

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



دانشکده مهندسی برق و رباتیک

رشته مهندسی قدرت گرایش سیستم های قدرت

پایان نامه کارشناسی ارشد

کنترل بار - فرکانس سیستم قدرت با مشارکت دادن مزارع بادی در

کنترل خودکار تولید (AGC)

نگارنده: احسان وفائی نوقابی

استاد راهنما

دکتر محسن اصیلی

مهر ۱۳۹۵

ب

تقدیم به

ستون‌های استوار هدایت ، ائمه بزرگوار

اسلام

به‌ویژه امام رضا (ع) و حضرت ولی‌عصر

(عج)

پدر و مادر عزیز و همسر مهربانم

تقدیر و تشکر:

حمایت‌های بی‌دریغ و راهنمایی‌های ارزنده استاد گران‌قدر و دلسوز جناب آقای دکتر محسن اصیلی، همواره شامل حال این‌جانب بوده است. لذا بر خود لازم می‌دانم سپاسگزاری صمیمانه خود را خدمت این استاد عزیز نثار کنم و سلامتی، طول عمر، موفقیت و سرافرازی ایشان را از خداوند مسئلت نمایم.

همچنین از همه دوستان و عزیزانی که در طول دوره کارشناسی ارشد به شیوه‌های گوناگون محبت، راهنمایی‌ها و حمایت‌های خود را از بنده دریغ نکردند، لحظاتی خوش و ماندگار برای من ایجاد کردند، به‌صورت ویژه تشکر می‌کنم و بهترین آرزوها را در تمامی مراحل زندگی برای آن‌ها خواستارم.

در پیش دوست تحفهٔ جان بس محقر است

در خاک پای یار سر از خاک کمتر است

تعهد نامه

این جانب احسان وفائی نوقایی دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی برق / قدرت دانشکده مهندسی برق و رباتیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه کنترل فرکانس شبکه با مشارکت مزارع بادی در تنظیم فرکانس تحت راهنمایی دکتر محسن اصیلی متعهد می شوم .

- تحقیقات در این پایان نامه توسط این جانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است .
- در استفاده از نتایج پژوهش های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است .
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است .
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا « Shahrood University of Technology » به چاپ خواهد رسید .
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه ، در مواردی که از موجود زنده (یا بافت های آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است .
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است .

تاریخ

امضای دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج ، کتاب ، برنامه های رایانه ای ، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد . این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود .
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد .

چکیده فارسی:

افزایش نیاز بشر به انرژی الکتریکی در قرن کنونی، محدودیت در ذخایر سوخت‌های فسیلی و افزایش ملاحظات زیست‌محیطی سبب گسترش استفاده از انرژی‌های نو در دهه‌های اخیر شده است. این انرژی‌ها تا پیش از این به دلیل این‌که درصد زیادی از تولیدات شبکه را به خود اختصاص نمی‌دادند، یا اصلاً در مدل بار فرکانس وارد نمی‌شدند و یا این‌که مدل‌سازی آن‌ها به طور کامل انجام نمی‌گرفت و به آن‌ها به دید بارهای منفی شبکه نگریسته می‌شد. اما روند رو به افزایش استفاده از انرژی‌های نو، لزوم توجه به مشارکت دینامیک این انرژی‌ها در مسئله تنظیم فرکانس را سبب شده است که پیش از این به آن پرداخته نمی‌شد.

هدف این پایان‌نامه استفاده از مزارع بادی به عنوان منابع توان قابل تنظیم برای مشارکت در کنترل فرکانس شبکه می‌باشد. بدین منظور ابتدا مدل مزرعه‌ی بادی به دست آورده شده و بر اساس این مدل، روش کنترلی مناسبی برای مزرعه‌ی بادی ارائه شده است. سپس چندین سناریو برای مشارکت مزارع بادی در کنترل بار- فرکانس بررسی شده است. نتایج شبیه‌سازی مفید بودن روش کنترلی ارائه شده برای مشارکت مزارع بادی در تنظیم فرکانس شبکه را نشان می‌دهد.

کلمات کلیدی: کنترل بار فرکانس، کنترل خودکار تولید، انرژی‌های نو، مزرعه بادی، تنظیم فرکانس.

فهرست مطالب

۱- فصل اول: مقدمه.....	۱
۱-۱- انگیزه تحقیق.....	۲
۲-۱- هدف تحقیق.....	۲
۳-۱- مروری بر فصلهای پایاننامه.....	۲
۲- فصل دوم: پیشینه تحقیق.....	۵
۱-۲- مقدمه.....	۶
۲-۲- اهمیت منابع بادی.....	۶
۳-۲- چالش‌های پیش روی استفاده گسترده از منابع بادی.....	۷
۴-۲- کنترل خودکار تولید و کنترل بار- فرکانس.....	۷
۵-۲- کنترل خودکار تولید و کنترل بار- فرکانس با حضور منابع بادی.....	۹
۶-۲- کنترل بار- فرکانس با مشارکت منابع بادی.....	۱۳
۳- فصل سوم: مدل سازی.....	۱۷
۱-۳- مقدمه.....	۱۸
۲-۳- اهمیت پایداری فرکانس و پیامدهای افت آن.....	۱۸
۳-۳- ابزارهای حفظ فرکانس.....	۲۰
۴-۳- مدل سازی بخش‌های مختلف سیستم کنترلی AGC.....	۲۳
۱-۴-۳- مدل ژنراتور.....	۲۵
۲-۴-۳- مدل بار.....	۲۵
۳-۴-۳- مدل محرک اولیه.....	۲۷
۴-۴-۳- مدل گاورنر.....	۲۸
۵-۴-۳- اقدام کنترلی تکمیلی.....	۳۵

۳۶	کنترل خط ارتباطی	۶-۴-۳
۴۲	کنترل فرکانس در سیستم چند ناحیه‌ای	۷-۴-۳
۴۴	بررسی پاسخ سیستم به اغتشاشات	۸-۴-۳
۴۶	کنترل متمرکز و غیر متمرکز	۵-۳
۴۷	محدودیت‌های فیزیکی	۶-۳
۴۹	فصل چهارم: شبیه سازی و تحلیل نتایج	۴-۴
۵۰	مقدمه	۱-۴
۵۰	مقادیر پارامترها	۲-۴
۵۱	مدل مزرعه‌ی بادی	۳-۴
۵۳	نشان دادن کنترل‌پذیری DFIG برای مشارکت در AGC	۴-۴
۵۴	روش‌های کنترلی در نظر گرفته شده برای مشارکت مزرعه‌ی بادی در AGC	۵-۴
۵۵	عملکرد سیستم AGC بدون حضور و مشارکت منابع بادی	۶-۴
۵۷	عملکرد سیستم AGC با در نظر گرفتن مزارع بادی به عنوان بار منفی	۷-۴
۶۰	عملکرد سیستم AGC با مشارکت داشتن مزارع بادی در AGC	۸-۴
۶۳	عملکرد سیستم AGC با مشارکت داشتن بعضی مزارع بادی در AGC و حضور بعضی دیگر به عنوان بار منفی در AGC	۹-۴
۶۷	عملکرد سیستم AGC در سیستم دو ناحیه‌ای	۱۰-۴
۷۱	فصل پنجم: نتیجه گیری و پیشنهادات	۵-۵
۷۲	نتیجه‌گیری	۱-۵
۷۳	پیشنهادات	۲-۵
۷۴	مراجع	

فهرست شکل‌ها

- شکل ۱.۳ نمودار مراتب کنترل فرکانس بر حسب زمان ۲۳
- شکل ۲.۳ گشتاورهای الکتریکی و مکانیکی در یک واحد تولیدی ۲۳
- شکل ۳.۳ دید کلی مسئله‌ی کنترل تولید ۲۴
- شکل ۴.۳ رابطه‌ی بین تغییر در توان‌های الکتریکی و مکانیکی و تغییر سرعت ۲۵
- شکل ۵.۳ بلوک دیاگرام جسم چرخان و بار از منظر خروجی محرک اولیه ۲۶
- شکل ۶.۳ سیستم معادل دارای چند توربین-ژنراتور ۲۷
- شکل ۷.۳ مدل محرک اولیه ۲۸
- شکل ۸.۳ مدل بار-ژنراتور-محرک اولیه ۲۸
- شکل ۹.۳ گاورنر ایزوکرونوس ۲۹
- شکل ۱۰.۳ گاورنر با حلقه‌ی فیدبک افت سرعت ۳۱
- شکل ۱۱.۳ بلوک دیاگرام گاورنر با افت ۳۲
- شکل ۱۲.۳ مشخصه‌ی افتی سرعتی ۳۲
- شکل ۱۳.۳ اختصاص خروجی واحدها با گاورنر افتی ۳۳
- شکل ۱۴.۳ تنظیم‌گر تغییر دهنده‌ی سرعت ۳۳
- شکل ۱۵.۳ بلوک دیاگرام گاورنر، محرک اولیه و جرم چرخان و بار ۳۴
- شکل ۱۶.۳ کنترل تکمیلی اضافه شده به ژنراتور اولیه ۳۶
- شکل ۱۷.۳ اقدامات کنترل فرکانس خط ارتباطی برای سیستم دو ناحیه‌ای ۳۸
- شکل ۱۸.۳ بلوک دیاگرام نواحی متصل به هم ۳۹
- شکل ۱۹.۳ کنترل تکمیلی بایاس خط ارتباطی برای دو ناحیه ۴۱
- شکل ۲۰.۳ مدل کنترل بار فرکانس سیستم چند ماشینه ۴۲
- شکل ۲۱.۳ چگونگی اعمال کنترل مکمل ثانویه ۴۳
- شکل ۲۲.۳ شماتیک ساختار یک سیستم چند ناحیه‌ای ۴۶
- شکل ۲۳.۳ مدل واحد تولیدی با محدودیت نرخ تولید و باند مرده ۴۸
- شکل ۴-۱: مدل ساده مزرعه‌ی بادی ۵۲

- شکل ۲-۴ تغییر سرعت روتور در ثانیه‌ی ۳۰ برای تنظیم توان DFIG ۵۳
- شکل ۳-۴ توان تغییر یافته‌ی DFIG پس از تنظیم سرعت روتور در ثانیه ۳۰ ۵۴
- شکل ۴-۴ دیاگرام بلوکی سیستم AGC شامل واحدهای بخار و آبی ۵۵
- شکل ۵-۴ نمودار فرکانس سیستم بر حسب هرتز با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت ۵۵
- شکل ۶-۴ نمودار تغییر توان نیروگاه آبی بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت ۵۶
- شکل ۷-۴ نمودار تغییر توان نیروگاه بخار بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت ... ۵۶
- شکل ۸-۴ نمودار دیاگرام بلوکی سیستم بخش ۷-۴ ۵۷
- شکل ۹-۴ نمودار فرکانس سیستم بر حسب هرتز با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و حضور
مزرعه‌ی بادی به عنوان بار منفی و در حالت MPPT ۵۸
- شکل ۱۰-۴ نمودار تغییر توان نیروگاه آبی بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با
حضور مزرعه‌ی بادی به عنوان بار منفی و در حالت MPPT ۵۸
- شکل ۱۱-۴ نمودار تغییر توان نیروگاه بخار بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با
حضور مزرعه‌ی بادی به عنوان بار منفی و در حالت MPPT ۵۹
- شکل ۱۲-۴ نمودار اختلاف توان واقعی و پیش بینی شده‌ی مزرعه‌ی بادی مدل شده به عنوان بار
منفی در AGC و در حالت MPPT ۵۹
- شکل ۱۳-۴ نمودار دیاگرام بلوکی سیستم بخش ۸-۴ ۶۰
- شکل ۱۴-۴ نمودار فرکانس سیستم بر حسب هرتز با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت
توان مزرعه‌ی بادی در تنظیم فرکانس ۶۱
- شکل ۱۵-۴ نمودار تغییر توان نیروگاه آبی بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با
مشارکت مزرعه‌ی بادی در تنظیم فرکانس ۶۲
- شکل ۱۶-۴ نمودار تغییر توان نیروگاه بخار بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با
مشارکت مزرعه‌ی بادی در تنظیم فرکانس ۶۲
- شکل ۱۷-۴ نمودار اختلاف توان واقعی و مرجع مزرعه‌ی بادی مشارکت کننده در تنظیم فرکانس . ۶۳
- شکل ۱۸-۴ دیاگرام بلوکی سیستم بخش ۹-۴ ۶۴
- شکل ۱۹-۴ نمودار فرکانس سیستم بر حسب هرتز با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت
توان بعضی مزارع بادی در تنظیم فرکانس و بعضی دیگر به عنوان بار منفی و در حالت MPPT ۶۵

- شکل ۴-۲۰ نمودار تغییر توان واحد آبی با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت توان بعضی مزارع بادی در تنظیم فرکانس و بعضی دیگر به عنوان بار منفی و در حالت MPPT ۶۵
- شکل ۴-۲۱ نمودار تغییر توان واحد بخار با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت توان بعضی مزارع بادی در تنظیم فرکانس و بعضی دیگر به عنوان بار منفی و در حالت MPPT ۶۶
- شکل ۴-۲۲ نمودار تغییر توان مزرعه‌ی بادی مشارکت کننده در AGC از حالت مرجع، با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت توان بعضی مزارع بادی در تنظیم فرکانس و بعضی دیگر به عنوان بار منفی و در حالت MPPT ۶۶
- شکل ۴-۲۳ نمودار اختلاف توان واقعی (MPPT) و پیش بینی شده‌ی مزرعه‌ی بادی لحاظ شده به عنوان بار منفی در AGC ۶۷
- شکل ۴-۲۴ نمودار فرکانس ناحیه ۱ در سیستم دو ناحیه‌ای ۶۸
- شکل ۴-۲۵ ناحیه یک سیستم بخش ۴-۱۰ ۶۸
- شکل ۴-۲۶ فرکانس ناحیه ۲ در سیستم دو ناحیه‌ای ۶۹
- شکل ۴-۲۷ دیاگرام بلوکی ناحیه ۲ سیستم بخش ۴-۱۰ ۶۹

فهرست جداول

جدول ۱-۴ مقادیر پارامترهای شبیه سازی ۵۱

جدول ۲-۴ میزان MPPT توربین بادی در سرعت‌های باد مختلف ۵۱

فصل اول

مقدمه

۱-۱ انگیزه تحقیق

در گذشته با توجه به این که منابع تجدید پذیر سهم کوچکی از کل تولید شبکه را به خود اختصاص می‌دادند در کنترل بار فرکانس^۱ (LFC) و کنترل خودکار تولید^۲ (AGC) به‌عنوان بار منفی لحاظ می‌شدند. حال با توجه به گسترش روزافزون منابع تجدید پذیر به‌خصوص منابع بادی دیگر این روش مفید نخواهد بود و لازم است روش‌های جدید کنترلی مبتنی بر مشارکت دادن مزارع بادی در کنترل فرکانس مانند سایر منابع تولید متداول بنا نهاده شود. لازمه این روش‌های کنترلی این است که بتوان توان خروجی مزرعه بادی را تحت کنترل درآورد. این روش‌های کنترلی باعث می‌شود که یکی از چالش‌های پیش روی شبکه در حضور منابع متغیر و تصادفی که بحث پایداری فرکانس و نگه داشتن فرکانس در بازه‌ی مجاز است، چاره‌اندیشی شود. همچنین با قرار دادن منابع تجدید پذیر به‌عنوان منابع قابل کنترل، شرایط برای حضور حداکثری این منابع در تأمین توان شبکه قدرت فراهم می‌شود.

۲-۱ هدف تحقیق

با توجه به مطالب بیان شده در قسمت قبل، اگر بتوانیم بخشی از مزارع بادی را به صورت کنترل شده استفاده بکنیم، خواهیم توانست درصد مشارکت مزارع بادی را در شبکه به صورت چشمگیری افزایش دهیم. بنابراین در این پایان‌نامه هدف نشان دادن توانایی مزارع بادی که یکی از منابع مهم تجدید پذیر است در تنظیم فرکانس شبکه می‌باشد تا امکان استفاده حداکثری از این منابع تجدید پذیر در ساختار جدید شبکه فراهم شود.

۳-۱ مروری بر فصل‌های پایان‌نامه

فصل‌های بعدی این پایان‌نامه بدین شرح است. در فصل دوم ابتدا به تشریح بخش‌های مختلف مرتبط با کنترل فرکانس پرداخته می‌شود و سپس سابقه تنظیم فرکانس شبکه مورد بررسی قرار می‌گیرد. در

¹ Load-frequency control

² Automatic generation control

فصل سوم بخش‌های مختلف سیستم AGC که مورد مطالعه است، مدل‌سازی می‌شود و پارامترهای مختلف توضیح داده می‌شود. در فصل چهارم، مدل‌های ارائه شده در فصل سوم شبیه‌سازی و نتایج به‌دست‌آمده تحلیل می‌شوند. در فصل پنجم نتایج جمع‌بندی می‌شوند و پیشنهادهایی برای ادامه تحقیق ارائه می‌گردد.

فصل دوم

پیشینه تحقیق

۱-۲ مقدمه

در این فصل مروری بر کار دیگران در زمینه کنترل فرکانس سیستم قدرت انجام می‌شود و به تاریخچه استفاده از منابع بادی، چالش‌های پیش روی استفاده از انرژی باد، کنترل بار-فرکانس و کنترل خودکار تولید در حضور مزارع بادی و همچنین کنترل خودکار تولید و کنترل بار فرکانس با مشارکت منابع بادی پرداخته خواهد شد و کاری که در این پایان‌نامه انجام خواهد شد را به اختصار توضیح می‌دهیم و به اهمیت آن خواهیم پرداخت.

۲-۲ اهمیت منابع بادی

مشکلات زیست‌محیطی، اقتصادی، اجتماعی و ... لزوم اهمیت توجه به تولیدات تجدیدپذیر (نو) در دهه‌های اخیر را سبب شده است. روند رو به افزایش مصرف انرژی، لزوم توجه به مسئله کاهش گازهای گلخانه‌ای، بالا بودن هزینه احداث خطوط انتقال جدید و همچنین محدودیت منابع سوخت‌های فسیلی از جمله دلایل مهم توسعه سریع انرژی‌های تجدیدپذیر می‌باشند [۱].

انرژی‌های تجدیدپذیر دارای انواع مختلفی هستند. از جمله آن‌ها می‌توان به انرژی بادی، خورشید، زمین‌گرمایی و ... اشاره کرد. تمام انرژی‌های تجدیدپذیر با وجود تنوع در تعداد دارای یک ویژگی مشترک هستند و آن این است که انرژی ورودی خود را از منابع طبیعی دریافت می‌کنند. امروزه بیش از ۱۴٪ نیاز بشر به انرژی به وسیله تولیدات تجدیدپذیر برآورده می‌گردد [۲].

در حال حاضر نرخ رشد تولیدات بادی در مقایسه با سایر تولیدات تجدیدپذیر بسیار بیشتر می‌باشد؛ میزان این رشد در مناطق مختلف جهان متفاوت است. در حد فاصل سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۰۹ میلادی، میانگین نرخ رشد جهانی توربین‌های بادی برابر ۲۷٪ برآورد شده است [۳]. تا پایان سال ۲۰۰۹ میلادی ظرفیت توربین‌های بادی نصب شده در ایالات متحده تقریباً ۳۵ GW بوده است. در حالی که ظرفیت نصب شده جهانی آن در حدود ۱۶۰ GW برآورد شده است. پیش بینی‌ها نشان

می‌دهند که تولیدات حاصل از انرژی بادی تا سال‌های ۲۰۱۵ و ۲۰۲۵ به ترتیب برابر ۴۰۰ و ۵۰۰ گیگاوات خواهند شد [۱].

۲-۳ چالش‌های پیش روی استفاده گسترده از منابع بادی

یکپارچه‌سازی انرژی بادی با شبکه، رفتار دینامیکی سیستم قدرت را تحت تأثیر قرار می‌دهد. میزان این تأثیرات با افزایش میزان نفوذ این انرژی‌ها افزایش می‌یابد. به علاوه در حضور این منابع عدم قطعیت‌های موجود در شبکه افزایش می‌یابد. یکپارچه‌سازی این منابع مستقیماً روی فلوی توان بهینه، کیفیت توان، کنترل ولتاژ و فرکانس و پخش اقتصادی بار تأثیرگذار است.

۲-۴ کنترل خودکار تولید و کنترل بار - فرکانس

تلاش‌های اولیه در حوزه AGC به کنترل فرکانس یک سیستم قدرت با گاورنر چرخ طیار ماشین سنکرون معطوف بوده است. این تکنیک در آینده ناکافی به نظر آمد و یک کنترل ثانویه به کمک یک سیگنال متناسب با انحراف فرکانس به علاوه انتگرال آن به گاورنر اضافه شد. این طرح بنیان‌گذار روش کلاسیک AGC سیستم‌های قدرت شد. کارهای اولیه در این حوزه مهم AGC در مراجع [۴]-[۸] انجام شده است که این کارها بر اساس استراتژی کنترل بایاس خط ارتباطی هستند. در مرجع [۹] کنترل بدون تقابل با لحاظ کردن این موارد که تعامل و ارتباط بین کنترل فرکانس و توان‌های خط ارتباطی وجود ندارد و هر ناحیه کنترل تنها مسئول تغییر بار ناحیه خودش است، نشان داده شده است. تحقیقات با دینامیک‌های سیگنال بزرگ سیستم‌های LFC در مرجع [۱۰] انجام شده است. مفهوم کنترل بهینه تکاملی برای تنظیم‌گر AGC طراحی‌های سیستم‌های قدرت یکپارچه در مرجع [۱۱] پی‌ریزی شده است. در مرجع [۱۲] کنترل‌کننده‌های تکمیلی برای تنظیم مؤثر خطای کنترل

ناحیه^۳ (ACE) به صفر طراحی شده است، همچنین دینامیک‌های منبع انرژی در طراحی تنظیم‌گر AGC در نظر گرفته شده است.

تعاریف استاندارد عبارات مرتبط با AGC سیستم‌های قدرت در مرجع [۱۳] نهایی شدند. پیرو آن پیشنهادها برای مدل‌سازی دینامیکی برای LFC در مراجع [۱۴]–[۱۶] بحث شده است. بر اساس تجربیات با پیاده‌سازی واقعی طرح‌های AGC، اصلاحات برای تعریف ACE از زمانی به زمان دیگر برای فائق آمدن بر محیط سیستم قدرت تغییر یافته در مراجع [۱۷]–[۱۹] پیشنهاد شده است. دو تقسیم‌بندی معمول کنترل فرکانس سیستم قدرت به صورت کنترل اولیه و کنترل ثانویه است [۲۰] و [۲۱].

کنترل اولیه به این صورت است که یک تنظیم‌گر توان خودکار به وسیله کنترل محلی و پاسخ اینرسی ژنراتورها و بارها در محدوده زمانی ۳۰ ثانیه اعمال می‌شود [۲۲]. توان لحظه‌ای و توان مصرفی به گونه‌ای متعادل می‌شود که فرکانس به وسیله کنترل اولیه به حالت اولیه‌اش برگردانده شود، اگرچه فرکانس برگردانده شده معمولاً متفاوت از مقدار مرجع است. در کنترل ثانویه مشخصه‌های افت سرعت ژنراتورها به وسیله عملگرها یا کنترل خودکار تولید (AGC)، افزایش و یا کاهش داده می‌شود. بنابراین فرکانس پس از یک رخداد فرکانسی، می‌تواند پس از ۳۰ ثانیه تا ۳۰ دقیقه به مقدار مرجع برگردانده شود [۲۳].

کنترل فرکانس ثانویه، AGC، به صورت معمول با انتگرال‌گیری از ACE انجام می‌شود که بر تنظیم مرجع بار گاورنر اعمال می‌شود. انتگرال خطای مربع^۴ (ISE) در مرجع [۱۱] برای یافتن بهره بهینه برای کنترل کننده استفاده شده است. عملکرد سایر روش‌های کنترلی از قبیل انتگرالی تناسبی^۵ (PI)،

³ Area Control Error

⁴ Integral of Square Error

⁵ Proportional-Integral

انتگرالی مشتقی^۶ (ID)، انتگرالی مشتقی تناسبی^۷ (PID) و انتگرالی مشتقی مشتقی^۸ (IDD) در مرجع [۲۴] بررسی شده است.

۲-۵ کنترل خودکار تولید و کنترل بار - فرکانس با حضور منابع بادی

توان خروجی مزرعه بادی غالباً توسط سرعت باد مشخص می‌شود و باد به صورت تصادفی، تناوبی و غیر قابل کنترل است. یک مزرعه بادی بزرگ شامل صدها توربین بادی منفرد است. سیستم AGC متصل به هم چند ناحیه‌ای تحت تأثیر نیروگاه بادی جمع شده‌ی مقیاس بزرگ است. نوسانات کوچک بعضی توربین‌های بادی می‌تواند منجر به نوسانات عمده در خروجی توان نیروگاه بادی شود که منجر به ناپایداری فرکانس شبکه می‌شود، به طوری که پایداری فرکانس هنگامی که سیستم AGC شامل مزارع بادی می‌شود، باید به صورت جدی لحاظ شود. بنابراین افزایش نفوذ توان بادی بر پایداری و کنترل فرکانس سیستم‌های قدرت تأثیر می‌گذارد و طرح‌های کنترل جدید برای توربین‌های بادی و سیستم‌های قدرت ضروری به نظر می‌رسد. در حال حاضر روش‌های کنترل بنا گزارد شده می‌توانند به سه سطح کنترل فرکانس در سطح توربین بادی، کنترل فرکانس در سطح مزرعه بادی و کنترل فرکانس در سطح سیستم قدرت طبقه‌بندی شوند [۲۵]. کنترل فرکانس در سطح توربین بادی در عمل برای ژنراتورهای بادی سرعت متغیر، موجب فراهم کردن پاسخ دینامیکی و ذخیره توان برای کنترل فرکانس اولیه به‌وسیله‌ی پیاده‌سازی کنترل کننده‌های اینرسی، اکتی و بارزدایی می‌شود. کنترل فرکانس در سطح مزرعه بادی فرمان کنترل مرکزی را از سیستم به توربین‌های بادی محلی و واحدهای ذخیره‌ساز انرژی برای ایجاد تولید مطلوب ارسال می‌کند. کنترل فرکانس در سطح سیستم قدرت موجب هماهنگی بین مزارع بادی و نیروگاه‌های موجود مرسوم می‌شود، به گونه‌ای که کنترل ثانویه موجب رساندن فرکانس به مقدار مرجع خود شود که از حالت

⁶ Integral-Derivative

⁷ Proportional-Integral-Derivative

⁸ Integral-Double-Derivative

بدون کنترل این عمل زودتر صورت گیرد. تاکنون اکثر مطالعات مرتبط با کنترل‌های سطح توربین بادی و مزرعه بادی بوده است و مطالعات کمی روی کنترل در سطح سیستم قدرت با لحاظ کردن نفوذ منابع بادی صورت گرفته است. تقریباً همه تحقیقات مرتبط به کنترل سطح سیستم قدرت نیز به اثر افزایش توان بادی روی پایداری فرکانس می‌پردازند [۲۶]–[۳۰] و یا روش‌های کنترل تطبیقی ساده بین مزرعه بادی و نیروگاه‌های مرسوم را پیشنهاد می‌کنند [۲۱]. توجه ما در این پایان‌نامه روی موضوع کنترل فرکانس در سطح سیستم قدرت است و کارهای مختلف را در این فصل بررسی می‌کنیم. در مرجع [۳۱] یک مدل شبیه‌سازی AGC مزارع بادی سیستم قدرت یکپارچه با چندین نواحی برنامه شبیه‌سازی دینامیکی طرح ریزی شده است. با بهینه‌سازی مدل‌های سیستم و الگوریتم کنترل، در نهایت اثر خروجی توان مزارع بادی روی فرکانس شبکه کاهش یافته است.

در حال حاضر چندین مطالعه برای طراحی LFC بر اساس منطق فازی گزارش شده است [۳۲]–[۳۹]، که تفاوت عمده آن‌ها با یکدیگر در تعداد و نوع ورودی‌ها و خروجی‌ها، یا تعداد و نوع مجموعه‌های فازی ورودی و خروجی و توابع عملکردی آن‌ها، یا نوع قواعد کنترلی آن‌ها، یا ماشین استنتاج و روش غیر فازی کردن آن‌ها است. که این روش‌ها برای کاهش اثر تغییرپذیری مزارع بادی روی فرکانس شبکه مفید است.

