



REINTEK

(REKAYASA INNOVASI TEKNOLOGI)

Jurnal Ilmu Pengetahuan dan Teknologi Terapan

Respon Helmets Sepeda Motor Yang Dikenai Beban Impak Menggunakan Metode Jatuh Bebas
Rahmat Kartolo Simanjuntak (Dosen Kopertis Wilayah I)

Analisis Pemasangan Kapasitor Untuk Memperbaiki Cos ϕ Pada Motor Induksi 3 Fasa
Mahdi Syukri (Universitas Syiah Kuala)

Fasa Analisa Pengendalian Kualitas Dengan Penggunaan Metode Six Sigma Sebagai Usaha Peningkatan Kualitas Berkelanjutan
Riana Puspita (Institut Teknologi Medan)

Analisis Jenis Tanah Terhadap Laju Resapan Air Pada Lubang Resapan Biopori (Studi khusus) Daerah Amplas Kota Medan
Said Muzambiq (Institut Teknologi Medan)

Memperbesar Daya Output Dengan Memparalel Transistor Pada Amplifier
Rohana (Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara)

Synthesis and Characterization of Noble Metals (Pt and Rh) Supported On $-Al_2O_3$ Catalysts
Husni (Universitas Syiah Kuala)

Pembahasan Alqur'an Dengan Pendekatan Paradigma Angka
Helma Widya (Institut Teknologi Medan)

Pengaman Arus Lebih Untuk Gangguan Fase Dan Pentanahan Pada Jaringan Listrik
Sriadhi (Universitas Negeri Medan)

Eksplorasi Batu Gamping Pembawa Galena Dengan Metoda Geolistrik Tahanan Jenis Di Desa Pagargunung Kec. Kota Nopan Kab. Madina Prov. Sumatera Utara
Syafriadi (Institut Teknologi Medan)

Desain Sistem Kontrol Robot Otomatis Penyusun Barang Pada Gudang
Hermansyah Alam (Institut Teknologi Medan)

Composite Cement Interior Wall Partition Board
Kinanti & Norizal (UNIMED & Universiti Sains Malaysia)

Aplikasi Thermokopel Type 'K' Pada Pemanas Air
Muhammad adam (AMIK Mahaputra Pekanbaru)

Upaya Efisiensi Pemakaian Daya Listrik Dengan Perbandingan Lampu TL, Lampu HE Dan Lampu Pijar Pada Rumah Sederhana

Abdul Azis & Zulfikar (Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara)

Jurnal Reintek	Vol. 6	No. 2	Hlm. 91 - 200	Medan, Desember 2011	ISSN 1907-5030
-------------------	--------	-------	------------------	----------------------------	-------------------

PENGAMANAN ARUS LEBIH UNTUK GANGGUAN FASE DAN PENTANAHAN PADA JARINGAN LISTRIK

Sriadhi

Teknik Elektro FT Universitas Negeri Medan
Jl. Willem Iskandar, Medan Estate
sriadhi01@yahoo.co.id

Abstract

Electricity network requires protection against a variety of disorders such as short circuit phases, phase-zero, phase-earth, lightning strikes, and so on. Fault current should be calculated on each section and each level that allows an interruption to determine the characteristics of the equipment needed to overcome the disorder. When a disturbance occurs on the far side of the channel nearest the relay should operate first with a time shorter than the next relay. The minimum time difference between adjacent breaker about 0-4 seconds. Total interval required depending on the speed and performance of the CB operation relay, normally is 0.5 seconds. With modern CB relay is faster and lower overshoot considered reasonable 0.4 seconds. At low current noise errors are allowed to IEC 60255 is 7.5% of operating time. Protection systems must meet five basic criteria of selectivity, sensitivity, reliability, quickness and non-interference.

Keyword: fault phase-earth, over current, protection system,

1. Pendahuluan

Proteksi terhadap arus lebih merupakan sistem pengamanan paling awal dalam sistem kelistrikan. Penggunaan relay arus lebih membutuhkan pengetahuan yang cukup untuk melindungi gangguan arus yang mengalir pada setiap bagian dalam sistem jaringan listrik. Oleh karena itu diperlukan data berkenaan dengan sistem yang akan dilindungi, antara lain : (a) Diagram satu garis dari sistem pembangkit yang memperlihatkan tipe dan rating dari piranti proteksi dan kaitannya dengan trafo arus; (b) Impedansi dalam persen atau unit pada semua trafo tenaga, rotasi mesin dan rangkaian feeder; (c) Nilai minimum dan maksimum arus hubung singkat (I_{sc}) yang diperkirakan mengalir pada setiap peralatan proteksi; (d) Arus beban maksimum yang mengalir; (e) Arus start yang diperlukan motor; (f) Aliran tiba-tiba yang masuk ke trafo, panas dan kerusakan lainnya; (g) Kurva penurunan yang menunjukkan tingkat kerusakan arus gangguan dari generator; (g) Kurva capaian dari trafo arus. Kelengkapan data akan menentukan sistem proteksi yang akan dikembangkan sehingga mampu melindungi sistem jaringan listrik dari gangguan arus lebih.

2. Permasalahan dan Metode Pemecahan

Gangguan pada sistem kelistrikan dapat terjadi kapan saja dan pada daerah atau wilayah manapun dari sistem. Gangguan yang terjadi akan meningkatkan arus listrik yang dapat merusak sistem kelistrikan, baik jaringan instalasi, peralatan yang digunakan, keselamatan manusia bahkan kerusakan lingkungan. Oleh sebab itu gangguan harus dapat dicegah sedini mungkin agar kerusakan tidak terjadi. Banyak faktor yang menyebabkan terjadinya gangguan pada sistem jaringan listrik, seperti :

- Gangguan arus lebih, yaitu terjadi akibat hubung singkat (short circuit) pada saluran 1 fase dengan tanah, fase dengan fase, dua fase dengan tanah, atau gangguan akibat kebocoran isolasi, efek corona, bahkan beban lebih pada sistem suplai tenaga listrik.
- Jatuh tegangan, terjadi bukan karena hubung singkat tetapi karena sebab lain seperti jatuh tegangan pada line dan mesin atau gangguan medan pada alternator.

- Power balik, gangguan ini terjadi hanya dalam sistem interkoneksi. Generator mengalami gangguan pada medannya, atau gangguan pada start motor.
- Sambaran petir terhadap perangkat jaringan listrik.

Faktor-faktor di atas merupakan ancaman bagi operasional kelistrikan yang dapat merusakkan secara sistem, karena itu sedini mungkin gangguan harus dapat diestimasi dan diantisipasi. Persoalannya adalah sistem proteksi seperti apa yang tepat digunakan untuk melindungi jaringan listrik? Piranti apa yang digunakan? Bagaimana setting dan cara kerja sistem proteksi?

Kajian ini dibatasi hanya pada pengamanan terhadap arus lebih akibat gangguan fase dan pentanahan. Metode pengamanan yang dibahas difokuskan pada sistem pengamanan dengan grading arus dan waktu.

