

# برنامه‌ریزی توسعه سیستم انتقال براساس قابلیت اطمینان و

## عدم قطعیت مکان مزارع بادی

ساناز محمودی<sup>۱</sup>، مازیار میرحسینی مقدم<sup>۲</sup> و بهنام علیزاده<sup>۳</sup>

<sup>۱</sup> دانشجوی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد لاهیجان، گروه مهندسی برق، s.mahmoudi2008@gmail.com

<sup>۲</sup> استادیار، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد لاهیجان، گروه مهندسی برق، m.mirhosseini@liau.ac.ir

<sup>۳</sup> استادیار، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد لاهیجان، گروه مهندسی برق، behnam\_alizadeh@liau.ac.ir

چکیده - افزایش سطح نفوذ مزارع بادی و لزوم حفظ قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت باعث شده تا توسعه بهینه سیستم انتقال یکی از مسائل مهم در برنامه‌ریزی توسعه سیستم قدرت به شمار آید. از این رو، در این مقاله، یک ساختار جدید برای برنامه‌ریزی توسعه سیستم انتقال (TEP) با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های توان خروجی مزارع بادی، تقاضای بار، مکان مزارع بادی جدید و هزینه حاشیه‌ای محلی (LMP) ارائه می‌گردد. در این برنامه‌ریزی، ظرفیت خطوط انتقال جدید با توجه به مجموعه کاندیداهای تعریف شده و با هدف حداقل‌سازی مجموع هزینه‌ها تعیین می‌شود. اما، طرح بهینه باید به گونه‌ای انتخاب شود که در شرایط مختلف، قابل بهره‌برداری باشد. از این رو، در این مقاله، علاوه بر عدم قطعیت‌های اشاره شده، عدم قطعیت نرخ خروج (FOR) خطوط انتقال نیز در نظر گرفته می‌شود تا با تقویت طرح توسعه سطح قابلیت اطمینان سیستم بهبود یابد. بررسی ساختار پیشنهادی با استفاده از سیستم ۶ باس گارور، کارآئی این ساختار را نشان می‌دهد. کلید واژه - برنامه‌ریزی توسعه سیستم انتقال (TEP)، مزارع بادی، نرخ خروج (FOR) خطوط انتقال، هزینه حاشیه‌ای محلی (LMP).

### ۱- مقدمه

و برای حل مسأله پیشنهادی از الگوریتم ژنتیک استفاده شده است. در [۳] از ساختار دو سطحی برای حل مسأله TEP استفاده شده است. در این مقاله عدم قطعیت‌های توان خروجی مزارع بادی و تقاضای بار در تعیین پاسخ بهینه مدنظر قرار گرفته است. در [۴] ساختار TEP چند هدفه‌ای براساس حداقل‌سازی مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری و انرژی تغذیه نشده و حداقل‌سازی مجموع هزینه تولید ژنراتور متعارف مورد نیاز جهت جبران انرژی باد قطع شده معرفی و با استفاده از الگوریتم ژنتیک مرتب‌سازی مستقل (NSGAI) II حل شده است. در این مسأله، عدم قطعیت‌های توان بادی و تقاضای بار با استفاده از دسته‌بندی سلسله مراتبی متراکم مدلسازی شده‌اند.

محدودیت ظرفیت خطوط انتقال باعث بروز تراکم و افزایش قدرت بازار در تولیدکننده‌های محلی و افزایش هزینه خرید مصرف‌کنندگان می‌شود [۵]. در نتیجه، سطح تراکم یک مسأله مهم در بهره‌برداری و برنامه‌ریزی توسعه سیستم انتقال به شمار می‌آید. با توجه به اینکه، هزینه تراکم با استفاده از هزینه حاشیه‌ای محلی (LMP) محاسبه می‌شود و LMP هزینه حاشیه‌ای آخرین واحد در مکان و زمان خاص براساس تراکم است [۶]، بنابراین، این قیمت متناسب با نحوه برنامه‌ریزی تغییر

