

## برنامه ریزی دوسطحی برای بهبود تاب آوری شبکه های توزیع انرژی با استفاده از هاب های انرژی جهت مدیریت بحران

سینا صمدی قره ورن<sup>۱\*</sup>، مهروز نصیری<sup>۲</sup>

<sup>۱</sup>دانشکده برق و کامپیوتر، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران. ایمیل: [s.samadi@tabrizu.ac.ir](mailto:s.samadi@tabrizu.ac.ir)

<sup>۲</sup>شرکت توزیع نیروی برق آذربایجان شرقی، تبریز، ایران. ایمیل: [m.nasiry@eaedc.ir](mailto:m.nasiry@eaedc.ir)

### چکیده

سیستم های هاب انرژی با بهره برداری هماهنگ از زیرساخت های مختلف نیازهای مشتریان را در شرایط بحرانی برآورده می کند و در نتیجه تاب آوری سیستم را بهبود می بخشد، تلفات را کاهش می دهد و هزینه های عملیاتی را کاهش می دهد. با توجه به افزایش ساخت سیستم هاب انرژی در شبکه های توزیع، موضوع طراحی بهینه هاب های انرژی مورد توجه بسیاری قرار گرفته است. با توجه به این موضوع، این مقاله یک مدل بهینه سازی دوسطحی جدید برای بهبود تاب آوری سیستم های توزیع در برابر طوفان را ارائه می دهد. چارچوب پیشنهادی به عنوان برنامه ریزی دوسطحی فرموله شده است که تصمیمات آمادگی را در مرحله اول اتخاذ می کند و متغیرهای عملیاتی را در مرحله دوم بهینه می کند تا تاب آوری سیستم را تقویت کند. یک مدل یکپارچه برق و گاز برای بررسی در مورد تعاملات متقابل بین برق و انرژی گرمایی استفاده می شود و یک روش محاسباتی برای مدل سازی بدترین سناریوهای جریان گاز و برق بر روی شبکه 69 باس IEEE یکپارچه پیشنهاد شده است.

**واژه های کلیدی:** انرژی هاب، بهینه سازی، تاب آوری، شبکه های توزیع انرژی، سیستم انرژی یکپارچه.

## 1. مقدمه

سیل ها و طوفان ها تنها برخی از بلایای طبیعی هستند که تهدیدی جدی برای شبکه های برق در سراسر جهان هستند [1]. شبکه های توزیع به دلیل اثرات مضاعف خرابی خطوط، معماری شعاعی و کمبود منابع پشتیبان، به ویژه در برابر تأثیرات فجایع طبیعی آسیب پذیر هستند. همچنین، یک فاجعه در مقیاس بزرگ ممکن است یک ضربه سلسله ای داشته باشد که به طور گسترده بر زیرساخت های الکتریکی در مکان های متعدد تأثیر می گذارد، که منجر به قطع برق گسترده در سراسر یک منطقه وسیع می شود، حتی اگر آن مکان ها مستقیماً تحت تأثیر فاجعه قرار نگیرند [1].

از سوی دیگر، به دلیل تغییرات شدید اقلیم و گرم شدن زمین، بلایای طبیعی در سال های گذشته با شدت و وسعت بیشتری رخ داده است و تحقیقات نشان می دهد که در آینده نیز با شدت و کمیت بیشتری ادامه خواهد داشت؛ بنابراین، در نتیجه یک حادثه نسبتاً شدید، امنیت و پایداری سیستم های قدرت به طور جدی مورد تهدید قرار خواهد گرفت که به نوبه خود توجه به موضوع تاب آوری را به عنوان یکی از ویژگی های مهم برق فعلی تشدید می کند. این بلایای طبیعی "با تأثیر زیاد با احتمال کم" (HILP) باعث اختلالات گسترده در زیرساخت های حیاتی، از جمله صنعت برق می شود. به عنوان مثال، بین سال های 2003 تا 2022، تقریباً 1679 قطعی مربوط به آب و هوا در ایالات متحده وجود داشت که هر کدام حداقل 50000 مشتری را تحت تأثیر قرار دادند و 80 تا 90 درصد از این قطع ها به دلیل خرابی های رخ داده در شبکه های توزیع بود. علاوه بر این، هزینه سالانه خاموشی های مرتبط با طوفان در ایالات متحده حدود 20 تا 55 میلیارد دلار است [2].

در این راستا ارتقای تاب آوری سیستم برق در برابر چنین حوادثی با روش های کم هزینه و کارآمد در سال های اخیر مورد توجه بسیاری از کارشناسان قرار گرفته است. سخت کردن شبکه توزیع یکی از مؤثرترین روش ها برای بهبود تاب آوری شبکه توزیع در برابر حوادث طبیعی است. تقویت تیرها، زیرزمینی کردن خطوط توزیع، تقویت خطوط هوایی، جابه جایی تجهیزات آسیب پذیر و پیرایش درختان برخی از استراتژی های سخت کردن سیستم توزیع هستند. دسته اول که روش های مبتنی بر طراحی های بلندمدت هستند عمدتاً بر روی تقویت استحکام زیرساخت های سیستم قدرت متمرکز شده اند [3-6]. روش های پیشنهادی برای بهبود استحکام تجهیزات سیستم قدرت گران قیمت بوده و عمدتاً بر روی عناصر کلیدی و آسیب پذیر سیستم اجرا می شوند. هدف این روش ها افزایش مقاومت پذیری عناصر حساس سیستم برای کاهش خسارات ناشی از وقوع حوادث شدید بوده که برای یک نوع خاصی از رویداد در نظر گرفته می شوند.

مرجع [3] یک ساختار سه سطحی برای پیدا کردن بهترین استراتژی طراحی برای تقویت تاب آوری سیستم توزیع هوشمند در برابر حملات سایبری پیشنهاد می دهد. در این مقاله، در سطح اول تصمیمات طراحی سیستم توزیع با هدف بهبود تاب آوری اتخاذ می گردد. سپس در سطح دوم حالتی را که بیشترین خسارت وارد سیستم می شود را شناسایی کرده و در سطح سوم تلاش می کند تا با بهره گیری از اقدامات بهره برداری نظیر منابع تولید پراکنده و بازارایی میزان خسارت سیستم را به حداقل برساند.

در مرجع [5] یک مدل تجمیع شده برای طراحی بهینه زیرساخت های مهم سیستم قدرت با در نظر گرفتن برنامه های تجهیزات ارائه شده است. هدف این مقاله بهبود تاب آوری سیستم قدرت در برابر تعمیر و نگهداری شده است. گردبادها و طوفان های شدید بوده که توسط پروسه تصمیم گیری مارکوف مدل سازی شده است. هدف مرجع [5] افزایش تاب آوری شبکه های توزیع با جایابی بهینه منابع تولید پراکنده می باشد. در این مرجع سعی شده است با به کارگیری منابع توزیع شده و متعاقب آن با تبدیل شبکه توزیع به ریزشبکه میزان مقاومت سیستم در برابر قطعی های ناشی از حوادث شدید آب و هوایی بهبود داده شود.

مسیریابی بهینه ذخیره‌سازهای سیار در مرجع [6] به منظور ایجاد یک راه حل اقتصادی و موثر جهت بهبود تاب آوری شبکه‌های توزیع پیشنهاد شده است.

