

طراحی بهینه ریزشبکه‌های مسکونی با در نظر گرفتن وقوع خطا و احتمال خاموشی

مهرداد موحدپور^(۱) - سیروس محمدی^(۲) - محمدجواد کیانی^(۳) - طاهر نیکنام^(۴) - محمود زاده باقری^(۵)

(۱) دانشجوی دکترا - گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، واحد یاسوج، دانشگاه آزاد اسلامی، یاسوج، ایران

(۲) استادیار - گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، واحد گچساران، دانشگاه آزاد اسلامی، گچساران، ایران

(۳) استادیار - گروه مهندسی برق و الکترونیک، دانشکده مهندسی، واحد یاسوج، دانشگاه آزاد اسلامی، یاسوج، ایران

(۴) استاد - گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، دانشگاه صنعتی شیراز، شیراز، ایران

(۵) استادیار - گروه مهندسی برق و الکترونیک، دانشکده مهندسی، واحد یاسوج، دانشگاه آزاد اسلامی، یاسوج، ایران

تاریخ پذیرش: ۹۸/۷/۲۵

تاریخ دریافت: ۹۸/۴/۲۱

خلاصه: یکی از مباحث قابل توجه شبکه قدرت در سال‌های اخیر پیدایش ریزشبکه‌ها می‌باشد. طراحی بهینه یک ریزشبکه شامل انتخاب بهترین ترکیب از گزینه‌های موجود (واحدهای تولید پراکنده، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی و برنامه‌های پاسخ‌گویی بار) برای تامین بار مصرفی به منظور حداقل‌سازی هزینه‌های ریزشبکه می‌باشد. در این مقاله مدلسازی جامعی برای مسئله طراحی بهینه ریزشبکه‌های مسکونی با لحاظ کردن واحدهای تولید پراکنده تجدیدپذیر، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی و بارهای قابل کنترل انجام شده است. این مدل رفتار تصادفی ذاتی منابع انرژی تجدیدپذیر و عدم قطعیت در پیش‌بینی بار الکتریکی را در نظر گرفته و مدل‌های تصادفی مناسبی برای آنها انتخاب شده است. همچنین وقوع خطا و احتمال وقوع خاموشی در طراحی بهینه ریزشبکه‌های مسکونی جهت افزایش قابلیت اطمینان و کارایی آنها و توسعه مدل‌های پیشین در نظر گرفته شده و به تابع هدف مساله اضافه شده است. برای یافتن پاسخ بهینه، مسئله طراحی ریزشبکه‌ها به صورت یک مسئله بهینه‌سازی با هدف حداقل‌سازی مجموع هزینه‌های طرح توسعه ریزشبکه مدلسازی و پاسخ بهینه با الگوریتم بهینه‌سازی کلونی مورچگان تعیین می‌شود. **کلمات کلیدی:** ذخیره‌ساز انرژی، ریزشبکه‌های مسکونی، واحدهای تولید پراکنده، پاسخ‌گویی بار، کلونی مورچگان.

Optimal Design of Residential Microgrids with Regard to Fault Occurrence and Possibility of Power Outage

Mehrdad Movahedpour⁽¹⁾ - Sirus Mohammadi⁽²⁾ - Mohammad Javad Keani⁽³⁾ - Taher Niknam⁽⁴⁾ - Mahmoud Zadehbagheri⁽⁵⁾

(1) PhD Student - Department of Power Engineering, Faculty of Engineering, Yasooj Branch, Islamic Azad University, Yasooj, Iran
mehrdad.movahedpour@gmail.com

(2) Assistant Professor - Department of Power Engineering, Faculty of Engineering, Gachsaran Branch, Islamic Azad University Department of Power Engineering, Faculty of Engineering, Gachsaran Branch, Islamic Azad University, Gachsaran, Gachsaran, Iran.
sirosnik@gmail.com

(3) Assistant Professor - Department of Power Engineering, Faculty of Engineering, Branch, Islamic Azad University, Yasooj, Department of Power Engineering, Faculty of Engineering, Yasooj Branch, Islamic Azad University, Yasooj, Iran.
kianiph@gmail.com

(4) Professor - Department of Electronic and Electrical Engineering, Shiraz University of Technology, Modares, Shiraz, Iran.
niknam@sutech.ac.ir

(5) Assistant Professor - Department of Power Engineering, Faculty of Engineering, Branch, Islamic Azad University, Yasooj, Department of Power Engineering, Faculty of Engineering, Yasooj Branch, Islamic Azad University, Yasooj, Iran.
Mzadehbagheri@gmail.com

Abstract: One of the issues which has attracted a lot of attention in the power grid in recent years is the emergence of microgrids. An optimized microgrid design includes choosing the best combination of the available options (distributed generation units, energy storage systems, and load response programs) to supply the microgrid so that the total costs of the microgrid development plan is minimized. In this article, a comprehensive modeling has been conducted for the problem of optimal design of residential microgrids considering the renewable distributed generation units, energy storage systems and controllable loads. This model takes into account the intrinsic stochastic behavior of renewable energy and the uncertainty involving electric load prediction, and thus proper stochastic models for them has been chosen. In order to find the optimal solution, the problem of microgrid design is modeled as an optimization problem with the goal of minimizing the total costs of the microgrid development plan and the optimal response is determined via ant colony optimization algorithm.

Index Terms: Energy storage, residential grids, generation units, load response programs, colony optimization algorithm

نویسنده مسئول: سیروس محمدی، استادیار - گروه مهندسی برق، دانشکده مهندسی، واحد گچساران، دانشگاه آزاد اسلامی، گچساران، ایران، sirosnik@gmail.com

۱- مقدمه

(MILP) استفاده شده است. با وجود مزایای فراوان روش مورد استفاده در مرجع [۲۵]، در این تحقیق وقوع خطا و احتمال وقوع خاموشی در طراحی بهینه ریزشبه‌های مسکونی در نظر گرفته نشده است. علاوه بر احتمال وقوع خطای منجر به عملکرد جزیره‌ای، ممکن است واحدهای تولید پراکنده موجود در ریزشبه‌ها دچار خطا شده و از مدار خارج شوند. در این مقاله با هدف گسترش تحقیقات پیشین و به عنوان نوآوری، هزینه‌های قطع برق مشترکین در اثر وقوع خطا در شبکه اصلی یا در واحدهای موجود در ریزشبه‌ها، در مدلسازی مسئله طراحی بهینه ریزشبه‌های مسکونی در نظر گرفته می‌شوند.

۲- فرمول‌بندی مساله

چهارچوب کلی روش مورد استفاده در این تحقیق برای طراحی بهینه ریزشبه‌های مسکونی بر اساس مقاله مرجع تحقیق [۲۵]، در شکل (۱) نمایش داده شده است. در ابتدای روش مورد استفاده، با دادن اطلاعات تاریخیچه یک ساله آب و هوا شامل دمای هوا، تابش خورشید و سرعت باد به مدل تولید سناریو، اطلاعات طولانی مدت آب و هوای سه ساله برای استفاده در مسئله تهیه می‌شود. سپس اطلاعات تولید شده به مدل‌های فتوولتائیک، بادی و TRNSYS ارسال می‌شود تا توان تولیدی هر kW واحد فتوولتائیک و بادی در هر ساعت و نیز پروفیل حرارتی ساختمان‌های مسکونی، محاسبه گردد. در مرجع [۲۵] برای بررسی وضعیت بار مصرفی حرارتی مشترکین مسکونی، از نرم‌افزار TRNSYS استفاده شده است. در این مقاله برای جلوگیری از پیچیدگی، تنها از نتایج حاصل از مدل TRNSYS که در [۲۵] ارائه شده برای تعیین بار حرارتی سالیانه مشترکین ریزشبه‌ها استفاده می‌گردد. اطلاعات آب و هوایی و بار مصرفی گردآوری شده، برای هر یک از ۲۴ ساعت شبانه‌رو، میانگین گرفته می‌شوند تا مطابق مرجع [۲۵]، اطلاعات مورد نیاز برای یک روز نمونه ریزشبه‌ها برای انجام شبیه‌سازی، به دست آید. برای بهینه‌سازی طراحی ریزشبه‌ها مسکونی، اطلاعات حاصل از مدل تولید سناریو، شامل توان تولیدی هر kW واحد بادی و فتوولتائیک به همراه بار حرارتی، به همراه اطلاعاتی چون قیمت‌ها، مشخصات و مسائل مصرفی و بارهای غیرقابل کنترل به مدل MILP داده می‌شود. روابط ریاضی این مدل در ادامه معرفی می‌گردد. گام‌های زمانی در نظر گرفته شده در مدل، یک ساعت است ($\Delta t = 1$) و بنابراین برای سهولت، از روابط ریاضی مسئله کنار گذاشته شده است.

۲-۱. مدل تعادل توان

مطابق شکل (۱) توان تزریقی واحدهای بادی و فتوولتائیک و همچنین مجموعه دیزل و شبکه اصلی، دارای دو بخش AC و DC می‌باشند. مطابق با روابط زیر در هر یک از ساعات $t \in T$ ، تعادل توان با استفاده از دو معادله جداگانه برای باس‌های AC و DC حفظ می‌شود.

$$P_{WT}^{ac}(t) + \eta_{DC/AC} [P_{PV}^{ac}(t) + P_{Dch}(t)] + P_{PG}^{ac}(t) \quad (1)$$

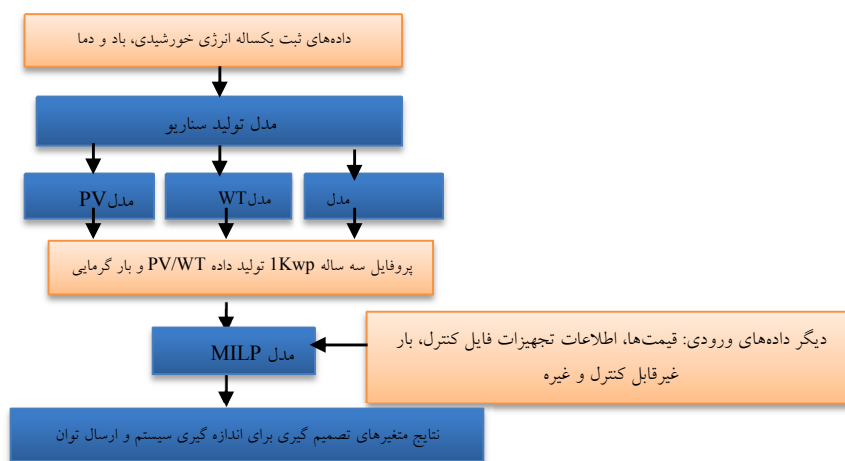
$$= P_L(t) + P_{SG}(t)$$

$$\eta_{AC/DC} [P_{WT}^{dc}(t) + P_{PG}^{dc}(t)] + P_{PV}^{dc}(t) = P_{ch}(t) \quad (2)$$

با توجه به وجود انواع تجهیزات قابل نصب در ریزشبه‌ها، تکنولوژی، ظرفیت، پارامترهای فنی و هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری متفاوت هر یک از این تجهیزات، پاسخ‌های بسیاری برای مسئله طراحی یک ریزشبه‌ها وجود دارد. برای یافتن پاسخ بهینه، مسئله طراحی ریزشبه‌ها به صورت یک مسئله بهینه‌سازی با هدف حداقل‌سازی مجموع هزینه‌های طرح توسعه ریزشبه‌ها مدلسازی می‌شود.

