برنامه‌ریزی مشارکت امنیت مقید امکانی- احتمالاتی واحدهای نیروگاهی با استفاده از مدل Z_number

مهدی منظری توکلی[۱]، دانشجوی کارشناسی ارشد؛ امیر عبداللهی[۲]، دانشیار؛ مسعود رشیدی‌نژاد[۳]، استاد

۱- بخش مهندسی برق - دانشگاه شهید باهنر کرمان - کرمان - ایران - m.manzari70@yahoo.com
۲- بخش مهندسی برق - دانشگاه شهید باهنر کرمان - کرمان - ایران - a.abdollahi@uk.ac.ir
۳- بخش مهندسی برق - دانشگاه شهید باهنر کرمان - کرمان - ایران - mrashidi@uk.ac.ir

چکیده: مسئله برنامه‌ریزی مشارکت امنیت مقید واحدهای نیروگاهی [۱](SCUC)، یک مسئله بهینه‌سازی بسیار پیچیده می‌باشد که توان خروجی بهینه ژنراتورهای سیستم قدرت را در کل دوره توزیع بار شبکه با لحاظ قیود مختلفی مانند تعادل توان مصرفی و تولیدی، محدودیت‌های تولید واحدهای نیروگاهی و قید تراکم خطوط انتقال تعیین می‌کند. در این مقاله، یک فرمول‌بندی جدید برای مسئله SCUC در حضور عدم‌قطعیت سرعت باد و بار شبکه با در نظر گرفتن منابع پاسخ‌گویی بار به‌منظور پوشش این عدم‌قطعیت‌ها و کاهش هزینه بهره‌برداری ارائه شده است. عدم‌قطعیت سرعت باد به‌صورت متغیر احتمالاتی با استفاده از تابع توزیع احتمال ویبال مدل شده است. همچنین، عدم‌قطعیت بار شبکه در هر ساعت با استفاده از اعداد *Z_number* مدل گردیده است. سپس بار شبکه از مدل *Z_number* به مدل فازی تبدیل شده است. به‌منظور کاهش بار شبکه در ساعات پیک از برنامه پاسخ‌گویی بازفروش تقاضا [۲](DB) استفاده شده و هزینه پرداختی به این منابع به‌صورت تابع درجه دوم از توان کاهشی این برنامه‌ها مدل شده است. برای حل مسئله SCUC در حضور این عدم‌قطعیت‌ها، دو روش برش آلفا و شبیه‌سازی مونت‌کارلو با یکدیگر ترکیب شده‌اند. به‌منظور ارزیابی روش پیشنهادی، شبکه استاندارد ۲۴ باسه IEEE اصلاح‌شده مورداستفاده قرار گرفته است.

واژه‌های کلیدی: برنامه‌ریزی مشارکت امنیت مقید واحدها، متغیرهای امکانی و احتمالاتی، مدل *Z_number*، روش برش آلفا، روش مونت‌کارلو.

Possibilistic–Probabilistic Security Constrained Unit Commitment using Z_number model

M. Manzari Tavakoli[1], MSc Student; A. Abdollahi[2], Associate Professor; M. Rashidinejad[3], Professor

1- Faculty of Electrical Engineering, Shahid Bahonar University of Kerman, Kerman, Iran, Email: m.manzari70@yahoo.com
2- Faculty of Electrical Engineering, Shahid Bahonar University of Kerman, Kerman, Iran, Email: a.abdollahi@uk.ac.ir
3- Faculty of Electrical Engineering, Shahid Bahonar University of Kerman, Kerman, Iran, Email: mrashidi@uk.ac.ir

Abstract: Security constrained unit commitment (SCUC) is a difficult optimization problem by which the generators optimal output are scheduled over the whole dispatch period. Here, different constraints such as demand and generation equality, generators limits and transmission flow limit should be considered. This paper presents a new structure for SCUC in the presence of wind and load uncertainties. Here, demand responsive loads are called for alleviating the aforementioned uncertainties as well as minimizing the operation cost. Wind speed uncertainty is modeled by Wiebull probability distribution function as a probabilistic variable. Moreover Z_number is applied to model the demand uncertainty as a possibilistic variable. Then, demand is converted form Z_number model to fuzzy one. Demand bidding programs are also implemented to reduce demand at peak hours. Load reduction payment is modeled by a quadratic function of the reduced power. In this paper, α-cut and monte carlo methods are mixed together to solve the SCUC problem considering the abovementioned uncertainties. In order to evaluate the proposed framework, numerical simulations has been conducted over the modified IEEE-24 bus system.

Keywords: SCUC, possibilistic and probabilistic variable, Z_number model, α-cut method, monte carlo simulation.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۵/۰۳/۰۸
تاریخ اصلاح مقاله: ۱۳۹۵/۰۵/۲۳
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۵/۰۷/۲۴
نام نویسنده مسئول: امیر عبداللهی
نشانی نویسنده مسئول: ایران - کرمان - بلوار ۲۲ بهمن - دانشگاه شهید باهنر کرمان - بخش مهندسی برق.

فهرست علائم

اندیس‌ها

اندیس باس‌های شبکه	b
اندیس فراهم‌کنندگان بارهای پاسخ‌گو	d
اندیس واحدهای حرارتی	i
اندیس متغیرهای فازی	j
اندیس خطوط انتقال	l
اندیس سناریوهای تولیدشده	s
اندیس بازه‌های زمانی	t
اندیس نیروگاهای بادی	w
اندیس برش آلفا	α

پارامترها

ضرایب تابع هزینه فراهم‌کننده پاسخ‌گویی بار d	a_d, b_d, c_d
ضرایب تابع هزینه واحد حرارتی i	a_i, b_i, c_i
ضریب وزنی تابع توزیع ویبال	c
حداکثر توان عبوری از خط l	$F_l^{\max}$
هزینه راه‌اندازی واحد i	K_i
ضریب شکل‌دهی تابع توزیع ویبال	k
حداکثر توان کاهشی فراهم‌کننده پاسخ‌گویی بار d	$L_{d,t}^{\max}$
ضریب عدم‌قطعیت بار شبکه	L_u
تعداد باس‌های شبکه	N_B
تعداد فراهم‌کنندگان پاسخ‌گویی بار	N_{DRP}
تعداد خطوط انتقال	N_F
تعداد نیروگاه‌های حرارتی	N_G
تعداد متغیرهای فازی	n
تعداد سناریوها	N_S
تعداد دوره‌های زمانی	N_T
تعداد نیروگاهای بادی	N_w
حداکثر و حداقل توان تولیدی واحد حرارتی i	$P_i^{\min}, P_i^{\max}$
توان نامی واحد بادی	P_R
شیب کاهشی توان واحد حرارتی i	RD_i
شیب افزایش توان واحد حرارتی i	RU_i
مدت زمانی که واحد i در زمان شروع خاموش است	sd_i^0
هزینه راه‌اندازی و هزینه خاموشی واحد حرارتی i	$SD_{i,t}^s, SU_{i,t}^s$
مدت زمانی که واحد i در زمان شروع روشن است	T_i^0
حداقل زمانی که واحد حرارتی i باید خاموش باشد	T_i^{off}
حداقل زمانی که واحد حرارتی i باید روشن باشد	T_i^{on}
سرعت نامی، قطع پایین و قطع بالای توربین بادی	v_{out}^c, v_{in}^c, v_R
راکتانس خط انتقال واصل بین باس‌های b و b'	$X_{bb'}$

متغیرها

مؤلفه اول *Z_number* بار شبکه در ساعت t	$\tilde{A}^t$
تابع هزینه فراهم‌کننده پاسخ‌گویی بار d	$C_d^s\left(\tilde{L}_{d,t}^s\right)$
هزینه واحد حرارتی i در زمان t و در سناریو s	$C_i^s\left(\tilde{P}_{i,t}^s\right)$
بار شبکه به‌صورت عدد *Z_number* در ساعت t	D^t
توان عبوری از خط l در زمان t و در سناریو s	$\tilde{f}_{l,t}^s$
تابع توزیع احتمال سرعت باد	$f_v(v)$
وضعیت واحد حرارتی i در زمان t و در سناریو s	$I_{i,t}^s$
توان فراهم‌کننده پاسخ‌گویی بار d	$\tilde{L}_{d,t}^s$
احتمال تغییر بار شبکه	pr
توان تولیدی واحد حرارتی i در زمان t و در سناریو s	$\tilde{P}_{i,t}^s$
توان نیروگاه بادی w در زمان t و در سناریو s	$p_{w,t}^s$
احتمال سناریو s	p^s
مؤلفه دوم *Z_number* بار شبکه در ساعت t	$\tilde{R}^t$
مقدار ذخیره چرخان در ساعت t	SR^t
هزینه بهره‌برداری روزانه	TC
سرعت باد	v
مدت زمان خاموش و روشن بودن واحد حرارتی i	$X_{i,t}^{on,s}, X_{i,t}^{off,s}$
وضعیت روشن شدن واحد i در زمان t	$y_{i,t}^s$
وضعیت خاموش شدن واحد i در زمان t	$z_{i,t}^s$
هزینه توان نیروگاه بادی w در زمان t	$\pi_{w,t}$
زاویه باس‌های b و b' در زمان t و در سناریو s	$\tilde{\theta}_{t,b'}^s, \tilde{\theta}_{t,b}^s$

۱- مقدمه

مسئله مشارکت واحدهای نیروگاهی یکی از مسائل مهم در بهره‌برداری از سیستم‌های قدرت می‌باشد. اگر در مسئله برنامه‌ریزی مشارکت واحدهای نیروگاهی قید گرفتگی خطوط انتقال لحاظ گردد، مسئله موردنظر برنامه‌ریزی مشارکت امنیت مقید واحدهای نیروگاهی (SCUC) نامیده می‌شود. حل مسئله SCUC موجب فراهم آمدنِ یک برنامه زمان‌بندی بهینه برای تولید توان توسط واحدهای نیروگاهی با رعایت قیود امنیت شبکه می‌شود. هدف اصلی مسئله SCUC تأمین بار شبکه، حداکثر سازی امنیت شبکه و حداقل نمودن هزینه بهره‌برداری می‌باشد [۱]. در سال‌های اخیر، به‌دلیل کاهش سوخت‌های فسیلی و افزایش آلودگی محیط‌زیست ناشی از این سوخت‌ها، منابع انرژی‌های تجدیدپذیر به‌ویژه انرژی باد نقش مهمی در تولید توان در سیستم‌های قدرت ایفا کرده است، به‌طوری‌که انتظار می‌رود در سال ۲۰۳۰، ۲۰ درصد انرژی برق کشور آمریکا از انرژی باد تأمین گردد [۴-۲]. ازآنجاکه انرژی باد

