

بازیابی سیستم قدرت با نفوذ بالای انرژی های تجدیدپذیر: وضعیت فعلی و روندهای آینده:

علیرضا قدیری جعفریگلو

دانشجوی دکتری دانشگاه شهید مدنی آذربایجان

نوید تقی زادگان کلانتری

استاد تمام دانشگاه شهید مدنی آذربایجان

سجاد نجفی روادانق

استاد تمام دانشگاه شهید مدنی آذربایجان

چکیده:

رویدادهای خاموشی فاجعه بار و نفوذ روزافزون تولید برق تجدیدپذیر، نیاز به یک استراتژی پیشرفته بازیابی سیستم را برجسته می کند تا به طور مؤثر و قابل اعتماد از تولید برق تجدیدپذیر برای مشارکت در بازیابی سیستم برق استفاده شود. این مقاله به بررسی پیشرفت های تحقیقاتی در زمینه بازیابی سیستم قدرت با نفوذ بالای انرژی های تجدیدپذیر می پردازد و روش های مدیریت عدم قطعیت در تولید برق تجدیدپذیر در طول بازیابی را نیز خلاصه می کند. ابتدا، فرآیندهای بازیابی سیستم انتقال به سه مرحله متوالی تقسیم می شوند: الف) بلک استارت، ب) پیکربندی مجدد شبکه و ج) بازیابی بار. پیشرفت های تحقیقاتی این سه مرحله بازیابی با در نظر گرفتن تولید برق تجدیدپذیر بررسی می شود. سپس، بازیابی سیستم توزیع با استفاده از منابع انعطاف پذیر متعدد، مانند ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر، سوئیچ های کنترل از راه دور، سیستم های ذخیره سازی انرژی و نقاط باز نرم، همراه با تکنیک های نوظهور مانند میکروشبکه ها، سیستم های چندعامله، تیم های تعمیر و منابع انرژی متحرک بررسی می شود. همچنین، با افزایش فعالیت و انعطاف پذیری سیستم توزیع، بازیابی هماهنگ سیستم انتقال و توزیع و تعاملات اطلاعاتی آنها نیز مورد بحث قرار می گیرد. در نهایت، برای کاربردهای عملی، تأییدیه های آزمایشگاهی استراتژی های بازیابی با استفاده از داده های واقعی شبکه برق، استراتژی های بازیابی واقعی، سیستم های پشتیبانی تصمیم گیری و آزمایش های میدانی فرآیندهای بلک استارت معرفی می شود تا این مرور ادبیات تکمیل گردد. استفاده مؤثر از منابع برق تجدیدپذیر می تواند به طور قابل توجهی کارایی بازیابی سیستم قدرت را بهبود بخشد، اما عدم قطعیت ذاتی آنها باید با دقت مدیریت شود. علاوه بر این، روندهای تحقیقاتی امیدوارکننده برای بهبود بازیابی سیستم قدرت با نفوذ بالای انرژی های تجدیدپذیر ارائه شده است.

واژگان کلیدی: خاموشی سراسری، هماهنگی انرژی تجدید پذیر، بازیابی، عدم قطعیت

۱. مقدمه

نفوذ منابع انرژی تجدیدپذیر (RESs)، مانند انرژی باد و خورشیدی، طی دهه های اخیر به دلیل مزایای زیست محیطی و اقتصادی به طور قابل توجهی افزایش یافته است. تا آوریل ۲۰۲۳، تولید انرژی تجدیدپذیر حدود ۳۸.۲٪ از کل تولید برق جهان را تشکیل داده است (IEA 2022). با این حال، برق تجدیدپذیر به شرایط آب و هوایی وابسته است و ویژگی های ذاتی ناپایدار، متناوب و تصادفی آن می تواند خطر خاموشی ها را افزایش دهد. طی چند دهه گذشته، چندین رویداد خاموشی فاجعه بار به دلیل شرایط جوی شدید در سیستم های برق تجدیدپذیر رخ داده است. خاموشی ۲۰۱۶ در جنوب استرالیا، اولین رویداد خاموشی بزرگ شناخته شده در یک شبکه برق با نفوذ بالای انرژی تجدیدپذیر بود (انرژی باد و خورشیدی تقریباً ۵۰٪ از کل تقاضای بار را تشکیل می داد) (Yan et al. 2018). در این رویداد خاموشی، چندین نقص منجر به قطع شدن بسیاری از مزارع بادی شد و در نتیجه کمبود شدید برق و مشکلات پایداری ایجاد شد که نهایتاً به یک خاموشی فاجعه بار تبدیل شد (Operator 2017). خاموشی اوت ۲۰۱۹ در شبکه برق بریتانیا ناشی از قطع هم زمان مزرعه بادی هورنسیا، نیروگاه لیتل بارفورد و ژنراتورهای توزیع شده بود (National Grid ESO 2019; Various 2019). طوفان سوپر تایفون گونی در سال ۲۰۲۰ در فیلیپین فرود آمد و ۳۱ میلیون نفر را تحت تأثیر قرار داد (Caballero and Navarro 2021). یخبندان تگزاس در فوریه ۲۰۲۱ خسارات زیادی به تأسیسات تولید انرژی تجدیدپذیر در فضای باز وارد کرد، مانند یخ زدگی گیربکس ها یا یخ زدگی پره های توربین های بادی، که منجر به کمبود عظیم برق و بی برقی حدود ۱۰ میلیون نفر به مدت چند روز شد (Busby et al. 2021). پس از یک خاموشی سیستم، برق باید هر چه سریع تر به مصرف کنندگان بازگردانده شود تا از خسارات اقتصادی و اجتماعی جلوگیری شود (Jiang et al. 2017; Jairo Quirós Tortós and Terzija 2012). در عین حال، با افزایش ادغام تولید انرژی تجدیدپذیر، باید پتانسیل RESs برای مشارکت در فرآیند بازیابی به طور کافی بررسی شود.

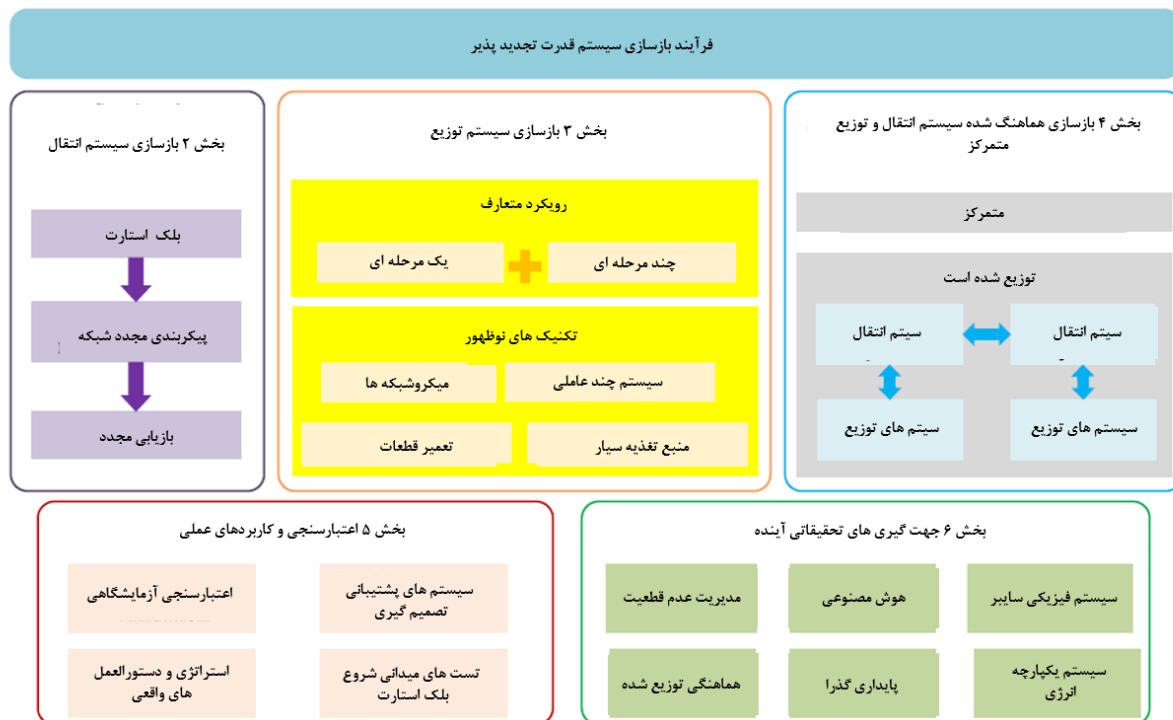
(UU Republik Indonesia et al. 2022)، زیرا نیاز به توان راه اندازی اولیه کمتر و زمان کمتری نسبت به ژنراتورهای سنتی دارند (Amrr et al. 2020).

به طور کلی، بازیابی سیستم برق تجدیدپذیر را می توان به دو بخش بازیابی سیستم انتقال و بازیابی سیستم توزیع تقسیم کرد که به ارتباطات فیزیکی آن ها مانند پست ها بستگی دارد. بازیابی سیستم انتقال نواحی جغرافیایی وسیعی را پوشش می دهد و معمولاً شامل سه مرحله متوالی است: الف) بلک استارت، که به عنوان مرحله آماده سازی نیز شناخته می شود، ب) بازیابی سیستم، که به عنوان پیکربندی مجدد شبکه نیز شناخته می شود، و ج) مرحله بازیابی بار (Hou et al. 2011). ابتدا، ارزیابی وضعیت سیستم، بخش بندی شبکه و راه اندازی واحدهای قابل راه اندازی در مرحله آماده سازی انجام می شود.

(Quirós-Tortós et al. 2014; J Quirós Tortós and Terzija 2012). سپس، شبکه اسکلتی بازسازی می شود و ژنراتورهای هم زمان و واحدهای برق تجدیدپذیر به ترتیب در مرحله بازیابی سیستم راه اندازی می شوند.

(Quirós-Tortós et al. 2015; Quirós-Tortós and Terzija 2013). در نهایت، بارهای باقی مانده در مرحله بازیابی بار بازیابی می شوند. برخلاف بازیابی سیستم انتقال، بازیابی سیستم توزیع که به عنوان بازیابی خدمات نیز شناخته می شود، در

یک ناحیه جغرافیایی محلی محدود شده و می تواند با استفاده از منابع انعطاف پذیر متعدد مانند ژنراتورهای توزیع شده، ژنراتورهای اضطراری متحرک و سوئیچ های کنترل از راه دور اجرا شود. در طول بازیابی سیستم توزیع، سیستم انتقال معمولاً به عنوان یک منبع توان یا ولتاژ ثابت در نظر گرفته می شود بدون ویژگی های عملیاتی دقیق؛ در طول بازیابی سیستم انتقال، هر سیستم توزیع به عنوان یک بلوک بار 'منفعل' در نظر گرفته می شود که منتظر تامین برق از سیستم انتقال بازسازی شده است. نادیده گرفتن ویژگی های عملیاتی سیستم توزیع (انتقال) برای بازیابی سیستم انتقال (توزیع) می تواند فرآیند بازیابی کل سیستم را مختل کند. به عنوان مثال، در خاموشی آریزونا-کالیفرنیا جنوبی در سال ۲۰۱۱، تأثیر جریان برق سیستم توزیع بر سیستم انتقال به طور کافی مورد توجه قرار نگرفت و این موضوع به طور قابل توجهی فرآیند بازیابی را به تأخیر انداخت (Portante et al. 2014). گزارش های شورای قابلیت اطمینان برق آمریکای شمالی نشان می دهد که حدود ۷۲ درصد از فرآیندهای بازیابی به دلیل ناکامی در هماهنگی بین نهادهای مختلف در سیستم برق به تأخیر افتاده است (Adibi and Fink 2006). علاوه بر این، ادغام گسترده ژنراتورهای توزیع شده (سوخت فسیلی یا تجدیدپذیر) و کنترل سمت تقاضا در سیستم توزیع، بار 'منفعل' را به 'فعال' تبدیل کرده است و سیستم توزیع می تواند برق محلی را برای کاربران نهایی فراهم کند و حتی برق را به سیستم انتقال بازگرداند (Crisci et al. 2019). بنابراین، باید به بازیابی هماهنگ سیستم انتقال و توزیع با دقت توجه شود.



شکل 1: نمودار سازماندهی مقاله

علاوه بر این، در بازیابی سیستم برق تجدیدپذیر، عدم قطعیت RES می تواند منجر به عدم تعادل عرضه و تقاضا و تهدید به امنیت فرآیند بازیابی شود (Bose 2011; Roggatz, Power, and Singh 2020)، که یک نگرانی اصلی برای استفاده موثر و ایمن از RES در بازیابی است. سه چارچوب مدل سازی اصلی برای مدیریت عدم قطعیت RES در طول بازیابی خلاصه شده اند

(شکل ۱ و جدول ۱) که شامل بهینه سازی محدودیت های احتمالی (CCO)، بهینه سازی تصادفی (SO) و بهینه سازی مقاوم (RO) می شود.

(۱) چارچوب CCO مقدار بار بازیابی شده را به حداکثر می رساند در حالی که خطرات عدم قطعیت تجدیدپذیر را از طریق محدودیت های احتمالی برای محدود کردن احتمال نقض امنیت در زیر یک سطح مجاز مدیریت می کند. این چارچوب معمولاً یک تابع توزیع احتمالی شناخته شده از توان تجدیدپذیر نامطمئن را فرض می کند و محدودیت های احتمالی می توانند تحت برخی از انواع محدود توابع توزیع احتمالی به معادلات قطعی معادل تبدیل شوند. هنگامی که تابع احتمال به درستی شناخته نشده باشد، چارچوب های CCO می توانند به عنوان CCO مقاوم تو (Distributionally Robust CCO) فرموله

شوند (Duan et al. 2018). یعنی، تابع احتمال دقیق توان تجدیدپذیر فرض می شود که متعلق به یک مجموعه ابهام باشد که شامل همه توابع توزیع احتمالی ممکن از توان تجدیدپذیر است. با این حال، چارچوب CCO نیاز به یک مدل بازیابی بسیار ساده (معمولاً خطی) دارد تا محدودیت های احتمالی را به فرم های قابل محاسبه تبدیل کند که این امر دقت راه حل های بازیابی به دست آمده را کاهش می دهد.

