



## تشخیص پدیده قطع شبکه اصلی در حضور تولیدات پراکنده با استفاده از پایش نوسانات سیگنال ورودی به گاورنر سیستم کنترل بار- فرکانس

علی معینی، احمد دارابی، حسین یاسمی  
دانشگاه صنعتی شاهرود، دانشکده فنی  
شاهرود- ایران

واژه‌های کلیدی: تولید جاسازی شده، سیستم کنترل بار-فرکانس، جزیره‌ای شدن، گاورنر

### چکیده

امروزه استفاده از واحدهای کوچک تولید انرژی الکتریکی به صورت گسترده در سیستم‌های قدرت به دلیل مزایای مختلف بهره‌برداری، مورد توجه قرار گرفته‌است. کاهش تلفات، بهبود پایداری و افزایش قابلیت اعتماد از جمله مزایای این واحدها می‌باشند. از موانع بسیار مهم توسعه این نوع منابع، مسئله قطع شبکه و پدیده‌های غیرمطلوب ناشی از آن مانند خروج از سنکرونیسم واحد می‌باشد. عدم آگاهی از قطع شبکه اصلی می‌تواند خساراتی را به همراه داشته‌باشد. در این مقاله رویکرد جدیدی برای تشخیص واحد جزیره‌شده، با کمک پایش سیگنال ورودی به گاورنر در حلقه کنترل بار- فرکانس واحدهای از نوع سنکرون، پیشنهاد شده‌است. رفع نیاز به هرگونه تجهیز اضافی برای اندازه‌گیری، دقت بالا، عدم تداخل در عملکرد ادوات مختلف شبکه و واحد موردنظر و عملکرد مستقل از ساختار شبکه و عناصر آن، از جمله مزایای پایش

سیگنال ورودی به گاورنر می‌باشد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که رفتار دینامیکی و حالت دائم حلقه کنترل فرکانس در قبال سیگنال ورودی به گاورنر نسبت پدیده‌های مختلف در شبکه، متفاوت می‌باشد.

### 1) مقدمه

ساختار اصلی شبکه‌های قدرت به دلایل مختلف از جمله محدودیت‌های جغرافیایی، زیست‌محیطی و اجتماعی براساس تولید انرژی برق در نیروگاه‌های بزرگ و انتقال توان الکتریکی از مراکز تولید به نقاط مصرف است. امروزه با توجه به افزایش تقاضای انرژی الکتریکی، شاهد گرفتگی بیشتر خطوط در سیستم‌های انتقال و توزیع، کاهش قابلیت‌اعتماد شبکه، محدودیت‌های ظرفیتی و عملیاتی ادوات مختلف و افزایش چشمگیر تلفات هستیم. از طرف دیگر کاهش روزافزون منابع فسیلی و مشکلات زیست‌محیطی آن، مخاطرات سوخت

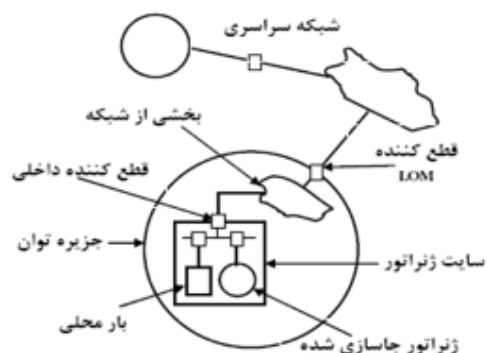
## بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

بسته به میزان بار و تولید در بخش جداشده یا جزیره توان، ژنراتور جاسازی شده می‌تواند تا زمانی که فرکانس و ولتاژ سیستم در محدوده مجاز عملکرد قرار داشته باشد، مستقلاً به کار خود ادامه دهد. طبق استاندارد IEEE-1547 یک جزیره توان، بخشی از یک سیستم قدرت شامل یک یا چند منبع توان و بار می‌باشد که برای یک دوره زمانی از سایر بخش‌های سیستم جدا شده است [۱]. مشکل اصلی هنگامی رخ می‌دهد که واحد در حال تزریق توان به سیستم جزیره شده می‌باشد، بدون آنکه از قطع شبکه اصلی اطلاعی داشته باشد. در صورت ادامه کار واحد ممکن است، با وصل مجدد کلیدهای خودکار شبکه پدیده خروج از سنکرونیزم رخ دهد. احتمال قطع شبکه اصلی متصل به واحد و اتصال مجدد آن به دلیل عملکرد خودکار کلیدهای موجود در سیستم قدرت زیاد می‌باشد.

به منظور حفاظت واحد جاسازی شده در شبکه و جلوگیری از آسیب‌های احتمالی ناشی از قطع شبکه اصلی، باید در حداقل زمان ممکن قطع شبکه تشخیص داده شود و ژنراتور از سیستم سراسری تفکیک گردد. در زمینه تشخیص قطع شبکه اصلی روش‌های متفاوتی پیشنهاد شده است. این روش‌ها از یک دیدگاه کلی به دو روش کنترل از راه دور<sup>۲</sup> و کنترل به صورت محلی تقسیم می‌شوند. روش‌های کنترل از راه دور مبتنی بر ارتباط واحد جاسازی شده با شبکه می‌باشند. یک راه موثر متناسب با ساختار شبکه‌های قدرت امروزی استفاده از سیستم‌های SCADA است. چنین سیستم‌هایی با تحلیل وضعیت سوئیچ‌ها و بریکرهای نصب شده در طول شبکه و عملکرد آن‌ها، هرگونه وقفه به وجود آمده در سیستم را تشخیص می‌دهند. اطلاعات اخذ شده توسط یک الگوریتم مرکزی با توجه به ساختار خطوط و موقعیت مکانی کلیدها تحلیل شده؛ محدوده جزیره شده و امکان وضعیت LOM مشخص می‌شود. در این گونه روش‌ها از سیستم‌های مخابراتی مختلف اعم از تلفن، امواج رادیویی، اینترنت یا مخابراته سیگنال بر روی حامل خط توان<sup>۳</sup>، برای انتقال سیگنال خطا<sup>۱</sup> و

هسته‌ای و چشم‌انداز آینده انرژی از دیگر مشکلاتی است که صاحبان سیستم و سیاست‌گذاران کلی شبکه را بر اتخاذ تصمیماتی مبنی بر مدیریت مصرف و کاهش تلفات شبکه وادار می‌سازد. از جمله راهکارهای ارائه شده در زمینه رفع این معضلات، استفاده از تولیدات پراکنده و انرژی‌های نو می‌باشد. استفاده همزمان از برق و گرمای تولیدی ژنراتور، افزایش قابلیت اطمینان شبکه، بهبود کارکرد سیستم با کاهش تقاضای برق از شبکه سراسری، تعویق احداث نیروگاه و خطوط جدید در سیستم‌های تولید و انتقال از جمله این مزایای مختلف می‌باشد.