دارای طبیعتی تصادفی و متغیر می‌باشد، این امکان وجود دارد که مقدار توان تولیدی این منابع در لحظه زمان حقیقی با مقدار پیش‌بینی‌شده و برنامه‌ریزی‌شده آن متفاوت باشد. بنابراین، عدم‌قطعیت و نایقینی به‌وجودآمده در توان تولیدی باد باعث ایجاد چالش‌های فراوانی در بهره‌برداری از سیستم قدرت می‌شود و امنیت شبکه را به خطر می‌اندازد [۵، ۶]. بنابراین، به‌منظور اینکه بهره‌برداران سیستم‌های قدرت الگوی صحیحی از ترکیب واحدهای نیروگاهی برای تولید و تخمین درستی از هزینه بهره‌برداری در بازه زمانی روزانه داشته باشند، تصمیم‌گیری در مورد مشارکت امنیت مقید واحدهای نیروگاهی باید در حضور عدم‌قطعیت‌های سیستم قدرت و عدم‌قطعیت انرژی تولیدی منابع تجدیدپذیر صورت گیرد. یکی از مدل‌های اولیه برای حل مسئله برنامه‌ریزی مشارکت واحدهای نیروگاهی با استفاده از بهینه‌سازی تصادفی در مرجع [۷] ارائه شده است. در این مرجع، عدم‌قطعیت بار شبکه با یک درخت سناریو مدل گردیده و تنها تعداد محدودی از سناریوها در نظر گرفته شده‌اند، زیرا استفاده از تمام سناریوها ازنظر محاسباتی غیرممکن می‌باشد. در مرجع [۸] یک مدل تصادفی برای برنامه‌ریزی طولانی‌مدت مشارکت واحدهای نیروگاهی با در نظر گرفتن قیود امنیت شبکه همراه با خروج احتمالی واحدهای تولیدی و خطوط انتقال ارائه شده است. در مرجع [۹] تسویه یک بازار برق پیش‌رو با برنامه‌ریزی تصادفی ارائه شده است که مشکلات موجود در بهره‌برداری از نیروگاه‌های بادی را کاهش داده و قابلیت اطمینان سیستم را بهبود بخشیده است. در مرجع [۱۰] یک تابع توزیع احتمال برای خطای پیش‌بینی توان نیروگاه بادی در نظر گرفته شده است و با استفاده از یک مدل ریاضی بر اساس برنامه‌ریزی تصادفی- اجباری به محاسبه مقدار بهینه ذخیره چرخان در سیستم پرداخته است. مرجع [۱۱] به برنامه‌ریزی مشارکت واحدهای نیروگاهی برای داشتن ذخیره چرخان موردنیاز در حضور انرژی باد پرداخته است. در مراجع [۱۲، ۱۳] تأثیر خروج واحدهای نیروگاهی و خطای پیش‌بینی بار شبکه بر مسئله مشارکت واحدهای نیروگاهی بررسی شده است. در مرجع [۱۴] یک روش بهینه‌سازی فازی برای حل مسئله برنامه‌ریزی مشارکت واحدهای نیروگاهی در حضور نیروگاه بادی و خورشیدی ارائه شده است که خطای پیش‌بینی سرعت باد، تابش خورشید و بار روزانه شبکه با استفاده از مجموعه‌های فازی مدل شده‌اند.

در سال‌های اخیر، با پیشرفت تکنولوژی از روش‌های مختلفی نظیر ذخیره‌سازی هوای فشرده‌شده، ذخیره‌سازی هیدروژن، خودروهای برقی و نیز منابع پاسخ‌گویی بار برای مدیریت عدم‌قطعیت توان تولیدی نیروگاه بادی و کاهش هزینه بهره‌برداری استفاده شده است [۱۷-۱۵]. در مرجع [۱۸] عدم‌قطعیت توان تولیدی نیروگاه بادی با استفاده از توابع عضویت مجموعه‌های فازی مدل گردیده و از منابع پاسخ‌گویی بار به‌منظور پوشش عدم‌قطعیت توان تولیدی نیروگاه بادی استفاده شده است. در مرجع [۱۹] از کاهش بار مصرف‌کنندگانی که بسته‌های پیشنهادی کاهش توان خود را به بازار انرژی روز بعد ارائه می‌دهند، به‌عنوان ابزاری استفاده گردیده است تا از طریق تغییر شکل بار سیستم به یکپارچگی توان تولیدی نیروگاه بادی کمک نمایند. در مرجع [۲۰] مسئله SCUC در حضور نیروگاه بادی با استفاده از روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو به‌صورت احتمالاتی بررسی شده است و از منابع پاسخ‌گویی بار به‌منظور پوشش عدم‌قطعیت توان تولیدی نیروگاه بادی استفاده شده است. به‌طورکلی، متغیرهای غیرقطعی سیستم‌های قدرت با استفاده از یکی از دو روش احتمالاتی [۱۴- ۹] و امکانی[۳] [۱۴، ۱۸] مدل می‌شوند. معمولاً در روش‌های احتمالاتی، متغیرهای غیرقطعی مسئله از توابع توزیع احتمال خاصی پیروی می‌کنند و برای تحلیل این نوع عدم‌قطعیت‌ها، از روش‌های مختلفی نظیر روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو، روش تخمین دونقطه‌ای[۴] و روش انتقال فوریه[۵] استفاده می‌شود [۲۳-۲۱]. نوع دیگر از متغیرهای غیرقطعی سیستم‌های قدرت که اطلاعات کافی درباره آن‌ها در دست نمی‌باشد با مجموعه‌های امکانی مدل می‌شوند و هر یک از متغیرها دارای تابع عضویت خاصی می‌باشند. در مطالعاتی که در زمینه عدم‌قطعیت‌ها در مسئله برنامه‌ریزی مشارکت امنیت مقید واحدهای نیروگاهی انجام شده است، حضور عدم‌قطعیت‌های امکانی و احتمالاتی هم‌زمان در این مسئله بررسی نشده است. بنابراین، یکی از نوآوری‌های مقاله حاضر این است که مسئله برنامه‌ریزی مشارکت امنیت مقید واحدهای نیروگاهی در حضور هر دو نوع عدم‌قطعیت امکانی و احتمالاتی فرمول‌بندی و حل گردیده است. حل این مسئله در حضور این دو نوع عدم‌قطعیت، برنامه‌ریزی مشارکت امنیت مقید امکانی- احتمالاتی واحدهای نیروگاهی ($SCUC^{P-P}$)[۶] نامیده شده است. در این مسئله، عدم‌قطعیت سرعت باد با استفاده از تابع توزیع ویبال به‌صورت احتمالاتی مدل شده است [۲۴]. همچنین، نوآوری دیگر مقاله حاضر این است که رفتار تصادفی بار شبکه با اعداد *Z_number* مدل گردیده و سپس این اعداد به‌منظور به‌کارگیری در فرمول‌بندی مسئله $SCUC^{P-P}$ به اعداد فازی تبدیل شده‌اند [۲۵، ۲۶]. برای تحلیل مسئله $SCUC^{P-P}$ در حضور عدم‌قطعیت نیروگاه بادی و نایقینی بار شبکه، از روش‌های برش آلفا و شبیه‌سازی مونت‌کارلو استفاده شده است. از روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو برای تحلیل عدم‌قطعیت نیروگاه بادی به‌منظور تولید سناریو استفاده گردیده است. از روش برش آلفا برای تحلیل عدم‌قطعیت بار شبکه بهره‌گیری شده است. برای کاهش هزینه بهره‌برداری و مدیریت این عدم‌قطعیت‌ها، از منابع پاسخ‌گویی بار استفاده شده است. لازم به ذکر است که در این مقاله، از برنامه پاسخ‌گویی بازفروش تقاضا استفاده و هزینه پیشنهاد کاهش توان به‌صورت تابع درجه دوم مدل شده است. توضیحات بیش‌تر مربوط به برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در بخش ۳ مقاله ارائه گردیده است. به‌منظور حل مسئله برنامه‌ریزی مشارکت امنیت مقید امکانی- احتمالاتی واحدهای نیروگاهی از حل‌کننده CPLEX نرم‌افزار GAMS[۷] در مدل MIP[۸] استفاده شده است که در این مدل برای دست‌یابی به جواب بهینه سراسری مسئله، توابع هزینه واحدهای حرارتی و توابع هزینه فراهم‌کنندگان پاسخ‌گویی بار از مدل غیرخطی به مدل تکه‌ای_خطی تقریب زده شده‌اند. بر اساس مرجع [۲۷]، ازجمله دلایل استفاده از مدل

MIP برای حل مسئله SCUC می‌توان به تضمین نمودن یافتن جواب‌های بهینه سراسری، انعطاف‌پذیری مدل و قابلیت مدل‌سازی دقیق مسئله اشاره نمود. مقاله حاضر از بخش‌های زیر تشکیل شده است:

ابتدا در بخش ۲ روش‌های مدل‌سازی و تحلیل عدم‌قطعیت‌های بار شبکه و سرعت باد توضیح داده شده است. در بخش ۳ یک چهارچوب کلی برای فرمول‌بندی و حل مسئله $SCUC^{P-P}$ در حضور عدم‌قطعیت‌ها ارائه شده است. در بخش ۴ نتایج شبیه‌سازی و مطالعات عددی آورده شده است و درنهایت در بخش ۵ نتایج حاصل از تحقیق ارائه گردید است.

۲- مدل‌سازی متغیرهای غیرقطعی مسئله $SCUC^{P-P}$

۲-۱- متغیرهای غیرقطعی امکانی و روش *Z_number*

متغیرهای امکانی، دسته‌ای از متغیرهای غیرقطعی می‌باشند که به دلایل مختلف ازجمله کمبود اطلاعات تاریخی مناسب و دقیق درباره آن‌ها دسترسی به تابع توزیع احتمال (PDF)[۹] آن‌ها ممکن نیست. لذا نمی‌توان آن‌ها را به‌صورت احتمالاتی مدل کرد. استفاده از نمایش فازی برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت چنین متغیرهایی پیشنهاد می‌شود. مفهوم مدل‌سازی متغیرهای غیرقطعی با استفاده از مدل فازی ابتدا توسط پروفسور زاده ارائه گردیده است [۲۸]. در مدل‌سازی فازی، متغیرهای غیرقطعی با متغیرهای زبانی مدل می‌شوند و دارای بازه‌های فازی می‌باشند. در سال ۲۰۱۱ پروفسور زاده برای مدل‌سازی متغیرهای غیرقطعی روش جدیدی تحت عنوان *Z_number* معرفی نمود [۲۵]. این روش نسبت به روش فازی کامل‌تر می‌باشد و ارجحیت بیش‌تری برای مدل‌سازی متغیرهای غیرقطعی دارد زیرا این روش از هر دو طبیعت احتمالاتی و امکانی متغیرها برای مدل‌سازی عدم‌قطعیت استفاده می‌کند [۲۵]. در این مقاله، عدم‌قطعیت بار شبکه در هر ساعت با روش *Z_number* مدل شده است. سپس این مدل به مدل فازی تبدیل گردیده است [۲۶]. بر اساس مرجع [۲۹]، عدم‌قطعیت بار شبکه به عوامل مختلفی نظیری میزان بارش، رطوبت هوا، سرعت باد و دما بستگی دارد. به‌منظور مدل‌سازی دقیق عدم‌قطعیت بار شبکه با روش‌های احتمالاتی، بایستی علاوه‌بر رفتار تاریخی بار، اطلاعات آماری کافی در خصوص میزان بارش، رطوبت هوا، سرعت باد و دما نیز در دسترس باشد [۲۹]. این در حالی است که ممکن است درباره بعضی از عوامل مذکور اطلاعات آماری کافی در دست نباشد. ازاین‌رو در این شرایط، روش تابع توزیع احتمال مدل‌سازی تقریبی و نه دقیقی از عدم‌قطعیت بار ارائه می‌کند [۲۹]. در مقاله حاضر به‌منظور ارائه مدل دقیق‌تری از رفتار بار، روش *Z_number* پیشنهاد شده است که در آن بهره‌بردار سیستم توأمان از اطلاعات آماری کامل و اطلاعات آماری ناقص عوامل اشاره‌شده استفاده می‌نماید. لازم به ذکر است که روش اعداد *Z_number* توأمان طبیعت فازی و احتمالاتی متغیر نایقین را مدل می‌نماید [۲۵]. مفهوم مدل‌سازی بار شبکه با مدل *Z_number* و مراحل تبدیل این مدل به مدل فازی در بخش‌های زیر بیان گردیده است.

