

طراحی کنترل کننده تطبیقی لحظه‌ای فرکانس به منظور جبران ضربه بار ناگهانی در سیستم قدرت

هادی افکار^۱، محمدحسن احمدی^۲

^۱ استادیار، گروه مهندسی برق، دانشگاه فنی و حرفه‌ای، تهران، ایران، h-afkar@tvu.ac.ir

^۲ مربی، گروه مهندسی برق، دانشگاه فنی و حرفه‌ای، تهران، ایران، mhahmadi@tvu.ac.ir

چکیده

پایدارسازی سیستم قدرت (PSS) ابزار بسیار قدرتمند برای پایداری فرکانس سیستم قدرت به حساب می‌آید. تنظیم کنترل کننده فرکانس و ارائه راهکار برای کنترل بهتر این پارامتر یکی از الزامات کلیدی هر سیستم قدرتی به حساب می‌آید. روش‌های مختلفی در پژوهش‌های نوین پیرامون کنترل فرکانس مطرح شده است. برخی از روش‌ها با تنظیم کنترل کننده گاورنر در نیروگاه، فرکانس شبکه را به صورت لحظه‌ای کنترل می‌کنند. روش‌های متعددی نیز برای کنترل فرکانس در دوره‌های زمانی میان مدت و بلندمدت وجود دارد. از روش‌های کنترل فرکانس غیرلحظه‌ای می‌توان به روش‌های حذف بار کم اهمیت اشاره کرد. در این مقاله روش حذف بار غیرمتمرکز که از روش‌های کنترل فرکانس غیرلحظه‌ای محسوب می‌گردد، بهره‌گیری شده است. در این مقاله به کمک نرم‌افزار MATLAB/Simulink و با برنامه‌ریزی کنترل کننده تطبیقی فرکانس و مدیریت تقاضای بار غیرمتمرکز شبکه، اقدام به کنترل فرکانس شبکه شده است. شبکه آزمون مورد مطالعه شبکه ۳۹ باسه IEEE می‌باشد. نتایج حاصل نشان می‌دهد که با تنظیم کنترل کننده تطبیقی با کمک معیارهای موجود در کنترل کلاسیک سیستم‌های کنترلی، این کنترل کننده قابلیت لازم در کنترل فرکانس را دارا می‌باشد.

واژه‌های کلیدی

کنترل فرکانس، مدیریت بار، کنترل کننده تطبیقی، پاسخ فرکانسی سیستم قدرت.

مقدمه

با توجه به رشد مصرف انرژی، شبکه‌های قدرت امروزی به سیستم‌های پیچیده بزرگ تبدیل شده‌اند. حفاظت، کنترل و تداوم عملکرد این سیستم‌های بزرگ انرژی از جمله‌ای این پیچیدگیها است. خاموشی سراسری شبکه‌های قدرت همواره به عنوان مشکلات اساسی صنعت برق و بلاخص صنایع مهم مطرح بوده است. تأمین برق مطمئن مصرف‌کنندگان از اهمیت بسزایی برخوردار است. به عبارتی دیگر کل تأسیسات، تجهیزات و هزینه‌های انجام شده به منظور تأمین برق مورد نیاز مصرف کننده و در کنار آن جلب رضایت وی می‌باشد. در این راستا اقدامات اصولی جهت ایجاد شرایط مناسب برای انتقال و توزیع انرژی

تولیدی و تأمین شاخص‌های کیفیت توان در انرژی تحویلی به مشترک از ضروریات می‌باشد و لازمه اجرای این مهم توجه به پایداری سیستم قدرت است. به طور کلی سیستم‌های قدرت در اثر شرایط خطا دچار حادثه خواهند شد، که این مسئله تأمین بار مطمئن را که از عمده تعهدات شرکت‌های برق در برابر مشتریان است خدشه‌دار ساخته و گاه ضررهای اقتصادی جبران ناپذیری را عمدتاً به سیستم قدرت و با ضریب کمتر به مشترکان وارد می‌آورد. به منظور تأمین برق مطمئن لازم است سیستم قدرت از وضعیت پایداری که از مهمترین مسائل شبکه قدرت می‌باشد، برخوردار باشد. لذا بایست عوامل ایجاد کننده ناپایداری شناسایی شده و در مرحله نخست اقدامات پیشگیرانه جهت حفظ سیستم اجرا گردد تا از خاموشی‌های منطقه‌ای و درنهایت خاموشی سیستم قدرت و در شرایط بسیار نامطلوب از ناپایداری و قطع سیستم جلوگیری شود و در صورت بروز حادثه از پیشروی آن ممانعت نمود. یکی از عوامل بوجود آمدن ناپایداری، مسئله اضافه بار در سیستم قدرت می‌باشد. چرا که اضافه بار در خطوط انتقال باعث خارج شدن خطوط دیگر و در شرایط بدتر خارج شدن واحدهای تولیدی به دلیل خروج از ظرفیت نامی، خواهد شد. تداوم بیشتر اضافه بار باعث خارج شدن هر چه بیشتر خطوط و بوجود آمدن خاموشی سراسری سیستم می‌گردد. بنابراین باید بتوان این مشکل را رفع نمود و حفظ پایداری سیستم قدرت و جلوگیری سریع از کاهش بیش از حد فرکانس و ولتاژ باس‌ها انجام گیرد. زیرا ناپایداری فرکانس علاوه بر خسارت‌های نسبتاً سنگین بر تجهیزات سیستم، ممکن است باعث جزیره‌ای شدن شبکه گردد و همچنین افت ولتاژ باس‌ها موجب فروپاشی ولتاژ گردد و خاموشی‌های نسبتاً طولانی و زیان‌های اقتصادی ناشی از انرژی فروخته نشده و تجهیزات آسیب دیده را به دنبال داشته باشد. از این حیث الزام نخست در پایداری سیستم قدرت این موارد می‌باشند، حتی اگر این عمل با انجام بارزدایی و قطع موقتی برخی از مصرف کنندگان همراه باشد [۱]. بارزدایی به معنای قطع تعدادی از بارهای متصل به شبکه، به منظور اجتناب از آسیب دیدن تجهیزات، حفظ پایداری، کنترل فرکانس و ولتاژ شبکه است. آنچه مسلم است، این است که بارزدایی ضمن کاهش درآمدهای اقتصادی باعث ایجاد نارضایتی در مصرف کنندگان می‌گردد و لذا سعی می‌شود از آن به عنوان آخرین راه‌حل در کنترل سیستم قدرت استفاده نمود. اما در شرایطی که حفظ پایداری مطرح باشد، طبیعی است که مسائل فوق تحت الشعاع قرار می‌گیرند و انجام بارزدایی