عملکرد موازی ژنراتور جاسازی شده در یک شبکه، مشکلاتی نیز از دیدگاه قابلیت اطمینان هردو سیستم در پی دارد. این گونه واحدها اغلب به صورت محلی کنترل شده و کنترلی از مدیریت مرکزی شبکه بر روی آن‌ها وجود ندارد. یکی از مهمترین معضلات این نوع کارکرد، لزوم محافظت ژنراتور جاسازی شده در مقابل عدم وجود منبع اصلی تولید شبکه سراسری است. پدیده LOM<sup>۱</sup> زمانی اتفاق می‌افتد که تولید جاسازی شده از منبع برق سراسری قطع شده و به یک بخش کوچک از شبکه سراسری محدود شود. همان‌طور که در شکل ۱ نشان داده شده است، معمولاً به دنبال عملکرد یکی از قطع کننده‌های شبکه که واحد مربوطه را از شبکه اصلی تولید از هم جدا می‌کند، ممکن است وضعیت LOM رخ دهد.



شکل ۱. ساختار شبکه همراه با وضعیت LOM

<sup>۲</sup> - Communication base

<sup>۳</sup> - Power Line Carrier Communication (PLCC)

<sup>۱</sup> - Loss of Mains

## بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

تشخیص می‌دهند. از آنجا که روش‌های اکتیو ارتباط متقابلی با سیستم دارند، از قابلیت اعتماد بیشتری نسبت به روش‌های پسیو برخوردار هستند. آشکارسازی خطای توان راکتیو خروجی [۱۰]، روش رانش فرکانسی فعال [۱۱] و روش شیفت فاز [۱۲] و از جمله شیوه‌های ارائه شده در این حوزه می‌باشند. علی‌رغم دقت بالای روش‌های اکتیو مشکلاتی نیز در قبال به کارگیری این روش‌ها وجود دارد. تاثیر نامطلوب بر کیفیت توان، ایجاد اختلال در عملکرد سیستم متصل به واحد، امکان ناپایداری سیستم به دلیل عملکرد نایجای سیستم کنترلی اعمال شده، هزینه بالای پیاده‌سازی و نیاز به تجهیزات اضافی از جمله موانع این نوع تکنولوژی می‌باشد. روش‌هایی هم پیشنهاد شده‌اند که به صورت ترکیبی از چند روش پسیو، اکتیو و یا هر دو استفاده می‌کنند. روش فیدبک مثبت به همراه عدم تعادل ولتاژ [۱۳] و روش شیفت ولتاژ و توان راکتیو [۱۴] در زمره این روش‌ها به شمار می‌روند.

یکی از اجزای مهم در واحدهای جاسازی دارای سیستم کنترل بار-فرکانس، گاورنر می‌باشد. سیگنال ورودی به گاورنر متأثر از فرکانس سیستم و حلقه‌های کنترلی موجود در سیستم کنترل بار-فرکانس است. در این مقاله رویکرد جدیدی جهت تشخیص وضعیت قطع شبکه اصلی مبتنی بر پایش سیگنال ورودی گاورنر ارائه شده است. نتایج شبیه‌سازی حاکی از آن است که سیگنال ورودی به گاورنر در قبال پدیده‌های مختلف شبکه و پدیده LOM رفتار متفاوتی دارد.

### ۲) مدل‌سازی واحد تولید پراکنده و سیستم قدرت

به منظور شبیه‌سازی قطع شبکه سراسری و بررسی اثر آن بر روی سیگنال ورودی گاورنر از محیط شبیه‌سازی برنامه MATLAB\_SIMULINK استفاده شده است. تجهیزات مختلف به صورت زیر در محیط SIMULINK شبیه‌سازی شده‌اند.

#### ۲-۱) ژنراتور

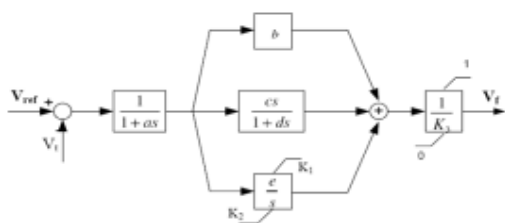
مولد واحد کوچک شبیه‌سازی شده یک ژنراتور سه فاز با اتصال ستاره می‌باشد. ژنراتور براساس معادلات دینامیکی

