

تشخیص جزیره در شبکه‌های توزیع با استفاده از روش ترکیبی جدید

محمد جواد قنبری^۱ و حسین ابوترابی زارچی^۲

^۱ دانشکده برق، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد خمینی شهر، mj.ghanbari@iaukhsh.ac.ir

^۲ دانشکده مهندسی، دانشگاه فردوسی مشهد، abootorabi@um.ac.ir

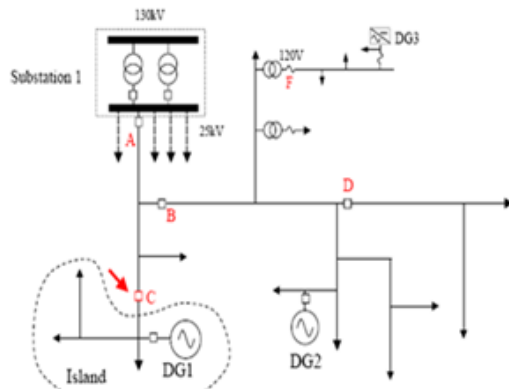
چکیده - نصب تولیدات پراکنده در شبکه‌های توزیع علیرغم مزایایی که دارد، همواره مشکلات و چالش‌هایی را به همراه داشته است. یکی از مهمترین این چالش‌ها پدیده‌ی جزیره‌ای و حفاظت در برابر این پدیده می‌باشد. کارکرد تولید پراکنده در حالت جزیره‌ای عملکرد نامطلوبی بوده و با توجه به استاندارد‌های موجود در این زمینه جزیره شدن باید در اسرع وقت شناسایی و تولید پراکنده از شبکه قطع شود. یکی از مهمترین مشکلات اکثر روشهای تشخیص جزیره‌ای، ناحیه‌ی غیر قابل تشخیص بزرگ این می‌باشد در این مقاله سعی شده روش ترکیبی جدیدی برای تشخیص جزیره‌ای ارائه شود که علاوه بر عملکرد بهتر نسبت به سایر روشها، دارای ناحیه‌ی غیر قابل تشخیص کوچکتری باشد. کلید واژه - تولیدات پراکنده، تشخیص جزیره‌ای، ناحیه‌ی غیر قابل تشخیص

شده همچنان توسط منابع تولید پراکنده تغذیه شوند یا به عبارت دیگر. بر اساس استاندارد IEEE 929-2000، جزیره به شرایطی گفته می‌شود که در آن بخشی از شبکه که شامل تولید پراکنده و بار می‌باشد از نظر الکتریکی از بقیه سیستم قدرت جداست و بارها انرژی خود را منحصراً از تولیدات پراکنده دریافت می‌کنند [۴] و [۱]. برای روشن شدن بیشتر موضوع، بخشی از یک سیستم توزیع بعنوان نمونه در شکل ۱ آورده شده است. همان گونه که نشان داده شده است در این سیستم توزیع به طور نمونه اگر کلید C باز شود جزیره به وجود می‌آید. به طور کلی جزیره‌ای شدن بر دو نوع می‌باشد، جزیره‌ای شدن عمدی و غیر عمدی. در جزیره‌ای شدن عمدی با توجه به کنترل‌های پیشرفته، هدف استفاده بهینه از تولیدات پراکنده و افزایش قابلیت اطمینان می‌باشد [۷] و [۸]. در این مقاله جزیره‌ای شدن غیر عمدی مورد نظر می‌باشد. این نوع از جزیره‌ای شدن باعث ایجاد مشکلاتی از جمله خراب شدن کیفیت توان شبکه، آسیب رساندن به تجهیزات موجود در جزیره و همچنین به خطر انداختن امنیت پرسنل شبکه می‌گردد [۹]. بنابراین جزیره‌ای شدن باید به دقت و در کمترین زمان تشخیص داده شود. روش‌های تشخیص جزیره‌ای عموماً به سه دسته‌ی ارتباط از راه دور، پسیو و اکتیو دسته بندی می‌شوند. روش‌های ارتباط از راه دور

