

تشخیص جهت خطای سه فاز سیستم‌های توزیع شامل منابع تولید پراکنده بادی مبتنی بر ژنراتور

القایی دو سو تغذیه

فرزاد حاجی محمدی^۱ - دکتر بهادر فانی^۲

^۱ دانشکده مهندسی برق، واحد نجف آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف آباد، ایران. farzad.hajimohammadi@gmail.com

^۲ دانشکده مهندسی برق، واحد نجف آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف آباد، ایران. bahador.fani@gmail.com

چکیده- با اتصال منابع تولید پراکنده به سیستم‌های توزیع، ضرورت به روز رسانی برخی از رله‌های اضافه جریان به نوع جهتی آن‌ها ایجاد می‌شود، که یک حفاظت انتخابگر را ارائه می‌دهند. عملکرد رله‌های اضافه جریان جهتی به طور معمول بر اساس مقایسه‌ی فاز زاویه، بین فازور جریان خطا و یک کمیت پلاریزه که به طور نرمال یک سیگنال ولتاژ می‌باشد. توربین‌های بادی مبتنی بر ژنراتور القایی دو سو تغذیه سهم قابل توجهی از ظرفیت منابع تولید پراکنده امروزی را تشکیل می‌دهند. این مقاله نقص عملکرد عناصر جهتی نوعی را در طول خطاهای سه فاز برای سیستم‌های توزیع شامل توربین بادی مبتنی بر DFIG را نمایش می‌دهد. این نقص عملکرد، ناشی از رفتار منحصر به فرد DFIG ها در طول خطا می‌باشد، که بر روی شیوه‌های رله‌گذاری معمول اثر می‌گذارد. این مقاله همچنین یک روش طبقه‌بندی جریان خطا را پیشنهاد می‌کند و همچنین یک شناسایی دقیق و سریع جهت خطا، مبنی بر خواص شکل موج جریان را فراهم می‌کند. اندازه‌یابی عملکرد طرح پیشنهادی توسط شبیه‌سازی‌های انجام شده در نرم افزار PSCAD/EMTDC برای شبکه IEEE34BUS، اثر بخشی متد پیشنهادی را تأیید می‌کند.

کلمات کلیدی- رله‌گذاری جهتی، سیستم توزیع، ژنراتور القایی دو سو تغذیه، جریان خطای سه فاز، تولید پراکنده مبتنی بر انرژی باد.

1- مقدمه:

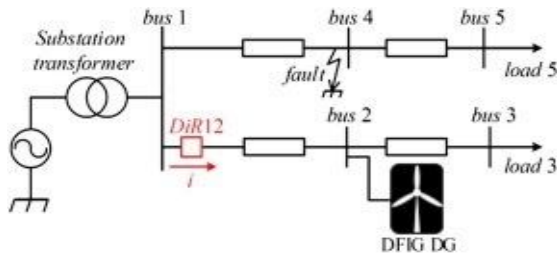
کوتاه باعث از دست رفتن هماهنگی بین رله‌های اضافه جریان می‌شود [3].

سیستم‌های توزیع به طور معمول از یک فیدر شعاعی از یک سو تغذیه تشکیل شده‌اند، در نتیجه جریان‌های خطا در یک جهت می‌باشند. استفاده از منابع تولید پراکنده در سیستم‌های توزیع مدرن باعث جاری شدن جریان خطا در دو جهت می‌شود، بنابراین برای داشتن یک سیستم حفاظتی انتخابگر نیاز به رله‌های اضافه جریان جهتی می‌باشیم [4]. رله‌های اضافه جریان جهتی معمولاً بر اساس اختلاف زاویه بین فازور جریان خطا و یک کمیت پلاریزه که می‌تواند توالی صفر یک خط سیگنال ولتاژ مرجع باشد عمل می‌کنند [5].