دسته دوم برخلاف دسته اول شامل روش‌های بهره‌برداری کوتاه‌مدت بوده که هدف آنها آماده‌سازی سیستم قدرت برای مقابله مؤثر در برابر حادثه قریب‌الوقوع است [7-11]. این روش‌ها قبل از وقوع رخداد اجرا می‌شود و عمدتاً هزینه‌های بسیار کمتری نسبت به دسته اول دارند. مرجع [7] یک روش چندسطحی برای مدیریت انرژی ریزش‌بکه‌های مختلط در شرایط بهره‌برداری مختلف ارائه کرده است. مرجع [8] یک برنامه‌ریزی مقاوم دوسطحی برای بهره‌برداری ریزش‌بکه‌ها در هر دو حالت متصل به شبکه و جزیره‌ای ارائه کرده است.

در مطالعات تاب‌آوری سیستم‌های قدرت، حوادث شدید مختلفی بسته به موقعیت جغرافیایی شبکه یک برنامه‌ریزی احتمالاتی مبتنی بر سناریو مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. در مرجع [9] برای بررسی بهبود تاب‌آوری شبکه‌های توزیع در برابر آتش‌سوزی پیشنهاد شده است. در این مرجع، میزان ظرفیت قابل انتقال خطوط شبکه سعی شده است با استفاده از ادوات نرخ بارگذاری خطوط پویا به‌منظور جبران کاهش توان عبوری به دلیل وقوع آتش‌سوزی افزایش یابد.

مرجع [10] یک الگوریتم دوسطحی مقاوم برای مدیریت پیشگیرانه ریزش‌بکه‌ها در بازارهای روز پیش انجام شده است تا میزان آمادگی سیستم در هنگام وقوع حوادث بیشینه گردد. مرجع [11] یک روش دو مرحله‌ای تجمیع شده مرجع مبتنی بر پیشگیری-پاسخ برای افزایش تاب‌آوری شبکه‌های قدرت پیشنهاد می‌کند. در روش پیشنهادی، اقدامات پیشگیرانه شامل تغییر تولید ژنراتورها و سوئیچ‌زنی شبکه بوده در حالیکه اقدامات اضطراری شامل بارزدایی، جزیره‌سازی و تغییر آرایش شبکه می‌باشد.

اگرچه در سال‌های اخیر مطالعات ارزشمندی در مورد تاب‌آوری شبکه‌های توزیع انجام شده است، اما هنوز باید به بسیاری از مسائل چالش‌برانگیز پرداخته شود. به طور خلاصه، تأثیر سیستم‌های انرژی یکپارچه بر بهبود انعطاف‌پذیری سیستم‌های توزیع تاکنون مورد مطالعه قرار نگرفته است. کارهای قبلی عمدتاً از معیارهای قابلیت اطمینان به‌عنوان معیار انعطاف‌پذیری استفاده می‌کردند، درحالی‌که این معیارهای مبتنی بر مصرف‌کننده نمی‌توانند عملکرد سیستم را در شرایط بهره‌برداری مختلف به‌دقت اندازه‌گیری کنند؛ بنابراین، توسعه یک شاخص جدید برای اندازه‌گیری صحیح تاب‌آوری بسیار مهم است.

## 2. مدل‌سازی مسئله

در تابع هدف بهره‌بردار سعی می‌کند با به‌کارگیری اقدامات پیشگیرانه میزان آمادگی سیستم را در برابر حادثه قریب‌الوقوع افزایش دهد که این کار با افزایش میزان انرژی ذخیره شده در باتری‌ها و تغییر ساختار فیزیکی شبکه میسر می‌گردد. در اینجا منظور از تغییر ساختار شبکه ایجاد تغییرات در آرایش فیدرها به کمک سوئیچ‌های قابل کنترل از راه دور است تا شبکه توزیع کمترین اصطکاک را با حادثه داشته باشد. ردیف اول در معادله (1) نشان‌دهنده میزان انرژی ذخیره شده در باتری‌ها بوده که بایستی بیشینه گردد تا در زمان وقوع حادثه به شبکه دشارژ گردند. همچنین ردیف دوم در این معادله یک شاخص مبتنی بر گراف بوده که مقامات و استحکام شبکه را در برابر تغییرات ساختاری نشان می‌دهد. این عبارت بایستی کمینه گردد تا شبکه در برابر تغییرات ساختاری ناشی از وقوع حادثه مصون بماند و کمترین تماس را با آن داشته باشد. در این معادله  $N$  تعداد باس‌های شبکه بوده و  $L$  نشان‌دهنده معکوس مور پنروس ماتریس لاپلاسیان گراف شبکه بوده بطوریکه تریس مجموع مقادیر ویژه آن برابر تعداد خطوط شبکه است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود این دو عبارت از لحاظ ابعاد و واحد با یکدیگر ناهم‌جنس هستند و نمی‌توانند در یک تابع هدف واحد با یکدیگر جمع زده شوند. برای حل این مسئله از روش مجموع ضرایب

وزنی استفاده شده تا عبارت ها هم واحد گردد و تحت یک تابع هدف واحد کمینه گردند. در این روش، قدم اول هم وزن کردن توابع با تقسیم مقادیر واقعی بر مقادیر پایه آنها ( $f_1^{base}$  و  $f_2^{base}$ ) است. مقادیر پایه از بهینه سازی جداگانه توابع به دست می آید که به عنوان مرجع برای یکسان سازی واحدهای توابع استفاده می شود [21].

$$\begin{aligned} & \text{Max}_{H\&N} \\ & F^{H\&N} = \frac{1}{f_1^{base}} \sum_{t=1}^{T_c} \left\{ \sum_{e=1}^{N_e} \text{SoC}_{et}^{\text{MES}} + \sum_{g=1}^{N_g} \text{SoC}_{gt}^{\text{NG}} \right\} \\ & \left\{ -\frac{1}{f_2^{base}} \left( \frac{2}{N-1} \right) \times \text{Trace}(L^+) \right\} \end{aligned} \quad (1)$$

## 2-1. مدل سازی هاب انرژی

هاب انرژی به عنوان نقطه ای در نظر گرفته می شود که انرژی ورودی مانند برق و گاز می تواند به اشکال مختلف انرژی بسته به نیاز مصرف کنندگان در خروجی تبدیل شود [12]. انرژی الکتریکی ورودی می تواند داخل هاب انرژی به فرم های مختلف تبدیل و یا در ذخیره سازهای انرژی و حرارتی ذخیره شود تا در زمان نیاز مورد استفاده واقع گردد.

معادلات تعادل برق و حرارت در داخل هاب انرژی در روابط (2) و (3) آورده شده است. سمت چپ معادله (2) کل انرژی الکتریکی تأمین شده توسط منابع مختلف از جمله انرژی خریداری شده از شبکه بالادست ( $E_t^{Grid}$ )، انرژی تولید شده توسط فیوئل سل ( $E_t^{ful}$ )، واحدهای تولید همزمان حرارت و توان ( $E_t^{CHP}$ ) و توان دشارژ ذخیره سازهای انرژی الکتریکی ( $E_{dis}^{ESS}$ ) را نشان می دهد. به همین ترتیب، سمت راست این معادله نیز انرژی الکتریکی مصرف شده در تجهیزات هاب انرژی مانند شارژر توان در ذخیره سازها ( $E_{ch}^{ESS}$ ) و لوازم خانگی ( $E_t^{app}$ ) را نشان می دهد. همین امر در مورد انرژی حرارتی در معادله (3) نیز صادق است. تولید گرما در وسایل مصرف کننده گاز طبیعی ( $H_t^{app}$ ) در معادله (4) براساس گاز طبیعی وارد شده در هر بازه زمانی ( $G_t$ ) تعیین می شود. انرژی الکتریکی و حرارت تأمین شده توسط واحدهای تولید همزمان برق و حرارت به ترتیب با روابط (5) و (6) محاسبه و بر اساس ضریب توزیع  $v_t$ ، و ضرایب مربوط به راندمان تبدیل گاز به برق  $\eta^{g-e}$  و گاز به گرما  $\eta^{g-h}$  تعیین می شود [13].

