Iranian Electric Industry Journal
Quality & Productivity
P.P 26-38

Vol. 12/ No. 2/ Summer 2023
ISSN 2322-2344
EISSN 2717-1639

Improvement of the resilience of distribution networks by the construction of tie lines: An innovative method based on iteration and graph theory

Hossein Lotfi[1], Postdoctoral Researched, Rahim Ildarabadi[2*], Assistant Professor, Mohammad Ebrahim Hajiabadi[3], Associate Professor

1-Department of Electrical and Computer Engineering, Hakim Sabzevari University, Sabzevar, Iran
Hossein_lotfi95@yahoo.com
2- Department of Electrical and Computer Engineering, Hakim Sabzevari University, Sabzevar, Iran
R.ildar@hsu.ac.ir
3- Department of Electrical and Computer Engineering, Hakim Sabzevari University, Sabzevar, Iran
Me.hajiabadi@hsu.ac.ir

Abstract:
Adverse weather conditions and natural disasters always inflict extensive losses and outages in distribution networks while the number and severity of these incidents have often been on the rise in recent years. Therefore, evaluating the resilience of the network and its reversibility in the face of adverse weather conditions and reducing the permeability of the electricity distribution network exposed to natural disasters should be among the planning priorities for the design and optimal operation of these networks. Tthis study aims to construct new tie lines between the healthy part and the damaged parts of a network in the event of a possible accident to quickly restore service to the parts that have lost electricity. The paper presents an innovative iteration-based method that uses graph theory to optimize the total objective function, including the cost of constructing tie lines, the cost of reliability, and the cost of resilience. The proposed method was applied to a part of the RBTS test system, and the effect of constructing new tie lines was investigated on the resilience and reliability indicators of the network according to the cost of their construction.

Keywords: Distribution network, resilience, reliability, iteration-based algorithm, energy not supplied

Submit date: 2022/08/27
Accepted date: 2023/04/24

Corresponding author's name: Rahim Ildarabadi
Corresponding author's address: Department of Electrical and Computer Engineering, Hakim Sabzevari University, Sabzevar, Iran

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

Iranian Electric Industry Journal
Quality & Productivity
ص.ص ۳۸-۲۶

Vol. 13 / No. 2/ Summer 2023
ISSN 2322-2344
EISSN 2717-1639

افزایش تاب‌آوری شبکه‌های توزیع بر اساس احداث خطوط تای‌لاین با استفاده از یک روش ابتکاری مبتنی بر تکرار و نظریه گراف

نوع مطالعه: پژوهشی

حسین لطفی[۱]، محقق پسا دکتری مهندسی برق، رحیم ایلدرآبادی[۱*]،استادیار گروه مهندسی برق و محمد ابراهیم حاجی آبادی[۱]،دانشیار گروه مهندسی برق

۱- دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه حکیم سبزواری - سبزوار- ایران
Hossein_lotfi95@yahoo.com, R.ildar@hsu.ac.ir, Me.hajiabadi@hsu.ac.ir

چکیده:

وقوع شرایط نامساعد جوی و بلایای طبیعی همواره منجر به تحمیل خسارات و قطعی‌های گسترده در سطح شبکه‌های توزیع می‌شود، که تعداد و شدت این حوادث در سال‌های اخیر اغلب رو به افزایش بوده است. بنابراین ارزیابی تاب‌آوری شبکه و قابلیت برگشت پذیری آن در مواجهه با شرایط نامساعد جوی، کاهش نفوذپذیری شبکه توزیع برق در مواجهه با بلایای طبیعی باید از اولویت‌های برنامه‌ریزی برای طراحی و بهره‌برداری بهینه از شبکه توزیع باشد. ایده این مقاله، احداث خطوط تای‌لاین جدید بین بخش سالم شبکه و سایر بخش‌های آسیب‌دیده شبکه در صورت بروز حادثه احتمالی به منظور بازگرداندن سریع سرویس به بخش‌های فاقد برق شبکه است. در این مقاله، روش ابتکاری مبتنی بر تکرار با استفاده از نظریه گراف برای بهینه‌سازی تابع هدف کل، از جمله هزینه احداث خطوط تای‌لاین، هزینه قابلیت اطمینان و هزینه تاب‌آوری ارائه شده است. روش پیشنهادی بر روی بخشی از سیستم تست RBTS اعمال شده و در نهایت اثر احداث خطوط تای‌لاین جدید بر شاخص‌های تاب‌آوری و قابلیت اطمینان شبکه با توجه به هزینه احداث این خطوط بررسی شده است.

واژه های کلیدی: شبکه توزیع، تاب‌آوری، قابلیت اطمینان، الگوریتم مبتنی بر تکرار، انرژی توزیع نشده

تاریخ ارسال مقاله : ۱۴۰۱/۰۶/۰۵

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۴۰۲/۰۲/۰۴

نام نویسنده‌ی مسئول : رحیم ایلدرآبادی

نشانی نویسنده‌ی مسئول : دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه حکیم سبزواری - سبزوار- ایران

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

۱- مقدمه

شرایط نامساعد جوی و بلایای طبیعی همواره منجر به خسارات مالی هنگفتی به صنایع، اقتصاد و خاموشی‌های گسترده در سطح شبکه توزیع شده است. به عنوان مثال، طوفان سندی در سال ۲۰۱۲ باعث قطعی برق بیش از ۵/۷ میلیون مشترک در ۱۵ ایالت از جمله واشینگتن دی‌سی شد (Campbell & Lowry, 2012). در سال‌های ۲۰۱۰و ۲۰۱۱، سیل شدید در استرالیا باعث آسیب به چندین تیر برق، ترانسفورماتور و کابل‌های هوایی شد. این حادثه باعث قطعی برق بیش از ۱۵۰ هزار مشترک گردید(Khodaei, 2014). در سال ۲۰۰۸، کولاک شدید در چین باعث خرابی در ۲۰۰۰ پست توزیع برق و منجر به قطعی برق در ۱۳ استان این کشور گردید (Panteli & Mancarella, 2015a). همچنین پیش‌بینی می‌شود تعداد خاموشی‌های ناشی از شرایط جوی در سال‌های آینده روند افزایشی داشته باشد (Lorca & Sun, 2014). از این رو، مقاوم‌سازی شبکه‌های توزیع اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. با توجه به اینکه هدف اصلی شرکت‌های برق تامین انرژی مطمئن برای مشترکین است، ارائه معیارهایی برای ارزیابی شبکه های توزیع در تامین مداوم این انرژی برای مشترکین از اهمیت زیادی برخوردار است. ارزیابی شبکه‌های توزیع بوسیله معیارهای قابلیت اطمینان می‌تواند باعث بهبود توانایی سیستم های قدرت در مقابله با حوادث غیرمترقبه شود، همچنین موجب تامین برق با کیفیت بالا برای مشترکین می‌گردد.

با توجه به اینکه حوادثی با احتمال وقوع کم و تاثیر زیاد، سالانه منجر به خسارات فراوان و خاموشی‌های و بلندمدت در شبکه توزیع می‌گردد، باعث شده که اهمیت ارزیابی تاب‌آوری شبکه توزیع و ارائه راهکارهایی در جهت بهبود آن در مقابله با شرایط نامساعد آب و هوایی، در الویت تحقیقاتی شرکت‌های توزیع قرار گیرد(Wang et al., 2015). تاب‌آوری در سیستم قدرت به معنای توانایی سیستم برای حفظ یک سطح قابل قبول از عملکرد در برابر رویدادهای مختل کننده با تاثیر زیاد و احتمال وقوع کم و بازگشت سریع از این حوادث تعریف می‌شود. با توجه به اینکه تاب‌آوری مفهومی جدید در زمینه مطالعات سیستم‌های قدرت است، مطالعات متعددی در این زمینه انجام گرفته و نیز شاخص های کمی را برای ارزیابی تاب آوری ارائه کرده‌اند.

ابتدا، مبانی ارزیابی تاب‌آوری (Panteli & Mancarella, 2015b) همراه با مؤلفه‌های آن معرفی و تفاوت آن با حوزه قابلیت اطمینان ارائه کرده، سپس با استفاده از یک الگوریتم ابتکاری جدید مبتنی بر نظریه گراف، یک معیار جدید برای ارزیابی تاب‌آوری شبکه ارائه کرده‌اند. برای ارائه بهتر مفهوم تاب‌آوری شبکه توزیع برق با توجه به تأثیر حوادث غیر مترقبه، شاخص‌های کمی برای ارزیابی تاب‌آوری شبکه فرموله شده است (Attoh-Okine et al., 2009; Zhang et al., 2017). در مرجع (Chanda, 2015)، شاخص‌های قابلیت اطمینان نظیر احتمال از دست رفتن بار و انرژی تامین نشده برای مطالعات تاب‌آوری ارائه شده، همچنین تلاش‌هایی برای بهبود تاب‌آوری شبکه انجام گرفته است. در مرجع (Panteli et al., 2016)، با مدل‌سازی ریاضی حوادث جوی و بررسی خطوط آسیب‌پذیر در شبکه برق، سناریوهای خرابی با احتمال وقوع بالا معرفی شده و تاب‌آوری با استفاده از شاخص شدت ریسک مورد بررسی قرار گرفته است. در مرجع (Ma et al., 2016)، با در نظر گرفتن اولویت بارهای سیستم توزیع، خطوط بحرانی در شبکه شناسایی شده، همچنین راهکارهایی برای تقویت این خطوط با استفاده از مدل‌های مختلف در راستای تقویت تاب‌آوری شبکه در مقابله با حوادث غیر مترقبه ارائه شده است. (W. Yuan et al., 2016)، پس از بررسی اجزاء مهم و آسیب پذیر شبکه توزیع، با استفاده از مدل مدافع -مهاجم، راهکارهایی برای تقویت اجزاء شبکه به منظور بهبود تاب‌آوری سیستم توزیع در مواجهه با شرایط بد آب و هوایی نظیر طوفان ارائه کرده‌اند. راهکارهایی برای بهبود تاب‌آوری بهینه شبکه با در نظر گرفتن شرایط آب و هوایی طوفانی مدل‌سازی و ارائه شده است (Ma et al., 2018; Wang et al., 2017). به عنوان مثال، تقویت کابل‌های زمینی و خطوط هوایی. (Bajpai et al., 2016)، روش جدیدی مبتنی بر نظریه گراف برای ارزیابی تاب‌آوری شبکه و تامین بارهای بحرانی در طول حوادث احتمالی شدید پیشنهاد کرده‌اند. الگوریتم پیشنهادی در این مطالعه به منظور محاسبه تاب‌آوری برای تمام پیکربندی‌های استفاده شده است.