مدیریت حذف بار غیرمتمرکز، مورد مطالعه قرار گرفته است. در این مقاله قصد بر آن است با طراحی کنترل کننده تطبیقی، عملیات کنترل فرکانس لحظه‌ای یک سیستم قدرت را که دچار یک کمبود فرکانس لحظه‌ای شده است را جبران نمود. به این ترتیب با انجام شبیه‌سازی در محیط MATLAB/Simulink و با برنامه‌ریزی کنترل کننده تطبیقی، اقدام به کنترل فرکانس شبکه صورت پذیرفت. شبکه آزمون مورد مطالعه شبکه ۳۹ باسه IEEE در نظر گرفته شده است. در نهایت با تنظیم کنترل کننده تطبیقی نشان داده شد، چگونه این کنترل کننده قابلیت لازم را در کنترل فرکانس شبکه به عنوان PSS یک واحد تولیدی را دارا می‌باشد.

فرمول بندی مسئله

برای اطمینان از مدیریت قابل اطمینان امنیت فرکانس شبکه، هدف این است که منابع انرژی و ذخایر چرخان به عنوان جنبه‌های کلی بهره‌برداری شبکه قدرت برنامه‌ریزی شوند. به عبارت دیگر، کنترل کننده مرکزی شبکه قدرت باید فرکانس شبکه را با توجه منطقی به عنوان سطوح هزینه و انتشار مربوطه کنترل کند. از این رو، در این مقاله، هدف مدیریت فرکانس شبکه است به طوری که اهداف بهره‌برداری شبکه در یک محدوده امن مدیریت شده است. در این رابطه، جنبه‌های کلی بهره‌برداری شبکه‌ها با استفاده از ۴ شاخص به صورت زیر فرمول سازی شده است.

شاخص گردش فرکانس کل (TEF): گردش فرکانس ساعتی شبکه به عنوان یک شاخص فنی برای ارزیابی امنیت فرکانس استاتیک شبکه استفاده شده است. در معادله زیر این شاخص فرمول بندی شده است:

$$TEF = \sum_{s=1}^{Ns} \sum_{h=1}^{Nh} \pi_s \cdot |\Delta f_{l,h}^s| \quad (1)$$

برای اطمینان از اینکه امنیت فرکانس استاتیک شبکه قابل اطمینان است، کنترل کننده مرکزی شبکه باید شاخص گردش فرکانس را در محدوده امن با توجه به معادله زیر مدیریت کند.

$$|\Delta f_{l,h}^s| \leq \Delta f_l^{max} \cdot l = pri.sec \quad (2)$$

که در Δf_l^{max} آن نشان دهنده حداکثر محدوده مجاز مربوط به گردش فرکانس شبکه در سطح کنترل ۱ است.

شاخص نرخ تغییر فرکانس (RCF): برای ارزیابی امنیت فرکانس دینامیک ریز شبکه، شاخص RCF فرمول سازی شده است. این شاخص هر دو نرخ تغییرات فرکانس DG و نرخ تغییر فرکانس کل شبکه را ارزیابی می‌کند. معادله زیر نشان دهنده شاخص RCF پیشنهادی است.

$$RCF = \sum_{s=1}^{Ns} \sum_{h=1}^{Nh} \pi_s \cdot [|ROCOF_{MG,h}^s| + \sum_{i=1}^{Ng} |ROCOF_{i,h}^s|] \quad (3)$$

به همین ترتیب، برای اطمینان از امنیت فرکانس دینامیک ریز شبکه، کنترل کننده مرکزی شبکه باید نرخ تغییر DG را مدیریت کند به

