های شروع تعمیرات پیشنهادی مالکان خطوط از هفته‌های شروع تعمیرات تأیید شده توسط بهره‌بردار. میزان انحراف برنامه‌ی تعمیرات هر واحد یا خط با ضریبی که متناسب با ظرفیت نامی واحد یا خط و متناسب با معکوس طول تعمیرات آن است، وزن‌دار شده است. این کار باعث می‌شود که واحد یا خطی که ظرفیت بزرگتری دارد، انحرافش در عدد بزرگی ضرب شود و واحد یا خطی که طول تعمیرات بزرگتری دارد، انحرافش در عدد کوچکی ضرب

هزینه‌های تعمیرات پیشگیرانه تجهیزات خود را به بهره‌بردار مستقل سیستم قدرت پیشنهاد دهند و بهره‌بردار می‌تواند به زمان‌بندی با هدف حداقل‌سازی هزینه تعمیرات، تولید و سوخت بپردازد [۸]. از سوی دیگر بهره‌بردار می‌تواند خود به طور مستقل بازه‌های خروج پیشگیرانه‌ی از نظر خود مطلوب را به شرکت‌های تولید و انتقال پیشنهاد دهد و آنها با توجه به منافع خودشان به قبول یا رد بازه‌های پیشنهادی بهره‌بردار بپردازند و بهره‌بردار به ازای تأثیر تصمیم آنها بر قابلیت‌اطمینان سیستم به وضع مشوق و یا جریمه‌هایی برای آنها بپردازد [۹] و [۱۰]. شرکت‌های تولید و انتقال همچنین می‌توانند سود مورد انتظار سالانه شان را به بهره‌بردار مستقل سیستم پیشنهاد دهند و بهره‌بردار به زمان‌بندی با هدف حداکثرسازی سود مورد انتظار سالانه آنها و راضی نگه داشتن تمام مشارکت‌کنندگان بپردازد [۱۱]. در [۱۲] مالکان واحدها و خطوط می‌توانند بازه‌های مطلوب خودشان را به بهره‌بردار مستقل سیستم پیشنهاد دهند و بهره‌بردار بر مبنای قابلیت‌اطمینان و با هدف حداقل‌سازی انحراف بازه‌های پیشنهادی شرکت‌ها از بازه‌های مورد تأیید خودش به زمان‌بندی بپردازد. البته در مرجع [۱۲] زمان‌بندی تعمیرات واحدهای تولیدی بدون در نظر گرفتن تعمیرات سیستم انتقال و قیود شبکه انتقال انجام شده است. همچنین از شاخص LOLP برای سنجش قابلیت‌اطمینان استفاده شده است. مسأله زمان‌بندی تعمیرات واحدها و خطوط انتقال با حفظ قابلیت اعتماد سیستم قدرت در بازار برق، با توجه به تابع هدف و قیودی که دارد از پیچیدگی و حجم محاسبات زیادی برخوردار است که می‌تواند به روش‌های گوناگونی مانند "برنامه نویسی خطی با متغیرهای ترکیبی پیوسته و گسسته" (MILP) [۱۳] و یا الگوریتم‌های تکاملی نظیر ژنتیک [۱۴] و ازدحام ذرات [۱۵] حل شود.

بررسی تحقیقات گذشته نشان می‌دهد که تحقیقات قبلی، هماهنگی زمان‌بندی سیستم‌های تولید و انتقال را به طور همزمان با مسئله قابلیت‌اطمینان در بازار برق تلفیق نکرده‌اند. لذا پژوهش حاضر، در محیط تجدید ساختار شده و با هدف برنامه‌ریزی هماهنگ تعمیرات پیشگیرانه واحدهای تولیدی و خطوط انتقال انجام شده است. تابع هدف جدیدی که در این مقاله معرفی شده است به صورت مجموع وزن‌دار انحرافات بازه‌های پیشنهادی شرکت‌های تولیدی و انتقال از بازه‌های مورد تأیید بهره‌بردار مستقل سیستم بوده و قیود شبکه انتقال و همچنین شاخص "امیدریاضی توان تأمین‌نشده" به عنوان قید قابلیت‌اطمینان سیستم در نظر گرفته شده‌اند. از شبیه‌سازی مونت‌کارلو برای محاسبه شاخص قابلیت‌اطمینان

³ Mixed Integer Linear Programming

⁴ Particle Swarm Optimization

شود. علت این کار این است که جابجایی بازه‌ی تعمیرات واحد یا خط با ظرفیت بزرگتر، بصره نیست. همچنین جابجایی بازه‌ی تعمیرات واحد یا خط با طول تعمیرات بزرگ نیز کمتر از واحد یا خطی با طول تعمیرات کوچکتر اهمیت دارد.

