

## حفاظت مطمئن خروج از سنکرون در ژنراتور سنکرون مبتنی بر تغییرات زاویه ی روتور

عباس حسنی<sup>۱</sup>، فرهاد حق جو<sup>۲</sup>

<sup>۱</sup> دانشجوی دکترای دانشکده مهندسی برق، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی

A\_hasani@sbu.ac.ir

<sup>۲</sup> استادیار دانشکده مهندسی برق، پردیس فنی و مهندسی شهید عباسپور، دانشگاه شهید بهشتی

F\_haghjoo@sbu.ac.ir

### چکیده

پدیده ی خروج از سنکرون<sup>۱</sup> (LOS) در ژنراتورهای نیروگاهی می تواند به دو دلیل عمده ی خروج از همگامی<sup>۲</sup> (OOS) و قطع تحریک<sup>۳</sup> (LOE) رخ دهد که توسط الگوریتمهای حفاظتی جداگانه ای تشخیص داده می شوند و عمدتاً مبتنی بر اندازه گیری امپدانس در پایانه ی ژنراتور عمل می کنند. تنظیمات دشوار و عملکرد نامطمئن این سیستمهای حفاظتی در مواجهه با شرایط گذرای سیستم قدرت از جمله ویژگی های مشترک طرح های امپدانسی است. در این مقاله، طرحی ساده بر مبنای سنجش تغییرات زاویه ی روتور ژنراتور (δ) ارائه شده که قادر است LOS ناشی از هر دو پدیده ی OOS و LOE را شناسایی کرده و در مواجهه با نوسان توان پایدار<sup>۴</sup> (SPS) عملکرد نابه جا از خود نشان ندهد. عملکرد روش پیشنهادی بر اساس شبیه سازی بر روی سیستم نه باسه ی IEEE نشان داده شده و با روش های امپدانسی مقایسه گردیده است.

### کلمات کلیدی

حفاظت ژنراتور، خروج از سنکرون، خروج از همگامی، قطع تحریک و نوسان توان.

<sup>1</sup> Loss of Synchronism

<sup>2</sup> Out of Step

<sup>3</sup> Loss of Excitation

<sup>4</sup> Stable Power Swing



## ۱- مقدمه

در شرایط عادی سیستم قدرت ژنراتورها به صورت سنکرون با سیستم کار می‌کنند. زمانی که سنکرونیسم یک ژنراتور با سیستم از دست برود، امکان ادامه عملکرد پایدار آن وجود ندارد و بایستی به سرعت از سیستم جدا شود تا از آسیب به تجهیز و گسترش اغتشاش و خاموشی در سیستم جلوگیری به عمل آید. دو حالت عمده‌ای که منجر به خروج از سنکرونیسم<sup>۱</sup> (LOS) ژنراتور می‌شود را می‌توان به صورت ذیل برشمرد [1]:

- از دست رفتن تحریک ژنراتور و یا به عبارتی وقوع پدیده ی قطع تحریک<sup>۲</sup> (LOE) در ژنراتور.
- وقوع اغتشاشات بزرگ و گذرا نظیر اتصال کوتاه و کلیدزنی در نزدیکی ژنراتور که در نهایت منجر به ناپایداری ژنراتور و وقوع پدیده ی خروج از هم‌گامی<sup>۳</sup> (OOS) می‌شود.

ژنراتور در هر دو پدیده ی LOE و OOS در نهایت سنکرونیسم خود با سیستم را از دست می‌دهد و بایستی به سرعت از سیستم جدا گردد.

رفتار دینامیکی ژنراتور در مواجهه با دو پدیده ی فوق متفاوت بوده و از این رو برای حفاظت واحدهای نیروگاهی برای این دو پدیده توابع حفاظتی جداگانه ای در نظر گرفته شده است. این توابع عمدتاً مبتنی بر اندازه گیری امپدانس در پایانه ی ژنراتور و تعریف نواحی حفاظتی می‌باشند. سرعت پایین، تنظیمات پیچیده و همچنین امنیت پایین در مواجهه با پدیده های گذرای سیستم قدرت نظیر نوسان توان پایدار<sup>۴</sup> (SPS)، از جمله نواقص کلی و مشترک طرح های حفاظتی OOS و LOE مبتنی بر امپدانس می باشد [2].