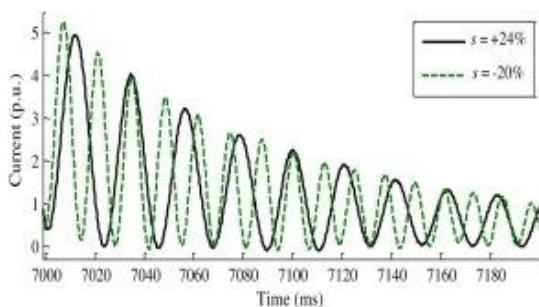
این مقاله یک نقطه ضعف جدی عملکرد رله‌های اضافه جریان جهتی در طول خطای سه فاز را در حالتی که منابع تولید پراکنده مبتنی بر DFIG به سیستم توزیع متصل باشند را نشان می‌دهد. همچنین نشان داده شده است که روش معمول پیدا کردن زاویه فاز بین سیگنال ولتاژ و جریان خطا، قادر به تشخیص جهت درست خطا نمی‌باشد. این مقاله همچنین یک راه حل مبتنی بر اختلاف بین جریان‌های اتصال کوتاه DFIG و

استفاده از منابع تولید پراکنده به طور گسترده در دهه گذشته گسترش یافته‌اند و انتظار می‌رود که در آینده نقش مهمی در تولید توان را ایفا کنند که باعث افزایش قابلیت اطمینان سیستم، کاهش تلفات، اصلاح پیک توان و دیگر مزایا اشاره کرد [1]. گسترش منابع تولید پراکنده باعث اتصال آسان‌تر تجهیزات منابع انرژی تجدیدپذیر همچون انرژی باد شده است. ژنراتورهای القایی یکی از تکنولوژی‌های اصلی به کار رفته در منابع تولید پراکنده مبتنی بر سیستم‌های بادی می‌باشند، به خصوص از نوع ژنراتور القایی دو سو تغذیه که دارای سرعت متغیر و کانورتر با ساین متوسط به طور توأم هستند و بزرگترین سهم از ظرفیت تجهیزات بادی نصب شده را به خود اختصاص داده‌اند [2].

علیرغم محاسن متعدد تولیدات پراکنده، رشد حال حاضر آن‌ها باعث چالش‌های مختلفی در سیستم‌های توزیع شده است. سهم قابل توجهی از این چالش‌ها همچون مقررات سخت‌تر برای تنظیمات رله‌های حفاظتی در سیستم‌های توزیع می‌باشد. به عنوان مثال، تولیدات پراکنده به علت افزایش سطح جریان اتصال



شکل (1): دیاگرام یک سیستم توزیع ساده با منبع تولید پراکنده DFIG



شکل (2): جریان خطای سه فاز DFIG برای سرعت‌های زیر سنکرون و بالای سنکرون رتور

در $t = 7 \text{ s}$ ، یک خطای سه فاز در باس شماره 4 (باس بدون منبع پراکنده) مطابق شکل (1) اتفاق افتاده است. جریان فاز A اندازه‌گیری شده توسط رله‌ها در ابتدای فیدر در شکل (2) نمایش داده شده است، برای سرعت زیر سنکرون و بالای سنکرون رتور، لغزش به ترتیب مثبت و منفی خواهد بود. شکل موج نشان داده شده الگوی کلی جریان خطا در رابطه ی (1) را تأیید می‌کند و علاوه بر این وابستگی نوسانات جریان به لغزش نیز مشهود است.

3- رله گذاری جهتی در حضور DFIG ها:

رله نصب شده در ابتدای فیدر در حضور منبع تولید پراکنده در شکل (1) با نام DIR12 نمایش داده شده است. رله DIR12 باید یک رله جهتی باشد تا از فرمان قطع غیر ضروری به علت تأثیر منابع تولید پراکنده بر خطا در باس‌های دیگر، جلوگیری کند. بر اساس تجربیات عملی رله‌گذاری جهتی نوعی برای اتصال کوتاه‌های سه فاز، تجهیزات حفاظتی جهت‌دار دیجیتال مانند [9] و [10] ساخته شده‌اند. DIR12 دارای حافظه قطبی است به این معنی که جریان هر فاز با ولتاژ قبل از خطای همان فاز مقایسه می‌شود. نتایج حاصل از این مطالعات مستقلاً برای زاویه مشخصه

پست برق بر طبق خواص شکل موج آن‌ها را پیشنهاد می‌دهد. صحت عملکرد جامع و کامل، با استفاده از سیستم IEEE 34 BUS، اثر بخشی روش پیشنهاد شده را تأیید می‌کند.