اطلاع رسانی به واحدهای جاسازی شده استفاده می‌شود. این روش‌ها با وجود دقت بسیار بالا و عملکرد مطلوب، معضلاتی نیز در پی دارند. هزینه بالای سرمایه‌گذاری اولیه و نگهداری سیستم، پیچیدگی تکنیک‌های به کاررفته، تغییر توپولوژی شبکه در طول زمان و نیاز به به روزرسانی الگوریتم مرکزی تحلیل از جمله موانع استفاده از روش‌های ارتباط محور است. تکنیک‌های محلی تکیه بر اطلاعات و سوابق سایت ژنراتور جاسازی شده دارند و وضعیت LOM را بر اساس سیگنال‌های در دسترس ژنراتور، تشخیص می‌دهند. هنگامی که شاخص‌های اندازه‌گیری شده یا استنتاج شده، از یک مقدار آستانه خاص تجاوز کند، وضعیت وقوع LOM تشخیص داده می‌شود. یک مزیت بزرگ روش‌های محلی این است که به مخابره سیگنال نیاز ندارند. لذا از هزینه اجرایی می‌کاهد و پیاده‌سازی آن‌ها نسبتاً آسان‌تر می‌شود. تکنیک‌های محلی خود نیز شامل دو دسته می‌شوند. دسته اول شامل تکنیک‌های پسیو است. این طیف از روش‌ها با بررسی و آنالیز سیگنال‌های مرتبط با تولید پراکنده، بدون تاثیر متقابل سیستم تشخیص بر روی شبکه می‌پردازند. از مزایای این روش‌ها، پیاده‌سازی ارزانتر، کارکرد مناسب و عدم تداخل در عملکرد سیستم اصلی می‌باشد. از تغییرات فرکانس در [۲]، نرخ تغییر فرکانس [۳ و ۴]، نرخ تغییرات فرکانس نسبت توان اکتیو [۵]، روش مشاهده امپدانس سیستم [۶ و ۷]، بررسی هارمونیک [۸ و ۹] و روش‌های مشابه برای تشخیص قطع شبکه اصلی استفاده شده است. اساس این روش‌ها بر انحراف آن شاخص از یک محدوده خاص از پیش تعیین شده می‌باشد. از ضعف‌های عمده این گونه روش‌ها تعیین میزان دقیق محدوده مجاز تغییرات شاخص با توجه به نوع واحد جاسازی شده و ساختار شبکه است. پدیده‌های مختلفی در شبکه ممکن است رخ دهد که رفتاری مشابه پدیده LOM، از منظر این شاخص‌ها داشته باشند.

دسته دوم به تکنیک‌های اکتیو اطلاق می‌شود که با تزریق سیگنالی به سیستم و بررسی پاسخ آن قطعی شبکه را

<sup>1</sup> - Transfer Trip Scheme

### بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

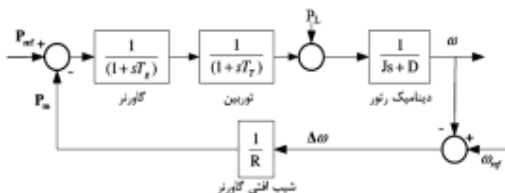


شکل ۳. مدل تنظیم‌کننده ولتاژ خودکار

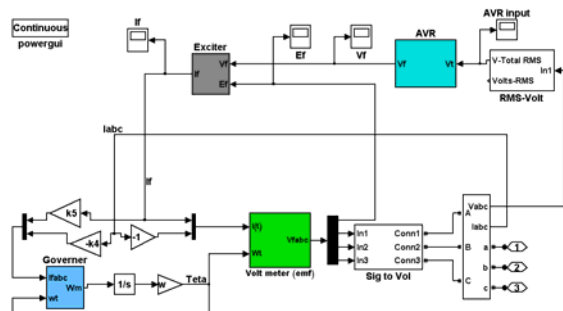
### ۳-۲ سیستم کنترل بار- فرکانس

وظیفه کنترل توان اکتیو و فرکانس سیستم متصل به واحد الکتریکی بر عهده سیستم کنترل بار-فرکانس<sup>۲</sup> می‌باشد. مطابق با شکل ۴ فرکانس سیستم با مقدار مرجع فرکانس مقایسه می‌شود. این سیگنال پس از تقویت توسط بهره حلقه فیدبک، با میزان از پیش تعیین شده توان مرجع تولیدی مقایسه شده و به گاورنر اعمال می‌شود. گاورنر واحد تولیدی، تابع اولیه کنترل سرعت را مطابق با شرایط مختلف کاری سیستم فراهم می‌آورد. با تنظیم مقدار بهره حلقه فیدبک می‌توان میزان مشارکت واحد در تنظیم فرکانس را تعیین کرد.

در نهایت مدل‌سازی کل واحد جاسازی شده به صورت شکل ۵ انجام پذیرفته است.



شکل ۴. مدل سیستم کنترل بار- فرکانس و گاورنر



شکل ۵. مدل اتصال بخش‌های مختلف واحد

حالت نرمال حاکم بر ماشین الکتریکی، با پارامترهای مشخص در دستگاه مرجع abc مدل‌سازی شده است [۱۵]. شارهای ارتباطی داخلی ماشین، ولتاژهای القایی داخلی ژنراتور و گشتاور الکترومغناطیسی ماشین به ترتیب با روابط ۱ و ۲ و ۳ مشخص می‌شوند.

$$[\lambda] = [L(\theta)][I] \quad (۱)$$

$$[e] = \frac{d[\lambda]}{dt} \quad (۲)$$

$$T_e = \frac{1}{2}[I]^T \frac{d[L(\theta)]}{d\theta}[I] \quad (۳)$$

$$T_e = \frac{1}{2}[I]^T \frac{d[L(\theta)]}{d\theta}[I] \quad (۴)$$

در رابطه ۱ و ۲ ماتریس اندوکتانس، توسط اندوکتانس‌های خودی و متقابل سیم‌پیچی تحریک و فازهای استاتور متناسب با موقعیت روتور ( $\theta$ ) تعریف گردیده که از تحلیل به کمک روش اجزای محدود به دست آمده است.

### ۲-۲ تنظیم‌کننده ولتاژ

تنظیم‌کننده ولتاژ خودکار<sup>۱</sup> AVR، وظیفه تنظیم ولتاژ خروجی واحد را بر عهده دارد. این کار را با تنظیم میزان ولتاژ اعمالی بر سیستم تحریک ژنراتور انجام می‌شود. شکل ۲ شمای کلی نحوه ارتباط تنظیم‌کننده ولتاژ، سیستم تحریک و ژنراتور را نشان می‌دهد. ولتاژ نمونه‌برداری شده از خروجی ژنراتور پس از یکسوسازی توسط یکسوسازها، با میزان ولتاژ مرجع واحد مقایسه شده و به تنظیم‌کننده ولتاژ اعمال می‌شود. در مدل‌سازی AVR از یک بلوک کنترل‌کننده PID مطابق با شکل ۳ استفاده شده است. ولتاژ خروجی AVR، بعد از تقویت به مدار تحریک ژنراتور اعمال می‌شود [۱۶].



شکل ۲. مدل ژنراتور و AVR

<sup>۲</sup> - Automatic Load- Frequency Controller

<sup>۱</sup> - Automatic Voltage Regulator

## بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

### ۴-۲ بار الکتریکی

فرکانس، شبکه را حتی الامکان به صورت پایدار نگه‌دارد.

