



TUGAS AKHIR - TE 141599

Analisis Aliran Daya Pada Sistem Kelistrikan Kalimantan 500 kV AC Tahun 2026 menggunakan Metode *Newton-Raphson*

Erwin Ramadhani
NRP 07111645000067

Dosen Pembimbing
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018



TUGAS AKHIR - TE 141599

**ANALISIS ALIRAN DAYA PADA SISTEM KELISTRIKAN
KALIMANTAN 500 KV AC TAHUN 2026 MENGGUNAKAN
METODE *NEWTON-RAPHSON***

Erwin Ramadhani
NRP 07111645000067

Dosen Pembimbing
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018



FINAL PROJECT - TE 141599

***POWER FLOW ANALYSIS OF ELECTRICAL KALIMANTAN
500 kV AC YEAR 2026 USING NEWTHON-RAPHSON***

Erwin Ramadhani
NRP 07111645000067

Advisor
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**ANALISIS ALIRAN DAYA PADA SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN 500 KV AC TAHUN 2026 MENGGUNAKAN METODE NEWTON-RAPHSON**" adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 28 Juni 2018



Erwin Ramadhani
NRP 07111645000067

**ANALISIS ALIRAN DAYA PADA SISTEM KELISTRIKAN
KALIMANTAN 500 KV AC TAHUN 2026 MENGGUNAKAN
METODE NEWTON-RAPHSON**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Sistem Tenaga Listrik
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP. 197411292000121001

Ir. Ni Ketut Aryani, MT.
NIP.196509011991032002



-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

ANALISIS ALIRAN DAYA PADA SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN 500 KV AC TAHUN 2026 MENGGUNAKAN METODE NEWTON-RAPHSON

Nama : Erwin Ramadhani
Pembimbing : Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

ABSTRAK

Analisis aliran daya adalah langkah awal untuk mendapatkan parameter dasar pada suatu sistem yang aliran dayanya dianalisis mulai dari pembangkitan menuju beban melalui beberapa saluran transmisi pada sistem tersebut. Sistem kelistrikan pada pulau Kalimantan terus mengalami peningkatan dari tahun ke tahun sehingga PLN (Perusahaan Listrik Negara) sebagai penyedia listrik negara melakukan penambahan daya setiap tahunnya seiring dengan meningkatnya beban. PLN menggunakan RUPTL (Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik) tahun 2017-2026 dalam merencanakan sistem yang baru di Kalimantan. Analisis aliran daya bertujuan untuk mengetahui besaran dan sudut fasa tegangan setiap bus, faktor daya pada setiap cabang dan aliran daya aktif serta daya reaktif pada setiap saluran. Setelah dilakukan simulasi pada sistem kelistrikan Kalimantan interkoneksi 500 kV AC maka didapatkan tegangan bus yang mengalami overvoltage dan undervoltage serta eksitasi generator yang tidak beraturan. Untuk memperbaiki masalah tersebut maka menggunakan teknik optimasi dengan metode PSO (Partcile Swarm Optimisaztion). PSO digunakan untuk penentuan lokasi dimana peletakan kapasitor dan reaktor. Dengan hasil optimasi PSO mampu menjaga profil tegangan dalam batas toleransi yaitu antara 0,95 p.u sampai dengan 1,05 p.u.

Kata Kunci : Aliran Daya, *Newton Raphson*, Software DigSILENT, PSO

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

POWER FLOW ANALYSIS OF ELECTRICAL KALIMANTAN 500 KV AC YEAR 2026 USING NEWTON-RAPHSON METHOD

Name : Erwin Ramadhani
Advisor : Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

ABSTRACT

The power flow analysis is the first step to finding the basic parameters of a system whose power flows from different environments. Electrical systems on the island of Borneo continue to increase from year to year. PLN is a company engaged in the field of energy. PLN uses RUPTL (Business Plan for the Supply of Electrical Power) in 2017-2026 in the new system plan in Kalimantan. Power flow analysis to know the magnitude and phase angle of each bus, power factor at each branch and active power flow also reactive power on each channel. After simulation on electricity system of Kalimantan interconnect 500 kV AC then get bus voltages overvoltage and undervoltage and excitation of irregular generator. To solve the problem then use optimization technique with PSO method (Partcile Swarm Optimisaztion). PSO for the determination of the location where the capacitor and reactor laying. With the optimization results PSO able to monitor the voltage profile within the tolerance limit ie between 0.95 p.u up to 1.05 p.u.

Keywords : Power Flow, Newton Raphson, DigSILENT Software, PSO

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur saya panjatkan kepada Allah SWT atas berkat dan rahmat-Nya sehingga saya selaku penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini. Saya menyadari bahwa selama pengerjaan tugas akhir ini banyak pihak yang memberikan bantuannya, sehingga pada kesempatan kali saya ingin menyampaikan ucapan terimakasih yang tulus kepada :

1. Bapak Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT. sebagai dosen pembimbing 1 yang telah memberikan bimbingan, saran, dorongan semangat dengan tulus dan penuh kesabaran untuk selalu memberikan ilmu.
2. Ibu Ir. Ni Ketut Ariyani, MT. sebagai pembimbing 2 yang telah memberikan bimbingan, saran, kritik, semangat dengan tulus dan penuh kesabaran.
3. Bapak Ir. Sjamsjul Anam sebagai, MT. sebagai penguji sidang tugas akhir yang telah memberi masukan dan saran dalam rangka penyempurnaan tugas akhir ini.
4. Bapak Dr. Dimas Anton Asfani, ST., MT. sebagai penguji sidang tugas akhir yang telah memberi masukan dan saran dalam rangka penyempurnaan tugas akhir ini.
5. Bapak Dimas Fajar Uman Putra, ST., MT. sebagai penguji sidang tugas akhir yang telah memberi masukan dan saran dalam rangka penyempurnaan tugas akhir ini.
6. Yang tercinta orang tua bapak Edi Winarto dan Ibu Roch Mulyati serta yangti , yangkung dan tante yuli yang terus memberikan support, semangat dan doanya selama berjalannya tugas akhir dengan lancar. Alhamdulillah.
7. Adik saya erdi firmansyah yang telah tulus memberikan pengertian, dukungan, semangat dan doanya.
8. Teman sekaligus Pacar saya Atiqah Hilmy Raditya yang dengan tulus memberikan dukungan, semangat, doa dan lain lain yang banyak sekali. Sekali lagi terimakasih atas banyak banyak bantuannya selama ini dari awal kuliah LJ sampai sekarang. Love you :**
9. Teman-teman saya Nur Atiqah, manda , karin, syafaat, roi dan kawan-kawan LJ dan elektro reguler yang telah memberikan bantuan selama proses penyelesaian tugas akhir ini
10. Pihak-pihak lain yang tidak bisa saya sebutkan satu-persatu yang telah memberikan bantuan dan doanya selama ini

Penulis menyadari bahwa sebagai manusia biasa, kami memiliki keterbatasan dan kekurangan sehingga tugas akhir ini masih jauh dari sempurna. Untuk itu kritik dan saran yang membangun akan saya terima dengan tangan terbuka.

Surabaya, 28 Juni 2018

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN

HALAMAN JUDUL	Error! Bookmark not defined.
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iv
ABSTRAK	vii
<i>ABSTRACT</i>	ix
KATA PENGANTAR.....	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	1
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi Penelitian	2
1.6 Sistematika Laporan.....	3
1.7 Relevansi.....	4
BAB II ANALISIS ALIRAN DAYA	5
2.1 Sistem Tenaga Listrik	5
2.2 Aliran Daya	5
2.3 Metode <i>Newton Raphson</i>	6
2.4 Transmisi.....	7
2.5 Kapasitor	7
2.6 Metode PSO (<i>Particle Swarm Optimization</i>)	8
BAB III DATA dan METODOLOGI	11
3.1 Sistem Transmisi Kalimantan 500 kV pada tahun 2026	11
3.2 Data Saluran Sistem Kelistrikan Kalimantan AC 500 kV.....	11
3.3 Data Pembangkit pada Sistem kelistrikan Kalimantan 2026.....	14
3.4 Data Beban pada Sistem Kelistrikan Kalimantan 2026.....	17
3.5 Metodologi Simulasi	23
3.6 Pencarian Tegangan Bus Menggunakan PSO	24

BAB IV ANALISIS dan SIMULASI	27
4.1 Hasil Simulasi <i>Load flow</i> pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Interkoneksi 500 kV AC Tahun 2026	27
4.2 Penentuan Parameter dan Hasil Optimasi Kondisi Bus dengan Metode PSO	41
4.3 Hasil Simulasi Aliran Daya dengan Pemasangan Kapasitor dan Reaktor.....	43
4.3.1 Nilai Tegangan dan Sudut Fasa pada Bus	43
4.3.2 Nilai Generator Setelah Pemasangan Kapasitor dan Reaktor	
46	
4.4 Grafik Perbandingan Nilai Tegangan Sebelum Optimasi Metode Newton Raphson dan Sesudah Optimasi Menggunakan PSO	48
BAB V PENUTUP	51
5.1 Kesimpulan	51
5.2 Saran	51
DAFTAR PUSTAKA	53
LAMPIRAN A	55
LAMPIRAN B	58
LAMPIRAN C	62

DAFTAR GAMBAR

HALAMAN

Gambar 2.1 Komponen Utama Sistem Tenaga Listrik.....	5
Gambar 3.1 Backbone Sistem Kelistrikan 500 kV AC.....	11
Gambar 3.2 Diagram Alir Metodologi	23
Gambar 3.3 Diagram Alir PSO.....	25
Gambar 4.1 Mencari Nilai Terbaik Secara Acak.....	42
Gambar 4.2 Penentuan Kondisi Tegangan Bus Sesuai dengan Nilai	42
Gambar 4.3 Nilai Tegangan Sebelum dan Sesudah Perbaikan.....	49

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

DAFTAR TABEL

HALAMAN

Tabel 2.1	Istilah dalam PSO	8
Tabel 3.1	Data Saluran Transmisi 500 kV	12
Tabel 3.2	Data Saluran Transmisi 150 kV	12
Tabel 3.3	Data Saluran Transmisi 150 kV (lanjutan).....	13
Tabel 3.4	Data Saluran Transmisi 150 kV(lanjutan).....	14
Tabel 3.5	Data Pembangkitan Kalimantan.....	14
Tabel 3.6	Data Pembangkitan Kalimantan (lanjutan)	15
Tabel 3.7	Data Pembangkitan Kalimantan(lanjutan)	16
Tabel 3.8	Data Pembangkitan Kalimantan(lanjutan)	17
Tabel 3.9	Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan.....	17
Tabel 3.10	Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan).....	18
Tabel 3.11	Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan).....	19
Tabel 3.12	Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan).....	20
Tabel 3.13	Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan).....	21
Tabel 3.14	Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan).....	22
Tabel 3.15	Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan).....	23
Tabel 4.1	Nilai Tegangan dan Sudut Fasa Setiap Bus	27
Tabel 4.2	Nilai Tegangan dan Sudut Fasa Setiap Bus (lanjutan).....	28
Tabel 4.3	Nilai Tegangan dan Sudut Fasa Setiap Bus (lanjutan).....	28
Tabel 4.4	Nilai Tegangan dan Sudut Fasa setiap Bus (lanjutan).....	30
Tabel 4.5	Nilai Tegangan dan Sudut Fasa setiap Bus (lanjutan).....	31
Tabel 4.6	Generator yang Memiliki Nilai Q Minus.....	32
Tabel 4.7	Generator yang Memiliki Nilai Q Minus (Lanjutan).33	
Tabel 4.8	Hasil Data Saluran pada Simulasi.....	33
Tabel 4.9	Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)	34

Tabel 4.10	Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)	35
Tabel 4.11	Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)	36
Tabel 4.12	Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)	37
Tabel 4.13	Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)	38
Tabel 4.14	Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)	39
Tabel 4.15	Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)	40
Tabel 4.16	Parameter yang Digunakan pada PSO	41
Tabel 4.17	Tegangan Bus dan Sudut Fasa Setelah Perbaikan	43
Tabel 4.18	Tegangan Bus dan Sudut Fasa Setelah Perbaikan (lanjutan)	44
Tabel 4.19	Tegangan Bus dan Sudut Fasa Setelah Perbaikan (lanjutan)	45
Tabel 4.20	Tegangan Bus dan Sudut Fasa Setelah Perbaikan (lanjutan)	45
Tabel 4.21	Nilai Q dan Faktor Daya Setelah Perbaikan	47
Tabel 4.22	Nilai Q dan Faktor Daya Setelah Perbaikan (Lanjutan)	48

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kalimantan memiliki luas wilayah terbesar kedua di Indonesia. Sumber daya alam yang melimpah membuat perusahaan-perusahaan tertarik membangun pabrik di wilayah kalimantan. Seiring waktu berjalan, bertambahnya jumlah penduduk dan perindustrian yang semakin berkembang pesat menyebabkan kebutuhan listrik meningkat. Pasokan tenaga listrik harus sesuai dengan permintaan beban. Sistem tenaga listrik yang stabil, handal dan kontinyu diperlukan pada sistem. PLN sebagai perusahaan BUMN penyedia listrik memiliki peranan penting dalam penyaluran listrik ke seluruh wilayah di Kalimantan.

Sistem tenaga listrik meliputi pembangkitan, saluran transmisi dan beban. Untuk menentukan ariran daya dari pembangkitan menuju ke beban. Sehingga diperlukannya analisis dengan pengaturan daya dan beban agar mendapatkan sistem yang stabil. Analisis pada aliran daya berguna dalam perencanaan dan pengembangan pada suatu sistem. Hasil dari analisa perhitungan dapat diketahui tegangan dan sudut fasa pada masing-masing bus, faktor daya pada setiap percabangan, mengetahui kemampuan peralatan mengalirkan daya yang diinginkan dan aliran daya aktif dan daya reaktif pada sistem kelistrikan Kalimantan. Parameter pendukung pada sistem berupa daya aktif dan daya reaktif pada setiap bus, pembebanan pada trafo, rugi-rugi saluran dan lain-lain dihitung menggunakan metode *Newton-Raphson*. Dengan demikian pada tugas akhir ini dilakukan analisis menganai aliran daya pada sistem kelistrikan Kalimantan tegangan 500 kV AC menggunakan metode *Newton Raphson* dan melakukan perbaikan tegangan pada bus yang mengalami gangguan dengan penempatan kapasitor dan reakor.

1.2 Permasalahan

Pada Tugas Akhir ini yang menjadi permasalahan adalah sebagai berikut:

1. Sistem yang disimulasikan adalah sistem yang masih dalam perencanaan yang tertuang dalam RUPTL PT. PLN PERSERO tahun 2017-2026.
2. Dengan sistem yang masih dalam tahap perencanaan maka tegangan pada sistem terutama pada bus masih ada yang

- mengalami masalah yaitu tegangan pada bus dibawah rating dan tegangan diatas rating ketentuan.
3. Menentukan lokasi penempatan kapasitor menggunakan PSO dengan melihat nilai bus terendah.

1.3 Batasan Masalah

Pada Tugas akhir ini memiliki batasan masalah antara lain sebagai berikut :

1. Sistem kelistrikan Kalimantan menggunakan *backbone* 500 kV AC pada tahun 2026.
2. Data yang digunakan berdasarkan RUPTL PT. PLN PERSERO tahun 2017-2026.
3. Perhitungan aliran daya menggunakan metode *Newton Raphson*.
4. Memperbaiki tegangan pada bus dengan cara melakukan optimasi penempatan dan kapasitas kapasitor menggunakan metode PSO.

1.4 Tujuan

Tujuan tugas akhir ini yaitu :

1. Untuk mensimulasikan aliran daya pada sistem kelistrikan Kalimantan 500 kV pada tahun 2026.
2. Memperbaiki aliran daya pada sistem kelistrikan Kalimantan 500 Kv pada tahun 2026.
3. Mengetahui nilai tegangan dan sudut fasa pada bus beban.
4. Menentukan lokasi penempatan kapasitor dengan melihat tegangan pada bus yang memiliki nilai rendah dengan menggunakan PSO

1.5 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian dibagi dalam 5 tahapan yaitu persiapan dan studi literatur, pengumpulan data, simulasi sistem, analisa data dan penyusunan laporan tugas akhir. Berikut merupakan penjelasan dari semua tahapan tersebut.

Pada tahapan pertama mengenai persiapan dan studi literatur. Pada tahap ini akan dilakukan studi literatur mengenai : Melakukan penelitian dengan mengumpulkan informasi dari beberapa literatur terbaru tentang aliran daya dan RUPTL PT. PLN PERSERO 2017-2026 Literatur mengenai aliran daya pada sistem tenaga listrik dan metode perhitungan.

Tahap kedua yaitu pengumpulan data. Mengumpulkan data berdasarkan RUPTL tahun 2017-2026 pada sistem kelistrikan Kalimantan berupa parameter-parameter yang nilainya digunakan sebagai masukan dalam pembuatan SLD.

Tahap yang ketiga yaitu simulasi sistem. Melakukan simulasi menggunakan software DigSILENT 15.1 untuk mendesain SLD pada sistem kelistrikan Kalimantan 500 kV AC sehingga dapat mengetahui aliran daya, tegangan pada setiap bus dan sudut fasa.

Tahap yang keempat yaitu analisis data, Melakukan analisis dari simulasi sehingga dapat mengetahui aliran daya, tegangan pada setiap bus dan sudut fasa.