برنامه‌ریزی توسعه سیستم انتقال (TEP)، با هدف تعیین مکان، زمان و ظرفیت خطوط انتقال جدید و به منظور تأمین تقاضای بار در طول افق برنامه‌ریزی انجام می‌شود [۱]. در سال‌های اخیر، به واسطه اهمیت توجه به مسایل زیست محیطی و افزایش حمایت دولت‌ها از انرژی‌های تجدیدپذیر، میزان نفوذ این انرژی‌ها به ویژه توان بادی در سیستم‌های قدرت افزایش یافته است. با توجه به اینکه، توان خروجی مزارع بادی وابسته به سرعت باد است. در نتیجه، این توان در کنار تقاضای بار به عنوان یک عدم قطعیت مهم برای TEP به شمار می‌آید و می‌تواند بر نحوه اتخاذ تصمیمات سرمایه‌گذاری در بخش انتقال تأثیر به سزایی داشته باشد. از این رو، مطالعات بسیاری در این زمینه انجام شده است [۲-۴]. در [۲]، یک ساختار جدید برای TEP براساس برنامه‌ریزی با قید فرصت و با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های توان خروجی مزارع بادی و تقاضای بار معرفی شده است. در این مرجع، عدم قطعیت‌ها با استفاده از تابع چگالی احتمالاتی و روش تحلیل مونت کارلو (MCS) مدلسازی شده‌اند

غیرخطی زیر [۸]، مقادیر توان بادی در هر یک از سناریوها بدست می‌آید.

$$pw_i^{\max} = \begin{cases} 0 & 0 \leq v_w < v_{CI} \\ \frac{PR(v_w - v_{CI})}{v_R - v_{CI}} & v_{CI} \leq v_w < v_R \\ PR & v_R \leq v_w < v_{CO} \\ 0 & v_w \geq v_{CO} \end{cases} \quad (1)$$

از آنجا که تعداد سناریوهای تولید شده برای دو عدم قطعیت اشاره شده براساس روش MCS زیاد است، در نتیجه، این روش حجم محاسباتی بالایی دارد. از این رو، در فلوچارت شکل (۱) علاوه بر نحوه مدلسازی این دو عدم قطعیت، نحوه کاهش سناریوها به منظور کاهش حجم محاسبات نشان داده می‌شود.

## ۲-۲- TEP

با توجه به اینکه در یک سیستم قدرت، اتخاذ تصمیمات سرمایه‌گذاری در بخش انتقال با هدف حداقل‌سازی مجموع هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه‌های بهره‌برداری صورت می‌گیرد، تابع هدف مسأله TEP پیشنهادی (obj1) به ترتیب حداقل‌سازی مجموع هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه قطع بار، هزینه بهره‌برداری از واحدهای تولید متعارف و هزینه بهره‌برداری از مزارع بادی را به صورت زیر شامل می‌شود:

$$\begin{aligned} & \min \sum_{i,j \in Inc \in NC} \sum_{tr \in TR} c_{tr} \times d_{i,j} \times n_{i,j,nc,tr} \\ & + T \times 8760 \times \left( \sum_{i \in I} \sum_{nd \in ND} DT_{nd} \times lcc_i \times ud_{i,nd} \right) \\ & + \sum_{i \in I} \sum_{nd \in ND} \sum_{kpc \in KPC} \sum_{tpc \in TPC} DT_{nd} \times occ_i \\ & \times PC_{i,nd,kpc,tpc} \\ & + \sum_{i \in I} \sum_{nd \in ND} DT_{nd} \times ocw_i \times pw_{i,nd} \end{aligned} \quad (2)$$

قیود مساوی و نامساوی این مسأله را نیز می‌توان به صورت زیر دسته‌بندی کرد:

### (۱) قیود تعادل

با استفاده از رابطه پخش بار (۳)، تعادل مابین میزان تولید، بار و توان عبوری از مسیرهای عبور توان برقرار می‌شود و میزان توان عبوری در این رابطه با استفاده از رابطه (۴) تعیین می‌گردد. در رابطه (۴)، متغیر کمکی  $\phi_{i,j,nd,tr}$  میزان توان عبوری از خطوط انتقال جدید را نشان می‌دهد [۱۰] و مقدار آن با استفاده از معادله‌های (۵) - (۷) تعیین می‌شود و معادله (۸) تعیین‌کننده محدوده توان عبوری از مسیرهای عبور توان است که تعداد خطوط انتقال جدید در این معادله با استفاده معادله‌های (۹) و (۱۰) تعیین می‌شود.

می‌کند و می‌توان آن را نیز به عنوان یک عدم قطعیت مهم برای TEP به شمار آورد. از سوی دیگر، سیستم قدرت باید در شرایطی بهره‌برداری شود که در صورت بروز قطعی، تراکم و یا ناپایداری در شبکه رخ ندهد. اما، بررسی تمامی شرایط، غیرممکن است و باید امنیت سیستم در مقابل مجموعه‌ای از حالات بررسی گردد [۷]. از این رو، در [۸]، یک ساختار جدید برای TEP با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های توان خروجی مزارع بادی، بار و نرخ خروج (FOR) خطوط انتقال معرفی شده است. این مسأله با استفاده از تجزیه بندرز و معیار امنیت N-1 براساس یک کران بالا برای قطع بار حل شده است. در [۹]، یک ساختار جدید برای برنامه‌ریزی هماهنگ توسعه تولید و سیستم انتقال با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های تقاضای بار و هزینه سرمایه‌گذاری معرفی شده است. در این مقاله، بررسی قابلیت اطمینان با استفاده از HLII انجام شده است.

