لزوم کنتاکتی-جریانی بودن حفاظت عیب کلیدهای قدرت و هماهنگی بهینه آن با حفاظت خطوط و ترانسفورماتورهای شبکه انتقال برق

محمد مهدی حسینی بیوکی*[۱]، علی عاقلی[۲]، سید محمد هاشمی[۳]

[۱،۲،۳] مدیریت مطالعات و حفاظت شبکه، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، تهران
[1]hoseinibiyouki@igmc.ir, [2]agheli@igmc.ir, [3]hashemi.smo@igmc.ir

چکیده

در این مقاله ابتدا با بیان جزئیات یک مشکل، لزوم کنتاکتی-جریانی بودن حفاظت عیب کلیدهای قدرت (CBF) مربوط به ترانسفورماتورها، راکتورها و خطوط در پست‌های انتقال برق و لزوم هماهنگی بهینه آن با حفاظت خطوط و ترانسفورماتورهای شبکه انتقال برق مورد بررسی قرار گرفته است. در کلیدهای قدرت مذکور باید از دو منطق رله CBF که یکی بر مبنای جریان و دیگری بر مبنای وضعیت کنتاکت کمکی کلید قدرت عمل می‌نمایند، استفاده شود. همچنین لزوم محاسبه صحیح تنظیمات رله‌های خطای زمین (EF) ترانس‌های پست و نیروگاه در عدم گسترش حوادث ناشی از عملکرد ناصحیح حفاظت‌های مورد نیاز کلید قدرت مورد بررسی موشکافانه قرار گرفته است. در نهایت، تجربیات به دست‌آمده و راه‌حل‌های ارائه شده برای این چالش ارائه شده است.

کلمات کلیدی

کلید قدرت، حفاظت عیب کلید قدرت، حفاظت عدم هماهنگی پل‌های کلید قدرت، حفاظت خطای اتصال زمین.

۱- مقدمه

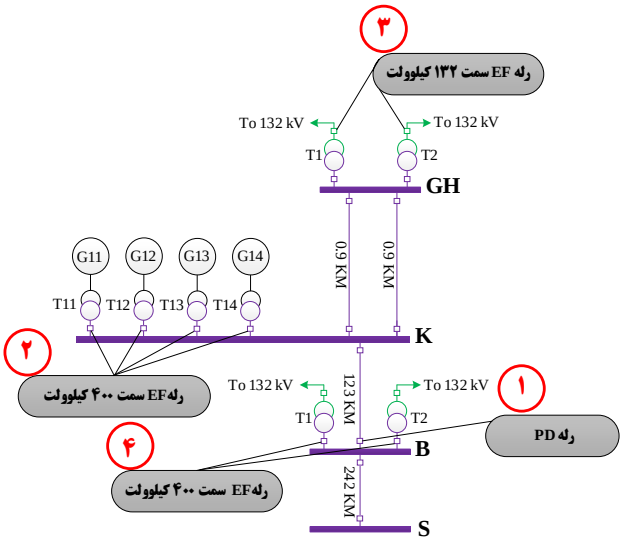
کلیدهای قدرت شبکه انتقال به‌عنوان قطع‌کننده‌های تجهیز دچار خطا شده از بقیه سیستم قدرت، باید دارای حفاظت‌های الکتریکی مندرج در ویرایش ششم نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال از جمله حفاظت عیب کلید (CBF) با ۲ مرحله زمانی، حفاظت عدم هماهنگی پل‌ها (PD)، حفاظت Short Zone (SHZ) و حفاظت نظارت بر مدار تریپ (TCS) باشند [۱، ۲]. همچنین تنظیمات رله‌های خطای زمین (EF) ترانس‌های پست و نیروگاه باید به‌نحوی باشد تا هماهنگی حفاظتی با سایر حفاظت‌های دیگر تجهیزات سیستم قدرت برقرار باشد و زودتر از سایر حفاظت‌ها تریپ ندهد.

در این مقاله ابتدا با بیان جزئیات یک مشکل، لزوم کنتاکتی-جریانی بودن حفاظت عیب کلیدهای قدرت (CBF) مربوط به ترانسفورماتورها، راکتورها و خطوط در پست‌های انتقال مورد بررسی قرار گرفته است. در کلیدهای قدرت مذکور باید از دو منطق رله CBF که یکی بر مبنای جریان و دیگری بر مبنای وضعیت کنتاکت کمکی کلید قدرت عمل می‌نمایند، استفاده شود [۳، ۴]. همچنین لزوم محاسبه صحیح تنظیمات رله‌های خطای زمین (EF) ترانس‌های پست و نیروگاه در عدم گسترش حوادث ناشی از عملکرد ناصحیح حفاظت‌های مورد نیاز کلید قدرت مورد بررسی موشکافانه قرار گرفته است [۵، ۶]. در نهایت، تجربیات به دست‌آمده و راه‌حل‌های ارائه شده برای این چالش ارائه شده است [۷، ۸].