ماهیت منطقی پیدا می‌کند [۲]، [۳]. قابل توجه است که بارزدایی یکی از مطمئن‌ترین روش‌ها برای کنترل شبکه در شرایط بحرانی می‌باشد. فرایند بارزدایی علاوه بر خطاهای شبکه، وابستگی شدیدی به ظرفیت تولید و نسبت تولید و مصرف توان در شبکه دارد. در سال‌های اخیر که به دلیل خصوصی‌سازی و رقابتی شدن صنعت برق و هزینه‌های بالای احداث تجهیزات جدید، سیستم‌های قدرت با ظرفیت رزرو و حاشیه پایداری کمتر بهره‌برداری می‌شوند، این پدیده بیشتر به چشم می‌خورد. در این شرایط الگوریتم‌های سنتی طراحی شده برای حفاظت و تأمین امنیت سیستم قدرت کافی نیستند و خاموشی‌های سراسری بیش از گذشته رخ می‌دهند [۴]. خاموشی‌های اخیر در اثر انواع مختلفی از ناپایداری سیستم قدرت از قبیل ناپایداری ولتاژ و ناپایداری فرکانس و ترکیب آنها رخ داده‌اند. برای مقابله با هر یک از انواع ناپایداری به صورت مستقل رله‌های خاصی در سیستم حفاظت در نظر گرفته شده است. (نظیر رله‌های حذف بار فرکانسی [۵] و رله‌های حذف بار ولتاژی [۶]). از سویی دیگر به علت سیاست‌های حفظ زیست محیطی، سرمایه‌گذاران تمایل چندانی به احداث نیروگاه‌های سوخت فسیلی نداشته و چالش جدیدی در بکارگیری منابع تولید توان در بهره‌بردار سیستم قدرت بوجود آمده است. در حال حاضر با توسعه تکنولوژی‌های تولید انرژی، افزایش توجه به مسائل محیطی و علاقه برای بهبود قابلیت اطمینان شبکه الکتریکی، امکان و انگیزه لازم برای تغییر شبکه‌های توزیع از حالت غیرفعال به فعال و تبدیل به یک بار مدیریت شده و رقابت در بکارگیری منابع تولید انرژی تجدیدپذیر در سطح سیستم توزیع و انتقال فراهم شده است. از سویی دیگر اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه‌های کنونی، نیازهای فنی و اقتصادی سرمایه‌گذاران را برآورده نکرده و در حالی که انتظار می‌رفت با افزایش ضریب نفوذ منابع تولید پراکنده ظرفیت خطوط شبکه به شکل قابل توجهی آزاد گردد. اما بلعکس با رشد این منابع در شبکه به جهت افزایش شاخص رفاه جوامع با رشد تقاضا مصارف نیز مواجه شده‌ایم.

یکی از انگیزه متصدیان شبکه‌ها به جهت مدیریت شبکه، حرکت به سمت مصارف توزیع مدیریت شده چون ریزشبکه‌ها می‌باشد. در این شرایط علاوه بر هدف مذکور می‌توان به کاهش انتشار گازهای آلاینده، افزایش بهره‌وری انرژی، تنوع منابع انرژی، دسترسی به منابع تولید کوچک، افزایش ظرفیت شبکه، کاهش تلفات شبکه، سهولت یافتن زمین برای احداث ژنراتورهای کوچک تولیدی، زمان ساخت و هزینه سرمایه‌گذاری کمتر برای نیروگاه‌های کوچکتر و کاهش هزینه‌های انتقال انرژی الکتریکی اشاره کرد. اما با این وجود هنوز در بحث مدیریت شبکه و تقاضای مصارف مشکل جدی وجود دارد و این بحث جزء عناوین برجسته ژورنال‌های روز جهان می‌باشد.

در این مقاله با توجه به ضرورت مطالعه این مبحث در شبکه‌های امروزی، مدیریت تنظیم تطبیقی فرکانس با کمک افت ولتاژ به جهت

عملیات قابل قبول به طوریکه تدارکات امنیتی صادق است فراهم کند. از این رو، در این مقاله، تابع هدف اصلی براساس مشخصات فرکانس که ترکیبی از شاخص‌های فرکانس استاتیک و دینامیک است، ساخته شده است. معادله (۱۱) روش کلی مقاله را توضیح می‌دهد. J تابع هدف وابسته به فرکانس پیشنهادی است که براساس شاخص‌های بهره برداری و TEF و RCF ساخته شده است. شایان ذکر است که TOC_{max} و TOE_{max} با استفاده از کنترل کننده مرکزی شبکه در راستای سیاست بهره‌برداری سیستم مدیریت انرژی تعیین می‌شود.

$$\min J = \min \left\{ \left[\sum_{s=1}^{Ns} \sum_{h=1}^{Nh} \sum_l \pi_s \cdot |\Delta f_{l,h}^s| \right] + \mu \cdot \sum_{s=1}^{Ns} \sum_{h=1}^{Nh} \pi_s \cdot \left[|ROCOF_{MG}^s| + \sum_{i=1}^{Ng} |ROCOF_{i,h}^s| \right] \right\} \quad (11)$$

s.t.

$$TOC \leq TOC_{max}; TOE \leq TOE_{max}.$$

هدف این مقاله، برنامه‌ریزی منابع انرژی و ذخیره است؛ به طوری که گردش‌های فرکانس استاتیک و دینامیک به حداقل برسد و درعین حال اهداف اقتصادی و زیست‌محیطی محقق شوند.