(۲) چارچوب SO سناریوهای زیادی از توان تجدیدپذیر را که از یک تابع توزیع احتمالی فرضی یا داده های تاریخی نمونه برداری شده اند، تولید می کند تا توان تجدیدپذیر نامطمئن را شبیه سازی کند. با این چارچوب، می توان یک استراتژی بازیابی بهینه را از طریق حداکثر سازی میانگین وزن دار مقدار بار بازیابی شده بر روی همه سناریوهای نمونه برداری شده به دست آورد، جایی که وزن می تواند نماینده احتمال سناریوی مربوطه از خروجی توان تجدیدپذیر باشد

(Shapiro, Dentcheva, and Ruszczyński 2009). با این حال، چارچوب SO به سناریوهای متعددی نیاز دارد تا امنیت استراتژی بازیابی به دست آمده در مقابل عدم قطعیت تجدیدپذیر را تضمین کند که منجر به یک بار محاسباتی سنگین می شود.

(۳) بدون اتکا به هرگونه اطلاعات احتمالی، چارچوب RO به طور کامل خطرات توان تجدیدپذیر نامطمئن را از طریق جستجوی بیشترین مقدار بار بازیابی شده تحت بدترین حالت عدم قطعیت در یک مجموعه مشخص از همه خروجی های ممکن توان تجدیدپذیر کاهش می دهد. با این حال، استراتژی بازیابی به دست آمده بر اساس چارچوب RO اغلب به دلیل محافظه کاری بیش از حد مورد انتقاد قرار می گیرد، حتی اگر یک روش کاهش محافظه کاری، مانند تکنیک بودجه عدم قطعیت (Cai et al. 2021)، به کار گرفته شود. به عنوان گسترش چارچوب RO، طیف گسترده ای از جهت ها برای بهبود نمایش مقاوم توان تجدیدپذیر وجود داشته است، مانند مجموعه های عدم قطعیت مبتنی بر داده که همچنین کارایی محاسباتی خوبی را نشان می دهند

(Bertsimas, Gupta, and Kallus 2018).

این سه چارچوب مدل سازی می توانند برای مدیریت عدم قطعیت توان تجدیدپذیر در طول یک افق زمانی بهینه سازی تعریف شده توسط کاربر اعمال شوند. از لحاظ نظری، طول افق زمانی می تواند توسط تصمیم گیرندگان به طور دلخواه تعیین شود، اما هر چه افق زمانی طولانی تر باشد، توانایی مدیریت عدم قطعیت این چارچوب های مدل سازی ضعیف تر خواهد بود. بنابراین، افق زمانی بهینه سازی باید به طور کامل کوتاه باشد. با این حال، افق زمانی کوتاه ممکن است به طور ناگزیر به یک استراتژی بازیابی کوتاه نگر منجر شود که بهینه بودن استراتژی بازیابی را کاهش می دهد. بنابراین، طول افق زمانی باید به طور دقیق برنامه ریزی شود تا تعادلی مناسب بین امنیت و بهینه بودن استراتژی بازیابی برقرار شود.

مقالات مروری اخیر در زمینه بازیابی سیستم قدرت در جدول ۲ خلاصه شده‌اند. مشاهده می‌شود که این مقالات موجود تنها به معرفی پیشرفت‌های تحقیقاتی در بازیابی سیستم انتقال یا بازیابی سیستم توزیع پرداخته‌اند. همچنین، روش‌های مدیریت عدم قطعیت توان تجدیدپذیر در طول بازیابی بررسی نشده‌اند. در مقابل، این کار جنبه‌های جامع بازیابی سیستم قدرت تجدیدپذیر را پوشش می‌دهد که شامل بازیابی سیستم انتقال، بازیابی سیستم توزیع و بازیابی هماهنگ سیستم انتقال و توزیع، و همچنین خلاصه کردن روش‌های مدیریت عدم قطعیت توان تجدیدپذیر در طول بازیابی است. علاوه بر این، تأییدیه‌های آزمایشگاهی و تجربیات واقعی بازیابی سیستم خلاصه شده‌اند و برخی جهت‌های تحقیقاتی بالقوه نیز ارائه شده‌اند تا مطالعات بیشتری در زمینه بازیابی سیستم قدرت تجدیدپذیر انجام شود. از سوی دیگر، باید اشاره کرد که این مقاله مروری بر توسعه استراتژی بازیابی به‌صورت آفلاین متمرکز است، که به‌عنوان برنامه‌ریزی بازیابی نیز شناخته می‌شود و تمرکز اصلی تحقیقات فعلی در زمینه بازیابی است.

۲. بازیابی سیستم انتقال

پس از یک خاموشی گسترده، تقریباً تمام اجزای سیستم باید جدا و بی‌برق شوند. سه مرحله، یعنی بلک استارت، پیکربندی مجدد شبکه و بازیابی بار، باید در سیستم انتقال انجام شود تا اجزای سیستم و بارهای قطع شده بازیابی شوند. علاوه بر این، با افزایش نفوذ منابع انرژی تجدیدپذیر (RES) و تکنیک‌های کنترل پیشرفته آن‌ها، برخی از واحدهای تولید انرژی تجدیدپذیر نیز قابلیت بلک استارت را دارند و می‌توانند به‌طور قابل‌اعتمادی در شبکه ضعیف شروع به کار کنند (Nikkilä 2022a). بنابراین، تولید انرژی تجدیدپذیر می‌تواند در این سه مرحله بازیابی ادغام شود. در این بخش، پیشرفت‌های تحقیقاتی مربوط به مشارکت RES در این سه مرحله بررسی می‌شود.

۲.۱. مرحله بلک استارت

مرحله بلک استارت، مرحله اولیه بازیابی سیستم قدرت تجدیدپذیر است. در این مرحله، یک واحد تولید برق با قابلیت بلک استارت که توانایی خودراه‌اندازی دارد، توان لازم برای راه‌اندازی یک واحد غیرقابل بلک استارت را فراهم می‌کند. به طور سنتی، برخی از واحدهای تولید هم‌زمان، مانند واحدهای هیدروپمپ‌ذخیره‌ای، برای انجام وظایف بلک استارت استفاده می‌شوند.

(Xie et al. 2021). از آنجا که واحدهای تولید هم‌زمان با واحدهای تجدیدپذیر مجهز به مبدل‌های الکترونیک قدرت جایگزین می‌شوند، باید قابلیت بلک استارت واحدهای تجدیدپذیر بررسی شود تا در بازیابی سیستم قدرت پس از خاموشی مشارکت کنند (Liu, Liu, and Wu 2023). چندین مطالعه اخیراً انجام شده است تا واحدهای تجدیدپذیر توانایی خودراه‌اندازی را حفظ کنند و تکنولوژی‌ای برای فراهم کردن قابلیت خودراه‌اندازی برای توربین‌های بادی نوع ۳ و افزایش پایداری زیرسیستم مستقل مبتنی بر مزرعه بادی را توسعه دهند (L. Liu et al. 2016). در چین، امکان‌سنجی استفاده از مزرعه بادی مجهز به سیستم ذخیره انرژی به عنوان واحد بلک استارت در یک سیستم قدرت واقعی تأیید شده است. علاوه بر این،

(Liu and Liu 2020) مکانیزم بلک استارت مزارع بادی مجهز به سیستم‌های ذخیره انرژی را بررسی کرده و یک چارچوب کنترل پیش‌بینی‌کننده سلسله‌مراتبی را با دو حالت کنترلی، یعنی تنظیم فرکانس و بازیابی ذخیره، طراحی کرده است تا پایداری فرکانس در فرآیند بلک استارت را بهبود بخشد. با این چارچوب کنترلی، مزارع بادی می‌توانند مرجع را به‌طور دقیق پیگیری کرده و در شرایط باد کم و زیاد به‌خوبی عمل کنند.

(Peña Asensio, Arnaltes Gómez, and Rodriguez-Amenedo 2023). روشی برای همزمان سازی توان راکتیو به منظور امکان دهی به چندین مبدل فوتوولتائیک برای فراهم کردن کنترل تشکیل شبکه و اطمینان از همزمانی ارائه داده شد و توان فوتوولتائیک برای تقسیم بار بین چندین مبدل فوتوولتائیک تنظیم شد (Feldmann and Oliveira 2021). تکنولوژی ژنراتور مجازی همزمان برای افزایش پاسخ اینرسی و توانایی کنترل فرکانس اولیه نیروگاه فوتوولتائیک در طول فرآیند بلک استارت توسعه داده شد.

۲.۲. مرحله پیکربندی مجدد شبکه

در مرحله پیکربندی مجدد شبکه، شبکه قدرت اسکلتی، از جمله ایستگاه های برق حیاتی و خطوط انتقال، باید در اسرع وقت بر اساس منبع توان اولیه از مرحله بلک استارت بازیابی شود (Li et al. 2023; R. Sun et al. 2019). در طول مرحله پیکربندی مجدد شبکه، اگرچه بسیاری از واحدهای غیرقابل بلک استارت، مانند ژنراتورهای همزمان معمولی یا تولید برق تجدیدپذیر، می توانند توان راه اندازی اولیه را از شبکه بازیابی شده دریافت کنند، اما بیشتر آن ها به دلیل زمان طولانی مورد نیاز برای راه اندازی نمی توانند با شبکه یکپارچه یا همزمان شوند. به عبارت دیگر، پس از دریافت منابع تغذیه راه اندازی اولیه، واحدهای غیرقابل بلک استارت تا پایان زمان راه اندازی در حالتی بدون بار باقی می ماند. علاوه بر این، آن واحدهای غیرقابل بلک استارت، از جمله بسیاری از واحدهای تولید برق تجدیدپذیر، در مرحله بعدی و پس از بازیابی بار، به طور مرحله ای یکپارچه می شوند. با این حال، مرز بین مراحل پیکربندی مجدد شبکه و بازیابی بار در اکثر موارد واضح نیست یا حتی تداخل دارند به دلیل شدت خاموشی ها (L. Sun, Lin, et al. 2019; R. Sun et al. 2019). بنابراین، در بیشتر مطالعات مربوط به پیکربندی مجدد شبکه، برخی از واحدهای غیرقابل بلک استارت شامل تولید برق تجدیدپذیر به صورت آنلاین فرض شده اند و اقدامات بازیابی بار نیز ادغام شده است. از این رو، عدم قطعیت تولید برق تجدیدپذیر به عنوان بخشی از واحدهای غیرقابل بلک استارت همچنان یک نگرانی اصلی در مرحله پیکربندی مجدد شبکه است.

در ادامه، تلاش های کنونی در مورد مشارکت RES در پیکربندی مجدد شبکه بررسی می شود. (El-Zonkoly 2015) زمان حداقل برق دار کردن شبکه را به عنوان هدف بازیابی در نظر گرفت و یک طرح پیکربندی مجدد شبکه مقاوم در برابر همه نتایج احتمالی خروجی های نامطمئن توان تجدیدپذیر محاسبه کرد. (Golshani et al. 2017) فرآیند پیکربندی مجدد شبکه را که شامل مزارع بادی می شود به عنوان یک مسئله برنامه ریزی خطی عدد صحیح مختلط تصادفی فرموله کرد، جایی که بسیاری از سناریوها از مجموعه داده های تاریخی نمونه برداری شدند تا توان بادی نامطمئن مدل سازی شود. راه حل بازیابی بهینه با استفاده از الگوریتم شکل L عدد صحیح محاسبه شد و امنیت آن در شبیه ساز سیستم قدرت برای مهندسی تأیید شد. با توجه به اینکه عدم قطعیت تولید برق تجدیدپذیر می تواند منجر به اضافه بار خطوط انتقال شود، (Li et al. 2022) یک روش بهینه سازی برای پیکربندی مجدد شبکه حلقوی برای حذف اضافه بارهای خطوط و عدم قطعیت تجدیدپذیر را پیشنهاد کرد که با یک مجموعه چندسناریویی از خروجی های توان تجدیدپذیر مدیریت شد. علاوه بر این، پتانسیل RES برای تسریع فرآیند پیکربندی مجدد شبکه می تواند با کمک سیستم های ذخیره سازی انرژی بهبود یابد.

(Golshani et al. 2018; W. Liu et al. 2016; L. Sun, Liu, et al. 2019). یک طرح پیکربندی مجدد شبکه که با ترکیب مزارع بادی و واحدهای هیدروپمپ ذخیره‌ای انجام شد، پیشنهاد شد و نتایج نشان داد که واحدهای هیدروپمپ ذخیره‌ای می‌توانند تا حدی عدم قطعیت توان بادی را جذب کرده و امنیت بازیابی را افزایش دهند.

۲.۳. مرحله بازیابی بار

پس از بازسازی شبکه اسکلتی و هم‌زمان‌سازی مجدد ژنراتورهای اصلی با سیستم بازیابی‌شده، زمان اجرای بازیابی بار در مقیاس بزرگ فرا می‌رسد. در مرحله بازیابی بار، سیستم قدرت بازیابی‌شده نسبتاً پایدار است و می‌تواند توان بیشتری از منابع تجدیدپذیر را برای کمک به بازیابی بار بپذیرد (Zhao, Wang, and Cao 2017). با این حال، عدم قطعیت RES همچنان یک مشکل حیاتی برای بازیابی بار است (Xie et al. 2017). یک استراتژی مقاوم برای برنامه‌ریزی توان بادی به‌منظور بازیابی بارهای قطع‌شده در برابر همه خروجی‌های احتمالی توان بادی پیشنهاد شد (Shen et al. 2018). یک روش ابتکاری برای بازیابی بار در سراسر مراحل پیکربندی مجدد شبکه و بازیابی بار توسعه یافت.

(Zhao, Wang, Liu, Azizipanah-Abarghooee, et al. 2019). از مقدار شرطی در معرض ریسک (CVaR) به عنوان یک معیار ریسک برای اطمینان از سطح امنیت مجاز برای فرآیند بازیابی بار با در نظر گرفتن عدم قطعیت توان بادی استفاده شد. این معیار را می‌توان بر اساس داده‌های آنلاین یا تاریخی سرعت باد محاسبه کرد که به‌ویژه برای تصمیم‌گیری‌های بازیابی بار آنلاین قابل استفاده است. با توجه به روابط زمانی و مکانی ذاتی در نوسانات توان بادی، (Wu et al. 2023) یک روش بازیابی بار مقاوم با همبستگی زمانی و مکانی توان بادی پیشنهاد کرد و بودجه همبستگی زمانی و مکانی نیز معرفی شد تا یک مجموعه عدم قطعیت دقیق از همه خروجی‌های ممکن توان بادی در زمان و مکان ساخته شود (Sun et al. 2022). یک روش بازیابی بار که با ترکیب مزارع بادی و سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی کمک می‌شود، پیشنهاد شد و یک چارچوب مبتنی بر افق چرخشی نیز به‌کار گرفته شد تا تأثیر خطاهای پیش‌بینی توان بادی را کاهش دهد.