۲- شرح چالش ایجاد شده و ارائه راهکار

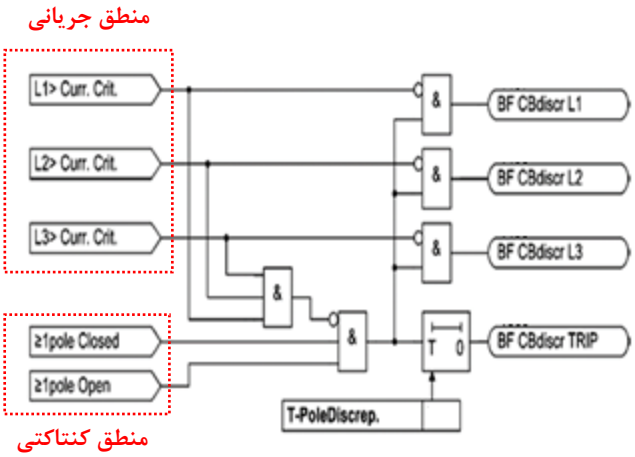
در حادثه مورد اشاره، بررسی‌های بعمل آمده نشان می‌دهد در هنگام حادثه گروه رلیاژ مشغول تست ارسال سیگنال DTT خط ۴۰۰ کیلوولت B-S بوده است که اشتباه نیروی انسانی منجر به ارسال فرمان تریپ به پل فاز A بریکر D9812 شده است. لازم به توضیح است ارسال سیگنال از طریق جمپر نمودن ترمینال X41:83 و X41:84 در تابلو C02+R11 در BCR2 انجام می‌شده است. گروه به اشتباه با جمپر نمودن ترمینال X41:83 و X41:84 در تابلو C01+R11 مربوط به تریپ فاز A بریکر D9812، باعث

قطع فاز A بریکر D9812 شده است. در ادامه حفاظت نامتعادلی پل‌های بریکر با زمان ۲ ثانیه عمل نموده، لیکن به علت اشکال در مکانیزم قطع پل فاز B، تنها پل C باز شده است. تغذیه ترانس‌های T1 و T2 پست B در این زمان تنها از طریق فاز B در سمت ۴۰۰ کیلوولت انجام می‌شده که منجر به استارت رله‌های EF سمت ۴۰۰ و ۱۳۲ کیلوولت ترانس‌های مذکور شده است. اما با تریپ رله EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس T1، هر دو ترانس از شبکه ۴۰۰ کیلوولت قطع می‌شوند. در این حین رله‌های EF سمت ۱۳۲ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 پست GH نیز عمل نموده و خطوط K-GH-1 و K-GH-2 قطع شدند. چهار واحد گازی G11 تا G14 نیروگاه K نیز از مدار خارج شدند. شکل ۱ ترتیب عملکرد رله‌های حفاظتی را در این حادثه نشان می‌دهد.



شکل (۱) : عملکرد رله‌های حفاظتی در حادثه.