بخش دیگری از مطالعات از استراتژی‌های دیگری مانند مدیریت سوئیچینگ، تأثیر واحدهای تولید پراکنده و ریز شبکه‌ها برای بهبود تاب آوری سیستم توزیع در مواجهه به حوادث شدید جوی استفاده کرده‌اند. در مرجع (Attoh-Okine et al., 2009) ابتدا، اثر حوادث آب و هوایی شدید نظیر طوفان بر روی شبکه توزیع مدل‌سازی شده، سپس موقعیت بهینه کلیدها در شبکه توزیع با توجه به منابع تولید پراکنده در راستای بهبود تاب‌آوری شبکه انتخاب شده است. در مرجع (Najafi et al., 2018)، یک شاخص تاب‌آوری جدید بر اساس مفهوم رفاه اجتماعی برای بازیابی سریع سیستم توزیع و کاهش وابستگی عملیات شبکه آب به خرابی شبکه برق پیشنهاد شده است. همچنین در این مطالعه، تأثیر واحدهای تولید پراکنده و اتوماسیون سیستم توزیع در ارزیابی تاب‌آوری شبکه توزیع در نظر گرفته شده است. (C. Yuan et al., 2016) الگوریتم ابتکاری جدیدی را برای شناسایی طرح بازیابی بهینه سیستم توزیع بر اساس عملیات سوئیچینگ به منظور بهبود تاب‌آوری شبکه پیشنهاد کرده‌اند. یک روش ابتکاری دو مرحله‌ای برای مسئله بازیابی بارهای بحرانی به منظور ارزیابی تاب‌آوری سیستم توزیع پیشنهاد شده است (Gao et al., 2016). ابتدا، تمام مسیرهای بازیابی امکان‌پذیر ایجاد می‌شود، سپس استراتژی بازیابی بارهای بحرانی با حل یک برنامه عدد صحیح خطی به دست می‌آید. (Poudel & Dubey, 2018)، روش پیشرفته‌ای را برای بازیابی بار بحرانی با استفاده از پیکربندی مجدد فیدرهای سیستم توزیع در حضور منابع تولید پراکنده به منظور بهبود تاب‌آوری شبکه ارائه کرده‌اند. مدلی بر اساس برنامه‌ریزی خطی عدد صحیح مختلط برای ارزیابی تاب‌آوری سیستم‌های توزیع در حضور واحدهای تولید پراکنده و ذخیره انرژی در صورت بروز حوادث پیشنهاد شده است (Gautam et al., 2020; Mousavizadeh et al., 2018) .

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

یک چارچوب کلی برای تحلیل تاب‌آوری یک شبکه قدرت با ریز شبکه‌های یکپارچه در شرایط بحرانی ارائه شده است (Liu et al., 2016). هدف این طرح ، ارائه توانایی ریزشبکه‌ها برای بهبود تاب‌آوری شبکه برق در شرایط بحرانی می‌باشد. (Manshadi & Khodayar, 2015)، روشی را برای شناسایی اجزای آسیب پذیر و حصول اطمینان از عملکرد تاب‌آور زیرساخت‌های هماهنگ برق و گاز طبیعی با در نظر گرفتن اختلالات ریز شبکه‌های چندگانه پیشنهاد کرده‌اند. رویکرد پیشنهادی به آسیب‌پذیری ریز شبکه‌های چندگانه حامل انرژی و استفاده از روش‌های پیشگیرانه برای افزایش تاب‌آوری عرضه انرژی در مواجهه با رویدادهای مختلف می‌پردازد.

بررسی مطالعات فوق نشان می‌دهد، برخی از مراجع (Chanda, 2015; C. Yuan et al., 2016)، تاب‌آوری سیستم توزیع را با استفاده از دیدگاه‌های قابلیت اطمینان مدل‌سازی کرده‌اند. با این حال، مطالعه تاب‌آوری از جنبه‌های مختلف، مانند مدل‌سازی رویداد/عیب شدید، ارزیابی آسیب، و معیارهای عملکرد نقطه بار/سیستم با دیدگاه قابلیت اطمینان متفاوت است. برخی از مراجع (Gautam et al., 2020; Mousavizadeh et al., 2018)، اثر منابع تولید پراکنده برای بهبود تاب‌آوری لحاظ کرده‌اند. اما علاوه بر در نظر نگرفتن عدم قطعیت توان این واحدها، هزینه‌های عملیاتی و تجهیزات الکترونیکی قدرت برای تامین برق با فرکانس خاص نیز لحاظ نشده است. برخی از مراجع (Gao et al., 2016; Poudel & Dubey, 2018)، مفاهیم بازیابی بار و سوئیچینگ برای ارزیابی تاب‌آوری سیستم توزیع استفاده کرده‌اند. هدف این مطالعات، بازیابی بارهای بحرانی در هنگام خطا است و به مفاهیمی مانند شناسایی نقاط حادثه خیز یا تقویت بخش‌هایی از سیستم در صورت وقوع حادثه احتمالی در سیستم توزیع توجه کمی شده است. همچنین هیچ یک از مطالعات در زمان وقوع حادثه شبکه را از دو دیدگاه قابلیت اطمینان و تاب‌آوری بررسی نکرده است.

نوآوری‌های اصلی این مقاله بر اساس بررسی مطالعات قبلی به شرح زیر است:

• ارائه ایده جدید مبتنی بر احداث خطوط تای‌لاین با استفاده از نظریه گراف، به منظور انتقال سریع توان بین بخش سالم و نواحی حادثه دیده شبکه در صورت وقوع حادثه احتمالی.

• ارائه یک چارچوب ریاضی در این مطالعه از دو دیدگاه تاب‌آوری و قابلیت اطمینان شبکه توزیع، با در نظر گرفتن ترکیبی از هزینه احداث خطوط تای‌لاین، هزینه قابلیت اطمینان و هزینه تاب‌آوری به عنوان تابع هدف مسئله.

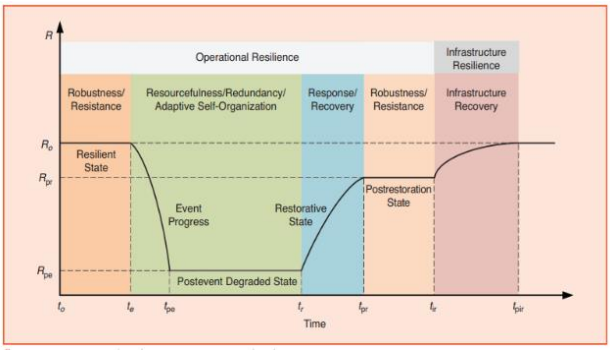
• معرفی دو شاخص مجزا به منظور محاسبه تاب‌آوری و قابلیت اطمینان شبکه توزیع.

• ارائه یک روش ابتکاری مبتنی بر تکرار جهت احداث بهینه خطوط تای‌لاین به منظور انتقال سریع توان به بخش‌های آسیب‌دیده شبکه.

ادامه این مقاله به شرح زیر سازماندهی شده است .در بخش دوم مفهوم تاب‌آوری سیستم ارائه شده است. در بخش سوم، فرمولاسیون مسئله به همراه قیود مسئله معرفی شده است. در بخش چهارم، شبیه‌سازی و بررسی شاخص تاب‌آوری به همراه نمودارها و تجزیه و تحلیل آنها ارائه شده است. نتیجه‌گیری نیز در بخش پنج ارائه شده است.

