Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers
Vol. 21 No. 4, 2024
DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.48

Optimal Stochastic Planning of Microgrid with Considering Resiliency against Hurricanes and Floods

Reza Kiani[1] , Fatemeh Jahanbani[2] , Mohammad Reza Mazidi[3]

[1] MSc, Department of Electrical Engineering, Faculty of Electrical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran
rezakiani9221@gmail.com
[2]Assistant professor, Department of Electrical Engineering, Faculty of Electrical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran
jahanbani@yazd.ac.ir
[3]Assistant professor,Department of Electrical Engineering, Faculty of Electrical Engineering, Yazd University, Yazd, Iran
mrmazidi@yazd.ac.ir

Abstract:

With the increasing penetration of distributed generation resources (DERs) in distribution networks, the strategic placement of these resources has garnered increased attention. Due to the uncertain power generation of renewable-based DERs, it is necessary to use stochastic models. Additionally, in recent years, due to the rise of the occurrence of weather-related disasters such as hurricanes and floods, which lead to severe damage to power grids, has highlighted the crucial needs to consider methods for mitigating these damages in installation planning.

This study introduces a comprehensive model for optimizing the deployment of distributed renewable (solar and wind) and non-renewable (diesel generator) generation sources, accompanied by energy storage systems (batteries), network reinforcement, and equipment upgrades to enhance its resilience against two specific weather events: hurricanes and floods. The model is applied to the IEEE standard 33-bus network. The planning problem is defined as a costs function while considering the environmental constraints. The optimization problem is structured as a probabilistic programming model and solved using the CPLEX solver in the GAMS software.

The results obtained from case studies on the IEEE standard 33-bus network demonstrate the efficiency of the proposed model in minimizing costs and increasing system resilience.

Article Type: Research

Received: 08. 09. 2023

Revised: 08. 02. 2024

Accepted: 06. 04. 2024

Corresponding author: F.Jahanbani Ardakani

Fatemeh Jahanbani Ardakani: Department of Electrical Engineering, Yazd University, Yazd, 1738665423, Iran

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]

Copyright © 2024 The Authors. Published by Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers.
This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International license (https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/). Non-commercial uses of the work are permitted, provided the original work is properly cited.

1. Motivation of the work

Energy plays a crucial role in the social and economic development of countries in the worldwide. Nowadays, renewable energy sources (RESs) are replaced with fossil fuels due to their finite nature and the environmental pollution they generate.

Among these renewable resources, solar panels and wind turbines are widely utilized. Although RESs can generate clean energy, their reliance on primary energy inputs, results in variable power production. To address the limitations of renewable energy sources and facilitate their integration into the power grid, microgrids have been introduced [1].

By increasing adoption of microgrid structures, the installation planning of renewable resources has gained significant issue, due to their high investment costs and their variability and uncertainty.

On the other hand, global warming and climate change have led to an increase in the occurrence of natural disasters, such as storms and sudden floods, as modeled as a resiliency in the microgrid problems.

Although the issue of resilience has attracted significant attention from researchers today, there are still few studies that focus on resilience during the planning stage.

A review on the planning studies which focused on the resilience uncovers several gaps, as listed:

1- Lack of consideration for environmental constraints in selecting options,
2- Omission of renewable power plant combinations and their uncertainties in resilience planning,
3- Failure to address the simultaneous occurrence of floods and storms within a single model.

This study presents a comprehensive model to address the identified gaps.

2. Contributions

In this study, the contributions are listed as below:

1- Probabilistic planning of distributed generation resources, including renewable sources (solar and wind), non-renewable sources (diesel generators), and storage systems (batteries), are done by considering uncertainties.
2- The simultaneous occurrence of floods and earthquakes has been modeled within the resilience framework.
3- Environmental constraints have been considered in selecting options to enhance resilience.
4- Hardening of utility poles and solar panels, elevating of solar panels, and using of flexible loads are used as options for increasing resilience.

3. Procedures

The objective of this planning issue is to minimize the total cost, which includes the investment costs of DERs, the average or expected hardening costs of the equipment, and the expected operating costs of the microgrid over the lifetime of the equipment.

The total investment cost refers to the sum of all expenses incurred for the installation of equipment in the microgrid, which includes wind turbines, photovoltaic units, diesel generators, and batteries.

The expected total cost of hardening includes hardening costs of poles, photovoltaic units, and the expected cost of elevating solar panels.Moreover, the constraints of the problem are defined as follows:

1- the number of distributed generation resources to be installed in the microgrid.
2- the power output of DERs. It is notable that due to the variability and uncertainties in wind power generation and solar radiation intensity, the power output of wind turbines and photovoltaic units must incorporate time and possible scenarios to account for these uncertain variables.
3- power exchange with the upstream grid.
4- the amount of load shedding at each bus.
5- the maximum allowable carbon dioxide emissions produced by diesel generators in each scenario.
6- load flow constraints at each hour and for each scenario, where for simplicity, DC load flow is used.

To validate the results, several cases have been simulated and the total investment costs, including the number and location of installed DERs, as well as the costs associated with hardening and elevating of equipment, have been compared with each other.

To implement the proposed model, the standard IEEE 33-bus radial distribution network has been chosen as the under study microgrid. A mixed-integer linear programming optimization problem has been utilized to model the problem, which is solved using CPLEX solver of GAMS.

4. Findings

The calculated results show that, the investment cost is about ١٠٩٦٩٤٩ $ for the installation of three wind turbines, three photovoltaic units, one diesel generator, and two batteries.

The results revealed that load shedding occurs at only seven buses at 21:00 in the third scenario, which corresponds to peak load conditions with zero wind power generation. In this situation, the purchased power from the upstream grid is noted to be 0.5 kW.

Since, the maximum wind speed can change over time, this study investigates the planning problem under multiple cases of varying wind speeds. The results indicate that the main reason of difference in total costs in different wind speeds is the variation in the expected costs for hardening of utility poles. This is because of the significant impact of the maximum storm wind speed parameter on the selection of the type of poles used for hardening.

5. Conclusion

In this paper, the resilient and optimal planning of a microgrid is modeled, taking into account uncertainties in load, the occurrences rate of flood and storm, and the

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]

output power of renewable resources. The optimal solution to this model provides a decision framework for microgrid planning that coordinate hardening and optimal installation of DERs, thereby enhancing the microgrid's resilience against weather-related disasters. Additionally, by considering load shedding and the scheduling of diesel generator production and purchasing power from the upstream grid, resilient operation of the microgrid is ensured.

The proposed strategy involves installing distributed generation resources, managing load shedding, hardening utility poles and solar panels to withstand storms, and elevating solar panels above ground level to mitigate flood risks. By installing distributed generation resources, power can be supplied on-site for critical loads and equipment during severe weather events and power outages. In situations of power scarcity, load shedding can help simultaneously implementing four actions: prioritize and maintain power for more critical loads. Hardening equipment with stronger materials can further enhance their resilience against severe weather phenomena.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]

نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران

نشریه مهندسی برق و الکترونیک ایران، سال بیست و یکم، شماره چهارم، زمستان ۱۴۰۳، صفحات ۴۸-۵۶

DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.48

برنامه‌ریزی بهینه تصادفی ریزشبکه با در نظر گرفتن تاب آوری در حضور طوفان و سیل

رضا کیانی[۱]، فاطمه جهانبانی[۲]، محمدرضا مزیدی[۳]

۱- دانش آموخته کارشناسی ارشد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه یزد

rezakiani9221@gmail.com

۲- استادیار- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه یزد

jahanbani@yazd.ac.ir

۳- استادیار- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه یزد

mrmazidi@yazd.ac.ir

چکیده: با افزایش نفوذ منابع تولید پراکنده در شبکه‌های توزیع، مسئله برنامه‌ریزی نصب این منابع اهمیت بیشتری یافته است. در این راستا به دلیل طبیعت غیرقطعی توان تولیدی منابع تجدیدپذیر، لازم است تا از مدل‌های بهینه‌سازی تصادفی استفاده گردد. علاوه براین، در سال‌های اخیر به دلیل افزایش نرخ وقوع سوانح جوی از قبیل طوفان و سیل و در نتیجه وارد شدن خسارت‌های جدی به شبکه‌های برق، لزوم در نظر گرفتن روش‌هایی جهت کاهش این خسارت‌ها در برنامه‌ریزی نصب ضروری به نظر می‌رسد. در این مطالعه، مدلی جهت برنامه‌ریزی نصب بهینه منابع تولید پراکنده تجدیدپذیر (خورشیدی و بادی)، تجدیدناپذیر (ژنراتور دیزلی) و سیستم ذخیره‌سازی (باتری) در کنار محکم‌کاری و باالابری تجهیزات شبکه، با هدف افزایش تاب‌آوری آن در برابر دو سانحه جوی طوفان و سیل ارائه شده است. در مدل ارائه شده، مسئله برنامه‌ریزی به صورت یک مسئله بهینه‌سازی با هدف کمینه کردن هزینه و با درنظر گرفتن محدودیت‌های زیست‌محیطی تعریف شده است. مسئله بهینه‌سازی به صورت یک مدل برنامه‌ریزی احتمالاتی و توسط حل کننده CPLEX در نرم‌افزار GAMS حل شده است. نتایج به دست آمده از مطالعات موردی بر روی شبکه ۳۳ شینه استاندارد IEEE نشان‌دهنده کارایی مدل پیشنهادی در حداقل کردن هزینه و افزایش تاب‌آوری سیستم است.

