تعیین پارامترهای موثر در کنترل فرکانس شبکه سراسری برق ایران از طریق پردازش و بهینه سازی داده‌های ثبت شده

محمد امین قاسمی[1] مصطفی پرنیانی[2]

۱- دکتری- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف- تهران- ایران

m_amingh@ee.sharif.edu

۲- استاد- دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف- تهران- ایران

parniani@sharif.edu

چکیده: **کنترل اولیه فرکانس اولین عملیات کنترلی برای حفظ فرکانس شبکه در مقدار نامی است که از طریق حفظ تعادل بین تولید و مصرف انرژی الکتریکی در شبکه محقق می‌شود. مشخصه‌های کنترل اولیه فرکانس شبکه از منظر رفتار دینامیکی و نیازمندی های آن، به ثابت اینرسی شبکه، میزان وابستگی بار به فرکانس و نیز سرعت و تعداد واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس و ظرفیت در دسترس آن‌ها بستگی دارد. آگاهی از مقدار این پارامترها می‌تواند در بهره‌برداری و کنترل امن و بهینه شبکه بسیار مفید باشد. در این مقاله سعی شده از طریق داده های واقعی ثبت شده از بروز چندین حادثه بزرگ در شبکه از طریق ثبات-های موجود و PMU های جدید نصب شده در شبکه، و با کمک روش محاسباتی و بهینه‌سازی عددی، پارامترهای ذاتی مذکور شبکه سراسری ایران تعیین شود. نتایج حاصل می‌تواند کاربردهای مختلفی مخصوصا در کنترل اولیه و ثانویه فرکانس و نیز تخصیص ذخیره اولیه و ثانویه برای شبکه سراسری ایران داشته باشد.**

کلمات کلیدی: شبکه سراسری ایران، کنترل اولیه فرکانس، ثابت اینرسی، وابستگی بار به فرکانس، ذخیره اولیه فرکانس.

تاریخ ارسال مقاله: ۱۳۹۲/۰۸/۰۳

تاریخ پذیرش مشروط مقاله: ۱۳۹۳/۰۸/۲۰

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۹۳/۱۱/۰۸

نام نویسنده‌ی مسئول: مصطفی پرنیانی

نشانی نویسنده‌ی مسئول: ایران – تهران – خیابان آزادی – دانشگاه صنعتی شریف – دانشکده‌ی مهندسی برق

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]

۱- مقدمه:

مهمترین وظیفه یک شبکه قدرت تولید و انتقال برق به مصرف-کنندگان با حفظ معیارهای کیفیت توان الکتریکی است. از جمله این معیارها حفظ فرکانس شبکه نزدیک مقدار نامی و تداوم انرژی تحویلی به مصرف‌کننده‌ها می باشد. برق یک کالای بسیار خاص است که باید در هر زمان میزان تولید با مصرف آن برابر باشد. در غیر این‌صورت فرکانس شبکه تغییر کرده و ممکن است ناپایدار شود و باعث صدمات شدیدی به تجهیزات شبکه از قبیل توربین ها، موتورها، ترانسفورماتورها و ... گردد. از این رو عملیات کنترلی و حفاظتی خاصی برای حفظ تعادل بین تولید و مصرف و حفظ فرکانس شبکه نزدیک مقدار نامی به کار برده می‌شود[۱]. کنترل اولیه فرکانس اولین عملیات کنترلی است که برای این منظور استفاده می شود و کنترل ثانویه و ثالثیه کنترل های پشتیبان برای این منظور هستند[۲].

مشخصه‌های کنترل اولیه و ثانویه فرکانس شامل رفتار دینامیکی و نیازمندیهای آنها به پارامترهای مختلفی بستگی دارد که اصولا پارامترهای ذاتی سیستم بوده و برای شبکه‌های مختلف متفاوت است [۳,۴]. از جمله مهمترین این پارامترها ثابت اینرسی شبکه، میزان وابستگی بار به فرکانس و نیز سرعت و تعداد واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس و ظرفیت در دسترس آن‌ها است که نقش بسیار زیادی در بهره برداری و کنترل فرکانس شبکه و تخصیص ذخیره اولیه و ثانویه بازی می کند. در سال های اخیر با توجه به حرکت کشورها به طرف خصوصی کردن شبکه های قدرت، رقابت در بین تولید کنندگان انرژی بالا گرفته و نیز تلاش می شود تا از حداکثر توانایی شبکه بدون نیاز به هزینه‌های اضافی برای تامین نیاز مصرف کنندگان استفاده شود. یکی از این هزینه ها، هزینه مربوط به تخصیص ذخیره در شبکه است که در آن می بایستی مقداری از ظرفیت تولیدی واحدهای شبکه که در واقع ارزانترین تولیدها نیز می باشند بعنوان ذخیره بدون استفاده باشد تا در صورت بروز تک حادثه ها در شبکه باری از سیستم قطع نشود [۲,۵]. برای این منظور باید به کمک کنترل اولیه فرکانس از افت فرکانس تا آستانه های بارزدایی فرکانسی تعبیه شده برای حفاظت در برابر ناپایداری فرکانسی جلوگیری شود. با توجه به ظهور موضوعات مربوط به خصوصی سازی صنعت برق، امروزه و در سالیان گذشته در تحقیقات مختلف کمتر به این موضوع مهم پرداخته شده و از این‌رو روش های محدودی نیز برای تعیین این پارامترهای مهم ارائه شده است [۱۲-۶]. شبکه سراسری ایران نیز بعنوان شبکه ای که در ابتدای کار خصوصی سازی است از این مهم مستثنی نبوده و نیازمند انجام تحقیقاتی بنیادی در این زمینه است.

برای انجام بررسی های دقیق برای رسیدن به اهداف مذکور بایستی رفتار شبکه سراسری قدرت از دید فرکانس مورد شبیه‌سازی قرار گیرد که قبل از همه نیازمند مدلسازی دقیق است. در منابع مختلف در مورد مدلسازی رفتار سیستم از منظر فرکانس بسیار بحث شده است [۱۶-۱۳]. ولی بسیاری از آن‌ها نگاهی فارغ از مسائل عملی به این مسئله داشته‌اند. از این‌رو در این مقاله به بیان نکاتی در مورد مدلسازی سیستم برای انجام عملی مطالعات نیز پرداخته شده است. هدف نهایی در این مقاله این بوده است تا از طریق داده های ثبت شده از رفتار فرکانسی شبکه سراسری برق ایران در بروز برخی حوادث بزرگ، که توسط ثبات‌های موجود و PMU های جدید نصب شده در شبکه بدست آمده‌اند، پارامترهای ذکر شده در بالا استخراج شود تا بتوان از آن در مطالعات آینده سیستم استفاده کرد.

ادامه مقاله بصورت زیر دسته بندی شده است. در بخش دوم به مدلسازی مختصر بخش های مختلف شبکه برای انجام مطالعات رفتار فرکانسی یک شبکه واقعی پرداخته شده است. در بخش سوم ترتیب زمانی پیامدها و کنترل های موجود در شبکه بعد از بروز حوادث ارائه می شود. در بخش چهارم کنترل اولیه فرکانس و ذخیره اولیه مورد بررسی قرار می گیرد و وابستگی رفتار شبکه به پارامترهای مذکور نشان داده می شود. در بخش پنجم به معرفی مدل پاسخ فرکانسی شبکه (SFR) و تاثیر پارامترهای مذکور در رفتار فرکانسی شبکه پرداخته شده و مدل مربوطه برای شبکه سراسری ایران ساخته شده است. در بخش ششم به معرفی چند حادثه بزرگ رخ داده در شبکه و استفاده از آن برای پیدا کردن پارامترهای مذکور می پردازیم و در نهایت نتیجه گیری مربوطه آورده می شود.

۲- مدل‌سازی اجزا سیستم قدرت برای مطالعات پایداری فرکانسی

کنترل مناسب شبکه در مقابل اغتشاشات و تغییرات نرم یا ناگهانی بار، نیازمند شناخت سیستم و مدلسازی دقیق آن است. با این وجود مدلسازی تمام جزئیات شبکه به‌منظور مطالعه اثرات اضافه بار ناگهانی یا حذف بار در شبکه، غیر ضروری است، زیرا سرعت حلقه‌های ثانویه و ثالثیه آنقدر کم است که عملاً طی گذراهای مورد نظر نقشی ایفا نمی-کنند. به علاوه مدلسازی جزئیات و گذراهای سریع و نیز پدیده ها و کنترلرهای کند شبکه که در بازه زمانی مورد مطالعه در کنترل اولیه فرکانس تاثیر گذار نیستند لزومی ندارد. در این قسمت به مدل کردن تجهیزات و عناصر موثر در کنترل اولیه فرکانس پرداخته می شود.

۲-۱- مدل واحدهای تولیدی

در یک توربین ژنراتور منفرد i، ارتباط توان ورودی- خروجی و فرکانس آن بنابر معادله نوسان به‌صورت یکایی[۱] زیر خواهد بود.

$$2H_i \frac{d\omega_{i\,pu}}{dt} = T_{acc\,i} = T_{mi} - T_{ei} = P_{mi} - P_{ei} \qquad (۱)$$

که در آن ω_i سرعت روتور بر حسب pu است. P_{mi} توان مکانیکی است که از طریق توربین تامین می شود، P_{ei} توان الکتریکی یکایی خروجی ژنراتور و H_i ثابت اینرسی واحد بر حسب ثانیه است. در [۱۷] مقادیر نوعی H برای انواع واحدهای نیروگاهی آمده است.