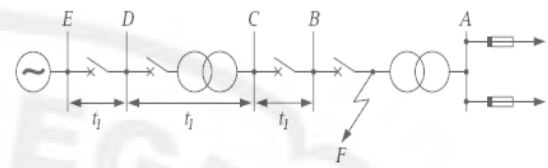
3. Sistem Pengamanan Arus Lebih (*Over Current*) Gangguan Fase dan Tanah

Beberapa metoda yang digunakan untuk mengoreksi kordinasi terhadap gangguan adalah perbedaan waktu atau perbedaan arus lebih atau kombinasi keduanya. Tujuan umum tiga metoda tersebut adalah mendapatkan diskriminasi indikator secara benar. Ini dimaksudkan untuk mengisolasi hanya yang mengalami gangguan saja yang dilokalisir proteksi sedangkan lainnya tetap berjalan normal.

3.1. Prinsip Grading Waktu dan Arus

Pada sistem radial pengaturan waktu dari relai arus-lebih diatur sedemikian rupa sehingga relai dari pusat pembangkit lebih singkat waktu operasinya. Ketika gangguan terjadi pada sisi jauh saluran relay terdekat harus beroperasi lebih dulu, waktu operasi relay harus lebih singkat daripada relai berikutnya. Perbedaan waktu minimum antara breaker yang bersebelahan sekitar 0-4 detik.

Metode untuk menentukan seting waktu pada setiap relay pengontrolan circuit breaker dalam sistem kelistrikan mengharuskan breaker melakukan aksi lebih dulu pada saat terjadi gangguan.



Gambar 1. Contoh proteksi grading waktu

Jika gangguan terjadi pada titik F, proteksi arus lebih pada B,C,D dan E dideteksi relay arus lebih yang beroperasi dengan elemen sensitif. Relay B disetting dengan interval waktu singkat untuk mengatasi gangguan A. Setelah jeda waktu tersebut relay output menutup kontak untuk melakukan trip CB. Relay C memiliki waktu delay yang cukup terhadap t_1 detik, demikian juga dengan relay pada D dan E. Jika muncul gangguan pada F, relay B akan beroperasi dalam t detik dan CB B akan mengamankan gangguan sebelum relay C,D dan E memiliki waktu operasi. Interval waktu t_1 antara tiap relay disetting dengan tepat. Pada grading arus, variasi arus gangguan menjadi dasar dengan impedansi antara sumber dan titik gangguan.

Diskriminasi oleh arus bergantung pada kenyataan bahwa kesalahan bervariasi dengan posisi kesalahan karena perbedaan nilai impedansi antara sumber dan gangguan. Oleh karena itu, biasanya mengontrol relay pemutus sirkuit diatur untuk beroperasi sesuai nilai seting relay terdekat. Untuk gangguan pada F₁, arus hubung singkatnya adalah :

$$I = \frac{6350}{Z_s + Z_{L1}} A$$

Dimana : Z_s = impedansi sumber ($11^2/250 = 0.485 \Omega$)

Z_{L1} = impedansi kabel antara C dan B (0.24Ω)

Dengan demikian arus hubung singkatnya adalah:

$$I = \frac{11}{\sqrt{3} \times 0.725} = 8800 A$$

Jadi relay pemutus sirkuit pada C harus disetting beroperasi pada gangguan 8800A untuk melindungi seluruh bagian antara C dan B. Sistem dengan diskriminasi arus kurang praktis untuk grading sirkuit antara C dan B. Namun hal ini dapat diperbaiki dengan impedansi signifikan antara dua busbar terhubung. Grading yang diperlukan antara busbar C dan A

diasumsikan gangguan terjadi pada F4, maka I_{sc} adalah :

$$I = \frac{6350}{Z_s + Z_{L1}} A$$

Dimana :

Z_s = impedansi sumber (0.485 Ω)

Z_{L1} = impedansi kabel antara C- B (0.24 Ω)

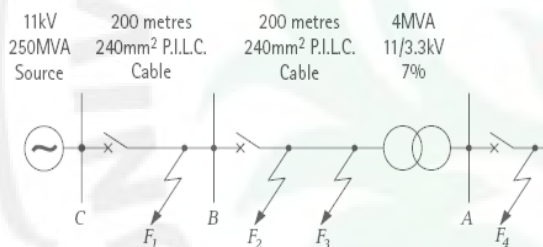
Z_{L2} = impedansi kabel antara B dan trafo 4MVA (0,04 Ω)

Z_T = impedansi trafo (0,07 $\{11^2/4\}$ = 2,12 Ω)

Maka arus hubung singkatnya adalah:

$$I = \frac{11}{\sqrt{3} \times 2.885}$$

$$= 2200 A$$



Gambar 2. Sistem radial diskriminasi arus

Pada rangkaian di atas, relay CB di B diatur untuk beroperasi pada arus 2200 A ditambah pengaman margin non operasi gangguan di F4 karena diskriminasi relay di A. Dengan asumsi margin keamanan 20% untuk memungkinkan kesalahan relay lebih 10% untuk nilai impedansi, maka cukup rasional memilih pengaturan relay 1,3 x 2200 A, yaitu 2860A untuk relay di titik B. Dengan asumsi gangguan di F3, pada ujung kabel 11kV feeder trafo 4 MVA, arus hubung singkatnya adalah :

$$I = \frac{11}{\sqrt{3} (Z_s + Z_{L1} + Z_{L2})}$$

Dengan asumsi sumber gangguan pada level 250 MVA maka arus hubung singkatnya adalah :

$$I = \frac{11}{\sqrt{3} (0.485 + 0.24 + 0.04)} = 8.300 A$$

Alternatif lain, asumsi sumber gangguan pada level 130 MVA :

$$I = \frac{11}{\sqrt{3} (0.93 + 0.214 + 0.04)} = 5.250 A$$

Dengan kata lain, untuk nilai sumber pada tingkat lainnya relay di B akan beroperasi dengan benar untuk gangguan di titik manapun pada kabel feeder trafo 11 kV.

3.2. Standar IDMT

Relay arus lebih standar karakteristik tripping arus/waktu untuk relay IDMT bervariasi sesuai dengan waktu yang diperlukan dan karakteristik perangkat proteksi yang digunakan dalam jaringan. Dalam kajian ini digunakan IEC 60255.

