

ANALISIS SHORT CIRCUIT DAN MITIGASI BAHAYA ARC FLASH MENGGUNAKAN PERSONAL PROTECTIVE EQUIPMENT (PPE) PADA SWITCHGEAR 20 KV DAN POWER MOTOR CONTROL CENTER 0,42 KV DI PT. UNILEVER OLEOCHEMICAL INDONESIA.

Khafis Aji Syafrudin^{1*)}, Nugroho Agus Darmanto², Denis³

^{1,2,3}Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro, Semarang, Indonesia

^{*)} E-mail : adjikhafis@students.undip.ac.id

Abstrak

PT. Unilever Oleochemical Indonesia merupakan salah satu perusahaan oleokimia terbesar di dunia yang menggunakan 2 sumber tenaga listrik untuk menjalankan proses produksi, yaitu *Combined Heat Power* Gas Turbin Generator sebagai sumber energi dalam kondisi normal dan *feeder* PLN sebagai *backup* energi. Sistem ketenagalistrikan yang aman dan handal menjadi hal yang sangat penting dalam industri sehingga diperlukan sistem proteksi yang menyeluruh untuk menjamin keamanan pasokan listrik. Makalah ini membahas tentang analisis *short circuit* dan mitigasi bahaya *arc flash* menggunakan *Personal Protective Equipment* (PPE) pada *switchgear* 20 kV dan *Power Motor Control Center* 0,42 kV di PT. Unilever Oleochemical Indonesia. Analisis *short circuit* serta analisis dan mitigasi bahaya *arc flash* dilakukan dengan menggunakan *software* ETAP 16.0.0 yang divalidasi dengan perhitungan manual *short circuit* berdasarkan standar IEC 60909-0 2001 dan perhitungan manual *arc flash* berdasarkan standar IEEE 1584-2002. Hasil dari analisis *short circuit* digunakan untuk melakukan analisis *arc flash*. Hasil akhir dari analisis *arc flash* berupa rekomendasi PPE/APD yang harus digunakan pekerja ketika beraktivitas di lingkungan bertegangan berdasarkan standar NFPA 70E 2015 dan label peringatan bahaya *arc flash*.

Kata kunci : analisis *short circuit*, mitigasi *arc flash*, *personal protective equipment*.

Abstract

PT. Unilever Oleochemical Indonesia is one of the largest oleochemical companies in the world that uses two sources of electricity to carry out the production process, namely the *Combined Heat Power Gas Turbine Generator* as an energy source under normal conditions and the *PLN feeder* as an energy backup. A secure and reliable electricity system is highly crucial in the industry, so a comprehensive protection system is needed to ensure the security of the electricity supply. This final project discusses *short circuit* analysis and *arc flash* hazard mitigation using *Personal Protective Equipment* (PPE) at 20 kV *switchgear* and 0.42 kV *Power Motor Control Center* on PT. Unilever Oleochemical Indonesia. *Short circuit* analysis and *arc flash* hazard analysis and mitigation are using ETAP 16.0.0 software which is validated by manual *short circuit* fault calculations based on IEC 60909-0 2001 standards and manual *arc flash* calculations based on IEEE 1584-2002 standards. The results of *short circuit* analysis are used to perform *arc flash* analysis. The final result of *arc flash* analysis is a form of PPE recommendation that workers must use when carrying out activities in a live voltage environment based on the NFPA 70E 2015 standard and an *arc flash* hazard warning label.

Keywords : *short circuit* analysis, *arc flash* mitigation, *personal protective equipment*.

1. Pendahuluan

PT. Unilever Oleochemical Indonesia merupakan salah satu perusahaan oleokimia terbesar di dunia, berlokasi di Kawasan Ekonomi Khusus Sei Mangkei, Kabupaten Simalungun, Sumatera Utara. Sistem kelistrikan diperlukan. Salah satu langkah yang dilakukan yaitu tinjauan mengenai sistem proteksi kelistrikan yang salah satunya meliputi analisis serta mitigasi bahaya *arc flash*.

memainkan peran penting dalam proses industri karena operasi dan produksi yang ada bergantung pada sistem kelistrikan yang aman dan handal [1]. Untuk dapat menjamin pasokan energi listrik sampai ke pabrik di PT. Unilever Oleochemical Indonesia, sistem proteksi yang menyeluruh termasuk sistem proteksi kelistrikan sangat *Arc flash* adalah kondisi berbahaya akibat adanya pelepasan energi yang disebabkan oleh bunga api listrik. Adanya bunga api listrik disebabkan oleh adanya arus

gangguan atau *arcing fault* pada sebuah sistem kelistrikan. Bahaya yang ditimbulkan akibat adanya *arc flash* tidak hanya kepada manusia, namun juga terhadap peralatan di sekitarnya. Energi yang dihasilkan dalam suatu insiden *arc flash* tidak hanya bergantung pada adanya arus hubung singkat, tetapi juga pada waktu kliring peralatan proteksi [2].

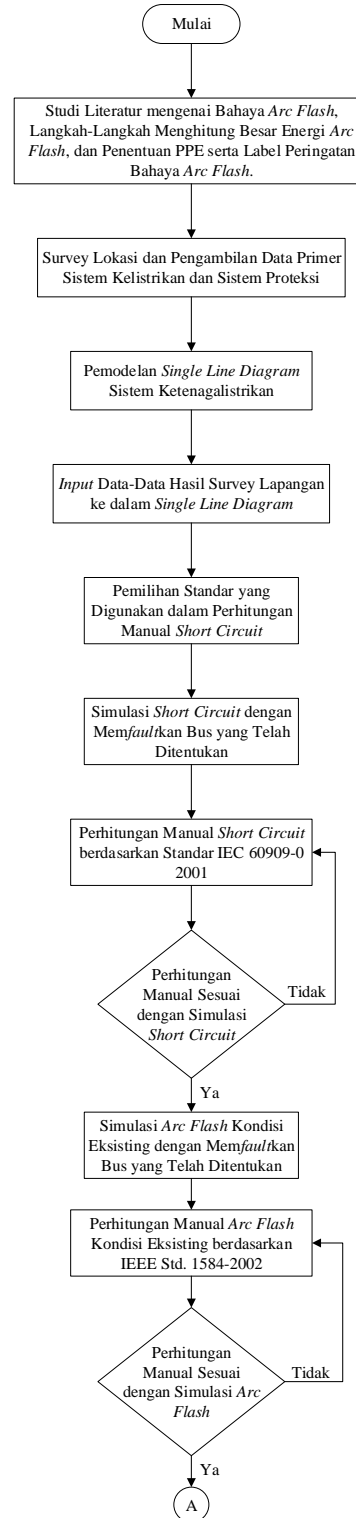
Di PT. Unilever Oleochemical Indonesia pernah ditemukan pada salah satu *feeder* terjadi *arc flash* yang menyebabkan *arc blast*, namun kejadian tersebut tidak menimbulkan korban jiwa. Berdasarkan kejadian tersebut, penulis mengamati bahwa bahaya *arc flash* belum ditanggapi secara serius dengan bukti tidak adanya rambu-rambu *arc flash* dan penggunaan PPE yang belum sesuai *standard*. Karena hal tersebut, penelitian untuk mengetahui besar energi *arc flash* perlu dilakukan untuk dapat mengingatkan pekerja maupun orang-orang disekitarnya terhadap dampak yang ditimbulkan akibat kejadian *arc flash* serta penentuan tingkatan spesifikasi peralatan keselamatan yang harus dipakai juga perlu dilakukan sebagai langkah awal pencegahan dampak bahaya *arc flash* terhadap pekerja [3]. Penentuan tingkatan spesifikasi peralatan keselamatan setelah dilakukannya analisis *arc flash* sangat perlu dilakukan selain karena belum pernah dilakukan sebelumnya, juga sebagai langkah preventif untuk melindungi pekerja yang beraktivitas di lingkungan bertegangan terhadap adanya bahaya *arc flash* sehingga apabila kembali terjadi peristiwa *arc flash*, risiko jatuhnya korban jiwa dapat ditekan seminimal mungkin.