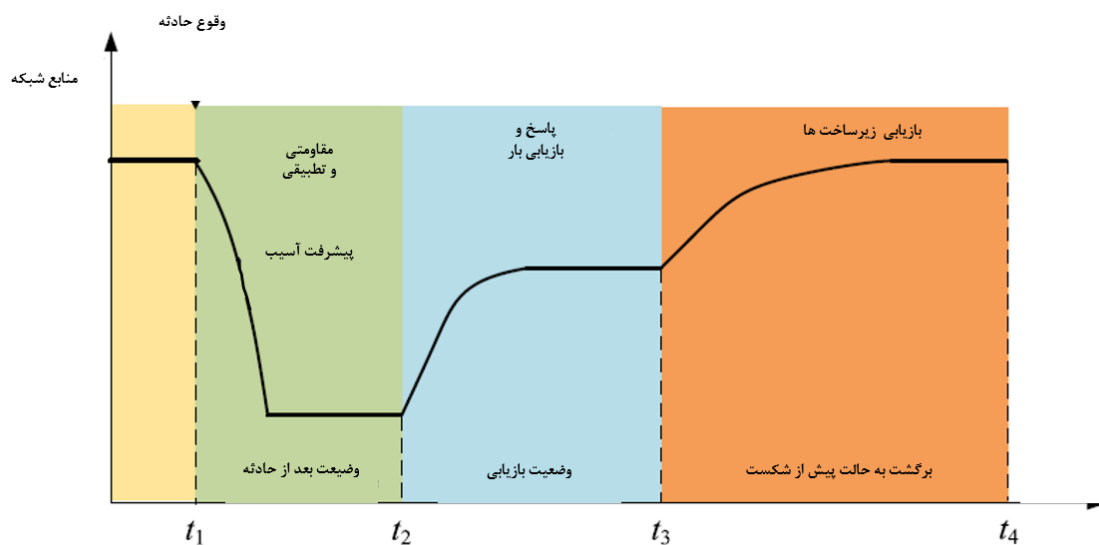
در حال حاضر، تحقیقات در مورد مشارکت RES در بازیابی بار تنها محدودیت کاهش فرکانس گذرا را با استفاده از یک معیار ساده‌شده در نظر گرفته است (Adibi et al. 1999). در عمل، بسیاری از موتورهای القایی باید در طول بازیابی بار راه‌اندازی شوند. راه‌اندازی آن‌ها نیاز به مقدار زیادی توان راکتیو دارد که ممکن است مسائل نقض ولتاژ گذرا را ایجاد کند. بنابراین، امنیت ولتاژ گذرا باید بیشتر مورد مطالعه قرار گیرد تا طرح بازیابی بار بهینه شود و فرآیند بازیابی ایمن‌تر شود.

۳. بازیابی سیستم توزیع

اگرچه یک خاموشی عمومی عواقب فاجعه باری به همراه دارد، اما به ندرت اتفاق می افتد. در مقابل، یک قطع برق محلی در سیستم توزیع که ناشی از خطای یک یا چند جزء است، بیشتر رخ می دهد (Panteli and Mancarella 2015). بازیابی سریع خدمات پس از قطع برق می تواند تاب آوری سیستم توزیع را بهبود بخشد

(Koutsoukis, Georgilakis, and Hatziargyriou 2019). یک منحنی تاب آوری معمولی برای سیستم توزیع

(Shi et al. 2022) در شکل ۴ ارائه شده است. فرض کنید یک یا چند خطا در زمان t_1 رخ دهد، برخی از شاخه ها و بارها باید برای جلوگیری از گسترش خطا قطع شوند. هنگامی که تمام خطاها شناسایی و در زمان t_2 ایزوله شدند، فرآیند بازیابی سیستم توزیع اقدامات مناسب برای بازیابی خدمات را برای تأمین مجدد بارهای قطع شده از t_2 تا t_3 تعیین می کند. تمام بارهای قطع شده در زمان t_4 بازیابی می شوند با تعمیر تدریجی آن اجزای آسیب دیده از t_3 تا t_4 ، یعنی بازیابی زیرساخت، و سیستم توزیع می تواند به حالت قبل از خطا بازگردد. در فرآیند بازیابی خدمات (از t_2 تا t_4)، ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر می توانند برای کمک به بازیابی خدمات برنامه ریزی شوند، به ویژه زمانی که سیستم انتقال به دلیل آسیب به پست ها در دسترس نیست

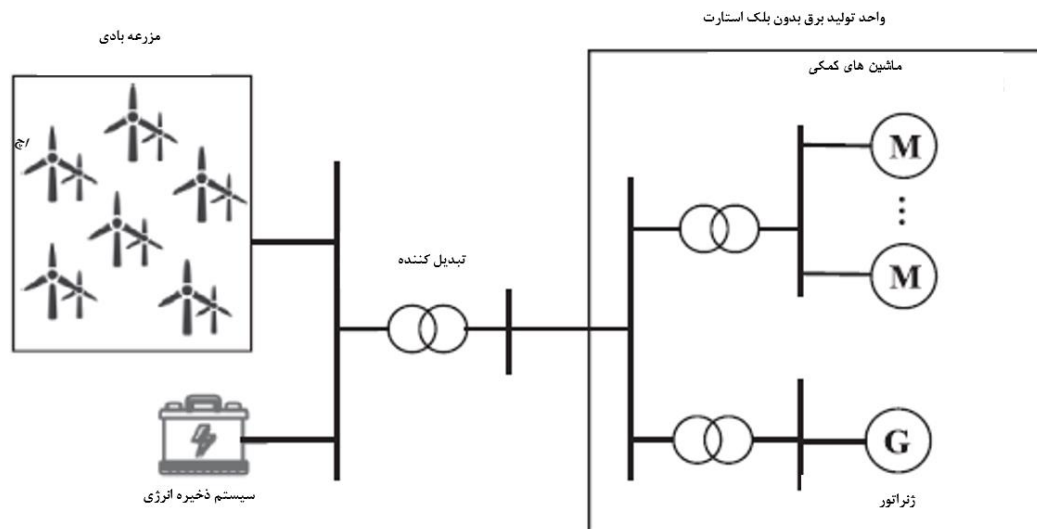


شکل ۲: منحنی تاب آوری شبکه توزیع

(Kumar et al. 2020). بنابراین، عدم قطعیت تجدیدپذیر همچنان یک نگرانی عمده در طول بازیابی خدمات است

(Pham, Bésanger, and Hadjsaid 2009). که باید با دقت در نظر گرفته شود تا امنیت بازیابی تضمین

شود (Peñataro-Pintado et al. 2022).



شکل ۳. ساختار زیرسیستم مستقل مبتنی بر مزرعه بادی

تأثیر مهم دیگر ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر (DGs) بر بازیابی خدمات، ویژگی های پاسخ آن ها به خطاها است که عمدتاً توسط قابلیت گذر از خطا (FRT) با نیازهای تزریق جریان راکتیو (RCI) تعیین می شود

(Aboelnaga et al. 2022; Mitrovic and Strezoski 2022). به طور سنتی، دستور داده می شود که واحدهای DG در هنگام وقوع خطا و افت ولتاژ ناشی از آن از سیستم جدا شوند، عمدتاً به این دلیل که اثرات آن ها بر طرح های حفاظتی لغو شود (Fang et al. 2022). با این حال، با افزایش نصب ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر و ظرفیت های بالاتر آن ها، جدا شدن واحدهای DG در هنگام وقوع خطا به طور قابل توجهی مزایای مورد انتظار از DG را کاهش داده و بازیابی عملکرد معمولی آن ها را دشوارتر می کند. همچنین، هرگونه از دست دادن ژنراتورهای توزیع شده بزرگ می تواند به مشکلات شدید ناپایداری ولتاژ یا فرکانس منجر شود که اغلب با خاموشی های گسترده همراه است (Diaz-Franco et al. 2016; Oon et al. 2018). بنابراین، چندین طرح کنترلی و حفاظتی طراحی شده اند تا اتصالات DG ها را در هنگام وقوع اختلالات بزرگ ناشی از خطاها حفظ کنند (Simic, Strezoski, and Milicevic 2022; L. Strezoski, Stefani, and Bekut 2020). قابلیت DG ها در گذر از خطا با حفظ اتصال به سیستم، به عنوان قابلیت FRT شناخته می شود (Strezoski et al. 2016) که توان اولیه بازیابی شده را برای سیستم های توزیع (Kim 2019; L. V. Strezoski et al. 2020) یا میکروشبکه ها

(Pompodakis et al. 2023) فراهم می کند. این مسئله به ویژه برای میکروشبکه ها مهم است، جایی که ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر ممکن است تنها منبع توان باشند. در هنگام وقوع خطا، ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر با قابلیت های RCI و FRT می توانند به عنوان منابع توان اولیه عمل کنند و برخی از میکروشبکه های خودکفا را تشکیل دهند تا به بازایی خدمات سایر میکروشبکه های قطع شده یا سیستم های توزیع کمک کنند. در حال حاضر، کشورهایی با نفوذ زیاد تجدیدپذیرها مانند آلمان (Bundesverband and V. 2008)، ایرلند (Mongey, Niall, and Kelly 2013)، و دانمارک (Tsili and Papathanassiou 2009) نیازمندی های FRT را برای واحدهای تولید برق تجدیدپذیر پیشنهاد کرده اند.

علاوه بر حفظ اتصال به سیستم توزیع در طول خطاها، ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر نیز موظف به تزریق جریان راکتیو برای حمایت از ولتاژ شبکه و تسریع در بازایی ولتاژ هستند (Qazi et al. 2022). به طور کلی، کدهای شبکه نیازمند آن هستند که ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر جریان راکتیو را با حداقل ۲٪ از جریان نامی به ازای هر درصد افت ولتاژ تأمین کنند (Strezoski and Simic 2023). در عین حال، جریان راکتیو باید در محدوده ای به طور دقیق تعریف شده محدود شود تا از آسیب به دستگاه های الکترونیک قدرت آسیب پذیر ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر جلوگیری شود (Walling et al. 2015). به طور کلی، محدودیت جریان معمولاً از ۱۵۰٪ جریان نامی تجاوز نمی کند

(Arefifar, Mohamed, and El-Fouly 2013). بنابراین، ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر با قابلیت FRT و نیازمندی های RCI می توانند به طور قابل توجهی از فرآیند بازایی خدمات حمایت کنند و منابع توان اولیه مورد نیاز را فراهم کنند.

این بخش به بررسی پیشرفت های تحقیقاتی در زمینه بازایی خدمات در دو جنبه می پردازد: رویکردهای سنتی و تکنیک های نوظهور. در رویکردهای سنتی، مسئله بازایی خدمات می تواند به عنوان چارچوب های تک مرحله ای و چندمرحله ای طبقه بندی شود. چارچوب تک مرحله ای فقط شامل وضعیت نهایی سیستم بازایی شده است، در حالی که چارچوب چندمرحله ای اقدامات بازایی متوالی را با در نظر گرفتن بارهای متغیر سیستم و توان تجدیدپذیر مدل سازی می کند. علاوه بر این، برخی تکنیک های نوظهور برای بازایی خدمات، از جمله میکروشبکه ها، سیستم های چندعامله، تیم های تعمیر و اعزام منابع برق متحرک نیز خلاصه شده اند که دانش جامع تری در زمینه بازایی خدمات ارائه می دهند.

۳-۱ رویکردهای سنتی

۳-۱-۱ چارچوب تک مرحله ای

چارچوب تک مرحله ای وضعیت نهایی سیستم توزیع را پس از تکمیل همه اقدامات بازایی فراهم می کند و بنابراین فقط یک هدف بازایی را برای اپراتورها فراهم می کند (Al Owaifeer and Al-Muhaini 2018; Yuan, Illindala, and Khalsa 2017). پیشرفت های تحقیقاتی بازایی سیستم توزیع تک مرحله ای در این بخش بررسی می شود (Yuan et al. 2017). محدودیت شعاعی بودن توپولوژی سیستم توزیع را در نظر گرفت و در طول بازایی خدمات به کمترین تعداد عملیات سوئیچینگ

ممکن انجام شد (Poudel and Dubey 2019). یک طرح بازیابی مقاوم سیستم توزیع در برابر احتمالات خرابی اجزا پیشنهاد کرد (Li et al. 2019). نشان داد که حالت کنترل PV واحدهای ژنراتور توزیع شده تجدیدپذیر عملکرد برتری نسبت به PQ در طول بازیابی خدمات دارد. با این حال، مقالات بررسی شده بالا عدم قطعیت توان تجدیدپذیر را که یک نگرانی اصلی برای استفاده امن از ژنراتورهای توزیع شده تجدیدپذیر است، نادیده گرفتند (Wang et al. 2019; Xu et al. 2022). از آنجا که توابع چگالی احتمال توان تجدیدپذیر به سختی به دست می آید، (Chen et al. 2015) بهینه سازی بازیابی خدمات را به صورت حداکثر کردن دامنه نوسانات توان تجدیدپذیر نامطمئن توسط نظریه تصمیم گیری فاصله اطلاعات تبدیل کرد. دامنه نوسانات به دست آمده می تواند اطمینان حاصل کند که سیستم بازیابی شده امن است و مقدار بار بازیابی شده همواره بهتر از مقدار مورد انتظار است (Chen, Wu, and Zhang 2016). یک روش بازیابی خدمات مقاوم دو مرحله ای قابل تنظیم پیشنهاد کرد. در مرحله اول، طرح بازیابی خدمات بهینه با فرض پیش بینی دقیق توان تجدیدپذیر ایجاد شد، در حالی که در مرحله دوم، پاسخ سیستم با کمترین هزینه در برابر بدترین حالت توان تجدیدپذیر جستجو شد. با این حال، احتمال وقوع بدترین حالت توان تجدیدپذیر عموماً بسیار پایین بود و بنابراین روش مورد استفاده در (Chen et al. 2016) اغلب به دلیل محافظه کاری بیش از حد مورد انتقاد قرار گرفت (Chen et al. 2020). یک روش ترکیبی مقاوم-تصادفی برای عدم قطعیت توان تجدیدپذیر در بازیابی خدمات پیشنهاد کرد که تا حدی محافظه کاری RO را غلبه می کرد. علاوه بر این، نقطه باز نرم به عنوان یک دستگاه تنظیم کننده می تواند با تنظیم انعطاف پذیر جریان توان به بهبود توانایی بازیابی سیستم های توزیع کمک کند

(Wang et al. 2023; Zhao et al. 2022). علاوه بر این، نقاط باز نرم چندترمینالی پیشرفته می توانند جریان توان را بین چندین فیدر تحقق بخشند و پشتیبانی توان را برای مناطق قطع شده فراهم کنند (Wang, Zhou, and Wang 2020). یک روش بازیابی خدمات با نقاط باز نرم چندترمینالی در یک سیستم توزیع فعال نامتعادل پیشنهاد شد و نتایج نشان داد که استفاده از نقاط باز نرم چندترمینالی می تواند کارایی بازیابی را بهبود بخشد و مسائل عدم تعادل ولتاژ را کاهش دهد.

