Journal of Sustainable Energy Systems

Home Page: https://ses.ut.ac.ir

Research Paper

Economic Optimization of blackout management in electricity distribution networks

Aidin Shaghaghi, Reza Dashti *

School of advanced technologies, Iran University of Science and Technologies, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

Article History:

Received 08 October, 2022
Revised 07 November, 2022
Accepted 07 Decemberb, 2022

Keywords:
Distribution network outage
Distributed generations
demand-side management
temporary energy supply

ABSTRACT

This article deals with the optimization of blackout management methods in electricity distribution networks. For this purpose, keying methods, the use of distributed production, and load response have been examined from an economic perspective. For this economic analysis, the cost of a power outage, which includes the cost of human resources, vehicles, and undistributed energy, has been calculated. Considering the key role of duration and unsupplied load in the cost of a power outage, outage management solutions have been modeled. Then, the effect of important parameters such as electricity price has been investigated by sensitivity analysis. The proposed model has been implemented in the Big Tehran Electricity Distribution Company. In the first part, the economic modeling of power outages in the distribution network is introduced. The model calculates things like fines set by the government, the cost of human resources, accident vehicles, and the cost of automation of distribution stations. In the second part, fines and temporary energy supply are optimized. Two approaches are considered for the short supply of energy. The first method is demand-based and load-reduction in reward returns. The second method is to purchase power from distributed sources (DGS) in the outage area. In the third part, the sensitivity of the temporary energy supply to the price provided by the distribution company is considered and its effect on optimization is investigated.

Introduction

To manage blackout, the following solutions have been modeled in this article:

-Use of switching and provision of fault-isolated loads

-Use of increased production of DGs to provide isolated loads from faults

-Reduction of consumption with incentives created by DG projects to provide more loads

With economic modeling, the above three solutions are compared to choose the optimal economic solutions in different conditions.

This article shows that these two issues are also used in the cutoff of the distribution in the limit. This is because most shutdown zones are safe and fault-free during shutdown after the isolation phase; but through the main feeder, we cannot supply these parts and only the energy sources in the outage area can be used. In other words, we are facing a lack of energy production in the energy cut-off area. For this reason, we introduced the DSM method to reduce consumption during the outage and the DG method to increase production.

Distribution interruption costs can be optimized using the model presented in this article. This optimization has been done considering the economy of the DSM method and electricity purchase from DG units. The optimal price offered by the electricity distribution company for purchasing energy from DG units has been determined. In the next step, the optimal prices have been calculated using the energy price sensitivity curve, and an economic comparison has been made between the DSM and DG-based methods. In this comparison, it is determined which program is economically superior in terms of various operating costs.

Model description

Loads in the outage zone can be temporarily supplied during a power outage. In this simulation, three methods for providing temporary energy are examined and the costs of each method are calculated. These three methods are:

1. Load management and use of the free capacity of adjacent feeders
2. DSM and allocation of rewards for customers to reduce the load

* Corresponding Author Email: rdashti@iust.ac.ir

3. Buying energy from DG units during outages

If the distribution company does not use the temporary supply loads during the blackout, it has to pay a penalty for each kilowatt-hour of unsupplied energy (ENS). In other words, during an outage, distribution companies can take two approaches, both of which come at a cost that includes the following two approaches:

1. Temporary energy supply approaches using load management, DSM, and DGS

2. Payment of penalty per kWh from ENS

In this section, the outage costs in the distribution network are calculated using MATLAB software.

Results and discussions

In a case study of Tehran-Azadi Distribution Company, although using both methods in temporary energy supply will reduce the distribution company's financial losses, the demand side management method is more effective due to the limited resources for energy production. The profit using it is more than nine times the method of overproduction of DGs.

This section shows that the demand-based method is also used in the distribution network, reducing outage costs. In the proposed model, the outage costs were optimized using two methods: allocating the bonus amount to reduce consumption on the demand side and purchasing electricity from distributed energy sources. The sensitivity of the reduced bonus amount and power, as well as the sensitivity between the amount of electricity purchased from DGs and the rate of increase in energy production at the time of the outage, were investigated, and the optimal amount for which the most significant reduction in outage losses is obtained was determined. The obtained numbers are for the case study of the Tehran-Azadi distribution network. Due to the uniqueness of distribution networks and their parameters, the model presented in this article can be used to obtain the optimal amounts.

فصلنامهٔ سیستم‌های انرژی پایدار

سایت نشریه: https://ses.ut.ac.ir

مقالهٔ پژوهشی

بهینه‌سازی اقتصادی مدیریت خاموشی در شبکه‌های توزیع برق

آیدین شقاقی[۱]، رضا دشتی[۲*]

[۱] کارشناس ارشد، گروه سیستم‌های انرژی، دانشکدهٔ فناوری‌های نوین، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران

[۲] استاد، گروه سیستم‌های انرژی، دانشکدهٔ فناوری‌های نوین، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران

اطلاعات مقاله

تاریخ‌های مقاله:

تاریخ دریافت ۱۴۰۱/۰۷/۱۶

تاریخ بازنگری ۱۴۰۱/۰۸/۱۶

تاریخ تصویب ۱۴۰۱/۰۹/۱۶

کلیدواژه:

قطع شبکهٔ توزیع،

تولیدات پراکنده،

مدیریت سمت تقاضا،

تأمین موقت انرژی

چکیده

در این مقاله به بهینه‌سازی روش‌های مدیریت خاموشی در شبکه‌های توزیع برق می‌پردازد. به این‌منظور روش‌های کلیدزنی، استفاده از تولیدات پراکنده و پاسخ‌گویی بار از منظر اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته‌اند. جهت این بررسی اقتصادی، هزینهٔ قطع برق که شامل هزینهٔ منابع انسانی، خودرو و انرژی توزیع نشده است، محاسبه شده است. با ملاحظهٔ نقش کلیدی مدت‌زمان و بار تأمین‌نشده در هزینهٔ قطع برق به مدل‌سازی راهکارهای مدیریت خاموشی پرداخته شده است. سپس، با تحلیل حساسیت تأثیر پارامترهای مهمی همچون قیمت برق مورد بررسی قرار گرفته است. مدل پیشنهادی در شرکت توزیع برق تهران بزرگ پیاده‌سازی شده است. در بخش اول، مدل‌سازی اقتصادی قطع برق در شبکهٔ توزیع معرفی‌شده است. این مدل مواردی مانند جریمه‌های تعیین‌شده توسط دولت، هزینهٔ منابع انسانی، وسایل نقلیهٔ حادثه و هزینهٔ اتوماسیون ایستگاه‌های توزیع را محاسبه می‌کند. در بخش دوم، جریمه‌ها و تأمین انرژی موقت بهینه شده است. دو رویکرد برای عرضهٔ کوتاه انرژی در نظر گرفته شده است. روش اول مبتنی بر تقاضا و کاهش بار در بازده پاداش است. روش دوم خرید نیرو از منابع توزیع‌شده (DGS) در منطقهٔ قطع است. در بخش سوم، حساسیت میزان عرضه انرژی موقت به قیمت ارائه‌شده توسط شرکت توزیع در نظر گرفته شده و تأثیر آن بر بهینه‌سازی مورد بررسی قرار گرفته است.

۱. مقدمه

شبکه‌های توزیع برق دارای آسیب‌پذیری بالایی در برابر عوامل خارجی هستند. با آسیب دارایی‌ها و یا اختلال در شبکهٔ توزیع برق علاوه بر تحمیل خاموشی به مشترکان، شرکت توزیع برق را از فروش انرژی محروم می‌کند و هزینه‌های رفع عیب همچون منابع انسانی و ماشین‌آلات و ابزارآلات را تحمیل می‌کند.

با شروع قطع برق، شرکت‌های توزیع که از کمبود فروش برق رنج می‌برند، برای انرژی تأمین‌نشده جریمه می‌شوند؛ بنابراین، اهمیت مدیریت قطع خارج از منظر شرکت‌های توزیع دو برابر می‌شود. با توجه به اهمیت این مسئله، روش‌های مختلفی برای مدیریت و کاهش هزینه‌های قطع پیشنهاد شده است.

عوامل مختلفی ازجمله عدم تولید [۱]، نقص فنی تجهیزات، بلایای طبیعی [۲] و عوامل انسانی منجر به قطع شدن می‌شوند. قطع شبکهٔ توزیع به دلیل قطع اتصال فیدر از بارها است. با توجه به میزان زیاد و مقدار زیاد تجهیزات مورد استفاده در شبکهٔ توزیع، تعداد قطع این بخش بیشتر از شبکهٔ انتقال است [۳]. پس از قطع شدن در شبکهٔ توزیع، روند قطع شروع می‌شود و هرچه این روند سریع‌تر انجام شود، هزینه‌های قطع آن نیز کمتر خواهد بود. این روند شامل موارد زیر است:

• تشخیص خطا

روش‌هایی برای تشخیص خطاها در شبکهٔ توزیع وجود دارد. یکی مدل اندازه‌گیری فازی در تشخیص خطای زمین تک‌فاز است [۴]. این روش محدود به تشخیص خطای تک‌فاز به زمین است و در مورد خطاهای دوفاز و سه‌فاز اعمال نمی‌شود.