Tabel 1. Karakteristik Relay IEC 60255

Karakteristik Relay	Ekuasi IEC 60255
Standard Inverse (SI)	$t = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1}$
Very Inverse (VI)	$t = TMS \times \frac{13.5}{I_r - 1}$
Extremely Inverse (EI)	$t = TMS \times \frac{80}{I_r^2 - 1}$
Long time standard earth fault	$t = TMS \times \frac{120}{I_r - 1}$

Tabel 2. Karakteristik Relay Standar IDMT

Karakteristik Relay	Ekuasi IEC 60255
IEEE Moderately Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{0.0515}{I_r^{0.02} - 1} \right) + 0.114 \right\}$
IEEE Very Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{19.61}{I_r^2 - 1} \right) + 0.491 \right\}$
Extremely Inverse (EI)	$t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{28.2}{I_r^2 - 1} \right) + 0.1217 \right\}$
US C08 Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{5.95}{I_r^2 - 1} \right) + 0.18 \right\}$
US C02 Short Time Inverse	$t = \frac{TD}{7} \left\{ \left(\frac{0.02394}{I_r^{0.02} - 1} \right) + 0.01694 \right\}$

$I_r = (I/I_s)$ di mana I_s = seting arus relay

TMS = Time multiplier setting

TD = Time dial setting

3.3. Interval Grading

Interval total yang dibutuhkan tergantung pada kecepatan operasi CB dan kinerja relay, normalnya adalah 0.5 detik . Dengan CB modern yang lebih cepat dan relay overshoot yang lebih rendah 0.4 detik dinilai wajar. Pada gangguan arus rendah, kesalahan diijinkan untuk IEC 60255 adalah 7,5% dari waktu operasi. Untuk interval grading minimum t' dapat dihitung dengan formula :

$$t' = \left[\frac{2E_R + E_{CT}}{100} \right] t + t_{CB} + t_o + t_s$$

Di mana :

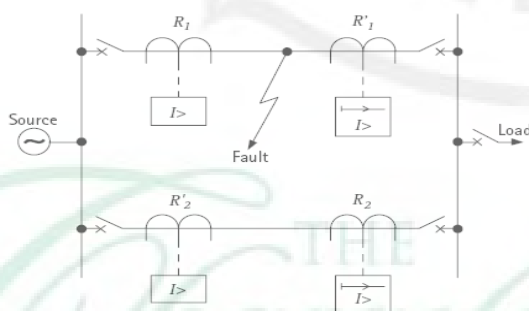
- E_r = kesalahan waktu relay (IEC 60255-4)
- E_{ct} = rasio toleransi kesalahan CT (%)
- t = waktu operasi relay terdekat gangguan
- t_{CB} = waktu interupsi CB (detik)
- t_o = waktu overshoot relay
- t_s = margin pengamanan (detik)

Jika $t = 0.5$ detik, interval waktu relay elektromekanik melakukan tripping konvensional CB adalah 0.375 detik, sedangkan relay statis melakukan tripping CB vakum dengan interval lebih rendah 0.24 detik. Jika relay arus lebih memiliki independen definit waktu delay, harga t' dapat dihitung sebagai berikut:

$$t' = \left[\frac{2E_R}{100} \right] t + t_{CB} + t_o + t_s$$

3.4. Relay Direksional

Penggunaan relay non-unit, non-directional secara paralel feeder memiliki sumber tunggal, setiap gangguan yang terjadi pada beberapa line akan mengisolasi kedua saluran dan memutuskan seluruh aliran listrik. Konfigurasi perlu menggunakan relay directional di ujung penerima untuk memastikan operasi diskriminatif dari relay selama terjadi gangguan pada line. Hal ini dilakukan dengan menempatkan relay arah R1 dan R2' dengan rating sampai 50% dari beban penuh dari sistem yang diproteksi dengan waktu 0.1TMS

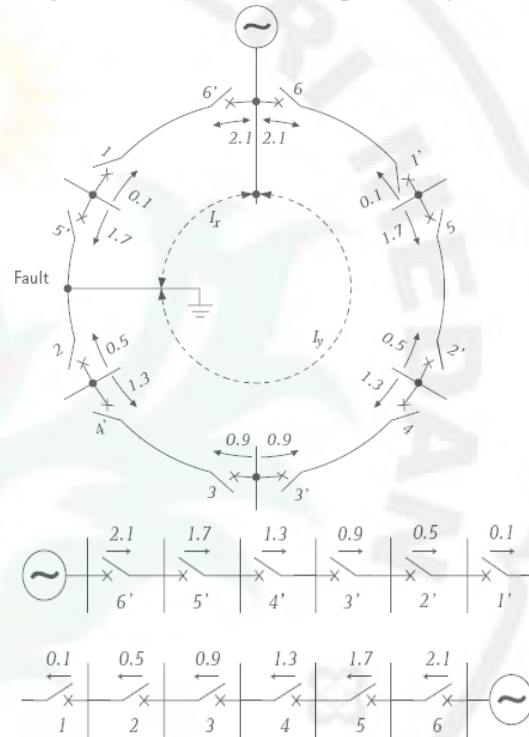


Gambar 3. Relay directional paralel feeder.

3.5 Grading Ring Utama

Prosedur grading untuk relay di ring utama sirkuit adalah untuk membuka ring di titik pasokan dan grade relay pertama searah jarum jam di urutan 1-2-3 - 4-5-6 kemudian

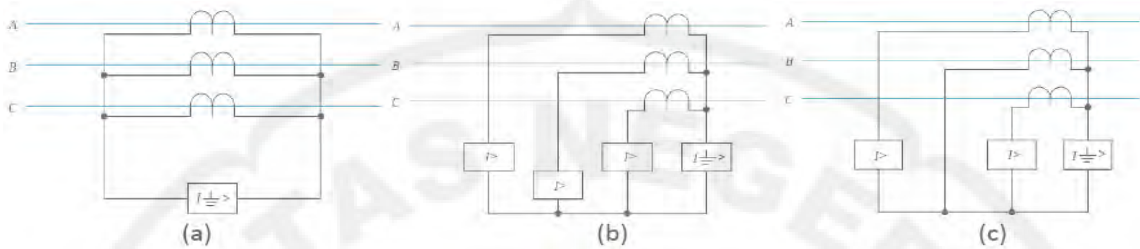
berlawanan arah jarum jam dengan urutan 1'-2'-3'-4'-5'-6', seperti yang ditunjukkan pada gambar 4. Pemutusan hubungan dari line gangguan dilakukan sesuai waktu dan arah arus gangguan. Seperti pada sistem paralel arus gangguan memiliki dua jalur dan terbagi dengan rasio terbalik dari impedansinya.



Gambar 4. Grading pada Ring Utama

3.6 Proteksi Gangguan Pentanahan

Relay gangguan tanah tidak terpengaruh oleh arus beban apakah seimbang atau tidak, dan dapat diatur berdasarkan disain peralatan dan ketidak seimbangan kebocoran atau arus kapasistansi ke tanah. Komponen residual diekstraksi dengan menghubungkan line transformator arus secara paralel seperti gambar 5. Koneksi sederhana pada gambar 5(a) dikembangkan dengan menghubungkan elemen arus lebih di fase sebelumnya, (gambar 5b), dan memasukkan relay gangguan tanah antara titik bintang dari kelompok relay dan transformer arus. Fase arus gangguan selalu dilakukan pada dua fase karena gangguan antar fase ke tanah tidak terpengaruh seperti diilustrasikan dalam gambar 5(c).