۳-۱-۲ چارچوب چندمرحله ای

سوئیچ هایی مانند سوئیچ های بخش بندی، پیوندی و بار، به دلیل اثرات بار سرد و محدودیت های تیم های عملیاتی (همه سوئیچ ها نمی توانند به صورت از راه دور کنترل شوند) نمی توانند به طور همزمان عمل کنند. بنابراین، اقدامات بازیابی باید به صورت متوالی انجام شوند و یک توالی اقدام بهینه می تواند کارایی بازیابی را افزایش دهد (Zidan and El-Saadany 2013). علاوه بر این، بار و توان تجدیدپذیر به طور کلی در طول چارچوب چندمرحله ای متغیر هستند، که در تعیین اقدامات بازیابی دقیق در هر مرحله بسیار مهم است (Wang et al. 2017). یک ماتریس حلقه اساسی برای شناسایی مناطق قطع شده، بازیابی اتصال شبکه توزیع و بهینه سازی طرح بازیابی خدمات چندمرحله ای تعریف کرد. علاوه بر این، (Sekhvatmanesh and Cherkaoui 2019a) از دستگاه های تنظیم ولتاژ مختلف، از جمله تغییر دهنده های ضربه ای در حین بار، تنظیم کننده های ولتاژ پله ای و بانک های خازنی برای کمک به بازیابی خدمات و اطمینان از امنیت ولتاژ استفاده کرد (Chen et al. 2018). ویژگی های شارژ و تخلیه چندمرحله ای سیستم های ذخیره سازی انرژی را به طور دقیق مدل سازی کرد و آن ها را در فرمول بندی بازیابی خدمات ادغام کرد. با توجه به تفاوت در زمان عمل بین سوئیچ های دستی و کنترل شده از راه دور، (Sekhvatmanesh and Cherkaoui 2020) توالی راه اندازی ژنراتورهای توزیع شده را با یک هدف جامع (شامل) قابلیت اطمینان شبکه، زمان سوئیچینگ، و تلفات توان) بهینه سازی کرد (Xu et al. 2020). یک بازیابی خدمات چندمرحله ای و مقاوم را در سیستم توزیع نامتعادل بررسی کرد، با در نظر گرفتن عدم قطعیت توان تجدیدپذیر و شرایط عملیاتی نامتقارن سیستم. عملیات سیستم در سه فاز به طور جداگانه

مدل سازی شد و خطرات ناشی از عدم قطعیت توان تجدیدپذیر بر بازیابی خدمات با استفاده از تکنیک بهینه سازی مقاوم محدود شد.

علاوه بر این، خودروهای الکتریکی به طور فزاینده ای در سیستم توزیع نفوذ می کنند

(Azizipanah-Abarghooee et al. 2016; Hu, Bu, and Terzija 2021) و ویژگی های انعطاف پذیر شارژ و تخلیه توان آن ها می تواند به بازیابی خدمات کمک کند (Momen et al. 2021; Su et al. 2022). یک مدل برنامه ریزی مسیر برای خودروهای الکتریکی در شبکه حمل و نقل پیشنهاد شد و آن را در مسئله بهینه سازی بازیابی خدمات چند مرحله ای با در نظر گرفتن زمان بندی مکانی-زمانی خودروهای الکتریکی ادغام کرد. انعطاف پذیری مکانی-زمانی خودروهای الکتریکی می تواند با تخصیص معقول منابع توان محدود به ایستگاه های شارژ مختلف در هر مرحله از بازیابی، به طور کامل استفاده شود.

علاوه بر عدم قطعیت توان تجدیدپذیر و منابع انعطاف پذیری مانند نقاط باز نرم و خودروهای الکتریکی، جنبه های اضافی مانند اثرات بار سرد و مسائل پایداری گذرا نیز باید در بازیابی خدمات مورد توجه قرار گیرند. بارهای سرد مانند تهویه های مطبوع (Fan et al. 2023) در هنگام بازیابی، توان واقعی و راکتیو زیادی را جذب می کنند که می تواند اختلالات بزرگی ایجاد کند و ایمنی سیستم بازیابی شده را تهدید کند (El-Zonkoly 2012; Hafiz et al. 2019; Kumar et al. 2010; Peralta,). مسائل گذرا در طول بازیابی سیستم توزیع، مانند جریان هجومی ترانسفورماتورها و عملکرد تجهیزات حفاظتی، به طور سیستماتیک تجزیه و تحلیل شد. علاوه بر این، از آنجا که بسیاری از موتورهای القایی به سیستم توزیع متصل هستند، مسئله ولتاژ گذرا همچنان حاد باقی می ماند

(Sekhavatmanesh et al. 2020). معادلات دیفرانسیلی که شروع به کار گذرای موتور القایی را نشان می دهند، به معادلات شبه استاتیک تبدیل شد و فرآیند بازیابی خدمات به عنوان یک مسئله برنامه ریزی مخروطی مرتبه دوم عدد صحیح مختلط فرموله شد. دقت معادلات شبه استاتیک استخراج شده با استفاده از شبیه سازی در حوزه زمان در MATLAB/Simulink و یک آزمایش Power-Hardware-In-the-Loop عملی تأیید شد.

۲-۳ تکنیک های نوظهور

با وجود منابع انعطاف پذیر مختلف مانند ژنراتورهای توزیع شده، سوئیچ های کنترل شده از راه دور، و مدیریت سمت تقاضا، سیستم توزیع می تواند به طور انعطاف پذیرتر از سیستم انتقال عمل کند. بنابراین، برخی از تکنیک های نوظهور، یعنی میکرو شبکه ها، سیستم های چند عامله، منابع برق متحرک و اعزام تیم های تعمیر، می توانند برای کمک به بازیابی خدمات به کار گرفته شوند.

۲-۱-۳ میکرو شبکه ها

میکرو شبکه یک سیستم قدرت کوچک مقیاس است که ژنراتورهای توزیع شده، بارها، سیستم های ذخیره انرژی، تجهیزات تبدیل و دستگاه های کنترل و حفاظت را ادغام می کند (Che, Khodayar, and Shahidehpour 2014). می تواند در دو حالت عمل کند: (۱) حالت جزیره ای و (۲) حالت متصل به شبکه. با میکرو شبکه ها، قابلیت اطمینان عملیاتی و انعطاف پذیری سیستم توزیع می تواند بهبود یابد و مقاومت آن در برابر رویدادهای شدید نیز افزایش یابد (Cai et al. 2020; Lin et al. 2022).

یک میکرو شبکه با تکنولوژی کنترل پیشرفته می تواند قابلیت بلک استارت را داشته باشد [۱۱۶، ۱۱۷]. امکان سنجی میکرو شبکه به عنوان یک منبع بلک استارت با در نظر گرفتن دینامیک فرکانس و ولتاژ و همچنین جریان هجومی ترانسفورماتور ارزیابی شد

(Moreira, Resende, and Lopes 2007). یک طرح کنترل ولتاژ و فرکانس برای تأمین امنیت فرآیند بلک استارت یک میکروشبکه جزیره‌ای پیشنهاد شد. علاوه بر این، میکروشبکه‌ها می‌توانند به‌عنوان یک منبع توان برای برق‌رسانی به خطوط انتقال نیرو، پشتیبانی از راه‌اندازی ژنراتورهای معمولی و هم‌زمان‌سازی مجدد زیرسیستم‌های بازیابی‌شده عمل کنند

(Zhao et al. 2018). یک میکروشبکه می‌تواند همچنین پشتیبانی توان پایدار برای تقاضای بارهای بدون خدمت فراهم کند

(Ghasemi, Khodabakhshian, and Hooshmand 2019). مسیرهای بازیابی بهینه بین میکروشبکه‌ها و بارهای بحرانی مشخص شد. با توجه به سوخت‌های ممکن ناکافی برای ژنراتورهای توزیع‌شده، زمان خدمت پیوسته میکروشبکه ارزیابی شد. با توجه به عدم قطعیت توان تجدیدپذیر در میکروشبکه‌ها، یک چارچوب نگاه به جلو جدید برای بازیابی بارهای بحرانی ارائه شد. یک مدل بازیابی خدمات محدودکننده ریسک با استفاده از تکنیک مخلوط گوسی برای استنتاج تابع چگالی احتمال توان تجدیدپذیر نامطمئن ساخته شد. یک روش تقسیم سناریو برای مقابله با توان تجدیدپذیر نامطمئن در طول بازیابی خدمات با کمک میکروشبکه پیشنهاد شد و از تکنیک‌های لاگرانژ و برنامه‌ریزی پویا برای به دست آوردن یک طرح بازیابی غیر بهینه اما با کیفیت بالا استفاده شد. علاوه بر ژنراتورهای تجدیدپذیر، یک میکروشبکه ممکن است شامل ژنراتورهای سوخت فسیلی مانند ژنراتورهای دیزلی باشد، و این نوع میکروشبکه به‌عنوان میکروشبکه هیبرید شناخته می‌شود. یک روش بازیابی خدمات برای میکروشبکه هیبرید که ترکیبی از ژنراتورهای تجدیدپذیر و سوخت فسیلی، سیستم‌های ذخیره‌سازی انرژی و مدیریت سمت تقاضا است، توسعه داده شد.

علاوه بر این، چندین میکروشبکه می‌توانند به هم متصل شوند تا میکروشبکه‌های شبکه‌ای را تشکیل دهند که قابلیت اطمینان عملیاتی سیستم و کارایی بازیابی خدمات را بهبود می‌بخشد

(Arif and Wang 2017; Wang et al. 2016; Wang and Wang 2015; Zhu, Yuan, and Wang 2020).

یک طرح فرمول‌بندی برای میکروشبکه‌های شبکه‌ای با در نظر گرفتن حالت‌های کنترل مختلف ژنراتورهای قابل اعزام و غیرقابل اعزام برای بهبود توانایی بازیابی سیستم توزیع پیشنهاد شد. فرمول‌بندی میکروشبکه و بازیابی خدمات با در نظر گرفتن حالت کنترل اصلی-تابع میکروشبکه هماهنگ شد. تکنیک کنترل پیش‌بینی مدل برای بهینه‌سازی بازیابی خدمات در میکروشبکه‌های شبکه‌ای به کار گرفته شد تا تأثیر خطاهای پیش‌بینی توان تجدیدپذیر کاهش یابد.

علاوه بر این، پوشش‌های جغرافیایی مختلف میکروشبکه‌ها می‌توانند با هم تداخل کنند تا میکروشبکه‌های تودرتو را تشکیل دهند. یک روش فرمول‌بندی جدید برای میکروشبکه‌های تودرتو به منظور کمک به بازیابی خدمات پیشنهاد شد. از سوی دیگر، با توجه به آزادسازی سیستم قدرت مدرن، ممکن است چندین میکروشبکه توسط نهادهای مختلف مدیریت شوند و اطلاعات دقیق هر میکروشبکه به دلیل محدودیت‌های تجاری برای یک مرکز کنترل متحد در دسترس نباشد. بنابراین، یک طرح بازیابی توزیع‌شده عملی‌تر و ترجیح داده‌شده است، جایی که هر میکروشبکه به‌طور مستقل اما هماهنگ با استفاده از تبادل اطلاعات محدود بازیابی خدمات را انجام می‌دهد. یک طرح بازیابی خدمات توزیع‌شده برای میکروشبکه‌های شبکه‌ای پیشنهاد شد که بر اساس الگوریتم روش جهت‌های متناوب محاسبه شده است.

۳-۲-۲ سیستم چندعامله

با استفاده از دستگاه های کنترل و ارتباطات پیشرفته، عوامل متعددی مانند بار، فیدر، ناحیه و عوامل ژنراتور توزیع شده (DG) در سیستم توزیع وجود دارند. این عوامل می توانند تغییرات محیطی را شناسایی کرده و به آن ها پاسخ دهند و دارای توانایی های کنترل مستقل هستند (Abel Hafez, Omran, and Hegazy 2018). این عوامل می توانند برای تکمیل بازیابی خدمات براساس قوانین تعامل پیش تعریف شده هماهنگ شوند (Elmitwally et al. 2015; Nguyen and Flueck 2012; Sekhavatmanesh and Cherkaoui 2019b; Sharma, Srinivasan, and Trivedi 2018; Yang et al. 2021). یک الگوریتم ابتکاری برای حل مسئله بازیابی خدمات مرحله به مرحله پیشنهاد داد و (Li et al. 2020) یک مکانیزم تعامل بین عوامل مختلف طراحی کرد و یک طرح بازیابی خدمات توزیع شده چندعامله را پیشنهاد کرد تا هر عامل فقط با عوامل مجاور ارتباط برقرار کند و بار ارتباطی را کاهش دهد. در حال حاضر، هنوز مطالعات کافی در مورد بازیابی خدمات مبتنی بر سیستم چندعامله که شامل مشارکت ژنراتورهای تجدیدپذیر (DGs) و همچنین عدم قطعیت تجدیدپذیر باشد، انجام نشده است، که این موضوع یک حوزه تحقیقاتی نویدبخش را باز می کند.