با توجه به معایب طرح های متداول امپدانسی، تحقیق در زمینه ی ارائه الگوریتم‌های جدید حفاظت OOS و LOE همواره مورد توجه پژوهشگران و مهندسين صنعت برق بوده است. نکته ی حائز اهمیت در روش های ارائه شده این است که غالباً برای حفاظت OOS [3-7] (یا LOE [8-11]) عملکرد منطبق پیشنهادی در شرایط LOE (یا OOS) ارزیابی نشده و مورد بررسی قرار نگرفته است.

روش‌های مبتنی بر معیار سطوح معادل از جمله محبوب ترین روش های تشخیص OOS در ژنراتور بوده [3-5] که در آن، از منحنی توان-زاویه (P-δ) به منظور ارزیابی شرایط OOS ژنراتور استفاده شده است. در مرجع [3]، این روش به صورت یک معیار محلی جهت تشخیص OOS استفاده شده که به منظور افزایش سرعت تشخیص، منحنی P-δ با تابع درجه دو تخمین زده شده است. مرجع [4] نیز از این روش به عنوان یک معیار حفاظتی گسترده جهت ارزیابی شرایط OOS استفاده نموده که نیازمند استفاده از داده های حاصل از واحدهای اندازه گیری فازور<sup>۵</sup>

(PMU) و بستر مخابراتی است. این معیار در مرجع [5] در حوزه زمان ارائه شده که از منحنی توان-زمان (P-t) به جای منحنی P-δ به منظور شناسایی OOS استفاده نموده که وقوع OOS را دقیقاً در زمان وقوع ناپایداری تشخیص می‌دهد و قابلیت پیش بینی آن را ندارد.

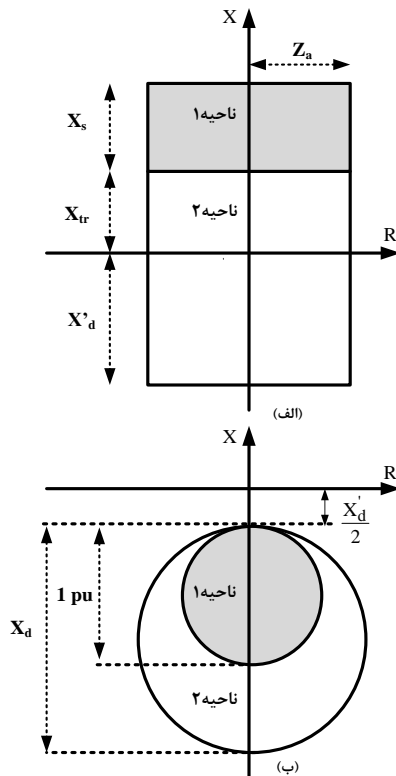
طرحی مبتنی بر تغییرات سرعت (ω) و شتاب (α) ژنراتور به منظور پیش‌بینی OOS در [6] ارائه شده که در آن از داده های PMU ها به منظور تخمین کمیت های ω و α در پایانه ی ژنراتور استفاده شده است. طرح دیگری مبتنی بر آنالیز متغیرهای حالت ژنراتور در [7] ارائه شده که در آن از پارامترهای زاویه‌ی روتور (δ) و سرعت آن (ω) استفاده شده است.

در خصوص حفاظت LOE ژنراتور نیز در [8] روشی مبتنی بر تغییرات مقاومت اندازه‌گیری شده در پایانه ی ژنراتور ( $\frac{dR}{dt}$ ) ارائه شده است که این روش قادر است LOE را حداقل ۱/۷ ثانیه بعد از وقوع آن شناسایی کند. روش دیگری بر مبنای تغییرات ولتاژ پایانه و توان راکتیو خروجی ژنراتور در [9] ارائه شده که این روش علیرغم سرعت بالا در مواجهه با شرایط SPS عملکرد نابه جا از خود نشان می‌دهد. مرجع [10] به منظور افزایش امنیت طرح ارائه شده در [9] از شاخصی که نشان دهنده ی مولفه های فرکانسی توان الکتریکی خروجی ژنراتور می باشد، استفاده کرده که این روش نیازمند مطالعات شبیه سازی به منظور تعیین حدود آستانه ی شاخص ارائه شده است. تخمین ولتاژ داخلی ژنراتور به منظور تشخیص LOE روش دیگری است که در [۱۱] ارائه گردیده است. بررسی مقالات مختلف در زمینه ی حفاظت OOS و LOE ژنراتور نشان می‌دهد که ارائه ی روش هایی با سرعت و امنیت بیشتر نسبت به طرح های متداول، اولویت اصلی محققان بوده است.

