

Analisis Hubung Singkat *Inter Bus Transformer* (IBT) 500 MVA Paralel Empat Unit di GITET Kediri

Royb Fatkhur Rizal¹, Muhammad Wahyu Abdy Cahya², Tyto Nugraha Saputra³

^{1,2,3} Universitas Negeri Malang
Jalan Semarang No. 5, Malang, Indonesia
fatkhurrizal.fv@um.ac.id

Abstrak

GITET Kediri merupakan gardu induk tegangan ekstra tinggi yang mengoperasikan sistem tegangan 500 kV, 150 kV, dan 20 kV secara terpadu. Sampai tahun 2015, fasilitas ini mengoperasikan sejumlah tiga unit Inter Bus Transformer (IBT) 500/150 kV berkapasitas 500 MVA per unit, kemudian diperluas dengan penambahan IBT keempat pada tahun 2020[1]. Konfigurasi bay di sisi 150 kV telah ditetapkan sejak 2017 tanpa perubahan peralatan hingga kini. Berdasarkan ketentuan IEC 60076-1 mengenai operasi paralel transformator, keempat IBT dinyatakan memenuhi persyaratan karena perbedaan impedansi di antara unit-unit tersebut berada dalam rentang $\pm 7,5\%$, yakni 3,3%, 13,16%, 14,452%, dan 14,375%[2]. Hasil perbandingan antara simulasi dan perhitungan manual menunjukkan besaran arus hubung singkat sebagai berikut: gangguan tiga fasa menghasilkan 26,978 kA (simulasi) dan 26,548 kA (perhitungan); gangguan satu fasa ke tanah sebesar 29,659 kA dan 30,097 kA; gangguan antar fasa sebesar 23,363 kA dan 23,066 kA; serta gangguan dua fasa ke tanah menghasilkan 28,374 kA dan 28,924 kA untuk fasa AB, serta 28,788 kA dan 28,996 kA untuk fasa BC. Kemampuan pemutus PMT pada IBT 1, 2, 4 serta bay Kertosono, Jayakertas, Tulungagung 1&2, Banaran 1&2, Trafo 1, Kopel 1&2, dan Section A&B tercatat 40 kA, sedangkan IBT 3 dan Trafo 2 memiliki kapasitas 50 kA. Kajian ini menyimpulkan bahwa operasi paralel keempat IBT dapat dilaksanakan mengingat selisih impedansi masih dalam batas standar, dan seluruh PMT 150 kV dinyatakan layak beroperasi dikarenakan besaran arus gangguan tidak melampaui kapasitas PMT[3].

Kata kunci: Hubung Singkat, Paralel IBT, Breaking Capacity

Abstract

GITET Kediri is an extra-high-voltage substation that operates 500 kV, 150 kV, and 20 kV systems in an integrated manner. As of 2015, this facility operated three 500/150 kV Inter-Bus Transformers (IBTs) with a capacity of 500 MVA per unit, and was later expanded with the addition of a fourth IBT in 2020[1]. The bay configuration on the 150 kV side has been in place since 2017 with no changes to the equipment to date. Based on the provisions of IEC 60076-1 regarding transformer parallel operation, the four IBTs are deemed to meet the requirements because the impedance differences among the units fall within the $\pm 7.5\%$ range, namely 3.3%, 13.16%, 14.452%, and 14.375%[2]. The comparison results between simulation and manual calculations show the following short-circuit current values: a three-phase fault produces 26.978 kA (simulation) and 26.548 kA (calculation); a single-phase-to-ground fault produces 29.659 kA and 30.097 kA; a phase-to-phase fault of 23,363 kA and 23,066 kA; and a two-phase-to-ground fault resulting in 28,374 kA and 28,924 kA for phase AB, and 28,788 kA and 28,996 kA for phase BC. The breaking capacity of the PMT at IBT 1, 2, 4, and the Kertosono, Jayakertas, Tulungagung 1&2, Banaran 1&2, Trafo 1, Kopel 1&2, and Section A&B bays is recorded at 40 kA, while IBT 3 and Trafo 2 have a capacity of 50 kA. This study concludes that parallel operation of the four IBTs is feasible, given that the impedance difference remains within standard limits, and all 150 kV PMTs are deemed operational because the fault current does not exceed the PMTs' capacity[3].

Keywords: short circuit, parallel IBT, breaking capacity,

I. PENDAHULUAN

Dalam kehidupan modern, ketersediaan energi listrik yang handal merupakan tuntutan mendasar bagi

masyarakat luas. Infrastruktur ketenagalistrikan secara umum mencakup tiga subsistem yang saling berkaitan, yakni pembangkitan, transmisi, dan distribusi, yang keseluruhannya harus dikelola dengan standar keandalan tinggi demi mencegah terjadinya gangguan yang berdampak luas. Sebagai komponen vital dalam jaringan transmisi, gardu induk mengemban fungsi transformasi tegangan, baik dari level ekstra tinggi menuju tegangan tinggi, antar sesama tegangan tinggi, maupun dari tegangan tinggi ke tegangan menengah. Di samping itu, gardu induk sebagai tempat pusat pengukuran, pengendalian operasi, serta perlindungan sistem listrik secara keseluruhan[1].

GITET Kediri, yang beralamat di Jalan Kapten Tendean kawasan timur RSUD Gambiran 2 Kota Kediri, memulai operasinya pada tahun 2003 dengan hanya satu unit IBT 500/150 kV berkapasitas 500 MVA. Kapasitas transformasi kemudian ditingkatkan melalui penambahan IBT kedua pada tahun 2009 dengan kapasitas yang setara, dilanjutkan dengan IBT ketiga pada 2015. IBT keempat mulai beroperasi tahun 2020 dan kerap difungsikan secara paralel untuk mengakomodasi kebutuhan beban sistem[1]. Mengacu pada standar IEC 60076-1, operasi paralel dua atau lebih transformator dimungkinkan apabila unit-unit tersebut memiliki polaritas yang identik, tegangan kerja per fasa yang sama, serta nilai impedansi yang setara[2]. Namun demikian, keempat IBT di GITET Kediri memiliki nilai impedansi yang berbeda-beda, sementara konfigurasi bay sisi 150 kV telah baku sejak 2017 tanpa penggantian peralatan. Kondisi ini mendorong perlunya kajian mendalam apakah kemampuan pemutus (*breaking capacity*) PMT sisi 150 kV masih memadai untuk menginterupsi arus hubung singkat pada bus 150 kV [6][7]. Oleh karena itu, studi ini memanfaatkan perangkat lunak ETAP Power Station 16.0.0 guna mensimulasikan dan menghitung arus hubung singkat pada kondisi keempat IBT GITET Kediri beroperasi secara paralel.