۲- مفهوم تاب‌آوری سیستم قدرت

تاب‌آوری را می‌توان به عنوان توانایی سیستم برای حفظ سطح قابل قبول عملکرد در برابر اختلال شدید و بازگشت در یک دوره زمانی مناسب تعریف کرد. این مفهوم کاملاً متفاوت از مفهوم قابلیت اطمینان است. قابلیت اطمینان یک معیار احتمالی برای توانایی یک سیستم به منظور ارائه عملکرد مورد انتظار تحت شرایط خاص است(Chen et al., 2015). به منظور نشان دادن سطح تاب‌آوری شبکه برق در مواجهه با یک رویداد غیرمنتظره، منحنی تاب‌آوری سیستم در طول یک رویداد به عنوان تابعی از زمان وقوع رویداد در شکل (۱) ترسیم شده است. در این شکل، R معیار مناسبی برای نشان دادن سطح تاب‌آوری سیستم قدرت است. این منحنی شامل ویژگی‌های اصلی تاب‌آوری است که سیستم قدرت برای غلبه بر یک رویداد پیش‌بینی نشده باید داشته باشد. به عبارت دیگر، یک سیستم قدرت باید بخوبی طراحی شده باشد تا دارای تاب‌آوری کافی برای غلبه بر حادثه باشد که در شکل ۱ با R_0 نشان داده شده است. هنگامی که یک رویداد غیرمنتظره رخ می‌دهد، سیستم پس از حادثه وارد روند نزولی می شود، تاب‌آوری سیستم در این مرحله به شدت به خطر افتاده است (R_{pe}). کاردانی، افزونگی، و خودسازماندهی تطبیقی از ویژگی‌های کلیدی تاب‌آوری در این مرحله از حادثه هستند، این ویژگی‌ها کمک می کند تا تاثیر حادثه یا افت تاب‌آوری سیستم قبل از شروع فرآیند بازیابی در زمان t_r به حداقل برسد. در مرحله بعد، سیستم وارد حالت بازیابی می‌شود که در آن باید ظرفیت لازم برای شروع بازیابی سریع را داشته باشد تا هنگامیکه در سریع‌ترین زمان ممکن به حالت حداکثر تاب‌آوری برسد. پس از بازیابی اولیه، سیستم وارد فاز بازیابی کامل می‌شود تا به حالت قبل از حادثه برگردد. زمان مورد نیاز برای بازیابی کامل سیستم به شدت حادثه و ویژگی‌های تاب‌آوری سیستم قبل و حین حادثه بستگی دارد (Wang et al., 2013).



شکل ۱-منحنی تاب‌آوری یک سیستم پس از حادثه (Wang et al., 2013)

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

۳- فرمول‌بندی مسئله

در این بخش، توابع هدف و محدودیت‌های مسئله به صورت زیر ارائه می شود:

۳-۱- تابع هدف

به طور کلی، تابع هدف این مطالعه شامل سه بخش هزینه تاب‌آوری، هزینه قابلیت اطمینان و هزینه احداث خطوط تای‌لاین می‌باشد.

$$\begin{aligned}\text{Min}\quad (\text{OF}) \;=\; & Total\ cost_{Tie-line} + Cost_{rel} + \\ & Cost_{res} = Cost_{Tie-line} \times L_{Tie-line} \\ & + (EENS^{rel} \times VOLL) + (EENS^{res} \times VOLL)\end{aligned} \qquad (۱)$$

در رابطه بالا، ترم اول و دوم بیانگر هزینه کل احداث خطوط تای‌لاین و هزینه قابلیت اطمینان می‌باشد. ترم سوم رابطه، بیانگر هزینه تاب‌آوری می‌باشد. Cost_{rel} و Cost_{res} به ترتیب نمایانگر هزینه قابلیت اطمینان و تاب‌آوری شبکه می‌باشد.

- **مدل‌سازی هزینه تاب‌آوری**

هزینه تاب‌آوری شبکه با توجه به رابطه (۲) به شرح زیر است:

$$Cost_{res} = (EENS^{res} \times VOLL) \qquad (۲)$$

لازم به ذکر است که در این مطالعه دو نوع انرژی تامین نشده (ENS) در نظر گرفته شده است. نوع اول انرژی تامین نشده مرتبط با تاب‌آوری (ENS^{res}) به دلیل رخداد یک حادثه است. انرژی تامین نشده انتظاری (EENS^{res}) مرتبط با تاب‌آوری از از ضرب انرژی تامین نشده ناشی از حادثه در احتمال وقوع حادثه به دست می‌آید. ENS^{res} را می‌توان با توجه به شکل (۱) بصورت رابطه زیر فرموله کرد:

$$ENS^{res} = \int_{Tpe}^{Tr} (L_b - R)\, dt \qquad (۲)$$

در رابطه بالا، L_b و T_0 به ترتیب بیانگر بار پایه و زمان رخداد حادثه می‌باشند. T_0 و R به ترتیب بیانگر زمان بازسازی شبکه و تابع بار بازیابی شده پس از حادثه می‌باشند. EENS^{res} را می‌توان بصورت رابطه زیر فرموله کرد:

$$EENS^{res} = ENS^{res} \times P \qquad (۳)$$

در رابطه بالا، P احتمال وقوع یک حادثه است. در این مطالعه، مقدار ارزش بار از دست رفته (VOLL) در ارزیابی تاب‌آوری با مقدار ارزش بار از دست رفته در ارزیابی قابلیت اطمینان یکسان فرض شده است.

- **مدل‌سازی هزینه قابلیت اطمینان**

هزینه قابلیت اطمینان شبکه با توجه به رابطه (۴) به شرح زیر است:

$$Cost_{res} = EENS^{res} \times VOLL \qquad (۴)$$

نوع دوم انرژی تامین نشده مربوط به مطالعات قابلیت اطمینان (ENS^{rel}) است که مجموع انرژی تامین نشده بدلیل خطا را در طول دوره مشخص مطالعه منعکس می‌کند. EENS^{rel} با توجه به رابطه (۵) بصورت زیر فرموله می‌شود:

$$EENS^{rel} = \sum_{i=1}^{N} L_{a_i} \times U_i \times P \qquad (۵)$$

در رابطه بالا، $\text{L}_{\text{a}_\text{i}}$ و N بیانگر بار سالیانه در نقطه i و تعداد باس‌ها می‌باشند. U_i بیانگر میانگین مدت خاموشی دائمی در نقطه i است.

- **مدل‌سازی هزینه احداث خطوط تای لاین**

هزینه کل احداث خطوط تای‌لاین به صورت زیر بیان می‌گردد:

$$Total\ Cost_{Tie-lines} = Cost_{Tie-lines} \times L_{Tie-lines} \qquad (۶)$$

در رابطه بالا، $\text{Cost}_{\text{Tie-lines}}$ و $\text{L}_{\text{Tie-lines}}$ به ترتیب بیانگر هزینه ساخت خطوط تای‌لاین و طول خطوط تای‌لاین می‌باشد.

۳-۲- قیود مسئله

محدودیت‌های مسئله بهینه‌سازی مورد نظر در این مطالعه به شرح زیر است:

- **معادلات پخش بار**

قید معادلات پخش بار از روابط (۸)-(۷) محاسبه می‌شود:

$$P_{i,t} = \sum_{j=1}^{N_{Bus}} V_{i,t}\, V_{j,t} Y_{ij}\, cos\left(\Theta_{ij} - \delta_{i,t} + \delta_{j,t}\right) \qquad (۷)$$

$$Q_{i,t} = \sum_{j=1}^{N_{Bus}} V_{i,t}\, V_{j,t} Y_{ij}\, sin\left(\Theta_{ij} - \delta_{i,t} + \delta_{j,t}\right) \qquad (۸)$$

$\text{P}_{\text{i,t}}$ و $\text{Q}_{\text{i,t}}$ به ترتیب توان‌های اکتیو و راکتیو تزریقی شبکه به باس iام هستند. $\text{V}_{\text{i,t}}$ و $\delta_{\text{i,t}}$ به ترتیب دامنه و زاویه ولتاژ باس iام می‌باشند. Y_{ij} و Θ_{ij} به ترتیب بیانگر اندازه و زاویه ادمیتانس شاخه بین باس‌های i و j هستند.

- **محدوده مربوط به ولتاژ باس‌ها**

$$V_{min} \le V_i \le V_{max} \qquad (۹)$$

V_{min} و V_{max} به ترتیب بیانگر مقدار حداقل و حداکثر مقدار قابل قبول ولتاژ باس iام هستند.

- **محدوده مربوط به جریان فیدرها**

$$\left|I_{f,i}\right| \le I_{f,i}^{Max} \quad i = 1,2,\dots,N_{feeder} \qquad (۱۰)$$

$I_{f,i}$ و $I_{f,i}^{Max}$ به ترتیب دامنه جریان و حداکثر جریان فیدر iام می‌باشند.

- **شرط شعاعی بودن شبکه**

$$N_{branch} = N_{Bus} - 1 \qquad (۱۱)$$

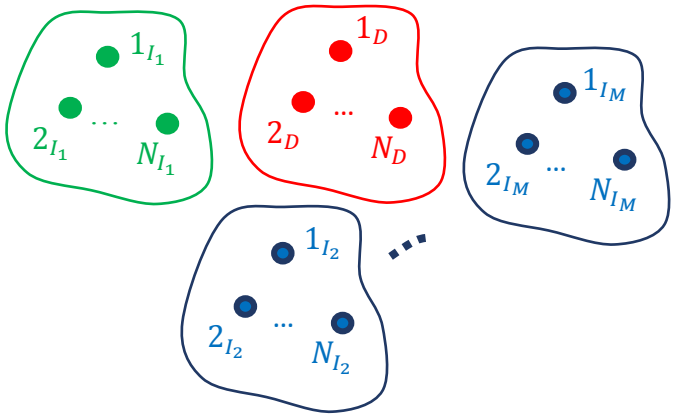
N_{bus} و N_{branch} به ترتیب بیانگر تعداد باس‌ها و خطوط شبکه می‌باشند.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

۴- روش پیشنهادی

راهکار پیشنهادی در این مطالعه برای برقدار کردن جزایر نوع ۲، ایجاد اتصال خطوط تای‌لاین بین جزیره نوع اول (سالم و برقدار) و جزایر نوع دوم (سالم ولی بدون برق) است. شکل (۲)، جزایر حاصل از شبکه توزیع را بعد از وقوع حادثه و صدمه دیدن بخشی از شبکه نشان می‌دهد. در این شکل شبکه به M+1 جزیره شامل یک جزیره نوع اول (رنگ سبز)، M-1 جزیره نوع دوم (رنگ آبی) و یک جزیره دیگر نوع سوم (رنگ قرمز) تقسیم شده است. در شکل ۱ باس‌های (گره‌های) جزیره نوع اول با x_{I_1} ، باس‌های (گره‌های) جزایره نوع دوم با x_{I_y} و باس‌های (گره‌های) جزیره نوع سوم با x_D نشان داده شده است، که $x = 1, \dots N$ و $y = 2, \dots M$ هستند. فلوچارت الگوریتم پیشنهادی در شکل (۳) نشان داده شده است.