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers - Vol.14- No.3 Fall 2017

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]

این رابطه را حول نقطه کار و برای تغییرات توان الکتریکی و مکانیکی بصورت زیر می توان نوشت.

$$2H\frac{d\Delta\omega_{i-pu}}{dt}=\Delta P_{mi}-\Delta P_{ei} \qquad (۲)$$

۲-۲- مدل فرکانسی بار در شبکه قدرت

در حالت کلی، بار سیستم متشکل از طیف وسیعی از بارها، شامل بارهای مقاومتی، گرمایی، روشنایی، موتوری و...است. برای بارهای موتوری، شامل فن‌ها و پمپ‌ها مقدار مصرف با تغییر فرکانس و در نتیجه، تغییر سرعت موتورها تغییر می‌کند. بنابراین تغییرات بار سیستم نیز شامل یک مولفه متناسب با تغییر فرکانس و یک مولفه مستقل از آن خواهد بود:

$$\Delta P_L=\Delta P_{L0}+D\Delta\omega \qquad (۳)$$

که $D=\frac{\partial P_L}{\partial\omega}$ به ثابت میرایی بار یا ضریب حساسیت بار به فرکانس مشهور است. مقدار نوعی D بین pu/pu ۰/۵ تا ۲ است. در این پارامتر به تفصیل در [۱۸] بحث شده و به تاثیر تغییر پذیری توان تولیدی توربین های نیروگاهی از اثر تغییر فرکانس روی این پارامتر پرداخته شده است. در [۱۷] برای مدلسازی انواع بارها در بخشی از سیستم قدرت تایوان علاوه بر اثر فرکانس، وابستگی بار به تغییرات ولتاژ نیز در نظر گرفته شده و رابطه‌ای مشابه نیز برای توان راکتیو ارائه شده است.

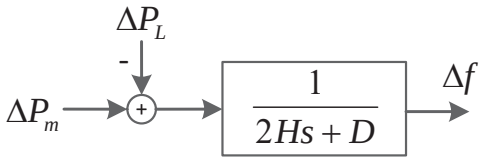
۲-۳- مدل‌سازی سیستم انتقال

با توجه به توان سنکرون کننده و ضریب سنکرونیسمی که بین باسهای مختلف یک شبکه وجود دارد در بروز اغتشاشات معمولی که در شبکه اتفاق می افتد سنکرونیسم در شبکه حفظ شده و اختلاف زاویه بین دو باس مجاور بیشتر از ۱۸۰ درجه در حالت گذرا نمی‌شود. اگر اختلاف معینی بین فرکانس باس‌های مختلف وجود داشته باشد آنگاه این اختلاف فرکانس با گذشت زمان باعث افزایش اختلاف زاویه بین دو باس و ناپایداری زاویه‌ای می شود. از این رو با فرض اینکه در بروز اغتشاشی مانند تغییر ناگهانی بار یا تولید، شبکه پایداری خود را حفظ کند، می توان فرکانس باس‌های مختلف را با چشم پوشی از تغییرات گذرای نوسانی بین آنها مساوی فرض کرده و در مطالعات رفتار فرکانسی، سیستم انتقال را مدل نکرد. البته شبیه سازی‌ها نشان می دهد[۳] که فرکانس باس‌های مختلف تفاوت‌هایی با هم دارند ولی این تفاوت‌ها حالت نوسانی دارند و دارای مقدار متوسط صفر می باشند. همچنین تاثیر سیستم انتقال در مطالعات پایداری از نقطه نظر بارگذاری خطوط و تغییرات ولتاژ در نقاط مختلف شبکه اهمیت زیادی دارد و چنانچه در حین مطالعات پایداری فرکانسی نظری هم به دیگر جنبه‌های بهره‌برداری شبکه وجود داشته باشد، وارد کردن شبکه در مطالعات ضروری است.

با کنار هم قرار دادن مدل ژنراتورها و بارها بدون مدل سیستم انتقال و گرفتن تبدیل لاپلاس به رابطه نهایی زیر می‌رسیم که در شکل (۱) بصورت بلوک دیاگرامی نشان داده شده است.

$$\Delta\omega(s)=\Delta f(s)=\frac{\Delta P_m(s)-\Delta P_e(s)}{2Hs+D} \qquad (۴)$$

که در آن $\Delta P_m=\sum\Delta P_{mi}$ مجموع توان تولیدی توسط ژنراتورهای شبکه، $\Delta P_e=\sum\Delta P_{ei}$ مجموع بار الکتریکی کشیده شده از ژنراتورها و H ثابت اینرسی کل ژنراتورها و بارهای چرخان شبکه است که همه در یک مبنا یکایی شده‌اند.



شکل (۱): مدل ساده فرکانسی برای سیستم قدرت

این مدل رفتار فرکانسی باس مجازی به نام باس مرکزی سیستم را نشان می دهد که در واقع متوسط رفتار فرکانسی شبکه در تمامی باس هاست و از این پس آن را با f_{av} نشان می دهیم. حال اگر اضافه باری به‌صورت ΔP_L پله‌ای به سیستم وارد شود و $\Delta P_m=0$ (تغییری در تولید وجود نداشته باشد) آنگاه تغییرات فرکانس از معادله زیر پیروی می کند [۳,۱۱,۱۶]:

$$\Delta f(t)=\frac{\Delta P_L}{D}(1-e^{-\frac{D}{2H}t}) \qquad (۵)$$

برای مثال اگر $D=1pu/pu$ و $\Delta P_L=0.05pu$ باشد، آنگاه افت فرکانس نهایی برابر $\Delta f_{av}(\infty)=0.05pu\equiv 2.5Hz$ خواهد بود.

همچنین نرخ تغییرات فرکانس باس مجازی مرکزی در لحظه $t=0^+$ بعد از بروز حادثه برابر است با:

$$\frac{df_{av}}{dt}|_{t=0^+}=\frac{\Delta P_L}{2H} \qquad (۶)$$

$$H=\frac{\Delta P_L}{2\frac{df_{av}}{dt}|_{t=0^+}} \qquad (۷)$$

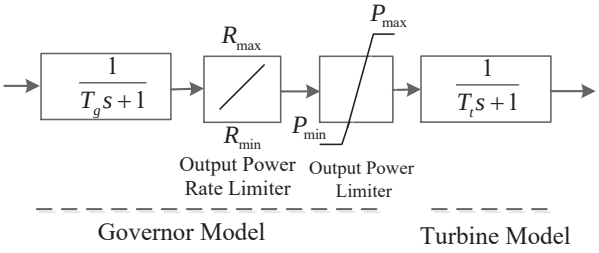
طبق این رابطه با دانستن دامنه اغتشاش و نرخ افت فرکانس بلافاصله بعد از بروز اغتشاش می توان ثابت اینرسی شبکه را بدست آورد. ولی نکته اینجاست که فرکانس باس مرکزی یک مفهوم مجازی بوده و مستقیما قابل اندازه گیری نیست. از طرفی فرکانس باس‌های مختلف سیستم و مخصوصا نرخ تغییرات آن نیز با هم متفاوتند و نوسانات زیادی هم در آنها دیده می شود. بررسی‌های و شبیه سازی‌های بیشتر نشان می دهد که نوسانات موجود در فرکانس و نیز در نرخ تغییرات فرکانس، حول فرکانس باس مرکزی و نرخ تغییرات آن انجام می گیرد.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol14 No.3 Fall2017

از این‌رو می‌توان با کمک محاسبه روند متوسط رفتار فرکانسی در هر باس با تقریب مناسبی به فرکانس باس مرکزی رسید و در نتیجه از رابطه (۶) استفاده کرد که همین روش در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته است.

۲-۴- مدل و ساختار توربین-گاورنر واحدهای تولیدی

در واحدهای تولید برق، گاورنر سیستمی است که از آن برای تغییر توان تولیدی واحد استفاده می شود. در شکل (۲) مدل ساده و کلی از گاورنر و توربین یک واحد نمونه آورده شده است.



شکل (۲): مدل عمومی گاورنر انواع واحدها

در این مدل توربین با یک ثابت زمانی ساده مدل شده و از جزئیات آن صرفنظر شده است که در بسیاری مطالعات فرکانسی شبکه کفایت می‌کند، گاورنر با یک ثابت زمانی و نیز دو محدود کننده نشان داده شده است که یکی برای محدود کردن تولید واحد و بازه توانایی واحد برای مشارکت در کنترل اولیه فرکانس است و به‌نوعی مدل کننده مقدار ذخیره اولیه سیستم است و دیگری محدودیت در سرعت تغییر تولید است که از محدودیتهای فیزیکی موجود برای توربین ها از قبیل تنش‌های وارد بر آن به‌دلیل تغییرات شدید فشار، دما و ... ناشی می شود. با این دو محدود کننده شرایط عملی و فیزیکی حاکم بر واحد مدلسازی می‌شود.

واحدهای آبی و واحدهای گازی که در واحدهای سیکل ترکیبی بسیار مورد استفاده قرار گرفته اند قابلیت بالاتری در سرعت افزایش و کاهش تولید دارند، و برای حفظ پایداری فرکانسی بیشتر از آن‌ها استفاده می-شود و البته واحدهای بخاری بزرگ نیز برای این منظور استفاده می شوند.

۳- ترتیب زمانی پیامدها و کنترل‌ها در شبکه به-دنبال بروز اغتشاشات بزرگ

بروز اغتشاشات بزرگ در شبکه برخی پیامدها و فعالیت برخی کنترل-ها در شبکه را در بردارند. شناخت این پدیده‌ها و نحوه عملکرد کنترل-ها برای بررسی بهتر سیستم و داشتن دید کلی از رفتار واقعی شبکه مناسب است.

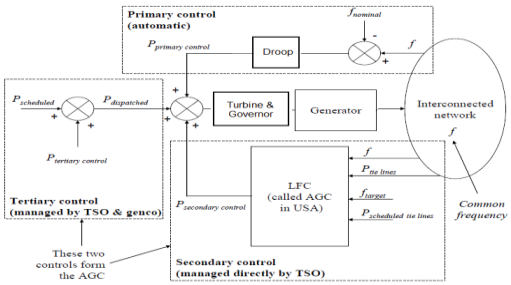
به دنبال ایجاد عدم‌تعادل بزرگ در توان حقیقی، ناشی از خروج ژنراتوری از سیستم و یا قطع خط انتقالی پربار در سیستم قدرت و یا ورود ناگهانی بار، ۴ پیامد اصلی به‌ترتیب زمانی زیر اتفاق خواهد افتاد:

۱- ایجاد نوسان در رتور ژنراتورها
۲- افت فرکانس برای چند ثانیه
۳- ورود کنترل اولیه برای جلوگیری از افت شدید فرکانس و بازیابی آن (در طی چندین ثانیه).
۴- ورود کنترل ثانویه از طریق کنترل مرکزی و بازیابی فرکانس به مقدار نامی (حدود چند ده ثانیه).

در بخش بعد به بررسی دو پدیده آخر که در واقع پیامدهای کنترلی هستند خواهیم پرداخت.