برای مدل‌سازی این سیستم با توجه به شکل ۴ داریم:

$$\Delta P_G(s) = \Delta P_{ref}(s) - \frac{1}{R} \Delta \omega(s) \quad (5)$$

مدل‌سازی گاورنر واحد به کمک یک تابع تبدیل با یک ثابت زمانی هیدرولیکی صورت پذیرفته‌است.

$$G_G(s) = \frac{1}{1 + sT_G} \quad (6)$$

به طور مشابه توربین نیز به صورت ساده و به کمک یک تابع تبدیل مدل شده‌است.

$$G_T(s) = \frac{1}{1 + sT_T} \quad (7)$$

با توجه به معادله نوسان توان داریم:

$$\Delta P_M(s) - \Delta P_L(s) = Js\Delta\omega + D\Delta\omega \quad (8)$$

$$\Delta P_M(s) = \Delta P_G(s).G_G(s).G_T(s) \quad (9)$$

$$\left[ \Delta P_{ref}(s) - \frac{1}{R} \Delta \omega(s) \right].G_G(s).G_T(s) - \Delta P_L(s) = Js\Delta\omega + D\Delta\omega \quad (10)$$

با فرض اینکه حلقه ثانویه در سیستم کنترل بار-فرکانس نباشد و تغییرات توان مرجع صفر باشد، در این صورت معادله ۱۰ به صورت معادله ۱۱ درمی‌آید.

$$\Delta \omega(s) \left[ \frac{1}{R}.G_G(s).G_T(s) + Js + D \right] = -\Delta P_L(s) \quad (11)$$

اثر قطع شبکه اصلی را می‌توان به صورت سوئیچ بار سیستم جزیره‌شده، بر روی واحد جاسازی شده در نظر گرفت [معادله ۱۱]. در این صورت به دلیل عملکرد سیستم کنترل بار-فرکانس شاهد نوسانات متفاوت در سیگنال‌های سیستم کنترل فرکانس واحد هستیم.

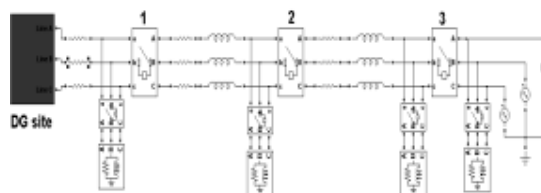
اگر فرض شود که بار سوئیچ‌شده بر روی ژنراتور به صورت پله‌ای با دامنه ثابت باشد، معادله ۱۱ به صورت معادله ۱۳ قابل بازنویسی است.

$$\Delta P_L(s) = \frac{M}{s} \quad (12)$$

با توجه به ماهیت سلفی-اهمی بارهای شبکه، مدل‌سازی به کمک مقاومت و سلف سری صورت پذیرفته‌است. از آنجا که اندازه بار سوئیچ‌شده شبکه در میزان تغییرات فرکانس شبکه و دیگر شاخص‌های تشخیص قطع شبکه تاثیر دارد، لذا از مقادیر متفاوت بار به منظور تحلیل شرایط کاری مختلف سیستم استفاده شده‌است.

### ۵-۲ شبکه

به منظور تحلیل سیگنال ورودی گاورنر، شبکه متصل به واحد کوچک جاسازی شده یک باس بی‌نهایت فرض شده‌است. در این مدل‌سازی، شبکه با باس بی‌نهایت به صورت ژنراتور بزرگ و یک بار بزرگ در نظر گرفته شده و به صورت شکل ۶ مدل‌سازی شده‌است. در این شبکه امکان شبیه‌سازی قطع بخشی از بار یا تولید شبکه وجود دارد. به کمک کلیدهای مختلف موجود در مدل با توجه به شکل ۶ می‌توان حالات مختلف از دست رفتن سنکرونیزم و سوئیچ بار را از دیدگاه تولیدپراکنده شبیه‌سازی کرد. پارامترهای عناصر مختلف شبکه به صورت پریونیت فرض شده که اطلاعات مربوط به هر کدام در ضمیمه آمده‌است.



شکل ۶. شماتیک کلی شبکه موردنظر

### ۳) پایش سیگنال ورودی به گاورنر

سیستم کنترل بار-فرکانس واحدهای تولید انرژی الکتریکی بسته به وضعیت آن‌ها در شبکه از نظر اتصال، رفتار متفاوتی از خود نشان می‌دهد. هنگامی که واحد جاسازی شده به صورت مجزا باری را تغذیه می‌کند، هرگونه تغییر بار باعث تغییر فرکانس و نقطه کار سیستم می‌شود. سیستم کنترل در حالت عملکرد مجزا سعی دارد که با تنظیم بار و کنترل

### بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

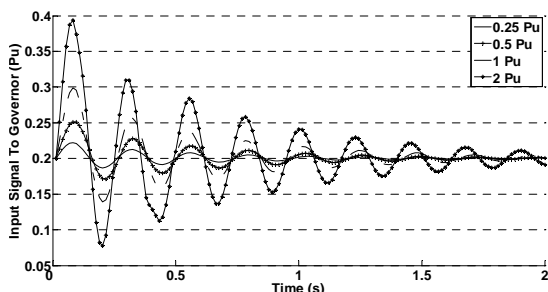
#### ۴-۱) کلیدزنی بارالقایی

از جمله شرایط احتمال خطا در تشخیص قطعی شبکه اصلی، حالتی است که بار متصل به باس PCC مربوط به تولید پراکنده، برابر و یا نزدیک به میزان تولید نامی آن باشد. در حالت نابرابری زیاد بار باس PCC و تولید واحد مربوطه، تشخیص به راحتی با توجه به میزان انحراف بیش از حد هرکدام از سیگنال‌های سیستم امکان‌پذیر است. در شبیه‌سازی این مقاله برای باس مربوط به واحد جاسازی شده بارگذاری سبک برابر با میزان نامی توان تولیدی واحد فرض شده است. چهار نوع بارگذاری به عنوان تست و پایش سیگنال گاورنر در نقاط مختلف به شبکه اعمال شده است:

- بارگذاری سبک شبکه (۰/۲۵ پرینیت و ۰/۵ پرینیت)
- بارگذاری نرمال شبکه (۱ پرینیت)
- بارگذاری سنگین شبکه (۲ پرینیت)

#### ۴-۱-۱) کلیدزنی بارالقایی بین کلید خودکار شماره ۱ و ۲

در این سناریو بارهای با اندازه‌های مختلف بر روی شبکه کلیدزنی می‌شوند. از آنجا که استاندارد IEEE 1547-2003 حداکثر زمان تشخیص قطع را ۲ ثانیه ذکر کرده است، لذا سیگنال‌های نمونه برداری شده در محدوده دو ثانیه بعد از وقوع کلیدزنی یا سوئیچینگ به نمایش درآمده‌اند. همان‌طور که در شکل ۷ و ۸ مشخص می‌باشد، با افزایش اندازه بار کلیدزده شده بر روی سیستم، میزان انحراف سیگنال ورودی گاورنر بیشتر می‌شود.