تابع هدف فوق با توجه به قیود زیر بهینه می شود :

Subjected to :

$$SW_i^{ISO} = \frac{\sum_{t=1}^{NT} (t \cdot (1 - X_{i,t}^{Final}))}{D_i^{Unit}} - \frac{1}{2} (D_i^{Unit} - 1) \quad (2)$$

$$SW_i^{Gen} = \frac{\sum_{t=1}^{NT} (t \cdot (1 - X_{i,t}^{Init}))}{D_i^{Unit}} - \frac{1}{2} (D_i^{Unit} - 1) \quad (3)$$

$$SW_j^{ISO} = \frac{\sum_{t=1}^{NT} (t \cdot Y_{j,t}^{Final})}{D_j^{Line}} - \frac{1}{2} (D_j^{Line} - 1) \quad (4)$$

$$SW_j^{Trans} = \frac{\sum_{t=1}^{NT} (t \cdot Y_{j,t}^{Init})}{D_j^{Line}} - \frac{1}{2} (D_j^{Line} - 1) \quad (5)$$

$$D_i^{Unit} = \sum_{t=1}^{NT} X_{i,t}^{Final} = \sum_{t=1}^{NT} X_{i,t}^{Init} \quad (6)$$

$$D_j^{Line} = \sum_{t=1}^{NT} Y_{j,t}^{Final} = \sum_{t=1}^{NT} Y_{j,t}^{Init} \quad (7)$$

$$\sum_{i \in G_m} P_{g,i,t}^k - \sum_{l \in L_m} f_{l,mn,t}^k + r_{m,t}^k = P_{d,m,t}, \forall m, t, k \quad (8)$$

$$P_{g,i,t}^k \leq P_{g,i}^{max} \quad (9)$$

$$r_{m,t}^k \leq P_{d,m,t} \quad (10)$$

$$f_{l,mn,t}^k \leq f_{l,mn}^{max} \quad (11)$$

$$f_{l,mn,t}^k = \frac{1}{X_{l,mn}} (\theta_{m,t} - \theta_{n,t}) \quad (12)$$

$$EPNS_t \leq EPNS_t^{max} \quad (13)$$

که در روابط فوق داریم:

N_g : تعداد کل ژنراتورها

N_l : تعداد کل خطوط

SW_i^{ISO} : هفته شروع تعمیرات تأیید شده توسط ISO برای واحد i

SW_i^{ISO} : هفته شروع تعمیرات پیشنهاد شده توسط واحد i

SW_j^{ISO} : هفته شروع تعمیرات تأیید شده توسط ISO برای خط j

SW_j^{Trans} : هفته شروع تعمیرات پیشنهاد شده توسط خط j

$P_{g,i}^{max}$: ظرفیت نامی تولید واحد i

D_i^{Unit} : طول تعمیرات واحد i

$f_{l,j}^{max}$: ظرفیت نامی خط j

D_j^{Line} : طول تعمیرات خط j

$X_{i,t}^{Final}$: متغیر باینری وضعیت در مدار بودن واحد i در هفته t .

در برنامه‌ی نهایی بهره‌بردار سیستم (اگر خط در حال تعمیر باشد

مقدار آن برابر صفر است)

$X_{i,t}^{Init}$: متغیر باینری وضعیت در مدار بودن واحد i در هفته t ، در

برنامه‌ی اولیه پیشنهادی واحد (اگر خط در حال تعمیر باشد

مقدار آن برابر صفر است)

$Y_{j,t}^{Final}$: متغیر باینری وضعیت در مدار بودن خط j در هفته t .

در برنامه‌ی نهایی بهره‌بردار سیستم (اگر خط در حال تعمیر باشد مقدار آن برابر صفر است)

$Y_{j,t}^{Init}$: متغیر باینری وضعیت در مدار بودن خط j در هفته t ، در برنامه‌ی اولیه پیشنهادی خط (اگر خط در حال تعمیر باشد مقدار

آن برابر صفر است)

t : پارامتر نشان دهنده هفته

N_T : تعداد هفته‌های بازه مطالعاتی (۵۲ هفته)

$P_{g,i,t}^k$: توان تولیدی واحد i در هفته t و رخداد k

G_m : مجموعه شین‌های متصل به شین m

L_m : مجموعه خطوط متصل به شین m

$f_{l,mn,t}^k$: توان عبوری از خط l بین شین m و n در هفته t و رخداد k

$r_{m,t}^k$: توان تأمین نشده شین m در هفته t و رخداد k

$P_{d,m,t}$: توان مصرفی شین m در هفته t

$f_{l,mn}^{max}$: ظرفیت نامی خط l بین شین‌های m و n

X_{mn} : راکتانس خط l بین شین‌های m و n

$\theta_{m,t}$: زاویه شین m در هفته t

$\theta_{n,t}$: زاویه شین n در هفته t

$EPNS_t$: امیدریاضی توان تأمین نشده در هفته t

$EPNS_t^{max}$: حداکثر مقدار مجاز امیدریاضی توان تأمین نشده

در هفته t

از امیدریاضی توان تأمین نشده یا EPNS به عنوان شاخص قابلیت‌اطمینان استفاده شده است.

رابطه (۲) هفته‌های تأییدشده‌ی شروع تعمیرات واحدها از سوی بهره‌بردار است. در رابطه (۲) $X_{i,t}^{Final}$ وضعیت در مدار بودن واحد i در هفته t را نشان می‌دهد. $X_{i,t}^{Final}$ برداری حاوی وضعیت در مدار بودن واحد i در طول ۵۲ هفته به شکل زیر است.

$$X_i^{Final} = [1,1,1,1,1,1,1,0,0,0,1,1,1, \dots, 1]_{1 \times 52} \quad (14)$$

این بردار متشکل از $X_i^{Final}(1)$ تا $X_i^{Final}(52)$ می‌باشد. همانطور که مشخص است $X_i^{Final}(8)$

$X_i^{Final}(9)$ و $X_i^{Final}(10)$ برابر با ۰ هستند که یعنی

با توجه به پاسخ تولیدی برنامه (X_i^{Final}) واحد i ام در

هفته‌های ۸ و ۹ و ۱۰ در تعمیرات است. اکنون به عملکرد

رابطه ۳ پرداخته می‌شود که باید هفته شروع تعمیرات این

پاسخ یعنی هفته ۸ ام را محاسبه کند.

