Semnan University

Journal of Modeling in Engineering

Journal homepage: https://modelling.semnan.ac.ir/

ISSN: 2783-2538



Type of Article (e.g. Research Article)

Determining Optimal Spinning Reserve Amount Considering Power system Reliability

Mohammadreza Ajami [a], **Alireza Sobbouhi*** [b]

[an] Electrical Department, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran
[b] Electrical Department, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran

UNCORRECTED PROOF

PAPER INFO

Paper history:

Received:
Revised:
Accepted:

Keywords:

Type your keywords here in separate lines

Keyword 1; Reliability

Keyword 2; Frequency Control

Keyword 3; Generation Capacity Expansion

ABSTRACT

Reliability of a system is the ability of that system to achieve intended goals and satisfactory performance degree under certain operational conditions in specified period of time. Frequency is a global quantity throughout the power grid whose stability lies on the balance between supply and consumption; any changes in demand or generated power in one point of the grid, results in frequency deviation to the entire grid; Meanwhile powerplants restrictions such as spinning reserve capacity and fixed generation rate capacity for eliminating power shortage are effective on frequency deviation and the time of reaching to steady state.All these factors are influence on the reliability of power system and should be considered and analyzed. In this article, power system reliability indexes has been evaluated with considering frequency deviation in process of primary frequency control on IEEE_RTS79 by MATLAB/Simulink Software. By evaluating reliability indices in the conditions where different amounts of spinning reserve, from 50 to 600 MW are available in power system, it has been tried to specify the role of reliability evaluation in power system expansion planning, finally the optimal amount of spinning reserve is suggested in terms of power system reliability.

DOI: https://doi.org/

© 2024 Published by Semnan University Press.
This is an open access article under the CC-BY 4.0 license. (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

* **Alireza Sobbouhi**
E-mail address: a_sobbouhi@sbu.ac.ir

How to cite this article:

مقاله پژوهشی

تعیین میزان رزرو بهینه شبکه با در نظر گرفتن قابلیت اطمینان سیستم قدرت

محمدرضا عجمی[۱]، علی‌رضا سبوحی[۲*]

اطلاعات مقاله

دریافت مقاله:

بازنگری مقاله:

پذیرش مقاله:

واژگان کلیدی: قابلیت اطمینان , کنترل فرکانس , توسعه ظرفیت تولید

چکیده

میزان توانایی یک سیستم در انجام اهداف مدنظر و همین‌طور عملکرد رضایت‌بخش آن تحت شرایط کاری مشخص در مدت‌زمان معین قابلیت اطمینان آن سیستم نامیده می‌شود که امروزه ارزیابی آن در سطوح مختلف سیستم‌های قدرت امری تعیین‌کننده است و در جوامع فعلی اهمیت بیشتری نیز پیدا کرده است. فرکانس یک کمیت مشترک در سرتاسر سیستم است که ثبات آن به تعادل بین تولید و مصرف بستگی دارد؛ هرگونه تغییر در تقاضای بار و یا خروج واحد در یک نقطه از شبکه به‌صورت تغییر فرکانس در کل شبکه منعکس می‌شود. در این مقاله، با استفاده از محیط نرم افزار MATLAB/Simulink ، در شبکه تغییریافته IEEE-RTS وضعیتی که فرکانس سراسری به سبب اختلالات رخداده دچار انحراف شده و فرایند کنترل اولیه و ثانویه فرکانس آغاز گردیده است، شبیه‌سازی شده و شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم قدرت مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند؛ در فرایند کنترل فرکانس نیز، مواردی نظیر نرخ افزایش یا کاهش تولید واحدهای شبکه لحاظ شده است تا شکل واقعی‌تری از عملکرد واحدهای شبکه مدل‌سازی شود. با بررسی شاخص‌های قابلیت اطمینان در شرایطی که مقادیر متفاوتی از ذخیره چرخان، از ۵۰ تا ۶۰۰ مگاوات در شبکه در دسترس است، سعی شده است تا نقش بررسی این شاخص‌ها در مطالعات توسعه شبکه قدرت نمایان گردد. در نهایت، میزان رزرو بهینه با لحاظ قابلیت اطمینان شبکه، پیشنهاد شده است.

DOI: https://doi.org/

© 2024 Published by Semnan University Press.
This is an open access article under the CC-BY 4.0 license. (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

UNCORRECTED PROOF

۱-مقدمه[۱]

وظیفه اساسی سیستم‌های قدرت، تأمین انرژی الکتریکی مشترکین به نحوی است که از پیوستگی و کیفیت قابل‌قبول برخوردار بوده و انجام آن نیز تاحدامکان اقتصادی باشد. امروزه با پیشرفت تکنولوژی و مدرن‌تر شده زندگی اجتماعی، لزوم پیوستگی در تغذیه انرژی الکتریکی موردنیاز مشترکین هر چه بیشتر احساس می‌شود؛ لیکن برآورد چنین نیازی با وجود اغتشاشات و اختلالات که موجب قطع تغذیه مشترکین گردیده، بسیار مشکل و پرهزینه است. جهت بررسی این مسئله و سنجش کیفیت عملکرد سیستم ازنقطه‌نظرپیوستگی در تغذیه مشترکین، معیاری مورداستفاده قرار می‌گیرد که به‌طورکلی قابلیت اطمینان سیستم نامیده می‌شود. به عبارت بهتر، قابلیت اطمینان یک سیستم قدرت بیانگر میزان اطمینان به عملکرد صحیح و مطلوب این سیستم در آینده و احتمال پاسخ‌گویی مطلوب این سیستم در تغذیه و انجام‌وظیفه از پیش تعیین شده آن، به‌خصوص در شرایط نامساعدی که منجر به خرابی تجهیزات و ازکارافتادن بخشی از سیستم می‌شود، است. در شبکه‌های قدرت مواردی نظیر تغییرات ناگهانی بار و یا اخلال در عملکرد واحدهای نیروگاهی و خروج آن‌ها می‌تواند اختلالات گوناگونی در شبکه ایجاد کرده و موجب تغییرات قابل‌توجه در فرکانس شبکه شود. روش‌های کنترل فرکانس بار با تنظیم توان خروجی واحدهای نیروگاهی و توان عبوری خطوط سعی در حفظ تغییرات فرکانس در محدوده قابل‌قبول دارند [۴-۱]. پس از بررسی عملکرد روش‌های مختلف کنترل فرکانس کارگروه قابلیت اطمینان آمریکای شمالی و ENTSO[۲] با استفاده از استانداردهای عملکرد کنترلی CPS[۳] عملکرد روش‌های مختلف کنترل فرکانس را مورد ارزیابی قرار داده‌اند [۹-۵]. این استانداردها شامل CPS1 و CPS2 هستند؛ CPS1 مربوط به سنجش عملکرد روش کنترل فرکانس شبکه چند ناحیه‌ای در طول مدتی طولانی (۱۲ماه) و CPS2 مقدار خطای کنترلی هر ناحیه در هر ۱۰ دقیقه در طول یک ماه می‌باشد که هر دوی آن‌ها مشخصه‌های مهمی در طراحی روش کنترلی هستند [۱۱،۱۰]. فرایند تنظیم و کنترل فرکانس پس از تغییرات بار شبکه و یا خروج واحدهای نیروگاهی شامل تبادلات توان میان بارهای شبکه و واحدهای ژنراتوری است و جزئیات مربوط به کمبود توان در شبکه عوامل بسیار مهم و تاثیرگذاری بر روی قابلیت اطمینان سیستم‌های قدرت به حساب می‌آیند؛ هدف اصلی این مقاله بررسی و تحلیل این تاثیرات طی فرایند کنترل فرکانس و همینطور تعیین ظرفیت ذخیره مناسب در سیستم قدرت است. تغییر ترکیب تولید و مقدار طرفیت ذخیره در وضعیت‌های مختلف تغییر ناگهانی بار بواسطه عدم‌قطعیت‌های اولیه در پیش‌بینی‌ها در سیستم‌های قدرت موضوعی است که بارها مورد توجه و بررسی قرار گرفته است، تعیین ظرفیت ذخیره در شبکه با استفاده از نرخ خروج ژنراتورها و پیش‌بینی بار شبکه [۱۲]، بهره‌گیری از چهارچوب قابلیت اطمینان شامل بررسی‌های متداول به منظور ارزیابی ظرفیت ذخیره چرخان و غیرچرخان [۱۳]، استفاده از مدل UC[۴] مبتنی بر نتایج پیش‌بینی تصادفی بار به منظور تعیین ظرفیت بهینه ذخیره در سیستم قدرت [۱۴]، استفاده از رویکردی مبتنی بر ریسک برای تعیین مقدار طرفیت ذخیره با حذف عدم‌قطعیت‌های مربوط به پیش‌بینی‌ها [۱۵] ، دسته‌بندی مقادیر ذخیره براساس مقیاس‌های زمانی که مقادیر ذخیره به کارگیری شده‌اند [۱۶]، بررسی اثر مقادیر مختلف ذخیره چرخان هم به صورت‌های افزایشی و کاهشی بر روی آنالیز قابلیت اطمینان