کلمات کلیدی: برنامه‌ریزی بهینه، تاب‌آوری، ریزشبکه، محکم کاری، عدم‌قطعیت، منابع انرژی تجدیدپذیر

نوع مقاله: پژوهشی

دریافت: ۱۴۰۲/۶/۱۷

بازنگری: ۱۴۰۲/۱۱/۱۹

پذیرش: ۱۴۰۳/۱/۱۸

نام نویسنده‌ی مسئول: دکتر فاطمه جهانبانی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران – یزد – بلوار دانشجو- دانشگاه یزد – دانشکده مهندسی برق

حق انتشار این مستند، متعلق به نویسندگان آن است. ۱۴۰۳ ©. ناشر این مقاله، انجمن مهندسین برق و الکترونیک ایران است.

این مقاله تحت گواهی زیر منتشرشده و هر نوع استفاده غیرتجاری از آن مشروط بر استناد صحیح به مقاله و با رعایت شرایط مندرج در آدرس زیر مجاز است.

Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International license
(https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]

۱- مقدمه

انرژی، نقش بسیار سازنده‌ای در توسعه اجتماعی و اقتصادی کشورهای جهان دارد. امروزه بخش عمده تقاضای جهانی انرژی با استفاده از سوخت‌های فسیلی (زغال سنگ، نفت و گاز طبیعی) تأمین می‌شود. اما به دلیل پایان‌پذیر بودن آنها و نیز آلودگی‌های زیست محیطی که به همراه دارند، جوامع امروزی به دنبال جایگزینی این منابع با منابع انرژی تجدیدپذیر[۱] (RES) هستند. از میان این منابع تجدیدپذیر، پنل‌های خورشیدی و توربین‌های بادی[۲] (WT) جزو پرکاربردترین‌ها هستند. با اینکه منابع انرژی تجدیدپذیر می‌توانند انرژی پاک و بدون وابستگی به سوخت فسیلی را تولید نمایند اما وابستگی زیاد توان خروجی آنها به منابع اولیه انرژی همانند تابش خورشید و سرعت باد، باعث تولید توان متغیر شده است. در نتیجه در کنار منابع تجدیدپذیر معمولا از دیزل ژنراتورها و باتری‌ها استفاده می‌شود. به منظور غلبه بر معایب منابع تجدیدپذیر و ادغام هر چه بیشتر آنها در شبکه برق و کنترل آنها در تامین بار مورد نیاز، ریزشبکه‌ها معرفی شده‌اند [۱].

منابع انرژی تجدیدپذیر علاوه بر متغیر بودن در ساعات مختلف دارای عدم قطعیت نیز هستند. به عنوان نمونه توان تولیدی پنل‌های خورشیدی در طول روز متغیر است. در حوالی ظهر بیشترین توان خروجی و از غروب خورشید تا ساعات اولیه روز میزان توان تولیدی صفر می‌باشد. با این وجود، پیش بینی میزان توان تولیدی در ساعات مختلف دارای خطا خواهد بود چرا که مقدار توان تولیدی وابسته به پارامترهای زیادی از جمله دمای هوا، میزان آلودگی و میزان ابری بودن دارد.

با گسترش روزافزون استفاده از ساختار ریزشبکه و منابع انرژی تجدیدپذیر، مسئله برنامه‌ریزی نصب این منابع شامل انتخاب مکان، ظرفیت و ترکیب مناسب، با توجه به هزینه سرمایه‌گذاری بالای آن‌ها و وجود تغییر پذیری و عدم قطعیت آن‌ها اهمیت ویژه‌ای یافته است. مطالعات مختلفی به منظور در نظر گرفتن شرایط بیان شده و برنامه‌ریزی هر چه بهتر ریزشبکه‌ها با وجود منابع انرژی تجدیدپذیر انجام شده که از جمله آن‌ها می‌توان به مطالعات [۲] و [۳] اشاره کرد. در سال‌های اخیر گرمایش کره زمین و تغییرات آب و هوایی، باعث افزایش وقوع حوادث طبیعی نظیر طوفان‌ها و سیلاب‌های ناگهانی شده است [۴]. با این که احتمال رخداد این حوادث کم است ولی در صورت رخداد، می‌تواند تاثیر بسیاری بر سیستم قدرت بگذارد [۵]. افزایش نرخ رخداد حوادث طبیعی نسبت به گذشته و افزایش وابستگی انسان‌ها به انرژی الکتریکی، باعث شده است تا اهمیت در نظر گرفتن زیرساخت‌های لازم در طراحی ریزشبکه‌ها در مقابل این حوادث مورد توجه قرار گیرد.

به منظور مدل کردن رفتار سیستم در مقابل حوادث شدید با احتمال کم، میزان استقامت، آسیب‌پذیری و برگشت‌پذیری یک سیستم به ترتیب قبل از، در حین و پس از یک حادثه شدید مورد بررسی قرار می‌گیرد که به آن تاب‌آوری می‌گویند [۴]. افزایش تاب‌آوری در شبکه با ۵ راهکار استفاده از منابع تجدیدپذیر، پاسخگویی بار، کاهش بار، بازیابی بار و محکم کاری انجام می‌شود[۶].

با این که مسئله تاب‌آوری امروزه توجه محققان زیادی را به خود معطوف کرده است با این وجود، مطالعاتی که مسئله تاب‌آوری را در مرحله برنامه‌ریزی مورد توجه قرار داده‌اند، اندک‌اند. در مطالعه‌ای تاب‌آوری شبکه در شرایط گرفتگی N-K خطوط بررسی شده است [۷]. بدین منظور، با استفاده از منابع تجدیدپذیر مختلف تلاش شده است تا خطوط شبکه توزیع کاندیدا، بار را در شرایطی که خط اصلی صدمه دیده است، تامین کنند. در این مطالعه، عدم قطعیت توان تولیدی منابع تجدیدپذیر و بار دیده نشده است.

در مطالعه [۶]، با استفاده از تغییر ساختار شبکه، محکم‌سازی خطوط، انتخاب محل بهینه توربین‌های بادی و کاهش بار تلاش شده است تا تاب‌آوری شبکه افزایش داده شود. در این مطالعه عدم قطعیت توان تولیدی توربین بادی و بار در نظر گرفته شده است با اینکه تنوع دیگری از منابع تجدیدپذیر یا ذخیره ساز وجود ندارد.

حق‌شناس و همکاران یک مدل برنامه‌ریزی دوسطحی برای بهبود تاب‌آوری سیستم‌های توزیع انرژی در مقابل طوفان‌های گرد و غبار شدید پیشنهاد کرده‌اند. در سطح اول مدل, هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای بهبود تاب آوری سیستم توزیع شامل تقویت خطوط توزیع با مقره‌های سیلیکونی, تعیین محل کلیدهای جداکننده در شبکه توزیع و بکارگیری ژنراتورهای اضطراری در مقابل طوفان‌های گرد و غبار بهینه شده است [۸]. در سطح دوم مدل, هزینه‌های مورد انتظار بهره‌برداری از سیستم توزیع حداقل می‌گردند. در مطالعه‌ای توسط ما و همکاران با استفاده از منابع تولیدپراکنده قابل توزیع[۳]، محکم‌سازی خطوط و کاهش بار، تاب‌آوری شبکه را در مقابل طوفان افزایش داده است [۹]. از روش محکم کاری و همچنین سیستم‌های ذخیره‌سازی برای افزایش تاب‌آوری در شبکه توزیع در مقابل حوادث طبیعی در مطالعه [۱۰] نیز استفاده شده است. در این مطالعه، روش بهینه‌سازی مقاوم برای مدل‌سازی عدم قطعیت خروج خطوط توزیع بکار گرفته شده است.