۲-۱-۱- مدل‌سازی بار شبکه با مدل *Z_number*

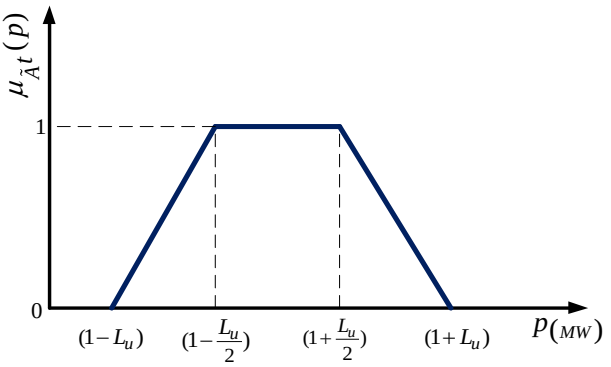
Z_number یک روش فازی-احتمالاتی می‌باشد که به‌منظور مدل‌سازی متغیرهای غیرقطعی به کار می‌رود. این مدل از زوج مرتب A و B به‌صورت $Z=(A,B)$ تشکیل می‌شود که مؤلفه اول (A) مدل‌کننده طبیعت امکانی متغیر غیرقطعی (بار شبکه) می‌باشد و B می‌تواند یک تابع توزیع احتمال و یا یک مجموعه فازی باشد که روی بازه واحد تعریف می‌شود و بیانگر طبیعت احتمالاتی متغیر غیرقطعی می‌باشد. عدم‌قطعیت بار شبکه در هر ساعت با استفاده از این اعداد به‌صورت رابطه (۱) مدل می‌گردد [۲۵].

$$D^t=\left(\tilde{A}^t,\tilde{R}^t\right)=\left\{p\middle|p\in\tilde{A}^t,\ prob(\tilde{A}^t)=\tilde{R}^t\right\} \qquad (۱)$$

در رابطه (۱)، $\tilde{A}^t$ یک مجموعه فازی است که نشان‌دهنده محدوده تغییرات بار شبکه در هر ساعت می‌باشد. تابع عضویت این مجموعه به‌صورت یک عدد فازی ذوزنقه‌ای[۱۰] مطابق شکل ۱ به‌صورت رابطه (۲) تعریف می‌شود.

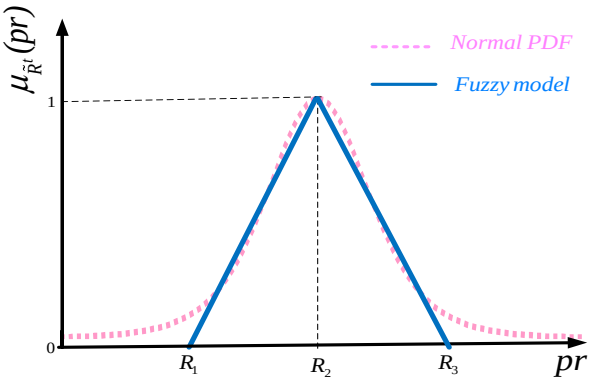
$$\tilde{A}^t=\left(1-L_u,1-\frac{L_u}{2},1+\frac{L_u}{2},1+L_u\right)\times L_f^t,\ L_u\in[0,1] \qquad (۲)$$

در رابطه (۲)، L_u و L_f^t به ترتیب فاکتور عدم‌قطعیت و مقدار بار پایه شبکه در هر ساعت می‌باشند. محدوده تغییرات فاکتور عدم‌قطعیت بار شبکه بین ۰ و ۱ می‌باشد.



شکل ۱: تابع عضویت مؤلفه اول بار شبکه

همچنین در رابطه (۱)، $\tilde{R}^t$ یک مجموعه فازی است که بیان‌کننده احتمال محدوده تغییرات بار شبکه در هر ساعت می‌باشد. در این مقاله، احتمال تغییرات بار شبکه با عدد فازی مثلثی که بسیار به تابع توزیع نرمال نزدیک می‌باشد تقریب زده شده است [۳۰]. استفاده از عدد فازی مثلثی به‌جای تابع توزیع نرمال، میزان محاسبات مسئله را کاهش می‌دهد و می‌توان بار شبکه را از مدل *Z_number* به مدل فازی تبدیل نمود [۲۶، ۳۱]. تابع عضویت مجموعه $\tilde{R}^t$ مطابق شکل ۲، به‌صورت یک عدد فازی مثلثی[۱۱] به شکل $\tilde{R}^t=(R_1,R_2,R_3)$ بیان می‌شود.



شکل ۲: تابع عضویت مؤلفه ۲ بار شبکه

۲-۱-۲- تبدیل بار شبکه از مدل *Z_number* به مدل فازی

همان‌طور که در بخش قبل بیان گردید، بار شبکه در هر ساعت با مدل *Z_number* به‌صورت زوج مرتب $D^t=(\tilde{A}^t,\tilde{R}^t)$ بیان می‌شود. تبدیل بار شبکه از مدل *Z_number* به مدل فازی طبق مراحل زیر انجام می‌شود [۲۶]:

- ابتدا مطابق رابطه (۳) مؤلفه ۲ بار شبکه فازی‌زدایی می‌شود [۳۲].

$$\lambda=\frac{\int_{-\infty}^{+\infty}\left(pr\times\mu_{\tilde{R}^t}(pr)\right)dpr}{\int_{-\infty}^{+\infty}\left(\mu_{\tilde{R}^t}(pr)\right)dpr} \qquad (۳)$$

- وزن به‌دست‌آمده (λ) از مرحله قبل در تابع عضویت مؤلفه اول ضرب می‌شود. بنابراین، بار شبکه از مدل *Z_number* به یک متغیر فازی با تابع عضویت نامنظم مطابق رابطه (۴) تبدیل می‌شود:

$$\mu_{\tilde{D}^t}^{'}(p)=\left(\lambda\times\left(\mu_{\tilde{A}^t}(p)\right)\right) \qquad (۴)$$

- بار شبکه در مرحله قبل به‌صورت یک متغیر فازی با تابع عضویت نامنظم به‌دست آمده است که مطابق رابطه (۵)، به یک متغیر فازی با تابع عضویت منظم تبدیل می‌شود.

$$\mu_{\tilde{D}^t}(p)=\mu_{\tilde{D}^t}^{'}\left(\frac{p}{\sqrt{\lambda}}\right)$$
$$\tilde{D}^t=\left(1-L_u,1-\frac{L_u}{2},1+\frac{L_u}{2},1+L_u\right)\times L_f^t\times\sqrt{\lambda} \qquad (۵)$$

۲-۱-۳- برش آلفا[۱۲]

در بیش‌تر مسائل مهندسی، متغیر فازی خروجی سیستم $\tilde{y}$ را می‌توان به‌صورت تابعی چند متغیره از متغیرهای غیرقطعی فازی ورودی $[\tilde{x}_1,...,\tilde{x}_n]$ به‌شکل $\tilde{y}=f(\tilde{x}_1,...,\tilde{x}_n)$ بیان نمود. در این حالت، هدف این است که تابع عضویت متغیر خروجی، وقتی‌که توابع عضویت متغیرهای ورودی در دسترس می‌باشد، پیدا گردد. در این صورت، برای محاسبه تابع عضویت متغیرهای خروجی از روش برش آلفا استفاده می‌شود. برش آلفا برای متغیر فازی $\tilde{x}_j$ که دارای تابع عضویت $\Gamma_{x_j}(x)$ می‌باشد و روی مجموعه $\tilde{C}_j$ تعریف شده است، به‌صورت رابطه زیر بیان می‌گردد:

$$C_j^{\alpha}=\left\{x\middle|\Gamma_{x_j}(x)\geq\alpha,0\leq\alpha\leq1\right\} \qquad (۶)$$

با استفاده از رابطه (۶) می‌توان برش آلفا مجموعه متغیرهای ورودی $[\tilde{x}_1,...,\tilde{x}_n]$ را محاسبه نمود. با داشتن برش آلفا متغیر ورودی، برش آلفای متغیر خروجی طبق رابطه (۷) محاسبه می‌شود.

$$\underline{y}^{\alpha}=Min\left(f(x_1^{\alpha},...,x_n^{\alpha})\right)$$
$$\overline{y}^{\alpha}=Max\left(f(x_1^{\alpha},...,x_n^{\alpha})\right) \qquad (۷)$$
$$y^{\alpha}=\left[\underline{y}^{\alpha},\overline{y}^{\alpha}\right]$$

درنهایت طبق رابطه (۸)، با اجتماع برش‌های آلفا تابع عضویت متغیر خروجی محاسبه می‌شود.

$$\tilde{y}=\bigcup_{\alpha=0}^{\alpha=1}y^{\alpha},\ \alpha=\{0,\Delta\alpha,2\Delta\alpha,...,1\} \qquad (۸)$$

۲-۱-۴- فازی‌زدایی[۱۳]

با استفاده از روش فازی‌زدایی می‌توان یک متغیر فازی مانند $\tilde{x}_j$ که دارای تابع عضویت $\Gamma_{x_j}(x)$ می‌باشد را به مقدار عددی متناظر تبدیل کرد. در این مقاله از روش مرکز ثقل[۱۴] مطابق رابطه (۹) به‌منظور فازی‌زدایی استفاده شده است [۳۲]:

$$\left(\Gamma_j(x)\right)^*=\frac{\int\left(x\times\Gamma_j(x)\right)dx}{\int\Gamma_j(x)dx} \qquad (۹)$$

۲-۲- مدل‌سازی متغیرهای احتمالاتی

عدم‌قطعیت‌های احتمالاتی در اکثر متغیرهای ورودی هر سیستمی موجود می‌باشند. این متغیرها اصولاً از توابع چگالی احتمال خاصی پیروی می‌کنند. در این مقاله، تنها متغیر احتمالاتی سرعت باد می‌باشد که با استفاده از برازش تابع چگالی احتمال ویبال[۱۵] بر روی اطلاعات تاریخی باد در هر ساعت مطابق رابطه (۱۰) مدل شده است [۲۴]:

$$f_v(v)=\left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1}\exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \qquad (۱۰)$$

توان تولیدی نیروگاه بادی به سرعت باد وابسته است و این توان طبق رابطه (۱۱) محاسبه می‌شود [۳۳].

$$P_w=\begin{cases}0 & v\leq v_{in}^c\ or\ v\geq v_{out}^c\\ \left(\dfrac{v-v_{in}^c}{v_{out}^c-v_{in}^c}\right)\times P_R & v_{in}^c\leq v\leq v_R\\ P_R & v_R\leq v\leq v_{out}^c\end{cases} \qquad (۱۱)$$

در رابطه (۱۱)، P_R توان نامی توربین بادی، P_w توان توربین بادی در ساعت t، v_{in}^c سرعت قطع پایین، v_{out}^c سرعت قطع بالا و v_R سرعت نامی توربین بادی می‌باشند. در این مقاله، برای تحلیل متغیرهای احتمالاتی از روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو استفاده شده است.