شکل ۲- تعداد کل جزیره ها

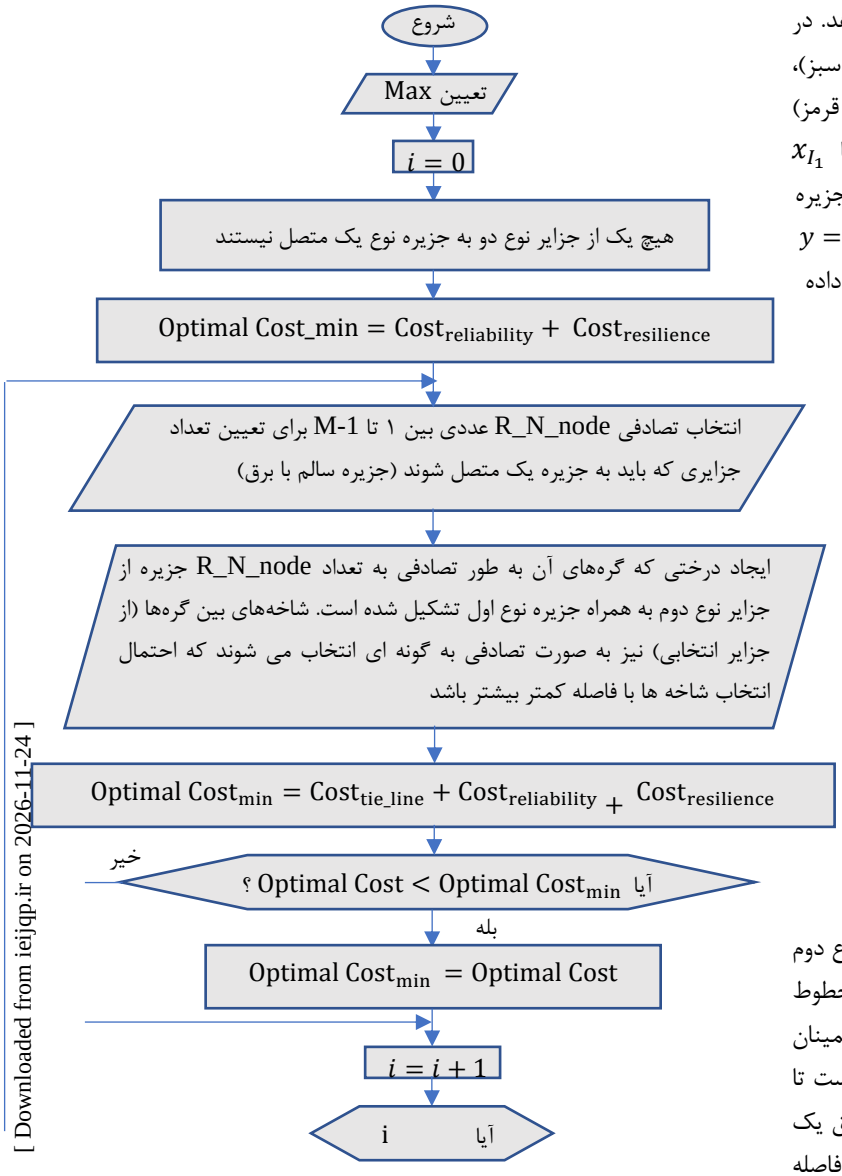
از نظر اقتصادی زمانی برق دارد کردن همه یا تعدادی از جزایر نوع دوم از طریق جزیره نوع اول مقرون به صرفه است که هزینه احداث خطوط تای‌لاین در مقابل هزینه انرژی تامین نشده بواسطه قابلیت اطمینان شبکه و همچنین تاب‌آوری آن، مقرون به صرفه باشد. لذا لازم است تا بهینه‌ترین اتصال یا اتصالات بین جزایر نوع اول و دوم را از طریق یک فرآیند جستجوی هوشمندی پیدا نمود. برای این منظور ماتریس فاصله بین باس‌های جزایر I_i و I_j مذکور برای تحلیل هزینه احداث خطوط تای‌لاین بصورت زیر تعریف می‌شود:

$$B_{I_i,I_j} = \begin{bmatrix} b_{1I_i,1I_j} & b_{1I_i,2I_j} & \cdots & b_{1I_i,(N-1)I_j} & b_{1I_i,NI_j} \\ \vdots & & \ddots & & \vdots \\ b_{NI_i,1I_j} & b_{N1,2I_j} & \cdots & b_{N1,(N-1)I_j} & b_{N1,NI_j} \end{bmatrix} \quad (۱۲)$$

B_{I_i,I_j} ماتریس فاصله بین باس‌های جزیره I_i و I_j است. به نحویکه b_{kI_i,hI_j} فاصله بین باس kام از جزیره iام و باس hام از جزیره jام را نشان می‌دهد. ماتریس A_I ماتریس همسایگی بین M جزیره نوع اول و دوم (جزیره اول بعلاوه M-1 جزیره از نوع دوم) بصورت رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$A_I = \begin{bmatrix} 0 & a_{I_1,I_2} & \cdots & a_{I_1,I_{M-1}} & a_{I_1,I_M} \\ \vdots & & \ddots & & \vdots \\ a_{I_M,I_1} & a_{I_M,I_2} & \cdots & a_{I_{N1},I_{M-1}} & 0 \end{bmatrix} \quad (۱۳)$$

a_{I_i,I_j} یکی از عناصر ماتریس B_{I_i,I_j} است، ثانیا $a_{I_i,I_j} = a_{I_j,I_i}$ و ثالثا $(a_{I_i,I_i} = 0)$ $i \neq j$ می باشد.



شکل ۳- فلوچارت الگوریتم پیشنهادی

هدف روش بهینه‌سازی، احداث خطوط تای‌لاین از بخش سالم به بخش‌های آسیب دیده با هدف مینیمم کردن هزینه کل می‌باشد. از این رو، بصورت تصادفی یک گره از بخش سالم را انتخاب می‌کنیم و تای‌لاین هایی بین آن نقطه با سایر نقاط در بخش‌های آسیب دیده شبکه، احداث می‌کنیم. روش پیشنهادی ممکن است احداث تای‌لاین‌های مختلفی را در تکرارهای مختلف پیشنهاد دهد. با توجه به شرط ماکزیمم تکرار، جواب بهینه از بین تای‌لاین های احداثی در تکرارهای مختلف که منجر به مینیمم شدن رابطه (۱) می‌شود، انتخاب می‌شود.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

۵- مورد مطالعاتی

هدف این بخش، بکارگیری روش پیشنهادی برای احداث بهینه خطوط تای‌لاین جدید در شبکه با هدف ارتقای سطح تاب‌آوری و قابلیت اطمینان شبکه توزیع در صورت بروز حادثه احتمالی در شبکه استاندارد RBTS می‌باشد (Gao et al., 2016). در این مطالعه، فیدر۶ شبکه تست مورد بررسی قرار گرفته است، اطلاعات مربوط به فاصله باس‌های شبکه در جداول ۳ تا ۸ در بخش پیوست ارائه شده است. با فرض قرار گرفتن شبکه در یک منطقه کوهستانی، فیدرهای شماره ۱، ۲ و ۳ که در منطقه حادثه خیز قرار دارند در معرض آسیب ناشی از بارندگی و سیل قرار می‌گیرند. در این حالت مجموع بارهای متصل به این سه فیدر ۵/۹۰۰۲ مگاوات می‌باشد که در اثر حادثه دچار قطعی می‌شود. در صورت وقوع سیل در این منطقه، خطوط ۲ و ۳ مربوط به فیدر ۱ هر کدام به طول ۰/۶ کیلومتر، خطوط ۱۵ و ۱۶ مربوط به فیدر ۲ هر کدام به طول ۰/۶ و ۰/۸، و خط شماره ۲۹ به طول ۰/۶ به طور کلی از بین خواهند رفت. این حادثه باعث قطع برق در این سه فیدر می‌شود. فیدرهای شماره ۱ و ۲ و ۳ قابلیت مانور با فیدر شماره ۴ را دارند.

۶- نتایج شبیه‌سازی

به منظور ارزیابی تاب‌آوری شبکه توزیع با توجه به احتمال وقوع و شدت حادثه، همچنین هزینه‌های قابلیت اطمینان، تاب‌آوری، و احداث خطوط تای‌لاین جدید، سناریوهایی به شرح زیر تعریف می‌شود:

سناریو ۱: احتمال وقوع و شدت حادثه به ترتیب برابر با ۰/۰۱ و ۰/۹۹ است. ارزش بار از دست رفته مربوط به قابلیت اطمینان و تاب‌آوری به صورت یکسان و برابر ۱۰۰۰ دلاراست، و هزینه احداث خطوط تای لاین جدید ۱۰۰۰ دلار می‌باشد.