۱- مقدمه

نصب تولیدات پراکنده (DG^۱) مزایای زیادی را برای شبکه‌های توزیع به همراه دارد [۱]. علاوه بر آن اتصال آنها به شبکه‌های توزیع چالش‌ها و مشکلاتی را نیز به دنبال دارد، یکی از این مشکلات پدیده‌ی جزیره‌ای و حفاظت در برابر این پدیده می‌باشد. استاندارد‌های IEEE 1547، IEEE 929 و UL1741 مجهز شدن تولید پراکنده به حفاظت ضد جزیره‌ای را امری اجتناب ناپذیر برشمردند [۱]، [۲]، [۳]. برای درک این مطلب که چرا باید عملکرد جزیره‌ای واحدهای تولید پراکنده تشخیص داده شود، ابتدا مفهوم جزیره‌ای شدن را بیان می‌کنیم. یک جزیره زمانی ایجاد می‌شود که بخشی از شبکه توزیع که شامل یک یا چند تولید پراکنده است از باقیمانده سیستم انرژی از نظر الکتریکی جدا شود، در حالی که بارهای واقع در منطقه ایزوله

^۱ Distributed generation



شکل ۱: سیستم توزیع نمونه شامل سه تولید پراکنده [7]

مبتنی بر انتقال داده بین تولیدات پراکنده و تجهیزات سیستم می باشند و این روش ها عملکرد بسیار خوبی در تشخیص پدیده ی جزیره ای دارند اما مهمترین مشکل آنها پیاده سازی پرهزینه و غیر اقتصادی این روشها می باشد [۱۰]. بنابراین روشهای پسیو و اکتیو بیشتر مورد توجه قرار گرفته اند روشهای پسیو برمبنای اندازه گیری پارامترهای خروجی تولید پراکنده و بررسی تغییرات آنها بعد از بروز پدیده جزیره ای، کار می کنند. این روش ها سرعت خوبی در تشخیص جزیره ای دارند اما بزرگترین مشکل این روشها داشتن ناحیه غیر قابل تشخیص (NDZ) بزرگ می باشد [۱۱]. ناحیه غیرقابل تشخیص شرایطی از بارگذاری است که به ازای آن متد مورد نظر قادر به تشخیص جزیره ای نمی باشد. از مهمترین روشهای پسیو می توان به روش های حفاظت فرکانسی، حفاظت ولتاژی و پرش فاز اشاره کرد [۱۲]. روشهای اکتیو با وارد کردن اغتشاش به بخشی از سیستم و اندازه گیری و بررسی پاسخ سیستم به این اغتشاشات به تشخیص جزیره ای می پردازند [۱۵] - [۱۳]. این روش ها ناحیه ی NDZ کوچکتری نسبت روشهای پسیو دارند ولی مهم ترین مشکل این روشها تاثیر روی کیفیت توان سیستم به دلیل وارد کردن اغتشاش می باشد [۱۶]. از مهمترین روشهای اکتیو می توان به روش های انحراف فرکانس اکتیو [۱۷]، انحراف فرکانس در مد لغزش [۱۸]، انحراف فرکانس سانديا [۱۹] و تزریق هارمونیک در جریان خروجی تولید پراکنده [۲۰]، اشاره کرد.

۲- روش ترکیبی ارائه شده

با توجه به مزایا و معایب هریک از روشهای پسیو و اکتیو، با ترکیب کردن این روشها نه تنها می توان از نقاط قوت هریک از این روشها بهره برد بلکه می توان کاستیهای هر یک از این روشها را تا حد زیادی کاهش داد. ایده ی ترکیب کردن روشهای اکتیو و پسیو ایده ی جدیدی است و تا کنون روشهای اندکی در این زمینه ارائه شده است. در این مقاله روشی ترکیبی با استفاده از ترکیب روشهای SFS^۲ و ROCOF^۳ ارائه شده است. SFS یکی از مهمترین روشهای اکتیو است که دارای ناحیه ی غیرقابل تشخیص کوچکتری نسبت به سایر روشهای اکتیو است. ROCOF یا همان نسبت تغییرات فرکانس یکی از مهمترین روشهای پسیو است که دارای سرعت و دقت بیشتری نسبت به سایر روشهای پسیو است.

۲-۱- روش انحراف فرکانس سانديا-SFS

عملکرد متد سانديا را می توان با معادله ی (۱) مدل کرد. در این معادله θ_{inv} زاویه ی فاز اینورتر، f_{is} فرکانس سیستم جزیره شده، f فرکانس شبکه ی اصلی cf_0 اندیس برش و k گین