در مراجع [۱۰-۱] مسئله طراحی بهینه ریزشبه‌ها با انجام مطالعات موردی بررسی شده است. در مرجع [۱] روش بهینه‌سازی مقاوم را برای جایابی بهینه واحدهای تولید پراکنده و طراحی توسعه ریزشبه‌ها را جهت حداقل‌سازی مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری و هزینه‌های آلاینده‌ها ریزشبه‌ها ارائه داده است. مرجع [۲] به برنامه‌ریزی توسعه ظرفیت ریزشبه‌های جدا از شبکه اصلی پرداخته است. در مرجع [۳]، تعیین ظرفیت بهینه ذخیره‌سازهای انرژی در ریزشبه‌ها با هدف حداقل‌سازی هزینه‌های توسعه بررسی شده است. در این ریزشبه‌ها، علاوه بر ذخیره‌سازهای انرژی، واحدهای تولیدی پراکنده سنتی به همراه واحدهای بادی حضور دارند. در مرجع [۴]، تاثیر نصب واحدهای بادی و فتوولتائیک در کنار واحدهای دیزل در ریزشبه‌های دور دست از نظر تاثیرات زیست محیطی مورد بررسی قرار گرفته است. مرجع [۵] به بررسی نقش ذخیره‌سازهای انرژی در طراحی ریزشبه‌ها جهت افزایش قابلیت اطمینان و کاهش هزینه‌های شبکه پرداخته است. مرجع [۶] به بررسی تاثیرات متقابل هزینه و قابلیت اطمینان بر یکدیگر در طراحی بهینه توسعه ظرفیت ریزشبه‌ها پرداخته است. در مرجع [۷]، طراحی توسعه ریزشبه‌ها دارای واحدهای تولید پراکنده و واحدهای تولید همزمان حرارت و توان (CHP) جهت حداقل‌سازی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری ریزشبه‌ها و حداقل‌سازی آلاینده‌های تولیدی ریزشبه‌ها انجام شده است. مرجع [۸] روشی جدید برای طراحی و بهره‌برداری از ریزشبه‌های متصل به شبکه توسط درخت تصمیم‌گیری ارائه داده است. در تمامی تحقیقات فوق، طراحی بهینه ریزشبه‌ها به صورت کلی انجام شده و در آنها تاکید بر ریزشبه‌های مسکونی انجام نشده است. مرجع [۹] ظرفیت بهینه واحدهای فتوولتائیک و باتری‌های مورد استفاده در آنها برای نصب در ریزشبه‌های مسکونی را جهت حداقل‌سازی مجموع هزینه‌های سالیانه محاسبه کرده است. مرجع [۱۰] به مدلسازی یک ریزشبه‌های مسکونی دارای واحدهای بادی و فتوولتائیک پرداخته است. در تحقیقاتی دیگر در این زمینه نقش بالقوه خودروهای الکتریکی EVs و دیگر بارهای انعطاف‌پذیر برای تطابق با سطوح بالاتری از انرژی‌های تجدیدپذیر، بررسی شده است [۱۱-۱۶]. برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت شبکه‌های هوشمند نیز برای دستیابی به کنترل بهینه‌ای از توزیع اقتصادی و مدیریت سمت تقاضا (DSM) در سناریوهای عملیاتی روزانه در تحقیقاتی بررسی شده است [۱۷-۲۴].

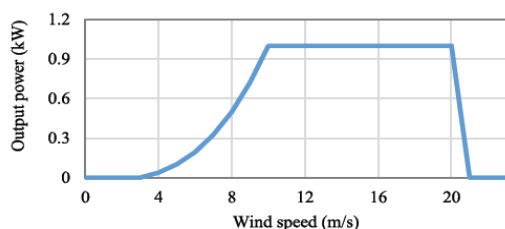
در مرجع [۲۵]، که یکی از جدیدترین تحقیقات در زمینه طراحی بهینه ریزشبه‌های مسکونی می‌باشد، مدلسازی جامعی با لحاظ کردن واحدهای تولید پراکنده تجدیدپذیر، سیستم‌های ذخیره‌ساز انرژی و بارهای قابل کنترل از روش «برنامه‌ریزی خطی آمیخته به عدد صحیح»



شکل (۱): چهارچوب روش مورد استفاده در این تحقیق [۲۵]

Fig. (1): The framework of the method used in this research [25]

مقادیر پارامترهای v_{co} و v_r به ترتیب ۳، ۱۰ و 20 m/s هستند و منحنی قدرت حاصل از آن در شکل ۲ نشان داده شده است [۲۵].



شکل (۲): منحنی توان خروجی معادل یک توربین 1 kW

Fig. (2): Output power curve equivalent to 1 kW turbine

مطابق مرجع [۲۵]، و با تیرانس قابل قبول، N_{WT} به عنوان متغیر پیوسته مورد بررسی قرار خواهد گرفت. توان تولیدی 1kW واحد فتوولتائیک (P_{PV1}) به صورت تابعی از «کل تابش خورشیدی محتمل» (I_G) و دمای محیط (T_a) به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$T_c(t) = T_a(t) + I_G(t) \frac{NOCT - 20}{0.8} \quad (9)$$

$$P_{PV1}(t) = Y_d \frac{I_G(t)}{I_s} \left[1 - \frac{K_p}{100} (T_c(t) - T_{STC}) \right] \quad (10)$$

در رابطه فوق، کل تابش خورشیدی محتمل در هر ساعت $(I_G(t))$ وابسته به «زاویه انحراف» پنل خورشیدی بوده و برای این منظور در این تحقیق از زاویه ۳۰ درجه استفاده می‌شود که در مکان مورد نظر، زاویه بهینه به شمار می‌رود [۲۵].

۲-۲ مدل شارژ و دشارژ باتری

رابطه تعادل انرژی برای باتری به صورت زیر تعریف می‌گردد که در آن انرژی ذخیره شده در باتری در ساعت $t+1$ ، تابعی از انرژی ذخیره شده در ساعت t و میزان شارژ و دشارژ در ساعت t می‌باشد:

$$Q_B(t+1) = Q_B(t) + \eta_r P_{ch}(t) - P_{Dch}(t) \quad (11)$$

مطابق با روابط زیر، انرژی ذخیره شده در باتری در هر ساعت توسط حداقل و حداکثر مجاز SOC محدود می‌گردد:

$$Q_B(t) \leq SOC \cdot N_B - Q_f(t) \quad (12)$$

$$Q_B(t) \geq \underline{SOC} \cdot N_B \quad (13)$$

در این مقاله مشابه مرجع [۲۷] و به عنوان نوآوری، پارامتری با نام ضریب دسترس‌پذیری برای واحدهای بادی (A_w) ، فتوولتائیک (A_{PV}) و شبکه اصلی (A_G) تعریف می‌شود. ضریب دسترس‌پذیری هر یک از واحدها در هر ساعت، با عدد صفر یا توسط فرآیند تولید سناریو و بر اساس نرخ خروج اضطراری (FOR) واحدهای تولیدی ریزشبکه به دست می‌آید. در صورت بروز خطا بخشی از بار مصرفی به صورت «انرژی تامین نشده»^۱ در نظر گرفته خواهد شد و مشابه مراجع [۲۸،۲۷] در رابطه تعادل توان در باس AC به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$P_{WT}^{ac}(t) + \eta_{DC/AC} [P_{PV}^{ac}(t) + P_{Dch}(t)] + P_{PG}^{ac}(t) + (3) \quad (3)$$

$$ENS(t) = P_L(t) + P_{SG}(t)$$

بنابراین بر اساس رابطه زیر، در صورتی که ضریب دسترس‌پذیری هر یک از واحدها در ساعت t برابر صفر باشد، توان تولیدی واحد در آن ساعت برابر صفر خواهد بود:

$$P_{WT}^{ac}(t) + P_{WT}^{ac}(t) \leq N_{WT} \cdot P_{WT1}(t) \cdot A_w(t) \quad (4)$$

$$P_{PV}^{ac}(t) + P_{PV}^{dc}(t) \leq N_{PV} \cdot P_{PV1}(t) \cdot A_{PV}(t) \quad (5)$$

توان خریداری شده از شبکه اصلی یا توان فروخته شده به آن، نباید از ظرفیت پست یا حداکثر مقدار ذکر شده در قرارداد تجاوز کند:

$$P_{PG}^{ac}(t) + P_{PG}^{dc}(t) \leq u(t) \cdot \bar{P}_G \cdot A_G(t) \quad (6)$$

$$P_{SG}(t) \leq (1 - u(t)) \cdot \bar{P}_G \cdot A_G(t) \quad (7)$$

به طور کلی متغیر u که تنها متغیر باینری موجود در روابط ریاضی این مسئله است، خرید و فروش همزمان توان از/به شبکه را محدود می‌کند. بر طبق رابطه زیر، توان تولیدی یک kW واحد بادی در هر ساعت (P_{WT1}) به صورت تابعی از سرعت باد (v) و پارامترهای توربین بادی محاسبه می‌گردد:

$$P_{WT1}(t) = \begin{cases} 0, & \text{if } v(t) < v_{ci} \text{ or } v(t) > v_{co} \\ \frac{v^3(t) - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} & \text{if } v(t) > v_{ci} \text{ and } |v(t) < v_r \\ 1, & \text{if } v(t) > v_r \text{ or } v(t) < v_{co} \end{cases} \quad (8)$$

Table (1): Used electric equipment and their characteristics

جدول (۱): وسایل الکتریکی مورد استفاده و ویژگی‌های آنها

وسيله	توان (kW)	مدت زمان استفاده (h)	تعداد دفعات استفاده	بازه زمانی انتقال (ساعات استفاده)
ماشین لباسشویی	۰/۵	۱	۰/۷	[07:00-24:00]
ماشین خشک‌شوئی	۱	۱	۰/۷	[۰۷:۰۰-۲۴:۰۰]
ماشین ظرف‌شوئی	۰/۹	۱	۱	[۱۸:۰۰-۲۴:۰۰]
خودروهای الکتریکی نوع EV1	۲	۳	۰/۴	[۰۰:۰۰-۰۷:۰۰]
خودروهای الکتریکی نوع EV2	۲	۳	۰/۳	[۱۸:۰۰-۲۴:۰۰]
خودروهای الکتریکی نوع EV3	۲	۳	۰/۳	[۰۰:۰۰-۲۴:۰۰]

در این نحوه مدلسازی، برای کاهش ابعاد مسئله و زمان مورد نیاز برای بهینه‌سازی تمامی بارهای مصرفی قابل کنترل و غیرقابل کنترل مشترکین شبکه تجمیع شده و در مسئله وارد می‌شود.

مجموع بار مصرفی شبکه باید بزرگتر مساوی سمت مجموع بار مصرفی قابل کنترل و غیرقابل کنترل و انرژی تأمین نشده) باشد. این رابطه باید برای هر بازه زمانی D ساعته در طول T ساعت شبانه‌روز صادق باشد:

$$\sum_{t \in H_i} P_L(t) \geq \sum_{m \in A} N_{App}^m P_{App}^m D_{App}^m F_{i,m} + \sum_{t \in H_i} P_{NCL}(t) - \sum_{t \in H_i} ENS(t) \quad (20)$$

در رابطه فوق، $F_{i,m}$ به معنای نسبت حداقل زمان عملکرد تجهیز شماره m در طول بازه زمانی H_i به مدت زمان استفاده از آن تجهیز (D_{App}^m) است و توسط رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$F_{i,m} = 1 - \min \left\{ \frac{K_{i,m}}{D_{App}^m}, 1 \right\} \quad (21)$$

در رابطه فوق، $K_{i,m}$ بیان‌گر حداکثر تعداد ساعات متوالی H_i/H_m مورد نیاز عملکرد پیوسته برای هر یک از تجهیزات m است.

مقدار بار مصرفی در هر یک از ساعات $t \in T$ باید بزرگتر مساوی بار غیرقابل کنترل منهای انرژی تأمین نشده در آن ساعت باشد تا بدین ترتیب از تأمین بار غیرقابل کنترل اطمینان حاصل گردد:

$$P_L(t) \geq P_{NCL}(t) - ENS(t) \quad (22)$$

در هر یک از ساعات، مجموع افت ظرفیت باتری به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Q_f(t+1) = Q_f(t) + Z_B \cdot P_{Dch}(t) \quad (14)$$

Z_B بیان‌گر ضریب استهلاک خطی باتری است. در انتهای دوره زمانی، انرژی ذخیره شده در باتری باید بیش از انرژی اولیه ذخیره شده در باتری باشد:

$$Q_B(t) \geq SOC_0 \cdot N_B \quad (15)$$

همچنین مطابق با روابط زیر، توان شارژ و دشارژ باتری در هر یک از ساعات به مقادیر حداکثر آن که ناشی از ویژگی‌های فنی باتری است، محدود می‌گردد [۲۵]:

$$P_{ch}(t) \leq N_B \cdot P_B \quad (16)$$

$$P_{Dch}(t) \leq N_B \cdot \overline{P_B} \quad (17)$$

۳-۲ مدل معکوس‌کننده

بر اساس رابطه زیر، ظرفیت نامی معکوس‌کننده دوطرفه باید بزرگتر از توان الکتریکی عبوری از آن در هر دو جهت (AC به DC و بالعکس) باشد:

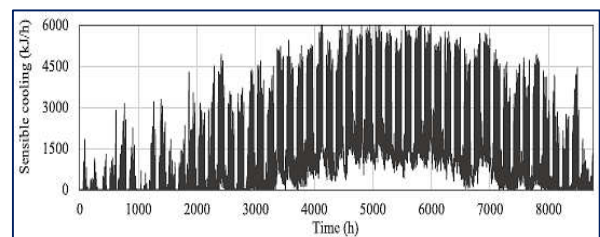
$$\eta_{DC/AC} [P_{Dch}(t) + P_{PV}^{ac}(t)] \leq N_{Inv} \quad (18)$$

$$\eta_{AC/DC} [P_{WT}^{dc}(t) + P_{PG}^{dc}(t)] \leq N_{Inv} \quad (19)$$

۴-۲ مدل بار مصرفی

در این تحقیق بر اساس روش ارائه شده در مقاله مرجع، بار مصرفی در سه بخش به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

الف) بار حرارتی: برای پیش‌بینی بار حرارتی سالیانه مورد نیاز برای یک خانه معمولی ژاپنی یک طبقه با متراژ 100 m^2 در شهر اکیناوا، از نرم‌افزار TRNSYS استفاده می‌شود. مطابق شکل ۳ با ضرب ارتفاع این نمودار در تعداد خانه‌ها پروفیل بار حرارتی مصرفی مجموعه خانه‌های ریزشبکه به دست آید.



