

RELAY KOORDINASI PROTEKSI OVER CURRENT RELAY (OCR) PADA SISTEM IEEE 7 BUS MODIFIED BERBASIS ARTIFICIAL NEURAL NETWORK (ANN)

Arif Harjanto¹, Nur Rani Alham², Bayu Dwi Prabowo³
Restu Mukti Utomo⁴, Tantra Diwa Larasati⁵

^{1,2,3} Universitas Mulawarman, Jl. Kuaro, Gn. Kelua, Kec. Samarinda Ulu, Kota Samarinda, Kalimantan Timur
75119, Telp/Fax (0541) 749343

Email: arif.harjanto@ft.unmul.ac.id, nurrani.alham@ft.unmul.ac.id, bayudpratama74@gmail.com,
restuutomo@ft.unmul.ac.id, tantralarasati@ft.unmul.ac.id

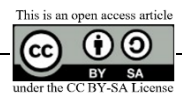
Info Artikel

Histori Artikel:
Diterima Feb 27, 2023
Direvisi Mar 13, 2023
Disetujui Apr 25, 2023

ABSTRACT

The need for electrical energy has increased every year so there is a risk of short circuit disturbances on the line so that a good Over Current Relay (OCR) setting is needed to overcome the disturbance by projecting it in the form of an IEEE Modified 7 Bus Electric Power system. Calculation Relay settings used 2 calculations are manual calculations and ANN method. The ANN method is used to see the error value at coordinate safety time. The results of calculations using the ANN method obtained a Mean Squared Error value of $3,91e^{-14}$. Total TDS and I_{Pickup} results in condition 1 are 1,355328 s and 38,6715, in condition 2 are 1,199314 s and 35,5915, in condition 3 are 1,30228 s and 27,1915 and condition 4 is 1,17221 s and 24,304. While the results with the ANN method in condition 1 are 1,355349 s and 38,671495, in condition 2 are 1,199338 s and 35,591495, in condition 3 are 1,302281 s and 27,191494 and in condition 4 are 1,172241 s and 24,303997. The results of the coordination of the relay are according to the design in conditions 1 and 2. Conditions 3 and 4 by placing a fault point on Relay Bus 2 Backup R3 aligned with R6 this occurs because of a change in the direction of the fault current in the system.

Keywords: Condition, OCR, TDS and I_{Pickup}



ABSTRAK

Kebutuhan Energi Listrik tiap tahunnya mengalami peningkatan sehingga beresiko terjadi gangguan hubung singkat pada saluran sehingga diperlukan setting Over Current Relay (OCR) yang baik untuk mengatasi gangguan dengan diproyeksikan dalam bentuk sistem Tenaga Listrik 7 Bus IEEE Modified. Perhitungan Setting relay digunakan 2 perhitungan yaitu perhitungan manual dan menggunakan metode ANN. Metode ANN digunakan untuk melihat nilai kesalahan pada waktu pengaman berkoordinasi. Hasil perhitungan dengan metode ANN didapatkan nilai Mean Squared Error $3,91e^{-14}$. Hasil Total TDS dan I_{Pickup} pada Kondisi 1 yaitu sebesar 1,355328 s dan 38,6715, pada kondisi 2 yaitu 1,199314 s dan 35,5915, pada kondisi 3 yaitu 1,30228 s dan 27,1915 dan pada kondisi 4 yaitu 1,17221 s dan 24,304. Sedangkan hasil dengan metode ANN pada kondisi 1 yaitu 1,355349 s dan 38,671495, pada kondisi 2 yaitu 1,199338 s dan 35,591495, Pada Kondisi 3 yaitu 1,302281 s dan 27,191494 serta pada kondisi 4 yaitu 1,172241 s dan 24,303997. Hasil Koordinasi relay sudah sesuai rancangan pada kondisi 1 dan 2. Kondisi 3 dan 4 dengan letak titik gangguan pada Bus 2 relay Backup R3 digantikan dengan R6 hal ini terjadi karena perubahan arah arus gangguan pada sistem.

Kata Kunci: Kondisi, OCR, TDS dan I_{Pickup}

Penulis Korespondensi:

Bayu Dwi Prabowo,
Teknik Elektro,
Universitas Mulawarman,
Samarinda Kalimantan Timur.
bayudpratama74@gmail.com



1. PENDAHULUAN

Jumlah penduduk setiap tahun mengalami peningkatan dan berbanding lurus dengan peningkatan kebutuhan energi listrik yang berisiko terjadinya kekurangan energi listrik. Untuk mengatasi hal ini digunakan konsep pembangkit tersebar atau *Distributed Generation* (DG). Pembangkit tersebar yaitu pembangkit skala kecil yang tersebar dan digabungkan dalam satu sistem tenaga listrik. Untuk menjaga kontinuitas dan kualitas daya perlu perencanaan sistem pengamanan yang baik agar kontinuitas suplai listrik dapat disalurkan dengan baik ke konsumen. Oleh karena itu perlunya selektivitas setting proteksi untuk mengamankan gangguan dengan baik [1].

Sistem tenaga listrik 7 Bus IEEE merupakan proyeksi dari sistem tenaga listrik dalam dunia nyata. Perancangan sistem dimodifikasi seperti keadaan *real* atau nyata dengan bentuk *ring*. Perancangan modifikasi bertujuan untuk melihat sistem pengamanan dalam menyesuaikan pasokan pembangkit dengan kondisi yang berubah-ubah, letak gangguan yang berbeda dan jenis gangguan yang berbeda [2].