• تعیین منطقهٔ خطا

یک الگوریتم از منابع مختلف اطلاعاتی مانند مخاطبان مشتری، تجهیزات AMR و سیستم SCADA[1] برای تعیین منطقهٔ خطا جهت [۵] قطع یا جریمه زیاد استفاده می‌شود.

• نگهداری و رفع خطا

یکی از موضوعات مربوط به وقوع قطع، نحوهٔ اعزام خدمهٔ تعمیر است. برای دستیابی به این هدف، می‌توانیم از برنامه‌نویسی خطی چندمتغیره استفاده کنیم که باید محدودیت‌هایی مانند زمان لازم برای رفع، تعداد منابع و منابع موجود و زمان لازم برای رسیدن به نقاط مختلف شبکه را تحمیل کنیم [۶].

• تعویض و عادی‌سازی

اگر تعویض دستی انجام شود، اعزام خدمهٔ تعمیر افزایش می‌یابد که این مورد به کاهش هزینه‌های قطع کمک می‌کند. هرچه محاسبات بهینه‌سازی در اعزام تیم طولانی‌تر باشد، بهینه‌سازی دقیق‌تر است [۶]. مضرات این روش را می‌توان در این مورد ذکر کرد که برای اعزام بهینه، زمان زیادی برای محاسبات و بهینه‌سازی دقیق لازم است. در قطع که نمی‌توان زمان زیادی را به این امر اختصاص داد.

در صورت استفاده از سوئیچ‌های کنترل اتوماتیک و از راه دور، زمان تعویض کاهش می‌یابد [۷]. ضرر این روش این است که کاربرد آن هزینهٔ اولیه زیادی خواهد داشت؛ بنابراین به طور کلی، شبکه‌های هوشمند در مطالعات مقاومت و قابلیت اطمینان جایگاه برجسته‌ای دارند و برای بهینه‌سازی اقتصادی مناسب نیستند.

وقوع قطع برق برنامه‌ریزی‌شده، اثرات اقتصادی منفی بر بخش صنعت دارد و تولید واحدهای صنعتی را کاهش می‌دهد [۸]. در سریلانکا در سال ۲۰۰۱، قطع منظم برق، درآمد واحدهای صنعتی را ۸۱ میلیون دلار یا ۰/۶۵ درصد از تولید ناخالص داخلی کشور کاهش داد [۹].

برای بهبود عملکرد فنی و اقتصادی شبکهٔ توزیع، می‌توان از انرژی‌های تجدیدپذیر و قیمت‌های پویا در روش مدیریت تقاضا (DSM[2]) استفاده کرد [۱۰]. استفاده از انرژی زمین‌گرمایی یک‌پنجم استفاده از باتری‌های برقی است و استفاده از روش قیمت‌گذاری پویا (روش مبتنی بر DSM) هزینه‌های ۷/۹۷ درصد را ذخیره می‌کند [۱۱].

قیمت‌گذاری مناسب می‌تواند با استفاده از سابقهٔ مصرف روزانه و ماهانه مشتریان با مصرف بالا، بازار برق را بهبود بخشد [۱۲]. قیمت‌گذاری مناسب می‌تواند بازار برق را بهبود بخشد [۱۳]. علاوه بر این، روش DSM مبتنی بر کاهش کوتاه‌مدت بار مشتری و دریافت مبلغی به عنوان پاداش است که به نفع مشتری است و بازار برق را بهبود می‌بخشد [۱۴].

این مقاله [۱۵] یک استراتژی برای بهینه‌سازی تولید انرژی و کاهش مصرف انرژی در بخش‌های خارج از شبکه ارائه می‌دهد. قطع شبکهٔ توزیع به طور کلی غیر از کمبود تولید است.

هنگامی که یک فیدر از مشتریان جدا می‌شود، شرکت توزیع می‌تواند بخشی از انرژی مشتریان را از طریق فیدرهای سالم مجاور هنگام قطع، به نام مدیریت بار[3]، تأمین کند. در مدیریت بار، محاسبات اقتصادی، هزینه‌های منابع انسانی و هزینهٔ اتوماسیون در نظر گرفته شده است [۱۶ و ۱۷].

روش دیگر تأمین انرژی موقت، خرید برق از DGS است. در این روش، پیشنهادها با قیمت بالا به تولیدکنندگان انرژی ارائه می‌شود و آن‌ها را ترغیب به تولید و فروش انرژی با حداکثر ظرفیت می‌کند [۱۸].

روش دیگر تأمین انرژی موقت خرید برق از DGS است. در این روش، پیشنهادهای با قیمت بالا به تولیدکنندگان انرژی ارائه می‌شود و آن‌ها را ترغیب به تولید و فروش انرژی با حداکثر ظرفیت می‌کند [۱۹].

در روش DSM، مشتریانی که مقدار بار ازدست‌رفته Voll قبل از وقوع خاموشی کمتر باشد برای متوقف کردن

1. Supervisory Control And Data Acquisition

2. Demand-side Management
3. Load Management

و یا کاهش مصرف برق هنگام خاموشی شرکت توزیع به آن‌ها بیشتر از Voll به عنوان قرارداد پرداخت می‌کند. این روش باعث افزایش تولید انرژی نمی‌شود، بلکه مصرف انرژی را کاهش می‌دهد. با توجه به انتشار برخی از ظرفیت انرژی در منطقهٔ قطع، بارهای اساسی یا بارهای ضروری‌تر با Voll بالاتر می‌تواند تغذیه شود [۲۰].

به منظور مدیریت خاموشی در این مقاله راهکارهای زیر مدل‌سازی شده‌اند:

- استفاده از کلیدزنی و تأمین بارهای ایزوله‌شده از خطا
- استفاده از افزایش تولید DG ها جهت تأمین بارهای ایزوله‌شده از خطا
- کاهش مصرف با انگیزش‌های ایجادشده توسط پروژه‌های DG به منظور امکان تأمین بارهای بیشتر

با مدل‌سازی اقتصادی سه راهکار یادشده مقایسه می‌شوند تا در شرایط مختلف راهکارهای بهینهٔ اقتصادی انتخاب شود.

این مقاله نشان می‌دهد این دو موضوع نیز در قطع توزیع به صورت محدود استفاده می‌شود. این امر به این دلیل است که بیشتر مناطق خاموشی هنگام خاموشی پس از مرحلهٔ انزوا، ایمن و بدون خطا هستند؛ اما از طریق فیدر اصلی، ما نمی‌توانیم این قسمت‌ها را تأمین کنیم و فقط منابع انرژی موجود در منطقهٔ قطع قابل استفاده است. به بیان دیگر، ما در منطقهٔ قطع انرژی با کمبود تولید انرژی روبه‌رو هستیم. به همین دلیل، ما روش DSM را برای کاهش مصرف در قطع توزیع و روش DG برای افزایش تولید معرفی کردیم.

هزینه‌های قطع توزیع با استفاده از مدل ارائه‌شده در این مقاله می‌تواند بهینه شود. این بهینه‌سازی با در نظر گرفتن اقتصاد روش DSM و خرید برق از واحدهای DG انجام شده است. قیمت بهینه‌ای که شرکت توزیع برق برای خرید انرژی از واحدهای DG ارائه می‌دهد، تعیین شده است. در مرحلهٔ بعدی، قیمت‌های بهینه با استفاده از منحنی حساسیت قیمت انرژی محاسبه شده است، همچنین مقایسهٔ اقتصادی بین روش‌های مبتنی بر DSM و DG انجام شده است. در این مقایسه، مشخص می‌شود که کدام برنامه از نظر هزینه‌های مختلف عملیاتی از بعد اقتصادی برتر است.

۲. شبیه‌سازی اقتصادی قطع

بارهای موجود در منطقه قطع می‌توانند هنگام قطع برق به طور موقت تأمین شوند. در این شبیه‌سازی، سه روش برای تأمین انرژی موقت مورد بررسی قرار می‌گیرد و هزینه‌های هر روش محاسبه می‌شود. این سه روش عبارت‌اند از:

۱. مدیریت بار و استفاده از ظرفیت رایگان فیدرهای مجاور

۲. DSM و تخصیص پاداش برای مشتریان برای کاهش بار

۳. خرید انرژی از واحدهای DG هنگام قطع

اگر شرکت توزیع هنگام خاموشی از بارهای تأمین‌کنندهٔ موقت استفاده نکند، باید به ازای هر کیلووات ساعت انرژی تأمین‌نشده (ENS) جریمه بپردازد. به بیان دیگر، هنگام قطع، شرکت‌های توزیع می‌توانند دو رویکرد انجام دهند که هر دو با هزینه‌ای به دست می‌آیند که شامل دو رویکرد زیر است:

۱. رویکردهای تأمین انرژی موقت با استفاده از مدیریت بار، DSM و DGS

۲. پرداخت جریمه در هر کیلووات ساعت از ENS

در این بخش هزینه‌های قطع در شبکهٔ توزیع با استفاده از نرم‌افزار MATLAB محاسبه می‌شود.