برای جلوگیری از نوسانات فرکانس و تضمین پایداری و امنیت سیستم قدرت هنگامی که مزارع بادی به شبکه متصل هستند، چند روش در مقاله‌های مختلف ارائه شده است. یک روش استفاده از وسایل ذخیره انرژی به همراه مزارع بادی است تا بتواند خروجی توان و فرکانس شبکه را تنظیم کند. در مراجع [۴۰]–[۴۲]، نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که با اضافه کردن وسایل ذخیره انرژی چرخ طیارها و مغناطیس ابرهادی، مزارع بادی قابلیت مشارکت در AGC را دارند. مرجع [۴۳] نشان داده است که ذخیره انرژی در مقیاس بزرگ برای افزایش پیش‌بینی پذیری توان بادی می‌تواند استفاده شود. اگرچه این روش‌ها نیازمند وسایل گران هستند و مقدار مشارکت به مقدار زیادی وابسته به مقدار

ذخیره انرژی قابل دسترس است. در مراجع [۴۴]، [۴۵] یک روش جایگزین کاهش دهنده اختلال توان بادی توسط الگوریتم‌های کنترلی هوشمند پیشنهاد داده شده است.

تعداد زیادی از کارها روی مطالعه سیستم AGC چند ناحیه‌ای متصل به هم انجام شده است. استفاده از الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی گینه‌ای کنترل کننده اثبات کرد که مؤثرتر و پر بازده‌تر از روش‌های کلاسیک است [۴۶]، [۴۷].

کنترل ترکیبی فازی - PID مزایای زیادی از قبیل پاسخ سریع، اورشوت کوچک، توانایی ضد اختلال قوی و مقاوم بودن زیاد را بروز داد و به صورت هم‌زمان هر دو عملکرد دینامیکی و استاتیکی را بهبود بخشید [۴۸]، [۴۹].

تنظیم‌گر PID کنترل کننده‌های بار-فرکانس برای سیستم‌های قدرت در مراجع [۵۰]، [۵۱] بحث شده است. در طی چند سال اخیر، چندین تحقیق روش‌های کنترلی مختلفی را در زمینه تنظیم فرکانس، جبران سازی توان اکتیو و کنترل خط ارتباطی^۹ ارائه می‌دهد؛ اگر چه تنها چند گزارش درباره طراحی کنترل فرکانس هوشمند در حضور واحدهای بادی وجود دارد [۳۰]، [۵۲]، [۵۳].

عدم قطعیت در خروجی یک نیروگاه بادی بزرگ را می‌توان با استفاده از منابع توزیع ناپذیر از قبیل توربین‌های گاز طبیعی یا ژنراتورهای آبی پوشش داد، اما این کار مقدار قابل توجهی تنش مکانیکی اضافی روی ژنراتورها قرار می‌دهد و نیاز به ذخیره را افزایش می‌دهد. علاوه بر این مزارع بادی به علت طبیعت متغیرشان نتوانسته‌اند تاکنون در AGC مشارکت داشته باشند [۴۳].

به علت طبیعت تصادفی باد، معمولاً توان بادی به صورت کامل توزیع‌پذیر نیست. این مسئله هنگامی که میزان نفوذ منابع بادی کم است و تنظیم فرکانس توسط سایر منابع توان متداول انجام می‌شود، مشکل‌ساز نیست. در حالی که هنگامی که میزان نفوذ افزایش می‌یابد، ذخایر عملگر قابل توجهی به سبب عدم قطعیت در توان باد و بار نیاز خواهد بود [۵۴]. که این مسئله مستقیماً سبب

^۹ Tie-line

افزایش هزینه‌های فراخوانی واحدها و توزیع اقتصادی خواهد شد. در مرجع [۵۵] یک پیکربندی کنترلی مزرعه بادی با لحاظ کردن موضوع اینرسی پیشنهاد می‌شود. به جای عمل کردن همه ژنراتورهای توربین بادی^{۱۰} (WTG) در سرعت روتور مشابه، پیشنهاد می‌شود که در مزرعه بادی برای کاهش اثر اینرسی در فرآیند گذرا، WTG ها در سرعت‌های مختلف روتور کار کنند. به طور خاص نیمی از WTG ها در بالای سرعت بیشینه ی توان و نیمی دیگر در زیر سرعت بیشینه ی توان کار کنند. این روش متوسط بالا- پایین سرعت^{۱۱} (SUDA) توانایی پیگیری بار را بهبود می‌بخشد. علاوه بر این، مزرعه بادی پیشنهاد شده با کنترل SUDA توانایی مشارکت در مشارکت بار در طی انحراف فرکانس را خواهد داشت که این کار با معرفی یک حلقه کنترلی فرعی برای فعال کردن کنترل توان اکتیو WTG ها وابسته به فرکانس شبکه میسر خواهد بود.

در مرجع [۵۶] یک طرح منطق فازی بر اساس انتگرالی- تناسبی برای کمینه‌سازی هم‌زمان با هم انحراف فرکانس سیستم و تغییرات توان خط ارتباطی ارائه شده است که برای عملکرد موفق سیستم LFC مرتبط با نفوذ بالای توان بادی در سیستم‌های توان متصل به هم نیاز می‌شود. به منظور دستیابی به یک عملکرد بهینه، تکنیک بهینه‌سازی انبوه ذرات برای محاسبه آنلاین پارامترهای توابع عضویت استفاده می‌شود که در این کار جنبه‌های مهندسی و فیزیکی به صورت کامل لحاظ شده است.

در مرجع [۵۷] یک طرح کنترل کننده منطق فازی بر اساس بهینه‌سازی انبوه ذرات^{۱۲} (PSO) برای LFC، ارائه شده است که موجب کمینه‌سازی هم‌زمان انحراف فرکانس و تغییرات توان خط ارتباطی می‌شود که برای عملکرد موفق سیستم‌های قدرت به هم پیوسته با نفوذ بالای توان بادی مورد نیاز است.

¹⁰ Wind Turbine Generators

¹¹ Speed Up/Down Averaging

¹² Particle Swarm Optimization

۲-۶ کنترل بار - فرکانس با مشارکت منابع بادی

تاکنون در هیچ یک از مطالعات انجام شده مشارکت دینامیکی مزرعه بادی در مسئله کنترل بار فرکانس و کنترل خودکار تولید در نظر گرفته نشده است. موضوع این پایان نامه در رابطه با کنترل فرکانس در سطح سیستم قدرت در شرایطی است که همان طور که ژنراتورهای سنکرون مرسوم در AGC مشارکت دارند، مزارع بادی را نیز بتوان در AGC مشارکت داد. با توجه به این که تاکنون در اکثر موارد مزارع بادی به عنوان بار منفی در AGC لحاظ شده اند [۴۳]، با این کار می توانیم از ظرفیت مزارع بادی نهایت بهره را ببریم. به خصوص این که هنگامی که توان بادی در بعضی ریزشبه های انرژی محدود شده استفاده می شود [۵۸]، لازم است که توان بادی در تنظیم فرکانس مشارکت کند. برای این که مزارع بادی را بتوانیم در AGC به عنوان تولید در نظر بگیریم باید در مزارع بادی قابلیت پیگیری بار^{۱۳} را ایجاد کنیم. یعنی این که در مزارع بادی به جای ردیابی نقطه حداکثر توان^{۱۴} (MPPT) که تاکنون مرسوم نیز بوده است [۵۹]، به دنبال ردیابی نقطه تنظیم^{۱۵} هستیم که مقدار نقطه تنظیم آن از طریق AGC مشخص می شود، بنابراین یک حاشیه توان برای تنظیم توان در نظر گرفته می شود [۶۰]. دو روش کنترل زاویه گام^{۱۶} (PAC) و کنترل سرعت روتور^{۱۷} (RSC) معمولاً برای کنترل نقطه تنظیم استفاده می شوند [۶۱]. در روش PAC می توان با افزایش زاویه گام از مقدار صفر درجه که حداکثر توان به دست می آید، توان قابل دسترس از توربین را به مقدار مورد نظر نقطه تنظیم رساند [۵۹]، چالش پیش روی این روش استهلاک مکانیکی زیاد می باشد که باعث می شود عمر توربین ها کاهش یابد. همچنین با روش RSC نیز می توان به هدف مورد نظر رسید که مهم ترین چالش در زمینه استفاده از این روش کندی و انحراف پاسخ در هنگام افزایش یا کاهش توان نقطه تنظیم است. در [۶۲] برای حل این مشکل راه حل مناسبی ارائه شده است.

¹³ Load-following

¹⁴ Maximum Power Point Tracking

¹⁵ Set-point tracking

¹⁶ Pitch Angle Control

¹⁷ Rotor Speed Control

در مرجع [۵۹] ابتدا قابلیت کنترل پذیری توربین‌های بادی تحت کنترل نقطه تنظیم نشان داده شده است و در ادامه یک راهنمایی فراگیر مدل‌سازی ژنراتور بادی برای دستیابی به روش‌های مختلف برای توسعه مدل مزرعه بادی ارائه شده است. همچنین دو مدل مزرعه بادی برای نشان دادن قابلیت ردیابی نقطه تنظیم تحت شرایط تصادفی باد، استنتاج و ارائه شده است. تاکنون روش رایج برای مدل‌سازی مزرعه بادی مقیاس بزرگ، مدل‌های توربین بادی ساده شده تراکمی است [۶۳]–[۶۵]. این مدل‌های تراکمی غالباً فرض می‌کنند که توربین‌های بادی در یک ضریب توان^{۱۸} (C_p) ثابت عمل می‌کنند. ضریب توان ثابت کل شبیه‌سازی مزرعه بادی را فقط برای حالت MPPT انجام می‌دهد. بنابراین این مدل‌ها در شرایطی که C_p متغیر است، قابل استفاده نیستند. بنابراین این مدل‌ها نمی‌توانند مزرعه بادی را هنگام عملکرد در نقطه تنظیم به خوبی نشان دهند [۵۹].

معمولاً ژنراتور توربین بادی به روشی کنترل می‌شود که توان بیشینه از باد استحصال شود. برای تأمین نیاز تنظیم فرکانس، بعضی استراتژی‌های کنترل دیگر باید توسعه یابد. ایده اصلی بارزدایی از WTG، به وسیله عملکرد آن دور از حالت MPPT است، بنابراین یک حاشیه توان می‌تواند برای تنظیم توان ذخیره شود [۶۰]. روش‌های کنترلی PAC و RSC برای کمک به تنظیم فرکانس به روش بارزدایی WTG وجود دارند [۵۸].

اما از طرف دیگر روند رو به افزایش استفاده از تولیدات بادی ایجاب می‌کند که در بعضی از خدمات جانبی شبکه از جمله تنظیم فرکانس از آن‌ها استفاده شود. به دلیل رفتار تصادفی تولیدات بادی، موضوع تنظیم فرکانس در سیستم‌های قدرتی که میزان نفوذ تولیدات بادی در آن‌ها از سطح قابل توجهی برخوردار است، به یک مسئله مهم تبدیل شده است. اثر نوسانات توان خروجی توربین‌های بادی در فرکانس سیستم در [۲۷]، [۶۶] بررسی شده است. یکپارچه‌سازی سیستم‌های ذخیره انرژی

¹⁸ Power coefficient

با توربین‌های بادی، جهت کاهش اثر نوسانات آن‌ها در فرکانس سیستم در [۶۷]، [۶۸] مورد مطالعه قرار گرفته است. استفاده از انرژی جنبشی توربین‌های بادی برای مشارکت در کنترل اولیه فرکانس در [۲۹] بیان شده است.

در حالی که مزارع بادی مقیاس بزرگ بیشتری به شبکه اضافه می‌شود، شبکه مواجه با چالش‌های بیشتری در رابطه با سرویس‌های تعادل می‌شود. در بعضی شرایط جزیره‌ای، خروجی توان بادی باید محدود به دنبال کردن تقاضای بار محلی شود [۵۵]. در بعضی شرایط تجمعی، عدم تعادل توان منتقل شده از مزارع بادی به شبکه، ممکن است سبب انحراف فرکانس یا ولتاژ شود. این شرایط دلالت بر این موضوع دارد که ترجیح داده شود که مزارع بادی در یک رفتار محدود شده استفاده شود تا این‌که بخواهد در حالت MPPT بهره‌برداری شود [۶۹]. به علاوه، روش رایج فراهم کردن ذخیره اضافی برای پوشش کمبود یا اختلالات انرژی بادی که لحاظ می‌شده است، اقتصادی نمی‌باشد. گاهی اوقات یک نقش توزیع ممکن است در تناقض با یک نقش فراخوانی واحدها باشد [۷۰]، [۷۱]. در عوض بارزدایی خروجی توان باد برای ذخیره کردن بعضی حاشیه تولید، که ذخیره بادی نوع دلتا^{۱۹} نیز نامیده می‌شود، هنگامی که باد شدت بالایی دارد، ترجیح داده می‌شود. این حالات عملکردی به صورت فنی دلالت بر این دارد که مزارع بادی بهتر است در شرایط کنترل نقطه تنظیم به کار گرفته شود.

در مرجع [۴۳] سعی در بهبود بخشی یکپارچه‌سازی انرژی بادی با استفاده مؤثر از سیستم‌های ذخیره انرژی شده است که توزیع‌پذیری مزرعه بادی را با مشارکت دادن مزارع بادی در تنظیم فرکانس از جنبه AGC، حداکثر خواهد کرد. همچنین در این مرجع استراتژی‌های کنترل و آنالیز عملکردی متعاقب ارائه شده است تا استفاده از یک بانک ابرخازنی برای تسطیح خروجی توان بادی و قادرسازی برای مشارکت دادن مزارع بادی در تنظیم فرکانس میسر شود.

¹⁹ Delta type wind reserve

فصل سوم

مدل سازی

۱-۳ مقدمه

در این فصل مروری بر اصول کنترل فرکانس در سیستم‌های قدرت خواهیم داشت و بخش‌های مختلف سیستم کنترل فرکانس مدل‌سازی می‌شوند. در بخش‌های بعدی اهمیت پایداری فرکانس توضیح داده شده است. همچنین مشکلاتی که به علت افت فرکانس ایجاد خواهد شد، بررسی شده است. ابزارهای برگرداندن فرکانس به مقدار اولیه و سرعت عملکرد آن‌ها بررسی شده است. مدل پاسخ فرکانسی سیستم قدرت را به دست آورده و توسط آن روش‌های کنترلی بررسی خواهد شد. همچنین به بررسی سیستم کنترلی دو ناحیه‌ای و چند ناحیه‌ای خواهیم پرداخت و پاسخ سیستم به اغتشاشات و تغییرات مختلف را تحلیل می‌کنیم. در ادامه به روش‌های کنترلی متمرکز و غیرمتمرکز پرداخته خواهد شد و مزایا و معایب هر یک توضیح داده خواهد شد. در خاتمه این فصل محدودیت‌های فیزیکی سیستم کنترل فرکانس از قبیل محدودیت‌های نرخ تولید و ناحیه‌ی مرده بررسی خواهد شد.

۲-۳ اهمیت پایداری فرکانس و پیامدهای افت آن

عملکرد موفق سیستم قدرت نیازمند برابری توان تولیدی با مجموع توان مصرفی و تلفات می‌باشد. در گذر زمان نقطه کار سیستم قدرت همواره تغییر می‌کند و بنابراین ممکن است فرکانس و توان تخصیص داده شده به واحدها دچار انحرافات شود. این انحرافات می‌تواند باعث ایجاد تأثیرات ناخواسته‌ای در شبکه شود. کنترل بار فرکانس به همراه کنترل خودکار تولید یکی از مهم‌ترین موضوعات و چالش‌ها در طراحی و بهره‌برداری سیستم‌های قدرت به منظور کارایی بهتر و با قابلیت اطمینان بالاتر می‌باشد. اهداف اصلی کنترل بار فرکانس را می‌توان به صورت زیر خلاصه نمود:

- اطمینان از صفر بودن انحراف فرکانس
- حداقل کردن میزان بالا زدگی و زمان نشست برای انحرافات فرکانس و توان خطوط بین

ناحیه‌ای

فرکانس در شبکه‌های قدرت نشان‌دهنده‌ی تعادل بین توان تولیدی و مصرفی می‌باشد. اگر این توازن وجود داشته باشد، فرکانس سیستم ثابت خواهد ماند. با افزایش توان مصرفی، فرکانس افت و با افزایش توان تولیدی، فرکانس افزایش می‌یابد. تغییرات فرکانس باعث تغییر توان در بارهای حساس به فرکانس می‌شود.

پایداری فرکانس در شبکه به دو دسته‌ی کوتاه‌مدت و بلندمدت تقسیم می‌شود. در پایداری کوتاه‌مدت، نگرانی اصلی تغییرات ناگهانی فرکانس می‌باشد اما در پایداری بلندمدت کارایی دینامیکی شبکه و بازگرداندن فرکانس به میزان نامی مقوله‌های اصلی محسوب می‌شود [۷۲].

سیستم‌های قدرت معمولاً دارای یک فرکانس نامی می‌باشند. این مقدار معمولاً ۵۰ یا ۶۰ هرتز می‌باشد. تمام اجزای سیستم قدرت اعم از توربین ژنراتورها، ترانسفورماتورها، موتورها و غیره برای کار در فرکانس نامی طراحی و ساخته شده‌اند. انحراف فرکانس شبکه از مقدار نامی خود باعث دور شدن آن‌ها از حالت عادی کارشان می‌شود. البته میزان حساسیت به تغییرات فرکانس برای اجزای مختلف شبکه متفاوت است. برخی پیامدهای افت فرکانس عبارت‌اند از [۷۲]:

۱. ترانسفورماتورها بر اساس رابطه $E = 4.44Nf\phi$ ، به نحوی طراحی می‌شوند که بدون اشباع هسته از حداکثر چگالی شار آن استفاده کنند. در واقع هسته در نقطه زانویی و نزدیک به اشباع کار می‌کند. با افت فرکانس، با توجه به رابطه فوق لازم است که شار مغناطیسی از مقدار نامی بیشتر شود. در نتیجه بسته به میزان افزایش، امکان اشباع هسته‌ی ترانسفورماتور وجود خواهد داشت. اشباع هسته جریان‌های مغناطیس‌کننده بزرگ و غیر سینوسی را به دنبال خواهد داشت.

۲. ماشین‌های القایی و سنکرون: سرعت چرخش این ماشین‌ها با فرکانس شبکه متناسب است و هرگونه تغییری در فرکانس باعث تغییر سرعت آن‌ها می‌شود. این تغییر ممکن است منجر به عملکرد نامطلوب و تشدیدهای مکانیکی در بار متصل به محور روتور شود. این مسئله در

ماشین‌های سنکرون حادث‌تر می‌باشد. به علاوه مشکل اشباع نیز همانند ترانسفورماتورها وجود دارد.

۳. اختلال در ساعت‌های الکتریکی: ساعت‌های الکتریکی با موتورهای سنکرونی به حرکت درمی‌آیند که هر گونه تغییری در فرکانس را مستقیماً به سرعت خود منتقل می‌کنند. از این رو تغییر فرکانس، این ساعت را نیز از تنظیم خارج می‌کند.

۴. اختلال در عملکرد توربین‌های قدرت: توربین‌های یک شبکه و به طور خاص توربین‌های بخاری را شاید بتوان حساس‌ترین جزء شبکه به تغییرات فرکانس دانست. هر توربین بخار معمولاً از چندین بخش تشکیل شده است و هر بخش شامل تعداد قابل توجهی پره‌های ثابت و متحرک است. این ساختار پیچیده دارای مجموعه‌ی وسیعی از فرکانس‌های تشدید مکانیکی است. فرکانس‌های مذکور می‌تواند مربوط به نوسان‌های عرضی یا پیچشی روتور باشد.

۳-۳ ابزارهای حفظ فرکانس

از آن جا که تغییر فرکانس شبکه نتیجه مستقیم عدم توازن توان مصرفی و تولیدی شبکه است، هر گونه اقدام اصلاحی مستلزم تغییر در تولید یا مصرف توان حقیقی شبکه است. در زیر به برخی از ابزارهای حفظ فرکانس شبکه اشاره شده است [۷۲]:

۱. واحدهای آبی یا گازی شبکه که قادرند طی چند دقیقه وارد مدار شوند و کمبود توان شبکه را جبران کنند.

۲. رزرو گردان سیستم که عبارت است از ظرفیت آزاد نیروگاه‌های مشغول به کار شبکه. استفاده از این ظرفیت آزاد مستلزم عملکرد سیستم‌های کنترل سرعت توربین، موسوم به گاورنر است. ثابت زمانی پاسخ گاورنر در نیروگاه‌های مختلف متفاوت می‌باشد. به عنوان مثال واحدهای بخاری که در آن‌ها تغییر سریع فشار دیگ بخار مجاز نیست، نیازمند چند ده دقیقه زمان

جهت تنظیم بارند. با عملکرد گاورنر نیروگاه‌های شبکه، اضافه بار متناسب با توان نامی واحدها بین آن‌ها توزیع می‌شود.

۳. کاهش ولتاژ: از آن جا که توان مصرفی شبکه به سطح ولتاژ آن وابسته است، می‌توان با کنترل ولتاژ شبکه‌ی توزیع، تقاضای بار را کنترل نمود. کاهش ولتاژ توزیع منجر به تغییر در بار خانگی می‌گردد. از آنجا که این تغییر ولتاژ بر اثر تغییر تپ چنجر ترانسفورماتورهای شبکه ایجاد می‌شود، نیازمند زمانی در حدود چند دقیقه است.

۴. حذف بار: سریع‌ترین راه جبران کمبود توان حقیقی شبکه حذف بار است. فاصله‌ی زمانی صدور فرمان حذف بار تا انجام آن بسیار اندک بوده و در واقع برابر زمان عملکرد کلیدهای قدرت شبکه می‌باشد. این زمان در حدود چند سیکل الکتریکی است. صدور فرمان می‌تواند توسط اپراتور شبکه (حذف بار دستی) و یا توسط مکانیزمی خودکار (حذف بار خودکار) صادر شود. حذف بار دستی جهت جبران افت ماندگار فرکانس شبکه صورت می‌گیرد و میزان آن حداکثر در حدود ۵٪ است. حذف بار دستی در واقع زمانی عمل می‌کند که ذخیره‌ی گردان یا واحدهای با راه‌اندازی سریع، در کوتاه‌مدت قادر به جبران عامل افت فرکانس نباشند، اما شبکه در عین حال با وضعیت شبه پایدار رسیده باشد. در برابر حذف بار دستی از حذف بار خودکار برای حداقل چند ده درصد بار شبکه در زمانی بسیار کوتاه استفاده می‌شود. زمان عملکرد حذف بار خودکار مجموع زمان مکانیزم تشخیص افت فرکانس و زمان قطع کلید قدرت است و حداکثر چند ده سیکل الکتریکی به طول می‌انجامد.

از میان روش‌های فوق، از رزرو گردان به همراه واحد کنترل فرکانس برای جبران نوسانات دینامیکی شبکه که دارای دامنه‌ای محدود هستند، استفاده می‌شود. در این حالت معمولاً تعادل توان با عملکرد گاورنر واحدهای تولیدی شبکه برقرار می‌شود. حذف بار دستی و کنترل ولتاژ پس از رسیدن سیستم به وضعیت پایدار مورد استفاده قرار می‌گیرند و عمدتاً خطاهای ماندگار شبکه را اصلاح می‌کنند. حذف

بار خودکار هر چند سریع‌ترین مکانیزم محسوب می‌شود اما آخرین راه حل برای پاسخ به عدم تعادل توان حقیقی شبکه می‌باشد. این راه حل تنها زمانی انتخاب می‌شود که عدم تعادل آن قدر بزرگ باشد که گاورنرها فرصت لازم برای پاسخ به آن را نداشته باشند. در این حالت فرکانس شبکه به سرعت افت می‌کند و از محدوده مجاز کار دائمی خارج می‌شود. با رسیدن وضعیت شبکه به آستانه خطر، این مکانیزم سریعاً بار اضافی سیستم را حذف می‌کند. مهم‌ترین اشکال این روش آن است که به بهای قطع تداوم انرژی الکتریکی، کلیت و انسجام شبکه را حفظ می‌کند.

هدف از کنترل فرکانس در شبکه حفظ سنکرونیسم ژنراتورها و در نتیجه حفظ تعادل توان در سیستم است. بنابراین

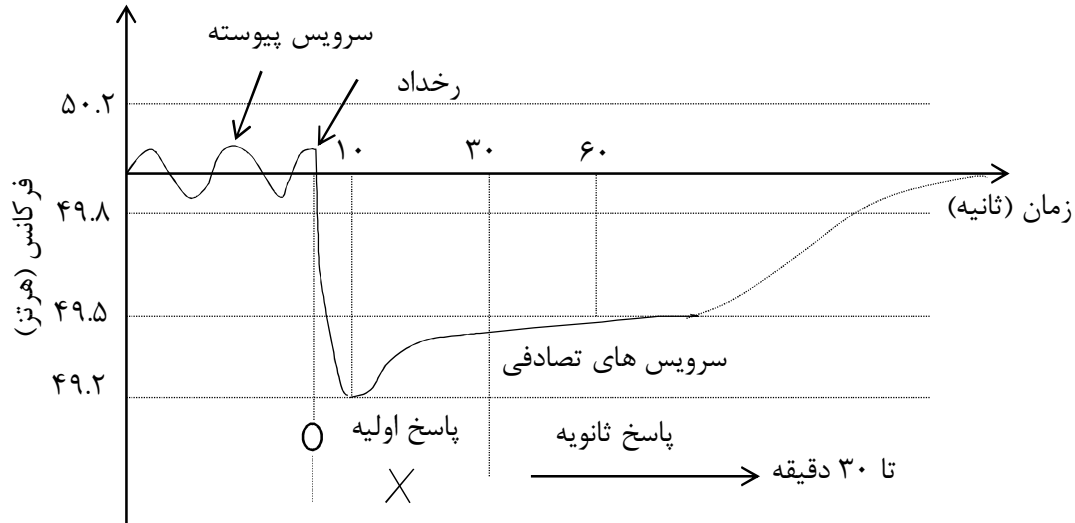
باید توجه داشت تا مقدار انحراف فرکانس سیستم از ۱٪ مقدار نامی بیشتر نشود. یعنی در سیستمی با فرکانس نامی ۵۰ هرتز نباید این انحراف از ۰.۵ هرتز بیشتر شود.

پاسخ ژنراتورهای سنکرون شبکه به تغییرات فرکانس را می‌توان به سه مرحله تقسیم‌بندی کرد: در مرحله اول به علت عدم تعادل سیستم، روتورهای ژنراتورها انرژی جنبشی آزاد و یا جذب می‌کنند و این مسئله باعث تغییر در فرکانس سیستم می‌گردد. به این پاسخ، پاسخ اینرسی گفته می‌شود.

زمانی که تغییرات فرکانس از مقدار معینی بیشتر شد، کنترل کننده‌ها برای تغییر توان ورودی به سیستم فعال می‌شوند و این مرحله اصطلاحاً کنترل اولیه‌ی فرکانس نامیده می‌شود. این مرحله کنترلی حدود ۱۰ ثانیه پس از وقوع حادثه آغاز می‌گردد و می‌تواند تا ۲۰ ثانیه بعد از آن نیز ادامه داشته باشد.