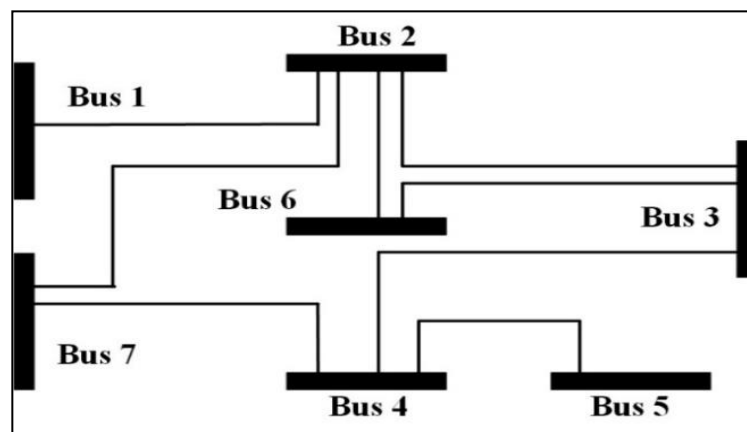
Sistem Proteksi adalah bagian pada sistem sebagai pengamanan atau perlindungan dalam sistem tenaga listrik. Sistem proteksi bekerja mendeteksi dan memutuskan saluran jika terjadi gangguan. Salah satu

alat proteksi adalah *Over Current Relay* (OCR). Relay OCR bekerja mendeteksi arus lebih yang disebabkan gangguan hubung singkat atau *overload* (beban lebih) [3]. Untuk OCR dapat mengamankan gangguan hubung singkat antar fasa. Gangguan hubung singkat sering terjadi pada jaringan distribusi yang dapat menyebabkan kerusakan peralatan listrik [4, 5]. Solusi mencegah dampak dari hubung singkat perlu pemasangan perangkat proteksi dengan sensitivitas, selektivitas, reliabilitas dan kecepatan yang baik [6].

Oleh karena itu perlunya *setting* OCR pada sistem tenaga listrik 7 Bus IEEE dengan pembangkit tersebar agar bersifat adaptif dalam koordinasi proteksi yang bekerja dengan waktu selektif walaupun dimodifikasi dengan kondisi dan topologi yang berubah pada sistem tenaga listrik. Untuk sistem koordinasi proteksi yang adaptif digunakan metode *Artificial Neural Network* sebagai perbandingan nilai *setting* dan melihat nilai kesalahan pada waktu pengamanan berkoordinasi secara adaptif.

1.1. Sistem Distribusi Ring

Jaringan Distribusi berbentuk *Ring* yaitu gabungan sistem radial dengan titik pembagi antara 2 jaringan pada distribusi beban yang dapat dilihat pada Gambar 1 sebagai berikut.



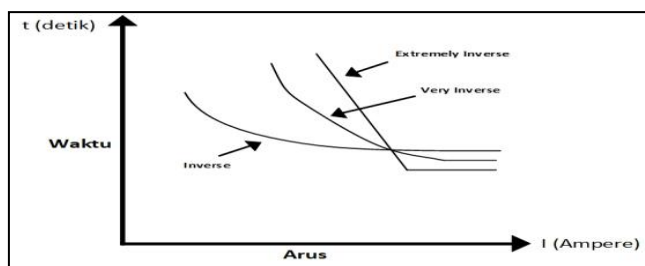
Gambar 1 Sistem Tenaga Listrik 7 Bus IEEE Ring

1.2 Relay Arus Lebih (OCR/Over Current Relay)

OCR adalah relay untuk mengidentifikasi arus lebih akibat hubung singkat atau *overload* pada saluran distribusi. Pengaman arus lebih yaitu pengaman utama pada jaringan distribusi yang bekerja saat arus melebihi nilai *setting* [7, 8].

- **Relay Arus Lebih Inverse Time (Low Set)**
Relay bekerja dengan waktu tunda dipengaruhi

besar arus gangguan. Semakin besar arus gangguan maka relay semakin cepat beroperasi. Karakteristik *Inverse Time* digambarkan dalam kurva arus-waktu atau *Time Current Characteristic* (TCC). TCC merupakan Kurva dalam skala *Time Dial*. Dalam standard IEC 60255-3 dan BS 142 *Inverse* dibedakan berdasarkan Gradien kurvanya yaitu *Standard Inverse*, *Very Inverse* dan *Extremely Inverse* [9].



Gambar 2 Kurva Inverse Time

Pada Gambar 2 dapat dilihat kurva *Inverse Time* menunjukkan semakin besar arus gangguan maka semakin cepat waktu relay bekerja.

$$T_{ap} = \frac{I_{set}}{CT \text{ Primary}} \dots \dots \dots (3)$$

Dimana :

I_{set} : arus *Pick-up* dalam ampere / arus yang terbaca oleh primer CT

CT Ratio : Nilai arus CT yang melewati relay pada gulungan primer CT atau gulungan sekunder CT.

I_{set} adalah arus *pick-up* menurut standard British BS 142 batas penyetelan I_{set} adalah $1,05 I_{fla} < I_{set} < 1,4 I_{fla}$ dimana I_{fla} adalah arus saat beban maksimum peralatan. Pada aplikasi di lapangan nilai pengaturan *Over Current Relay* (OCR) adalah 105% - 130% dari nilai arus beban penuh [10]. Menurut Standard IEC 255-3 *Time Dial* (T_d) digunakan untuk mendapatkan waktu operasi dari Relay [9, 11].

$$T_d = \frac{k \times TDS}{\left[\left(\frac{I_{SCMAX}}{I_{set}}\right)^\alpha - 1\right]} \dots \dots \dots (4)$$

T_d = Waktu Operasi (detik)

- TDS = *Time Dial Setting*
- I_{SCMAX} = Nilai Arus Hubung Singkat Maksimum
- I_{set} = Arus *Pick-up* (A)
- k = Koefisien invers 1
- α = Koefisien invers 2

Tabel 1 Koefisien *Inverse Time Dial*

Tipe Kurva <i>Inverse</i>	Koefisien	
	α	K
<i>Standard Inverse</i>	0,02	0,14
<i>Very Inverse</i>	1	13,5
<i>Extremely Inverse</i>	2	80

Koordinasi Berdasarkan Arus Dan Waktu

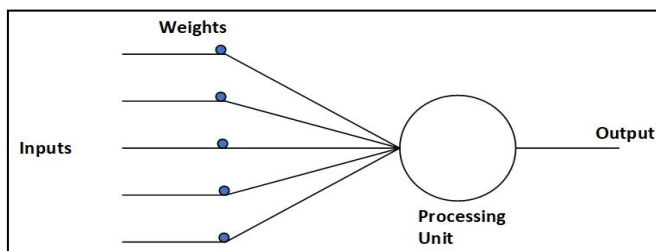
Spesifikasi waktu tunda koordinasi Relay Utama dan Relay Backup menurut standar IEEE 242:

- Waktu buka CB : 0,04 – 0,1s (2-5 cycle)
- Overtravel* relay : 0,1 s
- Faktor keamanan : 0,12-0,22 detik

Untuk relay berbasis *microprocessor Overtravel Time* dari relay diabaikan. Sehingga total waktu yang diperlukan adalah 0,2-0,4s [12].