۲. ۱. پارامترهای ورودی

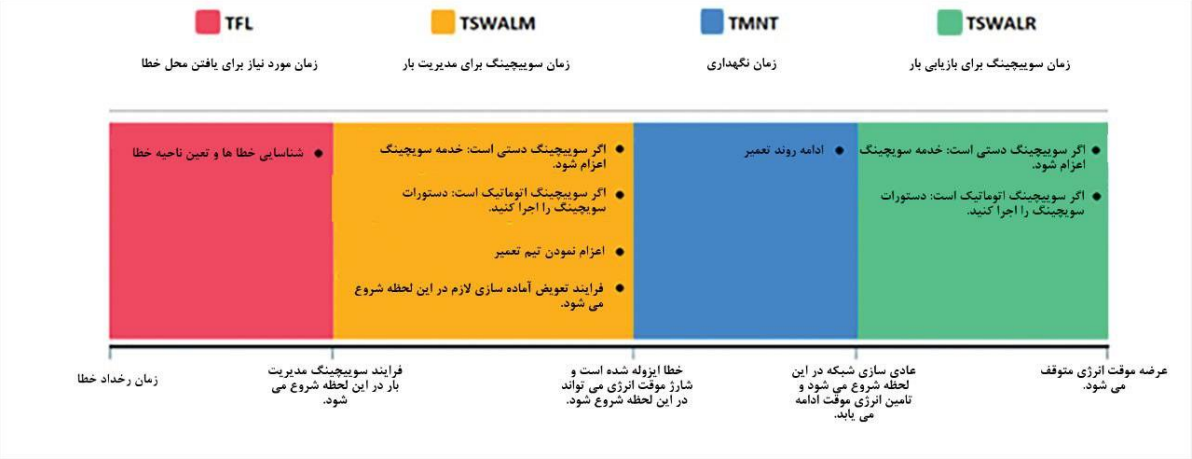
محاسبات بر اساس پارامترهای مؤثر جدول ۱ است.

۲. ۲. نحوهٔ استفاده از پارامترهای ورودی

فعالیت‌های انجام‌شده پس از قطع در شکل ۱ نشان داده شده است. در مرحلهٔ جداسازی خطا، مانور و مرحلهٔ عادی‌سازی شبکه، دو روش سوئیچینگ دستی و اتوماتیک برای تغییر وضعیت سوئیچ‌ها در نظر گرفته شده است.

جدول ۱. تعریف پارامترهای ورودی در شبیه‌سازی

PA: هزینه اتوماسیون سوئیچینگ در هر پست توزیع	del_LENS: میانگین بارهایی که هنگام وقوع قطعی خاموش می‌شوند (Kw)
CC: هزینه ارتباطات در اتوماسیون سوئیچینگ هر پست	DGIP: میانگین درصد افزایش تولید در زمان قطع
NOC: تعداد افرادی که تعویض دستی را انجام می‌دهند	del_LM: میانگین بار تغذیه‌شده توسط مانور و سوئیچینگ (kW)
COC: هزینه تعویض دستی برای هر نفر (دلار در ساعت)	del_LDR: بار متوسط تغذیه‌شده با روش DR (kW)
Price DG: قیمت برق منابع پراکنده در زمان خاموشی (دلار در هر کیلووات ساعت)	DPN: تعداد پست‌های توزیع در شبکه
VOLL: ارزش بار گم‌شده (دلار در هر کیلووات ساعت)	DGP: میانگین ظرفیت تولید پراکنده در هر فیدر(kW)
PEN: جریمه برای انرژی تأمین نشده (دلار در هر کیلووات ساعت)	IR: درصد افزایش در مقدار بار ازدست‌رفته در تعیین پاداش DR
KAMT: درصد فعلی اتوماسیون شبکه	NPO: تعداد قطعی شبکه توزیع
TFL: زمان مورد نیاز برای تشخیص محل خطا و منطقهٔ خطا (ساعت)	TTP: نسبت زمان انتقال به کل مدت‌زمان تعویض دستی
TSWM: زمان مورد نیاز برای تعویض دستی (ساعت)	FP: قیمت سوخت (دلار در هر لیتر)
TSWA: زمان مورد نیاز برای تعویض خودکار (ساعت)	FLPH: مصرف سوخت خودرو (لیتر در ساعت)
TMNT: زمان مورد نیاز برای تعمیر خرابی شبکه (ساعت)	VMCPH: هزینه خدمات خودرو (دلار در ساعت)



شکل ۱. نمودار فعالیت‌ها در زمان‌های مختلف طی قطع

میانگین مرحلهٔ مانور زمان سوئیچینگ از معادلهٔ ۱ به دست می‌آید، جایی که درصد شبکه‌ای که خودکار می‌شود تا زمان تعویض خودکار ضرب می‌شود و میزان شبکه که به صورت دستی تغییر می‌کند تا زمان تعویض دستی چند برابر می‌شود که در آن ضرب می‌شود، برابر با میانگین زمان تغییر در کل شبکه است.

$$TSWALM = KAMT \times TSWA + (1 - KAMT) \times TSWM \quad (۱)$$

میانگین زمان سوئیچینگ در فازهای عادی‌سازی و مانور شبکه برابر است.

$$TSWALR = TSWALM \quad (۲)$$

هزینهٔ هر ساعت نیروی انسانی استفاده‌شده در شبکه برای بازیابی موقت بار برابر است با ضرب تعداد نیروی انسانی و قیمت هر ساعت کار.

$$CHPH = NOC \times COC \quad (۳)$$

هزینهٔ اتوماسیون هر پست برابر با کل هزینهٔ اتوماسیون تجهیزات پست و تجهیز مرکز به تجهیزات ارتباطی است.

$$CCN = PA + CC \quad (۴)$$

کل هزینهٔ اتوماسیون برابر است با ضرب تعداد پست‌ها در هزینهٔ اتوماسیون هر پست.

$$CA = (KAMT \times DPN \times CCN) \quad (۵)$$

معادلهٔ ۶ می‌تواند هزینهٔ سوخت خودروهای تیم مانور و نرمال‌سازی را به دست آورد. به ازای هر سه نفر (به ازای هر تیم) یک خودرو در نظر گرفته می‌شود و مصرف سوخت خودرو نیز مقدار مشخصی است. به‌طبع درصدی از زمان سوئیچینگ صرف حمل‌ونقل می‌شود (تحویل خدمه به محل تعیین‌شده برای تعویض دستی) که در پارامتر TTP گنجانده شده و شامل بازگشت خدمهٔ مانور به محل استقرار نمی‌شود، بنابراین دو برابر زمان حمل‌ونقل باید در محاسبهٔ مصرف سوخت در نظر گرفته شود.

$$VFC = \frac{NOC}{3} \times FP \times FLPH \times (2 \times TSWM) \times (TTP \times 2) \qquad (۶)$$

زمان تعویض دستی در محاسبهٔ هزینهٔ نیروی انسانی در هر دو مأموریت مانور و عادی‌سازی در نظر گرفته می‌شود. البته، مسیر برگشت از نقطهٔ سوئیچینگ به نقطهٔ اعزام نیز جزء زمان مأموریت محسوب می‌شود. با استفاده از پارامتر TTP که در بخش محاسبهٔ هزینهٔ سوخت برای وسایل نقلیهٔ مانور و عادی‌سازی تعریف کردیم (TTP>0<۱) ارزیابی می‌شود.

$$CHC = CHPH \times (2 \times TSWM) \times (1 + TTP) \qquad (۷)$$

هزینهٔ تعمیر و نگهداری خودرو با احتساب تعویض روغن از رابطهٔ ۸ محاسبه می‌شود. در این راستا، زمان انتقال با استفاده از پارامتر TTP در نظر گرفته می‌شود. همچنین، زمان هر دو سوئیچ دستی (مانور و نرمالیزاسیون) در نظر گرفته شده است.

$$VMC = \frac{NOC}{3} \times VMCPH \times (2 \times TSWM) \times (TTP \times 2) \qquad (۸)$$

کل هزینه‌های مانور برابر با دستمزد خودرو و اعضای اصلی خدمه است. درصد شبکه‌ای که اتوماسیون در آن انجام می‌شود، این هزینه‌ها را شامل نمی‌شود.

$$CLM = (1 - KAMT) \times (CHC + VFC + VMC) \qquad (۹)$$

بار جبران‌شده پس از قطع با خرید انرژی از DGها به صورت رابطهٔ ۱۰ برابر با ضرب درصد افزایش تولید در تولید فعلی محاسبه می‌شود.