با توجه به اینکه مکان مزارع بادی متناسب با شرایط جغرافیایی تعیین می‌شود، تنها راه دستیابی به این توان استفاده از خطوط انتقال است. اما، در محیط تجدید ساختار یافته توسعه تولید و سیستم انتقال به طور مجزا انجام می‌شوند. بنابراین، برنامه‌ریزان توسعه سیستم انتقال با عدم قطعیت مکان مزارع بادی جدید نیز مواجه هستند. از این رو در این مقاله، ساختار جدیدی برای TEP با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های توان خروجی مزارع بادی، تقاضای بار، LMP و FOR خطوط انتقال ارائه می‌شود. در این برنامه‌ریزی، ظرفیت خطوط انتقال براساس کاندیداهای در نظر گرفته شده تعیین می‌شوند. از سوی دیگر، در این ساختار، به منظور حفظ امنیت سیستم، تقویت طرح توسعه نیز مدنظر قرار می‌گیرد، به گونه‌ای که بین سطح قابلیت اطمینان و هزینه‌ها تعادلی مناسب برقرار شود.

در ادامه این مقاله، ابتدا در بخش ۲، روش پیشنهادی معرفی می‌گردد. در بخش ۳، شبیه‌سازی‌ها نشان داده می‌شوند و در نهایت، در بخش ۴، نتایج مطرح می‌گردند.

## ۲- برنامه‌ریزی توسعه سیستم انتقال

### ۲-۱- مدلسازی عدم قطعیت‌ها

در روش MCS، عدم قطعیت تقاضای بار با استفاده از تابع توزیع نرمال مدلسازی می‌شود. اما، برای مدلسازی عدم قطعیت توان خروجی مزارع بادی در ابتدا با بکارگیری تابع توزیع وِیبال و در نظر گرفتن همبستگی سرعت باد در سایت‌های مختلف مجموعه‌ای از سناریوها تولید می‌شود و سپس با استفاده از تابع

سرمایه‌گذاری با حفظ رفاه اجتماعی صورت گیرد. از این رو، در ابتدا، مجموعه‌ای از پاسخ‌های حاصل از TEP پیشنهادی ذخیره می‌شوند. سپس، مطابق رابطه (۲) و (۱۶)، (obj2)، پاسخی که حداقل مجموع هزینه‌ها (obj1+obj2) را دارد به عنوان طرح برتر انتخاب می‌شود. در رابطه (۱۶) متغیر کمکی  $cc_{i,j,nd}$  تعیین‌کننده مقدار مثبت هزینه تراکم است و مقدار این متغیر طبق معادله‌های (۱۷) - (۲۲) که براساس روش M بزرگ نوشته شده‌اند [۱۱]، بدست می‌آیند. در معادله‌های (۱۷) - (۱۸) مقدار متغیر باینری کمکی  $\beta_{i,j,nd}$  و در معادله‌های (۱۹) - (۲۲) مقدار هزینه تراکم تعیین می‌گردد.

$$\text{Min} \sum_{i,j \in I} \sum_{nd \in ND} 8760 \times T \times DT_{nd} \times cc_{i,j,nd} \quad (16)$$

$$f_{i,j,nd} \times (LMP_{i,nd}^{\max} - LMP_{j,nd}^{\max}) - M\beta_{i,j,nd} \leq 0, i, j \in I, nd \in ND; i \neq j \quad (17)$$

$$f_{i,j,nd} \times (LMP_{i,nd}^{\max} - LMP_{j,nd}^{\max}) - M\beta_{i,j,nd} \geq -M, i, j \in I, nd \in ND; i \neq j \quad (18)$$

$$f_{i,j,nd} \times (LMP_{i,nd}^{\max} - LMP_{j,nd}^{\max}) + M\beta_{i,j,nd} \leq M + cc_{i,j,nd}, i, j \in I, nd \in ND; i \neq j \quad (19)$$

$$f_{i,j,nd} \times (LMP_{i,nd}^{\max} - LMP_{j,nd}^{\max}) - M\beta_{i,j,nd} \leq -M + cc_{i,j,nd}, i, j \in I, nd \in ND; i \neq j \quad (20)$$

$$f_{i,j,nd} \times (LMP_{i,nd}^{\max} - LMP_{j,nd}^{\max}) - M\beta_{i,j,nd} \leq cc_{i,j,nd}, i, j \in I, nd \in ND; i \neq j \quad (21)$$

$$f_{i,j,nd} \times (LMP_{i,nd}^{\max} - LMP_{j,nd}^{\max}) + M\beta_{i,j,nd} \leq cc_{i,j,nd}, i, j \in I, nd \in ND; i \neq j \quad (22)$$