* پست الکترونیک نویسنده مسئول : a_sobbouhi@sbu.ac.ir @
۱. دانشجوی کارشناسی‌ارشد، دانشکده مهندسی برق، گروه قدرت، دانشگاه شهید بهشتی
۲. استادیار، دانشکده مهندسی برق، گروه قدرت، دانشگاه شهید بهشتی
استناد به این مقاله: نحوه استناد فارسی در اینجا درج گردد.

[۲] European Network of Transmission Systems Operators

[۳] Control Performance Standards

[4] Unit Commitment

UNCORRECTED PROOF

شبکه و ارائه مدل UC [۲۱] و ارائه مدل تخصیص ظرفیت ذخیره با درنظرگرفتن قابلیت اطمینان و عدم قطعیت‌های شبکه و نرخ جایگزینی خروج مبتنی بر شرایط (CDORR[5]) [۲۲]. به هر ترتیب فرایند کنترل و تنظیم فرکانس پس از رخداد اختلال در شبکه و تاثیر آن بر روی قابلیت اطمینان سیستم قدرت و هم‌چنین تعیین ظرفیت ذخیره مناسب در سیستم به نحوی که شاخص‌های قابلیت اطمینان با خطر روبه‌رو نشده و همینطور منافع اقتصادی سیستم تامین و حفظ گردد، مورد مطالعه و بررسی قرار نگرفته است.

پس از رخداد اختلال در شبکه و برهم‌خوردن تعادل میان تولید و مصرف، تلاش برای بازیابی تعادل در شبکه آغاز می‌شود و دراین‌بین ظرفیت کنترل فرکانس، نرخ افزایش یا کاهش خروجی واحدها و هم چنین ظرفیت ذخیره واحدها عواملی تعیین‌کننده هستند. سیستم کنترل خودکار تولید (AGC)[6] نیز در مواقع کم باری، تولید واحدها را کاهش و در مواقع پرباری تولید واحدها را افزایش می‌دهد، دراین‌بین موجود نبودن ظرفیت ذخیره کافی در شبکه منجر به عملکرد نامطمئن شبکه شده و آزادسازی بیش از حد ظرفیت ذخیره نیز باعث می‌شود تا عملکرد شبکه اقتصادی نباشد. زمانی که اختلالی در شبکه رخ می‌دهد، کنترل اولیه فرکانس وارد عمل شده و افت فرکانس را مهار کرده و با بازکردن بیشتر دریچه سوخت توان بیشتری به شبکه تزریق کرده و تعادل را بین تولید و مصرف برقرار می‌کند؛ پس از آن کنترل ثانویه فرکانس با بهره‌گیری از ظرفیت ذخیره موجود در شبکه، فرکانس را به مقدار نامی بازمی‌گرداند. درصورتی‌که دو مرحله فوق در بازیابی فرکانس ناموفق باشند، مرحله سوم کنترل فرکانس که در آن قطع بار انجام می‌شود، مورداستفاده قرار می‌گیرد. جدول (۱) به طور خلاصه به مراحل کنترل فرکانس شبکه اشاره نموده است. تغییرات فرکانس طی فرایند فوق به نرخ افزایش یا کاهش تولید واحدها و مقدار ظرفیت ذخیره موجود در شبکه وابسته است؛ هم چنین اطلاعات مربوط به اختلالات شبکه، کمبود یا ازدیاد توان در شبکه و همین‌طور محدودیت‌های واحدهای نیروگاهی عواملی اثرگذار بر قابلیت اطمینان شبکه و ارزیابی‌های اقتصادی هستند. در این مقاله در وضعیتی که فرکانس سراسری در یک شبکه تک‌ناحیه‌ای به سبب اختلالات رخداده دچار انحراف شده و فرایند کنترل فرکانس آغاز گردیده است، شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم قدرت مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند؛ در فرایند کنترل فرکانس نیز، مواردی نظیر نرخ افزایش یا کاهش تولید واحدهای شبکه لحاظ شده است تا شکل واقعی‌تری از عملکرد واحدهای شبکه مدل‌سازی شده و با محاسبه، تحلیل و بررسی شاخص‌های قابلیت اطمینان در شرایطی که مقادیر متفاوتی از ذخیره چرخان در شبکه در دسترس است، سعی شده است تا علاوه بر تعیین مقدار بهینه و مناسب ذخیره نقش بررسی این شاخص‌ها در مطالعات توسعه شبکه قدرت نمایان گردد. شبیه‌سازی فرایند فوق در محیط نرم‌افزار MATLAB\Simulink انجام شده است.