شکل (۳): پروفیل سالیانه بار حرارتی برای یک خانه با متراژ 100 m^2 در اکیناوا ژاپن [۲۵]

Fig. (3): Annual thermal load profile for a 100 m^2 house in Okinawa, Japan [25]

ب) تجهیزات غیرقابل کنترل: در هر یک از خانه‌ها، تجهیزات الکتریکی غیرقابل کنترلی همچون تجهیزات پخت و پز، سشوار، جاروبرقی، روشنایی، کامپیوتر و غیره وجود دارد که با P_{NCL} نمایش داده می‌شود. ج) بارهای قابل کنترل:

در جدول (۱) سه الگوی متفاوت بازه زمانی شارژ خودروها در نظر گرفته شده است.

متغیرهای مربوط به توان‌های تولیدی واحدهای بادی، فتوولتائیک و باتری، تبادل توان با شبکه و انرژی تامین نشده، وابسته به سناریو و عدم قطعیت‌های آن بوده و مقدار آنها در رابطه (۲۶)، مقادیر میانگین در سناریوهای مختلف می‌باشد.

در رابطه بالا، ترم $Q_f (| T |) B_{Rep}$ بیان‌گر زیان کاهش ارزش باتری به دلیل افت ظرفیت می‌باشد و به صورت حاصل ضرب تلفات ظرفیت باتری در انتهای دوره زمانی بهینه‌سازی در هزینه جایگزینی محاسبه می‌شود. واحدهای فتوولتائیک و بادی نیازمند هزینه جایگزینی نمی‌باشند، در حالی که در طول عمر مفید پروژه، معکوس‌کننده‌ها نیاز به یک مرتبه جایگزینی دارند. قیمت خرید و فروش برق باید بر اساس قوانین محلی برق و تعرفه‌های موجود در محلی که شبکه نصب می‌شود، در نظر گرفته شود. مشاهده می‌شود که بر اساس روش ارائه شده در مرجع [۲۷] و به عنوان نوآوری، هزینه انرژی تامین نشده (هزینه قطعی برق) به صورت حاصل ضرب «ارزش بار از دست رفته» در انرژی تأمین نشده (ENS) در تابع هدف مسئله گنجانده شده است. ارزش بار از دست رفته بیان‌گر میزان خسارتی است که بهره‌بردار ریزش‌بکه باید به مشترکین خود به دلیل وقوع خاموشی پرداخت کند.

دقت شود که در رابطه (۲۶)، بر اساس تأکیدی که در مرجع [۲۵] صورت گرفته است، تمامی هزینه‌ها باید به صورت هزینه‌های سالانه، یعنی به صورت ارزش سالانه (Annual value) در نظر گرفته شوند. با توجه به اینکه مشابه مرجع [۲۵]، انجام شبیه‌سازی در ریزش‌بکه برای یک روز نمونه انجام می‌گیرد، مقادیر توان‌های خریداری شده از شبکه اصلی و توان‌های فروخته شده به آن و نیز هزینه انرژی تأمین نشده، همگی متعلق به یک روز می‌باشند. بنابراین برای تبدیل آنها به هزینه‌های سالانه، در تعداد روزهای سال (N_{day}) ضرب شده تا هزینه‌های سالانه بهره‌برداری ریزش‌بکه به دست آید. مقادیر هزینه‌های خرید، نگهداری و جایگزینی تجهیزات در مرجع [۲۵] به صورت مقادیر ارزش حال (Present value) ارائه شده است. این در حالی است که در [۲۵] تأکید بر این بوده که تمام هزینه‌ها باید بر حسب هزینه سالانه باشند تا بدین ترتیب، تابع هدف مسئله نیز به صورت هزینه سالانه شبکه در نظر گرفته شود و امکان مقایسه آنها با هزینه‌های بهره‌برداری که به صورت سالانه می‌باشند، وجود داشته باشد. بنابراین مطابق مرجع [۳۰]، ضریب ضریب تبدیل ارزش حال به ارزش سالانه (P2A) در هزینه‌های سطر نخست رابطه (۲۶)، ضرب شده است. مقدار ضریب تبدیل ارزش حال به ارزش سالانه توسط رابطه زیر به دست می‌آید [۳۰]:

$$P2A = \frac{I_{int}(1 + I_{int})^{EL}}{(1 + I_{int})^{EL} - 1} \quad (27)$$

۲-۶ مدل‌سازی تصادفی

در این تحقیق مشابه مقاله مرجع [۲۵]، از روش تولید سناریو برای تولید اطلاعات تابش خورشید و سرعت باد با در نظر گرفتن عدم قطعیت آنها استفاده می‌شود. همانطور که در رابطه (۲۶) نمایش داده شد، مقدار متوسط توان‌های تولیدی و مصرفی و انرژی تأمین نشده در سناریوهای مختلف، در تابع هدف مسئله بهینه‌سازی در نظر گرفته خواهند شد. برای به دست آوردن یک برازش مناسب برای تابش خورشید و سرعت

توسط رابطه زیر اطمینان حاصل می‌شود که برای هر بازه زمانی D ساعت در یک شبانه‌روز، مجموع بار مصرفی برابر با مجموع بار قابل کنترل و غیرقابل کنترل منهای انرژی تأمین نشده در آن بازه زمانی می‌باشد:

$$\sum_{t=1}^D P_L(t) = \sum_{m \in A} N_{App}^m P_{App}^m + \sum_{t=1}^D P_{NCL}(t) - \sum_{t=1}^D ENS(t) \quad (23)$$

برخی از انواع تجهیزات برای انجام عملکرد خود، نیازمند اتصال به شبکه در چند ساعت می‌باشند. بنابراین با هدف جلوگیری از پاسخ‌هایی که تمامی انرژی مورد نیاز یک تجهیز را در یک ساعت انباشته کنند، از رابطه زیر استفاده می‌شود تا پاسخ‌هایی صحیح برای مسئله به دست آید:

$$P_L(t) \leq \sum_{m \in A} N_{App}^m P_{App}^m Z_{t,m} + P_{NCL}(t) - ENS(t) \quad (24)$$

ضریب $Z_{t,m}$ باینری در رابطه فوق، بر اساس بازه زمانی انتقال (ساعات استفاده) از هر تجهیز به دست می‌آید. $Z_{t,m}$ توسط معادله زیر به دست می‌آید:

$$Z_{t,m} = \begin{cases} 1 & \text{if } t \in H_m \\ 0 & \text{if } t \notin H_m \end{cases} \quad (25)$$

۲-۵ تابع هدف مسئله

تابع هدف مسئله بهینه‌سازی، «هزینه سالانه شبکه» (ACS) را حداقل‌سازی می‌کند. هزینه سالانه شبکه شامل «هزینه خرید»، «بهره‌برداری و نگهداری» (O&M) و جایگزینی تجهیزات به همراه هزینه خرید توان از شبکه اصلی و هزینه قطعی برق (هزینه انرژی تأمین نشده) می‌باشد و سود حاصل از فروش توان به شبکه نیز به علامت منفی در آن لحاظ شده است. در نظر گرفتن هزینه قطعی برق توسط شاخص انرژی تأمین نشده در تابع هدف مسئله بهینه‌سازی، نوآوری این تحقیق نسبت به مرجع [۱] می‌باشد. بنابراین تابع هدف مسئله طراحی بهینه ریزش‌بکه مسکونی به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$ACS = P2A \times \left[N_{PV}(PV_{Aq} + PV_{O\&M}) + N_{WT}(WT_{Aq} + WT_{O\&M}) + N_{Inv}(Inv_{Aq} + Inv_{O\&M} + Inv_{Rep}) + N_B(B_{Aq} + B_{O\&M}) + Q_f(|T|)B_{Rep} + N_{day} \sum_{t \in T} [C_p(t)(P_{PG}^{ac}(t) + P_{PG}^{dc}(t)) - C_s(t)P_{SG}(t) + VOLLENS(t)] \right] \quad (26)$$

تابع هدف ارائه شده در رابطه (۲۶)، بهینه‌سازی تصادفی را با در نظر گرفتن سناریوهای مختلف انجام می‌دهد. در این تحقیق، از روش تولید سناریو که روشی شناخته شده در مدل‌سازی رفتار تصادفی است، برای تولید اطلاعات آب و هوایی و بار مصرفی استفاده می‌شود. در نهایت مشابه مرجع [۲۹]، از مقادیر توان‌های تولیدی و مصرفی به دست آمده برای هر سناریو، متوسط گرفته شده و مقادیر نهایی با توجه به تمام سناریوها محاسبه می‌شوند. دقت شود که در این روش، متغیرهای مربوط به ظرفیت واحدهای بادی، فتوولتائیک، باتری و معکوس‌کننده، مستقل از سناریوها بوده و هر یک تنها دارای یک مقدار می‌باشند. در حالی که

Table (2): Information used in the simulation

جدول (۲): اطلاعات مورد استفاده در شبیه‌سازی

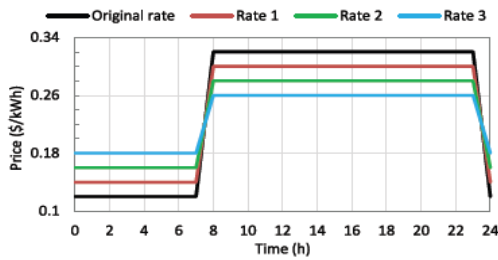
ساعت	مجموع بار غیرقابل کنترل ریزشکه (kW)	متوسط بار غیرقابل کنترل هر یک از مشترکین (kW)	دمای متوسط هوا (°C)	سرعت متوسط باد (m/s)	تابش متوسط خورشید (kWh/m ²)
۱	۱۱۷/۲۳	۰/۴۴۰۷	۲۲/۹۵	۶/۲۸	۰/۰۰
۲	۹۹/۱۲	۰/۳۷۲۶	۲۲/۷۱	۶/۰۳	۰/۰۰
۳	۹۰/۵۴	۰/۳۴۰۴	۲۲/۷۳	۵/۵۷	۰/۰۰
۴	۸۷/۶۸	۰/۳۲۹۶	۲۲/۵۸	۵/۱۲	۰/۰۰
۵	۱۰۲/۹۳	۰/۳۸۷۰	۲۲/۵۹	۵/۰۳	۰/۰۰
۶	۱۱۹/۱۳	۰/۴۴۷۹	۲۲/۶۷	۴/۸۵	۰/۰۰
۷	۱۲۴/۸۵	۰/۴۶۹۴	۲۲/۷۶	۴/۲۲	۰/۰۰
۸	۱۳۴/۳۸	۰/۵۰۵۲	۲۲/۷۰	۳/۸۴	۲/۶۵
۹	۱۵۸/۲۱	۰/۵۹۴۸	۲۲/۷۶	۴/۰۷	۶/۶۴
۱۰	۱۹۶/۳۳	۰/۷۳۸۱	۲۲/۸۱	۴/۱۱	۷/۲۵
۱۱	۲۰۲/۰۵	۰/۷۵۹۶	۲۲/۷۷	۴/۱۱	۱۲/۱۶
۱۲	۲۰۸/۷۲	۰/۷۸۴۷	۲۲/۸۲	۴/۰۵	۱۵/۲۱
۱۳	۲۲۰/۱۶	۰/۸۲۷۷	۲۲/۸۶	۴/۰۵	۱۶/۳۶
۱۴	۲۰۹/۶۷	۰/۷۸۸۲	۲۲/۸۷	۳/۸۷	۱۵/۳۵
۱۵	۲۱۴/۴۴	۰/۸۰۶۲	۲۲/۹۱	۳/۷۵	۱۱/۰۸
۱۶	۲۱۹/۲۰	۰/۸۲۴۱	۲۳/۰۶	۳/۹۶	۷/۹۶
۱۷	۲۲۲/۰۶	۰/۸۳۴۸	۲۳/۱۱	۳/۶۲	۳/۱۲
۱۸	۲۲۶/۸۳	۰/۸۵۲۷	۲۳/۱۳	۳/۲۰	۱/۵۸
۱۹	۲۴۷/۸۰	۰/۹۳۱۶	۲۲/۹۹	۳/۵۱	۰/۰۰
۲۰	۲۱۴/۴۴	۰/۸۰۶۲	۲۲/۹۰	۴/۲۵	۰/۰۰
۲۱	۱۶۲/۹۷	۰/۶۱۲۷	۲۲/۷۴	۴/۴۷	۰/۰۰
۲۲	۱۴۹/۶۳	۰/۵۶۲۵	۲۲/۸۶	۴/۸۳	۰/۰۰
۲۳	۱۴۳/۹۱	۰/۵۴۱۰	۲۲/۹۲	۵/۶۸	۰/۰۰
۲۴	۱۲۷/۷۱	۰/۴۸۰۱	۲۲/۸۵	۶/۲۱	۰/۰۰