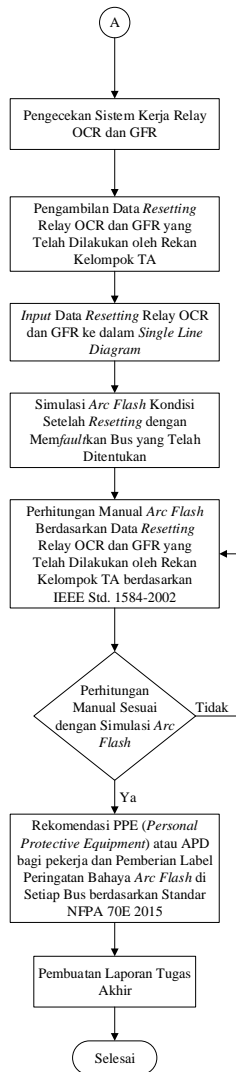
Oleh karena itu, makalah ini membahas mengenai Analisis *Short Circuit* dan Mitigasi Bahaya *Arc Flash* menggunakan *Personal Protective Equipment* (PPE) pada *Switchgear* 20 kV dan *PMCC* (*Power Motor Control Center*) 0,42 kV pada PT. Unilever Oleochemical Indonesia dengan menggunakan *software Electrical Transient and Analysis Program* (ETAP) 16.0.0. *Software* ETAP 16.0.0 juga digunakan dalam melakukan simulasi hubung singkat sebagai salah satu parameter yang menjadi acuan saat melakukan analisis *arc flash*. Metode simulasi dan perhitungan dalam menentukan nilai *arcing current*, *incident energy*, *flash protection boundary*, hingga pengelompokan kategori busur api dan penentuan penggunaan PPE (*Personal Protective Equipment*) bagi para pekerja mengacu pada standar NFPA 70E-2015 [4] dan IEEE 1584-2002 [5].

2. Metode Penelitian

2.1 Diagram Alir

Penyelesaian makalah ini melalui beberapa tahap pengerjaan yang dijelaskan pada Gambar 1.

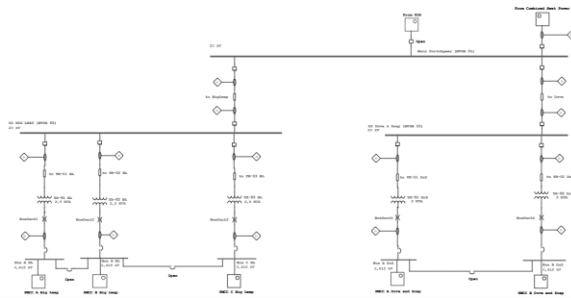




Gambar 1. Diagram alir

2.2 Single Line Diagram Sistem Kelistrikan

Single line diagram sistem kelistrikan PT. Unilever Oleochemical Indonesia yang telah dibuat dengan software ETAP 16.0.0 dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2. Single line diagram PT. Unilever Oleochemical Indonesia

2.3 Data Sistem

2.3.1 Data Sistem Pembangkitan

Data spesifikasi generator pada kondisi eksisting sebagai rujukan untuk pemodelan sistem tenaga listrik kedalam ETAP 16.0.0 disajikan pada Tabel 1.

Tabel 1. Data Spesifikasi Generator

| Parameter | Spesifikasi |
|-------------------------------|-------------|
| Merk | KAWASAKI |
| Tipe | GPB80 |
| Daya Aktif | 6,5 MW |
| Daya Nyata | 8,4 MVA |
| Tegangan | 6,6 kV |
| Faktor Daya | 0,8 |
| Frekuensi | 50 Hz |
| Xd" (Reaktansi Subtransien) | 19% |
| Xd' (Reaktansi Transien) | 28% |
| X1 (Reaktansi Urutan Positif) | 155% |
| X2 (Reaktansi Urutan Negatif) | 18% |
| X0 (Reaktansi Urutan Nol) | 7% |

2.3.2 Data Bus Switchgear dan Power Motor Control Center (PMCC)

Data bus switchgear dan power motor control center (PMCC) yang tersedia pada sistem kelistrikan PT. Unilever Oleochemical Indonesia dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2. Data bus switchgear dan PMCC

| No. | ID Bus | Type | Tegangan Nominal (kV) | Tegangan Base (kV) |
|-----|---------------------------|-------|-----------------------|--------------------|
| 1. | 6,6 kV Switchboard4 | Swing | 6,600 | 6,600 |
| 2. | Bus A BL | Load | 0,415 | 0,420 |
| 3. | Bus A DnS | Load | 0,415 | 0,420 |
| 4. | Bus B BL | Load | 0,415 | 0,420 |
| 5. | Bus B DnS | Load | 0,415 | 0,420 |
| 6. | Bus C BL | Load | 0,415 | 0,420 |
| 7. | Main Switchgear (MVSB 01) | Load | 20,000 | 20,000 |
| 8. | SS Big Leap (MVSB 02) | Load | 20,000 | 20,000 |
| 9. | SS Dove & Soap (MVSB 03) | Load | 20,000 | 20,000 |

2.3.3 Data Transformator

Data spesifikasi transformator yang terdapat pada pabrik Big Leap dan pabrik Dove & Soap dapat dilihat pada Tabel 3 dan Tabel 4.