### ۲-۳- قابلیت اطمینان

در این بخش، ابتدا  $2^n$  حالت مختلف برای n خط انتقال موجود و جدید تعیین می‌شود. سپس، با استفاده از روش نشان داده شده در شکل (۲) تعداد این حالات کاهش می‌یابد. هر یک از حالات باقیمانده با استفاده از الگوریتم حداقل قطع بار (MLC) که در روابط (۲۳) نشان داده شده است [۱۲]، بررسی و حداقل مقدار قطع بار در هر یک از آنها محاسبه می‌شود. سپس، با استفاده از رابطه (۲۴) مقدار انرژی مورد انتظار تغذیه نشده (EENS) تعیین می‌گردد. با توجه به مقدار EENS امنیت و یا غیرامن بودن سیستم قدرت تعیین و در صورت لزوم، با استفاده از TEP پیشنهادی توسعه انجام می‌شود. در نهایت، در میان

$$\sum_{\substack{j \in I \\ i \neq j}} f_{i,j,nd} = \sum_{kpc \in KPC} \sum_{tpc \in TPC} pc_{i,nd,kpc,tpc} + pw_{i,nd} - pd_{i,nd} + ud_{i,nd}, i, j \in I, nd \in ND \quad (3)$$

$$f_{i,j,nd} = B_{i,j}(\theta_{j,nd} - \theta_{i,nd}) + \sum_{tr \in TR} \phi_{j,i,nd,tr} - \phi_{i,j,nd,tr}, i, j \in I, nd \in ND; i \neq j \quad (4)$$

$$\phi_{i,j,nd,tr} - M\gamma_{i,j,nc,tr} \geq -nc \times Bn_{i,j,tr} \theta_{j,nd,tr} - M, i, j \in I, nc \in NC, nd \in ND, tr \in TR; i \neq j \quad (5)$$

$$\phi_{i,j,nd,tr} + M\gamma_{i,j,nc,tr} \leq -nc \times Bn_{i,j,tr} \theta_{j,nd,tr} + M, i, j \in I, nc \in NC, nd \in ND, tr \in TR; i \neq j \quad (6)$$

$$\sum_{nc \in NC} \gamma_{i,j,nc,tr} \leq 1, i, j \in I, tr \in TR; i \neq j \quad (7)$$

$$|f_{i,j,nd}| \leq n_{i,j}^0 \times f_{i,j}^{\max} + \sum_{tr \in TR} n_{i,j,tr} \times f_{tr}^{\max}, i, j \in I, nd \in ND; i \neq j \quad (8)$$

$$n_{i,j,tr} = \sum_{nc \in NC} \gamma_{i,j,nc,tr} nc, i, j \in I, tr \in TR; i \neq j \quad (9)$$

$$\sum_{tr \in TR} n_{i,j,tr} \leq NC, i, j \in I; i \neq j \quad (10)$$

### ۲ قیود بهره‌برداری

معادله‌های (۱۱) - (۱۴) به ترتیب محدوده بهره‌برداری از واحدهای تولید متعارف، محدوده بهره‌برداری از مزارع بادی، محدوده قطع بار و محدوده زاویه ولتاژ شین‌ها را نشان می‌دهند. در معادله (۱۲) از متغیر باینری  $\alpha_i$  برای در نظر گرفتن عدم قطعیت مکان مزارع بادی استفاده می‌شود و مقدار این متغیر با استفاده از معادله (۱۵) تعیین می‌گردد.