محدودیت‌های بهره برداری: باید چارچوب بهینه‌سازی توسعه‌یافته حل شود؛ زیرا چندین محدودیت، مدیریت فرکانس شبکه را محدود می‌کند. در ادامه، محدودیت‌های مربوط شرح داده شده‌اند.

محدودیت‌های وابسته به فرکانس: فرکانس شبکه به شدت به تغییرات توان خروجی واحدهای توربین بادی و فتوولتائیک وابسته است، به طوری که تقاضای بار نوسان می‌کند. عملکرد وابسته به فرکانس قطعات شبکه به طور کامل فرمول‌بندی می‌شود. علاوه بر این، کنترل کننده مرکزی شبکه باید شاخص‌های بهره‌برداری پیشنهادی چهارگانه ایمن شبکه را همان طور که در معادلات (۱) الی (۱۱) آمده است، فراهم کند.

محدودیت‌های ذخایر و توان توزیع منبع انرژی: این محدودیت‌ها توسط روابط زیر به کار می‌روند تا محدودیت‌های فیزیکی توان اکتیو خروجی واحد توزیع منبع انرژی، مجموعه نقاط توان اکتیو واحد مرجع DG و منابع ذخیره برنامه‌ریزی شده را توضیح دهند.

$$p_{min_i} \cdot u_{i,h} \leq P_{i,h} \leq p_{max_i} \cdot u_{i,h} \quad (12)$$

$$p_{min_i} \cdot u_{i,h}^l \leq P_{ref.i.l,h}^s \leq p_{max_i} \cdot u_{i,h}^l \quad (13)$$

$$R_{i.l.ud,h} \geq P_{ref.i.l,h}^s - P_{i,h} \cdot ud = up \quad (14)$$

$$R_{i.l.ud,h} \geq P_{i,h} - P_{ref.i.l,h}^s \cdot ud = dn \quad (15)$$

$$R_{d.l.ud,h} \geq P_{d,h}^s - P_{d,h} \cdot ud = dn.l = sec \quad (16)$$

$$R_{d.l.ud,h} \geq P_{d,h} - P_{d,h}^s \cdot ud = up.l = sec \quad (17)$$

محدودیت‌های ارائه‌شده در روابط (۱۴) و (۱۵) برای تعیین مقدار دقیق ذخایر کنترل فرکانس بالا و پایین برنامه‌ریزی شده مربوط به واحدهای DG استفاده می‌شود. در این مقاله فرض شده است که مقادیر دقیق ذخایر کنترل فرکانس توزیع منبع انرژی در هر دو سطح کنترل اولیه و ثانویه براساس مجموعه نقاط توان مرجع واحدهای DG تعیین شده

طوری که به ترتیب با توجه به معادلات (۴) و (۵) فرکانس شبکه در یک محدوده امن باشد.

$$|ROCOF_{i,h}^s| \leq ROCOF_i^{max} \cdot u_{i,h}^l \cdot l = pri \quad (4)$$

$$|ROCOF_{MG,h}^s| \leq ROCOF_{MG}^{max} \quad (5)$$

که در آن $ROCOF_i^{max}$ و $ROCOF_{MG}^{max}$ به ترتیب نشان‌دهنده حداکثر محدوده مجاز مربوط به نرخ تغییر فرکانس واحد DG نام و نرخ تغییر فرکانس کل شبکه است.

شاخص هزینه کل عملیات (TOC): هزینه‌های بهره‌برداری روز آینده شبکه را می‌توان با استفاده از این شاخص پیشنهادی که در معادله زیر آمده است، ارزیابی کرد.

$$TOC = \sum_{h=1}^{Nh} \left[\sum_{i=1}^{Ng} [a_i \cdot u_{i,h} + b_i \cdot P_{i,h}] + \rho_w \cdot \left(\sum_{w=1}^{Nw} P_{w,h} + \rho_v \cdot \sum_{v=1}^{Nv} P_{v,h} + \sum_{d=1}^{Nd} \sum_{m=1}^M \alpha_{d,m}^E \cdot P_{d,h}^m + \sum_{i=1}^{Ng} \sum_l \rho_{i,l}^R \cdot R_{i.l.ud,h} + \sum_{d=1}^{Nd} \sum_l \sum_{ud} \alpha_{d,l,ud}^R \cdot R_{i.l.ud,h} + \sum_{s=1}^{Ns} \sum_l \pi_s \left[\sum_{i=1}^{Ng} [a_i \cdot u_{i,h}^l + b_i \cdot P_{i,h}^s] + \rho_w \cdot \left(\sum_{w=1}^{Nw} P_{w,l,h}^s + \rho_v \cdot \sum_{v=1}^{Nv} P_{v,l,h}^s + \sum_{d=1}^{Nd} \sum_{m=1}^M \alpha_{d,m}^E \cdot P_{d,l,h}^m \right) + voll \cdot ELNS_h \right] \right] \right] \quad (6)$$

$$ELNS \text{ اصطلاح نشان‌دهنده بار مورد انتظار تأمین نشده است و می‌تواند به صورت معادله زیر محاسبه شود.}$$

$$ELNS_h = \sum_{s=1}^{Ns} \sum_l \pi_s \cdot LSH_{l,h}^s \quad (7)$$

کنترل کننده مرکزی شبکه باید فرکانس شبکه را با توجه به هزینه‌های بهره‌برداری قابل اطمینان مورد نیاز شبکه مدیریت کند. بنابراین، شاخص TOC نیز باید در یک محدوده امن به شرح زیر در معادله (۸) مدیریت شود.

$$TOC \leq TOC_{max} \quad (8)$$

که در آن TOC_{max} ، نشان دهنده حداکثر محدوده مجاز با توجه به هزینه‌های بهره‌برداری روز آینده شبکه است.