$$del_LDG = DGIP \times DGP \qquad (۱۰)$$

کل بار خاموش‌شده بر اثر یک خطابه چهار قسمت تقسیم می‌شود: قسمت اول مقدار بار جبران‌شده توسط تولید مازاد DGها است. قسمت دوم باری است که از سایر فیدرها یا قسمت‌های سالم فیدر معیوب با مانور و سوئیچ تغذیه می‌شود. بخش سوم میزان بار جبران‌شده با استفاده از مدیریت مصرف بار است. قسمت چهارم باری است که منجر به انرژی تأمین‌نشده می‌شود و تا زمان پرداخت عیب خاموش می‌ماند. برق‌رسانی به این میزان بار امکان‌پذیر نخواهد بود.

$$del_Loutage = del_LDG + del_LM + del_LDR + del_LENS \qquad (۱۱)$$

هزینهٔ خرید انرژی از منابع تولید انرژی پراکنده در دورهٔ خاموشی به شرح زیر محاسبه می‌شود. در این راستا، مدت‌زمان استفاده از این روش پس از تشخیص محدودهٔ خطا و سوئیچینگ و ایزولاسیون خطا شامل مدت‌زمان تعمیرات و عادی‌سازی شبکه در نظر گرفته شده است.

$$CDG = del_LDG \times PriceDG \times (TMNT + TSWALR) \qquad (۱۲)$$

در این مدل‌سازی زمان خاموشی به چهار قسمت تقسیم می‌شود. بخش اول زمانی است که خطا و محدودهٔ آن شناسایی می‌شود. قسمت دوم زمان سوئیچینگ است که قطعهٔ معیوب از شبکه جدا شده و در صورت لزوم قطعات سالم به مسیرهای احتمالی متصل می‌شوند. قسمت سوم زمانی است که کار تعمیر یا تعویض برای رفع نقص انجام می‌شود. قسمت چهارم دورهٔ نرمال‌سازی است که پس از رفع مشکل با کلیدهای لازم، پیکربندی شبکه به حالت عادی برمی‌گردد.

$$Toutage = TFL + TSWALM + TMNT + TSWALR \qquad (۱۳)$$

هنگام قطع، از روش مدیریت مبتنی بر تقاضا استفاده می‌شود. قبل از وقوع قطعی، از مشتریانی که می‌توانند به طور موقت مصرف را کاهش دهند، در مورد سود و تولیدشان سؤال می‌شود. به آن‌ها انرژی در هر کیلووات ساعت با نرخ IR بالاتر از درآمدشان ارائه می‌شود، به این معنا که درصد بیشتری از درآمدشان برای کاهش مصرف برق به آن‌ها پرداخت می‌شود. پارامتر VOLL میزان کاهش درآمد مشترک در وضعیت خاموشی را نشان می‌دهد.

$$RW = VOLL \times IR \qquad (۱۴)$$

کاهش مصرف در روش مدیریت سمت تقاضا پس از اولین کلید سوئیچینگ شروع شده و تا پایان کلید سوئیچ دوم ادامه دارد.

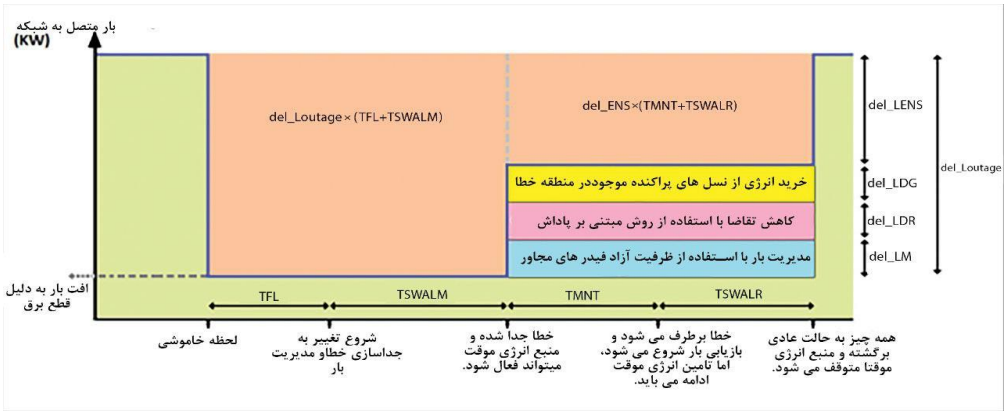
$$CDR = del_LDR \times (TMNT + TSWALR) \times RW \quad (۱۵)$$

جریمه برای بارهایی که در زمان تعمیر و نرمالیزاسیون تغذیه نشده‌اند، از معادلهٔ ۱۶ محاسبه می‌شود که در شکل ۲ نشان داده شده است.

$$CLSHP = del_LENS \times (TMNT + TSWALR) \times PEN \quad (۱۶)$$

مجموع جریمه، مجموع دو جریمه است. اولین مورد جریمه بارهایی است که طی زمان تعمیر و عادی‌سازی تغذیه نمی‌شوند. دوم جریمهٔ عدم ارائهٔ بار در زمان تشخیص خطا و مانور است. شکل ۲ نحوهٔ محاسبهٔ این پارامتر را نشان می‌دهد.

$$CPEN = CLSHP + (TFL + TSWALM) \times del_Loutage \times PEN \quad (۱۷)$$



شکل ۲. نمودار تغییرات بار از قطع تا عادی شدن با در نظر گرفتن تأمین انرژی موقت

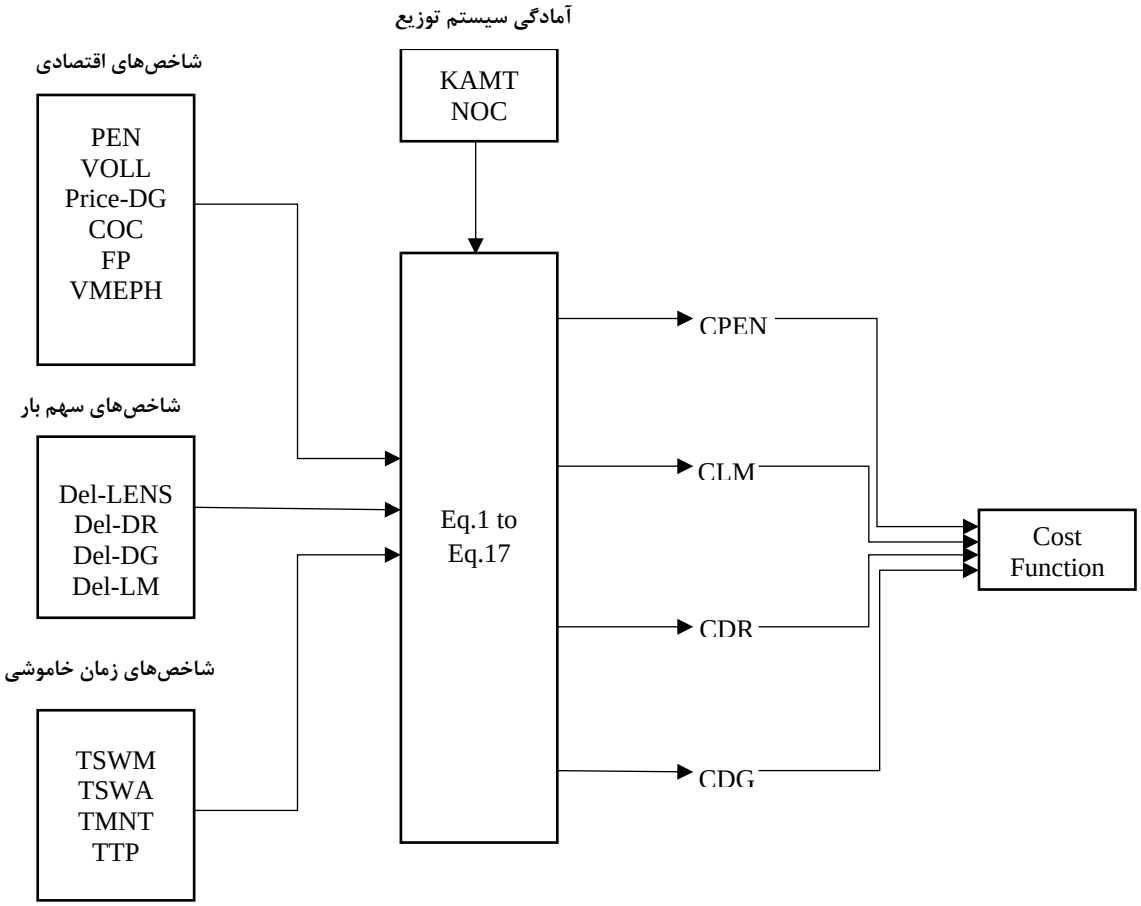
۲. ۳. مطالعه موردی شرکت توزیع آزاد تهران در سال ۲۰۲۱

شبکه توزیع شامل چهار بخش است: فشار متوسط، فشار کم، پست‌ها و مشتریان است. در بخش فشار متوسط، بارهای بزرگ و صنعتی مستقیم تغذیه می‌شوند. اگر علت قطع در این محدوده ساختار و توزیع انرژی شعاعی باشد، خاموشی‌ها بدون توجه‌تر خواهد بود. تعداد تجهیزات مورد استفاده در محدودهٔ فشار متوسط کمتر از سایر قسمت‌ها است؛ بنابراین از دستگاه‌های کنترل و نظارت بیشتر استفاده می‌شود. موارد یادشده باعث افزایش انگیزه کاربران برای از بین بردن خاموشی‌های ناشی از این محدوده شده است. سرانجام، زمان قطع در محدودهٔ فشار متوسط کوتاه‌تر از سایر قسمت‌ها بوده است.