پس از آن که کنترل کننده‌های موجود، اغتشاش به وجود آمده را اصلاح کردند، سیستم دوباره متعادل می‌گردد، اما هنوز فرکانس سیستم از مقدار نامی خود فاصله دارد. در این مرحله واحدهای تولید شبکه وظیفه‌ی برگرداندن فرکانس سیستم به مقدار مطلوب را بر عهده دارند و فرکانس را به مقدار مطلوب می‌رسانند. به این مرحله کنترل ثانویه‌ی فرکانس گفته می‌شود. این مرحله از ۳۰ ثانیه

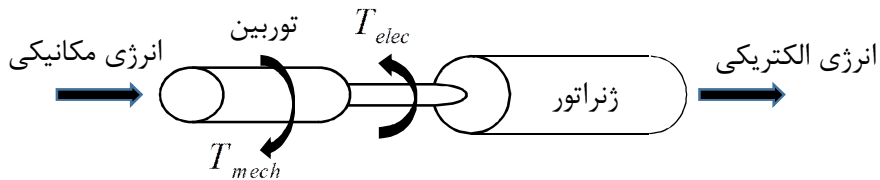
پس از وقوع خطا شروع شده و می‌تواند تا ۳۰ دقیقه بعد از آن ادامه داشته باشد. در شکل ۱.۳ مراحل مختلف کنترل فرکانس آورده شده است.



شکل ۱.۳ نمودار مراتب کنترل فرکانس بر حسب زمان [۷۲]

۳-۴ مدل سازی بخش‌های مختلف سیستم کنترلی AGC

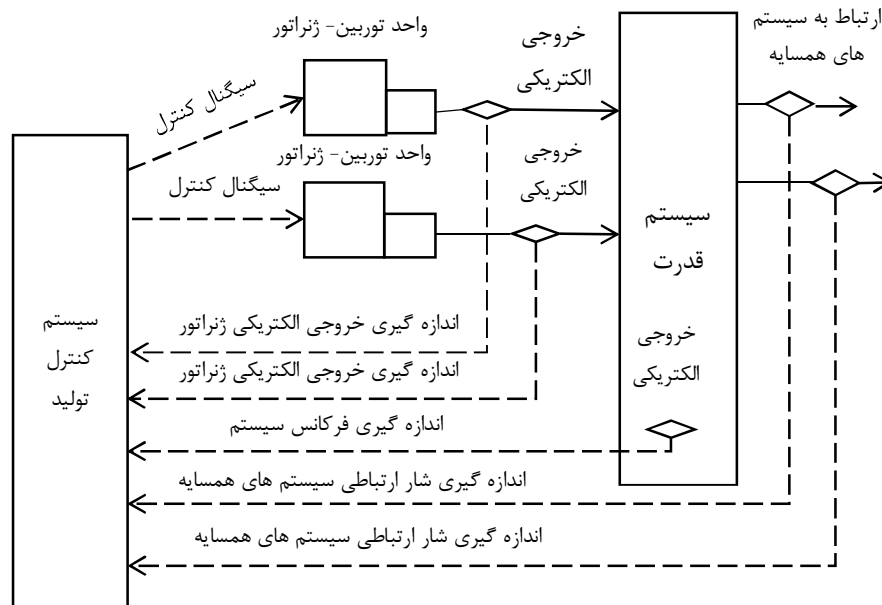
کنترل واحدهای تولیدی اولین مسئله‌ای است که در طراحی سیستم‌های قدرت امروزه با آن مواجه هستیم. روش‌ها برای کنترل ژنراتورهای منفرد و به تدریج برای کنترل سیستم‌های متصل به هم بزرگ که یک نقش حیاتی در مراکز کنترل انرژی مدرن ایفا می‌کند، توسعه یافته است.



شکل ۲.۳ گشتاورهای الکتریکی و مکانیکی در یک واحد تولیدی [۷۳]

یک محرک ژنراتور به وسیله‌ی یک توربین بخار می‌تواند به عنوان یک جرم چرخان با دو گشتاور مخالف عمل کننده روی جهت چرخش نمایش داده شود. همان‌طور که در شکل ۲.۳ نشان داده شده است، T_{mech} ، گشتاور مکانیکی، در جهت افزایش سرعت چرخان عمل می‌کند، در حالی که T_{elec} ، گشتاور الکتریکی، در جهت کاهش آن عمل می‌کند. هنگامی که گشتاورهای T_{elec} و T_{mech} از لحاظ

اندازه مساوی هستند، سرعت چرخشی ω ثابت خواهد بود. اگر بار الکتریکی افزایش یابد به گونه‌ای که T_{elec} از T_{mech} بزرگ‌تر باشد، کل سیستم چرخان شروع به کند شدن می‌کند. چون این مسئله موجب خسارت می‌شود باید کاری انجام شود که گشتاور مکانیکی T_{mech} به مقدار تعادل برگردد. به این معنی که سرعت چرخشی به یک مقدار قابل قبول برگردانده می‌شود و گشتاورها متعادل می‌شود به طوری که سرعت دوباره ثابت شود.



شکل ۳.۳ دید کلی مسئله‌ی کنترل تولید [۷۳]

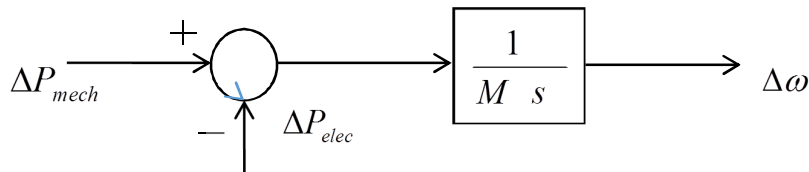
این فرایند در یک سیستم قدرت نیز باید دائماً تکرار شود زیرا بارها به طور مداوم در حال تغییر هستند. علاوه بر این چون تعدادی ژنراتور تأمین کننده توان در سیستم انتقال وجود دارند، بعضی وسایل باید برای اختصاص تغییرات بار به ژنراتورها فراهم شود. برای انجام این کار، یک سری از سیستم‌های کنترلی به واحدهای تولیدی متصل می‌شود. یک گاورنر روی هر واحد، سرعت را نگه می‌دارد در حالی که کنترل جانبی معمولاً در یک مرکز کنترل از راه دور برای اختصاص مقدار تولید بنا می‌شود. شکل ۳.۳ یک دید کلی از مسئله کنترل تولید را نشان می‌دهد [۷۳].

۳-۴-۱ مدل ژنراتور

رابطه ی بین تغییر در توان های الکتریکی و مکانیکی و تغییر سرعت در قالب تبدیل لاپلاس به صورت معادله ی زیر است:

$$\Delta P_{mech} - \Delta P_{elec} = Ms \Delta \omega \quad ۱.۳$$

که ΔP_{mech} تغییرات در توان مکانیکی ورودی و ΔP_{elec} تغییرات در توان الکتریکی خروجی، M شتاب زاویه ای ماشین و $\Delta \omega$ تغییرات در سرعت چرخان ماشین می باشند. که می توان آن را به فرم بلوک دیاگرام شکل ۴.۳ نشان داد.



شکل ۴.۳ رابطه ی بین تغییر در توان های الکتریکی و مکانیکی و تغییر سرعت [۷۳]

۳-۴-۲ مدل بار

بارها روی یک سیستم قدرت شامل وسایل الکتریکی مختلف می باشد. بعضی آن ها مقاومتی خالص هستند، بعضی بارهای موتوری با مشخصات فرکانس- توان متغیر هستند و بعضی دیگر ویژگی های کاملاً متفاوتی دارند. چون بارهای موتوری بخش عمده بارهای الکتریکی هستند، نیاز است که اثر تغییر در فرکانس را روی بارهای محوله به وسیله سیستم مدل کرد. رابطه بین تغییر در بار به سبب تغییر در فرکانس به صورت زیر است:

$$\Delta P_{L(freq)} = D \Delta \omega \quad or \quad D = \frac{\Delta P_{L(freq)}}{D \omega}$$

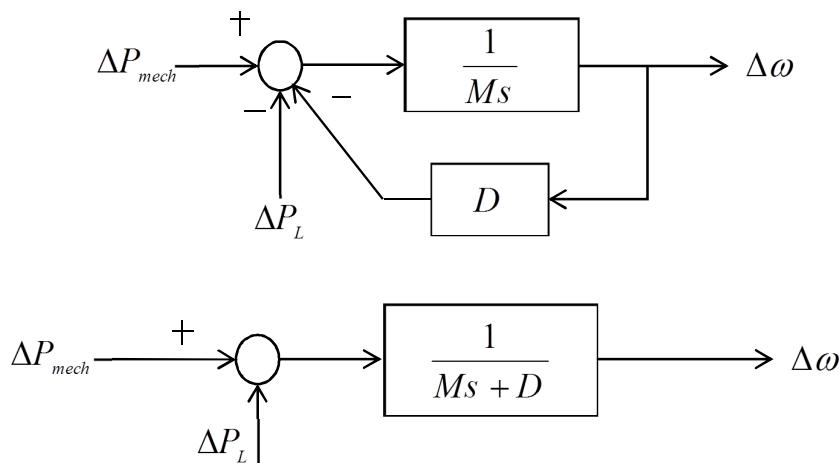
که تغییر بار وابسته به تغییر فرکانس توسط $\Delta P_{L(freq)}$ نشان داده شده است. همچنین D به عنوان درصد تغییر در بار تقسیم بر درصد تغییر در فرکانس تعریف می شود. برای مثال اگر برای تغییر به میزان ۱٪ در فرکانس، بار به میزان ۱/۵٪ تغییر کند، D برابر با ۱.۵ می شود. اگرچه مقدار D استفاده

شده در مسئله برای پاسخ دینامیکی سیستم باید در صورت تغییر MVA پایه‌ی سیستم از مقدار نامی بار، تغییر کند.

تغییر خالص در P_{elec} به صورت زیر است:

$$\Delta P_{elec} = \underbrace{\Delta P_L}_1 + \underbrace{D \Delta \omega}_2 \quad ۲.۳$$

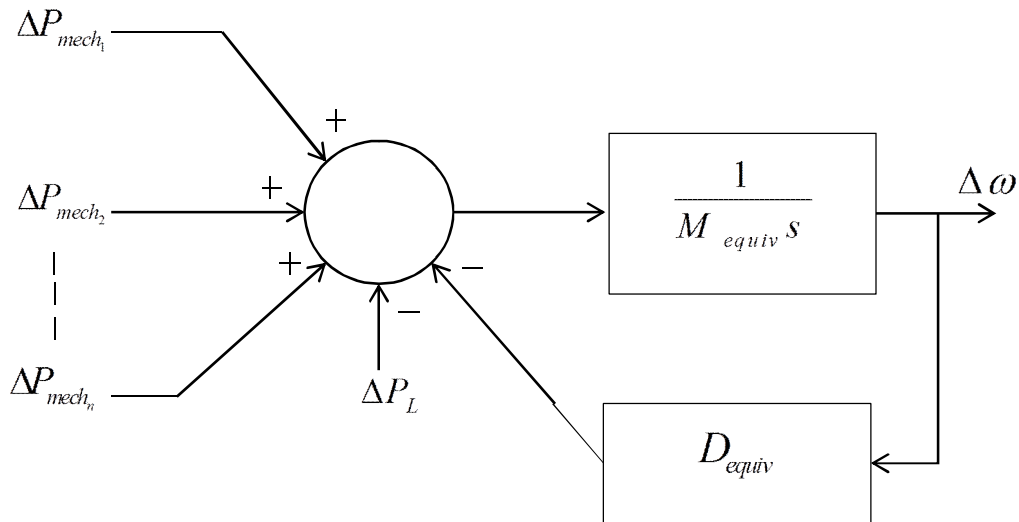
که بخش اول معادله‌ی ۲.۳ نشان دهنده‌ی تغییرات بار بدون حساسیت نسبت به تغییر فرکانس است و بخش دوم این معادله تغییرات وابسته به تغییر فرکانس را نشان می‌دهد. با در نظر گرفتن معادله‌ی بالا در بلوک دیاگرام قبلی، بلوک دیاگرام شکل ۵.۳ حاصل می‌شود.



شکل ۵.۳. بلوک دیاگرام جسم چرخان و بار از منظر خروجی محرک اولیه [۷۳]

هنگامی که دو یا چند ژنراتور به یک شبکه سیستم انتقال متصل می‌شود، ما باید اختلاف زاویه‌ی فاز عبوری شبکه در آنالیز کردن تغییرات فرکانس به حساب آوریم. اگرچه برای جستجوی آنالیز گاورنر که در این جا مورد علاقه ما هست، ما می‌توانیم فرض کنیم که فرکانس در تمام بخش‌های شبکه که متصل به هم هستند، ثابت خواهد بود. در این صورت ما می‌توانیم جسم چرخان ژنراتورهای توربین را باهم به صورت فشرده نشان دهیم که به وسیله‌ی جمعی از خروجی‌های مکانیکی توربین منفرد رانده می‌شود. این مطلب در شکل ۶.۳ نشان داده می‌شود که همه ژنراتورهای توربین در قالب یک جسم

چرخان معادل (M_{equiv}) فشرده شده است. به صورت مشابه همه بارهای سیستم به صورت یک بار معادل با ضریب افقی D_{equiv} فشرده می‌شود.



شکل ۶.۳ سیستم معادل دارای چند توربین - ژنراتور [۷۳]

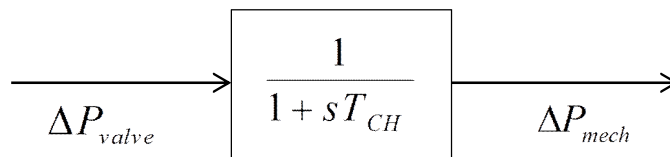
۳-۴-۳ مدل محرک اولیه

محرک اولیه یک واحد ژنراتور ممکن است یک توربین بخار یا یک توربین آبی باشد. مدل‌ها برای محرک اولیه در توربین بخار باید ویژگی‌های سیستم کنترل بویلر و منبع بخار، و در توربین آبی ویژگی‌های آبگیر را در بر داشته باشد. در این فصل، فقط آسان‌ترین مدل محرک اولیه، توربین بدون بازگرمایش استفاده خواهد شد.

مدل برای یک توربین بدون بازگرمایش نشان داده شده در شکل ۷.۳، توان خروجی توربین را به موقعیت دریچه که خروجی بخار را به توربین کنترل می‌کند، مرتبط می‌کند که:

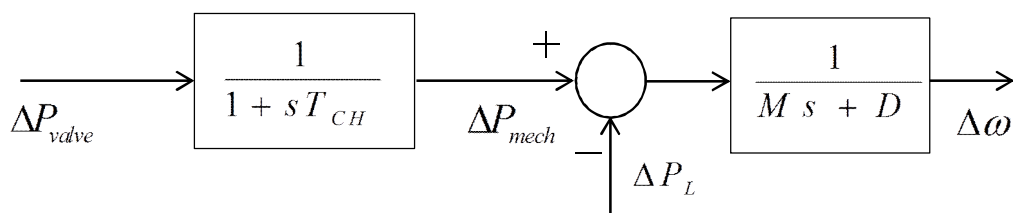
$$T_{CH} : \text{ثابت زمانی "زمان شارژ"}$$

$$\Delta P_{valve} : \text{تغییرات پریونیت موقعیت دریچه از مقدار نامی}$$



شکل ۷.۳ مدل محرک اولیه [۷۳]

مدل بار- ژنراتور- محرک اولیه برای یک واحد تولیدی منفرد همان طور که در شکل ۸.۳ دیده می‌شود، می‌تواند با ترکیب شکل‌های ۵.۳ و ۷.۳ ساخته شود.



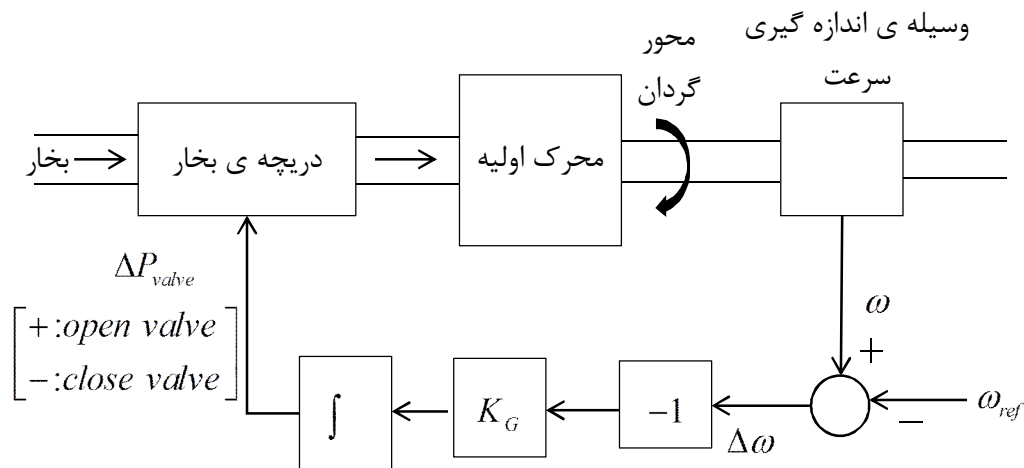
شکل ۸.۳ مدل بار- ژنراتور- محرک اولیه [۷۳]

۴-۴-۳ مدل گاورنر

فرض کنید یک واحد تولیدی با خروجی توان مکانیکی ثابت توربین عمل می‌کند. نتیجه هر تغییر بار باید یک تغییر سرعت کافی باشد تا باعث شود بار حساس به فرکانس دقیقاً برای تغییر بار جبران شود. این وضعیت شرایطی را به وجود می‌آورد که باعث می‌شود فرکانس سیستم از محدوده‌ی مجاز رانده شود. این وضعیت با اضافه کردن یک مکانیزم تنظیم‌گر که سرعت ماشین را اندازه می‌گیرد و دریچه ورودی را برای تغییر دادن خروجی توان مکانیکی تنظیم می‌کند تا تغییر بار را جبران کند و فرکانس را به مقدار اولیه برگرداند، اصلاح می‌شود. مکانیزم اخیر استفاده از چرخ‌های^{۲۰} برای حس سرعت و فراهم کردن حرکت مکانیکی در پاسخ به تغییرات سرعت است. گاورنرهای مدرن از وسایل الکترونیکی برای حس کردن تغییرات سرعت استفاده می‌کنند و اغلب از ترکیبی از وسایل هیدرولیکی، مکانیکی و الکترونیکی برای تأثیر گذاشتن در تغییرات موقعیت دریچه مورد نیاز استفاده می‌کنند. ساده‌ترین گاورنر که گاورنر ایزوکرونوس نامیده می‌شود، دریچه ورودی را برای مقداری که

²⁰ Flyballs

فرکانس را به مقدار نامی برمی گرداند، تنظیم می کند. اگر ما به سادگی خروجی مکانیزم حس سرعت را به دریچه از طریق یک اتصال مستقیم متصل کنیم، هرگز بازگشت فرکانس به مقدار نامی اتفاق نمی افتد. برای رساندن خطای فرکانس باید اقدامی که در مهندسی کنترل بازنشانی^{۲۱} نامیده می شود، انجام شود. اقدام بازنشانی به وسیله ی انتگرال گیری از خطای فرکانس یا سرعت، که اختلاف سرعت مرجع یا مطلوب با سرعت واقعی است، انجام می شود [۷۳].



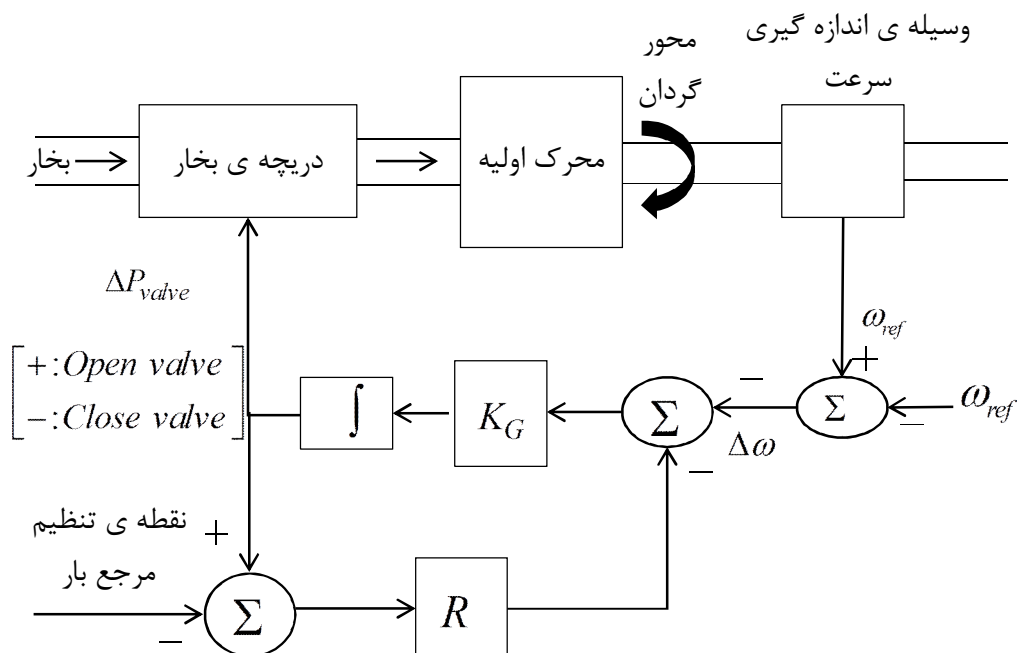
شکل ۹.۳ گاورنر ایزوکرونوس [۷۳]

چگونگی یک مکانیزم گاورنر سرعت را با دیاگرام نشان داده شده در شکل ۹.۳ نشان خواهیم داد. خروجی وسیله ی اندازه گیری سرعت، ω ، با یک مرجع ω_{ref} مقایسه می شود تا یک سیگنال خطا ($\Delta\omega$) تولید کند. خطا ($\Delta\omega$) منفی می شود و سپس توسط یک گین K_G تقویت می شود و انتگرال گرفته می شود تا یک سیگنال کنترل (ΔP_{valve}) تولید کند که این سیگنال کنترل هنگامی که مقدار $\Delta\omega$ منفی است، باعث می شود تا دریچه منبع بخار اصلی باز شود. اگر برای مثال ماشین در سرعت مرجع در حال کار باشد و بار الکتریکی افزایش یابد، ω به زیر ω_{ref} خواهد رسید و $\Delta\omega$ منفی خواهد شد. اقدام گین و انتگرال گیر برای باز کردن دریچه ی بخار، باعث می شود تا توربین خروجی مکانیکی اش را افزایش دهد، بنابراین میزان خروجی الکتریکی ژنراتور افزایش یافته و سرعت ω

²¹ Reset action

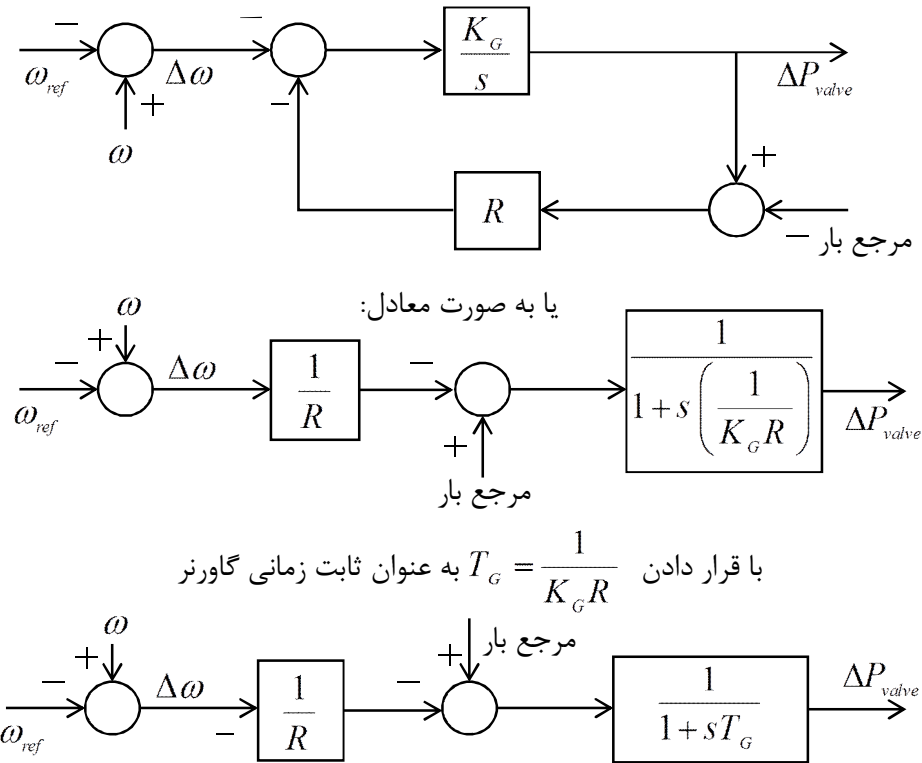
افزایش خواهد یافت. هنگامی که ω دقیقاً برابر با ω_{ref} شود، دریچه‌ی بخار در موقعیت جدیدش باقی می‌ماند تا میزان افزایش بار الکتریکی جبران شود.

گاورنر ایزوکرونوس یا سرعت ثابت که در شکل قبل نشان داده شده است، نمی‌تواند برای حالتی که دو یا تعداد بیشتری ژنراتور به صورت الکتریکی به سیستم مشابه متصل شده‌اند، استفاده شود. چون نقاط تنظیم این ژنراتورها با یکدیگر نزاع خواهند کرد، چون آن‌ها نمی‌توانند در یک سرعت خاص مشابه با یکدیگر تنظیم شوند و هر ژنراتور سعی می‌کند ژنراتور دیگر را به نقطه تنظیم خود برساند. برای این‌که اتصال دو یا تعداد بیشتری ژنراتور به صورت موازی با یکدیگر ممکن شود، گاورنرها به یک سیگنال فیدبک که سبب می‌شود خطای سرعت در مقادیر مختلف خروجی ژنراتور به صفر برسد، مجهز می‌شوند. این کار می‌تواند با اضافه کردن یک حلقه فیدبک دور انتگرال‌گیر انجام شود که این کار در شکل ۱۰.۳ نشان داده شده است. توجه شود که یک ورودی جدید به نام مرجع بار افزوده شده است که بعداً در رابطه با آن توضیح مختصری خواهیم داد. بلوک دیاگرام برای این گاورنر در شکل ۱۱.۳ نشان داده شده است که گاورنر کنونی یک بهره خالص $1/R$ و یک ثابت زمانی T_G دارد.



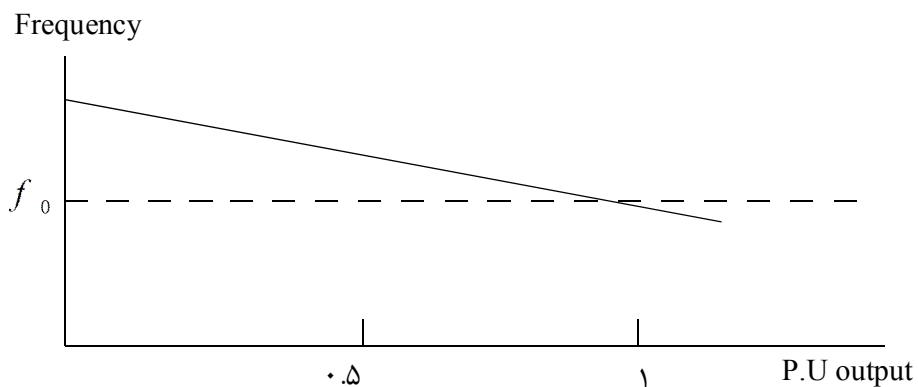
شکل ۱۰.۳ گاورنر با حلقه‌ی فیدبک افت سرعت [۷۳]

نتیجه‌ی اضافه کردن حلقه‌ی فیدبک با گین R یک مشخصه‌ی گاورنر است به طوری که در شکل ۱۲.۳ نشان داده شده است. مقدار R ، میزان شیب مشخصه را محاسبه می‌کند؛ به این معنی که R میزان تغییرات خروجی واحدها را برای یک تغییر در فرکانس محاسبه می‌کند. اقدام رایج تنظیم کردن مقدار R هر واحد تولید به نحوی است که یک تغییر خروجی از ۰ تا ۱۰۰ درصد مقدار نامی، تغییر فرکانس مشابهی را برای هر واحد نتیجه دهد. در نتیجه هر تغییری در بار الکتریکی روی یک سیستم به وسیله‌ی تغییرات خروجی هر واحد ژنراتور متناسب با خروجی نامی آن واحد، جبران خواهد شد.