1.3 Artificial Neural Network (ANN)

adalah jaringan kelompok unit pemroses kecil yang dimodelkan berdasarkan jaringan syaraf manusia. ANN adalah sistem adaptif yang mengubah struktur untuk memecahkan masalah berdasarkan informasi.



Gambar 3 Bentuk Dasar Neuron

Keterangan gambar sebagai berikut [13].

1. *Input* adalah masukan saat pembelajaran atau mengenali objek.
2. *Weight* adalah beban yang berubah setiap kali diberikan *Input* sebagai proses pembelajaran.
3. *Processing Unit* adalah tempat proses pengenalan objek berdasarkan pembebanan yang diberikan.

4. *Output* adalah keluaran dari hasil pengenalan suatu objek.

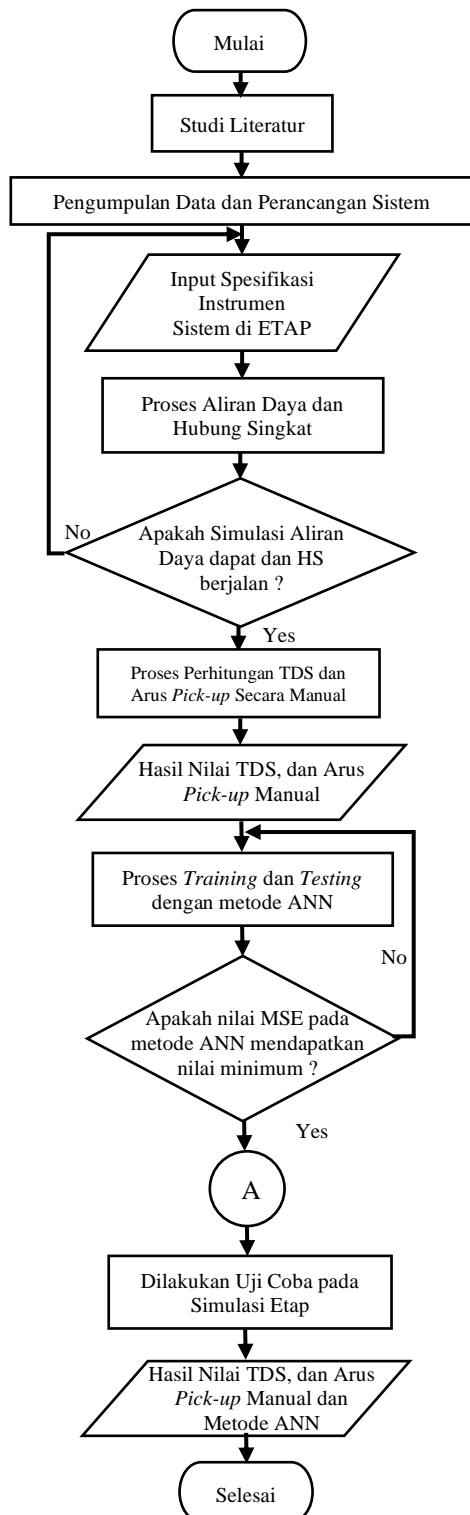
2. METODE PENELITIAN

2.1 Metode Perhitungan Manual dan ANN

Metode penelitian yang digunakan bersifat Eksperimen dengan menggunakan 2 Metode perhitungan yaitu Perhitungan menggunakan

Manual dan Perhitungan Metode ANN. Metode Manual digunakan untuk *setting* koordinasi Relay awal dan Metode ANN digunakan sebagai perbandingan nilai *setting* dan untuk melihat nilai kesalahan dalam melakukan proteksi koordinasi Relay OCR [14].

2.2 Langkah Penelitian



Gambar 4 Flowchart Proses Penelitian

- **Studi Literature**

Studi Literature yaitu proses awal perancangan dan memastikan data yang digunakan dalam penelitian.

- **Pengumpulan Data dan Perancangan Sistem**

Pengumpulan data dilakukan dengan mengumpulkan data dari data Relay, Instrumen sistem distribusi dan sistem pembangkitan.

- **Input Spesifikasi Instrumen Sistem di ETAP**

Pembuatan Single Line Diagram menggunakan aplikasi ETAP 19.0.1 dengan referensi Sistem Tenaga Listrik IEEE 7 Bus Modified.

- **Proses Aliran Daya dan Hubung Singkat**

Simulasi Aliran Daya (*load flow*) digunakan untuk mendapatkan IFLA dan simulasi hubung singkat digunakan untuk mendapatkan arus Gangguan Maksimum pada setiap perubahan kombinasi pembangkitan.

- **Proses Perhitungan TDS dan Arus Pickup secara Manual**

Perhitungan nilai Setting TDS dan $I_{Pick-up}$ bertujuan untuk perhitungan awal *Setting* yang akan dijadikan sebagai target dalam pelatihan ANN.