در پست B، رله PD کلید D9812 پس از ۲ ثانیه عمل نموده است که این تأخیر در عملکرد حفاظت PD، باعث بروز ناهماهنگی در عملکرد رله‌های EF ترانسفورماتورها شده و رله‌های EF ترانسفورماتورهای نشان داده شده در شکل ۱، زودتر از عملکرد حفاظت PD بریکر پست B، فرمان تریپ را صادر کرده‌اند. در حالی‌که به منظور ایجاد هماهنگی بین حفاظت PD کلیدهای قدرت و رله‌های EF ترانسفورماتورهای شبکه و رله‌های DEF خطوط انتقال، زمان بهینه برای عملکرد حفاظت PD کلیدهای قدرت در حدود ۲۰۰ میلی ثانیه می‌باشد. ضمن اینکه رله CBF بریکر مذکور به علت تنها جریانی بودن منطق عملکرد آن و عدم وجود رله CBF بریکر بر مبنای وضعیت کنتاکت کمکی کلید، عملکرد نداشته است و سیگنال به پست K ارسال ننموده است و خط B-K تنها از سمت پست B قطع شده است که باعث گسترش حادثه گردیده است. بنابراین به عنوان راهکار اساسی برای جلوگیری از این قبیل حوادث و گسترش ابعاد حادثه، در این مقاله پیشنهاد می‌گردد که منطق رله CBF بریکرهای شبکه انتقال به نحوی باشد که در شرایطی که جریان کافی برای عملکرد این حفاظت وجود ندارد، بتواند با چک کردن وضعیت کنتاکت کمکی کلید، عدم بازشدن پل‌های بریکر را تشخیص داده و حفاظت CBF در این شرایط نیز قادر به عملکرد باشد. به عبارت دیگر پیشنهاد می‌شود منطق CBF کلیدهای قدرت به‌گونه‌ای پیاده‌سازی شود که علاوه بر منطق جریانی و چک کردن وضعیت جریان عبوری از هر پل کلید برای حفاظت‌هایی که بر مبنای جریان هستند، بتواند در شرایطی که جریان عبوری از پل‌های کلید کمتر از حد تنظیمی می‌باشد، دارای منطق کنتاکتی بوده و با چک کردن وضعیت کنتاکت‌های کمکی کلید شرایط CBF را به خوبی تشخیص داده و فرمان تریپ را صادر نماید. منطق پیشنهادی برای پیاده‌سازی حفاظت PD و CBF کلیدهای شبکه انتقال که دارای منطق جریانی و کنتاکتی باشد به صورت شکل ۲ پیشنهاد می‌گردد:



شکل (۲) : منطق پیشنهادی برای پیاده‌سازی منطق PD و CBF.

رله EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس T1 نیز پس از ۱۰/۲۲ ثانیه عملکرد داشته است که شکل موج ثبت شده در ثبات خطای رله EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس T1 پست B از نوع SIEMENS 7SJ610 در شکل ۳ نشان داده شده است. همچنین تنظیمات رله‌های EF ترانس‌های T1 و T2 پست B در زمان حادثه در شکل ۴ نشان داده شده‌اند.

رله‌های EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 پست B از نوع SIEMENS 7SJ610 بوده و تنظیمات آن‌ها بر اساس شکل ۴ برابر است با:

$$\begin{cases} I_{pickup} = 0.15 \times 1000 = 150\ \text{A} \\ \text{TMS} = 0.55\ \text{s} \\ \text{Curve} = \text{NI} \end{cases} \qquad (۱)$$

مقدار مؤثر جریان نوترال عبوری از ترانس T1، ۲۲۶/۳ آمپر بوده و لذا زمان عملکرد مورد انتظار رله EF ترانس مذکور با در نظر گرفتن تنظیمات (۱) برابر است با ۹/۳۲ ثانیه [۹]:

$$t_r = \frac{0.14\times \mathrm{TMS}}{\left(\min(20, \frac{I}{I_{pickup}})\right)^{0.02}-1} = \frac{0.14\times 0.55}{\left(\frac{226.3}{150}\right)^{0.02}-1} \qquad (۲)$$

$$= 9.32 \text{ s}$$

این زمان از زمان تنظیمی رله‌های EF ترانس‌های واحد T11 تا T14 نیروگاه K با تنظیم زمان ثابت ۲ ثانیه بیشتر بوده است. بنابراین، بعد از عملکرد رله PD کلید D9812 پست B با زمان عملکردی ۲ ثانیه، ترانس‌های واحد T11 تا T14 نیروگاه K با تنظیم زمان ثابت ۲ ثانیه قبل از ترانس‌های T1 و T2 پست B خارج شده‌اند.

لازم به ذکر است به‌منظور تنظیم بهینه و هماهنگی رله‌های EF ترانسفورماتورهای نیروگاهی با سایر حفاظت‌های شبکه انتقال نظیر حفاظت DEF خطوط و PD و CBF کلیدهای قدرت، مقدار مطلوب تنظیم جریان پیکاپ رله‌های EF ترانس باید معادل ۰/۲ برابر جریان نامی ترانس بوده و TMS رله‌های مذکور باید به گونه‌ای انتخاب شود که زمان عملکرد رله به ازای حداکثر جریان خطای خارجی ($I_{through-fault}$) برابر ۱/۲ ثانیه باشد [۱۰، ۱۱]. جریان نامی ترانس در سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 پست B و جریان $I_{through-fault}$ برابر است با:

$$I_n = \frac{200\times 10^6}{\sqrt{3}\times 400\times 10^3} = 288.6 \text{ A} \qquad (۳)$$

$$I_{through-fault} = \frac{1}{u_k\ \%} = \frac{1}{0.1195} = 8.368 \text{ p.u.} = 2415.69 \text{ A} \qquad (۴)$$

