یک مدل سه سطحی برای ارتقای تاب آوری شبکه‌های توزیع فعال از طریق جایابی تیم‌های خدمات و واحدهای سیار

سید محمد امین هاشمی فر[۱]، محمود جورابیان*[۲]، محمد صادق جوادی اصطهباناتی[۳]

۱- دانشجوی دکترای تخصصی، گروه برق، واحد دزفول، دانشگاه آزاد اسلامی، دزفول، ایران mohammadamin_hashemifar@yahoo.com

*۲- استاد، گروه برق، دانشکده مهندسی برق ، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران mjoorabian@yahoo.com

۳- دانشیار، گروه برق، واحد شیراز، دانشگاه آزاد اسلامی، شیراز، ایران msjavadi@gmail.com

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۸/۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۰/۱۵

چکیده

در سال‌های اخیر، میزان بلایای طبیعی به دلیل گرمایش زمین به میزان قابل توجهی افزایش یافته است. یکی از پرتکرارترین بلایای طبیعی طوفان است که امنیت سیستم‌های توزیع را تهدید می‌کند و در بسیاری از موارد منجر به قطعی‌های عمده در شبکه می‌شود. اقدامات پیشگیرانه در مورد هر اختلال و برنامه‌ریزی تولید در مرحله پس از رخداد دو اقدام مهم برای مقابله با شرایط اضطراری هستند. از این رو، این مقاله چارچوبی را برای افزایش انعطاف‌پذیری سیستم توزیع ارائه می‌کند که در آن علاوه بر اقدامات پیشگیرانه، زمان‌بندی تولید با امکان پیکربندی مجدد شبکه انجام می‌شود. چارچوب پیشنهادی به عنوان یک مسئله بهینه‌سازی سه مرحله‌ای، مدل‌سازی می‌شود که در آن پانل‌های فتوولتائیک[۱] (PV)، سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی[۲] (EES) و اولویت بار در نظر گرفته می‌شوند. در مرحله اول، قرار دادن بهینه کلیدهای کنترل از راه دور برای به حداقل رساندن انرژی تامین نشده[۳] (EENS) انجام می‌شود. لازم به ذکر است شبکه علاوه بر کلیدهای اتوماتیک، مجهز به کلیدهای دستی (کنترل در محل) است. در مرحله دوم پیش‌فرض‌سازی تیم‌های خدمات (برای تغییر وضعیت کلیدهای دستی) و ژنراتورهای اضطراری سیار[۴] (MEG) انجام می‌شود. در نهایت در مرحله سوم، تعمیرات پس از رخداد انجام می‌شود. مدل پیشنهادی به صورت یک مسئله برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مدل شده و توسط حل کننده CPLEX در نرم افزار گمز حل شده است که بر روی یک سیستم توزیع ۶۹ شینه پیاده‌سازی شده است و نتایج نشان می‌دهد که تغییر آرایش شبکه و اعزام MEGها به ترتیب منجر به کاهش ۱۰/۰۴٪ و ۶۴/۰۵٪ کاهش بار اجباری شده‌اند. همچنین، نتایج تایید می‌کنند که اجرای برنامه کنترل مستقیم بار[۵] (DLC) منجر به کاهش ۱۰/۳۴٪ کاهش بار اجباری در بارهای بحرانی شده است.

کلمات کلیدی: بازآرایی فیدر توزیع، ژنراتورهای اضطراری سیار، جایابی تیم خدمات، سیستم‌های ذخیره سازی انرژی الکتریکی، کنترل بار مستقیم.

۱- مقدمه

در سال‌های اخیر نرخ وقوع وقایع فاجعه‌بار افزایش چشمگیری داشته است که از جمله دلایل این وقایع می‌توان به تغییرات آب و هوایی ناشی از گرمایش زمین اشاره نمود. این وقایع به طور مستقیم بر روی زیرساخت‌های سیستم توزیع تاثیر گذاشته و منجر به خاموشی‌های گسترده شده‌اند. از این رو، ارتقای تاب آوری سیستم‌های توزیع تحت شرایط اضطراری به یکی از چالش‌های اساسی بهره‌برداران تبدیل شده است. به دلیل احتمال وقوع خیلی کم یا عدم امکان محاسبه احتمال

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

وقوع این وقایع، برخی موارد نظیر وقوع زلزله در مطالعات پیشین چندان مورد توجه واقع نشده و آثار سوء مربوطه مورد توجه واقع نشده‌اند. به دلیل گستردگی اثر آنها، با درنظر داشتن این پدیده‌ها در برنامه‌ریزی و بهره‌برداری از سیستم قدرت می‌توان بسیاری از هزینه‌های اقتصادی و اجتماعی را کاهش داد. یکی از روش‌های بسیار موثر برای مقابله با این وقایع، بهبود ارتقای تاب آوری سیستم قدرت می‌باشد. یکی از روش‌های موثر در ارتقای تاب آوری انجام بازآرایی فیدر توزیع است که با تغییر وضعیت سوئیچ‌ها، مکان خطا را از شبکه جدا کرده و در نتیجه از گسترش خاموشی در شبکه جلوگیری می‌کند. لازم به ذکر است که سیستم توزیع، علاوه بر سوئیچ‌های اتوماتیک (کنترل از راه دور)، به سوئیچ‌های دستی (کنترل در محل) نیز مجهز است، که تغییر وضعیت این سوئیچ‌ها توسط تیم‌های خدمات انجام می‌گیرید [۱و۲]. مرجع [۳] مسئله ارتقای تاب‌آوری سیستم‌های توزیع را با در نظر گرفتن EES حل کرده است. نتایج این تحقیق نشان می‌دهد که نصب سیستم‌های ذخیره‌ساز الکتریکی در نقاط حساس شبکه و همچنین مقاوم‌سازی خطوط منجر به افزایش تاب آوری سیستم تحت شرایط اضطراری شده است. همچنین پیش مکان‌یابی[۱] تیم‌های خدمات و ژنراتورهای اضطراری سیار تاثیر چشمگیری بر افزایش سرعت بازیابی شبکه در شرایط اضطراری دارند [۴]. یکی دیگر از روش‌های انجام شده موثر بر ارتقای تاب آوری سیستم، معرفی یک چارچوب تصادفی دو سطحی است که در آن به منظور تولید سناریوهای خطا از روش آستانه آسیب‌پذیری[۲] استفاده شده است. در سطح اول از مدل پیشنهادی، مقاوم‌سازی خطوط، محل نصب منابع تولید پراکنده، جایابی سوئیچ‌ها و تخصیص MEG انجام شده و در سطح دوم مسئله بهره‌برداری تحت شرایط اضطراری حل می‌شود. نتایج نشان می‌دهند که مدل پیشنهادی باعث کاهش چشمگیر خاموشی و بازیابی سریعتر سیستم در شرایط اضطراری می‌شود [۵] و همچنین در [۶] با وجود روش مشابه به مرجع قبل دارای پیشنهادات متفاوتی از جمله دارا بودن تیم تعمیرات است. در [۷] یک مدل تصادفی به منظور تعیین استراتژی تعمیرات و نگهداری[۳] با هدف ارتقای تاب آوری ریزشبکه‌ها با درنظر گرفتن منابع تولید پراکنده شامل پنل‌های PV، توربین‌های بادی و گازی ارائه شده است. همچنین در [۸] یک چارچوب بهینه‌سازی چند هدفه برای بازآرایی فیدر توزیع با در نظر گرفتن یک برنامه پاسخگویی تقاضای مبتنی بر قیمت ارائه شده است که توابع هدف این مسئله شامل هزینه‌های بهره‌برداری و قابلیت اطمینان بوده است. نیز در [۹] یک روش بازیابی دو مرحله‌ای برای ارتقای تاب آوری سیستم توزیع برق با در نظر گرفتن شبکه حمل و نقل که وابسته به ترافیک جاده‌ای و خطوط توزیع هوایی می‌باشد، ارائه شده است. در [۱۰] تیم تعمیرات برای تعمیر اجزای آسیب‌دیده برنامه‌ریزی شده‌اند، و تیم خدمات برای تغییر وضعیت سوئیچ‌های دستی اعزام می‌شوند. [۱۱] نیز یک مدل بهینه‌سازی یکپارچه پیشنهاد می‌کند که انواع مختلفی از منابع انرژی توزیع شده، از جمله ژنراتورهای تولید پراکنده، منابع تجدیدپذیر همچون بادی و خورشید، و سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی را هماهنگ می‌کند. علاوه بر روش‌های بیان شده در [۱۲] برنامه‌های پاسخگویی تقاضا به منظور ارتقای تاب‌آوری تحت شرایط اضطراری مورد بررسی قرار داده شده است. این برنامه‌ها به دو دسته، برنامه‌های مبتنی بر قیمت و مبتنی بر تشویق دسته‌بندی می‌شوند که برنامه‌های مبتنی بر تشویق، برنامه‌های اختیاری و اجباری هستند.

بررسی مقاله‌های اخیر نشان می‌دهد که روش‌های مختلفی به منظور ارتقای تاب آوری سیستم‌های توزیع معرفی شده است که منجر به بازیابی سریع‌تر سیستم در شرایط اضطراری می‌شوند. از این رو با استفاده بهینه از روش‌های معرفی شده در قالب یک مدل چند سطحی به طور همزمان، در راستای ارتقا تاب آوری سیستم به کار گرفته شده است. روش پیشنهادی در این مقاله دارای سه سطح می‌باشد که در سطح اول، ابتدا سناریوهای خطا توسط تابع شکنندگی هر خط تولید و به ۱۰ سناریو خطا کاهش داده شده و سپس جایابی بهینه سوئیچ‌های اتوماتیک با هدف کمینه‌سازی قطع بار در شرایط اضطراری انجام شده است. لازم به ذکر است که شبکه توزیع علاوه بر سوئیچ‌های اتوماتیک مجهز به سوئیچ‌های دستی است. در سطح دوم مکان استقرار تیم‌های خدمات و واحدهای اضطراری سیار با توجه به سناریوهای تولید شده در سطح قبل مشخص شده است. در نهایت در سطح سوم، مسئله در شرایط بعد از وقوع طوفان حل شده است و تاثیر جایابی بهینه تیم‌های خدمات و واحدهای اضطراری سیار و همچنین تغییر آرایش شبکه بر کاهش قطع بار در شبکه و بازیابی در کم‌ترین زمان ممکن بررسی شده است. نتایج عددی بر روی شبکه اصلاح شده ۶۹ شینه استاندارد و توسط حل‌کننده CPLEX در نرم افزار GAMS حل شده است. به طور کلی نوآوری‌های این پژوهش به شرح زیر هستند:

- ارائه یک مدل جامع با در نظر گرفتن اقدامات پیشگیرانه برای ارتقا تاب آوری سیستم در شرایط اضطراری جهت جلوگیری از ریزش بارهای بحرانی
- اجرای برنامه کنترل بار مستقیم بر روی بارهای معمولی شبکه
- مکان‌یابی تیم‌های خدمات برای تغییر وضعیت کلیدهای دستی در شرایط اضطراری و واحدهای اضطراری سیار در جهت بازیابی سریع بارهای قطع شده
- تامین بار مشترکین به کمک سیستم‌های ذخیره‌ساز الکتریکی در شرایط اضطراری
- جایابی کلیدهای اتوماتیک در شبکه جهت جلوگیری از ریزش بارهای شبکه در شرایط اضطراری

در این مقاله، در بخش دوم فرمول بندی ریاضی معرفی می‌شوند. در بخش سوم مراحل حل مدل پیشنهادی ارائه شده است. همچنین، نتایج شبیه‌سازی و مقایسه شده است. در نهایت، نتیجه‌گیری در بخش چهارم ارائه خواهد شد.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

۲- فرمول‌بندی ریاضی

در این قسمت فرمول‌بندی ریاضی مدل سه سطحی پیشنهادی به تفکیک برای هر سطح ارائه شده است. مدل پیشنهادی به صورت یک مسئله خطی عدد صحیح[۴] (MILP) مدل شده و برای حل آن از حل-کننده CPLEX در نرم‌افزار GAMS استفاده شده است.