۴- نحوه مدیریت و بهره‌برداری تولید وکنترل اولیه فرکانس

کنترل تولید به‌عنوان یکی از مهمترین وظایف بهره‌بردار، به‌معنای تولید توان الکتریکی به اندازه ای است که در هر لحظه بار شبکه را پاسخ گو باشد و محدودیتهای تولید و انتقال را برقرار کند. در شکل (۳) روند مدیریتی که برای کنترل تولید روی واحد تولیدی در شرایط مختلف در کشورهای صنتعی انجام می گیرد نشان داده شده است. همانطور که در این شکل مشخص است سه مکانیزم کنترلی برای کنترل تولید و فرکانس بر روی واحدهای تولیدی اعمال می شود که به ترتیب زمانی شامل کنترل اولیه، کنترل ثانویه و کنترل ثالثیه می باشد. در شبکه‌های بزرگ کشورهای توسعه یافته هر سه سطح کنترلی وجود دارد ولی در شبکه‌های کوچک و کشورهای در حال توسعه ممکن است کنترل ثانویه بمعنای کنترل خودکار (حلقه بسته) وجود نداشته باشد. در ضمن در این شکل کنترل حفاظتی که برای تعادل بین تولید و مصرف می تواند نسبت به بار اعمال شود نیز نشان داده نشده است (بارزدایی فرکانسی).



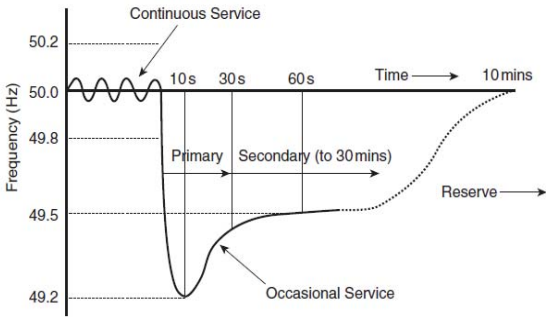
شکل (۳): دیاگرام کلی از کنترل تولید و فرکانس در سیستم قدرت[۲]

در منابع مختلف در مورد ۳ سطح کنترلی بحث شده است. کنترل اولیه همان کنترل خودکار محلی است که در آن برای برقراری لحظه به لحظه تعادل بین تولید و مصرف، برخی واحدهای خاص را که در

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]

ادامه بیشتر در مورد آنها صحبت می شود به یک کنترل حلقه بسته مجهز می کنند که با بازخورد گرفتن از فرکانس شبکه، متناسب با تغییر فرکانس، که نشان‌دهنده کمبود یا مازاد تولید در شبکه است، تولید خود را تغییر می دهند و بدین طریق از تغییرات شدید فرکانس جلوگیری می کند ولی به‌دلیل مشخصه افتی (Droop) در این کنترل، فرکانس به مقدار نامی بازیابی نمی‌شود. همچنین در این فرایند کنترلی ممکن است توان عبوری برخی از خطوط، مخصوصا خطوط بین ناحیه ای از مقدار برنامه ریزی شده آنها خارج شود. از اینرو برای اینکه هم تغییرات فرکانس به صفر برسد و هم توان خطوط به مقدار تعیین شده برگردانده شود کنترل ثانویه در یک فرایند حلقه بسته، با سرعتی کمتر از کنترل اولیه(فاصله‌ای از چند ده ثانیه تا چند دقیقه) و به‌صورت بالادستی وارد عمل شده و در نواحی مختلف شبکه، با تغییر دادن تولید واحدهایی که ظرفیت آزاد (ذخیره) دارند و یا با وارد کردن واحدهایی که سرعت بالایی در وارد مدار شدن دارند مثل واحدهای آبی وگازی هدف‌های ذکر شده را بر آورده می کند. در شکل (۴) روند پاسخ کنترل اولیه و ثانویه به افت فرکانس نشان داده شده است.

در شبکه ایران تخصیص ذخیره برای واحدهای مشارکت‌کننده در کنترل فرکانس و تعیین تولید واحدهای با توان ثابت به‌صورت ساعتی انجام می گیرد. کنترل خودکار ثانویه به‌صورتی‌که در بالا تعریف شد در حال حاضر در شبکه ایران فعال نیست.



شکل (۴): پاسخ سیستم نمونه به‌دنبال از دست دادن تولید برای حفظ پایداری فرکانسی[۲]

کنترل اولیه فرکانس

از آنجا که تغییر فرکانس نتیجه مستقیم عدم‌تعادل توان حقیقی شبکه به‌دنبال اغتشاشات بزرگ است، هرگونه اقدام اصلاحی مستلزم تغییر در تولید یا مصرف توان حقیقی شبکه است. برخی از این ابزارها عبارتند از:

استفاده از ذخیره گردان شبکه: به‌معنای استفاده از ظرفیت آزاد نیروگاههای سنکرون با شبکه برای افزایش یا کاهش تولید متناسب با بار می باشد

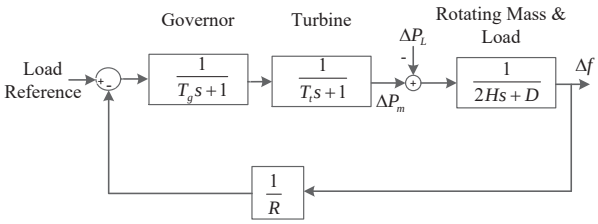
استفاده از واحدهای با راه‌اندازی سریع: استفاده از واحدهایی مانند واحدهای آبی و گازی که قادرند طی چند دقیقه وارد شبکه بشوند در جبران کمبود توان تولیدی شبکه در حالتی که ذخیره گردان ناکافی باشد.

کاهش ولتاژ و فرکانس: از آنجا که توان مصرفی بارهای شبکه به سطح ولتاژ و فرکانس آن وابسته است، می‌توان با کنترل ولتاژ شبکه توزیع و فرکانس، تقاضای بار را نیز کنترل کرد.

بارزدایی فرکانسی: به معنای حذف مقدار از بار شبکه بدلیل افت فرکانس است.

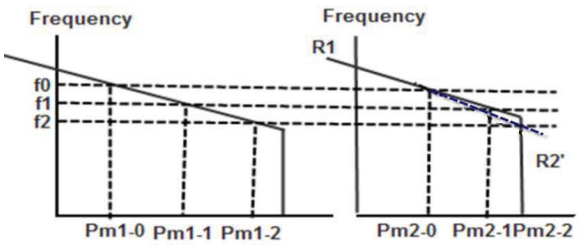
در ادامه در مورد کنترل اولیه فرکانس بحث می‌کنیم.

مکانیزم کنترل حلقه بسته اولیه یک واحد نمونه با صرفنظر از اثر محدودکننده‌ها در شکل (۵) نشان داده شده است.



شکل (۵): مدل ساده ای از سیستم قدرت و توربین و گاورنر یک واحد مشارکت کننده در کنترل فرکانس

در این مدل سیستم توربین – گاورنر، بار و ثابت اینرسی که در بخش قبل تشریح شدند، آورده شده و $M=2H$ است. R مشخصه یکایی یا درصد افت گاورنر است و وابستگی تغییر توان تولیدی واحد به تغییرات فرکانس را در حالت ماندگار نشان می دهد که در شکل (۶) مفهوم آن نشان داده شده است. فلسفه این شیب امکان موازی چندین واحد بطور همزمان و بدون ناپایداری نقطه تعادل و کشمکش بینشان است. در انتهای راست این نمودارها اثر محدودیت در حداکثر توان تولیدی نیز آورده شده که بعد از آن مشخصه افت بینهایت می شود و واحد از ناحیه کار خطی خارج می‌شود.



شکل (۶): نحوه تغییر خروجی دو واحد با دروپ‌های مختلف در یک سیستم که به‌صورت موازی و بدون کشکمکش کار می کنند.(واحد با دروپ بیشتر توان کمتری را تولید کرده است.)

در فرکانس‌های f0 و f1 هر دو واحد در ناحیه خطی کار می‌کنند و این در حالی است که در فرکانس f3 واحد دوم به حداکثر توان تولیدی خود رسیده و اشباع شده است و دروپ واقعی در آن بیش از R_2 و برابر R_2' است. به‌منظور مشارکت واحدها متناسب با توان نامی آنها در

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol14 No.3 Fall2017

کنترل فرکانس، مقدار R معمولا برای تمام واحدهای تولیدی یک شبکه تقریبا یکسان و در بازه ۳ تا ۷ درصد در نظر گرفته می‌شود.

با توجه به مواردی که در بالا ذکر شد در حالت ماندگار برای یک شبکه و برای واحد i ام داریم:

$$\frac{\Delta \mathrm{f}}{\mathrm{f}_n} = -R_i \frac{\Delta P_{mi}}{P_{ni}} \qquad (۸)$$

در نتیجه، تغییر کل توان تولیدی سیستم که چندین واحد مشارکت کننده در کنترل فرکانس دارد برابر است با:

$$\Delta P_T = \sum_{i=1}^{NG} \Delta P_{mi} = -\frac{\Delta f}{f_n} \sum_{i=1}^{NG} \frac{1}{R_i} P_{ni} \qquad (۹)$$

که در آن NG تعداد واحدهایی است که در کنترل اولیه فرکانس شرکت

می کنند و اندیس n معرف مقدار نامی است.

از رابطه (۹) می‌توان دروپ معادل (R_T) شبکه‌ای با چند واحد تولید را چنین حساب کرد:

$$R_T == \frac{\sum_{j=1}^{NG} \Delta P_{nj}}{\sum_{i=1}^{NG} \frac{1}{R_i} P_{ni}} \qquad (۱۰)$$

که در آن N تعداد واحدهایی است که متصل به شبکه کار می کنند.

به این ترتیب، سیستم کنترل اولیه فرکانس کل شبکه را می توان مشابه مدل ساده شکل (۵) نشان داد که در آن مجموعه توربین-گاورنرها نیز با یک مدل ساده نشان داده شده است.