لذا جریان پیکاپ مطلوب رله‌های مذکور و TMS آن‌ها برابر است با:

$$I_{pickup} = 0.2\times I_n = 57.72 \simeq 60 \text{ A} \Rightarrow \qquad (۵)$$

6% of CT's Nominal Current @ Tap = 1000:1

$$\frac{I}{I_{pickup}} = \frac{8.368}{0.2} = 41.84$$

$$\mathrm{TMS}_{EF} = \frac{t_r}{0.14}\times\left[\left(\min(20, \frac{I}{I_{pickup}})\right)^{0.02}-1\right] \qquad (۶)$$

$$= \frac{1.2}{0.14}\times\left[(20)^{0.02}-1\right] = 0.53 \text{ s}$$

همچنین مقدار مطلوب تنظیم جریان پیکاپ رله‌های OC ترانس باید معادل ۱/۲ برابر جریان نامی ترانس بوده و TMS رله‌های مذکور باید به گونه‌ای انتخاب شود که زمان عملکرد رله به ازای حداکثر جریان خطای خارجی ($I_{through-fault}$) برابر ۱/۲ ثانیه باشد. لذا جریان پیکاپ مطلوب رله‌های مذکور و TMS آن‌ها برابر است با:

$$I_{pickup} = 1.2\times I_n = 346.32 \simeq 350 \text{ A} \Rightarrow \qquad (۷)$$

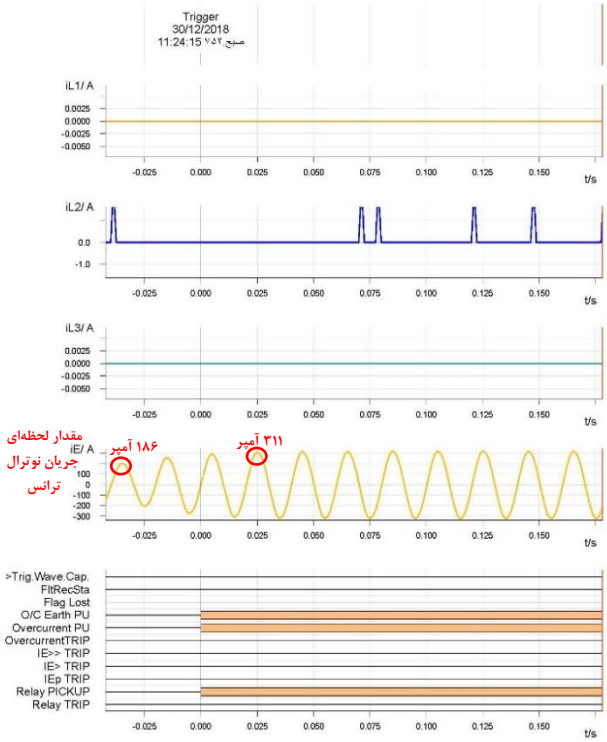
35% of CT's Nominal Current @ Tap = 1000:1

$$\frac{I}{I_{pickup}} = \frac{8.368}{1.2} = 6.973 \qquad (۸)$$

$$\mathrm{TMS}_{OC} = \frac{t_r}{0.14}\times\left[\left(\min(20, \frac{I}{I_{pickup}})\right)^{0.02}-1\right]$$

$$= \frac{1.2}{0.14}\times\left[(6.973)^{0.02}-1\right] = 0.34 \text{ s}$$

لذا در این حادثه مورد بررسی، تنظیمات جریان پیکاپ و TMS رله‌های EF و OC ترانس‌های T1 و T2 پست B به صورت هماهنگ با سایر حفاظت‌ها نبوده و باید به روش پیشنهادی این مقاله مورد بازبینی و اصلاح قرار گیرند [۱۲]. لذا عملکرد رله‌های فوق در این حادثه صحیح نمی‌باشد.