2- بررسی رفتار DFIG تحت شرایط خطا:

رفتار ژنراتورهای القایی قفس سنجابی در مقالات متعددی هم چون [6] - [8] بررسی شده است. جریان SCIG پس از وقوع اتصال کوتاه‌های سه فاز در ترمینال ماشین از طریق رابطه‌ی زیر به دست می‌آید:

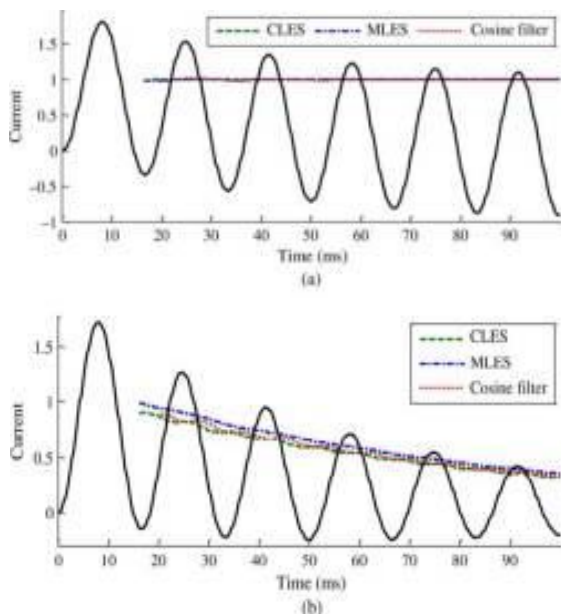
$$i(t) = \frac{V}{1-S} \left(\frac{1}{X'} - \frac{1}{X\sigma_s + 1.5X\sigma_s} \right) e^{-t} \times \cos((1-S)\omega t + \alpha) + \frac{V}{1-S} \left[\frac{1}{X'} e^{-t} \cos(\alpha) \right] \quad (1)$$

در رابطه فوق، V_{max} دامنه ولتاژ قبل از خطا، S لغزش ژنراتور القایی، ω فرکانس زاویه‌ای اصلی، α زاویه اولیه خطا، X' راکتانس گذرای ماشین، $X\sigma_s$ راکتانس نشستی استاتور، X_{ms} راکتانس مغناطیس‌کنندگی استاتور، T_a ثابت زمانی استاتور و T ثابت زمانی اتصال کوتاه که به صورت معکوس با مقاومت رتور در رابطه است.

اگر چه رابطه (1) که بیانگر جریان خطای SCIG می‌باشد برای جریان‌های اتصال کوتاه سه فاز DFIG نیز صدق می‌کند، اما بعضی از پارامترهای رابطه ی (1) برای DFIG‌ها متفاوت می‌باشد. یکی از مهم‌ترین این پارامترها عنصر لغزش ماشین است که بر روی رله جهتی اثر می‌گذارد. سرعت رتور SCIG در یک رنج محدود و نزدیک به سرعت سنکرون، محدود می‌باشد، بنابراین این لغزش ماشین خیلی کوچک خواهد بود و ترم $(1-S)$ که در رابطه ی (1) در یک ترم سینوسی ضرب شده است قابل صرف‌نظر خواهد بود. در یک DFIG با توجه به سرعت متغیر باد و تغییرات سرعت مؤثر رتور حول سرعت سنکرون، لغزش در محدوده ± 30 درصد می‌شود و متعاقباً دیگر در رابطه ی (1)، ترم $(1-S)$ قابل صرف‌نظر نخواهد بود و فرکانس اساسی جریان خطا در رنج 42 تا 78 هرتز، به ازای فرکانس 60 هرتز سیستم تغییر می‌کند.