شاخص کل انتشار عملیات (TOE): تولید CO_2 ساعتی شبکه به عنوان شاخص زیست‌محیطی با توجه به معادله زیر فرمول‌بندی شده است.

$$TOE = \sum_{h=1}^{Nh} \left[\sum_{i=1}^{Ng} E_i^g \cdot P_{i,h} + \sum_{s=1}^{Ns} \sum_{i=1}^{Ng} \sum_l \pi_s \cdot E_i^g \cdot P_{i,h} \right] \quad (9)$$

به طور مشابه، همان طور که در معادله (۱۰) آمده است، کنترل کننده مرکزی شبکه همچنین باید شاخص زیست‌محیطی پیشنهادی را با توجه به سیاست انتشار شبکه مدیریت کند.

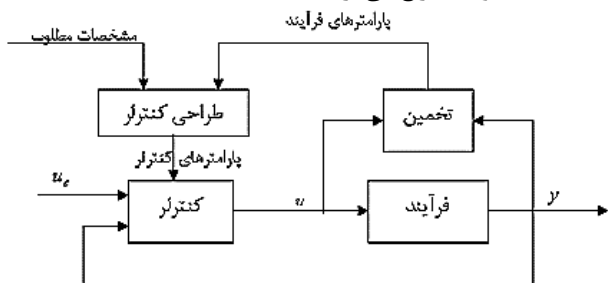
$$TOE \leq TOE_{max} \quad (10)$$

که در آن TOE_{max} ، حداکثر محدوده مجاز را با توجه به تولید انتشار بهره‌برداری روز آینده شبکه توضیح می‌دهد.

تابع هدف: همان طور که قبلاً ذکر شد، در شبکه ایزوله شده، امنیت فرکانس با توجه به اهداف اقتصادی دارای اهمیت فوق‌العاده‌ای است. با این حال، کنترل کننده مرکزی شبکه باید امنیت را با انتشار و هزینه



کنترل کننده به کار می رود. ۳. ورودی مرجع مقایسه: این ورودی مربوط به سیگنال های مرجع است که به کمک آن سیگنال کنترلی کنترل کننده مقایسه و استخراج می گردد.



شکل ۱: کنترل کننده تطبیقی به روش غیرمستقیم و نوع رگولاتور خود تنظیم

برای طراحی کنترل تطبیقی باقابلیت تنظیم پارامترهای آن، باید روشی برای کاهش خطا در سیستم کنترلی حلقه بسته پیدا نمود. با توجه به اینکه فیدبک خروجی سیستم حلقه بسته به عنوان مرجعی برای تنظیم پارامترها در نظر گرفته می شود. برای تنظیم پارامترهای خطای حاصل از خروجی سیستم حلقه بسته و خروجی مدل مرجع کنترل کننده از رابطه (۲۱) استفاده می شود که باید آن را کمینه نمود. در این مقاله از روش کمینه سازی خطا به کمک روش حداقل مربعات استفاده می شود.

$$J(\theta) = \frac{1}{2} e^2 \quad (21)$$

طراحی کنترل کننده تطبیقی: در این مقاله طراحی تخمین گر براساس فاکتور فراموشی نمائی انجام شده است. این روش به گونه ای عمل می کند که با در نظر گرفتن ضریبی برای فراموشی نمایی به همان نسبت تاثیر پارامترهای تخمینی به صورت نمایی در زمان های جدید بیشتر می شود. فاکتور فراموشی λ ابزاری برای تنظیم سرعت همگرایی در حین ردیابی دینامیک های کند و متغیر با زمان می باشد. از طریق این ماتریس می توان وزن بیشتری را به داده های اخیر اعمال نمود. در مقادیر کوچک λ تعقیب پارامترهای جدید سریع تر انجام می گیرد. اما اثر دینامیک های غیرقابل پیش بینی در حالت دائمی افزایش پیدا می کند. لذا این پارامتر مصالحه ای را بین سرعت همگرایی و اثر نویز برقرار می کند. از طرفی λ را می توان به صورت ثابت یا متغیر در نظر گرفت. عموماً برای سهولت استفاده، این پارامتر را ثابت و بین ۹۸ تا ۹۹۵ در نظر می گیرند. بنابراین معادلات تخمین گر را می توان به صورت زیر نوشت:

$$\begin{aligned} \theta(t-1) &= \theta(t) \\ P(t+1) &= \frac{1}{\lambda} P(t) \end{aligned} \quad (22)$$

اگر مقدار λ کوچکتر از یک باشد، ماتریس P به صورت نمائی رشد خواهد کرد و در نهایت تخمین پارامترها به شدت تغییر می کند که این پدیده را احتمال تخمین گر می نامند. برای جلوگیری از بروز این وضعیت روش موسوم به بهنگام سازی شرطی به کار گرفته می شود.