$$SW_i^{ISO} = \frac{\sum_{t=1}^{NT} (t \cdot (1 - X_{i,t}^{Final}))}{D_i^{Unit}} - \frac{1}{2} (D_i^{Unit} - 1)$$

$$= \frac{8 * (1 - 0) + 9 * (1 - 0) + 10 * (1 - 0)}{3}$$

$$= \frac{1}{2} * (3 - 1) = \frac{8 + 9 + 10}{3} - 1 = 9 - 1 = 8$$

رابطه ۳ هفته‌های پیشنهادی شروع تعمیرات واحدها را

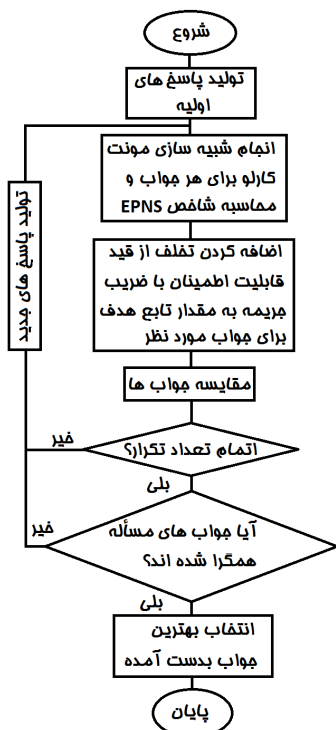
محاسبه می‌کند. رابطه ۴ به محاسبه هفته‌های تأییدشده‌ی

شروع تعمیرات خطوط توسط بهره‌بردار می‌پردازد. رابطه ۵

به محاسبه هفته‌های پیشنهادی شروع تعمیرات خطوط می

۳- روش حل پیشنهادی :

از الگوریتم ژنتیک برای حل مسأله استفاده شده است. متغیرهای پیوسته و گسسته یا باینری در این مسأله وجود دارد و مسأله از نوع غیر خطی با متغیرها و قیود زیاد است. لذا حجم محاسبات زیادی دارد. شکل ۱ فلوچارت روش حل کلی برنامه است.



شکل ۱: فلوچارت روش حل کلی برنامه



شکل ۲: فلوچارت محاسبه شاخص EPNS

پردازد. روابط ۴ و ۵ عملکردی مشابه روابط ۲ و ۳ برای خطوط دارند. رابطه ۶ به محاسبه طول تعمیرات پیشگیرانه واحدها از روی بردار X_i^{Final} تولیدی برنامه یا بردار X_i^{Init} پیشنهادی واحدها می پردازد.

$$D_i^{Unit} = \sum_{t=1}^{N_T} (1 - X_{i,t}^{Final}) = (1 - 1) + \dots + (1 - 0) + (1 - 0) + (1 - 0) + \dots + (1 - 1) = 3$$

رابطه ۷ به محاسبه طول تعمیرات پیشگیرانه خطوط از روی بردار X_i^{Final} یا بردار X_i^{Init} پیشنهادی خطوط می پردازد. رابطه ۸ تعادل تولید و مصرف و توان تأمین نشده در هر شین را نشان می دهد. رابطه ۹ بیان کننده محدودیت توان تولیدی واحدها است. رابطه ۱۰ نیز حداکثر مقدار مجاز برای توان تأمین نشده در هر شین را تعیین می کند. رابطه ۱۱ محدودیت توان عبوری از خطوط را نشان می دهد. رابطه ۱۲، توان خطوط را بر اساس معادلات پخش بار DC محاسبه می کند. رابطه ۱۳ بیان می کند که امید ریاضی توان تأمین نشده در سیستم در هر هفته نباید از حداکثر مقدار تعیین شده بیشتر باشد. مقدار مورد انتظار توان تأمین نشده بوسیله شبیه سازی مونت کارلو محاسبه می شود.

همچنین برای آنکه بتوان پس از انجام زمان بندی توسط بهره بردار سیستم شاخصی از میزان رضایت مندی مالکان واحدها و خطوط در اختیار داشت رابطه زیر تعریف می شود.

$$SI_C = \frac{SPL_C}{SAL_C} \max\left(\frac{SPL}{SAL}\right) \quad (15)$$

SI_C : معیار رضایت تجهیز C

SPL_C : مجموع بار هفته های پیشنهادی برای تعمیر تجهیز C

SAL_C : مجموع بار هفته های تأیید شده توسط بهره بردار برای

تعمیر تجهیز C

SPL : بردار مجموع بار هفته های پیشنهادی برای تمام تجهیزات

SAL : بردار مجموع بار هفته های "تأیید شده توسط بهره بردار"

برای تمام تجهیزات

معمولاً مالکان تجهیزات سیستم تمایل دارند که خروج تجهیزات در زمانی باشد که قیمت برق و درآمد آنها کمتر است. اغلب این دوره های زمانی متناظر با هفته هایی هستند که بار سیستم در آنها کم است. بنابراین هرچه تعمیرات بیشتری در هفته های کم بار اتفاق بیفتد، احتمالاً رضایت بیشتری برای مالکان تجهیزات به همراه دارد. طبق رابطه ی بالا اگر برنامه ی پیشنهادی برای تعمیر یک تجهیز در هفته های کم بار باشد و برنامه ی تأیید شده توسط بهره بردار در هفته های پر بار باشد، عبارت فوق کوچکتر از ۱ می شود که نشان دهنده ی کم شدن رضایت مالک تجهیز مورد نظر است. مخرج کسر برای نرمالیزه شدن شاخص "معیار رضایت" همه تجهیزات بر حسب بزرگترین معیار آمده است.