۲-۱- تابع هدف سطح اول

معادله (۱) تابع هدف سطح اول را نشان می‌دهد، که کمینه‌سازی انرژی تامین نشده انتظاری (EENS) است [۱۳]. ρ_s بیانگر احتمال وقوع سناریو؛ $P_{i,j,t,s}$ و $\lambda_{l,s}$ به ترتیب بیانگر توان اکتیو عبوری از خطوط و نرخ خرابی[۵] هر خط هستند. به منظور تولید سناریوهای خطا ابتدا ۱۰۰۰ سناریو خطا توسط تابع توزیع نرمال و با توجه به احتمال خرابی هر خط تولید شده و در نهایت سناریوهای اولیه توسط روش k-means به ۱۰ عدد کاهش داده‌اند. لازم به ذکر است که در سطوح اول و دوم مسئله بهره‌برداری به صورت مبتنی بر سناریو حل شده، در حالی که در سطح سوم به صورت قطعی و برای محتمل‌ترین سناریو حل شده است.

$$EENS = \sum_{s=1}^{S} \rho_s \left(\sum_{t=1}^{T} \sum_{(i,j)=1}^{L} \lambda_{l,s} P_{i,j,t,s} \right) \quad (۱)$$

۲-۲- قیود پخش بار AC خطی شده

در روابط (۲) تا (۱۵) قیود پخش بارAC آورده شده [۱۴] که به منظور خطی‌سازی این قیود روش خطی‌سازی تکه‌ای خطی به کار برده شده است. در معادلات (۲) و(۳) به ترتیب معادلات تعادل توان‌های اکتیو و راکتیو در هر باس ارائه شده است که میزان تولید و مصرف توان در هر باس باید برابر باشد. سوسپتانس و کندوکتانس هر خط از طریق معادلات (۴) و (۵) محاسبه می‌شوند که r و x به ترتیب نشان دهنده مقاومت و راکتانس هر خط هستند. توان ظاهری هر خط توسط معادله (۸) محاسبه می‌شود، که به توان‌های اکتیو و راکتیو به‌دست آمده از معادلات (۶) و (۷) وابسته است و قید (۹) توان ظاهری را در هر خط محدود می‌کند. لازم به ذکر است که این قید فقط بر روی خطوط فعال اعمال می‌شود. $y_{i,j,t,s}$ یک متغیر باینری است که وضعیت حضور و یا عدم حضور هر خط را در بهره‌برداری تعیین می‌کند، همچنین به منظور ریلکس‌سازی[۶] این قید برای خطوط غیرفعال، از روش Big M استفاده شده است. اندازه ولتاژ و زاویه آن به ترتیب از طریق معادلات (۱۰) و (۱۱) محاسبه می‌شوند. تلفات توان از طریق معادله (۱۲) محاسبه می‌شود، که تابعی از مقاومت خط و فلوی توان‌های اکتیو و راکتیو آن است. علاوه بر این قیود مورد نیاز برای تضمین شعاعی بودن شبکه پس از تغییر وضعیت سوئیچ‌ها در روابط (۱۳) تا (۱۵) ارائه شده‌اند.

$$P_{t,s}^{Sub}|_{i=1} + \sum_{g=1}^{G_i} P_{g,t,s}^{Gen} + \sum_{pv=1}^{PV_i} P_{pv,t,s}^{solar} + \sum_{e=1}^{E_i} (P_{e,t,s}^{dch} - P_{e,t,s}^{ch}) = \sum_{(i,j)=1}^{L} P_{i,j,t,s}^{Line} + P_{i,t}^{Demand} - P_{i,t,s}^{ENS} - P_{i,t,s}^{DLC} \quad (۲)$$

$$Q_{t,s}^{Sub}|_{i=1} + \sum_{g=1}^{G_i} Q_{g,t,s}^{Gen} = \sum_{(i,j)=1}^{L} Q_{i,j,t,s}^{Line} + Q_{i,t,s}^{Demand} - Q_{i,t,s}^{ENS} - Q_{i,t,s}^{DLC} \quad (۳)$$

$$B_{i,j}^{Line} = \frac{x_{i.j}}{r_{i,j}^2 + x_{i,j}^2} \quad (۴)$$

$$G_{i,j}^{Line} = \frac{r_{i.j}}{r_{i,j}^2 + x_{i,j}^2} \quad (۵)$$

$$P_{i,j,t,s}^{Line} = G_{i,j}^{Line}\left(V_{i,t,s}^{Bus} - V_{j,t,s}^{Bus}\right) + B_{i,j}^{line}\left(\theta_{i,t,s}^{Bus} - \theta_{j,t,s}^{Bus}\right) + \frac{P_{i,j,t,s}^{Loss}}{2} \quad (۶)$$

$$Q_{i,j,t,s}^{Line} = B_{i,j}^{Line}\left(V_{j,t,s}^{Bus} - V_{i,t,s}^{Bus}\right) + G_{i,j}^{Line}\left(\theta_{i,t,s}^{Bus} - \theta_{j,t,s}^{Bus}\right) \quad (۷)$$

$$S_{i,j,t,s}^{Line\ 2} = P_{i,j,t,s}^{Line\ 2} + Q_{i,j,t,s}^{Line\ 2} \quad (۸)$$

$$-S_{i,j}^{Max} - M\left(1 - y_{i,j,t,s}\right) \le S_{i,j,t,s}^{Line} \le S_{i,j}^{Max} + M\left(1 - y_{i,j,t,s}\right) \quad (۹)$$

$$V^{Min} \le V_{i,t,s} \le V^{Max} \quad (۱۰)$$

$$\theta^{Min} \le \theta_{i,t,s} \le \theta^{Max} \quad (۱۱)$$

$$P_{i,j,t,s}^{Loss} = r_{i.j}\left[\left(P_{i,j,t,s}^{Line}\right)^2 + \left(Q_{i,j,t,s}^{Line}\right)^2\right] \quad (۱۲)$$

$$0 \le k_{i,j,t,s} + k_{j,i,t,s} \le y_{i,j,t,s} \quad (۱۳)$$

$$\sum_{j} k_{j,i,t,s} \le 1 \quad (۱۴)$$

$$\sum_{j} k_{j,i=1,t,s} = 0 \quad (۱۵)$$

۲-۳- قیود بازآرایی سیستم توزیع

روابط مورد نیاز برای بازآرایی فیدر توزیع در روابط (۱۶) تا (۲۰) ارائه شده‌اند [۱۵]. در این راستا، قیود (۱۶) و (۱۷) تغییر وضعیت خطوط دارای سوئیچ را مشخص می‌کنند به اینصورت که در صورت تغییر وضعیت هر سوئیچ مقدار متغیر باینری مربوط به آن ($\delta_{i,j,t,s}$) برابر با ۱ خواهد شد. قید (۱۸) تعداد سوئیچینگ در طول دوره بهره‌برداری را محدود می‌کند. قید (۱۹) بیان می‌کند که تغییر آریش بکه تنها از طریق خطوط دارای سوئیچ امکان‌پذیر است. $x_{i,j}^0$ و $x_{i,j}$ به ترتیب نشان‌دهنده سوئیچ‌های دستی و اتوماتیک هستند. در نهایت محدودیت بودجه سرمایه‌گذاری توسط قید (۲۰) مدل شده است.

$$-\delta_{i,j,t,s} \le y_{i,j,t,s} - y_{i,j,t-1,s} \le \delta_{i,j,t,s} \quad (۱۶)$$

$$\delta_{i,j,t,s} \le y_{i,j,t,s} + y_{i,j,t-1,s} \le 2 - \delta_{i,j,t,s} \quad (۱۷)$$

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

$$0 \le \sum_{t=1}^{T} \delta_{i,j,t,s} \le \delta^{Max} \quad (۱۸)$$

$$\sum_{s=1}^{S}\sum_{t=1}^{T} \delta_{i,j,t,s} \le \left(x_{i,j} + x_{i,j}^{0}\right) M \quad (۱۹)$$

$$\sum_{ij=1}^{IJ} x_{i,j} C^{SW} \le Budget \quad (۲۰)$$

۲-۴- مدل‌سازی کنترل بار مستقیم

معادله (۲۱) بیان می‌کند که مجموع خاموشی‌های اجباری و بارهای قطع شده توسط برنامه DLC در هر شین باید از تقاضای بار در آن شین کمتر باشد. قید (۲۲) بیان می‌کند که بهره‌بردار سیستم فقط می‌تواند بخشی از بار هر شین را از طریق برنامه کنترل بار مستقیم قطع کند [۱۲]. به منظور جلوگیری از تغییر ضریب توان[۷] در شین‌های شبکه، قیود (۲۳) و (۲۴) ارائه شده‌اند، که در صورت تغییر در بار اکتیو، بار راکتیو نیز با ضریب توان ثابت تغییر می‌کند. هزینه اجرای برنامه کنترل بار مستقیم و جریمه قطع بار اجباری به ترتیب از طریق معادلات (۲۵) و (۲۶) محاسبه می‌شود. π_i^{DLC} و π_i^{ENS} به ترتیب هزینه پرداختی به ازای اجرای برنامه کنترل بار مستقیم و جریمه حذف بار به ازای هرکیلو وات هستند. لازم به ذکر است که در مدل پیشنهادی بر روی بارهای حیاتی اعمال نشده است.

$$0 \le P_{i,t,s}^{DLC} + P_{i,t,s}^{ENS} \le P_{i,t}^{Demand} \quad (۲۱)$$

$$0 \le P_{i,t,s}^{DLC} \le \alpha^{DLC} P_{i,t}^{Demand} \quad (۲۲)$$

$$P_{i,t,s}^{DLC} = \xi_i^{Bus} Q_{i,t,s}^{DLC} \quad (۲۳)$$

$$P_{i,t,s}^{ENS} = \xi_i^{Bus} Q_{i,t,s}^{ENS} \quad (۲۴)$$

$$C_{i,t,s}^{DLC} = \pi_i^{DLC} P_{i,t,s}^{DLC} \Delta t \quad (۲۵)$$

$$C_{i,t,s}^{ENS} = \pi_i^{ENS} P_{i,t,s}^{ENS} \Delta t \quad (۲۶)$$

۲-۵- مدل‌سازی منابع تولید پراکنده

توان تولید شده توسط PV از طریق معادله (۲۷) محاسبه می‌شود [۱۶]، که این توان تولید شده تابعی از شدت تابش خورشید در ساعت جاری، توان نامی پنل و مشخصه تابش استاندارد پنل است. روابط (۲۸) و (۲۹) به ترتیب توان‌های اکتیو و راکتیو تولید شده توسط توربین‌های گازی را محاسبه می‌کنند. معادله (۳۰) هزینه بهره‌برداری توربین گازی را محاسبه می‌کند، که به گاز مصرفی ($P_{g,t,s}^{Gen}$) و قیمت آن (π_g^{Gen}) وابسته است.

$$P_{pv,t,s}^{solar} = \frac{G_{pv,t,s}}{G_{std}} P_{pv}^{r} \quad (۲۷)$$

$$P_g^{Min} \le P_{g,t,s}^{Gen} \le P_g^{Max} \quad (۲۸)$$

$$Q_g^{Min} \le Q_{g,t,s}^{Gen} \le Q_g^{Max} \quad (۲۹)$$

$$C_{g,t,s}^{Gen} = \pi_g^{Gen} P_{g,t,s}^{Gen} \Delta t \quad (۳۰)$$

۲-۶- مدل‌سازی سیستم‌های ذخیره ساز انرژی الکتریکی

سطح انرژی ذخیره شده در سیستم ذخیره‌ساز توسط رابطه (۳۱) محدود می‌شود. مقادیر شارژ و دشارژ ساعتی نیز توسط روابط (۳۲) و (۳۳) محدود می‌شوند. متغیرهای باینری $I_{e,t,s}^{dch}$ و $I_{e,t,s}^{ch}$ وضعیت فعالیت سیستم ذخیره‌ساز را در مودهای شارژ و دشارژ تعیین می‌کنند. قید (۳۴) به منظور جلوگیری از فعالیت همزمان سیستم ذخیره‌ساز در مودهای شارژ و دشارژ ارائه شده است. سطح انرژی سیستم ذخیره‌ساز در هر ساعت از طریق معادله (۳۵) محاسبه می‌شود، که سطح انرژی سیستم ذخیره‌ساز در هر ساعت به انرژی ساعت قبل و میزان شارژ/دشارژ ساعت جاری وابسته است. قید (۳۶) تضمین می‌کند که سطح انرژی سیستم ذخیره ساز در ساعت پایان بهره‌برداری برابر با ساعت اول باشد. معادله (۳۷) هزینه بهره‌برداری از سیستم ذخیره‌ساز را محاسبه می‌کند.