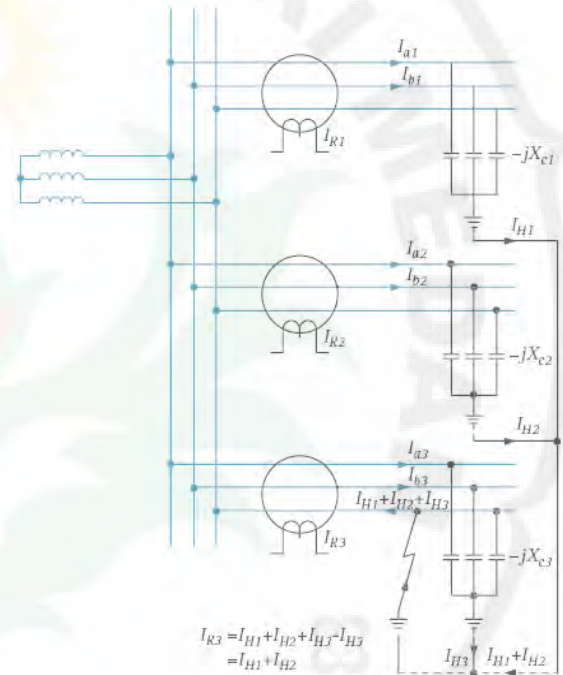


Gambar 5. Hubungan residual trafo arus ke relay gangguan tanah

Gangguan arus lebih directional ke tanah perlu dilakukan dalam kondisi berikut :

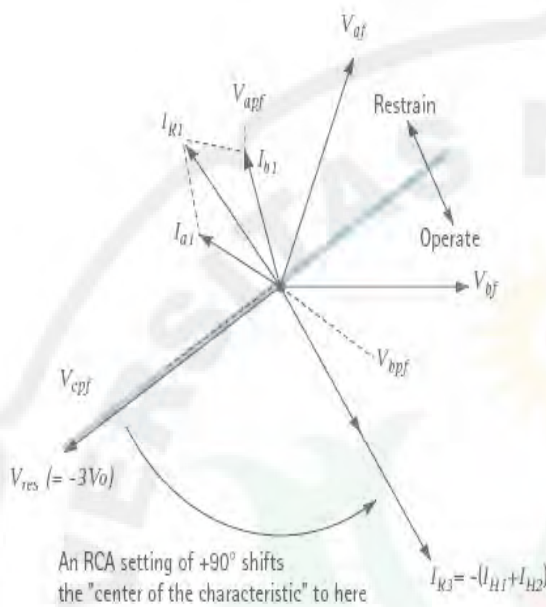
- Setiap gangguan tanah di mana arus lebih yang diproteksi adalah dengan relay direksional.
- Jaringan terisolasi dibumikan
- Kumputan Petersen dengan jaringan dibumikan
- Sensitivitas proteksi gangguan tanah tidak cukup dengan penggunaan relay directional

Ketika gangguan fase-tunggal bumi terjadi, tegangan fase meningkat $\sqrt{3}$ dan tegangan tiga fase tidak lagi memiliki penjumlahan fasor dari nol. Oleh karena itu elemen residual tegangan dapat digunakan untuk mendeteksi gangguan. Namun metode ini tidak memberikan diskriminasi, ketidakseimbangan tegangan pada pada seluruh bagian yang terkena dampak dari sistem. Satu keuntungan dari metode ini adalah bahwa tidak ada CT yang diperlukan, seperti tegangan yang diukur. Grading merupakan masalah dalam metode ini, karena semua relay di bagian yang terkena akan mengalami gangguan.



Gambar 6. Distribusi arus dalam sistem isolasi dengan gangguan fase-tanah.

Metode ini pada prinsipnya diaplikasikan pada sistem MV, karena bergantung pada deteksi arus yang muncul karena ketidak seimbangan fase. Gambar 7 menyatakan gangguan fase tunggal-tanah.



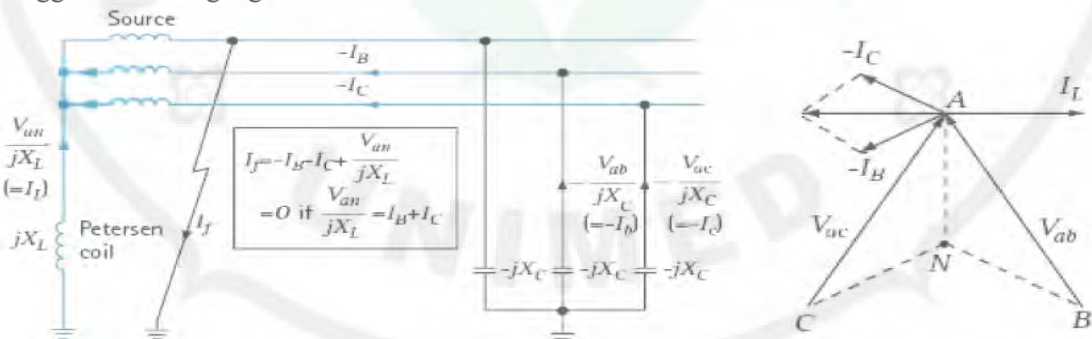
Gambar 7. Diagram fasor sistem isolasi dengan gangguan fase-tanah

Penggunaan inti keseimbangan CT sangat penting. Dengan mengacu pada gambar 7, arus ketidakseimbangan pada feeder tertinggal residu tegangan 90°. Arus residual

pada feeder ini menjadi $\sqrt{3}$ nilai normal. Besarnya arus residual tiga kali arus steady-state per fase.

3.6 Proteksi Gangguan Pentanahan pada Kumparan Petersen

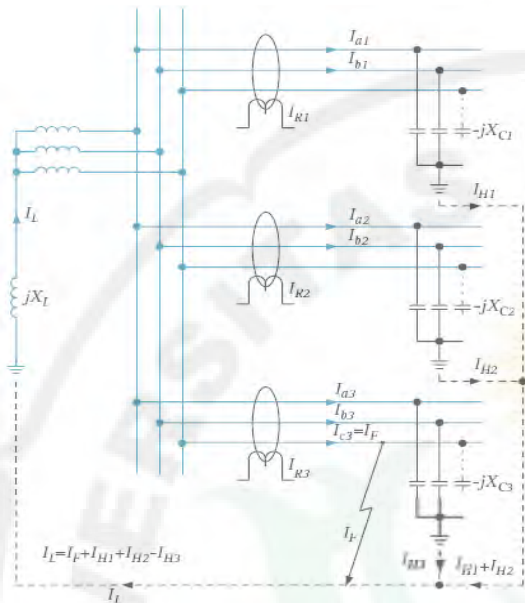
Sistem pentanahan kumparan Petersen merupakan kasus khusus impedansi tinggi. Jaringan ini ditanahkan melalui reaktor dengan reaktansi dibuat nominal sama dengan kapasitansi total sistem ke tanah. Dalam kondisi ini gangguan fase tunggal ke tanah tidak akan mengakibatkan arus gangguan tanah manapun dalam kondisi steady-state. Efektivitas metode ini tergantung pada akurasi ketepatan dari nilai reaktansi dan perubahan dalam sistem kapasitansi (karena perubahan sistem konfigurasi misalnya) yang akan memerlukan perubahan pada kumparan reaktansinya. Namun demikian dalam prakteknya, ketepatan kumparan reaktansi dengan kapasitansi sistem sangat sulit untuk dicapai sehingga gangguan tanah yang ringan akan selalu terjadi.