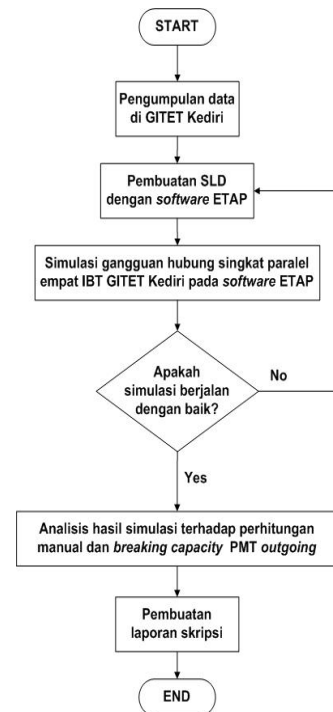
II. METODE PENELITIAN

Penelitian ini termasuk penelitian pengembangan yang dibangun di atas kajian-kajian sebelumnya mengenai analisis hubung singkat pada sistem ketenagalistrikan. Tujuan utama penelitian adalah memverifikasi dan menjelaskan kesesuaian antara variabel-variabel sistem, khususnya nilai impedansi dan arus gangguan, terhadap nilai standar yang telah ditetapkan, sehingga dihasilkan temuan ilmiah yang dapat memperkaya pengetahuan di bidang proteksi sistem tenaga listrik.

Pendekatan observasi langsung ini dipilih untuk memastikan bahwa data yang diperoleh, baik berupa

parameter teknis peralatan maupun kondisi operasi aktual sistem, benar-benar mencerminkan fakta di lapangan dan dapat dipertanggungjawabkan secara ilmiah.

Guna memberikan arah yang sistematis dan terstruktur dalam pelaksanaan penelitian, seluruh tahapan kegiatan mulai dari pengumpulan data hingga penarikan kesimpulan dirancang dan divisualisasikan dalam bentuk diagram berikut.



Gambar 1. Diagram Flowchart Analisis

A. Pengumpulan dan Analisis Data

Pada tahap pengumpulan data mencakup penghimpunan informasi teknis dari GITET Kediri, meliputi Single Line Diagram, nilai impedansi masing-masing IBT, *breaking capacity* PMT, serta berbagai data teknis. Seluruh parameter tersebut diperoleh langsung dari pelat nama peralatan, baik pada unit trafo IBT maupun PMT sisi 150 kV, mencakup data seperti *rated kV*, *power rating*, *impedance*, dan spesifikasi teknis lainnya yang relevan.

Proses analisis data dilaksanakan dengan mengkaji secara menyeluruh informasi yang telah terkumpul sebagai dasar pemodelan simulasi dalam ETAP. Tahap ini bertujuan memastikan kelengkapan dan kesesuaian data dengan persyaratan input perangkat lunak simulasi. Dalam pendekatan perhitungan analitik manual, besaran arus hubung singkat diperoleh dengan membagi tegangan sistem dengan total impedansi yang terdapat antara sumber hingga titik terjadinya gangguan.

B. Perhitungan Impedansi Sumber

1) Impedansi:

Data impedansi hubung singkat bus pada sisi primer 500 kV di GITET Kediri dalam pu pada 110 MVA, tabel ini menampilkan nilai-nilai impedansi dari sumber daya (grid sistem 500 kV) yang terhubung ke GITET Kediri dalam satuan per unit pada base 110 MVA. Tabel ini berfungsi untuk mengidentifikasi komponen impedansi yang terbagi menjadi tiga urutan berbeda, yaitu urutan positif (r_1, x_1) yang digunakan untuk perhitungan gangguan 3 fasa, urutan negatif (r_2, x_2) untuk perhitungan gangguan fasa-fasa, dan urutan nol (r_0, x_0) untuk perhitungan gangguan satu fasa ke tanah.

Data-data dalam tabel 1. menjadi dasar perhitungan untuk mengonversi impedansi sumber ke base 100 MVA dan kemudian mengonversi ke sisi sekunder 150 kV sehingga dapat menentukan impedansi ekivalen sistem. Nilai-nilai impedansi tersebut kemudian digunakan untuk menghitung arus hubung singkat pada berbagai kondisi gangguan seperti gangguan 3 fasa, gangguan satu fasa ke tanah, gangguan fasa-fasa, dan gangguan fasa-fasa ke tanah. Hasil perhitungan arus gangguan tersebut selanjutnya dijadikan acuan untuk mengevaluasi kelayakan operasi PMT 150 kV di GITET Kediri dari sisi kemampuan pemutusannya.

Tabel 1. Impedansi Sumber Sisi 500 kV Dalam pu (110 MVA)

	r_1	x_1	r_2	x_2	r_0	x_0
	0,00	0,008	0,000	0,008	0,000	0,004
	07	35	66	25	17	12
Z	0,00837		0,00827		0,00412	

Nilai impedansi dalam pu per 100 MVA dihitung dengan persamaan 1

$$Z_{(pu)} = \frac{100}{110} \times Z_{(pu)} \quad (1)$$

Untuk nilai impedansi dalam ohm sisi 500 kV dapat di hitung dengan persamaan 2.

$$Z_S = \frac{kV^2}{MVA} \times Z_{(pu)}^{[4]} \quad (2)$$

Di mana Z_S adalah impedansi sumber dalam ohm, kV adalah tegangan nominal dalam kilovolt, MVA adalah kapasitas base dalam megavolt-ampere, dan $Z_{(pu)}$ adalah impedansi dalam satuan per unit. Berdasarkan persamaan tersebut, nilai impedansi urutan positif, negatif, dan nol pada sisi 500 kV GITET Kediri dapat dilihat pada table 2 untuk besarnya impedansi.