^۲Sandia Frequency Shift

^۳ Rate of Change of Frequency

^۲ Non detection zone

$$f_0^2 - \frac{f_{is} \tan[\theta_{SFS}(f_{is})]}{Q_f} f_0 - f_{is}^2 = 0$$

برای اینکه ناحیه ی غیر قابل تشخیص روش SFS کم شود باید جواب معادله ی (۴) نقطه ی ناپایداری شود ، به عبارت دیگر باید:

$$\frac{d\varphi_{load}}{df_{is}} < \frac{d\varphi_{inv}}{df_{is}} \quad (5)$$

با توجه به معادلات (۱) و (۲) خواهیم داشت :

$$\frac{d\varphi_{inv}}{df_{is}} = k \quad (7)$$

$$\frac{d\varphi_{load}}{df_{is}} = \frac{Q_f \left(\frac{f_0}{f^2} + \frac{1}{f_0} \right)}{1 + Q_f^2 \left(\frac{f_0}{f} - \frac{f}{f_0} \right)^2}$$

بنابراین :

$$k > \max \frac{2 \left[Q_f \left(\frac{f_0}{f^2} + \frac{1}{f_0} \right) \right]}{\pi \left[1 + Q_f^2 \left(\frac{f_0}{f} - \frac{f}{f_0} \right)^2 \right]} \quad (8)$$

معادله ی (8) نشان می دهد که برای شرایط مختلف بارگذاری (مقادیر مختلف Q_f و f_0) مقادیر k مناسب باید محاسبه شود که می توان با الگوریتمهای بهینه سازی، مقدار آنرا بدست آورد.

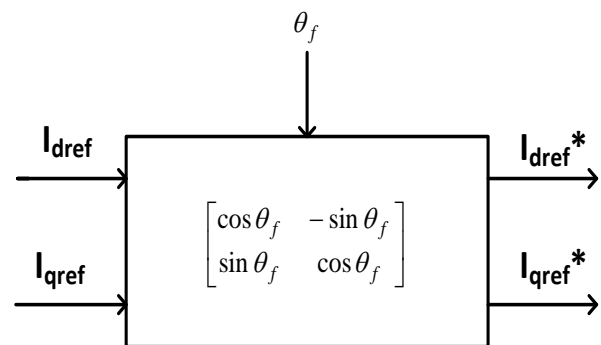
۲-۲- نسبت تغییر اندازه فرکانس (ROCOF)

هنگامی که DG در حالت جزیره قرار دارد، نرخ تغییرات فرکانس (df/dt) تغییرات زیادی خواهد داشت. رله ROCOF نرخ تغییرات فرکانس ولتاژ ترمینال را در چند سیکل محاسبه می کند، سیگنال محاسبه شده بعد از گذشتن از فیلتر برای تشخیص حالت جزیره ای بکار می رود. اگر سیگنال محاسبه شده از مقدار تنظیم رله (β) بیشتر باشد، سیگنال تریپ DG ارسال می گردد. مقدار تنظیمی یک رله ROCOF در فرکانس ۶۰ هرتز بین

فیدبک مثبت می باشد [۲۱]، [۲۲].

$$\theta_{inv} = \frac{\pi}{2} (cf_0 + K(f_{is} - f)) \quad (1)$$

روش SFS را به وسیله ی ماتریس انتقال فاز در ساختار کنترل کننده می توان مدل کرد. شکل 2 نشان دهنده ی مدل SFS در ساختار کنترل کننده می باشد. همانطور که در شکل 2 نشان داده شده است جریان خروجی تولید پراکنده روی محورهای dq، یعنی Id-ref و Iq-ref، به وسیله ی ماتریس انتقال فاز به مقادیر جدید Id*-ref و Iq*-ref تبدیل می شوند. این مقادیر جدید برای تنظیم جریان خروجی تولید پراکنده در سایر قسمت های کنترل کننده استفاده می شوند [۲۱].



شکل ۲: مدل روش SFS در بلوک دیاگرام کنترل کننده ی اینورتر [21]

برای اینکه تولید پراکنده دارای عملکرد پایداری باشد زاویه فاز اینورتر در معادله ی (۱) باید با زاویه فاز بار در معادله ی (۲) برابر باشد [۲۲]، [۲۳].