$$0 \leq pc_{i,nd,kpc,tpc} \leq pc_{i,kpc,tpc}^{\max}, i \in I, nd \in ND, kpc \in KPC, tpc \in TPC \quad (11)$$

$$0 \leq pw_{i,nd} \leq pw_i^{\max} \times \alpha_i, i \in I, nd \in ND \quad (12)$$

$$0 \leq ud_{i,nd} \leq pd_{i,nd}, i \in I, nd \in ND \quad (13)$$

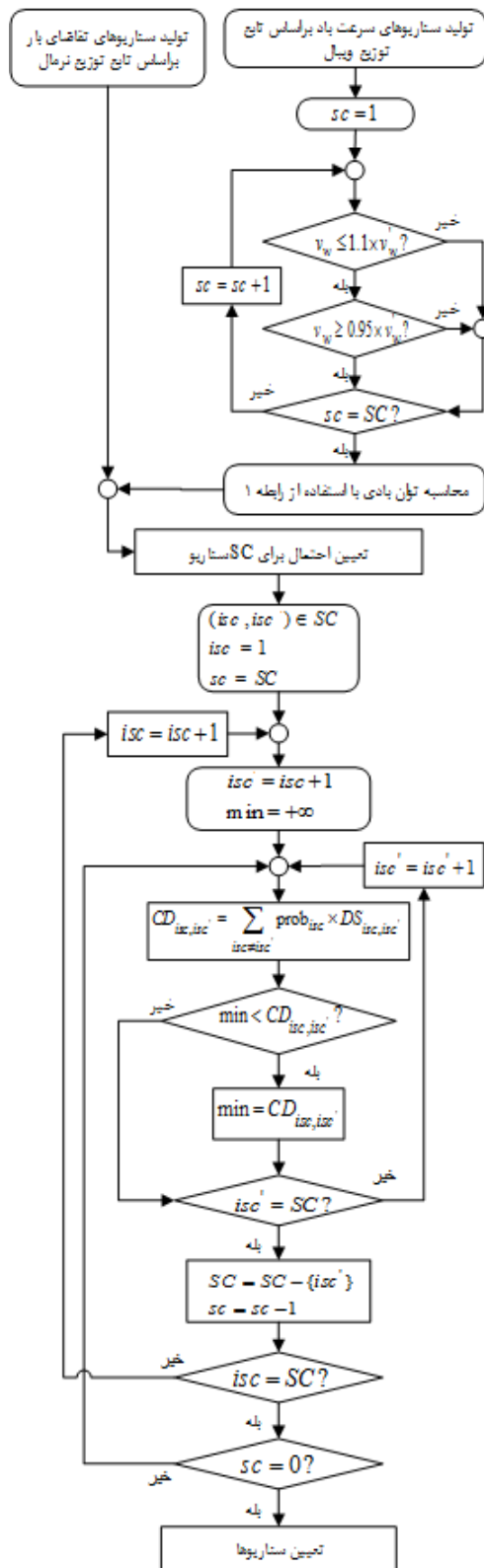
$$|\theta_{i,nd} - \theta_{j,nd}| \leq \frac{\pi}{6}, i \in I, nd \in ND \quad (14)$$

$$\sum_{i \in I} \alpha_i \leq \alpha^{\max} \quad (15)$$

### ۳ قیود هزینه تراکم

هزینه تراکم از جمله هزینه‌های بهره‌برداری است که باید در تابع هدف مسأله TEP در نظر گرفته شود تا اتخاذ تصمیمات

می‌توان دریافت که تقویت طرح توسعه باعث افزایش هزینه‌ها شده است که با توجه به در نظر گرفتن عدم قطعیت خروج خطوط انتقال موجود و کاندید امری منطقی است. اما، با توجه به کاهش میزان EENS از ۱۹۴ هزار مگاوات به صفر، بهبود قابل توجهی در سطح قابلیت اطمینان رخ داده است.



شکل ۱: فلوچارت مدل‌سازی توان بادی و تقاضای بار

تمامی طرح‌های موجود طرحی که طبق رابطه (۲۵) حداکثر شاخص کارایی (EF) را دارد به عنوان طرح برتر انتخاب می‌شود.

$$\text{Min} \sum_{i \in I} \sum_{nd \in ND} ud_{i,nd} \quad (23)$$

$$\sum_{j \in I} f_{i,j,nd} = pc_{i,nd} - pw_{i,nd} - pd_{i,nd} + ud_{i,nd}$$

$$f_{i,j,nd} = B_{i,j} (\theta_{j,nd} - \theta_{i,nd})$$

$$|f_{i,j,nd}| \leq n_{i,j}^0 \times f_{i,j}^{\max} + \sum_{tr \in TR} n_{i,j,tr} \times f_{tr}^{\max}$$

$$0 \leq pw_{i,nd} \leq pw_i^{\max}$$

$$0 \leq pc_{i,nd} \leq pc_i^{\max}$$

$$0 \leq ud_{i,nd} \leq pd_{i,nd}$$

$$EENS = T \times 8760 \times \sum_{i \in I} \sum_{nd \in ND} DT_{nd} \times ud_{i,nd} \quad (24)$$