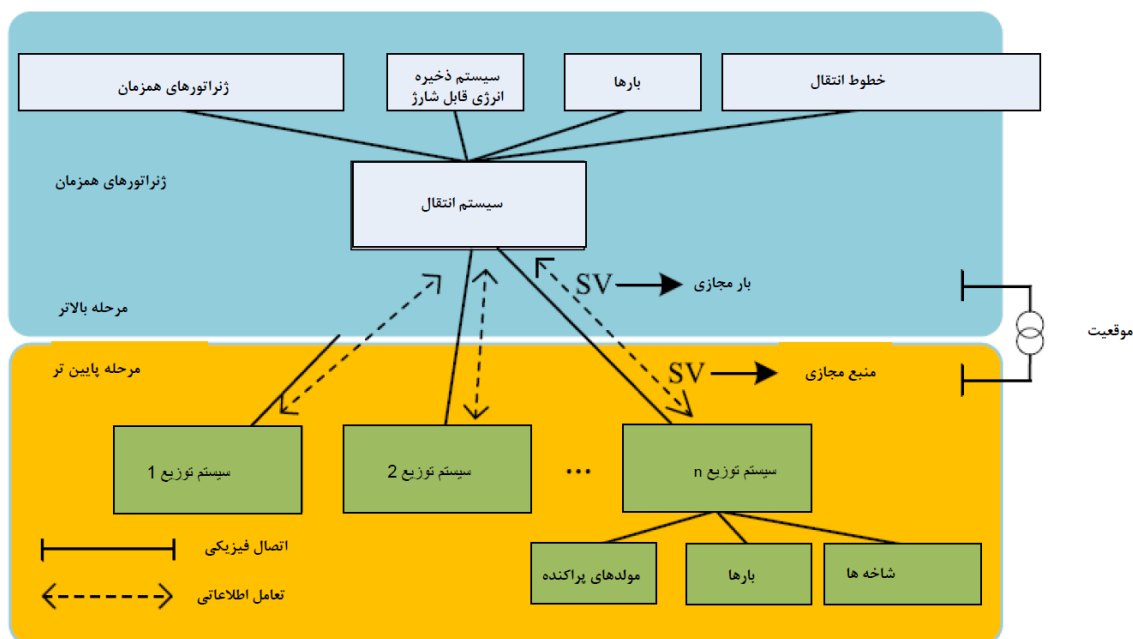
۳-۲-۳ اعزام تیم های تعمیر و منابع برق متحرک

رویدادهای جوی شدید می توانند برخی از اجزای سیستم را آسیب زده و منجر به قطع برق شوند، که بازیابی کامل سیستم توزیع را مختل می کند (Zhang et al. 2020). بنابراین، لازم است تیم های تعمیر به طور بهینه اعزام شوند تا بازیابی خدمات به سرعت انجام شود (Arif, Wang, et al. 2018). یک روش بهینه سازی دو مرحله ای در (Arif, Ma, et al. 2018) پیشنهاد شد تا هم زمان بازیابی خدمات و اعزام تیم های تعمیر بهینه سازی شوند. در مرحله اول، مسیرهای بهینه برای تیم های تعمیر تعیین شد، در حالی که در مرحله دوم، طرح بازیابی خدمات با در نظر گرفتن عدم قطعیت تقاضای بار محاسبه شد (Yan et al. 2020). تأثیر شرایط جوی نامساعد بر فرآیند تعمیر اجزا بررسی شد و یک مدل زمان تعمیر متغیر زمانی برای اجزای آسیب دیده پیشنهاد شد تا عدم قطعیت زمان تعمیر را در نظر بگیرد.

علاوه بر این، هماهنگی تعمیر و منابع برق قابل اعزام، مانند ژنراتورهای اضطراری متحرک و سیستم های ذخیره سازی انرژی، یک روش کارآمد برای بازگرداندن تأمین برق برای بارهای قطع شده است (Ye et al. 2021). در (Lei et al. 2019)، تیم های تعمیر و ژنراتورهای اضطراری متحرک به طور هماهنگ زمان بندی شدند که به طور قابل توجهی فرآیند بازیابی سیستم توزیع را تسریع کرد (Lei et al. 2018). برخی از ژنراتورهای اضطراری متحرک در برخی ایستگاه های نامزد در سیستم توزیع قبل از وقوع قطع برق پیش مکان یابی شدند تا توانایی بازیابی سیستم توزیع را افزایش دهند (Ding et al. 2020). تیم های تعمیر، خودروهای الکتریکی و نقاط باز نرم را در بازیابی خدمات هماهنگ کرد و پیکربندی مجدد شبکه نیز برای اطمینان از توپولوژی شعاعی سیستم توزیع انجام شد (Wu et al. 2022). یک رویکرد بازیابی مقاوم پیشنهاد شد تا مقدار بار بازیابی شده در یک سیستم توزیع را با هماهنگی تیم های تعمیر، ژنراتورهای اضطراری متحرک، ژنراتورهای تجدیدپذیر و سیستم های ذخیره سازی انرژی به حداکثر برساند و طرح بازیابی به دست آمده با مقاومتی در برابر عدم قطعیت تجدیدپذیر تضمین شد.

۴. بازیابی هماهنگ سیستم‌های انتقال و توزیع

ادغام گسترده ژنراتورهای توزیع شده (DGs) و کنترل سمت تقاضا در سیستم توزیع، سیستم توزیع را از حالت «منفعل» به حالت «فعال» تبدیل کرده است که می‌تواند توان محلی را برای مصرف‌کنندگان نهایی فراهم کند و حتی برق را به سیستم انتقال ارسال کند (Nikkilä 2022b). بنابراین، بازیابی سیستم‌های انتقال و توزیع باید به‌خوبی هماهنگ شود تا بازیابی کل سیستم تسهیل شود (Cao et al. 2017). موارد عملی از تأخیر در بازیابی به دلیل عدم هماهنگی بین سیستم‌های انتقال و توزیع وجود داشته است (Adibi and Fink 2006). دو نوع روش هماهنگی وجود دارد: روش‌های متمرکز و توزیع‌شده. استفاده از روش متمرکز به این معناست که همه داده‌های سیستم‌های انتقال و توزیع باید توسط سیستم انتقال جمع‌آوری و مدیریت شوند. این امر به دلیل حفظ حریم خصوصی اطلاعات سیستم‌های انتقال و توزیع که به‌طور جداگانه عمل می‌کنند، غیرعملی است (ENTSO-E 2015). علاوه بر این، پارامترهای «پراکنده، تعداد زیاد و مقیاس کوچک» از سیستم توزیع برای کنترل متمرکز توسط سیستم انتقال دشوار است. بنابراین، روش توزیع‌شده به‌طور کلی ترجیح داده می‌شود تا یک بازیابی انتقال-توزیع مستقل اما هماهنگ انجام شود، که در آن سیستم‌های انتقال و توزیع می‌توانند به‌طور مستقل اما هماهنگ از طریق تعامل اطلاعات محدود بازیابی بهینه‌سازی را اجرا کنند (Zhao, Liu, et al. 2020). ارتباط فیزیکی بین انتقال و توزیع و ساختار تعامل اطلاعات آن‌ها در طول بازیابی در شکل ۵ ارائه شده است. سیستم انتقال مسئولیت اصلی بازیابی کل سیستم را دارد، در حالی که سیستم‌های توزیع بازیابی خود را مدیریت می‌کنند (Zhao, Liu, et al. 2020). تبادل توان در پست‌ها به‌عنوان یک متغیر مشترک (SV) تعریف شده است. SV در سیستم انتقال می‌تواند به‌عنوان یک بار شبیه با برداشت توان در نظر گرفته شود، در حالی که SV در سیستم‌های توزیع یک ژنراتور شبیه با تزریق توان است. توجه داشته باشید که از آنجا که ژنراتورهای توزیع‌شده به‌طور گسترده در سیستم‌های توزیع ادغام شده‌اند، ممکن است برداشت/تزریق توان شبیه منفی باشد زمانی که برق از توزیع به سیستم انتقال منتقل می‌شود.



شکل ۵. ساختار بازیابی هماهنگ انتقال-توزیع

در حال حاضر، برخی از کارها به بازیابی هماهنگ انتقال-توزیع اختصاص یافته‌اند (Zhao, Wang, Liu, Wu, et al. 2019). تصمیمات بازیابی بار را در سیستم انتقال و چندین سیستم توزیع بر اساس الگوریتم آشناری هدف تحلیلی هماهنگ کرد. با در نظر گرفتن عدم قطعیت توان بادی، (Zhao, Wang, Hou, et al. 2020) یک روش بازیابی توزیع شده مقاوم را برای دستیابی به بازیابی بار هماهنگ شده در چندین زیرسیستم بازیابی شده در سطح انتقال پیشنهاد کرد. این روش بازیابی توزیع شده مقاوم می‌تواند اطلاعات مرزی زیرسیستم‌های مختلف در سطح انتقال را با وجود بدترین سناریوی توان بادی تضمین کند. به عنوان گسترشی از (Zhao, Wang, Hou, et al. 2020)، یک روش بازیابی بار توزیع شده عمومی تر برای چندین زیرسیستم بازیابی شده در سطح انتقال و چندین سیستم توزیع پیشنهاد شد (Zhao, Wang, Wu, et al. 2020). علاوه بر بازیابی بار، سیستم توزیع می‌تواند از بازیابی سیستم انتقال در مرحله پیکربندی مجدد شبکه نیز پشتیبانی کند

(Jinquan Zhao et al. 2021; Jin Zhao et al. 2021). یک طرح راه‌اندازی تدریجی ژنراتور با کمک ژنراتورهای توزیع شده پیشنهاد شد که می‌تواند فرآیند راه‌اندازی ژنراتور در سیستم انتقال را تسریع کند. با این حال، تحقیقات فعلی در مورد هماهنگی انتقال-توزیع در مرحله پیکربندی مجدد شبکه بسیار محدود است زیرا (۱) بازیابی بار می‌تواند تک‌مرحله‌ای باشد

(Zhao, Wang, Liu, Wu, et al. 2019)، در حالی که تصمیم پیکربندی مجدد شبکه شامل چندین مرحله است

(Jin Zhao et al. 2021) که بار محاسباتی سنگینی را تحمیل می‌کند. (۲) تعداد زیادی متغیر باینری وجود دارد که نشان‌دهنده وضعیت برق‌دار شدن اجزای سیستم در مسئله پیکربندی مجدد شبکه است، و الگوریتم توزیع شده ممکن است با مشکلات همگرایی در بهینه‌سازی غیرمقعر مواجه شود.

۵. آزمایش‌های میدانی بلک استارت

در مرحله اولیه بلک استارت، سیستم بازیابی شده کوچک مقیاس ضعیف است زیرا پشتیبانی جانبی بسیار کمی از ولتاژها، اینرسی سیستم و منابع قابل تنظیم دارد و اپراتورهای سیستم گزینه‌های بسیار محدودی برای مقابله با تمام مشکلات احتمالی، به ویژه نوسانات شدید ولتاژ و فرکانس گذرا دارند. این مشکلات گذرا عمدتاً به دلیل نوسانات الکترومغناطیسی و الکترو-مکانیکی ناشی از اقدامات متعدد بازیابی، مانند راه‌اندازی ژنراتورها و برق‌دار کردن صدها کیلومتر از خطوط انتقال و چندین ترانسفورماتور، ایجاد می‌شوند. این امر می‌تواند بازیابی را به تأخیر بیندازد و حتی در صورت برنامه‌ریزی نامناسب، منجر به خاموشی دوم شود. بنابراین، آزمایش‌های میدانی برای رویه‌های بلک استارت ضروری است تا موفقیت در بلک استارت افزایش یابد. برای ایمن تر کردن رویه‌های بلک استارت، روش تدریجی افزایش ولتاژ به عنوان یک روش امیدوارکننده برای بلک استارت شناخته می‌شود. سیستم انتقال هلند روش تدریجی افزایش ولتاژ را برای برق‌دار کردن ۷۰ کیلومتر از خطوط انتقال ۲۲۰ کیلوولت و چندین ترانسفورماتور پیشنهاد کرد که توسط تحریک کننده ژنراتور بلک استارت کنترل می‌شود. جزئیات روش تدریجی افزایش ولتاژ و تحلیل نظری و نتایج آزمایش‌های میدانی آن ارائه شده است. آزمایش‌های میدانی در سیستم ۴۰۰ کیلوولت فنلاند با استفاده از یک واحد توربین گاز که به خط انتقال ۲۰۰ کیلومتری متصل است و سیستم ۲۲۰ کیلوولت اتریش با استفاده از یک واحد هیدرو و خط انتقال

۵۰۰ کیلومتری انجام شد. به طور مشابه، در نوامبر ۲۰۲۱، شرکت برق شاندونگ در چین از روش تدریجی افزایش ولتاژ برای راه اندازی نیروگاه فیکسین با استفاده از نیروگاه پمپاژ-ذخیره ای ییمینگ استفاده کرد.

۶. نتیجه گیری و مسیرهای آینده

افزایش نفوذ تولید انرژی تجدیدپذیر اهمیت استفاده از آن در توسعه استراتژی های بازیابی سیستم قدرت را برجسته کرده است که توجه زیادی را به خود جلب کرده است. این مقاله به بررسی پیشرفت های تحقیقاتی فعلی در زمینه بازیابی سیستم قدرت با نفوذ بالای انرژی تجدیدپذیر می پردازد. در بازیابی سیستم قدرت که شامل تولید برق تجدیدپذیر بزرگ است، عدم قطعیت در توان تجدیدپذیر یک نگرانی عمده برای استفاده ایمن از آن در طول فرآیند بازیابی است. ژنراتورهای تجدیدپذیر نه تنها می توانند به عنوان واحدهای غیربلک استارت از طریق دریافت توان شروع خارجی در مراحل پیکربندی مجدد شبکه و بازیابی بار عمل کنند، بلکه با استفاده از تکنیک های پیشرفته کنترل نیز قابلیت بلک استارت دارند. علاوه بر این، با گسترش منابع انرژی توزیع شده، سیستم توزیع فعال تر شده و یک پارادایم جدید در بازیابی، یعنی بازیابی هماهنگ سیستم های انتقال و توزیع، برجسته شده است.