برای نمایش این موضوع، سیستم تست ساده مطابق شکل (1) که شامل تولید پراکنده بادی مبتنی بر DGIG می‌باشد در نرم افزار PSCAD/EMTDC شبیه سازی شده است.

۲۰۱۳ آبان ماه ۱۳۹۴ - دانشگاه آزاد اسلامی واحد اصفهان (خوراسگان)



شکل (3): مقایسه بین فازور جریان‌های خطای اندازه‌گیری شده برای پست برق و DFIG

(a). جریان 2 به ازای $\alpha = 90$ ، $\tau = 40\text{ms}$ و $I_m = 1$

(b). جریان 1 به ازای اجزا یکسان ac و dc به ترتیب

با ثابت زمانی 40 و 80 ms

شکل (3) همچنین فازورهای به دست آمده توسط سه روش PMTs را که قبلاً ذکر شده را نمایش می‌دهد.

جریان خطای DFIG و فازور اندازه‌گیری شده آن دارای الگوی نمایشی متفاوت هستند. به عنوان یک مورد نمونه، شکل (3-b) جریان مشخص شده به شماره 1 را به برای دامنه‌های جزئیات ac و dc یکسان و به ترتیب به ازای ثابت زمانی ac و dc برابر با 40 و 80 ms نمایش می‌دهد. فرکانس ac اجزا 60 هرتز می‌باشد. روش‌های PMTs بالا، دوباره برای پیدا کردن فازور جریان به کار رفته است. کاهش طبیعی جز ac به طور مستقیم در فازورهای اندازه‌گیری شده نمایان است. کاهش فازورها در شکل (3-b) به طور مشخصی با الگوی یکسان مشاهده شده در شکل (3-a) در تضاد است.

همان طور که از رابطه (3) مشخص است، $\rho_{1\phi}$ درصد نسبی کاهش دامنه فازور اندازه‌گیری شده برای جریان خطای یک فاز را اندازه‌گیری می‌کند:

$$\rho_{1\phi} = \frac{|I_{f1}| - |I_{f2}|}{|I_{f2}|} = \frac{|I_{f-max}|}{|I_{f2}|} \times 100 \quad (3)$$

رله جهتی (RCA) می‌باشد. برای ساده‌سازی محاسبات، RCA صفر در نظر گرفته شده است. DIR12 فازور ولتاژ را با استفاده از تبدیل فوریه گسسته (DFT) اندازه‌گیری می‌کند. با توجه به خواص منحصر به فرد جریان خطای سه فاز DFIG، عملکرد رله DIR12 توسط سه روش مختلف برای اندازه‌گیری فازور جریان (PMTs) انجام می‌گیرد که بیان کننده کاهش افت dc جریان خطا در فازور اندازه‌گیری شده می‌باشد.

1. روش 1,25 سیکل فیلترکسینوسی (CF) [11].

2. روش یک سیکل حداقل مربعات خطا (LES) [12] که

به روش معمول LES اشاره دارد. (CLS)

3. روش اصلاح شده LES: (MLES)

دو روش اول به عنوان روش PMTs در این مقاله نام‌گذاری شده است که به طور گسترده در رله‌های تجاری مدرن استفاده می‌شوند [11]. روش MLES، نسخه اصلاح شده تکنیک CLS است و دامنه کاهش‌ی‌نمایی برای تجهیزات اساسی شبکه در نظر می‌گیرد، که مخصوص مطالعه جریان‌های اتصال کوتاه DFIG می‌باشد. به غیر از نرخ نمونه‌برداری که در این مقاله 3840 هرتز است، فرکانس سیگنال تحت مطالعه نیز همچنین باید توسط فیلترهای دیجیتال و با کمک از روش‌های PMTs بالا ساخته شود.