$$E_e^{\min} \le E_{e,t,s} \le E_e^{\max} \quad (۳۱)$$

$$P_{e,t,s}^{ch} \le P_{e,t,s}^{ch,Max} I_{e,t,s}^{ch} \quad (۳۲)$$

$$P_{e,t,s}^{dch} \le P_{e,t,s}^{dch,Max} I_{e,t,s}^{dch} \quad (۳۳)$$

$$0 \le I_{e,t,s}^{ch} + I_{e,t,s}^{dch} \le 1 \quad (۳۴)$$

$$E_{e,t,s,y} = E_{e,t-1,s} + \left(P_{e,t,s}^{ch} \eta_e^{ch} - \frac{P_{e,t,s,y}^{dch}}{\eta_e^{dch}} \right) \Delta t \quad (۳۵)$$

$$E_{e,t=0,s} = E_{e,t=24,s} = E_e^{initial} \quad (۳۶)$$

$$C_{e,t,s}^{EES} = \pi^{EES} \left(P_{e,t,s}^{ch} + P_{e,t,s}^{dch} \right) \Delta t \quad (۳۷)$$

۲-۷- تابع هدف سطح دوم بهره‌برداری

در این زیربخش تابع هدف و قیود بهره‌برداری سطح دوم مدل پیشنهادی ارائه شده‌اند. لازم به ذکر است که در این سطح تیم‌های خدمات و واحدهای اضطراری سیار مکان‌یابی شده تا شبکه برای مواجه با رخدادهای احتمالی آماده شود. در معادله (۳۸) تابع هدف سطح دوم ارائه شده است که مبتنی بر سناریو حل شده و اهداف آن شامل حداقل‌سازی هزینه خرید انرژی از شبکه بالادست، هزینه بهره‌برداری از توربین‌های گازی، هزینه بهره‌برداری از سیستم‌های EES، هزینه اجرای برنامه DLC و جریمه قطع بار اجباری است.

$$TC = \sum_{s=1}^{s} \rho_s \Big(\sum_{t=1}^{T} \pi_t^M P_{t,s}^{Sub} + \sum_{t=1}^{T}\sum_{g=1}^{G} C_{g,t,s}^{Gen} + \sum_{t=1}^{T}\sum_{e=1}^{E} C_{e,t,s}^{EES} + \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{I} C_{i,t,s}^{DLC} + \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{I} C_{i,t,s}^{ENS} \Big) \quad (۳۸)$$

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

۸-۲- مسیریابی تیم‌های خدمات در سطح دوم

در روابط (۳۹) تا (۴۹) مسیریابی تیم‌های خدمات[۸] پیش از رخداد خطای اصلی مدلسازی شده است [۱۷]. در این سطح، تیم‌های خدمات در ابتدا از انبار[۹] به محل سوئیچ‌های دستی رفته و پس از آن در ایستگاه‌ها[۱۰] مستقر می‌شوند. در معادله (۳۹) کل زمان مورد نیاز برای سفر و تغییر وضعیت هر سوئیچ دستی محاسبه می‌شود. $T_{n,c,s}^{Crew}$ زمان حضور در نقطه n است؛ $T_{n,m}^{Travel}$ زمان سفر بین نقاط n و m است؛ T_m^{SW} زمان مورد نیاز برای تغییر وضعیت سوئیچ است. در این معادله $D_{n,m,c,s}^{Crew}$ یک متغیر باینری است که مسیر حرکت تیم‌های خدمات را مشخص می‌کند. معادله (۴۰) بیان می‌کند که تغییر وضعیت سوئیچ‌های دستی تنها در صورت حضور تیم‌های خدمات در آن شین امکان‌پذیر است. قید (۴۱) بیان می‌کند که تیم‌های خدمات باید از محل انبار خارج شوند و طبق رابطه (۴۲) باید در یکی از ایستگاه‌ها مستقر شوند. قید (۴۳) به منظور جلوگیری از بازگشت تیم‌های خدمات به انبار ارائه شده است. قید (۴۴) بیان می‌کند که تیم‌های خدمات باید قبل از رخداد حادثه، در ایستگاه‌ها حضور یابند و در قید (۴۵) ذکر شده است که پس از پایان عملیات باید از محل سوئیچ خارج شوند. به منظور جلوگیری از سفر همزمان چند تیم به یک محل، معادله (۴۶) ارائه شده است و زمان تغییر وضعیت هر سوئیچ توسط معادله (۴۷) محاسبه می‌شود. معادله (۴۸) بیان می‌کند که در صورت عدم سفر تیم خدمات به نقطه n، متغیر $T_{n,c,s}^{Crew}$ مربوط به آن برابر با صفر است که طبق معادله (۴۹) تیم خدمات در صورت عدم اعزام به نقطه n، نمی‌تواند آن نقطه را ترک کند. به منظور مدل‌سازی سیستم حمل و نقل برای مسیریابی تیم‌های خدمات و واحدهای اضطراری سیار، از یک مدل ساده شده بر اساس فاصله مستقیم بین نقاط مبدا و مقصد استفاده شده است[۱۸]. در این مدل، در ابتدا طول هر خط بر اساس مقاومت خطوط محاسبه شده و سپس مختصات شین‌ها تعیین می‌شود. سپس با توجه به نقاط مقصد، فاصله به صورت یک خط مستقیم بین مبدا و مقصد محاسبه می‌شود.

$$T_{n,c}^{Crew}+T_{n,m}^{Travel}\alpha_{n,m}^{Traffic}+T_m^{SW}-\left(1-D_{n,m,c}^{Crew}\right)M \le T_{m,c}^{Crew} \le T_{n,c}^{Crew}+T_{n,m}^{Travel}\alpha_{n,m}^{Traffic}+T_m^{SW}+\left(1-D_{n,m,c}^{Crew}\right)M \quad (۳۹)$$

$$\sum_{m=1}^{M}\sum_{c=1}^{C}D_{m,n,c,s}^{Crew}=\sum_{(i,j)=n}^{L}\sum_{t=1}^{T}\delta_{i,j,t,s} \quad (۴۰)$$

$$\sum_{m=1}^{M}D_{n,m,c,s}^{Crew}=1 \quad (۴۱)$$

$$\sum_{m=1}^{M}D_{m,n,c,s}^{Crew}=1 \quad (۴۲)$$

$$\sum_{m=1}^{M}D_{m,n,c,s}^{Crew}=0 \quad (۴۳)$$

$$T_{n,c,s}^{Crew} \le EP \quad (۴۴)$$

$$\sum_{m=1}^{M}D_{n,m,c,s}^{Crew}=\sum_{m=1}^{M}D_{m,n,c,s}^{Crew} \quad (۴۵)$$

$$0 \le \sum_{m=1}^{M}\sum_{c=1}^{C}D_{m,n,c,s}^{Crew} \le 1 \quad (۴۶)$$

$$\sum_{c=1}^{C}T_{n,c}^{Crew} \le \sum_{(i,j)=n}^{L}\sum_{t=1}^{T}\delta_{i,j,t}\,\tilde{t} \le \sum_{c=1}^{C}T_{n,c}^{Crew}+\Delta t-\varepsilon \quad (۴۷)$$

$$\sum_{m=1}^{M}D_{n,m,c,s}^{Crew} \le \sum_{m=1}^{M}D_{m,n,c,s}^{Crew} \quad (۴۸)$$

$$T_{n,c,s}^{Crew} \le \sum_{m=1}^{M}D_{m,n,c,s}^{Crew}M \quad (۴۹)$$

۹-۲- مکان‌یابی واحدهای اضطراری سیار در سطح دوم

در روابط (۵۰) تا (۵۳) مدل‌سازی ریاضی مکان‌یابی واحد های اضطراری سیار نشان داده شده است [۱۷]. قابل ذکر است که در این سطح واحدهای اضطراری سیار از انبار به ایستگاه‌ها منتقل شده‌اند. رابطه (۵۰) محدودیت تعداد واحدهای قابل حمل به هر ایستگاه را مدل می‌کند. قید (۵۱) بیان می‌کند که هر واحد فقط می‌تواند در یک ایستگاه مستقر شود. معادله (۵۲) زمان حمل هر واحد به ایستگاه را محاسبه می‌کند. در نهایت، قید (۵۳) بیان می‌کند که واحد باید قبل از یک زمان از پیش تعیین شده به ایستگاه برسد.

$$\sum_{mg=1}^{MG}D_{m=depot,n,mg}^{MG} \le N_n^{MG,Max} \quad (۵۰)$$

$$\sum_{n=1}^{N_{Stations}}D_{m=depot,n,mg}^{MG}=1 \quad (۵۱)$$

$$TT_{n,m,mg}^{MG}=T_{n,m}^{Travel}D_{n,m,mg}^{MG} \quad (۵۲)$$

$$TT_{n,m,mg}^{MG} \le EP \quad (۵۳)$$

۱۰-۲- تابع هدف سطح سوم بهره‌برداری

در رابطه (۵۴) تابع هدف سطح سوم ارائه شده است. این تابع شامل کمینه‌سازی هزینه خرید انرژی از شبکه بالادست، هزینه‌های بهره‌برداری از توربین‌های گازی، واحدهای اضطراری سیار، سیستم ذخیره‌ساز، هزینه اجرای برنامه کنترل بار مستقیم و جریمه قطع بار اجباری است. لازم به ذکر است که مسئله بهره‌برداری در این سطح به صورت قطعی و برای محتمل‌ترین سناریو حل شده است.

$$TC=\sum_{t=1}^{T}\pi_t^M P_t^{Sub}+\sum_{t=1}^{T}\sum_{g=1}^{G}C_{g,t}^{Gen}+\sum_{t=1}^{T}\sum_{g=1}^{I}C_{i,t}^{MG} \sum_{t=1}^{T}\sum_{e=1}^{E}C_{e,t}^{EES}+\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{I}C_{i,t}^{DLC}+\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{I}C_{i,t}^{ENS} \quad (۵۴)$$

۱۱-۲- مکان‌یابی واحدهای اضطراری سیار در سطح سوم

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 12 - No. 4- Winter 2024

روابط (۵۵) تا (۶۰) مدل‌سازی مکان‌یابی واحدهای سیار در سطح سوم ارائه شده‌اند[۱۸]، که در این سطح واحدهای سیار از ایستگاه‌ها به شین‌های متناسب منتقل شده و به تولید توان می‌پردازند. معادله (۵۵) بیان می‌کند که تولید توان توسط واحد سیار در شین n نیازمند انتقال واحد به آن شین است. قید (۵۶) به منظور جلوگیری از انتقال بیش از یک واحد به هر شین، ارائه شده است. قیود (۵۷) و (۵۸) به ترتیب تولید توان‌های اکتیو و راکتیو توسط واحدهای سیار را محدود می‌کنند. قید (۵۹) بیان می‌کند که امکان تولید تنها در شین‌هایی امکان پذیر است که یکی از واحدهای سیار به آن‌ها انتقال یافته باشد. قید (۶۰) نشان می‌دهد که واحد سیار تنها پس از انتقال به شین و اتصال به آن می‌تواند فعالیت کند.