اگرچه مطالعات زیادی برای بازیابی سریع و مؤثر سیستم های قدرت تجدیدپذیر انجام شده است، هنوز برخی شکاف های تحقیقاتی وجود دارد و چندین مسیر تحقیقاتی امیدوارکننده به عنوان راهکارهای آینده ارائه شده اند:

۱. روش های مؤثرتر برای مدیریت عدم قطعیت توان تجدیدپذیر: کارهای قبلی مدل های بهینه سازی با محدودیت های احتمالی، بهینه سازی تصادفی و بهینه سازی مقاوم را برای مقابله با عدم قطعیت توان تجدیدپذیر پیشنهاد داده اند، اما این مدل ها دارای کمبودهای ذاتی هستند. مدل های بهینه سازی تصادفی و مقاوم به ترتیب می توانند به یک استراتژی بازیابی تهاجمی و محافظه کارانه منجر شوند. در سال های اخیر، یک چارچوب مدل سازی ریاضی جدید به نام بهینه سازی مقاوم توزیعی برای مقابله با مشکلات تصمیم گیری در محیط های نامطمئن پیشنهاد شده است، که می تواند یک راه حل برای همه توابع چگالی احتمالی ممکن از متغیرهای نامطمئن به دست آورد. این چارچوب مدل سازی انتظار می رود که به تحقق استفاده ایمن تر و کارآمدتر از واحدهای تجدیدپذیر در بازیابی منجر شود.

۲. الگوریتم های راه حل مؤثرتر: به طور کلی، بهینه سازی توزیع شده استراتژی بازیابی هماهنگ سیستم های انتقال و توزیع به دلیل مدل بازیابی غیرمقعر نمی تواند به همگرایی تحت الگوریتم های راه حل موجود تضمین شود. یک الگوریتم راه حل کارآمدتر با عملکرد همگرایی بهبود یافته به شدت مورد نیاز است. علاوه بر این، تکنولوژی هوش مصنوعی، مانند تکنیک های یادگیری عمیق و یادگیری تقویتی، پتانسیل زیادی برای بهبود کاربردپذیری استراتژی بازیابی در زمان واقعی از طریق "آموزش آفلاین و بهینه سازی آنلاین در میلی ثانیه ها" دارد. علاوه بر این، جمع آوری اطلاعات در زمان واقعی و ارتباطات نیز نگرانی های عمده ای برای تصمیم گیری های بازیابی آنلاین به دلیل آسیب های احتمالی به تجهیزات اطلاعاتی و بار سنگین پردازش داده ها است.

۳. مسائل فرکانس و ولتاژ گذرا: افت فرکانس گذرا هنگام برداشتن یک بلوک بار در سیستم های قدرت سنتی معمولاً با استفاده از یک معیار ساده شده محدود می شود که دقت آن در سیستم های قدرت با نفوذ بالای انرژی تجدیدپذیر باید بررسی شود. از سوی دیگر، بارهای موتور القایی زیادی در سیستم های توزیع وجود دارند و فرآیندهای شروع آن ها مقدار زیادی توان راکتیو مصرف می کند و ممکن است منجر به نقض شدید ولتاژ گذرا شود. با این حال، پیشرفت های تحقیقاتی فعلی به ندرت مسائل امنیت ولتاژ گذرا را در طول بازیابی در نظر گرفته اند، که این موضوع یک راه امیدوارکننده برای بهبود ایمنی بازیابی است.

۴. استفاده از پتانسیل سیستم نظارت گسترده در بازیابی سیستم قدرت تجدیدپذیر: برای سیستم های قدرت سنتی، سیستم نظارت گسترده به عنوان ابزاری برای کمک به بازسازی زیرسیستم های سطح انتقال بررسی شده است و همچنین حداکثر اندازه بارهای بازیابی شده را محاسبه می کند. با این حال، در سیستم قدرت تجدیدپذیر، ژنراتورهای تجدیدپذیر گسترده ای با شبکه قدرت از طریق دستگاه های الکترونیک قدرت ادغام شده اند که دارای ویژگی های پاسخ دینامیکی سریع تری هستند. انتظار می رود که سیستم نظارت گسترده به ایمن سازی بازیابی سیستم قدرت تجدیدپذیر براساس سرعت بالای اندازه گیری و وضوح زمانی آن کمک کند.

۵. هماهنگی بازیابی سیستم های چندانرژی: تأثیر قطعی های برق ممکن است به سیستم های چندانرژی گسترش یابد به دلیل نفوذ فزاینده دستگاه های اتصال انرژی، مانند ژنراتورهای گاز طبیعی و تأسیسات تبدیل برق به گاز. مثالی اخیر از این موضوع حادثه قطعی برق تگزاس در فوریه ۲۰۲۱ است. از آنجا که هوای بسیار سرد برخی از خطوط لوله گاز را آسیب زده کرده بود، انتقال گاز از چاه ها به تقاضای بارهای گاز خانگی و مربوط به تولید برق کاهش یافت. ظرفیت های تولیدی ژنراتورهای گازسوز محدود شد و منجر به کاهش گسترده در تأمین برق شد. بنابراین، هماهنگی بازیابی سیستم های چندانرژی اهمیت بالایی دارد و نیاز به توجه بیشتر دارد.

منابع:

- [1] IEA, Data and statistics. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-andstatistics/data-tables?country=WORLD&energy=Electricity>.
- [2] Yan R, Masood N, Saha TK, Bai F, Gu H. The anatomy of the 2016 south Australia blackout: a catastrophic event in a high renewable network. IEEE Trans. Power Syst. 2018;33(5):5374–88.
- [3] Black system south Australia 28 September 2016 – integrated final report, AEMO, Melbourne, VIC, Australia, Mar, 2017, [Online]. Available: http://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Market_Notices_and_Events/Power_System_Incident_Reports/2017/IntegratedFinal-Report-SA-Black-System-28-September-2016.pdf.
- [4] Technical report on the events of 9 August 2019, [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/152346/download>.
- [5] Appendices to the technical report on the events of 9 August 2019, [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/152351/download>.
- [6] Caballero I, Navarro G. Monitoring cyanoHABs and water quality in Laguna Lake (Philippines) with Sentinel-2 satellites during the 2020 Pacific typhoon season. Sci. Total Environ. 2021;788:147700.
- [7] Busby JW, Baker K, Bazilian MD, Gilbert AQ, Grubert E, Rai V, et al. Cascading risks: Understanding the 2021 winter blackout in Texas. Energy Res. Soc. Sci. 2021;77:102106.
- [8] Tortós J, Terzija V. A smart power system restoration based on the merger of two different strategies. 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe).
- [9] Jiang Y, Chen S, Liu CC, Sun W, Luo X, Liu S, et al. Blackstart capability planning for power system restoration. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2017;86:127–37.
- [10] CIGR'E Study Committee C2, 2022. Brazilian Interconnected Power System - Implementation of Wind Power Farm in Restoration Process: Practices and Experience. [Online]. Available: https://e-cigre.org/publication/c2-10160_2022.
- [11] CIGR'E Study Committee C2, Paris, France, 2020. Brazilian Interconnected Power System - The Use of Wind Power Farm in the Restoration Process. [Online]. Available: https://e-cigre.org/publication/SESSION2020_C2-C6-302.
- [12] Hou Y, Liu CC, Sun K, Zhang P, Liu S, Mizumura D. Computation of milestones for decision support during system restoration. IEEE Trans. Power Syst. 2011;36(3):1399–409.
- [13] Tortós J, Wall P, Ding L, Terzija V. Determination of sectionalising strategies for parallel power system restoration: A spectral clustering-based methodology. Electr. Pow. Syst. Res. 2014;116:381–90.

- [14] Tortos J, Terzija V. Controlled islanding strategy considering power system restoration constraints. 2012 IEEE Power & Energy Society General Meeting. New Energy Horizons - Opportunities and Challenges.
- [15] Tortos J, Terzija V. A graph theory based new approach for power system restoration. 2013 IEEE Grenoble Conference.
- [16] Tortos J, Panteli M, Wall P, Terzija V. Sectionalising methodology for parallel system restoration based on graph theory. IET Gener. Transm. Distrib. 2015;9(11):1216–25.
- [17] FERC/NERC staff report on the September 8, 2011 blackout event, 2011. [Online]. Available: <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/04-27-2012-fercnerc-report.pdf>.
- [18] Adibi MM, Fink LH. Overcoming restoration challenges associated with major power system disturbances - Restoration from cascading failures. IEEE Power Energ. Mag. 2006;4(5):68–77.
- [19] CIGR'E Study Committee C2. Power system restoration – World practices & future trends. CIGR'E Science and Engineering Journal 14 2019 6 22.
- [20] PJM Manual 36, System Restoration, June 2021. [Online]. Available: <http://www.pjm.com>.
- [21] Roggatz C, Power M, Singh N. Power system restoration: meeting the challenge to resiliency from distributed generation. IEEE Power Energ. Mag. 2020;18(4):31–40.
- [22] Duan C, Fang W, Jiang L, Yao L, Liu J. Distributionally robust chance-constrained approximate AC-OPF with Wasserstein metric. IEEE Trans. Power Syst. 2018;33(5):4924–36.
- [23] Shapiro A, Dentcheva D, Ruszczyñ A. Lecture on stochastic programming: modeling and theory. Philadelphia, PA: SIAM; 2009.
- [24] Cai S, Xie Y, Wu Q, Xiang Z, Jin X, Zhang M. Robust coordination of multiple power sources for sequential service restoration of distribution systems. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2021;131:107068.
- [25] Bertsimas D, Gupta V, Kallus N. Data-driven robust optimization. Math. Program. 2018;167(2):235–92.
- [26] Shittu E, Tibrewala A, Kalla S, Wang X. Meta-analysis of the strategies for selfhealing and resilience in power systems. Advances in Applied Energy 2021;4(19):100036.
- [27] Liu Y, Fan R, Terzija V. Power system restoration: a literature review from 2006 to 2016. J. Mod Power Syst. Clean Energy 2016;4(3):332–41.
- [28] Younesi A, Shayeghi H, Wang Z, Siano P, Mehrizi-Sani A, Safari A. Trends in modern power systems resilience: State-of-the-art review. Renew. Sustain. Energy Rev. 2022;162:112397.

- [29] Shen F, Wu Q, Xue Y. Review of service restoration for distribution networks. *J. Mod Power Syst. Clean Energy* 2020;8(1):1–14.
- [30] Fan D, Ren Y, Feng Q, Liu Y, Wang Z, Lin J. Restoration of smart grids: Current status, challenges, and opportunities. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2021;143:110909.
- [31] Zidan A, Khairalla M, Abdrabou A, Khalifa T, Shaban K, Abdrabou A, et al. Fault detection, isolation, and service restoration in distribution systems: state-of-the-art and future trends. *IEEE Trans. Smart Grid* 2017;8(5):2170–85.
- [32] Wang Y, Rousis A, Strbac G. On microgrids and resilience: A comprehensive review on modeling and operational strategies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2020;134:110313.
- [33] Das L, Munikoti S, Natarajan B, Srinivasan B. Measuring smart grid resilience: Methods, challenges and opportunities. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2020;130:109918.
- [34] CIGR'E Study Committee C2, 2022. Black-Start Network Restoration using Offshore Wind Power with AC cables. [Online]. Available: https://e-cigre.org/publication/c2-11152_2022.
- [35] Xie Y, Li D, Xu Y, Wu Q, Yin M. A MILP-based restoration planning method for generator start-up considering flexible re-energizing times of transmission lines. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2021;124:106357.
- [36] Liu W, Liu Y, Wu L. Model predictive control based voltage regulation strategy using wind farm as black-start source. *IEEE Trans Sustain Energy* 2023;14(2):1122–34.
- [37] Sun L, Peng C, Hu J, Hou Y. Application of type 3 wind turbines for system restoration. *IEEE Trans. Power Syst.* 2018;33(3):3040–51.
- [38] Liu L, Du P, Wan Y, Mi Z, Yuan H. Feasibility discussion on using storage-based wind farm as black-start power source in local power grid. *Automation of Electric Power Systems* 2016;40(21):210–6.
- [39] Liu W, Liu Y. Hierarchical model predictive control of wind farm with energy storage system for frequency regulation during black-start. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2020;119:105893.
- [40] Asensio A, Gómez S, Rodríguez-Amenedo J. Black-start capability of PV power plants through a grid-forming control based on reactive power synchronization. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2023;146:108730.
- [41] Feldmann D, Oliveira R. Operational and control approach for PV power plants to provide inertial response and primary frequency control support to power system black-start. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2021;127:106645.
- [42] Li S, Lin Z, Zhang Y, Gu X, Wang H. Optimization method of skeleton network partitioning scheme considering resilience active improvement in power system restoration after typhoon passes through. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2023;148:109001.

- [43] Sun R, Liu Y, Zhu H, Azizipanah-Abarghooee R, Terzija V. A network reconfiguration approach for power system restoration based on preference-based multiobjective optimization. *Appl. Soft Comput.* 2019;83:105656.
- [44] Sun L, Lin Z, Xu Y, Wen F, Zhang C, Xue Y. Optimal skeleton-network restoration considering generator start-up sequence and load pickup. *IEEE Trans. Smart Grid* 2019;10(3):3174–85.
- [45] Zonkoly AM. Renewable energy sources for complete optimal power system black-start restoration. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2015;9(6):531–9.
- [46] Golshani A, Sun W, Zhou Q, Zheng Q, Hou Y. Incorporating wind energy in power system restoration planning. *IEEE Trans. Smart Grid* 2019;10(1):16–28.
- [47] Li S, Wang L, Gu X, Zhao H, Sun Y. Optimization of loop-network reconfiguration strategies to eliminate transmission line overloads in power system restoration process with wind power integration. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2022;134:107351.
- [48] Sun L, Liu W, Chung CY, Ding M, Bi R, Wang L. Improving the restorability of bulk power systems with the implementation of a WF-BESS system. *IEEE Trans. Power Syst.* 2019;34(3):2366–77.
- [49] Liu W, Liu Y, Wu L. Multi-objective restoration optimisation of power systems with battery energy storage systems. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2016;10(7):1749–57.
- [50] Golshani A, Sun W, Zhou Q, Zheng Q, Wang J, Qiu F. Coordination of wind farm and pumped-storage hydro for a self-healing power grid. *IEEE Trans Sustain Energy* 2018;9(4):1910–20.
- [51] Zhao J, Wang H, Cao X. Bi-level optimization of load restoration considering the conditional value at risk of wind power. *Proceedings of the CSEE* 2017;37(18):5275–86.
- [52] Xie Y, Liu C, Wu Q, Li K, Zhou Q, Yin M. Optimized dispatch of wind farms with power control capability for power system restoration. *J. Mod Power Syst. Clean Energy* 2017;5(6):908–16.
- [53] Shen C, Kaufmann P, Hachmann C, Braun M. Three-stage power system restoration methodology considering renewable energies. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2018;94:287–99.
- [54] Zhao J, Wang H, Liu Y, Azizipanah-Abarghooee R, Terzija V. Utility-oriented online load restoration considering wind power penetration. *IEEE Trans Sustain Energy* 2019;10(2):706–17.
- [55] Wu H, Xie Y, Li H, Wu Q, Yu C, Sun J. Robust load restoration optimization of power system considering the spatial-temporal correlation of wind power. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2023;147:108855.