$$\left\{ \begin{aligned} & H_t^{app} + H_t^{CHP} + \eta_{dis}^{NGS} H_{dis}^{NGS} \\ & = H_t^D + \frac{1}{\eta_{ch}^{NGS}} H_{ch}^{NGS} \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

$$\left\{ \begin{aligned} & E_t^{grid} + E_t^{ful} + E_t^{CHP} + \eta_{dis}^{ESS} E_{dis}^{ESS} \\ & = \frac{E_t^{app}}{\eta^{app}} + \frac{E_{ch}^{ESS}}{\eta_{ch}^{ESS}} \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

$$H_t^{app} = \eta^{app} (1 - v_t) G_t, \forall t \quad (4)$$

$$E_t^{CHP} = \eta^{g-e} v_t G_t, \forall t \quad (5)$$

$$H_t^{CHP} = \eta^{g-h} v_t G_t, \forall t \quad (6)$$

## 2-2. مدل سازی خودرو برقی

خودروهای برقی به عنوان ذخیره سازهای سیار نقش کلیدی در بهبود تاب آوری سیستم های توزیع مدرن بازی می کنند. آنها همانند پلی هستند که از لحاظ مکانی نقاط مختلف شبکه را به هم وصل و از لحاظ زمانی باعث انتقال توان از ساعاتی به ساعات دیگر می شوند [14]. در این مقاله برای مدل سازی خودروهای برقی از مدل تجميع شده جهت کاهش حجم محاسبات استفاده شده است. معادله (7) میزان انرژی ذخیره شده در پارکینگ های خودروهای برقی را بر اساس میزان توان شارژ و دشارژ خودروهای برقی نشان می دهد. توجه شود که در این معادلات  $\psi_{et}^{EV}$  یک متغیر باینری برای تعیین حالت شارژ یا دشارژ خودروهای برقی در هر ساعت به خصوص می باشد. همچنین قیود فنی و بهره برداری خودروهای برقی مانند محدوده مجاز انرژی ذخیره شده، توان های شارژ و دشارژ در روابط (8) تا (10) ارائه شده است. شایان ذکر است که در این مقاله مدل سازی خطی برای شارژ و دشارژ خودروهای برقی انجام شده است (11) و (12) تا در حالت شارژ شرایط انتقال از حالت جریان ثابت به ولتاژ ثابت در نظر گرفته شود. در این معادلات  $\psi_{et}^{EV}$  و  $P_{et}^{DIS}$  به ترتیب نشان دهنده توان های شارژ و دشارژ خودروها می باشد و همچنین  $\eta_e^{DIS}$  و  $\eta_e^{CH}$  راندمان آنها برای شارژ و دشارژ را نشان می دهد.

$$SoC_{et}^{EV} = \left\{ \begin{array}{l} SoC_{e(t-1)}^{EV} + \frac{\eta_e^{CH} \psi_{et}^{EV} P_{et}^{CH} \Delta t}{E_e^{EV}} \\ - \frac{P_{et}^{DIS} (1 - \psi_{et}^{EV}) \Delta t}{\eta_e^{DIS} E_e^{EV}} \end{array} \right\} \quad (7)$$

$$\underline{SoC}_e^{arr} \leq SoC_{e(t_{arr})}^{EV} \leq \overline{SoC}_e^{arr} \quad (8)$$

$$0 \leq P_{et}^{CH} \leq \overline{P}_{et}^{CH} \psi_{et}^{EV} \quad (9)$$

$$0 \leq P_{et}^{DIS} \leq \overline{P}_{et}^{DIS} (1 - \psi_{et}^{EV}) \quad (10)$$

$$0 \leq P_{et}^{CH} \leq \overline{P}_{et}^{CH} \left( \frac{1 - SoC_{et}^{CH}}{1 - SoC_e^{sat}} \right) \psi_{et}^{EV} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{et}^{DIS} \leq \overline{P}_{et}^{DIS} \left( \frac{1 - SoC_{et}^{CH}}{1 - SoC_e^{sat}} \right) (1 - \psi_{et}^{EV}) \quad (12)$$

## 2-3. مدل سازی تولید و ذخیره سازی گاز طبیعی

در شبکه گاز میزان توان تولیدی گاز در مخازن توسط رابطه (13) محدود می شود. همچنین، قیود (14) و (15) به ترتیب میزان موجودی و حداکثر سطح ذخیره سازی گاز را نشان می دهند که در آن مقادیر منفی نشان دهنده ورودی گاز و مقادیر

مثبت نشان دهنده خروج گاز از انبار است [15]. در این معادلات،  $sv_g$  حجم ذخیره ساز،  $IR_g$  و  $OR_g$  مینیمم و ماکزیمم میزان ورودی و خروجی ذخیره سازی گاز طبیعی را بیان می کنند [15].

$$\underline{W}_g \leq P_g^{NG} \leq \overline{W}_g \quad (13)$$

$$\underline{Soc}_g \leq sv_g = sv_g^0 - sf_g \leq \overline{Soc}_g \quad (14)$$

$$-IR_g \leq sf_g \leq OR_g \quad (15)$$

## 2-4. بهره برداری منابع تولید پراکنده

مناطق بهره برداری ممنوعه منابع تولید پراکنده در معادلات (16) و (17) ارائه شده است. علاوه بر این، محدودیت های مربوط به شیب افزایش توان ( $RU_n^{DG}$ ) و شیب کاهش توان ( $RD_n^{DG}$ ) واحدهای تولید پراکنده کنترل پذیر به ترتیب توسط قیود (18) و (19) محدود می شوند. در این معادلات،  $P_{nt}^{DG}$  و  $Q_{nt}^{DG}$  توان اکتیو و راکتیو هستند که توسط منابع در هر ساعت تولید می شوند و  $\zeta_{nt}$  وضعیت تعهد آنها را در هر بازه زمانی نشان می دهد [16].

$$\zeta_{nt} \underline{P}_n^{DG} \leq P_{nt}^{DG} \leq \zeta_{nt} \overline{P}_n^{DG} \quad (16)$$

$$\zeta_{nt} \underline{Q}_n^{DG} \leq Q_{nt}^{DG} \leq \zeta_{nt} \overline{Q}_n^{DG} \quad (17)$$

$$P_{nt}^{DG} - P_{n(t-1)}^{DG} \leq RU_n^{DG} \quad (18)$$

$$P_{n(t-1)}^{DG} - P_{nt}^{DG} \leq RD_n^{DG} \quad (19)$$

## 2-5. معادلات پخش بار

برای دست یابی به جواب بهینه ایده آل با کمترین زمان ممکن از یک مدل خطی سازی شده برای محاسبات پخش بار در شبکه های توزیع شعاعی استفاده شده است [17]. معادلات خطی پخش بار برای محاسبه توان های اکتیو و راکتیو عبوری از خطوط توسط (20) و (21) تعیین می شوند. به منظور حفظ حالت تحدد در بهینه سازی و رسیدن به جواب بهینه سراسری، از یک مدل خطی برای مسئله پخش توان در حضور منابع تولیدی استفاده شده است که مبتنی بر تقریب سازی عبارت های غیرخطی مساله می باشد [18]. پس از وقوع رخداد شدید در شبکه، قیود (22) و (23) تعادل توان اکتیو و راکتیو بین تولید و مصرف را در هر بازه زمانی در داخل ریز شبکه ها تضمین می کنند. محدودیت خطوط برای عبور توان های اکتیو و راکتیو توسط (24) و (25) در نظر گرفته شده و همچنین قید (26) محدودیت دامنه ولتاژ را به گره های شبکه اعمال می کند. در اینجا، متغیرهای  $P_i^{inj}$  و  $Q_i^{inj}$  قدرت خالص اکتیو و راکتیو تزریق شده به باس های شبکه هستند، و  $P_i^{flw}$ ،  $Q_i^{flw}$  توان های اکتیو و راکتیو در خطوط شبکه می باشند. همچنین  $V^{bus}$  و  $\theta_i$  نشان دهنده اندازه و زاویه ولتاژ در باس های شبکه بوده که از پخش بار بدست می آیند و  $G_{ii}$  و  $B_{ii}$  به ترتیب کندوکتانس و سوسپتانس خطوط توزیع را نشان می دهند.