Gambar 8. Gangguan pentanahan sistem kumparan Petersen

Gambar 8 mengilustrasikan suatu jaringan sederhana pentanahan kumparan Petersen. Ekuasi secara jelas memperlihatkan bahwa jika reaktor dilakukan secara tepat (tuned) tidak ada arus gangguan pentanahan yang akan terjadi.

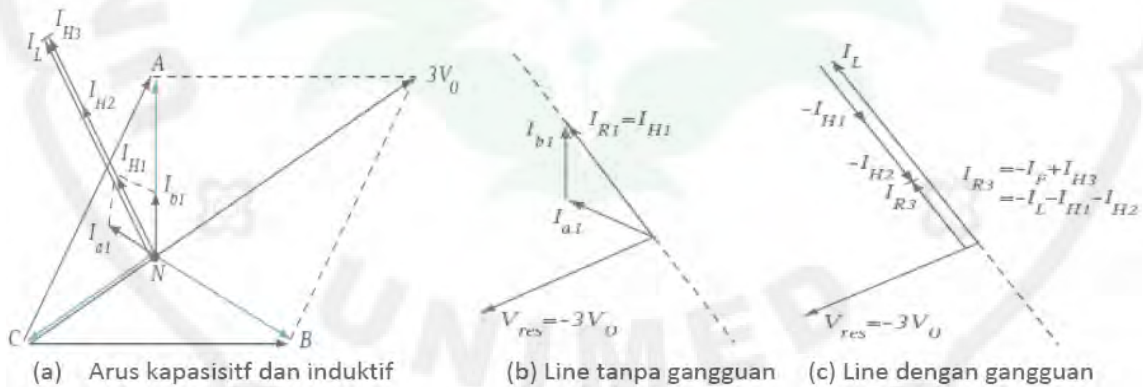
Vektor arus gangguan 1 fase



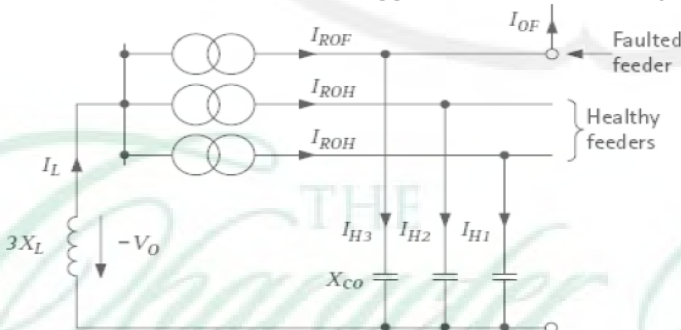
Gambar 9. Distribusi arus gangguan fase-tanah pada sistem radial. Pada gambar 9 diperlihatkan bahwa sistem pentanahan distribusi radial menggunakan

kumparan Petersen. Satu feeder memiliki gangguan fase-tanah pada fase C. Sedangkan pada gambar 10 memperlihatkan hasil diagram phasornya dengan asumsi bahwa tidak ada timbul resistansi.

Pada Gambar 10(a) dapat dilihat bahwa gangguan menyebabkan tegangan fase meningkat sebesar $\sqrt{3}$ dan arus pengisian mendahului tegangan dengan sudut sebesar 90° . Penggunaan CBCT arus ketidakseimbangan terlihat pada feeder yang menjadi vektor sederhana penambahan I_{A1} , dan I_{B1} dan ini terletak tepat pada 90° tertinggal dari residu tegangan. Pada gambar 10(b) besarnya arus residu I_{R1} sama dengan tiga kali dari arus steady-state per fase. Pada gangguan feeder ini arus residu adalah sama dengan $I_L - I_{H1} - I_{H2}$, sebagaimana diperlihatkan pada gambar 10(c). Untuk lebih jelas lagi maka dapat dilihat pada urutan jaringan seperti diperlihatkan pada gambar 11.



Gambar 10. Gangguan fase-tanah dalam jaringan kumparan Petersen



Keterangan :

I_{ROF} = arus residual gangguan feeder

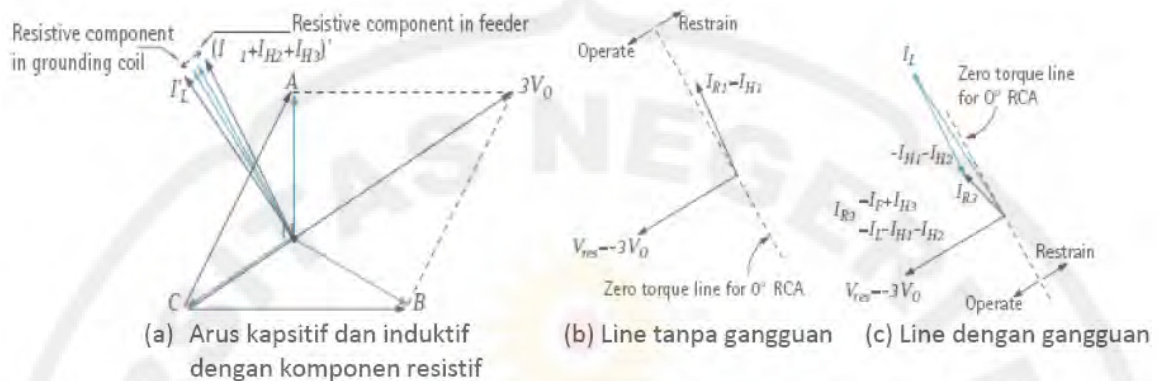
I_{ROH} = arus residual pada feeder normal

$-I_{OF} = I_L - I_{H1} - I_{H2} - I_{H3}$

$I_{ROF} = I_{H3} + I_{OF}$

$-I_{ROF} = I_L = I_{H1} = I_{H2}$

Gambar 11. Arus residual pada jaringan urutan nol



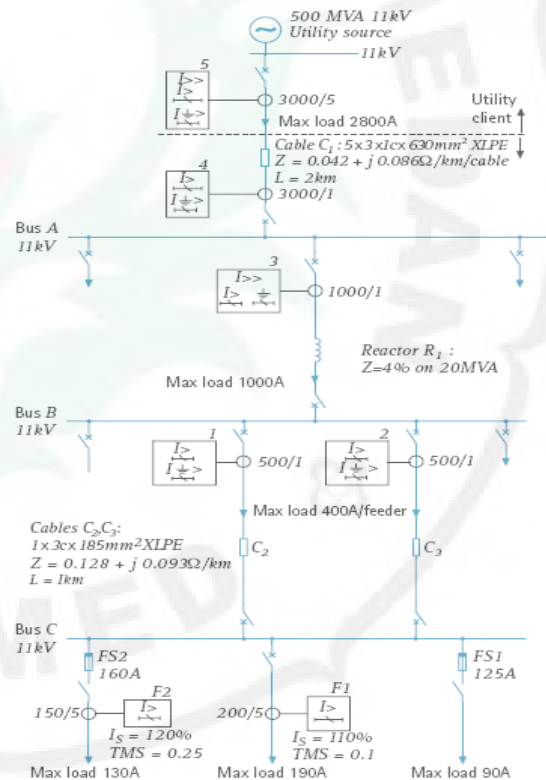
Gambar 12. Proteksi gangguan fase C dengan tanah dalam kumpulan Petersen