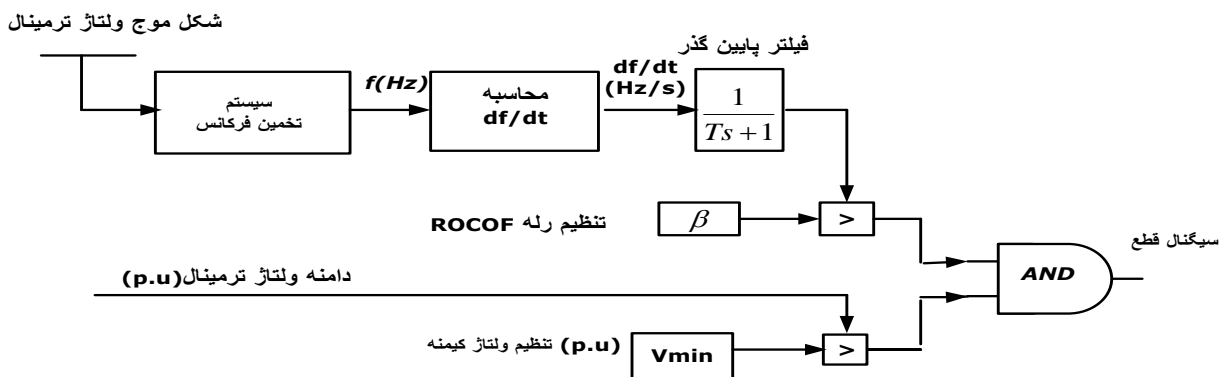
$$\varphi_{load} = \tan^{-1} \left[Q_f \left(\frac{f_0}{f_{is}} - \frac{f_{is}}{f_0} \right) \right] \quad (2)$$

از مساوی قرار دادن معادلات (۱) و (۲) معادله ی جدیدی به دست می آید. به شرایط لازم برای جواب داشتن این معادله معیار فاز گفته می شود.

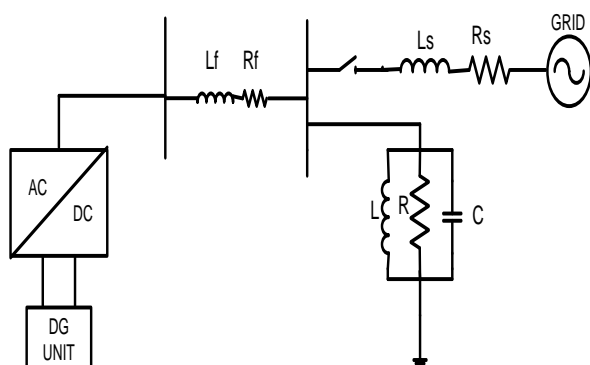
(۳)

$$\tan^{-1} \left[Q_f \left(\frac{f_0}{f_{is}} - \frac{f_{is}}{f_0} \right) \right] = \frac{\pi}{2} [cf_0 + k(f_{is} - f_g)] \quad (4)$$

(۴)



شکل ۳: بلوک دیاگرام رله ی ROCOF [24]



شکل ۴: شماتیک کلی سیستم مورد مطالعه [26]

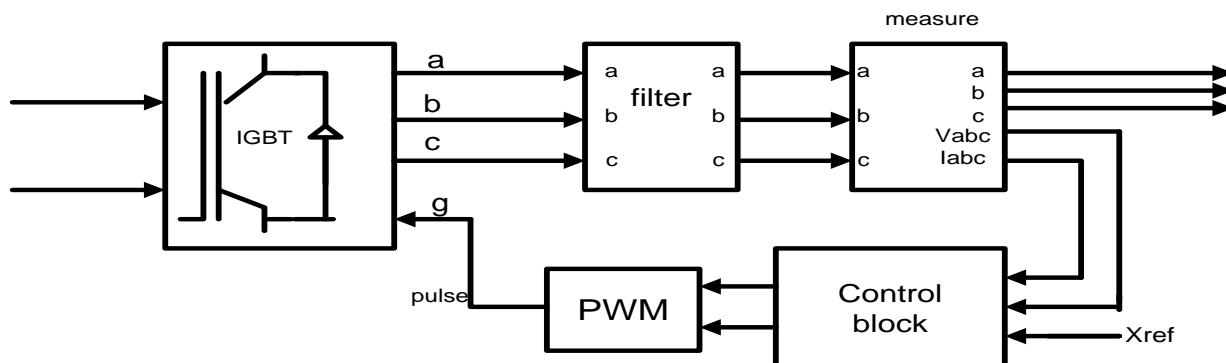
۰,۱۲ هرتز بر ثانیه تا ۱,۲ هرتز بر ثانیه و در فرکانس ۵۰ هرتز بین ۰,۱ هرتز بر ثانیه و ۱ هرتز بر ثانیه است. یک پارامتر مهم موجود در این رله، یک تابع سد کننده بر حسب کمترین ولتاژ ترمینال ژنراتور است. بعبارتی چنانچه ولتاژ ترمینال تا حدی کمتر از V_{min} معین کاهش یابد سیگنال تریپ رله ROCOF غیر فعال خواهد شد. این ویژگی برای جلوگیری از تریپ رله در هنگام راه اندازی موتورهای بزرگ و یا شرایط اتصال کوتاه است. بلوک دیاگرام رله ROCOF در شکل ۳ نشان داده شده است [۲۴]، [۲۵].