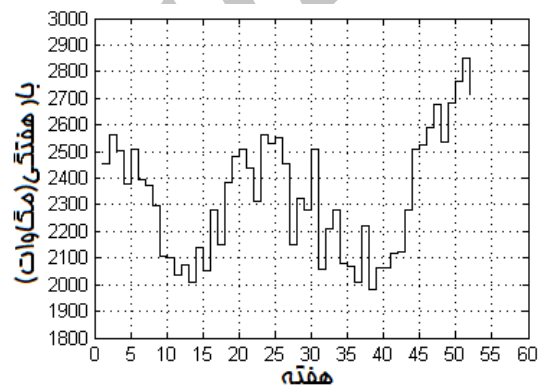
۴- روش مونت کارلو برای محاسبه شاخص قابلیت اطمینان:

از مونت کارلوی متوالی برای محاسبه شاخص EPNS استفاده شده است. شکل ۲ فلوجارت گام‌های این روش را نشان می‌دهد.

۵- نتایج شبیه‌سازی:

۵-۱- حالت ۱:

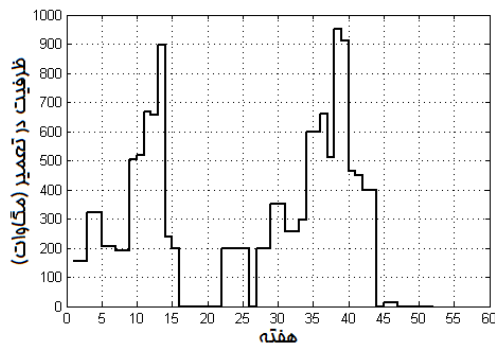
روش پیشنهادی، در سیستم ۲۴ شینه IEEE-RTS پیاده‌سازی شده است. این سیستم شامل ۳۲ واحد تولیدی و ۳۸ شاخه انتقال می‌باشد. اطلاعات ظرفیت واحدها و خطوط در جداول پ-۱ و پ-۲ در پیوست آمده است. بار پیک سیستم ۲۸۵۰ مگاوات و کل ظرفیت تولید نصب‌شده در سیستم ۳۴۰۵ مگاوات است. شکل ۳، پیک بار هر هفته را بر حسب مگاوات نشان می‌دهد.



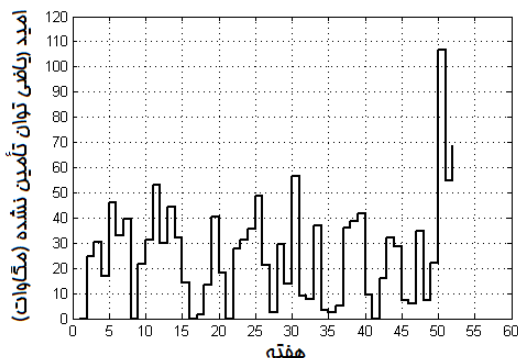
شکل ۳: بار هفتگی (مگاوات)

فرض شده است که بازه‌های پیشنهادی شرکت‌های تولید و انتقال برای خروج ژنراتورها و خطوط مطابق جدول ۱ باشد. حداکثر مقدار قابل قبول برای امیدریاضی توان تأمین‌نشده برای هفته‌های ۱ تا ۴۹ برابر ۶۰ مگاوات و برای هفته‌های ۵۰ تا ۵۲ برابر ۱۱۰ مگاوات فرض شده است. جداول ۱ و ۲، هفته‌های پیشنهادی و تأییدشده‌ی تعمیرات واحدها و خطوط را نشان می‌دهند. اکثر پیشنهاد‌های واحدها و خطوط جهت تعمیر در هفته‌های کم بار است. در نتیجه اگر زمان‌بندی پیشنهادی آنها اجرا شود، با خروج آنها قابلیت اعتماد سیستم به خطر می‌افتد. بنابراین بهره‌بردار مجبور است که تعدادی از پیشنهادها را جابجا کند تا قید قابلیت اطمینان برآورده شود. در این میان با توجه به تابع هدف مسأله، زمان تعمیرات واحدهای با ظرفیت کوچکتر بیشتر جابجا می‌شود. این امر مطلوب است زیرا اگر به جای واحدهای کوچک، زمان تعمیر واحدهای بزرگ جابجا شود، تعمیر آنها به هفته‌های پربارتر منتقل می‌شود که در این صورت ممکن است امیدریاضی توان تأمین‌نشده‌ی آن هفته‌ها بیشتر از حد تعریف شده در قید قابلیت اطمینان شود. با مقایسه‌ی شکل‌های ۳ و ۴ می‌توان دریافت که در