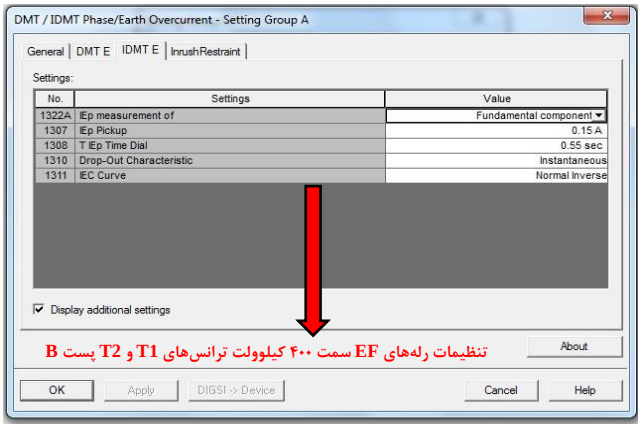
Measuring Signal	Value	Phase	Extremum	DC	2.Harmon.	3.Harmon.	5.Harmon.
iL1	0.00000 A	0.0°	0.00000 A				
iL2	0.08680 A	11.3°	0.00000 A	362.5%	473.6%	284.8%	426.2%
iL3	0.00000 A	0.0°	0.00000 A				
iE	226.30 A	-18.1°	317.39 A	0.6%	0.0%	1.3%	0.8%

مقدار مؤثر جریان نوترال = ۲۲۶/۳ آمپر

Number	Indication	Value	Date and time	Cause	State
00301	Power System fault	47 - ON	30.12.2018 11:24:15.752		
00302	Fault Event	47 - ON	30.12.2018 11:24:15.752		
00501	Relay PICKUP	ON	0 ms		
01761	Time Overcurrent picked up	ON	0 ms		
01765	Time Overcurrent Earth picked up	ON	0 ms		
01837	IEp picked up	ON	0 ms		
00511	Relay GENERAL TRIP command	ON	10220 ms		
01791	Time Overcurrent TRIP	ON	10220 ms		
01839	IEp TRIP	ON	10220 ms		
00533	Primary fault current IL1	0.00 kA	10258 ms		
00534	Primary fault current IL2	0.00 kA	10258 ms		
00535	Primary fault current IL3	0.00 kA	10258 ms		
01765	Time Overcurrent Earth picked up	OFF	10320 ms		
01837	IEp picked up	OFF	10320 ms		
01761	Time Overcurrent picked up	OFF	10320 ms		
00301	Power System fault	47 - OFF	30.12.2018 11:24:26.073		

عملکرد رله EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس T1 پست B پس از ۱۰/۲۲ ثانیه

شکل (۳) : شکل موج ثبت شده در ثبات خطای رله EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس T1 پست B از نوع SIEMENS 7SJ610.

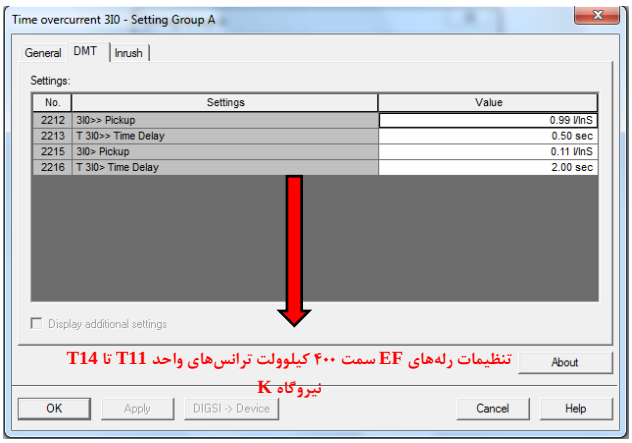


مدار	رله	CTR	If	I>	I>>	Curve	TMS	I>=*In	I>>=*I>	Trip Time	توضیحات
Line 400kV											
	D.E.F	2000 / 1	800	300	∞	N.I	0.1	0.15	∞	0.707	
Line 400kV											
	D.E.F	2000 / 1	2265	300	∞	N.I	0.2	0.15	∞	0.679	
Reactor 400 kV	O.C	150 / 1	4330	90	∞	N.I	0.25	0.6	∞	0.435	50 MVAR
	E.F	150 / 1	4530	30	∞	N.I	0.15	0.2	∞	0.199	
Trans (1&2) 400 kV Side	O.C	1000 / 1	1436	330	2970	N.I	0.4	0.33	9	1.877	
	E.F	1000 / 1	1683	150	∞	N.I	0.55	0.15	∞	1.554	
	S.P	1000 / 1	1683	150	∞	N.I	0.55	0.15	∞	1.554	

تنظیمات رله‌های EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 پست B

شکل (۴) : تنظیمات موجود بر روی رله EF ترانس‌های T1 و T2 پست B در زمان حادثه.