جدول ۱ : مراحل کنترل فرکانس

مرحله	اقدامات
کنترل اولیه	افزایش تولید از طریق باز نمودن و تنظیم دریچه گاز داغ ورودی به توربین به‌منظور کنترل افت اولیه و بازگرداندن فرکانس به محدوده مجاز – افزایش تولید شبکه به‌صورت مجازی و موقت
کنترل ثانویه	افزایش تولید شبکه به طور دائم با استفاده از ظرفیت ذخیره موجود در شبکه به‌منظور رساندن فرکانس به مقدار نامی
کنترل ثالثیه	حذف بارهای شبکه به ترتیب اولویت‌های از پیش‌تعیین‌شده به‌منظور بازیابی مجدد تعادل میان تولید و بار

۲- مدل‌سازی فرایند کنترل فرکانس

هنگامی که اختلالی مانند کم‌شدن ناگهانی بار و یا خروج واحدهای نیروگاهی در شبکه رخ می‌دهد، سیستم کنترل‌کننده فرکانس فعال شده و مراحل آن در صورت نیاز به ترتیب اجرا می‌شوند؛ مدت‌زمان این فرایند پس از اختلال عاملی مهم و اثرگذار بر قابلیت اطمینان سیستم است که در

[5] Condition-dependent Outage Replacement Rate

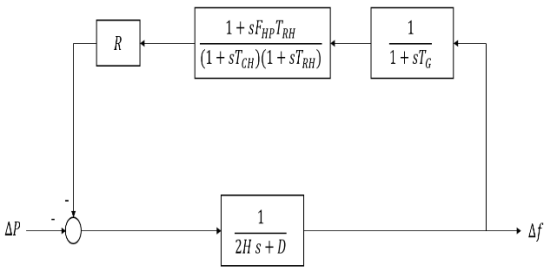
[6] Automatic Generation Control

UNCORRECTED PROOF

این گزارش مدنظر قرار گرفته است. در این بخش مدل‌سازی مراحل اولیه و ثانویه کنترل فرکانس صورت‌گرفته است.

۲-۱- مدل‌سازی کنترل اولیه فرکانس

کنترل اولیه فرکانس یک فرایند خودکار است که پس از رخداد اختلال، مجددا تعادل را بین تولید و مصرف در یک نقطه متفاوت طی چندین ثانیه برقرار می‌کند [۱۷]؛ مدت زمان عملکرد کنترل اولیه به ضریب تنظیم سرعت و مشخصات توربین بستگی دارد.



شکل ۱ : بلوک دیاگرام کنترل اولیه فرکانس

در شکل (۱) که نشان‌دهنده‌ی دیاگرام کنترل اولیه فرکانس است، T_G ثابت زمانی معادل گاورنرها، T_{CH} ثابت زمانی معادل توربین، F_{HP} نسبت توان فشارقوی توربین بازگرماده، T_{RH} ثابت زمانی باز حرارت‌ده توربین، D ضریب میرایی بار، R ضریب تنظیم سرعت معادل و H ضریب لختی معادل واحدهای شبکه می‌باشند. روابط (۱-۶) برای به‌دست آوردن مقدار معادل پارامترهای فوق مورد استفاده قرار می‌گیرند [۱۸].

$$R_{eq} = \sum_{n=1}^{N_{CG}-N_{FCG}} R_i \qquad (۱)$$

$$H_{eq} = \sum_{n=1}^{N_{CG}-N_{FCG}} H_i \qquad (۲)$$

$$T_{G_{eq}} = \sum_{n=1}^{N_{CG}-N_{FCG}} T_{G_i} \qquad (۳)$$

$$T_{CH_{eq}} = \sum_{n=1}^{N_{CG}-N_{FCG}} T_{CH_i} \qquad (۴)$$

$$T_{RH_{eq}} = \sum_{n=1}^{N_{CG}-N_{FCG}} T_{RH_i} \qquad (۵)$$

$$F_{HP_{eq}} = \sum_{n=1}^{N_{CG}-N_{FCG}} F_{HP_i} \qquad (۶)$$

$$G_1(s) = \frac{\Delta f(s)}{\Delta P(s)} = M_1 \times M_2 \qquad (۷)$$

$$M_1 = \frac{(1+sT_{CH_{eq}})(1+sT_{RH_{eq}})(1+sT_{G_{eq}})}{(2H_{eq}+D)(1+sT_{CH_{eq}})(1+sT_{RH_{eq}})} \qquad (۸)$$

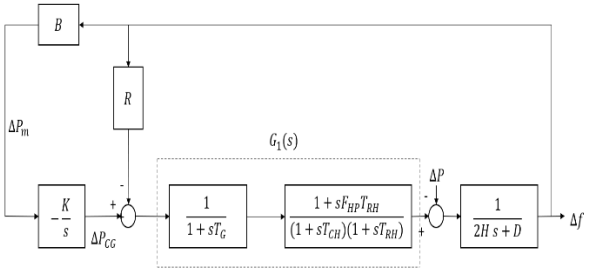
$$M_2 = \frac{1}{\left(1+sT_{G_{eq}}\right)+\frac{R_{eq}(1+sF_{HP_{eq}}T_{RH_{eq}})}{(2H_{eq}+D)(1+sT_{CH_{eq}})(1+sT_{RH_{eq}})}} \qquad (۹)$$

در روابط (۱-۶)، N_{CG} تعداد ژنراتورهای در حال کارکرد و N_{FCG} تعداد ژنراتورهای از مدار خارج‌شده است؛ برای محاسبه پارامترهای معادل در روابط (۱-۶)، مقادیر واحدهای فعال شبکه با یکدیگر جمع شده‌اند. رابطه (۷) نیز مربوط به تابع تبدیل کنترل اولیه فرکانس براساس شکل (۱) است، Δf تغییرات فرکانس در طول فرآیندکنترل اولیه و ΔP مقدار کمبود یا ازدیاد توان در شبکه است؛ رابطه تغییرات فرکانس در حوزه زمان به صورت زیر خواهد بود:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{R+D} \qquad (۱۰)$$

۲-۲- مدل‌سازی کنترل ثانویه فرکانس

درصورتی‌که تعادل حاصل شده میان تولید و مصرف در کنترل اولیه، در نقطه‌ای خارج از فرکانس نامی باشد، کنترل ثانویه فرکانس وارد عمل می‌شود و هدف اصلی آن بازگرداندن فرکانس شبکه به مقدار نامی خود با استفاده از مقادیر ذخیره شبکه با نرخ افزایش یا کاهش مشخص، است. در شکل (۲)، B ضریب بایاس فرکانس است؛ ضریب بایاس فرکانس طبق رابطه (۱۶) نشان می‌دهد که بار افزوده‌شده به شبکه توسط دو مولفه جبران می‌گردد؛ یکی افزایش تولید و دیگری کاهش کلی بار شبکه در اثر کاهش فرکانس.