۲-۲-۱- روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو[۱۶]

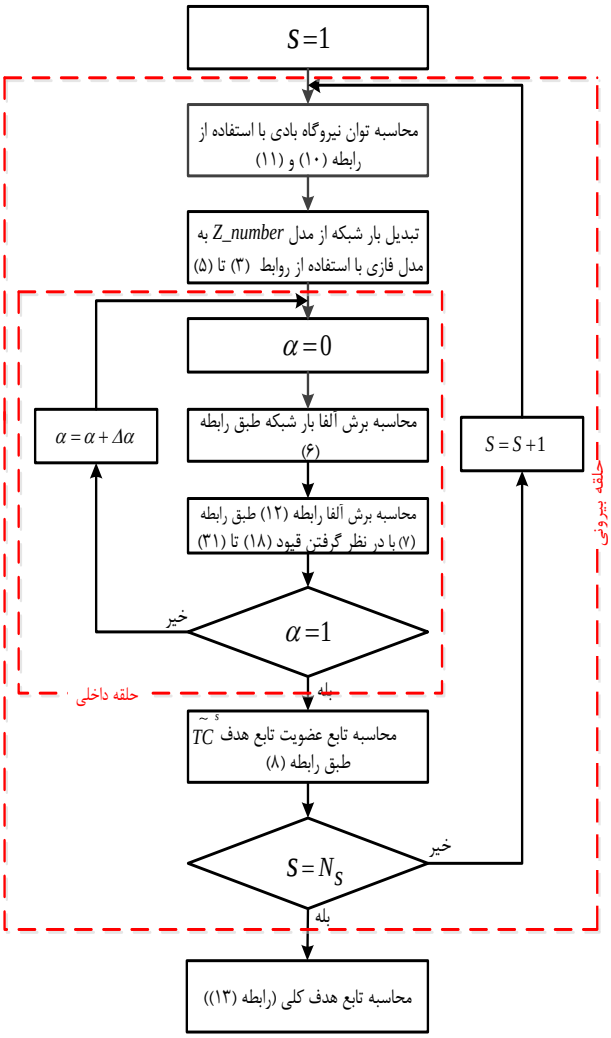
روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو با انجام نمونه‌گیرهای آماری، راه‌حل‌هایی تقریبی برای حل بسیاری از مسائل احتمالاتی ریاضی فراهم می‌کند. روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو برای تجزیه‌وتحلیل همه سناریوهای ممکن سیستم موردمطالعه به کار گرفته می‌شود. این روش مستقیماً برای حل مسائلی با ساختار احتمالاتی به کار می‌رود. در این روش سناریوهای مختلفی ساخته شده و به هر سناریو وزنی معادل احتمال رخداد آن داده می‌شود. سپس به ازای هر سناریو، مسئله حل می‌شود و جواب نهایی برابر میانگین وزن‌دهی‌شده جواب تمام سناریوها خواهد بود. تعداد سناریوهای انتخابی به دقت موردنظر مسئله بستگی دارد [۲۱]. در این مقاله، برای حل مسئله برنامه‌ریزی مشارکت امنیت مقید واحدهای نیروگاهی در حضور عدم‌قطعیت احتمالاتی توان نیروگاه بادی با استفاده از روش مونت‌کارلو سناریوهای مختلفی تولید شده است. در هر سناریو ۲۴ عدد تصادفی تولید می‌باشد. با استفاده از رابطه (۱۰) در هر ساعت این اعداد به سرعت باد تبدیل می‌شوند. سپس، با استفاده از رابطه (۱۱) توان نیروگاه بادی به‌دست می‌آید.

۳- روش حل و فرمول‌بندی مسئله $SCUC^{P-P}$

به‌منظور حل مسئله $SCUC^{P-P}$ در حضور هم‌زمان عدم‌قطعیت احتمالاتی توان نیروگاه بادی و عدم‌قطعیت امکانی بار شبکه مطابق فلوچارت شکل ۳ عمل می‌شود. این فلوچارت از دو حلقه بیرونی و داخلی تشکیل شده است که حلقه بیرونی بیانگر ایجاد سناریو با استفاده از تابع چگالی احتمال سرعت نیروگاه بادی توسط روش مونت‌کارلو می‌باشد. حلقه داخلی نشان‌دهنده استفاده از روش برش آلفا برای محاسبه تابع عضویت تابع هدف در هر سناریو می‌باشد. تابع هدف مسئله $SCUC^{P-P}$ در هر سناریو به‌صورت رابطه (۱۲) بیان می‌شود.

$$\tilde{TC}^{s} = \sum_{t=1}^{N_T}\left\{\begin{array}{l}\sum_{i=1}^{N_G}\left\{\overbrace{C_i^s\left(\tilde{P}_{i,t}^s\right).I_{i,t}^s}^{1} + \overbrace{SU_{i,t}^s + SD_{i,t}^s}^{2}\right\} \\ + \overbrace{\sum_{w=1}^{N_w}\pi_{w,t}.P_{w,t}^s}^{3} + \overbrace{\sum_{d=1}^{N_{DRP}} C_d^s\left(\tilde{L}_{d,t}^s\right)}^{4}\end{array}\right\}$$

$$s \in \{1,2,\ldots,N_S\} \quad , \quad t \in \{1,2,\ldots,N_T\} \qquad (۱۲)$$
$$i \in \{1,2,\ldots,N_G\}$$



شکل ۳: فلوچارت ترکیب روش برش آلفا و روش مونت‌کارلو برای حل مسئله $SCUC^{P-P}$

پس از فازی‌زدایی تابع هدف در هر سناریو با استفاده از رابطه (۹)، تابع هدف کلی به‌صورت رابطه (۱۳) بیان می‌گردد.

$$TC = Min\sum_{s=1}^{N_S} p^s \times \left(\tilde{TC}^{s}\right)^{*} \qquad (۱۳)$$

در رابطه (۱۳)، $(\tilde{TC}^{s})^{*}$ مقدار فازی‌زدایی‌شده تابع هدف در هر سناریو می‌باشد. تابع هدف در هر سناریو از چهار جزء تشکیل شده است. جزء اول آن هزینه توان تولیدی واحدهای حرارتی می‌باشد که به‌صورت تابع درجه دوم مطابق رابطه (۱۴) بیان می‌شود.

$$C_i^s\left(\tilde{P}_{i,t}^s\right) = a_i + b_i \times \left(\tilde{P}_{i,t}^s\right) + c_i \times \left(\tilde{P}_{i,t}^s\right)^2 \quad \forall s, \forall i, \forall t \qquad (۱۴)$$

جزء دوم تابع هدف شامل هزینه راه‌اندازی و هزینه خاموشی واحدهای نیروگاهی می‌باشد که به ترتیب مطابق روابط (۱۵) و (۱۶) بیان می‌شود.

$$SU_{i,t}^s = K_i \times I_{i,t}^s \times [1 - I_{i,t-1}^s] \quad \forall s, \forall i, \forall t \qquad (۱۵)$$

$$SD_{i,t}^s = K_i \times I_{i,t-1}^s \times \left[1 - I_{i,t}^s\right] \quad \forall s, \forall i, \forall t \qquad (۱۶)$$

جزء سوم تابع هدف بیان‌کننده هزینه توان تولیدی واحدهای بادی می‌باشد. جزء چهارم تابع هدف بیانگر هزینه پرداختی به مشترکین درازای کاهش بار در برنامه پاسخ‌گویی بار می‌باشد. بر اساس گزارش FERC[۱۷] در سال ۲۰۰۶ [۳۴] و مرجع [۳۵]، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به دو دسته برنامه‌های تعرفه زمانی و تشویق محور تقسیم‌بندی می‌شوند. برنامه‌های تعرفه زمانی شامل قیمت‌گذاری زمان استفاده، قیمت‌گذاری زمان پیک بحرانی و قیمت‌گذاری زمان واقعی می‌باشند. برنامه‌های تشویق محور شامل برنامه‌های بازفروش تقاضا، برنامه‌های پاسخ بار اضطراری، برنامه‌های ظرفیت بازار، برنامه‌های خدمات جانبی، برنامه‌های قطع کننده یا کاهش‌دهنده مصرف بار و کنترل مستقیم بار می‌باشند. در این مقاله از برنامه پاسخ‌گویی بازفروش تقاضا استفاده شده است. در این نوع برنامه پاسخ‌گویی بار، فراهم‌کنندگان پاسخ‌گویی بار (DRP)[۱۸] پیشنهادات کاهش توان را به همراه قیمت مربوطه به بهره‌بردار مستقل سیستم قدرت ارائه می‌دهند. بهره‌بردار مستقل سیستم قدرت به‌منظور کاهش پیک بار و نیز جلوگیری از روشن و یا آماده نگه‌داشتن واحدهای نیروگاهی گران‌قیمت، از این پیشنهادات استفاده می‌کند [۳۴]. قیمت حدی کاهش بار[۱۹] با افزایش مقدار توان کاهشی مصرف‌کنندگان، افزایش می‌یابد. ازاین‌رو، در این مقاله هزینه پیشنهاد کاهش توان توسط منابع پاسخ‌گویی بار به‌صورت تابع درجه دوم مطابق رابطه (۱۷) مدل می‌شود[۳۶].

$$C_d^s\left(\tilde{L}_{d,t}^s\right)=a_d+b_d\times\left(\tilde{L}_{d,t}^s\right)+c_d\times\left(\tilde{L}_{d,t}^s\right)^2 \qquad (۱۷)$$

۳-۱- قیود مسئله $SCUC^{P-P}$ در هر سناریو

$SCUC^{P-P}$ یک مسئله ابعاد وسیع غیرخطی، با اعداد صحیح و با محدودیت‌های پیچیده می‌باشد. همچنین، این مسئله شامل قیود مساوی و نامساوی زیادی می‌باشد. قیودی که در هر سناریو برای تابع هدف این مسئله لحاظ گردیده است، در بخش‌های بعدی آمده است.

۳-۱-۱- محدودیت توان تولیدی واحدهای حرارتی

توان تخصیص داده‌شده به هر واحد حرارتی در هر دوره زمانی و در هر سناریو باید در محدوده مجاز توان تولیدی آن واحد نیروگاه باشد. این قید به‌صورت رابطه (۱۸) بیان می‌شود.

$$P_i^{\min}.I_{i,t}^s\le\tilde{P}_{i,t}^s\le P_i^{\max}.I_{i,t}^s\ \ \forall s,\forall i,\forall t \qquad (۱۸)$$

۳-۱-۲- حداقل زمان روشن و خاموش بودن واحدهای حرارتی

قید حداقل زمان روشن بودن واحد نیروگاهی i در هر سناریو، بیان‌کننده این است که واحد پس از روشن شدن در زمان t باید به‌اندازه کافی روشن بماند و همچنین قید حداقل زمان خاموش بودن بیان‌کننده این است که واحد پس از خاموش شدن در زمان t باید به‌اندازه کافی خاموش بماند. در هر سناریو، قیود حداقل زمان روشن و حداقل زمان خاموش بودن واحد حرارتی i به ترتیب با روابط (۱۹) تا (۲۱) و (۲۲) تا (۲۴) نشان داده شده‌اند [۳۷].

$$\sum_{t=1}^{L_i}\left[1-I_{i,t}^s\right]=0\ ,\ \forall s,\forall i$$
$$L_i=\min\left\{\mathrm{T},\left[T_i^{on}-T_i^0\right]\times I_{i,0}^s\right\} \qquad (۱۹)$$

$$\sum_{\tau=t}^{T_1}I_{i,\tau}^s\ge T_i^{on}y_{i,t}^s\ ,\ \forall s,\forall i,T_1=t+T_i^{on}-1$$
$$\forall t=L_i+1,...,\mathrm{T}-T_i^{on}+1 \qquad (۲۰)$$

$$\sum_{\tau=t}^{T}\left[I_{i,t}^s-y_{i,t}^s\right]\ge 0\ ,\ \forall s,\forall i,$$
$$\forall t\in\left\{\mathrm{T}-T_i^{on}+2,...,\mathrm{T}\right\} \qquad (۲۱)$$

$$\sum_{t=1}^{F_i}\left[I_{i,t}^s\right]=0,\ \forall s,\forall i$$
$$L_i=\min\left\{\mathrm{T},\left[T_i^{off}-sd_i^0\right]\times\left[1-I_{i,0}^s\right]\right\} \qquad (۲۲)$$

$$\sum_{\tau=t}^{T_2}\left[1-I_{i,\tau}^s\right]\ge T_i^{on}z_{i,t}^s\ ,\ ,\ \forall s,\forall i$$
$$T_2=t+T_i^{off}-1\ ,\forall t=F_i+1,...,\mathrm{T}-T_i^{on}+1 \qquad (۲۳)$$

$$\sum_{\tau=t}^{T}\left[1-I_{i,t}^s-z_{i,t}^s\right]\ge 0\ ,\ \forall s,\forall i$$
$$\forall t\in\left\{\mathrm{T}-T_i^{off}+2,...,\mathrm{T}\right\} \qquad (۲۴)$$