از آنجا که میانگین انرژی ازدست‌رفته در هر قطع در بخش فشار متوسط بسیار بیشتر از سایر مناطق است، مطالعات و برنامه‌ریزی برای بخش فشار متوسط انجام می‌شود. داده‌های موجود در جدول‌های ۲ و ۳ ورودی‌های درنظرگرفته‌شده، اطلاعات مربوط به شرکت توزیع تهران در منطقهٔ آزادی در سال ۲۰۲۱ است. در این شرکت توزیع ۱۸۵۵ پست توزیع وجود دارد.

بخش فشار متوسط ۴۷۰ قطع را تجربه کرده است. مدت‌زمان آن درمجموع ۲۱۷۵۱ دقیقه است که به طور متوسط، زمان هر قطع ۴۶ دقیقه (۰/۷۶۶ ساعت) است که از این تعداد ۶ دقیقه صرف تشخیص محدودهٔ قطع، ۸ دقیقه برای تعویض، ۲۴ دقیقه برای تعمیرات صرف می‌شود؛ و ۸ دقیقه برای عادی‌سازی شبکه صرف می‌شود. در حالت اول، ۱ درصد پس از اتمام برای کلیدزنی است. در این بخش کارایی اقتصادی تأمین انرژی موقت با استفاده از دو روش مدیریت منابع توزیع‌شده تولید انرژی و مدیریت طرف تقاضا بررسی شده است.

شکل ۴ نشان می‌دهد مجازات عدم تأمین انرژی به مصرف‌کننده ثابت است. با این‌وجود، هزینهٔ تأمین انرژی موقت به قیمت خرید انرژی از منابع تولید انرژی توزیع‌شده بستگی دارد. هرچه قیمت خرید سریع انرژی بیشتر باشد، هزینه نیز بیشتر می‌شود. هنگامی که قیمت خرید انرژی در هر کیلووات ساعت به ۰/۰۴ دلار برسد، هزینه تأمین انرژی موقت با پرداخت جریمه برابر خواهد بود. در یک مطالعهٔ موردی در تهران، منطقهٔ آزاد، قیمت خرید در هر کیلووات ساعت انرژی از DGS ۰/۰۰۲۸ دلار است، که ارزان‌تر از پرداخت جریمه است.



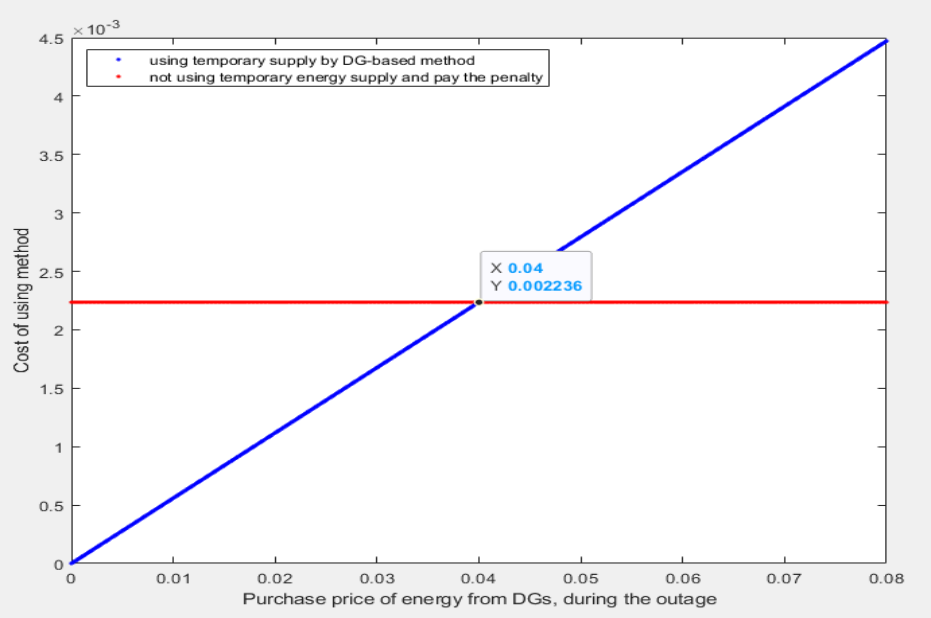
شکل ۳. مدل پیشنهادی اقتصادی برای مدیریت خاموشی

جدول ۲. داده‌های قطع بخش ولتاژ متوسط شرکت توزیع آزادی تهران ۲۰۲۱

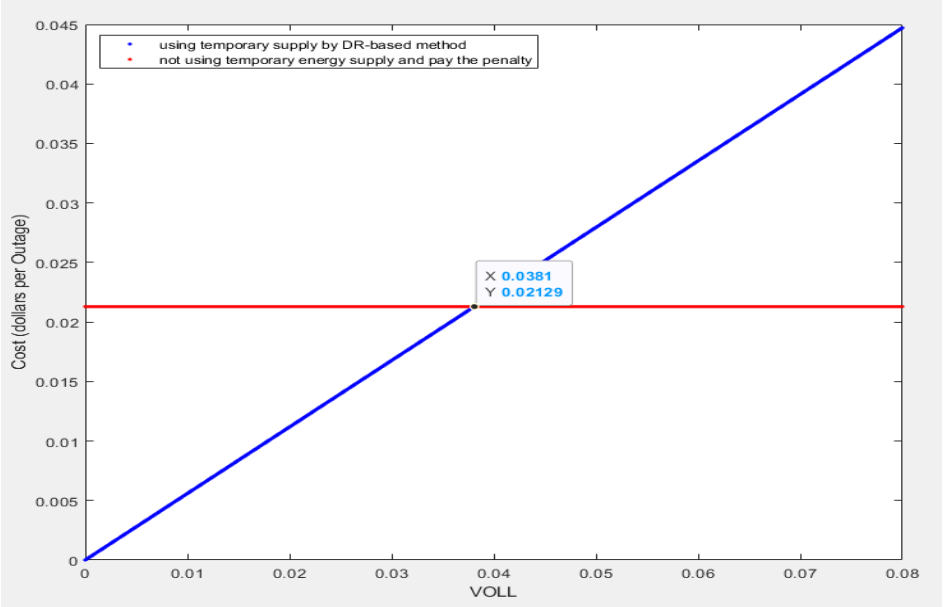
توضیح علت قطعی	شماره‌های خاموشی	مدت‌زمان قطعی‌ها (دقیقه‌ها)	انرژی تأمین‌نشده (MWH) است	میانگین هر مدت (دقیقه‌ها) خاموشی	میانگین بار ازدست‌رفته هر قطع (W)
دارایی‌ها	۱۷۹	۱۳۸۵۳	۲۷۷,۳۱۲۷۶	۷۷,۳۹	۶۷۱۰,۰۳
دارایی ناچیز	۱	۱۰۸	۲,۲۹۶۷	۱۰۸	۱۲۷۵۴۹۹,۴۴
درختان	۷	۳۰۵	۴,۴۰۶۹۲	۴۳,۵۷	۱۲۳۸۴۷,۸۷
عوامل خارجی	۳۵	۱۱۸۶	۲۶,۴۱۹۹۳	۳۳,۸۹	۳۸۱۸۸,۲۹
حیوانات	۲	۱۰۴	۰,۵۳۰۹۹	۵۲,۰۰	۱۵۳۱۷۰,۱۹
اتصالات	۲۵	۱۹۹۵	۲۶,۱۷۴۰۲	۷۹,۸۰	۳۱۴۸۷,۵۴
عایق‌ها	۲	۱۵۶	۳,۰۴۷۵۴	۷۸,۰۰	۵۸۶۰۶۵,۳۸
حفاظت از ولتاژ	۰	۰	۰	۰,۰۰	۰,۰۰
حفاظت فعلی	۷	۳۸۳	۲,۰۲۲۳۷	۰,۰۰	۴۵۲۶۰,۰۵
عوامل اقلیمی	۴۳	۷۱۴	۱۸,۴۸۱۵۴	۰,۰۰	۳۶۱۱۷,۹۲
عوامل انسانی	۰	۰	۰	۰,۰۰	۰,۰۰
مشتریان	۲۹	۱۴۵۵	۲۸,۱۱۹۸۴	۵۰,۱۷	۳۹۹۸۵,۵۵
گذرا	۱۲۸	۱۰۸۷	۴۲,۸۱۷۷۳	۸,۴۹	۱۸۴۶۴,۴۱
قطعی‌های برنامه‌ریزی‌شده	۰	۰	۰	۰,۰۰	۰,۰۰
دزدی	۱	۱۲۷	۱,۲۴۶۵	۱۲۷,۰۰	۵۸۸۸۹۷,۶۴
شبکهٔ بالادست	۱۱	۲۷۸	۱۰,۳۰۸۱۵	۰,۰۰	۲۰۲۲۵۲,۷۸
مجموع	۴۷۰	۲۱۷۵۱	۴۴۳,۱۸۴۹۹	۴۶,۲۸	۲۶۰۱,۱۱