۳- سیستم مورد مطالعه

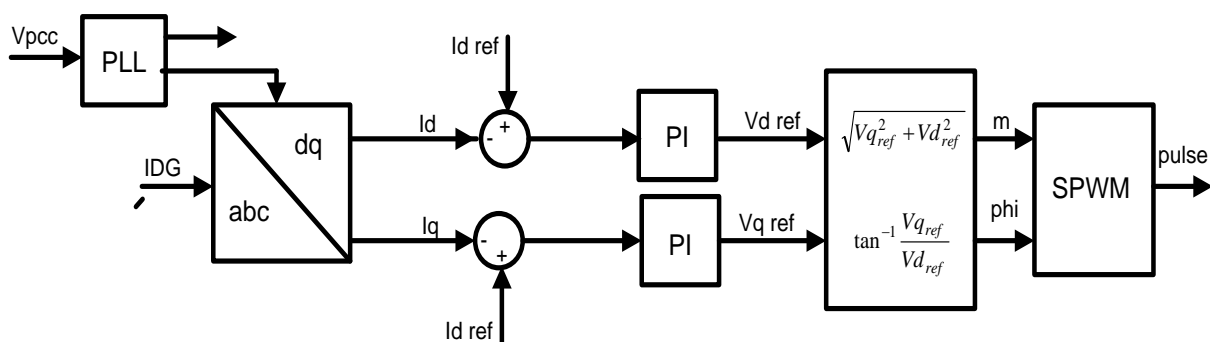
شکل ۴ نمای کلی سیستم مورد مطالعه را نشان می دهد که توسط استانداردهای IEEE 929 و IEEE 1547 به منظور مطالعات تشخیص جزیره ارائه شده است. در این شکل شبکه ی اصلی به وسیله ی یک منبع سه فاز به همراه امپدانس R_s و L_s مدل شده است. تولید پراکنده به وسیله ی یک منبع ولتاژ dc ثابت مدل می شود و از طریق یک اینورتر به باس بار مربوطه متصل می شود. بار نیز به صورت یک موازی مدل شده است. بار و تولید پراکنده به وسیله ی جداکننده ی CB به شبکه ی اصلی متصل می شوند. در واقع با باز شدن جداکننده ی CB، بار و تولید پراکنده از شبکه ی اصلی جدا شده و پدیده ی جزیره شدن مدل سازی می شود. امپدانس R_f و L_f نیز مدل کننده ی یک فیلتر پایین گذر به منظور حذف اغتشاشات فرکانس بالا می باشد [۲۶]. جدول ۱ پارامترهای سیستم مورد مطالعه را نشان می دهد.

جدول ۱: مشخصات سیستم مورد مطالعه

پارامترهای اینورتر	
S_{OUT}	120 kVA
P_{OUT}	100 kW
$F_{switching}$	8 kHz
V_{DCin}	900 V
پارامترهای شبکه	
V_{L-L}	480 V
f	60 Hz
R_s	0.012 Ω
L_s	0.3056 mH
پارامترهای فیلتر	
L_f	800 μ H
R_f	0.004 Ω
پارامترهای کنترلر	
K_p	0.2
K_i	100



شکل ۵: نمای کلی از بلوک دیاگرام اینورتر تولید پراکنده [26]



شکل ۶: بلوک دیاگرام کنترل کننده ی جریان [26]

در معادلات (۹) و (۱۰) مقدار V_{dPCC} مقدار پیک ولتاژ^۵ PCC و همچنین i_{dt} و i_{qt} جریان های برداری اینورتر می باشند. مقادیر برداری dq جریان و ولتاژ در حالت دائمی ثابت هستند. بنابراین کنترل کننده ها می توانند به صورت کاملاً مستقل پارامترهای d و q را کنترل و تنظیم کنند. i_t نشان گر جریان خروجی تولید پراکنده می باشد. R_f و L_f مقاومت اندوکتانس فیلتر خروجی می اینورتر، V_t ولتاژ ترمینال و V_{pcc} نمایانگر ولتاژ نقطه ی PCC می باشد. با استفاده از تبدیل پارک و تبدیل معادله فوق به قاب مرجع dq خواهیم داشت :

شمای کلی اینورتر تولید پراکنده در شکل ۵ نشان داده شده است. اینورتر به وسیله ی کلید های الکترونیک قدرت نظیر IGBT به همراه PWM مدل شده است. فیلتر نشان داده شده به منظور جدا کردن اغتشاشات فرکانس بالا از جریان و ولتاژ می باشد. همچنین ساختار داخلی بلوک کنترل نیز در شکل ۶ نشان داده شده است. از ویژگی های اصلی کنترل کننده ی جریانی می توان محدود کردن جریان خروجی اینورتر، ایجاد حفاظت اضافه جریان و کاهش مشارکت اینورتر در خطا را نام برد [۲۶].