هفته‌هایی که بار هفتگی در آنها بزرگتر است، ظرفیت در تعمیر واحدها کم می‌باشد. شکل ۵ نشانگر آن است که شاخص ریسک امیدریاضی توان تأمین‌نشده در طول هفته‌های ۱ تا ۴۹ به طور تقریباً یکنواختی توزیع شده و از مقدار مجاز ۶۰ مگاوات که در برنامه تعریف شده کمتر است. هفته‌های ۵۰، ۵۱ و ۵۲ نیز مجازند تا حداکثر ۱۱۰ مگاوات امیدریاضی توان تأمین نشده داشته باشند. شکل‌های ۶ و ۷ میزان رضایت واحدها و خطوط از برنامه‌ی نهایی را نشان می‌دهند. به عنوان مثال واحد ۱ با ظرفیت ۲۰ مگاوات دارای معیار رضایت ۰/۸۳ می‌باشد که نشان‌دهنده میزان رضایت نسبتاً خوب مالک این واحد از بار هفتگی در هفته‌های تأییدشده است. بازه خروج واحد شماره ۱۱ با ظرفیت ۱۰۰ مگاوات از هفته‌های پیشنهادی ۱۲ و ۱۳ و ۱۴ به هفته‌های ۳۱ و ۳۲ و ۳۳ انتقال داده شده است. هفته‌های تأییدشده برای واحد ۱۱ مانند هفته‌های پیشنهادی مالکش هفته‌های کم بار می‌باشند. معیار رضایت برای این واحد برابر ۰/۸۷ می‌باشد که مقدار مناسب و خوبی است و نشان دهنده رضایت نسبی مالک این واحد است. معیار رضایت ملاک خوبی برای سنجش رضایت‌مندی مالکان است. انحراف معیار معیار رضایت واحدها در این حالت برابر با ۰/۰۶۵ است که رقم کوچکی است. این به آن دلیل است که اکثر واحدها طبق این معیار از بازه خروج خود راضی هستند. علت بیشتر بودن معیار رضایت خطوط نسبت به واحدها این است که اکثر خطوط ظرفیت نامی بزرگتر و طول تعمیرات کوچکتری دارند.

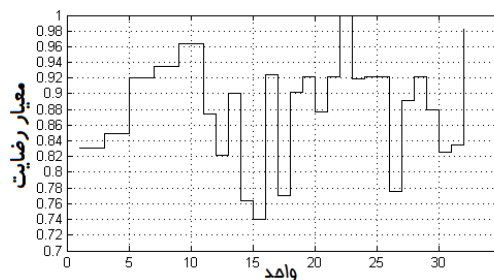


شکل ۴: ظرفیت در تعمیر واحدها در حالت ۱

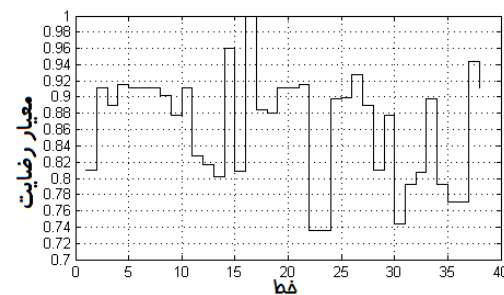


شکل ۵: شاخص EPNS هفتگی در حالت ۱

ریسک یا EPNS را برای هر هفته نشان می دهد. هفته هایی که ظرفیت در تعمیر بیشتری دارند، شاخص EPNS در آنها بیشتر و به ۳۰۰ مگاوات نزدیکتر است. افزایش معیار رضایت، ناشی از پذیرفته شدن اکثر بازه های پیشنهادی است. شکل ۱۰ معیار رضایت واحدها را نشان می دهد. شکل ۱۱ نیز معیار رضایت خطوط را نشان می دهد که برای تمام خطوط برابر با یک شده است. این به آن دلیل است که ظرفیت نامی اکثر خطوط زیاد و طول تعمیرات اکثر آنان کم می باشد. به همین دلیل ضرایب وزنی انحرافات برای خطوط در مقایسه با واحدهای تولیدی، اعداد بزرگتری است و انحرافات آنان نیز باید کوچکتر از انحرافات واحدها باشد. لذا تمام بازه های پیشنهادی آنها پذیرفته شده است. برای این حالت، انحراف معیار شاخص رضایت واحدها برابر با ۰/۰۴۹ است که نسبت به حالت ۱ کوچکتر است. این یعنی اکثر مالکان از بازه های تأیید شده راضی هستند.



شکل ۶: معیار رضایت واحدها در حالت ۱



شکل ۷: معیار رضایت خطوط در حالت ۱

جدول ۲: هفته های پیشنهادی و تأیید شده برای خطوط در حالت ۱

خط	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷
هفته های پیشنهادی	۹	۹	۱۲	۱۲	۳۸	۴۱	۳۸
هفته های تأیید شده	۷	۹	۴۲	۴۰	۳۸	۴۱	۴۲
خط	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴
هفته های پیشنهادی	۱۱	۱۲	۹	۱۲	۱۲	۱۳	۱۲
هفته های تأیید شده	۳۱	۲۷	۹	۳۳	۲۲	۴۳	۲۲
خط	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰	۲۱
هفته های پیشنهادی	۱۹-۱۵	۱۸-۱۴	۱۸-۱۴	۱۳	۴۲	۴۱	۳۹
هفته های تأیید شده	۴۰-۳۶	۳۳-۲۹	۵-۱	۳۴	۴۲	۴۱	۱۵
خط	۲۲	۲۳	۲۴	۲۵	۲۶	۲۷	۲۸
هفته های پیشنهادی	۳۹	۳۹	۳۸	۱۱	۱۰	۱۰	۹
هفته های تأیید شده	۲۵	۲۵	۳۶	۴۰	۴۰	۲۷	۷
خط	۲۹	۳۰	۳۱	۳۲	۳۳	۳۴	۳۵
هفته های پیشنهادی	۱۲	۱۳	۱۴	۱۰	۳۸	۳۹	۳۹
هفته های تأیید شده	۲۷	۱	۱	۷	۳۶	۲۱	۲۱
خط	۳۶	۳۷	۳۸				
هفته های پیشنهادی	۳۹	۱۴	۱۵				
هفته های تأیید شده	۲۱	۴۰	۱۵				