- **Proses Training dan Testing dengan Metode ANN**

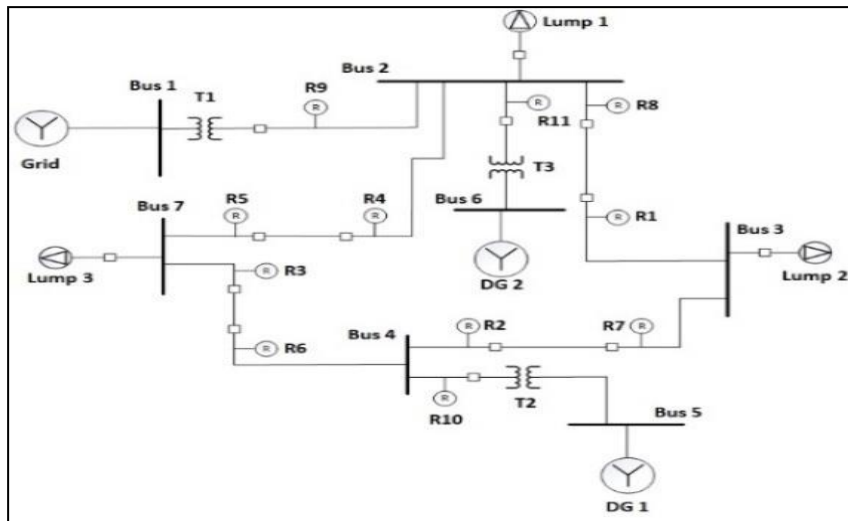
Proses Perhitungan *Training* dan *Testing* adalah serangkaian langkah metode ANN yang bertujuan untuk mencari nilai data yang paling sesuai dengan data Target yang dimasukkan dan melihat seberapa besar kesalahan perhitungan yang diterapkan (*Error*) [15].

- **Uji Coba Pada Simulasi ETAP dan Hasil Nilai TDS dan Arus Pickup**

Uji coba pada simulasi ETAP dilakukan untuk melihat hasil perhitungan dan koordinasi relay apakah sudah benar apakah sudah bekerja dengan baik atau tidak.

2.3 Pengumpulan Data dan Perancangan Sistem

Pengumpulan data dan Perancangan sistem dilakukan pada Sistem Tenaga Listrik 7 Bus IEEE berbentuk *Ring/Loop* dengan modifikasi bentuk, *datasheet*, *instrument* sistem, dan penambahan pembangkit tersebar pada sistem tenaga listrik.



Gambar 5 Konfigurasi Sistem Tenaga Listrik Ring 7 Bus IEEE modified.

Tabel 2 Data Bus Gangguan dan Pasangan Relay Primer dan Relay Backup

No	Bus Gangguan	Clock Wise	
		Relay Primer	Relay Backup
1	Bus 3	R1	R4
			R9
			R11
2	Bus 4	R2	R1
3	Bus 7	R3	R2
4	Bus 2	R4	R3
Counter Clock Wise			
5	Bus 7	R5	R8
			R9
			R11
6	Bus 4	R6	R5
7	Bus 3	R7	R6
8	Bus 2	R8	R7

Pada Tabel 2 dijelaskan mengenai Perancangan Koordinasi pasangan Relay utama dan Relay Backup pada saat gangguan pada Bus 2,3,4 dan 7.

2.4 Perubahan Kondisi Dan Topologi Jaringan

Sistem tenaga listrik dirancang dan terhubung *Distributed Generator* dengan kondisi yang berubah-ubah. Hal ini dilakukan karena jenis gangguan dan letak gangguan yang berubah-ubah sehingga koordinasi proteksi tentunya juga harus berubah menyesuaikan kondisi yang terjadi pada sistem tenaga listrik. Untuk perubahan kondisi sebagai berikut

1. Kondisi 1 (Grid, DG1, DG2, ON)
2. Kondisi 2 (Grid, DG1, ON)
3. Kondisi 3 (Grid, DG2, ON)
4. Kondisi 4 (Grid ON)

2.5 Setting Koordinasi dengan Menggunakan Metode Artificial Neural Network (ANN)

Setting koordinasi dengan metode ANN digunakan bantuan ANN Tools pada MATLAB. Metode ANN dengan Parameter yang digunakan didapatkan dari referensi sebelumnya [16] [17].

Tabel 3 Parameter Metode ANN

No	Parameter	Jumlah
1	Hidden Layer	2 Hidden Layer (Tansig Untuk input dan Pure Linear untuk Output)
2	Jumlah Neuron Lapisan Input	5 (Kondisi Pembangkit, Kondisi Beban, Bus Gangguan, Arus Isc Relay dan Jenis Gangguan)
3	Neuron Hidden Layer	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10
4	Jumlah Neuron Lapisan Output	2 (Arus Pickup dan Time Dial)
5	Training Algorithm	Lavenberg Marquart
6	Jumlah Iterasi	1000

Tabel 3 merupakan paparan parameter yang digunakan dalam menggunakan Metode ANN. Untuk Neuron Hidden Layer dirancang dengan memberikan batasan yaitu 1 sampai dengan 10. Sedangkan untuk Iterasi yang digunakan adalah 1000 dengan asumsi bahwa iterasi tersebut merupakan iterasi maks. dengan perhitungan yang sudah konvergen. Penggunaan parameter ini diambil dari penelitian sebelumnya [16] [17].

Data pelatihan yang digunakan 70% dari data total, data validasi 15% data total dan data test 15% dari data total penggunaan parameter ini diambil dari parameter yang sudah termuat dalam Aplikasi MATLAB. Langkah pertama dalam metode ANN adalah melakukan *Training* dan *Testing*. Untuk Tabel Input dalam metode ANN sebagai berikut.

Tabel 4 Analisa Data Berdasarkan Jenis Kasus

Case	Bus	Fault	Kondisi Sumber			Kondisi Beban		
			G	DG	DG	Load	Load	Load
			1	2	1	2	3	
1	0	0	1	1	1	1	1	
2	2	LL	1	1	1	1	1	
3	2	LLL	1	1	1	1	1	
4	3	LL	1	1	1	1	1	
...	
36	7	LLL	1	0	0	1	1	

Pada Tabel 4 dijelaskan Analisa Data berdasarkan Jenis Kasus dimana Angka “1” menunjukkan pembangkit kondisi *On* dan “0” menunjukkan kondisi pembangkit *Off*. Beban di *setting* dalam keadaan *On*. Bus gangguan yang dianalisis yaitu Bus 2, 3, 4 dan 7. Jenis gangguan pada penelitian yaitu hubung singkat antar fasa (L-L) dan 3 Fasa (L-L-L).

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Analisa Aliran Daya dan Hubung Singkat

Hasil simulasi aliran daya dan Hubung Singkat menggunakan Aplikasi ETAP 19.0.1 pada sistem tenaga listrik 7 Bus IEEE *Modified* dengan berbagai kondisi bertujuan untuk mendapatkan nilai I_{FLA} (Arus Full Load Ampere) dan I_{SCMaks} (Arus Gangguan Maks.) Perhitungan *Setting* relay dilakukan menggunakan perhitungan *lowset* sehingga simulasi arus hubung singkat menggunakan pengambilan data gangguan 3 Fasa atau *Isc max* 3 Fasa ketika 0,5 *Cycle*.