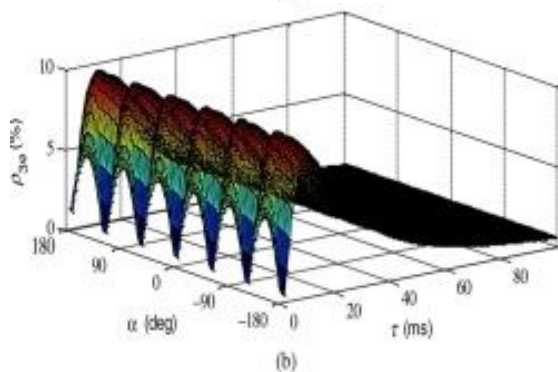
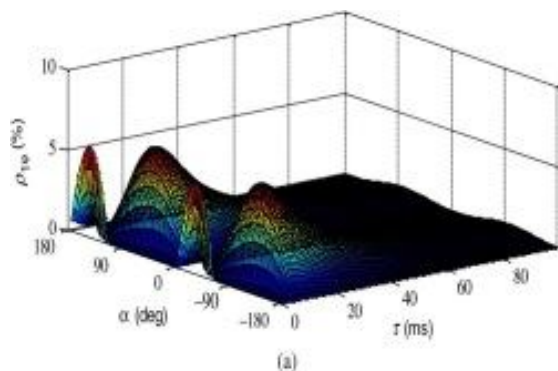
4- روش تشخیص شکل موج پیشنهادی:

با صرف‌نظر کردن از هارمونیک‌ها و نویز که اثر آن‌ها بعداً در نظر گرفته خواهد شد، جریان خطا به صورت زیر می‌تواند بیان شود:

$$i_f = I_m \sin(\omega t - \alpha) + I_m \sin(\alpha) e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (2)$$

τ ثابت زمانی کاهش افت dc و α زاویه خطا (تعیین کننده مقدار اولیه افت dc) می‌باشند.

۲۰ آبان ماه ۱۳۹۴ - دانشگاه آزاد اسلامی واحد اصفهان (خوراسگان)



شکل (4): شاخص به دست آمده برای جریان‌های رابطه (2) با در نظر گرفتن زاویه اولیه خطا و ثابت زمانی افسست dc.

φ_{3p} (b) φ_{1p} (a)

φ_{3p} به عنوان جمع φ_{1p} برای جریان‌های سه فاز می‌باشد. به خاطر مقدار بزرگ φ_{1p} و به طبع φ_{3p} برای جریان‌های خطای DFIG، یک آستانه عملکرد ثابت برای طبقه‌بندی جریان‌های خطا در نظر گرفته شده است. معیار تنظیمات آن بر اساس ماکزیمم شاخص جریان‌های خطای شرح داده شده در رابطه (3) می‌باشد. تنظیمات جریان سه فاز در رابطه (3) با قرار دادن $\alpha = \pm 120$ صورت می‌پذیرد. محدوده تغییرات α و τ در رابطه (3) به ترتیب از $[-180, +180]$ درجه و $[100, 1]$ میلی ثانیه می‌باشد و همچنین فازور هر یک از آن‌ها بررسی شده است. نتایج در شکل (4) گویای این است که φ_{1p} فاز A و φ_{3p} به ترتیب به مقادیر ماکزیمم خود یعنی 6,17% و 9,81% رسیده‌اند. با در نظر گرفتن فاکتور ایمنی 100%، برای منظور کردن اثر نویز و هرگونه حالت گذرای دیگر، 20% φ_{3p} به عنوان آستانه عملکرد برای طبقه‌بندی جریان خطا انتخاب شده است.

در فرمول (3)، I_{F1} ماکزیمم فازور اندازه‌گیری شده در طول نیم سیکل اول بعد از پاسخ زمانی اولیه روش PMT به کار برده شده می‌باشد. I_{F2} مینیمم فازور اندازه‌گیری شده در طول نیم سیکل دوم بعد از پاسخ زمانی اولیه روش PMT به کار برده شده برای جریان می‌باشد. I_{F-max} بزرگترین دامنه برای جریان‌های نمونه مقدم بر I_{F2} و 4 ms بعد از فعال شدن DD می‌باشد. I_{F-max} برای حداکثر ارتباط با مولفه اصلی در نظر گرفته شده است. تاخیر 4ms از اشتباه در حداکثر جریان اولیه که ممکن است ناشی از رزونانس حداکثر ارتباط با مولفه اصلی باشد، جلوگیری کند.