نجفی و همکاران در مطالعه‌ای از چندین ریزشبکه برای افزایش تاب آوری شبکه توزیع همزمان آب و برق در مقابل طوفان استفاده کرده است [۱۱]. علاوه بر این، در [۶] مکان‌یابی بهینه توربین بادی و تغییر ساختار شبکه به منظور افزایش تاب‌آوری شبکه توزیع در مقابل بلایای طبیعی با در نظر گرفتن عدم قطعیت استفاده شده است.

وانگ و همکاران از برنامه‌ریزی همزمان شبکه توزیع برق و گاز برای افزایش تاب‌آوری استفاده کرده‌اند [۱۲]. همچنین قاسمی و همکاران به منظور افزایش تاب‌آوری در برنامه‌ریزی سیستم توزیع از محکم کاری خطوط، نصب بهینه منابع تولید پراکنده، تخصیص ژنراتورها با قابلیت جابجایی، تغییر نقاط گره و نیز کاهش بار در دو سطح استفاده

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]

شده است. در این مطالعه از منابع تجدیدپذیر استفاده نشده است [۱۳].

با بررسی مطالعات صورت گرفته در خصوص برنامه‌ریزی با در نظر گرفتن تاب‌آوری، خلاهایی همچون در نظر نگرفتن محدودیت‌های زیست محیطی در انتخاب گزینه‌های افزایش تاب‌آوری، در نظر نگرفتن ترکیب نیروگاه‌های تجدیدپذیر و عدم قطعیت مرتبط با آنها در تاب‌آوری و نیز عدم توجه به رخداد همزمان سیل و طوفان در برنامه‌ریزی به صورت همزمان و در یک مدل اشاره نمود. در این مطالعه، مدل جامعی به منظور رفع خلاهای بیان شده ارائه گردیده است.

در ادامه، در بخش دوم به فرمول‌بندی مسئله موردنظر پرداخته شده است. در بخش سوم نتایج حاصل از شبیه‌سازی و پیاده‌سازی مدل پیشنهادی بر روی سیستم ۳۳ باسه تست IEEE تحت سناریوهای مختلف ارائه گردیده است. درنهایت، بخش چهارم به نتیجه‌گیری مقاله اختصاص داده شده است.

۲- فرمول‌بندی مسئله

۲-۱- تابع هدف

هدف از حل این مسئله برنامه‌ریزی، کمینه کردن هزینه کل، شامل هزینه سرمایه‌گذاری DERها (IC_{Tot})، هزینه متوسط یا مورد انتظار محکم‌کاری تجهیزات (EHC_{Tot}) و هزینه مورد انتظار بهره‌برداری از ریزشبکه در طی مدت عمر تجهیزات (EOC_{Tot}) می‌باشد. در اینجا برای محاسبه هزینه‌ها از مقدار ارزش فعلی استفاده شده است [۷].

$$Min \;\; Total\text{Cost} = IC_{Tot} + EHC_{Tot} + EOC_{Tot} \qquad (۱)$$

منظور از هزینه سرمایه‌گذاری کل، مجموع هزینه‌هایی است که برای نصب منابع تولید پراکنده، شامل توربین‌های بادی، واحدهای فتوولتائیک، ژنراتورهای دیزلی و باتری‌ها در ریزشبکه صرف می‌شود

$$\begin{aligned} IC_{Tot} = & \sum_{i\in\Omega_{WT}} K^{WT}\cdot IC^{WT}\cdot P_{MAX}^{WT}\cdot z_i^{WT} \\ & + \sum_{i\in\Omega_{PV}} K^{PV}\cdot IC^{PV}\cdot P_{MAX}^{PV}\cdot z_i^{PV} + \sum_{i\in\Omega_{DG}} K^{DG}\cdot IC^{DG}\cdot P_{MAX}^{DG}\cdot z_i^{DG} \\ & + \sum_{i\in\Omega_{Bat}} K^{Bat}\cdot (PIC^{Bat}\cdot P_{MAX}^{Bat} + EIC^{Bat}\cdot E_{MAX}^{Bat})\cdot z_i^{Bat} \end{aligned} \qquad (۲)$$

که در آن، Ω_{WT}، Ω_{PV}، Ω_{DG} و Ω_{Bat} به ترتیب مجموعه توربین‌های بادی، مجموعه واحدهای فتوولتائیک، مجموعه ژنراتورهای دیزلی و مجموعه باتری‌های موجود، K ضریب ارزش فعلی DERها، IC هزینه سرمایه‌گذاری DERها (به جز باتری) بر حسب $\$/MW$، P_{MAX} بیشینه توان تولیدی DERها بر حسب MW، z متغیر باینری نشان‌گر وضعیت نصب DERها (در صورت نصب برابر یک و در غیر این صورت برابر صفر)، PIC هزینه سرمایه‌گذاری مربوط به توان باتری بر حسب $\$/MW$، EIC هزینه سرمایه‌گذاری مربوط به انرژی باتری بر حسب $\$/MWh$ و E_{MAX} ظرفیت انرژی باتری می‌باشد.

لازم به ذکر است برای محاسبه K می‌توان از رابطه ۳ استفاده کرد که در آن، T طول عمر تجهیز و r نرخ بهره (در این مطالعه برابر با ۱۰ درصد) می‌باشد:

$$K_j = \frac{r(1+r)^{T_j}}{(1+r)^{T_j}-1} \qquad (۳)$$

EHC_{Tot} هزینه مورد انتظار محکم‌کاری تجهیزات است که برابر مجموع هزینه مورد انتظار محکم‌کاری تیرهای برق (EHC^P)، هزینه مورد انتظار محکم‌کاری واحدهای فتوولتائیک (EHC^{PV}) و نیز هزینه مورد انتظار بالابری[۴] پنل‌ها (EEC^{PV}) می‌باشد.

$$\begin{aligned} EHC_{Tot} = & EHC^P + EHC^{PV} + EEC^{PV} \\ = & \sum_{s\in\Omega_S}\sum_{(i,j)\in\Omega_L}\sum_{k\in\Omega_P} CH_{ij,k,s}^P\cdot N_{ij}^P\cdot uh_{ij,k,s}^P\cdot\rho_s \\ & + \sum_{s\in\Omega_S}\sum_{i\in\Omega_{PV}} CH^{PV}\cdot P_{MAX}^{PV}\cdot uh_{i,s}^{PV}\cdot\rho_s \\ & + \sum_{s\in\Omega_S}\sum_{i\in\Omega_{PV}} CE^{PV}\cdot A_T^{PV}\cdot ue_{i,s}^{PV}\cdot\rho_s \end{aligned} \qquad (۴)$$

در این رابطه، بالانویس P نمایان‌گر تیرهای برق[۵]، Ω_S مجموعه [کاهش‌یافته] سناریوها، Ω_L مجموعه تمام خطوط ریزشبکه، Ω_P مجموعه شش عضوی انواع تیرهای برق، $CH_{ij,k,s}^P$ هزینه محکم‌کاری تیرهای خط واصل باس i و باس j با تیر برق نوع k در سناریو sاُم برحسب $\$$، N_{ij}^P تعداد تیرهای برق موجود در خط ij، $uh_{ij,k,s}^P$ متغیر باینری نشان‌گر وضعیت محکم‌کاری خط ij با تیر برق نوع k در سناریو sاُم (در صورت محکم‌کاری برابر یک و در غیر این صورت برابر صفر)، CH^{PV} هزینه محکم‌کاری واحدهای فتوولتائیک بر حسب $\$/MW$، $uh_{i,s}^{PV}$ متغیر باینری نشان‌گر وضعیت محکم‌کاری واحد فتوولتائیک i اُم در سناریو sاُم (در صورت محکم‌کاری برابر یک و در غیر این صورت برابر صفر)، ρ_s احتمال سناریو s (از مجموعه کاهش-یافته Ω_S)، CE^{PV} هزینه بالابری واحد فتوولتائیک برحسب $\$/ft^2$، A_T^{PV} مساحت کل واحد فتوولتائیک نصبی در یک شین بر حسب ft^2 و $ue_{i,s}^{PV}$ متغیر باینری نشان‌گر وضعیت بالابری واحد فتوولتائیک iاُم در سناریو sاُم (در صورت بالابری برابر یک و در غیر این صورت برابر صفر) می‌باشد.