چنانچه عدم‌تعادلی به‌صورت $\Delta P_L(s) = \frac{\Delta P_L}{s}$ به سیستم وارد شود آن‌گاه رابطه حاکم بر رفتار فرکانسی سیستم برای شکل (۵) از رابطه زیر پیروی خواهد کرد:

$$\Delta\omega(s) = \Delta P_L(s)\left[\frac{-\frac{1}{Ms+D}}{1+\frac{1}{R_T}\left(\frac{1}{1+sT_G}\right)\left(\frac{1}{1+sT_{CH}}\right)\left(\frac{1}{Ms+D}\right)}\right] \qquad (۱۱)$$

و درحالت ماندگار افت فرکانس نهایی به‌صورت زیر خواهد بود.

$$\Delta\omega(s) = \frac{-\Delta P_L}{\frac{1}{R_T}+D} \qquad (۱۲)$$

به ضریب $\beta = \frac{1}{R_T} + D$ که در میزان عدم‌تعادل ضرب می شود و میزان افت فرکانس درحالت ماندگار را نتیجه می دهد مشخصه فرکانسی سیستم قدرت یا سختی آن گفته می شود. مدل معادل مذکور و روابط آورده شده برای آن در حالتی است که واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس در ناحیه خطی و پایین تر از حد بالای توان کار کنند و نیز محدودیتی در سرعت تغییر تولید واحدها که در بخش مدلسازی گاورنر ارائه شد وجود نداشته باشد.

۵- ساخت SFR و بررسی تاثیر پارامترهای شبکه و واحدها در رفتار کنترل فرکانس شبکه

چنان‌که در توضیح شکل (۲) گفته شد عملکرد گاورنر با دو محدودیت مواجه است که یکی برای میزان تغییرات توان و دیگری برای سرعت تغییرات آن بود. رابطه ارائه شده در (۹) به‌عنوان دروپ معادل بدون در نظر گرفتن این محدود کننده ها بود از این‌رو مقدار واقعی دروپ معادل و مدل کردن رفتار واقعی سیستم در صورت مواجهه هر یک از این واحدها با این محدودیت‌ها با یک مدل ساده مانند شکل (۵) امکان پذیر نیست و در نتیجه بایستی برای هر واحد مشارکت کننده (و یا برای مجموعه واحدهای مشابه) مدل توربین گاورنر به همراه محدود کننده های مربوطه را قرار داد. مدل جدید بدست آمده که در مطالعات فرکانسی مورد استفاده قرار می گیرد مدل $SFR^{۲}$ درجه بالا گویند که در شکل (۷) نمونه ای از آن آورده شده که بر اساس مدل ارائه در شکل های (۱) و (۲) ساخته شده است.

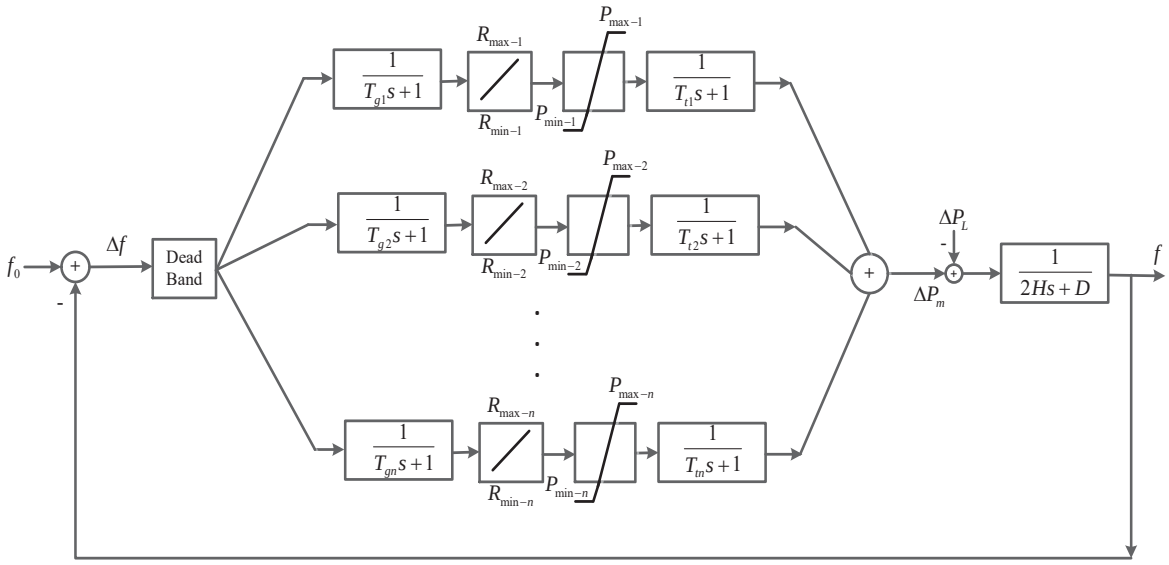
در [۳] با شبیه سازی ها نشان داده است که استفاده از مدل ساده شده معرفی شده برای مدل‌سازی رفتار فرکانسی شبکه که در شکل (۷) آورده شده است نتایج مشابهی با رفتار سیستمی دارد که در آن همه چیز دقیق مدل شده است؛ جز آن که مدل دقیق برخی نوسانات در فرکانس باس های مختلف سیستم مشاهده می شود که مربوط به پاسخ گذراست و در بحث فعلی اهمیتی ندارد.

رابطه (۶) و نیز برخی بررسی ها در مورد نیازمندی های ذخیره اولیه می توان دید که با افزایش ثابت اینرسی، سرعت افت فرکانس کاهش می یابد و نیاز با بالا بردن سرعت رزرو با افزایش واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس کمتر می شود. همچنین با کمتر شدن دروپ و نیز افزایش وابستگی بار به فرکانس، تغییرات نهایی فرکانس از مقدار نامی کمتر خواهند بود؛ در ضمن وابستگی بار به فرکانس تاثیر بسزایی در مقدار ذخیره اولیه تخصیص داده شده برای شبکه دارد و در دنیای خصوصی شده شبکه های قدرت می تواند نقش بسزایی بازی کند. همین طور از روی روابط می توان نشان داد که هر چه سرعت واحدها برای تغییر تولید خود در حالت کنترل اولیه فرکانس که چیزی به غیر از سرعت آنها در بارگیری و یا کاهش بار است، بیشتر باشد بیشینه افت فرکانس کمتر خواهد بود و بالعکس[۲۵].

۶- تعیین پارامترهای شبکه سراسری ایران

بررسی رفتار کنترل فرکانس یک شبکه واقعی بزرگ مانند شبکه سراسری برق ایران به‌گونه‌ای که بتوان بر نتایج آن تکیه کرد و از آن‌ها در عمل استفاده نمود، نیازمند داشتن اطلاعات کافی از شبکه و تجهیزاتی است که در رفتار شبکه مؤثرند

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]

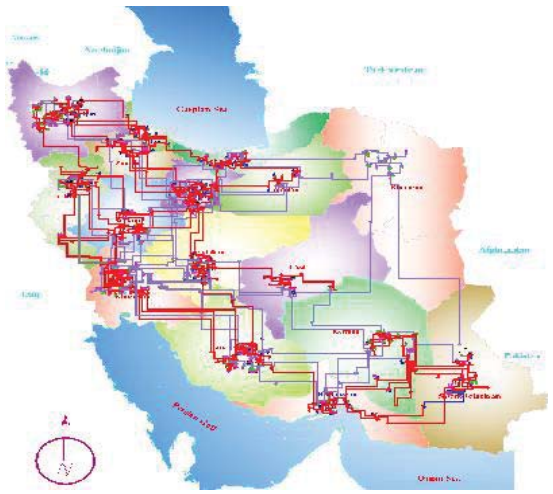


شکل (۷): مدل SFR یک سیستم قدرت با چندین واحد مشارکت کننده در کنترل فرکانس

. از جمله این اطلاعات داشتن مقادیر مربوط به ثابت اینرسی H، وابستگی بار به فرکانس و نیز قابلیت واحدهای مختلف مشارکت کننده در کنترل فرکانس از منظر سرعت آنها در تغییر تولید خود می باشند که تاثیر بسزایی روی رفتار کنترل فرکانس سیستم دارند. مقدار دقیق بسیاری از این این پارامترها نه تنها برای شبکه سراسری ایران بلکه در بسیاری از شبکه های دیگر مشخص نیست. لذا اینجا سعی می‌کنیم با کمک داده‌هایی که توسط ثبات‌های موجود و PMU های جدید نصب شده در شبکه، از رفتار شبکه بعد از چندین حادثه بزرگ ثبت شده است مقدار این پارامترها را بدست آوریم. بررسی‌ها نشان می‌دهد که ثابت زمانی گاورنر و توربین واحدها به دلیل کوچک بودن آن‌ها تاثیر خاصی بر رفتار فرکانسی شبکه در بروز حوادث بزرگ ندارد (حوادثی که باعث افت فرکانس حداکثر بیش از 0.1 Hz می‌شود.). قبل از پرداختن به این مهم نگاهی کلی به شبکه سراسری ایران و کنترل‌های مربوطه می‌اندازیم.

شبکه سراسری ایران یک شبکه بهم پیوسته است که در سرتاسر پهنه جغرافیایی ایران کشیده شده و دارای ۱۶ برق منطقه ای است که البته همه تحت حاکمیت دولت هستند؛ دارای سطوح ولتاژ ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت در سطح انتقال و ۱۳۲، ۶۳ و ۲۰ کیلوولت در سطح توزیع می باشند. در شکل (۸) نمای کلی از شبکه انتقال سراسری برق ایران نشان داده شده است.

شبکه در سال ۱۳۹۱ با دارا بودن حداکثر بار سالیانه حدود ۴۲ گیگاوات و حداقل بار سالیانه ۲۲ گیگاوات و حدود ۴۰۰ واحد تولید برق با قدرت بیش از ۲۰ مگاوات بوده است. در این شبکه کنترل ثانویه فرکانس به‌صورت خودکار وجود ندارد ولی کنترل اولیه فعالی دارد و از بین تمام ژنراتورهای موجود متناسب با وضعیت شبکه حدود ۵ تا ۱۵ گیگاوات آنها در کنترل حلقه بسته اولیه فرکانس مشارکت می کنند. با توجه به کم آبی های سالیان اخیر علی رغم قابلیت بالای واحدهای آبی، آن‌ها بسیار کمتر در کنترل اولیه فرکانس مشارکت داشته اند و این مهم عمدتا بر عهده واحدهای گازی در قالب سیکل ترکیبی و نیز واحدهای بزرگ بخار بوده است.