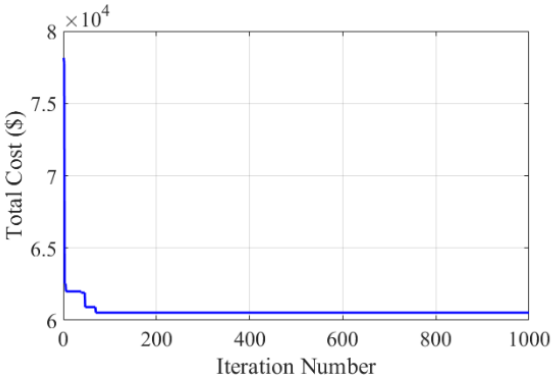
سناریو ۲: احتمال وقوع و شدت حادثه به ترتیب ۰/۰۱ و ۰/۹۹ است. ارزش بار از دست رفته مربوط به قابلیت اطمینان و تاب‌آوری به صورت یکسان و برابر ۱۰۰۰ دلاراست، و هزینه احداث خطوط تای لاین جدید ۵۰۰۰ دلار می‌باشد.

سناریو ۳: احتمال وقوع و شدت حادثه به ترتیب برابر با ۰/۹ و ۰/۱ است. ارزش بار از دست رفته مربوط به قابلیت اطمینان و تاب‌آوری به صورت یکسان و برابر ۱۰۰۰ دلاراست، و هزینه احداث خطوط تای لاین جدید ۱۰۰۰ دلار می‌باشد.

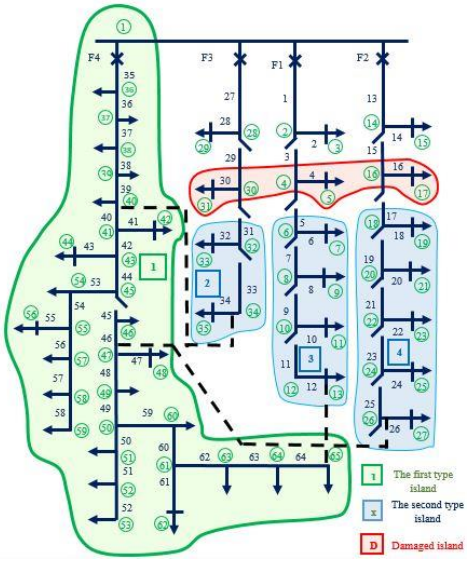
سناریو ۴: احتمال وقوع و شدت حادثه به ترتیب ۰/۹ و ۰/۱ است. ارزش بار از دست رفته مربوط به قابلیت اطمینان و تاب‌آوری به صورت یکسان و برابر ۱۰۰۰ دلاراست، و هزینه احداث خطوط تای لاین جدید ۵۰۰۰ دلار می‌باشد.

- **سناریو ۱**

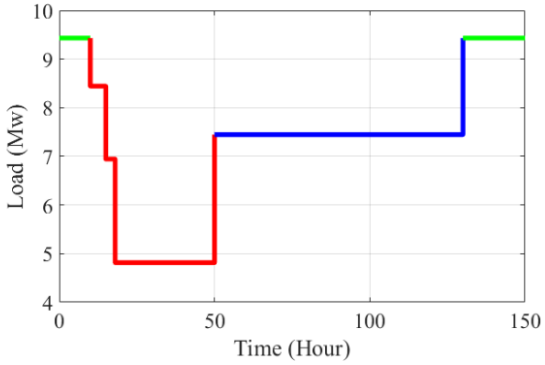
با توجه به احتمال و شدت حادثه ۰/۰۱ و ۰/۹۹، مقدار هزینه کل شامل هزینه قابلیت اطمینان و تاب‌آوری قبل از احداث خطوط تای‌لاین جدید ۸۱۵۶۴ دلار است. پس از انجام بهینه‌سازی تابع هزینه کل مطابق با رابطه (۱)، مقدار هزینه کل حاصل از روش پیشنهادی به ۶۰۲۹۱ دلار رسیده است. مقدار کاهش هزینه کل نسبت به قبل از ساخت خطوط تای‌لاین حدود ۲۱۲۷۳ دلار است. منحنی همگرایی تابع هدف هزینه کل حاصل از روش پیشنهادی در شکل (۴) نشان داده شده است. همچنین، توپولوژی جدید شبکه پس از احداث خطوط تای‌لاین جدید و منحنی تاب‌آوری شبکه در شکل‌های ۵ و ۶ نشان داده شده است. طول کل خطوط تای‌لاین احداثی در این سناریو ۳.۲۴۷ کیلومتر است.



شکل ۴-منحنی همگرایی هزینه کل حاصل از روش پیشنهادی



شکل ۵-توپولوژی جدید شبکه پس از احداث خطوط تای لاین



[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

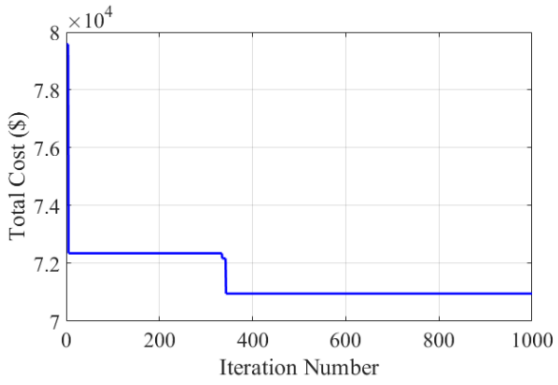
[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

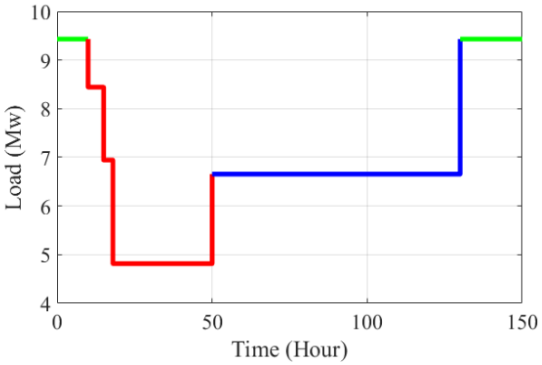
شکل ۶-منحنی تاب‌آوری شبکه در سناریو ۱

مطابق شکل (۵)، فیدرهای ۱، ۲ و ۳ در جزایر دوم تا چهارم با احداث سه تای‌لاین به فیدر ۴ در جزیره ۱ متصل شده و هر سه جزیره بی‌برق پس از احداث خطوط برقدار شده‌اند. مقدار شاخص‌های قابلیت اطمینان و تاب‌آوری مربوط به این سناریو در جدول (۱) در سناریو دوم ارائه شده است. با توجه به شکل (۶)، ابتدا کل شبکه به طور عادی کار می‌کند. سپس جزایر دوم تا چهارم بدلیل حادثه بی‌برق می‌شوند. پس از اتصال خطوط تای‌لاین از فیدر ۴ در جزیره یک به سه فیدر دیگر، جزایر به مرور زمان مجدداً برقدار می‌شوند. نهایتا، بخشی از بار در بالادست جزایر دوم تا چهارم که درگیر حادثه شده بودند پس از انجام تعمیرات در قسمت‌های آسیب دیده بازیابی می‌شود.

- **سناریو ۲**

با افزایش هزینه احداث خطوط تای‌لاین از ۱۰۰۰ به ۵۰۰۰ دلار در این سناریو، مقدار بهینه تابع هدف هزینه کل حاصل از روش پیشنهادی به ۷۰۹۵۱ دلار رسیده که ۱۰۶۶۰ دلار بیشتر از سناریوی اول است. منحنی همگرایی هزینه کل حاصل از روش پیشنهادی در شکل (۷) نشان داده شده، همچنین آرایش جدید شبکه و منحنی تاب‌آوری پس از احداث خطوط تای‌لاین در شکل های ۸ و ۹ نشان داده شده است.

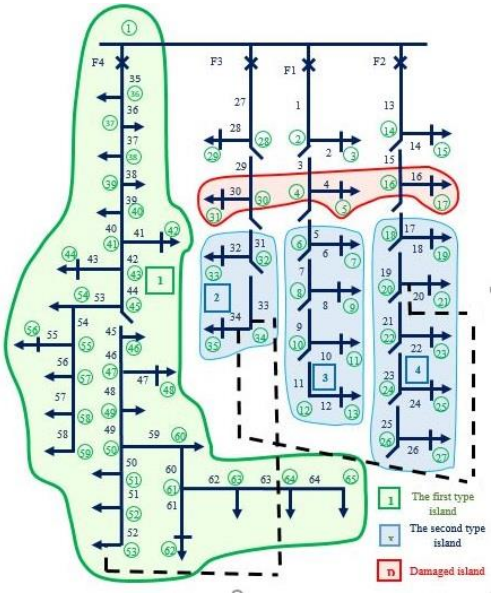




شکل ۷-منحنی همگرایی هزینه کل حاصل در سناریو ۲

شکل ۸-منحنی تاب‌آوری شبکه در سناریو ۲

مقایسه نتایج سناریوهای یک و دو نشان می‌دهد که با افزایش هزینه احداث خطوط تای‌لاین، یکی از تای‌لاین ها در برنامه بهینه‌سازی کاهش یافته، و این امر منجر به قطعی برق در جزیره ۲ و همچنین افزایش هزینه کل، $EENS^{res}$ و $EENS^{rel}$ می‌شود. طول کل خطوط تای‌لاین احداثی در این سناریو ۲/۱۸ کیلومتر است که حدود یک کیلومتر کمتر از سناریوی قبلی می‌باشد. همچنین، با توجه به منحنی تاب‌آوری در شکل (۷)، مشخص است که بار کمتری نسبت به سناریوی یک بازیابی شده است.