جدول ۱: هفته های پیشنهادی و تأیید شده برای واحدها در حالت ۱

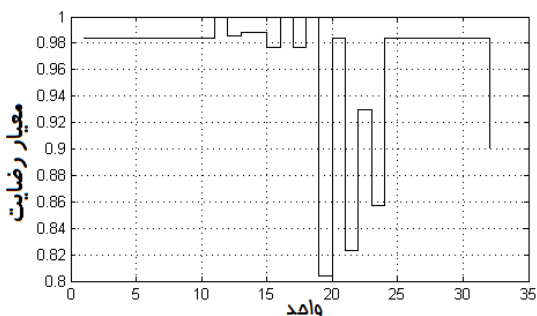
واحد	۱	۲	۳	۴	۵	۶
هفته های پیشنهادی	۱۰-۹	۱۰-۹	۱۱-۹	۱۱-۹	۱۱-۱۰	۱۱-۱۰
هفته های تأیید شده	۸-۷	۸-۷	۹-۷	۹-۷	۱۴-۱۳	۱۴-۱۳
واحد	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲
هفته های پیشنهادی	۱۲-۱۰	۱۲-۱۰	۱۷-۱۵	۱۷-۱۵	۱۴-۱۲	۱۵-۱۲
هفته های تأیید شده	۱۳-۱۱	۱۳-۱۱	۱۵-۱۳	۱۵-۱۳	۳۳-۳۱	۳-۲۷
واحد	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸
هفته های پیشنهادی	۱۴-۱۱	۱۴-۱۱	۱۲-۱۱	۱۴-۱۳	۴-۳	۱۴-۱۳
هفته های تأیید شده	۳۶-۳۳	۲۵-۲۲	۴۶-۴۵	۴۰-۳۹	۱۳-۱۲	۳۷-۳۶
واحد	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
هفته های پیشنهادی	۱۱-۱۰	۱۷-۱۴	۱۳-۱۰	۱۹-۱۴	۱۶-۱۱	۳۸-۳۷
هفته های تأیید شده	۱۱-۱۰	۳۲-۲۹	۱۳-۱۰	۳۹-۳۴	۴۳-۳۸	۳۸-۳۷
واحد	۲۵	۲۶	۲۷	۲۸	۲۹	۳۰
هفته های پیشنهادی	۳۹-۳۸	۴۰-۳۹	۳۹-۳۸	۳۹-۳۸	۳۹-۳۸	۱۸-۱۵
هفته های تأیید شده	۳۹-۳۸	۶-۵	۴۱-۴۰	۳۹-۳۸	۳۷-۳۶	۴-۱
واحد	۳۱	۳۲				
هفته های پیشنهادی	۱۸-۱۵	۱۸-۱۴				
هفته های تأیید شده	۶-۳	۱۲-۹				

جدول ۳: هفته های پیشنهادی و تأیید شده برای واحدها در حالت ۲

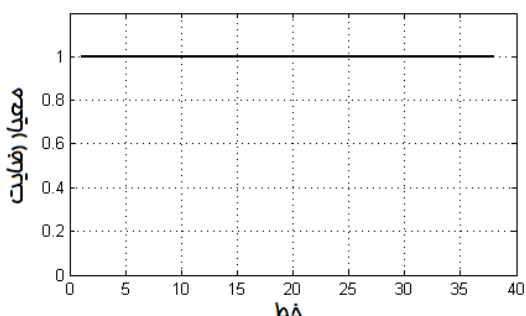
واحد	۱	۲	۳	۴	۵	۶
هفته های پیشنهادی	۱۰-۹	۱۰-۹	۱۱-۹	۱۱-۹	۱۱-۱۰	۱۱-۱۰
هفته های تأیید شده	۱۰-۹	۱۰-۹	۱۱-۹	۱۱-۹	۱۱-۱۰	۱۱-۱۰
واحد	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲
هفته های پیشنهادی	۱۲-۱۰	۱۲-۱۰	۱۷-۱۵	۱۷-۱۵	۱۴-۱۲	۱۵-۱۲
هفته های تأیید شده	۱۲-۱۰	۱۲-۱۰	۱۷-۱۵	۱۷-۱۵	۱۳-۱۱	۱۴-۱۱
واحد	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸
هفته های پیشنهادی	۱۴-۱۱	۱۴-۱۱	۱۲-۱۱	۱۴-۱۳	۴-۳	۱۴-۱۳
هفته های تأیید شده	۱۳-۱۰	۱۳-۱۰	۱۱-۱۰	۱۳-۱۲	۳-۲	۱۳-۱۲
واحد	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴
هفته های پیشنهادی	۱۱-۱۰	۱۷-۱۴	۱۳-۱۰	۱۹-۱۴	۱۶-۱۱	۳۸-۳۷
هفته های تأیید شده	۳-۲	۱۷-۱۴	۲۳-۲۰	۲۲-۱۷	۸-۳	
واحد	۲۵	۲۶	۲۷	۲۸	۲۹	۳۰
هفته های پیشنهادی	۳۹-۳۸	۴۰-۳۹	۳۹-۳۸	۳۹-۳۸	۳۹-۳۸	۱۸-۱۵
هفته های تأیید شده	۳۹-۳۸	۴۰-۳۹	۳۹-۳۸	۳۹-۳۸	۳۹-۳۸	۱۸-۱۵