$$\sum_{i=1}^{I}\sigma_{n,i,mg} \le D^{MG}_{m=depot,n,mg} \quad (۵۵)$$

$$0 \le \sum_{mg=1}^{MG}\sigma_{n,i,mg} \le 1 \quad (۵۶)$$

$$0 \le P^{MGen}_{i,t} \le \sum_{mg=1}^{MG} P^{Max}_{mg} u_{i,t,mg} \quad (۵۷)$$

$$0 \le Q^{MGen}_{i,t} \le \sum_{mg=1}^{MG} Q^{Max}_{mg} u_{i,t,mg} \quad (۵۸)$$

$$0 \le u_{i,t,mg} \le \sum_{n=1}^{N_{stations}} \sigma_{n,i,mg} \quad (۵۹)$$

$$u_{i,t,mg}\tilde{t} \ge \sum_{n=1}^{N_{stations}} \left[\left(T^{Travel}_{n} + T^{Install}_{i}\right)\sigma_{n,i,mg} \right] \quad (۶۰)$$

۲-۱۲- قیود تعادل توان

در (۶۱) و (۶۲) معادلات تعادل توان ارائه شده در سطح اول، بازنویسی می‌شوند. لازم به ذکر است که در این معادلات توان‌های اکتیو و راکتیو تولید شده توسط واحدهای سیار نیز در نظر گرفته شده‌اند.

$$P^{Sub}_{t,s}|_{i=1} + \sum_{g=1}^{G_i} P^{Gen}_{g,t,s} + \sum_{pv=1}^{PV_i} P^{solar}_{pv,t,s} + \sum_{e=1}^{E_i}\left(P^{dch}_{e,t,s} - P^{ch}_{e,t,s}\right) = \sum_{(i,j)=1}^{L} P^{Line}_{i,j,t,s} + P^{Demand}_{i,t} - P^{ENS}_{i,t,s} - P^{DLC}_{i,t,s} \quad (۶۱)$$

$$Q^{Sub}_{t,s}|_{i=1} + \sum_{g=1}^{G_i} Q^{Gen}_{g,t,s} + Q^{MGen}_{i,t} = \sum_{(i,j)=1}^{L} Q^{Line}_{i,j,t,s} + Q^{Demand}_{i,t,s} - Q^{ENS}_{i,t,s} - Q^{DLC}_{i,t,s} \quad (۶۲)$$

۲-۱۳- مسیریابی تیم‌های خدمات در سطح سوم

قیود مورد نیاز برای مسیریابی تیم‌های خدمات در سطح سوم، مشابه قیود سطح قبل بوده با این تفاوت که مسیر سفر برعکس است. در این راستا، قیود (۴۱) تا (۴۳) به ترتیب در (۶۳) تا (۶۵) بازنویسی می‌شوند. تیم‌های خدمات در ابتدا از انبارها به محل سوئیچ‌های دستی رفته و پس از آن به انبار برمی‌گردند.

$$\sum_{m=1}^{M} D^{Crew}_{n,m,c,s} = 1 \quad (۶۳)$$

$$\sum_{m=1}^{M} D^{Crew}_{m,n,c,s} = 1 \quad (۶۴)$$

$$\sum_{m=1}^{M} D^{Crew}_{m,n,c,s} = 0 \quad (۶۵)$$

۲-۱۴- شاخص تاب آوری

به منظور اندازه‌گیری و سنجش تاب آوری سیستم در شرایط اضطراری یک شاخص تاب آوری تعریف شده است [۱۹]. در رابطه (۶۶) شاخص تاب آوری را بیان کرده است. در این رابطه، شاخص تاب آوری به صورت نسبت مقدار بار عرضه شده بین t1 تا t2 به مقدار کل تقاضا در این دوره تعریف شده است. لازم به ذکر است که اگر بار به طور کامل تامین شود، مقدار شاخص تاب آوری برابر با یک است و ضرایب وزنی هستند که برای جداسازی مقادیر بار نرمال و بحرانی معرفی شده‌اند.

$$RI = \frac{\sum_{t=t_1}^{t_2}\left[\sum_{n\in\Xi^n_{CL}} \omega^{CL}\left(P^{load}_{n,t} - P^{DLC}_{n,t} - P^{FLS}_{n,t}\right) + \sum_{n\in\Xi^n_{NL}} \omega^{NL}\left(P^{load}_{n,t} - P^{DLC}_{n,t} - P^{FLS}_{n,t}\right)\right]}{\sum_{t=t_1}^{t_2}\left[\sum_{n\in\Xi^n_{CL}} \left(\omega^{CL} P^{load,CL}_{n,t}\right) + \sum_{n\in\Xi^n_{NL}} \left(\omega^{NL} P^{load,NL}_{n,t}\right)\right]} \quad (۶۶)$$

۳- مراحل حل مدل پیشنهادی

مراحل حل مدل پیشنهادی به صورت گام به گام در شکل (۱) در قالب یک فلوچارت نشان داده شده‌اند. لازم به ذکر است که مدل پیشنهادی به صورت یک مسئله بهینه‌سازی خطی مختلط عدد صحیح (MILP) مدل شده و توسط حل‌کننده خطی CPLEX در نرم‌افزار GAMS حل شده است. در گام اول تقاضای بار مشترکین شبکه و همچنین پارامترها و اسکالرهای مورد نیاز برای شبیه‌سازی مسئله به نرم‌افزار GAMS داده می‌شوند. در گام بعد پروسه تولید سناریوهای خطا با استفاده از تابع شکنندگی و کاهش تعداد سناریوهای تولید شده از روش k-means استفاده شده است. تعداد سناریوهای خطای تولید شده و کاهش یافته به ترتیب ۱۰۰۰ و ۱۰ است. در این سطح، مکان بهینه نصب سوئیچ‌های اتوماتیک با هدف کمینه‌سازی انرژی تامین نشده مورد انتظار تعیین شده است. لازم به ذکر است که این سطح با گام زمانی ۱ ساعته حل شده است. سپس، سطح دوم مدل پیشنهادی با گام زمانی ۱۵ دقیقه‌ای و با در نظر گرفتن سناریوهای مذکور حل شده است. در این سطح اقدامات پیشگیرانه شامل مکان‌یابی تیم‌های خدمات و واحدهای اضطراری سیار انجام شده و به سطح سوم ارسال می‌شوند. در نهایت، سطح سوم مدل پیشنهادی با گام زمانی ۱۵ دقیقه‌ای و به صورت قطعی (برای محتمل‌ترین سناریو) حل شده است. در این سطح، مسئله در شرایط پس از رخداد حادثه حل شده و تابع هدف شامل حداقل‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری و جریمه قطع بار اجباری است. لازم به ذکر است که حل مسئله پس از ترمیم تمامی

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

خطوط آسیب دیده و بازیابی کامل شبکه به پایان خواهد رسید. قابل ذکر است که در تمامی مراحل حل، قیود امنیتی و پخش بار در نظر گرفته شده تا از تبادل توان غیر منطقی در سیستم جلوگیری شود. بهره برداری از سیستم توزیع با توجه به تغییر آرایش شبکه از طریق باز آرایی سیستم توزیع، فرستادن واحدهای سیار به نقاط حساس شبکه و اجرای برنامه کنترل بار مستقیم سیستم است که این موارد باعث می‌گردد به طور قابل توجهی ارتقای تاب آوری صورت پذیرد.

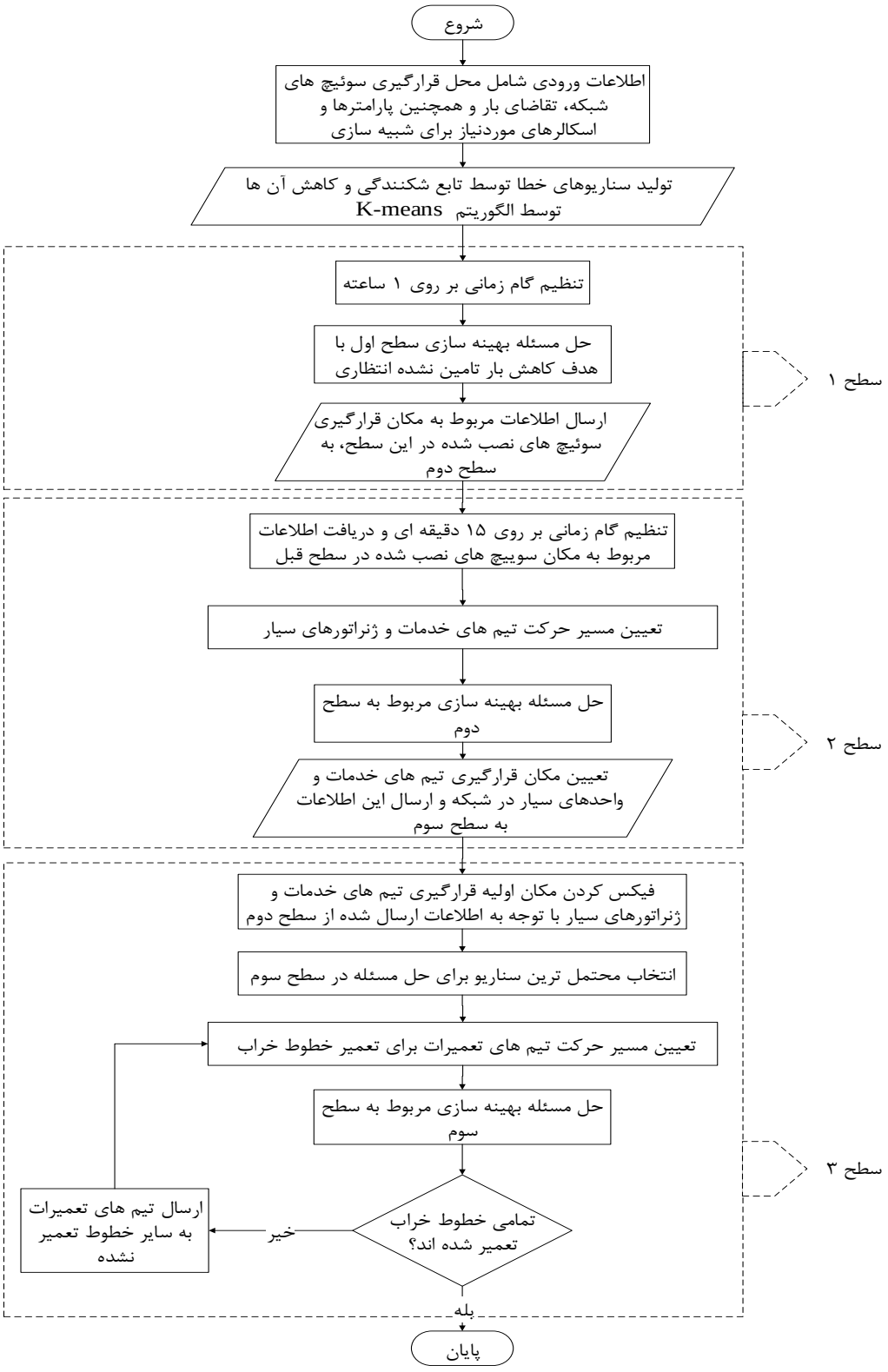
۱-۳- نتایج شبیه‌سازی کامپیوتری و تحلیل آنها