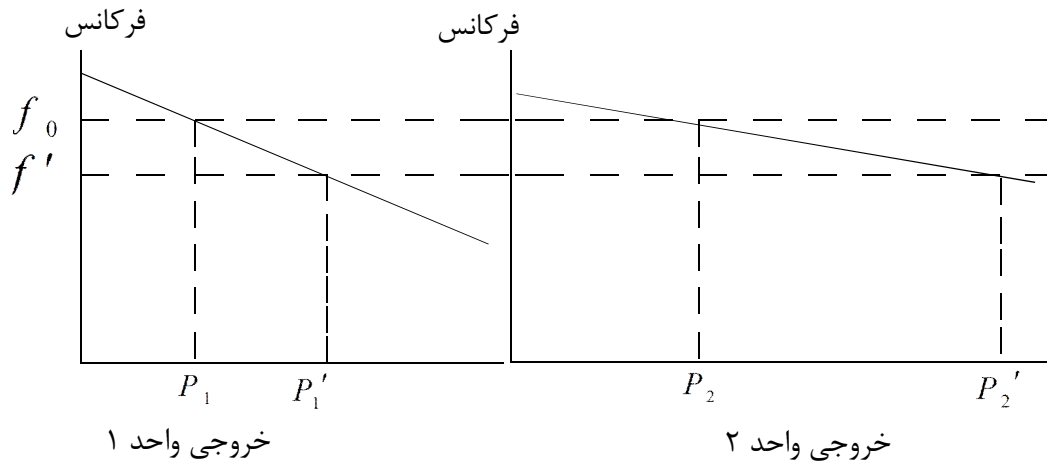


شکل ۱۱.۳ بلوک دیاگرام گاورنر با افت [۷۳]

اگر دو ژنراتور با ویژگی‌های افتی خود به یک سیستم قدرت متصل شوند، همواره یک فرکانس یکتا بین آن‌ها وجود خواهد داشت و آن‌ها با یکدیگر در تغییرات بار مشارکت می‌کنند. این مسئله در شکل ۱۳.۳ نمایش داده شده است.

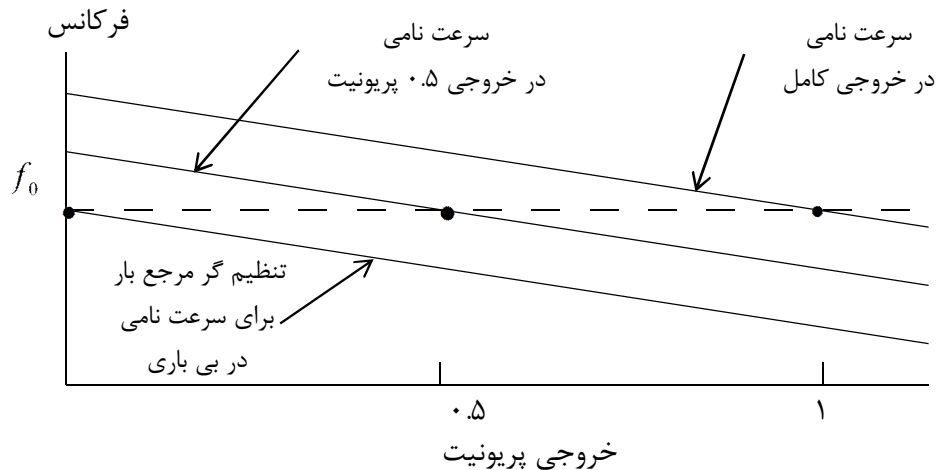


شکل ۱۲.۳ مشخصه‌ی افتی سرعتی [۷۳]



شکل ۱۳.۳ اختصاص خروجی واحدها با گاورنر افقی [۷۳]

همان طور که در شکل ۱۳.۳ نشان داده شده است، دو واحد از یک فرکانس نامی f_0 شروع شده است، هنگامی که بار افزایش یافته است (ΔP_L) ، باعث شده است تا واحدها کندتر شوند، گاورنرها خروجی را افزایش می‌دهند تا این که در نهایت هر دو به یک فرکانس مشترک f' برسند. مقدار تغییر باری که توسط هر واحد تولیدی جبران می‌شود، متناسب با شیب مشخصه‌ی افقی آن واحد است. واحد ۱ از مقدار P_1 به مقدار P'_1 و واحد ۲ از مقدار P_2 به مقدار P'_2 افزایش می‌یابد، به طوری که افزایش تولید خالص، $P'_1 - P_1 + P'_2 - P_2$ معادل با ΔP_L است.



شکل ۱۴.۳ تنظیم گر تغییر دهنده‌ی سرعت [۷۳]

شکل ۱۰.۳ یک ورودی با برچسب "نقطه‌ی تنظیم مرجع بار" نشان داده شده است. با تغییر مرجع بار، مشخصه گاورنر ژنراتورها می‌تواند به گونه‌ای تنظیم شود که فرکانس مرجع را در هر خروجی واحد مطلوب بدهد. این موضوع در شکل ۱۴.۳ نشان داده شده است. ورودی کنترل اصلی یک واحد تولید تا آن جا که به کنترل تولید مربوط می‌شود، نقطه‌ی تنظیم مرجع بار است. با تنظیم کردن این نقطه‌ی تنظیم روی هر واحد، توزیع خروجی مطلوب روی هر واحد به گونه‌ای که فرکانس سیستم را نزدیک مقدار نامی مطلوب نگه دارد، انجام شود.

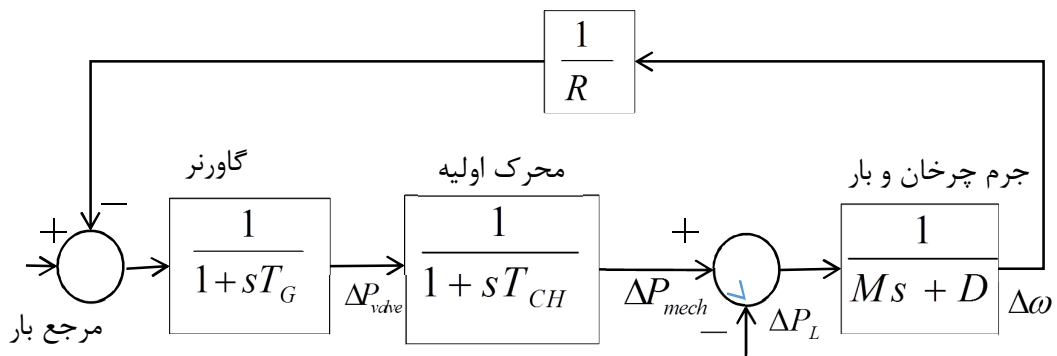
مقدار R معادل است با میزان تغییر پریونیت در فرکانس، تقسیم بر میزان تغییر در خروجی واحد به صورت پریونیت. به عنوان مثال ۳ درصد تغییر برای یک واحد، مستلزم ۱۰۰ درصد (یک پریونیت) تغییر در موقعیت دریچه است یا به صورت معادل یک تغییر ۱۰۰ درصدی در خروجی واحد، مستلزم ۳ درصد تغییر در فرکانس است. بنابراین رابطه‌ی زیر را برای R می‌توان در نظر گرفت:

$$R = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} pu$$

در این جا ما می‌توانیم یک بلوک دیاگرام از یک مدل گاورنر-محرک اولیه- بار/جرم چرخان مطابق شکل ۱۵.۳ در نظر گرفت. فرض کنید که این ژنراتور یک افزایش پله‌ای بار، مطابق زیر داشته باشد:

$$\Delta P_L(s) = \frac{\Delta P_L}{s} \quad ۳.۳$$

تابع انتقال مرتبط کننده تغییر بار (ΔP_L) به تغییر فرکانس ($\Delta\omega$) مطابق معادله‌ی ۴.۳ است:



شکل ۱۵.۳ بلوک دیاگرام گاورنر، محرک اولیه و جرم چرخان و بار [۷۳]

$$\Delta\omega = \Delta P_L(s) \left[\frac{-1}{Ms + D} \right] \left[1 + \frac{1}{R} \left(\frac{1}{1 + sT_G} \right) \left(\frac{1}{1 + sT_{CH}} \right) \left(\frac{1}{Ms + D} \right) \right] \quad ۴.۳$$

مقدار حالت ماندگار $\Delta\omega(s)$ ممکن است به وسیله‌ی رابطه‌ی زیر به دست بیاید:

$$\begin{aligned} \Delta\omega_{steady-state} &= \lim_{s \rightarrow 0} [s \Delta\omega(s)] \\ &= \frac{-\Delta P_L \left(\frac{1}{D} \right)}{1 + \left(\frac{1}{R} \right) \left(\frac{1}{D} \right)} = \frac{-\Delta P_L}{\frac{1}{R} + D} \end{aligned} \quad ۵.۳$$

توجه کنید که اگر D صفر باشد، تغییر در سرعت می‌تواند به آسانی رابطه‌ی زیر نوشته شود:

$$\Delta\omega = -R \Delta P_L \quad ۶.۳$$

اگر چندین ژنراتور که هر کدام گاورنر و محرک اولیه مربوط به خود را دارند، به یکدیگر متصل شوند،

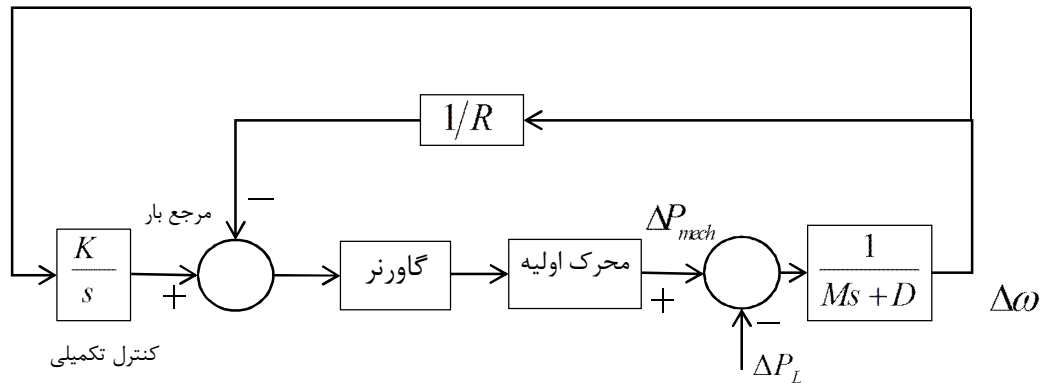
تغییر فرکانس را می‌توانیم به صورت زیر بنویسیم [۷۳]:

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} + D} \quad ۷.۳$$

۳-۴-۵ اقدام کنترلی تکمیلی

همان طور که در بخش‌های قبل نشان داده شده است یک تغییر بار یک تغییر فرکانس با دامنه‌ای که وابسته به مشخصه‌ی اف‌تی گاورنر و مشخصه‌ی فرکانسی بار سیستم است، تولید خواهد کرد. هنگامی که یک تغییر بار اتفاق می‌افتد، یک کنترل تکمیلی باید برای بازیابی فرکانس به مقدار نامی عمل کند. همان طور که در شکل ۱۶.۳ نشان داده شده است، این کار را می‌توان با اضافه کردن یک کنترل انتگرالی بازنشانی به گاورنر انجام داد. اقدام کنترلی بازنشانی کنترل تکمیلی با تنظیم کردن نقطه

تنظیم مرجع سرعت، خطای فرکانس را به سمت صفر می‌کشد.



شکل ۱۶.۳ کنترل تکمیلی اضافه شده به ژنراتور اولیه [۷۲]

۳-۴-۶ کنترل خط ارتباطی

هنگامی که دو کاربر سیستم‌هایشان را به یکدیگر متصل می‌کنند، آن‌ها چندین دلیل دارند. یکی این که بتوانند خرید و فروش توان را با سیستم‌های همسایه انجام دهند. دوما حتی اگر هیچ توانی بین دو سیستم متصل به هم مبادله نشود، اگر یک سیستم یک واحد تولیدی خود را به صورت ناگهانی از دست بدهد، واحدهای تولیدی در سرتاسر سیستم متصل به هم یک تغییر فرکانس را تجربه خواهد کرد و این واحدهای تولیدی می‌توانند در بازیابی فرکانس به یکدیگر کمک کنند. در سیستم‌های متصل به هم امروزی مسئله‌ی اختصاص مقدار تولید به واحدهای تولیدی برای برآورده کردن بار، یک مسئله‌ی کنترلی حائز اهمیت است.

یک سیستم کنترل باید دو بخش از اطلاعات را داشته باشد: فرکانس سیستم و شار توان خالص بین خطوط ارتباطی. یک طرح کنترلی مناسب باید بخش‌های زیر را تشخیص دهد [۷۳]:

۱. اگر فرکانس کاهش یابد و توان خالص تبادلی ترک کننده سیستم افزایش یابد، یک افزایش بار در خارج سیستم اتفاق افتاده است.
۲. اگر فرکانس کاهش یابد و توان خالص تبادلی ترک کننده سیستم کاهش یابد، یک افزایش بار در داخل سیستم اتفاق افتاده است.

این موارد را برای حالتی که فرکانس افزایش می‌یابد نیز می‌توان توسعه داد. ما تعریف‌های زیر را برای توضیح مطالب بعدی عنوان می‌کنیم:

$P_{net\ int}$: تبادلی خالص واقعی کل (+ برای توان ترک کننده سیستم؛ - برای توان ورودی به سیستم)

$P_{net\ int\ sched}$: مقدار مطلوب یا برنامه ریزی شده‌ی تبادلی

$$\Delta P_{net\ int} = P_{net\ int} - P_{net\ int\ sched}$$

خلاصه‌ای از طرح‌های کنترل فرکانسی خط ارتباطی را می‌توان مطابق جدول نشان داده شده در شکل ۱۷.۳ نشان داد.

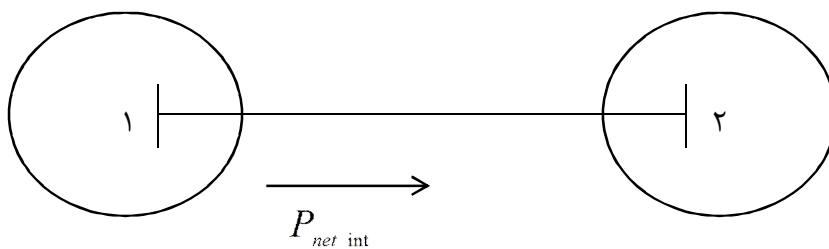
ما یک ناحیه کنترل را به عنوان یک بخش از یک سیستم متصل به هم که هر کدام از بار و تولید تشکیل شده است و طبق قواعد شکل ۱۷.۳ کنترل می‌شود، تعریف می‌کنیم. در شکل ۱۸.۳ یک سیستم دو ناحیه‌ای نمایش داده شده است. محدوده‌ی نواحی کنترلی توسط نقاطی از خط ارتباطی که پخش توان اندازه‌گیری می‌شود، شناسایی می‌شود. همه‌ی خط‌های ارتباطی عبور کننده از محدوده باید به گونه‌ای که توان تبادلی خالص ناحیه کنترل بتواند محاسبه شود، اندازه‌گیری می‌شود.

قواعدی که در شکل ۱۷.۳ نشان داده شده است، می‌تواند توسط یک مکانیزم کنترلی بر اساس وزن انحرافات فرکانس ($\Delta\omega$) و توان تبادلی خالص ($\Delta P_{net\ int}$)، پیاده‌سازی شود. پاسخ فرکانسی و شارهای ارتباطی ناشی از یک تغییر بار ΔP_L ، در سیستم دو ناحیه‌ای شکل ۱۸.۳ در معادله‌ی ۸.۳ آورده شده است:

تغییر بار	تغییر فرکانس	تغییر در تبادلی خالص
ΔP_{L_1}	$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_{L_1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2}$	$\Delta P_{net\ int_1} = \frac{-\Delta P_{L_1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2}$

۳.۸

$\Delta\omega$	$\Delta P_{net\ int}$	تغییر بار	نتیجه‌ی اقدام کنترلی
-	-	ΔP_{L_1} + ΔP_{L_2} صفر	افزایش P_{gen} در سیستم ۱
+	+	ΔP_{L_1} - ΔP_{L_2} صفر	کاهش P_{gen} در سیستم ۱
-	+	ΔP_{L_1} صفر ΔP_{L_2} +	افزایش P_{gen} در سیستم ۲
+	-	ΔP_{L_1} صفر ΔP_{L_2} -	کاهش P_{gen} در سیستم ۲

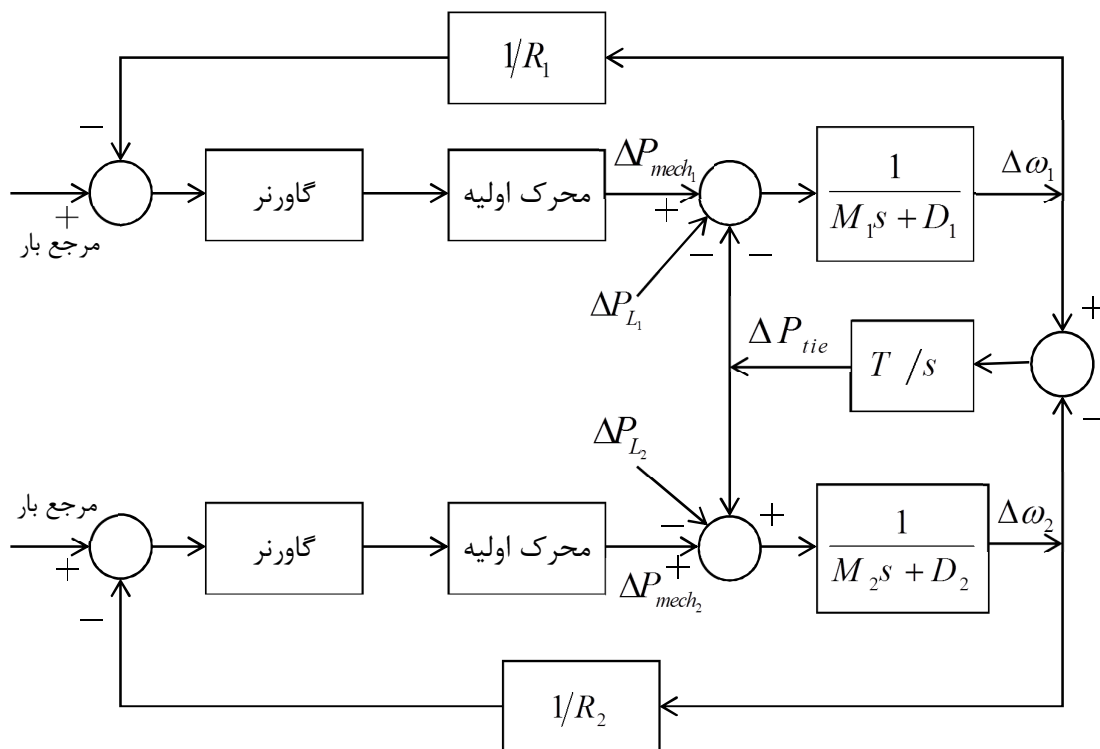


تغییر بار در ناحیه ی ۱ : ΔP_{L_1}

تغییر بار در ناحیه ی ۲ : ΔP_{L_2}

شکل ۱۷.۳ اقدامات کنترل فرکانس خط ارتباطی برای سیستم دو ناحیه‌ای [۷۳]

شار ارتباطی جدید به وسیله‌ی تغییر خالص در بار و تولید در هر ناحیه محاسبه می‌شود و نیاز نداریم که برای محاسبه‌ی این شار، میزان استحکام خط ارتباطی را بدانیم. اگر چه میزان استحکام خط ارتباطی در میزان اختلاف در زاویه فاز عبوری از خط ارتباطی مؤثر است.



شکل ۱۸.۳ بلوک دیاگرام نواحی متصل به هم [۷۳]

متناظر با ردیف اول جدول شکل ۱۷.۳، نیاز است که:

$$\begin{aligned}\Delta P_{gen_1} &= \Delta P_{L_1} \\ \Delta P_{gen_2} &= 0\end{aligned}$$

به طور مرسوم تغییر مورد نیاز در تولید، خطای کنترل ناحیه^{۲۲} یا ACE نامیده می‌شود، که نشان دهنده‌ی تغییر در میزان تولید ناحیه برای بازیابی فرکانس و تبادل توان خالص به مقادیر مطلوبشان

است. معادلات برای ACE هر ناحیه به صورت زیر است:

$$ACE_1 = -\Delta P_{net\ int_1} - B_1 \Delta \omega \quad ۹.۳$$

$$ACE_2 = -\Delta P_{net\ int_2} - B_2 \Delta \omega$$

که B_1 و B_2 ضرایب بایاس فرکانس نامیده می‌شوند. از معادله‌ی ۸.۳ ملاحظه می‌شود که ضرایب

²² Area control error

بایاس تنظیم مطابق زیر است:

$$B_1 = \left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right)$$

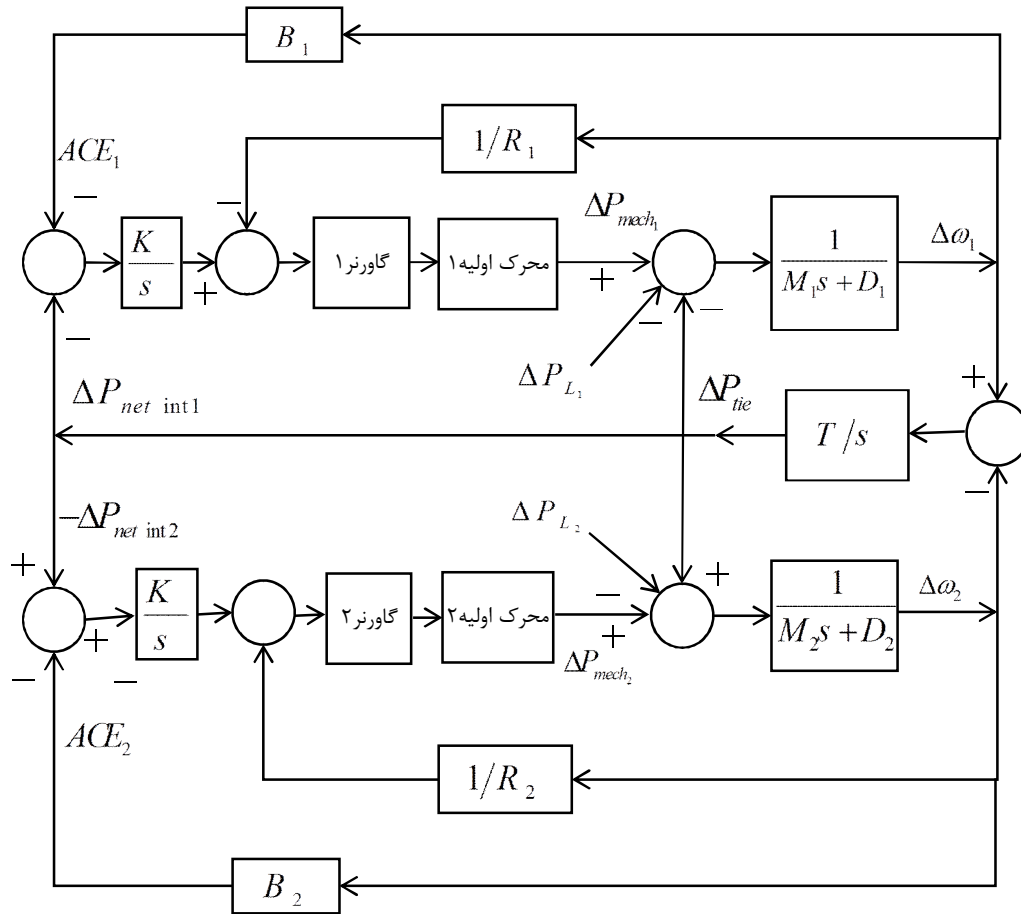
$$B_2 = \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)$$

۱۰.۳

که نتیجه می شود:

$$ACE_1 = \left(\frac{+\Delta P_{L_1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) - \left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) \left(\frac{-\Delta P_{L_1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) = \Delta P_{L_1}$$

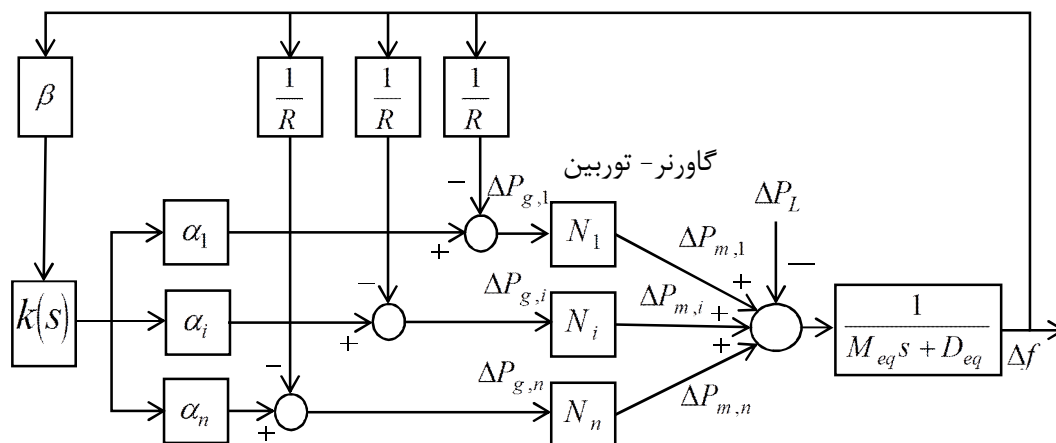
$$ACE_2 = \left(\frac{-\Delta P_{L_1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) - \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) \left(\frac{-\Delta P_{L_1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) = 0$$



شکل ۱۹.۳ کنترل تکمیلی بایاس خط ارتباطی برای دو ناحیه [۷۳]

این کنترل می‌تواند از طریق طرحی که در شکل ۱۹.۳ مطرح شده است، انجام شود. توجه کنید که مقادیر B_1 و B_2 هر زمانی که یک واحد فراخوانی می‌شود یا از فراخوانی جدا می‌شود، تغییر می‌کنند تا دقیقاً مقادیر مطابق با معادله‌ی ۱۰.۲ داشته باشند. در واقع عمل انتگرالی کنترل کننده‌ی تکمیلی تضمین خواهد کرد که حتی هنگامی که B_1 و B_2 در خطا هستند، ACE به صفر بازنشانی شود.

۷-۴-۳ کنترل فرکانس در سیستم چند ناحیه‌ای



شکل ۲۰.۳ مدل کنترل بار فرکانس سیستم چند ماشینه [۷۲]

برای مدل کردن کنترل فرکانس برای یک سیستم جزیره‌ای می‌توان کل مجموعه را به صورت شکل ۲۰.۳ نشان داد [۷۲]. در این حالت مدل ارائه شده می‌تواند به عنوان مدل پاسخ فرکانسی معادل ارائه شده برای کل سیستم به کار رود. در مدل جدید M_{eq} و D_{eq} مجموع M و D های تک‌تک ژنراتورهای آن ناحیه می‌باشد. در یک سیستم جزیره‌ای، تنظیم خطای انتقال توان بین ناحیه‌ای جزء وظایف کنترل بار فرکانس نیست و تنها وظیفه‌ی LFC برگرداندن فرکانس آن ناحیه به مقدار نامی هست. برای این که مدل شکل ۲۰.۳ را به یک شبکه‌ی چند ناحیه‌ای تعمیم دهیم، بایستی مفهوم ناحیه‌ی کنترلی به گونه‌ای تعریف شود که در برگیرنده‌ی گروهی از ژنراتورهای همپا باشد. منظور از همپایی این است که همه‌ی ژنراتورها نسبت به تغییر بار، جهت پاسخ یکسانی داشته باشند. ضمناً در هر ناحیه، کنترل بار فرکانس برای تمام آن ناحیه یکسان فرض می‌شود.

یک سیستم قدرت چند ناحیه‌ای از نواحی مجزا تشکیل شده است که به وسیله‌ی خطوط انتقال با سطوح ولتاژ بالا به هم متصل می‌باشند. انحراف فرکانس در هر ناحیه، در یک سیستم چند ناحیه‌ای، نه تنها ناشی از تغییرات بار آن ناحیه می‌باشد، بلکه تغییرات توان انتقالی خطوط بین ناحیه‌ای نیز در آن تأثیرگذار است. کنترل بار فرکانس در هر ناحیه، نه تنها بایستی مسئول کنترل فرکانس در آن

ناحیه باشد، بلکه مسئولیت کنترل توان انتقالی خطوط را نیز بر عهده دارد. بنابراین بایستی تأثیر خطوط بین ناحیه‌ای را در مدل‌سازی کنترل بار فرکانس در نظر گرفت.