همان‌طور که پیش‌تر اشاره شد، در روش های حفاظت OOS (یا LOE) عملکرد الگوریتم ارائه شده در شرایط LOE (یا OOS) مورد توجه قرار نگرفته است. در این مقاله یک تابع حفاظتی واحد به منظور حفاظت LOS ژنراتور ارائه شده است که از تغییرات δ یعنی Δδ برای این منظور استفاده نموده و قادر است LOS ناشی از هر دو پدیده ی OOS و LOE را شناسایی و از همدیگر متمایز نماید. شایان ذکر است که تمایز OOS و LOE در این مقاله مورد بررسی قرار نگرفته و فقط هدف، قابلیت روش پیشنهادی در تمایز این دو پدیده از نوسانات پایدار بوده است.

سازماندهی بخش های بعدی این مقاله به نحوی است که در بخش دوم نمونه هایی از روش‌های متداول امپدانسی برای تشخیص OOS و LOE تشریح شده است. روش پیشنهادی و نحوه ی عملکرد آن به طور کامل در بخش سوم و مطالعات شبیه سازی در بخش چهارم ارائه گردیده و نهایتاً در بخش پنجم، نتیجه گیری مقاله ارائه شده است.

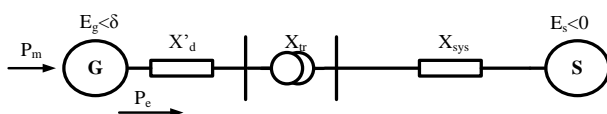
این ناحیه ی عملکردی می بایست بر اساس مطالعات پایداری گذرا انجام شود یکی از معایب این روش امکان عملکرد نابه جای آن در شرایط SPS و OOS می باشد [2].



شکل (۱): مشخصه های نوعی رله های OOS [12] (الف) و LOE متداول [۱۳] (ب)

### ۳- الگوریتم پیشنهادی

زمانی که یک ژنراتور در معرض یک اغتشاش داخلی یا خارجی قرار می گیرد، کمیت های مختلف آن از مقادیر نامی منحرف می شوند. بسته به نوع و شدت اغتشاش ممکن است ژنراتور قادر به ادامه کار پایدار و سنکرون با سیستم قدرت نباشد. همان طور که ذکر شد در شرایط OOS و LOE، ژنراتور سنکرونیزم خود را با سیستم قدرت از دست می دهد. شکل (۲) یک سیستم تک ماشینه را نشان می دهد که در آن یک ژنراتور با ولتاژ داخلی  $E_g$  توسط یک ترانسفورماتور به یک سیستم خارجی با راکتانس معادل تونن  $X_{sys}$  و ولتاژ معادل تونن  $E_s$  متصل شده است.



شکل (۲): سیستم تک ماشینه مورد مطالعه

### ۲- روش های متداول حفاظت OOS و LOE

همان طور که در بخش قبل اشاره شد، طرح های متداول حفاظت OOS و LOE در ژنراتور عمدتاً مبتنی بر اندازه گیری امپدانس در پایانه ی ژنراتور و استفاده از نواحی حفاظتی تعیین شده می باشد که شکل (۱) نمونه ای از طرح های امپدانسی حفاظت OOS و LOE را نشان می دهد. شکل (۱-الف) یک طرح حفاظتی OOS را به همراه تنظیمات نوعی آن نشان می دهد که از دو ناحیه ی حفاظتی تشکیل شده است. این طرح در رله های صنعتی نظیر رله 7UM62X شرکت SIEMENS مورد استفاده قرار گرفته است [12]. زمانی که مرکز نوسان<sup>۶</sup> (SC) سیستم در نیروگاه قرار گیرد خروج از سنکرون توسط ناحیه ی اول و چنانچه SC در خارج از نیروگاه باشد، OOS توسط ناحیه ی دوم شناسایی می شود. برای تشخیص OOS بایستی منحنی امپدانس دیده شده توسط رله از یک سمت وارد ناحیه ی اول یا دوم مشخصه شده و از سمت دیگر آن خارج شود. زمان عملکرد رله در این منطق با شمارش تعداد عبورهای منحنی امپدانس از نواحی اول و یا دوم مشخصه ی رله ( $N_{set}$ ) تعیین شده که برای ناحیه ی اول معادل یک یا حداکثر دو عبور و برای ناحیه ی دوم نیز بین دو تا چهار عبور انتخاب می شود. این افزایش زمان عملکرد در ناحیه ی دوم به دو دلیل می باشد [3]:

- ایجاد زمان لازم برای عملکرد رله های حفاظتی خارج از نیروگاه
- افزایش امنیت رله به ازای شرایط گذرای شبکه

شایان ذکر است که در تنظیمات نشان داده شده در شکل (۱-الف)،

$X'_d$  راکتانس گذرای ژنراتور،  $X_{tr}$  راکتانس ترانسفورماتور نیروگاهی و  $X_s$  راکتانس تونن شبکه ی خارجی است. همچنین مقدار  $Z_a$  وابسته به حداکثر فرکانس نوسان ژنراتور بوده که تعیین آن نیازمند مطالعات گسترده ی پایداری گذرای سیستم است. یکی از چالش های عمده ی طرح فوق، تنظیم ناحیه ی دوم حفاظتی و احتمال عملکرد ناصحیح آن در شرایط گذرای سیستم می باشد [3]. یک انتخاب پیشنهادی،  $Z_a = 0.3 \times (X'_d + X_{tr} + X_s)$  می باشد [12].

شکل (۱-ب) نیز مشخصه ی عملکردی یک رله ی LOE امپدانسی را نشان می دهد که متشکل از دو ناحیه ی حفاظتی است [۱۳]. ناحیه ی عملکردی اول این مشخصه به منظور شناسایی و تشخیص LOE در بارگذاری سنگین ژنراتور استفاده شده که تأخیر زمانی آن معمولاً معادل ۰/۱ ثانیه منظور می گردد [۱۳]. ناحیه ی دوم حفاظتی این رله علاوه بر پشتیبانی از ناحیه ی اول، جهت حفاظت LOE در بارگذاری سبک ژنراتور به کار می رود. با توجه به این که در شرایط SPS احتمال ورود امپدانس نوسانی به این ناحیه ی عملکردی وجود دارد، تأخیر زمانی معادل ۰/۵ تا ۰/۶ ثانیه در نظر گرفته می شود [۱۳]. اگرچه تنظیم تأخیر زمانی برای



با توجه به توضیحات فوق می توان نتیجه گرفت که از  $\Delta\delta$  می توان به منظور تشخیص شرایط LOS و تمایز آن با SPS استفاده کرد. بنابراین ایده ی پیشنهادی در این مقاله بر این اساس است که اگر  $\Delta\delta$  برای یک زمان تنظیمی ( $T_{set}$ ) مقادیر مثبت داشته باشد می توان گفت که شرایط LOS رخ داده است که البته انتخاب مقدار مناسب  $T_{set}$  جهت ایجاد تمایز بین شرایط LOS و SPS بسیار مهم می باشد. با توجه به شکل (۳) مشخص است که در شرایط SPS کمیت  $\Delta\delta$  برای نصف بازه ی زمانی نوسان ( $\frac{T_{sw}}{2} = \frac{1}{2 \times f_{sw}}$ ) تغییرات مثبت دارد و لذا بایستی در انتخاب  $T_{set}$  توجه شود که این کمیت با در نظر گرفتن حداقل فرکانس نوسان ( $f_{sw, min}$ ) ژنراتور انتخاب شود. از آنجا که فرکانس نوسانات ژنراتور در سیستم قدرت در بازه ی ۰/۳ تا ۷ هرتز قرار می گیرد [8, 10]، می توان  $f_{sw, min}$  معادل ۰/۳ هرتز را برای تمامی ژنراتورها استفاده نمود. با در نظر گرفتن یک حاشیه ی اطمینان ۱۰ درصدی،  $T_{set}$  در الگوریتم پیشنهادی به صورت ذیل قابل محاسبه است:

$$T_{set} = 1.1 \times \frac{1}{2 \times f_{sw, min}} \quad (4)$$

$$T_{set} = 1.1 \times \frac{1}{2 \times 0.3} = 1.83 \text{ s}$$

لذا در الگوریتم پیشنهادی چنانچه  $\Delta\delta$  برای زمان ۱/۸۳ ثانیه مثبت باشد، آن گاه می توان گفت که شرایط LOS رخ داده است و بایستی ژنراتور از شبکه جدا گردد. در غیر این صورت SPS در شبکه رخ داده است. نکته ی باقیمانده، نحوه ی محاسبه ی  $\Delta\delta$  است که برای این منظور مطابق رابطه ی (۲)، می توان در هر لحظه از زمان از رابطه ی زیر استفاده کرد [14]:

$$\Delta\delta^t = (\omega^t - \omega_0) \times \Delta t \quad (5)$$

علی رغم آن که استفاده از سیگنال سرعت به منظور کاربردهای حفاظتی و کنترلی در نیروگاه امری متداول می باشد [15]، در صورت عدم دسترسی به سیگنال سرعت می توان از رابطه ی (۶) برای این منظور استفاده کرد [3]:

$$\Delta\delta^t = \Delta\delta^{t-\Delta t} + \frac{\omega_0}{2H} \times \frac{(2P_m - P_e)^{t-\Delta t} - P_e^{t-\Delta t}}{2} \times \Delta t^2 \quad (6)$$

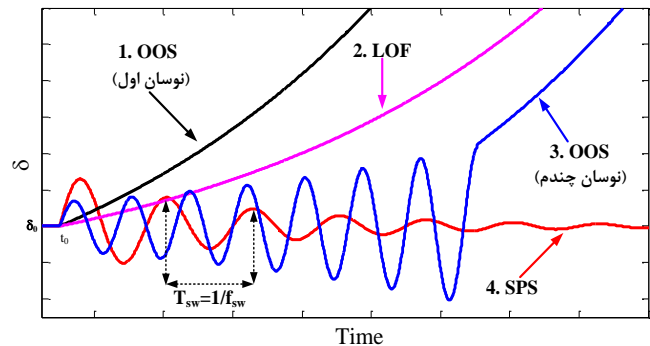
کمیت های  $\omega_0$ ،  $H$ ،  $P_e$ ،  $P_m$  معادل کمیت های توصیف شده برای رابطه ی (۱) می باشند. لذا محاسبه ی  $\Delta\delta$  چالش مهمی در کاربردهای سیستم قدرت نمی باشد. در این مقاله از رابطه ی (۵) استفاده شده است. همچنین کمیت  $\Delta t$  نیز معادل ۱۰۰ میلی ثانیه انتخاب شده است.

روابط (۱) و (۲) معادلات نوسان ژنراتور مورد مطالعه را توصیف می کنند [14] که در آن ها،  $P_m$ ،  $P_e$ ،  $H$ ،  $\omega_0$  به ترتیب نمایان گر توان مکانیکی ورودی ژنراتور (پریونیت)، توان الکتریکی خروجی ژنراتور (پریونیت)، ثابت اینرسی ژنراتور (ثانیه) و سرعت پایه ی ژنراتور (رادیان بر ثانیه) بوده و  $\delta$  و  $\omega$  نیز به ترتیب زاویه ی روتور ژنراتور نسبت به سیستم (رادیان) و سرعت زاویه ای چرخش روتور ژنراتور (رادیان بر ثانیه) می باشند.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = d\omega \quad (2)$$

زمانی که ژنراتور در معرض اغتشاش قرار می گیرد  $\delta$  و سایر کمیت های الکتریکی به صورت تابعی از زمان تغییر می کنند. شکل (۳) تغییرات  $\delta$  را به ازای انواع شرایط محتمل نشان می دهد.



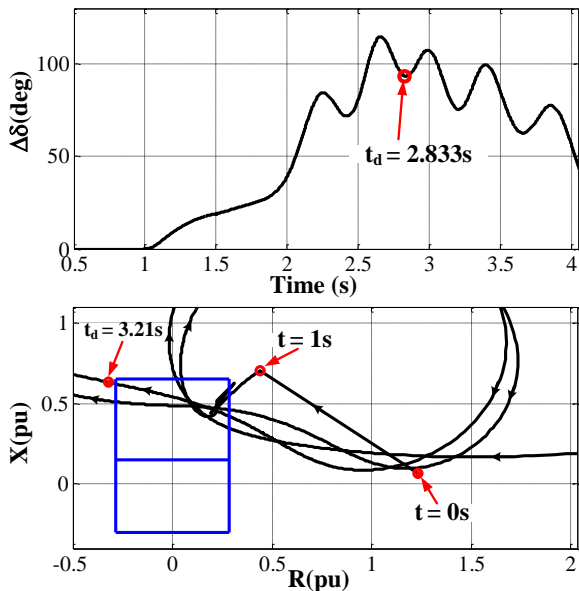
شکل (۳): تغییرات  $\delta$  به ازای شرایط مختلف [14]