دمای متوسط هوا برای هر یک از ساعات سال در شکل شماره (۵) مرجع [۲۵] ارائه شده است. پس از استخراج اطلاعات ارائه شده در این شکل توسط نرم‌افزار تحت وب WebPlotDigitizer، دمای هوای متوسط هر یک از ساعات شبانه‌روز با متوسط‌گیری از مقادیر آن ساعت در طول سال به دست آمده است. در مرجع [۲۵] نمودار سرعت باد و تابش خورشید در طول ساعات شبانه‌روز ارائه نشده و مرجعی نیز برای آن ذکر نشده است. در نتیجه برای اطلاعات سرعت باد از مرجع [۳۱] استفاده شده و با ضرب یک ضریب اصلاح، سرعت باد در طول شبانه‌روز به صورتی محاسبه شده که متوسط آن مشابه مرجع [۲۵] برابر با ۴/۵۳ m/s باشد. برای اطلاعات تابش خورشید نیز از مرجع [۳۲] استفاده شده و با ضرب یک ضریب اصلاح، تابش خورشید در طول شبانه‌روز به صورتی محاسبه شده که متوسط آن مشابه مرجع [۲۵] برابر با ۴/۱۴ W/kWh باشد. اطلاعات بارهای قابل کنترل در جدول ۱ نمایش داده شده است. در حالی که درصد پاسخ‌گویی بار ۰٪ است، هیچ‌گونه بار کنترل‌پذیری مورد استفاده قرار نمی‌گیرد. در این حالت، تعداد مشترکین برابر ۲۶۶ بوده و متوسط بار مصرفی هر مشترک و مجموع بار ریزشکه در هر ساعت در جدول ۲ ارائه شده است. در حالی که درصد پاسخ‌گویی بار ۱۵٪ است، تنها از سه تجهیز کنترل‌پذیر نخست (ماشین لباس‌شویی، خشک‌شویی و ظرف‌شویی) استفاده می‌شود. با در نظر گرفتن ۲۶۶ مشترک برای این

باد در هر یک از ۲۴ ساعت روز نمونه، مقادیر تابش خورشید و سرعت باد توسط توابع توزیع احتمال مناسب تقریب زده می‌شوند و برای این منظور، از تابع توزیع نرمال برای مدلسازی تابش خورشید و از تابع توزیع ویبول برای مدلسازی سرعت باد استفاده می‌شود. همچنین به دلیل تغییر در عادات مردم یا کمبود اطلاعات، خطای زیادی در پیش‌بینی بار الکتریکی مصرفی وجود دارد. به طور نمونه ابعاد فضای مورد استفاده خانه توسط هر خانواده برای سرمایش/گرمایش ممکن است با سایر خانواده‌ها متفاوت باشد و همین موضوع موجب انحراف از مقدار m^2 ۵۰ می‌شود که به عنوان مقدار فضای مؤثر سرمایش/گرمایش در نظر گرفته شد. در نتیجه برای در نظر گرفتن چنین عدم قطعیت‌هایی، بار غیرقابل کنترل انتظاری تحت توزیع نرمال فرض می‌شود که مقدار میانگین آن برابر با بار انتظاری در هر ساعت بوده و «انحراف معیار» (SD) مشابه مرجع [۲۵] برابر با ۵٪ مقدار میانگین در نظر گرفته می‌شود. همچنین احتمال خروج از مدار واحدها و خط ارتباطی بین ریزشکه با شبکه اصلی، مطابق مراجع [۲۷ و ۲۸] توسط تابع توزیع یکنواخت در نظر گرفته می‌شود. برای تولید سناریوها، مشابه مراجعی چون [۲۶ و ۲۷] از روش مونت‌کارلو استفاده می‌شود. برای این منظور، توسط ابزارهای موجود در نرم‌افزار MATLAB و بر اساس توابع توزیع احتمال یکنواخت، نرمال یا ویبول، اعداد تصادفی تولید می‌شود. توسط این اعداد تصادفی، سناریوهای زیادی ایجاد می‌شود. سپس مشابه با روش مرجع [۲۹] مسئله بهینه‌سازی با در نظر گرفتن تمامی سناریوها به صورت یک مسئله بهینه‌سازی تصادفی حل می‌شود.

۳. مطالعه‌ی موردی

در این مقاله مشابه با مقاله مرجع تحقیق [۲۵]، شبیه‌سازی روش پیشنهادی بر روی یک ریزشکه مسکونی در شهر اکیناوا ژاپن انجام می‌شود. برای شبیه‌سازی روش پیشنهادی، از روش بهینه‌سازی کلونی مورچگان (ACO) استفاده می‌گردد. مجموع بار مصرفی این ریزشکه در طول شبانه‌روز برابر با ۴۰۰۰ kWh می‌باشد. تعداد مشترکین موجود در این ریزشکه ۲۶۶ مشترک بوده و در نتیجه مجموع بار مصرفی هر یک از مشترکین در طول شبانه‌روز حدود ۱۵ kWh است. مشابه با [۲۵]، پاسخ‌گویی بار در چهار حالت بررسی می‌گردد که در آنها درصد بارهای قابل کنترل به کل بار مصرفی، به ترتیب ۰٪، ۱۵٪، ۳۰٪ و ۴۵٪ می‌باشد. در جدول (۲) اطلاعات مجموع بار مصرفی غیرقابل کنترل، بار مصرفی غیرقابل کنترل متوسط هر یک از مشترکین، دمای متوسط هوا، سرعت متوسط باد و تابش متوسط خورشید در هر یک از ۲۴ ساعت شبانه‌روز ارائه شده است. بار غیر قابل کنترل از شکل شماره (۹) مرجع [۲۵]، که برای حالت پاسخ‌گویی بار ۱۵٪ ارائه شده، به دست آمده است، با ضرب یک ضریب اصلاح‌کننده، مقادیر به صورتی به دست آمده که در نهایت مجموع بار مصرفی ریزشکه در طول شبانه‌روز برابر با ۴۰۰۰ kWh باشد.



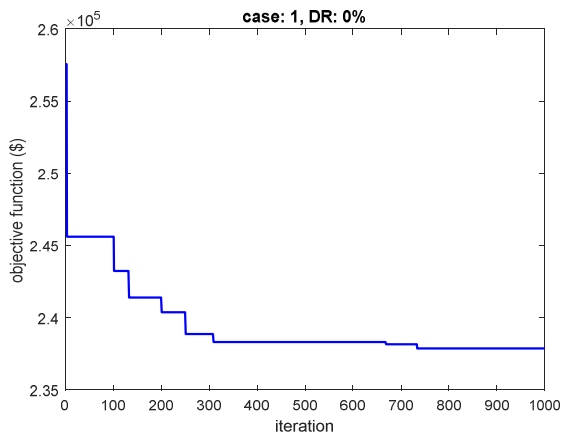
شکل (۴): نرخ خرید انرژی الکتریکی از شبکه اصلی

Fig. (4): The purchase price of electrical energy from the main grid

در جداول (۴) و (۵) داده‌های اقتصادی و فنی و سایر پارامترهایی که در طول بهینه‌سازی مطالعه‌ی موردی مدنظر قرار گرفتند، گزارش شده است. اطلاعات مورد نیاز برای واحدهای فتوولتائیک در مرجع [۲۵] داده نشده است. برای این منظور از اطلاعات ارائه شده در مرجع [۳۳] استفاده گردیده و در جدول ۵ آمده است. استفاده از ضرایب دسترس‌پذیری برای واحدهای بادی و فتوولتائیک و خط ارتباطی با شبکه اصلی و در نتیجه در نظر گرفتن هزینه قطعی برق در مدلسازی مسئله طراحی بهینه ریزشبکه مسکونی، یکی از اهداف این تحقیق بوده و اطلاعات مورد نیاز در این زمینه از مراجع [۲۸] گرفته شده و در جدول ۵ آمده است.

برای ارزیابی دقیق روش مورد استفاده، شبیه‌سازی بر روی شبکه نمونه در ۳ سناریو انجام می‌گیرد. در هر یک از این سه سناریو، شبیه‌سازی برای چهار درصد مختلف پاسخ‌گویی بار انجام می‌گیرد که شامل پاسخ‌گویی بار ۰٪، ۱۵٪، ۳۰٪ و ۴۵٪ می‌باشد.

سناریوی ۱: در این سناریو خروج از مدار واحدها و خط ارتباطی با شبکه اصلی در نظر گرفته نمی‌شود. در نتیجه انرژی تأمین نشده (ENS) در این حالت برابر صفر خواهد بود. در شکل ۵ روند همگرایی تابع هدف در شبیه‌سازی سناریوی ۱ برای پاسخ‌گویی بار ۰٪ توسط روش ACO نمایش داده شده است. همانطور که در این شکل مشاهده می‌شود، روش ACO موفق شده است با حدود ۷۰۰ تکرار، به پاسخ بهینه همگرا شود. همچنین مشاهده می‌شود که مقدار تابع هدف از حدود ۲۶۰۰۰۰ دلار آغاز شده و پس از چندین مرتبه کاهش، در نهایت به مقدار ۲۳۷۸۷۲ دلار رسیده است.



شکل (۵): روند همگرایی تابع هدف در سناریوی ۱ برای پاسخ‌گویی بار ۰٪
Fig. (5): Convergence trend of the target function in scenario 1 for load response 0%

حالت، بر اساس بار مصرفی کنترل‌پذیر هر مشترک در مجموع بار کنترل-پذیر برابر با حدود ۵۱۹kWh خواهد بود. منحنی بار غیرقابل کنترل باید در یک ضریب ضرب شود تا مقدار مجموع بارهای مصرفی در نهایت برابر با حالت پیشین (۴۰۰kWh) شود. دلیل این موضوع این است که برای اینکه امکان مقایسه نتایج حالات مختلف با هم وجود داشته باشد، باید مجموع بار مصرفی در حالات مختلف برابر باشد. این نکته در درصدهای پاسخ‌گویی بار ۳۰٪ و ۴۰٪ نیز رعایت می‌شود. در حالتی که درصد پاسخ‌گویی بار ۳۰٪ است، علاوه بر استفاده از سه تجهیز کنترل‌پذیر نخست (ماشین لباس‌شویی، خشک‌شویی و ظرف‌شویی)، به طور متوسط ۶۰٪ مشترکین از خودرو الکتریکی استفاده خواهند کرد. برای رعایت شرط برابری بار مصرفی در حالات مختلف، تعداد مشترکین در این حالت برابر ۲۱۵ در نظر گرفته می‌شود. در حالتی که درصد پاسخ‌گویی بار ۴۵٪ است، تمامی مشترکین از هر شش نوع تجهیز قابل کنترل به طور کامل استفاده خواهند کرد. با در نظر گرفتن ۱۹۰ مشترک برای این حالت، مجموع بار کنترل‌پذیر محاسبه شده و در جدول ۳ آمده است.