3.7 Contoh Pengamanan dengan Grading Waktu dan Arus

Bagian ini memberikan rincian grading waktu/arus dari beberapa contoh jaringan untuk menggambarkan proses pengaturan dan perhitungan relay. Persoalannya adalah untuk menghitung setting relay yang sesuai pada relay 1-5 inklusif. Karena contohnya konsers dengan penilaian, pertimbangan proteksi zona bus, dan persyaratan tegangan CT tidak ditangani. Semua kurva diplot ke 11kV. Kontakor dipasang deret dengan sekering FS1/FS2 yang memiliki kapasitas maksimum 3kA, dan relay F2 telah ditetapkan untuk memastikan bahwa sekering beroperasi sebelum kontakor dilalui arus lebih dari nilai ini. CT untuk relay F1, F2 dan 5 CT dengan skunder 5A, sedangkan sisanya adalah CT baru dengan sekunder 1A. Relay 5 adalah milik utilitas pasokan dan diperlukan untuk mengatur karakteristik SI untuk memastikan sesuai grading relay awal.

Perhitungan Impedansi

Semua impedansi pertama kali harus ditetapkan dengan besaran dasar yang dalam kajian ini ditetapkan 500MVA. Perhitungan impedansi dilakukan dengan rumus berikut.



Gambar 13. IDMT Relay grading

Reactor R₁

$$Z_{R1} = \frac{4 \times 500}{20} = 100\%$$

Cable C₁

$$Z_{C1} = \frac{0.096}{5} \times 2 = 0.038 \Omega$$

On 500MVA base,

$$Z_{C1} = \frac{0.038 \times 100 \times 500}{(11)^2} = 15.7\%$$

Cables C₂, C₃

$$Z_{C2}, Z_{C3} = 0.158 \Omega$$

On 500MVA base,

$$Z_{C2}, Z_{C3} = \frac{0.158 \times 100 \times 500}{(11)^2} = 65.3\%$$

Source Impedance (500MVA base)

$$Z_S = \frac{500}{500} \times 100\% = 100\%$$

Level Gangguan (Fault level)

Level gangguan dihitung menggunakan ketentuan berikut.

1) Pada bus C, untuk 2 feeder :

$$\text{Fault Level} = \frac{500 \times 100}{Z_{R1} + Z_S + Z_{C1} + Z_{C2} / 2} \text{MVA} = 10.6 \text{ kA on } 11 \text{ kV base}$$

$$\text{Untuk feeder tunggal, fault level} = 178 \text{ MVA} = 9.33 \text{ kA}$$

2) Pada bus B

$$\text{Fault Level} = \frac{500 \times 100}{Z_S + Z_{C1} + Z_{R1}} \text{MVA} = 232 \text{ MVA} = 12.2 \text{ kA}$$

3) Pada bus A

$$\text{Fault Level} = \frac{500 \times 100}{Z_S + Z_{C1}} \text{MVA} = 432 \text{ MVA} = 22.7 \text{ kA}$$

4) Pada sumber

$$\text{Fault level} = 500 \text{ MVA} = 26.3 \text{ kA}$$

3.9 Pemilihan Rasio CT

Pemilihan rasio CT perlu pertimbangan tidak hanya arus beban maksimum tetapi juga arus sekunder maksimum dalam kondisi

mengalami gangguan. Sekunder CT umumnya dinilai untuk membawa arus jangka pendek sampai 100x rating Is. Karena itu perlu pemeriksaan tidak hanya pada CT baru dengan arus sekunder lebih dari 100A saat arus gangguan maksimum mengalir di bagian primer. Perhitungan arus gangguan pada kondisi ini dapat dipenuhi sehingga modifikasi rasio CT tidak diperlukan.

3.10 Pengaturan Relay Arus Lebih

Relay ini melakukan proteksi arus lebih pada kabel feeder, Busbar C dan proteksi cadangan relay F1, F2 yang terkait dengan sekering FS1 dan FS2. Pengaturan untuk relay 1 dan 2 sama, perhitungan hanya dilakukan untuk Relay 1. Pertimbangan pertama adalah pengaturan arus relay. Relay 1 harus mampu men set kembali pada arus 400A pada rating feeder. Relay memiliki drop-off/pick-up dengan rasio 0,95 sehingga pengaturan arus relay tidak boleh kurang dari 400/0.95, atau 421A. Setelan yang cocok yang lebih besar dari nilai ini adalah 450A. Namun dapat direkomendasi bahwa pengaturan arus ini harus tiga kali nilai sekering terbesar (yaitu 3 x 160A, rating sekering terbesar di sirkuit keluar busbar C) mengarah ke pengaturan arus 480A, atau 96% dari rating relay arus primer.

Margin grading sekarang harus dipertimbangkan. Untuk kesederhanaan, margin grading tetap 0.3 detik antara relay. Antara sekering dan relay dengan sekering FS2 pra-lengkung waktu 0.01 detik grading marjin adalah 0.154 detik. Pertimbangkan proteksi arus lebih IDMT, pilih karakteristik EI seperti sekering hilir untuk memastikan grading. Relay harus membedakan waktu operasi terpanjang antara relay F1, F2 dan sekering FS2 (menjadi sekering terbesar) pada tingkat gangguan maksimum oleh relay 1 dan 2. Arus gangguan maksimum dilihat pada relay 1 untuk gangguan di Busbar C terjadi ketika hanya satu kabel C2, C3 dalam pelayanan.

Dengan karakteristik EI yang digunakan untuk relay F1 dan F2, operasi waktu untuk relay F1 adalah 0.02 detik pada TMS = 0,1 karena gangguan arus lebih besar dari 20 kali seting relay, di mana titik karakteristik EI menjadi waktu yang pasti dan 0.05 detik untuk relay F2 (TMS = 0,25). Oleh karena itu pilih waktu operasi relay 1 = 0,3+0,05 = 0.35 detik,

untuk memastikan grading relay F2 pada gangguan arus 9.33kA. Dengan pengaturan primer 480A, arus gangguan 9.33kA mewakili $9330/480 = 19,44$ kali seting. Oleh karena itu waktu operasi relkay 1 pada TMS = 1.0 adalah 0.21 detik.