Tabel 2. Urutan Impedansi Kedua Sisi Trafo

Urutan Impedansi	Sisi 500 kV (Ω)	Sisi 150 kV (Ω)
Urutan Positif (Z_1)	19,00	1,71

Urutan Negatif (Z_2)	18,775	1,689
Urutan Nol (Z_0)	9,35	0,084

2) Perhitungan Impedansi Trafo :

Keempat unit IBT 500/150 kV di GITET Kediri masing-masing memiliki nilai reaktansi sebesar trafo IBT 1, 2, 3, dan 4 500/150 kV di GITET Kediri adalah 13,3%, 13,16%, 14,452%, dan 14,375%. Guna menentukan nilai reaktansi urutan positif, negatif dan nol dalam ohm, dibutuhkan perhitungan besarnya nilai ohm, untuk perhitungan menggunakan rumus impedansi trafo sesuai dengan persamaan 3.

$$Z_t (100\%) = \frac{KVT^2}{MVAT} Z_t (100\%) \quad (3)$$

Dari persamaan diatas kita mendapat hasil seperti yang akan dijelaskan pada tabel 3 yaitu hasil dari perhitungan impedansi trafo.

Tabel 3. Urutan Impedansi Kedua Sisi Trafo

No IBT	Impedansi (%)	$X_{\{t1,2\}}$ (Ω)	$X_{\{t0\}}$ (Ω)
IBT 1	13,3	5,985	17,955
IBT 2	13,16	5,922	17,766
IBT 3	14,452	6,503	19,509
IBT 4	14,375	6,468	19,404

Berdasarkan persamaan (3) reaktansi urutan positif dan negatif untuk masing-masing IBT dihitung dengan mengalikan persentase impedansi trafo dengan nilai impedansi pada 100%, sedangkan reaktansi urutan nol ($X_{\{t0\}}$) dihitung sebagai tiga kali nilai reaktansi urutan positif. Hasil perhitungan pada Tabel 2 memperlihatkan bahwasanya impedansi trafo IBT 1 memiliki nilai reaktansi urutan positif terkecil yaitu 5,985 Ω , sementara IBT 3 memiliki nilai reaktansi urutan positif terbesar yaitu 6,503 Ω . Perbedaan impedansi antar IBT ini masih dalam batas yang diizinkan menurut standar IEC 60076-1 yaitu $\pm 7,5\%$.

3) Perhitungan Impedansi Paralel Trafo IBT:

Reaktansi paralel IBT urutan positif dan negatif ($Z_{t1,2}$ total) ketika empat unit IBT beroperasi paralel, impedansi total dihitung dengan menggunakan formula admitansi (kebalikan impedansi). Reaktansi paralel IBT urutan positif dan negatif dihitung dengan menjumlahkan kebalikan dari masing-masing reaktansi IBT, sedangkan reaktansi paralel IBT urutan nol dihitung dengan cara yang sama sesuai dengan persamaan (4) dan (5).

$$\frac{1}{Z_{t1,2} \text{ total}} = \frac{1}{Z_{t1,2}(1)} + \frac{1}{Z_{t1,2}(2)} + \frac{1}{Z_{t1,2}(3)} + \frac{1}{Z_{t1,2}(4)} \quad (4)$$

$$\frac{1}{Z_{t0} \text{ total}} = \frac{1}{Z_{t0}(1)} + \frac{1}{Z_{t0}(2)} + \frac{1}{Z(3)} + \frac{1}{Z_{t0}(4)} \quad (5)$$

Tabel 4. Impedansi Paralel Trafo IBT

Urutan Impedansi	Nilai (Ω)
$Z_{t_{1,2} (1)}$	5,985
$Z_{t_{1,2} (2)}$	5,922
$Z_{t_{1,2} (3)}$	6,503
$Z_{t_{1,2} (4)}$	6,468
$Z_{t_{1,2} Total}$	1,552
$Z_{t_0 (1)}$	17,955
$Z_{t_0 (2)}$	17,766
$Z_{t_0 (3)}$	19,509
$Z_{t_0 (4)}$	19,404
$Z_{t_0 Total}$	4,656

Hasil perhitungan pada tabel 4, menunjukkan bahwa impedansi paralel urutan positif dan negatif ($Z_{\{t_{1,2} total\}}$) adalah 1,552 Ω, sedangkan impedansi paralel urutan nol ($Z_{\{t_0 total\}}$) adalah 4,656 Ω. Nilai-nilai ini akan digunakan untuk menghitung impedansi ekuivalen sistem.

4) Perhitungan Impedansi Ekuivalen:

Impedansi ekuivalen sistem diperoleh dari superposisi impedansi sumber di sisi 150 kV dengan impedansi paralel keempat IBT. Sesuai dengan metode komponen simetris yang digunakan dalam analisis gangguan asimetris, impedansi ekuivalen dibedakan ke dalam tiga komponen urutan, yakni positif, negatif, dan nol, dengan formulasi matematisnya masing-masing ditunjukkan pada Persamaan (6), (7), dan (8)

Impedansi ekuivalen urutan positif (Z_1 eki)

$$Z_{1,2} eki = Z_{S1}(150 \text{ kV}) + Z_{t_1 total} \quad (6)$$

Impedansi ekuivalen urutan negatif (Z_2 eki)

$$Z_2 eki = Z_{S2}(150 \text{ kV}) + Z_{t_2 total} \quad (7)$$

Impedansi ekuivalen urutan nol (Z_0 eki)

$$Z_0 eki = Z_{S0}(150 \text{ kV}) + Z_{t_0 total} \quad (8)$$

Tabel 5. Urutan Impedansi Kedua Sisi Trafo

Urutan Impedansi	Impedansi Sumber (Ω)	Impedansi Paralel Trafo (Ω)	Impedansi Ekuivalen (Ω)
Urutan Positif (Z_1)	1,71	1,552	3,262
Urutan Negatif (Z_2)	1,689	1,552	3,241
Urutan Nol (Z_0)	0,084	4,656	4,74

Impedansi ekuivalen yang ada pada tabel 5, menunjukkan bahwa impedansi urutan positif sebesar 3,262 Ω dan urutan negatif sebesar 3,241 Ω menunjukkan nilai yang cenderung serupa, karena sumber dan trafo memiliki karakteristik yang seimbang. Sementara impedansi urutan nol sebesar 4,74 Ω lebih besar karena adanya jalur netral ke tanah

melalui trafo. Nilai-nilai impedansi ekuivalen ini dimanfaatkan guna menghitung arus gangguan pada berbagai kondisi gangguan hubung singkat.