3.2 Analisa Perhitungan Manual Koordinasi Relay

Perhitungan manual dilakukan dengan 2 perhitungan yang dibedakan oleh penggunaan arah relay tersebut. Penggunaan arah relay tersebut yaitu arah *Forward* atau *Clockwise Relay*/ Searah jarum jam dan arah relay *Reverse* atau *Counterclockwise Relay*/ Berlawanan arah jarum jam. Perhitungan dilakukan dengan beberapa iterasi sehingga hasil TDS dan I_{pickup} memiliki nilai yang konvergen dan *error* yang kecil.

Setting Koordinasi Clockwise Proteksi Over Current Relay Iterasi Ke-1 Pada Kondisi 1

Untuk perhitungan *Time Dial Setting* (TDS) pertama kali dilakukan asumsi nilai TDS dari 0,025 s - 1,2 s. Nilai asumsi TDS awal ini mengacu pada penelitian sebelumnya maka *Setting* pertama dipilih asumsi nilai TDS awal yaitu nilai 0,03 s [16] [17].

1. Relay 4

<i>Manufactures</i>	: GE Multilin
Model	: F650
Kurva Type	: IEC-Kurva A
Isc Max Utama	: 1591 A

FLA : 174 A

CT Ratio : 300/5

Low Set Current Setting

$$1,05 \times FLA \leq IPP \leq 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 174 \leq IPP \leq 1,4 \times 174$$

$$182,7 \leq IPP \leq 243,6$$

Maka dipilih IPP = 182,7 A

$$Tap = \frac{IPP}{CT\ Ratio} = \frac{182,7}{60} = 3,045$$

Time Dial Setting

Asumsi nilai TDS₍₁₎ = 0,03 s

$$Top\ R4 = \frac{0,14 \times TDS}{\left[\left(\frac{I_{SC\ MAX}}{I_{pp}}\right)^{0,02} - 1\right]} = \frac{0,14 \times 0,03}{\left[\left(\frac{1591}{182,7}\right)^{0,02} - 1\right]} = 0,0949\ s$$

Hasil TOP R4 nantinya akan digunakan untuk menghitung nilai TDS Relay Selanjutnya tanpa menggunakan asumsi kembali,

2. Relay 3

<i>Manufactures</i>	: GE Multilin
Model	: F650
Kurva Type	: IEC-Kurva A
Isc Max Utama	: 1032 A
Isc Max Backup	: 235 A
FLA	: 67 A
CT Ratio	: 100/5

Low Set Current Setting

$$1,05 \times FLA \leq IPP \leq 1,4 \times FLA$$

$$1,05 \times 67 \leq IPP \leq 1,4 \times 67$$

$$70,35 \leq IPP \leq 93,8$$

Maka dipilih IPP = 70,35

$$Tap = \frac{IPP}{CT\ Ratio} = \frac{70,35}{20} = 3,5175$$

Time Dial Setting

$$T\ R3 = 0,0949 + 0,22\ s = 0,3149\ s$$

$$0,3149 = \frac{0,14 \times TDS}{\left[\left(\frac{I_{SC\ MAX}}{I_{pp}}\right)^{0,02} - 1\right]} = \frac{0,14 \times 0,03}{\left[\left(\frac{235}{70,35}\right)^{0,02} - 1\right]}$$

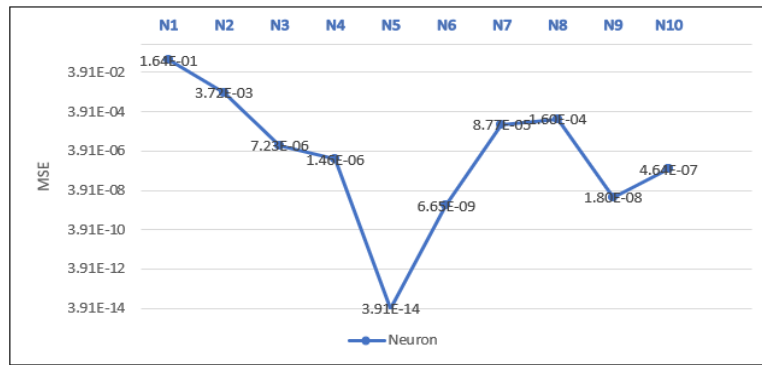
TDS = 0,0549 s

Waktu Operasi

$$Top\ R3 = \frac{0,14 \times TDS}{\left[\left(\frac{I_{SC\ MAX}}{I_{pp}}\right)^{0,02} - 1\right]} = \frac{0,14 \times 0,0549}{\left[\left(\frac{1032}{70,35}\right)^{0,02} - 1\right]} = \frac{0,007688}{0,05518} = 0,1393\ s$$

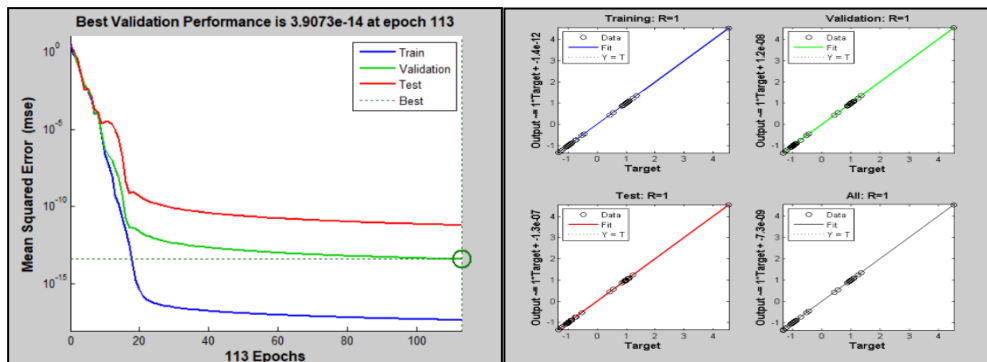
3.3 Hasil dan Analisa Penggunaan Metode ANN

Hasil Analisa penggunaan Metode ANN dengan pelatihan dan pengujian menggunakan 10 Neuron dengan 5 kali pelatihan pada setiap Neuron dan diambil 1 Neuron dengan nilai MSE terkecil yaitu pada Neuron 5.