است. به طور مشابه، معادلات (۱۶) و (۱۷) نیز برای توصیف محدودیت ذخیره پاسخگویی بار استفاده می شود. دیگر محدودیت های فنی واحدهای DG شامل محدودیت های سطح شیب دار بالا و پایین و همچنین حداقل محدودیت زمانی بالا و پایین در چارچوب بهینه سازی پیشنهادی در نظر گرفته شده است.

توازن ساعتی توان: معادلات توازن ساعتی توان شبکه را می توان توسط معادلات زیر بیان کرد.

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{i,h} + \sum_{w=1}^{Nw} P_{w,h} + \sum_{v=1}^{Nv} P_{v,h} + \quad (18)$$

$$\sum_{d=1}^{Nd} P_{d,h} = P_{L,h}$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{i,l,h}^s + \sum_{w=1}^{Nw} P_{w,l,h}^s + \quad (19)$$

$$\sum_{v=1}^{Nv} P_{v,l,h}^s + \sum_{d=1}^{Nd} P_{d,l,h}^s = P_{L,l,h}^s +$$

$$D_{L,l,h}^s \cdot \Delta f_{l,h}^s - LSH_{l,h}^s$$

معادله (۱۸)، توازن ساعتی توان شبکه را در هر دو سطح کنترل فرکانس اولیه و ثانویه توصیف می کند. همان طور که مشاهده می شود، DRP در سطح کنترل اولیه شرکت ندارند، بنابراین، همان طور که در معادله (۲۰) آمده است، اگر DRP ها از کنترل کننده مرکزی شبکه برای تأمین انرژی فراخوانده شوند، آنها در سطح کنترل اصلی مجاز به تغییر تقاضای توان خود هستند.

$$P_{d,l,h}^s |_{t=pri} = P_{d,h} \quad (20)$$

مدل سازی

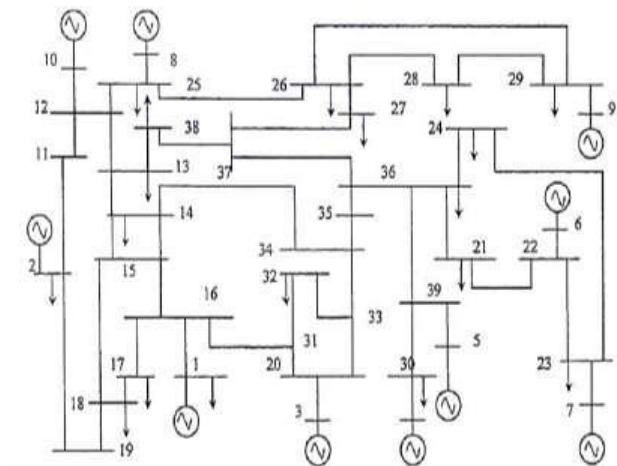
در این مقاله، به جهت کنترل فرکانس از کنترل کننده تطبیقی غیرمستقیم به روش خود تنظیم (STC) بهره گرفته شده است. مهمترین دلایل، استفاده از این روش کنترلی جهت مسئله موجود در این مقاله عبارتند است از:

۱. می توان این کنترل کننده را به راحتی برای سیستم های غیرخطی پیچیده اعمال نمود.
۲. با کمک روش لیاپانف، پایداری و تضمین پاسخ مطلوب سیستم کنترلی تطبیقی قطعی است.
۳. با مشخص بودن تابع تغییرات فرکانس خروجی، تطبیق کنترل کننده راحت صورت می پذیرد.
۴. تنها با داشتن تابع تغییرات فرکانس به عنوان خروجی مدل، کنترل کننده قابل طراحی است.

شکل ۱ نمای کلی بلوک دیاگرام کنترل کننده تطبیقی به روش غیرمستقیم و نوع رگولاتور خودتنظیم را نشان می دهد.

کنترل کننده تطبیقی با روش رگولاتور خودتنظیم استفاده شده در این مقاله دارای سیگنال کنترلی با سه ورودی است، که عبارتند از: ۱. ورودی فیدبک: اولین سیگنال کنترلی، ورودی فیدبک است که مانند تمام کنترل کننده های ساده از خروجی سیستمی که تحت کنترل است، اخذ می گردد. ۲. ورودی کنترل کننده پارامترها: این ورودی، براساس تطبیق کنترل کننده تولید و به عنوان ورودی برای تغییر پارامترهای

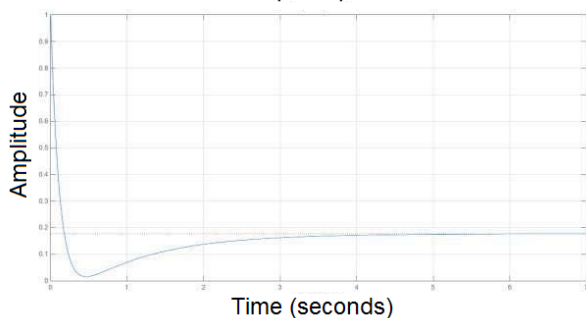
به طراحی و تنظیم پارامترهای کنترل کننده نمود. بر این اساس برای استخراج تابع انتقال از پاسخ گذرای فرکانس بهره می گیریم.