شکل (۸): نمای کلی از شبکه برق سراسری ایران

همانطور که قبلا اشاره شد مهمترین پارامترهایی که در پاسخ فرکانسی شبکه مؤثر اند H، D، R معادل و سرعت واحدها در افزایش و کاهش تولید در کنترل فرکانس، R_{max}، R_{min} و مقدار ذخیره اولیه می‌باشد. از این‌رو برای اینکه بتوان رفتار شبکه سراسری ایران را در شرایط مختلف بررسی کرد چاره‌ای جز تعیین مقدار آنها وجود ندارد. اطلاعات دقیقی در مورد پارامترهای مذکور از شبکه ایران وجود نداشته و تنها ثابت اینرسی و دروپ کنترل فرکانس تک تک واحدهای تولیدی و

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol14 No.3 Fall2017

مشارکت کننده در کنترل فرکانس است که البته امکان اشتباه در آن-ها نیز وجود دارد. ضمن آن‌که مقادیر مربوط به H، D و دروپ معادل متناسب با وضعیت شبکه تغییر می کند.

روند کار برای محاسبه پارامترهای مذکور بدین صورت است که مدل پاسخ فرکانسی(SFR) برای شبکه ایران ساخته شده و سپس متناسب با هر حادثه ای که قرار است در فرایند پردازش برای استخراج اطلاعات مورد استفاده قرار گیرد تغییراتی روی آن انجام می گیرد و شرایط حاکم بر شبکه در زمان بروز حادثه در آن وارد می‌شود که شامل تعداد واحدهای مشارکت کننده در فرکانس، مقدار ذخیره هر واحد، محدودیت‌های بهره‌برداری، مقدار بار سیستم و ...است و سپس در فرایند پردازش و بهینه سازی که در بخش بعد تشریح می شود مورد استفاده قرار می گیرد.

در این مدل پارامترهای مهم شبکه که شامل ثابت اینرسی، وابستگی بار به فرکانس، و نیز سرعت واحدها در کاهش و افزایش تولید، مجهول قرار داده شده است. با توجه به اینکه واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس، پیوسته از نوع گرمایی بوده اند پارامتر سرعت برای همه یکسان قرار داده شده است[۲۴]. در ادامه به کمک بهینه سازی به روش PSO که در [۱۹] اصول کلی آن ارائه شده است مقادیر این پارامترها به‌گونه‌ای بدست می‌آید که با شبیه‌سازی همان اغتشاشات در مدل SFR تنظیم شده متناسب با شرایط حاکم بر شبکه در زمان بروز تک‌تک حوادث، فرکانس خروجی مدل شبیه‌سازی شده با مقادیر ثبت شده در واقعیت برای تک تک حوادث در بازه زمانی مربوط به کنترل اولیه فرکانس و قبل از ورود کنترلرهای خودکار و دستی کند دیگر همخوانی داشته باشد.

در مورد مدل SFR شبکه ذکر چند نکته مهم است:

در این مدل تک تک واحدها با مدل ساده ولی دارای محدودیت‌های مربوط به سرعت و مقدار ذخیره اولیه آورده شده است (واحدهایی که مشخصات و نقطه کاری مشابه داشته‌اند به‌صورت یک واحد معادل مدلسازی شده‌اند) و متناسب با زمان دقیق بروز حادثه، اینکه سیستم در چه شرایط باری بوده است، چه واحدهایی و با چه مقدار ذخیره اولیه در کنترل فرکانس مشارکت داشته‌اند و البته متناسب با نوع واحدها مقدار $P_{\max}$ و $P_{\min}$ آنها و نیز دروپ آنها که در دسترس هستند تنظیم شده است و همین طور با توجه به اینکه همه واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس از نوع گرمایی می‌باشند مقدار $R_{\max}$ و $R_{\min}$ را برای همه یکسان و مجهول قرار داده‌ایم. ثابت زمانی گاورنر و توربین واحدها را نیز به‌دلیل نداشتن تاثیر خاص در رفتار فرکانسی سیستم در بروز این حوادث بزرگ، برابر مقادیر نوعی به ترتیب 0.2 و 3 ثانیه قرار داده شده است.

مدل SFR شبکه سراسری در نرم افزار Simulink و یکایی شده در مبنای ۳۰۰۰۰ مگاوات ساخته شده است و برای هر حادثه شرایط حاکم بر سیستم در زمان بروز آن حادثه، اعم از تعداد واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس و مقدار ذخیره با دقت خوبی مدل شده است. همچنین با توجه به اینکه ثابت اینرسی و وابستگی بار با فرکانس با تغییر شرایط کاری عوض می شود از این‌رو مقدار آنها را نیز که البته مجهولند متناسب با بار شبکه در زمان بروز حادثه تغییر می-دهیم. چگونگی این امر در ادامه بحث خواهد شد.

حوادث بررسی شده برای بدست آوردن پارامترها بصورت زیر هستند:

۱- خروج واحد ۴ از نیروگاه اصفهان با ظرفیت ۳۱۵ مگاوات در تاریخ ۱۳۸۸/۰۱/۱۰ ساعت ۱۹:۴۴، در حالی‌که بار سیستم حدود ۲۴۰۰۰ مگاوات بوده است.

۲- - خروج واحد ۴ از نیروگاه بندرعباس با ظرفیت با ظرفیت ۲۳۵ مگاوات در تاریخ ۱۳۸۸/۰۱/۱۰ ساعت ۱۳:۱۵، در حالی‌که بار سیستم حدود ۲۰۰۰۰ مگاوات بوده است.

۳- - خروج ۱۶۱۰ مگاوات تولید و ۱۰۴۳مگاوات بار، همزمان در تاریخ ۱۳۸۸/۰۹/۰۸ ساعت ۱۴، بار شبکه حدود ۲۳۲۰۰ مگاوات بوده است.

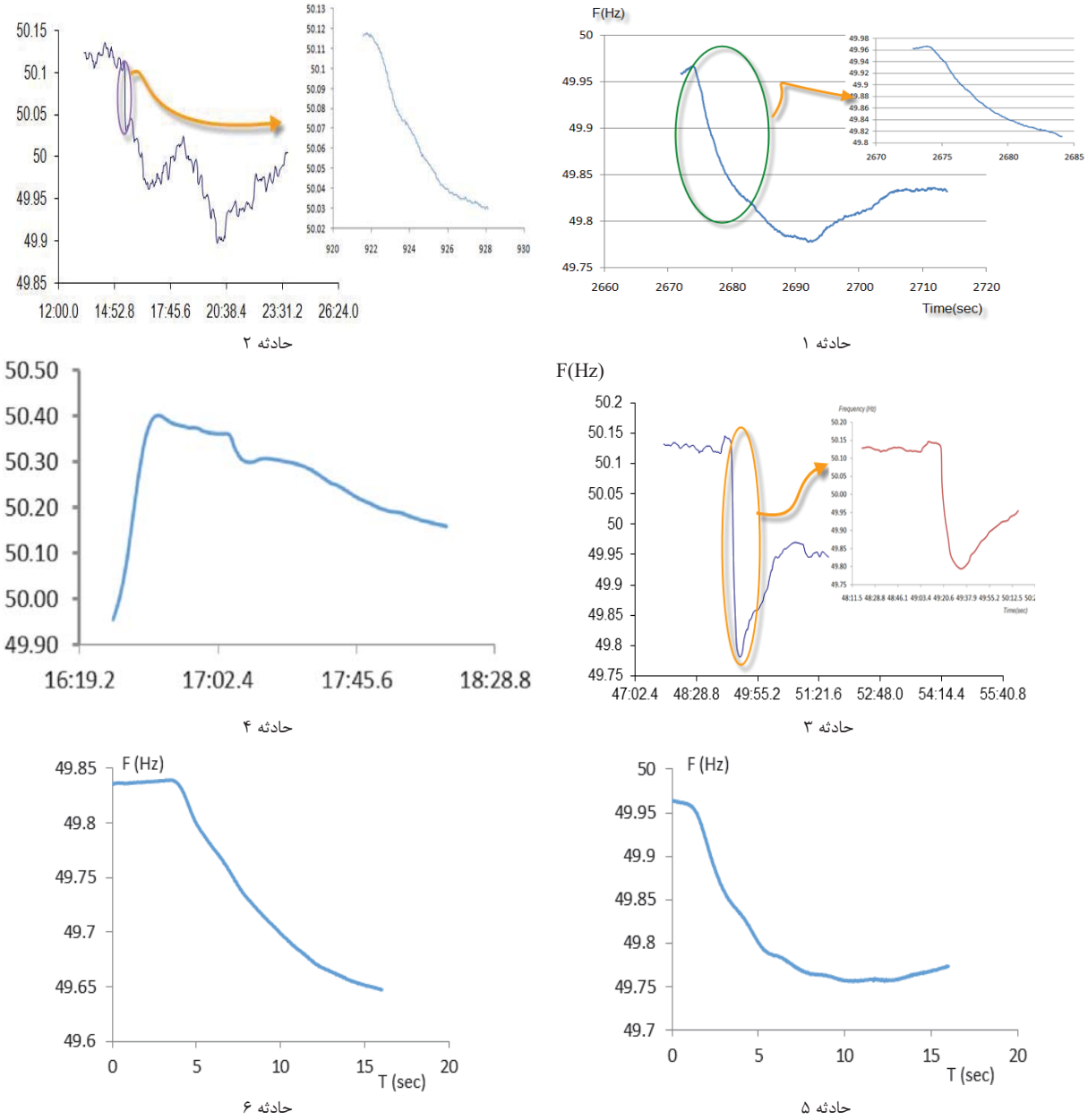
۴- خروج ۲۸۷ مگاوات تولید و ۱۳۰۰ مگاوات بار در تاریخ ۱۳۸۸/۰۵/۰۱ ساعت ۱۰ و ۱۷ دقیقه صبح، بار شبکه حدود ۳۳۰۰۰ مگاوات بوده است.

۵- خروج ۷۲۰ مگاوات تولید نیروگاه بوشهر در تاریخ ۱۳۹۱/۰۲/۵، بار شبکه حدود ۲۳ گیگاوات بوده است.

۶- خروج ۷۰۰ مگاوات تولید نیروگاه بوشهر در تاریخ ۱۳۹۰/۱۲/۲۴، بار شبکه حدود ۲۷ گیگاوات بوده است.