Gambar 6 Grafik Nilai dari Neuron dan MSE

Dari Gambar 6 dapat dilihat bahwa Neuron 5 lainnya dengan nilai MSE yaitu sebesar $3,91e^{-14}$ memiliki nilai MSE terkecil dibandingkan Neuron



Gambar 7 Plot Performance dan Plot Regression State Neuron 5

Dari Gambar 7 dapat dilihat Grafik Performansi mendapatkan nilai $3,9073e^{-14}$ dengan iterasi sebesar 113 serta nilai Training dan Testing mendekati nilai 1 atau mendekati hasil sesuai target yang diberikan.

Untuk hasil TDS dan I_{pickup} perhitungan manual dan perhitungan menggunakan metode ANN pada Kondisi 1 sampai dengan Kondisi 4 dapat dilihat sebagai berikut pada Tabel 4 dan Tabel 5.

Tabel 5 Hasil Perhitungan Manual dan Algoritma Metode ANN Arus Pickup

Relay	Kondisi 1		Kondisi 2		Kondisi 3		Kondisi 4	
	I_{Pickup} Manual	I_{Pickup} ANN	I_{Pickup} Manual	I_{Pickup} ANN	I_{Pickup} Manual	I_{Pickup} ANN	I_{Pickup} Manual	I_{Pickup} ANN
1	3,01875	3,018750	2,96625	2,966250	4,8825	4,882499	4,90875	4,908748
2	3,675	3,674999	3,7275	3,727499	0,44625	0,446250	0,4725	0,472501
3	3,5175	3,517499	3,5175	3,517499	0,44625	0,446250	0,4725	0,472501
4	3,045	3,045000	3,0275	3,027499	4,025	4,024999	4,025	4,024999
5	3,045	3,045000	3,0275	3,0275	4,025	4,024999	4,025	4,024999
6	3,5175	3,517499	3,5175	3,517499	0,44625	0,446250	0,4725	0,472501
7	3,675	3,674999	3,7275	3,727500	0,44625	0,446250	0,4725	0,472501
8	3,01875	3,018750	2,96625	2,966250	4,8825	4,882499	4,90875	4,908748
9	4,5465	4,5465	4,5465	4,5465	4,5465	4,546499	4,5465	4,546499
10	4,5675	4,567499	4,5675	4,567499	0	0	0	0
11	3,045	3,045000	0	0	3,045	3,044999	0	0
Total	38,6715	38,67149	35,5915	35,591495	27,1915	27,191494	24,304	24,303997

Tabel 6 Hasil Perhitungan Manual dan Algoritma Metode ANN Nilai TDS

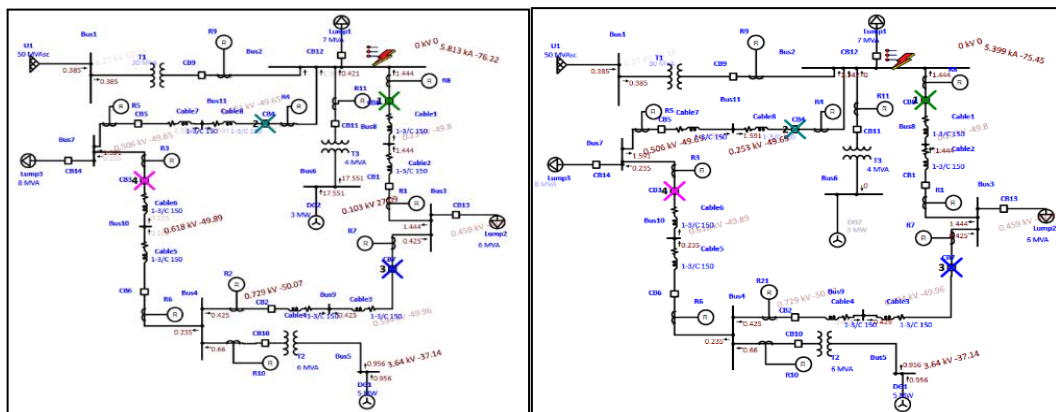
Relay	Kondisi 1		Kondisi 2		Kondisi 3		Kondisi 4	
	TDS Manual (s)	TDS ANN (s)	TDS Manual (s)	TDS ANN (s)	TDS Manual (s)	TDS ANN (s)	TDS Manual (s)	TDS ANN (s)
1	0,17217	0,172169	0,16111	0,161116	0,17160	0,171604	0,16338	0,163382
2	0,11731	0,117310	0,10853	0,108527	0,27446	0,274460	0,27326	0,273266
3	0,10313	0,103132	0,10501	0,105011	0,13291	0,132911	0,13656	0,136564
4	0,11734	0,117342	0,12107	0,121075	0,07962	0,079620	0,08821	0,088210
5	0,12582	0,125826	0,10966	0,109664	0,09274	0,092737	0,07995	0,079953
6	0,17269	0,172690	0,165747	0,165747	0,23870	0,238700	0,23819	0,238191
7	0,14230	0,142308	0,14114	0,141141	0,09276	0,092757	0,09674	0,096747
8	0,12276	0,122758	0,12365	0,123653	0,03944	0,039442	0,04683	0,046830

Relay	Kondisi 1		Kondisi 2		Kondisi 3		Kondisi 4	
	Manual (s)	TDS ANN (s)	Manual (s)	TDS ANN (s)	Manual (s)	TDS ANN (s)	Manual (s)	TDS ANN (s)
9	0,04667	0,046671	0,04453	0,044537	0,05074	0,050737	0,04909	0,049098
10	0,118298	0,118298	0,118867	0,118867	0	0	0	0
11	0,11684	0,116845	0	0	0,12931	0,129313	0	0
Total	1,355328	1,355349	1,199314	1,199338	1,30228	1,302281	1,17221	1,172241