۳-۱-۳- نرخ شیب افزایشی و کاهشی واحدها

قید نرخ شیب برای واحد i در هر سناریو، مشخص‌کننده حداکثر افزایش یا کاهش توان تولیدی از هر دوره زمانی به دوره بعد است. قیود نرخ شیب افزایشی و کاهشی به ترتیب در روابط (۲۵) و (۲۶) بیان شده است.

$$\left[\tilde{P}_{i,t}^s-\tilde{P}_{i,t-1}^s\right]\le\begin{pmatrix}\left[1-I_{i,t}^s\times\left[1-I_{i,t-1}^s\right]\right]\times RU_i\\+I_{i,t}^s\times\left[1-I_{i,t-1}^s\right]\times P_i^{\min}]\end{pmatrix}$$
$$\forall s,\forall i,\forall t \qquad (۲۵)$$

$$\left[\tilde{P}_{i,t-1}^s-\tilde{P}_{i,t-1}^s\right]\le\begin{pmatrix}\left[1-I_{i,t-1}^s\left[1-I_{i,t}^s\right]\right]\times RD_i\\+I_{i,t-1}^s\left[1-I_{i,t}^s\right]\times P_i^{\min}]\end{pmatrix}$$
$$\forall s,\forall i,\forall t \qquad (۲۶)$$

۳-۱-۴- محدوده توان عبوری از خطوط انتقال

در هر سناریو و هر دوره زمانی، توان عبوری از خطوط انتقال باید از یک محدوده خاص تجاوز ننماید. روابط (۲۷) و (۲۸) به ترتیب بیان‌کننده توان عبوری و محدوده توان عبوری از هر خط انتقال می‌باشد.

$$\tilde{f}_{l,t}^s=\frac{1}{x_{bb'}}(\tilde{\theta}_{b,t}^s-\tilde{\theta}_{b',t}^s)$$
$$\forall s,\forall l\ ,\forall t,\forall b,b'\in\{1,2,...,N_B\} \qquad (۲۷)$$

$$-F_l^{\max}\le\tilde{f}_{l,t}^s\le F_l^{\max}$$
$$\forall s\ ,\forall l,\forall t \qquad (۲۸)$$

۳-۱-۵- محدودیت کاهش توان توسط منابع پاسخ‌گویی بار

میزان بار قطع‌شده هر فراهم‌کننده پاسخ‌گویی بار، بایستی از یک مقدار معین کم‌تر باشد. محدودیت کاهش توان منابع پاسخ‌گو بار مطابق رابطه (۲۹) بیان می‌شود.

$$\tilde{L}^{s}_{d,t} \le L^{\max}_{d,t} \quad ,\forall s, \forall d\,,\ \forall t \tag{۲۹}$$

۳-۱-۶- تعادل توان شبکه

در هر دوره زمانی و در هر سناریو، توان تولیدی توسط تمام واحدهای برنامه‌ریزی‌شده بایستی تقاضای بار سیستم را تأمین نماید. این قید به‌صورت رابطه (۳۰) بیان می‌شود.

$$\sum_{i=1}^{N_G} \tilde{P}^{s}_{i,t}.I^{s}_{i,t} + \sum_{d=1}^{N_{DRP}} \tilde{L}^{s}_{d,t} + \sum_{w=1}^{N_w} p^{s}_{w,t} = \tilde{D}^{t} \quad \forall s, \forall i, \forall t, \forall d, \forall w \tag{۳۰}$$

۳-۱-۷- ذخیره چرخان

ذخیره چرخان به تفاوت بین کل ظرفیت بالقوه فعال سیستم و مجموع بار اطلاق می‌شود. ذخیره چرخان باید در سیستم موجود باشد تا در صورتی از دست رفتن یک یا چند واحد نیروگاهی، بار شبکه به‌صورت پایدار تأمین گردد. به‌عبارتی‌دیگر، در صورت از دست رفتن یک واحد و عدم تولید توان کافی توسط نیروگاه بادی، باید ذخیره کافی در سایر واحدهای نیروگاهی وجود داشته باشد تا در یک زمان مشخص کمبود توان را جبران نماید. قید ذخیره چرخان به‌صورت رابطه (۳۱) بیان می‌شود [۳۸].

$$\sum_{i=1}^{N_G} \tilde{P}^{s}_{i,t}.I^{s}_{i,t} \ge \tilde{D}^{t} + SR^{t} \quad \forall s, \forall i, \forall t \tag{۳۱}$$

۴- مطالعات عددی

به‌منظور حل مسئله برنامه‌ریزی مشارکت امنیت مقید امکانی-احتمالاتی واحدهای نیروگاهی از حل‌کننده CPLEX نرم‌افزار GAMS در مدل MIP استفاده شده است که در این مدل برای دست‌یابی به جواب بهینه سراسری مسئله، توابع هزینه واحدها از مدل غیرخطی به مدل تکه‌ای_خطی تقریب زده شده‌اند [۳۷]. برای تولید سناریوهای مختلف برای توان نیروگاه بادی از نرم‌افزار MATLAB استفاده شده است. الگوریتم پیشنهادی بر روی شبکه ۲۴ باس IEEE اصلاح‌شده اجرا شده است. این شبکه و داده‌های ورودی آن در ادامه آورده شده‌اند.

۴-۱- شبکه موردمطالعه

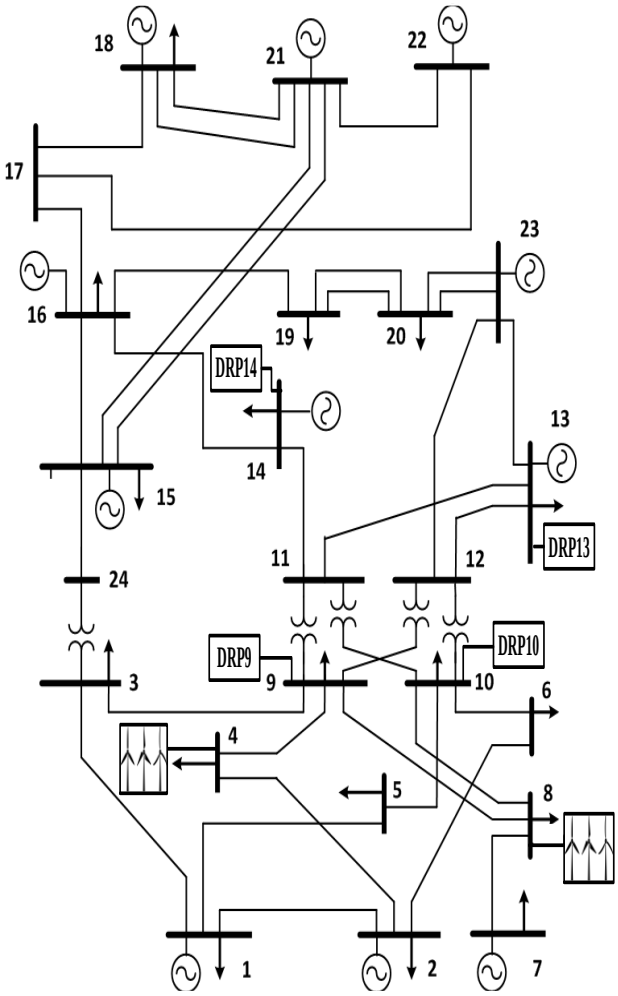
دیاگرام تک‌خطی و بار پایه شبکه ۲۴ باس IEEE اصلاح‌شده به ترتیب در شکل‌های ۴ و ۵ نشان داده شده است. اطلاعات توابع هزینه واحدهای حرارتی که به‌صورت توابع درجه دوم می‌باشند از مرجع [۳۹] گرفته شده‌اند. سایر اطلاعات شبکه نظیر راکتانس و محدوده توان عبوری خطوط انتقال در مرجع [۴۰] آمده است. بار شبکه در مدل *Z_number* در جدول ۱ نشان داده شده است. ضرایب توابع هزینه DRPها و اطلاعات هر واحد نیروگاه بادی به ترتیب در جدول‌های ۲ و ۳ نشان داده شده است.

جدول ۱: پارامترهای بار شبکه به‌صورت *Z_number*

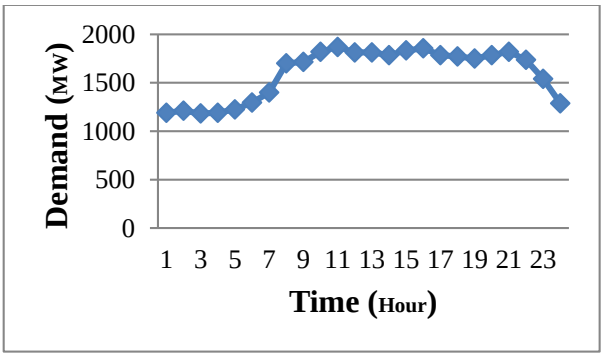
T	D^t	
	$\tilde{A}$	$\tilde{R}$
۱	(۱۰۷۱,۱۱۳۰/۵,۱۲۴۹/۵,۱۳۰۹)	(۰/۹,۰/۹۵,۱)
۲	(۱۰۸۹/۹,۱۱۵۰/۵,۱۲۷۱/۶,۱۳۳۲/۱)	(۰/۹,۰/۹۵,۱)
۳	(۱۰۶۴/۷,۱۱۲۳/۹,۱۲۴۲/۲,۱۳۰۱/۳)	(۰/۹,۰/۹۵,۱)
۴	(۱۰۷۱,۱۱۳۰/۵,۱۲۴۹/۵,۱۳۰۹)	(۰/۹,۰/۹۵,۱)
۵	(۱۱۰۲/۵,۱۱۶۳/۸,۱۲۸۶/۲,۱۳۴۷/۷)	(۰/۹,۰/۹۵,۱)
۶	(۱۱۶۵/۵,۱۲۳۰/۳,۱۳۵۹/۸,۱۴۲۴/۵)	(۰/۹,۰/۹۵,۱)
۷	(۱۲۶۰,۱۳۳۰,۱۴۷۰,۱۵۴۰)	(۰/۹,۰/۹۵,۱)
۸	(۱۵۳۰/۹,۱۶۱۵/۹,۱۷۸۶/۱,۱۸۷۱/۱)	(۰/۸۵,۰/۹,۰/۹۵)
۹	(۱۵۴۳/۵,۱۶۲۹/۳,۱۸۰۰/۸,۱۸۸۶/۵)	(۰/۸۵,۰/۹,۰/۹۵)
۱۰	(۱۶۳۸,۱۷۲۹,۱۹۱۱,۲۰۰۲)	(۰/۸۵,۰/۹,۰/۹۵)
۱۱	(۱۶۸۲/۲,۱۷۷۵/۶,۱۹۶۲/۲,۲۰۵۵/۹)	(۰/۸,۰/۸۵,۰/۹)
۱۲	(۱۶۳۱/۷,۱۷۲۲/۳,۱۹۰۳/۷,۱۹۹۴/۳)	(۰/۸,۰/۸۵,۰/۹)
۱۳	(۱۶۳۱/۷,۱۷۲۲/۳,۱۹۰۳/۷,۱۹۹۴/۳)	(۰/۸,۰/۸۵,۰/۹)
۱۴	(۱۶۰۶/۵,۱۶۵۹/۸,۱۸۷۴/۳,۱۹۶۳/۴)	(۰/۸,۰/۸۵,۰/۹)
۱۵	(۱۶۵۰/۶,۱۷۴۲/۳,۱۹۵۰/۷,۲۰۱۷/۴)	(۰/۸,۰/۸۵,۰/۹)
۱۶	(۱۶۶۹/۵,۱۷۶۲/۳,۱۹۴۷,۲۰۴۰/۵)	(۰/۸۵,۰/۹,۰/۹۵)
۱۷	(۱۶۰۶/۵,۱۶۵۹/۸,۱۸۷۴/۳,۱۹۶۳/۴)	(۰/۸۵,۰/۹,۰/۹۵)
۱۸	(۱۵۹۴,۱۶۸۴/۲,۱۸۵۱,۱۹۴۸/۱)	(۰/۹,۰/۹۵,۱)
۱۹	(۱۵۷۵,۱۶۶۲/۵,۱۸۳۷/۵,۱۹۲۵)	(۰/۹,۰/۹۵,۱)
۲۰	(۱۶۰۶/۵,۱۶۵۹/۸,۱۸۷۴/۳,۱۹۶۳/۴)	(۰/۹,۰/۹۵,۱)
۲۱	(۱۶۳۸,۱۷۲۹,۱۹۱۱,۲۰۰۲)	(۰/۸۵,۰/۹,۰/۹۵)
۲۲	(۱۶۶۲/۴,۱۶۴۹/۲,۱۸۲۳,۱۹۱۰)	(۰/۸,۰/۸۵,۰/۹)
۲۳	(۱۳۸۶,۱۴۴۳,۱۶۷۰,۱۶۹۴)	(۰/۸,۰/۸۵,۰/۹)
۲۴	(۱۱۵۲/۲,۱۲۲۳/۶,۱۳۵۲/۴,۱۴۱۶/۸)	(۰/۸,۰/۸۵,۰/۹)