ذکراین نکته الزامی است که ۶ حادثه بالا از بین حدود ۱۵ حادثه انتخاب شده اند، و بقیه حوادث به‌دلایل مختلف شرایط مناسبی برای استفاده نداشته اند. از جمله این دلایل می‌توان به پایین بودن فرکانس نمونه برداری از داده‌ها و بخصوص به بروز آن حادثه به‌صورت به همراه بروز متوالی چند حادثه دیگر اشاره کرد که اطلاع از دامنه و زمان دقیق بروز هر کدام از حوادث در دست نبوده است. همچنین در مورد حوادث ۵ و ۶ اطلاعات دقیقی در مورد مقدار ذخیره شبکه و واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس در موقع بروز حادثه وجود نداشته است. ۵ حادثه اول توسط ثبات‌های موجود ثبت شده و ۲ حادثه نهایی توسط PMU هایی که در حوالی برق منطقه‌ای تهران نصب شده اند ثبت شده است. ابتدا با کمک داده‌های ثبت شده از حوادث ۱، ۵ و ۶ و روش ارائه شده در بخش ۲ مقدار تقریبی H به‌دست آمده و سپس برای تعیین مقدار دقیق آن و مقدار پارامترهای بسیار مهم D، H و $R_{\max}$ از رفتار ثبت شده سیستم در حوادث ۱، ۲ و ۳ استفاده شده مذکوراست. (فرآیند بهینه‌سازی همزمان بر سه حادثه ۱، ۲ و۳ اعمال شده است و از حوادث ۵ و ۶ چنانکه ذکر شد به دلیل نداشتن اطلاعات لازم از ذخیره و ... در این مهم استفاده نشده است)، سپس با کمک مقادیر بدست آمده برای D، H و $R_{\max}$ و با کمک داده‌های ثبت شده از حادثه۴ مقدار پارامتر $R_{\min}$ بدست آمده است.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]



شکل (۹): پاسخ فرکانسی شبکه در بروز حوادث شش‌گانه

۶-۱- تعدیل ثابت اینرسی و میرایی بار

ثابت اینرسی سیستم چنانکه ذکر شد، مجموع ثابت اینرسی ژنراتورها و بارهای گردان سیستم مانند موتورها می باشد. کاملا واضح است که ثابت اینرسی شبکه در شرایط بار مختلف متفاوت است، چراکه هم مقدار بار فرق می کند و هم تعداد ژنراتورهایی که با شبکه سنکرون هستند. از این رو در قدم بعدی تلاش می‌شود تا رابطه بین سطح بار شبکه و ثابت اینرسی آن بدست آید. در این صورت H شبکه در یکی از حوادث مجهول قرار داده می شود و برای بقیه حوادث، متناسب با تفاوت بار شبکه در زمان بروز آن حادثه تابعی از آن است. این رویه برای رابطه حساسیت بار به فرکانس با سطح بار شبکه نیز دنبال خواهد شد.

با افزایش بار شبکه تعداد واحدهای سنکرون با شبکه برای تغذیه بار و نیز تعداد و مقدار بارهای موتوری افزایش می یابد و در نتیجه ثابت

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol14 No.3 Fall2017

اینرسی کل شبکه نیز زیاد می‌شود لذا با تقریب خوبی می‌توان فرض کرد یک رابطه خطی

بین مقدار ثابت اینرسی شبکه و بار آن وجود دارد. در نتیجه برای دو شرایط بار مختلف،

$$\frac{H_1}{H_2}=\frac{P_{L-2}}{P_{L-1}} \qquad (۱۳)$$

در این رابطه مقدار H در شرایط کار مختلف در یک توان پایه ثابت می‌باشد.

۶-۲- وابستگی بار به فرکانس (میرایی بار)

این پارامتر به طور متوسط برای تمامی بارها ثابت در نظر گرفته شده است. از این رو یک رابطه خطی بین وابستگی بار به فرکانس در مدل یکایی ساخته شده با توان پایه ثابت و سطح بار شبکه وجود دارد.

$$D=\alpha P_L \qquad (۱۴)$$

در اینجا نیز نیازی به دانستن مقدار α نبوده و نسبت میرایی‌های بار در شرایط مختلف، مورد نظر است.

۶-۳- حداکثر قابلیت واحدها در سرعت افزایش توان

نتیجه مطالعات و بررسی‌های انجام شده[۲۰,۲۱] بدین صورت است که واحدهای بخاری بزرگ دارای درام قادرند حدود ۴ تا ۵ درصد توان نامی خود را سریع آزاد کرده و در کنترل اولیه مشارکت دهند، ولی واحدهای سیکل ترکیبی قادرند ۱۰ تا ۱۵ درصد توان نامی خود را در کنترل اولیه مشارکت دهند. لذا این قابلیت در مطالعه حاضر برای این دو نوع واحد به‌ترتیب ۵ و ۱۲ قرار داده شده است. در مورد سرعت افزایش و کاهش تولید آنها اطلاعات مدونی در دسترس نیست. مشاهدات تجربی مرکز دیسپاچینگ شبکه ایران و نیز برخی مقالات[۲۲,۲۳] نشان می دهد که سرعت این دو نوع واحدها در بازه های توانی ذکر شده تقریبا یکسان است. این حد در ساخت مدل مورد بررسی جزء پارامترهای مجهول در نظر گرفته شده است.

با توجه به مطالب گفته شده ثابت اینرسی، وابستگی بار به فرکانس و سرعت واحدها در مدل شبیه‌سازی شبکه ایران اعمال شده‌اند. در ادامه به توضیح مواردی از حوادث شش‌گانه که در فرایند بهینه‌سازی استفاده شده‌اند (حوادث ۱، ۲ و ۳) می‌پردازیم. نمودار فرکانسی ثبت شده این حوادث در شکل (۹) آمده است.

حادثه ۱: به‌دنبال بروز این حادثه، شبکه بعد از حدود ۱۰ ثانیه تا حدی کمبود توان را جبران کرده است و فرکانس را از افت سریع نجات داده ولی دوباره فرکانس با شیب بیشتری شروع به افت کرده است از این رو تنها از قسمت بزرگ شده (حدود 10 ثانیه اول) برای این مسئله استفاده شده است.

حادثه ۲: فرکانس شبکه قبل از بروز حادثه به مدت طولانی (حدود یک دقیقه) بالاتر از مقدار نامی ۵۰ هرتز بوده است.(کل این بازه در شکل نشان داده نشده است) از این رو واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس، بر اساس اصول مربوط به کنترل فرکانس [۱۳,۲۴] ذخیره بیشتری نسبت به حالتی که فرکانس در مقدار نامی است خواهند داشت که متناسب با انحراف فرکانس و دروپ واحدها می باشد. در این حالت اضافه فرکانس حدود ۰/۱۱ هرتز سبب می شود که برای واحدهای شبکه سراسری ایران که دروپ آنها به‌طور متوسط ۵ درصد است ظرفیتی به اندازه $\frac{1}{0.05}\times\frac{0.11}{50}=0.044\,pu$ آزاد شود. این نکته مهم در مدل‌سازی شبکه برای بهینه‌سازی در نظر گرفته شده است.

در این حادثه نیز از بازه ۱۰ ثانیه ثبت شده بعد از بروز حادثه برای مسئله بهینه سازی استفاده شده است.

حادثه ۳: در این حادثه نیز مانند حادثه قبلی فرکانس شبکه قبل از بروز حادثه بالاتر از مقدار نامی است و در مدلسازی شبکه، مشابه حادثه قبل این نکته مهم اعمال شده است. در این حادثه از یک بازه ۲۵ ثانیه ثبت شده بعد از بروز حادثه برای مسئله بهینه سازی استفاده شده است.

۶-۴- محاسبه ثابت اینرسی شبکه با استفاده از مقدار نرخ افت فرکانس

قبل از انجام فرایند بهینه سازی، ابتدا با داشتن نرخ تغییرات فرکانس (df/dt) ثبت شده در حوادث ۱، ۵ و ۶ که با فرکانس نمونه برداری ۱۰۰ هرتز انجام شده به تعیین مقدار H می‌پردازیم.

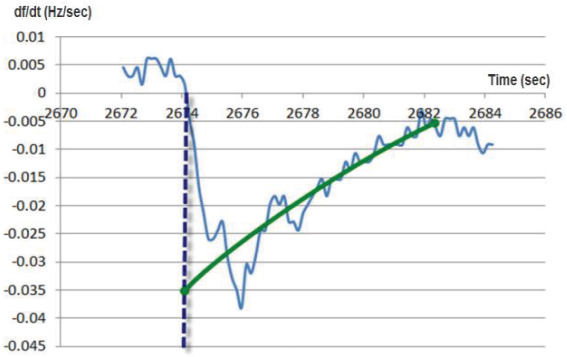
همچنان‌که در بخش مدل سازی تشریح شد یکی از روش های محاسبه ثابت اینرسی استفاده از نرخ افت فرکانس در لحظات اولیه بعد از اغتشاش می باشد. البته این مقدار در یک شبکه واقعی درباس های مختلف سیستم متفاوت است ولی با کمک مقدار متوسط آنها که رفتار نوسانی دارند می توان ثابت اینرسی را محاسبه کرد. این کار مستلزم اندازه گیری دقیق و با فرکانس نمونه برداری بالاست که حوادث ۱، ۵ و ۶ این خاصیت را دارند و همه در باس‌های اطراف برق منطقه‌ای تهران ثبت شده اند.