در پست نیروگاه K، رله‌های EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس‌های واحد T11 تا T14 که از نوع زمان ثابت و با زمان ۲ ثانیه و با جریان تنظیمی $0.11\times I_n = 0.11\times\frac{500}{1} = 55\,(A)$ بوده‌اند، عملکرد داشته و باعث خروج واحدهای گازی G11 تا G14 شده‌اند. این زمان از زمان تنظیمی رله‌های EF سمت ۱۳۲ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 پست GH با زمان عملکردی تخمینی ۳/۳۶ ثانیه و رله‌های EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 پست B با زمان عملکردی ۱۰/۲۲ ثانیه کمتر بوده و منجر به خروج ترانس‌های واحد T11 تا T14 نیروگاه K بلافاصله بعد از عملکرد رله PD کلید D9812 پست B با زمان عملکردی ۲ ثانیه شده است. تنظیمات موجود بر روی رله‌های EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس‌های واحد T11 تا T14 در زمان حادثه در شکل ۵ نشان داده شده‌اند. لازم بذکر است که به منظور ایجاد هماهنگی بهینه، مقدار مطلوب برای زمان عملکرد رله اضافه جریان نوترال (51N) ترانسفورماتور به ازای حداکثر جریان خطای اتصال کوتاه خارجی، ۱/۲ ثانیه با منحنی عملکرد زمان معکوس استاندارد و آستانه عملکرد این رله ۲۰ درصد جریان نامی ترانسفورماتورمی‌باشد که باید اصلاح گردد و عملکرد رله‌های فوق در این حادثه صحیح نبوده است [۱۳، ۱۴].



شکل (۵) : تنظیمات موجود بر روی رله‌های EF ترانس‌های واحد T11 تا T14 نیروگاه K در زمان حادثه.

در پست GH، رله‌های EF سمت ۱۳۲ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 عملکرد داشته‌اند. لیکن این رله‌ها از نوع GEC-ALSTHOM MCGG22 بوده و فاقد ثبات می‌باشند و شکل موج و اندازه جریان نوترال ترانس‌ها در زمان حادثه را ثبت ننموده‌اند. محاسبات مربوط به تنظیمات رله‌های EF سمت ۱۳۲ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 پست GH در زمان حادثه در شکل ۶ نشان داده شده‌اند که بر این اساس، تنظیمات آن‌ها برابر است با:

$$\begin{cases} I_{pickup} = 0.2\times 1000 = 200\ \text{A} \\ \text{TMS} = 0.6\ \text{s} \\ \text{Curve} = \text{NI} \end{cases} \qquad (۹)$$

با توجه به عدم وجود ثبات و با فرض عبور مقدار مؤثر جریان نوترال عبوری از ترانس‌های پست GH برابر با جریان نوترال عبوری از سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس T1 پست B که برابر ۲۲۶/۳ آمپر بوده و با در نظر گرفتن رابطه جریان سمت $\frac{I_{HV}}{I_{LV}} = \frac{V_{LV}}{V_{HV}} \Rightarrow I_{LV} = 226.3\frac{400}{132} = 685.75\,(A)$ ۱۳۲ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 پست GH برابر با ۶۸۵/۷۵ آمپر می‌باشد. لذا زمان عملکرد مورد انتظار رله EF ترانس مذکور با در نظر گرفتن تنظیمات (۹) برابر است با:

$$t_r = \frac{0.14\times \text{TMS}}{\left(\min(20, \frac{I}{I_{pickup}})\right)^{0.02} - 1} = \frac{0.14\times 0.6}{\left(\frac{685.75}{200}\right)^{0.02} - 1} \qquad (۱۰)$$

$$= 3.36\ \text{s}$$

این زمان از زمان عملکرد رله‌های EF ترانس‌های T1 و T2 پست B برابر با ۱۰/۲۲ ثانیه کمتر بوده است. بنابراین، بعد از عملکرد رله PD کلید D9812 پست B با زمان عملکردی ۲ ثانیه، ترانس‌های واحد T11 تا T14 پست نیروگاه K با عملکرد رله‌های EF سمت ۴۰۰ کیلوولت و با تنظیم زمان ثابت ۲ ثانیه و پس از آن ترانس‌های T1 و T2 پست GH با عملکرد رله‌های EF سمت ۱۳۲ کیلوولت ترانس‌ها با زمان عملکردی تخمینی ۳/۳۶ ثانیه و در انتها ترانس‌های T1 و T2 پست B با عملکرد رله‌های EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس‌ها با زمان عملکردی ۱۰/۲۲ ثانیه خارج شده‌اند.