C. Perhitungan Arus Gangguan

1) Perhitungan Gangguan Tiga Fasa

Gangguan ini merupakan tipe gangguan simetris di mana ketiga fasa mengalami hubung singkat secara serentak. Besar arus gangguan yang dihasilkan diperoleh melalui pembagian tegangan fasa-netral terhadap impedansi urutan positif ekuivalen sistem, sebagaimana dirumuskan dalam Persamaan (9).

$$I = \frac{V_{phs-n}}{Z_{1eki}} \quad (9)$$

2) Perhitungan Gangguan Satu Fasa ke Tanah

Gangguan ini timbul akibat kontak antara satu konduktor fasa dengan tanah. Dalam konfigurasi paralel keempat IBT, arus gangguan mengalir melalui jalur netral seluruh transformator yang beroperasi sekaligus. Formulasi perhitungannya mengacu pada Persamaan (10).

$$I = \frac{3 \times V_{phs-n}}{Z_{s1} + Z_{t1} + Z_{s2} + Z_{t2} + Z_{s0} + Z_{t0}} \quad (10)$$

3) Perhitungan Gangguan Fasa-Fasa

Gangguan ini timbul ketika dua fasa saling bersentuhan tanpa keterlibatan ground. Besaran arus gangguan ditentukan melalui pembagian tegangan antar fasa terhadap penjumlahan impedansi urutan positif dan negatif ekuivalen, sebagaimana dinyatakan dalam Persamaan (11).

$$I = \frac{V_{phs-phs}}{Z_{1eki} + Z_{2eki}} \quad (11)$$

4) Perhitungan Gangguan Fasa-Fasa ke Tanah

Gangguan ini merupakan skenario di mana dua konduktor fasa mengalami kontak satu sama lain sekaligus bersentuhan dengan tanah. Analisis ini dilakukan untuk dua kombinasi fasa, yaitu AB dan BC, dengan persamaan perhitungan yang merujuk pada Persamaan (12).

$$I = \frac{V_{phs-phs}}{Z_{1eki} + (Z_{2eki} // Z_{0eki})} \quad (12)$$

Tabel 6. Ringkasan Hasil Perhitungan Arus Gangguan

Jenis Gangguan	Arus Gangguan (kA)
Gangguan Tiga Fasa (3Ph)	26,548
Gangguan Satu Fasa dengan Tanah (LG)	30,097
Gangguan Antar Fasa (Line to Line)	23,066
Gangguan Antar Fasa ke Tanah (LLG) - Fasa AB	28,924
Gangguan Fasa-Fasa ke Tanah (LLG) - Fasa BC	28,996

Arus gangguan pada Tabel 6 memperlihatkan bahwasanya arus gangguan terbesar terjadi pada kondisi LG, yaitu sebesar 30,097 kA, sedangkan arus gangguan terkecil terjadi pada kondisi LL yaitu sebesar 23,066 kA. Nilai-nilai arus gangguan ini akan dibandingkan dengan hasil simulasi ETAP untuk mengetahui akurasi software dalam analisis gangguan hubung singkat.

D. Perancangan dan Pengujian Sistem

Melakukan perancangan sistem menggunakan ETAP dengan membuat Single Line Diagram (SLD) kemudian memasukkan parameter yang sesuai dengan data nameplate peralatan. Selanjutnya dilakukan pengujian simulasi 3Ph, LG, LL, dan LLG saat paralel empat IBT 500/150 kV pada GITET Kediri.

Tahapan simulasi ETAP dilakukan dengan mengikuti prosedur yang telah ditentukan. Pertama, membuat SLD pada aplikasi ETAP yang merepresentasikan konfigurasi sistem ketenagalistrikan GITET Kediri. Kedua, memasukkan parameter sesuai dengan data nameplate peralatan yang ada pada data seperti tegangan nominal, daya, impedansi, dan jenis vektor grup trafo. Setiap parameter harus diinput dengan akurat berdasarkan spesifikasi peralatan asli agar simulasi dapat menyajikan hasil yang valid dan menggambarkan kondisi sistem yang sebenarnya. Data impedansi trafo IBT 500/150 kV yang digunakan dalam simulasi ditampilkan pada Tabel 7.

Tabel 7. Impedansi Trafo IBT 500/150 kV GITET Kediri

I BT	Poduksi Trafo IBT	Vector Group	T A H U N	M V A	Impedansi Trafo (Z)
1	CG Power	Yyd	2018	500	13,3%
2	Mitsubishi	Yyd	2008	500	13,16%

3	CG Pauwels	Yyd	2013	500	14,45%
4	CG Pauwels	Yyd	2018	500	14,37%

Titik injeksi gangguan ditetapkan pada bus 150 kV, yaitu node di mana keempat IBT terhubung secara paralel. Standar analisis hubung singkat yang diterapkan mengacu pada IEC sesuai regulasi internasional. Empat skenario gangguan disimulasikan secara berurutan, yakni 3Ph, LG, LL, dan LLG. Eksekusi simulasi dilakukan melalui modul analisis hubung singkat ETAP, dan output yang dihasilkan selanjutnya dibandingkan dengan hasil perhitungan analitik untuk menilai ketelitian perangkat lunak tersebut.

Simulasi rangkaian ini dilakukan pada bus 150 kV dari pertemuan 4 sumber IBT 500/150 kV dengan beban 2 bay trafo distribusi 60 MVA dan 6 bay penghantar/line yaitu bay Kertosono, Jayakertas, Banaran 1&2, dan Tulungagung 1&2 yang ditunjang dengan adanya kopel 1&2 juga section A&B sebagai alat untuk memparalel sistem. Titik gangguan simulasi hubung singkat paralel empat IBT 500/150 kV pada ETAP ditunjukkan pada Gambar 2 atau bisa dikatakan gangguan terjadi pada semua bus 150 kV (bus A1, B1, A2, dan B2).