لازم به ذکر است که A_T^{PV} از مساحت یک پنل خورشیدی تنها بر حسب ft^2 (A_{panel})، بیشینه توان خروجی یک پنل (P_{MAX}^{panel}) و بیشینه توان تولیدی واحد فتوولتائیک متشکل از این پنل‌ها (P_{MAX}^{PV}) محاسبه می‌شود:

$$A_T^{PV} = \frac{P_{MAX}^{PV}}{P_{MAX}^{panel}} A_{panel} \qquad (۵)$$

هزینه مورد انتظار بهره‌برداری از ریزشبکه برابر مجموع هزینه‌های مورد انتظار ریزش بار[۶] ($ECLS$)، سوخت ژنراتورهای دیزلی (ECF)، خرید توان از شبکه بالادست ($ECBP$) و منفی درآمد مورد انتظار حاصل از فروش توان به شبکه بالادست ($EISP$) است.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]

$$
\begin{aligned}
EOC_{Tot} &= 365\times(ECLS+ECF+ECBP-EISP)\\
&= 365\times\Big(\sum_{s\in\Omega_S}\sum_{i\in\Omega_{Bus}}\sum_{h\in\Omega_H} VOLL\cdot p_{i,h,s}^{LS}\cdot\rho_s\\
&\quad+\sum_{s\in\Omega_S}\sum_{i\in\Omega_{DG}}\sum_{h\in\Omega_H} FC^{DG}\cdot p_{i,h,s}^{DG}\cdot\rho_s\\
&\quad+\sum_{s\in\Omega_S}\sum_{h\in\Omega_H} BP\cdot p_{h,s}^{Buy}\cdot\rho_s-\sum_{s\in\Omega_S}\sum_{h\in\Omega_H} SP\cdot p_{h,s}^{Sell}\cdot\rho_s\Big)
\end{aligned}
\qquad (۶)
$$

در این رابطه، Ω_{Bus} مجموعه باس‌های ریزشبکه، Ω_H مجموعه ساعات یک شبانه‌روز (از ۱ تا ۲۴)، $VOLL$ میزان ارزش بار از دست رفته[۷] بر حسب $\$/MWh$، $p_{i,h,s}^{LS}$ میزان ریزش بار (توان) اکتیو موجود در باس i در ساعت h و سناریو s بر حسب MW، FC^{DG} هزینه سوخت ژنراتورهای دیزلی بر حسب $\$/MWh$، $p_{i,h,s}^{DG}$ توان اکتیو تولیدی ژنراتور دیزلی نصبی در باس i در ساعت h و سناریو s بر حسب MW، BP قیمت خرید انرژی از شبکه بالادست بر حسب $\$/MWh$، $p_{h,s}^{Buy}$ مقدار توان اکتیو خریداری شده از شبکه بالادست در ساعت h و سناریو s بر حسب MW، SP قیمت فروش انرژی به شبکه بالادست بر حسب $\$/MWh$ و $p_{h,s}^{Sell}$ مقدار توان اکتیو فروخته شده به شبکه بالادست در ساعت h و سناریو s بر حسب MW می‌باشد.

۲-۲- قیود مسئله

تعداد منابع تولید پراکنده‌ای که قرار است در ریزشبکه نصب شود، توسط روابط زیر محدود شده است.

$$0 \le \sum_{i\in\Omega_{WT}} z_i^{WT} \le \left|\Omega_{WT}\right| \qquad (۷)$$

$$0 \le \sum_{i\in\Omega_{PV}} z_i^{PV} \le \left|\Omega_{PV}\right| \qquad (۸)$$

$$0 \le \sum_{i\in\Omega_{DG}} z_i^{DG} \le \left|\Omega_{DG}\right| \qquad (۹)$$

$$0 \le \sum_{i\in\Omega_{Bat}} z_i^{Bat} \le \left|\Omega_{Bat}\right| \qquad (۱۰)$$

همچنین، محدودیت توان تولیدی DERها، توسط روابط زیر تعیین شده است:

$$0 \le p_{i,h,s}^{WT} \le P_{MAX}^{WT}\cdot z_i^{WT} \quad \forall\, i\in\Omega_{WT},\ h\in\Omega_H,\ s\in\Omega_S \qquad (۱۱)$$

$$0 \le p_{i,h,s}^{PV} \le P_{MAX}^{PV}\cdot z_i^{PV} \quad \forall\, i\in\Omega_{PV},\ h\in\Omega_H,\ s\in\Omega_S \qquad (۲)$$

$$0 \le p_{i,h,s}^{DG} \le P_{MAX}^{DG}\cdot z_i^{DG} \quad \forall\, i\in\Omega_{DG},\ h\in\Omega_H,\ s\in\Omega_S \qquad (۱۳۲)$$

$$0 \le p_{i,h,s}^{CBat} \le P_{MAX}^{Bat}\cdot z_i^{Bat} \quad \forall\, i\in\Omega_{Bat},\ h\in\Omega_H,\ s\in\Omega_S \qquad (۱۴۲)$$

$$0 \le p_{i,h,s}^{DBat} \le P_{MAX}^{Bat}\cdot z_i^{Bat} \quad \forall\, i\in\Omega_{Bat},\ h\in\Omega_H,\ s\in\Omega_S \qquad (۱۵۲)$$

در این روابط، $p_{i,h,s}^{WT}$، $p_{i,h,s}^{PV}$ و $p_{i,h,s}^{DG}$ به ترتیب مقدار توان اکتیو تولیدی توربین بادی، واحد فتوولتائیک و ژنراتور دیزلی i در ساعت h و سناریو s، $p_{i,h,s}^{CBat}$ و $p_{i,h,s}^{DBat}$ به ترتیب مقدار شارژ و دشارژ باتری i در ساعت h و سناریو s، همگی برحسب MW می‌باشند.

به دلیل نوسانی بودن و عدم‌قطعیت موجود در تولید توان بادی و شدت تابش خورشید، لازم است که معادلات تعیین‌کننده مقدار توان تولیدی توربین‌های بادی و واحدهای فتوولتائیک، دربرگیرنده زمان ($h\in\Omega_H$) و سناریوهای ممکن ($s\in\Omega_S$) برای این متغیرهای غیرقطعی باشد.

$$p_{i,h,s}^{WT} = P_h^{wind}\cdot\ AWP_s\cdot z_i^{WT} \qquad \forall\, i\in\Omega_{WT} \qquad (۱۶۲)$$

$$p_{i,h,s}^{PV} = P_{h,s}^{solar}\cdot\ z_i^{PV} \qquad \forall\, i\in\Omega_{PV} \qquad (۱۷۲)$$

که در این روابط، P_h^{Wind} توان خروجی توربین بادی در ساعت h با توجه به سرعت باد در این ساعت و AWP_s درصد توان بادی قابل‌دسترسی در سناریو s است. همچنین، $P_{h,s}^{solar}$ توان خروجی واحد فتوولتائیک در ساعت h و سناریو s می‌باشد که با توجه به شدت تابش در این ساعت از روابط زیر بدست می‌آید.

$$P_{h,s}^{solar} = (G_{h,s}/G_{STD})\cdot P_{MAX}^{PV} \qquad \forall\, h\in\Omega_H,\ s\in\Omega_S \qquad (۱۸)$$

$$G_{h,s} = G_{Tot}\cdot NG_s \qquad \forall\, h\in\Omega_H,\ s\in\Omega_S \qquad (۱۹)$$

در این روابط، $G_{h,s}$ شدت تابش در ساعت h و سناریو s، G_{STD} شدت تابش استاندارد ($1000\ W/m^2$)، G_{Tot} شدت تابش کل رسیده به سطح پنل و NG_s شدت تابش نرمالیزه شده در هر سناریو می‌باشد. لازم به ذکر است G_{Tot} با استفاده از شدت تابش افقی و عمودی (G_h و G_v) و زاویه نصب پنل با سطح افق (θ) از رابطه (۲۰) محاسبه شده است:

$$G_{Tot} = G_v\cos(\theta)+G_h\sin(\theta) \quad \forall\, h\in\Omega_H,\ s\in\Omega_S \qquad (۲۰)$$

زمانی که در ریزشبکه‌ها تولید اضافی یا کمبود توان وجود دارد، باتری‌ها می‌توانند برای شارژ یا دشارژ به کار گرفته می‌شوند. روابط زیر نحوه مدل‌سازی هر باتری را به ازای هر ساعت و هر سناریو ($\forall\, i\in\Omega_{Bat},\ h\in\Omega_H,\ s\in\Omega_S$) توصیف می‌کند:

$$e_{i,h,s}^{b} = e_{i,h-1,s}^{b} + p_{i,h,s}^{CBat}\cdot\eta^{CBat} - p_{i,h,s}^{DBat}/\eta^{DBat} \qquad (۲۱)$$

$$E_{MIN}^{Bat} \le e_{i,h,s}^{b} \le E_{MAX}^{Bat} \qquad (۲۲)$$

$$e_{i,24,s}^{b} \le E_0^{Bat} \qquad (۲۳)$$

در این روابط، η^{CBat} و η^{DBat} نشان‌دهنده بازده شارژ و دشارژ باتری است. همچنین $e_{i,h,s}^{b}$ انرژی ذخیره شده در باتری i در ساعت h و سناریو s، E_{MIN}^{Bat} و E_{MAx}^{Bat} به ترتیب کمترین و بیشترین میزان انرژی قابل ذخیره در باتری (ظرفیت نصبی باتری) و E_0^{Bat} انرژی اولیه ذخیره شده در باتری، بر حسب MWh می‌باشند.