$$P_i^{inj} = \left\{ \begin{aligned} &(2|V_i^{Bus}| - 1)G_{ii} \\ &+ \sum_{i' \in \mathcal{R}} \left[ G_{ii'}(|V_i^{Bus}| + |V_{i'}^{Bus}| - 1) \right. \\ &\left. + B_{ii'}(\theta_i - \theta_{i'}) \right] \end{aligned} \right\} \quad (20)$$

$$Q_i^{inj} = \left\{ \begin{aligned} &-(2|V_i^{Bus}| - 1)B_{ii} \\ &+ \sum_{i' \in \mathcal{R}} \left[ -B_{ii'}(|V_i^{Bus}| + |V_{i'}^{Bus}| - 1) \right. \\ &\left. + G_{ii'}(\theta_i - \theta_{i'}) \right] \end{aligned} \right\} \quad (21)$$

$$\sum_n P_{nt}^{DG} + \sum_e [P_{et}^{DIS} - P_{et}^{CH}] - \sum_i P_{it}^D = P_{it}^{inj} \quad (22)$$

$$\sum_n Q_{nt}^{DG} - \sum_i Q_{it}^D = Q_{it}^{inj} \quad (23)$$

$$-\overline{FP}_l \leq P_l^{flw} \leq \overline{FP}_l \quad (24)$$

$$-\overline{FQ}_l \leq Q_l^{flw} \leq \overline{FQ}_l \quad (25)$$

$$\underline{V}_i \leq V_{it} \leq \overline{V}_i \quad (26)$$

همانند سیستم های قدرت، در شبکه های گاز طبیعی نیز در هر لحظه باید تعادل عرضه و تقاضا در هر گره سیستم برآورده شود که توسط رابطه (27) برقرار می گردد. در این مقاله، از مدل غیرخطی ویموث (28) برای تعیین افت فشار در خطوط لوله گاز استفاده شده است [19]. به طور کلی، این معادله بیانگر رابطه بین شارش گاز و فشار می باشد. در این مدل، سیلان گاز از نظر علامت محدود نشده و ثابت  $C_p$  به ترکیب گاز، قطر و مقاومت مطلق خط لوله بستگی دارد. این مدل غیرخطی با یک مدل خطی تقریب زده می شود تا مدل از نظر محاسباتی و بهینه سازی مناسب شود [20]. در واقع، یک تقریب ساده به عنوان  $\pi = ps^2$  می تواند غیرخطی بودن فشار را از بین ببرد (29). نکته قابل توجه این است که سمت چپ (28) را می توان به صورت تابع خطی تکه ای توسط یک شیب  $M$ ، با محور رهگیری  $B$  و یک متغیر باینری  $o$  برای تعیین وضعیت تکه خط آن نشان داد. در نهایت، معادلات (30) - (34) به جای معادله (28) جایگزین می شوند تا خطی بودن مدل حفظ شده و کار برای رسیدن به جواب بهینه سراسری آسان گردد.

$$\left\{ \begin{aligned} &\sum_p fg_p + \sum_w pg_w + \sum_s sf_s \\ &+ nd_i - pw_u.EF_u \end{aligned} \right\} = GL_i \quad (27)$$

$$sign(fg_p)fg_p^2 = C_p^2(ps_i^2 - ps_j^2) \quad (28)$$

$$\sum_k (M_{p,k} fl_{p,k} + B_{p,k} o_{p,k}) = C_p^2(\pi_i - \pi_j) \quad (29)$$

$$\gamma_{p,k} \cdot \underline{FL}_{p,k} \leq fl_{p,k} \leq \overline{FL}_{p,k} \cdot \gamma_{p,k} \quad (30)$$

$$fg_p = \sum_k fl_{p,k} \quad (31)$$

$$\sum_k \gamma_{p,k} \leq 1 \quad (32)$$

$$\underline{\pi}_i \leq \pi_i \leq \overline{\pi}_i \quad (33)$$

$$\pi_j \leq \Gamma_p \cdot \pi_i \quad (34)$$

## 2-6. شاخص بازیابی شبکه

بعد از اعمال استراتژی پیشنهادی برای بازیابی شبکه قدرت، بایستی کیفیت و عملکرد طرح مورد بررسی قرار گرفته و معایب و مزایای آن مشخص شود. برای انجام این کار، یک شاخص جدید برای اندازه گیری میزان اثرگذاری بازیابی بر روی تاب آوری شبکه پیشنهاد می شود که آسیب پذیری شبکه و خطرات آب و هوایی را در برابر تغییرات الگوی آب و هوا و پیش بینی های هواشناسی مرتبط با آن در طول زمان گزارش می کند (35). باتوجه به اینکه عدم قطعیت در تعیین تأثیر و زمان وقوع حوادث شدید وجود دارد، بنابراین در این مرحله چندین سناریو در نظر گرفته می شود و تصمیم گیرنده سعی می کند بدترین سناریو را بهینه کند. برای محاسبه شاخص پیشنهادی، آسیب پذیری و تخریب سیستم در برابر رویداد پیش بینی شده ابتدا باید توسط روابط (36) و (37) تعیین شود. توجه داشته باشید که این معادلات برای انتقال اطلاعات بیشتر در مورد رفتار زمانی سیستم و ایجاد شرایط مقایسه نرمال سازی شده اند، بطوریکه مقدار صفر برای سیستم کاملاً مقاوم و تاب آور بوده و به طور مشابه مقدار 1 نشان دهنده سیستم در حال تخریب کامل است.