$$EF = p \times \frac{EENS}{obj1 + obj2} \quad (25)$$

### ۳- شبیه‌سازی

در این بخش، به منظور بررسی ساختار پیشنهادی از سیستم ۶ باس گارور استفاده می‌شود [۱۳]. سطح ولتاژ شبکه، ۲۳۰ کیلوولت فرض شده است. شبیه‌سازی‌ها با استفاده از حل‌کننده CPLEX در محیط GAMS انجام می‌شوند و عدم قطعیت‌ها با استفاده از MATLAB مدل‌سازی می‌گردند. در سیستم مورد مطالعه، دو مزرعه بادی با سطح نفوذ ۱۵٪ در نظر گرفته شده است. مزرعه بادی اول در باس ۶ سیستم قرار دارد و مکان مزرعه بادی دوم به عنوان عدم قطعیت فرض شده است که می‌تواند در باس ۳ و یا ۴ احداث شود. تغییرات ساعتی بار با استفاده از منحنی تداوم بار شکل (۳) بررسی می‌گردد و جدول (۱) میزان هزینه سرمایه‌گذاری و راکتانس خطوط انتقال جدید را براساس ظرفیت آنها نشان می‌دهد.

با توجه به ساختار پیشنهادی، ابتدا بدون در نظر گرفتن مقدار FOR برای خطوط و طرح‌های کاندید انتقال، مجموعه‌ای از طرح‌ها با حداقل هزینه توسط گزینه solnpool در حل‌کننده CPLEX تعیین، سپس طرحی با حداقل هزینه تراکم به عنوان طرح بهینه مطابق جدول (۲) تعیین می‌شود. انتخاب این طرح در این حالت منجر به حذف تراکم و قطع بار در شبکه می‌شود. در ادامه، با فرض لحاظ کردن FOR برای خطوط و طرح‌های کاندید انتقال، TEP پیشنهادی یک بار دیگر اجرا می‌شود و در نهایت، طرحی که بیشترین شاخص کارایی را داراست، مطابق جدول (۳) انتخاب می‌شود. با توجه به مقایسه این دو جدول

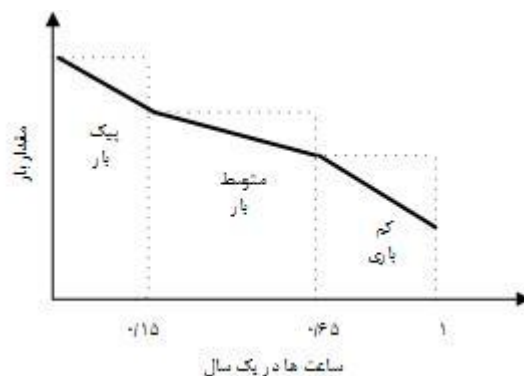
اشاره شده عدم قطعیت FOR خطوط انتقال نیز در نظر گرفته شده است و با استفاده از ساختار پیشنهادی طرح توسعه بهینه تقویت شد. نتایج نشان می‌دهند که به کارگیری این روش برای برنامه‌ریزان امکان بهبود سطح قابلیت اطمینان را فراهم می‌کند.

جدول ۴: لغت نامه

واژه انگلیسی	معادل فارسی
$nc \in NC$	تعداد مدارهای احداث شده
$kpc \in KPC$	تعداد تکنولوژی واحدهای تولید متعارف
$tpc \in TPC$	تعداد واحدهای تولید متعارف
$tr \in TR$	تعداد خطوط با ظرفیت متفاوت
$(i, j) \in I$	باس‌های مختلف سیستم
$nd \in ND$	سطوح مختلف بار در منحنی تداوم بار
$T$	افق برنامه‌ریزی (۱۰ سال)
$p$	احتمال هر یک از حالت‌ها
$B_{i,j}, Bn_{i,j,tr}$	سوسپتانس (mho)
$ic_{i,j,tr}$	هزینه سرمایه‌گذاری (M\$)
$f_{i,j}^{\max}$	ماکزیمم توان عبوری (MW)
$ocw_i$	هزینه بهره‌برداری مزارع بادی (\$/MWh)
$occ_{i,kpc,npk}$	هزینه بهره‌برداری واحدهای تولید متعارف (\$/MWh)
$pc_{i,kpc,tpc}^{\max}$	ماکزیمم توان تولیدی واحدهای تولید متعارف (MW)
$pw_i^{\max}$	ماکزیمم توان بادی (MW)
$pd_{i,nd}$	تقاضای بار (MW)
$M$	یک عدد بزرگ (به عنوان مثال ۱۰۰۰)
$n_{i,j}^0$	تعداد خطوط اولیه
$DT_{nd}$	مدت زمان هر یک از سطوح بار (h)
$\alpha^{\max}$	حداکثر تعداد مزارع بادی
$ud_{i,nd}$	قطع تقاضای بار (MW)
$pw_{i,nd}$	توان خروجی مزارع بادی (MW)
$pc_{i,nd}$	توان واحدهای تولید متعارف (MW)
$cc_{i,j,nd}$	هزینه تراکم (\$/MWh)
$n_{i,j,tr}$	تعداد خطوط احداث شده
$f_{i,j,nd}$	توان عبوری از مسیرهای عبور توان (MW)
$\phi_{i,j,nd,tr}$	متغیر کمکی پیوسته برای تبدیل قسمت غیرخطی به خطی
$\gamma_{i,j,nc,tr}, \beta_{i,j,nd}, \alpha_i$	متغیر باینری کمکی
$\theta_{i,nd}$	زاویه ولتاژ شین‌ها (rad)