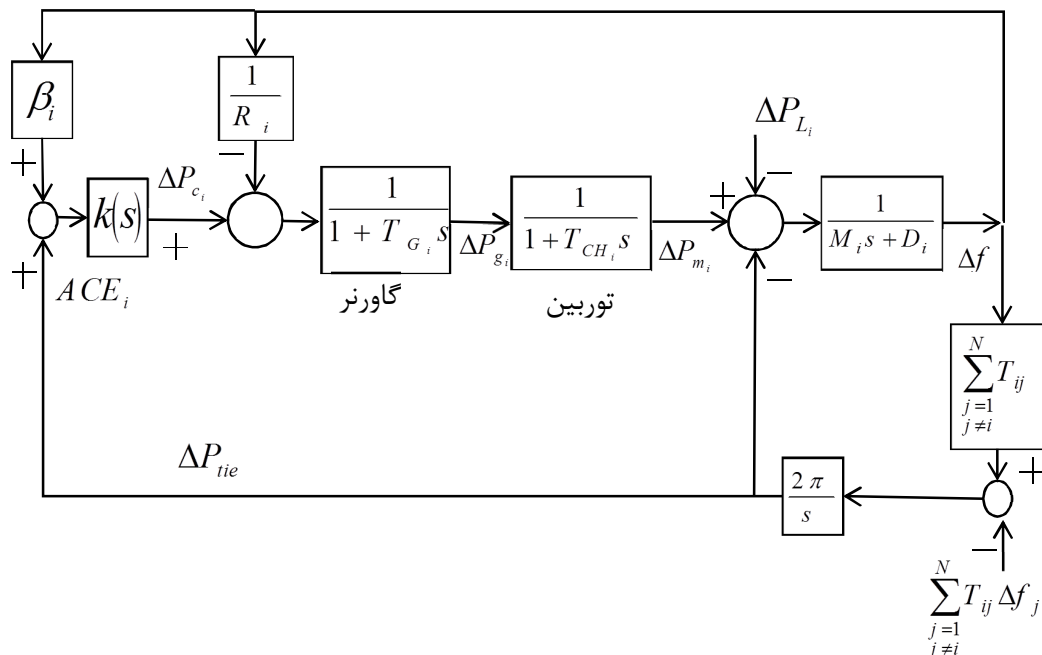
بنابراین در یک سیستم چند ناحیه‌ای علاوه بر تنظیم فرکانس ناحیه، کنترل مکمل بایستی انحراف توان عبوری از خطوط بین ناحیه‌ای را نیز به صفر برساند. این امر با اضافه کردن یک سیگنال جدید در حلقه‌ی کنترل فیدبک انجام می‌پذیرد. این سیگنال همان انحراف توان عبوری از خطوط می‌باشد. ترکیب خطی مناسبی از انحراف توان و انحراف فرکانس به عنوان سیگنال خطای کنترل ناحیه (ACE) تعریف می‌شود:

$$ACE = \Delta P_{tie} + \beta_i \Delta f_i \quad 11.3$$

که β_i ضریب بایاس ناحیه i ام می‌باشد و از رابطه‌ی ۱۲.۳ به دست می‌آید.

$$\beta_i = \frac{1}{R_i} + D_i \quad 12.3$$

که R مشخصه‌ی دروپ و D ضریب حساسیت بار نسبت به تغییرات فرکانس می‌باشد.



شکل ۲۱.۳ چگونگی اعمال کنترل مکمل ثانویه [۷۲]

شکل ۲۱.۳ چگونگی اعمال کنترل مکمل ثانویه را نشان می‌دهد. تأثیر تغییرات بار محلی و توان عبوری از خطوط بین ناحیه‌ای، در مدل شکل ۲۱.۳ به خوبی در نظر گرفته شده است. هر ناحیه‌ی کنترل، توان عبوری از خطوط بین ناحیه‌ای و فرکانس ناحیه‌ی خود را در مرکز کنترل ناحیه خود کنترل می‌کند. سیگنال ACE بعد از محاسبه وارد کنترل کننده $k(s)$ می‌شود. سیگنال کنترلی تولیدی به توربین گاورنر مورد نظر اعمال می‌شود. بنابراین دیاگرام کنترلی پیشنهادی می‌تواند اهداف اولیه‌ی کنترل بار فرکانس را برآورده کرده و مقدار توان عبوری از خطوط و هم‌چنین فرکانس ناحیه را به مقدار مشخص شده برگرداند.

۳-۴-۸ بررسی پاسخ سیستم به اغتشاشات

فرض کنید که در یک ناحیه‌ی کنترلی شاهد تغییر بار به مقدار ΔP_L باشیم. افزایش بار سیستم باعث کاهش فرکانس سیستم خواهد شد. اندازه انحراف فرکانس سیستم تابع مسائل زیر می‌باشد [۷۲]:

- انرژی جنبشی ماشین‌های گردان سیستم
 - تعداد ژنراتورهایی که دارای کنترل اولیه می‌باشند و چگونگی توزیع رزرو بین این ژنراتورها
 - مشخصات دینامیک ماشین‌ها (که شامل کنترل کننده‌ها نیز می‌شود)
- انحراف ماندگار فرکانس بعد از وقوع خطا، تابع دامنه‌ی اغتشاشات و مشخصه‌ی فرکانسی شبکه‌ی قدرت می‌باشد. این مشخصه تابع مسائل زیر می‌باشد:

- مشخصه‌ی دروپ تمام ژنراتورهای شرکت کننده در ناحیه‌ی مورد نظر (R_i)
- حساسیت مصرف به تغییرات فرکانس سیستم در ناحیه‌ی مورد نظر (D)

در واقع Δf_i در حالت ماندگار به صورت زیر حساب می‌شود:

$$\Delta f_i = \frac{-\Delta P_L}{\left(D + \frac{1}{R_i}\right)} \quad ۱۳.۳$$

به طور کلی عدم تعادل بین بار و تولید در سیستم قدرت به صورت لحظه‌ای و دائم وجود دارد. در یک سیستم، کمتر بودن فرکانس از مقدار نامی‌اش نشان دهنده‌ی بیشتر بودن مقدار بار نسبت به تولید

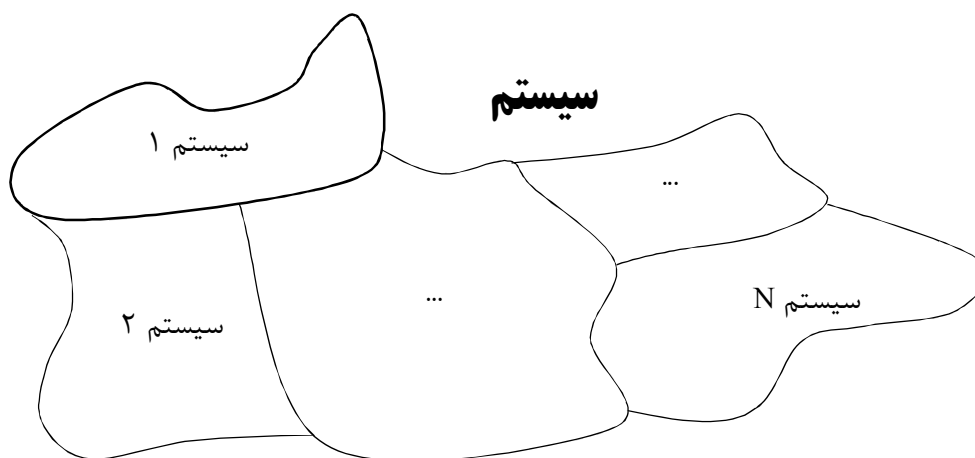
می‌باشد و برعکس. در عمل بدون وجود خطا در سیستم، بار به صورت پیوسته تغییر می‌کند. انحراف فرکانس از مقدار نامی کنترل اولیه را فعال می‌کند. کنترل اولیه باعث ایجاد یک فرکانس جدید و متفاوت از فرکانس نامی (در پاسخ به انحرافات تصادفی بار و تولید) می‌شود. از آن جایی که در یک سیستم قدرت، هر ناحیه‌ی کنترل بر اساس توازن بار و تولید در ناحیه‌ی خود در فرآیند کنترل شرکت می‌کند، عدم تعادل بین بار و تولید در هر ناحیه‌ی کنترلی باعث تبادل توان بین نواحی کنترل شده و انحراف از مقدار برنامه ریزی شده ایجاد می‌گردد.

وظیفه‌ی کنترل ثانویه (که با نام کنترل بار فرکانس یا کنترل خودکار تولید نیز شناخته می‌شود) این است که توازن توان در هر ناحیه‌ی کنترلی را حفظ کند. در نتیجه فرکانس سیستم در مقدار نامی حفظ و یا به این مقدار برگردانده می‌شود. همچنین مقدار تبادل توان با نواحی مجاور به مقدار برنامه ریزی شده باز می‌گردد. در مجموع کنترل ثانویه به عملکرد کنترل اولیه آسیبی نمی‌رساند، بلکه عملکرد کنترل ثانویه، چه در مقابل انحرافات کوچک (که در بهره‌برداری معمولی سیستم قدرت اتفاق می‌افتد) و چه در اختلالات بزرگ بین بار و تولید (مانند خروج واحدها) به صورت هم‌زمان و پیوسته انجام می‌گیرد.

کنترل ثالثیه کنترلی کندتر از کنترل‌های اولیه و ثانویه می‌باشد. ساختار کنترل ثالثیه به نحوه‌ی مدیریت شبکه‌ی قدرت و به قوانین موجود بستگی دارد. به عنوان مثال در ساختار سنتی، اپراتور سیستم بعد از انجام پخش بار اقتصادی یا پخش بار بهینه، مقادیر نقطه‌ی کار واحدهای تولید شبکه را تعیین می‌کند. در واقع کنترل ثالثیه میزان توان تولیدی واحدها را به گونه‌ای که هم مقدار تولید با مصرف برابر شود و هم حداقل هزینه‌ی تولیدی با در نظر گرفتن قیود شبکه حاصل شود، تعیین می‌نماید.

۳-۵ کنترل متمرکز و غیر متمرکز

در بسیاری از مطالعات صورت گرفته روی کنترل بار فرکانس از رهیافت کنترل متمرکز استفاده شده است. بزرگ‌ترین محدودیت کنترل متمرکز این است که نیاز به انتقال داده‌ها بین نواحی مختلف که گستره‌ی جغرافیایی بسیار وسیعی را در بر می‌گیرند، می‌باشد. این امر می‌تواند مشکلاتی هم چون افزایش حجم انتقال داده‌ها و نیز افزایش حجم پردازش آن‌ها را به همراه داشته باشد، به علاوه قابلیت اطمینان نیز کاهش می‌یابد. برای غلبه کردن بر این مشکلات، توجهات به سمت استفاده از روش‌های غیر متمرکز جلب شده است. در روش‌های کنترل غیر متمرکز، سیستم تحت کنترل به چندین ناحیه‌ی کنترلی تقسیم‌بندی می‌شود. شکل ۲۲.۳ نمایی از این ساختار را نشان می‌دهد [۷۲].



شکل ۲۲.۳ شماتیک ساختار یک سیستم چند ناحیه‌ای [۷۲]

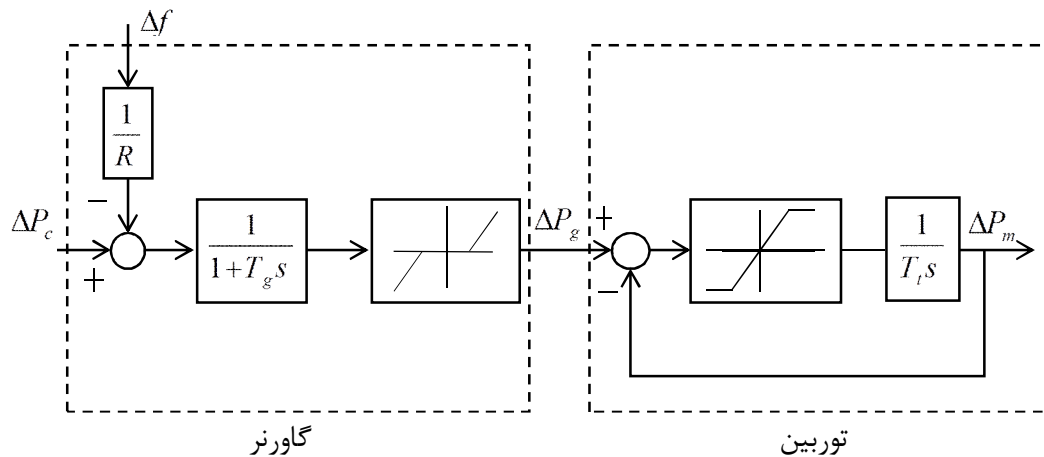
هر ناحیه کنترل کننده‌ی متمرکز خود را دارد که وظیفه‌ی کنترل فرکانس و تنظیم توان تخصیص داده شده بین خطوط بین ناحیه‌ای را بر عهده دارد. کنترل غیر متمرکز به جهت کاهش حجم انتقال داده‌ها و کاهش حجم نامناسب سیستم مخابراتی نسبت به کنترل متمرکز ارجحیت دارد. به همین دلیل امروزه تمایل به سمت استفاده از کنترل غیر متمرکز بیشتر شده است.

۳-۶ محدودیت‌های فیزیکی

مدل‌های فیزیکی که در بخش‌های قبل برای مدل‌سازی ارائه شد، بر اساس مدل خطی شده‌ی سیستم تهیه شده بود. در نتیجه شامل محدودیت‌های غیرخطی نمی‌باشد. اگرچه در نظر گرفتن تمام دینامیک‌ها در کنترل بار فرکانس مفید و ممکن نیست، اما بایستی در نظر داشت که نمی‌توان از محدودیت‌های ذاتی، مهم و مؤثر غافل شد.

یک قید بسیار مهم فیزیکی، محدودیت نرخ تولید واحدها می‌باشد. علت وجود این قید محدودیت‌های مکانیکی و حرارتی می‌باشد که در عمل باعث محدودیت در کنترل بار فرکانس می‌شود. در نتیجه باید در نظر داشت که در کنترل بار فرکانس تغییرات سریع سیگنال‌ها امکان‌پذیر نمی‌باشد و عملکرد کنترل‌کننده‌ی حلقه‌ی بار فرکانس به شدت به محدودیت نرخ تولید واحدها بستگی دارد. به طور کلی یک پاسخ خیلی سریع برای سیستم کنترل بار فرکانس نه امکان‌پذیر است نه مورد دلخواه. یک استراتژی کنترلی مؤثر بایستی قادر به تأمین مقدار مناسبی از رزرو کنترل باشد. مقادیر نوعی نرخ تولید برای برخی از انواع واحدها به صورت زیر می‌باشد [۷۲]:

- واحدهای گازی: حدود ۰.۸٪ توان نامی بر دقیقه
- واحدهای بخاری: ۰.۲-۴٪ توان نامی بر دقیقه
- واحدهای سوخت هسته‌ای: ۰.۱-۵٪ توان نامی بر دقیقه
- واحدهای آبی: ۰.۳۰٪ توان نامی بر دقیقه



شکل ۲۳.۳ مدل واحد تولیدی با محدودیت نرخ تولید و باند مرده [۷۲]

همان‌طور که مشاهده می‌شود واحدهای آبی و گازی سریع‌ترین واحدهای تولیدی هستند. ناحیه‌ی مرده‌ی گاورنر یکی دیگر از مسائل مهم در عملکرد سیستم می‌باشد. با تغییر سیگنال ورودی گاورنر، ممکن است گاورنر تا رسیدن سیگنال ورودی به حد معینی از خود واکنش نشان ندهد. باند مرده‌ی گاورنرها، از منظر پاسخ سیستم به اغتشاشات بسیار مهم می‌باشد. به حداکثر تغییرات فرکانسی که گاورنر هیچ واکنشی نسبت به آن نشان ندهد، طول ناحیه‌ی مرده می‌گویند. حداکثر طول باند مرده برای توربین‌های بخار بزرگ برابر است با ۰.۰۰۶٪. نتایج مطالعات نشان می‌دهد که مقدار باند مرده‌ی بزرگ قابلیت کنترل بار فرکانس را به شدت کاهش می‌دهد.

روش‌های متعددی تاکنون برای در نظر گرفتن محدودیت‌های نرخ تولید و ناحیه‌ی مرده در مدل کنترل بار فرکانس ارائه شده است. برای تحلیل و شبیه‌سازی پاسخ فرکانسی، دینامیک‌های غیرخطی مذکور را می‌توان با اضافه کردن یک بلوک ناحیه‌ی مرده و یک محدود کننده مدل نمود. شکل ۲۳.۳ چگونگی اضافه کردن این بلوک‌ها را نشان می‌دهد.

فصل چهارم

شبیه‌سازی و تحلیل نتایج

۴-۱ مقدمه

با توجه به این که میزان نفوذ انرژی بادی به صورت گسترده‌ای افزایش پیدا کرده است، بنابراین در نظر گرفتن منابع بادی در AGC به‌عنوان بار منفی دیگر کارایی لازم را نخواهد داشت. با توجه به این مسئله لازم است که در مدل AGC سیستم با دربرگرفتن منابع بادی به عنوان منابع قابل تنظیم و مشابه ژنراتورهای مرسوم به روز رسانی شود تا بتوانیم حداکثر استفاده را از منابع بادی ببریم. در این فصل ابتدا مقادیر پارامترهای استفاده شده در شبیه‌سازی این فصل آورده شده است، سپس مدل مزرعه بادی استفاده شده در این فصل را تشریح خواهیم کرد، سپس کنترل‌پذیری مزرعه‌ی بادی را بررسی می‌کنیم و با توجه به نتایج، به شبیه‌سازی سیستم AGC ای خواهیم پرداخت که در آن منابع بادی مانند سایر منابع تولید متداول در AGC مشارکت خواهد داشت.

۴-۲ مقادیر پارامترها

در جدول ۴-۱ مقادیر پارامترهایی که در شبیه‌سازی‌های این فصل استفاده شده است، آورده شده است که تعاریف این پارامترها در زیر آورده شده است:

Tg: ثابت زمانی گاورنر

k: گین انتگرال گیر

T12: استحکام خط ارتباطی

Tch: ثابت زمانی بخار خروجی

Tr: ثابت زمانی میرا کننده ضربه گیر

α : ضریب مشارکت AGC

B: بهره ی AGC

Tw: زمان شروع آب

R: میزان شیب افقی

Fhp: کسر توان توربین فشار بالا

M: شتاب زاویه ای ماشین

D: ضریب افقی بار

Trh: ثابت زمانی بازگرمایش

جدول ۱-۴ مقادیر پارامترهای شبیه سازی

$T_{g1}=0.2$	$T_r=5$	$T_w=1$	$F_{hp}=0.3$	$T_{rh}=8$
$T_{g2}=0.4$	$T_{ch}=0.25$	$B=25$	$M=0.05$	$D=1$
$k=-0.3$	$\alpha_1=0.5$	$\alpha_2=0.5$	$R_1=0.1$	$R_2=0.1$
$T_{12}=0.1$	$T_{21}=0.1$	$R_{11}=10$	$R_{12}=10$	$T_{g11}=0.2$
$T_{g12}=0.4$	$T_{r1}=5$	$T_{w1}=1$	$F_{hp1}=0.3$	$T_{rh1}=8$
$T_{ch1}=0.25$	$B_1=25$	$R_{11}=10$	$R_{12}=10$	$T_{g21}=0.1$
$T_{g22}=0.2$	$T_{r2}=10$	$T_{w2}=1.5$	$F_{hp2}=0.35$	$T_{rh2}=9$
$T_{ch2}=0.3$	$B_2=30$			

ضمناً در تمام شبیه سازی‌هایی که مزرعه‌ی بادی کنترل شده استفاده شده است، مقادیر ضرایب مشارکت (α) و شیب‌های افقی مزرعه‌ی بادی (R_w) به صورت متغیر است.

۳-۴ مدل مزرعه‌ی بادی

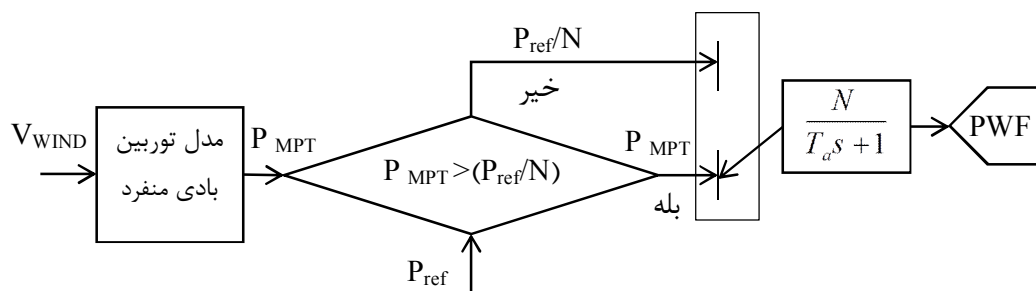
جدول ۲-۴ میزان MPPT توربین بادی در سرعت‌های باد مختلف

سرعت باد (m/s)	خروجی توان (kw)	سرعت باد (m/s)	خروجی توان (kw)
۱	۰	۱۱	۱.۰۷۳
۲	۰	۱۲	۱.۳۷۷
۳	۰	۱۳	۱.۵
۴	۰.۰۱۶	۱۴	۱.۵
۵	۰.۰۷۷	۱۵	۱.۵
۶	۰.۱۶۵	۱۶	۱.۵
۷	۰.۲۸۸	۱۷	۱.۵
۸	۰.۴۲۳	۱۸	۱.۵
۹	۰.۵۹۵	۱۹	۱.۵
۱۰	۰.۸۱۰	۲۰	۱.۵

برای مدل کردن مزرعه‌ی بادی در این فصل، از یک نوع مدل ساده و تجمیع شده استفاده می‌کنیم و فرض می‌کنیم که سرعت باد در کل مزرعه‌ی بادی یکسان و برابر با سرعت باد در مرکز آن می‌باشد. فرض بر این است که در حالتی که مزرعه بادی به عنوان بار منفی در AGC حضور دارند، توربین‌های بادی در حالت MPPT بهره‌برداری می‌شوند. در شبیه‌سازی‌های این فصل نوع خاصی از توربین

بادی در نظر گرفته شده و با توجه به منحنی MPPT آن در سرعت‌های باد مختلف، خروجی‌های آن استحصال شده است. جدول ۴-۲ میزان خروجی توربین بادی با توجه به سرعت‌های باد مختلف آورده شده است. برای سرعت‌های باد مختلف از روش درون‌یابی برای پیدا کردن حداکثر خروجی توان توربین بادی استفاده می‌شود.

در حالتی که مزرعه بادی به عنوان منبع قابل تنظیم در AGC مشارکت دارد، بسته به سرعت باد (V_{WIND}) مزرعه‌ی بادی در دو حالت کار می‌کند. حالت اول هنگامی اتفاق می‌افتد که توان مرجعی که توسط فرمان AGC برای مزرعه‌ی بادی صادر می‌شود (P_{ref})، کمتر از مجموع توان حالت MPPT توربین‌های بادی در نظر گرفته شده (P_{MPT}) برای مشارکت در AGC باشد. در این حالت توان توربین‌های بادی در نظر گرفته شده برای AGC تنظیم می‌شود تا به میزان مناسب برسد. حالت دوم هنگامی اتفاق می‌افتد که توان مرجعی که توسط فرمان AGC برای مزرعه‌ی بادی صادر می‌شود، بیشتر از مجموع توان حالت MPPT توربین‌های بادی در نظر گرفته شده برای مشارکت در AGC باشد. در این حالت توان توربین‌های بادی در حالت MPPT تنظیم می‌شود. مدل ساده مزرعه‌ی بادی برای استفاده در سیستم کنترل فرکانس شبکه در شکل ۴-۱ نشان داده شده است. در این شکل N نشان‌گر تعداد توربین بادی‌های مزرعه‌ی بادی می‌باشد.



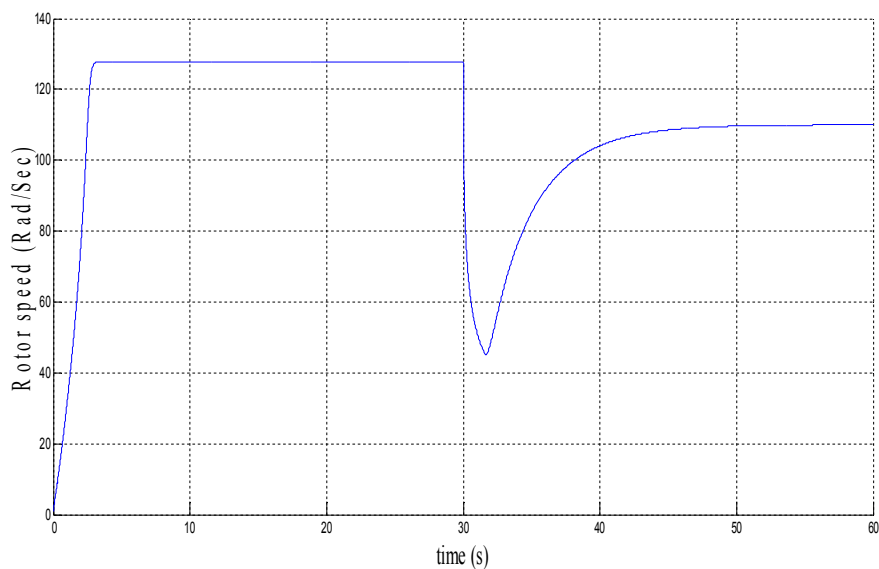
شکل ۴-۱: مدل ساده مزرعه‌ی بادی

۴-۴ نشان دادن کنترل پذیری DFIG برای مشارکت در AGC

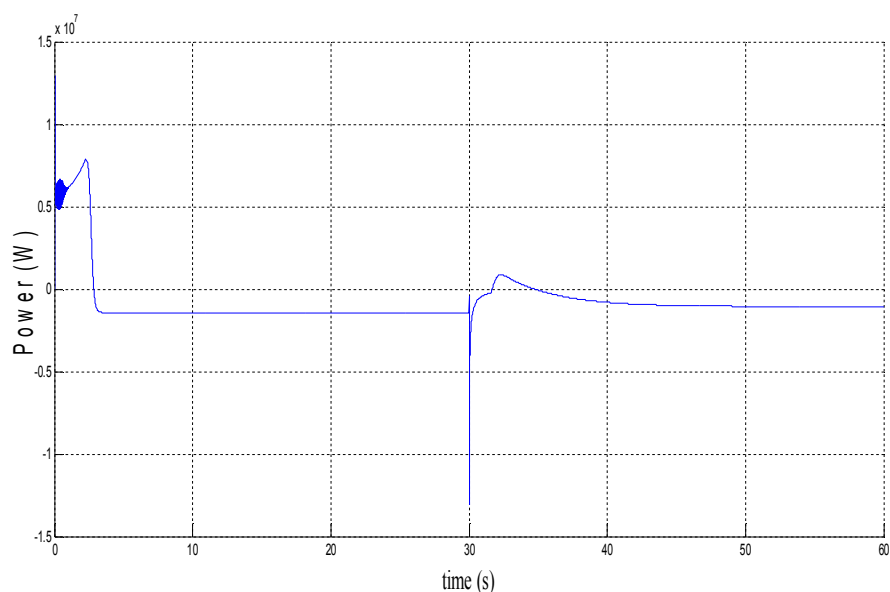
در بخش‌های بعدی همه شبیه‌سازی‌ها بر این پایه استوار خواهد بود که در بعضی حالات می‌توان به جای این که از DFIG در حالت MPPT استفاده کرد، در حالت تنظیم شده استفاده کرد. در این بخش شبیه‌سازی انجام شده که

نشان می‌دهد که DFIG قابلیت کنترل پذیری دارد و می‌توان توان‌های مختلف را از آن استحصال کرد. برای کنترل

پذیری DFIG در توربین‌های بادی، دو روش کنترل پره (PAC) و کنترل سرعت روتور (RSC) پیشنهاد شده است.