۵-۲- حالت ۲:

در این حالت همان شرایط حالت ۱ برقرار است با این تفاوت که حد بالای مجاز امید ریاضی توان تأمین نشده برای کل هفته ها برابر با ۳۰۰ مگاوات است. علت انجام این مطالعه این است که تأثیر معیار قابلیت اطمینان بر پاسخ های مسأله بررسی شود. نتایج این حالت برای واحدها در جدول ۳ آورده شده است. نتایج این جدول نشان می دهد که به دلیل بالا بودن حداکثر مقدار مجاز امید ریاضی توان تأمین نشده، برنامه توانسته است اکثر بازه های پیشنهادی را بپذیرد. شکل ۸ ظرفیت در تعمیر واحدها را نشان می دهد. از آنجایی که اکثر واحدها در هفته های کم بار پیشنهاد داده اند و حداکثر مقدار شاخص EPNS نیز به ۳۰۰ مگاوات افزایش یافته، برنامه اکثر پیشنهادها را پذیرفته است. شکل ۹ شاخص



شکل ۱۰: معیار رضایت واحدها در حالت ۲



شکل ۱۱: معیار رضایت خطوط در حالت ۲

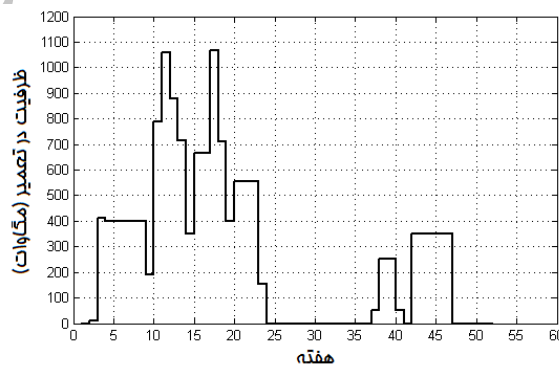
مراجع:

- [1]. M.K.C. Marwali S.M. Shahidehpour, "Integrated generation and Transmission Maintenance Scheduling With Network Constraints", IEEE Trans. Power Sys, Vol. 13, No. 3, PP. 1063-1068, Aug. 1998.
- [2]. L.N. CHEN J. TOYODA, "Maintenance Scheduling Based On Two Level Hierarchical Structure To Equalize Incremental Risk", IEEE Confrence, Seattle, WA, USA, PP. 1510-1516, Nov. 1990.
- [3]. T.M. Al-Khamis S. Vemuri and L. Lemonidis J. Yellen, "Unit Maintenance Scheduling With Fuel Constraints", IEEE Confrence, Baltimore, MD, PP. 113-119, 7-10 May, 1991.
- [4]. Ahmad NorozpourNiazi, AbdolrezaSheikholeslami, Ali Reza KarimiVaraki, "Global Generation Maintenance Scheduling with Network Constraints", Spinning Reserve, Fuel, and Energy Purchase from Outside, IEEE Electrical Energy And Power Confrence, London, ON, PP. 330-336, 10-12 Oct, 2012.
- [5]. J. Yellen T.M. Al-Khamia S. Vanurl and L. Lunonidis, "A Decomposition Approach To

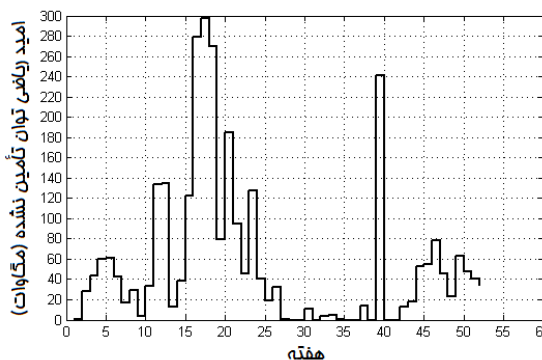
واحد	۳۲	۳۱
هفته های پیشنهادی	۱۸-۱۴	۱۸-۱۵
هفته های تأیید شده	۴۶-۴۲	۱۸-۱۵

۶- نتیجه گیری:

روش پیشنهادی این مقاله به هماهنگی و برنامه‌ریزی زمان‌بندی تعمیرات سیستم مرکب تولید و انتقال همراه با استفاده از شاخص EPNS برای سنجش قابلیت اطمینان می‌پردازد. تابع هدف جدید می‌تواند علاوه بر حرکت در جهت منافع شرکت های تولید و انتقال، به صورتی هدفمند رضایت آنان را برآورده کند و همچنین قابلیت اطمینان سیستم را در محدوده‌ی مجاز نگه دارد. شبیه‌سازی‌های انجام شده نشان از کارکرد دقیق مسأله تعریف شده و روش حل آن دارد. استفاده از بار هفتگی در معیار رضایت معرفی شده از آن جهت اهمیت دارد که معمولاً قیمت انرژی در هفته های کم بار کمتر است در نتیجه سود مالکان واحدها و خطوط نیز کمتر خواهد بود. معیار رضایت واحدها در حالت ۱ دارای انحراف معیار ۰/۰۶۵ است که نشان از قدرت طرح پیشنهادی در تأمین رضایت تمام مالکان دارد. مالکان خطوط نیز از بازه‌های خروج خود راضی هستند. به عنوان پیشنهادی عملی می‌توان گفت بهره‌بردار سیستم می‌تواند واحدهایی که از بازه‌های تأیید شده ناراضی‌اند را در سال بعد با اولویت بیشتری برای تأیید بازه‌های پیشنهادی آنها بررسی کند.