جدول (1): پارامترهای رابطه (3) برای جریان‌های نشان داده شده در

شکل (3)

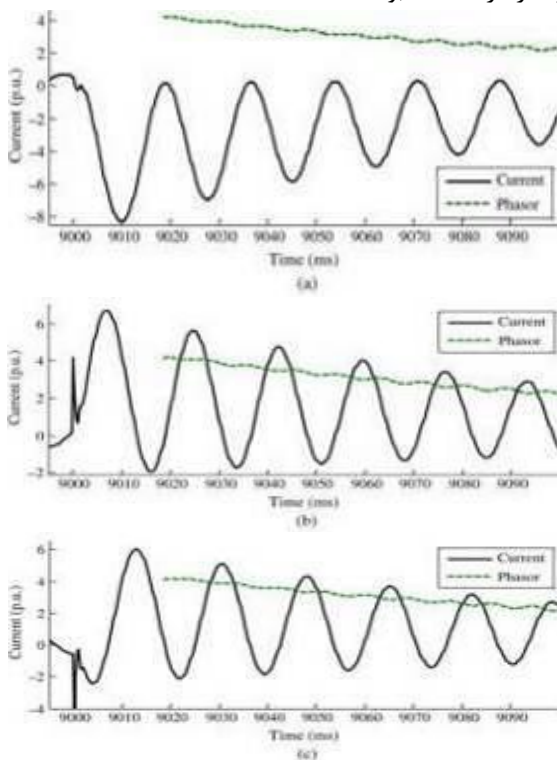
Fault Current	I_{F-max}	PMT	I_{F1}	I_{F2}	φ_{1p}
Fig. 5(a)	1.182	CLES	1.006	0.9953	1.96
		MLES	1.007	0.9945	2.29
		COS	1.014	0.9883	4.77
Fig. 5(a)	1.717	CLES	0.8998	0.7277	55.8
		MLES	0.9902	0.8017	50.35
		COS	0.8956	0.7273	54.63

I_{F2} و I_{F1} شامل روش‌های متفاوت PMTs همراه با I_{F-max} و نتایج به دست آمده برای φ_{1p} در جدول (1) برای دو جریان نشان داده شده در شکل (3) آمده است. اکثر فازورهای اندازه‌گیری شده برای جریان‌های شکل (3-a) یکسان هستند و منجر به φ_{1p} های خیلی کوچک می‌شوند. این در حالی است که با توجه به نمودار کاهشی برای جریان خطای DFIG، این مقادیر در شکل (3-b) خیلی بزرگ هستند. به بیان دیگر، φ_{1p} قادر به تشخیص جریان خطای جاری شده از پست برق سیستم توزیع نسبت به جریان خطای منبع تولید پراکنده مبتنی بر DFIG می‌باشد. فاصله بین φ_{1p} برای جریان خطای پست برق نسبت به DFIG از طریق کسر دوم سمت راست رابطه (3) برقرار می‌شود به طوری که افسست dc جریان خطای یک پست برق هرگز نمی‌تواند از دامنه فرکانس اصلی تجاوز نماید، که برای جریان‌های خطای DFIG این گونه نمی‌باشد.

روش PMT به کار رفته برای به دست آوردن پارامترهای رابطه (3) بر روی مقدار φ_{1p} اثر می‌گذارد.

5- نتایج شبیه سازی :

عنوان جریان DFIG طبقه‌بندی کند و به طبع جهت خطا را به سمت پست برق سیستم توزیع، یعنی باس 800 تشخیص دهد. الگوی کاهشی برای اجزاء ac و فازورهای اندازه گیری شده برای تمامی فازها مشخص می‌باشد و ϕ_{1p} برای فازهای A ، B و C به ترتیب برابر 39,27 % ، 22,58 % و 18,69 % می باشد. در نتیجه، ϕ_{3p} برابر 80,54 % می باشد که تقریباً چهار برابر بزرگتر از مقدار آستانه آن است و جریان به صورت صحیح جریان DFIG در نظر گرفته شده بود.