با توجه به این‌که ریزشبکه در نقطه اتصال مشترک (PCC) می‌تواند تبادل توان با شبکه بالادست داشته باشد، محدودیت‌های این توان مبادله شده در روابط زیر آورده شده است:

$$0 \le p_{h,s}^{Buy} \le P_{MAX}^{UG} \qquad \forall\, h\in\Omega_H,\ s\in\Omega_S \qquad (۲۴)$$

$$0 \le p_{h,s}^{Sell} \le P_{MAX}^{UG} \qquad \forall\, h\in\Omega_H,\ s\in\Omega_S \qquad (۲۵)$$

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]

در این روابط، P_{MAX}^{UG} حداکثر توان قابل مبادله با شبکه بالادست بر حسب MW است.

همچنین مقدار ریزش بار در هر شین به صورت زیر مدل شده است:

$$0 \le p_{i,h,s}^{LS} \le P_{i,s}^{L} \qquad \forall\, i \in \Omega_{Bus}, h \in \Omega_H,\ s \in \Omega_S \qquad (۲۶)$$

$$P_{i,s}^{L} = L_s \cdot P_{i,MAX}^{L} \qquad \forall\, i \in \Omega_{Bus}, h \in \Omega_H,\ s \in \Omega_S \qquad (۲۷)$$

در این روابط، $P_{i,s}^{L}$ و $P_{i,MAX}^{L}$ بار اکتیو در سناریو s و بیشینه بار اکتیو متصل به باس i و L_s درصد بار در هر سناریو است.

حداکثر میزان گاز دی‌اکسیدکربن (CO_2) تولیدی توسط ژنراتورهای دیزلی ($Em_{MAX}^{CO_2}$) در هر سناریو ($\forall\, s \in \Omega_S$) به صورت زیر مدل شده است:

$$365 \times \Big(\sum_{i \in \Omega_{DG}} \sum_{h \in \Omega_H} p_{i,h,s}^{DG} \cdot EF^{CO_2}\Big) \le Em_{MAX}^{CO_2} \qquad (۲۸)$$

که EF^{CO_2} ضریب انتشار دی اکسید کربن واحدهای دیزلی برحسب $kgCO_2/MWh$ و $Em_{MAX}^{CO_2}$ حداکثر سطح انتشار مجاز CO_2 در یک سال برحسب kg می‌باشد که مجموع CO_2 تولیدی توسط واحدهای دیزلی نصبی در یک سال، نباید از این مقدار تجاوز کند.

علاوه بر قیود بیان شده، لازم است تا قیود پخش بار برای مسئله مورد نظر به ازای هر ساعت و هر سناریو ($h \in \Omega_H,\ s \in \Omega_S$) مدل گردد. در این مطالعه برای جلوگیری از پیچیدگی مسئله از پخش بار DC استفاده شده است:

$$p_{ij,h,s} = (\delta_{i,h,s} - \delta_{j,h,s}) / X_{ij} \qquad \forall\, i, j \in \Omega_{Bus} \qquad (۲)$$

در باس اسلک رابطه (۳۰) و در سایر باس‌ها رابطه (۳۱) را داریم:

$$p_{i,h,s}^{WT} + p_{i,h,s}^{PV} + p_{i,h,s}^{DG} + p_{i,h,s}^{DBat} - p_{i,h,s}^{CBat} + p_{i,h,s}^{LS} + p_{i,h,s}^{Buy} - p_{i,h,s}^{Sell} - P_{i,s}^{L} = \sum_{j \in \Omega_{Bus}} p_{ij,h,s} \qquad (۲۹)$$

$$p_{i,h,s}^{WT} + p_{i,h,s}^{PV} + p_{i,h,s}^{DG} + p_{i,h,s}^{DBat} - p_{i,h,s}^{CBat} + p_{i,h,s}^{LS} - P_{i,s}^{L} = \sum_{j \in \Omega_{Bus}} p_{ij,h,s} \qquad (۳۰)$$

$$-\frac{\pi}{2} \le \delta_{i,h,s} \le \frac{\pi}{2} \qquad \forall\, i \in \Omega_{Bus} \qquad (۳۱)$$

$$\delta_{slack,h,s} = 0 \qquad (۳۲۲)$$

$$-P_{MAX}^{flow} \le p_{ij,h,s} \le P_{MAX}^{flow} \qquad \forall\, i, j \in \Omega_{Bus} \qquad (۳۳۲)$$

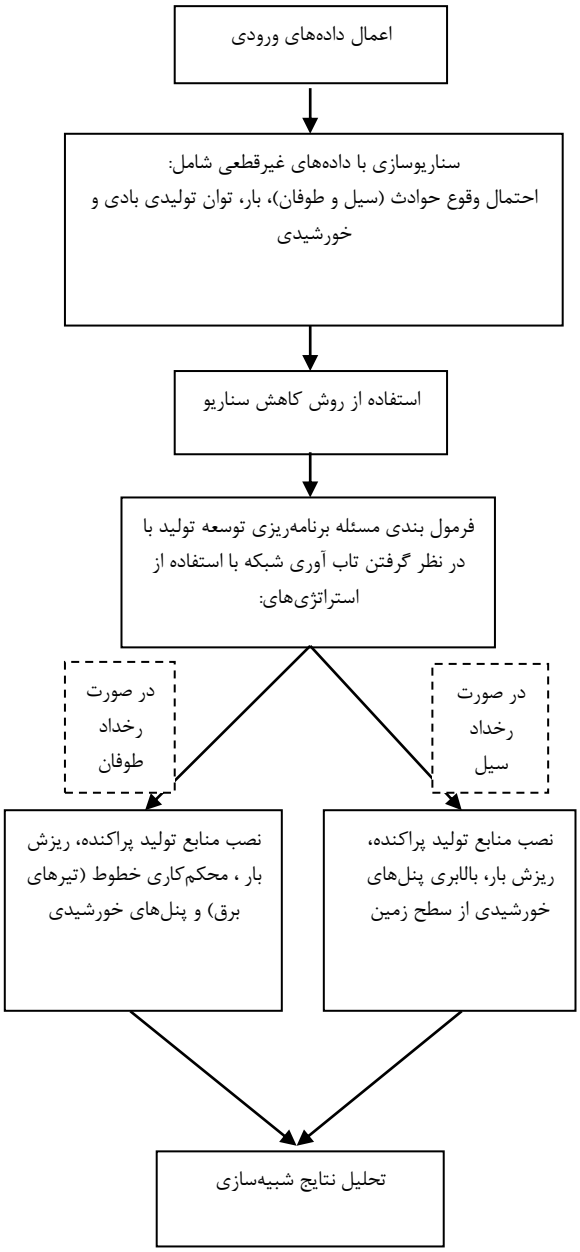
در این روابط، $p_{ij,h,s}$ توان جاری‌شده از باس i به باس j، $\delta_{i,h,s}$ و $\delta_{j,h,s}$ به ترتیب زاویه ولتاژ باس i و باس j، X_{ij} راکتانس خط واصل باس i و باس j، $\delta_{slack,h,s}$ زاویه ولتاژ باس اسلک و P_{MAX}^{flow} بیشینه توان عبوری قابل‌تحمل توسط خطوط (ظرفیت خطوط) می‌باشد.

در شکل ۱ فلوچارت روند انجام این مطالعه آورده شده است.

۳- شبیه‌سازی مسئله

برای پیاده‌سازی مدل پیشنهادی، شبکه شعاعی ۳۳ شینه استاندارد IEEE به عنوان ریزشبکه مورد مطالعه انتخاب گردیده است (شکل ۲).