شکل ۷. سیگنال ورودی به گاورنر ناشی از اتصال مقادیر مختلف بار بین کلید ۱ و ۲ در حضور شبکه اصلی

$$\Delta\omega(s) = \frac{-M}{s} \cdot \frac{(R).(1+sT_G).(1+sT_T)}{1+(R).(Js+D).(1+sT_G).(1+sT_T)} \quad (13)$$

$$\Delta\omega(s) = -\frac{M}{s \cdot [\frac{1}{R}.G_G(s).G_T(s) + Js + D]} \quad (14)$$

$$\lim_{s \rightarrow 0} [s\Delta\omega(s)] = \frac{-R.M}{1+R.D} \quad (15)$$

پاسخ پویای حلقه کنترل بار-فرکانس به ازای تغییر پله واحد بار، دارای یک مقدار افت فرکانس در حالت دائمی می‌باشد. این بدین معناست که به ازای تنظیم فرکانس سیستم به هر اندازه، شاهد افت فرکانس در سیستم جزیره‌شده هستیم. به کمک پایش این سیگنال می‌توان به وضعیت شبکه پی برد. در حالتی که واحد جاسازی شده به باس بی‌نهایت متصل باشد، گاورنر مربوطه، رفتاری متفاوت با وضعیت قطع شبکه اصلی از خود نشان می‌دهد. تنظیم فرکانس به گونه‌ای می‌باشد که نوسانات فرکانس به مقدار تنظیم شده در باس بی‌نهایت منجر می‌شود. در این حالت تولید پراکنده تابعی از شبکه متصل به باس مشترک بوده و مقدار  $\Delta\omega(s)$  صفر می‌شود و مقدار نهایی ورودی گاورنر دقیقاً میزان توان مکانیکی ورودی است. علاوه بر مقدار حالت دائمی سیگنال ورودی خطا، رفتار حالت گذرای آن نیز بسته به اتصال یا عدم اتصال آن به شبکه اصلی متفاوت می‌باشد. صرف‌نظر از ساختار و عناصر شبکه نوسانات حالات گذرای ورودی گاورنر واحد، متناسب با وضعیت آن از نظر اتصال به شبکه می‌باشد. به کمک پایش حالت گذرای سیگنال می‌توان در زمان بسیار کوتاه‌تری LOM را تشخیص داد و واحد را از شبکه جدا کرد. این موضوع در بخش ۴ به تفصیل آمده است.

#### ۴) نتایج شبیه‌سازی

به منظور بررسی و پایش سیگنال ورودی گاورنر، سناریوهای مختلفی شبیه‌سازی شده است. در این سناریوها سعی شده که اثر تغییر بار، خطای متعادل سه فاز، کلیدزنی بانک خازنی در اندازه‌های مختلف و در باس‌های دور و نزدیک به واحد جاسازی شده شکل ۶ شبیه‌سازی شوند.

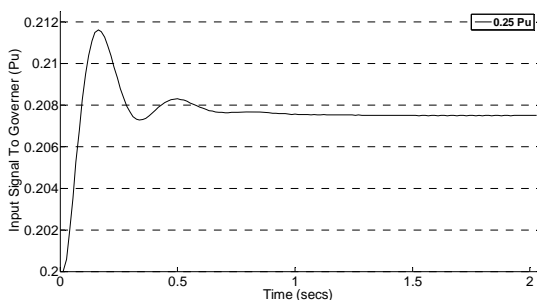
## بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

### ۴-۲) قطع شبکه سراسری

برای شبیه‌سازی پدیده قطع شبکه اصلی از کلیدهای روی شبکه اصلی استفاده شده‌است. بسته به محل قطع شبکه، بارهای مختلفی بر روی واحد جاسازی شده قرار می‌گیرد.

#### ۴-۲-۱) وقوع قطع شبکه توسط کلید شماره ۱

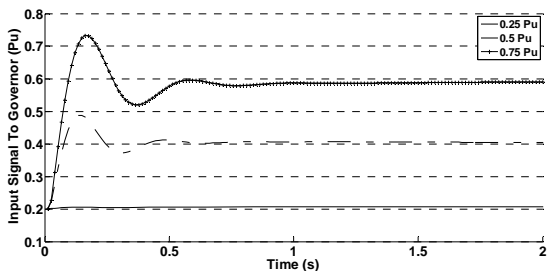
با قطع این کلید تنها بار محلی بر روی شبکه قرار می‌گیرد. سخت‌ترین حالت تشخیص، در این حالت رخ می‌دهد که بار محلی با تولید واحد برابر است. در شکل ۱۱ این حالت نمایش داده شده‌است.



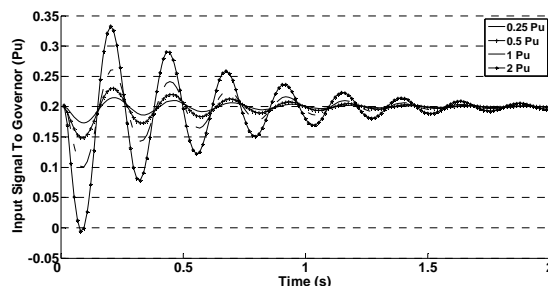
شکل ۱۱. سیگنال ورودی به گاورنر ناشی از قطع کلید شماره ۱

#### ۴-۲-۲) وقوع قطع شبکه توسط کلید شماره ۲

در شبکه ممکن است حالاتی رخ دهد که به دلیل قطع کلیدهای دورتر از واحد جاسازی شده بار بیشتری از شبکه بر روی واحد منتقل شود. در چنین حالتی جزیره توان شامل بار محلی به همراه بخشی از بار شبکه می‌باشد. بسته به اندازه بار تحمیل شده بر روی واحد، فرکانس شبکه دچار تغییراتی می‌شود. همان‌طور که در شکل ۱۲ دیده می‌شود، با افزایش مقدار بار تحمیل شده بر روی واحد تولید پراکنده میزان انحراف سیگنال خطای ورودی به گاورنر بیشتر می‌شود.