$$TMS = \frac{\text{operation time required}}{\text{Actual op. time required at TMS}=1.0}$$

$$\therefore TMS = \frac{0.35}{0.21} = 1.66$$

Nilai TMS berada di luar jangkauan seting relay (pengaturan maksimum 1.2). Dengan penataan kembali rumus untuk EI

$$I_{sr1f} = \sqrt{\frac{80}{t} + 1}$$

Dimana :

t = waktu operasi yang diperlukan

I_{sr1f} = seting dari arus gangguan relay

Dengan t = 0,35 maka $I_{sr1f} = 15.16$

$$I_{sr1} = \frac{9330}{15.16} = 615.4 A$$

$$I_{sr1} = \frac{616}{500} = 1.232$$

Gunakan I.24 = 620A nilai terdekat yang tersedia

Pada TMS 1.0, waktu operasi pada 9330A adalah

$$= \frac{80}{\left(\frac{9330}{620}\right)^2 - 1} = 0.355$$

TMS yang diperlukan adalah :

$$= \frac{0.35}{0.355} = 0.99$$

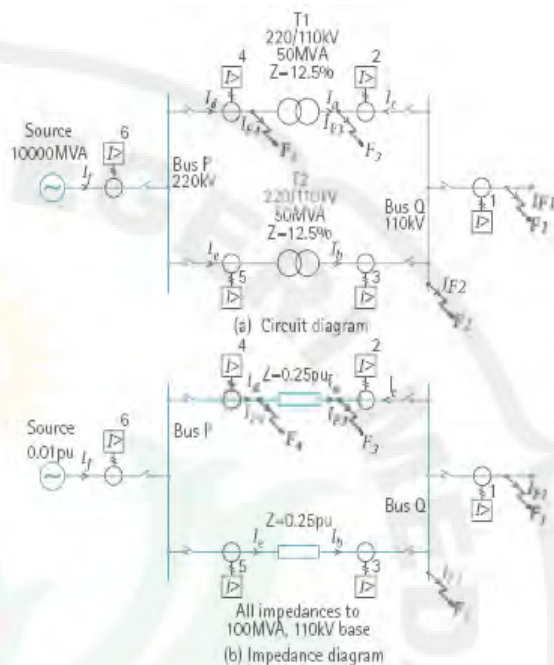
Untuk kenyamanan gunakan TMS 1,0 sedikit lebih besar dari nilai yang diminta. Karakteristik EI digunakan untuk memastikan grading relay 1 dan 2. Arus beban maksimum 1000A, seting relay 3 adalah :

$$I_{sr3} > \frac{\text{feeder flc}}{CT \text{ primary current} \times 0.95}$$

Substitusikan nilai $I_{sr3} = 1052A$. Gunakan seting 106% atau 1060A nilai terdekat yang tersedia di atas 1052A.

3.11 Proteksi Feeder Paralel

Gambar berikut memperlihatkan dua feeder trafo paralel yang membentuk bagian dari rangkaian pasokan.



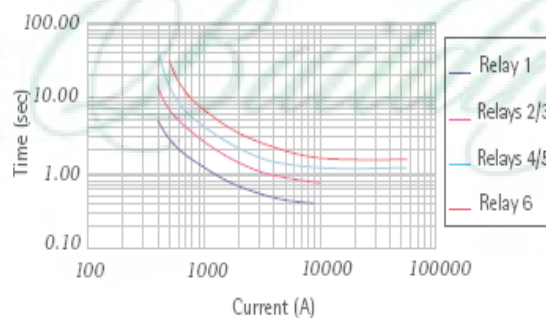
Gambar 14. Sistem diagram paralel feeder

Contoh ini menunjukkan bahwa kecuali relay 2 dan 3 yang dibuatdirectional keduanya akan maloperate untuk gangguan di F3. Pada gambar 14(b) diagram impedansi untuk base 100MVA dan 110kV. Jika relay 2 dan 3 non-directional, kemudian menggunakan karakteristik relay SI untuk semua relay, grading dari relay mengikuti:

- a) Gangguan di lokasi F1, dengan dua feeder dalam pelayanan
- b) Gangguan di lokasi F4, dengan satu feeder dalam pelayanan

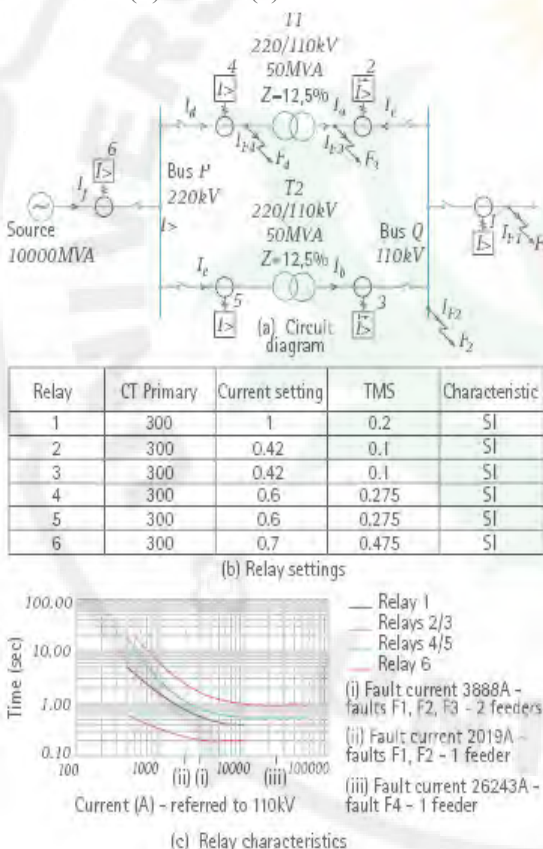
Tabel 3. Seting relay non directional

Relay	CT Primary	Current setting	TMS	Characteristic
1	300	1	0.2	SI
2	300	1.1	0.3	SI
3	300	1.1	0.3	SI
4	300	0.61	0.425	SI
5	300	0.61	0.425	SI
6	300	0.7	0.7	SI



Gambar 15. Kurva relay non-directional

Pengaturan ditunjukkan pada gambar 15(a) dapat dicapai dengan waktu operasi relay seperti gambar 15(b). Dengan membuat relay 2 dan 3 seperti gambar 15(a) pengaturan lebih rendah untuk relay dapat diadopsi dan diatur serendah mungkin (normal 50% dari arus beban penuh feeder dengan TMS dari 0,1). Aturan normal tentang perhitungan nilai seting arus secara deret digunakan. Pengaturan dan waktu operasi yang dihasilkan diberikan pada Gambar 16(b) dan 16(c).



Gambar 16. Grading relay directional pada paralel feeder

Dalam studi proteksi yang lengkap akan mencakup elemen pada sisi primer transfor dan analisis situasi dengan hanya satu transformator dalam pelayanan. Hal ini telah dihilangkan dari contoh bahasan ini karena tujuannya adalah untuk menggambarkan prinsip-prinsip perlindungan feeder paralel dalam model yang sederhana.