جدول ۲: ضرایب توابع هزینه منابع پاسخ‌گویی بار

ضرایب توابع هزینه DRP	DRP9	DRP10	DRP13	DRP14
$a\,(\$/h)$	۰	۰	۰	۰
$b\,(\$/WM\,h)$	۱۸	۱۸	۲۰	۲۰
$c\,(\$/WM\,h^2)$	۰/۰۰۷	۰/۰۰۷	۰/۰۰۵	۰/۰۰۵



شکل ۴: دیاگرام تک‌خطی شبکه ۲۴ باس IEEE اصلاح‌شده



شکل ۵: بار پایه شبکه در بازه زمانی ۲۴ ساعت

جدول ۳: اطلاعات واحد بادی

پارامترها	P_R	v_{in}^c	v_{out}^c	v_R	k	c
مقادیر	۲/۵	۱۳	۲۵	۱۲/۵	۳	۸

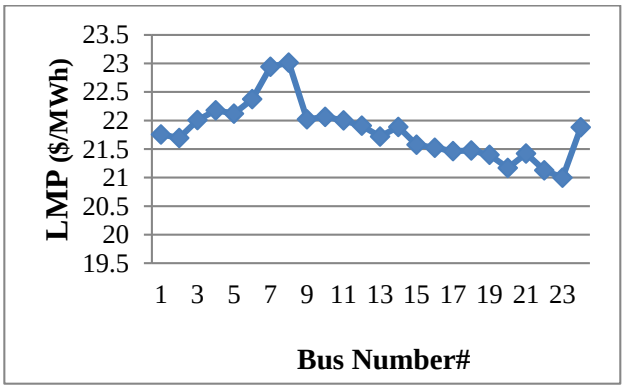
۴-۲- نتایج شبیه‌سازی

در این قسمت نتایج مطالعات عددی آورده شده است. نتایج حاصل از متغیرهای خروجی به‌صورت احتمالاتی می‌باشد و یک محدوده را دربر می‌گیرد. ازاین‌رو برای نمایش بهتر نتایج، مقادیر میانگین خروجی نشان داده شده است. مسئله $SCUC^{P-P}$ برای شبکه مذکور در بازه زمانی روزانه (۲۴ ساعت) در حالت‌های زیر بررسی شده است.

۴-۲-۱- حالت ۱

در این حالت، مسئله برنامه‌ریزی مشارکت امنیت مقید واحدهای نیروگاهی بدون حضور نیروگاه بادی و بدون در نظر گرفتن عدم‌قطعیت بار شبکه حل شده است. پس از حل مسئله در این حالت، برنامه زمان‌بندی بهینه تولید روزانه واحدهای نیروگاهی مطابق جدول ۴ به‌دست می‌آید. همچنین، مقدار هزینه بهره‌برداری روزانه برابر با ۴۹۶۸۴۴ دلار می‌باشد.

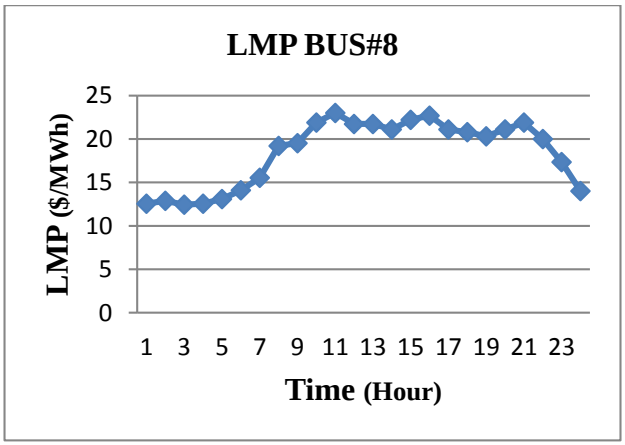
با توجه به جدول ۴ مشاهده می‌شود که واحد حرارتی گران‌قیمت شماره ۳ که در باس ۷ شبکه واقع شده است، در اکثر ساعات پیک بار روشن می‌باشد. روشن بودن این واحد باعث بالا رفتن هزینه بهره‌برداری شبکه شده است. همچنین، در شکل ۶ هزینه حاشیه‌ای محلی (LMP)[۲۰] باس‌های شبکه در ساعت پیک بار روزانه (ساعت ۱۱) رسم شده است. با توجه به شکل ۶، گران‌قیمت‌ترین باس شبکه برای خرید توان باس‌های شماره ۷ و ۸ شبکه می‌باشند. علت اصلی گران‌قیمت بودن این باس‌ها واحد نیروگاهی گران‌قیمت شماره ۳ موجود در باس شماره ۷ می‌باشد. در شکل ۷ هزینه حاشیه‌ای روزانه باس شماره ۸ نشان داده شده است. با توجه به شکل ۷ مشخص می‌شود که با افزایش بار شبکه در ساعات پیک واحدهای نیروگاهی گران‌قیمت سهم بیش‌تری در تولید توان پیدا می‌کنند. ازاین‌رو، در این ساعات هزینه حاشیه‌ای محلی باس‌های شبکه افزایش می‌یابد.



شکل ۶: هزینه حاشیه‌ای محلی باس‌های شبکه در ساعت ۱۱

جدول ۴: توان تولید واحدهای نیروگاهی در حالت ۱

زمان \ واحد	$P_{1(MW)}$	$P_{2(MW)}$	$P_{3(MW)}$	$P_{4(MW)}$	$P_{5(MW)}$	$P_{6(MW)}$	$P_{7(MW)}$	$P_{8(MW)}$	$P_{9(MW)}$	$P_{10(MW)}$
۱	۳۰	۱۵۹/۶	۰	۰	۶۷/۹	۱۲۰/۵	۸۰	۸۰	۸۴	۵۶۸
۲	۳۰	۱۵۹/۶	۰	۰	۸۳	۱۲۰/۵	۸۰	۸۰	۸۹/۹	۵۶۸
۳	۳۰	۱۵۹/۶	۰	۰	۶۶/۵	۱۱۴/۵	۸۰	۸۰	۸۴	۵۶۸
۴	۳۰	۱۵۹/۶	۰	۰	۶۷/۹	۱۲۰/۵	۸۰	۸۰	۸۴	۵۶۸
۵	۳۰	۱۵۹/۶	۰	۰	۸۳	۱۲۰/۵	۸۰	۸۰	۱۰۳/۹	۵۶۸
۶	۳۰	۱۷۵/۶	۰	۰	۸۳	۱۲۴/۲	۸۰	۸۰	۱۰۸	۶۱۴
۷	۴۶/۲	۱۹۲	۰	۰	۹۰/۳	۱۴۳/۵	۸۰	۸۰	۱۰۸	۶۶۰
۸	۴۶/۲	۱۹۲	۰	۲۰۰	۹۹/۵	۱۵۵	۸۰	۸۶/۳	۱۳۲	۶۶۰
۹	۴۶/۲	۱۹۲	۵۰	۲۰۰	۹۹/۵	۱۵۵	۸۰	۱۰۰/۳	۱۳۲	۶۶۰
۱۰	۶۲/۴	۱۹۲	۷۵	۲۰۰	۱۱۶	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۳۵/۶	۶۶۰
۱۱	۶۲/۴	۱۹۲	۷۵	۲۰۰	۱۴۴/۶	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۵۶	۶۶۰
۱۲	۵۹	۱۹۲	۷۵	۲۰۰	۱۱۶	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۳۲	۶۶۰
۱۳	۵۹	۱۹۲	۷۵	۲۰۰	۱۱۶	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۳۲	۶۶۰
۱۴	۴۶/۲	۱۹۲	۷۵	۲۰۰	۱۰۰/۸	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۳۲	۶۶۰
۱۵	۶۲/۴	۱۹۲	۷۵	۲۰۰	۱۱۶	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۴۹/۶	۶۶۰
۱۶	۶۲/۴	۱۹۲	۷۵	۲۰۰	۱۳۰/۶	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۳۲	۶۶۰
۱۷	۴۶/۲	۱۹۲	۷۵	۲۰۰	۱۰۰/۸	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۳۲	۶۶۰
۱۸	۴۶/۲	۱۹۲	۶۲/۳	۲۰۰	۹۹/۵	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۳۲	۶۶۰
۱۹	۴۶/۲	۱۹۲	۵۰	۲۰۰	۹۹/۵	۱۵۵	۱۰۳/۳	۱۱۲	۱۳۲	۶۶۰
۲۰	۴۶/۲	۱۹۲	۷۵	۲۰۰	۱۰۰/۸	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۳۲	۶۶۰
۲۱	۶۲/۴	۱۹۲	۷۵	۲۰۰	۱۱۶	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۳۵/۶	۶۶۰
۲۲	۴۶/۲	۱۹۲	۵۰	۲۰۰	۹۹/۵	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۳۲	۶۶۰
۲۳	۰	۱۸۵/۵	۰	۲۰۰	۸۳	۱۴۳/۵	۸۰	۸۰	۱۰۸	۶۶۰
۲۴	۰	۱۷۵/۵	۰	۰	۸۳	۱۳۲	۸۰	۸۰	۱۰۸	۶۲۹/۲

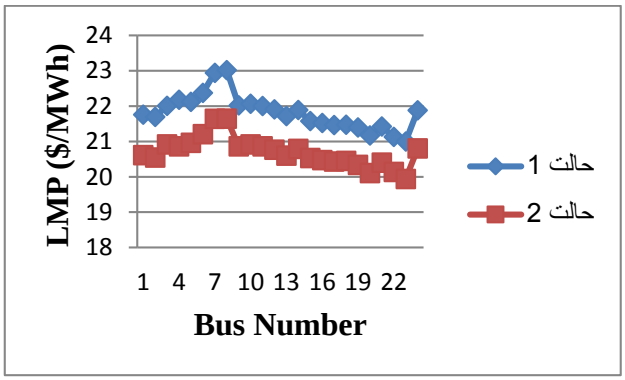


شکل ۷: هزینه حاشیه‌ای محلی روزانه باس شماره ۸

۴-۲-۲- حالت ۲

در این حالت مسئله $SCUC^{P-P}$ در حضور عدم‌قطعیت نیروگاه بادی و عدم‌قطعیت بار شبکه حل شده است. عدم‌قطعیت سرعت باد و بار شبکه به ترتیب با تابع توزیع احتمال ویبال و اعداد *Z_number* مدل شده‌اند. پارامترهای بار شبکه به‌صورت اعداد *Z_number* در جدول ۱ نشان داده شده است. همچنین، پارامترهای تابع توزیع احتمال ویبال در جدول۲ آمده است. برای حل مسئله در این حالت مطابق فلوچارت شکل ۳ عمل می‌شود که ۴۰۰۰ سناریو برای سرعت باد با استفاده از روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو تولید شده است که در هر سناریو، نیروگاه بادی دارای مقدار توان معینی است. همچنین، برای محاسبه تابع عضویت تابع هدف در هر سناریو، بار شبکه از مدل *Z_number* به مدل فازی تبدیل شده