مدل سه سطحی پیشنهادی بر روی شبکه ۶۹ شینه اصلاح شده شکل (۲) پیاده‌سازی شده است. این شبکه بار مشترکین خود را از طریق منابع تولید پراکنده قرار گرفته بر روی آن و خرید از شبکه بالا دست تامین می‌کند. همانطور که دید می شود چهار توربین گازی و سه پنل PV بر روی شبکه قرار گرفته‌اند. علاوه بر این شش EES بر روی شبکه مذکور قرار گرفته‌اند، که منجر به ارتقای تاب آوری می‌شود. در این پژوهش فرض شده است که شبکه در ابتدا به ۷ سوئیچ دستی مجهز است. لازم به ذکر است که به منظور تغییر وضعیت سوئیچ‌های دستی، تیم‌های خدمات به محل هر سوئیچ اعزام می‌شوند. علاوه بر این روی تمامی شین‌ها سوئیچ‌های اتوماتیک کاندید نصب هستند. با نظر به اینکه سوئیچ‌های اتوماتیک از راه دور کنترل می‌شوند، در شرایط اضطراری می‌توان به سرعت آرایش شبکه را توسط آن‌ها تغییر داد. بر روی شبکه مکان انبار، ایستگاه‌های استقرار تیم‌های خدمات و EESها مشخص شده است. همچنین بر روی شبکه بارهای معمولی و حیاتی در نظر گرفته شده که برای برنامه کنترل بار مستقیم اولویت، تامین بار آن‌ها متفاوت است. مدل پیشنهادی در قالب ۶ مطالعه موردی مطابق جدول (۱) حل شده است. همانطور که در جدول مشاهده می‌شود، تاثیر آرایش دینامیکی، اقدامات پیشگیرانه اجرای برنامه کنترل بار و سیستم‌های ذخیره‌ساز بر ارتقای تاب‌آوری سیستم به‌طور کامل بررسی شده است. جدول (۲) داده‌های ورودی شبیه سازی و منحنی پروفیل بار در شکل (۲) نشان داده شده است. جدول (۳) نتایج قرار دادن سوئیچ‌ها با هدف به حداقل رساندن انرژی تامین نشده مورد انتظار را در سطح اول مدل پیشنهادی نشان می‌دهد. نتایج جدول (۳) نشان می‌دهد که پس از حل سطح اول، سوئیچ‌های اتوماتیک بر روی ۱۰خط نصب می‌شوند. در جدول (۳) همچنین مقادیر EENS را قبل و بعد از نصب سوئیچ‌ها نشان می‌دهد، لازم به ذکر است که نصب سوئیچ‌ها منجر به کاهش ۴۳/۸۹درصدی انرژی تامین نشده مورد انتظار شده است. جدول (۴) و (۵) به ترتیب نتایج بهره‌برداری مطالعات موارد ۱ و ۲ را نشان می‌دهند در مطالعه مورد ۱ آرایش شبکه ثابت است درحالی‌که در مطالعه مورد ۲ دینامیکی است. شکل (۴) منحنی عرضه بار در مطالعات موارد۱ و۲ را نشان می‌دهد که آرایش دینامیکی در تمام مراحل بهره‌برداری منجر به تامین بار بیشتر شده است.

جداول (۶) و (۷) به ترتیب نتایج عملکرد مطالعه موارد ۳ و ۴ را نشان می‌دهند. در مطالعه موارد سه و چهار مساله در حضور MEGها حل شده است. نتایج نشان می‌دهد که نرخ حذف بار اجباری در مطالعه موارد سه و چهار نسبت به مطالعه مورد مطالعه ۲ به ترتیب ۶۴/۰۵ درصد و ۶۴/۷۹ درصد و همچنین در مطالعه مورد چهار میزان ریزش بار به میزان ۲/۰۵ درصد نسبت به مورد ۳ کاهش یافته است. اشکال (۵) و (۶) محل تیم‌های خدمات و ژنراتورهای اضطراری سیار در سطح پیش از رخداد در مطالعه موارد ۳ و ۴ را نشان می‌دهند. در مطالعه موردی ۴ تمامی تیم‌های خدمات به محل سوئیچ‌های دستی اعزام شده‌اند و پس از تغییر به ایستگاه می‌روند، در حالی که در مطالعه موردی ۳ تیم‌های ۱ و ۴ به دلیل کمبود وقت و عدم اعزام به محل سوئیچ‌های دستی، مستقیم به ایستگاه رفته‌اند. شکل (۷) منحنی عرضه بار را در مطالعات موارد ۲، ۳ و ۴ مقایسه می‌کند. همانطور که مشخص است، وجود ژنراتورهای اضطراری سیار در مطالعه موارد سه و چهار تاثیر قابل توجهی بر عرضه بار مشتریان داشته است. در جداول (۸) نتایج مطالعه مورد ۵ ارائه شده است که نشان می‌دهد اجرای برنامه کنترل بار مستقیم منجر به کاهش ۲۹/۶۹ درصدی هزینه‌های بهره‌برداری گردیده. لازم به ذکر است که نتایج عددی نشان می‌دهد پیاده سازی برنامه کنترل بار مستقیم عرضه بارهای بحرانی را ۱۰/۳۴ درصد افزایش داده است.

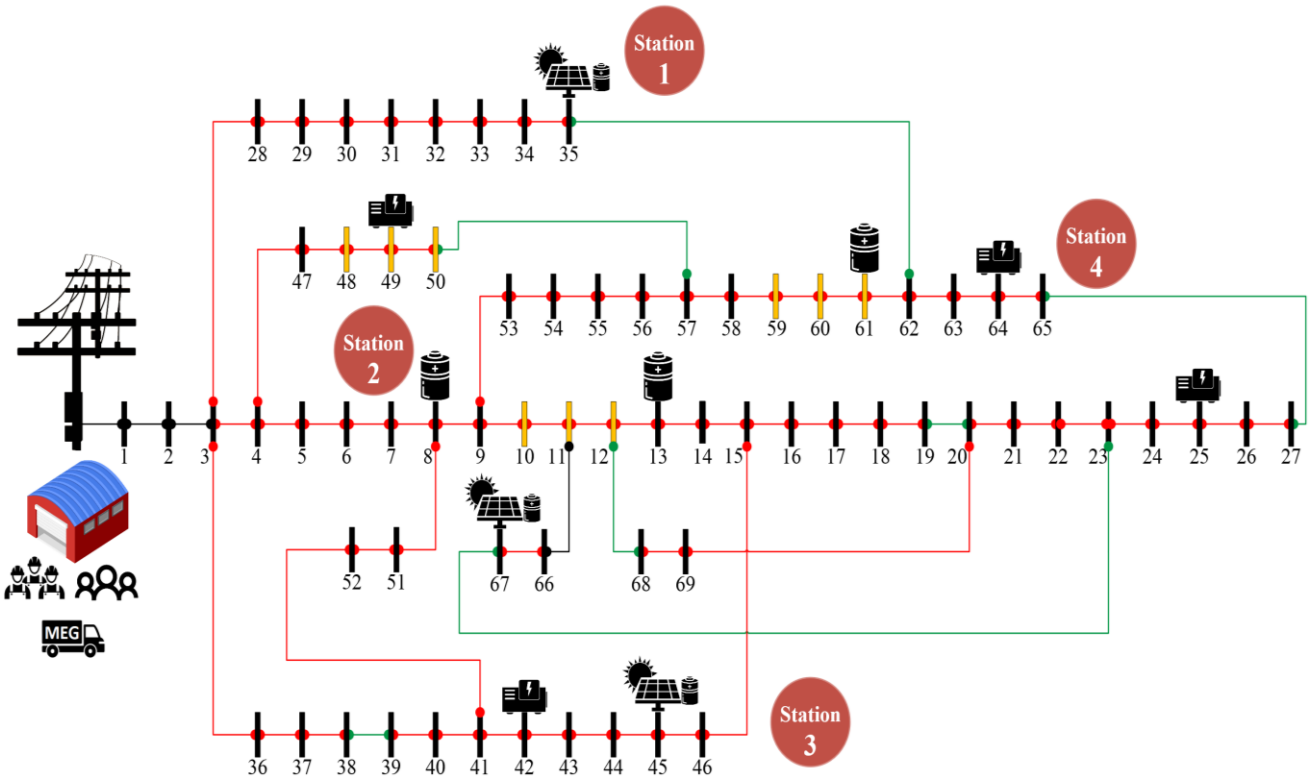
نتایج اقدامات مطالعه مورد شش در جدول (۹) ارائه شده است که در این مطالعه، مشکل حضور سیستم‌های ذخیره انرژی الکتریکی حل شده است. حضور سیستم‌های ذخیره ساز انرژی الکتریکی منجر به کاهش ۸/۰۲ درصدی ریزش بار اجباری و در نتیجه منجبر به کاهش ۶/۵۵ درصدی هزینه بهره‌برداری شده است. شکل (۸) منحنی عرضه بار در مطالعات موارد پنج و شش را مورد بررسی قرار می‌دهد. لازم به ذکر است، همانطور که مشاهده می‌شود وجود سیستم ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی در باس‌های مختلف، بار بیشتری را فراهم کرده است. شکل (۹) شاخص تاب‌آوری را در موارد مختلف مطالعاتی مقایسه می‌کند و نشان می‌دهد که شاخص تاب‌آوری از مطالعه یک تا شش افزایش یافته است.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]



شکل (۱): فلوچارت مربوط به مراحل حل مدل پیشنهادی

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 12 - No. 4- Winter 2024



شکل (۲): ساختار شبکه ۶۹ شینه اصلاح شده

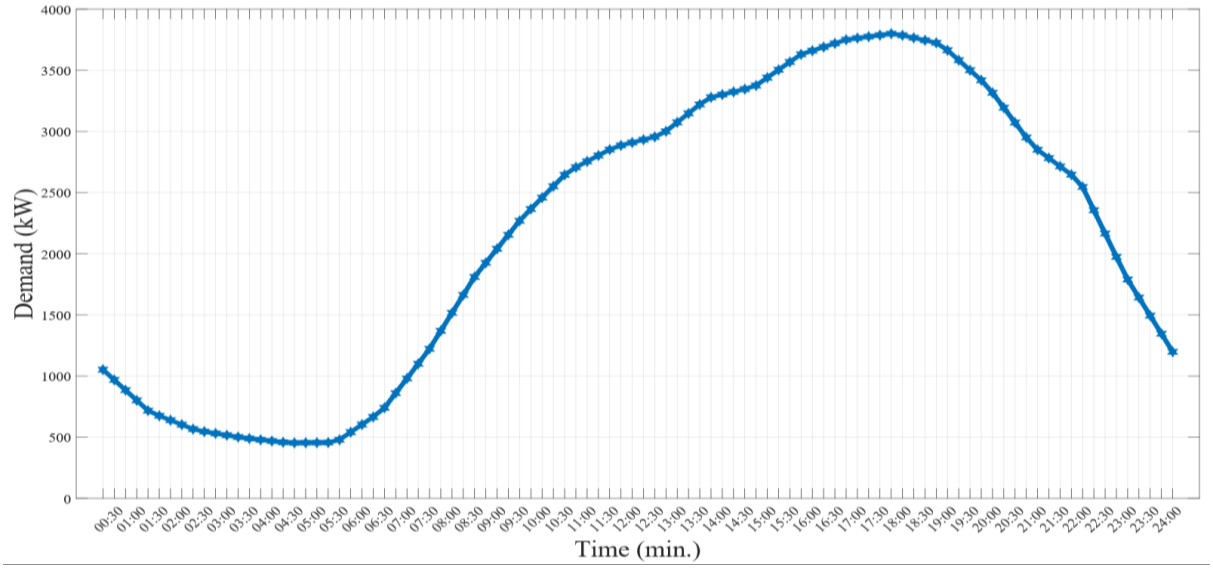
جدول (۱): موارد مطالعاتی

مورد	آرایش شبکه		منابع تولید پراکنده سیار	افق زمانی اقدامات پیشگیرانه		کنترل بار مستقیم	ذخیره ساز انرژی الکتریکی
	ثابت	دینامیکی		۳۰ دقیقه	۶۰ دقیقه		
۱	✓	×	×	×	×	×	×
۲	×	✓	×	×	×	×	×
۳	×	✓	✓	✓	×	×	×
۴	×	✓	✓	×	✓	×	×
۵	×	✓	✓	×	✓	✓	×
۶	×	✓	✓	×	✓	✓	✓

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

جدول (۲): اطلاعات ورودی شبیه سازی

پارامتر	مقدار	واحد	پارامتر	مقدار	واحد
Δt (سطح ۱)	۱	H	ε	1e-7	-
Δt (سطح ۲)	۱۵	Min	M	1e7	-
(سطح ۳)	۱۵	Min	π^{EES}	۱	Cent/kWh
$(\max)\ \pi_t^M$	۲۰	Cent/kWh	$/\ \eta_e^{dch}\ \eta_e^{ch}$	۹۵	%
T_n^{SW}	۵	Min	$E_e^{initial}$	۵۰	%
T_n^R	۳۰	min/pole	$/\ P_{e,t,s}^{dch,Max}\ P_{e,t,s}^{ch,Max}$	۴۰	%
T_i^M	۱۰	Min	π_g^{Gen}	۹	Cent/kWh
$N_n^{MG,Max}$	۲	-	π_i^{DLC}	۵	$/kWh
δ^{Max}	۷	-	π_i^{ENS}	۲۰	$/kWh
V^{Min}	۰/۹	-	α^{DLC}	۵۰	%
V^{Max}	۱/۱	-	C^{SW}	۱۵۰۰۰	$
π^{MG}	۱۱	Cent/kWh	*Budget*	۱۵۰۰۰۰	$