Tahap yang kelima yaitu penyusunan laporan tugas akhir. Data-data yang didapatkan dari hasil simulasi dimasukkan pada laporan sehingga dapat menarik kesimpulan dari data yang didapat.

1.6 Sistematika Laporan

Pembahasan tugas akhir ini dibagi menjadi lima bab dengan sistematika sebagai berikut:

Bab I

Pendahuluan

Pada bab pendahuluan, menjelaskan mengenai latar belakang pemilihan topik, perumusan masalah dan batasannya. Bab ini juga membahas mengenai tujuan penelitian, metodologi, sistematika laporan, dan relevansi dari penelitian yang dilakukan.

Bab II

Teori Dasar

Penjelasan mengenai komponen – komponen yang digunakan untuk membuat *single line diagram* sistem kelistrikan Kalimantan maupun *software* pendukung untuk melakukan analisis aliran daya. Pokok bahasan pada bab ini diantaranya, yaitu komponen penyusun *single line diagram*, cara kerja, dan pengoperasian.

Bab III

Data dan Metodologi

Pembahasan yang dilakukan pada bab ini mengenai kumpulan data yang terdiri dari saluran transmisi, pembangkitan dan beban. Selain itu juga terdapat metodologi simulasi.

Bab IV**Hasil Simulasi**

Hasil dari simulasi aliran daya menggunakan DigSILENT dan lokasi penempatan kapasitor dengan menggunakan metode PSO.

Bab V**Penutup**

Pada bagian bab penutup, dibahas mengenai kesimpulan dan saran dari hasil pengujian.

1.7 Relevansi

1. Untuk Institusi

Tugas akhir ini dapat dijadikan sebagai tambahan referensi khususnya mengenai topik yang diambil dan dapat digunakan untuk peneletian dan perancangan sistem kelistrikan selanjutnya dengan menggunakan software yang berbeda.

2. Untuk bidang ilmu pengetahuan

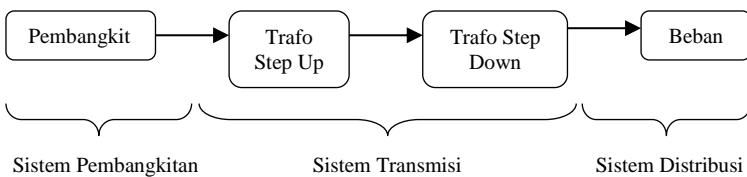
Tugas akhir ini dapat dijadikan sebagai salah satu bahasan yang dipertimbangkan dalam menganalisa aliran daya dan sebagai langkah awal perencanaan dalam merancang sistem kelistrikan Kalimantan 500 kV AC.

BAB II

ANALISIS ALIRAN DAYA

2.1 Sistem Tenaga Listrik

Secara umum, sistem tenaga listrik terdiri 3 komponen utama yaitu pembangkitan, transmisi dan distribusi. Komponen yang digunakan untuk mengubah energi air, panas bumi, batu bara, minyak bumi, angin, dan lain-lain menjadi sumber energi listrik merupakan komponen pembangkitan yang kemudian akan disalurkan dari pusat pembangkit menuju ke pusat beban melalui sistem transmisi dan distribusikan ke lokasi konsumen. Tegangan yang digunakan pada masing-masing komponen berbeda sesuai dengan kepentingannya pada suatu sistem tenaga listrik. Level tegangan pada sistem pembangkit harus disesuaikan dengan spesifikasi generator yang akan digunakan agar arus yang mengalir menuju beban tidak terlalu tinggi. Jika level tegangan pada pembangkit semakin tinggi maka jumlah lilitan pada generator akan semakin banyak sehingga generator akan semakin besar dan berat. Pada gambar 2.1 berikut ini merupakan ilustrasi komponen sistem tenaga listrik secara umum:



Gambar 2.1 Komponen Utama Sistem Tenaga Listrik

2.2 Aliran Daya

Aliran daya merupakan daya yang dibangkitkan oleh pembangkitan dan disalurkan menggunakan saluran transmisi yang dikirim menuju beban. Studi aliran daya merupakan langkah awal dalam perencanaan suatu sistem yang baru dan juga sebagai langkah awal untuk menentukan peralatan yang sesuai dengan daya yang dialirkkan. Selain itu juga memiliki fungsi lain untuk menentukan tegangan dan sudut fasa pada bus. Selain itu juga mengetahui daya aktif dan daya reaktif pada saluran. Analisis yang dilakukan pada tugas akhir ini dalam kondisi steady state.

Dalam sistem terdapat 3 macam bus dimana bus tersebut dapat didefinisikan sebagai berikut.

- 1) *Slack Bus* adalah suatu bus yang terhubung dengan generator dan mempunyai besaran serta sudut fasa yang tetap. Pada bus ini berfungsi untuk mencatat rugi-rugi dan digunakan sebagai acuan untuk lebih mudah dalam perhitungan
- 2) *BUS PV* (bus pembangkit). Pada tipe bus ini, besar tegangan dan daya aktif telah ditentukan sedangkan daya reaktif dan sudut fasa tegangan didapat dari hasil perhitungan. Bus terhubung dengan generator.
- 3) *BUS PQ* (bus beban). Pada tipe bus ini daya aktif dan daya reaktif diketahui, sedangkan dua lainnya didapat dari hasil perhitungan. Bus terhubung dengan beban.

Berikut merupakan persamaan umum aliran daya :

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \quad (2.1)$$

Keterangan:

P = Daya Nyata

Q = Daya reaktif

V = Tegangan

Y = Admitansi

G = Nilai Real matriks

B = Nilai imajiner matriks

2.3 Metode *Newton Raphson*

Metode *Newton Raphson* memiliki keunggulan dalam perhitungan matematis daripada metode yang lainnya. Sistem tenaga listrik yang besar cocok menggunakan metode *Newton-Raphson* karena lebih efisien dan praktis. Metode *Newton Raphson* adalah metode yang digunakan untuk menyelesaikan persamaan aliran daya dengan satu variabel dan beberapa variabel menggunakan perhitungan *Deret Taylor*, dimana metode ini digunakan untuk mengubah persamaan non linier menjadi linier. Berikut merupakan persamaan dari *Deret Taylor*.

$$f(x) = f(x^{(0)}) + \left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)} \Delta x^{(0)} + \frac{1}{2!} \left(\frac{d^2 f}{dx^2}\right)^{(0)} (\Delta x^{(0)})^2 + \dots = c \quad (2.2)$$

$$\text{jika } V_i = |V_i| <= |V_i| e^{j\varphi_i} \quad (2.3)$$

$$q_k = q_i - q_k \quad (2.4)$$

$$Y_{ik} = G_{ik} - jB_{ik} \quad (2.5)$$

Maka dari persamaan diatas dapat dinyatakan dalam bentuk persamaan *hybrid*:

$$P_i = |V_i| \sum |V_j| \{ G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \} \quad n_j=1 \quad (2.6)$$

$$Q_i = |V_i| \sum |V_j| \{ G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \} \quad n_j=1 \quad (2.7)$$

Untuk memudahkan dalam perhitungan biasanya satuanya diubah dalam besaran per unit (p.u). nilai p.u didapatkan dari nilai yang sebenarnya dengan nilai dasar (*base value*). Persamaannya dapat dijelaskan sebagai berikut.

$$\text{Per unit (p.u)} = \frac{\text{nilai yang sebenarnya}}{\text{nilai dasar (base value)}} \quad (2.8)$$

2.4 Transmisi

Pada tugas akhir ini terdapat dua saluran transmisi yang semuanya termasuk dalam saluran transmisi panjang yaitu sistem transmisi 150 kV dan 500 kV. Saluran transmisi adalah sebuah perantara untuk mengalirkan daya dari pembangkit menuju ke beban. Saluran transmisi diibaratkan sebuah selang air dalam kehidupan sehari-hari untuk menyalurkan air. Saluran transmisi dibagi menjadi 3 tipe yaitu saluran transmisi pendek, saluran transmisi menengah dan saluran transmisi panjang. Saluran transmisi pendek memiliki panjang saluran dibawah 80 km sedangkan untuk saluran menengah antara 80 km-240 km dan saluran transmisi panjang memiliki panjang lebih dari 240 km.

Fungsi pokok saluran transmisi adalah menyalurkan daya, agar penyaluran daya dapat disalurkan secara efisien dengan rugi-rugi daya yang kecil maka saluran transmisi yang digunakan adalah saluran transmisi dengan level tegangan yang tinggi. Dalam kenyataannya banyak saluran udara yang digunakan karena lebih ekonomis. Pada saluran transmisi AC ada efek induktansi dan kapasitansi saluran. Data yang diperlukan untuk beban flow yaitu impedansi dari saluran tersebut.

2.5 Kapasitor

Kapasitor adalah peralatan yang dimana berfungsi untuk memperbaiki faktor daya pada peralatan. Kapasitor merupakan sumber VAR pada sistem. Pemasangan kapasitor untuk sistem tenaga listrik bertujuan untuk mengurangi rugi-rugi pada saluran, memperbaiki drop tegangan, memperbaiki generator yang yang mengalami *underexcited*. Berikut merupakan rumus penentuan nilai kapasitas kapasitor. Untuk

permasalahan pada simulasi sistem kelistrikan ketika ada bus beban yang mengalami kondisi *undervoltage* maka perlu dapat dilakukan perbaikan menggunakan pemasangan kapasitor.

$$(\Delta V)\% = \frac{SxL(R \cos \theta + jX \sin \theta)}{V^2} X 100\% \quad (2.9)$$

$$Q_C = \frac{\%VR \times 10 \times V^2}{X_L \times L} \quad (2.10)$$

Keterangan :

Q_C = Kapasitas kapasitor

$\%VR$ = Voltage drop

V = Tegangan

L = Induktansi

X_L = Reaktansi

2.6 Metode PSO (*Particle Swarm Optimization*)

Algoritma PSO (*Particle Swarm Optimization*) adalah algoritma yang proses algoritmanya terinspirasi oleh perilaku sosial pada kawanan burung yang terbang bersama-sama. Perilaku sosial ini terdiri dari tindakan inividu dan pengaruh inividu lain dalam satu kelompok. Setiap individu yang berperilaku menggunakan kecerdasannya dan pengaruh kelompoknya. Dapat disederhanakan jika seekor burung menemukan jalan yang optimal menuju ke sumber makanan, maka anggota kelompok yang lain akan mengikutinya meskipun lokasi burung yang lain letaknya berjauhan.

Istilah yang biasa digunakan oleh PSO dapat dijelaskan sebagai berikut pada tabel dibawah ini.

Tabel 2.1 Istilah dalam PSO

No	Istilah	Definisi
1	<i>Particle</i>	Anggota individu / <i>particle</i> dari suatu kelompok dan setiap partikel memiliki solusi yang potensial dalam suatu permasalahan. Posisi dari Individu menentukan solusi pada waktu itu

2	<i>Swarm</i>	Swarm disebut sebagai kumpulan dari individu (populasi) dari suatu algoritma
3	<i>Pbest (Personal Best)</i>	Letak awal Pbest suatu particle yang menunjukkan posisi particle yang dipersiapkan untuk mendapatkan suatu solusi yang terbaik.
4	<i>Gbest (Global Best)</i>	Posisi terbaik individu pada populasi diantara Pbest yang ada
5	<i>Velocity (Kecepatan)</i>	Kecepatan yang menggerakkan proses optimisasi dimana arah partikel untuk berpindah memperbaiki posisinya
6	<i>Inertia Weight</i>	Parameter yang digunakan untuk mengontrol akibat dari adanya kecepatan yang diberikan suatu individu

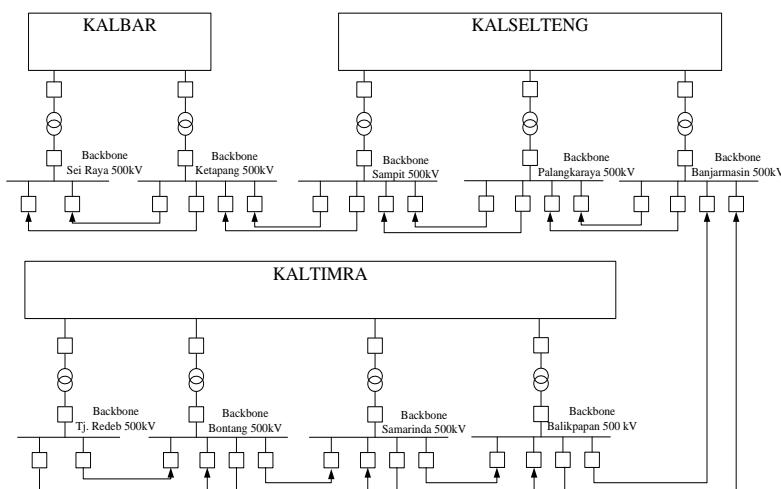
-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

BAB III

DATA dan METODOLOGI

3.1 Sistem Transmisi Kalimantan 500 kV pada tahun 2026

Sistem kelistrikan yang dibahas pada tugas akhir ini adalah sistem kelistrikan Kalimantan 500 kV AC pada tahun 2026 yang terdiri dari 83 pembangkit, 114 bus, dan total jumlah beban 112 buah. Untuk menganalisa aliran daya pada sistem kelistrikan Kalimantan digambarkan pada gambar 3.1 dibawah ini.



Gambar 3.1 Backbone Sistem Kelistrikan 500 kV AC

3.2 Data Saluran Sistem Kelistrikan Kalimantan AC 500 kV

Untuk melakukan simulasi sistem maka dibutuhkan data saluran bus interkoneksi. Pada tabel 3.1 merupakan data saluran sistem kelistrikan Kalimantan tahun 2026. Data saluran dibagi dalam 2 tabel yaitu data saluran transmisi 150 kV dan saluran transmisi 500 kV.

Tabel 3.1 Data Saluran Transmisi Kalimantan 500 kV

Dari Bus	Ke Bus	Tipe Saluran	Conduct or per phase mm ²	R (Ohm)	X (Ohm)	Y (Ohm)	Kms
Sei Raya	Ketapang	Dove	4x282	0,277	0,275	4,045	230
Ketapang	Sampit	Dove	4x282	0,277	0,275	4,045	287
Sampit	Palangka raya	Dove	4x282	0,277	0,275	4,045	110
Palangka raya	Banjarmasin	Dove	4x282	0,277	0,275	4,045	180
Banjarmasin	Balikpapan	Dove	4x282	0,277	0,275	4,045	370
Balikpapan	Samarinda	Dove	4x282	0,277	0,275	4,045	95
Samarinda	Bontang	Dove	4x282	0,277	0,275	4,045	85
Bontang	Tanjung Redeb	Dove	4x282	0,277	0,275	4,045	40

Tabel 3.2 Data Saluran Transmisi Kalimantan 150 kV

No	Dari Bus	Ke Bus	Type	R	X	Y
1	Bontang	Sanggata	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
2	Bontang Koala	Sanggata	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
3	Bukit Biru	Kota Bangun	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
4	Bukit Biru	Sepaku	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
5	Bukuan	Sambutan	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
6	Embalut	BB	Single Hawk	0.129	0.4049	0.0000028
7	Embalut	CFK	Single Hawk	0.129	0.4049	0.0000028
8	Haru	Bukuan	Single Hawk	0.129	0.4049	0.0000028
9	Haru	Tengkawang	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
10	Inc Balikpapan	Manggar-Industri	Single Hawk	0.129	0.4049	0.0000028
11	Industri	New Balikpapan	Single Hawk	0.129	0.4049	0.0000028
12	KSKT	Kasongan	Double Zebra	0.0199	0.2874	0.0000042
13	Karjo	Haru	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
14	Kembang Janggut	Kota Bangun(1)	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
15	Kembang Janggut	Muara Bengkal(1)	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
16	K. Bangun	Melak	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041

Tabel 3.3 Data Saluran Transmisi Kalimantan 150 kV (lanjutan)

No	Dari Bus	Dari Bus	Jenis Kabel	R	X	Y
17	Kuaro	Petung	Single Hawk	0.129	0.4049	0.0000028
18	Kuaro	T.Grogot	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
19	Lati	Tanjung redep	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
20	Lati	Tanjung Redep	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
21	Malinau	Sebuku	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
22	Manggar	Karjo	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
23	Manggar	New Balikpapan	Single Hawk	0.129	0.4049	0.000002
24	Manggar	Senipah	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
25	Melak	Ujoh Bilang	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
26	Muara Wahau	Muara Bengkal(1)	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
27	New Balikpapan	GIS Balikpapan	Single Hawk	0.129	0.4049	0.0000028
28	New Samarinda	Embalut	150_2xZebra	0.0199	0.2874	0.0000042
29	New Samarinda	GIS Samarinda	Single Hawk	0.129	0.4049	0.0000028
30	Nunukan	Sebuku	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
31	PLTU Kaltim FTP	Bontang	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
32	Palaran	PLTG Senipah	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
33	Petung	Teluk Balikpapan	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
34	Sambera	Bontang	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
35	Sambera	New Samarinda	150_2xZebra	0.0199	0.2874	0.0000042
36	Sambera	Sambutan	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
37	Sanggata	Muara Wahau	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
38	Sanggata	Sepaso	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
39	Sekatak	Juata	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
40	Sepaku	Teluk Balikpapan	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
41	Sepaso	Maloi	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
42	Tanah Grogot	Sei Durian	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041

Tabel 3.4 Data Saluran Transmisi Kalimantan 150 kV(lanjutan)

No	Dari Bus	Dari Bus	Jenis Kabel	R	X	Y
43	Tanjung Redep	Muara Wahau	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
44	Tanjung Redep	Talisayan	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
45	Tanjung Selor	Tanjung Redep	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
46	Tanjung Selor	Tidang Pale	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
47	Tarakan	Juata	Double Hawk	0.0647	0.28	0.0000041
48	Teluk Balikpapan	Karjo	150_2xZebra	0.0199	0.2874	0.0000042
49	Teluk Balikpapan	New Balikpapan	150_2xZebra	0.0199	0.2874	0.0000042

3.3 Data Pembangkit pada Sistem kelistrikan Kalimantan 2026

Pembangkit pada sistem kelistrikan Kalimantan memiliki 83 pembangkit. Data yang ditampilkan adalah nilai *peak* pada Generator. Pada DigSILENT 15.1 generator disetting dalam 2 jenis bus T yaitu bus PV dan PQ. Jenis PQ menjaga tegangan tetap 1 p.u dan PV nilai tegangan dapat berubah. Tabel 3.5 dibawah ini merupakan data pembangkitan sistem kelistrikan Kalimantan.