شکل ۸: ظرفیت در تعمیر واحدها در حالت ۲



شکل ۹: شاخص EPNS هفتگی در حالت ۲

Maintenance Outage Scheduling", IEEE Trans. Power Sys, VOL. 23, NO. 1, PP. 127-136 Feb. 2008.

[14]. R. Eshraghnia, M.H. ModirShanechi, Senior Member IEEE and H. RajabiMashhadi, "A New Approach for Maintenance Scheduling of Generating Units in Power Market", 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, PP. 1-7, 11-15 June, 2006.

[15]. Kaliyamoorthy Suresh, Narayanan Kumarappan, Senior Member, "Coordination Mechanism of Maintenance Scheduling Using Modified PSO in a Restructured Power Market", IEEE Confrence, Singapore, PP. 36-43, 16-19 April, 2013.

پیوست

جدول پ-۱: اطلاعات ظرفیت واحدها بر حسب شماره واحد

شماره	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹
ظرفیت	۲۰	۲۰	۷۶	۷۶	۲۰	۲۰	۷۶	۷۶	۱۰۰
طول تعمیر	۲	۲	۳	۳	۲	۲	۳	۳	۳
شماره	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸
ظرفیت	۱۰۰	۱۰۰	۱۹۷	۱۹۷	۱۹۷	۱۹۷	۱۲	۱۲	۱۲
طول تعمیر	۳	۳	۴	۴	۴	۴	۲	۲	۲
شماره	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴	۲۵	۲۶	۲۷
ظرفیت	۱۲	۱۵۵	۱۵۵	۱۵۵	۴۰۰	۵۰	۵۰	۵۰	۵۰
طول تعمیر	۲	۴	۴	۶	۶	۲	۲	۲	۲
شماره	۲۸	۲۹	۳۰	۳۱	۳۲				
ظرفیت	۵۰	۵۰	۱۵۵	۱۵۵	۳۵۰				
طول تعمیر	۲	۲	۴	۴	۵				

جدول پ-۲: اطلاعات ظرفیت خطوط بر حسب شماره خط

شماره	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹
ظرفیت	۱۷۵	۱۷۵	۱۷۵	۱۷۵	۱۷۵	۱۷۵	۴۰۰	۱۷۵	۱۷۵
طول تعمیر	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۵	۱	۱
شماره	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸
ظرفیت	۱۷۵	۱۷۵	۱۷۵	۱۷۵	۴۰۰	۴۰۰	۴۰۰	۴۰۰	۵۰۰
طول تعمیر	۱	۱	۱	۱	۵	۵	۵	۵	۱
شماره	۱۹	۲۰	۲۱	۲۲	۲۳	۲۴	۲۵	۲۶	۲۷
ظرفیت	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰
طول تعمیر	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
شماره	۲۸	۲۹	۳۰	۳۱	۳۲	۳۳	۳۴	۳۵	۳۶
ظرفیت	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰
طول تعمیر	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱	۱
شماره	۳۷	۳۸							
ظرفیت	۵۰۰	۵۰۰							
طول تعمیر	۱	۱							

Unit Maintenance Scheduling", IEEE Trans. Power Sys. Power Sys. Vol. 7. No. 2. PP. 726-733, May 1992.

[6]. K.P. Dahal, J.R. McDonald, "Generator Maintenance Scheduling Of Electric Power Systems Using Genetic Algorithms With Integer Representation", IEE Confrence, Glasgow, PP. 456-461, 2-4 Sep, 1997.

[7]. M.K.C. Marwali, S.M. Shahidehpour, "A Probabilistic Approach To Generation Maintenance Scheduler With Network Constraints", Elsevier, Electrical Power And Energy Systems, PP. 533-545, May 1999.

[8]. M.K.C. Marwali S.M. Shahidehpour, "Long-Term Transmission And Generation Maintenance Scheduling With Network, Fuel And Emission Constraints", IEEE Trans. Power Sys, Vol. 14, NO. 3, PP 1160-1165, August 1999.

[9]. Antonio J. Conejo, Fellow, IEEE, Raquel García-Bertrand, Student Member, IEEE, and Manuel Díaz-Salazar, "Generation Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems", IEEE Trans. Power Sys, Vol. 20, NO. 2, PP 984-992, May 2005.

[10]. Moein Manbachi, Faezeh Mahdloo, Mahmood-Reza Haghifam, "A New Solution for Maintenance Scheduling in Deregulated Environment Applying Genetic Algorithm and Monte-Carlo Simulation", IEEE Confrence, Singapore, PP. 378-384, 14-17 June, 2010.

[11]. Changyou Feng, Student Member, IEEE, and Xifan Wang, Fellow, IEEE, "A Competitive Mechanism of Unit Maintenance Scheduling in a Deregulated Environment", IEEE Trans. Power Sys, VOL. 25, NO. 1, PP 351-359, February 2010.

[12]. Seok-Man Han, Koo-Hyung Chung and Balho H. Kim, "ISO Coordination of Generator Maintenance Scheduling in Competitive Electricity Markets using Simulated Annealing", Journal of Electrical Engineering & Technology Vol. 6, No. 4, pp. 431-438, 2011.

[13]. Lei Wu, Member, IEEE, Mohammad Shahidehpour, Fellow, IEEE, and Tao Li, Member, IEEE, "GENCO's Risk-Based