مطابق شکل (۳) مشخص است که در شرایط OOS و LOE کمیت  $\delta$  به صورت مداوم افزایش می یابد. این در حالی است که در شرایط SPS این کمیت بعد از یک دوره نوسان با فرکانس  $f_{sw}$  در مقدار جدید میرا می شود. لازم به ذکر است که حالت سوم از شکل (۳) وقوع OOS بعد از چند نوسان را نشان می دهد. در این شرایط ژنراتور پس از یک اغتشاش دچار نوسان شده و بعد از چند نوسان سنکرونیزم خود را از دست می دهد. اگر در هر لحظه از زمان ( $t$ ) تغییرات  $\delta$  در دو نمونه با فاصله ی زمانی  $\Delta t$  مطابق رابطه ی زیر تعریف شود:

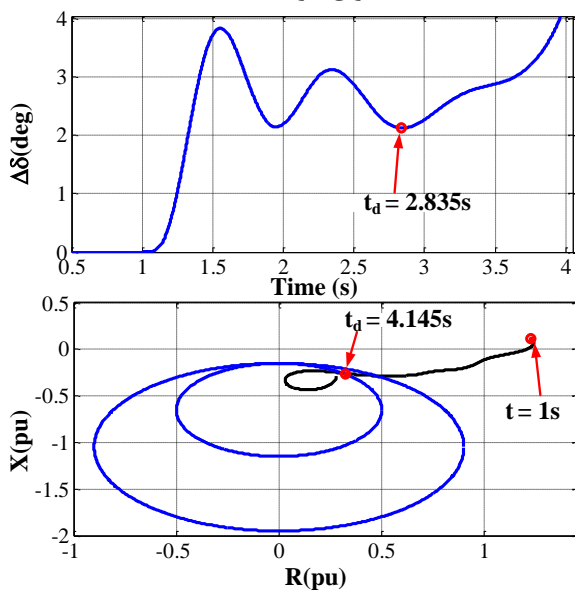
$$\Delta\delta = \delta^t - \delta^{t-\Delta t} \quad (3)$$

آن گاه با توجه به شکل (۳) می توان نتیجه گرفت که در حالت های اول و دوم  $\Delta\delta$  بعد از وقوع اغتشاش همواره مقداری مثبت خواهد داشت. در حالت سوم  $\Delta\delta$  ابتدا بین مقادیر مثبت و منفی تغییر می کند و در نهایت تغییرات آن همواره مثبت خواهد بود. در حالت چهارم  $\Delta\delta$  همواره بین مقادیر مثبت و منفی و با فرکانس  $f_{sw}$  نوسان می کند و در نهایت به دلیل میراشدن نوسانات، تغییرات آن صفر می شود.

زودتر از روش متداول (با تأخیر ۳/۱۴۵ ثانیه ای) تشخیص دهد. در این حالت رله ی OOS امیدانسی عملکردی نشان نمی دهد.



شکل (۵): عملکرد روش پیشنهادی در مقایسه با روش OOS امیدانسی برای شرایط OOS



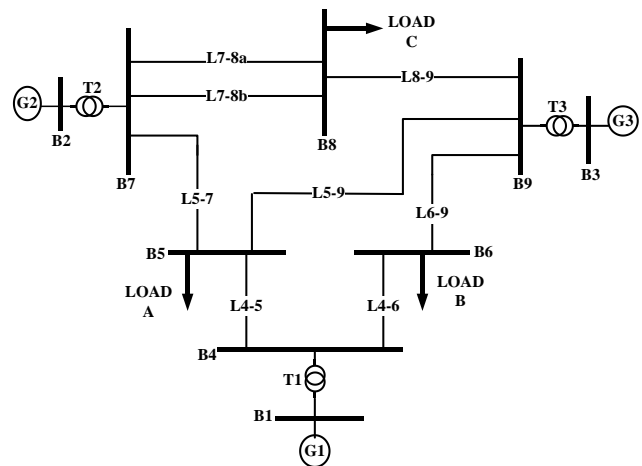
شکل (۶): عملکرد روش پیشنهادی در مقایسه با روش LOE امیدانسی برای شرایط LOE