شکل(۳): پروفیل بار روزانه شبکه توزیع انرژی الکتریکی تحت مطالعه

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 12 - No. 4- Winter 2024

جدول (۳): نتایج عملکرد سوئیچّها

سوئیچ ها										
شماره خط	۱۰	۱۲	۳۴	۵۰	۵۶	۶۴	۶۵	۷۳	۷۴	۷۵
از باس – به باس	۱۰-۱۱	۱۲-۱۳	۳۴-۳۵	۸-۵۱	۵۶-۵۷	۶۴-۶۵	۱۱-۶۶	۴۱-۵۲	۲۰-۶۹	۱۵-۴۶
طول (متر)	۱۸۸	۱۰۳۷	۱۴۸۳	۹۳	۱۶۰۰	۱۰۴۸	۲۰۲	۱۴۶	۷۱۵	۱۰۴۸
انرژی تامین نشده مورد انتظار (کیلو وات/ ساعت)	قبل از	/۲۷ ۱۰۱۷۷۵								
	بعد از	۵۷۱۰۲/۵۴								

جدول (۴): نتایج مطالعه مورد یک

بهره برداری	هزینه (دلار)						کنترل بار (kwh)	
	توربین گازی	ژنراتورهای اضطراری سیار	ذخیره ساز انرژی الکتریکی	شبکه	کنترل بار	کل	کنترل بار مستقیم	ریزش
قبل از رخداد	۲۲۵۵	۰	۰	۷۳۴/۴۵	۰	۲۹۹۹۸/۴۵	۰	۰
حین رخداد	۵۴۹/۴۳	۰	۰	۳۴۲/۸۴	۵۱۰۷۶۵/۸۱	۵۱۱۷۰۳/۰۸	۰	۱۰۴۲۹/۶۵
بعد رخداد	۵۲۱/۶۳	۰	۰	۱۸۲/۱۹	۸۰۳۶۱۷/۵۵	۸۰۴۳۲۱/۳۷	۰	۱۶۰۰۰/۲۶
بازیابی	۳۸۲۷/۹۸	۰	۰	۲۶۱۶/۳۷	۳۸۵۲۳۷۵/۳۴	۳۸۵۸۷۱۹/۶۹	۰	۷۹۰۰۵/۷۲
مجموع	۷۰۹۹/۰۴	۰	۰	۳۸۸۴/۸۵	۵۱۶۶۷۵۸/۷	۵۱۷۷۷۴۲/۵۹	۰	۱۰۵۴۳۵/۶۳

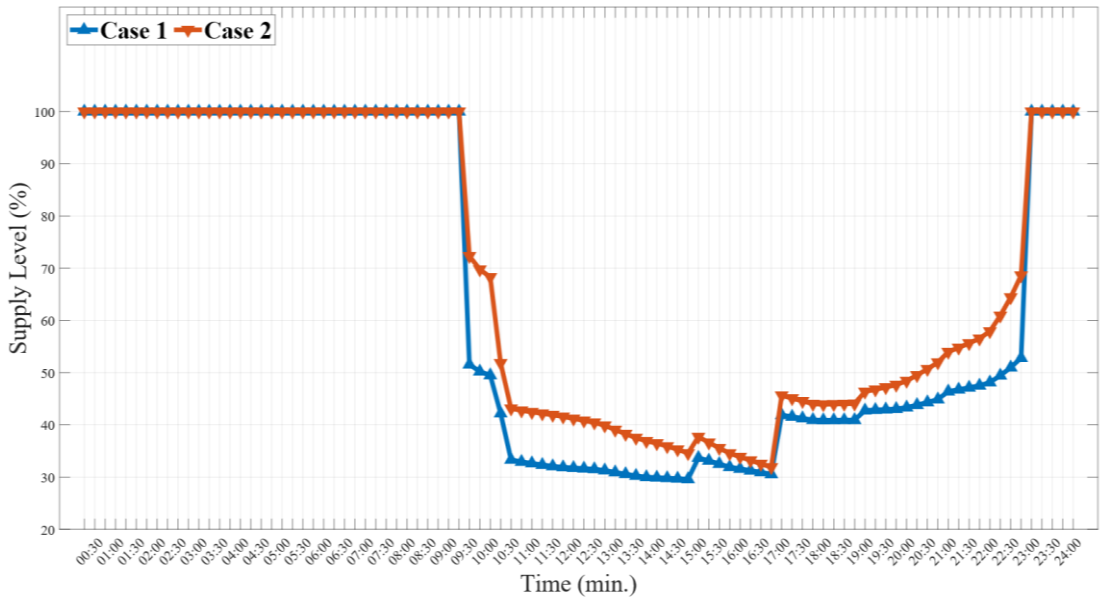
[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

جدول (۵): نتایج مطالعه مورد دو

بهره برداری	هزینه (دلار)							کنترل بار(kwh)	
	توربین گازی	ژنراتورهای اضطراری سیار	ذخیره ساز انرژی الکتریکی	شبکه	کنترل بار	کل	کنترل بار مستقیم	ریزش
قبل از رخداد	۲۲۳۳/۲۹	۰	۰	۵۶۴/۰۵	۰	۲۷۹۷/۳۴	۰	۰
حین رخداد	۵۸۱/۶	۰	۰	۴۰۳/۸۹	۳۹۲۶۷۹/۱۲	۳۹۳۶۶۴/۶۱	۰	۸۱۶۱۰۷۷
بعد رخداد	۵۲۲/۵	۰	۰	۱۸۲/۱۹	۶۹۹۷۵۹/۳۴	۷۰۰۴۶۴/۰۳	۰	۱۳۸۵۲/۳۴
بازیابی	۳۶۹۴/۸۹	۰	۰	۳۴۴۹/۰۸	۳۴۸۲۱۸۹/۰۳	۳۴۸۹۳۳۳	۰	۷۲۶۲۱/۱۳
مجموع	۷۰۳۲/۲۸	۰	۰	۴۵۹۹/۲۱	۴۵۷۴۶۲۷/۴۹	۴۵۸۶۲۵۸/۹۸	۰	۹۴۶۳۵/۲۴

جدول (۶): نتایج مطالعه مورد سه

بهره برداری	هزینه (دلار)							کنترل بار (kwh)	
	توربین گازی	ژنراتورهای اضطراری سیار	ذخیره ساز انرژی الکتریکی	شبکه	کنترل بار	کل	کنترل بار مستقیم	ریزش
قبل از رخداد	۲۲۳۳/۲۹	۰	۰	۵۶۴/۰۵	۰	۲۷۹۷/۳۴	۰	۰
حین رخداد	۵۸۱/۶	۰	۰	۴۰۳/۸۹	۳۹۲۶۷۹/۱۲	۳۹۳۶۶۴/۶۱	۰	۸۱۶۱/۷۷
بعد رخداد	۴۹۴/۲۲	۹۰۲/۲۶	۰	۱۸۲/۱۹	۲۱۷۷۶۲/۶۲	۲۱۹۳۴۱/۲۹	۰	۵۷۱۶/۸۴
بازیابی	۳۶۶۵/۷۵	۶۲۸۶/۱۴	۰	۲۹۰۰/۴۲	۵۳۴۲۶۸/۵۴	۵۴۷۱۲۱/۱۲	۰	۲۰۰۰۲/۹۶
مجموع	۶۹۷۴۸۶	۷۱۸۸/۶۷	۰	۴۰۵۰/۵۵	۱۱۴۴۷۱۰/۸۲	۱۱۶۲۹۲۴/۳۶	۰	۳۳۸۸۱/۵۷

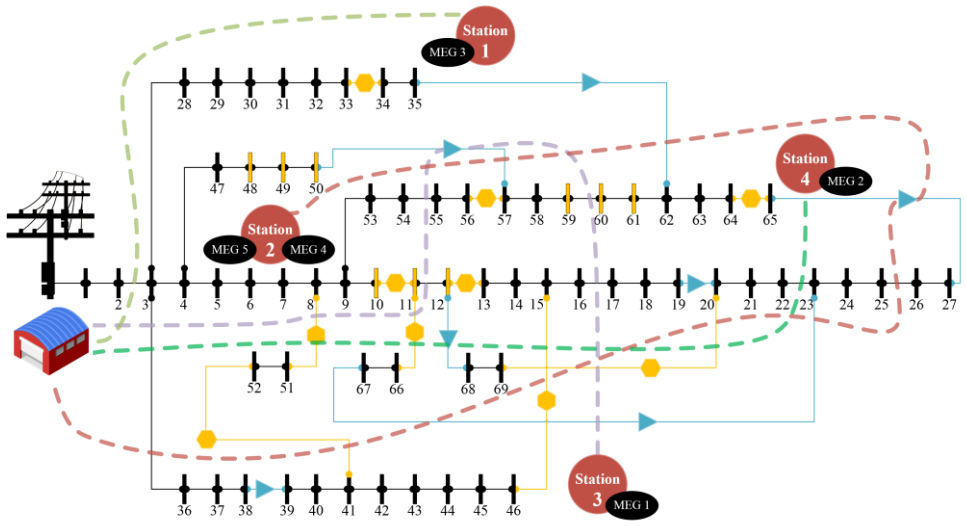


شکل (۴): منحنی عرضه بار در موارد یک و دو

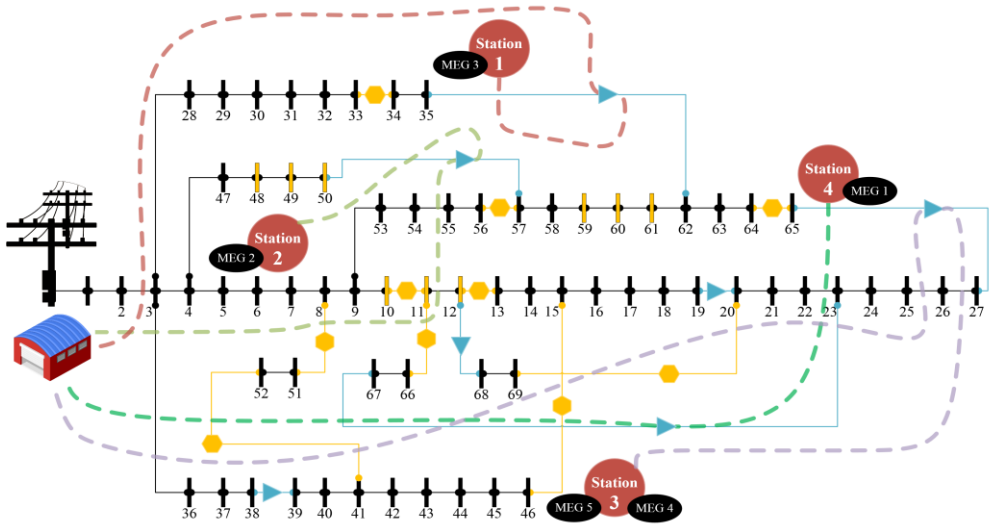
[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 12 - No. 4- Winter 2024