- [56] Sun L, Liu W, Chung CY, Ding M, Ding J. Rolling optimization of transmission network recovery and load restoration considering hybrid wind-storage system and cold load pickup. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2022;141:108168.
- [57] Adibi MM, Borkoski J, Kafka R, Volkmann T. Frequency response of prime movers during restoration. *IEEE Trans. Power Syst.* 1999;14(2):751–6.
- [58] Panteli M, Mancarella P. The grid stronger, bigger, smarter presenting a conceptual framework of power system resilience. *IEEE Power Energ. Mag.* 2015;13(3):58–66.
- [59] Koutsoukis NC, Georgilakis P, Hatziaargyriou ND. Service restoration of active distribution systems with increasing penetration of renewable distributed generation. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2019;13(14):3177–87.
- [60] Shi Q, Liu W, Zeng B, Hui H, Li F. Enhancing distribution system resilience against extreme weather events: Concept review, algorithm summary, and future vision. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2022;138:107860.
- [61] CIGR'E Study Committee C2/C6, Paris, France, 2020. Restoration of Power Networks Utilising Distributed Energy Resources. [Online]. Available: https://e-cigre.org/publication/SESSION2020_C2-C6-313.
- [62] Pham TTH, Besanger Y, Hadjsaid N. New challenges in power system restoration with large scale of dispersed generation insertion. *IEEE Trans. Power Syst.* 2009;24(1):398–406.
- [63] CIGR'E Study Committee C2, 2022. Development and validation of new organisational Models and Systems for DER led Restoration. [Online]. Available: https://e-cigre.org/publication/c2-10199_2022.
- [64] Mitrovic A, Strezoski L. Impact of existing fault protections of wind power plants with doubly fed induction machines on fault currents. 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe).
- [65] Aboelnaga A, Azzouz M, Sindi H, Awad SA. Fault ride through of inverter-interfaced renewable energy sources for enhanced resiliency and grid code compliance. *IEEE Trans Sustain Energy* 2022;13(4):2275–90.
- [66] Fang C, Mu L, Wang Z, Chen G. Analysis of grid-forming IIDG's transient and steady-state fault model. *IEEE Trans. Smart Grid* 2022;13(2):1187–99.
- [67] Diaz-Franco F, Vu T, Mezyani TE, Edrington CS. Low-voltage ride-through for PV systems using model predictive control approach. *Proceedings of the North American power symposium (NAPS)*. 2016.
- [68] Heong KO, Tana C, Bakar AHA, Che H, Mokhlis H, Illias HA. Establishment of fault current characteristics for solar photovoltaic generator considering low voltage ride through and reactive current injection requirement. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018;92:478–88.

- [69] Simić Nikola, Strezoski Luka, Milićević R. Relay protection in microgrids settings and sensitivity in Presence of IBDERs. 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe).
- [70] Strezoski L, Stefani I, Bekut D. Novel method for adaptive relay protection in distribution systems with electronically-coupled DERs. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2020;116:105551.
- [71] Strezoski LV, Prica MD, Katic V, Dumnic B. Short-circuit modeling of inverter based distributed generators considering the FRT requirements. 2016 North American Power Symposium (NAPS).
- [72] Kim I. Short-circuit analysis models for unbalanced inverter-based distributed generation sources and loads. IEEE Trans. Power Syst. 2019;34(5):3515–26.
- [73] Strezoski LV, Dumnic B, Popadic B, Prica M, Loparo KA. Novel fault models for electronically coupled distributed energy resources and their laboratory validation. IEEE Trans. Power Syst. 2020;35(2):1209–17.
- [74] Pompodakis E, Strezoski L, Simic N, Paspatis A, Alexiadis M, Tsikalakis A, et al. Short-circuit calculation of droop-controlled islanded AC microgrids with virtual impedance current limiters. Int J Electr Power Energy Syst 2023;218:109184 2018;103:89–101.
- [75] Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (BDWE): Guideline for generating plants connection to and parallel operation with the medium-voltage network, Berlin, BDEW, 2008.
- [76] Distribution system operators – ESB Networks, Irish Distribution Code, Feb. 2015.
- [77] Tsili M, Papathanassiou S. A review of grid code technical requirements for wind farms. IET Renew Power Gen 2009;3(3):308–32.
- [78] Qazi H, Wall P, Escudero MV, Carville C, Cuniffe N, O’Sullivan J. Impacts of fault ride through behavior of wind farms on a low inertia system. IEEE Trans. Power Syst. 2022;37(4):3190–8.
- [79] Strezoski L, Simic N. Quantifying the impact of inverter-based distributed energy resource modeling on calculated fault current flow in microgrids. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2023;151:109161.
- [80] Joint Working Group. Fault current contribution from wind plants. Report to the T&D Committee of the IEEE Power and Energy Society, Pro Relay, 2015.
- [81] Arefifar S, Mohamed Y, EL-Fouly T. Comprehensive operational planning framework for self-healing control actions in smart distribution grids. IEEE Trans. Power Syst. 2013;28(4):4192–200.
- [82] Owaifeer M, Al-Muhaini M. MILP-based technique for smart self-healing grids. IET Gener. Transm. Distrib. 2018;12(10):2307–16.

- [83] Yuan C, Illindala M, Khalsa A. Modified viterbi algorithm based distribution system restoration strategy for grid resiliency. IEEE Trans. Power Delivery 2017;32(1):310–9.
- [84] Poudel S, Dubey A. Critical load restoration using distributed energy resources for resilient power distribution system. IEEE Trans. Power Syst. 2019;34(1):52–63.
- [85] Li Y, Xiao J, Chen C, Tan Y, Cao Y. Service restoration model with mixed-integer second-order cone programming for distribution network with distributed generations. IEEE Trans. Smart Grid 2019;10(4):4138–50.
- [86] Xu J, Wu Z, Wu Q, Hu Q, Zhang T. A robust restoration decision-making strategy for unbalanced distribution networks considering the uncertainty of photovoltage generators. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2022;141:108202.
- [87] Wang F, Xiao X, Sun Q, Chen C, Bin F, Chen S, et al. Service restoration for distribution network with DGs based on stochastic response surface method. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2019;107:557–68.
- [88] Chen K, Wu W, Zhang B, Sun H. Robust restoration decision-making model for distribution networks based on information gap decision theory. IEEE Trans. Smart Grid 2015;6(2):587–97.
- [89] Chen X, Wu W, Zhang B. Robust restoration method for active distribution networks. IEEE Trans. Power Syst. 2016;31(5):4005–15.
- [90] Chen W, Lou X, Ding X, Guo C. Unified data-driven stochastic and robust service restoration method using nonparametric estimation in distribution networks with soft open points. IET Gener. Transm. Distrib. 2020;14(17):3433–43.
- [91] Wang Y, Su X, Song M, Jiang W, Shahidehpour M, Xu Q. Sequential load restoration with soft open points and time-dependent cold load pickup for resilient distribution systems. IEEE Trans Smart Grid early access 2023. <https://doi.org/10.1109/TSG.2023.3262199>.
- [92] Zhao Y, Xiong W, Yuan X, Zou X. A fault recovery strategy of flexible interconnected distribution network with SOP flexible closed-loop operation. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2022;142:108360.
- [93] Wang J, Zhou N, Wang Q. Data-driven stochastic service restoration in unbalanced active distribution networks with multi-terminal soft open points. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2020;121:106069.
- [94] Zidan A, El-Saadany E. Incorporating load variation and variable wind generation in service restoration plans for distribution systems. Energy 2013;57:682–91.
- [95] Shi Q, Li F, Olama M, Dong J, Xue Y, Starke M, et al. Post-extreme-event restoration using linear topological constraints and DER scheduling to enhance distribution system resilience. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2021;131:107029.

- [96] Aboutalebi M, Nazar MS, Shafie-khah M, Catalao J. Optimal scheduling of selfhealing distribution systems considering distributed energy resource capacity withholding strategies. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2022;136:107662.
- [97] Wang F, Chen C, Li C, Cao Y, Li Y, Zhou B, et al. A multi-stage restoration method for medium-voltage distribution system with DGs. *IEEE Trans. Smart Grid* 2017;8(6):2627–36.
- [98] Sekhavatmanesh H, Cherkaoui R. Analytical approach for active distribution network restoration including optimal voltage regulation. *IEEE Trans. Power Syst.* 2019;34(3):1716–28.
- [99] Chen B, Chen C, Wang J, Butler-Purry K. Multi-time step service restoration for advanced distribution systems and microgrids. *IEEE Trans. Smart Grid* 2018;9(6):6793–805.
- [100] Sekhavatmanesh H, Cherkaoui R. A multi-step reconfiguration model for active distribution network restoration integrating DG start-up sequences. *IEEE Trans Sustain Energy* 2020;11(4):2879–88.
- [101] Xu J, Wu Z, Yu X, Cheng S, Hu Q, Wu Q. A dynamic robust restoration framework for unbalanced power distribution networks. *IEEE Trans Ind Informat* 2020;16(10):6301–12.
- [102] Azizipanah-Abarghooee R, Terzija V, Golestaneh F, Roosta A. Multiobjective dynamic optimal power flow considering fuzzy-based smart utilization of mobile electric vehicles. *IEEE Trans Ind Informat* 2016;12(2):503–14.
- [103] Hu Q, Bu S, Terzija V. A distributed P and Q provision-based voltage regulation scheme by incentivized EV fleet charging for resistive distribution networks. *IEEE Trans Transport Electrification* 2021;7(4):2376–89.
- [104] Momen H, Abessi A, Jadid S, Shafie-khah M, Catalao JPS. Load restoration and energy management of a microgrid with distributed energy resources and electric vehicles participation under a two-stage stochastic framework. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2021;133:107320.
- [105] Su S, Wei C, Li Z, Xia M, Chen Q. Critical load restoration in coupled power distribution and traffic networks considering spatio-temporal scheduling of electric vehicles. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2022;141:108180.
- [106] Fan R, Sun R, Liu Y, Gryazina E, Terzija V. Adaptive power load restoration considering flexible control of air conditioners for resilience enhancement. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2023;148:108959.
- [107] Kumar V, Kumar R, Gupta I, Gupta H. DG integrated approach for service restoration under cold load pickup. *IEEE Trans. Power Delivery* 2020;25(1):398–406.
- [108] Peralta R, Leite J, Mantovani J. Automatic restoration of large-scale distribution networks with distributed generators, voltage control devices and heating loads. *Electr. Pow. Syst. Res.* 2019;176:105925.

- [109] Zonkoly El. Power system single step restoration incorporating cold load pickup aided by distributed generation. *Int J Electr Power Energy Syst* 2012;35:186–93.
- [110] Hafiz F, Chen B, Chen C, Queiroz A, Husain I. Utilising demand response for distribution service restoration to achieve grid resiliency against natural disasters. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2019;13(14):2942–50.
- [111] Xu Y, Liu CC, Wang Z, Mo K, Schneider K, Tuffner F, et al. DGs for service restoration to critical loads in a secondary network. *IEEE Trans. Smart Grid* 2019;10(1):435–47.
- [112] Sekhavatmanesh H, Rodrigues J, Moreira C, Lopes J, Cherkaoui R. Optimal load restoration in active distribution networks complying with starting transients of induction motors. *IEEE Trans. Smart Grid* 2020;11(5):3957–69.
- [113] Che L, Khodayar M, Shahidehpour M. Only connect microgrids for distribution system restoration. *IEEE Power Energ. Mag.* 2014;12(1):70–81.
- [114] Cai S, Xie Y, Wu Q, Xiang Z. Robust MPC-based microgrid scheduling for resilience enhancement of distribution system. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2020;121:106068.
- [115] Lin C, Chen C, Liu F, Li G, Bie Z. Dynamic MGs-based load restoration for resilient urban power distribution systems considering intermittent RESs and droop control. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2022;140:107975.
- [116] Wu X, Shi S, Wang X, Duan C, Ding T, Li F. Optimal black start strategy for microgrids considering the uncertainty using a data-driven chance constrained approach. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2019;13(11):2236–48.
- [117] Schneider K, Tuffner F, Elizondo M, Liu CC, Xu Y, Ton D. Evaluating the feasibility to use microgrids as a resiliency resource. *IEEE Trans. Smart Grid* 2017;8(2):687–96.
- [118] Moreira C, Resende F, Lopes J. Using low voltage micro-grids for service restoration. *IEEE Trans. Power Syst.* 2007;22(1):395–403.
- [119] Zhao Y, Lin Z, Ding Y, Liu Y, Sun L, Yan Y. A model predictive control based generator start-up optimization strategy for restoration with microgrids as blackstart resources. *IEEE Trans. Power Syst.* 2018;33(6):7189–203.
- [120] Zhao Z, Ooi B. Feasibility of fast restoration of power systems by micro-grids. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2018;12(1):126–32.
- [121] Ghasemi S, Khodabakhshian A, Hooshmand RA. Decision-making method for critical load restoration by using MGs. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2019;13(20):4630–41.
- [122] Gao H, Chen Y, Xu Y, Liu CC. Resilience-oriented critical load restoration using microgrids in distribution systems. *IEEE Trans. Smart Grid* 2016;7(6):2837–48.
- [123] Ghasemia S, Mohammadib M, Moshtagh J. A new look-ahead restoration of critical loads in the distribution networks during blackout with considering load curve of critical loads. *Electr. Pow. Syst. Res.* 2021;191:106873.

[124] Wang Z, Shen C, Xu Y, Liu F, Wu X, Liu CC. Risk-limiting load restoration for resilience enhancement with intermittent energy resources. IEEE Trans. Smart Grid 2019;10(3):2507–22.

[125

] Zhao B, Dong X, Bornemann J. Service restoration for a renewable-powered microgrid in unscheduled island mode. IEEE Trans. Smart Grid 2015;6(3):1128–36.