شکل ۲ : بلوک دیاگرام کنترل اولیه و ثانویه فرکانس

طبق رابطه (۱۱)، حاصل‌ضرب B در Δf ، مقدار توان موردنیاز برای بازگشت فرکانس به مقدار نامی را مشخص می‌کند [۱۸].

$$\Delta P_m = \Delta f . B \quad (۱۱)$$

ΔP_m مقداری محدود بوده و وابسته به مقدار ظرفیت ذخیره موجود در شبکه است؛ در صورتی که مقدار ΔP_m کمتر از مقدار ذخیره موجود در شبکه باشد، مقدار تولید اضافه شده به شبکه (ΔP_{CG}) برابر با ΔP_m می‌باشد و در این حالت فرکانس به مقدار نامی خود بازمی‌گردد؛ اما در صورتی که مقدار توان مورد نیاز (ΔP_m) بیشتر از مقدار ذخیره موجود در شبکه باشد، در آن صورت بیشینه مقدار ذخیره به شبکه اضافه می‌شود که در این حالت فرکانس به مقدار نامی خود باز نمی گردد و شبکه نیاز به بازردایی خواهد داشت؛ رابطه (۱۷) مقدار انحراف فرکانس موجود در شبکه پس فرایند فوق را محاسبه می‌کند. از سویی دیگر هنگامی که ازدیاد توان در شبکه وجود داشته باشد، سیستم AGC با نرخ کاهش تولید مشخصی، خروجی واحدها را کاهش می‌دهد؛ اگر مقدار توان‌کاهشی از حداقل توان قابل‌تولید واحدها بیشتر باشد، در آن صورت لازم است تا تعدادی از واحدهای خاموش شده و حذف تولید صورت گیرد. روابط (۱۲-۱۵) مربوط به تابع تبدیل کنترل فرکانس اولیه و ثانویه سیستم است که براساس بلوک دیاگرام شکل (۲) محاسبه شده است؛ هم‌چنین لازم به ذکر است که شکل (۹) در قسمت پیوست، بلوک دیاگرام کنترل اولیه و ثانویه که در Simulink مدل‌سازی شده و مورد استفاده قرار گرفته است را نمایش می‌دهد.

$$G_2(s) = \frac{\Delta f(s)}{\Delta P_{CG}(s)} = \frac{M_3 \times M_4}{M_5} \quad (۱۲)$$

$$M_3 = \frac{1+sF_{HP_{eq}}T_{RH_{eq}}}{(2H_{eq}s+D)(1+sT_{CH_{eq}})(1+sT_{RH_{eq}})(1+sT_{G_{eq}})} \quad (۱۳)$$

$$M_4 = \frac{(2H_{eq}s+D)(1+sT_{CH_{eq}})}{(2H_{eq}s+D)(1+sT_{CH_{eq}})(1+sT_{RH_{eq}})} \quad (۱۴)$$

$$M_5 = \frac{(1+sT_{G_{eq}})+R_{eq}(1+sF_{HP_{eq}}T_{RH_{eq}})}{(1+sT_{RH_{eq}})(1+sT_{G_{eq}})} \quad (۱۵)$$

$$B = R_{eq} + D \quad (۱۶)$$

$$\Delta f = -\frac{(\Delta P - \Delta P_m)}{R+D} \quad (۱۷)$$

۳- مدل قابلیت اطمینان

به منظور مدل‌سازی رفتار واحدهای ژنراتوری تولیدکننده در سیستم‌های قدرت، به طور کلی از دو مدل استفاده می‌شود، مدل دو حالته و مدل چهارحالته؛ در مدل دو حالته واحدهای ژنراتوری تنها دارای دو وضعیت سالم و در حال کارکرد یا معیوب و خارج از مدار هستند اما در مدل چهارحالته، علاوه بر دو وضعیت ذکرشده، دو وضعیت دیگر نیز برای واحدها مفروض است، وضعیتی که در آن واحد ژنراتوری سالم بوده اما به دلیل تصمیم مرکز کنترل و برنامه ترکیب تولید و UC از مدار خارج بوده و در حالت رزرو قرار دارد؛ وضعیت دیگر نیز به این صورت است که واحد ژنراتوری با وجود اینکه طبق برنامه ترکیب تولید و UC خارج از مدار است، باز هم دچار خرابی شده و نیازمند تعمیر است تا به حالت رزرو بازگردد. در این مقاله فرض شده است که تمام واحدهای ژنراتوری در طول مدت شبیه‌سازی در مدار قرار داشته و هر کدام بخشی از بار شبکه را تامین می‌کنند به همین جهت برنامه ترکیب تولید و UC خاصی مدنظر قرار نگرفته و مدل دو حالته طبق رابطه (۱۸) مورد استفاده قرار گرفته است هم‌چنین در طول مدت بهره‌برداری از سیستم، فرض شده است که امکان تعمیر واحدهای نیروگاهی خارج شده، طی مدت‌زمان کوتاه و بازگشت آن‌ها به شبکه وجود ندارد، بنابراین از مدل دوحالته غیرقابل‌تعمیر استفاده شده است [۱۹].

$$U_g = 1 - e^{-\lambda_g t} \approx \lambda_g t \quad (۱۸)$$

در رابطه فوق، U_g دسترس‌ناپذیری هر ژنراتور را نشان می‌دهد که نرخ خرابی λ_g آن ها به دست می‌آید. حالت های اختلال سیستم SCS[۷] نیز از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$p = \prod_{g=1}^{N_{CG}-N_{FCG}}(1 - U_g)\prod_{g=1}^{N_{FCG}} U_g \quad (۱۹)$$

یکی از شاخص‌های قابلیت اطمینان که طی فرایند کنترل فرکانس مورد محاسبه و ارزیابی قرار می‌گیرد، مقدار انرژی تأمین نشده مورد انتظار EENS[۸] برحسب (MW/year) است. زمانی که طی اختلال صورت‌گرفته، کمبود توان در

[۷] System Contingency State

[۸] Expected Energy Not Supplied

UNCORRECTED PROOF

شبکه به وجود آید، کنترل اولیه فعال شده، افت فرکانس را مهار نموده و سعی در جبران کمبود توان دارد؛ درصورتی‌که پس از کنترل اولیه، فرکانس پایین‌تر از حد مجاز باشد کنترل ثانویه تولید شبکه را افزایش می‌دهد؛ اما سیستم AGC به دلیل محدودیت نرخ افزایش تولید واحدها نمی‌تواند بلافاصله کمبود توان موجود را جبران کند و باتوجه‌به مقدار ذخیره، ممکن است کمبود توان همچنان در شبکه پابرجا باشد. ازاین‌رو شاخص انرژی تأمین نشده غیرمستقیم IENS[۹] برای ارزیابی مقدار کمبود توان طی فرایند کنترل اولیه و ثانویه استفاده می‌شود. درصورتی‌که ظرفیت ذخیره شبکه برای بازیابی فرکانس کافی نباشد، کنترل ثانویه نیز تولنایی بازگرداندن فرکانس به مقدار نامی را نداشته و در نهایت بایستی از طریق حذف بار فرکانس را به مقدار نامی رساند که به مقدار بارزدایی لازم جهت بازیابی فرکانس به مقدار نامی، انرژی تأمین نشده مستقیم DENS[۱۰] گفته می‌شود. به عبارت دیگر، شاخص IENS مربوط به حالت گذرای فرایند کنترل فرکانس بوده و بیش از هر عامل دیگری، تحت تاثیر نرخ افزایش تولید واحدهای شبکه قرار دارد؛ اما شاخص DENS مربوط به حالت ماندگار پس از کنترل اولیه و ثانویه فرکانس بوده و مقدار آن به مقدار رزرو موجود در شبکه برای جبران کمبود توان موجود در شبکه است. شاخص EENS نیز طبق رابطه (۲۰) از مجموع انرژی تأمین نشده غیرمستقیم IENS و انرژی تأمین نشده (در هنگام بارزدایی) DENS به دست می‌آید.