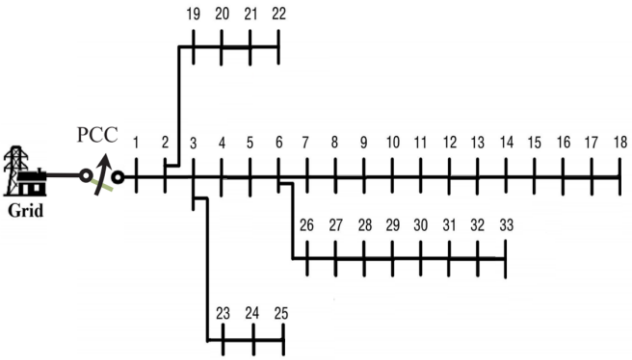
به دلیل محدودیت ظرفیت توان خروجی DERهای این مقاله و نیز توان خریداری‌شده از شبکه بالادست، بار تمامی باس‌ها، نصف مقدار آن در مرجع [۱۳] در نظر گرفته شده است.



شکل (۱): روند انجام مراحل این مطالعه

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]



شکل (۲): آرایش شبکه ۳۳ شینه استاندارد IEEE [۱۴]

در خطوط ریزشبکه، از هادی ACSR مینک[۸] با سطح مقطع mm^2 ۷۰ استفاده شده است که از هادی‌های پرکاربرد در شبکه‌های توزیع بوده و مقاومت آن در دمای ۲۰ $^{\circ}C$ برابر ۰/۴۵۴۶ Ω/km می‌باشد. همچنین فرض شده است که فاصله بین هر دو تیر برق متوالی برابر ۱۵۰ ft باشد [۹].

تعداد منابع DER برابر با ۷، میزان ضریب انتشار دی‌اکسیدکربن برابر با ۲۸۸۵/۳ $\frac{kgCO_2}{MWh}$ و حداکثر سطح انتشار مجاز سالانه آن kg ۲۵۰۰۰۰۰۰ در نظر گرفته شده است. سرعت قطع پایین، بالا و نامی توربین‌های بادی به ترتیب ۲، ۲۵ و ۱۴ متر بر ثانیه در نظر گرفته شده است [۱۵]. بیشینه توان پنل خورشیدی با مساحت ۲/۵۵۴۵ مترمربع برابر با ۵۰۰ وات فرض شده است. سایر مشخصات در جداول ۱ تا ۳ آورده شده است.

جدول (۱): مشخصات فنی و اقتصادی توربین‌های بادی، واحدهای فتوولتائیک و ژنراتورهای دیزلی [۷و۱۶]

نوع DER	بیشینه توان خروجی $[MW]$	هزینه سرمایه‌گذاری $[\frac{\$}{MWh}]$	طول عمر (سال)	هزینه سوخت $[\frac{\$}{MWh}]$
DG	۰/۵	۳۰۰,۰۰۰	۱۰	۱۶۰
WT	۰/۲	۱,۲۰۰,۰۰۰	۲۰	۰
PV	۰/۲۵	۱,۶۰۰,۰۰۰	۲۰	۰

جدول (۲): مشخصات فنی و اقتصادی باتری‌ها [۷].

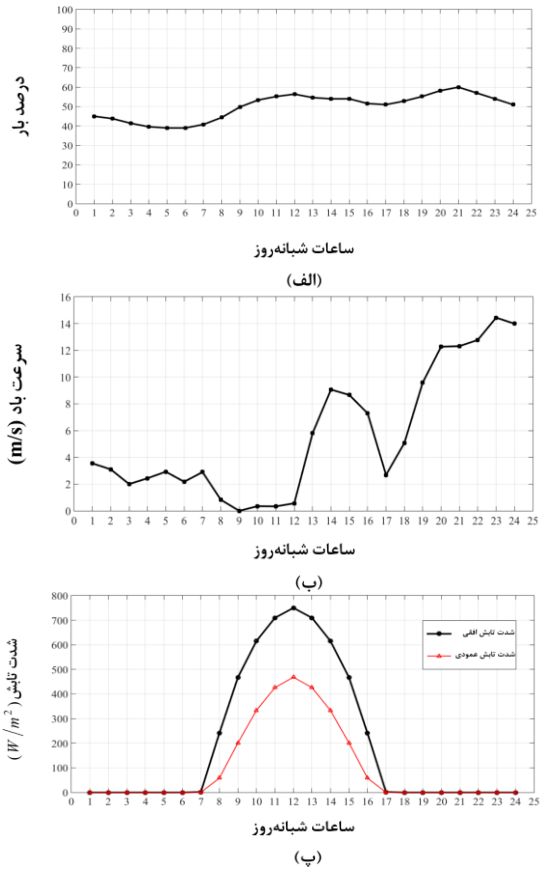
بیشینه توان خروجی	بیشترین انرژی قابل ذخیره	کمترین انرژی قابل ذخیره	انرژی اولیه باتری	هزینه توان $[\$/MW]$
۰/۲ MW	۰/۵ MWh	۰/۱ MWh	۰/۲۵ MWh	۲۷۰,۰۰۰
تعداد باتری	بازده شارژ	بازده دشارژ	طول عمر $[year]$	هزینه انرژی $[\$/MWh]$
۷	۰/۹	۰/۹	۱۵	۱۵۰,۰۰۰

در این مطالعه هزینه محکم‌کاری PVها برابر ۵ درصد هزینه سرمایه-گذاری آن‌ها، و هزینه بالابری PVها برابر ۲۰ $\$/ft^2$ فرض شده است. هزینه مربوط به تیرهای برق در جدول ۳ آورده شده است [۹]. حداکثر احتمال شکست تیرهای برق و پنل های خورشیدی نیز برابر با ۰/۷ در نظر گرفته شده است.

جدول (۳): هزینه‌های مربوط به محکم‌کاری و بالابری

هزینه نصب انواع تیرهای برق $[\$/Pole]$					
نوع ۱	نوع ۲	نوع ۳	نوع ۴	نوع ۵	نوع ۶
۶۰۰۰	۱۰۰۰۰	۱۲۰۰۰	۱۶۰۰۰	۱۸۰۰۰	۲۲۰۰۰

هزینه خرید انرژی از شبکه بالادست برابر ۴۰ $\$/MWh$، قیمت فروش انرژی، ۰/۸ قیمت خرید آن از شبکه بالادست (۳۲ $\$/MWh$) و بیشینه توان قابل تبادل ۰/۵ MW فرض شده است [۶ و۷].

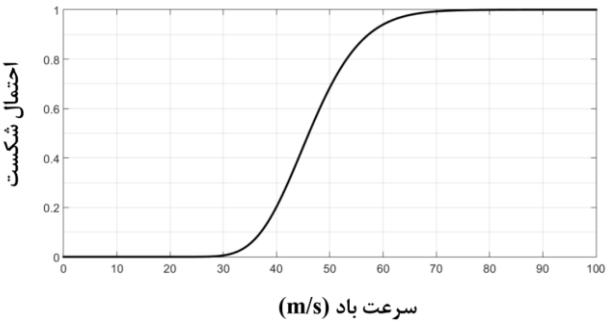


شکل (۳): مقادیر پیش بینی شده برای (الف): درصد بار، (ب): سرعت باد و (پ): شدت تابش خورشید

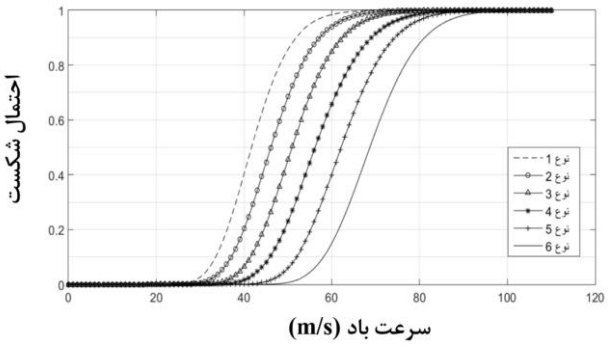
ارزش بار از دست رفته برابر با ۳۰۰ $\$/MWh$ و مقدار مجاز ریزش برای هر شین برابر با ۱۰ درصد بار آن شین انتخاب شده است. مقادیر پیش بینی شده برای بار، سرعت باد و شدت تابش خورشیدی در شکل ۳ آورده شده است. همچنین، در این مطالعه فرض شده است که طوفانی با بیشینه سرعت ۵۸ متر بر ثانیه رخ داده است که تمام ریزشبکه را تحت تأثیر قرار می‌دهد. در شکل‌های ۴ و ۵، منحنی‌های

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]

شکنندگی پنل خورشیدی و انواع تیرهای برق مورد استفاده در این مطالعه (نوع ۱ تا ۶) آورده شده است.