جدول (۷): نتایج مطالعه مورد چهار

بهره برداری	هزینه (دلار)							کنترل بار (kwh)	
	توربین گازی	ژنراتورهای اضطراری سیار	ذخیره ساز انرژی الکتریکی	شبکه	کنترل بار	کل	کنترل بار مستقیم	ریزش
قبل از رخداد	۲۲۳۱/۹۴	۰	۰	۵۶۵/۵۳	۰	۲۷۹۷/۴۷	۰	۰
حین رخداد	۵۸۱/۶	۰	۰	۴۰۳/۸۹	۳۹۲۶۷۹/۱۲	۳۹۳۶۶۴/۶۱	۰	۸۱۶۱/۷۷
بعد رخداد	۴۹۴/۲۲	۹۹۰/۵۹	۰	۱۸۲/۱۹	۱۷۵۳۶۳/۸۹	۱۷۷۰۳۰/۸۹	۰	۴۹۲۷/۲۴
بازیابی	۳۶۶۵/۷۵	۶۲۸۲/۵۷	۰	۲۹۱۵/۱	۵۳۷۸۹۲/۰۹	۵۵۰۷۵۵/۵۱	۰	۲۰۰۹۳/۲۳
مجموع	۶۹۷۳/۵۱	۷۲۷۳/۱۷	۰	۴۰۶۶/۷۱	۱۱۰۵۹۳۵/۱	۱۱۴۲۲۴۸/۴۸	۰	۳۳۱۸۲/۲۴

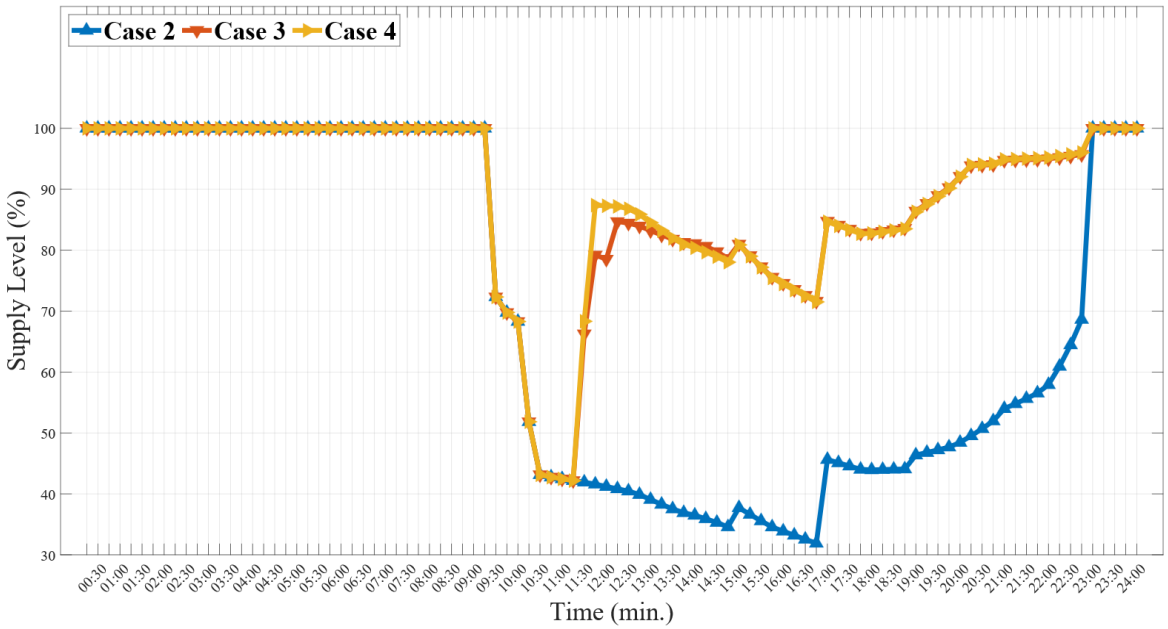


شکل (۵): برنامه ریزی قبل از رخداد در مورد سه



شکل (۶): برنامه ریزی قبل از رخداد مطالعه مورد چهار

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]



شکل (۷): مقایسه منحنی عرضه بار در مطالعه موارد دو، سه و چهار

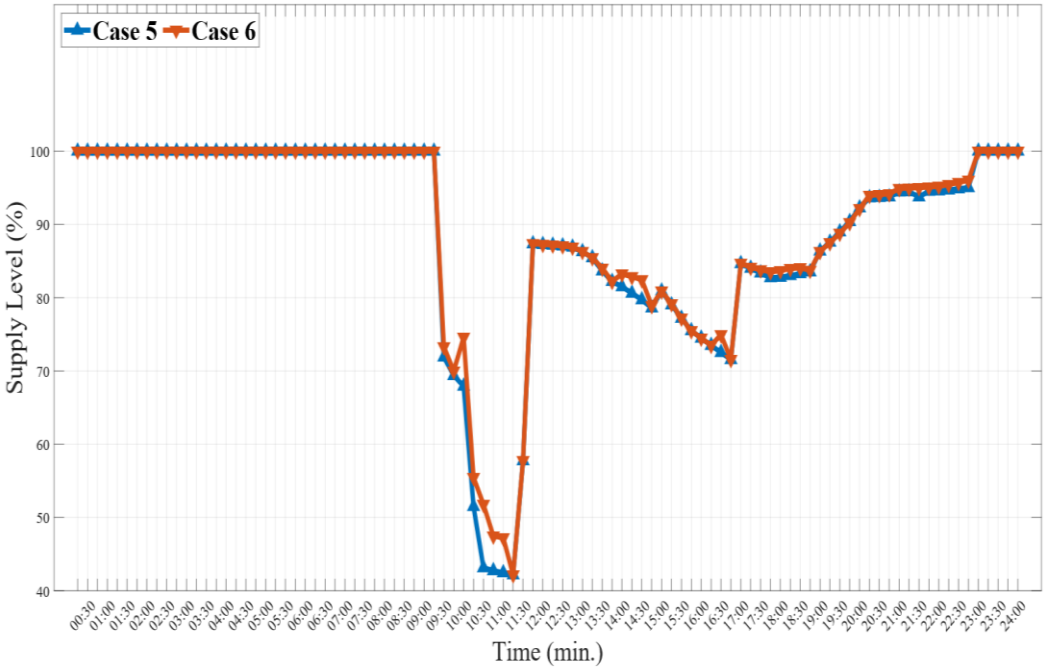
جدول (۸): نتایج مطالعه مورد پنج

بهره برداری	هزینه (دلار)						کنترل بار (kwh)	
	توربین گازی	ژنراتورهای اضطراری سیار	ذخیره ساز انرژی الکتریکی	شبکه	کنترل بار	کل	کنترل بار مستقیم	ریزش
قبل از رخداد	۲۱۲۰/۵۱	۰	۰	۷۰۰	۱۰۵۲۹/۳۱	۱۳۳۴۹/۸۲	۰	۰
حین رخداد	۵۶۰/۳۷	۰	۰	۴۸۲/۷۴	۳۷۶۱۰۶/۷۳	۳۷۷۰۹۵/۸۴	۱۳۹۶/۵۲	۶۸۱۰/۸۶
بعد رخداد	۴۹۴/۵۷	۹۶۷/۵۳	۰	۱۸۲/۱۹	۱۶۳۸۱۶/۵۷	۱۶۵۴۶۰/۸۶	۱۷۸۲/۲۸	۳۳۵۷/۱۴
بازیابی	۳۶۸۴/۱۲	۶۲۹۴/۰۶	۰	۲۸۷۵/۳	۳۶۰۸۲۱/۸۹	۳۷۳۶۷۵/۳۷	۱۰۶۶۰/۳۱	۹۳۷۶/۰۵
مجموع	۶۸۵۹/۵۷	۷۲۶۱/۵۹	۰	۴۱۸۶/۲۳	۹۱۱۲۷۴/۵	۹۲۹۵۸۱/۸۹	۱۳۸۳۹/۱۱	۱۹۵۴۴/۰۵

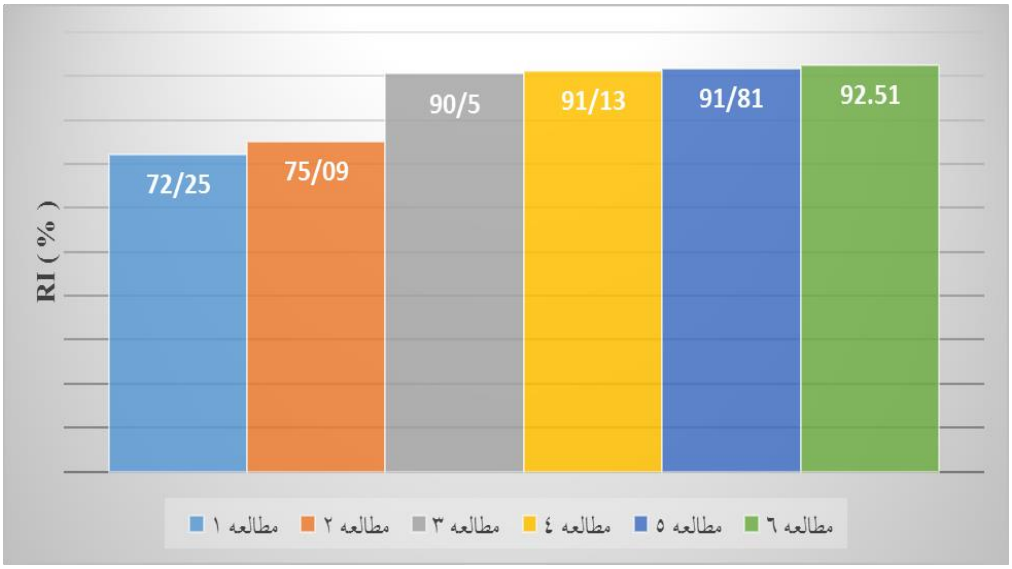
جدول (۹): نتایج مطالعه مورد شش

بهره برداری	هزینه (دلار)						کنترل بار (kwh)	
	توربین گازی	ژنراتورهای اضطراری سیار	ذخیره ساز انرژی الکتریکی	شبکه	کنترل بار	کل	کنترل بار مستقیم	ریزش
قبل از رخداد	۲۲۸۱/۷۶	۰	۱۳/۶۴	۵۴۶/۸۲	۳۱۱۷/۴۶	۵۹۵۹/۶۸	۷۰/۷۱	۱۳۸/۲
حین رخداد	۵۷۹/۶	۰	۱۰/۷۷	۴۲۲/۵۳	۱۲۷۶۶۷/۶۴	۱۲۸۶۸۰/۵۴	۱۳۵۰/۹۱	۶۰۴۵/۶۵
بعد رخداد	۵۰۱/۴۸	۱۰۰۹/۶۷	۵/۴۷	۱۸۲/۱۹	۱۶۳۷۰۴/۰۶	۱۶۵۴۰۲	۱۷۸۲/۲۸	۳۳۵۲/۶۴
بازیابی	۳۶۶۶/۶۷	۶۳۱۳/۳۴	۶/۲۶	۲۹۲۸/۹۷	۳۳۱۸۰۲/۷۵	۳۴۴۷۱۷/۹۹	۱۰۶۳۱/۴۸	۸۶۲۶/۴۷
مجموع	۷۰۲۹/۵۱	۷۳۲۳/۰۱	۳۶/۱۴	۴۰۸۰/۵۱	۶۲۶۲۹۱/۹۱	۶۴۴۷۶۱/۰۸	۱۳۸۳۵/۳۸	۱۸۱۶۲/۹۶

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]



شکل (۸): مقایسه منحنی عرضه بار شبکه در مطالعه موارد پنج و شش



شکل (۹): مقایسه شاخص تاب آوری در مطالعات مختلف

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

۴- نتیجه گیری

در این مقاله، یک مدل سه سطحی برای ارتقای تاب آوری سیستم توزیع با در نظر گرفتن ژنراتورهای اضطراری سیار، تیم های خدمات و تعمیرات ارائه شده است. مدل پیشنهادی بر روی یک شبکه توزیع ۶۹ شینه اجرا شد و نتایج مهم به در زیر خلاصه شده اند:

- مساله با درنظر گرفتن آرایش ثابت و دینامیکی حل شده است و نتایج نشان داد که تغییر آرایش منجر به کاهش ۱۰/۰۴ درصدی ریزش بار اجباری و در نتیجه کاهش ۹/۶۹ درصدی هزینه بهره برداری سیستم شده است.
- نتایج نشان داد که انجام اقدامات پیشگیرانه منجر به تعیین موقعیت بهینه تیم‌های خدمات و ژنراتورهای اضطراری سیار در سطح پیش از رخداد می‌شود و بار بیشتری را در مرحله پس از رخداد فراهم می‌کند. نتایج عددی نشان داد که حضور ژنراتورهای اضطراری سیار و انجام اقدامات پیشگیرانه به مدت ۶۰ دقیقه، ریزش بار اجباری را به میزان ۶۴/۷۹ درصد کاهش داده است.
- مساله بهره‌برداری با درنظر گرفتن برنامه کنترل بار مستقیم حل شد و نتایج نشان داد که اجرای این برنامه بر روی بارهای معمولی به ۱۰/۳۴درصد کاهش در قطع بار حیاتی منجر شده است. همچنین نتایج نشان می‌دهد که اجرای برنامه کنترل بار مستقیم منجر به کاهش ۲۹/۶۹ درصد در هزینه‌های بهره‌برداری شده است که به دلیل هزینه کمتر اجرای این برنامه در مقایسه با ریزش بار اجباری است.
- تاثیر سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی بر تاب آوری سیستم مورد بررسی قرار گرفت و نتایج نشان داد که حضور سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی الکتریکی منجر به کاهش ۸/۰۲ درصدی ریزش بار اجباری و در نتیجه ۶/۵۵ درصد کاهش در هزینه‌های بهره‌برداری شده است. به طور کلی نتایج به دست آمده از این رساله کارایی چارچوب سه سطحی پیشنهادی را برای ارتقای تاب آوری سیستم توزیع اثبات کرده است.