جدول ۳. داده‌های توزیع آزادی تهران در سال ۲۰۲۱

تعداد فیدرهای فشار متوسط	۱۴۳
تعداد فیدرهای فشار ضعیف	۳۲۷۲
تعداد کل مشتریان	۲۰۰۵۵۶
انرژی فروخته شد(MWh)	۱۷۵۱۳۸۱
طول ولتاژ متوسط (Km)	۸۹۴,۰۶۱۴
طول ولتاژ پایین	۱۴۷۸,۳۹۴
تعداد پست‌ها	۱۸۵۵



شکل ۴. نمودار تغییرات در هزینه استفاده و عدم استفاده از روش تأمین انرژی موقت بر اساس DGS در هر قطع



شکل ۵. نمودار تغییرات هزینهٔ استفاده و عدم استفاده از روش تأمین انرژی موقت بر اساس DR

شکل ۵ نشان می‌دهد هزینهٔ استفاده از روش مبتنی بر تقاضا بیش از ۰/۲ دلار به ازای هر کیلووات ساعت است که استفادهٔ بیشتر از ۰/۰۳۸۱ دلار برای ارزش بار ازدست‌رفته به‌صرفه نیست.

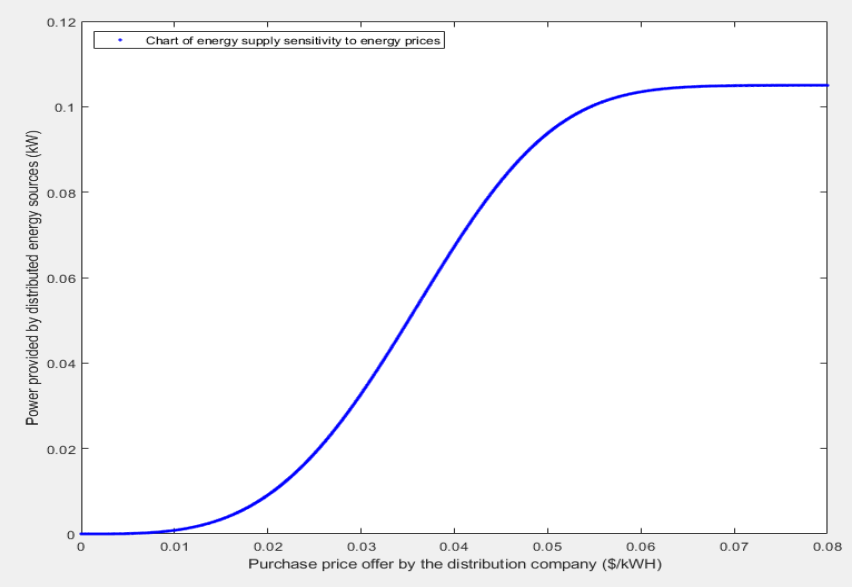
۲. ۳. ۱. تحلیل حساسیت عرضهٔ انرژی به قیمت خرید

روش‌های پیشنهادی بیان می‌کند که شرکت توزیع باید هزینهٔ برق تولیدشده توسط منابع توزیع‌شده یا کاهش مصرف برق هنگام قطعی را بپردازد؛ اما نکته‌ای که در این بخش وجود دارد این است که هر چه مبلغ پرداختی توسط شرکت توزیع بیشتر باشد، انگیزهٔ بیشتری برای فروش برق از واحدهای تولید برق پراکنده و یا کاهش مصرف برق توسط مشتریان بیشتر می‌شود. همان‌طور که در شکل‌های ۶ و ۷ نشان داده شده است، این قضیه به عنوان یک تابع چرخشی مربوط به سه بخش اصلی آن مدل شده است. سه ویژگی این مدل عبارت‌اند از:

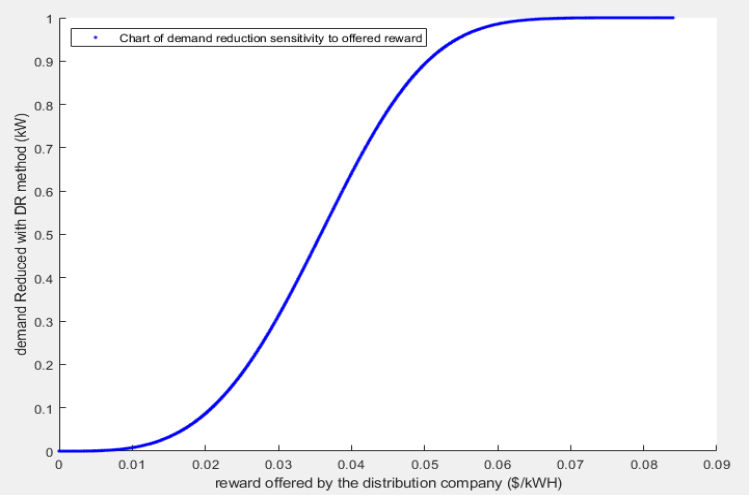
۱. ناحیهٔ رشد نمایی: اگر مبالغ ارائه‌شده توسط شرکت توزیع کم باشد، فروشندگان انگیزهٔ کمتری برای فروش انرژی خواهند داشت و با افزایش قیمت، تعداد فروشندگان افزایش می‌یابد، بنابراین رشد نمایی برای منطقهٔ اولیه مناسب است.
۲. ناحیهٔ رشد خطی: یک ناحیهٔ رشد خطی در انتهای ناحیهٔ رشد نمایی در نظر گرفته می‌شود. مبلغ پیشنهادی شرکت توزیع مستقیم با توانی که مشتریان یا تولیدکنندگان انرژی در اختیار شرکت توزیع قرار می‌دهند، رشد خواهد داشت و به صورت خطی در نظر گرفته می‌شود.
۳. ناحیه رشد لگاریتمی: از آنجا که منابع تولید انرژی محدود است، انتهای ناحیهٔ رشد به صورت لگاریتمی در نظر گرفته می‌شود که به اشباع ختم می‌شود و پس از اینکه شرکت توزیع مقدار پیشنهادی را افزایش داد، ممکن است مقدار آن بسیار کم باشد یا بدون منبع انرژی جدید باشد.

همان‌طور که در شکل ۶ نشان داده شده است، عرضهٔ انرژی با توجه به افزایش قیمت خرید شرکت توزیع به صورت غیرخطی تغییر می‌کند. مقدار منابع تولید برق توزیع‌شده در بخش قبل ثابت فرض شد. هنوز در این بخش تغییرات آن با توجه به مبلغ پیشنهادی شرکت پخش، این تغییرات جذابیت قیمت است. شکل ۷ نمودار افزایش قیمت و میزان باری که در پروژهٔ پاسخ‌گویی بار مشارکت می‌کند و رفتار صعودی را چگونه طی می‌کند، نشان داده شده است.

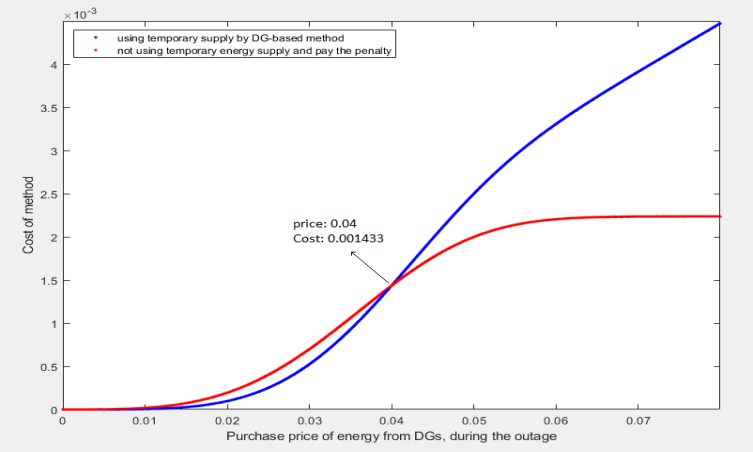
شکل ۸ نمودار هزینهٔ منابع انرژی توزیع‌شده یا پرداخت جریمه را پس از در نظر گرفتن تابع حساسیت نشان می‌دهد. تقاطع دو نمودار نشان می‌دهد چگونه هزینه تأمین موقت انرژی با قیمت جریمه برابری می‌کند.