Tabel 3.5 Data Pembangkitan Sistem Kelistrikan Kalimantan

No	Pembangkit	Bus	P	Q	S	PF
1	PLTU PKura1	PLTU SINGKAWANG	15	11.25	18.75	0.8
2	PLTU ParitBaru2	PLTU SINGKAWANG	15	11.25	18.75	0.8
3	PLTU ParitBaru2(1)	PLTU SINGKAWANG	15	11.25	18.75	0.8
4	PLTU Kalbar1-1	PLTU SINGKAWANG	40	30	50	0.8
5	PLTU PKura2	PLTU SINGKAWANG	10	7.5	12.5	0.8
6	PLTU Kalbar1-2	PLTU SINGKAWANG	60	45	75	0.8
7	MPP Kalbar	Parit Baru	15	11.25	18.7	0.8

Tabel 3.6 Data Pembangkitan Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan)

No	Pembangkit	Bus	P	Q	S	PF
8	MPP Kalbar(1)	Parit Baru	15	11.25	18.7	0.8
9	MPP Kalbar(2)	Parit Baru	15	11.25	18.75	0.8
10	MPP Kalbar(3)	PARIT BARU	15	11.25	18.75	0.8
11	PLTU ParitBaru	PARIT BARU	35	26.25	43.75	0.8
12	PLTU ParitBaru(1)	PARIT BARU	35	26.25	43.75	0.8
13	Kalbar-Peaker1	PARIT BARU	15	11.25	18.75	0.8
14	Kalbar-Peaker1(1)	PARIT BARU	15	11.25	18.75	0.8
15	Kalbar-Peaker1(2)	PARIT BARU	15	11.25	18.75	0.8
16	Kalbar-Peaker1(3)	PARIT BARU	15	11.25	18.75	0.8
17	PLTU Kalbar 4-1	KETAPANG	30	22.5	37.5	0.8
18	PLTU Kalbar4-2	KETAPANG	30	22.5	37.5	0.8
19	PLTU Kalbar3-1	PLTU KALBAR 3	50	37.5	62.5	0.8
20	PLTU Kalbar3-2	PLTU KALBAR 4	50	37.5	62.5	0.8
21	PLTU Kalbar2	PLTU KALBAR 2	80	60	100	0.8
22	PLTU Kalbar2(1)	PLTU KALBAR 3	70	52.5	87.5	0.8
23	Serawak(2)	BENGKAYANG	65	48.75	81.25	0.8
24	Serawak(1)	BENGKAYANG	65	48.75	81.25	0.8
25	Serawak	BENGKAYANG	65	48.75	81.25	0.8
26	PLTU Sampit(1)	SAMPIT	15	11.25	18.75	0.8
27	PLTU Sampit	SAMPIT	15	11.25	18.75	0.8
28	PULPIS1	PLTUPP	55	41.25	68.75	0.8
29	Bangkanai	BANGKANAI	5	3.75	6.25	0.8
30	Bangkanai(2)	BANGKANAI	5	3.75	6.25	0.8
31	Bangkanai(1)	BANGKANAI	5	3.75	6.25	0.8
32	Bangkanai(5)	BANGKANAI	5	3.75	6.25	0.8
33	Bangkanai(3)	BANGKANAI	5	3.75	6.25	0.8
34	Bangkanai(6)	BANGKANAI	5	3.75	6.25	0.8
35	Kalseleteng 2	TERMINAL KALSELTENG	80	60	100	1
36	Kalseleteng 2(1)	TERMINAL KALSELTENG	80	60	100	1
37	Kalselteng 1	KASONGAN	70	52.5	87.5	1
38	PULPIS1(1)	PLTUPP	55	41.25	68.75	1
39	Kalselteng 1(1)	KASONGAN	60	45	75	1
40	PLTU Riam Kanan	BATI	80	60	100	1
41	Bangkanai(4)	BANGKANAI	5	3.75	6.25	1

Tabel 3.7 Data Pembangkitan Sistem Kelistrikan Kalimantan(lanjutan)

No	Pembangkit	Bus	P	Q	S	PF
42	PLTU Kalsel FTP 2	PLTU KALSEL 1	50	37.5	62.5	1
43	PLTU Kalsel FTP 2(1)	PLTU KALSEL 2	60	45	75	1
44	GI Asam(3)	GI ASAM	55	41.25	68.75	1
45	GI Asam(2)	GI ASAM	55	41.25	68.75	1
46	GI Asam(1)	GI ASAM 1	55	41.25	68.75	1
47	GI Asam	GI ASAM 1	55	41.25	68.75	1
48	PLTA KUSAN	CEMPAKA 150	70	52.5	87.5	1
49	Kalselteng 4 MT	TAMIANG	50	37.5	62.5	1
50	Kalselteng 4 MT(1)	TAMIANG	50	37.5	62.5	1
51	PLTU Kalsel 1	KALSEL 1	150	112.5	187.5	1
52	Kaltim Peaking	SANGGATA	50	37.5	62.5	1
53	Kaltim Peaking(1)	SANGGATA	50	37.5	62.5	1
54	PLTU Sinar Mas	TANJUNG REDEP	160	120	200	1
55	PLTU Sinar Mas(1)	TANJUNG REDEP	100	75	125	1
56	Kaltim 5 MT	MUARA WAHAU	15	11.25	18.75	1
57	Kaltim 5 MT(1)	MUARA WAHAU	15	11.25	18.75	1
58	PLTU Kaltim FTP	PLTU KALTIM FTP	75	56.25	93.75	1
59	PLTU Kaltim FTP(1)	PLTU KALTIM FTP	75	56.25	93.75	1
60	Teluk Balikpapan	TELUK BALIKPAPAN	70	52.5	87.5	1
61	Teluk Balikpapan(1)	TELUK BALIKPAPAN	55	41.25	68.75	1
62	Senipah	SENIPAH	40	30	50	1
63	Senipah(1)	SENIPAH	50	37.5	62.5	1
64	Senipah Steam	SENIPAH	30	22.5	37.5	1
65	PLTU Kaltim MT	PALARAN	45	33.75	56.25	1
66	PLTU Kaltim MT(1)	PALARAN	50	37.5	62.5	1
67	Kaltim Peaker(1)	EMBALUT	50	37.5	62.5	1
68	Kaltim Peaker	EMBALUT	50	37.5	62.5	1
69	Embalut Ekspansi	EMBALUT	40	30	50	1
70	Embalut(1)	EMBALUT	15	11.25	18.75	1

Tabel 3.8 Data Pembangkitan Sistem Kelistrikan Kalimantan(lanjutan)

No	Pembangkit	Bus	P	Q	S	PF
71	Embalut	EMBALUT	15	11.25	18.75	1
72	Cogindo	CFK	5	3.75	6.25	1
73	Cogindo(1)	CFK	5	3.75	6.25	1
74	Kaltim 4	EMBALUT	80	60	100	1
75	Kaltim 4(1)	EMBALUT	80	60	100	1
76	MPP Kaltim	BONTANG	5	3.75	6.25	1
77	MPP Kaltim(1)	BONTANG	5	3.75	6.25	1
78	PLTA Tabang	KEMBANG JANGGUT	75	56.25	93.7	1
79	PLTA Tabang(1)	KEMBANG JANGGUT	75	56.25	93.7	1
80	PLTG Sambera	SAMBERA	15	11.25	18.7	1
81	PLTG Sambera(1)	SAMBERA	15	11.25	18.7	1
82	PLTA Tabang(2)	KEMBANG JANGGUT	75	56.25	93.7	1
83	PLTA Tabang(3)	KEMBANG JANGGUT	75	56.25	93.7	1

3.4 Data Beban pada Sistem Kelistrikan Kalimantan 2026

Berikut merupakan tabel data pembebanan yang ditanggung oleh pembangkit-pembangkit yang ada di Kalimantan dengan nilai cos pi 0,85.

Tabel 3.9 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan

No	Beban	Bus	P	Q	S	PF
1	Beban AirUpas	AirUpas/BB	25	15.49361	29.41176	0.85
2	Beban Bengkayang	Bengkayang/BB	15.52	9.618431	18.25882	0.85
3	Beban Cemara	Cemara/BB	57.8	35.82122	68	0.85
4	Beban Entikong	Entikong/BB	9.82	6.085888	11.55294	0.85
5	Beban Kendawangan	Kendawangan/BB	7.04	4.362999	8.282352	0.85
6	Beban Ketapang	Ketapang/BB	27.73	17.18551	32.62353	0.85
7	Beban KotaBaru	KotaBaru/BB	63.28	39.21741	74.44705	0.85
8	Beban Kotabaru2	Kotabaru2/BB	8.86	5.490934	10.42353	0.85

Tabel 3.10 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan)

No	Beban	Bus	P	Q	S	PF
9	Beban KualaKurun	KualaKurun/BB	6.27	3.885797	7.376471	0.85
10	bebani Muara Teweh	MuaraTeweh/BB	17.16	10.63481	20.18823	0.85
11	Beban Muara wahau1	Muara Wahau BB	25	15.49361	29.41176	0.85
12	Beban Nanga Bulik	Nanga Bulik/BB	7.62	4.722451	8.964705	0.85
13	Beban NangaPinoh	NangaPinoh/BB	16.62	10.30015	19.55294	0.85
14	Beban New Palangkaraya	New Palangkaraya/BB	48.72	30.19394	57.31765	0.85
15	Beban Ngabang	Ngabang/BB	14	8.676421	16.47059	0.85
16	Beban Palangkaraya	Palangkaraya/BB	55.07	34.12931	64.78823	0.85
17	Beban Pangkalan Bun	Pangkalan Bun/BB	55.72	34.53215	65.55294	0.85
18	Beban ParitBaru	ParitBaru/BB	48.02	29.76012	56.49412	0.85
19	Beban PULPIS	PULPIS/BB	16.13	9.996474	18.97647	0.85
20	Beban PurukCahu	PurukCahu/BB	8.53	5.286418	10.03529	0.85
21	Beban PutuSibau	Putu Sibau/BB	15.6	9.668012	18.35294	0.85
22	Beban Rasau	Rasau/BB	34	21.07131	40	0.85
23	Beban Sambas	Sambas/BB	41.37	25.63882	48.67059	0.85
24	Beban Sampit	Sampit/BB	57.79	35.81503	67.98824	0.85
25	Beban Sandai	Sandai/BB	7.15	4.431171	8.411764	0.85
26	Beban Sanggau	Sanggau/BB	44.18	27.3803	51.97647	0.85
27	Beban SeiRaya	SeiRaya	163.09	101.0741	191.8706	0.85
28	Beban Sekadau	Sekadau/BB	17.34	10.74637	20.4	0.85
29	Beban Selat	Selat/BB	41.61	25.78756	48.95294	0.85
30	Beban Senggiring	Senggiring/BB	33.53	20.78002	39.44706	0.85

Tabel 3.11 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan)

No	Beban	Bus	P	Q	S	PF
31	Beban Siantan	Siantan/BB	85.57	53.03152	100.6706	0.85
32	Beban Singkawang	Singkawang/BB	75.06	46.51801	88.30588	0.85
33	Beban Sintang	Sintang/BB	36.25	22.46573	42.64706	0.85
34	Beban Sukadana	Sukadana/BB	17.88	11.08103	21.03529	0.85
35	Beban Sukamara	Sukamara/BB	5.4	3.346619	6.352941	0.85
36	Beban Tayan	Tayan/BB	24.81	15.37586	29.18823	0.85
37	Beban Amuntai	Amuntai/BB	37.64	23.32718	44.28235	0.85
38	Beban Aranio	Aranio/BB	4.25	2.633914	5	0.85
39	Beban Asam	Asam/BB(1)	21.39	13.25633	25.16471	0.85
40	Beban Bandara	Bandara/BB	41.02	25.42191	48.25882	0.85
41	Beban Barikin	Barikin/BB	45.54	28.22315	53.57647	0.85
42	Beban Bati	Bati/BB	31.12	19.28644	36.61176	0.85
43	Beban BatuLicin	BatuLicin/BB	55.57	34.43918	65.37646	0.85
44	Beban Bontang	Bontang BB	41.3	25.59544	48.58823	0.85
45	Beban Bontang Koala	Bontang Koala BB	17.1	10.59763	20.11765	0.85
46	Beban Bukit Biru	Bukit Biru BB	54.5	33.77606	64.11765	0.85
47	Beban Bukuau	Bukuan BB(1)	30	18.59233	35.29412	0.85
48	Beban Buntok	Buntok/BB	19.34	11.98586	22.75294	0.85
49	Beban Cempaka	Cempaka 70/BB	4.47	2.770256	5.258823	0.85
50	Beban Cempaka 150	Cempaka 150/BB	122.12	75.68318	143.6706	0.85
51	Beban Embalut	Embalut BB	38.3	23.7362	45.05882	0.85

Tabel 3.12 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan)

No	Beban	Bus	P	Q	S	PF
52	Beban GIS Balikpapan	GIS Balikpapan BB	35.6	22.06289	41.88235	0.85
53	Beban GIS Samarinda	GIS Samarinda BB	34.9	21.62907	41.05882	0.85
54	Beban GIS Ulin	GIS Ulin/BB	99.87	61.89386	117.4941	0.85
55	Beban Haru	Haru BB	47.6	29.49983	56	0.85
56	Beban Juata	Juata BB	0	0	0	0.85
57	Beban Kandangan	Kandangan/BB	19.38	12.01064	22.8	0.85
58	Beban Karjo	Karjo BB	58.1	36.00714	68.35294	0.85
59	Beban Kasongan	Kasongan/BB	30.16	18.69149	35.48235	0.85
60	Beban KayuTangi	KayuTangi/BB	23.62	14.63836	27.78823	0.85
61	Beban Kembang Janggut	Kembang Janggut BB	2.4	1.487386	2.823529	0.85
62	Beban Komam	Kuaro BB	5.6	3.470568	6.588235	0.85
63	Kota Bangun	Kota Bangun BB	8.5	5.267827	10	0.85
64	Beban KotaBaru	KotaBaru/BB(1)	24.34	15.08458	28.63529	0.85
65	Beban Kuala Pambuang	Kuala Pambuang/BB	6.26	3.8796	7.364706	0.85
66	Beban Kuaro	Kuaro BB	9.5	5.88757	11.17647	0.85
67	Beban Lati	GI Lati BB	7.05	4.369198	8.294118	0.85
68	Beban Malinau	Malinau BB	20.13	12.47545	23.68235	0.85
69	Beban Maloi	Maloi BB	5.2	3.222671	6.117647	0.85
70	Beban Manggar	Manggar BB	83.8	51.93457	98.58823	0.85
71	Beban Mantuil	Mantuil/BB	59.85	37.09169	70.41176	0.85

Tabel 3.13 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan)

No	Beban	Bus	P	Q	S	PF
72	Beban Marabahan	Marabahan/BB	11.71	7.257205	13.77647	0.85
73	Beban Melak	Melak BB	22.7	14.0682	26.70588	0.85
74	Beban Muara Bengkal	Muara Bengkal BB	2.8	1.735284	3.294118	0.85
75	Beban Muara Wahau2	Muara Wahau/BB	5.7	3.532542	6.705882	0.85
76	Beban New Balikpapan	New Balikpapan BB	57.7	35.75925	67.88235	0.85
77	Beban New Samarinda	New Samarinda BB	48.3	29.93365	56.82353	0.85
78	Beban Nunukan	Nunukan BB	28.99	17.96638	34.10588	0.85
79	Beban Pangkalan Banteng	Pangkalan Banteng/BB	9.7	6.011519	11.41176	0.85
80	Beban Paranggean	Paranggaean/BB	9.34	5.788412	10.98824	0.85
81	Beban Paringin	Paringin/BB	23.27	14.42145	27.37647	0.85
82	Beban PelaiHari	PelaiHari/BB	40.78	25.27317	47.97647	0.85
83	Beban Petung	Petung BB	33.6	20.8234	39.52941	0.85
84	Beban Rantau	Rantau/BB	51.28	31.78048	60.32941	0.85
85	Beban Sambera	Sambera BB	22.7	14.06819	26.70588	0.85
86	Beban Samboja	Samboja BB	10.5	6.507315	12.35294	0.85
87	Beban Sambutan	Sambutan BB	45.7	28.32232	53.76471	0.85
88	Beban Sanga2	Sanga2 BB	5	3.098722	5.882353	0.85
89	Beban Sanggata	Sanggata BB	35.4	21.93895	41.64706	0.85
90	Beban Satui	Satui/BB	25.36	15.71672	29.83529	0.85
91	Sebar	Sebrang Barito	18.03	11.17399	21.21177	0.85