#### ۴-۴ عملکرد روش ارائه شده در شرایط SPS

در این حالت یک خطای اتصال کوتاه سه فاز در لحظه ی یک ثانیه در مرکز خط L5-7 اعمال می شود. این خطا بعد از زمان ۳۰۰ میلی‌ثانیه با عملکرد کلیدهای دو سر خط انتقال رفع می شود و سیستم یک شرایط

#### ۴- مطالعات شبیه سازی

به منظور ارزیابی عملکرد روش ارائه شده مطالعات شبیه سازی زیادی انجام شده است که خلاصه ای از نتایج آن در این بخش ارائه شده است. سیستم مورد مطالعه شبکه ی نه باسه ی IEEE است که ساختار آن مطابق شکل (۴) می باشد. اطلاعات این شبکه در مرجع [۱۶] قابل دسترسی است. مطالعات شبیه سازی بر روی ژنراتور G2 و در نرم‌افزار DIgSILENT انجام شده که در ادامه، عملکرد روش پیشنهادی در شرایط OOS، LOE و SPS بررسی شده است.



شکل (۴): ساختار سیستم نه باسه ی IEEE [16]

#### ۴-۴ عملکرد روش ارائه شده در شرایط OOS

به منظور ایجاد شرایط OOS بر روی ژنراتور G2، یک خطای اتصال کوتاه سه فاز در لحظه ی یک ثانیه و در وسط خط L7-8 اعمال و این خطا بعد از گذشت زمان ۴۰۰ میلی‌ثانیه با عملکرد کلیدهای دو سر خط انتقال رفع شده است. شکل (۵) عملکرد روش پیشنهادی در مقایسه با روش امیدانسی را نشان می دهد. همان طور که ملاحظه می شود در این حالت ناحیه ی دوم رله ی امیدانسی با تأخیر بالا عمل می کند. این درحالی است که روش پیشنهادی قادر است OOS را با تأخیر ۱/۸۳۳ ثانیه و ۰/۳۷۷ ثانیه سریع‌تر از روش امیدانسی تشخیص دهد.

#### ۴-۴ عملکرد روش ارائه شده در شرایط LOE

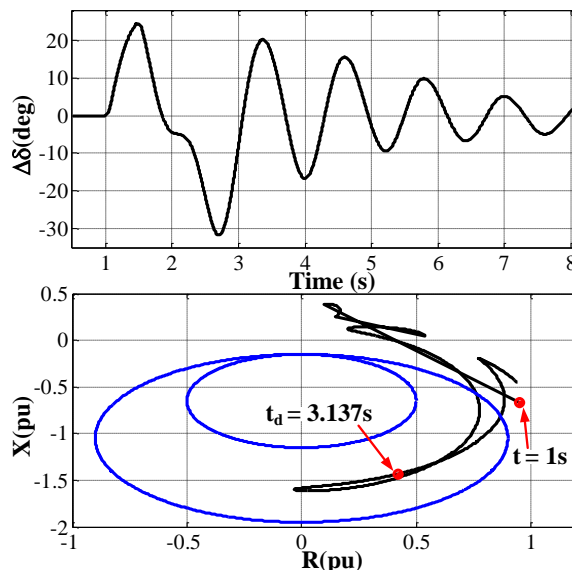
در این حالت یک خطای LOE در لحظه ی یک ثانیه در ژنراتور G2 رخ می دهد. شکل (۶) عملکرد روش ارائه شده را به همراه عملکرد رله ی LOE امیدانسی نشان می دهد. همان طور که مشخص است در این حالت روش پیشنهادی قادر است LOE را با تأخیر ۱/۸۳۵ ثانیه ای و ۱/۳۱ ثانیه