Tabel 3. Data spesifikasi transformator big leap

| Parameter | Spesifikasi |
|------------------------|------------------------|
| Merk | Schneider Electric |
| Standard | IEC 60076 |
| Rated Power | 2,5 MVA |
| Tegangan | 20 / 0,42 ±7 x 2,5% kV |
| Vector Group | Dyn11 |
| Connection | Delta/Star |
| Ud (Impedance Voltage) | 5,84% |
| Frequency | 50 Hz |

Tabel 4. Data spesifikasi transformator *dove & soap*

| Parameter | Spesifikasi |
|------------------------|------------------------|
| Merk | Schneider Electric |
| Standard | IEC 60076 |
| Rated Power | 2 MVA |
| Tegangan | 20 / 0,42 ±7 x 2,5% kV |
| Vector Group | Dyn11 |
| Connection | Delta/Star |
| Ud (Impedance Voltage) | 6% |
| Frequency | 50 Hz |

2.3.4 Data Kabel

Menurut Tabel XIII A SPLN 64 Tahun 1985 [6], diperoleh data kabel dengan spesifikasi ukuran seperti pada tabel 5 memiliki impedansi urutan positif sebesar (0,1590+j 0,3239) Ω/km (size 185 mm²) dan (0,1961+j 0,3305) Ω/km (size 150 mm²). Data kabel yang digunakan pada sistem distribusi PT. Unilever Oleochemical Indonesia dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5. Data Kabel

| No. | Kabel | Type | kV | Core | Size (mm ²) | Length (m) |
|-----|--------------|------|----|------|-------------------------|------------|
| 1. | to Big Leap | AL | 20 | 3 | 185 | 260 |
| 2. | to DnS | AL | 20 | 3 | 185 | 400 |
| 3. | to TR-01 BL | AL | 20 | 3 | 150 | 32 |
| 4. | to TR-02 BL | AL | 20 | 3 | 150 | 37 |
| 5. | to TR-03 BL | AL | 20 | 3 | 150 | 47 |
| 6. | to TR-01 DnS | AL | 20 | 3 | 185 | 50 |
| 7. | to TR-02 DnS | AL | 20 | 3 | 185 | 50 |

2.4 Perhitungan Arus Hubung Singkat

2.4.1 Impedansi Hubung Singkat

Dalam perhitungan hubung singkat menggunakan standar IEC 60909-0 2001 [7], sumber tegangan ekuivalen di lokasi gangguan menggantikan semua sumber tegangan. Pada saat menghitung arus hubung singkat pada sistem dengan perbedaan level tegangan, metode sumber tegangan ekuivalen juga diterapkan sehingga memungkinkan perhitungan arus hubung singkat hanya dengan menggunakan tegangan nominal sistem dan nilai *rating* peralatan [8]. Sebelum mencari arus hubung singkat, perlu diketahui terlebih dahulu besar impedansi hubung singkat dari setiap peralatan listrik yang ada pada sistem kelistrikan PT. Unilever Oleochemical Indonesia.

- Tegangan yang dihasilkan oleh generator sinkron digantikan oleh impedansinya dengan menggunakan persamaan (1).

$$Z_G = R_G + jX''_d \quad (1)$$

Dimana nilai X''_d diperoleh menggunakan persamaan (2).

$$X''_d = \frac{x''_d}{100} \times \frac{V_G^2}{S_G} \quad (2)$$

Keterangan :

Z_G = Impedansi generator (Ω)

R_G = Resistansi generator (Ω)

X''_d = Reaktansi subtransien generator (Ω)

x''_d = Reaktansi subtransien relatif dari generator yang berhubungan dengan impedansi rating generator (%)

V_G = Tegangan *rating* generator (kV)

S_G = Daya nyata generator (MVA)

- Impedansi hubung singkat dari transformator $Z_T = R_T + jX_T$ dapat dihitung dari data *rating* transformator menggunakan persamaan (3), (4), dan (5).

$$Z_T = \%Z \times \frac{V_T^2}{S_T} \quad (3)$$

$$R_T = \%R \times \frac{V_T^2}{S_T} \quad (4)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (5)$$

Keterangan :

Z_T = Impedansi urutan positif transformator (Ω)

R_T = Resistansi urutan positif transformator (Ω)

X_T = Reaktansi urutan positif transformator (Ω)

$\%Z$ = Tegangan hubung singkat dari transformator pada arus *rating* (%)

$\%R$ = Resistansi hubung singkat dari transformator pada arus *rating* (%)

V_T = Tegangan *rating* transformator pada sisi sekunder (kV)

S_T = Daya nyata transformator (MVA)

- Impedansi *power station unit* dimana generator dan transformator diperlakukan sebagai satu kesatuan didapatkan melalui persamaan (6).

$$Z_{PSU} = K_{PSU} \times (t_r^2 \times Z_G + Z_{THV}) \quad (6)$$

Keterangan :

Z_{PSU} = Impedansi *power station unit* yang dikoreksi (Ω)

Z_G = Impedansi subtransien generator (Ω)

Z_{THV} = Impedansi unit transformator yang berhubungan dengan sisi sekunder transformator (Ω), $Z_{THV} = Z_T$

t_r = Rasio transformasi terukur dari unit transformator; $t_r = V_{THV} / V_{TLV}$;

K_{PSU} = Faktor koreksi impedansi *power station unit*

- Impedansi urutan positif pada kabel $Z_L = R_L + jX_L$ memiliki satuan Ω/km. Impedansi kabel dapat diperoleh menggunakan persamaan berikut ini.

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2} \quad (7)$$

$$Z_{cable} = \frac{Z_L \times \text{jarak kabel dalam KM}}{\text{jumlah cabang}} \quad (8)$$

Keterangan :

Z_L = Impedansi urutan positif kabel (Ω/km)

R_L = Resistansi urutan positif kabel

X_L = Reaktansi urutan positif kabel

Z_{cable} = Impedansi kabel (Ω)

- Jika hubung singkat terjadi pada bus PMCC yang disuplai oleh transformator dari tegangan menengah atau tinggi, maka satu jalur sistem sebelum transformator *step-down* dianggap sebagai suatu *network* dan nilai impedansinya diubah menjadi nilai impedansi hubung singkat ekuivalen urutan positif Z_Q yang mengacu pada sisi tegangan rendah transformator

step-down. Nilai impedansi hubung singkat ekuivalen urutan positif Z_Q diperoleh menggunakan persamaan (9).

$$Z_Q = \frac{c \times V_Q}{\sqrt{3} \times I''_{kQ}} \times \frac{1}{t_r^2} \quad (9)$$