## مراجع

- [1] R.L. Sullivan, *Power system planning*, McGraw-Hill, New York, 1997.
- [2] H. Yu, C.Y. Chung, K.P. Wong and J.H. Zhang, "A chance constrained transmission network expansion planning method with



شکل ۳: منحنی تداوم بار

جدول ۱: خطوط انتقال موجود برای توسعه سیستم انتقال

ظرفیت (MW)	راکتانس (mho)	هزینه سرمایه‌گذاری (T\$/Km)
۵۰	۰/۲۲۴	۱۱۵/۵۱
۸۰	۰/۳۳۶	۱۲۰/۴۹
۱۰۰	۰/۳۹۲	۱۲۴/۵۵
۱۲۰	۰/۴۲۰	۱۲۷/۰۵
۱۵۰	۰/۴۹۰	۱۳۰/۷۹

جدول ۲: طرح توسعه حاصل از TEP

ظرفیت (MW)	به باس - از باس
۱۲۰	۱-۵
۲×۱۵۰	۲-۳
۱۰۰	۴-۶
۱۷/۴ (M\$)	هزینه سرمایه‌گذاری

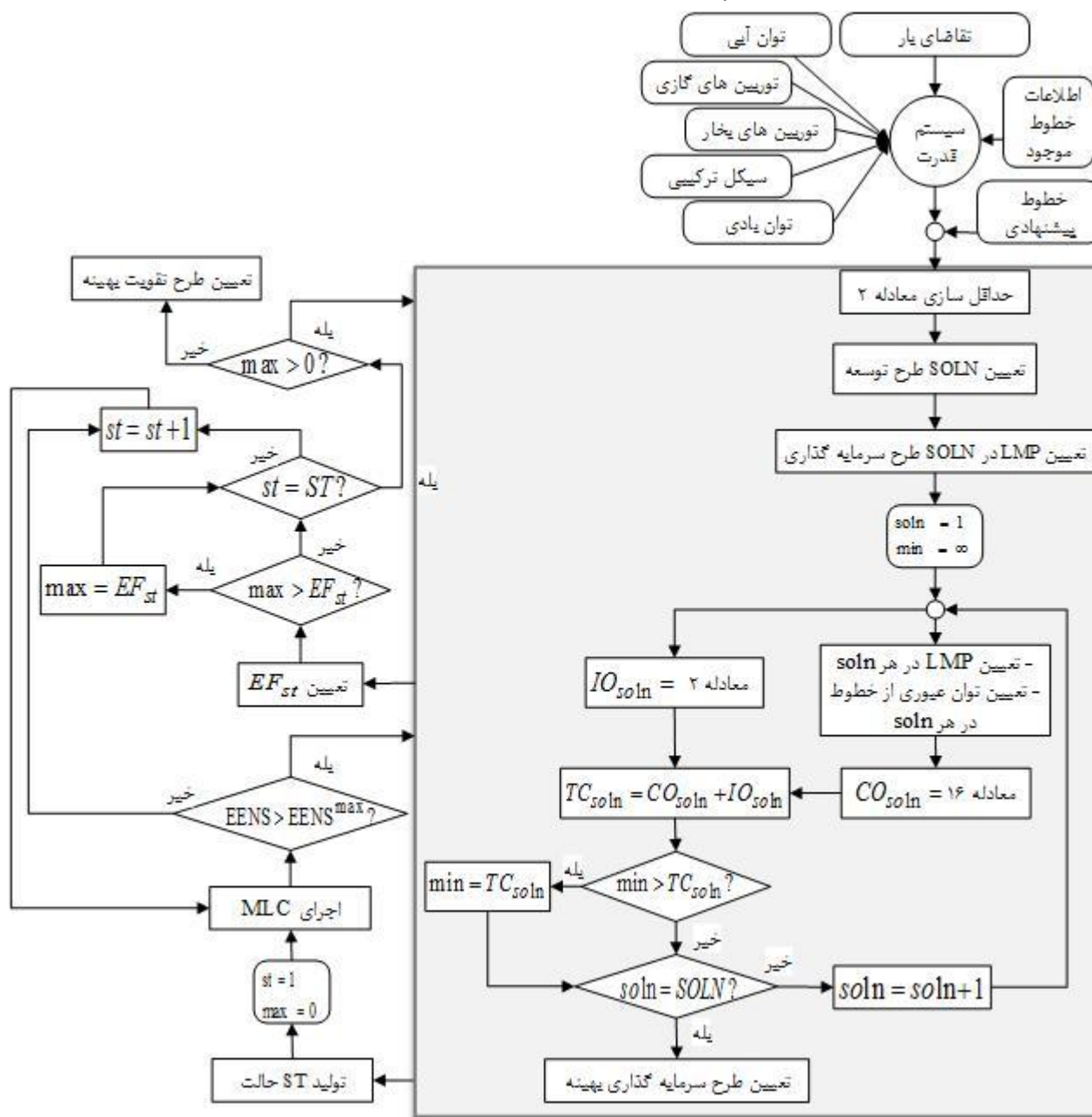
جدول ۳: طرح تقویت

ظرفیت (MW)	به باس - از باس
۱۰۰	۱-۲
۳×۱۵۰	۲-۳
۱۵۰	۲-۶
۲×۵۰	۴-۶
۴۲/۱ (M\$)	هزینه سرمایه‌گذاری

## ۴- نتیجه‌گیری

در این مقاله، یک ساختار جدید برای TEP با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های توان خروجی مزارع بادی، تقاضای بار، مکان مزارع بادی جدید و LMP معرفی شد و با توجه به تابع هدف مسأله پیشنهادی طرحی که حداقل هزینه را در میان تمام پاسخ‌های ذخیره شده داشت، به عنوان طرح برتر انتخاب گردید. در این برنامه‌ریزی ظرفیت خطوط انتقال جدید در مسیرهای عبور توان براساس کاندیداهای تعریف شده تعیین شد و از آنجا که در اتخاذ تصمیمات سرمایه‌گذاری در بخش انتقال حفظ امنیت سیستم اهمیت به سزایی دارد، علاوه بر عدم قطعیت‌های

- [9] B. Alizadeh and S. Jadid, "Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming" *IET Gener Transm Distrib*, Vol. 5, pp. 948–960, Sep. 2011.
- [10] B. Alizadeh, S. Dehghan, N. Amjadi, S. Jadid and A. Kazemi, "Robust transmission system expansion considering planning uncertainties" *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 7, No. 11, pp. 1318–1331, 2013.