از روی فرکانس ثبت شده به‌دنبال بروز حادثه ۱ و ابتدا روند متوسط نرخ تغییر فرکانس که تقریبی از نرخ تغییر فرکانس باس مرکزی است به‌دست آمده و در شکل (۱۰) با خط پر رسم شده است، سپس مقدار تقریبی $df_{av}/dt_{t=0^+}$ برابر $-۰/۰۳۴(\mathrm{Hz/sec})$ بدست می‌آید و با کمک رابطه (۶) ثابت اینرسی برابر خواهد بود با :

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]

$$H=\frac{\Delta P_L(pu)}{2df_{av}/dt_{t=0^+}(pu)}=\frac{\frac{315}{3000}}{2\frac{0.036}{50}}=7.3\text{s} \quad (۱۵)$$

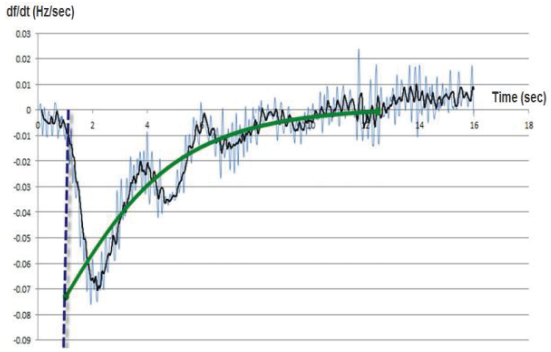
برای حادثه ۵ و ۶ نیز همین روند تکرار شده که در شکل‌های بعدی نرخ تغییرات فرکانس لحظه‌ای ثبت شده آورده شده است. لازم به توضیح است که داده‌های ثبت شده در این دو حادثه با نرخ نمونه-برداری بسیار بالاتر نسبت به حوادث قبلی و با PMU ثبت شده و نویز قابل توجهی در آن‌ها مشاهده می‌شود، لذا پیش از محاسبه روند متوسط نرخ تغییرات فرکانس شبکه، نمودار لحظه‌ای df/dt استفاده از تکنیک میانگین‌گیری متحرک[۳] نویز زدایی و در این دو شکل رسم شده است و روند متوسط نرخ تغییرات فرکانس باس مرکزی آورده شده است.



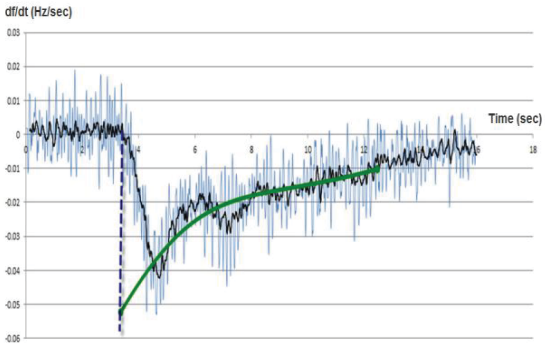
شکل (۱۰): نرخ تغییرات فرکانس شبکه بعد از بروز حادثه

از روی شکل (۱۱) مقدار تقریبی $2df_{av}/dt_{t=0^+}$ برابر است با (Hz/sec)۰/۰۳- و با کمک رابطه (۶) مقدار ثابت اینرسی برابر خواهد بود با :

$$H=\frac{\Delta P_L(pu)}{2df_{av}/dt_{t=0^+}(pu)}=\frac{\frac{720}{30000}}{2\frac{0.072}{50}}=8.3\text{s} \quad (۱۶)$$



شکل (۱۱): نرخ تغییرات فرکانس شبکه بعد از بروز حادثه ۵



شکل (۱۲): نرخ تغییر فرکانس در باس آهوان بعد از حادثه ۶

برای حادثه ۶ مقدار تقریبی $2df_{av}/dt_{t=0^+}$ با توجه به شکل (۱۲) برابر است با (Hz/sec)۰/۰۵۲- و در نتیجه مقدار ثابت اینرسی برابر خواهد بود با :

$$H=\frac{\Delta P_L(pu)}{2df_{av}/dt_{t=0^+}(pu)}=\frac{\frac{700}{30000}}{2\frac{0.052}{50}}=11\text{s} \quad (۱۷)$$

طی بررسی ۳ حادثه، ۳ ثابت اینرسی برای شبکه در ۳ سطح بار مختلف بدست آمد و با مقایسه با رابطه (۱۳) مقدار معادل ثابت اینرسی شبکه در سطح بار ۳۰ گیگاوات متناسب با هر یک از این شرایط در جدول (۱) آورده شده است.

جدول (۱): مقدار معادل ثابت اینرسی شبکه در زمان حوادث ۱، ۵ و ۶

حادثه	ثابت اینرسی در بار ۳۰ گیگاوات
۱	۹/۱۵
۵	۱۰/۸
۶	۱۲/۲

با توجه به نتایج بدست آمده در این مرحله، در فرایند بهینه سازی مقدار H را برای بار ۳۰ گیگاوات بین ۸ تا ۱۳ محدود می کنیم.

۶-۵- اجرای برنامه بهینه‌سازی

مقدار ذخیره برای هر حادثه به روش گفته شد، برای هر حادثه در مدل مربوطه اعمال شد. مقدار D و H برای حادثه 1 که بار سیستم ۲۴ گیگاوات است مجهول قرار داده شد و برای حادثه ۲ و ۳ با توجه به روابط (۱۳) و (۱۴) مقادیر H_i و D_i بدست آمده و در مدل مربوطه قرار داده شده است:

در این بهینه سازی هر سه حادثه با هم مشارکت داده شده اند تا جوابهای بدست آمده برای هر سه حادثه هم‌خوانی داشته و نشان دهنده رفتار متوسط سیستم باشد.

بعد از چند بار اجرای برنامه بهینه سازی با الگوریتم PSO که اکثر قریب به اتفاق آنها به یک جواب همگرا می شدند نتایج نهایی مطابق جدول (۲) بدست آمد. این نتایج برای ثابت اینرسی و وابستگی بار به

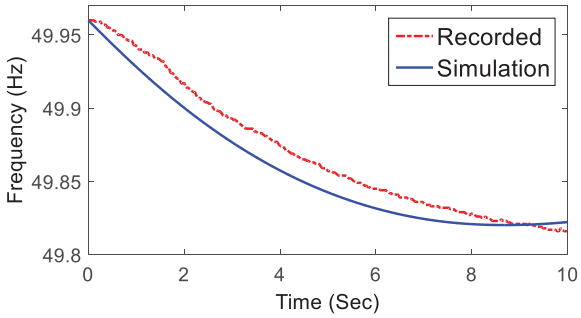
[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]
Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol14 No.3 Fall2017

فرکانس بر مبنای توان پایه ۳۰۰۰۰ مگاوات و فرکانس ۵۰ هرتز بوده و برای $R_{\max}$ در مبنای توان نامی هر واحد است.

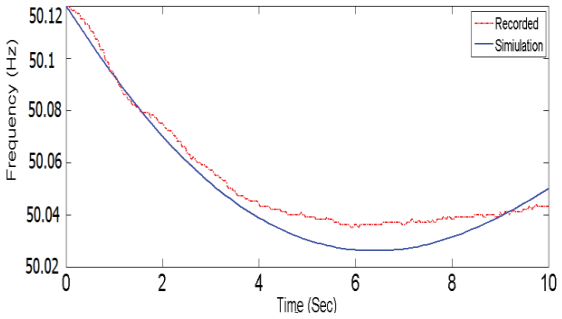
جدول (۲): نتایج بهینه سازی همزمان ۳ حادثه

پارامترها	مقدار پارامترها
$D_2(pu/pu)$	0.82
$H_2(s)$	7.95
$R_2(pu/s)$	0.0055

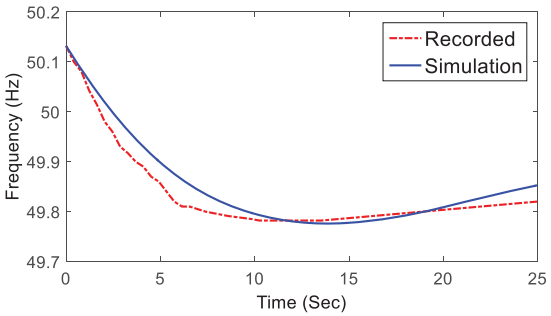
در ادامه در شکل های ۱۳ تا ۱۵ نمودارهای مربوط به رفتار فرکانسی شبکه واقعی و مدل شبکه با پارامترهای بدست آمده از بهینه سازی آورده شده است. همچنان‌که از نمودارها دیده می شود میزان تطابق داده های ثبت شده و نتایج بدست آمده از شبیه سازی بالاست و نشان دهنده دقت مناسب در نتیجه های گرفته شده است.



شکل (۱۳): مقایسه رفتار واقعی سیستم و رفتار مدل سیستم با پارامترهای بدست آمده از بهینه سازی برای حادثه ۱



شکل (۱۴): مقایسه رفتار واقعی سیستم و رفتار مدل سیستم با پارامترهای بدست آمده از بهینه سازی برای حادثه ۲



شکل (۱۵): مقایسه رفتار واقعی سیستم و رفتار مدل سیستم با پارامترهای بدست آمده از بهینه سازی برای حادثه ۳

با کمک مقدار D و H بدست آمده از بهینه سازی ۳ حادثه ذکر شده و از طریق رابطه (۱۳) رابطه تقریبی زیر بین ثابت اینرسی شبکه و وابستگی بار به فرکانس با سطح بار مصرفی شبکه بدست می آید.

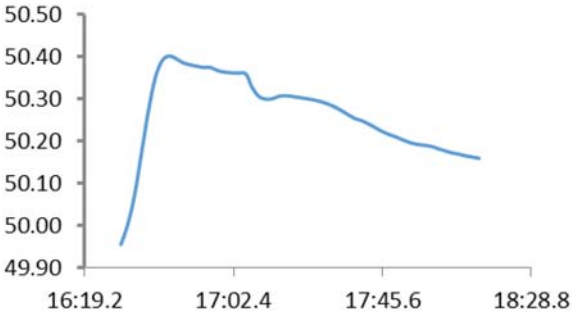
$$H(\sec) = 0.32\,P_L(GW) \qquad (۱۸)$$

و نیز برای وابستگی بار به فرکانس

$$D(\frac{pu}{pu}) = \frac{0.82}{24000} P_L(MW) = 0.035 P_L(GW) \qquad (۱۹)$$

که در این دو رابطه D و H در مبنای ۳۰ گیگاوات یکایی شده اند.