علاوه بر این، پس از اتمام رویداد اپراتور آماده می شود تا روند بازیابی را شروع کند تا سیستم را به سرعت به حالت عادی خود برگرداند. برای این منظور، یک شاخص پریونیتی برای مرحله بازیابی در (38) تعریف شده است. این معیار برای یک سیستم با ظرفیت کامل برای بازیابی 1 خواهد بود و در غیر این صورت صفر است که نشان دهنده عدم بازیابی موفق شبکه است. روند انعطاف پذیری سیستم باید از ابتدای تخریب تا پایان ترمیم تجزیه و تحلیل شود تا نقاط ضعف و قوت سیستم کاملاً مشخص گردد. از این رو، معادله (39) نمایانگر شاخص انعطاف پذیری سیستم برای یک عملکرد خاص است که می تواند مقادیری بین صفر تا 1 داشته باشد به طوری که مقادیر بالاتر نشان دهنده انعطاف پذیری و تاب آوری بیشتر شبکه قدرت در برابر حادثه قریب الوقوع است.

$$\text{Max}_{W \& S} F^{W \& S} = \sum_{\omega=1}^{N_{\omega}} \pi_{\omega} (RI_{\omega} + SI_{\omega}) \quad (35)$$

$$VI = \frac{M_0 - M_{pe}}{M_0} \quad (36)$$



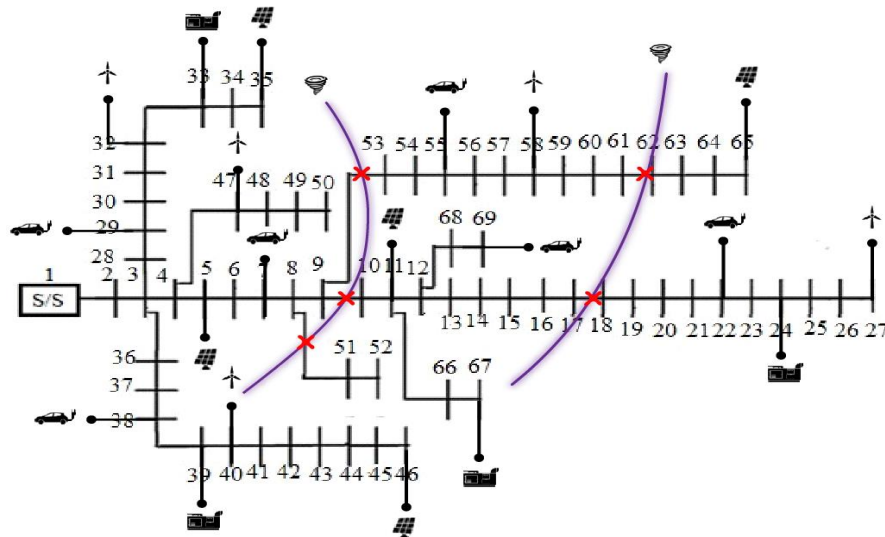
$$DI = \int_{t_d}^{t_{pe}} (M_0 - M(t))dt / M_0(t_{pe} - t_d) \quad (37)$$

$$SI = \int_{t_d}^{t_{pr}} \frac{(M(t) - M_{pe})dt}{M_0 - M_{pe}(t_{pr} - t_r)} \quad (38)$$

$$RI = \int_{t_d}^{t_{pr}} M(t)dt / M_0(t_{pr} - t_d) \quad (39)$$

### 3. نتایج شبیه سازی

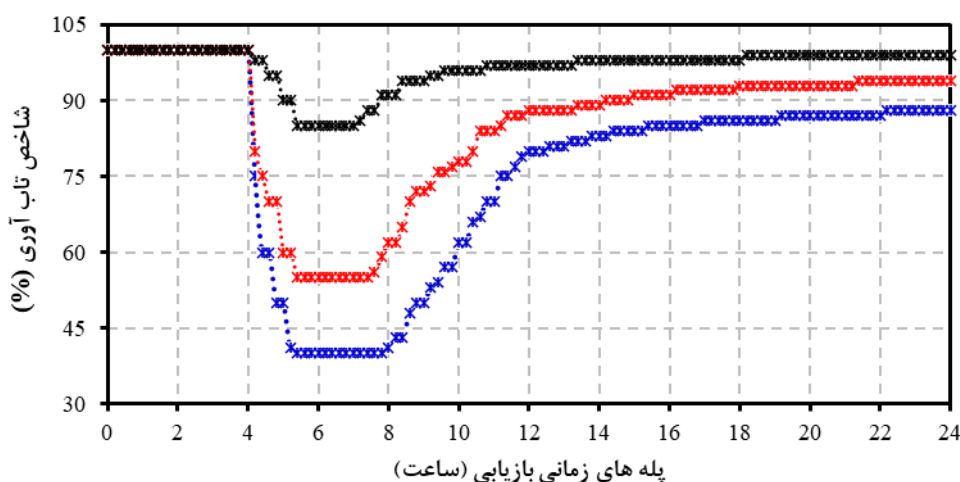
ساختار نهایی شبکه 69 باسه IEEE در سناریو بدبینانه در شکل 1 نشان داده شده است. شبکه توزیع به چند ریزشبکه مستقل تقسیم شده است تا بطور محلی بارهای حساس شبکه را تا حد ممکن در حین حادثه تامین نماید. خطوط قرمز مشخص شده در اثر طوفان رخ داده از شبکه خارج شده اند در فرآیند بازیابی سیستم توسط خدمه تعمیر و به مدار برگردانده می شوند. تا زمانی که این خطوط تعمیر نشده اند ریزشبکه ها در حالت جزیره ای به کار خود ادامه می دهند. در این مرحله، بارهای انعطاف پذیر می توانند نقش پرننگی را در رسیدن به اهداف بهره بردار شبکه بازی کنند و با تغییر میزان مصرف خودکار را برای تامین بارهای حساس شبکه آسان نمایند. توجه داشته باشید که بدون از دست رفتن جامعیت طرح پیشنهادی، شبکه تست را می توان به دلخواه به چند منطقه آب و هوایی تقسیم کرد تا تأثیر فضایی و منطقه ای طوفان را مدل سازی کند. برای بررسی عددی موارد مثبت و منفی روش پیشنهادی، سه مطالعه موردی مختلف انجام شده است. در مورد اول فقط واحدهای تولید پراکنده در نظر گرفته شوند، در مورد دوم اپراتور می تواند به طور مستقیم مصرف سیستم را همراه با تولید منابع تنظیم کند و در مورد سوم اپراتور از هاب انرژی علاوه بر برنامه منابع تولید پراکنده و بارهای پاسخگو استفاده می کند تا به سیستم قدرت در مقابله با اثرات منفی طوفان کمک کند.



شکل 1. آرایش شبکه 69 باسه IEEE بعد از وقوع حادثه.

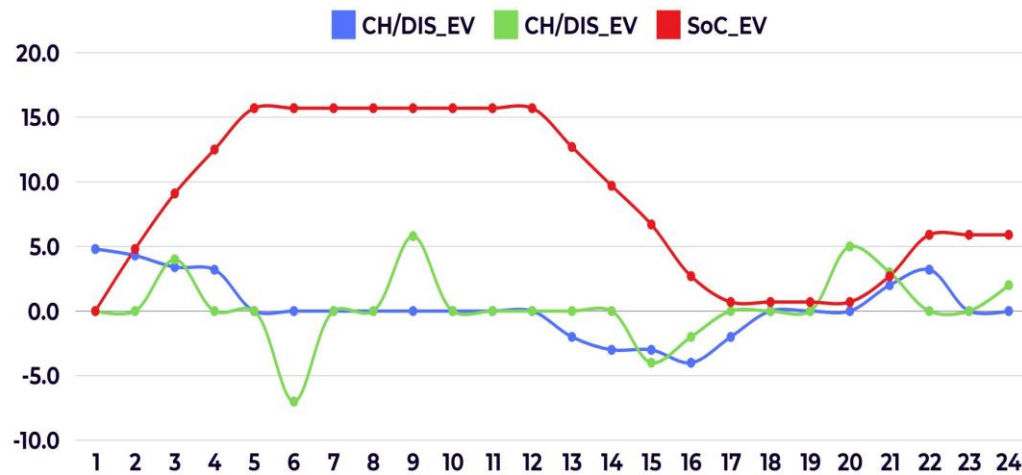
شاخص بازیابی وابسته به زمان پیشنهادی در شکل 2 برای تمام مطالعات موردی نشان داده شده است. شکل این خطوط به وضوح منحنی دوزنقه تاب آوری را به یاد می آورد و مدل سازی و کمی سازی مناسب آن را امکان پذیر می کند. در این شکل، سه مرحله از فرآیند ارزیابی تاب آوری شامل پیشرفت اختلال، وضعیت تخریب شده پس از رویداد و ترمیم سیستم به وضوح قابل

تشخیص است. مدت زمان پیشرفت اختلال برابر با مدت زمان حادثه شدید است در حالی که مدت زمان تخریب وضعیت پس از رویداد و مرحله ترمیم خروجی شبیه سازی است و به برنامه های اضطراری و آمادگی بستگی دارد. همانطور که در شکل ۲ نشان داده شده است، می توان مشاهده کرد که تخریب امنیت و تاب آوری بهره برداری در مورد سوم به طور قابل توجهی کمتر از مورد دوم و مورد اول است که عمدتاً از انعطاف پذیری و افزونگی سیستم های چند انرژی در مواجهه با حوادث غیرمترقبه ناشی می شود. به عبارت دیگر، اضافه شدن شبکه گاز به شبکه انرژی الکتریکی باعث ایجاد مسیرهای موازی و همچنین منابع اضافی برای تامین بخشی از بارهای شبکه می گردد.