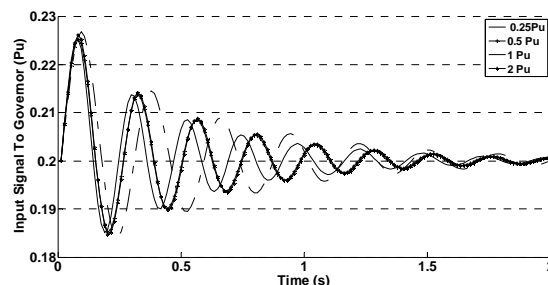
شکل ۱۲. سیگنال ورودی به گاورنر ناشی از قطع کلید شماره ۲



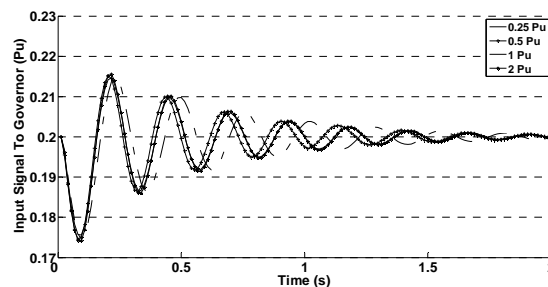
شکل ۸. سیگنال ورودی به گاورنر ناشی از خروج مقادیر مختلف بار بین کلید ۱ و ۲ در حضور شبکه اصلی

#### ۴-۱-۲) سوئیچ بار بین کلید خودکار شماره ۲ و ۳ نسبت به تولید پراکنده

به طور مشابه کلیدزنی بارهای مختلف در نقطه‌ای دورتر نسبت به واحد مورد نظر شبیه‌سازی شده‌است. همان‌طور که در شکل‌های ۹ و ۱۰ دیده می‌شود، صرف‌نظر از فاصله بار با واحد، روند نوسان سیگنال‌های ورودی گاورنر مشابه می‌باشد. متناهی هرچه نقطه کلید زنی بار از تولید پراکنده دورتر باشد، تاثیر کمتری بر روی سیگنال ورودی گاورنر دارد.



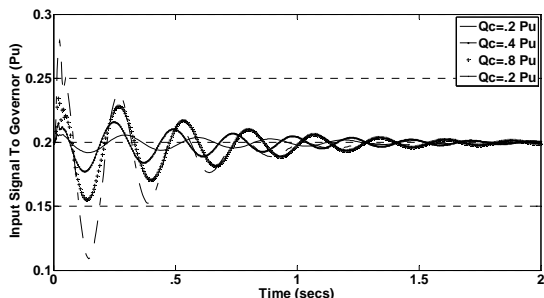
شکل ۹. سیگنال ورودی به گاورنر ناشی از اتصال مقادیر مختلف بار بین کلید ۲ و ۳ در حضور شبکه اصلی



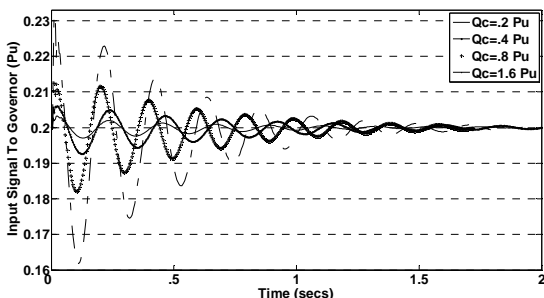
شکل ۱۰. سیگنال ورودی به گاورنر ناشی از خروج مقادیر مختلف بار بین کلید ۲ و ۳ در حضور شبکه اصلی

### بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

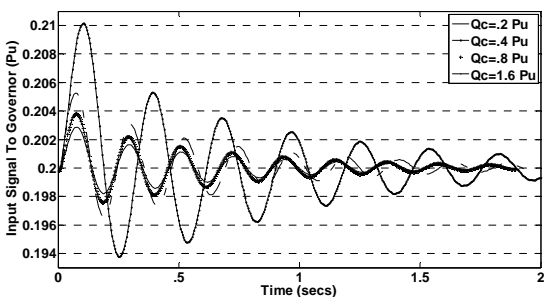
موردنظر از واحد مربوطه، تاثیر آن بر روی سیگنال ورودی گاورنر کمتر می‌شود. [ شکل‌های ۱۵، ۱۶ و ۱۷ ]



شکل ۱۵. ورودی گاورنر ناشی از کلیدزنی خازن نزدیک به واحد



شکل ۱۶. ورودی گاورنر ناشی از کلیدزنی خازن بین کلید ۱ و ۲

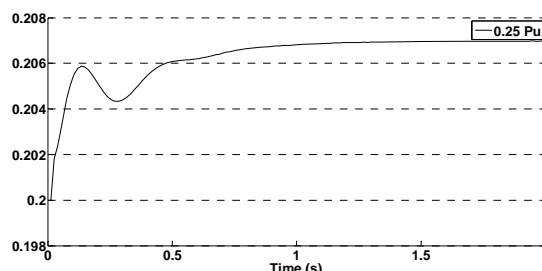


شکل ۱۷. ورودی گاورنر ناشی از کلیدزنی خازن بین کلید ۲ و ۳

#### ۴-۴) خطای سه‌فاز

از دیگر پدیده‌های معمول در سیستم قدرت، خطا در سیستم انتقال می‌باشد. در این قسمت خطای سه‌فاز در نقاط مختلف سیستم شبیه‌سازی شده‌است [ شکل‌های ۱۸، ۱۹ و ۲۰ ]. زمان خطای موردنظر برابر با دوسیکل منظور شده‌است. شبیه‌سازی برای مقادیر مختلف امپدانس خطا انجام شده تا تاثیر امپدانس خطا نیز در نظر گرفته شود.