شکل ۲: دیاگرام تک خطی از شبکه ۳۹ باسه IEEE

در این مقاله طی خطای شدید اعمال شده به سیستم قدرت پاسخ فرکانسی شبکه مطابق شکل ۳ بدست آمد.

Step Response



شکل ۳: پاسخ پله فرکانس سیستم قدرت بدون اعمال کنترل کننده تطبیقی

با طراحی کنترل کننده تطبیقی به عنوان PSS سیستم قدرت، پاسخ فرکانسی سیستم در شکل ۴ نشان داده شده است.

از آنجایی که تضمین پایداری فرکانس در سیستم منوط به عملکرد صحیح کنترل کننده طراحی شده برای وضعیت های مختلف خطا است. لذا در این بخش با تغییر دامنه تابع پله، میزان تنش های مختلف را برای فرکانس سیستم قدرت مدل می کنیم. میزان نوسانات فرکانس ناشی از تنش و ماکزیمم فراجاهش توان اکتیو (MP) که عامل تزریق نوسانات دینامیکی به سراسر سیستم قدرت می شوند باید توسط کنترل کننده به حداقل میان خود برسند. با بررسی عملکرد کنترل کننده در شرایط مختلف، نتایج حاصل از شبیه سازی طی تنش های مختلف شبکه در جدول ۱ و میزان میرایی نوسانات توان سیستم قدرت با حضور کنترل کننده تطبیقی در شکل ۵ نشان داده شده است.

سیگنال کنترلی u : این سیگنال به کمک کنترل کننده تولید می گردد و با کمک آن در ورودی سیستم قدرت می توان خروجی مورد انتظار را تعقیب نمود. سیگنال کنترلی u مطابق رابطه زیر شامل سیگنال کنترلی تولیدی از کنترل کننده تطبیقی و ورودی سیستم کنترلی می باشد.

$$u = fu_c - \gamma q_0 - q_1 \gamma \quad (23)$$

که در آن u ورودی کنترلی، u_c ورودی مرجع، γ خروجی سیستم، q_1 ، q_0 ، f بردارهای پارامترها می باشد. معادلات دیفرانسیلی نوسانات فرکانس سیستم قدرت مرتبه دوم بوده و مطابق رابطه زیر توصیف می گردد.

$$y'' + a_1 y' + a_2 y = b_0 u \quad (24)$$

با جایگذاری سیگنال کنترلی در معادله فوق، معادله سیستم حلقه بسته، به صورت زیر نوشته می شود.

$$y'' + (a_1 + b_0 q_0) y' + (a_2 + b_0 q_1) y = b_0 f u_c \quad (24)$$

که بر اساس آن خواهیم داشت:

$$y = b_0 f u_c / (p^2 + (a_1 + b_0 q_0) p + (a_2 + b_0 q_1)) \quad (24)$$

که در آن p ترم مشتق گیر نسبت به زمان است. هدف از کنترل کننده این است که بتواند سیستم را به سمتی سوق دهد که خروجی سیستم، خروجی مدل را دنبال کند. برای این عملیات بایست در ابتدا خطای سیگنال خروجی استخراج گردد بر این اساس خواهیم داشت:

$$\begin{aligned} \theta' &= -\gamma e \, de/d\theta \\ \theta^T &= [f \, q_0 \, q_1] \\ f' &= -\gamma_1 e \, \gamma_m \end{aligned} \quad (25)$$

$$q_0' = \gamma_2 e \gamma (p/p^2 + a_{m1} p + a_{m2})$$

$$q_1' = \gamma_3 e \gamma (p/p^2 + a_{m1} p + a_{m2})$$

لازم به ذکر است هدف این است که خروجی سیستم، خروجی مدل مرجع را دنبال کند. برای انجام این خواسته باید مطابق روابط فوق خطای خروجی بدست آید. این روابط و سیستم مورد نظر در نرم افزار MATLAB/Simulink پیاده سازی می شود.

شبیه سازی و نتایج

در این مقاله عملیات کنترل تطبیقی آستانه فرکانس بر روی شبکه ۳۹ باسه IEEE اجرا می گردد. شکل ۲ نمایی از این شبکه را نشان می دهد. اطلاعات این شبکه از [۷] اقتباس شده است.

برای مطالعه پایداری و طراحی پارامترهای کنترل کننده تطبیقی می بایست تابع انتقال رفتار فرکانس شبکه در حوزه لاپلاس یا فرکانس استخراج گردد. چرا که طراحی کنترل کننده در حوزه لاپلاس انجام میگیرد و شبیه سازی شبکه در حوزه زمان فعالیت می کند. از این رو باید طی تنشی در سیستم قدرت از رفتار فرکانس و ولتاژ شبکه نمونه برداری شود و سپس برای پاسخ پله توابع مذکور در حوزه لاپلاس اقدام

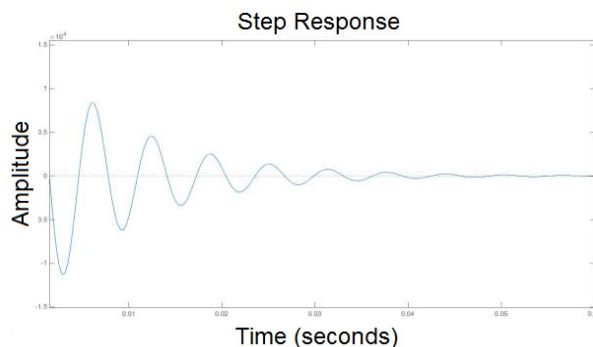
سیستم قدرت با حضور کنترل کننده پیشنهادی در این مقاله از ۰/۹ به ۰/۴ ثانیه ارتقاء می یابد.