۳-۱- معادلات سیستم مورد مطالعه

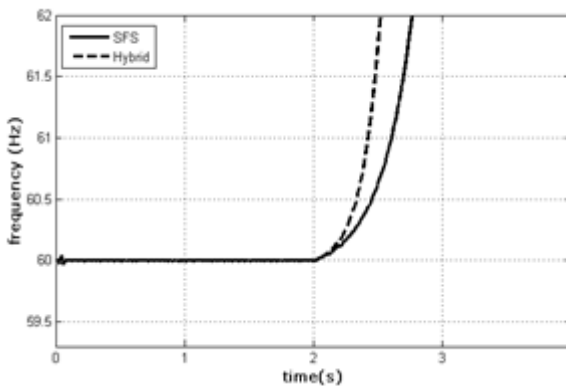
توان های اکتیو و راکتیو برداری در قالب dq به صورت زیر می باشد [۲۴]:

$$P = \frac{3}{2} V_{dPCC} \cdot i_{dt} \quad (9)$$

$$Q = \frac{3}{2} V_{dPCC} \cdot i_{qt} \quad (10)$$

^۵Point common coupling

به حفظ فرکانس در مقدار نامی اش قبل از بروز پدیده ی جزیره ای شدن می باشد. بعد از بروز پدیده ی جزیره ای در لحظه $t=2$ ثانیه فرکانس سیستم از مقدار نامی اش منحرف می شود و از مرز ۶۰٫۵ هرتز سریعاً عبور می کند و باعث ارسال دستور قطع به تولید پراکنده از سمت رله های فرکانسی می شود. با این حال سرعت انحراف فرکانس در متد ترکیبی بیشتر از متد SFS بوده و فرکانس در زمان کمتری از مرز ۶۰٫۵ هرتز عبور می کند بنابراین سرعت تشخیص جزیره شدن در متد ترکیبی بیشتر و زمان تشخیص کمتر خواهد بود.



شکل ۷: مقایسه عملکرد سیستم جزیره شده به ازای روش های ترکیبی و اکتیو (SFS)

۴-۲- مقایسه عملکرد سیستم مجهز به روشهای ترکیبی و پسیو (ROCOF)

شکل ۸ فرکانس سیستم مورد مطالعه را در زمان قبل و بعد از جزیره شدن برای حالت هایی که سیستم مجهز به متد ترکیبی و پسیو است نشان می دهد. همانطور که مشاهده می شود در هر دو حالت سیستم قادر به حفظ فرکانس در مقدار نامی ۶۰ هرتز قبل از زمان رخداد جزیره $t=2$ ثانیه می باشد. با این حال بعد از لحظه ۲ ثانیه و جدا شدن بار و تولید پراکنده از شبکه اصلی متد پسیو تنها قادر بوده فرکانس را اندکی از مقدار نامی منحرف کند اما این مقدار در بین محدوده ی رله های فرکانسی یعنی بازه ی (۵۹٫۳-۶۰٫۵) قرار دارد لذا رله های فرکانسی این میزان از انحراف را تشخیص نداده و دستور قطع به تولید پراکنده داده نمی شود. به عبارت دیگر جزیره تشخیص داده نمی شود. در همین شکل مشاهده می شود زمانی که سیستم به روش ترکیبی مجهز می شود بعد از بروز پدیده ی جزیره ای فرکانس سریعاً از مقدار نامی خود منحرف می شود و در زمان کمتر از ۲

$$\frac{d}{dt} i_t = -\frac{R_f}{L_f} i_t + \frac{1}{L_f} (v_t - v_{PCC}) \quad (11)$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{dt} \\ i_{qt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_f}{L_f} & \omega \\ \omega & -\frac{R_f}{L_f} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dt} \\ i_{qt} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} v_{dc} & -v_{dPCC} \\ v_{qt} & -v_{qPCC} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{dt} \\ i_{qt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_f}{L_f} & 0 \\ 0 & -\frac{R_f}{L_f} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dt} \\ i_{qt} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} \quad (13)$$

به طوری که:

$$u_d = v_{dt} - v_{dPCC} + \omega L_f i_{qt} \quad (14)$$

$$u_q = v_{qt} - v_{qPCC} - \omega L_f i_{dt} \quad (15)$$

با استفاده از معادلات فوق، دامنه و فاز سیگنال مدوله

محاسبه می شود.