Tabel 3.14 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan)

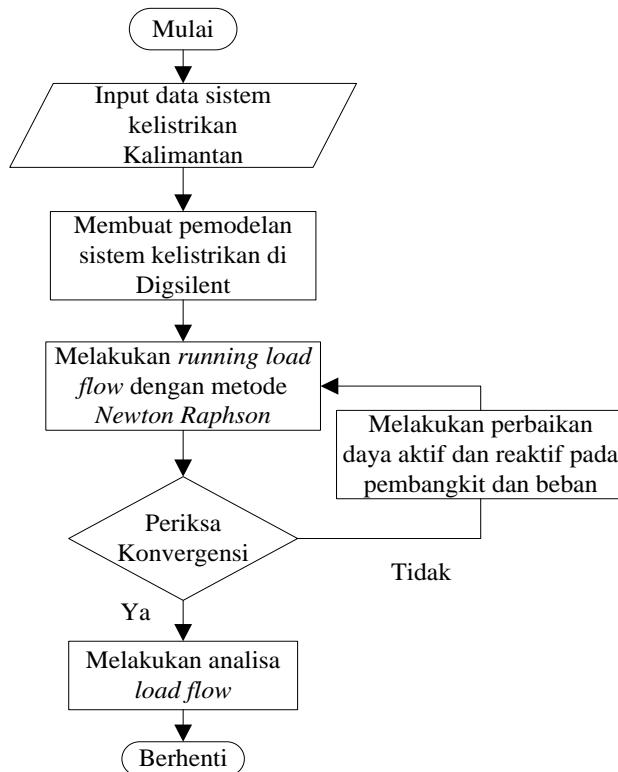
No	Beban	Bus	P	Q	S	PF
92	Beban Sebuku	Sebuku BB	1.22	0.7560881	1.435294	0.85
93	Beban Sei Durian	Sei Durian BB	0	0	0	0.85
94	Beban SeiTabuk	SeiTabuk/BB	24.79	15.36346	29.16471	0.85
95	Beban Sekatak	Sekatak BB	4.3	2.664901	5.058824	0.85
96	Beban Senipah	Senipah BB	17	10.53565	20	0.85
97	Beban Sepaku	Sepaku BB	3.1	1.921207	3.647059	0.85
98	Beban Sepaso	Sepaso BB	4.01	2.485174	4.717647	0.85
99	Beban Talisayan	Talisayan BB	2.92	1.809653	3.435294	0.85
100	Beban Tamiang	Tamiang/BB	6.71	4.158484	7.894117	0.85
101	Beban Tanah Grogot	Tanah Grogot BB	41.2	25.53347	48.47059	0.85
102	Beban Tanjung	Tanjung/BB	48.65	30.15056	57.23529	0.85
103	Beban Tanjung Batu	Tanjung Batu BB	1.2	0.7436932	1.411765	0.85
104	Beban Tanjung Redep	Tanjung Redep BB	52	32.2267	61.17647	0.85
105	Beban Tanjung Selor	Tanjung Selor BB	26.84	16.63394	31.57647	0.85
106	Beban Teluk Balikpapan	Teluk Balikpapan BB	18.8	11.65119	22.11765	0.85
107	Beban Tengkawang	Tengkawang BB	111.5	69.10149	131.1765	0.85
108	Beban Tidang Pale	Tidang Pale BB	3.88	2.404608	4.564706	0.85
109	Beban Trisakti	Trisakti 150/BB	119.36	73.97267	140.4235	0.85
110	Beban Trisakti(1)	Trisakti 70/BB	12.8	7.932727	15.05882	0.85

Tabel 3.15 Data Beban Sistem Kelistrikan Kalimantan (lanjutan)

No	Beban	Bus	P	Q	S	PF
111	Beban Ujoh Bilang BB	Ujoh Bilang BB	4.3	2.664901	5.058824	0.85

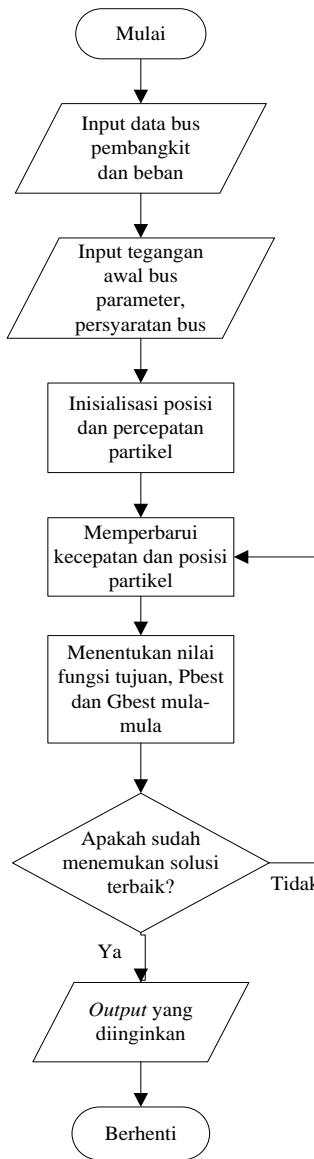
3.5 Metodologi Simulasi

Untuk mendapatkan hasil yang simulasinya diinginkan maka dibutuhkan sebuah metodologi untuk mengetahui langkah-langkah apa saja yang harus dilakukan sebelum melakukan dan memasuki tahap analisis. Gambar dibawah ini adalah metodologi simulasi yang digunakan untuk tugas akhir ini.

**Gambar 3.2** Diagram Alir Metodologi

3.6 Pencarian Tegangan Bus Menggunakan PSO

Output yang diinginkan dengan PSO yaitu mencari letak tegangan yang tempat pemasangan kapasitor dan reaktor dengan cara mengklasifikasikan tegangan bus dalam 3 kondisi yaitu kondisi undervoltage, kondisi overvoltage dan kondisi normal. Tahapan awal yang dilakukan adalah dengan menginisialisai partikel dalam jumlah variable atau parameter yang dioptimisasi. Setelah itu partikel disebar dalam suatu ruang permasalahan dalam pembagian tiga kondisi. Lalu diacak dengan menetapkan batas-batas tegangan sesuai dengan standar PLN-72. Selanjutnya setelah melakukan perhitungan maka PSO akan menentukan bus yang termasuk dalam kondisi sesuai dengan ketetapannya. Gambar 3.3 dibawah ini merupakan diagram alir PSO.



Gambar 3.3 Diagram Alir PSO

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

BAB IV

ANALISIS dan SIMULASI

Pada bab 4 ini menjelaskan mengenai hasil simulasi aliran daya pada sistem kelistrikan Kalimantan interkoneksi 500 kV AC tahun 2026 menggunakan software DigSILENT 15.1 dengan metode *Newton-Raphson*. Hasil Simulasi dibagi dalam 2 hasil simulasi yaitu hasil simulasi menggunakan backbone 500 kV AC tanpa melakukan perbaikan dan hasil simulasi dengan dilakukan perbaikan tegangan.

4.1 Hasil Simulasi *Load flow* pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Interkoneksi 500 kV AC Tahun 2026

Pada sub bab ini dijelaskan hasil simulasi sistem kelistrikan Kalimantan interkoneksi 500 kV AC dengan data sesuai dengan data RUPTL 2017-2026 PT. PLN (PERSERO). Kondisi bus tanpa dilakukan perbaikan terhadap tegangan pada bus dengan pemasangan kapasitor dan reaktor. Bagian ini terdiri dari 3 hasil simulasi yaitu hasil simulasi bus, pembangkit dan saluran. Setiap provinsi yaitu Kalbar, Kalselteng dan Kaltimra disimulasikan berdiri sendiri. Tabel 4.1 dibawah ini merupakan hasil simulasi bus.

Tabel 4.1 Nilai Tegangan dan Sudut Fasa Setiap Bus

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
1	AirUpas/BB	150	155.8902	1.039268	-9.2301
2	Amuntai/BB	150	163.4917	1.089945	-5.5539
3	Aranio/BB	70	77.76359	1.110908	-7.1748
4	Asam/BB	150	157.0906	1.047271	-0.2681
5	Asam/BB(1)	150	152.8907	1.019271	-0.4511
6	BB Kasongan	150	157.4704	1.049803	-2.6792
7	Bandara/BB	150	165.8557	1.105705	-6.8383
8	Bangkanai/BB	150	150.765	1.0051	-4.2903
9	Barikin/BB	150	160.1532	1.067688	-6.2752
10	Ngabang/BB	150	152.738	1.018253	12.6167
11	Bati/BB	150	152.5596	1.017064	-0.5406
12	BatuLicin/BB	150	142.8948	0.952632	-5.6623
13	Bengkayang/BB	150	170.2104	1.134736	1.86400
14	Bontang BB	150	155.0888	1.033925	0.35785

Tabel 4.2 Nilai Tegangan dan Sudut Fasa Setiap Bus (lanjutan).

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
15	Bontang Koala BB	150	154.676	1.031173	0.45914
16	Bukit Biru BB	150	150.95	1.006333	10.0473
17	Bukuan BB(1)	150	150.7435	1.004957	7.46341
18	Buntok/BB	150	154.1206	1.027471	-6.2736
19	CFK BB	150	151.4673	1.009782	7.72496
20	Cemara/BB	150	160.9897	1.073265	-7.2435
21	Cempaka 150/BB	150	167.4516	1.116344	-6.8229
22	Cempaka 70/BB	70	78.00545	1.114364	-7.0635
23	Embalut BB	150	151.4457	1.009638	7.71920
24	Entikong/BB	150	154.9626	1.033084	-7.4004
25	GI Lati BB	150	155.2656	1.035104	-1.1960
26	GIS Balikpapan BB	150	160.672	1.071147	-5.3218
27	GIS Samarinda BB	150	157.1455	1.047636	1.88803
28	GIS Ulin/BB	150	164.5307	1.096871	-7.2347
29	Haru BB	150	150.0288	1.000192	7.16938
30	Industri BB	150	155.3401	1.035601	-5.7475
31	Juata BB	150	156.4777	1.043185	-3.7094
32	Kalsel1	150	165.5872	1.103915	-6.5209
33	Kandangan/BB	150	159.2125	1.061417	-7.8848
34	Karjo BB	150	153.1449	1.020966	-5.8527
35	Kasongan/BB	150	167.6638	1.117759	-5.5295
36	KayuTangi/BB	150	164.2829	1.095219	-6.7709
37	Kembang Janggut BB	150	152.5908	1.017272	17.7348
38	Kendawangan/BB	150	156.9187	1.046125	-8.4954
39	Ketapang/BB	150	156.9258	1.046172	-7.5019
40	Kota Bangun BB	150	152.1453	1.014302	15.6158
41	KotaBaru/BB	150	158.4809	1.056539	-6.4888
42	KotaBaru/BB(1)	150	141.7956	0.945304	-6.0903
43	Kotabaru2/BB	150	155.3304	1.035536	-12.244
44	Kuala Pambuang/BB	150	183.1713	1.221142	-7.9886
45	KualaKurun/BB	150	162.9761	1.086507	-5.8177
46	Kuaro BB	150	146.6016	0.977344	-9.2598
47	Malinau BB	150	154.6074	1.030716	-4.9160

Tabel 4.3 Nilai Tegangan dan Sudut Fasa Setiap Bus (lanjutan).

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
48	Maloi BB	150	151.1736	1.007824	1.47690
49	Manggar BB	150	154.9784	1.033189	-5.7996
50	Mantui/BB	150	164.1677	1.094451	-6.6783
51	Marabahan/BB	150	162.5656	1.083771	-7.0052
52	Melak BB	150	152.5764	1.017176	14.2574
53	Muara Bengkal BB	150	159.8624	1.065749	-1.8659
54	Muara Wahau BB	150	156.7859	1.045239	-1.6273
55	Muara Wahau/BB	150	158.8062	1.058708	-1.6659
56	MuaraTeweh/ BB	150	154.7469	1.031646	-5.5318
57	Nanga Bulik/BB	150	179.9039	1.199359	-11.685
58	NangaPinoh/BB	150	155.2292	1.034862	-11.959
59	New Balikpapan BB	150	155.5979	1.037319	-5.7104
60	New Palangkaraya/ BB	150	172.8954	1.152636	-6.8152
61	New Samarinda BB	150	153.7688	1.025125	5.41377
62	Ngabang/BB	150	160.4591	1.069727	-1.0249
63	Nunukan BB	150	153.0806	1.020537	-6.4012
64	Palaran	150	151.0045	1.006697	10.0586
65	PLTU Kalbar3	150	153.7154	1.024769	-1.1046
66	PLTU Kalsel1/BB	150	153.7116	1.024744	-2.5674
67	PLTU Kalselteng1(2)/BB	150	168.0073	1.120049	-5.5566
68	PLTU Kalti FTP BB	150	152.8687	1.019125	1.34735
69	PLTU Sampit/BB	150	182.8317	1.218878	-7.8377
70	PLTU Singkawang/BB	150	153.6268	1.024178	3.48641
71	PLTUPP/BB	150	153.0426	1.020284	-2.5329
72	PULPIS/BB	150	159.4122	1.062748	-5.6772
73	Palangkaraya/ BB	150	173.2037	1.154692	-6.8229
74	Pangkalan Banteng/BB	150	180.9872	1.206581	-10.684
75	Pangkalan Bun/BB	150	179.7396	1.198264	-11.488
76	Paranggaean/BB	150	178.0765	1.187177	-7.1631

Tabel 4.4 Nilai Tegangan dan Sudut Fasa setiap Bus (lanjutan).

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
77	Paringin/BB	150	159.9584	1.066389	-6.2511
78	ParitBaru/BB	150	163.9768	1.093179	-4.0963
79	PelaiHari/BB	150	160.41	1.0694	-5.3228
80	Petung BB	150	150.4618	1.003079	-7.0369
81	PurukCahu/BB	150	157.6212	1.050808	-5.7375
82	Putu Sibau/BB	150	155.0329	1.033553	-11.956
83	Rantau/BB	150	159.2458	1.061639	-7.9118
84	Rasau/BB	150	157.7895	1.05193	-6.7759
85	Sambas/BB	150	153.8372	1.025582	-2.7777
86	Sambera BB	150	153.017	1.020113	5.91140
87	Samboja BB	150	149.8346	0.998898	7.03768
88	Sambutan BB	150	150.8146	1.00543	7.17125
89	Sampit/BB	150	182.3509	1.215673	-7.7319
90	Sandai/BB	150	157.756	1.051707	-8.6484
91	Sanga2 BB	150	150.7725	1.00515	7.31448
92	Sanggata BB	150	151.1843	1.007895	1.70909
93	Sanggau/BB	150	154.4621	1.029748	-6.9063
94	Satui/BB	150	147.6674	0.98445	-3.7948
95	SebrangBarito/BB	150	165.2726	1.101817	-6.6358
96	Sebuku BB	150	154.3227	1.028818	-5.6980
97	Sei Durian BB	150	147.0107	0.980071	-9.2967
98	SeiRaya	150	164.1828	1.094552	-7.7663
99	SeiTabuk/BB	150	164.1112	1.094075	-6.7737
100	Sekadau/BB	150	154.4747	1.029831	-8.6067
101	Sekatak BB	150	156.0085	1.040056	-3.6696
102	Selat/BB	150	154.218	1.02812	-4.5644
103	Senggiring/BB	150	154.8409	1.032273	1.44307
104	Senipah BB	150	154.3074	1.028716	9.82377
105	Sepaku BB	150	152.6059	1.017373	-5.7371
106	Sepaso BB	150	151.2193	1.008129	1.53056
107	Siantan/BB	150	161.7532	1.078355	-5.9774
108	Singkawang/BB	150	159.158	1.061054	-0.3797
109	Sintang/BB	150	154.8661	1.032441	-11.1117
110	Sukadana/BB	150	157.5175	1.050116	-8.4094
111	Sukamara/BB	150	180.1721	1.201147	-11.744
112	Talisayan BB	150	155.3001	1.035334	-1.1480
113	Tamiang/BB	150	164.6686	1.097791	-5.2102
114	Tanah Grogot BB	150	146.0843	0.973895	-9.4739
115	Tanjung Batu	150	155.2824	1.035216	-1.2058

Tabel 4.5 Nilai Tegangan dan Sudut Fasa setiap Bus (lanjutan).