شکل (۴): منحنی شکنندگی پنل خورشیدی



شکل (۵): منحنی‌های شکنندگی انواع تیرهای برق

لازم به ذکر است در این مطالعه وقتی سرعت باد از سرعت قطع بالای توربین بادی بیشتر شود، روتور توربین بادی به صورت خودکار قفل شده و از حرکت باز می‌ایستد. در نتیجه با وقوع طوفان، توان تولیدی توربین بادی صفر در نظر گرفته شده ولی آسیبی به توربین‌ها وارد نخواهد شد.

در این مطالعه به منظور در نظرگرفتن عدم قطعیت، تعداد چهار سناریو برای وقوع سوانح جوی، پنج سناریو برای بار ریزشبکه، پنج سناریو برای تولید توان بادی و پنج سناریو هم برای شدت تابش خورشید لحاظ شده است که در مجموع ۵۰۰ سناریو را شامل می‌شود. لازم به ذکر است به منظور کاهش سناریوها از الگوریتم کاهش سناریو پیشنهادی در مرجع [۱۵] استفاده شده است. بدین صورت که، یک مسئله بهینه‌سازی خطی صحیح آمیخته در محیط نرم‌افزار GAMS تعریف شده و با استفاده از حل‌کننده CPLEX، حل شده است. تعداد کل سناریوها نهایتا به ۱۴ سناریو کاهش یافته که در جدول ۴ آورده شده است.

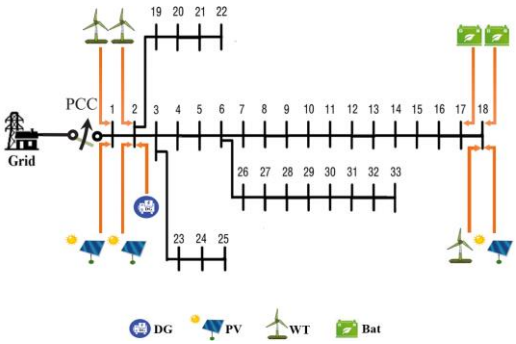
جدول (۴): سناریوهای کاهش یافته با اعمال روش کاهش سناریو

شماره سناریو	سانحه جوی	درصد بار (L_s)	درصد توان بادی قابل-دسترسی (AWP_s)	شدت تابش نرمالیزه‌شده (NG_s)	احتمال سناریو
۱	طوفان	۱۰۰	۱۲/۸۷	۰/۱۲۵	۰/۰۰۷۴
۲	طوفان	۱۰۰	۴۹/۳۷	۰/۳۷۵	۰/۰۰۳۴
۳	طوفان	۱۰۳	۰	۱/۱۲۵	۰/۰۰۷۲
۴	سیل	۹۷	۰	۱/۱۲۵	۰/۰۰۰۲
۵	سیل	۱۰۳	۱۲/۸۷	۱/۱۲۵	۰/۰۰۷۸
۶	هر دو	۱۰۰	۸۶/۸۳	۱/۱۲۵	۰/۰۰۰۱۴۴
۷	-	۹۵	۱۲/۸۷	۱/۱۲۵	۰/۰۲۵
۸	-	۹۷	۱۲/۸۷	۰/۳۷۵	۰/۱۳۴۸
۹	-	۱۰۰	۰	۰/۶۲۵	۰/۰۷۲۶
۱۰	-	۱۰۰	۴۹/۳۷	۰/۱۲۵	۰/۰۸۳
۱۱	-	۱۰۰	۴۹/۳۷	۰/۸۷۵	۰/۳۱۳۶
۱۲	-	۱۰۰	۸۶/۸۳	۱/۱۲۵	۰/۱۹۹۸۵۶
۱۳	-	۱۰۳	۱۰۰	۱/۱۲۵	۰/۱۲
۱۴	-	۱۰۵	۱۲/۸۷	۱/۱۲۵	۰/۰۲۵

هزینه سرمایه‌گذاری شامل مجموع هزینه نصب سه توربین بادی، سه واحد فتوولتائیک، یک ژنراتور دیزلی و دو باتری می‌باشد که در جدول ۵ و محل بهینه نصب در شکل ۶ نشان داده شده است. هزینه بهره-برداری شامل مجموع هزینه‌های سوخت سالیانه یک واحد DG، ریزش بار و خرید توان از شبکه بالادست، هزینه محکم‌کاری تیرهای برق شامل نصب تعداد ۹۸۹ عدد از تیر برق نوع ۴ در کل ریزشبکه برای مقابله با طوفان اعمالی، هزینه بالابری PVها شامل هزینه لازم برای بالا آوردن سه واحد فتوولتائیک از سطح زمین و هزینه محکم‌کاری PVها هم شامل هزینه تقویت سه واحد فتوولتائیک نصبی می‌باشد.

جدول (۵): هزینه‌های برنامه‌ریزی ریزشبکه در حالت اصلی

هزینه کل [$]	هزینه سرمایه‌گذاری [$]	هزینه مورد انتظار بهره‌برداری [$]
۱۰۹۶۹۴۹/۹۴۷	۲۸۳۸۵۴/۵۲۳	۵۱۸۱۷۸/۲۴۵
هزینه مورد انتظار محکم‌کاری تیرهای برق [$]	هزینه مورد انتظار محکم‌کاری واحدهای فتوولتائیک [$]	هزینه مورد انتظار بالابری واحدهای فتوولتائیک [$]
۲۸۷۱۱۰/۶۵۶	۱۰۸۸/۶۴	۶۱۱۷/۸۸۳



شکل (۶): تعداد و محل بهینه نصب DERها در حالت اصلی

لازم به ذکر است نتایج به دست آمده نشان می‌دهند که با توجه به الگوی طوفان اعمالی، ارزان‌ترین نوع تیر برقی که در صورت وقوع چنین طوفانی بتواند در برابر آن ایستادگی کند، تیر برق نوع ۴ با قیمت $۱۶۰۰۰ \$/Pole$ است.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]

با بررسی نتایج مشخص شد که در هفت باس تنها در ساعت ۲۱ و سناریو سوم ریزش بار اتفاق می‌افتد که متناظر با پیک بار و تولید توان بادی برابر با صفر است. لازم به ذکراست دراین حالت توان خریداری شده از طرف شبکه بالادست برابر با MW ۰/۵ است.

ذکر این نکته حایز اهمیت است که پیش‌بینی‌های انجام شده برای ایالات متحده آمریکا نشان می‌دهد سرعت بادها در آینده افزایشی تا سقف ده درصد نیز خواهند داشت [۱۷]. در نتیجه، با توجه به اینکه حداکثر سرعت باد می‌تواند در طول زمان تغییر کند، در این مطالعه، مسئله برنامه‌ریزی برای چندین حالت از سرعت‌های باد مختلف بررسی شده است.

نتایج نشان می‌دهد عامل اصلی ایجاد تفاوت در هزینه کل حالات مختلف این بخش، اختلاف در هزینه مورد انتظار محکم‌کاری تیرهای برق است؛ زیرا تأثیر اصلی پارامتر بیشینه سرعت طوفان، بر انتخاب نوع تیر برق مورد استفاده برای محکم‌کاری است. تیرهای برق به کار رفته در هر حالت در جدول ۶ آورده شده‌اند. طبیعتاً هر چقدر بیشینه سرعت طوفان اعمالی بیشتر باشد، باید تیر برق قوی‌تری در شبکه نصب شود و همین موضوع، سبب افزایش هزینه مورد انتظار محکم-کاری خواهد شد (طبق جدول ۳).

جدول(۶): نوع تیربرق مورد استفاده و هزینه کل با تغییر در میزان سرعت باد

حالت	حالت اصلی	میزان کاهش یا افزایش سرعت باد		
		۱۰٪-	۱۰٪+	۲۰٪+
تیربرق مورد استفاده	نوع ۴	نوع ۳	نوع ۵	نوع ۶
هزینه کل [$\times 10^6$\$]	۱/۰۹۷	۱/۰۲۵	۱/۱۳۳	۱/۲۰۵

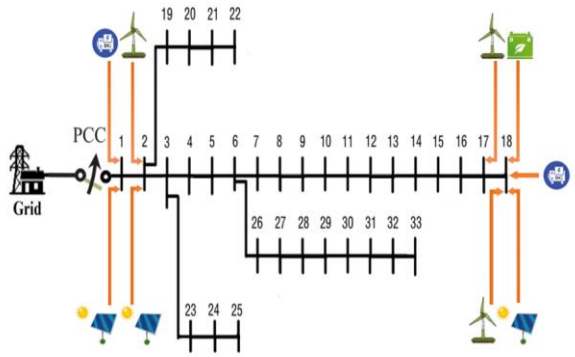
علاوه بر این، به ازای تمامی سرعت‌های باد متغیر، PVها باید محکم-کاری شوند در نتیجه هزینه این کار در تمامی حالات سرعت باد یکسان است.