شکل ۹-آرایش جدید شبکه پس از احداث خطوط تای لاین

درجدول ۱، مقایسه‌ای بین نتایج سناریوهای یک و دو انجام گرفته است، بررسی نتایج هر دو سناریو نشان می‌دهد که $EENS^{rel}$ و $EENS^{res}$ آوری در هر دو سناریو به ترتیب بیش از ۲۲ مگاوات و ۷.۵ مگاوات نسبت به حالت اولیه کاهش یافته‌اند،که نشان دهنده اثربخشی احداث خطوط تای‌لاین برای بهبود تاب‌آوری و قابلیت اطمینان شبکه است. همچنین هزینه کل در دو سناریو به ترتیب به ۳۰ درصد و ۱۲ درصد نسبت به حالت اولیه کاهش یافته است.

- **سناریو ۳**

در این سناریو، پس از تغییر احتمال وقوع حادثه و شدت آن به ۰/۹و ۰/۱، نتایج برنامه بهینه سازی به شرح زیر است:

هزینه کل ۶۰۵۴۳ دلار به دست آمده که نسبت به شرایط اولیه شبکه قبل از احداث خطوط جدید تای لاین حدود ۲۱۰۲۱ دلار کاهش داشته است. منحنی همگرایی تابع هزینه کل به دست آمده از روش پیشنهادی در شکل ۱۰ نشان داده شده است. همچنین، منحنی تاب‌آوری و توپولوژی جدید شبکه پس از احداث خطوط تای‌لاین جدید در شکل‌های ۱۱ و ۱۲ نشان داده شده است.

با توجه به شکل ۱۲، مشخص است که هر سه جزیره مشابه سناریو یک توسط خطوط تای‌لاین جدید برق دار شده اند، اما هزینه کل ۲۵۲ دلار بیشتر است. طول کل خطوط تای‌لاین احداثی در این سناریو ۳.۲

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

کیلومتر است. مقایسه نتایج شبیه‌سازی سناریوی ۳ با سناریو ۲ نشان می‌دهد که هزینه کل نسبت به سناریو ۲ حدود ۱۰۴۰۸ دلار کاهش یافته است.

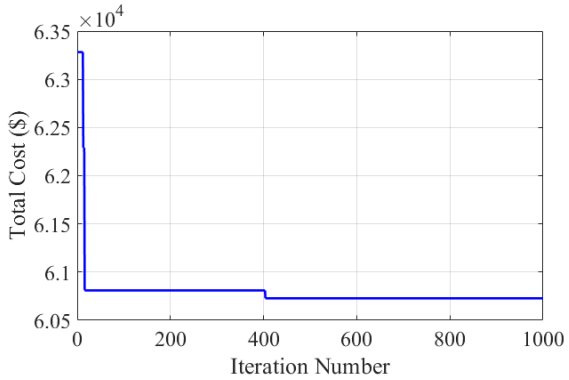
همچنین با توجه به شکل های ۱۱ و ۱۲ مشخص می‌شود که مقدار بار بازیابی شده در این سناریو بیشتر از سناریو ۲ است.

جدول ۱- نتایج مقایسه حاصل از روش پیشنهادی در سناریوهای اول و دوم

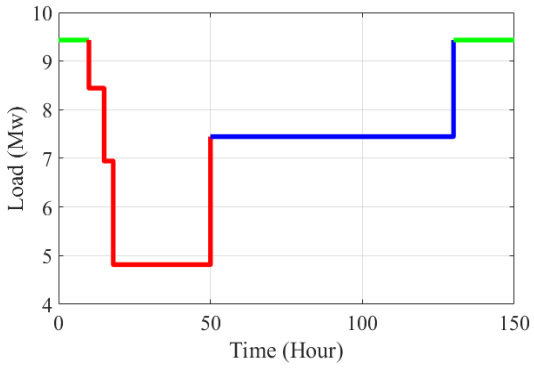
سناریو	$EENS^{rel}$ (مگاوات ساعت برسال)	$EENS^{res}$ (مگاوات ساعت برسال)	طول خطوط تای‌لاین احداثی (کیلومتر)	هزینه کل (دلار)
پایه	۸۱/۵	۱۰/۰۶	۰	۸۱۵۶۴/۲۵
سناریو ۱	۵۷/۰۴	۱/۹۸۵	۳/۲۴۷	۶۰۲۹۱/۴۶
سناریو ۲	۵۹/۵۱	۲/۷۷۶	۲/۱۸۹	۷۰۹۵۱/۲۳

جدول (۲) نتایج بهینه سازی توابع هدف و طول خطوط تای‌لاین احداثی به دست آمده از روش پیشنهادی را برای هر دو سناریو سوم و چهارم ارائه می‌کند.

به منظور مقایسه نتایج سناریوهای ۳ و ۴، همچنین تأثیر هزینه احداث خطوط تای لاین بر توابع هدف، مقایسه‌ای بین مقدار توابع هدف $EENS^{res}$ ، $EENS^{rel}$ و هزینه کل با تغییر هزینه احداث خطوط تای‌لاین از ۱۰۰۰ تا ۱۱۰۰۰ در شکل های ۱۳ تا ۱۵ انجام گرفته است.



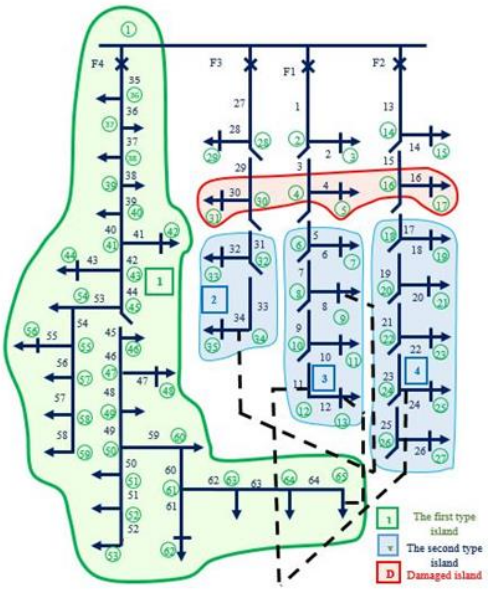
شکل ۱۰-منحنی همگرایی هزینه کل حاصل در سناریو ۲



شکل ۱۱-منحنی تاب‌آوری شبکه در سناریو ۲

- **سناریو ۴**

در این سناریو، هزینه احداث خطوط تای‌لاین نسبت به سناریو سوم ۵ برابر شده است، اما احتمال و شدت حادثه مشابه سناریو سوم است.



شکل ۱۲-آرایش جدید شبکه پس از احداث خطوط تای لاین در سناریو ۳

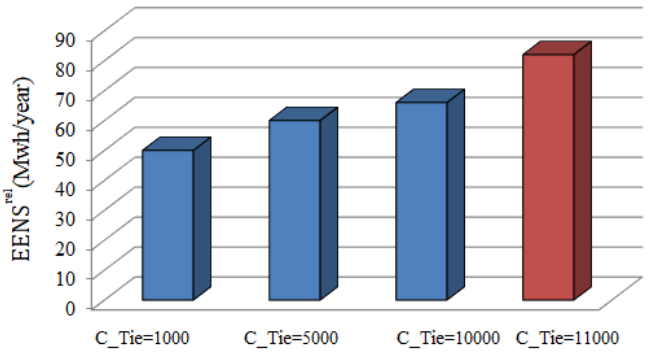
[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

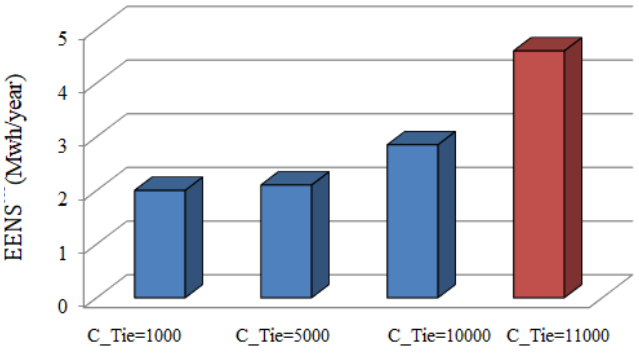
شکل ۱۳- مقایسه بین مقدار تابع هدف

هزینه کل (دلار)	طول خطوط تای‌لاین احداثی (کیلومتر)	s (مگ
۸۱۵۶۴/۲۵	۰	
۶۰۲۹۱/۴۶	۳/۲۴۷	
۷۰۸۱۴/۲۳	۲/۱۴۷	

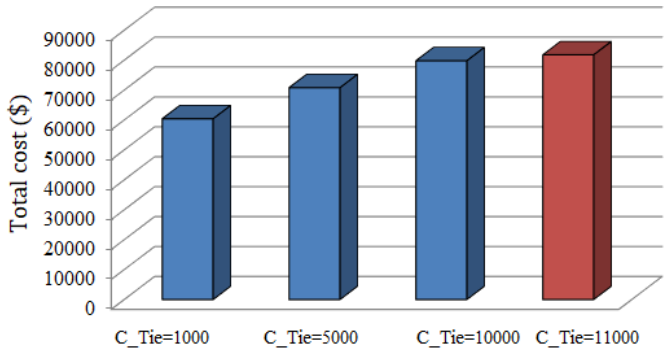
$EENS^{rel}$با تغییر هزینه احداث خطوط تای لاین



جدول ۲- مقایسه نتایج حاصل از روش پیشنهادی در سناریوهای سوم و چهارم



شکل ۱۴- مقایسه بین مقدار تابع هدف $EENS^{res}$ با تغییر هزینه احداث خطوط تای لاین



شکل ۱۵- مقایسه بین مقدار تابع هدف هزینه کل با تغییر هزینه احداث خطوط تای لاین

بررسی شکل های ۱۳ تا ۱۵ نشان می‌دهد که افزایش هزینه احداث خطوط تای لاین به این معنی است که خروجی برنامه بهینه‌سازی منجر به ساخت هیچ تای‌لاینی در شبکه نمی‌شود (مانند هزینه ۱۱۰۰۰) یا منجر به ساخت تنها دو تای‌لاین (مانند هزینه ۵۰۰۰) می‌شود. بنابراین، با کاهش خطوط تای‌لاین، ممکن است یک جزیره (مانند هزینه ۵۰۰۰) یا همه جزیره‌ها (مانند هزینه ۱۱۰۰۰) برق دار نشوند، که منجر به افزایش مقادیر $EENS^{res}$ ، $EENS^{rel}$ و تابع هزینه کل می‌شود.