Keterangan :

Z_Q = Impedansi ekuivalen urutan positif *network* (Ω)

V_Q = Tegangan nominal sistem pada sisi tegangan tinggi (kV)

I''_{kQ} = *Initial symmetrical short circuit current* (I''_k) sistem sebelum transformator *step-down* (kA)

t_r = Rasio transformasi terukur dari unit transformator; $t_r = V_{THV} / V_{TLV}$;

c = Faktor tegangan

2.4.2 Faktor Koreksi Impedansi Hubung Singkat

Impedansi generator (G), trafo jaringan (T) dan *power station unit* (PSU) harus dikalikan dengan faktor koreksi impedansi K_G , K_T dan K_{PSU} saat menghitung arus hubung singkat dengan sumber tegangan ekuivalen di lokasi hubung singkat berdasarkan standar IEC 60909-0 2001. Hal tersebut dilakukan dengan tujuan untuk menaikkan tingkat keakuratan perhitungan serta mempertimbangkan kondisi pengoperasian sistem (tegangan awal sistem sebelum adanya gangguan, ada tidaknya *tap-changer* pada transformator, dan lain-lain). Persamaan-persamaan untuk mendapatkan faktor koreksi dari peralatan tersebut adalah sebagai berikut.

$$K_G = \frac{kV_n \times c_{max}}{kV_r (1 + X_d'' \sin \varphi_r)} \quad (10)$$

Keterangan :

K_G = Faktor koreksi impedansi generator

kV_n = Tegangan nominal bus (kV)

kV_r = Tegangan *rating* generator (kV)

c_{max} = Faktor tegangan sesuai dengan tegangan *rating* generator

φ_r = sudut faktor daya *rating* generator

$$K_T = 0,95 \times \frac{c_{max}}{(1 + 0,6 \times x_T)} \quad (11)$$

$$x_T = \frac{X_T}{V_T^2 / S_T} \quad (12)$$

Keterangan :

K_T = Faktor koreksi impedansi transformator

c_{max} = Faktor tegangan sesuai dengan tegangan *rating* generator

x_T = Reaktansi relatif transformator dalam *p.u*

X_T = Reaktansi urutan positif transformator (Ω)

V_T = Tegangan *rating* transformator (kV)

S_T = Daya nyata *rating* transformator (MVA)

$$K_{PSU} = \frac{c_{max} \times V_n^2}{V_G^2 \times t_r^2 [1 + (x''_d - x_t) \times \sin \varphi_{rG}]} \quad (13)$$

Keterangan :

K_{PSU} = Faktor koreksi impedansi *power station unit*

c_{max} = Faktor tegangan sesuai dengan tegangan *rating* generator

V_n = Tegangan sistem nominal (kV)

V_G = Tegangan *rating* generator (kV)

x''_d = Reaktansi subtransien relatif dari generator yang berhubungan dengan impedansi *rating* generator

x_T = Reaktansi subtransien per unit transformator dalam *p.u*

φ_r = sudut faktor daya *rating* generator

2.4.3 Faktor Tegangan

Pada persamaan untuk menentukan impedansi hubung singkat pada peralatan kelistrikan dan persamaan untuk mendapatkan nilai arus hubung singkat, terdapat koefisien c dimana nilai tersebut adalah faktor yang digunakan untuk mengatur nilai sumber tegangan ekuivalen untuk perhitungan arus hubung singkat minimum dan maksimum. Nilai faktor tegangan c dapat dilihat pada Tabel 6.

Tabel 6. Faktor tegangan c

| Tegangan Nominal (U_n) (kV) | Faktor Tegangan (c) | |
|---------------------------------|--|---|
| | Perhitungan Arus Hubung Singkat Maksimum (C_{max}) | Perhitungan Arus Hubung Singkat Minimum (C_{min}) |
| 0 - 1 | 1,05 | 0,95 |
| > 1 | 1,1 | 1,0 |

2.4.4 Perhitungan Nilai *Initial Symmetrical Short Circuit Current* (I''_k)

Berdasarkan standar IEC 60909-0 2001, sumber tegangan ekuivalen di lokasi gangguan menggantikan semua sumber tegangan dan semua sumber tegangan yang ada pada sistem kelistrikan digantikan dengan impedansinya. Setelah diperoleh impedansi ekuivalen pada lokasi gangguan, dapat dilakukan perhitungan *initial symmetrical short circuit current* (I''_k). Untuk gangguan 3 fasa, nilai *initial symmetrical short circuit current* (I''_k) diperoleh menggunakan persamaan (14).

$$I''_k = \frac{c \times U_n}{\sqrt{3} \times Z_k} \quad (14)$$

Keterangan :

I''_k = *Initial symmetrical three phase short circuit current* (rms) (A)

c = Faktor tegangan (lihat tabel 2.1)

U_n = Tegangan sistem nominal, *line to line* (rms) (V)

Z_k = Impedansi ekuivalen pada lokasi gangguan (Ω)

Nilai *initial symmetrical short circuit current* (I''_k) yang diperoleh menggunakan persamaan di atas dijadikan sebagai nilai *bolted fault current* yang selanjutnya digunakan untuk melakukan proses perhitungan manual *arc flash*.

2.5 Perhitungan Energi Arc Flash

2.5.1 Arcing Current

Nilai *arcing current* diperoleh melalui persamaan berikut. Untuk sistem dengan level tegangan < 1 kV.

$$I_g I_a = K + 0.662 I_g I_{bf} + 0.0966 V + 0.5588 V(I_g I_{bf}) - 0.00304 G(I_g I_{bf}) \quad (15)$$

Sedangkan untuk sistem dengan level tegangan > 1kV menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$I_g I_a = 0.00402 + 0.983 I_g I_{bf} \quad (16)$$

Keterangan :

$I_g = \log_{10}$

$I_a =$ Arus *arcing* (kA)

$V =$ Tegangan sistem (kV)

$G =$ Jarak antar konduktor (mm)

$K = -0,153$ untuk konfigurasi terbuka

$-0,097$ untuk konfigurasi box

$I_{bf} =$ Bolted fault current pada gangguan tiga fase (*symmetrical RMS*) (kA)

Kemudian, konversi dari I_g sehingga diperoleh *arcing current* dengan persamaan berikut.

$$I_a = 10^{I_g I_a} \quad (17)$$

2.5.2 Incident Energy Arc Flash

Perhitungan nilai *incident energy arc flash* menggunakan dua persamaan. Pertama, pada sistem dengan level tegangan < 15 kV, untuk menentukan nilai *incident energy* menggunakan persamaan yang diturunkan secara empiris. Persamaan ini berdasarkan data *normalized* untuk waktu *arcing* 0.2 detik dan jarak dari titik *arcing* ke pekerja sejauh 610 mm [5]. Persamaannya adalah sebagai berikut.