$$EENS = \sum_{n=1}^{N_j} p_j (IENS_j + DENS_j) \qquad (۲۰)$$

زمانی که اختلال منجر به کمبود تولید در شبکه رخ می‌دهد، فرکانس دچار افت می‌شود و ممکن است مقدار آن از حداقل فرکانس قابل‌قبول نیز کمتر شود؛ ازاین‌رو شاخص مربوط به تعداد دفعات خروج فرکانس از محدوده مجاز ENAF[۱۱] برای بررسی این مورداستفاده می‌شود که از تعداد دفعات رخداد فرکانس پایین NUF[۱۲] طبق رابطه (۲۱) بر حسب (Occurrence/Year) تشکیل می‌شود:

$$ENAF = \sum_{j=1}^{N_j} p_j \times NUF_j \qquad (۲۱)$$

علاوه‌برآن، شاخص مدت‌زمان خروج فرکانس از محدوده مجاز EAFD[۱۳] نیز برای ارزیابی مدت زمانی که فرکانس خارج از محدوده قابل‌قبول است طبق رابطه (۲۲) بر حسب (hour/year) استفاده می‌شود:

$$EAFD = \sum_{j=1}^{N_j} p_j \times (UFD_j) \qquad (۲۲)$$

در رابطه فوق، UFD[۱۴] مدت زمانی است مقدار فرکانس پایین‌تر از حداقل مقدار قابل‌قبول قرار دارد. علاوه بر بهره‌گیری از معادلات فرکانسی شبکه، همانطور که پیش‌تر ذکر شد محاسبه شاخص‌های قابلیت اطمینان یکی دیگر از راهکارهایی است که می‌تولند مقدار ذخیره گردان لازم در شبکه قدرت را به طور بهینه تعیین کرده و از این منظر نقش ویژه‌ای در مطالعات توسعه شبکه ایفا کند؛ در این مقاله پس از رخداد اختلال در شبکه و آغاز فرایندهای کنترل فرکانس، شاخص‌های قابلیت اطمینان معرفی‌شده با در نظرگرفتن مقادیر مختلف ذخیره چرخان در شبکه محاسبه می‌شوند تا در نهایت با تحلیل نتایج حاصل‌شده بتوان مقدار ذخیره بهینه در شبکه را تعیین نمود؛ در کنار آن با توجه به اینکه محاسبه شاخص‌های معرفی‌شده در فرایند کنترل فرکانس صورت می‌پذیرد، نتایج بدست آمده می‌تواند به طور خلاصه و مفید وضعیت استقامت و پایداری فرکانسی شبکه را در هنگام خروج هر یک از واحدها تشریح کرده و تاثیر در نظرگرفتن نرخ افزایش و کاهش تولید واحدهای شبکه را به خوبی نمایان سازد.

۴ – شبیه‌سازی و نتایج

[۹] Indirect Energy Not Supplied
[۱۰] Direct Energy Not Supplied
[۱۱] Expected Number of Abnormal Frequency
[۱۲] Number of Under Frequency
[۱۳] Expected Abnormal Frequency Duration
[۱۴] Under Frequency Duration

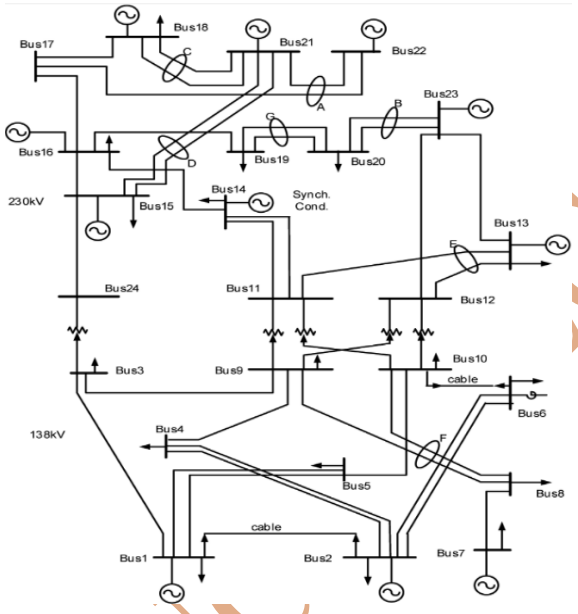
UNCORRECTED PROOF

در این بخش شبکه IEEE-RTS79 با اندکی تغییر موردمطالعه قرار گرفته است که دیاگرام تک‌خطی این شبکه در شکل (۳) آورده شده است [۲۰] . این شبکه شامل ۹ نیروگاه و ۳۲ ژنراتور است که مجموع ظرفیت آن‌ها ۳۴۰۵ مگاوات و بیشینه بار سالانه این شبکه ۲۸۰۰ مگاوات می‌باشد. لازم به ذکر است که تمامی واحدهای این شبکه در مدار بوده و در تامین بار شبکه سهیم هستند و نسبت به ظرفیت نامی‌شان در مراحل کنترل فرکانس مشارکت می‌کنند؛ سایر پارامترهای این شبکه نظیر T_G و T_{RH} و T_{CH} و F_{HP} برای هر کدام از واحدها به ترتیب ۰.۶ و ۱۰.۲ و ۳ و ۰.۳ می‌باشد. هم‌چنین ضریب میرایی بار شبکه D نیز ۷۵ (MW/Hz) می‌باشد و مقادیر R و H واحدها و همین‌طور میزان دسترس ناپذیری آن‌ها نیز براساس اطلاعات تعیین شده است [۱۷].

جدول ۲ : اطلاعات واحدهای شبکه مورد مطالعه

نیروگاه (MW)	دسترس‌ناپذیری	نرخ تولید (MW/Hr)	R (MW/Hz)	تاخیر زمانی (Sec)
5×12	3.4×10^{-4}	۶۰	۴.۸	۲.۵
4×20	2.2×10^{-3}	۸۰	۸.۲	۳
6×50	5×10^{-4}	۳۰	۲۵	۳.۵
4×76	5.1×10^{-4}	۳۰۴	۳۳	۴
3×100	8.3×10^{-4}	۳۰۰	۵۷	۴.۳
4×155	1×10^{-3}	۶۲۰	۷۹	۴.۸
3×197	1.1×10^{-3}	۵۹۱	۱۰۹	۵
1×350	8.7×10^{-4}	۳۵۰	۲۰۰	۵.۵
2×400	9.1×10^{-4}	۸۰۰	۲۶۷	۶