Gambar 2 menunjukkan *Single Line Diagram* (SLD) sistem ketenagalistrikan GITET Kediri yang merepresentasikan konfigurasi sistem dengan empat unit IBT 500/150 kV yang beroperasi paralel. Diagram ini meliputi sumber pembangkit 500 kV di sisi primer, keempat unit IBT yang tersambung pada bus 500 kV dan 150 kV, trafo distribusi 60 MVA pada sisi 150 kV, serta enam saluran transmisi (line) yang terhubung pada bus 150 kV yaitu Kertosono, Jayakertas, Banaran 1&2, dan Tulungagung 1&2. Selain itu, sistem dilengkapi dengan kopel 1&2 dan section A&B yang berfungsi untuk memparalel dan memisahkan bus 150 kV sesuai kebutuhan operasi. Titik gangguan simulasi hubung singkat diasumsikan terjadi pada semua bus 150 kV (bus A1, B1, A2, dan B2) untuk mengetahui arus gangguan pada berbagai kondisi operasi sistem.

E. Parameter Penelitian

Parameter yang digunakan merupakan data masukan yang diproses oleh ETAP agar simulasi menghasilkan keluaran yang akurat dan dapat dipertanggungjawabkan secara ilmiah. Setiap parameter harus diinput sesuai dengan spesifikasi aktual peralatan dan kondisi operasi sistem sehingga model simulasi benar-benar merepresentasikan kondisi nyata di lapangan. Ketepatan input parameter memegang peranan krusial karena secara langsung

menentukan keabsahan hasil analisis hubung singkat dan validitas kesimpulan penelitian.

Parameter penelitian meliputi berbagai komponen sistem ketenagalistrikan GITET Kediri yang terdiri dari data *power grid* (sumber) pada sisi 500 kV yang merepresentasikan karakteristik sistem pembangkit dan transmisi, empat unit trafo IBT 500/150 kV yang beroperasi paralel dengan impedansi berbeda, trafo distribusi yang melayani beban di sisi 150 kV, saluran transmisi yang menghubungkan GITET Kediri dengan gardu induk lain, kopel dan section yang berfungsi untuk memparalel dan memisahkan bus sistem, serta busbar sebagai titik pertemuan berbagai komponen. Seluruh parameter ini ditampilkan secara detail pada Tabel 8 hingga Tabel 10 untuk memudahkan verifikasi dan reproduksi penelitian..

Tabel 8. Parameter Sumber dan Interbus Transformer

SUMBER (POWER)					
Koneksi	Rated kV	SC Impedance (100 MVAb)			
		Positif dan negatif		Zero	
3 phase	500	0,0636 (%R)	0,759 (%X)	0,0154 (%R)	0,374 (%X)
INTERBUS TRANSFORMER					
Nama Bay	Tegangan (kV)	Kapasitas Daya (MVA)	Impedansi	Vector Group, Grounding	CB 150 kV
IBT 1	500/150	500	13,3%	YYd, solid	40 kA
IBT 2	500/150	500	13,16%	YYd, solid	40 kA
IBT 3	500/150	500	14,452%	YYd, solid	50 kA
IBT 4	500/150	500	14,375%	YYd, solid	40 kA

Tabel 9. Data Parameter Beban

TRAFO DISTRIBUSI						
Identitas Bay	Level Tegangan (kV)	Kapasitas Daya (MVA)	Load (MVA)	Impedance	Grup Vektor & Pentanahan	CB 150 kV (kA)

Dist 1	150/20	60	27,38	12,5 %	YYd, 500 ohm	40
Dist 2	150/20	60	8,286	12,5 %	YYd, 500 ohm	40
PENHANTAR JARINGAN						
Nama Jaringan	Tingkat Tegangan Operasi (kV)	Beban (MVA)	Panjang (km)	CB 150 kV (kA)		
Jayakertas	150	176,58	62,83	40		
Kertosono	150	183,21	60,63	40		
Tulungagung 1	150	18,42	66,374	40		
Tulungagung 2	150	18,46	66,374	40		
Banaran 1	150	244,65	0,72	40		
Banaran 2	150	206,67	0,72	40		

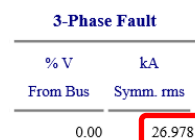
Tabel 10. Data Teknis Kopel, Section, dan Busbar

PERALATAN KOPEL DAN SECTION				
	Voltage Rating (kV)	CB 150 kV (kA)	Status CB	
Kopel 1	150	40	Close	
Kopel 2	150	40	Open	
Section A	150	40	Close	
Section B	150	40	Close	
KONFIGURASI BUSBAR (kV)				
Bus 1	Bus A1	Bus A2	Bus B1	Bus B2
500	150	150	150	150

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Hasil Simulasi

Keluaran simulasi berupa arus hubung singkat untuk keempat jenis gangguan yang dianalisis disajikan pada Gambar 3 hingga 16 berikut.



Gambar 2. Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa

Gambar 2 menyajikan keluaran simulasi ETAP untuk skenario 3Ph pada bus 150 kV, dengan arus gangguan terukur sebesar 26,978 kA. Gangguan tiga fasa bersifat sepenuhnya simetris karena ketiga konduktor fasa terlibat secara bersamaan. Profil arus gangguan

pada seluruh bus 150 kV (A1, A2, B1, dan B2) menunjukkan nilai yang konsisten dengan distribusi tegangan yang setara di ketiga fasa.