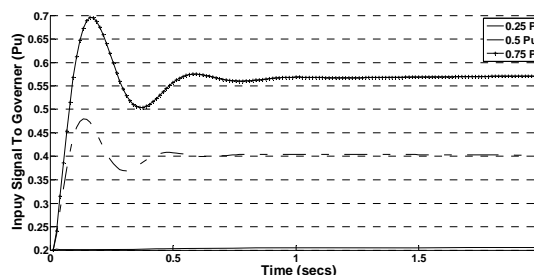
در حالتی که با قطع کلید ۲ بار ۰/۲۵ پریونیت در جزیره توان باقی بماند، واحد جاسازی شده این توانایی را دارد که آن را تامین کند. در صورت برابری بار و توان نامی واحد، تشخیص قطع شبکه با توجه به سیگنال ورودی گاورنر امکان‌پذیر است. نوسانات ورودی گاورنر در حالت برابری بار جزیره و توان واحد، مطابق شکل ۱۳ می‌باشد.



شکل ۱۳. سیگنال ورودی به گاورنر ناشی از قطع کلید شماره ۲ در حالت برابری توان و بار جزیره

#### ۴-۲-۳) وقوع قطع شبکه توسط کلید شماره ۳

مشابه قسمت ۲-۲-۴ برای کلید شماره ۳ نیز سیگنال‌های مشابهی در قبال گاورنر وجود دارد.



شکل ۱۴. سیگنال ورودی به گاورنر ناشی از قطع کلید شماره ۳

#### ۴-۳) کلیدزنی بانک خازنی

یکی دیگر از پدیده‌های معمول در سیستم قدرت، کلیدزنی بانک‌های خازنی نصب‌شده در نقاط مختلف سیستم می‌باشد. برای بررسی عملکرد سیستم کنترل بار-فرکانس، کلیدزنی بانک‌های خازنی در اندازه‌های مختلف و در نقاط مختلف سیستم تست، شبیه‌سازی شده‌است. کلیدزنی بانک خازنی شامل نوسانات گذرای کوچکی بر روی نوسان اصلی سیگنال می‌باشد. محل کلیدزنی هم بر روی دامنه نوسانات تاثیر دارد، به گونه‌ای که با افزایش فاصله نقطه اتصال به شبکه بانک

## بیست و چهارمین کنفرانس بین‌المللی برق

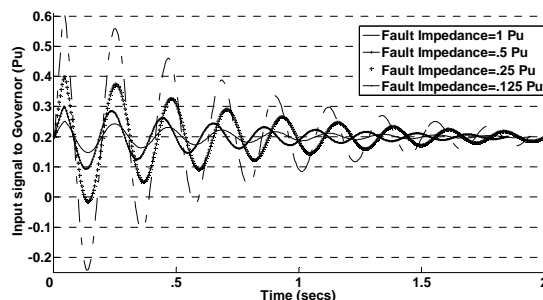
قطع شبکه، میرایی سریع آن است [شکل‌های ۱۱ و ۱۲ و ۱۴]. این در حالی است که در پدیده‌های کلیدزنی بار، کلیدزنی بانک‌های خازنی و وقوع خطا با وجود شبکه، نوسانات به گونه‌ای هستند که تماماً حول مقدار اولیه ورودی گاورنر انجام می‌پذیرند و در نهایت به مقدار اولیه همگرا می‌شوند. به کمک این اختلاف در روند نوسانی سیگنال ورودی گاورنر می‌توان شاخصی را برای تشخیص قطع شبکه اصلی تعریف کرد.

### ۵) نتیجه گیری

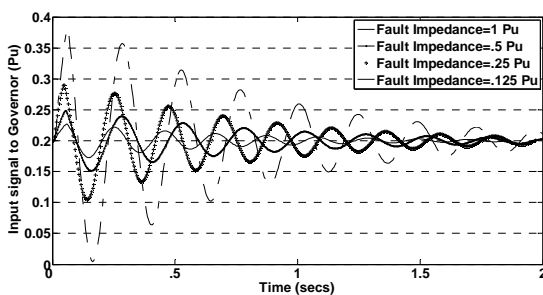
در این مقاله، رویکرد جدیدی برای اطلاع از قطع شبکه اصلی، ارائه شده‌است. حلقه کنترل بار-فرکانس در مولدهای الکتریکی نقش مهمی در پایداری و تثبیت فرکانس دارد. پایش سیگنال ورودی به گاورنر در واحدهای جاسازی شده دارای سیستم کنترل بار-فرکانس می‌تواند در تشخیص LOM موثر باشد. از مزیت‌های روش پیشنهادی رفع نیاز به تجهیز اضافی برای اندازه‌گیری، عدم تداخل در کار واحد جاسازی شده و حذف تاثیر متقابل بر روی سیستم می‌باشد. نتایج شبیه‌سازی حاکی از آن است که سیگنال ورودی گاورنر با توجه به پدیده‌های متفاوت، رفتار گذرای متفاوتی از خود نشان می‌دهد. به کمک پایش حالت گذرای سیگنال ورودی گاورنر و نحوه نوسان آن در برابر پدیده‌های مختلف، می‌توان قطع شبکه اصلی را تشخیص داد

### ۶) مراجع

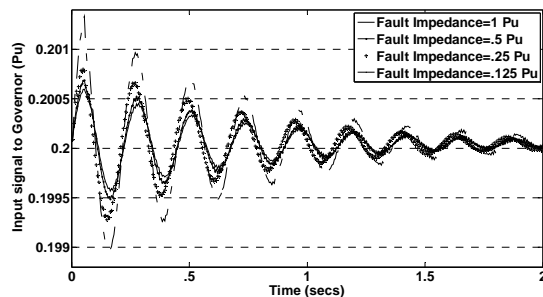
- [1]- Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems, "IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2003.
- [2]- M.G. Bartlett, M.A. Redfern, "A Review of Techniques for the Protection of Embedded Generation Against Loss of Grid", Proceeding UPEC 2000, Power Engineering, Belfast, Sept. 2000.
- [3]- C.M. Fonso, W. Freitas, W. Xu, L.C.P, Da Silva, "Performance of ROCOF relays for embedded generation," Applications, Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-Volume 152, Issue 1, 10 Jan, 2005
- [4]- J. Warin, and W. H. Allen, "Loss of mains protection," in Proc. 1990, ERA Conference on Circuit Protection for industrial and Commercial, Installation, London, UK, pp. 4.3.1-12.