به‌منظور بررسی شاخص‌های قابلیت اطمینان ذکرشده، ۳۲ سناریوی اختلال که مربوط به خروج هر یک از واحدهای نیروگاهی شبکه مورد مطالعه می‌باشد و کمبود توان در شبکه ایجاد می‌کند شبیه سازی شده است؛ این سناریوها در ۵ حالت مختلف پیاده سازی شده و مقادیر ذخیره چرخان از ۵۰ تا ۶۰۰ مگاوات که بیشترین ظرفیت رزرو ممکن برای شبکه مورد مطالعه است، تغییر می‌کند: بدین ترتیب در حلت اول ۵۰ مگاوات، در حلت دوم ۱۵۰ مگاوات، در حلت سوم ۲۵۰ مگاوات، در حالت چهارم ۴۵۰ مگاوات و در حالت پنجم ۶۰۰ مگاوات ظرفیت ذخیره در شبکه در دسترس می‌باشد و شاخص های قابلیت اطمینان در هر ۴ حلت محاسبه شده تا میزان حساسیت این شاخص‌ها به مقادیر ذخیره مختلف، مورد بررسی و ارزیابی قرار گیرد. ترکیب تولید واحدها نیز به این صورت در نظر گرفته شده است که هر کدام از واحدهای نیروگاه‌های اول تا نهم (به ترتیب جدول (۲) از بالا به پایین)



شکل ۳ : دیاگرام شبکه IEEE_RTS

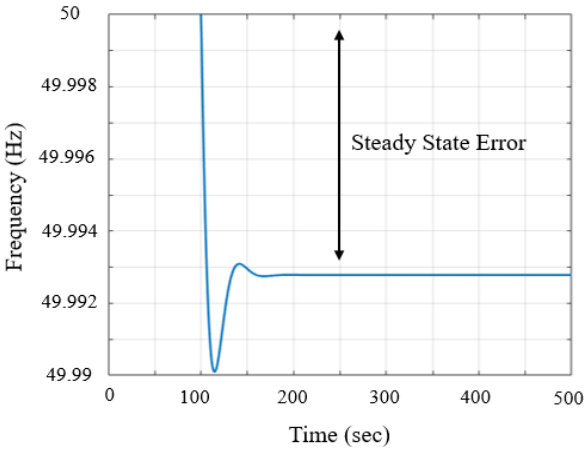
به ترتیب ۱۰ و ۱۵ و ۴۰ و ۶۰ و ۹۰ و ۱۴۰ و ۱۶۰ و ۳۰۰ و ۳۰۰ مگاوات تولید می‌کنند که این مقادیر در تعداد واحدها ضرب شده و مجموع بار شبکه در حالت عادی را تامین می‌کنند. در ادامه نتایج بدست آمده از فرایند شبیه‌سازی مورد تحلیل و بررسی قرار گرفته است؛ بر اساس جدول (۳)، تنها اختلالات مربوط به خروج واحدهای نیروگاه هشتم و نهم می‌تواند فرکانس شبکه را از محدوده قابل قبول

UNCORRECTED PROOF

خود خارج کند، بنابراین به غیر از اختلالات نام برده شـــده، در ســـایر اختلالات شـــاخص های ENAF و EAFD مقدار صفر دارند. اما با توجه به اینکه پس از عملکرد کنترل ثانویه، هم چنان خطای حالت ماندگار در پاسخ فرکانسی اختلالات شـبیه سـازی شـده وجود دارد (شـکل (۳))، به همین علت مقدار شـــاخص EENS برای هیچ کدام از اختلالات از جمله اختلالات سبک شبکه نیز صفر نمی‌باشد.

جدول ۳ : شاخص‌های قابلیت اطمینان در وضعیت خروج واحدهای شبکه

اختلال	کمبود توان (MW)	ENAF (occ/yr)	EAFD (hr/yr)	EENS (GWh/year)
خروج واحد ۳۵۰MW	۳۰۰	6.29×10^{-5}	1.72×10^{-6}	۱۷۷.۷۶
خروج واحد ۴۰۰MW	۳۰۰	3.14×10^{-5}	3.05×10^{-5}	۲۸۷۳.۲



شکل ۴ : خطای حالت ماندگار پس از کنترل ثانویه ناشی از اختلال ۱۰ مگاواتی در شبکه

جدول (۴) شاخص های قابلیت اطمینان به دست آمده در مقادیر مختلف ذخیره گردان را مقایسه می‌کند؛ نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که افزایش ظرفیت ذخیره شبکه اثر مثبتی بر روی شاخص EENS داشته و آن را کاهش می‌دهد. در مورد شاخص‌های EAFD و ENAF نیز وضعیت مشابه است و وجود مقادیر بیشتر ذخیره در شبکه سبب بهبود این شاخص‌ها شده است؛ اما نکته قابل‌توجه آن است که با افزایش مقدار ذخیره بیش از مقدار ۱۵۰ مگاوات، مقادیر شاخص‌های ذکرشده تغییری ندارند. از آن جا که وجود مقدار زیادی ظرفیت ذخیره در شبکه از لحاظ اقتصادی نمی‌تواند مناسب باشد، ازاین‌رو نتایج جدول (۴) می‌تواند برای تعیین بهینه ظرفیت ذخیره در شبکه مفید واقع شود؛ به طور مثال بر اساس جدول (۴)، درنظر گرفتن مقدار ذخیره بیش از ۲۵۰ مگاوات اثر چشم‌گیری بر روی شاخص‌های قابلیت اطمینان ندارد، بنابراین می‌توان با توجه به شکل (۵) نتیجه‌گیری کرد مقدار بهینه ذخیره در این شبکه ۲۵۰ مگاوات بوده و مقادیر بیشتر آن با وجود ایجاد تغییر اندک، از لحاظ اقتصادی قابل توجیه نمی‌باشد.

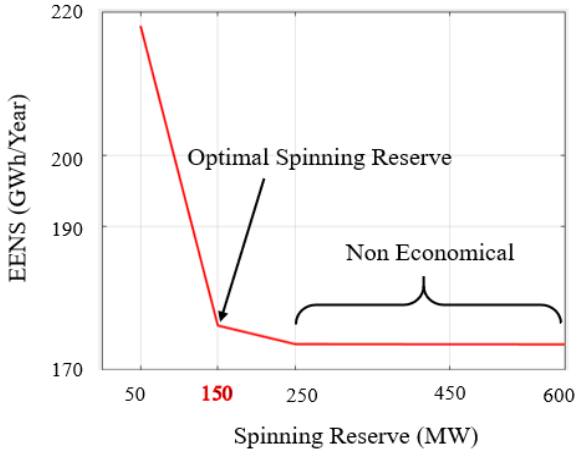
جدول ۲ : شاخص‌های قابلیت اطمینان در مقادیر ذخیره مختلف

مقدار ذخیره (MW)	EAFD (hr/yr)	ENAF (occ/yr)	EENS (GWh/yr)
۵۰	1.28×10^{-4}	8.05×10^{-4}	۲۱۸
۱۵۰	1.24×10^{-4}	1.27×10^{-4}	۱۷۶.۲۴
۲۵۰	1.24×10^{-4}	1.27×10^{-4}	۱۷۳.۶۵
۴۵۰	1.24×10^{-4}	1.27×10^{-4}	۱۷۳.۶۲
۶۰۰	1.24×10^{-4}	1.27×10^{-4}	۱۷۳.۶۱

به عبارت دیگر می‌توان گفت که صرف هزینه بیشتر و به دنبال آن ایجاد ظرفیت ذخیره بیشتر، شاخص‌های قابلیت اطمینان شبکه را بهبود می‌بخشد اما ادامه این فرایند نهایتا به مرحله‌ای می‌رسد که در آن بهبود شاخص‌ها قابل‌توجه نبوده و صرف هزینه بیشتر برای تغییرات ناچیز منطقی و قابل‌توجیه نمی‌باشد؛ که در این مقاله رسیدن به مقدار ذخیره ۲۵۰ مگاوات همان مرحله مذکور تلقی می‌شود. لازم به ذکر است که در جدول (۴)، مقادیر ذخیره به دلیل جلوگیری از افزایش حجم و زمان محاسبات و هم‌چنین افراط در تولید اعداد تکراری، از گام‌های یکسان و نزدیک به هم استفاده نشده است.