شکل ۲-۴ تغییر سرعت روتور در ثانیه‌ی ۳۰ برای تنظیم توان DFIG



شکل ۳-۴ توان تغییر یافته‌ی DFIG پس از تنظیم سرعت روتور در ثانیه ۳۰

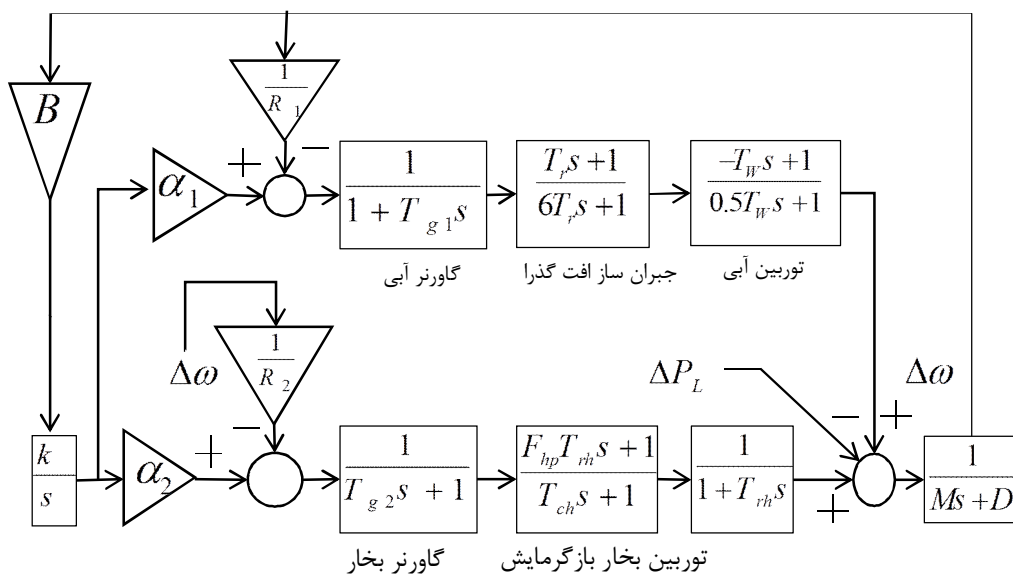
با توجه به استهلاک مکانیکی زیاد استفاده از روش PAC توصیه نمی‌شود و در این جا ما از روش RSC برای کنترل خروجی توان DFIG استفاده می‌کنیم. فرض می‌کنیم که سرعت باد ۱۲ متر بر ثانیه باشد و سرعت روتور در این سرعت باد ۱۲۶ رادیان بر ثانیه باشد. در شکل ۳-۴ نشان داده شده است که با کاهش سرعت روتور در ثانیه‌ی ۳۰ به مقدار ۱۱۰ رادیان بر ثانیه در همان سرعت باد ۱۲ متر بر ثانیه، مقدار توان خروجی DFIG کاهش پیدا کرده است.

۴-۵ روش‌های کنترلی در نظر گرفته شده برای مشارکت مزرعه‌ی بادی در AGC

با توجه به این که میزان توان خروجی مزرعه‌ی بادی با توجه به سرعت باد متغیر است و هم چنین با توجه به این که تغییرات بار نیز متغیر است، ضریب مشارکت مزرعه‌ی بادی را نیز با توجه به سرعت باد و میزان تغییرات بار متغیر در نظر می‌گیریم و سعی می‌کنیم که برای جبران تغییرات بار و برگرداندن فرکانس به مقدار اولیه ابتدا از ظرفیت ممکن مزارع بادی بهره ببریم و سپس از نیروگاه‌های مرسوم استفاده کنیم. میزان شیب افقی (R) واحدها نیز بر اساس تغییرات بار و تغییرات باد متغیر در نظر گرفته شده تا کارایی بهتری داشته باشد.

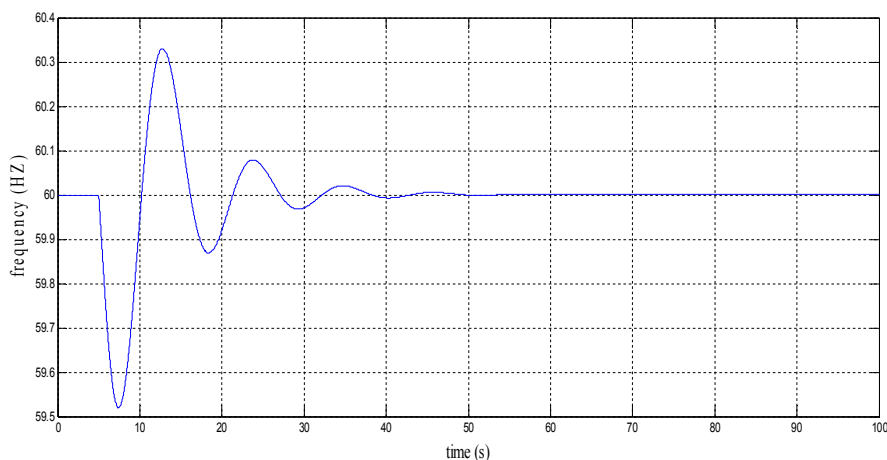
۴-۶ عملکرد سیستم AGC بدون حضور و مشارکت منابع بادی

در این بخش سیستم AGC ای را طراحی خواهیم کرد که شامل یک واحد بخار و یک واحد آبی باشد. این سیستم را در شکل ۴-۴ ملاحظه می‌نمایید.



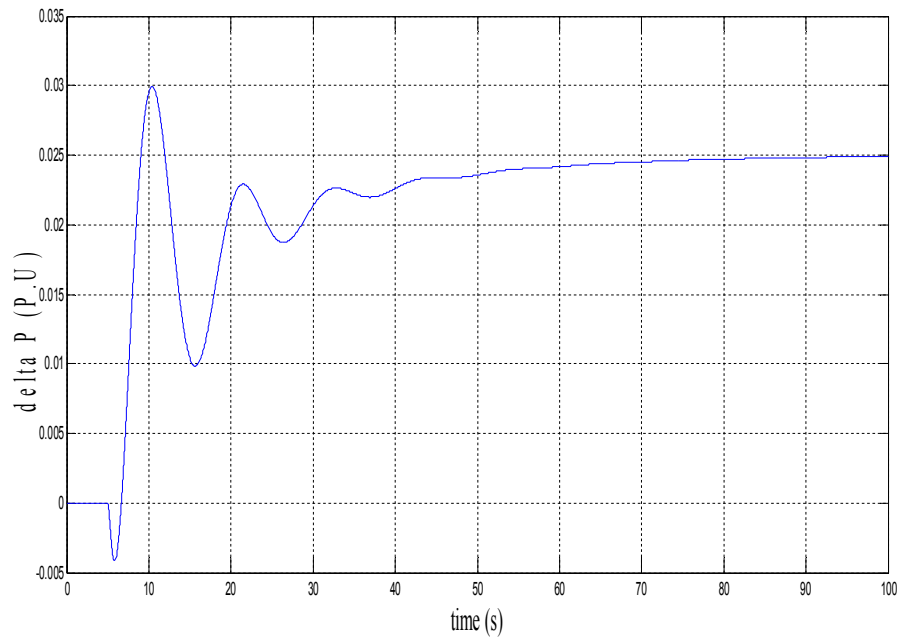
شکل ۴-۴ دیاگرام بلوکی سیستم AGC شامل واحدهای بخار و آبی

با تغییر ۰.۰۵ پریونیت در بار که ورودی سیستم می‌باشد، خروجی را که تغییر فرکانس می‌باشد به دست خواهیم آورد. شکل ۴-۵ فرکانس سیستم را در این شرایط نشان می‌دهد و در شکل‌های ۴-۶ و ۴-۷ به ترتیب نمودارهای تغییر توان واحدهای آبی و بخار نشان داده شده است.

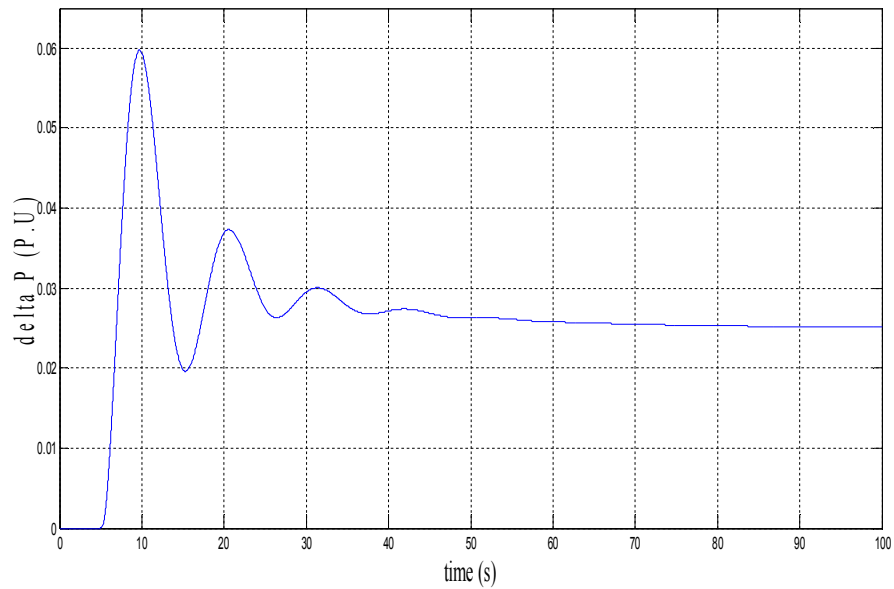


شکل ۴-۵ نمودار فرکانس سیستم بر حسب هرتز با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت

ملاحظه می‌شود که حدود ۵۰ ثانیه بعد از تغییر بار فرکانس سیستم بدون خطا به مقدار ۶۰ هرتز برگشته است و با توجه به میزان ضریب مشارکت نیروگاه‌های آبی و بخار که به صورت مساوی هستند، تغییرات بار به صورت مساوی بین این دو نیروگاه تقسیم شده است.



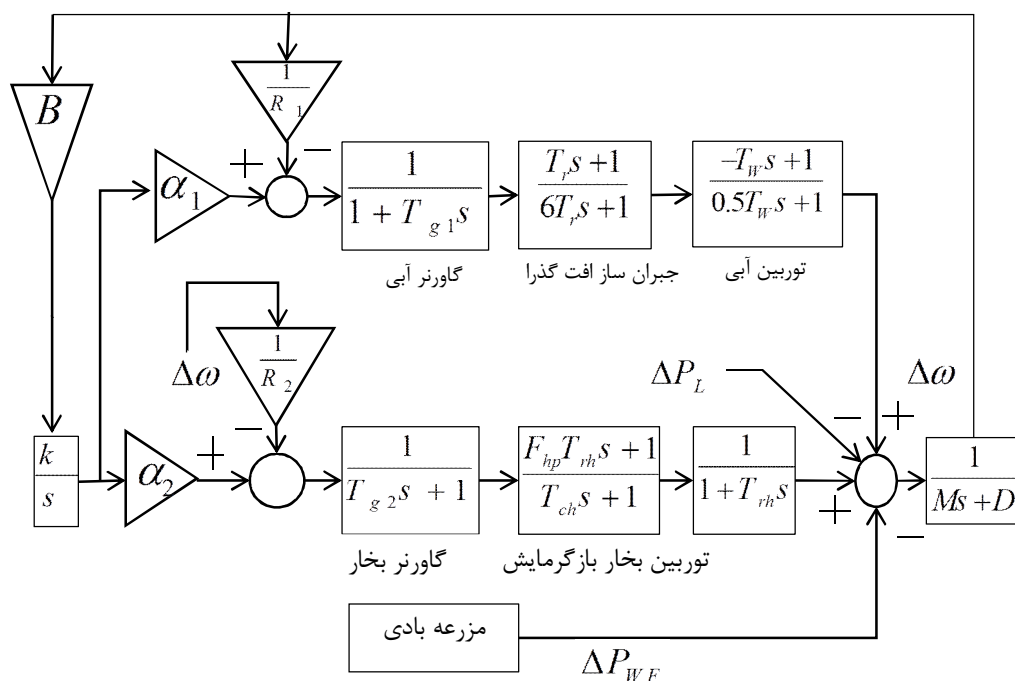
شکل ۴-۶ نمودار تغییر توان نیروگاه آبی بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت



شکل ۴-۷ نمودار تغییر توان نیروگاه بخار بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت

۷-۴ عملکرد سیستم AGC با در نظر گرفتن مزارع بادی به عنوان بار منفی

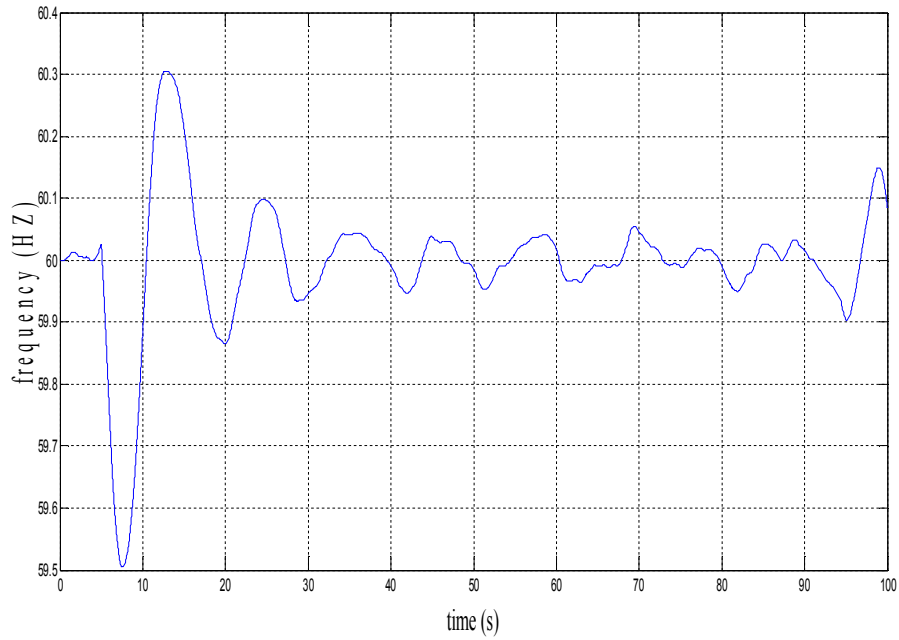
در این بخش سیستم AGC مشابه حالت قبل را در نظر می‌گیریم با این تفاوت که در این حالت مزرعه بادی نیز وجود دارد و این مزرعه بادی از دید AGC به‌عنوان بار منفی لحاظ می‌شود. شکل ۹-۴ فرکانس این سیستم را با اعمال تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پر یونیت در ثانیه‌ی ۵ نشان می‌دهد و همچنین شکل‌های ۱۰-۴ و ۱۱-۴ نیز به ترتیب نمودارهای تغییر توان نیروگاه‌های آبی و بخار را بر حسب پریونیت نشان می‌دهد. همچنین میزان توان خروجی مزرعه‌ی بادی نیز در شکل ۱۲-۴ نشان داده شده است.



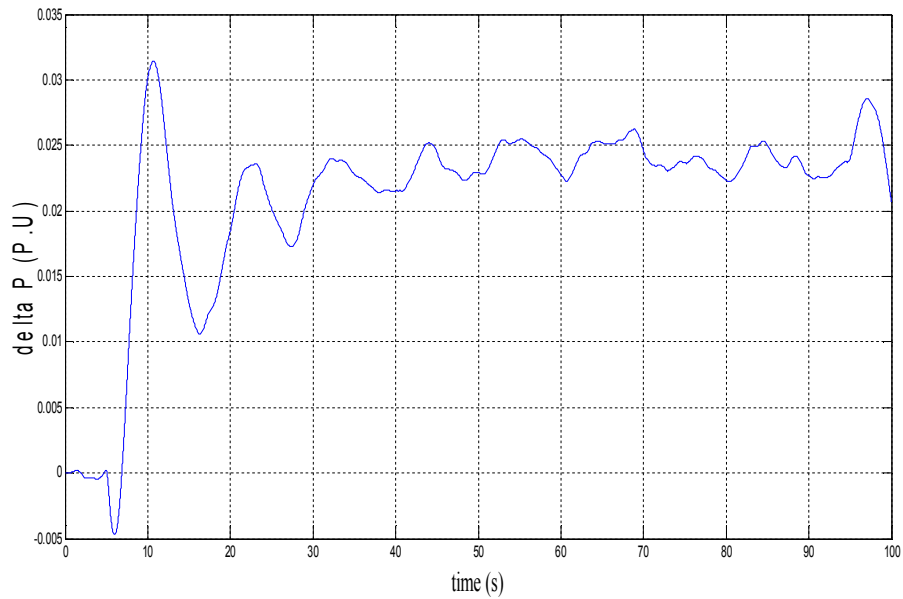
شکل ۸-۴ نمودار دیاگرام بلوکی سیستم بخش ۷-۴

با توجه به نمودارهای فرکانس این حالت ملاحظه می‌شود که به دلیل اختلاف بین سرعت باد پیش‌بینی‌شده و سرعت باد واقعی، حتی بدون وجود تغییر بار نیز انحراف فرکانس از میزان مرجع وجود دارد و با به وجود آمدن تغییر بار، انحراف فرکانس نیز شدت گرفته و از محدوده مجاز خارج می‌شود. این مشکل در صورتی که سهم منابع بادی در شبکه زیاد شود و درصد مشارکت مزارع بادی

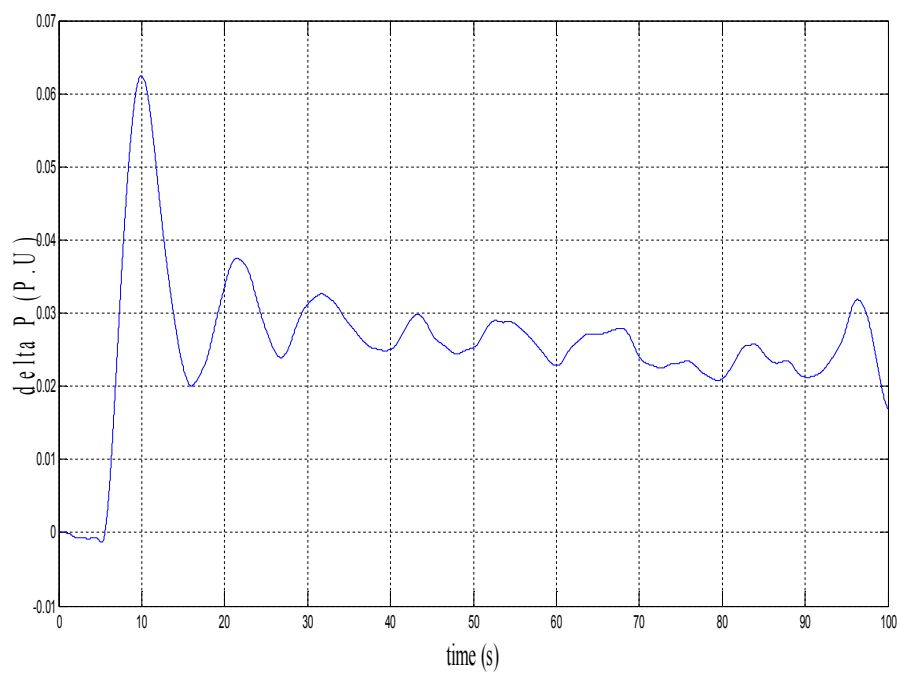
افزایش یابد، بیشتر بروز پیدا می‌کند. با توجه به این مسئله پر واضح است که دیگر این روش برای مدل کردن مزارع بادی در AGC مناسب به نظر نمی‌رسد.



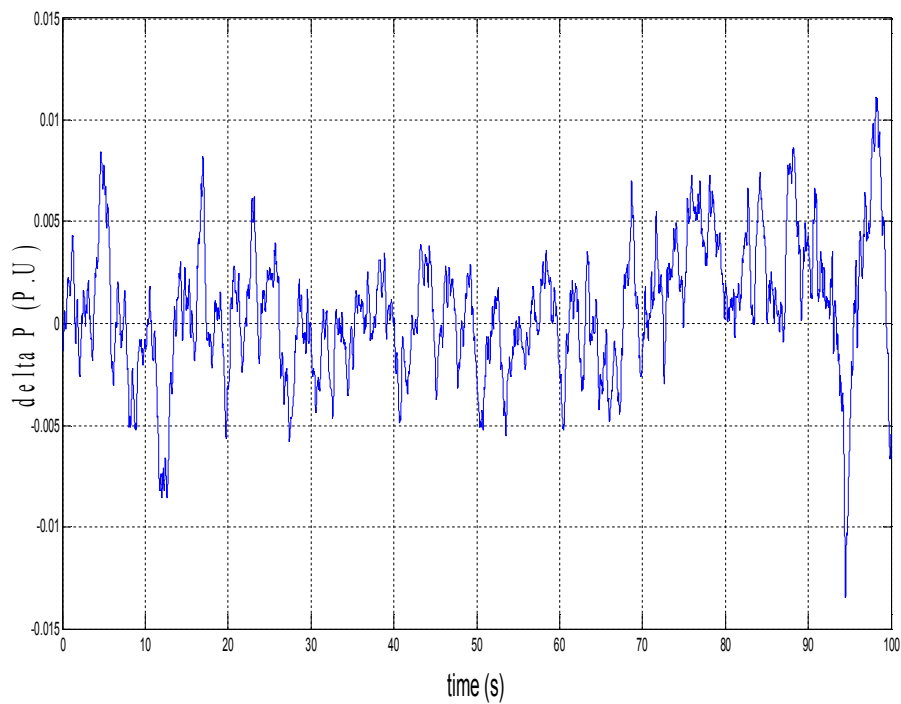
شکل ۹-۴ نمودار فرکانس سیستم بر حسب هرتز با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و حضور مزرعه‌ی بادی به عنوان بار منفی و در حالت MPPT



شکل ۱۰-۴ نمودار تغییر توان نیروگاه آبی بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با حضور مزرعه‌ی بادی به عنوان بار منفی و در حالت MPPT

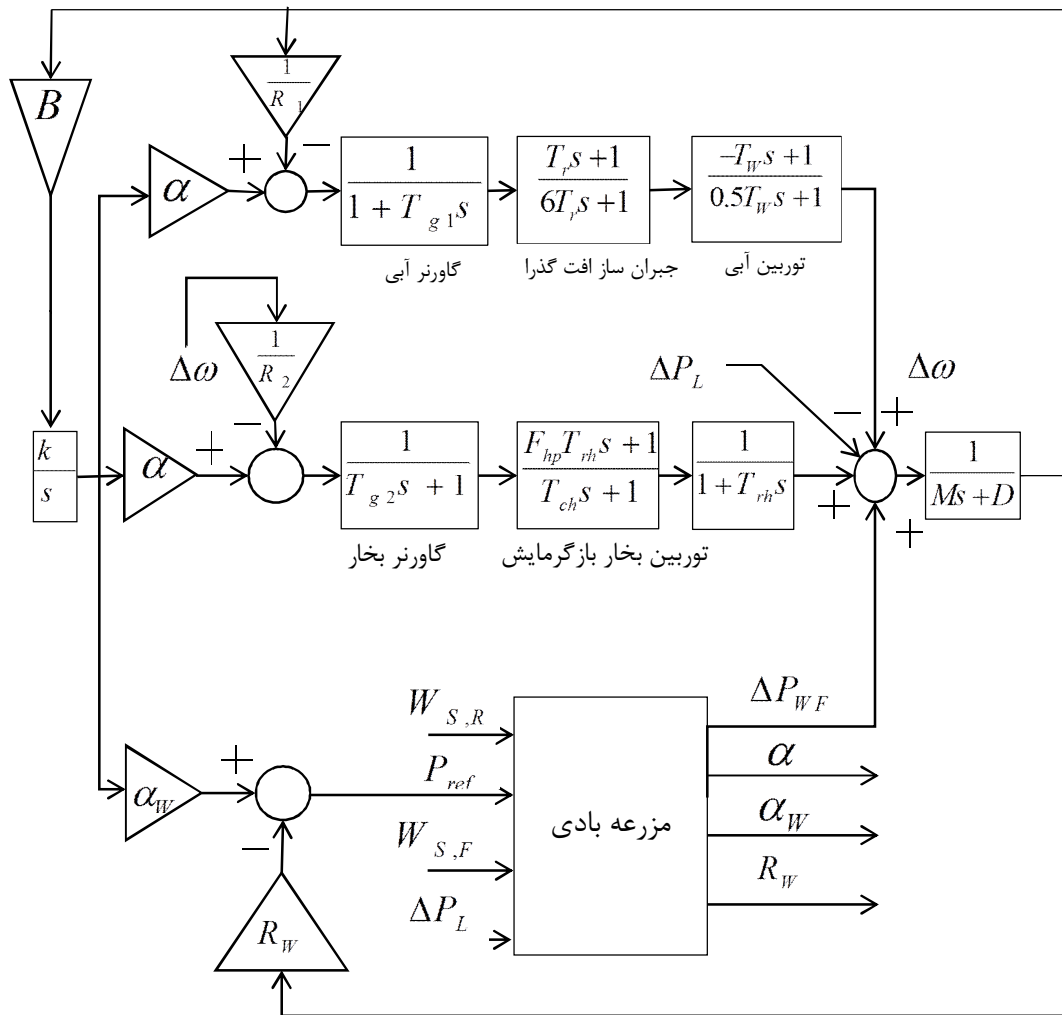


شکل ۴-۱۱ نمودار تغییر توان نیروگاه بخار بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با حضور مزرعه‌ی بادی به عنوان بار منفی و در حالت MPPT



شکل ۴-۱۲ نمودار اختلاف توان واقعی و پیش بینی شده‌ی مزرعه‌ی بادی مدل شده به عنوان بار منفی در AGC و در حالت MPPT

۴-۸ عملکرد سیستم AGC با مشارکت داشتن مزارع بادی در AGC

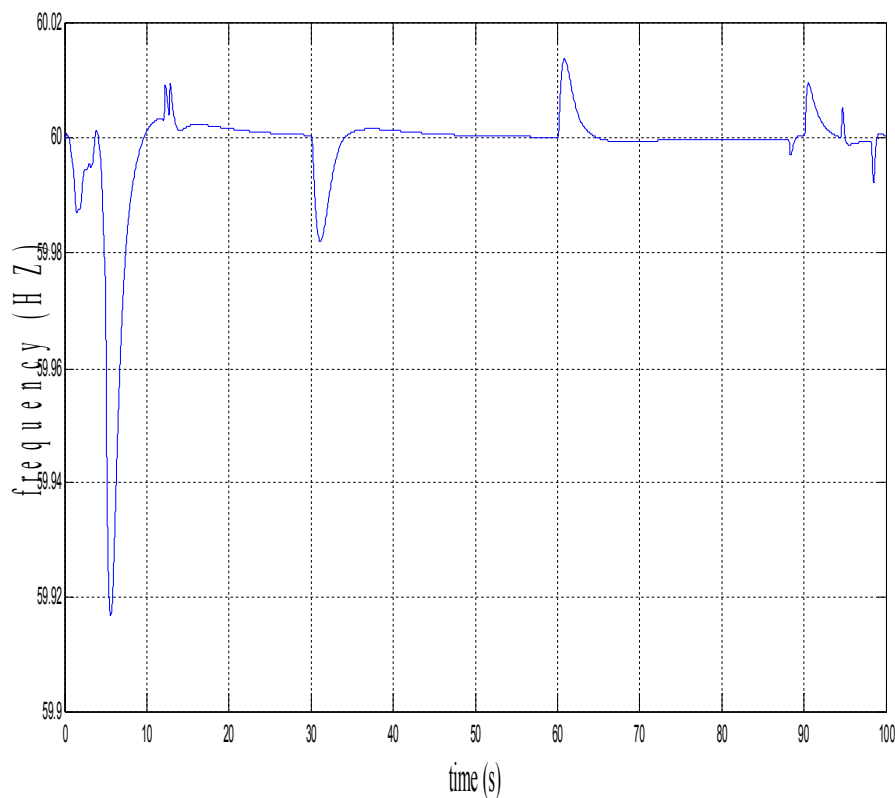


شکل ۴-۱۳ نمودار دیاگرام بلوکی سیستم بخش ۴-۸

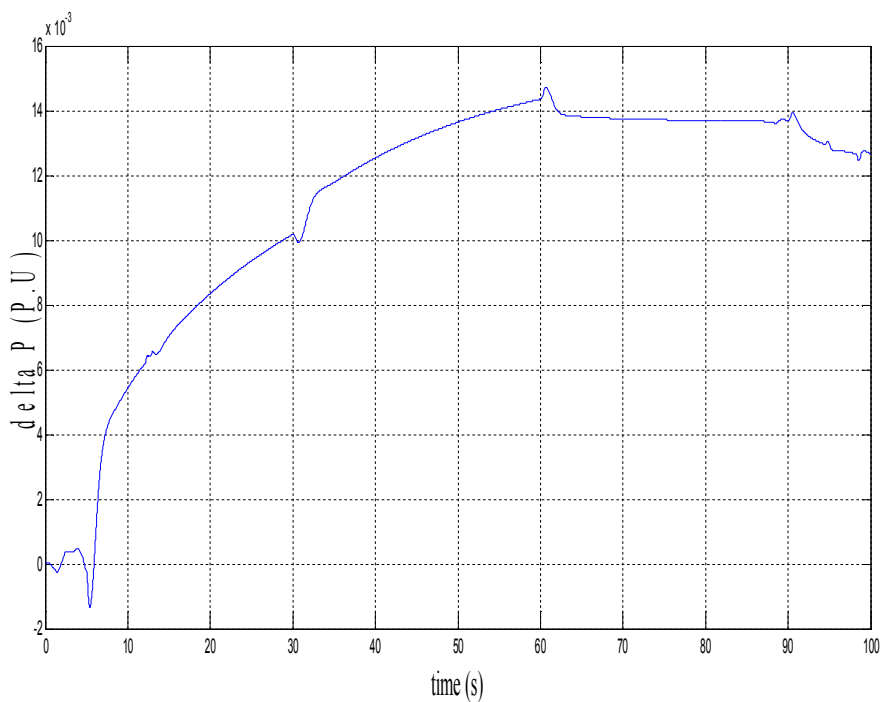
در این بخش با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت، خواهیم دید که مزرعه بادی که به عنوان توان قابل تنظیم به کار گرفته خواهد شد و در AGC مانند منابع دیگر مشارکت خواهد داشت، چگونه به بازگردانی فرکانس به مقدار اولیه کمک خواهد نمود. در شکل ۴-۱۳ دیاگرام بلوکی این حالت نشان داده شده است.