Line-To-Ground Fault														
% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)								
Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		Sequence Current (kA)		
Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	I1	I2	I0
0.00	0.0	96.11	-114.6	94.73	115.0	29,659	87.2	0.000	0.0	0.000	0.0	9.886	9.886	9.886

Gambar 3. Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat 1 Fasa ke Tanah

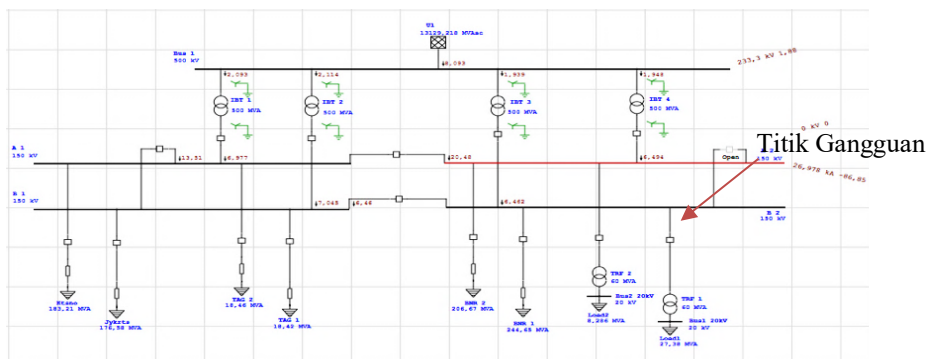
Gambar 3 menyajikan hasil simulasi untuk skenario LG, di mana arus gangguan mencapai 29,659 kA, menjadikannya nilai tertinggi di antara seluruh jenis gangguan yang disimulasikan. Pada kondisi ini, satu fasa berkontak langsung dengan tanah dan membentuk jalur arus melalui sistem pentanahan. Puncak arus gangguan ditunjukkan pada bagian bertanda warna dalam gambar output ETAP.

B. Presentase Error

Evaluasi ketelitian simulasi dilakukan melalui perhitungan deviasi relatif antara keluaran ETAP dan hasil analitik manual. Nilai deviasi yang kecil mengindikasikan bahwa perangkat lunak memiliki kehandalan tinggi sebagai alat analisis sistem tenaga, khususnya dalam pemodelan skenario hubung singkat. Metrik deviasi diformulasikan dalam (13).

$$\% \text{ error} = \frac{[N_{\text{simulasi}} - N_{\text{hitung}}]}{N_{\text{hitung}}} \times 100\% \quad (13)$$

Perbandingan komprehensif antara hasil perhitungan manual, keluaran simulasi, dan nilai deviasi persentasenya disajikan secara bersamaan dalam Gambar 7 hingga 9.



Gambar 4. Titik Gangguan Hubung Singkat pada Bus 150 kV

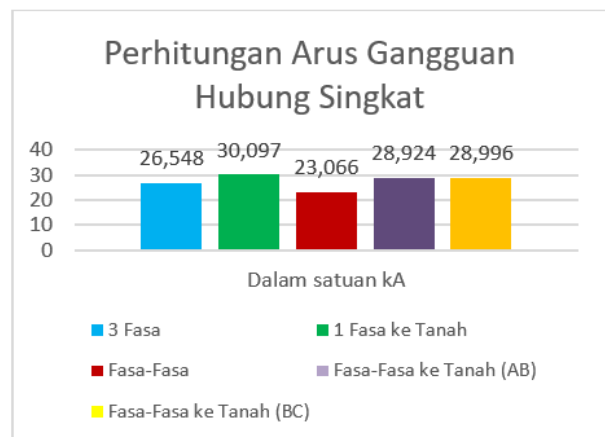
Line-To-Line Fault														
% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)								
Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		Sequence Current (kA)		
Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	I1	I2	I0
100.00	0.0	50.00	-180.0	50.00	180.0	0.000	0.0	23,363	-176.9	23,363	3.1	13.489	13.489	0.000

Gambar 5. Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat Fasa-Fasa ke Tanah

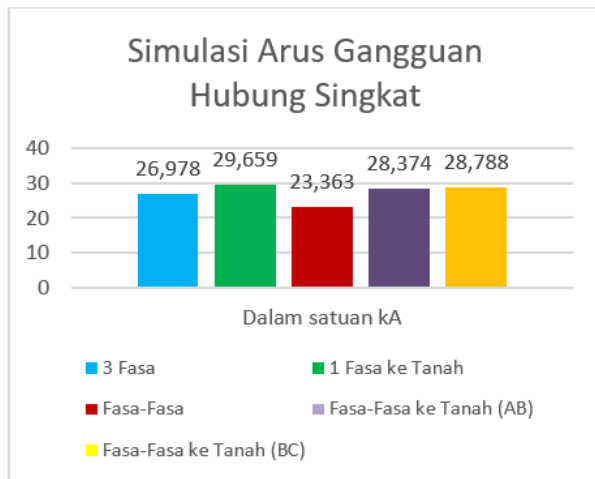
Line-To-Ground Fault														
% Voltage at From Bus						Current at From Bus (kA)								
Va		Vb		Vc		Ia		Ib		Ic		Sequence Current (kA)		
Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	Mag	Ang	I1	I2	I0
0.00	0.0	96.11	-114.6	94.73	115.0	29,659	87.2	0.000	0.0	0.000	0.0	9.886	9.886	9.886

Gambar 6. Hasil Simulasi Gangguan Hubung Singkat Fasa-Fasa ke Tanah

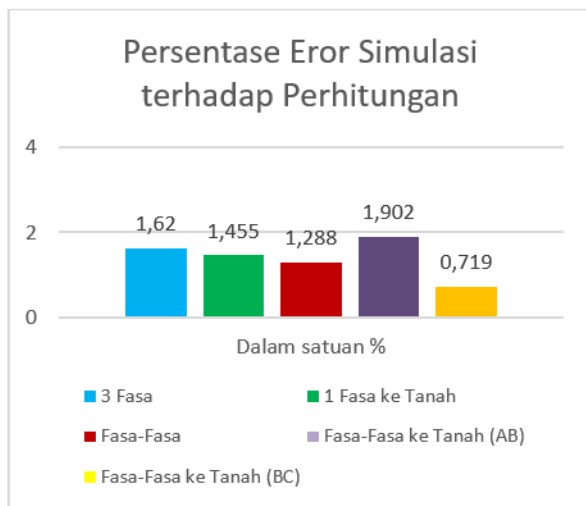
Gambar 6 menampilkan output simulasi untuk LLG, dengan arus gangguan sebesar 28,374 kA pada kombinasi fasa AB dan 28,788 kA pada kombinasi fasa BC. Jenis gangguan ini bersifat gabungan antara gangguan antar fasa dan gangguan ke tanah, sehingga wajar jika menimbulkan arus yang lebih besar daripada gangguan murni antar fasa. Ketidaksimetrisan nilai arus antara fasa AB dan BC mencerminkan adanya perbedaan impedansi urutan pada kondisi sistem yang tidak sepenuhnya seimbang.