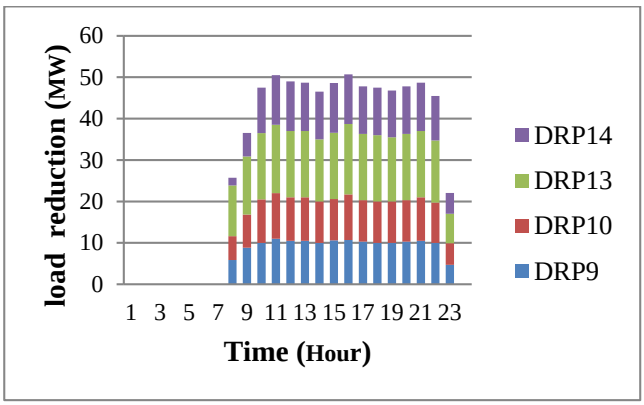
است. در هر سناریو برای محاسبه تابع عضویت تابع هدف، اندازه گام برش آلفا ۰/۱ در نظر گرفته شده است. با توجه به شکل ۶ در حالت ۱، هزینه حاشیه‌ای محلی باس‌های شماره ۴ و ۸ نسبت به باس‌های مجاور خود بیش‌تر می‌باشند. ازاین‌رو، به‌منظور کاهش هزینه حاشیه‌ای این باس‌ها فرض می‌شود که دو نیروگاه بادی ۳۰ مگاواتی در این باس‌ها قرار دارد. هر یک از این نیروگاه‌ها شامل ۱۲ واحد ۲/۵ مگاواتی می‌باشند. اطلاعات هریک از این واحدهای بادی در جدول ۳ نشان داده شده است. پس از حل مسئله در این حالت، مقدار هزینه بهره‌برداری ۴۸۳۹۸۱ دلار به‌دست می‌آید که نسبت به حالت ۱ کاهش چشم‌گیری داشته است. برنامه زمان‌بندی بهینه تولید روزانه واحدهای نیروگاهی در جدول ۵ نشان داده شده است. با توجه به جدول ۵، حضور نیروگاه بادی در باس ۸ سبب خاموش شدن واحد حرارتی گران‌قیمت شماره ۳ شده است. همچنین، با توجه به جداول ۴ و ۵، مشاهده می‌شود که در حالت ۲ نسبت به حالت ۱ واحدهای گران‌قیمت سهم کم‌تری در تولید توان ایفا نموده‌اند. LMP باس‌های شبکه در حالت ۱ و ۲ در شکل ۸ مقایسه شده‌اند. با توجه به این، LMP باس‌های شبکه در حالت ۲ نسبت به حالت ۱ کاهش یافته است. دلیل اصلی کاهش LMP، حضور نیروگاهی بادی در باس‌های ۴ و ۸ بوده که مؤید حضور کم‌تر واحدهای گران‌قیمت حرارتی درنتیجه نفوذ منابع بادی در عملیات بهره‌برداری می‌باشد.



شکل ۸: هزینه حاشیه‌ای محلی باس‌های شبکه در ساعت ۱۱، در حالت ۱ و ۲

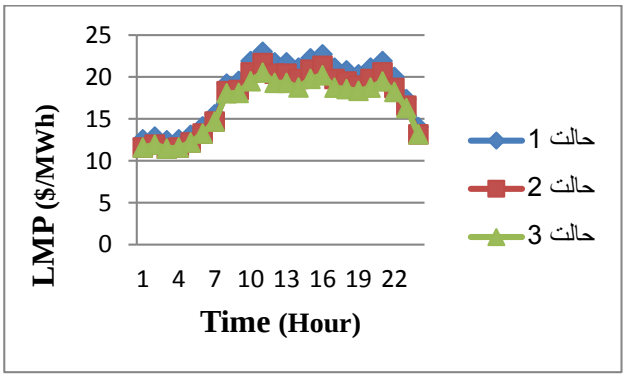
۴-۲-۳- حالت ۳

در این حالت مسئله $SCUC^{P-P}$ در حضور عدم‌قطعیت بار شبکه، نیروگاه بادی و در نظر گرفتن منابع پاسخ‌گویی بار حل شده است. با توجه به LMP باس‌های شبکه در شکل ۶، باس‌های ۹، ۱۰، ۱۳ و ۱۴ دارای هزینه حاشیه‌ای زیادی می‌باشند. بنابراین، فرض شده است فراهم‌کنندگان پاسخ‌گویی بار در این باس‌ها قرار دارند. ضرایب توابع هزینه فراهم‌کنندگان پاسخ‌گویی بار در جدول ۲ آمده است. حداکثر توان قابل کاهش توسط این بارهای پاسخ‌گو ۱۰ درصد بار پایه باس مربوطه در نظر گرفته شده است. عدم‌قطعیت سرعت باد و بار شبکه و تعداد سناریوهای تولیدی و گام برش آلفا همانند حالت ۲ در نظر گرفته شده است. پس از حل مسئله در این حالت، مقدار هزینه بهره‌برداری روزانه ۴۸۱۹۱۲ دلار به‌دست می‌آید. با توجه به شکل ۹، علت اصلی کاهش هزینه بهره‌برداری در این حالت نسبت به دو حالت قبل این می‌باشد که به‌جای استفاده از واحدهای نیروگاهی گران‌قیمت در ساعات ۸ تا ۲۳ از منابع پاسخ‌گویی بار استفاده شده است. منابع پاسخ‌گویی بار در ساعات پیک، توان خود را کاهش داده‌اند و سبب شده‌اند واحدهای نیروگاهی گران‌قیمت سهم کم‌تری در تولید توان ایفا نمایند.



شکل ۹: مقدار توان کاهشی منابع پاسخ‌گویی بار در حالت ۳

همچنین، در شکل ۱۰ هزینه حاشیه‌ای محلی باس شماره ۸ در ۳ حالت نشان داده شده است. با توجه به این شکل، مقدار هزینه حاشیه‌ای محلی باس‌ها در ساعات پیک در این حالت نسبت به حالت دیگر کاهش یافته است. در حالت ۳ منابع پاسخ‌گویی بار در ساعات پیک، بار خود را کاهش داده‌اند و باعث مسطح شدن منحنی بار شبکه شده‌اند. ازاین‌رو، هزینه حاشیه‌ای محلی باس شماره ۸ در حالت ۳ کاهش بیش‌تری داشته است. همان‌طور که در حالت ۲ بیان شد، به دلیل ارزان‌قیمت بودن توان نیروگاه بادی LMP باس‌های شبکه در حالت ۲ نسبت به حالت ۱ کاهش یافته‌اند. از طرف دیگر، حضور منابع پاسخ‌گویی بار، باعث پوشش عدم‌قطعیت توان تولیدی نیروگاه بادی و درنتیجه کاهش هزینه بهره‌برداری شده‌اند.



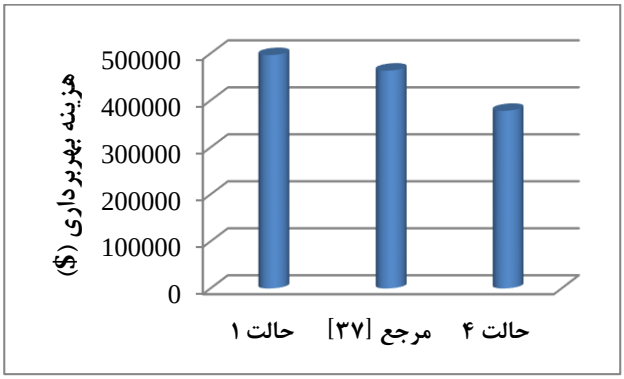
شکل ۱۰: مقایسه هزینه حاشیه‌ای باس شماره ۸ در حالات ۱ تا ۳

جدول ۵: مقدار متوسط توان تولیدی واحدهای نیروگاهی در حالت ۲

واحد / زمان	$P_{1(MW)}$	$P_{2(MW)}$	$P_{3(MW)}$	$P_{4(MW)}$	$P_{5(MW)}$	$P_{6(MW)}$	$P_{7(MW)}$	$P_{8(MW)}$	$P_{9(MW)}$	$P_{10(MW)}$
۱	۳۰	۹۱/۴	۰	۰	۶۶/۵	۱۱۰	۸۰	۸۰	۸۴	۵۶۱/۴
۲	۳۰	۱۵۵/۸	۰	۰	۶۹/۷	۱۱۴/۸	۸۰	۸۰	۸۴/۱	۵۶۷/۱
۳	۳۰	۱۴۶/۷	۰	۰	۶۶/۵	۱۰۹/۲	۸۰	۸۰	۸۴	۵۵۷/۳
۴	۳۰	۱۴۸/۹	۰	۰	۶۶/۶	۱۰۹/۲	۸۰	۸۰	۸۴	۵۶۱/۲
۵	۳۰	۱۵۸/۳	۰	۰	۷۴/۷	۱۱۷/۹	۸۰	۸۰	۸۶/۷	۵۶۸
۶	۳۰	۱۶۲	۰	۰	۸۳	۱۲۰/۶	۸۰	۸۰	۱۰۸	۶۰۱/۸
۷	۴۲/۶	۱۷۹/۳	۰	۰	۸۳/۳	۱۳۸	۸۰	۸۰	۱۰۸	۶۵۹/۲
۸	۴۶/۲	۱۹۲	۰	۲۰۰	۹۹/۵	۱۵۵	۸۴/۳	۱۰۳	۱۳۱/۷	۶۶۰
۹	۴۶/۲	۱۹۲	۰	۲۰۰	۹۹/۷	۱۵۵	۹۱/۳	۱۰۸/۶	۱۳۲	۶۶۰
۱۰	۶۲/۳	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۳۸/۷	۱۵۵	۱۱۵/۲	۱۱۲	۱۵۵/۴	۶۶۰
۱۱	۷۱/۳	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۴۸/۸	۱۵۵	۱۴۰/۶	۱۱۲	۱۵۹/۴	۶۶۰
۱۲	۶۲/۲	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۳۴/۱	۱۵۵	۱۱۳/۳	۱۱۲	۱۵۴/۵	۶۶۰
۱۳	۶۲/۲	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۳۴/۱	۱۵۵	۱۱۳/۳۸	۱۱۲	۱۵۴/۵	۶۶۰
۱۴	۶۰/۳	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۱۸/۴	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۴۵/۴	۶۶۰
۱۵	۶۲/۳	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۴۴/۶	۱۵۵	۱۲۲/۱	۱۱۲	۱۵۵/۸	۶۶۰
۱۶	۶۶/۴	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۴۴/۱	۱۵۵	۱۳۴/۸	۱۱۲	۱۵۶/۳	۶۶۰
۱۷	۶۰/۳	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۱۸/۴	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۴۵/۷	۶۶۰
۱۸	۵۷/۳۴	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۱۴/۳	۱۵۵	۱۱۱	۱۱۲	۱۳۸/۷	۶۶۰
۱۹	۵۰/۲۳	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۰۹/۴	۱۵۵	۱۰۹/۳	۱۱۲	۱۳۲/۴	۶۶۰
۲۰	۶۰/۲	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۱۸/۳	۱۵۵	۱۱۲	۱۱۲	۱۴۵/۴	۶۶۰
۲۱	۶۲/۳	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۱۸/۳	۱۵۵	۱۱۵/۱	۱۱۲	۱۵۵/۳	۶۶۰
۲۲	۴۶/۸	۱۹۲	۰	۲۰۰	۱۰۴/۳	۱۵۵	۱۰۴/۵	۱۱۱/۸	۱۳۲	۶۶۰
۲۳	۰	۱۷۸/۱	۰	۱۷۸/۲	۸۴/۵	۱۳۷/۱	۸۰/۵	۸۳/۴	۱۱۰/۶	۹۵۲/۷
۲۴	۰	۱۷۰	۰	۰	۸۳	۱۲۴/۴	۸۰	۸۰	۱۰۸	۶۱۳/۲