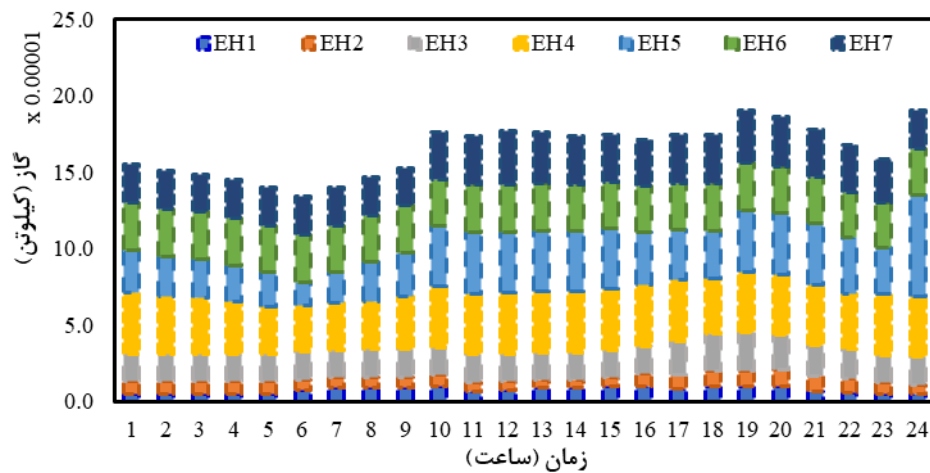


شکل ۲- منحنی ذوزنقه ای تاب آوری 69 باسه IEEE بعد از حادثه

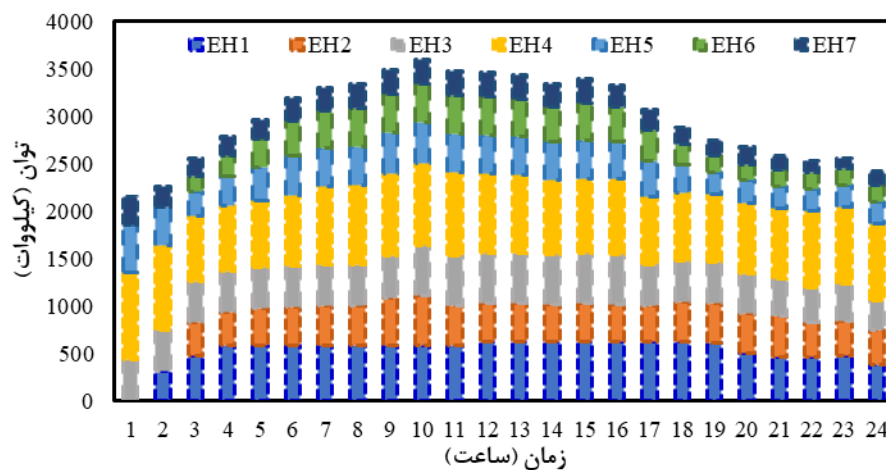
الگوهای شارژ/دشارژ در ذخیره سازهای برقی مانند خودروهای الکتریکی و همچنین ذخیره سازهای گاز طبیعی در شکل ۳ نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می شود، در مرحله قبل از حادثه الگوریتم پیشنهادی سعی می کند سطح انرژی ذخیره شده در ذخیره سازها را به منظور افزایش آمادگی سیستم هنگام ورود طوفان افزایش بخشد. بدیهی است که مقدار ناچیزی از کاهش بار غیر بحرانی در مدیریت پیشگیرانه می تواند انرژی ذخیره شده در ذخیره سازها را به طور قابل توجهی در لحظه وقوع گردباد افزایش دهد. این سطح از ذخیره سازی بعد از وقوع طوفان برای تأمین بارهای حیاتی سیستم مفید خواهد بود. گاز وارد شده به هاب های انرژی در شکل ۴ نشان داده شده است. بعلاوه، شکل ۵ توان خروجی هاب های انرژی را در برنامه ریزی محافظه کارانه نشان می دهد. مدیریت انرژی هاب های انرژی به گونه ای انجام می شود که علاوه بر تأمین بارهای گازسوز شبکه، آنها سوخت لازم برای واحدهای تولیدی سوخت فسیلی را نیز برای مقابله با حوادث شدید فراهم کنند. در حقیقت، هاب های انرژی می توانند نقش اتصال شبکه برق به شبکه گاز طبیعی را بازی کنند و در شرایط بحرانی به شبکه آسیب دیده کمک کنند تا به طور مؤثر بازبایی شود.



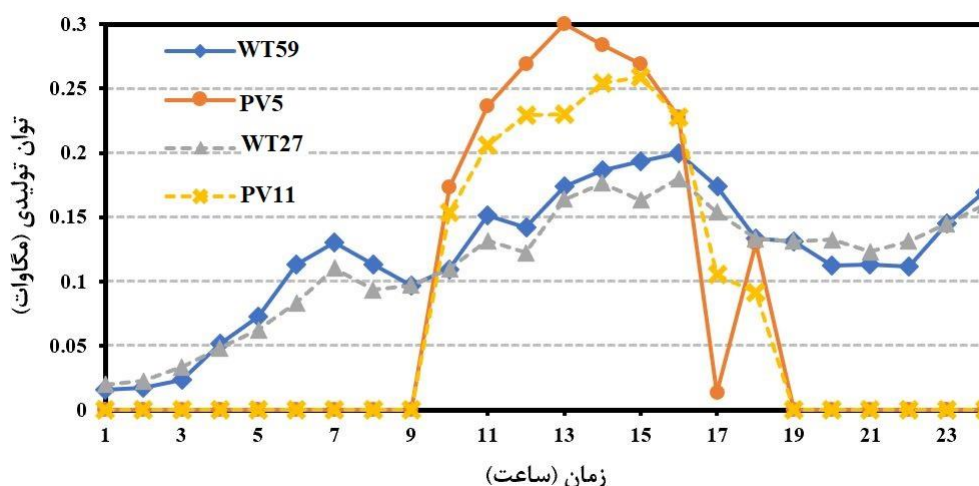
شکل ۳- میزان انرژی ذخیره شده در پارکینگ خودروهای برقی