شکل ۱۸. ورودی گاورنر ناشی از خطا نزدیک به واحد



شکل ۱۹. ورودی گاورنر ناشی از خطا بین کلید ۱ و ۲



شکل ۲۰. ورودی گاورنر ناشی از خطا بین کلید ۲ و ۳

همان‌طور که از نتایج شبیه‌سازی برمی‌آید، حالت گذاری سیگنال ورودی به گاورنر در وضعیت قطع شبکه رفتار نوسانی خاصی از خود نشان می‌دهد. در صورت قطع شبکه، سیگنال ورودی گاورنر بسته به میزان بار، نوساناتی را شامل می‌شود که هدف رسیدن به مقدار جدید تنظیم شده ورودی گاورنر، مطابق با خطای ناشی از رابطه ۱۵ می‌باشد. رفتار سیستم کنترل بار-فرکانس در قبال سیگنال گاورنر به گونه‌ای است که نوسانات حاصله، خط ورودی گاورنر قبل از وقوع پدیده قطع شبکه را قطع نمی‌کند. این رفتار باعث می‌شود، تمامی نوسانات در بالای محور ورودی گاورنر قبل از قطع شبکه قرار گیرد. از خصوصیات دیگر این سیگنال در حالت

**بیست و چهارمین کنفرانس بین المللی برق**

(۷) ضمایم

Individual Generator Rating	
Type	3 Ph
Rated power	31.5 (KVA)
Rated voltage	380(V)
Rated frequency (RPM)	50(Hz) 1500

Governor Data (Pu)	
R	0.05
D	0.01
J	1
TT	0.002
Tg	0.004

AVR Data (Pu)	
a	0.046
b	4.8
c	0.345
d	0.0067
e	13
Vref	1
K1	5.1
K2	-5.1
K3	5.1

K4	43.7483
K5	5.4

Parameters of the synchronous machine			
	Self inductance of stator phase "a"	Mutual inductance of stator phase "a" and "c"	Mutual inductance of stator phase "a" and field
DC	1.3e-2	-6.5e-3	0.0
2 <sup>nd</sup>	0.0	0.0	0.2
4 <sup>th</sup>	5e-3	5.8e-3	0.0
6 <sup>th</sup>	0.0	0.0	2.5e-8
8 <sup>th</sup>	1.2e-4	1.1e-4	0.0
10 <sup>th</sup>	0.0	0.0	7e-4
12 <sup>th</sup>	3.5e-5	3.1e-5	0.0
14 <sup>th</sup>	0.0	0.0	2.5e-4
16 <sup>th</sup>	1.2e-5	3.3e-5	0.0
20 <sup>th</sup>	5.8e-6	1.5e-5	0.0
24 <sup>th</sup>	3.6e-6	4.8e-6	0.0
26 <sup>th</sup>	0.0	0.0	0.0
28 <sup>th</sup>	8.4e-6	2.4e-5	0.0
resistance of the field circuit = 3.7 Ω			
inductance of the field circuit = 1H			
linkage inductance of the field = 2.086 H			
R <sub>a</sub> = R <sub>b</sub> = R <sub>c</sub> = 0.199 Ω			
leakage inductance of the stator phase "a" = 1 H			

Load PF=0.8

R<sub>line</sub>=0.02 ohm

L<sub>line</sub>=0.1 H

- [5]- F. Pai, and S. Huang, "A detection algorithm for islanding-prevention of dispersed consumer-owned storage and generating units," IEEE Trans, Energy Conversion, vol. 16, no. 4, pp. 346-351, 2001.
- [6]- P. O'Kane, and B. Fox, "Loss of mains detection for embedded generation by system impedance monitoring," in Proc. Sixth International Conference on Developments in Power System Protection, pp. 95-98, March 1997.
- [7]- P. D. Hopewell, N. Jenkins, and A. D. Cross, "Loss of mains detection for small generators," IEE Proc. Electric Power Applications, vol. 143, no. 3, pp. 225-230, May 1996.
- [8]- S. Jang, and K. Kim, "Development of a logical rule-based islanding detection method for distributed resources," in Proc. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 2, pp. 800-806, 2002.
- [9]- H. Kabayashi, K. Takigawa, and E. Hashimoto, "Method for preventing islanding phenomenon on utility grid with a number of small scale PV systems", Second IEEE Photovoltaic Specialists Conference, vol.1, pp.695-700, 1991.
- [10]- Warin, and W. H. Allen, "Loss of mains protection," in Proc. 1990 ERA Conference on Circuit Protection for industrial and Commercial Installation, London, UK, pp. 4.3.1-12.
- [11]- M. E. Ropp, M. Begovic, and A. Rohatgi, "Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention," IEEE Tran. Energy Conversion, vol. 14, no 3, pp. 810-816, Sep. 1999.
- [12]- G. Hung, C. Chang, and C. Chen. "Automatic phase shift method for islanding detection of grid connected photovoltaic inverter," IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 18, no. 1, pp. 169-173, Mar. 2003.
- [13]- V. Menon, and M. H. Nehrir, "A hybrid islanding detection technique using voltage unbalance and frequency set point," IEEE Tran. Power Systems, vol. 22, no. 1, pp. 442-448, Feb. 2007.
- [14]- J. Yin, L. Chang, and C. Diduch, "A new hybrid anti-islanding algorithm in grid connected three-phase inverter system," 2006 IEEE Power Electronics Specialists Conference, pp. 1-7.
- [15]- Darabi A., "Auxiliary windings, supplying the AVR of a brushless synchronous generator", Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), Vol. 1, Sept 2005, pp. 81-85.
- [16]- Darabi A, Tindall C.E., "Analogue AVR model for use in real time transient simulation of small salient pole alternators", IEE Conference Publication, Power Electronics, Machines and Drives, No. 487, April 2002, pp. 451-455.