نتیجه گیری

در این مقاله به کمک نرم افزار MATLAB/Simulink و با برنامه ریزی کنترل کننده تطبیقی فرکانس و مدیریت تقاضای بار غیرمتمرکز شبکه، اقدام به کنترل فرکانس شبکه شد. شبکه آزمون مورد مطالعه شبکه ۳۹ باسه IEEE بوده است. نتایج حاصل نشان می دهد که با تنظیم کنترل کننده تطبیقی با کمک معیارهای موجود در کنترل کلاسیک سیستم های کنترلی، این کنترل کننده قابلیت لازم در کنترل فرکانس را دارا می باشد. میراثی سیستم قدرت با حضور کنترل کننده پیشنهادی در این مقاله از ۰/۹ به ۰/۴ ثانیه ارتقاء می یابد.

مراجع و منابع

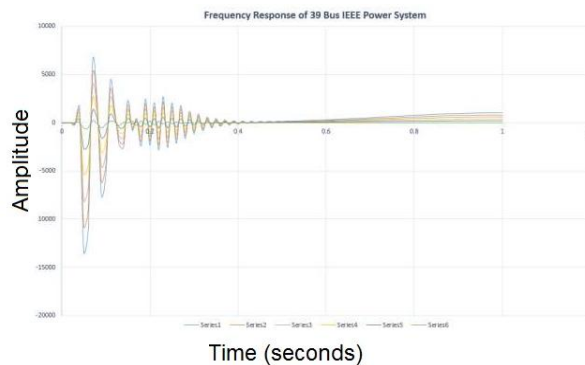
- [1] Y. Tofis, S. Timotheou and E. Kyriakides, "Minimal Load Shedding Using the Swing Equation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 2466-2467, May 2017.
- [2] B. Hoseinzadeh, F. F. da Silva and C. L. Bak, "Decentralized Coordination of Load Shedding and Plant Protection Considering High Share of RESs," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3607-3615, Sept. 2016.
- [3] T. Shekari, F. Aminifar and M. Sanaye-Pasand, "An Analytical Adaptive Load Shedding Scheme Against Severe Combinational Disturbances," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 4135-4143, Sept. 2016.
- [4] J. Tang, J. Liu, F. Ponci and A. Monti, "Adaptive load shedding based on combined frequency and voltage stability assessment using synchrophasor measurements," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 2035-2047, May 2013.
- [5] A. P. Ghaleh, M. Sanaye-Pasand, and A. Saffarian, "Power system stability enhancement using a new combinational load shedding algorithm," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 5, no. 5, pp. 551-560, 2011.
- [6] B. Delfino, S. Massucco, A. Morini, P. Scalera and F. Silvestro, "Implementation and comparison of different under frequency load-shedding schemes," *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, 2001, pp. 307-312 vol.1.
- [7] Dept. Of Electrical Engineering., Faculty of Engineering, Dayalbagh Educational Institute, Agra.



شکل ۴: پاسخ پله فرکانس سیستم قدرت، با حضور کنترل کننده تطبیقی

جدول ۱. ماکزیمم فراجشش توان اکتیو در اثر عملکرد کنترل کننده تطبیقی در سیستم قدرت

حالت ۱	حالت ۲	حالت ۳	حالت ۴	حالت ۵	حالت ۶	زمان وقوع
تابع پله	تابع پله	تابع پله	تابع پله	تابع پله	تابع پله	۱/۲۵
۱۳۴۳۰/۱۸	۱۰۷۴۴/۱۶	۸۰۵۸/۴۴	۵۳۳۲/۳۹	۲۶۸۶/۱۲	۵۳۷/۰۶	۰/۰۵ ثانیه



شکل ۵: میراثی نوسانات توان سیستم قدرت ۳۹ باسه IEEE با حضور کنترل کننده تطبیقی

همانطور که در جدول ۱ مشاهده می گردد، در زمان صعود ۰/۰۵ ثانیه، ماکزیمم فراجشش های سیستم قدرت مجهز به کنترل کننده تطبیقی انجام می شود. در این لحظه لازم است ذکر گردد، در صورت عدم حضور کنترل کننده تطبیقی در حالت های ۱ الی ۵ سیستم قدرت دچار ناپایداری فرکانس می شود که به نحوی باید به باری بخش حفاظت سیستم قدرت و با خارج نمودن واحدهای تولید از صدمه خوردن سیستم قدرت جلوگیری نمود. شکل ۵ نشان می دهد با اعمال تنش های ذکر شده در جدول ۱ نوسانات توان که وابستگی مستقیم به نوسانات فرکانس سیستم قدرت دارد، به صورت تضمینی میرا می گردد. میراثی