- [4] B. Alinejad, and H. Kazemi-Karegar, "A Novel Out-of-Step Protection Algorithm Based on Wide Area Measurement System," *The 10<sup>th</sup> Power Systems Protection & Control Conference (PSPC)*, 2016.
- [5] S. Paudyal, G. Ramakrishna, and M.S. Sachdev, "Application of equal area criterion conditions in the time domain for out-of-step protection," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 25, no. 2 pp. 600-609, Apr. 2010.
- [6] A. R. Sobhouhi, and M. R. Aghamohammadi, "A New Algorithm for Predicting Out-of-step Using Rotor Speed-acceleration Based on Phasor Measurement Units (PMU) Data," *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, no.13, pp.1478-1486, 2015.
- [7] B.Shrestha, R. Gokaraju, and M. Sachdev, "Out-of-step protection using state-plane trajectories analysis," *IEEE trans. power Del.*, vol. 28, no. 28, pp.1083-1093, 2013.
- [8] B. Mahamedi, J. Zhu, and S. M. Hashemi, "A setting free approach to detecting loss of field in synchronous generators," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 31, no. 5, pp.2270-2278, Oct. 2016.
- [9] M. Amini, M. Davarpanah, M. Sanaye-Pasand, "A novel approach to detect the synchronous generator loss of excitation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 30, no. 3, pp. 1429-1438, 2015.
- [10] H. Yaghoobi, "Fast discrimination of stable power swing from generator loss of excitation," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 5, pp. 1682-1690, May. 2016.
- [۱۱] حسنی، عباس و حق‌جو، فرهاد، یک رویکرد جدید جهت تشخیص پدیده قطع تحریک در ژنراتورهای سنکرون، دهمین کنفرانس حفاظت و اتوماسیون در سیستم‌های قدرت، دانشگاه تهران، دی‌ماه ۱۳۹۴.
- [12] Siemens application manual, Distance protection, relay 7UM62x, available online at <http://www.siemens.com>
- [۱۳] محامدی، بهنام، بررسی و تحلیل عملکرد حفاظت قطع تحریک در ژنراتورهای سنکرون، دهمین کنفرانس حفاظت و اتوماسیون در سیستم‌های قدرت، دانشگاه تهران، دی‌ماه ۱۳۹۴.
- [14] P. Kundur, *Power system stability and control*, New York, McGraw-Hill, 1994.
- [15] E. V. Larsen, and D. A. Swann, "Applying power system stabilizers, part III: practical considerations," *IEEE Trans. on Power App. and Systems*, vol. PAS-100, pp. 3034-3046, June 1981.
- [16] M. Shiyang, H. Minxiao, L. Chongru, T. Hongyan, G. Xiaojiang, "IEEE 9-buses system simulation and modeling in PSCAD," *Power and Energy Engineering Conf. (APPEEC)*, Asia-Pacific Chengdu, pp. 1-4, March 2010.

### زیر نویس‌ها

- <sup>1</sup> Loss of Synchronism
- <sup>2</sup> Loss of Excitation
- <sup>3</sup> Out of Step
- <sup>4</sup> Stable Power Swing
- <sup>5</sup> Phasor Measurement Units
- <sup>6</sup> Swing Center

SPS را تجربه می‌کند. شکل (۷) عملکرد روش پیشنهادی را به همراه عملکرد رله LOE امیدانسی نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است در این حالت  $\Delta\delta$  رفتار نوسانی میرا شونده با فرکانس نوسان بالاتر از  $0.5$  هرتز را تجربه می‌کند و الگوریتم شرایط SPS را تشخیص می‌دهد. این در حالی است که روش LOE امیدانسی در این حالت عملکرد نابه‌جا از خود نشان داده است. رله OOS امیدانسی در این شرایط عملکردی ندارد.



شکل (۷): عملکرد روش پیشنهادی در مقایسه با روش LOE امیدانسی برای شرایط SPS

### ۵ نتیجه

در این مقاله روشی ساده به منظور حفاظت خروج از سنکرون ژنراتور ارائه شد که مبتنی بر تغییرات زاویه ی روتور ژنراتور ( $\Delta\delta$ ) عمل می‌کند و قادر است LOS ناشی از پدیده های OOS و LOE را به خوبی شناسایی و از SPS متمایز نماید. مبنای روش پیشنهادی، استفاده از معیار حداقل فرکانس نوسانات ایجاد شده در سیستم قدرت برای نوسانات پایدار بوده و بر اساس نتایج شبیه سازی نشان داده شد که این هدف، تحقق پذیر است. همچنین نشان داده شد که روش پیشنهادی، قادر است OOS و LOE را با سرعت بیشتری نسبت به طرح های امیدانسی تشخیص دهد.

### مراجع

- [1] Power Plant and Transmission System Protection Coordination, NERC Technical Report, July 2010.
- [2] D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*, Taylor & Francis, 2006.
- [3] B. Alinejad, and H. Kazemi-Karegar, "Out-of-Step Protection Based on Equal Area Criterion," To be published in *IEEE Trans. Power Syst.*, DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2584121.