شکل ۴- میزان گاز طبیعی ورودی به هاب های انرژی شبکه

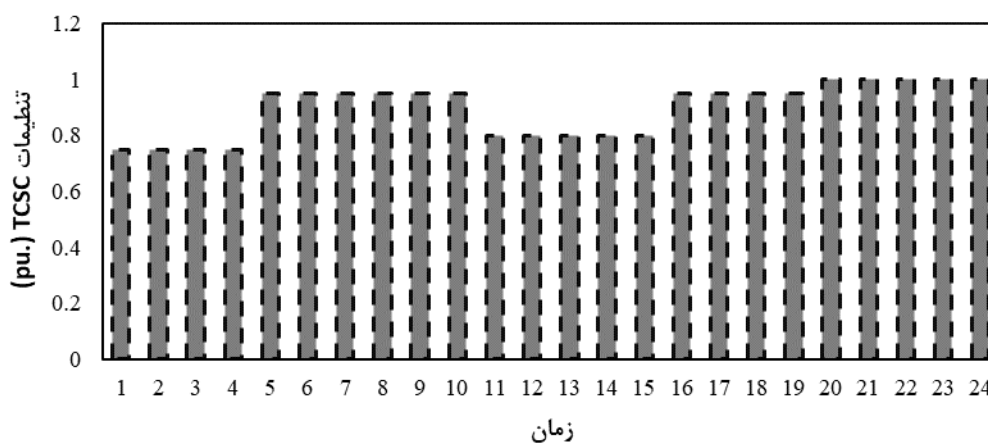


شکل ۵- توان خروجی تولید شده در هاب های انرژی شبکه

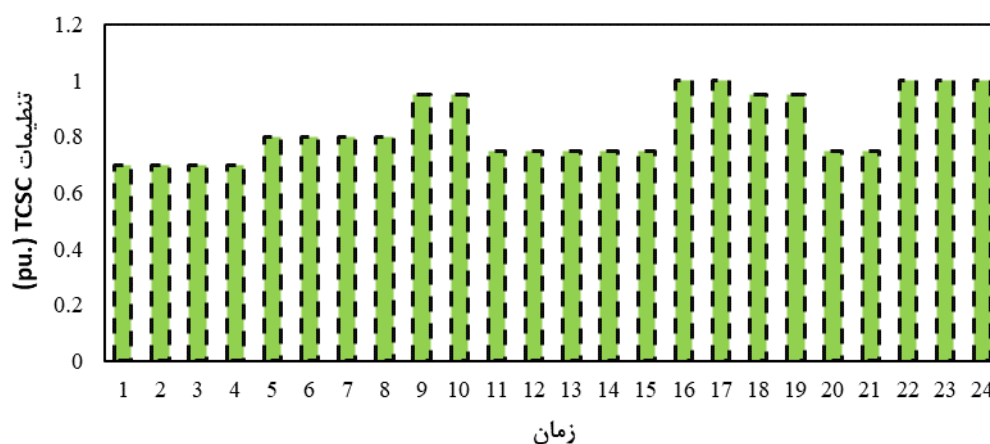


شکل 6- تولید روزانه منابع تجدیدپذیر بر اساس ماکزیمم توان قابل تولید.

با عبور طوفان از بخشی از شبکه توزیع، برخی از خطوط آسیب پذیر صدمه دیده و باعث می شوند توان عبوری از آن ها به سایر خطوط منتقل شود. این مسئله باعث ایجاد تراکم در برخی از خطوط مهم شبکه می شود که در صورت عدم اقدامات لازم منجر به قطعی بار گسترده در شبکه می شود. برای جلوگیری از ایجاد تراکم در خطوط بحرانی سیستم در هنگام ورود طوفان، از DSR برای هدایت توان به آن خطوطی که ظرفیت خالی دارند استفاده می شود. شکل 7 تنظیمات بهینه DSR را در خطوط و بازه های زمانی مختلف برای تمام واحدهای نصب شده در خطوط مختلف نشان می دهد. همان طور که قابل مشاهده است این تجهیزات سری با افزایش میزان راکتانس در خطوط منتهی به فیدرهای آسیب دیده باعث منحرف سازی توان شده و از ایجاد تراکم در نواحی خطادار جلوگیری می کنند. یکی دیگر از مزایای این تجهیزات رساندن توان مورد نیاز برای راه اندازی منابع غیر خود راه انداز بوده که باعث افزایش سرعت بازیابی شبکه قدرت خواهد شد.



الف) راکتور نصب شده در فیدر 12



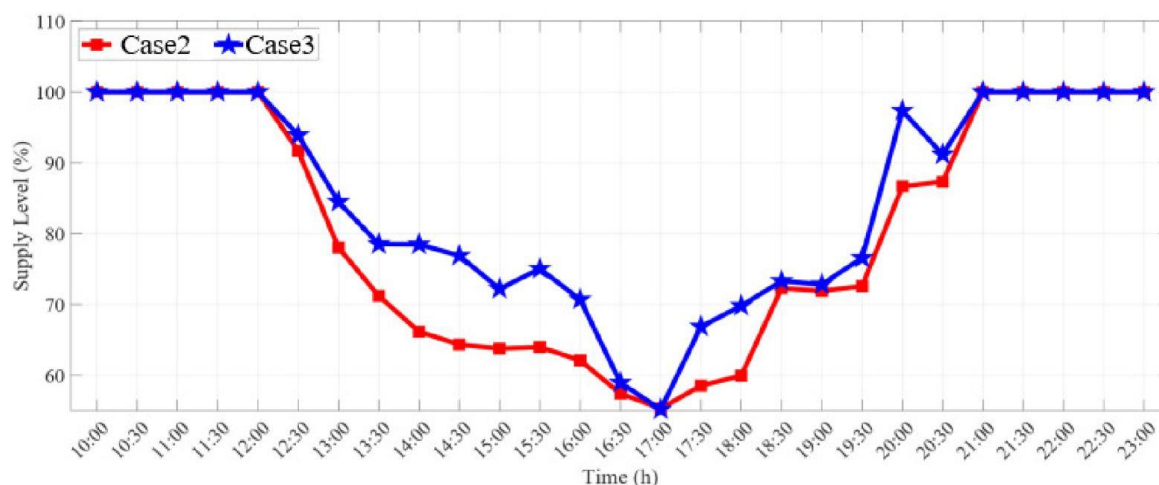
ب) راکتور نصب شده در فیدر 53

شکل 7- کنترل راکتورهای سری توزیع شده در خطوط مختلف

جدول 1- کمیت های فنی سیستم در حالت های مختلف طرح پیشنهادی

حالت ها	بارزدایی (kWh)	شاخص تاب آوری (%)	بازیابی بار (kW)	زمان بازیابی (h)
حالت اول	8268/75	41/117	375/20	6/45
حالت دوم	6552/34	55/791	491/23	5/15
حالت سوم	2580/12	84/523	821/66	2/30

همانطور که از جدول 1 مشاهده می شود، میزان کاهش بار در حالت اول 8268/75 کیلووات ساعت است که در حالت دوم به 2580/12 کیلووات ساعت کاهش می یابد (حدود 68/79 درصد کاهش) در حالی که سرعت بازیابی سیستم 64/34 درصد به دلیل بازیابی موازی بهبود یافته است. توجه داشته باشید که نتایج موارد اول و دوم بین این دو حالت مرزی متوسط است، بنابراین بهترین حالت زمانی رخ می دهد که هم تقسیم شبکه و هم استفاده از شبکه گاز به طور هم زمان در نظر گرفته شوند.