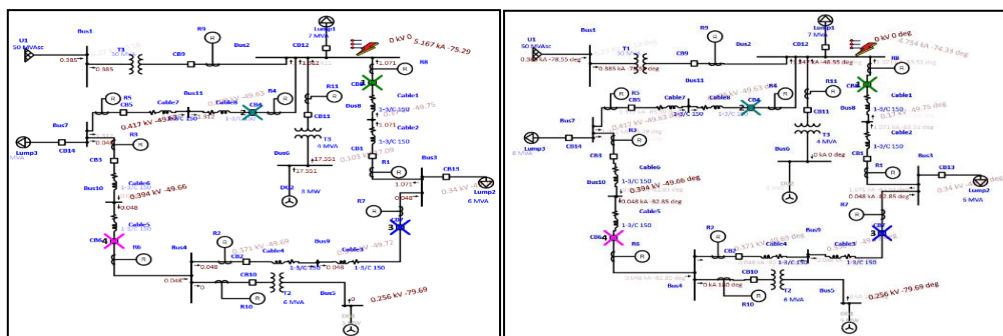
Hasil perhitungan TDS dan I_{Pickup} pada Tabel 5 dan Tabel 6 dapat dilihat bahwa nilai yang dihasilkan tidak jauh berbeda dan memiliki nilai error yang kecil. Pada Kondisi 1 total nilai TDS dan I_{Pickup} perhitungan manual yaitu 1,355328 s dan 38,6715 sedangkan perhitungan dengan metode ANN yaitu 1,355349 s dan 38,671495. Perbandingan kedua perhitungan tersebut yaitu dengan nilai error TDS $2,1e^{-5}$ dan nilai error I_{Pickup} $5e^{-6}$. Pada Kondisi 2 total nilai TDS dan I_{Pickup} dengan perhitungan manual yaitu 1,199314 s dan 35,5915 sedangkan perhitungan dengan metode ANN yaitu 1,199338 s dan 35,591495. Perbandingan dari kedua perhitungan tersebut yaitu dengan nilai error TDS $2,4e^{-5}$ dan nilai error I_{Pickup} $5e^{-6}$. Pada kondisi 3 total nilai TDS dan I_{Pickup} dengan perhitungan manual

yaitu 1,30228 s dan 27,1915 sedangkan pada perhitungan dengan metode ANN sebagai perbandingan nilainya yaitu 1,302281 s dan 27,191494. Perbandingan dari kedua perhitungan tersebut yaitu dengan nilai error TDS $1e^{-6}$ dan nilai error I_{Pickup} $6e^{-6}$. Pada Kondisi 4 total nilai TDS dan I_{Pickup} dengan perhitungan manual yaitu 1,17221 s dan 24,304 sedangkan pada perhitungan dengan metode ANN sebagai perbandingan nilainya yaitu 1,172241 s dan 24,303997. Perbandingan kedua perhitungan tersebut yaitu dengan nilai error TDS $3,1e^{-5}$ dan nilai error I_{Pickup} $3e^{-6}$.

Untuk hasil Simulasi setting Koordinasi OCR pada sistem 7 Bus IEEE modified pada kondisi 1 sampai dengan Kondisi 4 dapat dilihat sebagai berikut.



Gambar 8 Hasil Simulasi Gangguan 3 Fasa Pada Bus 2 Saat Kondisi 1 dan Kondisi 2



Gambar 9 Hasil Simulasi Gangguan 3 Fasa Pada Bus 2 Saat Kondisi 3 dan Kondisi 4

Pada Gambar 8 dapat dilihat bahwa Hasil Simulasi Gangguan 3 Fasa Pada Bus 2 Saat Kondisi 1 dan Kondisi 2 Relay bekerja sudah sesuai dengan perancangan dimana Relay utama R4 dan R8 berkoordinasi dengan Relay Backup R3 dan R7. Sedangkan Pada Gambar 9 dengan hasil simulasi gangguan 3 fasa

pada Bus 2 saat Kondisi 3 dan Kondisi 4 dengan gangguan pada Bus 2 memiliki hasil simulasi yang belum sesuai dengan perancangan dimana Relay Utama R4 dan R8 berkoordinasi dengan Relay Backup R6 dan R7. Untuk Relay utama R4 pada Perancangan seharusnya Relay Backup yang

menjadi pengaman Hubung Singkatnya adalah R3. Sedangkan ketika dilakukan simulasi terjadi perubahan koordinasi Relay pada Relay *Backup* R3 menjadi Relay *Backup* R6. Hal ini terjadi karena perubahan arah arus gangguan yang menuju ke arah Bus 4.

Koordinasi Relay saat di beri gangguan Hubung Singkat 3 Fasa dan Antar Fasa pada Kondisi 1 dan 2 memiliki koordinasi Relay yang baik antara Relay Utama dan Relay Backup. Sedangkan pada Kondisi 3 dan 4 terjadi perubahan Relay pada gangguan Bus 2 dimana Relay *Backup* dengan arah arus gangguan *forward* seharusnya menggunakan Relay 3 akan tetapi digantikan dengan Relay 6. Perubahan ini terjadi akibat perubahan arah arus pada sistem.