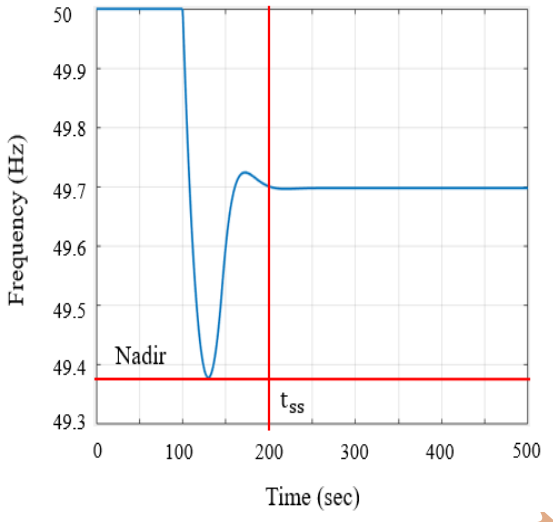
UNCORRECTED PROOF

از سویی دیگر هر کدام از هر کدام از شاخص های EAFD، ENAF و EENS وضعیت قابلیت اطمینان شبکه را از منظرهای متفاوتی مورد ارزیابی قرار می دهند و هر کدام دارای جایگاه و اهمیت هستند. علت ارائه شاخص های متفاوت در قابلیت اطمینان نیز همین امر می باشد [۱۹]. همانطور که پیشتر نیز شرح داده شد، تنها اختلالات مربوط به خروج واحدهای ۳۵۰ و ۴۰۰ مگاواتی سبب خروج فرکانس شبکه از محدوده مجاز شده‌اند که با توجه به اینکه واحدهای مذکور بیشترین سهم را در ترکیب تولید داشته و بیشترین تاثیر را در دینامیک فرکانس شبکه بواسطه اینرسی و ضریب دروپ (R) دارند، امری منطقی و قابل پیش‌بنی است. در سایر اختلالات فرکانس از محدوده مجاز خارج نشده و مقادیر EAFD و ENAF برابر با صفر است. این درحالی است که مقدار شاخص EENS در سناریوهای مختلف، تغییرات محسوس تری داشته و معیار متمایز کننده تری جهت ارزیابی عملکرد سیستم ذخیره چرخان می باشد. از این رو، رو شاخص EENS نقش تعیین کننده تری را نسبت به سایر شاخص ها در تعیین مقدار رزرو بهینه دارد.

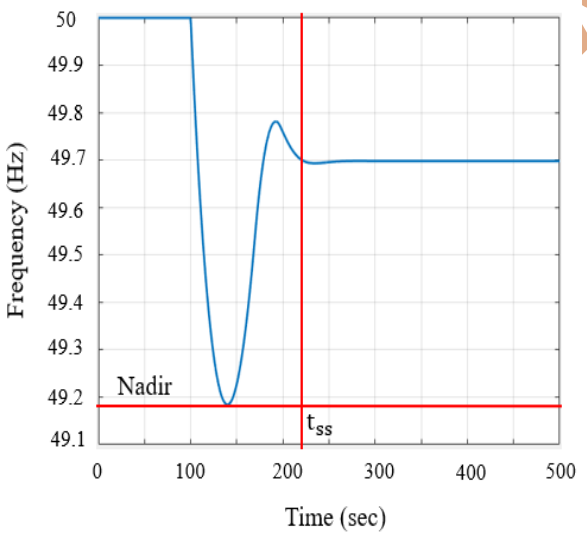


شکل ۵ : نمودار آنالیز حساسیت EENS به مقادیر ذخیره مختلف

نکته قابل‌توجه دیگر، نرخ افزایش یا کاهش تولید واحدها است. شکل (۶) و شکل (۷) پاسخ‌های فرکانسی به‌دست‌آمده از اختلال ۳۰۰ مگاواتی در شبکه را نشان می‌دهند؛ در شکل (۷) نرخ افزایش و کاهش تولید واحدها نسبت به شکل (۶) ۳۰ درصد کاهش پیدا کرده است تا اثر نرخ افزایش و کاهش تولید واحدها بررسی شود؛ با مشاهده این دو شکل مشخص است که در شکل (۷) به دلیل نرخ افزایش پایین‌تر، افت فرکانسی بیشتری در شبکه اتفاق افتاده است و زمان رسیدن به حالت ماندگار نیز به طبع بیشتر می شود که این عوامل بر روی شاخص های قابلیت اطمینان نظیر EENS اثرگذار بوده و باعث افزایش آن می‌شود.



شکل ۶ : پاسخ فرکانسی شبکه در اختلال ۳۰۰ مگاواتی

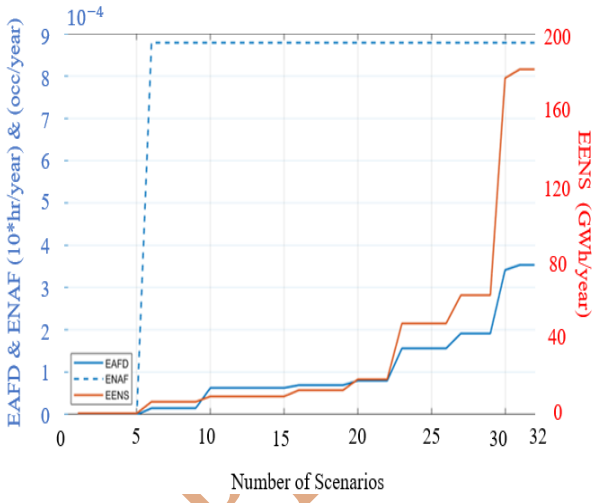


شکل ۷ : پاسخ فرکانسی شبکه در اختلال ۳۰۰ مگاواتی با ۳۰ درصد کاهش نرخ افزایش تولید واحدها

شکل (۸) نیز روند تغییر مقادیر شاخص‌های قابلیت اطمینان را در تمام ۳۲ سناریو اختلال شبیه‌سازی شده نشان می‌دهد؛

CTED PROOF

به منظور یکسان‌سازی مقیاس عددی، تمام مقادیر شاخص EAFD در عدد ۱۰ ضرب شده‌اند.