Gambar 7. Grafik Arus Gangguan Hubung Singkat pada Bus 150 kV



Gambar 8. Grafik Simulasi Arus Gangguan Hubung Singkat pada Bus150 kV



Gambar 9. Grafik Persentase Error Simulasi terhadap Perhitungan

Seluruh nilai deviasi yang diperoleh berada di bawah ambang 5%, dengan deviasi minimum sebesar 0,717% pada skenario LLG fasa BC, dan deviasi maksimum 1,902% pada skenario yang sama untuk fasa AB. Rentang deviasi yang sangat sempit ini mengkonfirmasi bahwa ETAP Power Station 16.0.0 memiliki tingkat presisi yang tinggi dalam mensimulasikan gangguan hubung singkat di sistem ketenagalistrikan GITET Kediri. Selisih kecil yang tersisa antara kedua metode dapat dikaitkan dengan efek pembulatan numerik, penyederhanaan model, atau variasi parameter kecil yang inheren dalam sistem skala besar.

C. Presentase Arus Gangguan

Merujuk pada hasil simulasi yang telah diperoleh, dilakukan evaluasi lanjutan berupa perhitungan presentase utilitas kapasitas PMT terhadap besaran arus gangguan pada masing masing skenario. Kalkulasi ini bertujuan untuk mengetahui sejauh mana pemanfaatan kapasitas PMT. menghadapi arus apakah margin keamanan yang tersisa masih cukup untuk menjamin keamanan.

Rumus Kapasitas PMT

$$\% \text{ PMT} = \frac{N_{\text{simulasi}}}{\text{Breaking capacity PMT}} \times 100\% \quad (14)$$

1) Gangguan Tiga Fasa (3LG)

Penerapan persamaan (14) pada skenario gangguan tiga fasa menghasilkan tingkat utilitas sebagai berikut: PMT dengan rating pemutusan 40 kA terbebani sebesar 67,445% dari kapasitas nominalnya, sedangkan PMT berkemampuan 50 kA menunjukkan utilitas sebesar 53,956%. Kedua nilai ini mengindikasikan bahwa arus gangguan tiga fasa masih jauh di bawah batas kemampuan pemutusan PMT yang terpasang.

2) Gangguan Satu Fasa ke Tanah (LG)

Pada kondisi ini, tingkat pembebanan PMT mencapai nilai tertinggi dibandingkan skenario lainnya. PMT berrating 40 kA mencapai utilitas 74,148%, sementara PMT 50 kA terbebani hingga 59,318%. Meskipun demikian, kedua nilai tersebut kurang dari ambang batas 100%, sehingga seluruh PMT dinyatakan aman.

3) Gangguan Fasa ke Fasa (LL)

Skenario ini menghasilkan tingkat utilitas paling rendah di antara keempat jenis gangguan yang dianalisis. PMT dengan kapasitas pemutusan 40 kA hanya terbebani sebesar 58,408%, sedangkan PMT 50 kA menunjukkan pembebanan sebesar 46,726%. Rendahnya nilai utilitas ini disebabkan oleh magnitude arus gangguan LL yang secara teoritis lebih kecil dibandingkan gangguan tiga fasa maupun gangguan ke tanah.

4) Gangguan Dua Fasa ke Tanah (LLG)

Hasil perhitungan pada skenario ini menunjukkan perbedaan nilai antara fasa AB dan fasa BC. Untuk PMT berrating 40 kA, tingkat utilitas tercatat sebesar 70,935% pada fasa AB dan 71,970% pada fasa BC. Adapun PMT dengan kapasitas 50 kA memperlihatkan pembebanan sebesar 56,748%,

Tabel 10. Evaluasi Tingkat Utilisasi Kemampuan Pemutusan PMT 150 kV terhadap Arus Hubung Singkat

Identitas PMT 150 kV	Rating Pemutusan CB PMT (kA)	Kapasitas PMT (%)			
		3 Phase	LG	LL	LLG
IBT 1, 2, 4 Kertosono, Jayakertas Jayakertas Tulungagung 1 & 2 Banaran 1 & 2 Trafo 1 Kopel 1 & 2 Section A & B	40	67,445	74,148	58,408	70,935 dan 71,970
IBT 3 Trafo 2	50	53,956	59,318	46,726	56,748 dan 57,576

IV. KESIMPULAN

untuk fasa AB dan 57,576% untuk fasa BC. Selisih kecil antara kedua fasa tersebut dipengaruhi oleh perbedaan impedansi urutan pada masing-masing jalur

Utilisasi kapasitas PMT terendah tercatat sebesar 46,726%, terjadi pada skenario gangguan fasa ke fasa (LL) untuk peralatan dengan *breaking capacity* 50 kA (IBT 3 dan Trafo 2), sementara utilisasi tertinggi mencapai 74,148% pada skenario LG untuk peralatan dengan *breaking capacity* 40 kA.

Keseluruhan hasil perhitungan mengindikasikan bahwa semua PMT 150 kV di GITET Kediri masih menyimpan cadangan kapasitas (*reserve capacity*) yang memadai dan layak dipertahankan dalam operasi, mengingat arus gangguan tertinggi pun masih di bawah nilai *breaking capacity* pemutus masing-masing unit PMT.

Tabel 10 menyajikan hasil evaluasi perbandingan antara arus hubung singkat dan kemampuan pemutusan PMT secara menyeluruh. Berdasarkan perhitungan menggunakan persamaan (14), PMT yang menunjukkan rating pemutusan 40 kA — mencakup IBT 1, 2, 4 pada sisi 150 kV, bay Kertosono, Jayakertas, Tulungagung 1&2, Banaran 1&2, Trafo 1, Kopel 1&2, serta Section A&B — menunjukkan tingkat pembebanan masing-masing sebesar 67,445% untuk gangguan tiga fasa, 74,148% untuk LG, 58,408% untuk LL, serta 70,935% (fasa AB) dan 71,970% (fasa BC) untuk LLG. Sementara itu, PMT dengan kemampuan pemutusan 50 kA yang terpasang pada IBT 3 sisi 150 kV dan Trafo 2 memperlihatkan utilisasi berturut-turut sebesar 53,956%, 59,318%, 46,726%, serta 56,748% (fasa AB) dan 57,576% (fasa BC).