Table (3): The total uncontrollable load of microgrid for different load response rates

جدول (۳): مجموع بار غیرقابل کنترل ریزشبکه برای درصدهای مختلف

پاسخ‌گویی بار

ساعت	پاسخ‌گویی بار ۰٪	پاسخ‌گویی بار ۱۵٪ (kw)	پاسخ‌گویی بار ۳۰٪ (kw)	پاسخ‌گویی بار ۴۵٪ (kw)
۱	۱۱۷/۲۳	۱۰۲/۰۳	۸۲/۲۶	۷۲/۹۶
۲	۹۹/۱۲	۸۶/۲۷	۶۹/۵۵	۶۱/۶۹
۳	۹۰/۵۴	۷۸/۸۰	۶۳/۵۳	۵۶/۳۵
۴	۸۷/۶۸	۷۶/۳۱	۶۱/۵۳	۵۴/۵۷
۵	۱۰۲/۹۳	۸۹/۵۸	۷۲/۲۳	۶۴/۰۶
۶	۱۱۹/۱۳	۱۰۳/۶۸	۸۳/۵۹	۷۴/۱۵
۷	۱۲۴/۸۵	۱۰۸/۶۶	۸۷/۶۱	۷۷/۷۰
۸	۱۳۴/۳۸	۱۱۶/۹۶	۹۴/۲۹	۸۳/۶۴
۹	۱۵۸/۲۱	۱۳۷/۶۹	۱۱۱/۰۱	۹۸/۴۶
۱۰	۱۹۶/۳۳	۱۷۰/۸۷	۱۳۷/۷۶	۱۲۲/۱۹
۱۱	۲۰۲/۰۵	۱۷۵/۸۵	۱۴۱/۷۸	۱۲۵/۷۵
۱۲	۲۰۸/۷۲	۱۸۱/۶۵	۱۴۶/۴۶	۱۲۹/۹۰
۱۳	۲۲۰/۱۶	۱۹۱/۶۱	۱۵۴/۴۸	۱۳۷/۰۲
۱۴	۲۰۹/۶۷	۱۸۲/۴۸	۱۴۷/۱۳	۱۳۰/۵۰
۱۵	۲۱۴/۴۴	۱۸۶/۶۳	۱۵۰/۴۷	۱۳۳/۴۶
۱۶	۲۱۹/۲۰	۱۹۰/۷۸	۱۵۳/۸۱	۱۳۶/۴۳
۱۷	۲۲۲/۰۶	۱۹۳/۲۷	۱۵۵/۸۲	۱۳۸/۲۱
۱۸	۲۲۶/۸۳	۱۹۷/۴۱	۱۵۹/۱۶	۱۴۱/۱۷
۱۹	۲۴۷/۸۰	۲۱۵/۶۶	۱۷۳/۸۸	۱۵۴/۲۲
۲۰	۲۱۴/۴۴	۱۸۶/۶۳	۱۵۰/۴۷	۱۳۳/۴۶
۲۱	۱۶۲/۹۷	۱۴۱/۸۴	۱۱۴/۳۶	۱۰۱/۴۳
۲۲	۱۴۹/۶۳	۱۳۰/۲۳	۱۰۴/۹۹	۹۳/۱۳
۲۳	۱۴۳/۹۱	۱۲۵/۲۵	۱۰۰/۹۸	۸۹/۵۷
۲۴	۱۲۷/۷۱	۱۱۱/۱۵	۸۹/۶۱	۷۹/۴۸

اطلاعات نرخ خرید انرژی الکتریکی از شبکه اصلی مشابه مرجع [۲۵] در شکل (۴) ارائه شده است. برای ساعت ۷ تا ۲۳ نرخ خرید ۳۲ \$/kWh و برای دیگر ساعات ۰/۱۲ \$/kWh می‌باشد. مطابق مرجع [۲۵]، قیمت فروش به شبکه اصلی در تمامی ساعات معادل با ۸۰٪ قیمت خرید از شبکه است.

Table (4): Economic data of system components

جدول (۴): داده‌های اقتصادی اجزای سیستم

هزینه‌های خرید اولیه				هزینه‌های جایگزینی		هزینه تعمیر و نگهداری
PV (\$/kw)	WT (\$/kw)	Battery (\$/kwh)	Inverter (\$/kw)	Battery (\$/kwh)	Inverter (\$/kw)	هزینه خرید اولیه ۲٪
۳۰۰۰	۲۵۰۰	۱۹۵	۵۰۰	۱۹۵	۵۰۰	

Table (5): Technical data and constant values

جدول (۵): داده‌های فنی و مقادیر ثابت

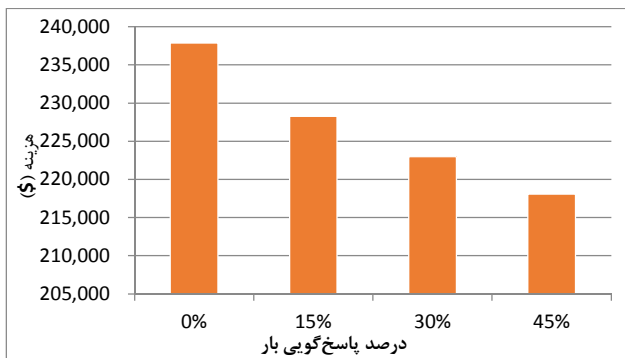
نرخ بهره/تنزیل (%)	نرخ تورم (%)	طول عمر مفید پروژه (سال)	$\overline{P_B}$ (kw)	SOC	\overline{SOC}	SOC ₀	Z _B	$\eta_{DC/AC}$
۳/۷۵	۱/۵	۲۵	۰/۵	۰/۲	۰/۹۵	۰/۵	۳/۱۰ ^{-۴}	۰/۹۳
نرخ خروج اضطراری واحدهای تولیدی (%)	نرخ خروج شبکه (%)	VOLL \$/kWh	Y _d	K _p (%/°C)	T _{STC} (°C)	NOCT (°C)	$\eta_{AC/DC}$	η_r
۵ ^[۲۸]	۲ ^[۲۸]	۵ ^[۲۸]	۱ ^[۳۳]	۰/۰۴۳ ^[۳۳]	۲۵ ^[۳۳]	۴۵/۵ ^[۳۳]	۰/۹۳	۰/۸۶

Table (6): Equipment installed in residential microgrid in scenario 1

جدول (۶): تجهیزات نصب شده در ریزشبکه مسکونی در سناریوی ۱

ظرفیت معکوس کننده (kW)	ظرفیت باتری (kWh)	ظرفیت واحد فتوولتائیک (kW)	ظرفیت واحد بادی (kW)	درصد پاسخ‌گویی بار
۲۲۲/۰۸۲۴	۲۱۳۴/۵۴۹۲	۳۰۴/۶۶۱۹	۵۳/۴۵۷۲	٪۰
۱۸۴/۷۵۷۳	۱۷۸۶/۶۱۷۳	۲۸۸/۸۹۳۴	۵۵/۱۴۷۹	٪۱۵
۱۷۷/۴۸۹۴	۱۶۹۱/۶۳۷۰	۲۶۹/۸۶۰۵	۹۲/۱۰۵۴	٪۳۰
۱۹۶/۱۶۸۶	۱۴۸۲/۷۶۵۱	۲۷۲/۳۴۴۷	۷۶/۲۱۷۲	٪۴۵

افزایش درصد پاسخ‌گویی بار همواره موجب کاهش در هزینه‌های ریزشبکه شده است. هنگامی که از پاسخ‌گویی بار استفاده نشده است، مجموع هزینه ریزشبکه برابر با ۲۳۷۸۷۲ دلار بوده است. استفاده از پاسخ‌گویی بار ۱۵٪ موجب کاهش هزینه به میزان ۴/۰۵٪ شده و هزینه شبکه در این حالت برابر با ۲۲۸۲۴۶ دلار بوده است. همچنین مشاهده می‌شود که افزایش درصد پاسخ‌گویی بار به ۳۰٪ و ۴۵٪ به ترتیب موجب ۶/۲۷٪ و ۸/۳۳٪ کاهش در هزینه نسبت به حالت بدون پاسخ‌گویی بار شده است.



شکل (۶): تاثیر پاسخ‌گویی بار بر تابع هدف مسئله در سناریو ۱

Fig. (6): Effect of load response on objective function of the problem in state 1

با وجود پیچیدگی‌های فراوان مسئله بهینه‌سازی این تحقیق، روش بهینه‌سازی ACO در تمامی موارد موفق شده است با بهبود پاسخ‌ها در تکرارهای مختلف، مقدار تابع هدف را چندین مرتبه کاهش داده و در نهایت تا پیش از پایان تکرارهای برنامه، به مقدار بهینه همگرا شود. زمان حل مسئله بهینه‌سازی توسط روش ACO برای ۱۰۰۰ تکرار با در نظر گرفتن ۲۰۰ ذره و ۲۰ سناریو عدم قطعیت، در حدود ۴۰ دقیقه می‌باشد که با توجه به تعداد زیاد ذرات، سناریوها و تکرارها، سرعت قابل قبولی دارد. در جدول (۶) تجهیزات نصب شده در ریزشبکه مسکونی در شبیه‌سازی سناریوی ۱ برای درصدهای مختلف پاسخ‌گویی بار نمایش داده شده است. همانطور که در این جدول مشاهده می‌شود، با افزایش درصد پاسخ‌گویی بار، ظرفیت نصب شده باتری در ریزشبکه به تدریج کاهش یافته است. دلیل این موضوع این است که کاربرد اصلی باتری در ریزشبکه، افزایش انعطاف در بهره‌برداری از طریق انتقال بار مصرفی در طی ساعات مختلف می‌باشد. بنابراین در هنگام افزایش استفاده از پاسخ‌گویی بار، به دلیل اینکه توانایی انتقال بارهای مصرفی در ساعات مختلف افزایش می‌یابد، نیاز کمتری به باتری احساس شده و در نتیجه میزان نصب باتری کاهش یافته است. همچنین مشاهده می‌شود که با افزایش درصد پاسخ‌گویی بار، از ظرفیت واحدهای فتوولتائیک کاسته شده و به ظرفیت واحدهای بادی افزوده شده است. افزایش پاسخ‌گویی بار که موجب افزایش انتقال بار مصرفی به ساعات کم‌باری می‌شود، موجب افزایش تمایل به استفاده از واحدهای بادی و کاهش تمایل به استفاده از واحدهای فتوولتائیک شده است. مقادیر تابع هدف مسئله طراحی بهینه ریزشبکه که به معنای مجموع هزینه سالیانه ریزشبکه مسکونی می‌باشد، برای درصدهای مختلف پاسخ‌گویی بار در شکل (۶) رسم شده است.

توان‌های شارژ و دشارژ باتری نیز مشاهده می‌شود، در ساعات ۱ تا ۷ که قیمت انرژی الکتریکی پایین بوده و بار ریزشکبه نیز کم می‌باشد، مقدار زیادی توان از شبکه اصلی خریداری شده و صرف شارژ باتری شده است. از سوی دیگر در ساعات ۸ تا ۲۳ که قیمت انرژی الکتریکی بالا است، از دشارژ باتری برای تامین بخشی از بار مصرفی استفاده شده تا بدین ترتیب، از هزینه‌های ریزشکبه کاسته شود. همچنین مشاهده می‌شود در ساعت ۲۴ که قیمت انرژی الکتریکی پایین بوده و توان تولیدی واحد فتوولتائیک برابر صفر است، توان قابل توجهی از شبکه اصلی برای تامین بار مصرفی خریداری شده است. در مجموع بررسی نحوه توزیع توان در ریزشکبه در این حالت نشان‌گر توزیع بهینه توان در ساعات مختلف با هدف کاستن از هزینه‌های ریزشکبه می‌باشد. دقت شود که ریزشکبه در ساعات ۱۲ تا ۱۴ به شبکه اصلی فروخته است که به دلیل کوچک بودن مقادیر برای نمایش در شکل (۷) با ضرب ۱۰ آورده شده‌اند.