$$I_g E_n = K_1 + K_2 + 1.081 I_g I_a + 0.0011 G \quad (18)$$

Keterangan :

$E_n =$ Incident energy, dengan data *normalized* untuk waktu dan jarak (J/cm²)

$K_1 =$ Konstanta :

$-0,792$ untuk konfigurasi terbuka

$-0,555$ untuk konfigurasi dalam ruang

$K_2 =$ Konstanta

0 untuk *ungrounded* dan HRG

$-0,113$ untuk *grounded system*

$G =$ Jarak antar konduktor (mm)

Lalu,

$$E_n = 10^{I_g E_n} \quad (19)$$

Kemudian lakukan konversi dari kondisi *normalized* untuk mendapatkan nilai *incident energy* dengan menggunakan persamaan berikut.

$$E = 4.184 C_f E_n \left(\frac{t}{0.2} \right) \left(\frac{610^x}{D^x} \right) \quad (20)$$

Keterangan :

$E =$ Incident energy (J/cm²)

$C_f =$ Faktor perhitungan :

1,0 untuk tegangan > 1 kV

1,5 untuk tegangan ≤ 1 kV

$E_n =$ Incident energy *normalized*

$t =$ Waktu terjadinya busur api / FCT (detik)

$D =$ Jarak dari titik busur api ke manusia (mm)

$x =$ Eksponen jarak

Untuk menentukan nilai eksponen jarak yang sesuai dengan tegangan sistem dan kelas peralatan yang digunakan dapat mengacu pada Tabel 7.

Tabel 7. Faktor untuk peralatan dan kelas tegangan

| Tegangan Sistem (kV) | Jenis Peralatan | Jarak Antar Konduktor (mm) | Faktor Jarak x |
|----------------------|-----------------|----------------------------|----------------|
| 0.208 – 1 | Udara Terbuka | 10 – 40 | 2,000 |
| | Switchgear | 32 | 1,473 |
| | MCC dan Panel | 25 | 1,641 |
| > 1 | Kabel | 13 | 2,000 |
| | Udara Terbuka | 102 | 2,000 |
| | Switchgear | 13 – 102 | 0,973 |
| - 5 | Kabel | 13 | 2,000 |
| | Udara Terbuka | 13 – 153 | 2,000 |
| | Switchgear | 153 | 0,973 |
| > 5 – 15 | Switchgear | 153 | 0,973 |
| | Kabel | 13 | 2,000 |

Kemudian untuk nilai dari jarak antar konduktor, yaitu bus berdasarkan tegangan sistem dan kelas peralatan yang digunakan dapat dilihat dalam Tabel 8.

Tabel 8. Typical bus gaps

| Kelas Peralatan | Jarak Antar Konduktor (mm) |
|-------------------------------------|----------------------------|
| Switchgear 15 kV | 152 |
| Switchgear 5 kV | 104 |
| Switchgear Tegangan Rendah | 32 |
| MCC Tegangan Rendah dan Panelboards | 25 |
| Kabel | 13 |
| Lainnya | Tidak diperlukan |

Perhitungan nilai *incident energy arc flash* persamaan kedua yaitu untuk sistem dengan level tegangan > 15 kV atau jarak antar konduktor diluar batas yang telah ditentukan dapat menggunakan persamaan (21).

$$E = 2.142 \times 10^6 V I_{bf} \left(\frac{t}{D^2} \right) \quad (21)$$

Keterangan :

$E =$ Incident energy (J/cm²)

$V =$ Tegangan sistem (kV)

$t =$ Waktu terjadinya busur api / FCT (detik)

$D =$ Jarak dari titik busur api ke manusia (mm)

$I_{bf} =$ Bolted fault current (kA)

Untuk menentukan jarak dari titik busur api ke manusia sesuai dengan kelas peralatan yang digunakan, dapat mengacu pada Tabel 9.

Tabel 9. Typical working distance

| Kelas Peralatan | Tipe Jarak Kerja (mm) |
|-------------------------------------|------------------------|
| Switchgear 15 kV | 910 |
| Switchgear 5 kV | 910 |
| Switchgear Tegangan Rendah | 610 |
| MCC Tegangan Rendah dan Panelboards | 455 |
| Kabel | 455 |
| Lainnya | Ditentukan di lapangan |

2.5.3 Flash Protection Boundary

Flash Protection Boundary dapat ditentukan setelah mendapatkan nilai *incident energy* pada persamaan

sebelumnya. Persamaan *flash protection boundary* untuk level tegangan < 15 kV dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$D_B = \left[4.184 C_f E_n \left(\frac{t}{0.2} \right) \left(\frac{610^x}{E_B} \right) \right]^{\frac{1}{x}} \quad (22)$$

Sedangkan persamaan *flash protection boundary* untuk level tegangan > 15 kV dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$D_B = \sqrt{2,142 \times 10^6 V \cdot I_{bf} \cdot \left(\frac{t}{E_B} \right)} \quad (23)$$

Keterangan :

D_B = Batas jarak dari titik busur api (mm)

C_f = Faktor perhitungan :

1.0 untuk tegangan > 1 kV

1.5 untuk tegangan ≤ 1 kV

E_n = *Incident energy normalized*

E_B = *Incident energy* dalam J/cm^2 pada batas jarak. E_B diatur nilainya sebesar $5 J/cm^2$ ($5 J/cm^2 = 1,2 cal/cm^2$)

t = Waktu terjadinya busur api / FCT (detik)

x = Eksponen jarak (Lihat Tabel 2.2)

I_{bf} = *Bolted fault current* (kA)

3. Hasil dan Analisis

3.1 Analisis Short Circuit

Tujuan dilakukannya analisis *short circuit* yaitu untuk mengetahui besar nilai *initial symmetrical short circuit current* pada hubung singkat 3 fasa dimana nilai tersebut dijadikan nilai *bolted fault current* berdasarkan standar IEC 60909-0 karena gangguan tiga fasa yang terjadi pada sistem dianggap sebagai sumber bahaya *arc flash* tertinggi [9]. Kemudian nilai *bolted fault current* digunakan untuk proses perhitungan manual besar energi *arc flash*. Pada simulasi hubung singkat makalah ini menggunakan standar IEC 60909-0 dengan arus hubung singkat minimum dan bus yang difaultkan adalah bus *switchgear incoming* CHP-NG (*switchgear* utama), *switchgear big leap* (*sub-switchgear*), *switchgear dove & soap* (*sub-switchgear*) dan 5 PMCC (*Power Motor Control Center*).