برای بدست آوردن سرعت واحدها در کاهش تولید که در کنترل فرکانس در مواقع خروج بار اهمیت پیدا می کند داده های ثبت شده در شبکه در حادثه ۴ مورد استفاده قرار گرفته است که در شکل (۱۶) نمودار آن را می بینیم



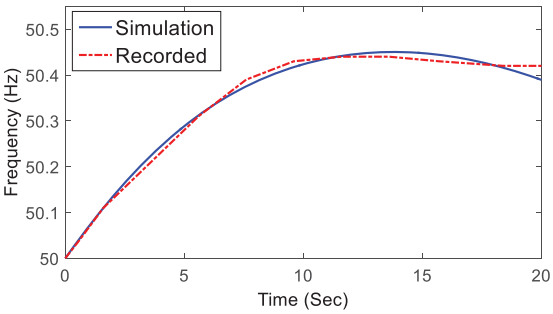
شکل (۱۶): رفتار فرکانسی شبکه بعد از بروز حادثه ۴

برای بدست آوردن این پارامتر، مقدار پارامترهای دیگر یعنی وابستگی بار به فرکانس و ثابت اینرسی را از از مقادیر بدست آمده از بهینه سازی مرحله قبل و روابط (۱۸) و (۱۹) محاسبه کرده و در مدل SFR ساخته شده برای شبکه جایگذاری می کنیم.

$$H(s) = 0.312 \times 32.7(MW) = 10.3$$
$$D(p/pu) = 0.82 \times \frac{32.7}{24} = 1.117 \qquad (۲۰)$$

سپس با تغییر مقدار $R_{\min}$ به بهینه سازی پاسخ مدل در بروز حادثه ۴ برای تطابق با داده های واقعی ثبت شده در شبکه می پردازیم. برای این بهینه سازی تنها ۱۵ ثانیه اول بعد از بروز اغتشاش مورد توجه بوده است.

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]



شکل (۱۷): میزان تطابق بین داده های بدست آمده از شبیه‌سازی با استفاده از مقادیر بدست آمده از بهینه سازی و داده های ثبت شده از واقعیت بعد از بروز حادثه ۴

در این بهینه سازی با $R_{\min} = 0.0062$ بهترین نتیجه به‌دست آمده است که شکل (۱۷) تطابق بین داده ثبت شده از شبکه و نمودار بدست آمده از شبیه سازی نشان داده شده است. برای زمان های بالاتر از ۱۵ ثانیه تطابقی بین شبیه سازی و داده های واقعی وجود ندارد. شاید دلیل این رفتار آن باشد که وقتی افزایش فرکانس متوقف می شود ($sign(df/dt \times \Delta f) < 0$) واحدها با سرعت بسیار کمتری تولید خود را کاهش می دهند.

جدول (۳): مقادیر نهایی پارامترهای فرکانسی شبکه سراسری ایران

پارامترها	مقدار پارامترها
D (pu/pu)	رابطه (۱۹)
H (s)	رابطه (۱۸)
$R_{\max}(pu/s)$	0.0055
$R_{\min}(pu/s)$	0.00621

نتایج محاسبه پارامترهای فرکانس شبکه سراسری ایران به طور خلاصه در جدول (۳) آمده است. مقادیر D و H در مبنای توان نامی ۳۰ گیگاوات بوده ولی $R_{\max}$ و $R_{\min}$ در مبنای توان نامی هر واحد است برای مثال یک واحد گرمایی با توان نامی ۱۰۰ مگاوات قادر است در مد کنترل اولیه فرکانس و در یک بازه محدود چند درصدی حول نقطه کار، توان خود را با نرخ ۰/۵۵ مگاوات بر ثانیه افزایش و با سرعت ۰/۶۲ مگاوات بر ثانیه کاهش دهد که به ترتیب معادل ۳۳ مگاوات بر دقیقه افزایش و ۳۷ مگاوات بر دقیقه کاهش است. این مقادیر چندین برابر سرعت آنها در بارگیری طبیعی است که حدود ۵ مگاوات بر دقیقه می باشد.

۷- نتیجه گیری

در این مقاله ابتدا به بررسی و مدلسازی بخش‌های مختلف سیستم قدرت برای مطالعات عملی در مورد کنترل فرکانس شبکه و نشان دادن تاثیر مهم پارامترهای ثابت اینرسی شبکه، وابستگی بار به فرکانس، حداکثر نرخ افزایش و کاهش تولید برای مشارکت در کنترل اولیه فرکانس، در رفتار دینامیکی فرکانس شبکه به‌دنبال بروز حوادث بزرگ پرداختیم. سپس برای بدست آوردن این پارامترها برای یک شبکه سراسری بزرگ مانند شبکه انتقال ایران از رفتار فرکانسی شبکه در مقابل بروز برخی حوادث مشخصی که ثبت شده بود استفاده کردیم. با توجه به معلوم بودن بار سیستم، ذخیره اولیه، و واحدهای مشارکت کننده در کنترل فرکانس توانستیم با ساخت مدل ساده SFR و اعمال شرایط حاکم بر شبکه روی آن در زمان بروز آن حوادث، شرایط شبکه را با دقت مناسبی مدل کنیم و با انجام بهینه سازی به روش PSO پارامترهای تاثیر گذار بر رفتار فرکانسی سیستم را استخراج کنیم. پیش از بهینه‌سازی، با روشی که برای تخمین ثابت اینرسی ارائه شده بود محدوده این پارامتر استخراج شد و در فرایند بهینه سازی مورد استفاده قرار گرفت. استخراج پارامترهای مذکور می تواند در بهره برداری و کنترل امن و بهینه شبکه سراسری ایران بسیار مفید باشد.

مراجع

[1] IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants" IEEE/ANSI StnC37.106-1987.

[2] Y. Rebours and D. Kirschen, "What Is Spinning Reserve?" University of Manchester , 2005.

[3] Anderson, P. M.; Mirheydar, M.; "A Low-Order System Frequency Response Model", IEEE Trans. Power Systems, Volume 5, Issue 3, Aug. 1990, pp. 720 – 729.

[4] D. Yiping, Z. Pan, Ch. Shuping, "Primary Frequency Control Characteristic of a Grid", Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2008, 3rd IEEE Conference on, June 2008, pp. 1493 – 1497.

[5] روح الامینی مهدی، رشیدی نژاد مسعود. تدارک همزمان انرژی و ذخیره کنترل فرکانس اولیه بادرنظرگرفتن محدودیت گرفتگی خطوط. مجله مهندسی برق و الکترونیک ایران. ۱۳۹۱؛ ۹ (۲) :۱-۱۰

[6] P. Hyun-Shin, K. Kern-Joong, "A Study on AGC Scheme Based on Real Time Frequency Characteristics", Universities Power Engineering Conference, UPEC 2008. 43rd International, Sept. 2008, pp. 1 – 5.

[7] L. R. Chang-Chien, N.-B. Hoonchareon, C.-M. Ong, and R. A Kramer, "Estimation of _ for Adaptive frequency bias setting in load frequency control," IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, no. 2, pp. 904–911, May 2003.

[8] S. Pillutla, S. Stavrinos, A. L. Theophanous, F. S. Prabhakara, "Assessment of Primary Response Capability of Generating Units for Dynamic Allocation of Spinning Reserves in the Cyprus Power System", 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, 2010, pp. 1 – 7.

[9] S. Pillutla, S. Stavrinos, A. L. Theophanous, F. S. Prabhakara, "Assessment of Primary Response Capability of Generating Units for Dynamic Allocation of Spinning Reserves in the Cyprus Power System", 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, 2010, pp. 1 – 7.

[10] R. Permine, Y. H. Songe, A.chebbo, "Experiences in Modelling the Performance of Generating Plant for Frequency

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]

[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]

Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers Vol14 No.3 Fall2017

Response Studies on the British Transmission Grid" , Electric Power Systems Research 2007, pp. 1575–1584.
[11] T. Inoue, H. Taniguchi, Y. Ikeguchi, K.Yoshida, "Estimation of Power System Inertia Constant and Capacity of Spinning-Reserve support Generators Using Measured Frequency Transients", IEEE Trns. Power Systems, Volume 12, Issue 1, Feb. 1997, pp. 136 – 143.
[12] R. J. Koessler, J. W. Feltes and J. R. Willis, "A Methodology for Management of Spinning Reserve Requirements", Power Technologies, Inc. Schenectady, NY, 12305-1058 USA.
[13] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, "Power Generation, Operation, and Control", JOHN WILEY & SONS, 1996.
[14] L. Freris, D. Infield, "Renewable Energy in Power System", John Wiley & Sons, Ltd, Publication, 2008.
[15] J. Machowski, J. W. Bialek, J. R. Bumby, Power system Dynamics: Stability and Control, JOHN WILEY & SONS, 2008.
[16] P. M. Anderson, A. A. Fouad, "Power System Control and Stability", Second edition, IEEE Press, 2002.
[17] B. J. Kirby, J. Dyer, C. Martinez, R. A. Shoureshi, R. Guttromson, J. Dagle, "Frequency Control Concerns In The North American Electric Power System", December 2002.
[18] عبادی جعفر، جاویدی دشت بیاض محمدحسین. توسعه مدل حلقه کنترل بار– فرکانس نیروگاه ها با در نظرگرفتن ضریب دمپینگ توربین. مجله مهندسی برق و الکترونیک ایران. ۱۳۹۱; ۹ (۲) :۱۹-۲۷
[19] J. Kennedy and R. C. Eberhart, "Particle Swarm Optimization", Proceedings of the 1995 IEEE International Conference on Neural Networks, vol. 4, pp. 1942–1948.
[20] W. I. Rowen, "Simplified Mathematical Representations of Heavy Duty Gas Turbines", Transactions of the ASME, Journal of Engineering for Power, vol. 105, 1983, pp. 865-70.
[21] S. Schafstall, "Frequency Control Capability of ABB Combined-Cycle Gas Turbin Power Plants", ABB Power Generation Ltd, 1995.
[22] Panna Ram, A. N. Jha, "Automatic Generation Control of Interconnected Hydro-thermal System in Deregulated Environment Considering Generation Rate Constraints", International Conference on Industrial Electronics, Control and Robotics, 2010.
[23] S. R. Khuntia, S. Panda, "A Novel Approach for Automatic Generation Control of a Multi-Area Power System", 24th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2011, pp. 1182-1187.
[24] H. Bevrani, "Robust Power System Frequency Control", Springer, 2008.
[25] Siemens "Extensive Studies and Enhancement of Iranian HV Power System" Section Report on Dynamic Analysis for Improved System, June 10, 2009.

[1] Per Unit
[2] System Frequency Response
[3] Moving Average

[Downloaded from jiaeee.com on 2026-11-20]
[DOR: 20.1001.1.26765810.1396.14.3.5.0]