جریان نامی ترانس در سمت ۱۳۲ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 پست GH و جریان $I_{through\text{-}fault}$ برابر است با:

$$I_n = \frac{200\times 10^6}{\sqrt{3}\times 132\times 10^3} = 874.77\ \text{A} \qquad (۱۱)$$

$$I_{through-fault} = \frac{1}{u_k\,\%} = \frac{1}{0.119} = 8.4\ \text{p.u.} = 7351.03\ \text{A} \qquad (۱۲)$$

لذا جریان پیکاپ مطلوب رله‌های مذکور و TMS آن‌ها برابر است با:

$$I_{pickup} = 0.2\times I_n = 174.95 \simeq 200\ \text{A} \Rightarrow \qquad (۱۳)$$

20% of CT's Nominal Current @ Tap = 1000:1

$$\frac{I}{I_{pickup}} = \frac{8.4}{0.2} = 42$$

$$\text{TMS}_{EF} = \frac{t_r}{0.14}\times\left[\left(\min(20, \frac{I}{I_{pickup}})\right)^{0.02} - 1\right] \qquad (۱۴)$$

$$= \frac{1.2}{0.14}\times\left[(20)^{0.02} - 1\right] = 0.53\ \text{s}$$

همچنین مقدار مطلوب تنظیم جریان پیکاپ رله‌های OC ترانس باید معادل ۱/۲ برابر جریان نامی ترانس بوده [۱۵] و TMS رله‌های مذکور باید به گونه‌ای انتخاب شود که زمان عملکرد رله به ازای حداکثر جریان خطای خارجی ($I_{through\text{-}fault}$) برابر ۱/۲ ثانیه باشد. لذا جریان پیکاپ مطلوب رله‌های مذکور و TMS آن‌ها برابر است با:

$$I_{pickup} = 1.2\times I_n = 1049.724 \simeq 1100\ \text{A} \Rightarrow \qquad (۱۵)$$

110% of CT's Nominal Current @ Tap = 1000:1

$$\frac{I}{I_{pickup}} = \frac{8.4}{1.2} = 7$$

$$\text{TMS}_{OC} = \frac{t_r}{0.14}\times\left[\left(\min(20, \frac{I}{I_{pickup}})\right)^{0.02} - 1\right] \qquad (۱۶)$$

$$= \frac{1.2}{0.14}\times\left[(20)^{0.02} - 1\right] = 0.34\ \text{s}$$

بنابراین، تنظیمات جریان پیکاپ و TMS رله‌های EF و OC ترانس‌های T1 و T2 پست GH در این حادثه صحیح می‌باشد.

مشار	رله	CTR	If	I>	I>>	Curve	TMS	I>="In	I>>="I>	Trip Time	توضیحات
Line 400kV	D.E.F	2000 / 1	6055	200	∞	N.I	0.2	0.1	∞	0.397	
Gas Unit 159 MVA	D.O.C	2000 / 1	10750	400	∞	N.I	0.1	0.2	∞	0.206	
	D.E.F	2000 / 1	12110	200	∞	N.I	0.1	0.1	∞	0.164	
Reactor (400 kV)	O.C	300 / 1	10750	90	∞	N.I	0.2	0.3	∞	0.279	50 MVAR
	E.F	300 / 1	12110	30	∞	N.I	0.2	0.1	∞	0.220	
Trans (1&2) 400 kV Side	D.O.C	500 / 1	2409	360	2880	N.I	0.45	0.72	8	1.626	
	D.E.F	500 / 1	2868	100	∞	N.I	0.7	0.2	∞	1.412	
Trans (1&2) 400 kV Side	O.C	- - -	-	-	-	-	-	-	-	-	
	S.P	500 / 1	2868	100	∞	N.I	0.7	0.2	∞	1.412	
Trans (1&2) 132 kV Side	O.C	1000 / 1	7300	1100	∞	N.I	0.35	1.1	∞	1.270	
	S.P	1000 / 1	8690	200	∞	N.I	0.6	0.2	∞	1.072	

تنظیمات رله‌های EF سمت ۱۳۲ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 پست GH

شکل (۶) : تنظیمات رله‌های EF سمت ۱۳۲ کیلوولت ترانس‌های T1 و T2 پست GH در زمان حادثه.