نتایج مطالعات نشان می‌دهد که یکی دیگر از تأثیرات منفی تولید گازهای گلخانه‌ای، در کنار شدیدتر شدن سوانح جوی، زیاد شدن تعداد این سوانح است [۱۸].

در ادامه، روند افزایشی وقوع سوانح جوی و تأثیری که این افزایش بر هزینه‌ها می‌گذارد، بررسی می‌شود. بدین منظور فرض می‌شود که تعداد وقوع سوانح جوی در سال، به میزان ۱۰ درصد افزایش یابد.

از آنجایی که این احتمالات، بخشی از ورودی‌های الگوریتم کاهش سناریوی مورد استفاده هستند، تغییر در آن‌ها منجر به بروز تغییر در سناریوهای نهایی و احتمالات آن‌ها می‌شود.

همانگونه که انتظار می‌رفت، نتایج نشان می‌دهد که افزایش در نرخ وقوع حوادث منجر به تغییر در ترکیب DERهای نصبی و در نهایت افزایش هزینه کل گردیده است (شکل ۷). تغییر در هزینه کل، ناشی از نصب یک دیزل ژنراتور جدید به جای یک باتری و همچنین افزایش در مقدار ریزش بار بوده است. به گونه‌ای که در حالت اصلی میزان ریزش بار برابر با ۳۰۹/۶ کیلووات ساعت بوده که در این حالت به ۱۰۶۰۸/۹ کیلووات ساعت رسیده است.



شکل (۷): تعداد و محل بهینه نصب DERها با افزایش در نرخ وقوع سوانح

۴- نتیجه‌گیری

در این مقاله، برنامه‌ریزی تاب آور و بهینه یک ریزشبکه نمونه با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های بار، احتمال رخداد حوادث، توان تولیدی بادی و خورشیدی مدل شده است. پاسخ بهینه این مدل، یک تصمیم برای برنامه‌ریزی ریزشبکه را ارائه می‌دهد که محکم‌کاری و نصب بهینه DERها را با یکدیگر هماهنگ نموده و تاب‌آوری ریزشبکه را در برابر سوانح جوی افزایش می‌دهد. علاوه بر این، با لحاظ نمودن ریزش بار و همچنین، زمان‌بندی تولید ژنراتور دیزلی و خرید توان از شبکه بالادست، بهره‌برداری تاب‌آور از ریزشبکه را نیز انجام می‌دهد

استراتژی پیشنهادی این مقاله، انجام همزمان چهار اقدام، نصب منابع تولید پراکنده، ریزش بار، محکم‌کاری خطوط (تیرهای برق) و پنل‌های خورشیدی برای مقابله با طوفان و بالابری پنل‌های خورشیدی از سطح زمین برای مواجهه با سیل است. نصب منابع تولید پراکنده، می‌تواند در زمان بروز سوانح شدید جوی و قطعی برق، تأمین‌کننده توان در محل برای بارها و تجهیزات حیاتی باشد. در این شرایط که کمبود توان وجود دارد، ریزش بار می‌تواند به تأمین بارهای مهم‌تر کمک کند. محکم‌کاری تجهیزات با مصالح قوی‌تر نیز می‌تواند آن‌ها را در برابر سوانح شدید جوی مقاوم‌تر سازد.

مراجع

[1] F. Mumtaz and I. S. Bayram, “Planning, Operation, and Protection of Microgrids: An Overview”, Energy Procedia, vol. 107, pp. 94–100, Feb. 2017.

[2] P. Singh, M. Pandit, and L. Srivastava, “Multi-objective optimal sizing of hybrid micro-grid system using an integrated intelligent technique”, Energy, vol. 269, p. 126756, Apr. 2023.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]

[3] S. Amara, S. Toumi, C. Ben Salah, and A. S. Saidi, “Improvement of techno-economic optimal sizing of a hybrid off-grid micro-grid system”, Energy, vol. 233, p. 121166, Oct. 2021.
[4] Aminifar F, Farhoumandi M. Concepts and Fundamentals of Resilience Assessment in Electric Power Grids. Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers 2018; 15 (3) :83-91
[5] Karimi M, Najafi Ravadanegh S, Haghifam M. A Planning Framework for Resilient Distribution Networks against Natural Disasters. Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers 2021; 18 (2) :119-129
[6] S. Nikkhah, K. Jalilpoor, E. Kianmehr, and G. B. Gharehpetian, “Optimal wind turbine allocation and network reconfiguration for enhancing resiliency of system after major faults caused by natural disaster considering uncertainty”, IET Renew. Power Gener., vol. 12, no. 12, pp. 1413–1423, 2018.
[7] X. Wu, Z. Wang, T. Ding, X. Wang, Z. Li, and F. Li, “Microgrid planning considering the resilience against contingencies”, IET Gener. Transm. Distrib., vol. 13, no. 16, pp. 3534–3548, 2019.
[8] M. Haghsanas, R. Houshmand, and M. Gholipour, "Stochastic planning to improve the resilience of electric power distribution systems against severe dust storms," Iranian Journal of Electrical and Computer Engineering, no. 20, pp. 108–120, 2022.
[9] S. Ma, S. Li, Z. Wang, and F. Qiu, “Resilience-oriented design of distribution systems”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 34, no. 4, pp. 2880–2891, 2019.
[10] J. Najafi, A. Peiravi, A. Anvari-Moghaddam, and J. M. Guerrero, “Resilience improvement planning of power-water distribution systems with multiple microgrids against hurricanes using clean strategies”, J. Clean. Prod., vol. 223, pp. 109–126, Jun. 2019.
[11] H. Zhang, S. Ma, T. Ding, Y. Lin, and M. Shahidehpour, "Multi-Stage Multi-Zone Defender-Attacker-Defender Model for Optimal Resilience Strategy with Distribution Line Hardening and Energy Storage System Deployment", IEEE Trans. Smart Grid, vol. 12, p. 1194-1205, 2020.
[12] Y. Wang, Y. Yang, and Q. Xu, “Integrated planning of natural gas and electricity distribution systems for enhancing resilience”, Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 151, p. 109103, 2023.
[13] M. Ghasemi, A. Kazemi, E. Bompard, and F. Aminifar, “A two-stage resilience improvement planning for power distribution systems against hurricanes”, Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 132, p. 107214, 2021.
[14] X. Wu, Z. Wang, T. Ding, X. Wang, Z. Li, and F. Li, “Microgrid planning considering the resilience against contingencies”, IET Gener. Transm. Distrib., vol. 13, no. 16, pp. 3534–3548, Aug. 2019.
[15] A. SoltaniNejad Farsangi, S. Hadayeghparast, M. Mehdinejad, and H. Shayanfar, “A novel stochastic energy management of a microgrid with various types of distributed energy resources in presence of demand response programs”, Energy, vol. 160, pp. 257–274, Oct. 2018.
[16] N. E. Koltsaklis, M. Giannakakis, and M. C. Georgiadis, “Optimal energy planning and scheduling of microgrids”, Chem. Eng. Res. Des., vol. 131, pp. 318–332, 2018.
[17] S. Bjarnadottir, Y. Li, M. Asce, M. G. Stewart, and M. Asce, “Hurricane risk assessment of power distribution poles considering impacts of a changing climate”, J. Infrastruct. Syst., vol. 19, no. 1, pp. 12–24, 2013.
[18] C. Ozay and M. S. Celiktas, “Statistical analysis of wind speed using two-parameter Weibull distribution in Alaçatı region”, Energy Convers. Manag., vol. 121, pp. 49–54, Aug. 2016.

زیرنویس‌ها

[1] Renewable Energy Source
[2] Dispatchable
[3] Wind Turbines
[4] Expected Elevating Cost
[5] Poles
[6] Expected Cost of Load Shedding
[7] Value Of Loss Load
[8] Mink

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOI: 10.61186/jiaeee.21.4.39]