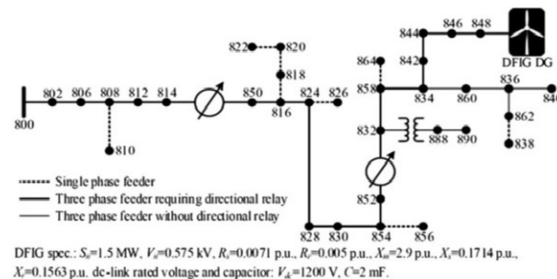


شکل(6): جریان‌های ثبت شده در باس 844 به ازای خطا در باس 842
(a) فاز A ، (b) فاز B ، (c) فاز C

6- نتیجه گیری :

نوسانات ولتاژ ذخیره شده برای عناصر حفاظتی جهت‌دار پلاریزه شده در طول اتصال کوتاه‌های سه فاز در محدوده نزدیکی از فرکانس نامی می‌باشد. نوسانات جریان خطا برای منابع تولید پراکنده مبتنی بر DFIG ، به سرعت باد وابسته می باشد و به طور قابل ملاحظه‌ای از فرکانس نامی منحرف می شود. بر این اساس، در این مقاله نشان داده خواهد شد که یافتن جهت خطا توسط روش‌های معمول پیدا کردن اختلاف فاز بین فازور ولتاژ و

عملکرد روش پیشنهادی برای سیستم IEEE34BUS به طور کامل، توسط شبیه‌سازی در نرم‌افزار PSCAD/EMTDC مورد مطالعه قرار گرفت. این سیستم به عنوان یک سیستم معیار برای مدل‌سازی سیستم توزیع می‌باشد که جزئیات آن در مرجع [14] موجود می‌باشد. جریان‌های شبیه‌سازی شده به نرم‌افزار Matlab ، جهت ارزیابی روش پیشنهادی منتقل شده‌اند. سیستم تست و همچنین مشخصات منبع تولید پراکنده مبتنی بر DFIG متصل به شبکه در باس 848 که در انتهای سمت راست سیستم نمایش داده شده است در شکل(5) آمده است. مکانیزم کنترل کانورترهای DFIG همراه با مشخصات توربین بادی و سیستم کنترل زاویه پره، بر اساس مدل صنعتی ارائه شده در مرجع [15] می‌باشد. پس از اتصال منبع تولید پراکنده، باس‌هایی که در شکل (5) با خط مشکی ثابت نشان داده شده اند، جهت اطمینان از داشتن یک حفاظت انتخابگر، نیاز به رله‌های جهتی دارند.



شکل(5): سیستم IEEE34BUS به همراه منبع تولید پراکنده مبتنی بر DFIG

تشخیص جهت خطا توسط روش پیشنهادی در شرایط مختلف انجام پذیرفت. تست شامل مکان‌های متفاوت خطا، سرعت‌های متفاوت باد، زاویه اولیه خطا و در مکان‌های مختلف رله جهتی اضافه جریان قرار گرفت. نتایج به دست آمده اثر بخش بودند و مؤید کارایی روش پیشنهادی بودند .

5-1- خطا در باس 842 :

در لحظه $t = 9$ s و به ازای لغزش 6,7 % برای DFIG و مقاومت کربار غیر صفر، یک خطای سه فاز در باس 842 اتفاق افتاده است. جریان‌های سه فاز ثبت شده در باس 844 در شکل (6) نمایش داده شده است. رله باس 844 باید جریان خطا را به

the relaying practices subcommittee, IEEE Power System Relaying Committee [Online]. Available: www.pes-psrc.org/Reports/UNTAR-Ed2.pdf.

[12] M. S. Sachdev and M. A. Baribeau, "A new algorithm for digital impedance relays," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-98, no. 6, pp. 2232–2240, Nov. 1979.

[13] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). (Jun. 2013). Instruction manual for SEL-411L relay: Protection and automation system. SEL, Pullman, WA, USA [Online]. Available: www.selinc.com/SEL-411L.