[126] Pathan M, Al-Muhaini M, Djokic S. Optimal reconfiguration and supply restoration of distribution networks with hybrid microgrids. Electr. Pow. Syst. Res. 2020;187:106458.

[127] Zhu Y, Yuan Y, Wang W. An exact microgrid formation model for load restoration in resilient distribution system. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2020;116:105568.

[128] Arif A, Wang Z. Networked microgrids for service restoration in resilient distribution systems. IET Gener. Transm. Distrib. 2017;11(14):3612–9.

[129] Wang Z, Chen B, Wang J, Chen C. Networked microgrids for self-healing power systems. IEEE Trans. Smart Grid 2016;7(1):310–9.

[130] Wang Z, Wang J. Self-healing resilient distribution systems based on sectionalization into microgrids. IEEE Trans. Power Syst. 2015;30(6):3139–49.

[131] Ding T, Lin Y, Bie Z, Chen C. A resilient microgrid formation strategy for load restoration considering master-slave distributed generators and topology reconfiguration. Appl. Energy 2017;199:205–16.

[132] Hu H, Yu S, Zhao J, Chau T, Ding F, Fernando T, et al. MPC-based double-layer real-time conditional cSelf-restoration for interconnected microgrids. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2021;129:106745.

[133] Ambia M, Meng K, Xiao W, Dong Z. Nested formation approach for networked microgrid self-healing in islanded mode. IEEE Trans. Power Delivery 2021;36(1):452–64.

[134] Shen F, Wu Q, Xu Y, Li F, Teng F, Strbac G. Hierarchical service restoration scheme for active distribution networks based on ADMM. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2020;118:105809.

[135] Wang Y, Rousis A, Qiu D, Strbac G. A stochastic distributed control approach for load restoration of networked microgrids with mobile energy storage systems. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2023;148:108999.

[136] Shen F, Wu Q, Zhao J, Wei W, Hatziaargyriou N, Liu F. Distributed risk-limiting load restoration in unbalanced distribution systems with networked microgrids. IEEE Trans. Smart Grid 2020;11(6):4574–86.

[137] Hafez A, Omran W, Hegazy Y. A decentralized technique for autonomous service restoration in active radial distribution networks. IEEE Trans. Smart Grid 2018;9(3):1911–9.

- [138] Elmitwally A, Elsaid M, Elgamal M, Chen Z. A fuzzy-multiagent service restoration scheme for distribution system with distributed generation. *IEEE Trans Sustain Energy* 2015;6(3):810–21.
- [139] Yang L, Xu Y, Sun H, Chow M, Zhou J. A multiagent system based optimal load restoration strategy in distribution systems. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2021;124:106314.
- [140] Nguyen C, Flueck A. Agent based restoration with distributed energy storage support in smart grids. *IEEE Trans. Smart Grid* 2012;3(2):1029–38.
- [141] Sekhavatmanesh H, Cherkaoui R. Distribution network restoration in a multiagent framework using a convex OPF model. *IEEE Trans. Smart Grid* 2019;10(3):2618–28.
- [142] Sharma A, Srinivasan D, Trivedi A. A decentralized multi-agent approach for service restoration in uncertain environment. *IEEE Trans. Smart Grid* 2018;9(4):3394–405.
- [143] Li W, Li Y, Chen C, Tan Y, Cao Y, Zhang M, et al. A full decentralized multi-agent service restoration for distribution network with DGs. *IEEE Trans. Smart Grid* 2020;11(2):1100–11.
- [144] Zhang G, Zhang F, Zhang X, Meng K, Dong Z. Sequential disaster recovery model for distribution systems with co-optimization of maintenance and restoration crew dispatch. *IEEE Trans. Smart Grid* 2020;11(6):4700–13.
- [145] Arif A, Wang Z, Wang J, Chen C. Power distribution system outage management with co-optimization of repairs, reconfiguration, and DG dispatch. *IEEE Trans. Smart Grid* 2018;9(5):4109–18.
- [146] Arif A, Ma S, Wang Z, Wang J, Ryan S, Chen C. Optimizing service restoration in distribution systems with uncertain repair time and demand. *IEEE Trans. Power Syst.* 2018;33(6):6828–38.
- [147] Yan J, Hu B, Xie K, Tai H, Li W. Post-disaster power system restoration planning considering sequence dependent repairing period. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2020;117:105612.
- [148] Ye Z, Chen C, Chen B, Wu K. Resilient service restoration for unbalanced distribution systems with distributed energy resources by leveraging mobile generators. *IEEE Trans Ind Informat* 2021;17(2):1386–96.
- [149] Lei S, Chen C, Li Y, Hou Y. Resilient disaster recovery logistics of distribution systems: co-optimize service restoration with repair crew and mobile power source dispatch. *IEEE Trans. Smart Grid* 2019;10(6):6187–202.
- [150] Lei S, Wang J, Chen C, Hou Y. Mobile emergency generator pre-positioning and real-time allocation for resilient response to natural disasters. *IEEE Trans. Smart Grid* 2018;9(3):2030–41.

- [151] Ding T, Wang Z, Jia W, Chen B, Chen C, Shahidehpour M. Multiperiod distribution system restoration with routing repair crews, mobile electric vehicles, and soft-open-point networked microgrids. *IEEE Trans. Smart Grid* 2020;11(6):4795–808.
- [152] Wu H, Xie Y, Xu Y, Wu Q, Yu C, Sun J. Robust coordination of repair and dispatch resources for post-disaster service restoration of the distribution system. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2022;136:107611.
- [153] CIGR'E Study Committee C2, Paris, France, 2020. The role of load and distributed generation in bottom-up power system restoration. [Online]. Available: https://e-cigre.org/publication/SESSION2020_C2-204.
- [154] Cao X, Wang H, Liu Y, Azizipناه-Abarghooee R, Terzija V. Coordinating self-healing control of bulk power transmission system based on a hierarchical top-down strategy. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2017;90:147–57.
- [155] Towards smarter grids: Developing TSO and DSO roles and interactions for the benefit of consumers, ENTSO report, 2015. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/150303_ENTSO-E_Position_Paper_TSO-DSO_interaction.pdf.
- [156] Zhao J, Liu Y, Wang H, Wu Q. Receding horizon load restoration for coupled transmission and distribution system considering load-source uncertainty. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2020;116:105517.
- [157] Zhao J, Wang H, Liu Y, Wu Q, Wang Z, Liu Y. Coordinated restoration of transmission and distribution system using decentralized scheme. *IEEE Trans. Power Syst.* 2019;34(5):3428–42.
- [158] Zhao J, Wang H, Wu Q, Hatziargyriou N, Shen F. Distributed risk-limiting load restoration for wind power penetrated bulk system. *IEEE Trans. Power Syst.* 2020;35(5):3516–28.
- [159] Zhao J, Wang H, Wu Q, Hatziargyriou N, Shen F. Optimal generator start-up sequence for bulk system restoration with active distribution networks. *IEEE Trans. Power Syst.* 2021;36(3):2046–57.
- [160] Liu W, Lin Z, Wen F, Ledwich G. A wide area monitoring system based load restoration method. *IEEE Trans. Power Syst.* 2013;28(2):2025–34.
- [161] Sun R, Liu Y, Wang L. An online generator start-up algorithm for transmission system self-healing based on MCTS and sparse autoencoder. *IEEE Trans. Power Syst.* 2019;34(3):2061–70.
- [162] Nikkil'a A, Kuusela A, Laasonen M, Haarla L, Pahkin A. Self-excitation of a synchronous generator during power system restoration. *IEEE Trans.*

Power Syst. 2019;34(5):3902–11.

[163] IESO, Ontario power system restoration plan, Dec. 15, 2016. [Online]. Available: <http://www.ieso.ca/-/media/files/ieso/documentlibrary/marketrules-andmanuals-library/market-manuals/systemoperations/soontpowersysrestoreplan.pdf>.

[164] Jiang J, Zhang Z, Fan M, Harrison G, Lin C, Tamayo M, et al. Power system restoration planning and some key issues. IEEE Power and Energy Society General Meeting; 2012.

[165] Bhatt N, Liu S, Podmore R, Croes B. System restoration tools: system restoration navigator integrated into EPRI operator training simulator (SRN/OTS). Journal of Power and Energy Engineering 2015;3:378–83.

[166] Norlander C, Loxq T, Albrecht J. TSO Pan-European co-operation and further steps and initiatives to strengthen the power system security with ENTSO-E-Wide Awareness System (EAS). 2015 Proc. CIGRE symposium Lund.

[167] Li Z, Xue Y, Wang H, Hao L. Decision support system for adaptive restoration control of transmission system. J. Mod Power Syst. Clean Energy 2021;9(4):870–85.

[168] S&C Electric Company. [Online]. Available: <http://www.sandc.com/solutions/self-healing-grids.asp>, accessed Dec. 2, 2015.

[169] Electric Light & Power (EL&P) Company. [Online]. Available: http://www.elp.com/articles/powergrid_international/print/volume-17/issue-4/departments/products/fdir-flisr-system.htm, accessed Dec. 2, 2015.

[170] Markovic M, Kreienkamp J. AAS Austrian awareness system: Improving information exchange and communication between TSO and DSOs. 2017 Proc. CIGRE symposium Dublin.

[171] DNV GL. Reducing the risks of network restoration – DNV GL’s soft energisation approach. 2016 DNV GL, Oslo, Norway.

[172] Nikkilä A, Kuusela A, Weixelbraun M, Haarla L, Laasonen M, Pahkin A. Fast restoration of a critical remote load area using a gradual voltage build-up procedure. IET Gener Transm Distrib 2020;14(7):1320–8.

[173] Rahimian H, Mehrotra S. Distributionally robust optimization: A review. 2019. [Online]. Available: <https://arxiv.org/abs/1908.05659>.

[174] Xiong P, Jirutitijaroen P, Singh C. A distributionally robust optimization model for unit commitment considering uncertain wind power generation. IEEE Trans. Power Syst. 2017;32(1):39–49.

[175] Zare A, Chung C, Zhan J, Faried S. A distributionally robust chance-constrained MILP model for multistage distribution system planning with uncertain renewables and loads. IEEE Trans. Power Syst. 2018;33(5):5248–62.

- [176] Alvarado D, Moreira A, Moreno R, Strbac G. Transmission network investment with distributed energy resources and distributionally robust security. *IEEE Trans. Power Syst.* 2019;34(6):5157–68.
- [177] Alexandre V, Pozo D, Street A. Distributionally robust transmission expansion planning: A multi-scale uncertainty approach. *IEEE Trans. Power Syst.* 2020;35(5):3353–65.
- [178] Wang J, Pinson P, Chatzivasileiadis S, Panteli M, Strbac G, Terzija V. On machine learning-based techniques for future sustainable and resilient energy systems. *IEEE Trans Sustain Energy* 2023;14(2):1230–43.
- [179] Khodayar M, Liu G, Wang J, Khodayar ME. Deep learning in power systems research: A review. *CSEE J. Power Energy Syst* 2021;7(2):209–20.
- [180] Zhang Y, Shi X, Zhang H, Cao Y, Terzija V. Review on deep learning applications in frequency analysis and control of modern power system. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2022;136:107744.
- [181] Shubhanga K, Kulkarni A. Determination of effectiveness of transient stability controls using reduced number of trajectory sensitivity computations. *IEEE Trans. Power Syst.* 2004;19(1):473–82.
- [182] Geng S, Hiskens I. Second-order trajectory sensitivity analysis of hybrid systems. *IEEE Trans Circuits Syst I* 2019;66(5):1922–34.
- [183] Demetriou P, Asprou M, Kyriakides E. A real-time controlled islanding and restoration scheme based on estimated states. *IEEE Trans. Power Syst.* 2019;34(1):606–15.
- [184] Tortós J, Valverde G, Ding L, Terzija V. Optimal placement of phasor measurement units to improve parallel power system restoration. U.K.: *IEEE Innovative Smart Grid Technol Manchester*; 2011.
- [185] Nourizadeh S, Karimi M, Ranjbar A, Shirani A. Power system stability assessment during restoration based on a wide area measurement system. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2012;6(11):1171–9.
- [186] Sang M, Ding Y, Bao M, Li S, Ye C, Fang Y. Resilience-based restoration strategy optimization for interdependent gas and power networks. *Appl Energy*;302(15):117560.
- [187] Li G, Yan K, Zhang R, Jiang T, Li X, Chen H. Resilience-oriented distributed load restoration method for integrated power distribution and natural gas systems. *IEEE Trans Sustain Energy* 2022;13(1):341–52.
- [188] ERCOT. Review of February 2021 extreme cold weather event-ERCOT presentation. [Online]. Available: http://www.ercot.com/content/wcm/key_documents_lists/225373/Urgent_Board_of_Directors



Power system recovery with high penetration of renewable energies: current status and future trends

Alireza Ghadiri jafarbiglou¹

**PhD student of Shahid Madani University of
Azerbaijan**

Navid Taghizadeghan Kalantari

**professor of Shahid Madani University of
Azerbaijan**

Sajad Najafi Ravadanegh

professor of Shahid Madani University of Azerbaijan.

1-1-

Abstract - ۲-۱

Catastrophic blackout events and the increasing penetration of renewable power generation highlight the need for an advanced system recovery strategy to effectively and reliably utilize renewable power generation to contribute to power system recovery. This paper reviews the research progress in the field of power system recovery with high penetration of renewable energies and also summarizes the methods of managing uncertainty in renewable power generation during recovery. First, the recovery processes of the transmission system are divided into three consecutive stages: a) black start, b) network reconfiguration and c) load recovery. The research progress of these three stages of recovery considering renewable electricity production is reviewed. Then, the restoration of the distribution system using multiple flexible resources, such as renewable distributed generators, remote control switches, energy storage systems and soft open points, is explored, along with emerging techniques such as microgrids, multi-agent systems, repair teams and mobile energy sources. Also, with the increasing activity and flexibility of the distribution system, the coordinated recovery of the transmission and distribution system and their information interactions are also discussed. Finally, for practical applications, laboratory validations of recovery strategies using real power grid data, real recovery strategies, decision support systems, and field tests of black start processes are introduced to complete this literature review. The effective use of renewable power sources can significantly improve the recovery efficiency of the power system, but their inherent uncertainty must be carefully managed. In addition, promising research trends to improve power system recovery with high penetration of renewable energies are presented.

1-3- Keywords: Global blackout, coordination of renewable energy, recovery, uncertainty