Setelah diperoleh nilai *initial symmetrical short circuit current* (I''_k) 3 fasa pada tiap bus yang difaultkan dari perhitungan manual *short circuit* berdasarkan standar IEC 60909-0, kemudian nilai tersebut dibandingkan dengan *output* simulasi hubung singkat. Pada Tabel 10 ditampilkan perbandingan nilai *initial symmetrical short circuit current* (I''_k) 3 fasa yang diperoleh dari perhitungan manual berdasarkan standar IEC 60909-0 dan hasil *output* simulasi hubung singkat pada *software* ETAP 16.0.0.

Tabel 10. Perbandingan nilai *initial symmetrical short circuit current* (I''_k) 3 fasa antara perhitungan manual dan hasil *output* simulasi hubung singkat

| No. | ID Bus | Tegangan (kV) | I''_k Output Simulasi Hubung Singkat (kA) | I''_k Hasil Perhitungan Manual berdasarkan IEC 60909-0 (kA) | Error (%) |
|-----|------------|---------------|---|---|-----------|
| 1 | MVSB 01 | 20 | 0,97 | 0,9437 | 2,711 |
| 2 | MVSB 02 | 20 | 0,967 | 0,9401 | 2,782 |
| 3 | MVSB 03 | 20 | 0,965 | 0,9382 | 2,78 |
| 4 | BL PMCC A | 0,415 | 24,656 | 24,8242 | 0,678 |
| 5 | BL PMCC B | 0,415 | 24,655 | 24,8234 | 0,679 |
| 6 | BL PMCC C | 0,415 | 24,653 | 24,8219 | 0,681 |
| 7 | DnS PMCC A | 0,415 | 21,957 | 22,1413 | 0,833 |
| 8 | DnS PMCC B | 0,415 | 21,957 | 22,1413 | 0,833 |

Dapat dilihat pada Tabel 10 di atas terdapat sedikit perbedaan nilai *initial symmetrical short circuit current* (I''_k) 3 fasa antara hasil *output* simulasi hubung singkat pada *software* ETAP 16.0.0 dengan perhitungan manual berdasarkan standar IEC 60909-0 yang disebabkan oleh pembulatan nilai ketika *software* ETAP melakukan kalkulasi dan ketika *software* menghasilkan *output* simulasi *short circuit 3 phase*.

3.2 Analisis Arc Flash Kondisi Eksisting

Analisis *arc flash* dilakukan setelah dilakukannya studi dan simulasi hubung singkat. Data yang digunakan pada simulasi *arc flash* adalah data-data peralatan pada kondisi *existing*. Perhitungan manual yang dilakukan untuk mendapatkan nilai *incident energy arc flash* dan *flash protection boundary* mengacu pada standar IEEE 1584-2002. Untuk detail perbandingan antara hasil perhitungan manual nilai *incident energy arc flash* dan *flash protection boundary* dengan nilai *output* simulasi akan disampaikan pada Tabel 11 dan Tabel 12.

Tabel 11. Perbandingan antara nilai *incident energy* hasil perhitungan manual dan *output* simulasi kondisi eksisting

| No | ID Bus | Incident Energy (cal/cm ²) | | | Level Energi Arc Flash |
|----|------------|--|----------|-----------|------------------------|
| | | Kalkulasi | Simulasi | Error (%) | |
| 1. | MVSB 01 | 2,12285339 | 2,107 | 0,747 | Level A |
| 2. | MVSB 02 | 2,11628787 | 2,101 | 0,722 | Level A |
| 3. | MVSB 03 | 2,11191085 | 2,098 | 0,659 | Level A |
| 4. | BL PMCC A | 12,23923514 | 12,167 | 0,59 | Level C |
| 5. | BL PMCC B | 12,23879624 | 12,167 | 0,587 | Level C |
| 6. | BL PMCC C | 12,23791845 | 12,167 | 0,58 | Level C |
| 7. | DnS PMCC A | 11,69664051 | 11,604 | 0,792 | Level C |
| 8. | DnS PMCC B | 11,69664051 | 11,604 | 0,792 | Level C |

Berdasarkan Tabel 11 di atas dapat diamati bahwa terdapat sedikit perbedaan (*error*) nilai *incident energy* antara perhitungan manual dengan simulasi dengan *error* terbesar terdapat pada bus *sub-switchgear dove and soap* (MVSB 03) sebesar 0,792% yang disebabkan adanya perbedaan dalam referensi penggunaan nilai *typical working distance* dimana pada kalkulasi manual menggunakan referensi nilai *typical working distance* 910 mm pada standar IEEE std. 1584-2002 [5] dan pada simulasi ETAP menggunakan referensi nilai *typical working distance* 914,4 mm serta adanya pembulatan untuk kalkulasi dan *output* simulasi pada *software* ETAP.

Tabel 12. Perbandingan antara nilai *flash protection boundary* hasil perhitungan manual dan *output* simulasi kondisi eksisting

| No. | ID Bus | Flash Protection Boundary (m) | | |
|-----|------------|-------------------------------|----------|-----------|
| | | Kalkulasi | Simulasi | Error (%) |
| 1. | MVSB 01 | 1,21286434526 | 1,214 | 0,094 |
| 2. | MVSB 02 | 1,21098732941 | 1,212 | 0,084 |
| 3. | MVSB 03 | 1,20973436754 | 1,211 | 0,105 |
| 4. | BL PMCC A | 1,87810064366 | 1,875 | 0,165 |
| 5. | BL PMCC B | 1,87805960257 | 1,875 | 0,163 |
| 6. | BL PMCC C | 1,87797751812 | 1,875 | 0,159 |
| 7. | DnS PMCC A | 1,82691427453 | 1,822 | 0,269 |
| 8. | DnS PMCC B | 1,82691427453 | 1,822 | 0,269 |

Pada Tabel 12 di atas dapat diamati bahwa terdapat sedikit perbedaan (*error*) nilai *flash protection boundary* antara perhitungan manual dan simulasi dengan *error* terbesar terdapat pada bus *power motor control center* (PMCC) DnS A dan B sebesar 0,269% yang disebabkan adanya pembulatan nilai ketika *software* ETAP melakukan kalkulasi dan ketika *software* menghasilkan *output* simulasi.

3.3 Resetting Relay OCR dan GFR

Setelah dilakukan *running* pada *single line diagram* kondisi eksisting untuk simulasi *short circuit* dan *arc flash*, dapat disimpulkan bahwa perlu dilakukannya *resetting*

relay OCR dan GFR karena pada saat dilakukan simulasi *short circuit* ditemukan ketidaksesuaian sistem kerja *relay* yaitu terjadi *overlapping* dan *miss-coordination*. Untuk data *resetting* relay OCR dan GFR menggunakan rekomendasi nilai pengaturan koordinasi relay proteksi OCR dan GFR yang dilakukan oleh rekan TA penulis [10].