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
116	Tanjung Redep	150	155.2704	1.035136	-1.1096
117	Tanjung Selor BB	150	155.2759	1.035173	-3.5305
118	Tanjung/BB	150	155.6027	1.037351	-4.6630
119	Tarakan BB	150	156.4951	1.043301	-3.7109
120	Tayan/BB	150	155.6775	1.03785	-2.2062
121	Teluk Balikpapan BB	150	152.6123	1.017415	-5.7095
122	Tengkawang BB	150	150.0439	1.000293	7.17428
123	Terminal(21) KALSELTENG	150	151.9178	1.012786	3.19532
124	Tidang Pale BB	150	154.8882	1.032588	-4.4759
125	Trisakti 150/BB	150	164.1841	1.09456	-7.0010
126	Trisakti 70/BB	70	76.46633	1.092376	-7.1850
127	Ujoh Bilang BB	150	152.8128	1.018752	14.1199
128	Ulin 70/BB	70	78.05232	1.115033	-7.0829
129	Banjarmasin 500 kV BB	500	606.3936	1.212787	-5.8800
130	Bontang 500 kV BB	500	549.0584	1.098117	-1.2707
131	GIS Balikpapan 500 kV BB	500	571.3013	1.142603	-3.0955
132	Ketapang 500 kV BB	500	598.9396	1.197879	-7.2626
133	Palangkaraya 500 kV BB	500	613.8474	1.227695	-6.6359
134	Samarinda 500 kV BB	500	558.1838	1.116368	-1.7319
135	Sampit 500 kV BB	500	618.215	1.23643	-7.0339
136	Sei Raya 500 kV BB	500	590.0808	1.180162	-7.3888
137	Tajung Redep 500 kV BB	500	546.5009	1.093002	-1.2315

Kesimpulan yang didapat pada tabel 4.1 hingga 4.5 yaitu terdapat bus yang mengalami *undervoltage* dan *overvoltage*. Selain itu juga nilai sudut fasa pada bus ada yang bersifat lagging dan leading. Akibat kenaikan tegangan yang awalnya 150 kV dinaikkan menjadi 500 kV sehingga terjadi efek line charging pada saluran dan panjang saluran juga mempengaruhi sehingga tejadilah *overvoltage* pada bus. *Overvoltage* dapat diperbaiki menggunakan pemasangan reaktor pada bus yang mengalami *overvoltage*.

Hasil simulasi menunjukkan bahwa PLTU Sinar Mas 2 difungsikan menjadi slack bus atau bus *refereence* pada sistem kelistrikan Kalimantan interkoneksi 500 kV AC. Dipilih sebagai slack bus karena memiliki nilai pembangkitan terbesar pada sistem. Pada hasil simulasi juga terdapat nilai Q pada generator bernilai (-) bisa dikatakan generator mengalami underexcited. Generator memiliki nilai minus karena generator menyerap Var pada sistem. Generator yang terlalu banyak menyerap VAR maka fungsi generator beralih menjadi beban.

Tabel 4.6 Generator yang Memiliki Nilai Q Minus.

No	Pembangkit	Bus T	P	Q	S	PF
1	Bangkanai (5)	PV	5.0	-95.217	95.3483	0.05243
2	Embalut Ekspansi	PV	40	-19.699	44.5875	0.89711
3	Kalseleteng 2	PV	80	-63.295	102.011	0.78422
4	Kalseleteng 2(1)	PV	80	-52.514	95.6963	0.83597
5	Kalselteng 1	PV	70	-248.54	258.215	0.27109
6	Kaltim 4	PV	80	-47.556	93.0679	0.85958
7	Kaltim 4(1)	PV	80	-47.556	93.0679	0.85958
8	Kaltim Peaking	PV	50	-39.228	63.5521	0.786756
9	Kaltim Peaking(1)	PV	50	-39.228	63.5521	0.786756
10	PLTA Tabang	PV	75	-71.302	103.4846	0.724746
11	PLTA Tabang(1)	PV	75	-71.302	103.4846	0.724746
12	PLTU Kalbar1-2	PV	60	-120.54	134.6475	0.445608
13	PLTU Kalbar2	PV	80	-106.46	133.1742	0.600717
14	PLTU Kalbar2(1)	PV	70	-106.61	127.5409	0.548844
15	PLTU Kalbar3-2	PV	50	-123.60	133.3314	0.375005
16	PLTU Kalbar4-2	PV	30.0001	-769.51	770.0963	0.038956
17	PLTU Kalsel FTP 2(1)	PV	60	-102.67	118.9241	0.504524
18	PLTU Kaltim FTP	PV	75	-95.072	121.094	0.619354

Tabel 4.7 Generator yang Memiliki Nilai Q Minus (Lanjutan).

No	Pembangkit	Bus T	P	Q	S	PF
19	PLTU Kaltim FTP(1)	PV	75	-95.072	121.094	0.619354
20	PLTU Kaltim MT	PV	45	-33.281	55.97019	0.803999
21	PLTU Kaltim MT(1)	PV	50	-33.234	60.03769	0.83281
22	PLTU PKura2	PV	10	-50.348	51.33161	0.194812
23	PLTU Riam Kanan	PV	80	-70.345	106.5295	0.750965
24	PLTU Sinar Mas	PQ	80.18 787	-139.76	161.1372	0.497637
25	PLTU Sinar Mas(1)	PV	100	-174.71	201.3087	0.49675
26	PULPIS1	PV	55	-101.12	115.1129	0.477792
27	PULPIS1(1)	PV	55	-101.12	115.112	0.47779
28	Teluk Balikpapan	PV	70	-86.593	111.348	0.62865
29	Teluk Balikpapan(1)	PV	55	-86.778	102.739	0.53533

Nilai Cos Θ mengalami penurunan karena didapat dari rumus:

$$\text{Cos } \Theta = \frac{P}{S} \quad (4.1)$$

Nilai Cos Θ pada generator dapat diperbaiki dengan pemasangan kapasitor. Pemasangan kapasitor tidak boleh dibus pembangkit. Tetapi dipasang pada bus beban mengalami *undervoltage*. Untuk hasil data saluran dijelaskan pada tabel dibawah ini.

Tabel 4.8 Hasil Data Saluran pada Simulasi

No	Dari Bus	Ke Bus	Mag. Bus I	Mag. Bus J	Loading	Capacitive Load
1	Amuntai/ BB	Tamiang/ BB	1.08994	1.097	6.90714	1.63837
2	Aranio/BB	Cempaka 70/BB	1.110908	1.114	4.64026	0.3295891
3	Cempaka 150/BB	Bati/BB	1.116344	1.017064	51.18212	6.582593
4	Bati/BB	Asam/BB (1)	1.017064	1.019271	2.325188	1.135554
5	Mantuil/	Asam/BB	1.094451	1.047271	11.50806	10.97693

Tabel 4.9 Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)

No	Dari bus	Ke bus	Mag. Bus i	Mag. Bus J	Loading	Capacitive load
6	PelaiHari/BB	Asam/BB (1)	1.0694	1.019271	50.51537	4.201975
7	Asam/BB	Satui/BB	1.047	0.984	7.94960	5.076193
8	Kalselteng	Asam/BB	1.012	1.047	6.33572	5.974338
9	GIS Balikpapan 500 kV BB	Samarinda 500 kV BB	1.142603	1.116368	20.1433	122.575
10	Bandara/BB	Mantuil/BB	1.105705	1.094451	7.062885	1.684183
11	Banjarmasin 500 kV BB	GIS Balikpapan 500 kV BB	1.212787	1.142603	20.91525	519.4111
12	Amuntai/BB	Barikin/BB	1.089945	1.067688	4.558943	2.957986
13	Tanjung/BB	Paringin/BB	1.037351	1.066389	6.840967	5.775232
14	Bengkayang	Ngabang	1.134736	1.069	9.40679	9.518681
16	Bontang Koala BB	Bontang BB	1.031173	1.033925	6.66370	0.4866087
17	Bontang 500 kV BB	Tajung Redep 500 kV BB	1.098117	1.093002	7.00194	48.55038
18	Bontang Koala BB	Sanggata BB	1.031173	1.007895	7.02457	4.524639
19	Kota Bangun BB	Bukit Biru BB	1.014302	1.006333	16.5252	5.590637
20	Sambutan BB	Sanga2 BB	1.00543	1.00515	7.06268	0.3321032
21	Sanga2 BB	Bukuan BB(1)	1.00515	1.004957	7.31609	0.3319467
22	Bandara/BB	Cempaka 150/BB	1.105705	1.116344	8.54658	1.288397
23	Cempaka 150/BB	Barikin/BB	1.116344	1.067688	3.65155	8.053737
24	Rantau/BB	Cempaka 150/BB	1.061639	1.116344	6.78784	4.566416
25	Ulin 70/BB	Cempaka 70/BB	1.115033	1.114364	1.01774	0.5501915
26	Embalut BB	Bukit Biru BB	1.009638	1.006333	10.2345	1.327678
27	CFK BB	Embalut BB	1.009782	1.009638	0.60009	0.09747957

Tabel 4.10 Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)

No	Dari bus	Ke bus	Mag. Bus i	Mag. Bus J	Loading	Capacitive load
28	GIS Ulin/BB	Cempaka 150/BB	1.096871	1.116344	6.77280	3.577327
29	Haru BB	Bukuan BB(1)	1.000192	1.004957	2.99303	0.7688574
30	Tengkawang BB	Haru BB	1.000293	1.000192	0.193345 1	0.7580119
31	Industri BB	Manggar BB	1.035601	1.033189	13.1887	0.06820286
32	New Balikpapan BB	Industri BB	1.037319	1.035601	9.40010	0.06847539
33	New Balikpapan BB	Industri BB	1.037319	1.035601	1.89189	0.3423769
34	BB Kasongan	Kasongan/ BB	1.049803	1.117759	7.75203	6.6188
35	Haru BB	Samboja BB	1.000192	0.998897 5	0.79331	3.438218
	Kasongan/ BB	Sampit/BB	1.117759	1.215673	10.8928	11.86056
36	Kasongan/ BB	Paranggaea n/BB	1.117759	1.187177	7.94171	11.56278
37	Marabahan/ BB	Barikin/BB	1.083771	1.067688	2.33168	12.07877
38	KayuTangi/ BB	Barikin/BB	1.095219	1.067688	3.02502	12.20896
39	KayuTangi/ BB	SeiTabuk/ BB	1.095219	1.094075	0.86025	1.640692
40	Kembang Janggut BB	Kota Bangun BB	1.017272	1.014302	18.9416	1.883752
41	AirUpas/ BB	Kendawang an/BB	1.039268	1.046125	1.81547	9.428261
42	Kendawang an/BB	Ketapang/ BB	1.046125	1.046172	2.20936	8.991181
43	Ketapang 500 kV BB	Sampit 500 kV BB	1.197879	1.23643	14.8330	430.0716
44	Melak BB	Kota Bangun BB	1.017176	1.014302	2.21085	12.61994
45	BatuLicin/ BB	KotaBaru/ BB(1)	0.952632	0.945304 3	1.45743	2.123932
46	KotaBaru/B B	Rasau/BB	1.056539	1.05193	2.43932	3.043585
47	Siantan	KotaBaru	1.078355	1.056539	4.21779	2.873518

Tabel 4.11 Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)

No	Dari bus	Ke bus	Mag. Bus i	Mag. Bus J	Loading	Capacitive load
48	Kasongan/BB	KualaKurn/BB	1.117759	1.086507	3.371987	13.30834
49	Petung BB	Kuaro BB	1.003079	0.9773438	2.946049	5.125922
50	Kuaro BB	Tanah Grogot BB	0.9773438	0.9738953	3.192735	1.390176
51	GI Lati BB	Tanjung Batu BB	1.035104	1.035216	0.2099815	1.956287
52	GI Lati BB	Tanjung Redep BB	1.035104	1.035136	0.5872156	2.934203
53	Malinau BB	Sebuku BB	1.030716	1.028818	1.990192	7.259839
54	Karjo BB	Manggar BB	1.020966	1.033189	5.930357	2.041481
55	New Balikpapan BB	Manggar BB	1.037319	1.033189	1.718565	0.9154393
56	Marabahan/BB	KayuTangi / BB	1.083771	1.095219	1.71172	13.00263
57	Melak BB	Ujoh Bilang BB	1.017176	1.018752	0.7747915	7.094372
58	Muara Wahau/BB	Muara Bengkal BB	1.058708	1.065749	1.398268	12.35975
59	Bangkanai/BB	MuaraTew eh/BB	1.0051	1.031646	20.71099	3.379039
60	MuaraTeweh/BB	Buntok/BB	1.031646	1.027471	1.420578	10.14162
61	Pangkalan Bun/BB	Nanga Bulik/BB	1.198264	1.199359	1.340665	4.591532
62	Nanga Bulik/BB	Sukamara/BB	1.199359	1.201147	0.86657	4.602583
63	NangaPinoh /BB	Kotabaru2/BB	1.034862	1.035536	0.9285559	8.803952
64	New Balikpapan BB	GIS Balikpapan BB	1.037319	1.071147	17.64309	0.708621
65	New Palangkaraya/BB	PLTUPP/BB	1.152636	1.020284	11.50488	7.150794
66	Embalut BB	New Samarinda BB	1.009638	1.025125	51.21099	1.555048

Tabel 4.12 Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)

No	Dari bus	Ke bus	Mag. Bus i	Mag. Bus J	Loading	Capacitive load
67	GIS Samarinda BB	New Samarinda BB	1.047636	1.025125	22.99407	1.027094
68	Ngabang	Tayan/BB	1.069727	1.03785	6.924706	5.313492
69	Sebuku BB	Nunukan BB	1.028818	1.020537	2.143864	7.475904
70	Tayan/BB	PLTU Kalbar3	1.03785	1.024769	4.219132	2.993886
71	PLTU Kalselteng1(2)/BB	Kasongan/ BB	1.120049	1.117759	0.786245 8	6.85685
72	PLTU Kalti FTP BB	Bontang BB	1.019125	1.033925	15.53636	1.442914
73	PLTU Sampit/BB	Kuala Pambuang/ BB	1.218878	1.221142	0.994658 8	10.86938
74	KotaBaru/B B	Terminal (48)	1.056539	1.021419	8.358495	3.039327
75	Palangkaray a/BB	PLTUPP/ BB	1.154692	1.020284	11.75542	7.089685
76	Senggiring/ BB	PLTU Singkawan g/BB	1.032273	1.024178	6.423418	2.02178
77	Palangkaray a/BB	PULPIS/ BB	1.154692	1.062748	7.947031	6.649721
78	Palangkaray a 500 kV BB	Banjarmasi n 500 kV BB	1.227695	1.212787	10.38101	271.0432
79	Kasongan/B B	Palangkara ya/BB	1.117759	1.154692	6.158024	8.423952
80	Bukuan BB(1)	Senipah BB	1.004957	1.028716	13.2748	3.454857
81	Bukuan BB(1)	Palaran	1.004957	1.006697	12.54977	3.379988
82	Palaran	Senipah BB	1.006697	1.028716	6.366569	3.460703
83	Pangkalan Banteng/ BB	Pangkalan Bun/BB	1.206581	1.198264	2.029316	4.423743
84	Pangkalan Bun/BB	Sukamara/ BB	1.198264	1.201147	1.311934	18.39356
85	Paranggaean /BB	Sampit/BB	1.187177	1.215673	5.354804	2.760606
86	Barikin	Paringin	1.067688	1.066389	6.922385	0.2078634

Tabel 4.13 Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)

No	Dari bus	Ke bus	Mag. Bus i	Mag. Bus J	Loadin g	Capacitiv e load
87	ParitBaru/BB	Siantan/BB	1.093179	1.078355	13.13102	1.501018
88	Cempaka 150/BB	PelaiHari/BB	1.116344	1.0694	49.14554	2.54579
89	Teluk Balikpapan BB	Petung BB	1.017415	1.003079	6.185607	4.211171
90	KualaKurun	PurukCahu	1.086507	1.050808	4.256683	10.21908
91	PurukCahu/BB	MuaraTew eh/BB	1.050808	1.031646	4.45632	4.651713
92	Barikin/BB	Kandangan /BB	1.067688	1.061417	4.57238	3.288961
93	Rantau/BB	Kandangan /BB	1.061639	1.061417	2.754556	0.2057218
94	Samarinda 500 kV BB	Bontang 500 kV BB	1.116368	1.098117	13.14235	105.3883
95	Sambas/BB	Singkawan g/BB	1.025582	1.061054	3.044341	9.518573
96	New Samarinda BB	Sambera BB	1.025125	1.020113	9.668719	1.963774
97	Sambera BB	Sambutan BB	1.020113	1.00543	5.573498	4.681701
98	Sampit/BB	PLTU Sampit/BB	1.215673	1.218878	0.916929 ₇	2.266829
99	Sampit 500 kV BB	Palangkara ya 500 kV BB	1.23643	1.227695	8.043649	168.8582
100	Sampit/BB	Pangkalan Banteng/BB	1.215673	1.206581	3.946244	23.0304
101	Sampit/BB	Pangkalan Bun/BB	1.215673	1.198264	4.860481	22.87338
102	Sundai/BB	Sukadana/BB	1.051707	1.050116	0.943109 ₄	9.073243
103	Sanggata BB	Sepaso BB	1.007895	1.008129	0.850427 ₈	3.958617
104	Sanggata BB	Sepaso BB	1.007895	1.008129	0.442331 ₄	2.764299
105	Sanggau/BB	Entikong/BB	1.029748	1.033084	1.336204	12.62407
106	Sekadau/BB	Sanggau/BB	1.029831	1.029748	6.211041	4.8401
107	Satui/BB	BatuLicin	0.98444	0.952632	6.199541	2.980698

Tabel 4.14 Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)