شکل 8- منحنی عرضه بار در حالات 2 و 3

شکل 8 منحنی عرضه بار سیستم 69 باسه IEEE را در موارد 2 و 3 نشان می دهد. همانطور که مشاهده می شود از ساعت 12:30 تا 20:30 سطح بار بیشتری در مورد 3 ارائه شده است. لازم به ذکر است که دلیل تامین بار بیشتر در حالت 3 امکان

استخراج توان بیشتر از شبکه گاز است. تحلیل این رقم حاکی از آن است که در نظر گرفتن شبکه گاز در مورد 3 منجر به افزایش 3.16 درصدی شاخص تاب آوری نسبت به مورد 2 شده است. در مورد 3 شاخص تاب آوری را نسبت به مورد 2 (در صورت عدم وجود شبکه گاز) 3.9٪ افزایش داده است. در نهایت، این شکل نشان می دهد که به اشتراک گذاری بار توسط شبکه یکپارچه گازی در مورد 3 منجر به افزایش 3.47 درصدی شاخص تاب آوری نسبت به مورد 1 (عدم اشتراک گذاری بار) شده است.

#### 4. نتیجه گیری

علی رغم اینکه سیستم های قدرت به طور معقولی در برابر حوادث احتمالی قابل اعتماد هستند، اما همچنان در برابر حوادث شدید با اثرات مکانی - زمانی متعدد مانند بلایای طبیعی مقاوم نیستند. این مقاله یک چارچوب تصادفی دومرحله ای مبتنی بر سناریو جدید برای بهبود تاب آوری سیستم های توزیع در برابر طوفان را ارائه می دهد. مدل ارائه شده در این مقاله بدترین سناریوی طوفان شدید را شناسایی کرده و از ابزارهای عملیاتی مختلف برای مقابله مؤثر با این حادثه استفاده می کند. چارچوب پیشنهادی به عنوان برنامه ریزی دوسطحی فرموله شده است که تصمیمات آمادگی را در مرحله اول اتخاذ می کند و متغیرهای عملیاتی را در مرحله دوم بهینه می کند تا تاب آوری سیستم را تقویت کند. باتوجه به نتایج شبیه سازی که بر روی سیستم 69 باسه IEEE اجرا گردید، روش تصادفی تک مرحله ای بار محاسباتی قابل توجهی را متحمل می شود. نتایج تأیید کرد که ادغام شبکه های برق و گاز می تواند با ایجاد مسیرهای اضافی و تنوع منابع برای تأمین بارهای بیشتر، انعطاف پذیری و بازسازی سیستم را افزایش دهد. به طوری که تحلیل این رقم حاکی از آن است که در نظر گرفتن شبکه گاز و برق به صورت هم زمان شاخص تاب آوری 3.16 درصد افزایش می یابد و همچنین نتایج نشان می دهد که به اشتراک گذاری بار توسط شبکه یکپارچه گازی منجر به افزایش 3.47 درصدی شاخص تاب آوری نسبت به مورد عدم اشتراک گذاری بار شده است.

#### 5. منابع و مراجع

1. L. Che, M. Khodayar, and M. Shahidehpour, "Only connect: Microgrids for distribution system restoration," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 12, no. 1, pp. 70–81, Jan./Feb. 2014.
2. P. Tielens and D. V. Hertem, "The relevance of inertia in power systems," *Renewable Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, pp. 999–1009, 2016.
3. Y. Lin, Z. Bie. "Tri-level optimal hardening plan for a resilient distribution system considering reconfiguration and DG islanding," *Applied Energy*, vol. 210, pp. 1266-1279, 2018.
4. A. Arab, et al. "System hardening and condition-based maintenance for electric power infrastructure under hurricane effects," *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 65, no. 3, pp. 1457-1470, 2016.
5. K. Sedzro, A. Lamadrid, L. Zuluaga. "Allocation of resources using a microgrid formation approach for resilient electric grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 2633-2643, 2018.
6. J. Kim, Y. Dvorkin. "Enhancing distribution system resilience with mobile energy storage and microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 4996-5006, 2018.
7. A. Hussain, V. Bui, H. Kim. "A resilient and privacy-preserving energy management strategy for networked microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 2127-2139, 2018.
8. A. Khodaei. "Resiliency-oriented microgrid optimal scheduling," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1584-1591, 2014.
9. Trakas, N. Hatziaargyriou. "Optimal distribution system operation for enhancing resilience against wildfires," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 2260-2271, 2018.

10. A. Gholami, T. Shekari, S. Grijalva. "Proactive management of microgrids for resiliency enhancement: An adaptive robust approach." *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 470-480, 2017.
11. G. Huang, et al. "Integration of preventive and emergency responses for power grid resilience enhancement." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4451-4463, 2017.
12. T. Ding, Y. Lin, Z. Bie, C. Chen, "A resilient microgrid formation strategy for load restoration considering master-slave distributed generators and topology reconfiguration," *Applied energy*, vol. 199, pp. 205-216, 2017.
13. Ahrari, Mahmoud, Kimia Shirini, Sina Samadi Gharehveran, Mahdi Ghazizadeh Ahsaei, Saeid Haidari, and Parviz Anvari. "A security-constrained robust optimization for energy management of active distribution networks with presence of energy storage and demand flexibility." *Journal of Energy Storage* 84, 2024.
14. S. Poudel, A. Dubey, "Critical load restoration using distributed energy resources for resilient power distribution system," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 52-63, 2018.
15. P. Van Hentenryck, C. Coffrin, R. Bent, "Vehicle routing for the last mile of power system restoration," In *Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference (PSCC'11)*, Stockholm, Sweden. 2011.
16. M. Sarker, M. Ortega-Vazquez, D. Kirschen, "Optimal coordination and scheduling of demand response via monetary incentives," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1341-1352, 2015.
17. A. Borghetti, "A mixed-integer linear programming approach for the computation of the minimum-losses radial configuration of electrical distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1264-1273, 2012.
18. R. A. Jabr, R. Singh, B. C. Pal, "Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 1106-1116, 2012.
19. T. Ding, Z. Bie, "Multi-stage stochastic programming with nonanticipativity constraints for expansion of combined power and natural gas systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 317-328, 2017.
20. K. Schneider, et al. "Evaluating the magnitude and duration of cold load pick-up on residential distribution using multi-state load models," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3765-3774, 2015.
21. Gazijahani, Farhad Samadi, Javad Salehi, and Miadreza Shafie-khah. "Benefiting from energy-hub flexibilities to reinforce distribution system resilience: A pre-and post-disaster management model." *IEEE Systems Journal* 16, no. 2, 2022.



## Two-stage planning to increase the resilience of energy distribution networks using energy hubs for crisis management

Sina Samadi Gharehveran<sup>1</sup>, Mahrooz Nasiri<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Faculty of Electrical and Computer Science, Tabriz University, Tabriz, Iran.

Email: s.samadi@tabrizu.ac.ir

<sup>2</sup> East Azarbaijan Power Distribution Company, Tabriz, Iran.

Email: m.nasiry@eaedc.ir

**Abstract**— Hub Energy systems meet the needs of customers in critical situations by coordinating the use of different infrastructures, resulting in improved system resilience, reduced losses, and reduced operational costs. Due to the increase in the construction of energy hub systems in distribution networks, the issue of the optimal design of energy hubs has received much attention. Considering this issue, this paper presents a new two-stage optimization model to improve the resilience of distribution systems against storms. We formulate the proposed framework as a two-level planning process, taking readiness decisions in the first stage and optimizing operational variables in the second stage to enhance system resilience. We investigate the mutual interactions between electricity and thermal energy using an integrated electricity and gas model, and propose a computational method to model the worst-case scenarios of gas and electricity flow on an integrated IEEE 69-bus network.

**Keywords:** Hub energy, optimization, resilience, energy distribution networks, integrated energy system.