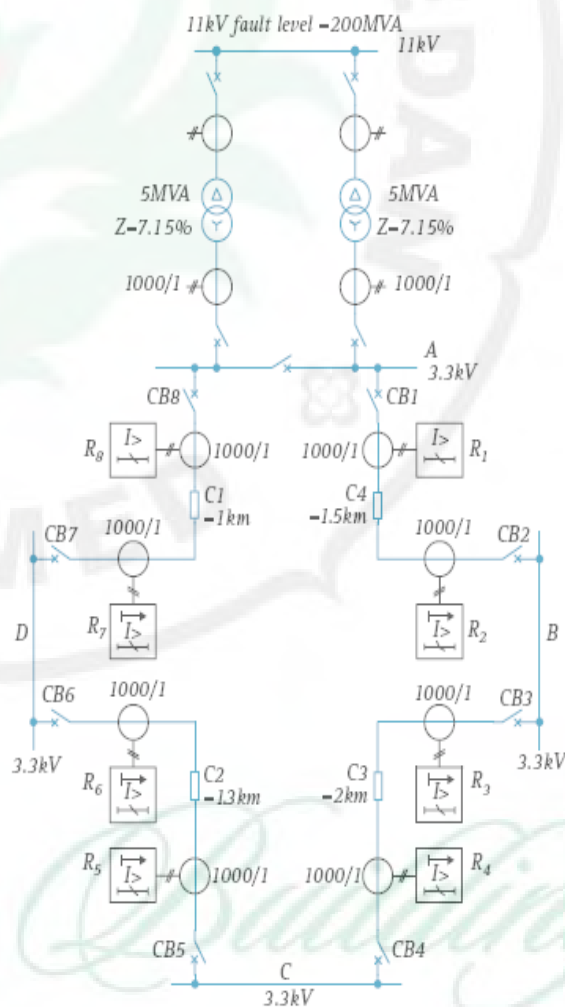
3.12 Grading Ring Utama

Gambar 17 menunjukkan sebuah ring utama sederhana dengan sebuah single infeed di bus A dan tiga busbar beban. Pengaturan untuk relay directional R2-R7 dan relay non-

directional R1/R8 diperlukan dalam sistem ini. Arus beban maksimum pada ring adalah 785A (arus maksimum kontinu dengan satu transformator keluar dari layanan), karena itu 1000/1A CT yang dipilih. Relay dipilih adalah seri MiCOM P140.

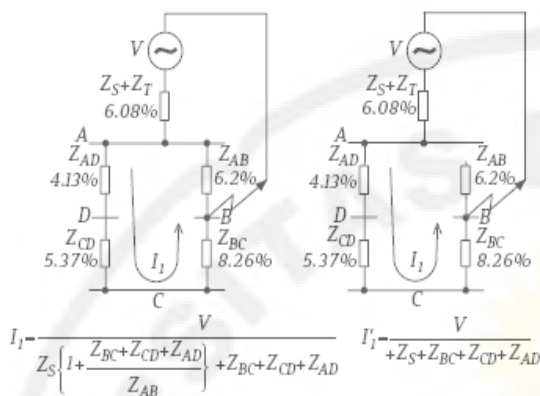
Langkah pertama adalah menentukan arus gangguan maksimum pada setiap lokasi relay. Dengan asumsi gangguan di bus B, dua kemungkinan konfigurasi dari ring harus dipertimbangkan, pertama adalah ring tertutup dan kedua ring terbuka. Untuk kenyamanan ring dianggap terbuka pada CB1 (CB8 perlu dipertimbangkan walau kesimpulannya akan sama).

Kabel 3x1cx1200mm², Aic onductor Z=0,09 Ω/km



Gambar 17. Rangkaian grading ring utama

Selanjutnya 18 memprlihatkan diagram untuk dua kasus tersebut. Arus gangguan tiga-fase I₁ dan I'₁ dapat dihitung masing-masing 2.13kA dan 3.67kA.



(a) Ring tertutup (b) Ring terbuka pada CB₁

Gambar 19. Diagram impedansi ring terbuka

Arus beban tidak dapat mengalir dari bus D ke bus A sejak bus menjadi satu-satunya sumber. Karena itu arus relay rendah dan seting TMS dipilih untuk memastikan waktu gangguan secara cepat. Pengaturan arus relay 0,8 (yaitu CT 800A arus primer) dan TMS 0,05. Ini memastikan bahwa relay lain tidak akan di bawah kondisi arus beban normal. Pada saat gangguan 3376A, waktu operasi relay pada karakteristik SI adalah :

5. Daftar Pustaka

A.R Van C. Warrington (1982). *Protective Relays : Their theory and practice*. Chapman and Hall.

Bernhard G.A Skrotzki (1995). "A New Approach to the Arcing Fault Detection for Fast Autor Reclosure in Transmission System". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.10 (4).

Fesak.George, Helfrich,H, Vilcheck,W & Deutsch,D (1980). *Instantaneous CB Setting for The Short-circuit of Three PhaseTrailing Cable*. Virginia, Arlington

Gupta,J.B (1998). *Generation, Protection, Switchgear and Economics of Electrical Power*. Ludhiana : Katson Publishing House Inc, B.D Kataria and Sons.

Marco Polo Pereira Paulo, Cesar Vaz Esmeraldo (2000). *The Calculation of Short Circuit Currents in Overhead Ground Wires Using the EMTP/ATP* Rio de Janeiro, Brazil : Transmission Planning Department, Rua Real Grandeza, 219.

$$0.05 \times \left[\frac{0.14}{(4.22)^{0.02} - 1} \right] s = 0.24s$$

Grading relay R7 pada 3376A dengan waktu operasi minimal 0.54 detik. Arus Relay R5 diseting minimal 110% dari relay R7, karena itu dipilih seting relay R5 dengan arus 0,88 (yakni CT 880A arus utama). Waktu operasi relay R5 di TMS = 1,0 adalah

$$= \left[\frac{0.14}{(3.84)^{0.02} - 1} \right] s = 5.14s$$

$$\text{relay R5 TMS} = \frac{0.54}{5.14} = 5.14$$

4. Penutup

Pemilihan piranti proteksi harus didasarkan kepada karakteristik jaringan. Estimasi gangguan harus dapat diperhitungkan agar pengembangan sistem proteksi dapat menjamin keamanan sistem jaringan listrik. Satu hal yang harus diperhatikan adalah seting piranti pengaman harus tepat sesuai dengan batas yang arus yang diperbolehkan melalui sistem. Pemilihan piranti mengacu kepada nilai stnadar terdekat yang disediakan berdasarkan standar produksi.

Nobat,M. Dumas,F and Poulan C (2008). "Calculation of Short Circuit Current". *Cahier Technique Schneider Electric* no.158, pp.1-32.

Ortmeyer, Thomas H (2000). *Handbook of Electric Power Calculation*. New York : McGraw-Hill

PT. Jalamas Berkatama (2001). "Koordinasi Relay OC dan GFR untuk Penyulang Pembangkit" *Materi Kursus Proteksi Pada pembangkit*. Jakarta.

Whitaker, Jerry C (2002). "Safety and Protection Sitems" *AC Power Systems Handbook, 2nd Edition*. Boca Raton: CRC Press LLC

Sonnemann, W.K (1990). *Directional Element Connections for Fase Relays* Transactions A.I.E.E.