در شکل ۴-۱۴ نمودار فرکانس سیستم در این حالت نشان داده شده است و در شکل‌های ۴-۱۵، ۴-۱۶ و ۴-۱۷ به ترتیب نمودارهای خروجی واحد آبی، واحد بخار و مزرعه‌ی بادی در این حالت نشان داده شده است.

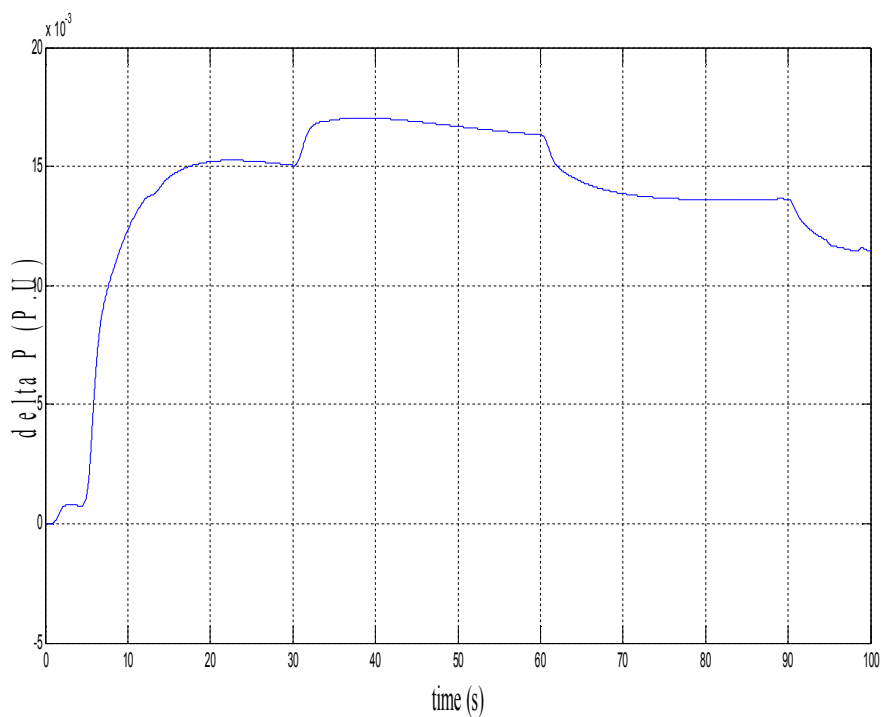
با توجه به نمودارهای مختلف این بخش ملاحظه می‌شود که روش پیشنهادی در برگرداندن فرکانس به مقدار مرجع بسیار خوب و با سرعت عمل خوبی عمل کرده و می‌توان از مزارع بادی با این روش در AGC و برای تنظیم فرکانس بهره برد. می‌توان گفت لازمه ادامه داشتن روند صعودی استفاده از مزارع بادی و سایر منابع تجدیدپذیر در تولید انرژی، مشارکت دادن این منابع در تنظیم فرکانس است. که روش ارائه شده در این بخش می‌تواند یکی از راهکارها برای این مسئله باشد.



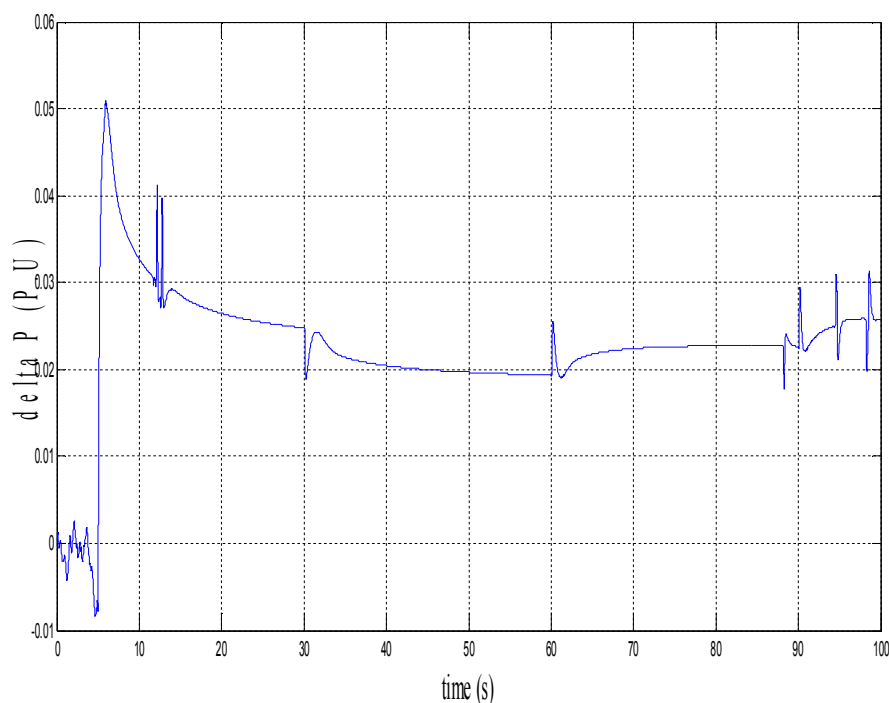
شکل ۴-۱۴ نمودار فرکانس سیستم بر حسب هرتز با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت توان مزرعه‌ی بادی در تنظیم فرکانس



شکل ۴-۱۵ نمودار تغییر توان نیروگاه آبی بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت مزرعه‌ی بادی در تنظیم فرکانس



شکل ۴-۱۶ نمودار تغییر توان نیروگاه بخار بر حسب پریونیت با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت مزرعه‌ی بادی در تنظیم فرکانس



شکل ۴-۱۷ نمودار اختلاف توان واقعی و مرجع مزرعه‌ی بادی مشارکت‌کننده در تنظیم فرکانس

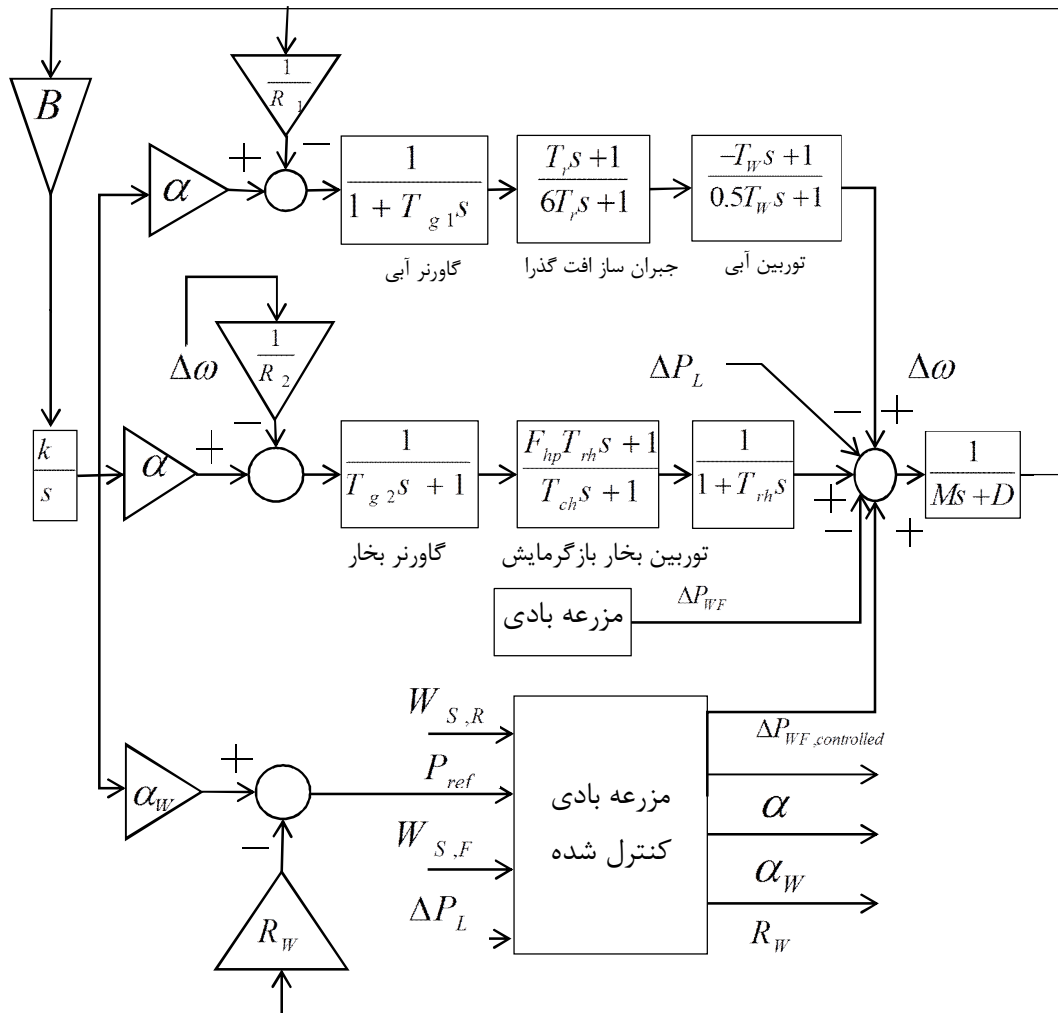
۴-۹ عملکرد سیستم AGC با مشارکت داشتن بعضی مزارع بادی در AGC و

حضور بعضی دیگر به عنوان بار منفی در AGC

در این بخش فرض می‌کنیم بعضی از مزارع بادی در حالت MPPT کار می‌کنند و بعضی دیگر را برای مشارکت در

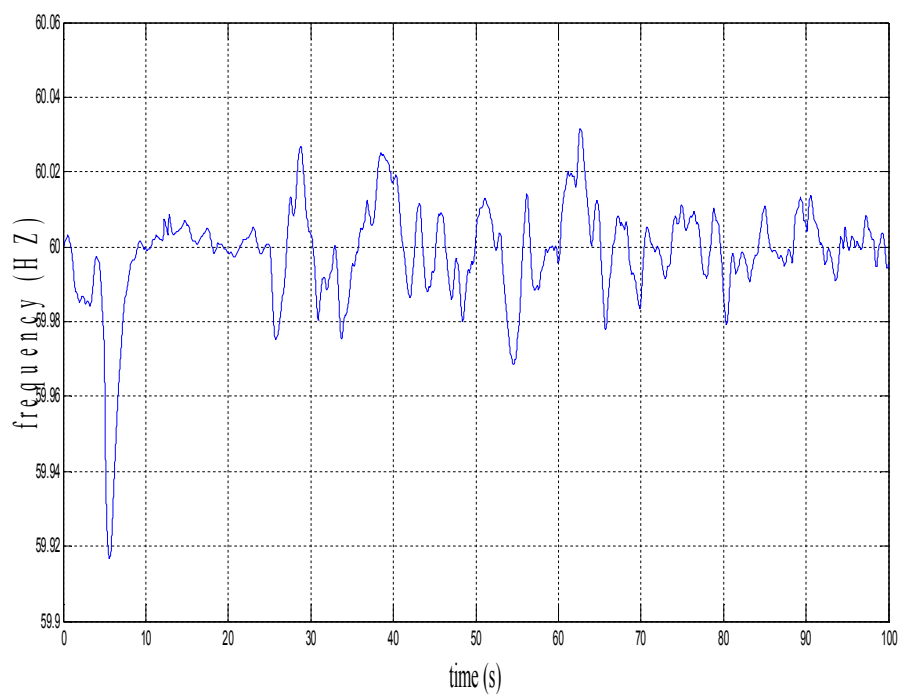
کنترل خودکار تولید (AGC) تنظیم کرده‌ایم و به بررسی نتایج می‌پردازیم. در شکل ۴-۱۸ دیاگرام بلوکی این حالت ترسیم شده است. در شکل ۴-۱۹ نمودار فرکانس در این حالت نشان داده شده است و نمودارهای تغییر توان واحدهای آبی، بخار و بادی مشارکت‌کننده در AGC به ترتیب در نمودارهای ۴-۲۰، ۴-۲۱ و ۴-۲۲ نشان داده شده است.

همچنین در نمودار ۴-۲۳ اختلاف توان خروجی واقعی و پیش‌بینی شده مزرعه بادی دیگری که در AGC به عنوان بار منفی لحاظ شده است، نشان داده شده است.

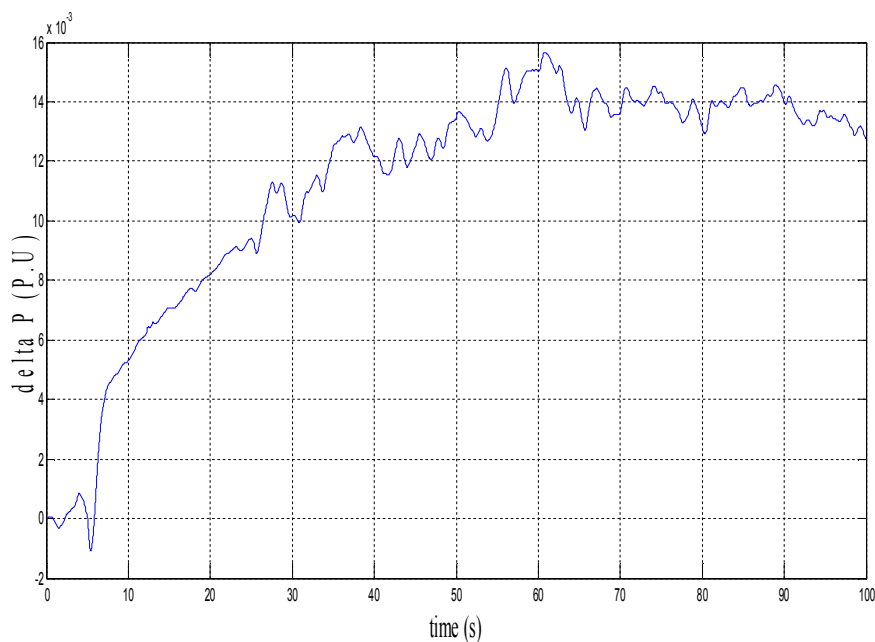


شکل ۴-۱۸ دیاگرام بلوکی سیستم بخش ۴-۹

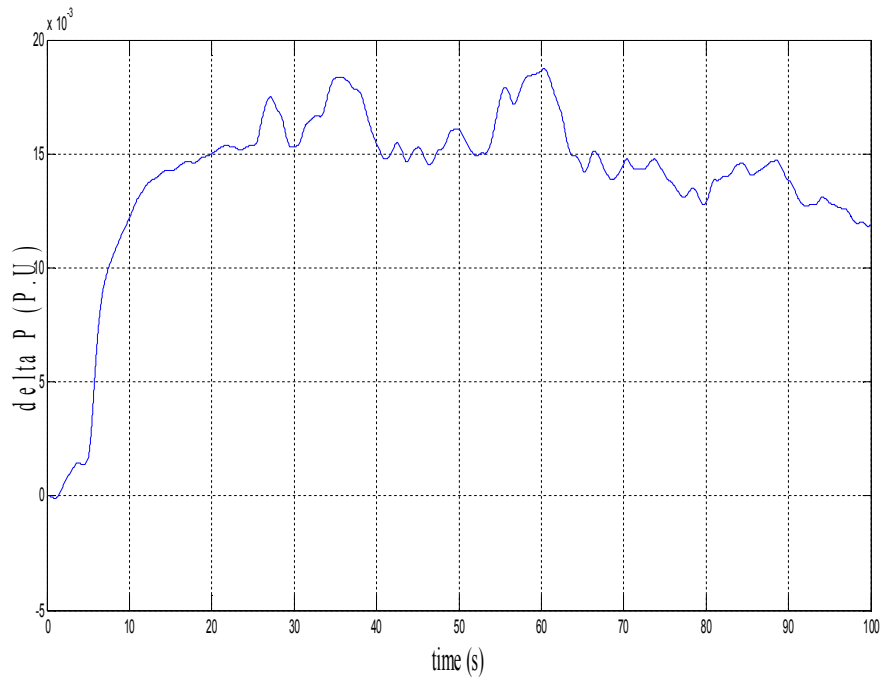
در بخش قبلی تمام مزارع بادی موجود در سیستم را به عنوان منابع قابل تنظیم در نظر گرفتیم و فرض کردیم که همه مزارع در نقطه تنظیم کار می‌کنند. اما همان طور که در سیستم متداول امروزی نیز از همه نیروگاه‌های موجود در AGC استفاده نمی‌کنیم، منطقی است که در مورد مزارع بادی هم همین روش را اتخاذ کنیم. با توجه به نمودارها مشخص است که انحراف فرکانس نسبت به بخش قبلی بیشتر است ولی در مقابل با این روش از بخش بیشتری از ظرفیت مزارع بادی بهره‌برداری شده است، زیرا مزارع بادی که به عنوان بار منفی لحاظ شده‌اند، در حالت MPPT قرار دارند و از حداکثر ظرفیتشان بهره‌برداری می‌شود.



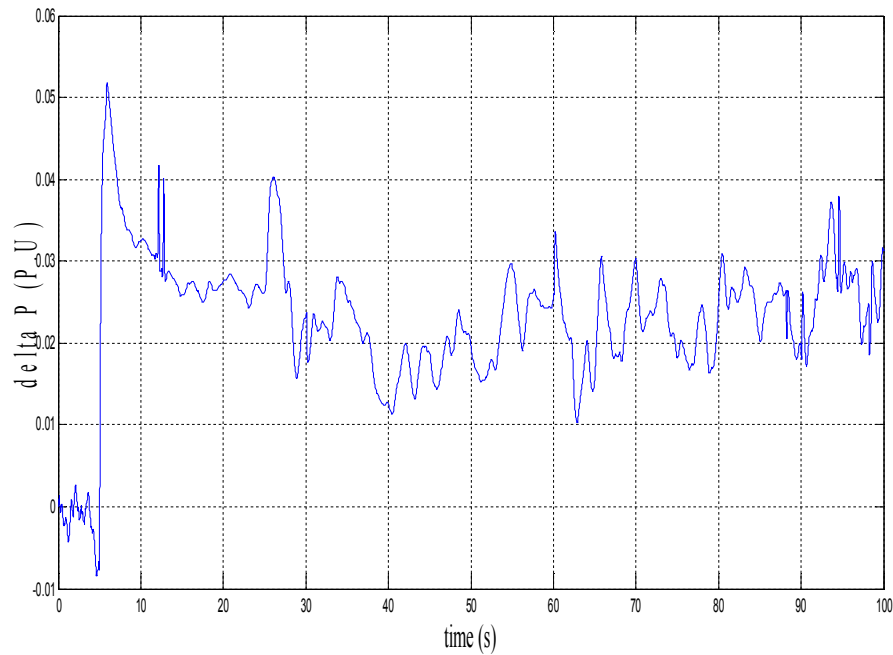
شکل ۴-۱۹ نمودار فرکانس سیستم بر حسب هرتز با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت توان بعضی مزارع بادی در تنظیم فرکانس و بعضی دیگر به عنوان بار منفی و در حالت MPPT



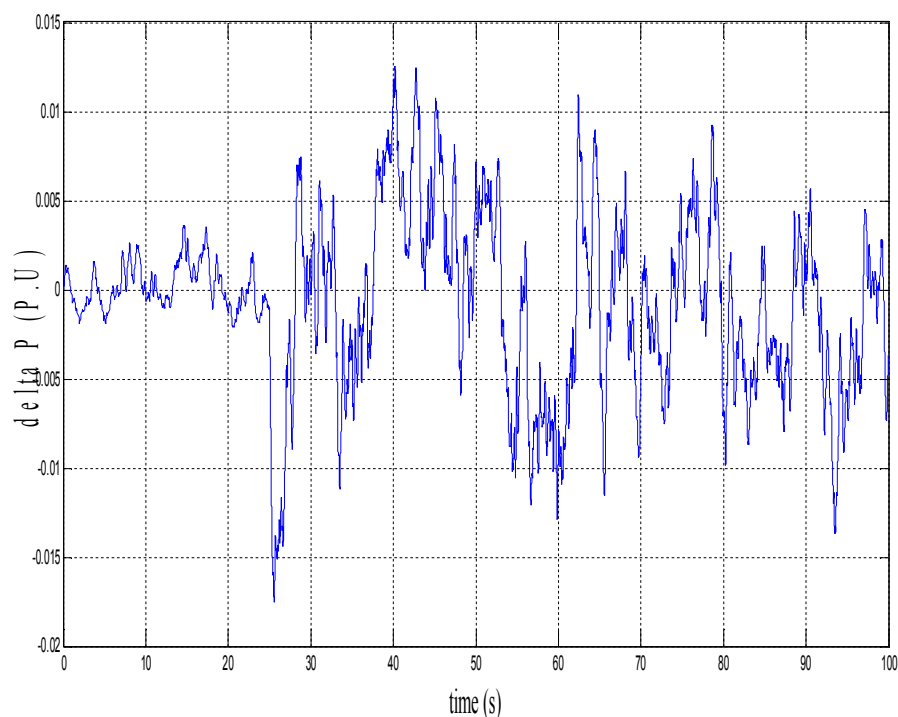
شکل ۴-۲۰ نمودار تغییر توان واحد آبی با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت توان بعضی مزارع بادی در تنظیم فرکانس و بعضی دیگر به عنوان بار منفی و در حالت MPPT



شکل ۴-۲۱ نمودار تغییر توان واحد بخار با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت توان بعضی مزارع بادی در تنظیم فرکانس و بعضی دیگر به عنوان بار منفی و در حالت MPPT



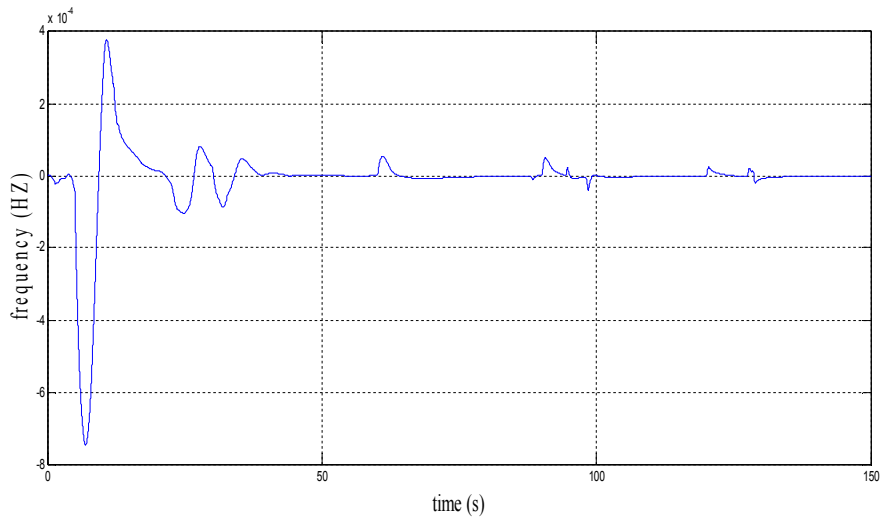
شکل ۴-۲۲ نمودار تغییر توان مزرعه‌ی بادی مشارکت کننده در AGC از حالت مرجع، با تغییر بار به میزان ۰.۰۵ پریونیت و با مشارکت توان بعضی مزارع بادی در تنظیم فرکانس و بعضی دیگر به عنوان بار منفی و در حالت MPPT



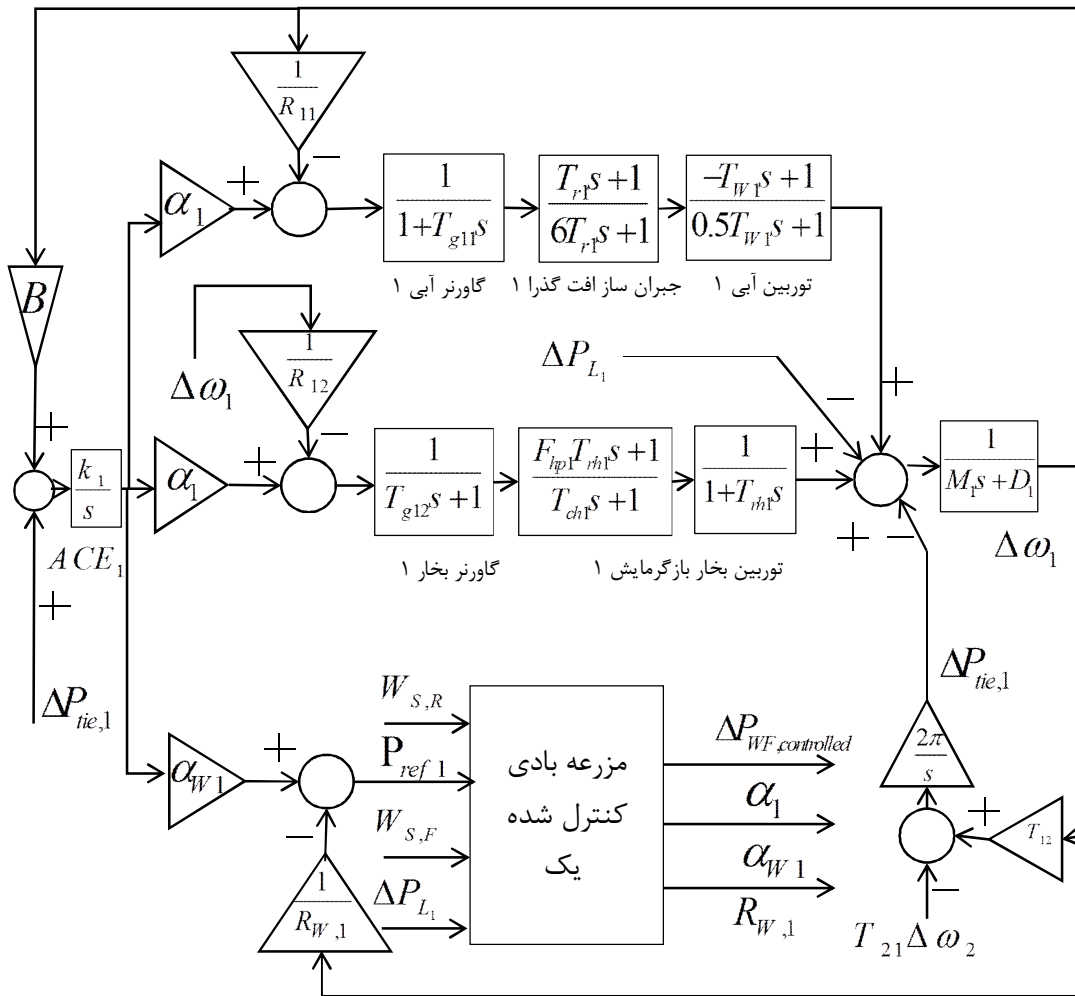
شکل ۴-۲۳ نمودار اختلاف توان واقعی (MPPT) و پیش بینی شده‌ی مزرعه‌ی بادی لحاظ شده به عنوان بار منفی در AGC

۴-۱۰ عملکرد سیستم AGC در سیستم دو ناحیه‌ای

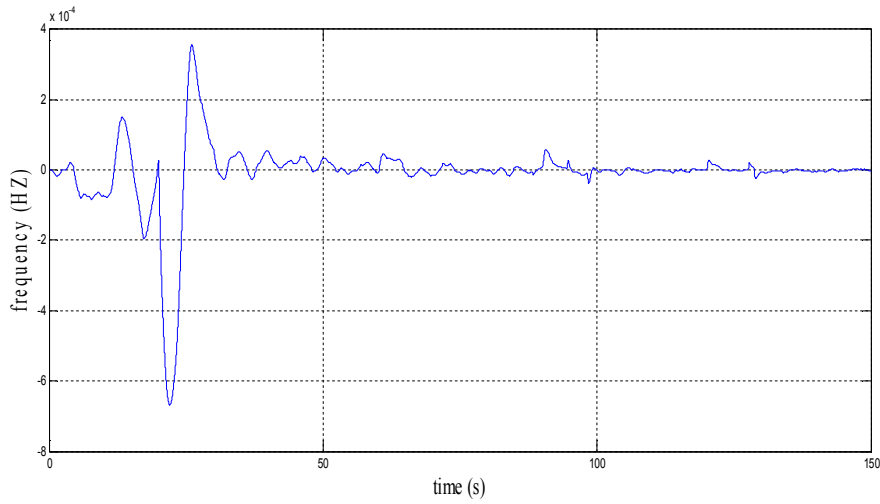
در این بخش عملکرد سیستم AGC دو ناحیه‌ای در حالتی بررسی می‌شود که در ناحیه‌ی ۱ مزارع بادی تنها در AGC مشارکت می‌کنند و در حالت تنظیم شده قرار دارند. در ناحیه‌ی ۲ نیز بعضی مزارع در حالت تنظیم شده قرار دارند و در AGC مشارکت دارند و بعضی مزارع دیگر به عنوان بار منفی در AGC حضور دارند. با تغییر بار در هر دو ناحیه به میزان ۰.۰۵ پریونیت، نمودارهای این سیستم در شکل‌های ۴-۲۵ و ۴-۲۷ نشان داده شده است. نمودارهای فرکانس هر یک از این نواحی نیز در نمودارهای ۴-۲۴ و ۴-۲۶ نشان داده شده است.