برای مثال، تابع هزینه کل در ازا هزینه احداث خطوط تای لاین ۱۰۰۰، ۵۰۰۰ و ۱۱۰۰۰ به ترتیب ۶۰۴۱۳ دلار، ۷۰۸۱۴ دلار و ۸۱۷۷۵ دلار

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

بدست آمده است. مقدار هزینه کل زمانی‌که هزینه احداث خطوط تای‌لاین ۱۱۰۰۰ باشد برابر است با مقدار اولیه نابع هزینه کل قبل از احداث خطوط تای‌لاین که نشان می‌دهد در این حالت احداث خطوط تای بین جزیره برق دار و سایر جزایرمقرون به صرفه نیست، بنابراین هر سه جزیره آسیب دیده بدون برق باقی می‌مانند. همچنین مقدار $EENS^{rel}$ و $EENS^{res}$ در این حالت برابر با ۸۱/۵۳ و ۴/۱۶۷ مگاوات ساعت در سال است که برابر با مقادیر اولیه این توابع قبل از احداث خطوط تای‌لاین در شبکه است.

۷- نتیجه‌گیری

در این مطالعه، ایده مبتنی بر احداث بهینه خطوط تای‌لاین در شبکه به منظور بهبود تاب‌آوری و قابلیت اطمینان شبکه در صورت بروز حادثه احتمالی ارائه شده است. در همین راستا، پس از شناسایی نقاط حادثه خیز شبکه بر اساس مطالعات جغرافیایی، فرض می‌کنیم که یک حادثه با شدت و احتمال م شخص در بخ شی از شبکه با احتمال حادثه‌خیز بودن رخ دهد. در نتیجه با احداث خطوط تای‌لاین سعی می‌کنیم تا حد امکان بار از د ست رفته نا شی از حادثه را بازیابی کنیم. تابع هدف پی شنهادی در این مطالعه ترکیبی از هزینه‌های قابلیت اطمینان، تاب‌آوری و احداث خطوط تای‌لاین ا ست. روش بهینه سازی در نظر گرفته شده در این مطالعه یک الگوریتم ابتکاری مبتنی بر تکرار و نظریه گراف به منظور احداث بهینه خطوط تای‌لاین با توجه به تابع هدف هزینه کل است. در این راستا به منظور ارزیابی تاب‌آوری و قابلیت اطمینان شبکه، چهار سناریو با توجه به احتمال، شدت حادثه، هزینه‌های قابلیت اطمینان، تاب آوری و ساخت تای لاین تعریف شده است.

نتایج شبیه سازی ن شان می‌دهد که افزایش هزینه ساخت خطوط تای‌لاین در مقای سه با تغییر احتمال و شدت حادثه تأثیر ب سزایی در ارزیابی تاب‌آوری و قابلیت اطمینان شبکه دارد. به عنوان مثال، افزایش هزینه احداث خطوط تای‌لاین در سناریوی ۲ ن سبت به سناریوی ۱ منجر به کاهش تعداد خطوط تای‌لاین احداثی می شود و در نتیجه میزان تاب‌آوری و قابلیت اطمینان کاهش و همچنین هزینه کل افزایش می یابد. اما کاهش شدت حادثه و افزایش احتمال وقوع حادثه در سناریوی ۳ ن سبت به سناریوی ۱ تغییر قابل توجهی در هزینه کل و شاخص‌های تاب‌آوری و قابلیت اطمینان ایجاد نمی‌کند.

منابع

Attoh-Okine, N. O., Cooper, A. T., & Mensah, S. A. (2009). Formulation of resilience index of urban infrastructure using belief functions. IEEE Systems Journal, 3(2), 147-153.

Bajpai, P., Chanda, S., & Srivastava, A. K. (2016). A novel metric to quantify and enable resilient distribution system using graph theory and choquet integral. IEEE Transactions on Smart Grid, 9(4), 2918-2929.

Campbell, R. J., & Lowry, S. (2012). Weather-related power outages and electric system resiliency.

Chanda, S. & Srivastava, A. K. (2016). Defining and enabling resiliency of electric distribution systems with multiple microgrids. IEEE Transactions on Smart Grid 7 (6), 2859-2868

Chen, C., Wang, J., Qiu, F., & Zhao, D. (2015). Resilient distribution system by microgrids formation after natural disasters. IEEE Transactions on Smart Grid, 7(2), 958-966.

Gao, H., Chen, Y., Xu, Y., & Liu, C.-C. (2016). Resilience-oriented critical load restoration using microgrids in distribution systems. IEEE Transactions on Smart Grid, 7(6), 2837-2848.

Gautam, P., Piya, P., & Karki, R. (2020). Resilience assessment of distribution systems integrated with distributed energy resources. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 12(1), 338-348.

Khodaei, A. (2014). Resiliency-oriented microgrid optimal scheduling. IEEE Transactions on Smart Grid, 5(4), 1584-1591.

Liu, X., Shahidehpour, M., Li, Z., Liu, X., Cao, Y., & Bie, Z. (2016). Microgrids for enhancing the power grid resilience in extreme conditions. IEEE Transactions on Smart Grid, 8(2), 589-597.

Lorca, A., & Sun, X. A. (2014). Adaptive robust optimization with dynamic uncertainty sets for multi-period economic dispatch under significant wind. IEEE Transactions on power systems, 30(4), 1702-1713.

Ma, S., Chen, B., & Wang, Z. (2016). Resilience enhancement strategy for distribution systems under extreme weather events. IEEE Transactions on Smart Grid, 9(2), 1442-1451.

Ma, S., Su, L., Wang, Z., Qiu, F., & Guo, G. (2018). Resilience enhancement of distribution grids against extreme weather events. IEEE Transactions on power systems, 33(5), 4842-4853.

Manshadi, S. D., & Khodayar, M. E. (2015). Resilient operation of multiple energy carrier microgrids. IEEE Transactions on Smart Grid, 6(5), 2283-2292.

Mousavizadeh, S., Haghifam, M.-R., & Shariatkhah, M.-H. (2018). A linear two-stage method for resiliency analysis in distribution systems considering renewable energy and demand response resources. Applied energy, 211, 443-460.

Najafi, J., Peiravi, A., & Guerrero, J. M. (2018). Power distribution system improvement planning under hurricanes based on a new resilience index. Sustainable cities and society, 39, 592-604.

Panteli, M., & Mancarella, P. (2015a). Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies. Electric Power Systems Research, 127, 259-270.

Panteli, M., & Mancarella, P. (2015b). Operational resilience assessment of power systems under extreme weather and loading conditions. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 1-5, Denver, USA.

Panteli, M., Trakas, D. N., Mancarella, P., & Hatziargyriou, N. D. (2016). Boosting the power grid resilience to extreme weather events using defensive islanding. IEEE Transactions on Smart Grid, 7(6), 2913-2922.

Poudel, S., & Dubey, A. (2018). Critical load restoration using distributed energy resources for resilient power distribution system. IEEE Transactions on power systems, 34(1), 52-63.

Wang, S., Li, Z., Wu, L., Shahidehpour, M., & Li, Z. (2013). New metrics for assessing the reliability and economics of microgrids in distribution system. IEEE Transactions on power systems, 28(3), 2852-2861.

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

Wang, X., Li, Z., Shahidehpour, M., & Jiang, C. (2017). Robust line hardening strategies for improving the resilience of distribution systems with variable renewable resources. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 10(1), 386-395.

Wang, Y., Chen, C., Wang, J., & Baldick, R. (2015). Research on resilience of power systems under natural disasters—A review. IEEE Transactions on power systems, 31(2), 1604-1613.

Yuan, C., Illindala, M. S., & Khalsa, A. S. (2016). Modified Viterbi algorithm based distribution system restoration strategy for grid resiliency. IEEE Transactions on Power Delivery, 32(1), 310-319.

Yuan, W., Wang, J., Qiu, F., Chen, C., Kang, C., & Zeng, B. (2016). Robust optimization-based resilient distribution network planning against natural disasters. IEEE Transactions on Smart Grid, 7(6), 2817-2826.

Zhang, B., Dehghanian, P., & Kezunovic, M. (2017). Optimal allocation of PV generation and battery storage for enhanced resilience. IEEE Transactions on Smart Grid, 10(1), 535-545.