3.4 Analisis Arc Flash Kondisi Setelah Resetting

Setelah dilakukan *resetting relay* OCR dan GFR, data-data hasil *resetting* dimasukkan ke dalam *relay-relay* pada *single line diagram*. Setelah data *resetting relay* OCR dan GFR dimasukkan seluruhnya, kemudian dilakukan kembali simulasi *arc flash*. Untuk detail perbandingan antara hasil perhitungan manual nilai *incident energy arc flash* dan *flash protection boundary* dengan nilai *output* simulasi kondisi setelah *resetting* akan disampaikan pada Tabel 13 dan Tabel 14.

Tabel 13. Perbandingan antara nilai *incident energy* hasil perhitungan manual dengan *output* simulasi kondisi setelah *resetting*

| No | ID Bus | Incident Energy (cal/cm ²) | | | Level Energi Arc Flash |
|----|------------|--|----------|-----------|------------------------|
| | | Kalkulasi | Simulasi | Error (%) | |
| 1. | MVSB 01 | 8,09562735 | 8,021 | 0,922 | Level C |
| 2. | MVSB 02 | 7,59233218 | 7,519 | 0,966 | Level B |
| 3. | MVSB 03 | 5,96584986 | 5,909 | 0,953 | Level B |
| 4. | BL PMCC A | 28,45939796 | 28,245 | 0,753 | Level D |
| 5. | BL PMCC B | 28,45837742 | 28,244 | 0,753 | Level D |
| 6. | BL PMCC C | 28,45633632 | 28,242 | 0,753 | Level D |
| 7. | DnS PMCC A | 0,61158905 | 0,607 | 0,75 | Level A |
| 8. | DnS PMCC B | 0,61158905 | 0,607 | 0,75 | Level A |

Seperti pada kondisi eksisting, pada Tabel 13 juga menggambarkan bahwa terdapat sedikit perbedaan (*error*) nilai *incident energy* antara perhitungan manual dengan simulasi dengan *error* terbesar terdapat pada bus MVSB 02 sebesar 0,966% yang disebabkan adanya perbedaan dalam referensi penggunaan nilai *typical working distance* dimana pada kalkulasi manual menggunakan referensi nilai *typical working distance* 910 mm pada standar IEEE std. 1584-2002 [5] dan pada simulasi ETAP menggunakan referensi nilai *typical working distance* 914,4 mm serta adanya pembulatan untuk kalkulasi dan *output* simulasi pada *software* ETAP.

Tabel 14. Perbandingan antara nilai *flash protection boundary* hasil perhitungan manual dengan *output* simulasi kondisi setelah *resetting*

| No. | ID Bus | Flash Protection Boundary (m) | | |
|-----|------------|-------------------------------|----------|-----------|
| | | Kalkulasi | Simulasi | Error (%) |
| 1. | MVSB 01 | 2,36852232415 | 2,369 | 0,020 |
| 2. | MVSB 02 | 2,29371697469 | 2,293 | 0,031 |
| 3. | MVSB 03 | 2,03323879562 | 2,033 | 0,012 |
| 4. | BL PMCC A | 3,14080431397 | 3,133 | 0,249 |
| 5. | BL PMCC B | 3,14073567972 | 3,133 | 0,246 |
| 6. | BL PMCC C | 3,14059840743 | 3,133 | 0,242 |
| 7. | DnS PMCC A | 0,30250327887 | 0,302 | 0,166 |
| 8. | DnS PMCC B | 0,30250327887 | 0,302 | 0,166 |

Seperti pada kondisi eksisting, pada Tabel 14 juga menggambarkan bahwa terdapat sedikit perbedaan (*error*) nilai *flash protection boundary* antara perhitungan manual dan simulasi dengan *error* terbesar terdapat pada bus *power motor control center* (PMCC) BL A sebesar 0,249% yang disebabkan adanya pembulatan nilai ketika *software* ETAP melakukan kalkulasi dan ketika *software* menghasilkan *output* simulasi.

3.5 Perbandingan Analisis Arc Flash Kondisi Eksisting dan Setelah Resetting

Setelah dilakukan simulasi *arc flash* dengan menggunakan data *existing* dan data setelah *resetting relay* OCR dan GFR, didapatkan perbedaan besar nilai *incident energy arc flash* pada Tabel 15.

Tabel 15. Perbandingan antara nilai *incident energy* kondisi *existing* dan kondisi setelah *resetting*

| No. | ID Bus | Incident Energy Kondisi Existing (cal/cm ²) | Level Energi Arc Flash Kondisi Existing | Incident Energy Kondisi Setelah Resetting (cal/cm ²) | Level Energi Arc Flash Kondisi Setelah Resetting |
|-----|------------|---|---|--|--|
| | | 1 | MVSB 01 | 2,107 | Level A |
| 2 | MVSB 02 | 2,101 | Level A | 7,519 | Level B |
| 3 | MVSB 03 | 2,098 | Level A | 5,909 | Level B |
| 4 | BL PMCC A | 12,167 | Level C | 28,245 | Level D |
| 5 | BL PMCC B | 12,167 | Level C | 28,244 | Level D |
| 6 | BL PMCC C | 12,167 | Level C | 28,242 | Level D |
| 7 | DnS PMCC A | 11,604 | Level C | 0,607 | Level A |
| 8 | DnS PMCC B | 11,604 | Level C | 0,607 | Level A |

Berdasarkan Tabel 15 di atas dapat diamati bahwa terjadi perubahan nilai *incident energy arc flash* setelah dilakukan *resetting relay* OCR dan GFR. Nilai *incident energy arc flash* pada sebagian besar bus menjadi lebih besar dan level energi *arc flash* menjadi lebih tinggi, kecuali bus DnS PMCC A dan B.

3.6 Perbandingan Nilai Flash Protection Boundary Kondisi Eksisting dan Setelah Resetting

Setelah dilakukan simulasi *arc flash* dengan menggunakan data *existing* dan data setelah *resetting relay* OCR dan GFR, didapatkan perbedaan nilai *flash protection boundary* seperti pada Tabel 16.