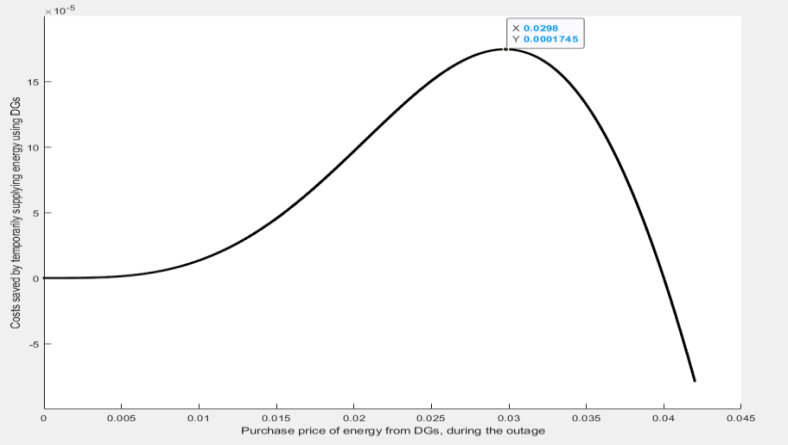
شکل ۶. نمودار تابع حساسیت فروش انرژی توسط واحدهای تولید انرژی پراکنده به میزان عرضه‌شده به آن‌ها



شکل ۷. نمودار تابع حساسیت کاهش مصرف انرژی در سمت تقاضا نسبت به مقدار پیشنهادی به مصرف‌کنندگان



شکل ۸. نمودار تغییرات هزینهٔ استفاده و عدم استفاده از روش تأمین موقت انرژی بر اساس DG در هر قطع (با در نظر گرفتن تحلیل حساسیت عرضهٔ انرژی به قیمت پیشنهادی)

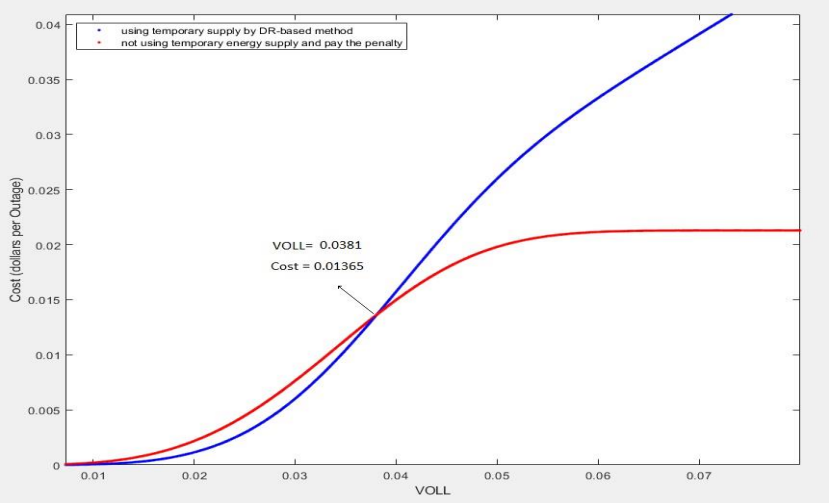


شکل ۹. نمودار میزان صرفه‌جویی در هزینه‌های قطع با استفاده از تأمین موقت انرژی با استفاده از منابع انرژی توزیع‌شده (با در نظر گرفتن تحلیل حساسیت عرضهٔ انرژی به قیمت پیشنهادی)

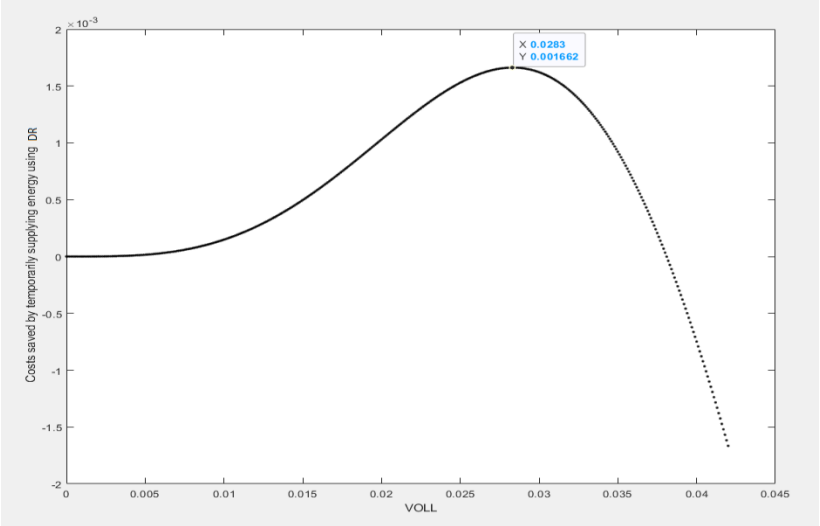
در صورت استفاده از منابع انرژی توزیع‌شده برای تأمین موقت انرژی هنگام قطع، انرژی غیر ایمن کاهش می‌یابد. با کاهش میزان انرژی غیر ایمن، کل هزینه جریمه نیز کاهش می‌یابد. میزان صرفه‌جویی در هزینه با توجه به قیمت خرید سوخت در شکل ۹ آورده شده که در آن بیشترین کاهش هزینه در قیمت خرید ۰/۰۲۹۸ دلار در هر کیلووات ساعت رخ داده است.

هزینهٔ تأمین موقت انرژی از طریق روش مدیریت سمت تقاضا به مبلغ پاداش شرکت توزیع بستگی دارد. شرکت توزیع باید IR را درصدی بالاتر از ارزش محمولهٔ ازدست‌رفته به مشتریان ارائه دهد. شکل ۱۰ نموداری از هزینه‌های استفاده و عدم استفاده از این روش را نشان می‌دهد.

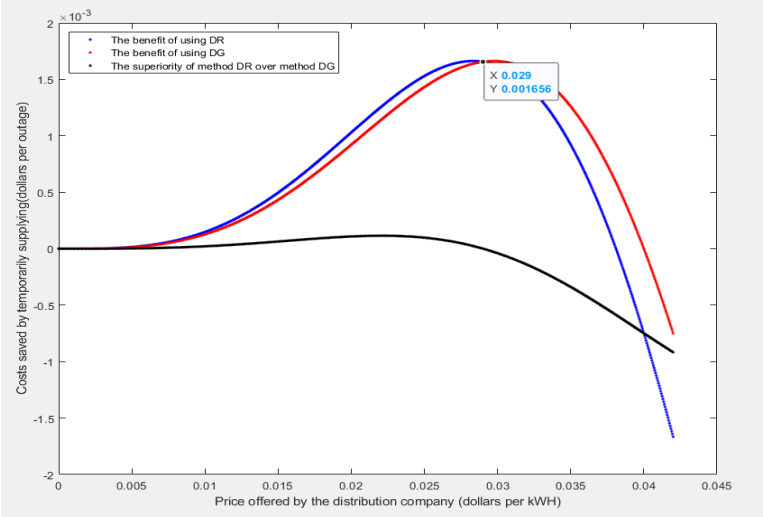
شکل ۱۱ نموداری از تغییرات در پس‌انداز جریمه با استفاده از مدیریت سمت تقاضا را نشان می‌دهد. بر اساس این نمودار، انتخاب مشتریانی که بار ازدست‌رفته آن‌ها حدود ۰/۰۲۸۳ دلار در هر کیلووات ساعت است، بیشترین حفاظت و کاهش هزینه را به همراه خواهد داشت.



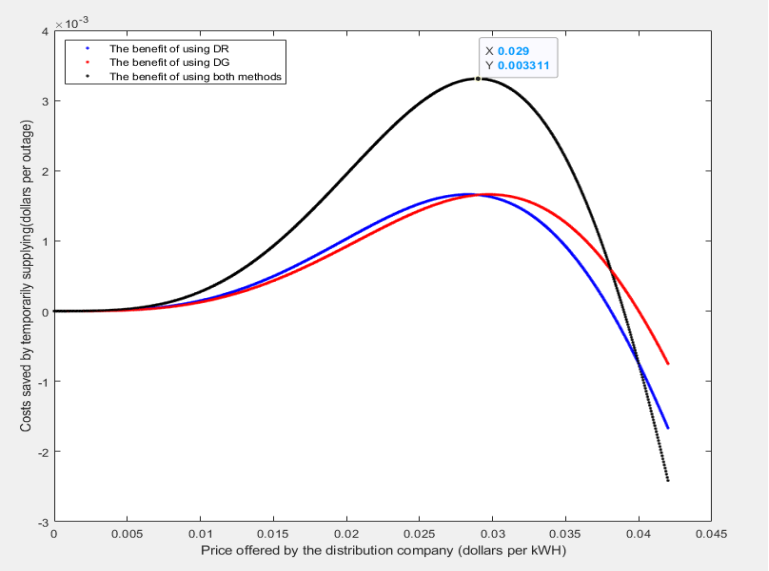
شکل ۱۰. نمودار تغییرات هزینهٔ استفاده و عدم استفاده از روش تأمین موقت انرژی بر اساس مدیریت تقاضا (با در نظر گرفتن تحلیل حساسیت عرضهٔ انرژی به قیمت پیشنهادی)