۳- نتیجه‌گیری

با توجه به مطالب و تحلیل‌های ارائه شده، نتایج زیر جهت پیشگیری از وقوع مجدد حوادث مشابه ارائه می‌گردد:

- علت شروع حادثه اشتباه عوامل تعمیراتی بوده است که لازم است اقدامات جدی به منظور رعایت کامل دستورالعمل‌های تست و نگهداری و تعمیرات و به کارگیری نیروهای آزموده و ماهر در گروه‌های تعمیراتی و همچنین حضور ناظر در زمان انجام تعمیرات صورت پذیرد.
- علت گسترش این حادثه، محاسبه اشتباه تنظیمات رله PD بریکر D9812 پست B بوده است که بعد از حادثه اصلاح شده است. همچنین رله CBF بریکر مذکور نیز به علت تنها جریانی بودن منطق عملکرد آن و عدم وجود رله CBF بریکر بر مبنای وضعیت کنتاکت کمکی کلید، عملکرد نداشته است و سیگنال به پست نیروگاه K ارسال ننموده است و خط B-K تنها از سمت پست B قطع شده است که باعث گسترش حادثه گردیده است. در این مقاله پیشنهاد شده است به منظور جلوگیری از بروز این قبیل حوادث و به عنوان یک راهکار اساسی برای رفع این مشکل، لازم است منطق رله CBF کلیدهای شبکه انتقال به نحوی اصلاح و پیاده شود که علاوه بر منطق جریانی، در شرایط نبود جریان کافی برای تشخیص، حفاظت CBF دارای منطق کنتاکتی نیز باشد و بر مبنای وضعیت کنتاکت کمکی کلید بتواند حتی در صورت نبود جریان کافی، شرایط بازنشدن پل‌های کلید را تشخیص داده و دارای عملکرد مطمئن باشد.
- عملکرد رله‌های EF سمت ۴۰۰ کیلوولت ترانس‌های واحد T11 تا T14 پست نیروگاه K در این حادثه ناصحیح و ناشی از اشتباه در محاسبه تنظیمات رله بوده است. در این مقاله روش مناسب برای تنظیم و هماهنگی رله‌های EF ترانسفورماتورهای شبکه انتقال با سایر حفاظت‌ها نظیر حفاظت PD و CBF ارائه شده و پیشنهاد شده است که به منظور ایجاد هماهنگی مناسب، تاخیر زمانی عملکرد حفاظت EF ترانسفورماتورهای شبکه انتقال به نحوی تنظیم گردد که زمان عملکرد این رله به ازای حداکثر جریان خطای خارجی ($I_{through-fault}$) برابر ۱/۲ ثانیه باشد. با انتخاب این تنظیم حفاظت EF ترانسفورماتورها با حفاظت DEF خطوط انتقال و حفاظت‌های PD و CBF کلیدهای قدرت هماهنگ بوده و از تریپ بی‌مورد ترانسفورماتورهای پست و نیروگاه و گسترش حادثه ناشی جلوگیری می‌گردد.

مراجع

[۱] نظام‌نامه سیستم رله و حفاظت شبکه انتقال برق ایران، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، ویرایش ششم، اردیبهشت ماه ۱۴۰۲.
[۲] مشخصات فنی، عمومی و اجرایی پست‌ها، خطوط فوق توزیع و انتقال سیستم‌های حفاظتی در پست‌های فشار قوی، نشریه شماره ۲-۵۰۲، شرکت توانیر، ابلاغ شده در تاریخ ۱۳۸۸/۰۶/۰۲.
[3] IEEE std. C37.119, IEEE Guide for breaker failure protection of power circuit breakers, 2016.
[4] IEEE std. C37.113, IEEE guide for protective relay applications to transmission lines, 2015.
[5] Kasztenny B., Thompson M., “Breaker Failure Protection, Standalone or Integrated With Zone Protection Relays,” Proceedings of the 64th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2011.
[6] Hataway, Greg, Jonathan Ellison, and Michael Thompson, "Improving Breaker Failure Protection for Generator Applications." In proceedings of the 38th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA. 2011.
[7] Altuve, Héctor J., Michael J. Thompson, and Joe Mooney, "Advances in breaker-failure protection." In Proc. Of the 33rd Western Protective Relay Conference. 2006.
[8] Elmore, W., Li, H., Westinghouse Electric Corp., “Breaker Failure Relaying,” Silent Sentinels, RPL 80-1, June 1980.
[9] IEEE std. C37.91, IEEE guide for protecting power transformers, 2021.
[10] Gerhard Ziegler, "Numerical Distance Protection", Fourth edition, Siemens, 2011.
[11] Gerhard Ziegler, "Numerical Differential Protection", Fourth edition, Siemens, 2012.
[12] Network Protection and Automation Guide, Areva, 2011.
[13] Donald Reimert, "Protective Relaying for Power Generation Systems", 2006.
[14] NERC Technical Reference Document on Power Plant and Transmission System Protection Coordination, July 2010.
[15] Extensive studies and enhancement of Iranian HV power system, Section report on protection coordination, revision A, SIEMENS, 03/04/2009.