۴-۳- نتایج شبیه سازی

شبیه سازی سیستم مورد مطالعه در نرم افزار مطلب انجام گرفته است و در کلیه ی این شبیه سازی $K-SFS=0.05$ انتخاب می شود. در زمان ایجاد جزیره اختلاف توان بین توان تولیدی تولید پراکنده و توان مورد نیاز بار بسیار کوچک می باشد به عبارت دیگر $\Delta P=0$ می باشد. تولید پراکنده در ضریب توان واحد کار می کند که برای این منظور جریان مرجع روی محور i_q ، $i_q=0$ ref می باشد. جزیره شدن در لحظه ۲ ثانیه رخ می دهد.

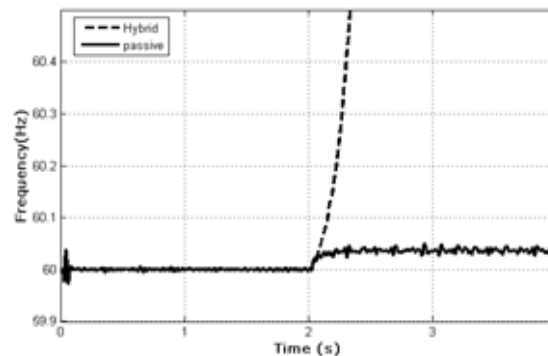
۴-۱- مقایسه عملکرد سیستم مجهز به روشهای ترکیبی و اکتیو (SFS)

شکل ۷ مقایسه عملکرد سیستم را برای حالت هایی که سیستم مجهز به متد های ترکیبی و SFS می باشد را نشان می دهد. با توجه به شکل مشاهده می شود که سیستم در هر دو حالت قادر

Power and Energy Magazine, vol. 1, no.1 pp. 22–29, Jan-Feb. 2003.

- [۵] P. P. Barker and R. W. de Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 - Radial distribution systems," in *Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Jul. 2000, pp. 1645–1656.
- [۶] IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Standard 929-2000, Apr. 2000.
- [۷] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Standard 1547-2003, Jul. 2003.
- [۸] I. J. Balaguer, Q. Lei, S. T. Yang, U. Supatti, and F. Z. Peng, "Control for grid-connected and intentional islanding operations of distributed power generation," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 147–157, Jan. 2011.
- [۹] R. A. Walling, and N. W. Miller, "Distributed generation islanding - implications on power system dynamic performance," in *Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Jul. 2002, pp. 92–96.
- [۱۰] A. Timbus, A. Oudalov, and N. M. Ho Carl, "Islanding detection in smart grids," in *Proc. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Sep. 2010, pp. 3631–3637.
- [۱۱] Z. Ye, A. Kolwalkar, Y. Zhang, P. Du, and R. Walling, "Evaluation of anti-Islanding schemes based on nondetection zone concept," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 5, pp. 1171–1176, Sep. 2004.
- [۱۲] F. De Mango, M. Liserre, A. D. Aquila, and A. Pigazo, "Overview of anti-islanding algorithms for PV systems. Part I: Passive methods," in *Proc. IEEE Power Electron. Motion Control Conf.*, Aug. 2006, pp. 1878-1883.
- [۱۳] F. De Mango, M. Liserre, and A. D. Aquila, "Overview of anti-islanding algorithms for PV systems. Part II: Active methods," in *Proc. IEEE Power Electron. Motion Control Conf.*, Aug. 2006, pp. 1884-1889.
- [۱۴] J. H. Kim, J. G. Kim, Y. H. Ji, Y. C. Jung, and C. Y. Won, "An islanding detection method for a grid-connected system based on the goertzel algorithm," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 4, pp. 1049–1055, Apr. 2011.
- [۱۵] H. Karimi, A. Yazdani, and R. Iravani, "Negative-sequence current injection for fast islanding detection of a distributed resource unit," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 1, pp. 298–307, Jan. 2008.
- [16] G. A. Kern, "SunSine300, utility interactive AC module anti-islanding test results," in *Proc. 26th IEEE Power Photovoltaic Specialists Conference*, Sep. 1997, pp. 1265–1268.
- [17] L. A. C. Lopes and H. Sun, "Performance Assessment of Active Frequency Drifting Islanding Detection methods" *IEEE Trans. Energy Convers.* vol. 21, no. 1, pp. 171–180, Mar. 2006
- [18] B.G.Yu, Y. S. Jung, J. H. So, and G. J. Yu, "Modeling and Evaluation of Slip Mode Frequency Shift Method for Anti-islanding Using Nondetection Zone" in *Proc. 20th Eur. Photovolt. Solar Energy Conf.* Jun. 2005, pp. 27602763
- [19] G. A. Kern, R. H. Bonn, J. Ginn, and S. Gonzalez, "Results of Sandia National Laboratories Grid-tied inverter Testing," presented at the 2nd World Conf. Exhibit. Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, Austria, Jul. 6–10, 1998.
- [20] M. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, G. A. Kern, R. H. Bonn, and S. Gonzalez, "Determining the Relative Effectiveness of Islanding Detection Methods Using Phase Criteria and Non-detection Zones" *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 15, Sep. 2000 no. 3, pp. 290–296.
- [21] X. Wang, W. Freitas, W. Xu, V. Dinavahi, "Impact of DG Interface Controls on the Sandia Frequency Shift Antiislanding Method," *IEEE Trans. Energy conv.* Vol. 22, Sept 2007, pp. 792-794