نحوه توزیع توان در ریزشکبه را برای حالت بدون پاسخ‌گویی بار (پاسخ‌گویی بار ۰٪) در شکل (۷) نمایش داده شده است. همانطور که در این شکل مشاهده می‌شود، مقادیر توان تولید شده توسط واحد فتوولتائیک بسیار بیشتر از واحد بادی است. دلیل این موضوع نیز زیادتر بودن ظرفیت نصب شده فتوولتائیک نسبت به واحد بادی است، زیرا ظرفیت واحد بادی در این حالت برابر با ۵۳kW و واحد فتوولتائیک برابر با ۳۰۴kW است. همچنین مشاهده می‌شود که توان تولید واحد بادی اغلب در ساعات ابتدا و انتهای روز بوده که جزء ساعات کم‌باری محسوب می‌شوند، اما توان تولیدی واحد فتوولتائیک در ساعات میانی روز که ساعات پرباری می‌باشد، رخ داده است. همچنین دقت شود که قیمت انرژی الکتریکی در ساعات میانی روز بیشتر بوده و همین موجب افزایش مطلوبیت واحدهای فتوولتائیک نسبت به واحدهای بادی شده است. برای



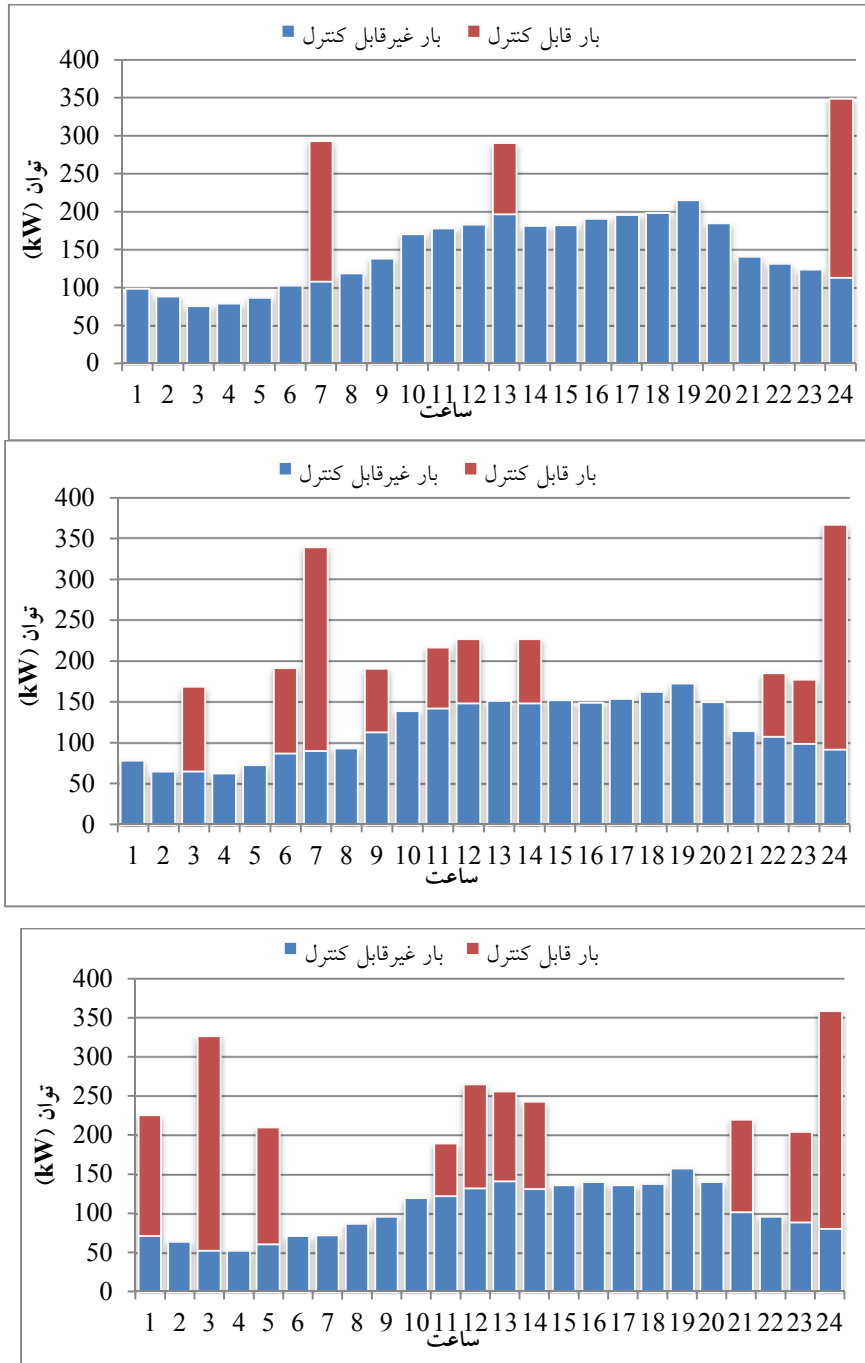
شکل (۷): نمودار توزیع توان در ریزشکبه در سناریو ۱ برای پاسخ‌گویی بار ۰٪
 Fig. (7). Power distribution chart in microgrid in state 1 for response 0% load

حداکثر مقدار است و در نتیجه توان اضافی در شبکه وجود دارد. در پاسخ‌گویی بار ۳۰٪، بخش قابل توجهی از بار قابل کنترل به ساعات ۳، ۶، ۷ و ۲۴ که دارای کمترین بار و قیمت انرژی الکتریکی هستند، منتقل شده است. بخشی دیگر از بار مصرفی نیز که توانایی انتقال به ساعات کم‌باری را نداشته است، در ساعات ۹ تا ۱۴ که توان تولیدی فتوولتائیک

نحوه توزیع بارهای قابل کنترل در حالات مختلف پاسخ‌گویی بار در شکل (۸) نمایش داده شده است. در پاسخ‌گویی بار ۱۵٪ اغلب بار قابل کنترل در دو ساعت ۷ و ۱۴ که در آنها بار مصرفی کم بوده و قیمت انرژی الکتریکی پایین است، مصرف شده‌اند. بخشی از بار قابل کنترل نیز به ساعت ۱۳ منتقل شده که در آن توان تولیدی واحد فتوولتائیک

ناگزیر در ساعات ۱۱ تا ۱۴ که واحد فتوولتائیک توان زیادی تولید می‌کند و نیز به ساعات ۲۱ و ۲۳ که بار شبکه نسبتاً کمتر است، منتقل شده‌اند. در نتیجه در مجموع مشاهده می‌شود که توزیع بارهای قابل کنترل در طول شبانه‌روز به صورتی انجام شده که در مجموع از هزینه‌های تامین توان توسط ریزشبکه کاسته شود.

زیاد بوده و یا ساعات ۲۲ و ۲۳ که بار شبکه کم بوده است، منتقل شده است. در پاسخگویی بار ۴۵٪ بخشی از بارهای مصرفی که قابل انتقال به ساعاتی با قیمت‌های پایین‌تر بوده‌اند، در ساعات ۱، ۳، ۵، ۲۴ مورد استفاده قرار گرفته‌اند. بخشی دیگر که محدودیت زمان استفاده آنها موجب عدم امکان انتقال آنها به ساعاتی با قیمت‌های پایین شده است،



شکل (۸): بار مصرفی ریزشبکه در سناریوی ۱

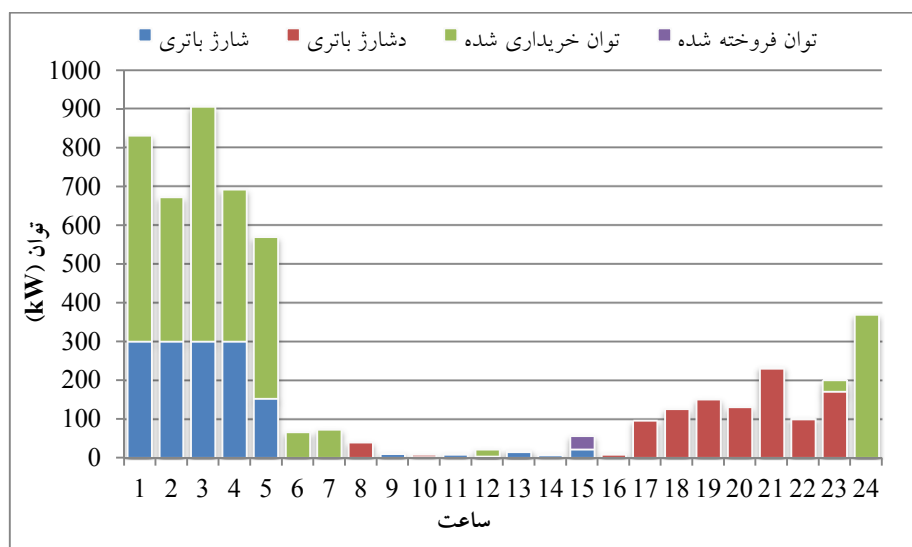
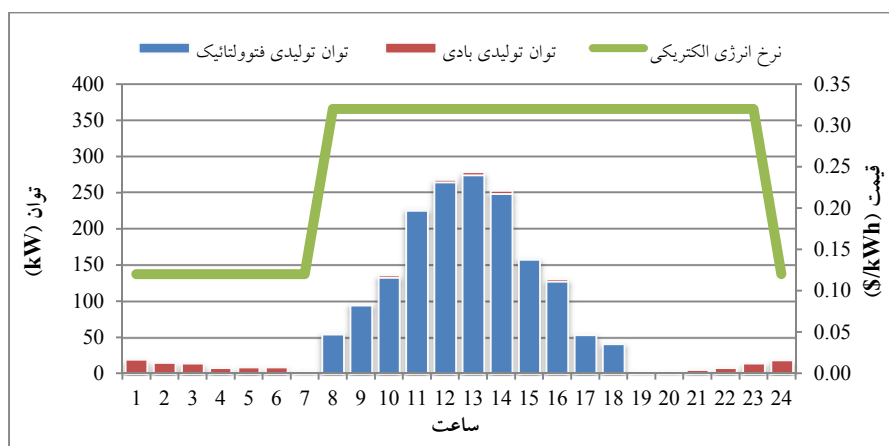
Fig. (8): The consumption load of the microgrid in state 1

برابر با ۲۷۲kW است. همچنین مشاهده می‌شود که توان تولید واحد بادی اغلب در ساعات ابتدا و انتهای روز بوده که جزء ساعات کم‌باری محسوب می‌شوند، اما توان تولیدی واحد فتوولتائیک در ساعات میانی روز که ساعات پرباری می‌باشد، رخ داده و همین موجب افزایش مطلوبیت

نحوه توزیع توان در ریزشبکه برای حالت پاسخ‌گویی بار ۴۵٪ در شکل (۹) نمایش داده شده است. مشابه حالت بدون پاسخ‌گویی بار، مقادیر توان تولید شده توسط واحد فتوولتائیک بسیار بیشتر از واحد بادی است، زیرا ظرفیت واحد بادی در این حالت برابر با ۷۶kW و واحد فتوولتائیک

همچنین مشاهده می‌شود در ساعت ۲۴ که قیمت انرژی الکتریکی پایین بوده و توان تولیدی واحد فتوولتائیک برابر صفر است، توان قابل توجهی از شبکه اصلی برای تأمین بار مصرفی به ویژه بارهای قابل کنترل خریداری شده است. در مجموع بررسی نحوه توزیع توان در ریزشبکه در این حالت نیز نشان‌گر توزیع بهینه توان در ساعات مختلف با هدف کاستن از هزینه‌های ریزشبکه می‌باشد. دقت شود که ریزشبکه در ساعت ۱۵ به شبکه اصلی توان فروخته است و به جهت کوچک بودن مقدار آن برای نمایش در شکل (۹) با ضریب ۱۰۰ آورده شده است.

واحدهای فتوولتائیک نسبت به واحدهای بادی شده است. در ساعات ۱ تا ۷ که قیمت انرژی الکتریکی پایین بوده و بار ریزشبکه نیز کم می‌باشد، مقدار زیادی توان از شبکه اصلی خریداری شده و صرف شارژ باتری یا تأمین بارهای قابل کنترل شده است. در ساعات ۸ تا ۱۶ به دلیل اینکه از بار غیرقابل کنترل شبکه کاسته شده، واحد فتوولتائیک به تنهایی قادر به تأمین اغلب بار مصرفی بوده و بنابراین خرید از شبکه اصلی یا دشارژ توان توسط باتری در این ساعات، اندک بوده است. در ساعات ۱۷ تا ۲۳ به دلیل کاهش توان تولیدی فتوولتائیک و نیز نیاز به تأمین توان بارهای قابل کنترل، موجب دشارژ باتری برای تزریق توان به شبکه شده است.



شکل (۹): نمودار توزیع توان در ریزشبکه در سناریوی ۱ شبیه‌سازی برای پاسخ‌گویی بار ۴۵٪

Fig. (9): Power distribution chart in microgrid in state 1 simulation for 45% load response

ظرفیت نصب شده باتری در ریزشبکه به تدریج کاهش یافته است. بنابراین در هنگام افزایش استفاده از پاسخ‌گویی بار، به دلیل اینکه توانایی انتقال بارهای مصرفی در ساعات مختلف افزایش می‌یابد، نیاز کمتری به باتری احساس شده و در نتیجه میزان نصب باتری کاهش یافته است. همچنین مشاهده می‌شود که با افزایش درصد پاسخ‌گویی بار، ظرفیت نصب شده فتوولتائیک نیز کاهش می‌یابد، زیرا بخشی از بار مصرفی به ساعات کم‌باری منتقل شده و به دلیل اینکه این واحدها تنها در ساعات پرباری میانی روز به تولید توان می‌پردازند، نیاز به واحدهای فتوولتائیک کاهش می‌یابد.

سناریوی ۲: در این سناریو خروج از مدار واحدها و خط ارتباطی با شبکه اصلی به صورت عدم قطعیت در تولید سناریوها در نظر گرفته می‌شود. خروج از مدار خط ارتباطی ریزشبکه با شبکه اصلی ممکن است در ساعاتی که کمبود توان در ریزشبکه وجود دارد، موجب عدم امکان تأمین بخشی از بار مصرفی شده و در نتیجه در ریزشبکه خاموشی رخ دهد. این موضوع توسط هزینه انرژی تأمین نشده (ENS) در تابع هدف مسئله در نظر گرفته خواهد شد. در جدول ۷ تجهیزات نصب شده در ریزشبکه مسکونی برای درصدهای مختلف پاسخ‌گویی بار نمایش داده شده است. مشابه با سناریوی ۱، در سناریوی ۲ نیز با افزایش درصد پاسخ‌گویی بار،

تأمین نشده به ترتیب به میزان ۸/۴۳٪، ۳۹/۷۵٪ و ۴۴/۹۱٪ کاهش یابد که بسیار قابل توجه است. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که استفاده از پاسخ‌گویی بار موجب کاهش زیادی در انرژی تأمین نشده و هزینه‌های وقوع خاموشی در ریزشبه مسکونی می‌گردد. این موضوع به صورت نمودار در شکل (۱۰) نیز نمایش داده شده است.