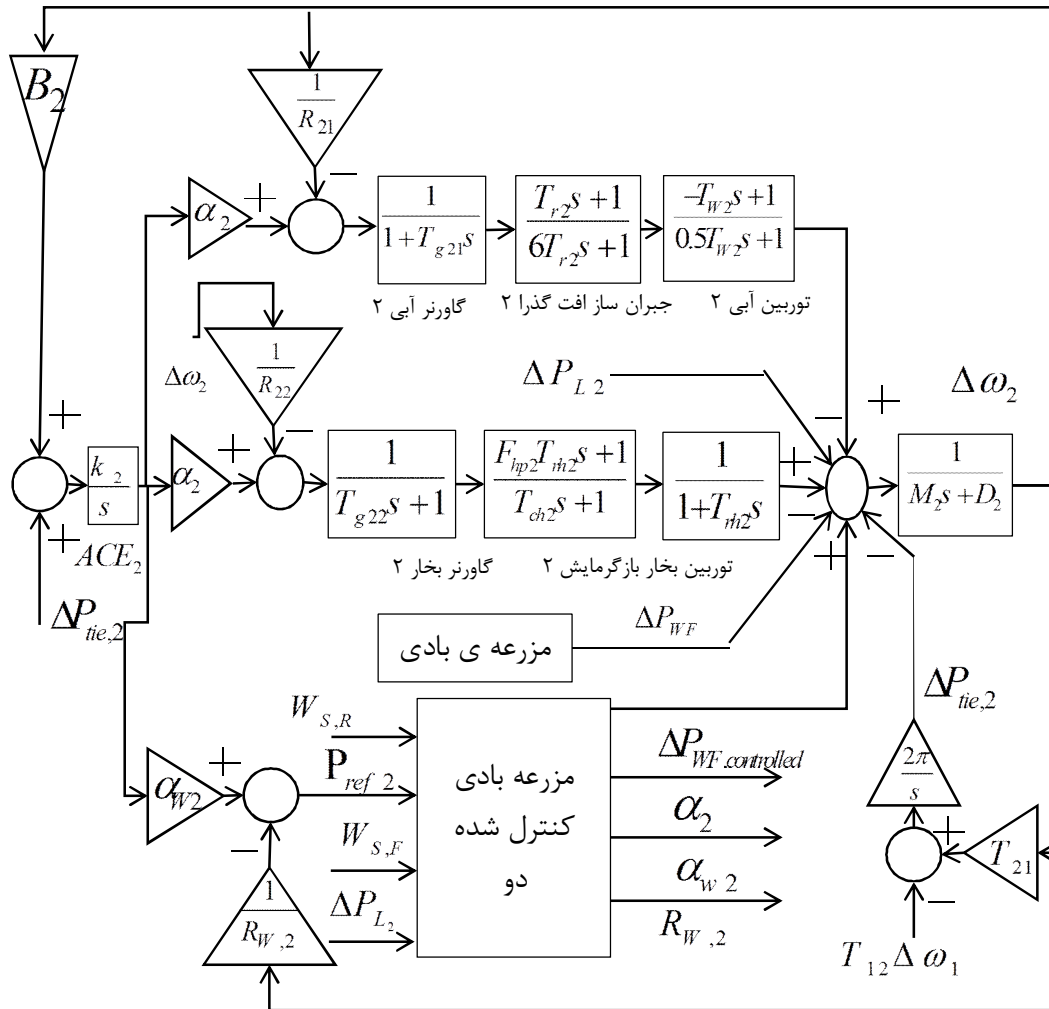
شکل ۴-۲۴ نمودار فرکانس ناحیه ۱ در سیستم دو ناحیه‌ای



شکل ۴-۲۵ ناحیه یک سیستم بخش ۴-۱۰



شکل ۴-۲۶ فرکانس ناحیه ۲ در سیستم دو ناحیه‌ای



شکل ۴-۲۷ دیاگرام بلوکی ناحیه ۲ سیستم بخش ۴-۱۰

با توجه به این که در ناحیه یک تمام مزارع بادی در حالت تنظیم شده قرار دارند و در نقطه‌ی تنظیم کار می‌کنند، ملاحظه می‌شود که فرکانس ناحیه‌ی یک بسیار مشخصه‌ی مطلوبی دارد و با رخدادهای مختلف از قبیل تغییر سرعت باد و تغییر بار، فرکانس به صورت مطلوبی به حالت مرجع برگردانده می‌شود، اما در این حالت عملکرد از حداکثر ظرفیت مزارع بادی استفاده نشده است. اما در ناحیه‌ی دو شرایط کاملاً وارونه است. در ناحیه ۲ کیفیت فرکانس به اندازه ناحیه یک مطلوب نیست ولی مزارع بادی بیشتری در حالت MPPT قرار دارند و از میزان ظرفیت بیشتری از منابع بادی برای تأمین توان شبکه استفاده شده است. با توجه به این توضیحات با توجه به شرایط موجود در شبکه باید موازنه‌ای بین این دو حالت برقرار کرد و با ننگه داشتن فرکانس شبکه در محدوده‌ی مجاز، تا حد ممکن از ظرفیت بیشتری از مزارع بادی نیز برای تأمین توان شبکه بهره برد.

فصل پنجم

نتیجه‌گیری و پیشنهادات

۵-۱ نتیجه‌گیری

در فصل قبل کنترل‌پذیری DFIG و بنابراین مزارع بادی نشان داده شد و بر مبنای آن مدل ساده‌ای برای مزرعه‌ی بادی کنترل‌شده به دست آمد که مبنای شبیه‌سازی های این پایان‌نامه بود. همچنین LFC با در نظر گرفتن شرایط مختلف در حالات مختلف بررسی شد. ابتدا یک سیستم AGC معمولی طراحی شد که از طریق واحدهای بخار و آبی، تغییر بار ایجاد شده در سیستم جبران می‌شد که در این حالت در مدت زمان اندکی فرکانس به مقدار نامی خود برگردانده می‌شد. سپس با لحاظ کردن اثر منابع بادی به عنوان بار منفی در AGC شرایط بررسی گردید. با توجه به نمودار فرکانس این حالت ملاحظه گردید که فرکانس در بازه‌ای حول مقدار نامی نوسان می‌کند که البته گاهی نیز فرکانس از بازه مجاز خارج می‌شود. البته اگر مزارع بادی زیاد شده و بخش بیشتری از شبکه را به خود اختصاص دهد مطمئناً در نظر گرفتن مزارع بادی در AGC به عنوان بار منفی کارایی نخواهد داشت. در مرحله‌ی بعد شرایط AGC به گونه‌ای در نظر گرفته شد که تمام مزارع بادی تنها به عنوان منابع مشارکت‌کننده در AGC باشند. در این حالت مشاهده شد که با شرایطی که برای ضرایب مشارکت و ضرایب افتی واحدهای مشارکت‌کننده در تنظیم فرکانس در نظر گرفته شده، فرکانس در سرعت‌های باد ثابت به خوبی در مقدار نامی قرار می‌گیرد و با تغییر سرعت باد نیز تغییرات فرکانس از بازه‌ی مجاز خارج نمی‌شود و بعد از گذشت زمان کمی، فرکانس به مقدار نامی برگردانده می‌شود که با توجه به نوسان کم با وجود منابع بادی متغیر، برای رسیدن به هدف تنظیم فرکانس بسیار مطلوب است. اما اشکالی که وارد است این است که با این روش تنها بخشی از ظرفیت منابع بادی مورد استفاده قرار می‌گیرد، زیرا DFIG ها در حالت MPPT مورد استفاده قرار نگرفته‌اند. طرح دیگری که برای بر طرف کردن بخشی از این مشکل روش ارائه شده در این پایان‌نامه آورده شده است این بود که از بخشی از مزارع بادی به عنوان منابع قابل تنظیم جهت مشارکت در AGC استفاده شود و بخش دیگر مزارع در حالت MPPT بهره‌برداری شود. با این روش هم از ظرفیت بیشتری از مزارع بادی برای تأمین توان

شبکه بهره برده می‌شود و هم این قابلیت وجود خواهد داشت که اگر بخش زیادی از منابع تولید به منابع بادی اختصاص بیابد، بتوان از برخی از مزارع بادی موجود در شبکه یا بخشی از توربین‌های بادی هر مزرعه‌ی بادی دلخواه، به عنوان منابع قابل تنظیم مانند سایر منابع متداول برای تنظیم فرکانس شبکه استفاده کرد.

۲-۵ پیشنهادات

در این پایان‌نامه از روش‌های استنتاجی و مقایسه‌ای، پارامترهای مختلف کنترلی از قبیل ضریب مشارکت (α) واحدها و میزان شیب افقی (R) به دست آورده شده است. پیشنهاد می‌شود که در کارهای بعدی از روش‌های کنترلی هوشمند از قبیل روش فازی و عصبی برای یافتن میزان مناسب پارامترهای سیستم AGC بهره برده شود. همچنین در این پایان‌نامه تأثیر انواع بارهای مختلف در تنظیم فرکانس مورد نظر قرار نگرفته است که پیشنهاد می‌شود این موضوع نیز در کارهای آینده بررسی شود. همچنین در این پایان‌نامه به روش کنترل کردن توربین‌های بادی پرداخته نشده است که برای دقت بیشتر بهتر است در کارهای آینده به آن پرداخته شود.

مراجع

- [1] H. Bevrani, *Robust power system frequency control*, vol. 85. Springer, 2009.
- [2] H. Bevrani, a. Ghosh, and G. Ledwich, “Renewable energy sources and frequency regulation: survey and new perspectives,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 4, no. 5, p. 438, 2010.
- [3] L. Y. Pao and K. E. Johnson, “Control of wind turbines,” *Control Syst. IEEE*, vol. 31, no. 2, pp. 44–62, 2011.
- [4] J. E. Van Ness, “Root loci of load frequency control systems,” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 82, no. 5, pp. 712–726, 1963.
- [5] N. Cohn, “Considerations in the regulation of interconnected areas,” *Power Appar. Syst. IEEE Trans.*, no. 12, pp. 1527–1538, 1967.
- [6] N. Cohn, “Some Aspects of Tie-Line Bias Control on Interconnected Power Systems [includes discussion],” *Power Appar. Syst. Part III. Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 75, no. 3, 1956.
- [7] L. K. Kirchmayer and N. L. MEYRICK, *Economic control of interconnected systems*. Wiley New York, NY, 1959.
- [8] C. Concordia and L. K. Kirchmayer, “Tie-Line Power and Frequency Control of Electric Power Systems [includes discussion],” *Power Appar. Syst. Part III. Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 72, no. 2, 1953.
- [9] G. Quazza, “Noninteracting controls of interconnected electric power systems,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 7, no. PAS-85, pp. 727–741, 1966.
- [10] R. P. Aggarwal and F. R. Bergseth, “Large Signal Dynamics of Load-Frequency Control Systems and Their Optimization Using Nonlinear Programming: I,” *Power Appar. Syst. IEEE Trans.*, no. 2, pp. 527–532, 1968.
- [11] O. Elgerd and C. Fosha, “Optimum megawatt-frequency control of multiarea electric energy systems,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 4, no. PAS-89,

- pp. 556–563, 1970.
- [12] H. G. Kwatny, K. C. Kalnitsky, and A. Bhatt, “An optimal tracking approach to load-frequency control,” *Power Appar. Syst. IEEE Trans.*, vol. 94, no. 5, pp. 1635–1643, 1975.
- [13] IEEE Technical Committee, “Standard definitions of terms for automatic generation control on electric power systems,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 89, no. Standard definitions of terms for automatic generation control on electric power systems, 1970.
- [14] F. P. DEMELLO, R. J. Koessler, J. Agee, P. M. Anderson, J. H. Doudna, J. H. Fish, P. A. L. Hamm, P. Kundur, D. C. Lee, and G. J. Rogers, “Hydraulic-turbine and turbine control-models for system dynamic studies,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 1, pp. 167–179, 1992.
- [15] I. Report, “Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies,” *Power Appar. Syst. IEEE Trans.*, no. 6, pp. 1904–1915, 1973.
- [16] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*, vol. 7. McGraw-hill New York, 1994.
- [17] A. M. Stankovic, G. Admor, and T. Sakharuk, “On robust control analysis and design for load frequency regulation,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 13, no. 2, pp. 449–455, 1998.
- [18] R. K. Green, “Transformed automatic generation control,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 11, no. 4, pp. 1799–1804, 1996.
- [19] N. Jaleeli, L. S. VanSlyck, D. N. Ewart, L. H. Fink, and A. G. Hoffmann, “Understanding automatic generation control,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 7, no. 3, pp. 1106–1122, 1992.
- [20] J. Morren, *Grid support by power electronic converters of Distributed Generation units*. 2006.
- [21] J. M. Mauricio, A. Marano, A. Gómez-Expósito, and J. L. Martinez Ramos, “Frequency regulation contribution through variable-speed wind energy conversion systems,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 24, no. 1, pp. 173–180, 2009.

- [22] S. Wachtel and A. Beekmann, "Contribution of wind energy converters with inertia emulation to frequency control and frequency stability in power systems," in *8th Int. Workshop on Large Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Offshore Wind Farms, Bremen, Germany*, 2009.
- [23] J. B. Ekanayake, N. Jenkins, and G. Strbac, "Frequency response from wind turbines," *Wind Eng.*, vol. 32, no. 6, pp. 573–586, 2008.
- [24] J. Nanda, S. Mishra, P. G. Mishra, and K. V Sajith, "A novel classical controller for automatic generation control in thermal and hydrothermal systems," in *Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on*, 2010, pp. 1–6.
- [25] Y. Sun, Z. Zhang, G. Li, and J. Lin, "Review on frequency control of power systems with wind power penetration," *Power Syst. Technol.* (...), pp. 1–8, 2010.
- [26] G. Lalor, J. Ritchie, S. Rourke, D. Flynn, and M. J. O'Malley, "Dynamic frequency control with increasing wind generation," in *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, 2004, pp. 1715–1720.
- [27] G. Lalor, A. Mullane, and M. O'Malley, "Frequency control and wind turbine technologies," *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 20, no. 4, pp. 1905–1913, 2005.
- [28] R. Doherty, A. Mullane, G. Nolan, D. J. Burke, A. Bryson, and M. O'Malley, "An assessment of the impact of wind generation on system frequency control," *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 25, no. 1, pp. 452–460, 2010.
- [29] J. Morren, S. W. H. De Haan, W. L. Kling, and J. A. Ferreira, "Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control," *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 21, no. 1, pp. 433–434, 2006.
- [30] H. Bevrani, F. Daneshfar, and R. P. Daneshmand, "Intelligent power system frequency regulations concerning the integration of wind power units," in *Wind Power Systems*, Springer, 2010, pp. 407–437.
- [31] G. Hou, X. Zheng, P. Jiang, and J. Zhang, "Study of modeling and intelligent control on AGC system with wind power," in *Control and Decision Conference (2014 CCDC), The 26th Chinese*, 2014, pp. 4775–4780.

- [32] R. I. Sheikh, S. M. Muyeen, R. Takahashi, T. Murata, and J. Tamura, "Application of self-tuning FPIC to AGC for load frequency control in multi-area power system," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, 2009, pp. 1–7.
- [33] H. Bevrani, S. Member, and P. R. Daneshmand, "Fuzzy logic-based load-frequency control concerning high penetration of wind turbines," *Syst. Journal, IEEE*, vol. 6, no. 1, pp. 173–180, 2012.
- [34] C. S. Rao, S. S. Nagaraju, and P. S. Raju, "Automatic generation control of TCPS based hydrothermal system under open market scenario: A fuzzy logic approach," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 31, no. 7, pp. 315–322, 2009.
- [35] P. Subbaraj and K. Manickavasagam, "Automatic generation control of multi-area power system using fuzzy logic controller," *Eur. Trans. Electr. Power*, vol. 18, no. 3, pp. 266–280, 2008.
- [36] E. Rakhshani, A. Luna, J. Sadeh, and P. Rodriguez, "PSO based optimal output feedback controller for two-area LFC system," in *Control & Automation (MED), 2012 20th Mediterranean Conference on*, 2012, pp. 1284–1289.
- [37] A. M. Jadhav, E. T. Toppo, and K. Vadirajacharya, "Load frequency control based on Particle Swarm Optimization in a single area hydro power system under various heads," in *IEEE-International Conference On Advances In Engineering, Science And Management (ICAESM-2012)*, 2012.
- [38] S. K. Gautam and N. Goyal, "Improved particle swarm optimization based load frequency control in a single area power system," in *India Conference (INDICON), 2010 Annual IEEE*, 2010, pp. 1–4.
- [39] A. H. Mazinan and M. F. Kazemi, "An efficient solution to load-frequency control using fuzzy-based predictive scheme in a two-area interconnected power system," in *Computer and Automation Engineering (ICCAE), 2010 The 2nd International Conference on*, 2010, vol. 1, pp. 289–293.
- [40] S. Bhongade and S. Member, "Automatic Generation Control Scheme based Wind Power Generating system."
- [41] A. A. Thatte, F. Zhang, and L. Xie, "Coordination of wind farms and flywheels

- for energy balancing and frequency regulation,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011, pp. 1–7.
- [42] M. R. I. Sheikh and N. Mondol, “Application of self-tuning FPIC to AGC for Load Frequency Control in wind farm interconnected large power system,” in *Informatics, Electronics & Vision (ICIEV), 2012 International Conference on*, 2012, pp. 812–816.
- [43] M. P. Antonishen, H. Y. Han, T. K. A. Brekken, V. Jouanne, A. Yokochi, D. A. Halamay, S. Member, J. Song, D. B. Naviaux, J. D. Davidson, and A. Bistrika, “A methodology to enable wind farm participation in automatic generation control using energy storage devices,” *Power Energy ...*, pp. 1–7, 2012.
- [44] Z. Xing, Y. Chen, Z. Chen, X. Li, L. Liang, and Z. Chen, “A Control Strategy of Active Power Intelligent Control System for Large Cluster of Wind Farms Part One Coordination Control for Wind Farms [J],” *Autom. Electr. Power Syst.*, vol. 20, p. 5, 2011.
- [45] L. BiHui, S. Hong, T. Yong, Z. Hongyun, S. Feng, and L. DongFu, “Study on the frequency control method and AGC model of wind power integration based on the full dynamic process simulation program,” in *Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on*, 2011, vol. 1, pp. 246–251.
- [46] S. P. Ghoshal, “Application of GA/GA-SA based fuzzy automatic generation control of a multi-area thermal generating system,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 70, no. 2, pp. 115–127, 2004.
- [47] S. P. Ghoshal and S. K. Goswami, “Application of GA based optimal integral gains in fuzzy based active power-frequency control of non-reheat and reheat thermal generating systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 67, no. 2, pp. 79–88, 2003.
- [48] Y. Yu, X. Ren, S. Zhang, and W. Hao, “Hydraulic AGC control system based on Smith fuzzy-PID control,” in *Artificial Intelligence and Education (ICAIE), 2010 International Conference on*, 2010, pp. 89–92.
- [49] G. A. Chown and R. C. Hartman, “Design and experience with a fuzzy logic

- controller for automatic generation control (AGC),” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 13, no. 3, pp. 965–970, 1998.
- [50] W. Tan, “Tuning of PID load frequency controller for power systems,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 6, pp. 1465–1472, 2009.
- [51] W. Tan, “Unified tuning of PID load frequency controller for power systems via IMC,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 25, no. 1, pp. 341–350, 2010.
- [52] H. Bevrani and T. Hiyama, *Intelligent automatic generation control*. CRC Press, 2011.
- [53] T. HIYAMA, H. ESAKI, and T. FUNABASHI, “Experimental studies on multi-agent based AGC for isolated power system with dispersed power sources,” *Eng. Intell. Syst. Electr. Eng. Commun.*, vol. 13, no. 2, pp. 135–140, 2005.
- [54] M. D. Ilić, Y. Makarov, and D. Hawkins, “Operations of electric power systems with high penetration of wind power: Risks and possible solutions,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 2007*, pp. 1–4.
- [55] W. Yao and K. Y. Lee, “A control configuration of wind farm for load-following and frequency support by considering the inertia issue,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, 2011*, pp. 1–6.
- [56] H. Bevrani, P. R. Daneshmand, P. Babahajyani, Y. Mitani, and T. Hiyama, “Intelligent LFC concerning high penetration of wind power: synthesis and real-time application,” *Sustain. Energy, IEEE Trans.*, vol. 5, no. 2, pp. 655–662, 2014.
- [57] N. John and K. Ramesh, “Enhancement of Load Frequency Control Concerning High Penetration of Wind Turbine using PSO-Fuzzy Technique,” *Int. J. Comput. Appl.*, vol. 69, no. 14, 2013.
- [58] B. H. Chowdhury, H. T. Ma, and N. Ardeshtna, “The challenge of operating wind power plants within a microgrid framework,” in *Power and Energy Conference at Illinois (PECI), 2010, 2010*, pp. 93–98.
- [59] L.-R. Chang-Chien, C.-C. Sun, and Y.-J. Yeh, “Modeling of Wind Farm Participation in AGC,” 2014.

- [60] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright, and M. Hughes, *Wind energy generation: modelling and control*. John Wiley & Sons, 2011.
- [61] B. H. Chowdhury, S. Member, H. T. Ma, and N. Ardeshta, “The Challenge of Operating Wind Power Plants within a Microgrid Framework,” pp. 93–98, 2010.
- [62] W. Yao and K. Y. Lee, “A control configuration of wind farm for load-following and frequency support by considering the inertia issue,” *2011 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–6, Jul. 2011.
- [63] J. G. Slootweg and W. L. Kling, “Aggregated modelling of wind parks in power system dynamics simulations,” in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, 2003, vol. 3, p. 6–pp.
- [64] L. M. Fernández, F. Jurado, and J. R. Saenz, “Aggregated dynamic model for wind farms with doubly fed induction generator wind turbines,” *Renew. energy*, vol. 33, no. 1, pp. 129–140, 2008.
- [65] J. G. Slootweg and W. L. Kling, “Modeling of large wind farms in power system simulations,” in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, 2002, vol. 1, pp. 503–508.
- [66] H. Banakar, C. Luo, and B. T. Ooi, “Impacts of wind power minute-to-minute variations on power system operation,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 23, no. 1, pp. 150–160, 2008.
- [67] T. Kinjyo, T. Senjyu, K. Uezato, H. Fujita, and T. Funabashi, “Output levelling of wind energy conversion system by current source ECS,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, 2004, pp. 2006–2011.
- [68] W. Li, G. Joos, and C. Abbey, “Wind power impact on system frequency deviation and an ESS based power filtering algorithm solution,” in *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES*, 2006, pp. 2077–2084.
- [69] C. M. Colson and M. H. Nehrir, “Load-following for wind turbines with permanent magnet synchronous generators,” in *North American Power Symposium (NAPS), 2010*, 2010, pp. 1–8.

- [70] L.-R. Chang-Chien and Y.-C. Yin, "Strategies for operating wind power in a similar manner of conventional power plant," *Energy Conversion, IEEE Trans.*, vol. 24, no. 4, pp. 926–934, 2009.
- [71] L.-R. Chang-Chien, C.-M. Hung, and Y.-C. Yin, "Dynamic reserve allocation for system contingency by DFIG wind farms," *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 23, no. 2, pp. 729–736, 2008.
- [72] محمدرضا طولابی، «کنترل بار فرکانس سیستم قدرت در حضور انرژی های نو»، پایان نامه کارشناسی ارشد گرایش قدرت، دانشکده مهندسی برق دانشگاه صنعتی شریف، تیر ۱۳۹۱.
- [73] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2012.

Abstract

The need of human being to the electricity in recent century, limitation on fossil fuels sources and increment of environmental considerations cause increment in using of renewable resources in recent decades. These sources of energy had a little penetration in energy generation whether neglected in load frequency model or they were modeled incompletely or they were considered as negative loads. But, according to the increase of renewable energy sources using, it is necessary to pay attention to these sources dynamic partnership that was neglected before.

The goal of this thesis is using of wind farms as dispatchable power sources for partnership in network frequency control. To this aim, the model of wind farm has been derived at first, and based on this model the proper control method has proposed. Then several scenarios for wind farms partnership in load frequency control have been evaluated. The results of simulations show the effectiveness of the proposed control method for frequency regulation of network.

Key-words: Load frequency control, generation automatic control, renewable energy, wind farms, frequency regulation.



Shahrood University of Technology

Faculty of Electrical Engineering

MSc Thesis in Power systems

**Load- Frequency control of power system with
participation of wind farms in Automatic
Generation Control (AGC)**

By: Ehsan Vafae Noghabe

Supervisor:

Dr Mohsen Asilie

September 2016