4. KESIMPULAN

1. Perhitungan manual *setting* koordinasi Relay OCR pada kondisi 1 mendapatkan nilai Total TDS dan I_{Pickup} sebesar 1,355328 s dan 38,6715, pada kondisi 2 sebesar 1,199314 s dan 35,5915, pada kondisi 3 sebesar 1,30228 s dan 27,1915 dan pada kondisi 4 sebesar 1,17221 s dan 24,304. Perhitungan *Setting* koordinasi dengan metode ANN pada kondisi 1 mendapatkan nilai Total TDS dan I_{Pickup} sebesar 1,355349 s dan 38,671495, pada kondisi 2 sebesar 1,199338 s dan 35,591495, Pada Kondisi 3 sebesar 1,302281 s dan 27,191494 dan pada kondisi 4 sebesar 1,172241 s dan 24,303997.
2. Koordinasi *setting Over Current Relay* (OCR) ketika diberi gangguan pada Bus pada sistem Tenaga Listrik 7 Bus IEEE memiliki koordinasi yang baik antara relay utama dan relay backup untuk kondisi 1 dan Kondisi 2. Sedangkan pada kondisi 3 dan kondisi 4 terdapat perubahan Relay Backup yaitu R3 menjadi R6 dengan letak gangguan pada Bus 2.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. Asran, M. Jannah, and A. Setiawan, "Simulasi dan Analisa Pemasangan Distributed Generation (DG) Fuel Cell dan Pengaruhnya Terhadap Interkoneksi Sistem Distribusi," *Jurnal Energi Elektrik*, vol. 9, no. 2, pp. 24-32, 2020.
- [2] M. Baba *et al.*, "Optimization of phasor measurement unit placement using several proposed case factors for power network monitoring," *Energies*, vol. 14, no. 18, p. 5596, 2021.
- [3] A. Multi and T. Addaus, "Analisa Proteksi Over Current Relay (OCR) Dan Ground Fault Relay (GFR) Pada Transformator Daya Gardu Induk," *SAINSTECH: Jurnal Penelitian dan Pengkajian Sains dan Teknologi*, vol. 32, no. 1, pp. 1-8, 2022, doi: <https://doi.org/10.37277/stch.v32i1.1215>.
- [4] I. Nurmalasari, "Analisa Pemilihan Relai Proteksi Pada Panel Listrik Untuk Studi Kasus Tegangan Menengah 20kV," *Jurnal Teknologi Industri*, vol. 7, 2021, doi: <https://doi.org/10.35968/jti.v7i0.303>.
- [5] W. Wijana, I. K. Wijaya, and I. M. Mataram, "Analisis Koordinasi Relay Arus Lebih (OCR) dan Recloser Pada Sistem Eksisting Penyulang Bukit Jati," *Jurnal SPEKTRUM*, no. 2, pp. 61-66%V 5, 2018-12-17 2018, doi: 10.24843/SPEKTRUM.2018.v05.i02.p08.
- [6] A. Azis and I. K. Febrianti, "Analisis Sistem Proteksi Arus Lebih Pada Penyulang Cendana Gardu Induk Bungaran Palembang," *Jurnal Ampere*, vol. 4, no. 2, pp. 332-344, 12/30 2019, doi: <https://doi.org/10.31851/ampere.v4i2.3468>.
- [7] D. T. Nugorho, A. W. Wardhana, and A. Wahyumi, "Analisis koordinasi sistem proteksi penyulang Dieng-2 (dng02) terhadap gangguan arus hubung singkat Gardu Induk Dieng PT PLN (Persero) UP3 Purwokerto," *Dinamika Rekayasa*, vol. 16, no. 1, pp. 69-82, 2020, doi: <http://dx.doi.org/10.20884/1.dr.2020.16.1.327>.
- [8] M. I. Aas Putra Larekeng, "Analisis Kinerja Over Current Relay (Ocr) & Ground Fault Relay (Gfr) Pada Sistem 20 Kv Ultg Maros Menggunakan Alat Uji Cmc 356," S1, Program Studi Teknik Elektro Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah, Makassar, 2020. [Online]. Available: https://digilibadmin.unismuh.ac.id/upload/103111-full_text.pdf
- [9] N. A. Wibowo, "Optimasi Time Dial Setting (TDS) dan Tipe Kurva Relay Arus Lebih Menggunakan Adaptive Modified Firefly Algorithm Pada Sistem Kelistrikan Pt. Pupuk Kujang Cikampek dengan Mempertimbangkan Karakteristik Beban dan Manuver Operasi," S2, Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2019.
- [10] D. S. Lestari, D. I. M. Pujiantara, M. P. D. I. M. Hery, And P. M. Eng, "Adaptif Koordinasi Rele Proteksi Dengan Pembangkit Tersebar Menggunakan Metode Neural Network-Firefly," *Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember*, 2018.
- [11] E. Arohman and J. Prasetyo, "Koordinasi Rellay Pada System Kelistrikan Kapal Bulk Carrier 50.000 DWT (Dead Weight Ton) Berbasis ANFIS," *Jurnal EECCIS (Electrics, Electronics, Communications, Controls, Informatics, Systems)*, vol. 14, no. 2, pp. pp. 82-89, 08/28 2020, doi: 10.21776/jeccis.v14i2.646.
- [12] M. R. T. Azizi, "Evaluasi Koordinasi Sistem Proteksi Pompa Minyak Electric Submersible Pump (ESP) PT Pertamina Hulu Rokan (WK. Rokan)," Universitas Jambi, 2022.
- [13] R. Kurniawan, *Kecerdasan Buatan (Artificial Intelligence) Edisi Revisi I*, R. Kurniawan, ed.,

- Medan: Fakultas Sains Dan Teknologi Uin Sumatera Utara Medan, 2020.
- [14] B. Fandidarma, "Pembentukan Formasi Particle Swarm Menggunakan Artificial Neural Network Self Organizing Map (Ann-Som) Dengan Strategi 2 Tingkat," S2, Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2019. [Online]. Available: https://repository.its.ac.id/60923/1/07111650022001-Master_Thesis.pdf
- [15] S. Syukri and S. Samsuddin, "Pengujian Algoritma Artificial Neural Network (ANN) Untuk Prediksi Kecepatan Angin," *Jurnal Nasional Komputasi dan Teknologi Informasi (JNKTI)*, vol. 2, no. 1, pp. 43-47, 2019, doi: <https://doi.org/10.32672/jnkti.v2i1.1056>.
- [16] M. A. F. Jauhari, "Koordinasi Proteksi Arus Lebih Adaptif Pada Sistem Distribusi Ring dengan Pembangkit Tersebar Menggunakan Artificial Neural Network," S1, Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya, 2017. [Online]. Available: https://repository.its.ac.id/44161/1/2213100052-Undergraduate_Theses.pdf
- [17] D. Rahmatullah, B. Y. Dewantara, and D. P. K. Iradiratu, "Adaptive DOCR Coordination in Loop Electrical Distribution System With DG Using Artificial Neural Network LMBP," in *2018 International Seminar on Research of Information Technology and Intelligent Systems (ISRITI)*, 21-22 Nov. 2018 2018, pp. 560-565, doi: 10.1109/ISRITI.2018.8864433.