ثانیه از مرز ۰.۵ هرتز می‌گذرد به این ترتیب رله‌های فرکانسی قادر به تشخیص و ارسال دستور قطع به تولید پراکنده می‌باشند و جزیره‌ای شدن سریع‌تر تشخیص داده می‌شود.



شکل ۸: فرکانس سیستم جزیره شده به ازای متدهای ترکیبی و پسیو (ROCOF)

۵- نتیجه گیری

همان گونه که در نتایج نشان داده شد استفاده از روش‌های پسیو به تنهایی باعث می‌گردد تا جزیره‌ای شدن در بسیاری از موارد تشخیص داده نشود و ناحیه غیر قابل تشخیص به وجود آید از طرفی استفاده از روشهای اکتیو نیز به تنهایی باعث می‌گردد کیفیت توان شبکه دچار مشکل گردد. بنابراین با توجه به مزیت‌هایی که روش‌های ترکیبی ایجاد می‌کنند در این مقاله روشی ارائه گردید که مبتنی بر ترکیب روشهای انحراف فرکانس ساندا (SFS) و نرخ تغییرات فرکانس (ROCOF) می‌باشد. روش ارائه شده به گونه‌ای است که علاوه بر اینکه ناحیه غیر قابل تشخیص در حد صفر ایجاد می‌کند باعث می‌گردد جزیره‌ای شدن در زمان کمتری نسبت به متدهای پسیو و اکتیو تشخیص داده شود که این امر به دلایل اقتصادی و امنیتی بسیار مهم می‌باشد.

مراجع

- [1] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems, IEEE Standard 1547-2003, Jul. 2003.
- [2] IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Standard 929-2000, Apr. 2000.
- [3] Inverters, Converters, and controllers for Use in Independent Power Systems, UL standard 1741, 2001
- [4] H. B. Puttgen, P. R. MacGregor, and F. C. Lambert, "Distributed generation: Semantic hype or the dawn of a new era?" *IEEE*

- [22] Zeineldin H.H, Kennedy S.” Instability Criterion to Eliminate the Non-detection Zone of the Sandia Frequency Shift Method”.PSCE conference 2009
- [23] H.Vahedi,R.Noroozian,A.Jalilvand,andG.B.Gharehpetian”Hybrid SFS and Q-f Islanding Detection Method forinverter-based DG” ,PECON.2010 IEEE International Conference on Power and Energy
- [24] C. Schauder, and H. Mehta, “Vector analysis and control of advanced static VAR compensators,” IEE Proc.–Generation, Transmission and Distribution, vol. 140, no. 4, pp. 299–306, Jul. 1993.
- [25] Vieira, J.C.M., Freitas, W. Huang,, Z. Xu,, W. Morelato,” A. Formulas for Predicting the Dynamic Performance of ROCOF Relays for Embedded Generation Applications”.IEE proceeding generation and transmission and distribution.153:399-406, 2006.
- [26] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, A. Dimeas,”Microgrids Management”.IEEE , Power and Energy Magazine. Vol. 6, no. 3. pp. 54 -65.