Penelitian ini telah menganalisis kapasitas pemutus tenaga (PMT) 150 kV di GITET Kediri saat empat unit IBT 500/150 kV beroperasi paralel. Data nameplate peralatan dapat digunakan langsung sebagai parameter simulasi ETAP tanpa kalibrasi khusus. Software ETAP Power Station 16.0.0 menunjukkan akurasi sangat tinggi dengan persentase error di bawah 5% dibandingkan perhitungan manual menggunakan teori komponen simetris. Hasil analisis menunjukkan bahwa semua PMT 150 kV masih memiliki margin keamanan yang cukup dengan utilisasi kapasitas tertinggi 74,148% pada gangguan satu fasa ke tanah untuk PMT 40 kA. Perbedaan impedansi antar IBT sebesar $\pm 7,5\%$ masih sesuai standar IEC 60076-1, sehingga operasi paralel empat IBT dinyatakan aman dan semua peralatan proteksi masih layak beroperasi.

Untuk penelitian selanjutnya disarankan memperluas analisis ke bus 500 kV dan 20 kV, mengkaji skenario operasi dengan jumlah IBT berbeda khususnya saat pemeliharaan, melakukan verifikasi setting relay proteksi, dan memvalidasi hasil simulasi menggunakan software alternatif seperti DIgSILENT PowerFactory atau PSCAD untuk memastikan konsistensi hasil antar platform.

REFERENSI

- [1] Ilham, A. M., Sutjipto, R., & Wibowo, S. S. 2016. Analisis Unjuk Kerja Tiga Unit Inter Bus Transformers 500 MVA 500/150/66 kV di GITET Kediri. *ELPOSYS Jurnal Sistem Kelistrikan* diakses tanggal 24 September 2020.
- [2] S.Georgilakis, Pavlos. 2009. *Spotlight on Modern Transformer Design*. Springer Dordrecht Heidelberg, London-New York.

- [3] PT PLN (Persero). 2014. *Himpunan Buku Pedoman Pemeliharaan Peralatan Primer Gardu Induk (KEPDIR PT PLN (Persero) No.0520-2.K/DIR/2014)*. PLN, Jakarta.
- [4] Sitepu, R. E. 2014. Perhitungan Kedip Tegangan Akibat Gangguan Hubung Singkat pada Penyulang UNIB Sistem Distribusi PLN Bengkulu. *Skripsi*. Program Studi Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Bengkulu, Bengkulu.
- [5] Multa, Lesnato., & Prima, Restu. 2013. Modul Pelatihan ETAP 11. *Magatrika UGM* diakses tanggal 30 Oktober 2020.
- [6] Calnela, C., & Raharjo, I. A. (2019). Analisis Hubung Singkat pada GI 150/20 kV Gandul, Cinere. *Journal of Electrical Vocational Education and Technology*, Vol. 4, No. 2.
- [7] D. Winantara dan R. Suryana, "Evaluasi tahanan kontak pemutus tenaga tegangan tinggi di gardu induk 150 kV Bandung Selatan berdasarkan failure mode effect analysis (FMEA)," *Jurnal Teknologi Elektro*, vol. 10, no. 2, pp. 18–28, 2019. doi: 10.22441/jte.v10i2.004.
- [8] B. T. Husodo dan W. M. Utomo, "Analisis operasi paralel transformator dengan perbedaan impedansi pada sistem tegangan tinggi," *Jurnal Teknologi Elektro*, vol. 12, no. 1, pp. 45–56, 2021.
- [9] R. Andriansyah, D. Hendra, dan K. Jayanto, "Studi analisis arus hubung singkat pada transformator daya dengan berbagai skenario beban," *Jurnal Teknik Elektro dan Sistem Tenaga*, vol. 8, no. 3, pp. 202–215, 2020.
- [10] K. J. Aryamantara, I. M. Wirawan, dan N. K. Sudiarta, "Analisis hubung singkat pada jaringan tegangan menengah 20 kV penyulang Kedonganan," *Majalah Ilmiah Teknologi Elektro*, vol. 19, no. 3, pp. 178–189, 2022.
- [11] O. Penangsang, N. K. Aryani, dan Y. Nugroho, "Penentuan lokasi gangguan hubung singkat jaringan 20 kV Tegalsari menggunakan impedansi," *Jurnal Teknik ITS*, vol. 8, no. 2, pp. 95–108, 2020.
- [12] PT PLN (Persero), "Pedoman sistem proteksi transmisi dan gardu induk Jawa Bali," Jakarta: PLN P2B, 2020.
- [13] R. Hartono, S. Tjahjono, dan M. Ashari, "Analisis operasi paralel inter-bus transformer pada sistem ketenagalistrikan 150 kV," *Jurnal Teknik Elektro Universitas Diponegoro*, vol. 10, no. 2, pp. 112–125, 2021.
- [14] W. D. Stevenson dan J. J. Grainger, "Power system analysis," 3rd ed. Singapore: McGraw-Hill, 2016.
- [15] B. L. Tobing, "Peralatan tegangan tinggi," 2nd ed. Jakarta: Erlangga, 2020.
- [16] IEC 60076-1, "Power transformers - Part 1: General," 3rd ed. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2021.
- [17] M. S. Sodiq, M. Suyanto, dan S. Hani, "Analisis proteksi transformator daya 3×60 MVA gardu induk 150 kV Bantul," *Jurnal Elektrikal*, vol. 6, no. 1, pp. 38–49, 2020.
- [18] Aprianto, R. Gunawan, dan H. Tanuwijaya, "Evaluasi breaking capacity pemutus tenaga sisi tegangan tinggi untuk sistem proteksi," *Jurnal Energi Elektrik Indonesia*, vol. 11, no. 4, pp. 287–302, 2022.
- [19] D. P. Aribowo dan S. Notosiswoyo, "Studi analisis gangguan hubung singkat sistem tenaga listrik Jawa dengan software ETAP," *Jurnal Penelitian Ilmu Teknik Terapan*, vol. 13, no. 2, pp. 164–178, 2021.
- [20] H. Suwasono, A. Rahman, dan T. Wahyuningsih, "Koordinasi proteksi rele jarak pada sistem transmisi 150 kV berdasarkan analisis arus gangguan," *Jurnal Teknik Elektro dan Informatika*, vol. 9, no. 3, pp. 245–258, 2023.