No	Dari bus	Ke bus	Mag. Bus i	Mag. Bus J	Loading	Capacitive load
108	KayuTangi/ BB	SebrangBari to/BB	1.095219	1.101817	2.900498	1.303354
109	SebrangBari to/BB	Kalsel1	1.101817	1.103915	5.341482	0.3423621
110	Sei Raya 500 kV BB	Ketapang 500 kV BB	1.180162	1.197879	10.39069	328.8434
111	SeiTabuk/B B	Mantuil/B B	1.094075	1.094451	1.252433	1.639541
112	Sintang/ BB	Sekadau/ BB	1.032441	1.029831	5.217667	8.734994
113	Juata BB	Sekatak BB	1.043185	1.040056	0.902991 3	5.942359
114	PLTUPP/ BB	Selat/BB	1.020284	1.02812	8.094354	2.099342
115	PULPIS/ BB	Selat/BB	1.062748	1.02812	7.25806	2.674041
116	Senggiring/ BB	ParitBaru/ BB	1.032273	1.093179	9.890048	6.057297
117	Senggiring/ BB	ParitBaru/ BB	1.032273	1.093179	5.338086	12.11459
118	Sepaku BB	Teluk Balikpapan BB	1.017	1.017	0.263471 9	2.362141
119	Sepaso BB	Maloi BB	1.008	1.007	0.389400 5	2.782337
120	Siantan/ BB	SeiRaya	1.078355	1.094552	7.204947	2.704375
121	Singkawang /BB	Bengkayan g/BB	1.061054	1.134736	7.372192	4.615199
122	Singkawang /BB	PLTU Singkawan g/BB	1.061054	1.024178	3.597617	12.20029
123	Sintang/ BB	NangaPino h/BB	1.032441	1.034862	1.977317	8.777658
124	Sintang/ BB	Putu Sibau/BB	1.032441	1.033553	1.54501	14.61089
125	Sukadana/B B	Ketapang/ BB	1.050116	1.046172	2.057026	10.02839
126	Kuaro BB	Sei Durian BB	0.977343 8	0.980071 2	0.802352 7	6.120576
127	CFK BB	Embalut BB	1.009782	1.009638	0.600092 8	0.09747957
128	Tanjung Redep BB	Muara Wahau BB	1.035136	1.045239	2.63087	5.926149

Tabel 4.15 Hasil Data Saluran pada Simulasi (lanjutan)

No	Dari bus	Ke bus	Mag. Bus i	Mag. Bus J	Loading	Capacitive load
129	Muara Wahau/BB	Muara Wahau BB	1.058708	1.045239	2.620482	6.061309
130	Tanjung Redep BB	Talisayan BB	1.035136	1.035334	0.360782 ₂	3.423997
131	Tanjung Selor BB	Tanjung Redep BB	1.035173	1.035136	5.611095	7.825063
132	Sekatak BB	Tanjung Selor BB	1.040056	1.035173	1.383955	5.012245
133	Tanjung Selor BB	Tidang Pale BB	1.035173	1.032588	3.433564	4.976214
134	Tanjung/BB	PLTU Kalsel1/B B	1.037351	1.024744	8.143776	4.852117
135	Tarakan BB	Juata BB	1.043301	1.043185	0.171051 ₉	1.390869
136	Tayan/BB	Sanggau/BB	1.03785	1.029748	9.570846	8.780286
137	Teluk Balikpapan BB	Karjo BB	1.017415	1.020966	7.5366	1.072842
138	Teluk Balikpapan	New Balikpapan	1.017415	1.037319	18.83101	1.982225
139	Tengkawang BB	Embalut BB	1.000293	1.009638	8.546678	1.456654
140	Tidang Pale BB	Malinau BB	1.032588	1.030716	3.149434	2.525967
141	Trisakti 150/BB	GIS Ulin/BB	1.09456	1.096871	2.164542	0.9183469
142	Trisakti 150/BB	Mantuil/B B	1.09456	1.094451	3.908465	1.578973
143	SebrangBari to/BB	Trisakti 150/BB	1.101817	1.09456	4.612048	1.14933
144	KotaBaru/BB	Cemara/B B	1.056539	1.073265	11.15102	0.7228949
145	SeiRaya	Cemara/B B	1.094552	1.073265	11.9913	0.7489557

Kesimpulan pada tabel data saluran yaitu semua saluran dapat melewatkkan aliran daya sesuai daya yang diberikan. Pemilihan jenis kabel untuk transmisi 150 kV dan 500 kV sudah sesuai dengan kapasitas pembebanan saluran.

4.2 Penentuan Parameter dan Hasil Optimasi Kondisi Bus dengan Metode PSO

Pada hasil simulasi sistem kelistrikan Kalimantan interkoneksi 500 kV AC terdapat bus yang mengalami *Overtoltage* dan *Undervoltage*. Untuk memperbaiki tegangan agar sesuai dengan standar PLN maka perlu dilakukan perbaikan dengan pemasangan kapasitor dan reaktor dengan penentuan lokasi menggunakan metode PSO.

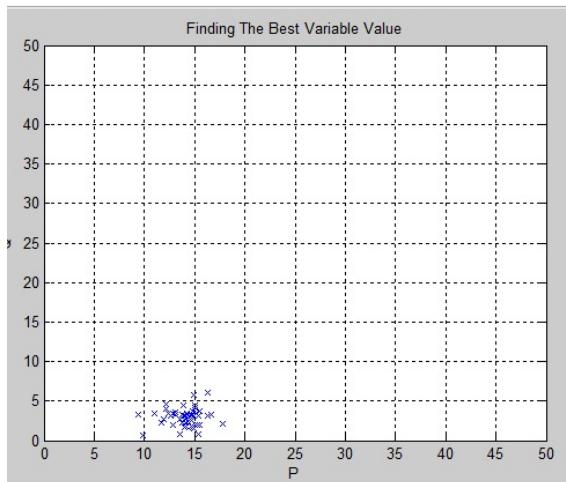
Tabel 4.16 Parameter Optimasi yang Digunakan untuk Pengujian Sistem

Jenis parameter	Parameter	Nilai
Parameter PSO	Iterasi	100
	Inertia	0,8
	Correction factor	1,9
	Swarm size	4,9
	Maks	1000
	Mins	0
Syarat sistem	Vmin	0,95 pu
	Vmax	1,05 pu

Pada optimisasi ini tidak melibatkan nilai impedansi saluran dan trafo. Data yang digunakan adalah data beban dan data pembangkitan yang meliputi daya aktif, daya reaktif dan daya semu. Selain itu data awal tegangan bus sebelum dioptimasi juga digunakan.

Karakteristik PSO dalam program ini yaitu menentukan dan mengklasifikasikan nilai tegangan bus berdasarkan kondisi yang sudah ditetapkan. Setelah dilakukan pemrograman maka metode PSO berhasil dalam mengidentifikasi dan mengklasifikasikan tegangan bus berdasarkan kondisi. Berikut merupakan hasil program matlab dengan menginputkan kode bus mana yang diinginkan.

Setelah menginputkan kode bus maka PSO akan mencari nilai terbaik secara acak dalam ruang permasalahan dengan ketetapan yang telah ditentukan. Pada gambar dibawah ini bagaimana metode pso bekerja.



Gambar 4.1 Mencari Nilai Terbaik Secara Acak

Command Window

1 New to MATLAB? Watch this [Video](#), see

```
pilih data (1-196) = 90
vpu newton raphson

Vi =
1.0932

vpu pso

Vp =
1.0499

normal voltage
```

Gambar 4.2 Penentuan Kondisi Tegangan Bus Sesuai dengan Nilai

Setelah didapat kondisi dengan menginputkan kode bus maka langkah selanjutnya dengan penentuan pemasangan kapasitor dan reaktor sesuai dengan kapasitas yang ditentukan sendiri.

4.3 Hasil Simulasi Aliran Daya dengan Pemasangan Kapasitor dan Reaktor

Berikut merupakan tabel hasil simulasi dengan dilakukan perbaikan nilai faktor daya dengan cara melakukan pemasangan kapasitor dan reaktor. Pemasangan ditempatkan pada bus yang memiliki tegangan lebih dari 1.05 pu dan tegangan dibawah 0.95 pu. Setelah dilakukan pemasangan maka tegangan bus yang mengalami masalah dapat diperbaiki.

4.3.1 Nilai Tegangan dan Sudut Fasa pada Bus

Pada analisis aliran daya yang harus diperhatikan untuk bus adalah tegangannya dan sudut fasa. Maka dari itu ketika mengalami masalah pada bus maka harus segera diperbaiki. Sesuai dengan standar PLN tegangan pada bus yaitu nilainya antara $0.95 \text{ pu} < V_{\text{bus}} < 1.05 \text{ p.u}$. Berikut merupakan tabel hasil simulasi perbaikan tegangan pada bus .

Tabel 4.17 Tegangan Bus dan Sudut Fasa Setelah Perbaikan

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
1	AirUpas/BB	150	148.4408	0.98960	-9.1915
2	Amuntai/BB	150	150.8879	1.00591	-5.6485
3	Aranio/BB	70	68.06321	0.97233	-6.7696
4	Asam/BB	150	152.6428	1.01761	-0.0047
5	Asam/BB(1)	150	149.9419	0.99961	-0.6218
6	BB Kasongan	150	149.644	0.99762	-2.4927
7	Bandara/BB	150	146.2739	0.97515	-6.4404
8	Bangkanai/BB	150	149.7267	0.99817	-5.5154
9	Barikin/BB	150	147.3475	0.982316	-6.5058
10	Bati/BB	150	149.6877	0.997918	-0.7211
11	BatuLicin/BB	150	152.2551	1.015034	-6.7174
12	Bengkayang/BB	150	151.5795	1.01053	4.36311
13	Bontang 500 kV	500	492.2781	0.984556	-0.1555
14	Bontang BB	150	148.4169	0.989446	1.75908
15	Bontang Koala BB	150	148.4878	0.989919	1.82571
16	Bukit Biru BB	150	147.8714	0.98581	11.9265
17	Bukuan BB(1)	150	146.2677	0.975118	9.34273
18	Buntok/BB	150	146.1896	0.974597	-7.0024
19	CFK BB	150	148.335	0.9889	9.51754
20	Cemara/BB	150	145.2655	0.968437	-7.3728

Tabel 4.18 Tegangan Bus dan Sudut Fasa Setelah Perbaikan (lanjutan)

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
21	Cempaka 150/BB	150	146.8295	0.978863	-6.3159
22	Cempaka 70/BB	70	68.3441	0.976344	-6.6268
23	Embalut BB	150	148.313	0.988753	9.51537
24	Entikong/BB	150	145.4227	0.969485	-7.0887
25	GI Lati BB	150	149.0455	0.993636	-0.6498
26	GIS Balikpapan 500 kV BB	500	499.3399	0.99868	-2.0688
27	GIS Balikpapan BB	150	148.4947	0.989965	-4.7788
28	GIS Samarinda BB	150	145.5467	0.970312	3.90895
29	GIS Ulin/BB	150	145.0683	0.967122	-6.9671
30	Haru BB	150	146.086	0.973907	8.98100
31	Industri BB	150	147.4039	0.982693	-5.8128
32	Juata BB	150	149.6739	0.997826	-3.3292
33	Kalsel1	150	147.3706	0.982471	-6.1771
34	Kandangan/BB	150	147.1112	0.980741	-8.5707
35	Karjo BB	150	147.6653	0.984436	-6.1068
36	Kasongan/BB	150	149.8083	0.998722	-5.2621
37	Kembang Janggut BB	150	149.8319	0.998879	19.8905
38	Kendawangan/BB	150	149.6003	0.997336	-8.3891
39	Ketapang/BB	150	149.8286	0.998858	-7.3167
40	Kota Bangun BB	150	149.272	0.995147	17.7006
41	KotaBaru/BB	150	146.0322	0.973548	-6.8793
42	KotaBaru/BB(1)	150	151.2394	1.008262	-7.0957
43	Kotabaru2/BB	150	144.0973	0.960649	-12.5012
44	Kuala Pambuang/BB	150	150.6382	1.004255	-7.68643
45	KualaKurun/BB	150	149.5131	0.996754	-5.9928
46	Kuaro BB	150	146.6863	0.977909	-10.158
47	Malinau BB	150	147.585	0.9839	-4.64
48	Maloi BB	150	149.6041	0.99736	2.49091
49	Manggar BB	150	147.2756	0.981837	-5.8955
50	Mantuil/BB	150	146.0425	0.973617	-6.3809
51	Marabahan/BB	150	146.9178	0.979452	-7.0957
52	Melak BB	150	149.5798	0.997199	16.2999
53	Muara Bengkal	150	151.695	1.0113	-1.1901

Tabel 4.19 Tegangan Bus dan Sudut Fasa Setelah Perbaikan (lanjutan)

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
54	Muara Wahau BB	150	148.7612	0.991741	-0.9525
55	Muara Wahau/BB	150	150.7191	1.004794	-0.9801
56	MuaraTeweh/ BB	150	146.9639	0.97976	-6.1878
57	Nanga Bulik/BB	150	142.9769	0.95318	-13.046
58	NangaPinoh/BB	150	144.0958	0.960639	-12.176
59	New Balikpapan BB	150	147.495	0.9833	-5.7537
60	New Palangkaraya/ BB	150	148.3614	0.989076	-6.1974
61	New Samarinda BB	150	147.2665	0.981777	7.23181
62	Ngabang/BB	150	149.0572	0.993715	0.24581
63	Nunukan BB	150	145.7791	0.971861	-6.2569
64	Palaran	150	149.9117	0.999412	11.7451
65	PLTU Kalbar3	150	149.6491	0.997661	-0.4259
66	PLTU Kalsel11/BB	150	149.6881	0.997921	-3.1293
67	PLTU Kalselteng1(2)/BB	150	150.1153	1.000768	-5.2898
68	PLTU Kalti FTP BB	150	149.4279	0.996186	2.52499
69	PLTU Sampit/BB	150	150.4875	1.00325	-7.4864
70	PLTUPP/BB	150	149.7952	0.998634	-3.5672
71	PULPIS/BB	150	146.253	0.97502	-5.9778
72	Palangkaraya/BB	150	148.4615	0.989743	-6.1821
73	Pangkalan Banteng/BB	150	145.2208	0.968139	-11.576
74	Pangkalan Bun/BB	150	143.0613	0.953742	-12.765
75	Paranggaean/BB	150	149.9734	0.999823	-6.9390
76	Paringin/BB	150	147.2525	0.981683	-6.4870
77	ParitBaru/BB	150	150.0562	1.000375	-3.6883
78	PelaiHari/BB	150	144.1032	0.960688	-4.8613
79	Petung BB	150	147.3418	0.982279	-7.4867
80	PurukCahu/BB	150	147.9586	0.986391	-6.2437
81	Rantau/BB	150	147.173	0.981153	-8.6069
82	Rasau/BB	150	145.2676	0.968451	-7.2165
83	Sambas/BB	150	143.5066	0.956711	-2.4237
84	Samboja BB	150	145.8801	0.972534	8.84267

Tabel 4.20 Tegangan Bus dan Sudut Fasa Setelah Perbaikan (lanjutan)

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
86	Sampit/BB	150	150.1536	1.001024	-7.3607
87	Sandai/BB	150	150.3898	1.002599	-8.5491
88	Sanga2 BB	150	146.1977	0.974651	9.19004
89	Sanggata BB	150	149.6252	0.997501	2.72695
90	Sanggau/BB	150	145.079	0.967193	-6.5451
91	Satui/BB	150	151.5503	1.010335	-4.4346
92	Sebuku BB	150	147.1362	0.980908	-5.4862
93	Sei Durian BB	150	147.0956	0.980638	-10.195
94	SeiRaya	150	145.2446	0.968297	-7.6105
95	SeiTabuk/BB	150	146.0962	0.973975	-6.5249
96	Sekadau/BB	150	144.5011	0.96334	-8.4287
97	Sekatak BB	150	149.225	0.994834	-3.2893
98	Selat/BB	150	146.4375	0.97625	-5.2843
99	Senggiring/BB	150	145.5223	0.970149	2.27411
100	Senipah BB	150	151.5847	1.010565	11.6601
101	Sepaku BB	150	148.3191	0.988794	-6.0124
102	Sepaso BB	150	149.6519	0.997679	2.54556
103	Siantan/BB	150	146.7239	0.978159	-5.8765
104	Singkawang/BB	150	145.9479	0.972986	0.76131
105	Sintang/BB	150	144.0268	0.960178	-11.234
106	Sukadana/BB	150	150.2091	1.001394	-8.2927
107	Sukamara/BB	150	143.1398	0.954266	-13.128
108	Talisayan BB	150	149.0877	0.993918	-0.5944
109	Tamiang/BB	150	152.1542	1.014361	-5.2449
110	Tanah Grogot BB	150	146.1693	0.974462	-10.371
111	Tanjung Batu BB	150	149.0601	0.993734	-0.6564
112	Tanjung Redep BB	150	149.0657	0.993771	-0.5536
113	Tanjung Selor BB	150	148.5393	0.990262	-3.1445
114	Tanjung/BB	150	146.2653	0.975102	-4.9358
115	Tarakan BB	150	149.6905	0.997937	-3.3306
116	Tayan/BB	150	147.8838	0.985892	-1.4031
117	Teluk Balikpapan BB	150	148.3287	0.988858	-5.9835
118	Tengkawang BB	150	146.3678	0.975786	8.97055
119	Terminal(48)	150	148.8014	0.99201	-5.3925
120	Tidang Pale BB	150	147.9536	0.986357	-4.16385
121	Trisakti 150/BB	150	145.5377	0.970251	-6.75847
122	Trisakti 70/BB	70	67.74487	0.967784	-6.99278
123	Ujoh Bilang BB	150	149.8015	0.998677	16.1586
124	Ulin 70/BB	70	68.38516	0.976931	-6.64611

4.3.2 Nilai Generator Setelah Pemasangan Kapasitor dan Reaktor

Hasil simulasi pada tabel dibawah ini mengenai perbaikan nilai minus pada daya reaktif (Q) di generator. Setelah dilakukan perbaikan menggunakan pemasangan kapasitor pada tempat-tempat terdekat pada generator yang bermasalah maka hasil Q pada generator nilainya menjadi positif. Nilai positif menandakan bahwa penguatan (*exciter*) bekerja sebagaimana mestinya.