Table (8): Energy Non-Supplied (ENS) in Scenario 2

جدول (۸): انرژی تأمین نشده (ENS) در سناریوی ۲

درصد پاسخ‌گویی بار	انرژی تأمین نشده (kWh) ENS	تأثیر پاسخ‌گویی بار بر ENS (%)
۰٪	۷/۹۵	۰٪
۱۵٪	۷/۲۸	-۸/۴۳٪
۳۰٪	۴/۷۹	-۳۹/۷۵٪
۴۵٪	۴/۳۸	-۴۴/۹۱٪

Table (7): Equipment installed in residential grid in scenario 2

جدول (۷): تجهیزات نصب شده در ریزشبه مسکونی در سناریوی ۲

درصد پاسخ‌گویی بار	ظرفیت واحد بادی (kW)	ظرفیت واحد فتوولتائیک (kW)	ظرفیت باتری (kWh)	ظرفیت معکوس‌کننده (kW)
0%	56.5905	376.8499	2312.1307	235.6495
15%	54.6322	385.5672	1873.0678	206.5428
30%	106.9836	361.9084	1572.8583	184.3647
45%	58.3633	297.3913	1639.8729	223.4902

در جدول (۸) مقدار انرژی تأمین نشده (ENS) در شبیه‌سازی سناریوی ۲ برای درصدهای مختلف پاسخ‌گویی بار ارائه شده است. همانطور که در این جدول مشاهده می‌شود، افزایش پاسخ‌گویی بار موجب کاهش قابل توجه در مقدار ENS شده است. در حالی که از پاسخ‌گویی بار استفاده نشده، مقدار ENS برابر با ۷/۹۵ kWh می‌باشد. افزایش درصد پاسخ‌گویی بار به ۱۵٪، ۳۰٪ و ۴۵٪ به ترتیب موجب شده است که انرژی



شکل (۱۰): تأثیر پاسخ‌گویی بار انرژی تأمین نشده (ENS) در سناریوی ۲

Fig. (10): The Effect of Energy Non-Supplied (ENS) Load Response in Scenario 2

Table (9): Objective Function of the Problem in Scenario 2

جدول (۹): تابع هدف مسئله در سناریوی ۲

درصد پاسخ‌گویی بار	تابع هدف مسئله (مجموع هزینه ریزشبه) (\$)	تأثیر پاسخ‌گویی بار بر هزینه (%)
۰٪	۲۷۱/۰۰۷	۰٪
۱۵٪	۲۵۶/۱۱۹	-۵/۴۹٪
۳۰٪	۲۴۶/۲۷۵	-۹/۱۳٪
۴۵٪	۲۳۹/۲۴۱	-۱۱/۷۲٪

تفاوت سناریوی ۲ با سناریوی ۱، در لحاظ کردن خروج از مدار واحدها و خط ارتباطی ریزشبه با شبکه اصلی می‌باشد که در برخی سناریوها موجب بروز خاموشی خواهد شد. همانطور که مشاهده می‌شود، در نظر گرفتن خروج از مدار واحدها و خط ارتباطی با شبکه اصلی، در تمامی درصدهای پاسخ‌گویی بار موجب افزایش در هزینه‌های ریزشبه شده است. در این جدول دیده می‌شود که در حالت پاسخ‌گویی بار ۰٪ خروج از مدار واحدها و خط ارتباطی موجب ۱۳/۹۳٪ افزایش در هزینه‌ها شده،

مقادیر تابع هدف مسئله طراحی بهینه ریزشبه که به معنای مجموع هزینه سالیانه ریزشبه مسکونی می‌باشد، برای درصدهای مختلف پاسخ‌گویی بار در جدول (۹) ارائه شده است. همانطور که در این جدول مشاهده می‌شود، در این سناریو نیز مشابه با سناریوی ۱، افزایش درصد پاسخ‌گویی بار همواره موجب کاهش در هزینه‌های ریزشبه شده است. بررسی نتایج نشان‌گر این است که تأثیر پاسخ‌گویی بار بر کاهش هزینه‌ها در سناریوی ۲ بیشتر از سناریوی ۱ بوده است. به عبارت دیگر، برای درصد پاسخ‌گویی بار ۴۵٪، میزان کاهش در هزینه‌ها نسبت به پاسخ‌گویی بار ۰٪ برابر با ۱۱/۷۲٪ می‌باشد، در حالی که برای سناریو ۱ این مقدار برابر با ۸/۳۳٪ بود. در نتیجه در نظر گرفتن خروج از مدار واحدها و خط ارتباطی با شبکه اصلی موجب استفاده بیشتر از قابلیت پاسخ‌گویی بار در کاستن از هزینه‌های ریزشبه شده است. در جدول (۱۰) هزینه‌های ریزشبه در سناریوهای ۱ و ۲ با یکدیگر مقایسه شده است.

Table (11): Installed equipment in residential microgrid in state 3 simulation

جدول (۱۱): تجهیزات نصب شده در ریزشبه مسکونی در شبیه‌سازی حالت ۳

ظرفیت معکوس‌کننده (kW)	ظرفیت باتری (kWh)	ظرفیت واحد فتوولتائیک (kW)	ظرفیت واحد بادی (kW)	قیمت انرژی الکتریکی
۲۰۶/۵۴۲۸	۱۸۷۳/۰۶۷۸	۳۸۵/۵۶۷۲	۵۴/۶۳۲۲	نرخ ۱
۱۸۳/۳۵۹۴	۱۷۸۰/۹۳۱۸	۳۷۶/۹۴۱۱۲	۵۸/۸۳۲۶	نرخ ۲
۱۶۵/۳۹۶۸	۱۶۰۷/۸۱۹۱	۳۹۱/۴۴۲۵	۵۱/۳۸۷۵	نرخ ۳
۱۵۸/۲۸۳۱	۱۴۹۸/۰۴۵۲	۳۷۲/۳۷۵۳	۵۵/۲۰۶۷	نرخ ۴

همانطور که مشاهده می‌شود، با حرکت از نرخ اصلی (نرخ ۱) به سمت نرخ شماره ۴، به تدریج بر میزان انرژی تأمین نشده (ENS) افزوده شده است. دلیل اصلی این موضوع، کاسته شدن از ظرفیت نصب شده باتری است که موجب شده از توانایی ریزشبه برای کاستن از میزان خاموشی در هنگام وقوع خطا، کاسته شود. بنابراین کاهش فاصله بین قیمت انرژی الکتریکی در ساعات پرباری و کم‌باری، به طور غیرمستقیم موجب افزایش انرژی تأمین نشده در ریزشبه شده است و بنابراین تاثیر نرخ‌های مختلف بر انرژی تأمین نشده باید در سیاست‌گذاری‌های شبکه قدرت در نظر گرفته شود.

Table (12): Energy non-supplied (ENS) in state 3 simulation
جدول (۱۲): انرژی تأمین نشده (ENS) در شبیه‌سازی حالت ۳

تغییر در ENS نسبت به نرخ اصلی (%)	انرژی تأمین نشده (kWh) ENS	قیمت انرژی الکتریکی
۰/۰۰٪	۷/۲۸	نرخ ۱
۲۵/۴۱٪	۹/۱۳	نرخ ۲
۴۷/۱۱٪	۱۰/۷۱	نرخ ۳
۵۴/۵۳٪	۱۱/۲۵	نرخ ۴

Table (13): Problem objective function in state 3 simulation
جدول (۱۳): تابع هدف مسئله در شبیه‌سازی حالت ۳

تغییر در هزینه نسبت به نرخ اصلی (%)	تابع هدف مسئله (مجموع هزینه ریزشبه) (\$)	قیمت انرژی الکتریکی
۰/۰۰٪	۲۵۶/۱۱۹	نرخ ۱
۹/۳۵٪	۲۷۳/۲۵۸	نرخ ۲
۱۶/۸۶٪	۲۹۲/۳۰۶	نرخ ۳
۲۳/۰۷٪	۳۰۷/۸۳۲	نرخ ۴

در جدول ۱۳ مقادیر تابع هدف مسئله در شبیه‌سازی حالت ۳ ارائه شده و مقدار تغییر در هزینه برای هر یک از نرخ‌ها نسبت به نرخ اصلی (نرخ شماره ۱) آورده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، با حرکت از نرخ شماره ۱ به نرخ شماره ۴، به تدریج هزینه‌های ریزشبه افزایش یافته است. دلیل اصلی این موضوع نیز کاسته شدن از ظرفیت باتری به دلیل کاهش فاصله بین قیمت انرژی الکتریکی در ساعات کم‌باری و

در حالیکه در پاسخ‌گویی بار ۴۵٪ این مقدار برابر با ۹/۷۱٪ می‌باشد. در نتیجه پاسخ‌گویی بار به طور قابل توجهی تاثیرات منفی خروج از مدار واحدها و خط ارتباطی با شبکه اصلی را کاهش داده است.

Table (10): Comparison of microgrid costs in scenarios 1 and 2
جدول (۱۰): مقایسه هزینه‌های ریزشبه در سناریوهای ۱ و ۲

تاثیر خروج از مدار واحدها و خط ارتباطی با شبکه اصلی بر هزینه (%)	مجموع هزینه در حالت ۲	مجموع هزینه در حالت ۱	درصد پاسخ‌گویی بار
۱۳/۹۳٪	۲۷۱/۰۰۷	۲۳۷/۸۷۲	۰٪
۱۲/۲۱٪	۲۵۶/۱۱۹	۲۲۸/۲۴۶	۱۵٪
۱۰/۴۶٪	۲۴۰/۲۲۳	۲۲۲/۹۶۳	۳۰٪
۹/۷۱٪	۲۳۱/۶۷۵	۲۱۸/۰۶۷	۴۵٪

حالت ۳: این حالت مشابه حالت ۲ برای درصد پاسخ‌گویی بار ۱۵٪ است، با این تفاوت که مشابه [۲۵]، شبیه‌سازی برای چهار نرخ مختلف قیمت انرژی الکتریکی انجام می‌گیرد. در حالات ۱ و ۲ از نرخ شماره ۱ برای انرژی الکتریکی استفاده می‌شد. در حالت ۳ شبیه‌سازی از چهار نرخ مختلف برق (شکل ۵) استفاده می‌شود تا تاثیر آنها بر نتایج مسئله بررسی گردد. لازم به ذکر است که برای هر چهار نرخ، مشابه مقاله مرجع [۲۵] تنها حالت پاسخ‌گویی بار ۱۵٪ بررسی می‌گردد و نتایج سایر نیز مشابه از روندی یکسان پیروی می‌کند. همانطور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود، تفاوت نرخ‌های ۲ تا ۴ با نرخ اصلی (نرخ ۱) در کاهش تفاوت بین سطوح قیمت کم‌باری و پرباری است. در جدول ۱۱ تجهیزات نصب شده در ریزشبه مسکونی در شبیه‌سازی حالت ۳ برای نرخ‌های مختلف قیمت انرژی الکتریکی نمایش داده شده است. همانطور که در جدول ۱۱ مشاهده می‌شود، با حرکت از نرخ ۱ به نرخ ۴، به تدریج از ظرفیت باتری کاسته شده است. دلیل این موضوع نیز این است هنگامی که تفاوت قیمت ساعات کم‌باری و پرباری زیاد باشد، چون در ساعات کم‌باری قیمت انرژی ارزان است هر چقدر ظرفیت باتری بزرگتر باشد انرژی بیشتری جهت استفاده در ساعات پرباری ذخیره می‌کند. بنابراین استفاده از باتری در هنگامی که تفاوت قیمت ساعات کم‌باری و پرباری زیاد باشد، به صرفه‌تر بوده و تاثیر بیشتری بر کاهش هزینه‌ها دارد. بر عکس این موضوع اگر تفاوت تفاوت قیمت ساعات کم‌باری و پرباری کم باشد، به دلیل اینکه قیمت انرژی در ساعات کم‌باری نیز تقریباً زیاد است نیازی به باتری با ظرفیت بزرگ نخواهد بود. بنابراین کاهش تفاوت بین قیمت ساعات کم‌باری و پرباری در نرخ‌های ۲ تا ۴، موجب کاهش تاثیر باتری بر هزینه‌ها شده و در نتیجه از ظرفیت نصب شده باتری کاسته شده است.