٤-٢-٤- حالت ٤

در این حالت، ظرفیت تولید نیروگاه‌های بادی برابر با ۲۰ درصد بار پایه شبکه موردمطالعه در نظر گرفته شده و عدم‌قطعیت سرعت باد و بار شبکه نیز همانند حالت ۲ لحاظ گردیده‌اند. همچنین، منابع پاسخ‌گویی بار همانند حالت ۳ در نظر گرفته شده‌اند. در این حالت، مقدار هزینه بهره‌برداری ۳۷۸۱۴۰ دلار به‌دست می‌آید که نسبت به حالات ۱ تا ۳ و همچنین مرجع [۳۹] کاهش قابل‌ملاحظه‌ای نموده است. در شکل ۱۱ مقادیر هزینه بهره‌برداری در حالات مختلف و مرجع [۳۹] مقایسه و نشان داده شده است. با توجه به شکل ۱۱، مقدار هزینه بهره‌برداری در حالت ۴ نسبت به مرجع [۳۹] به مقدار قابل‌ملاحظه‌ای کاهش یافته است. همچنین، دلیل بیش‌تر بودن هزینه بهره‌برداری در حالت ۱ نسبت به مرجع [۳۹] این است که در این مرجع مسئله SCUC در حضور منابع تولید پراکنده حل شده است اما در مقاله حاضر مسئله تنها در حضور ۱۰ واحد حرارتی به‌منظور مقایسه با حالات ۲ و ۳ حل گردیده و منابع تولید پراکنده در حالت ۱ در نظر گرفته نشده‌اند.



شکل ۱۱: مقادیر هزینه بهره‌برداری در حالات مختلف

۵- نتیجه‌گیری

در این مقاله، روشی جدید برای حل مسئله مشارکت امنیت مقید واحدهای نیروگاهی در حضور عدم‌قطعیت‌های امکانی و احتمالاتی سیستم قدرت ارائه شده است. عدم‌قطعیت‌های این مسئله، بار شبکه و نیز توان تولیدی نیروگاه بادی در نظر گرفته شده‌اند که بار شبکه در هر ساعت به‌صورت متغیر امکانی با اعداد *Z_number* مدل گردیده است. همچنین، عدم‌قطعیت سرعت باد با استفاده از تابع توزیع ویبال به‌صورت احتمالاتی مدل شده است. برای پوشش این عدم‌قطعیت‌ها، از منابع پاسخ‌گویی بار استفاده شده است. به‌منظور حل این مسئله در حضور این دو نوع عدم‌قطعیت، از روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو برای تولید سناریوهای مختلف برای سرعت باد استفاده شده است و از روش برش آلفا به‌منظور محاسبه تابع عضویت متغیرهای خروجی در هر سناریو استفاده شده است. به‌منظور ارزیابی روش پیشنهادی، شبکه ۲۴ باس IEEE اصلاح‌شده در چهار حالت مورد مطالعه قرار گرفته است. نتایج عددی نشان می‌دهد که استفاده از نیروگاه بادی و منابع پاسخ‌گویی بار در سیستم‌های قدرت منجر به کاهش هزینه بهره‌برداری و کاهش هزینه حاشیه‌ای محلی باس‌های شبکه می‌شود. همچنین، مشاهده شد که استفاده از منابع پاسخ‌گویی بار عدم‌قطعیت توان تولیدی نیروگاه باد و عدم‌قطعیت بار شبکه را پوشش می‌دهد.

مراجع

[1] M. Shahidehpour, H. Yamin and Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems*, Wiley Online Library, 2002.

[2] World Wind Energy Association, *Energy World Wind Energy Report*, 2010, Available: http://www.indea.org /home/images /stories/pdfs/worldwindenerg yre - port2010_s.pdf.

[3] W. Tian, M. Shahidehpour and Z. Li, "Analysis of 2030 large-scale wind energy integration in the eastern interconnection using WINS," *The Electricity Journal*,vol. 24, no. 8, pp. 71–87, 2011.

[4] J. Wang, M. Shahidehpour and Z. Li, "Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1319–1327, 2008.

[5] B. C. Ummels, M. Gibescu, E. Pelgrum, W.L. Kling and A. J. Brand, "Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 22, no. 1, pp. 44–51, 2007.

[6] Z. Li and M. Shahidehpour, "Security-constrained unit commitment for simultaneous clearing of energy and ancillary services markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp.1079-1088, 2005.

[7] P. boot and B. Van bree, "A zero-carbon European power system in 2050: proposals for a policy package," *Energy Research Centre of the Netherlands*, 2010.

[8] F. Bouffard and D. F. Galiana, "Stochastic security for operations planning with significant wind power," *IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1-11, 2008.

[9] J. Ge, Z. Li and F. Wang, "Study on the Optimization Method of Spinning Reserve Schedule in Wind Power Integrated Power System Based on Chance-Constrained Programming," *IEEE Power System Technology*, pp. 1-5, 2010.

[10] J. Morales, A. Conejo and J. Pérez, "Economic valuation of reserves in power systems with high penetration of wind power," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 900–910, 2009.

[11] J. Valenzuela and M. Mazumdar, "Monte carlo computation of power generation production costs under operating constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, pp. 671–677, 2001.

[12] S. Takriti, J. R. Birge and E. Long, "A stochastic model for the unit commitment problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1497–1508, 1996.

[13] R. H. Liang and J. H. Liao, "A Fuzzy-optimization approach for generation scheduling with wind and solar energy systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1665-1674, 2007.

[14] H. Daneshi and A. K. Srivastava, "Security-constrained unit commitment with wind generation and compressed airenergy storage," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 6, no. 2, pp. 167-175, 2012.

[15] G. Taljan, C. Canizare, M. Fowler and G. Verbic, "The feasibility of hydrogen storage for mixed wind-nuclear power plants," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1507-1518, 2008.

[16] M. E. Khodayar and L. Wu, M. Shahidehpour, "Hourly coordination of electric vehicle operation and volatile wind power generation in SCUC," *IEEE Transactions on Smart Grid*,vol. 3, no. 3, pp. 1271-1279, 2012.

[17] N. Zhang, Z. Hu, X. Han, J. Zhang and Y. Zhou "A fuzzy chance-constrained program for unit commitment problem considering demand response, electric vehicle and wind power", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, pp. 201-29, 2015.

[18] M. Parvania and M. Fotuhi-Firuzabad, "Integrating load reduction into wholesale energy market with application to wind power integration," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 35–45, 2012.

[19] H. Wu, M. Shahidehpour and A. Al-Abdulwahab, "Hourly demand response in day-ahead scheduling for managing the variability of renewable energy," *IET Generation Transmission Distribution*, vol. 7, no. 3, pp. 226–234, 2013.

[20] M. Basil and A. Jamieson, "Uncertainty of complex systems by monte carlo simulation," *measurement and control*, vol. 32, no. 1, pp. 16-20, 1999.

[21] G. Verbic and C. A. Canizares, "probabilistic optimal power flow in electricity markets based on a two-point estimate method," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1883-1893, 2006.

[22] R. Allan, A. Leite and R. Burchett, "Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 5, no. 100, pp. 2539-2546, 1981.

[23] G. Boyle, *Renewable Energy Power for a Sustainable Future*, Oxford Univercity Press; 2004.

[۲۴] معصومه جوادی، موسی مرزبند و سید مازیار میرحسینی مقدم، «مدیریت بهینه انرژی ریزشبکه‌ها در بازار خرده‌فروشی بر پایه روش تئوری بازی غیرهمکارانه با در نظر گرفتن عدم‌قطعیت،» *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۶، شماره ۱، صفحه ۶۳-۷۴، بهار ۱۳۹۵.

[25] A. L. Zadeh, "A note on Z-numbers," *Information Sciences*, vol. 181, no. 14, pp. 2923-2932, 2011.

[26] B. Kang, W. Daijun, L. Ya and D. Yong, "A method of converting Z-number to classical fuzzy number," *Journal of Information and Computational Science*, vol. 9, no. 3, pp. 703-709, 2012:

[27] T. Li and M. Shahidehpour, "Price-based unit commitment: A case of Lagrangian relaxation versus mixed integer programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 2015–2025, 2005.

[28] J. T. Ross, "Fuzzy logic with engineering applications," *John Wiley and Sons*, 2010.

[29] B. Wang, S. Wang, X. Z. Zhou and J. Watada, "Multi-Objective Unit Commitment Optimization Under Hybrid Uncertainties," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2266-2277, 2016.

[30] J. O. Kim and C. Singh, "Including uncertainty in LOLE calculation using fuzzy set theory," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 1, pp.19–25, 2002.

[31] P. Yu, "Security constrained stochastic power system scheduling algorithms-with wind electric generators," *Ryerson University (Canada)*, (2013).

[32] H. Zhang and D. Liu, "Fuzzy modeling and fuzzy control," *Springer Science and Business Media*, 2006.

[33] M. Jafarian and A. M. Ranjbar, "Fuzzy modeling techniques and artificial neural networks to estimate annual energy output of a wind turbine," *Elsevier Renewable Energy*, vol. 35, no. 9, pp. 2008-2014, 2010.

[34] FERC report, *Demand response and Advanced Metering*, Aug 2006. Available at: http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/ demand response.pdf [accessed 12.11.15].

[35] J. Aghaei and M. Alizadeh, "Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review," *Elsevier Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 64-72, 2013:

[36] N. Zhang, H. Zhaoguang, H. Xue, Z. Jian and Z. Yuhui, "A fuzzy chance-constrained program for unit commitment problem considering demand response, electric vehicle and wind power," *Elsevier International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, pp. 201-209, 2015:

[37] A. Ahmadi, J. Aghaei, H. A. Shayanfar and A. Rabiee, "Mixed Integer Programming of Multiobjective Hydro-Thermal Self Scheduling," *Elsevier Applied Soft Computing*, vol. 12, no. 8, pp. 2137–2146, 2012.

[۳۸] حسین شکری و سجاد نجفی روادانق، «حل مسئله مشارکت بهینه واحدهای نیروگاهی در حضور منابع انرژی تجدیدپذیر،» *مجله مهندسی برق دانشگاه تبریز*، دوره ۴۵، شماره ۱، صفحه ۴۲-۲۹، بهار ۱۳۹۴.

[39] A. Kargarian and Y. Fu, "System of systems based security-constrained unit commitment incorporating active distribution grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 5, pp. 2489-2498, 2014.

[40] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, Q. Allann, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, A. Shahidehpour and C. Singh, "The IEEE reliability test system1996," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–120, 1999.

زیرنویس‌ها

[1] Security Constrained Unit Commitment

[2] Demand Bidding Programs

[3] Possiblistic

[4] Two point estimation method

[5] Fourier transformation

[6] (SCUC) Possiblistic -Probabilistic

[7] General Algebraic Modeling System

[8] Mixed Integer Programing

[9] Probability Dencity Function

[10] Trapezoid Fuzzy Number

[11] Triangular fuzzy number

[12] α - Cut

[13] Defuzzification

[14] Centroid Method

[15] Weibull

[16] Monte Carlo Simulation

[17] Federal Energy Regulatory Commission

[18] Demand Response Provider

[19] Marginal Cost of demand curtailment

[20] local marginal price