شکل ۱۱. نمودار میزان صرفه‌جویی در هزینه با عرضهٔ موقت انرژی با استفاده از روش سمت تقاضا (با در نظر گرفتن تحلیل حساسیت عرضهٔ انرژی به قیمت پیشنهادی)



شکل ۱۲. نمودار مقایسه‌ای از صرفه‌جویی در دو روش تأمین انرژی موقت در یک توان (با در نظر گرفتن تحلیل حساسیت عرضهٔ انرژی به قیمت پیشنهادی)



شکل ۱۳. نمودار مقایسهٔ صرفه‌جویی با استفاده از هر دو روش تأمین انرژی موقت در یک توان (با در نظر گرفتن تحلیل حساسیت عرضهٔ انرژی به قیمت پیشنهادی)

مطابق شکل ۹، با خرید برق از DG ها به قیمت ۰/۰۲۹۸ دلار به ازای هر کیلووات ساعت، ۰/۰۰۰۱۷۴۵ دلار در قطعی هزینهٔ صرفه‌جویی می‌شود. با توجه به شکل ۱۰، کاهش مصرف مشتریان و پرداخت مشتریان با بار ازدست‌رفته ارزش کمتر، به مبلغ ۰/۰۲۸۳ دلار به ازای هر کیلووات ساعت، ۰/۰۰۱۶۶۲ دلار از هزینه هر خاموشی قابل کاهش است.

در شکل ۱۲، توان تأمین‌شده توسط منابع تولید انرژی توزیع‌شده و توان کاهش‌یافته در سمت تقاضا یکسان در نظر گرفته شده است. با کمتر از ۰/۰۲۹ دلار در هر کیلووات ساعت، روش مبتنی بر تقاضا سود بیشتری نسبت به روش مبتنی بر DG دارد؛ و تا این میزان، بیشترین تفاوت بین این دو روش در ۰/۰۲۳۳۱ دلار رخ می‌دهد. در قیمت‌های بالاتر از ۰/۰۲۹ دلار، روش مبتنی بر DG به‌صرفه‌تر خواهد بود. مطابق شکل ۱۳، مقدار بهینه در شرایط توان یکسان ۰/۰۲۹ دلار است و نرخ بهینه برای هر روش به طور جداگانه مقدار متفاوتی دارد.

۳. نتیجه‌گیری

در مطالعهٔ موردی شرکت توزیع تهران-آزادی، اگرچه استفاده از هر دو روش در تأمین موقت انرژی باعث کاهش زیان مالی شرکت توزیع می‌شود، اما روش مدیریت سمت تقاضا به دلیل محدودیت منابع برای تولید انرژی مؤثرتر است. سود استفاده از آن بیش از ۹ برابر روش تولید بیش‌ازحد DG ها است.

این بخش نشان می‌دهد از روش مبتنی بر تقاضا در شبکهٔ توزیع نیز استفاده می‌شود و هزینه‌های قطع را کاهش می‌دهد. در مدل پیشنهادی، هزینه‌های خاموشی با استفاده از دو روش بهینه‌سازی شدند: تخصیص مبلغ پاداش برای کاهش مصرف در سمت تقاضا و خرید برق از منابع انرژی توزیع‌شده. حساسیت مقدار پاداش کاهش‌یافته و توان و همچنین حساسیت بین مقدار برق خریداری‌شده از DGs و میزان افزایش تولید انرژی در زمان قطع، مورد بررسی قرار گرفت و مقدار بهینه که برای آن مهم‌ترین کاهش تلفات قطع به دست آمده است. اعداد به‌دست‌آمده برای مطالعه موردی شبکهٔ توزیع تهران-آزادی است. با توجه به منحصربه‌فرد بودن شبکه‌های توزیع و پارامترهای آن‌ها، می‌توان از مدل ارائه‌شده در این مقاله برای به دست آوردن مقادیر بهینه استفاده کرد.

منابع

[1].J. Figueiredo and J. Martins, “Energy Production System Management - Renewable energy power supply integration with Building Automation System,” Energy Convers. Manag., vol. 51, no. 6, pp. 1120–1126, 2010, doi: 10.1016/j.enconman.2009.12.020.

[2].P.-C. Chen, T. Dokic, N. Stokes, D. W. Goldberg, and M. Kezunovic, “Predicting weather-associated impacts in outage management utilizing the GIS framework,” in 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), IEEE, 2015, pp. 417–422.

[3].W. Yaolei, L. Rong, W. Kuihua, Z. Ren, and L. Zhao, “Construction and Application of Distribution Network Grid Planning System,” in Journal of Physics: Conference Series, IOP Publishing, 2020, p. 12026.

[4].K. Yu et al., “Faulty feeder detection of single phase-earth fault based on fuzzy measure fusion criterion for distribution networks,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 125, p. 106459, 2021.

[5].Y. Liu and N. N. Schulz, “Knowledge-based system for distribution system outage locating using comprehensive information,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 17, no. 2, pp. 451–456, 2002.

[6].A. Arif, S. Ma, and Z. Wang, “Online decomposed optimal outage management after natural disasters,” in 2017 Ieee Power & Energy Society General Meeting, IEEE, 2017, pp. 1–5.

[7].T. Aditya Sai Srinivas, S. Ramasubbareddy, A. Sharma, and K. Govinda, “Optimal Energy Distribution in Smart Grid,” in Intelligent Data Engineering and Analytics: Frontiers in Intelligent Computing: Theory and Applications (FICTA 2020), Volume 2, Springer, 2021, pp. 383–391.

[8].M. Mallaki, M. S. Naderi, M. Abedi, S. D. Manshadi, and G. B. Gharehpetian, “A novel energy-reliability market framework for participation of microgrids in transactive energy system,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 122, p. 106193, 2020.

[9].P. D. C. Wijayatunga and M. S. Jayalath, “Assessment of economic impact of electricity supply interruptions in the Sri Lanka industrial sector,” Energy Convers. Manag., vol. 45, no. 2, pp. 235–247, 2004.

[10]. S. Mohseni, A. C. Brent, and D. Burmester, “A demand response-centred approach to the long-term equipment capacity planning of grid-independent micro-grids optimized by the moth-flame optimization algorithm,” Energy Convers. Manag., vol. 200, p. 112105, 2019.

[11]. approach for optimal techno-economic planning for high renewable energy-based isolated microgrid considering cost of energy storage and demand response strategies,” Energy Convers. Manag., vol. 215, p. 112917, 2020.

[12]. I. Valencia-Salazar, C. Alvarez, G. Escrivá-Escrivá, and M. Alcázar-Ortega, “Simulation of demand side participation in Spanish short term electricity markets,” Energy Convers. Manag., vol. 52, no. 7, pp. 2705–2711, 2011.

[13]. J. Niu, Z. Tian, J. Zhu, and L. Yue, “Implementation of a price-driven demand response in a distributed energy system with multi-energy flexibility measures,” Energy Convers. Manag., vol. 208, p. 112575, 2020.

[14]. D. Schwabeneder, C. Corinaldesi, G. Lettner, and H. Auer, “Business cases of aggregated flexibilities in multiple electricity markets in a European market design,” Energy Convers. Manag., vol. 230, p. 113783, 2021.

[15]. R. Dai and M. Mesbahi, “Optimal power generation and load management for off-grid hybrid power systems with renewable sources via mixed-integer programming,” Energy Convers. Manag., vol. 73, pp. 234–244, 2013.

[16]. I. S. Qamber and M. Y. Al-Hamad, “Energy Consumption and Value of Lost Load Modeling for the GCC Member State Countries,” Int. J. Comput. Digit. Syst., vol. 9, no. 5, pp. 901–907, 2020.

[17]. B. Cui, S. Wang, C. Yan, and X. Xue, “Evaluation of a fast power demand response strategy using active and passive building cold storages for smart grid applications,” Energy Convers. Manag., vol. 102, pp. 227–238, 2015.

[18]. X. Chen, L. Reedman, G. Liu, L. Kang, F. Zheng, and J. Qiu, “Double-side Auction Mechanism to Address Microgrid Energy Trading and Network Resiliency,” in 2019 9th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES), IEEE, 2019, pp. 1–6.

[19]. F. Vazinram, M. Hedayati, R. Effatnejad, and P. Hajihosseini, “Self-healing model for gas-electricity distribution network with consideration of various types of generation units and demand response capability,” Energy Convers. Manag., vol. 206, p. 112487, 2020.

[20]. S. Dorahaki, R. Dashti, and H. R. Shaker, “Optimal outage management model considering emergency demand response programs for a smart distribution system,” Appl. Sci., vol. 10, no. 21, p. 7406, 2020.