- [11] E. Grossmann, "Review of nonlinear mixed-integer and disjunctive programming techniques" *Optim. Eng.*, Vol. 3, No. 3, pp. 227–252, 2002.
- [12] M.V.F. Pereira and L.M.V.G. Pinto, "Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning" *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-104, Vol. 2, pp. 381–389, 1985.
- [13] L.L. Garver, "Transmission network estimation using linear programming" *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-89, Vol. 7, pp. 1688–1697, 1970.
- consideration of load and wind farm uncertainties" *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 24, No. 3, pp. 1568–1576, July 2009.
- [3] H. Park and R. Baldick, "Transmission planning under uncertainties of wind and load: Sequential approximation approach" *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 28, pp. 2395–2402, Aug. 2013.
- [4] F. Ugraslı and E. Karatepe, "Multi-objective transmission expansion planning considering minimization of curtailed wind energy" *Electrical Power and Energy Syst.*, Vol. 65, pp. 348–356, Feb. 2015.
- [5] H. Singh, S. Hao and A. Papalexopoulos, "Transmission congestion management in competitive electricity markets" *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 13, No. 2, pp. 672–680, May 1998.
- [6] PJM Training Materials (LMP 101), PJM.
- [7] T. Van Cutsem, C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [8] G.A. Orfanos, P.S. Georgilakis and N.D. Hatziaargyriou, "Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration" *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 28, pp. 1355–1362, May 2013.



شکل ۲: فلوچارت ساختار پیشنهادی