Tabel 16. Perbandingan antara nilai *flash protection boundary* kondisi *existing* dan kondisi setelah *resetting*

| No. | ID Bus | Flash Protection Boundary Kondisi Existing (m) | Flash Protection Boundary Kondisi Setelah Resetting (m) |
|-----|------------|--|---|
| | | 1 | MVSB 01 |
| 2 | MVSB 02 | 1,212 | 2,293 |
| 3 | MVSB 03 | 1,211 | 2,033 |
| 4 | BL PMCC A | 1,875 | 3,133 |
| 5 | BL PMCC B | 1,875 | 3,133 |
| 6 | BL PMCC C | 1,875 | 3,133 |
| 7 | DnS PMCC A | 1,822 | 0,302 |
| 8 | DnS PMCC B | 1,822 | 0,302 |

Berdasarkan tabel di atas dapat diamati bahwa terjadi perubahan nilai *flash protection boundary* pada kondisi *existing* dan setelah *resetting* dimana pada sebagian besar bus nilainya menjadi lebih jauh kecuali bus DnS PMCC A dan B.

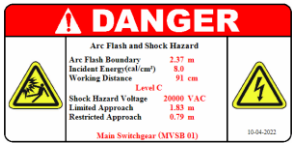

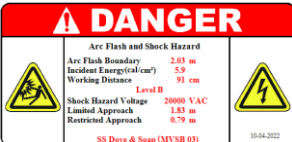
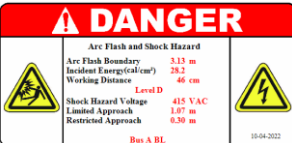
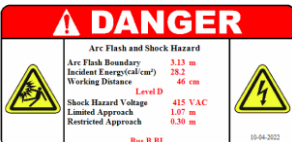
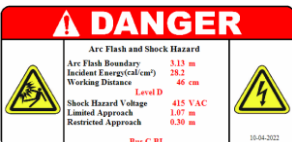
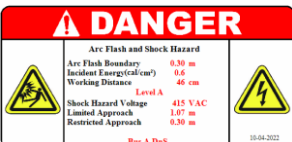
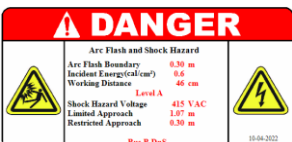
3.7 Pemilihan Personal Protective Equipment (PPE) bagi Para Pekerja

Pemilihan *personal protective equipment* (PPE) bagi para pekerja didasarkan pada besar nilai *incident energy* pada setiap bus. Dari besarnya nilai *incident energy*, kemudian dikelompokkan ke dalam 4 kategori bahaya *arc flash* sesuai dengan *standard* NFPA 70E 2015 [4]. Data yang digunakan untuk penentuan klasifikasi bahaya *arc flash* beserta *Personal Protective Equipment* (PPE) atau APD yang harus digunakan adalah data besar nilai energi insiden pada setiap bus setelah kondisi *resetting*.

3.8 Pembuatan Label Peringatan Bahaya Arc Flash

Selain *personal protective equipment* (PPE), diperlukan juga label peringatan bahaya *arc flash* yang nantinya dipasang di tiap bus supaya pekerja lebih *aware* terhadap bahaya *arc flash* ketika bekerja di lingkungan bertegangan. Pada Tabel 17 ditampilkan label peringatan bahaya *arc flash* yang akan dipasang pada tiap bus.

Tabel 17. Label peringatan bahaya arc flash

| ID Bus | Label Peringatan |
|------------|---|
| MVSB 01 |  |
| MVSB 02 |  |
| MVSB 03 |  |
| BL PMCC A |  |
| BL PMCC B |  |
| BL PMCC C |  |
| DnS PMCC A |  |
| DnS PMCC B |  |

4. Kesimpulan

Berdasarkan analisis *short circuit* kondisi eksisting diperoleh nilai *initial symmetrical short circuit current* (I''_k) pada gangguan 3 fasa yang dijadikan sebagai nilai *bolted fault current* untuk proses perhitungan manual *arc flash*. Pada simulasi *arc flash* kondisi eksisting yang telah dilakukan, diperoleh nilai energi *arc flash* dengan level energi *arc flash* A pada bus *switchgear* 20 kV dan level energi *arc flash* C pada bus PMCC 0,42 kV. Setelah dilakukan *resetting relay* OCR dan GFR, terjadi perubahan level energi *arc flash* pada tiap bus dimana sebagian besar bus mengalami kenaikan nilai dan level energi *arc flash* dan terdapat 2 bus yang mengalami penurunan nilai dan level energi *arc flash*, yaitu bus DnS PMCC A dan bus DnS

PMCC B. Setelah diketahui besar *incident energy arc flash* dan *flash protection boundary* setelah *resetting relay* OCR dan GFR, maka dapat ditentukan untuk kriteria penggunaan *personal protective equipment* (PPE) seperti apa yang harus digunakan oleh para pekerja apabila sedang bekerja di lingkungan suatu bus serta pembuatan label peringatan besar energi *arc flash* pada tiap bus.

Referensi

- [1] S. Khan, *Industrial Power Systems*. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2007.
- [2] I. Balasubramanian and A. M. Graham, "Impact of available fault current variations on arc-flash calculations," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 46, no. 5, pp. 1836–1842, 2010, doi: 10.1109/TIA.2010.2058083.
- [3] H. W. Tinsley, M. Hodder, and A. M. Graham, "Arc flash hazard calculations: Myths, facts and solutions," *IEEE Conf. Rec. Annu. Pulp Pap. Ind. Tech. Conf.*, 2006, doi: 10.1109/PAPCON.2006.1673787.
- [4] National Fire Protection Association, "Standar For Electrical Safety in the Workplace," 2015.
- [5] IEEE, *IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations*. New York, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2002.
- [6] Perusahaan Umum Listrik Negara, *Petunjuk Pemilihan dan Penggunaan Pelebur pada Sistem Distribusi Tegangan Menengah*, vol. No.172/DIR. Jakarta: Departemen Pertambangan dan Energi, 1985.
- [7] IEC, *Short Circuit Currents in Three-Phase A.C. Systems Part 0: Calculation of Current*, 1st ed. International Electrotechnical Commission, 2004.
- [8] T. N. Boutsika and S. A. Papathanassiou, "Short-circuit calculations in networks with distributed generation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 7, pp. 1181–1191, 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2007.10.003.
- [9] W. Kanokbannakorn, K. Hongesombut, N. Teerakawanich, and S. Srisonphan, "Arc Flash Hazard in Distribution System with Distributed Generation," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 86, no. March, pp. 377–380, 2016, doi: 10.1016/j.procs.2016.05.106.
- [10] G. W. Wijaya, *Evaluasi Sistem Koordinasi Proteksi Relay OCR dan GFR dari Incoming Combined Heat Power 20 kV hingga Incoming Power Motor Control Center 0,42 kV pada PT. Unilever Oleochemical Indonesia*. Semarang: Transient, 2022.