در جدول ۱۲ مقادیر انرژی تأمین نشده (ENS) در شبیه‌سازی حالت ۳ برای نرخ‌های مختلف نمایش داده شده است.

الکتریکی پایین است، از هزینه‌های ریزشبکه کاسته شده است. استفاده از پاسخ‌گویی بار در تمامی سناریوها، موجب کاهش انرژی تأمین نشده (ENS) در ریزشبکه مسکونی شده است. دلیل این موضوع، افزایش قابلیت توزیع بهینه توان در حضور پاسخ‌گویی بار است که موجب کاستن از تأثیرات منفی وقوع خطا و خاموشی در ریزشبکه می‌گردد. نتایج شبیه‌سازی نشان‌گر این است که در نظر گرفتن خروج از مدار واحدها و خط ارتباطی با شبکه اصلی، به دلیل کاستن از توان تولیدی واحدها و نیز ایجاد محدودیت در خرید توان از شبکه اصلی، موجب وقوع خاموشی و افزایش در هزینه‌های ریزشبکه می‌گردد. با این وجود استفاده از پاسخ‌گویی بار موجب کاستن از تأثیرات منفی خطاهای فوق بر ریزشبکه مسکونی می‌گردد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که در صورت استفاده از نرخ‌هایی که فاصله قیمت انرژی الکتریکی در ساعات کم‌باری و پرباری آنها زیاد است، ظرفیت باتری بیشتری توجیه اقتصادی برای نصب در ریزشبکه پیدا می‌کند و همین موضوع موجب کاستن از ENS و مجموع هزینه‌های ریزشبکه می‌گردد.

پرباری می‌باشد. کاسته شدن از ظرفیت باتری از یک سو موجب کاهش توانایی ریزشبکه در توزیع بهینه توان در ساعات مختلف با هدف کاستن از هزینه‌ها می‌شود و از سوی دیگر، به دلیل افزایش در انرژی تأمین نشده، مقدار هزینه‌ها افزایش خواهد یافت. نتایج این بخش نشان‌گر این است که وجود تفاوت زیاد بین قیمت انرژی الکتریکی در ساعات کم‌باری و پرباری، موجب بهبود در عملکرد ریزشبکه از منظر فنی و اقتصادی خواهد شد.

۴. نتیجه‌گیری

در این مقاله طراحی بهینه تصادفی ریزشبکه‌های مسکونی با در نظر گرفتن هزینه‌های قطع برق با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی کلونی مورچگان [۳۴] انجام گرفت. نتایج بدست آمده نشان داد که استفاده از پاسخ‌گویی بار در تمامی سناریوها، موجب کاهش هزینه‌های طراحی ریزشبکه مسکونی شده است. دلیل این موضوع، از یک سو کاهش نیاز به نصب باتری و واحدهای تولیدی بوده و از سوی دیگر، به دلیل انتقال بارهای قابل کنترل به ساعات کم‌باری یا ساعاتی که قیمت انرژی

References

- [1] Z. Wang, B. Chen, J. Wang, J. Kim, M. M. Begovic, "Robust optimization based optimal DG placement in microgrids", *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 5, No. 5, pp. 2173 – 2182, Sep. 2014 (doi:10.1109/TSG.2014.2321748).
- [2] S. Mizani, A. Yazdani, "Design and operation of a remote microgrid", *Proceeding of the IEEE/IECON*, Porto, Portugal, Nov. 2009 (doi:10.1109/IECON.2009.5414925).
- [3] J. P. Fossati, A. Galarza, A. Martín-Villate, L. Fontan, "A method for optimal sizing energy storage systems for microgrids", *Renewable Energy*, Vol. 77, pp. 539-549, May. 2015 (doi:10.1016/j.renene.2014.12.039).
- [4] C. Smith, J. Burrows, E. Scheier, A. Young, J. Smith, T. Young, S. H. Gheewala, "Comparative life cycle assessment of a thai island's diesel/PV/wind hybrid microgrid", *Renewable Energy*, Vol. 80, pp. 85-100, Aug. 2015 (doi:10.1016/j.renene.2015.01.003).
- [5] W. W. Weaver; R. D. Robinett, G. G. Parker, D. G. Wilson, "Energy storage requirements of dc microgrids with high penetration renewables under droop control", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 68, pp. 203–209, June 2015 (doi:10.1016/j.ijepes.2014.12.070).
- [6] M. Lee, D. Soto, V. Modi, "Cost versus reliability sizing strategy for isolated photovoltaic micro-grids in the developing world", *Renewable Energy*, Vol. 69, pp. 16-24, Sep. 2014 (doi:10.1016/j.renene.2014.03.019).
- [7] A. Zidan, H.A. Gabbar, A. Eldessouky, "Optimal planning of combined heat and power systems within microgrids", *Energy*, Vol. 93, pp. 235-244, Dec. 2015 (doi:10.1016/j.energy.2015.09.039).
- [8] P. Moutis, S. Skarvelis-Kazakos, M. Bruccoli, "Decision tree aided planning and energy balancing of planned community microgrids", *Applied Energy*, Vol. 161, pp. 197–205, Jan. 2016 (doi:10.1016/j.apenergy.2015.10.002).
- [9] S. Li, H. He, Y. Chen, M. Huang, C. Hu, "Optimization between the PV and the retired EV battery for the residential microgrid application", *Energy Procedia*, Vol. 75, pp. 1138-1146, Aug. 2015 (doi:10.1016/j.egypro.2015.07.537).
- [10] T.M. Priya, V. Sanjana, B. Gohila, R. Lavanya, A. Anbazhagan, M. Veerasundaram, "Design and analysis of a sustainable LV residential microgrid", *Procedia Technology*, Vol. 21, pp. 139-146, 2015 (doi:10.1016/j.protcy.2015.10.081).
- [11] S. Kahrobaee, S. Asgarpour, W. Qiao, "Optimum sizing of distributed generation and storage capacity in smart households", *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 4, No. 4, pp. 1791–1801, Dec. 2013 (doi:10.1109/TSG.2013.2278783).
- [12] A. Arabali, M. Ghofrani, M. Etezadi-Amoli, M. S. Fadali, "Stochastic performance assessment and sizing for a hybrid power system of solar/wind/energy storage", *IEEE Trans. on Sustain. Energy*, Vol. 5, No. 2, pp. 363–371, April 2014 (doi:10.1109/TSTE.2013.2288083).
- [13] L. Göransson, S. Karlsson, F. Johnsson, "Integration of plug-in hybrid electric vehicles in a regional wind-thermal power system", *Energy Policy*, Vol. 38, No. 10, pp. 5482–5492, Oct. 2010 (doi:10.1016/j.enpol.2010.04.001).
- [14] Q. Zhang, T. Tezuka, K. N. Ishihara, B. C. McLellan, "Integration of PV power into future low-carbon smart electricity systems with EV and HP in Kansai area, Japan," *Renew. Energy*, Vol. 44, pp. 99–108, Aug. 2012 (doi:10.1016/j.renene.2012.01.003).
- [15] N. Juul, P. Meibom, "Optimal configuration of an integrated power and transport system", *Energy*, Vol. 36, No. 5, pp. 3523–3530, May 2011 (doi:10.1016/j.energy.2011.03.058).
- [16] C. K. Ekman, "On the synergy between large electric vehicle fleet and high wind penetration—An analysis of the Danish case", *Renewable Energy*, Vol. 36, No. 2, pp. 546–553, Feb. 2011 (doi:10.1016/j.renene.2010.08.001).

- [17] A. Botterud, Z. Zhou, J. Wang, J. Sumaili, H. Keko, J. Mendes, R. J. Bessa, V. Miranda, "Demand dispatch and probabilistic wind power forecasting in unit commitment and economic dispatch: A case study of Illinois", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, Vol. 4, No. 1, pp. 250-261, Jan. 2013 (doi:10.1109/TSTE.2012.2215631).
- [18] Y. Guo, M. Pan, Y. Fang, P. P. Khargonekar, "Decentralized coordination of energy utilization for residential households in the smart grid", *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 4, No. 3, pp. 1341-1350, Sep. 2013 (doi:10.1109/TSG.2013.2268581).
- [19] N. Kunwar, K. Yash, R. Kumar, "Area-load based pricing in DSM through ANN and heuristic scheduling", *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 4, No. 3, pp. 1275-1281, Sep. 2013 (doi:10.1109/TSG.2013.2262059).
- [20] E. Matallanas, M. Castillo-Cagigal, A. Gutiérrez, F. Monasterio-Huelin, E. Caamaño-Martín, D. Masa, J. Jiménez-Leube, "Neural network controller for active demand-side management with PV energy in the residential sector", *Applied Energy*, Vol. 91, No. 1, pp. 90-97, Mar. 2012 (doi:10.1016/j.apenergy.2011.09.004).
- [21] A.-H. Mohsenian-Rad and A. Leon-Garcia, "Optimal residential load control with price prediction in real-time electricity pricing environments", *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 1, No. 2, pp. 120-133, Sep. 2010 (doi:10.1109/TSG.2010.2055903).
- [22] A.-H. Mohsenian-Rad, V. W. S. Wong, J. Jatskevich, R. Schober, A. Leon-Garcia, "Autonomous demand-side management based on game-theoretic energy consumption scheduling for the future smart grid," *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 1, No. 3, pp. 320-331, Dec. 2010 (doi:10.1109/TSG.2010.2089069).
- [23] A. Molderink, V. Bakker, M. G. C. Bosman, J. L. Hurink, G. J. M. Smit, "Management and control of domestic smart grid technology", *IEEE Trans. Smart Grid*, Vol. 1, No. 2, pp. 109-119, Sep. 2010 (doi:10.1109/TSG.2010.2055904).
- [24] M. Vasirani, R. Kota, R. L. G. Cavalcante, S. Ossowski, N. R. Jennings, "An agent-based approach to virtual power plants of wind power generators and electric vehicles", *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 4, No. 3, pp. 1314-1322, Sep. 2013 (doi:10.1109/TSG.2013.2259270).
- [25] R. Atia, N. Yamada, "Sizing and analysis of renewable energy and battery systems in residential microgrids", *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 7, No. 3, pp. 1204-1213, May 2016 (doi:10.1109/TSG.2016.2519541).
- [26] S. Mohammadi, S. Soleymani, B. Mozafari, "Scenario-based stochastic operation management of microgrid including wind, photovoltaic, micro-turbine, fuel cell and energy storage devices", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 54, pp. 525-535, Jan. 2014 (doi:10.1016/j.ijepes.2013.08.004).
- [27] E. Hajipour, M. Bozorg, M. Fotuhi-Firuzabad, "Stochastic capacity expansion planning of remote microgrids with wind farms and energy storage", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, Vol. 6, No. 2, pp. 491-498, Apr. 2015 (doi:10.1109/TSTE.2014.2376356).
- [28] W. Sheng, K. Y. Liu, X. Meng, X. Ye, Y. Liu, "Research and practice on typical modes and optimal allocation method for PV-Wind-ES in Microgrid", *Electric Power Systems Research*, Vol. 120, pp. 242-255, March 2015 (doi:10.1016/j.epsr.2014.02.011).
- [29] A. Kavousi-Fard, A. Khodaei, "Efficient integration of plug-in electric vehicles via reconfigurable microgrids", *Energy*, Vol. 111, pp. 653-663, Sep. 2016 (doi:10.1016/j.energy.2016.06.018).
- [30] Chan S. Park, "Fundamentals of Engineering Economics", Pearson Education Inc., 2004.
- [31] S. Pazouki, A. Mohsenzadeh, S. Ardalan, M. R. Haghifam, "Optimal place, size, and operation of combined heat and power in multi carrier energy networks considering network reliability, power loss, and voltage profile", *IET Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 10, No. 7, pp. 1615-1621, May. 2016 (doi:10.1049/iet-gtd.2015.0888).
- [32] J. Jannati, D. Nazarpour, "Optimal energy management of the smart parking lot under demand response program in the presence of the electrolyser and fuel cell as hydrogen storage system", *Energy Conversion and Management*, Vol. 138, pp. 659-669, April 2017 (doi:10.1016/j.enconman.2017.02.030).
- [33] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel, S. Ploix, "Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries", *IEEE Trans. on Sustainable Energy*, Vol. 2, No. 3, pp. 309-320, July 2011 (doi: 10.1109/TSTE.2011.2114901).
- [34] T. Liao, T. Stützle, M. A. M. Oca, M. Dorigo, "A unified ant colony optimization algorithm for continuous optimization", *European Journal of Operational Research*, Vol. 234, No. 3, pp. 597-609, May 2014 (doi: 10.1016/j.ejor.2013.10.024).