سپاسگزاری

این مقاله از رساله دوره دکتری در دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول استخراج شده است. نویسندگان بر خود لازم می‌دانند مراتب تشکر صمیمانه خود را از همکاران حوزه پژوهشی دانشگاه آزاد اسلامی، داوران محترم و اعضای هیأت علمی دانشکده مهندسی برق که ما را در انجام و ارتقای کیفی این مقاله یاری نموده‌اند، اعلام نمایند.

مراجع

[1] W. Liu, F. Ding, C. Zhao, Dynamic Restoration Strategy for Distribution System Resilience Enhancement, in: 2020 IEEE Power Energy Soc. Innov. Smart Grid Technol. Conf., 2020: pp. 1–5. https://doi.org/10.1109/ISGT45199.2020.9087726.

[2] N.L. Dehghani, Y.M. Darestani, A. Shafieezadeh, Optimal Life-Cycle Resilience Enhancement of Aging Power Distribution Systems: A MINLP-Based Preventive Maintenance Planning, IEEE Access. 8 (2020) 22324–22334. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2969997.

[3] B. Venkateswaran V, D.K. Saini, M. Sharma, Techno-economic hardening strategies to enhance distribution system resilience against earthquake, Reliab. Eng. Syst. Saf. 213 (2021) 107682. ttps://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ress.2021.107682.

[4] O.S. Omogoye, K.A. Folly, K.O. Awodele, Review of Proactive Operational Measures for the Distribution Power System Resilience Enhancement Against Hurricane Events., in: 2021 South. African Univ. Power Eng. Conf. Mechatronics/Pattern Recognit. Assoc. South Africa, 2021: pp. 1–6. https://doi.org/10.1109/SAUPEC/RobMech/PRASA52254.2021.9377252.

[5] M. Ghasemi, A. Kazemi, E. Bompard, F. Aminifar, A two-stage resilience improvement planning for power distribution systems against hurricanes, Int. J. Electr. Power Energy Syst. 132 (2021) 107214. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107214.

[6] G. Zhang, F. Zhang, X. Zhang, Z. Wang, K. Meng, Z.Y. Dong, Mobile Emergency Generator Planning in Resilient Distribution Systems: A Three-Stage Stochastic Model With Nonanticipativity Constraints, IEEE Trans. Smart Grid. 11 (2020) 4847–4859. https://doi.org/10.1109/tsg.2020.3003595.

[7] A.G. Skowronska, Z.P. Mourelatos, Microgrid Maintenance Strategies for Optimal Reliability and Cost, in: 2020 Annu. Reliab. Maintainab. Symp., 2020: pp. 1–4. https://doi.org/10.1109/RAMS48030.2020.9153614.

[8] M.A. Tavakoli Ghazi Jahani, P. Nazarian, A. Safari, M.R. Haghifam, Multi-objective optimization model for optimal reconfiguration of distribution networks with demand response services, Sustain. Cities Soc. 47 (2019) 101514. https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101514.

[9] Z. Li, W. Tang, X. Lian, X. Chen, W. Zhang, T. Qian, A resilience-oriented two-stage recovery method for power distribution system considering transportation network, Int. J. Electr. Power Energy Syst. 135 (2022) 107497. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107497

[10] G. Zhang, F. Zhang, X. Zhang, K. Meng, Z.Y. Dong, Sequential Disaster Recovery Model for Distribution

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

زیرنویس‌ها

1. pre-positioning
2. Vulnerability threshold
3. Maintenance
4. Mixed-integer linear programming
5. Failure rate
6. relaxation
7. Power Factor
8. Crew teams
9. Depot
10. Stations

رزومه



سید محمدامین هاشمی‌فر در سال (۱۳۷۰) در بهبهان متولد شده است. تحصیلات دانشگاهی خود را در مقطع کارشناسی مهندسی برق قدرت از دانشگاه آزاد اسلامی واحد بهبهان (۱۳۹۲)، کارشناسی ارشد مهندسی تکنولوژی برق فشار قوی در دانشگاه آزاد اسلامی واحد کازرون (۱۳۹۵) سپری کرده است و دانشجوی دکتری مهندسی برق- قدرت از دانشگاه آزاد اسلامی واحد دزفول (۱۳۹۵) است.



محمود جورابیان در سال (۱۳۴۰) در شوشتر متولد شده است. مدرک کارشناسی، کارشناسی ارشد و دکترای خود را به ترتیب از دانشگاه نیوهیون آمریکا، دانشگاه صنعتی رن سی آمریکا و دانشگاه باث انگلستان در رشته مهندسی برق قدرت اخذ نموده است. ایشان هم اکنون عضو هیئت علمی دانشگاه شهید چمران اهواز می‌باشند. همچنین عضو پیوسته انجمن مهندسین برق و الکترونیک آمریکا (IEEE) هستند.

Systems With Co-Optimization of Maintenance and Restoration Crew Dispatch, IEEE Trans. Smart Grid. 11 (2020) 4700–4713. https://doi.org/10.1109/tsg.2020.2994111.

[11] Z. Ye, C. Chen, B. Chen, K. Wu, Resilient Service Restoration for Unbalanced Distribution Systems With Distributed Energy Resources by Leveraging Mobile Generators, IEEE Trans. Ind. Informatics. 17 (2021) 1386–1396. https://doi.org/10.1109/tii.2020.2976831.

[12] S.A. Mansouri, A. Ahmarinejad, M.S. Javadi, A.E. Nezhad, M. Shafie-Khah, J.P.S. Catalão, Chapter 9 - Demand response role for enhancing the flexibility of local energy systems, in: G. Graditi, M.B.T.-D.E.R. in L.I.E.S. Di Somma (Eds.), Elsevier, 2021: pp. 279–313. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823899-8.00011-X.

[13] J. Jose, A. Kowli, Path-Based Distribution Feeder Reconfiguration for Optimization of Losses and Reliability, IEEE Syst. J. 14 (2020) 1417–1426. https://doi.org/10.1109/JSYST.2019.2917536.

[14] S.A. Mansouri, A. Ahmarinejad, E. Nematbakhsh, M.S. Javadi, A.R. Jordehi, J.P.S. Catalão, Energy Management in Microgrids including Smart Homes: A Multi-objective Approach, Sustain. Cities Soc. (2021) 102852. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.102852.

[15] S.A. Sedgh, M. Doostizadeh, F. Aminifar, M. Shahidehpour, Resilient-enhancing critical load restoration using mobile power sources with incomplete information, Sustain. Energy, Grids Networks. 26 (2021) 100418. https://doi.org/10.1016/j.segan.2020.100418.

[16] S. Amir Mansouri, M.S. Javadi, A. Ahmarinejad, E. Nematbakhsh, A. Zare, J.P.S. Catalão, A coordinated energy management framework for industrial, residential and commercial energy hubs considering demand response programs, Sustain. Energy Technol. Assessments. 47 (2021) 101376. https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101376.

[17] B. Taheri, A. Safdarian, M. Moeini-Aghtaie, M. Lehtonen, Distribution System Resilience Enhancement via Mobile Emergency Generators, IEEE Trans. Power Deliv. (2020) 1. https://doi.org/10.1109/TPWRD.2020.3007762.

[18] Lei S, Chen C, Li Y, Hou Y. Resilient Disaster Recovery Logistics of Distribution Systems: Co-Optimize Service Restoration With Repair Crew and Mobile Power Source Dispatch. IEEE Trans Smart Grid 2019;10:6187–202. https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2899353.

[19] S. A. Mansouri, E. Nematbakhsh, A. Ahmarinejad, A. R. Jordehi, M. S. Javadi, and M. Marzband, "A hierarchical scheduling framework for resilience enhancement of decentralized renewable-based microgrids considering proactive actions and mobile units," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 168, p. 112854, 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112854.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]
Journal of Novel Researches on Smart Power Systems - Vol. 12 - No. 4- Winter 2024



محمد صادق جوادی اصطهباناتی در سال (۱۳۶۳) در شیراز متولد شده است. تحصیلات دانشگاهی خود را دوره کارشناسی و کارشناسی ارشد مهندسی برق از دانشگاه تهران (۱۳۸۸)، دکترای مهندسی برق- قدرت از دانشگاه شهید چمران اهواز (۱۳۹۳) سپری کرده است. ایشان عضو هیئت علمی دانشگاه آزاد اسلامی واحد شیراز و همچنین عضو پیوسته انجمن مهندسین برق و الکترونیک آمریکا (IEEE) هستند.

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]

A Multi-Stage Framework for Resilience Enhancement of Active Networks through Prepositioning of Crew Teams and Mobile Emergency Unit

Seyed Mohammad Amin Hashemifar[1], Mahmood Joorabian [2\], Mohammad Sadegh Javadi [3]

[1] PhD student, Electrical Department, Dezful Branch, Islamic Azad University, Dezful, Iran
[2] Professor, Electrical Department, Faculty of Electrical Engineering, Ahvaz Shahid Chamran University, Ahvaz, Iran
[3] Associate Professor, Electrical Department, Shiraz Branch, Islamic Azad University, Shiraz, Iran

Abstract

In recent years, the rate of natural disasters has increased significantly due to global warming. One of the most frequent natural disasters is the storm that threatens the security of distribution systems and in many cases leads to major outages in the network. Preventive measures in case of any disturbance and production planning in the post-event phase are two important measures to deal with emergencies.

Therefore, this paper presents a framework for increasing the flexibility of the distribution system, where, in addition to preventive measures, production scheduling is performed with the possibility of network reconfiguration. The proposed framework is modeled as a three-stage optimization problem, where photovoltaic panels (PV), electric energy storage systems (EES), and load priority are considered. In the first step, the optimal placement of the remote control switches is performed to minimize the expected energy not served (EENS). It should be noted that in addition to automatic switches, the network is equipped with manual switches (on-site control). In the second stage, the prepositioning of crew teams (to alter the status of manual switches) is performed. Finally, in the third stage, repairs are done after the incident. The proposed is modeled as a mixed integer linear programming problem and solved by CPLEX solver in GAMS.The proposed model is implemented on a 69-bus distribution system. The results demonstrate that the dynamic topology and MEGs have reduced 10.04% and 64.05% of the forced load shedding, respectively. Also, the results confirm that implementing the direct load control (DLC) program has led to a 10.34% reduction in forced load shedding at the critical loads.

Keywords: Distribution Feeder Reconfiguration, Mobile Emergency Generators, Crew Teams Allocation, Electrical Energy Storage, Direct Load Control, Fragility Function.

Corresponding Author: mjoorabian@scu.ac.ir[1]

[Downloaded from jeps.dezful.iau.ir on 2026-11-13]