پیوست

جدول ۳- فاصله بین باس‌های جزایر ۱ و ۴ (کیلومتر)

First \ Fourth	Node 1	Node 2	Node 3
Node 1	2.31	1.34	1.62
Node 2	2.29	1.10	1.71
Node 3	2.79	1.45	1.43
Node 4	2.76	1.73	2.35
Node 5	1.67	2.14	2.47
Node 6	1.85	2.14	1.02
Node 7	2.61	2.56	1.71
Node 8	2.85	2.18	1.48
Node 9	2.73	1.22	2.86
Node 10	2.00	2.28	2.53
Node 11	2.17	1.14	1.76
Node 12	2.85	1.73	2.37
Node 13	1.33	1.57	2.40
Node 14	1.75	2.48	2.18
Node 15	1.52	1.13	2.92
Node 16	2.66	2.51	2.56
Node 17	1.14	1.48	2.08
Node 18	1.56	1.46	1.19
Node 19	2.11	1.02	2.77
Node 20	2.24	1.26	1.51
Node 21	1.82	1.42	1.93
Node 22	1.52	1.43	1.66
Node 23	1.83	2.81	2.51
Node 24	1.76	1.56	2.61
Node 25	1.19	1.19	2.61
Node 26	1.26	2.57	2.75
Node 27	2.22	2.34	1.17
Node 28	2.31	2.23	2.34
Node 29	2.68	1.69	2.00
Node 30	2.00	2.38	1.67
Node 31	1.61	1.47	2.18

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

جدول ۴- فاصله بین باس‌های جزایر ۲ و ۳ (کیلومتر)

Second / Third	Node1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5	Node 6	Node 7	Node 8	Node 9	Node 10
Node 1	1.83	1.79	1.80	1.01	2.61	1.84	1.68	1.86	1.55	1.08
Node 2	2.97	1.53	2.91	1.38	1.27	2.41	1.63	1.52	1.53	2.54
Node 3	1.97	1.16	1.67	2.56	2.14	1.94	1.76	1.38	2.49	2.38
Node 4	2.22	1.44	1.27	2.22	2.15	1.82	2.74	1.43	1.26	2.85
Node 5	1.02	1.97	2.39	2.58	1.03	2.98	2.06	1.99	2.61	1.12
Node 6	2.54	2.03	2.85	2.68	2.87	1.97	1.05	1.07	1.61	2.37
Node 7	2.48	2.68	1.98	2.37	2.23	1.23	1.50	1.75	1.69	2.45
Node 8	1.43	1.83	2.01	1.16	2.34	2.72	2.45	1.71	2.32	2.69

جدول ۵- فاصله بین باس‌های جزایر ۱ و ۲ (کیلومتر)

Second / First	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5	Node 6	Node 7	Node 8	Node 9	Node 10
Node 1	1.19	2.15	2.65	1.91	2.54	2.55	1.64	1.23	2.70	2.15
Node 2	2.09	1.40	1.03	1.26	2.07	2.06	2.19	1.72	2.48	2.02
Node 3	2.71	2.92	1.95	2.28	1.14	1.18	1.42	1.61	2.32	1.29
Node 4	1.53	1.67	2.89	2.79	1.40	2.80	1.38	1.60	1.21	1.58
Node 5	2.55	1.30	1.92	1.85	1.02	2.74	1.42	2.12	2.67	2.00
Node 6	2.28	1.66	2.70	1.35	2.93	1.11	2.43	2.59	1.91	1.28
Node 7	2.45	1.23	2.07	1.59	2.66	2.28	1.51	1.94	2.30	1.81
Node 8	2.79	2.54	1.87	1.12	1.89	2.78	1.54	2.58	2.81	2.19
Node 9	2.54	2.59	1.05	1.12	2.98	1.70	1.96	1.84	1.22	2.62
Node 10	1.41	2.17	2.01	1.05	2.59	2.33	1.44	2.48	2.21	1.94
Node 11	1.09	1.16	2.75	2.10	1.98	1.91	1.71	1.72	1.03	2.35
Node 12	1.31	1.39	2.82	2.13	1.26	1.89	2.28	2.90	1.18	2.51
Node 13	2.44	2.55	1.57	1.61	1.42	1.03	2.50	2.50	2.81	1.36
Node 14	1.26	1.71	1.27	2.51	2.66	2.72	1.98	1.04	2.10	2.24
Node 15	1.44	2.68	1.00	2.34	1.65	2.88	2.23	2.51	2.29	2.54
Node 16	1.91	1.27	1.64	2.88	2.48	1.96	1.64	2.82	1.47	1.84
Node 17	1.93	2.40	2.06	1.97	1.32	2.14	1.60	1.70	2.24	1.88
Node 18	1.18	1.38	2.66	2.04	2.46	2.99	1.28	1.14	1.16	1.98
Node 19	2.01	1.79	2.35	2.58	1.11	1.81	2.69	2.71	2.29	1.43
Node 20	1.15	1.68	2.83	2.14	2.43	1.44	1.58	1.19	1.35	2.67
Node 21	1.33	2.85	2.51	2.53	1.24	2.73	2.82	2.10	2.24	2.00
Node 22	2.50	2.68	1.34	2.84	2.97	2.38	1.23	2.83	2.94	1.21
Node 23	1.67	2.26	2.93	1.42	2.19	1.34	2.23	2.04	2.34	1.73
Node 24	1.61	2.73	1.70	2.22	1.54	1.02	1.57	1.10	1.66	2.64
Node 25	2.64	1.43	2.20	1.93	1.86	1.34	2.02	1.88	1.92	1.25
Node 26	2.96	1.13	2.46	2.23	2.86	1.41	2.08	2.38	1.05	2.30
Node 27	2.94	2.36	2.74	1.41	2.02	2.80	1.10	1.52	2.05	2.47
Node 28	2.15	2.07	1.67	2.36	1.13	2.42	1.87	2.79	2.98	2.42
Node 29	1.47	2.03	1.93	1.03	2.32	1.26	1.44	1.92	2.45	1.21
Node 30	1.58	1.51	1.33	1.45	1.90	1.85	2.84	1.46	1.79	2.92
Node 31	2.35	2.71	1.93	2.83	1.29	2.32	2.38	1.39	2.18	1.85

جدول ۶- فاصله بین باس‌های جزایر ۲ و ۴ (کیلومتر)

Second	Node1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5	Node 6	Node 7	Node 8	Node 9	Node 10

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]

Fourth										
Node 1	1.35	1.77	1.64	1.79	2.56	1.10	2.23	2.51	2.29	1.46
Node 2	1.12	1.03	2.91	1.56	1.89	2.06	2.86	1.65	2.02	2.97
Node 3	1.30	2.93	1.06	1.72	1.11	2.53	2.56	2.04	2.32	1.17

جدول ۷- فاصله بین باس‌های جزایر ۳ و ۴ (کیلومتر)

Third / Fourth	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5	Node 6	Node 7	Node 8
Node 1	1.35	1.77	1.64	1.79	2.56	1.10	2.23	2.51
Node 2	1.12	1.03	2.91	1.56	1.89	2.06	2.86	1.65
Node 3	1.30	2.93	1.06	1.72	1.11	2.53	2.56	2.04

جدول ۸- فاصله بین باس‌های جزایر ۱ و ۳ (کیلومتر)

Second / First	Node 1	Node 2	Node 3	Node 4	Node 5	Node 6	Node 7	Node 8
Node 1	1.70	2.48	1.76	2.70	2.63	2.77	2.37	1.60
Node 2	1.41	1.18	1.51	1.99	1.70	2.84	2.50	1.60
Node 3	1.52	1.94	1.04	1.23	1.04	2.56	1.78	2.65
Node 4	1.20	1.59	1.59	2.62	1.68	1.48	2.12	1.27
Node 5	1.30	1.81	1.48	2.33	1.77	2.17	2.46	2.63
Node 6	1.64	1.86	1.41	1.76	1.19	1.40	2.22	2.72
Node 7	2.19	2.74	1.70	2.44	2.94	1.25	2.16	2.11
Node 8	1.31	2.41	2.07	1.84	1.38	2.38	1.14	1.04
Node 9	1.13	1.03	1.25	1.11	1.33	2.82	1.75	2.02
Node 10	1.02	1.05	1.39	2.17	2.01	2.50	1.07	2.43
Node 11	2.55	1.47	1.98	1.60	2.02	2.65	1.81	2.40
Node 12	2.36	2.20	1.81	1.82	1.10	1.45	2.32	2.79
Node 13	1.24	2.85	2.47	2.17	1.73	1.77	2.15	2.40
Node 14	2.44	1.67	1.60	1.63	2.17	1.84	2.95	2.87
Node 15	1.32	1.89	2.61	1.29	2.99	2.87	1.88	1.02
Node 16	1.24	1.20	2.83	2.98	1.87	1.21	2.56	2.64
Node 17	2.36	2.43	2.53	1.21	2.39	2.06	2.14	1.07
Node 18	1.29	2.44	1.67	1.67	1.03	2.24	1.04	2.03
Node 19	1.12	2.56	2.44	1.08	1.31	1.56	2.02	2.31
Node 20	1.27	2.88	1.07	2.84	2.80	1.40	1.82	2.51
Node 21	1.03	1.10	2.23	1.75	1.09	1.82	1.44	1.56
Node 22	1.38	2.60	1.22	2.98	1.06	1.73	1.46	2.21
Node 23	1.14	1.93	1.10	2.09	2.15	1.32	1.88	2.78
Node 24	1.08	1.56	1.11	2.13	1.68	2.79	2.84	2.29
Node 25	1.62	1.09	1.05	1.38	1.44	1.88	1.64	2.57
Node 26	2.03	2.58	2.91	1.43	2.81	2.34	1.57	1.98
Node 27	1.79	2.80	2.05	1.97	2.37	1.42	1.73	1.81
Node 28	2.99	2.55	2.51	1.44	1.74	1.94	2.00	2.75
Node 29	1.88	2.67	2.18	2.87	1.80	1.10	2.63	2.42
Node 30	1.30	1.69	2.48	1.56	1.41	1.99	1.47	2.65
Node 31	2.56	1.38	1.64	2.91	1.48	1.54	1.04	1.02

[Downloaded from ieijqp.ir on 2026-11-24]

[DOR: 20.1001.1.23222344.1402.12.2.3.4]