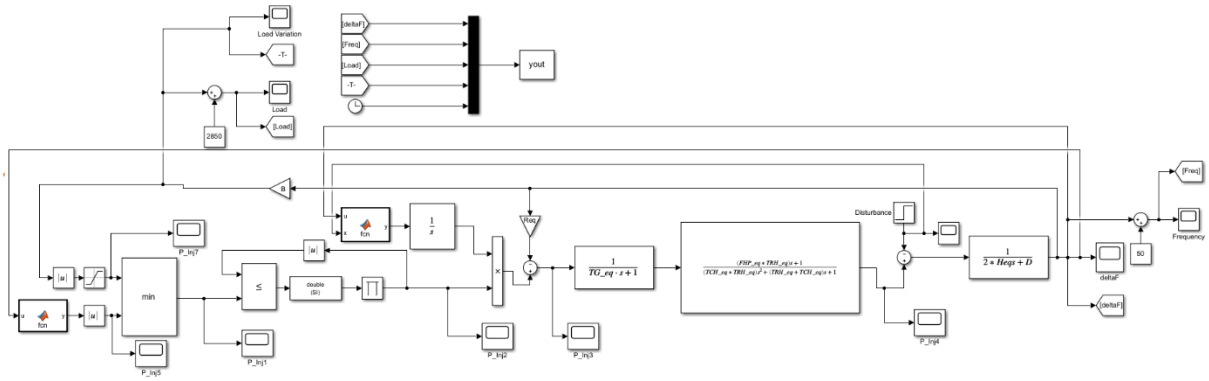


شکل ۸ : روند تغییر مقادیر شاخص های قابلیت اطمینان

۵- جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این مقاله شاخص‌های عملیاتی قابلیت اطمینان سیستم طی فرایند کنترل فرکانس که شامل کنترل اولیه و ثانویه فرکانس شبکه است طی ۳۲ سناریو خروج واحدهای شبکه در شرایط مختلف مورد ارزیابی قرار گرفت. نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که عواملی مانند مقدار ظرفیت ذخیره موجود در شبکه و همینطور نرخ افزایش و کاهش تولید واحدها عواملی اثرگذار بر قابلیت اطمینان سیستم هستند؛ علاوه بر آن، بررسی شاخص های قابلیت اطمینان نیز در مطالعات برنامه ریزی توسعه شبکه نقش قابل‌توجهی دارند؛ به طور مثال بررسی این شاخص ها در تعیین ظرفیت ذخیره شبکه از آن جهت حائز اهمیت است که نشان می‌دهد افزایش ظرفیت ذخیره شبکه بیشتر از یک مقدار مشخص، اثری بر شاخص های قابلیت اطمینان نداشته و غیراقتصادی می‌باشد؛ به طورمثال همانطور که در شبکه مورد مطالعه بررسی شد، افزایش مقدار ذخیره موجود در شبکه تا مقدار ۱۵۰ مگاوات اثر مثبت و قابل‌توجهی بر روی شاخص‌های قابلیت اطمینان دارد اما در نظرگرفتن مقدار ذخیره بیش از مقدار مذکور دیگر اثر چشم‌گیری بر این شاخص‌ها نداشته و به همین جهت غیرضروری و غیراقتصادی می‌باشد. علاوه بر آن در این مقاله محدودیت‌های مربوط به نرخ افزایش و کاهش تولید واحدهای نیروگاهی در فرآیند کنترل فرکانس نیز مدنظر قرار گرفته تا نتایج به دست‌آمده به واقعیت نزدیکتر باشد؛ از سویی دیگر مشخص گردید نرخ تغییر تولید واحدهای نیروگاهی که عاملی اثرگذار بر کنترل افت اولیه فرکانس (حداکثر افت فرکانس پس از اختلال) و همینطور زمان رسیدن به حالت ماندگار است، متقابلا شاخص‌های قابلیت اطمینان را نیز تحت تاثیر خود قرار می‌دهد.

۶ – پیوست



شکل ۹ : بلوک دیاگرام کنترل اولیه و ثانویه مدل‌سازی شده در محیط Simulink نرم افزار Matlab

CORRECTED PROOF

۷ – مراجع

[1] H. Bevrani, “Robust Power System Frequency Control, *Spriger , 2009*

[2] I. P. Kumar and D. P. Kothari, “Recent philosophies of automatic generation control strategies in power systems”,, *IEEE Transactions on Power Systems , 2005*

[3] S. R. M. a. N. K. S. K. Pandey, “A literature survey on load frequency control for conventional and distribution generation power systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews , 2013*

[4] S. A. P. a. M. H. Nehrir , “Introducing dynamic demand response in the LFC model” , *IEEE Transactions on Power systems , 2014*

[5] a. J. W. L. G. Gross , , “Analysis of load frequency control performance assessment criteria”, *IEEE Transactions on Power Systems , 2001*

[6] N. Jaleeli , , “Discussion of: analysis of load frequency control performance assessment criteria”, *IEEE Transactions on Power systems , 2002*

[7] EPRI Control Performance Standards and Procedures for Interconnected Operation, Report TR , 1997

[8] N. Jaleeli, “NERC’s New Control Performance Standards” , *IEEE Trans. Power Syst , 1999*

[9] ENTSO-E Network Code on Load-Frequency Control and Reserves , 2013

[10] M. T. P. L. D. a. J.-M. T. N. Maruejouls, “Measurement of the load frequency control system service: comparison between american and european indicators , *IEEE Transactions on power systems , 2000*

[11] a. K. E. T. Sasaki, “Statistical and dynamic analysis of generation control performance standards” , *IEEE Transactions on Power systems , 2002*

[12] R. Doherty and M. O’Malley, “A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity” *EEE Transactions on Power Systems* , vol. 20, no. 2, pp. 587-595, May 2005

[13] A. M. Leite da Silva, W.S. Sales, L.A. da Fonseca Manso and R. Billinton, “Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 106-116, Feb. 2010.

[14] G. Liu and K. Tomsovic, “Quantifying spinning reserve in systems with significant wind power penetration”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2385-2393, Nov. 2012.

[15] M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, “Computation of dynamic operating balancing reserve for wind power integration for the time-horizon 1-48 hours”, *IEEE Transactions on Suatainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 692-702, Oct. 2012.

[16] H. Holttinen, M. Milligan, E. Ela and N. Menemenlis, “Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power”, *IEEE Transactions on Suatainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 713-723, Oct. 2012.

[17] P. Kundur, “Power System Stability and Control , 1999

[18] B. Chen Liang, “Operational Reliability and Economics of Power Systems with Considering Frequency Control Processes”, *IEEE Transactions on Power Systems, 2016*

[19] . R. Billinton, “Reliability Evaluation of Power Systems , 1996

UNCORRECTED PROOF

[20] T. Force, “IEEE reliability test system” , *IEEE Transactions on power systems , 1979*

[21] Sun, Bin, et al. "An effective spinning reserve allocation method considering operational reliability with multi-uncertainties." *IEEE Transactions on Power Systems* 39.1 (2023): 1568-1581.

[22] Yang, Yang, et al. "Impact of down spinning reserve on operation reliability of power systems." *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 8.4 (2020): 709-718.

UNCORRECTED PROOF