Tabel 4.21 Nilai Q dan Faktor Daya Setelah Perbaikan

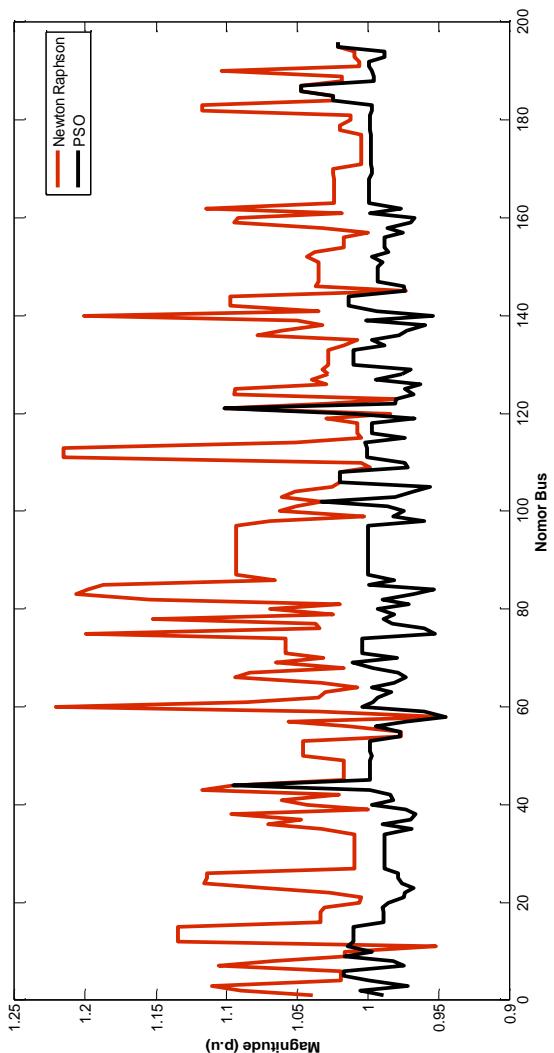
No	Pembangkit	Bus T	P	Q	S	PF
1	Bangkanai (5)	PV	5	8.614857	9.960711	0.501972 2
2	Embalut Ekspansi	PV	40	40	23.81875	0.859206
3	Kalseleteng 2	PV	80	4.3833	80.1203	0.9985
4	Kalseleteng 2(1)	PV	80	3.8918	80.1203	0.9982
5	Kalseleng 1	PV	70	12.3591	71.0827	0.9847
6	Kaltim 4	PV	80	56.88015	98.15983	0.814997
7	Kaltim 4(1)	PV	80	56.88015	98.15983	0.814997
8	Kaltim Peaking	PV	50	12.7455	51.5899	0.96901
9	Kaltim Peaking(1)	PV	50	12.7455	51.5899	0.96901
10	PLTA Tabang	PV	75	5.3443	75.1902	0.9947
11	PLTA Tabang(1)	PV	75	5.3443	75.1902	0.9947
12	PLTU Kalbar1-2	PV	60	2.636393	60.05789	0.999036
13	PLTU Kalbar2	PV	80	40.59708	89.71133	0.891749
14	PLTU Kalbar2(1)	PV	70	40.44585	80.84471	0.865858
15	PLTU Kalbar3-2	PV	50	11.9457	51.4072	0.972627
16	PLTU Kalbar4-2	PV	30	19.06946	35.54777	0.843935
17	PLTU Kalsel FTP 2(1)	PV	60	9.095436	60.68548	0.988705
18	PLTU Kaltim FTP	PV	75	19.63397	77.52737	0.9674
19	PLTU Kaltim FTP(1)	PV	75	19.63397	77.52737	0.9674
20	PLTU Kaltim	PV	45	3.144901	45.10976	0.997567

Tabel 4.22 Nilai Q dan Faktor Daya Setelah Perbaikan (Lanjutan)

No	Pembangkit	Bus T	P	Q	S	PF
21	PLTU Kaltim MT(1)	PV	50	3.192431	50.10181	0.997968
22	PLTU PKura2	PV	10	0.972434	10.04717	0.995305
23	PLTU Riam Kanan	PV	80	9.444031	80.55551	0.993104
24	PLTU Sinar Mas	PQ	38.409 04	25.10113	45.88378	0.837094
25	PLTU Sinar Mas(1)	PV	100	32.15083	105.0413	0.952006
26	PULPIS1	PV	55	7.130924	55.46035	0.9917
27	PULPIS1(1)	PV	55	7.130924	55.46035	0.9917
28	Teluk Balikpapan	PV	70	80	40.59708	89.71133
29	Teluk Balikpapan(1)	PV	55	70	40.44585	80.84471
21	PLTU Kaltim MT(1)	PV	50	3.192431	50.10181	0.997968
22	PLTU PKura2	PV	10	0.972434	10.04717	0.995305
23	PLTU Riam Kanan	PV	80	9.444031	80.55551	0.993104
24	PLTU Sinar Mas	PQ	38.409 04	25.10113	45.88378	0.837094
25	PLTU Sinar Mas(1)	PV	100	32.15083	105.0413	0.952006
26	PULPIS1	PV	55	7.130924	55.46035	0.9917

4.4 Grafik Perbandingan Nilai Tegangan Sebelum Optimasi Metode Newton Raphson dan Sesudah Optimasi Menggunakan PSO

Dapat disimpulkan bahwa nilai tegangan dengan aliran daya menggunakan metode Newton Raphson yang nilai awalnya tidak sesuai standar toleransi (0,95-1,05 p.u) maka setelah dilakukan optimasi menggunakan regular PSO maka tegangan dapat ditingkatkan dan diturunkan sesuai dengan standar yang telah ditetapkan. Gambar 4.4 merupakan grafik perbandingan nilai tegangan sebelum optimasi menggunakan Metode *Newton Raphson* dan sesudah optimasi menggunakan PSO.



Gambar 4.3 Perbandingan Nilai Tegangan Sebelum dan Setelah Perbaikan

Pada grafik diatas dapat disimpulkan bahwa grafik warna merah adalah tegangan bus belum dilakukan perbaikan sedangkan grafik warna

hitam adalah nilai tegangan pada bus setelah dilakukan perbaikan. Nilai tegangan setelah dilakukan perbaikan nilai tegangannya diantar batas yang telah ditentukan yaitu antara 0,95 sampai dengan 1,05 p.u .

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari hasil simulasi dan analisis, dapat disimpulkan pada Tugas Akhir ini, yaitu:

1. Pada hasil simulasi Aliran Daya sistem kelistrikan Kalimantan interkoneksi 500 kV AC tahun 2026 terdapat bus yang mengalami *undervoltage* dan *overvoltage*.
2. Pada hasil simulasi Aliran Daya terdapat generator yang memiliki nilai Q minus atau mengalami underexcited yaitu menyerap VAR pada sistem.
3. Setelah Menggunakan metode PSO untuk wiladidapatkan wilayah mana yang perlu dipasang kapasitor dan reaktor dengan melihat tegangan bus yang nilainya $< 0,95$ p.u dan $> 1,05$ p.u dengan klasifikasi kondisi
4. Setelah dilakukan optimasi dengan metode PSO maka nilai tegangan mampu ditingkatkan dan diturunkan sesuai dengan toleransi standar PLN yaitu antara 0,95 p.u dan 1,05 p.u

5.2 Saran

Saran setelah dilakukan analisa yang dapat memeberikan perbaikan adalah berikut ini:

1. Saran saya untuk penelitian selanjutnya yaitu dengan mencoba dengan metode *loss sensitivity factor*, *ant colony*, *shark algorithm*.
2. Untuk penelitian selanjutnya dengan metode PSO untuk menentukan kapasitas kapasitor dan reactor dengan jumlah bus yang lebih banyak

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Penangsang Ontoseno, "Analisis Aliran daya pada sistem tenaga listrik ", Surabaya 2012
- [2] .J.Wood Allen, W.F. Bruce, "Power Generation, Operation, and Control", A Wiley- Interscience Publication, New Delhi, 1996.
- [3] Hadi Saadat, "Power System Analysis," WCB McGraw-Hil, New York,1999.
- [4] Prayogo, Tjahyo. Analisa Aliran Daya dengan Menggunakan Metode Newton-Raphson yang Menggunakan Pendekatan Kuadratis dan Penerapannya pada Sisten Transmisi 150 KV di Jawa Timur. Surabaya: Skripsi / Tugas Akhir Nomor 88/E/TST/002Universitas Kristen Petra, 1988
- [5] Lofberg, J. , "YALMIP: A Toolbox for Modeling and Optimization in MATLAB," *Proceedings of the CACSD Conference*, Taipei, 2004.
- [6] Mira, Erviana. 2011. "Optimasi Penempatan dan Kapasitas Kapasitor Bank pada Sistem Distribusi Untuk Mereduksi Rugi Daya Menggunakan Particle Swarm Optimization". Semarang :Universitas Diponegoro
- [7] Fahnani, Gunara Fery. 2011. " Simulasi Optimasi Daya Reaktif dan Tegangan Pada Sistem JAMALI 500 kV Menggunakan Metode Particle Swarm Optimization". Semarang :Universitas Diponegoro
- [8] Jacklien Landang, Sartje Silimang. 2011. "Optimasi Penempatan Kapasitor pada Jaringan Transmisi Teling-Tomohon Menggunakan Kecerdasan Buatan". Manado :UNSRAT
- [9] Raju,M.Ramalinga, M dan G. Govida Rao . 2010. "Comparison between Conventional, GA, and PSO with respect to Optimal Capacitor Placement in agricultural Distribution System". Hydeabad : Osmania University
- [10] R.Cook, "Optimizing the Application of shunt capacitors for reactive volt-ampere control and loss reduction," Transactions of

the American Institute of Electrical Engineers.part III: Power Apparatus and Systems, vol 80,pp.430-441,1961.

- [11] Youssef, Hossak K.M dkk. 2007. “Optimum Var sizing and allocation using particle swarm optimization”. Cairo University

LAMPIRAN A

Hasil Simulasi transmisi 150 kV pada sistem kelistrikan kalimatan yang terdiri dari kalbar, kalselteng dan kaltimra.

Hasil Simulasi Bus Kalbar 150 kV 2026.

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
1	AirUpas/BB	150	151.7058	1.011372	37.82
2	Bengkayang/BB	150	156.1526	1.041017	14.29907
3	Cemara/BB	150	144.8419	0.9656128	0.226
4	Entikong/BB	150	149.1419	0.9942794	6.632
5	Kendawangan/B B	150	151.752	1.01168	38.20096
6	Ketapang/BB	150	150.8717	1.005811	38.87892
7	KotaBaru/BB	150	146.1657	0.9744381	5
8	Kotabaru2/BB	150	148.4964	0.9899757	1.456926
9	NangaPinoh/BB	150	148.455	0.9896998	1.76645
10	Ngabang/BB	150	152.738	1.018253	12.61673
11	PLTU Kalbar3	150	151.6226	1.010817	13.74365
12	PLTU Singkawang/BB	150	152.0305	1.013537	13.47852
13	ParitBaru/BB	150	152.7775	1.018517	4.369473
14	Putu Sibau/BB	150	148.2647	0.9884313	1.764703
15	Rasau/BB	150	145.4019	0.9693462	0.271876 6
16	Sambas/BB	150	142.3117	0.9487446	8.15844
17	Sandai/BB	150	148.2234	0.9881558	23.24477
18	Sanggau/BB	150	148.7361	0.9915739	7.155
19	SeiRaya	150	144.2632	0.9617546	0.099307 65
20	Sekadau/BB	150	148.3953	0.9893018	5.348071
21	Senggiring/BB	150	151.0889	1.007259	11.19123
22	Siantan/BB	150	149.7335	0.9982234	2.254324
23	Singkawang/BB	150	148.3447	0.988965	10.91048
24	Sintang/BB	150	148.2682	0.9884547	2.665503
25	Sukadana/BB	150	148.1655	0.9877698	30.38435
26	Tayan/BB	150	150.9027	1.006018	12.11716

Hasil Simulasi Beban Kalbar 150 kV 2026.

No	Beban	V(p.u)	P	Q	S
1	Beban AirUpas	1.011372	11	6.817188	12.94118
2	Beban Bengkayang	1.041017	15.52	9.618431	18.25882
3	Beban Cemara	0.9656128	57.8	35.82122	68
4	Beban Entikong	0.9942794	9.82	6.085888	11.55294
5	Beban Kendawangan	1.01168	7.039999	4.363	8.282352
6	Beban Ketapang	1.005811	27.72999	17.18551	32.62352
7	KotaBaru	0.9744381	63.28	39.21741	74.44705
8	Beban Kotabaru2	0.9899757	8.86	5.490934	10.42353
9	Beban NangaPinoh	0.9896998	16.62	10.30015	19.55294
10	Beban Ngabang	1.018253	14	8.676421	16.47059
11	Beban ParitBaru	1.018517	48.02	29.76012	56.49412
12	Beban PutuSibau	0.9884313	15.6	9.668011	18.35294
13	Beban Rasau	0.9693462	34	21.07131	40
14	Beban Sambas	0.9487446	41.37	25.63882	48.67059
15	Beban Sandai	0.9881558	7.15	4.431171	8.411764
16	Beban Sanggau	0.9915739	44.18	27.3803	51.97647
17	Beban SeiRaya	0.9617546	163.09	101.0741	191.8706
18	Beban Sekadau	0.9893018	17.34	10.74637	20.4
19	Beban Senggiring	1.007259	33.53	20.78002	39.44706
20	Beban Siantan	0.9982234	85.57	53.03152	100.6706
21	Beban Singkawang	0.988965	75.06	46.51801	88.30588
22	Beban Sintang	0.9884547	36.25	22.46573	42.64706
23	Beban Sukadana	0.9877698	17.88	11.08102	21.03529
24	Beban Tayan	1.006018	24.81	15.37586	29.18823

Hasil Simulasi Pembangkitan Kalbar 2026

No	Pembangkit	Bus T	P	Q	S	V (P.U)	Pf
1	Kalbar-Peaker1	PQ	15	11.25	18.75	1.02289	0.8
2	Kalbar-Peaker1(1)	PQ	15	11.25	18.75	1.02289	0.8
3	Kalbar-Peaker1(2)	PQ	15	11.25	18.75	1.02289	0.8
4	Kalbar-Peaker1(3)	PQ	15	11.25	18.75	1.02289	0.8
5	MPP Kalbar	PQ	10	7.5	12.5	1.02217	0.8
6	MPP Kalbar(1)	PQ	15	11.25	18.75	1.02217	0.8

7	MPP Kalbar(2)	PQ	15	11.25	18.75	1.02289	0.8
8	MPP Kalbar(3)	PQ	15	11.25	18.75	1.02289	0.8
9	PLTG Siantan-1	PV	50	9.133 4	50.827	1	0.9837
10	PLTU Kalbar1-1	PQ	10	7.5	12.5	1.01398	0.8
11	PLTU Kalbar1-2	PV	50	-67.4	83.95074	1	0.59558
12	PLTU Kalbar2	PV	50	40.44	64.30715	1	0.77751
13	PLTU Kalbar2(1)	PV	50	40.44	64.30715	1	0.77751
14	PLTU Kalbar3-1	PQ	80	60	100	1.02243	0.8
15	PLTU Kalbar3-2	PV	80.0	-53.45	96.21422	1	0.83147
16	PLTU Kalbar4-1	PV	80.	-28.41	84.89776	1	0.94231
17	PLTU Kalbar4-2	PV	70.0	-28.56	75.60	1	0.92586
18	Ketapang-1	PQ	34.9	26.25	43.75	1.01098	0.7999
19	Ketapang-2	PQ	14.9	11.25	18.75	1.0080	0.79999
20	Ketapang-Ex-1	PQ	39.9	30.00	50.00	1.011	0.7999
21	PLTU Ketapang-Ex-2	PV	40	-28.89	49.34	1	0.810
22	PLTU PKura1	PQ	27.5	20.62	34.37	1.02313	0.8
23	PLTU PKura2	PV	27.5	-28.02	39.2619	1	0.700
24	PLTU ParitBaru	PQ	25	18.75	31.25	1.02217	0.8
25	PLTU ParitBaru(1)	PQ	25	18.75	31.25	1.02217	0.8
26	PLTU ParitBaru2	PQ	25	18.75	31.25	1.01721	0.8
27	PLTU ParitBaru2(1)	PQ	35	26.25	43.75	1.01866	0.8
28	Synchronous Machine	PQ	50	25.61	56.1797	1.04587	0.89
29	Synchronous Machine(1)	PQ	50	25.61	56.1797	1.04587	0.89
30	Synchronous Machine(2)	PQ	50	25.61	56.17	1.04587	0.89

.

LAMPIRAN B

Hasil simulasi tegangan pada bus dan sudut fasa, beban, dan pembangkitan pada sistem kelistrikan Kalimantan 150 kV AC.

Hasil Simulasi Bus Kalselteng 2026

Pada table dibawah dapat dilihat bahwa tegangan pada bus banyak yang mengalami undervoltage yaitu tegangan bus dibawah 0.95 p.u. *undervoltage* bisa diperbaiki dengan pemasangan filter kapasitor untuk menambah Var pada sistem kalselteng dan nilai sudut fasa bernilai negative menandakan bahwa bus bersifat induktif atau leading.