[14] IEEE. IEEE PES distribution test feeders [Online]. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/feeder34.zip>.

[15] K. Clark, N. W. Miller, and J. J. Sanchez-Gasca. (Jun. 2008). "Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies." GE, Schenectady, NY, USA [Online]. Available: www.pes-psrc.org/c/C17/GE%20WTG%20Modeling-v4%202.pdf.

جریان امکان‌پذیر نمی‌باشد. علاوه بر این یک روش جدید برای طبقه‌بندی جریان خطا بر اساس خصوصیات شکل موج آن‌ها و حل مشکل فوق ارائه گردید. شاخص Φ_{1p} ، درصد کاهش فازور جریان را بعد از دو سیکل از وقوع خطا اندازه‌گیری می‌کند. جمع Φ_{1p} برای سه فاز قادر به طبقه‌بندی مطمئن و قابل اعتماد جریان‌های خطا بود. عملکرد روش پیشنهاد شده توسط سیستم IEEE34bus مورد آزمایش قرار گرفت. نتایج به دست آمده صرفنظر از محل خطا و رله، کاملاً موفقیت آمیز بود.

7- مراجع:

[1] R. Dugan and T. McDermott, "Distributed generation," IEEE Ind. Appl. Mag., vol. 8, no. 2, pp. 19–25, Mar./Apr. 2002.

[2] A. D. Hansen, "Generators and power electronics for wind turbines," in Wind Power in Power Systems, 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-Blackwell, 2012, pp. 73–104.

[3] T. Seegers, K. Birt, R. Beazer, M. Begovic, K. Behrendt, S. Boutilier et al. (Aug. 2004). "Impact of distributed resources on distribution relay protection. Report of working group D3 of the line protection subcommittee," IEEE Power System Relaying Committee [Online]. Available: www.pes-psrc.org/Reports/wgD3ImpactDR.pdf.

[4] T. K. Abdel-Galil, A. E. B. Abu-Elanien, E. F. El-Saadany, A. Girgis, Y. A.-R. I. Mohamed, M. M. A. Salama, and H. H. M. Zeineldin. (Jun. 2007). "Protection coordination planning with distributed generation." National Resources Canada [Online]. Available: <http://canmetenergy.nrcan.gc.ca/sites/canmetenergy.nrcan.gc.ca/files/files/pubs/2007-149e.pdf>.

[5] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, "Nonpilot overcurrent protection of transmission lines," in Power System Relaying, 3rd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2008, pp. 75–100.

[6] L. Y. Yu, I. Minceff, D. W. Hamilton, and G. W. Bottrell, "Motor contribution during three-phase short circuit fault," IEEE Trans. Ind. Appl., Vol. IA-18, no. 6, pp. 593–599, Nov./Dec. 1982.

[7] F. Sulla, "Island operation with induction generators—Fault analysis and protection," Ph.D. dissertation, Dept. Measurement Technology and Industrial Electrical Engineering, Lund Univ., Lund, Sweden, 2009.

[8] N. D. Tleis, "Modelling of ac rotating machines," in Power Systems Modelling and Fault Analysis, 1st ed. Oxford, U.K.: Newnes, 2008, pp. 301–396.

[9] Toshiba. (2012). Instruction manual for GRE140 directional overcurrent protection relay. Toshiba [Online]. Available: www.toshiba-tds.com/tand/pdf/pcsystems/Manual/6F2T0177_r2.1_GRE140_manual.pdf.

[10] Siemens. (Apr. 2013). Complete technical manual for 7SG11 argus 1-6 overcurrent protection relay. Siemens. Erlangen, Germany [Online]. Available: www.energy.siemens.com/ecc_pool/REYROLLE_Protection/41555e0b-0bb4-41c8-8018-db7ee181ef52/7SG11%20-%20Argus%201-6%20Complete%20Technical%20Manual.pdf.

[11] M. S. Sachdev, R. Das, A. Apostolov, S. M. Brahma, A. Darlington, F. Lopez et al. (Jan. 2009). Understanding microprocessor-based technology applied to relaying. Report of working group I-01 of