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
1	Amuntai/BB	150	133.7152	0.891434	-14.1891
2	Aranio/BB	70	62.68194	0.8954562	-11.3663
3	Asam/BB	150	142.5375	0.9502499	-3.754882
4	Asam/BB(1)	150	144.7937	0.9652914	-9.245119
5	BB Kasongan	150	149.7959	0.9986395	-0.826363
6	Bandara/BB	150	136.3844	0.9092293	-9.957231
7	Bangkanai/BB	150	150.059	1.000393	-7.312434
8	Barikin/BB	150	135.937	0.9062464	-13.22501
9	Bati/BB	150	146.0021	0.9733476	-9.381298
10	BatuLicin/BB	150	125.7086	0.8380576	-10.45329
11	Buntok/BB	150	149.1544	0.9943624	-8.447449
12	Cempaka 150/BB	150	135.6989	0.9046593	-10.58435
13	Cempaka 70/BB	70	62.98941	0.8998488	-11.19908
14	GIS Ulin/BB	150	136.2215	0.9081433	-9.715253
15	Kalsel Peaker	150	145.0923	0.967282	-5.55969
16	Kandangan/BB	150	130.7547	0.871698	-14.1036
17	Kasongan/BB	150	147.7897	0.9852648	-4.19479
18	KayuTangi/BB	150	140.362	0.9357466	-7.94829
19	KotaBaru / BB	150	124.4256	0.8295039	-11.0348
20	Kuala Pambuang/BB	150	142.2309	0.9482057	-10.3870
21	KualaKurun/BB	150	149.6665	0.9977765	-6.09257
22	Mantuil/BB	150	137.8849	0.9192328	-8.87418
23	Marabahan/BB	150	137.8683	0.9191218	-11.09518
24	MuaraTeweh/BB	150	149.8722	0.9991478	-7.66141
26	New Palangkaraya/BB	150	144.4645	0.963097	-5.795772
27	PLTU Kalsel1/BB	150	148.0462	0.9869744	-10.93458
28	PLTU Kalselteng1(2)/BB	150	149.8446	0.998964	-2.097533
29	PLTU Sampit/BB	150	142.1343	0.9475619	-10.1686
30	PLTU PPK/BB	150	149.259	0.9950603	-3.73092

31	PULPIS/BB	150	144.1496	0.9609972	-5.90056
32	Palangkaraya/BB	150	144.5321	0.9635473	-5.77298
33	Pangkalan Banteng/BB	150	135.7277	0.9048511	-14.7469
34	Pangkalan Bun/BB	150	133.2603	0.888402	-16.0941
35	Paranggaean/BB	150	143.5658	0.9571055	-8.52462
36	Paringin/BB	150	136.047	0.9069802	-13.2358
37	PelaiHari/BB	150	136.9598	0.9130651	-10.9507
38	PurukCahu/BB	150	149.97	0.9998001	-7.27081
39	Rantau/BB	150	130.6706	0.8711373	-14.0941
40	Sampit/BB	150	141.8409	0.9456058	-10.0548
41	Satui/BB	150	131.2962	0.8753077	-8.08988
42	SebrangBarito/BB	150	144.0428	0.9602851	-6.47368
43	SeiTabuk/BB	150	138.9772	0.9265149	-8.74141
44	Selat/BB	150	145.1856	0.9679042	-5.45674
45	Sukamara/BB	150	133.2301	0.8882008	-16.5011
46	Tamiang/BB	150	133.6425	0.8909503	-14.2956
47	Tanjung/BB	150	141.7606	0.9450708	-12.5669
48	Terminal(39)	150	138.2525	0.9216831	-8.654239
49	Trisakti 150/BB	150	64.2133	0.9173329	-9.087947
50	Trisakti 70/BB	70	63.02726	0.9003894	-11.21851
51	Ulin 70/BB	70	138.2525	0.9216831	-8.654239

Hasil Simulasi Beban Kalselteng Tahun 2026

No	Beban	V(p.u)	P	Q	S
1	Amuntai	0.8914347	37.64	23.322	44.27963
2	Aranio	0.8954562	4.25	2.633914	5
3	Asam	0.9652914	21.39	13.25633	25.16471
4	Bandara	0.9092293	41.02	25.421	48.25834
5	Barikin	0.9062464	45.54	28.22	53.57481
6	Bati	0.9733476	31.12	19.283	36.60995
7	BatuLicin	0.8380576	55.57	34.43918	65.37646
8	Buntok	0.9943624	19.34	11.98586	22.75294
9	Cempaka	0.8998488	4.47	2.77	5.258688
10	Cempaka 150	0.9046593	122.12	75.68318	143.6706
11	GIS Ulin	0.9081433	99.87	61.89386	117.4941
12	Kandangan	0.871698	19.38	12.01064	22.8
13	Kasongan	0.9852648	30.16	18.69149	35.48235
14	KayuTangi	0.9357466	23.62	14.63836	27.78823
15	KotaBaru	0.8295039	24.34	15.08458	28.63529
16	Kuala Pambuang	0.9482057	6.26	3.8796	7.364706
17	Beban KualaKurun	0.9977765	6.27	3.885797	7.376471
18	Mantuil	0.9192328	59.85	37.09169	70.41176
19	Marabahan	0.9191218	11.71	7.257205	13.77647
20	Muara Teweh	0.9991478	17.16	10.63481	20.18823

21	Nanga Bulik	0.8873202	7.62	4.722451	8.964705
22	New Palangkaraya	0.963097	48.72	30.19394	57.31765
23	PULPIS	0.9609972	16.13	9.996474	18.97647
24	Palangkaraya	0.9635473	55.07	34.12931	64.78823
25	Pangkalan Banteng	0.9048511	9.7	6.011519	11.41176
26	Pangkalan Bun	0.888402	55.72	34.53215	65.55294
27	Paranggean	0.9571055	9.34	5.788412	10.98824
28	Paringin	0.9069802	23.27	14.42145	27.37647
29	PelaiHari	0.9130651	40.78	25.27317	47.97647
30	PurukCahu	0.9998001	8.53	5.286418	10.03529
31	Rantau	0.8711373	51.28	31.78048	60.32941
32	Sampit	0.945658	57.79	35.81503	67.98824
33	Satui	0.8753077	25.36	15.71672	29.83529
34	Sebar	0.9602851	18.03	11.17399	21.21177
35	SeiTabuk	0.9265149	24.79	15.36346	29.16471
36	Selat	0.9679042	41.61	25.78756	48.95294
37	Sukamara	0.8882008	5.4	3.346619	6.352941
38	Tamiang	0.8909503	6.71	4.158484	7.894117
39	Tanjung	0.9450708	48.65	30.15056	57.23529
40	Trisakti	0.9216831	119.36	73.97267	140.4235
41	Trisakti(1)	0.9173329	12.8	7.932727	15.05882

Hasil Simulasi Pembangkitan Kalselteng 2026

No	Pembangkit	Bus T	P	Q	S	V (P.U)
1	Bangkanai	PQ	2	1.5	2.5	1.00129
2	Bangkanai(1)	PQ	2	1.5	2.5	1
3	Bangkanai(2)	PQ	2	1.5	2.5	1
4	Bangkanai(3)	PQ	2	1.5	2.5	1
5	Bangkanai(4)	PV	2	-12.73838	12.89443	1
6	Bangkanai(5)	PQ	2	1.5	2.5	1
7	Bangkanai(6)	PQ	2	1.5	2.5	1
8	GI Asam	PQ	50	0	50	0.96521
9	GI Asam(1)	PQ	10	0	10	0.96528
10	GI Asam(2)	PQ	35	0	35	0.95020
11	GI Asam(3)	PQ	30	0	30	0.95021
12	KSKT1	PV	80	48.30379	93.45189	1
13	KSKT1(1)	PV	80	40.49012	89.66298	1
14	KSKT3	PV	72.00213	7.321461	72.37342	1
15	KSKT3(1)	PV	90	7.613467	90.32145	1
16	PLTU KSFTP	PV	20	54.322	57.88678	1
17	PLTU KSFTP(1)	PV	80	55.05157	97.11166	1

18	PLTU Kalsel1	PV	50	5.430315	50.29402	1
19	PLTU Kalsel1(1)	PV	50	5.430315	50.29402	1
20	PLTU Riam Kanan	PV	50	111.3599	122.0697	1
21	PLTU Sampit	PQ	10	7.5	12.5	0.94938
22	PLTU Sampit(1)	PQ	15	11.25	18.75	0.95125
23	PULPIS1	PV	52	24.97019	57.68458	1
24	PULPIS1(1)	PV	52	24.97019	57.68458	1
25	Synchronous Machine	PQ	468.5291	186.3377	504.2234	1
26	Synchronous Machine(1)	PV	100	164.6237	192.6161	1

LAMPIRAN C

Hasil Simulasi sistem kelistrikan pada provinsi Kaltimra 150 kV AC.

No	Terminal Bus	Nominal Tegangan L-L (kV)	Magnitude Tegangan (kV)	Magnitude Tegangan (p.u)	Sudut fasa
1	Bontang BB	150	149.4693	0.996462	2.050667
2	Bontang Koala BB	150	149.5067	0.9967112	2.026682
3	Bukit Biru BB	150	148.3577	0.9890516	-1.41708
4	Bukuan BB	150	147.7898	0.9852653	-1.18712
5	Bukuan BB(1)	150	147.8867	0.9859115	-1.18833
6	CFK BB	150	149.1284	0.9941896	-0.56501
7	Embalut BB	150	149.0947	0.9939644	-0.57816
8	GI Lati BB	150	150.6894	1.004596	-0.24453
9	GIS Balikpapan BB	150	145.9972	0.9733145	-3.79986
10	GIS Samarinda BB	150	147.5347	0.9835649	-0.95794
11	Haru BB	150	147.4012	0.9826745	-1.58267
12	Industri BB	150	146.4743	0.9764951	-3.61865
13	Juata BB	150	151.4753	1.009835	-2.8803
14	Karjo BB	150	146.9792	0.9798613	-3.389526
15	Kembang Janggut BB	150	150.4918	1.003279	0.5374881
16	Kota Bangun BB	150	150.1473	1.000982	-0.168802
17	Kuaro BB	150	140.7866	0.9385774	-7.051625
18	Malinau BB	150	149.446	0.9963066	-4.162474
19	Maloi BB	150	150.283	1.001887	1.833018
20	Manggar BB	150	146.5037	0.9766913	-3.583115
21	Melak BB	150	150.4929	1.003286	-1.552503
22	Muara Bengkal BB	150	152.0968	1.013979	0.7856956
23	Muara Wahau BB	150	151.6568	1.011045	0.5888054
24	Muara Wahau/BB	150	152.0151	1.013434	1.379073
25	New Balikpapan BB	150	146.4526	0.9763504	-3.643805
26	New Samarinda BB	150	148.1909	0.9879393	-0.732705
27	Nunukan BB	150	147.7159	0.9847727	-5.742018
28	PLTU Kalti FTP BB	150	149.9852	0.9999016	2.908108
29	Petung BB	150	145.2043	0.9680285	-4.702303
30	Sambera BB	150	148.1639	0.9877593	-0.344648
31	Samboja BB	150	147.1303	0.9808687	-2.558281
32	Sambutan BB	150	147.7052	0.9847013	-1.180056
33	Sanggata BB	150	150.2996	1.001997	2.067382

34	Sebuku BB	150	149.0417	0.9936111	-4.990766
35	Sei Durian BB	150	141.1795	0.9411967	-7.088574
36	Sekatak BB	150	151.0211	1.006807	-2.840878
37	Senipah BB	150	150.8878	1.005918	-0.516273
38	Sepaku BB	150	147.947	0.986313	-2.531316
39	Sepaso BB	150	150.3299	1.0022	1.887241
38	Sepaku BB	150	147.947	0.9863134	-2.531316
39	Sepaso BB	150	150.3299	1.0022	1.887241
40	Talisayan BB	150	150.7295	1.004864	-0.193979
41	Tanah Grogot BB	150	140.246	0.9349732	-7.282996
42	Tanjung Batu BB	150	150.7046	1.004698	-0.254807
43	Tanjung Redep BB	150	150.7055	1.004703	-0.153841
44	Tanjung Selor BB	150	150.3228	1.002152	-2.69761
45	Tarakan BB	150	151.4922	1.009948	-2.882177
46	Teluk Balikpapan BB	150	147.6231	0.9841543	-3.295449
47	Tengkawang BB	150	147.5615	0.983743	-1.431563
48	Terminal(53)	150	150.0706	1.000471	0.4687541
49	Tidang Pale BB	150	149.7908	0.9986051	-3.696388
50	Ujoh Bilang BB	150	150.7191	1.004794	-1.692583

Hasil Simulasi Beban Kaltimra 2026

No	Beban	V(p.u)	P	Q	S
1	Bontang	0.9964679	41.3	25.59544	48.58823
2	Bontang Koala	0.9967167	17.1	10.59763	20.11765
3	Bukit Biru	0.9891034	54.5	33.77606	64.11764
4	Bukuan	0.9859477	30	18.59233	35.29412
5	Embalut	0.9939842	38.3	23.7362	45.05882
6	GIS Balikpapan	0.9734492	35.6	22.06289	41.88235
7	GIS Samarinda	0.9835852	34.9	21.62907	41.05882
8	Beban Haru	0.9827163	47.6	29.49983	56
10	Karjo	0.9799943	58.1	36.00713	68.35293
11	Kembang Janggut	1.003288	2.4	1.487386	2.823529
12	Komam	0.9408004	5.5999	3.470568	6.588234
13	Kota Bangun	1.001002	8.5	5.267827	10
14	Kuaro	0.9408004	9.4999	5.88757	11.17647
15	Lati	1.004595	7.05	4.369198	8.294118
16	Malinau	0.9963059	20.13	12.47545	23.68235
17	Maloi	1.001888	5.2	3.222671	6.117647
18	Manggar	0.9768228	83.8	51.93457	98.58823
19	Melak	1.003307	22.7	14.0682	26.70588
20	Muara Bengkal	1.013985	2.8	1.735284	3.294118
21	Muara Wahau	1.013436	5.7	3.532542	6.705882
22	New Balikpapan	0.9764847	57.7	35.75925	67.88235
23	New Samarinda	0.9879596	48.3	29.93365	56.82353

24	Nunukan	0.984772	28.99	17.96638	34.10588
25	Petung	0.968747	33.6	20.8234	39.52941
26	Sambera	0.98778	22.7	14.06819	26.70588
27	Samboja	0.9809562	10.5	6.507314	12.35294
28	Sambutan	0.9847357	45.7	28.32231	53.76471
29	Sanga2	0.9853006	5	3.098721	5.882353
30	Sanggata	1.001999	35.4	21.93895	41.64706
31	Sebuku	0.9936104	1.22	0.756088	1.435294
33	Sekatak	1.006806	4.3	2.664901	5.058824
34	Senipah	1.005972	17	10.53565	20
35	Sepaku	0.9864207	3.1	1.921207	3.647059
36	Sepaso	1.002201	4.01	2.485174	4.717647
37	Talisayan	1.004863	2.92	1.809653	3.435294
38	Tanah Grogot	0.9372055	41.2	25.53347	48.47058
39	Tanjung Batu	1.004697	1.2	0.7436932	1.411765
41	Tanjung Selor	1.002152	26.84	16.63394	31.57647
43	Teluk Balikpapan	0.9843012	18.8	11.65119	22.11764
44	Tengkawang	0.9837773	111.5	57.12314	125.2809
45	Tidang Pale	0.9986044	3.88	2.404608	4.564706
46	Ujoh Bilang	1.004815	4.3	2.6649	5.058824

Hasil Simulasi Pembangkitan Kaltimra 2026

No	Pembangkit	Bus T	P	Q	S	V (P.U)	Pf
1	Cogindo	PQ	10	5.123	11.23	0.9967	0.89
2	Cogindo(1)	PQ	10	5.123	11.23	0.9967	0.89
3	Embalut	PV	20.00	12.62	23.65	1	0.84
4	Embalut Ekspansi	PV	45.00	13.02	46.84	1	0.96
5	Embalut(1)	PV	18.00	12.6	21.97	1	0.81
6	Kaltim 4	PV	80.00	30.72	85.69	1	0.93
7	Kaltim 4(1)	PV	80.00	30.72	85.69	1	0.93
8	Kaltim 5 MT	PQ	17.5	13.12	21.87	1.0160	0.8
9	Kaltim 5 MT(1)	PQ	10	7.5	12.5	1.0149	0.8
10	Kaltim Peaker	PQ	25	18.75	31.25	0.9986	0.8
11	Kaltim Peaker(1)	PQ	25	18.75	31.25	0.9977	0.8
12	Kaltim Peaking	PV	40	-9.83	41.19	1	0.97
13	Kaltim Peaking(1)	PV	40	-9.83	41.19	1	0.97
14	MPP Kaltim	PQ	8	5.999	9.99	0.9993	0.8
15	MPP Kaltim(1)	PQ	5	3.749	6.25	0.9982	0.8
16	PLTA Tabang	PV	45	-13.4	46.96	1	0.95
17	PLTA Tabang(1)	PV	45	-13.4	46.96	1	0.95
18	PLTU Kaltim FTP	PV	80	1.117	80.00	1	0.99

19	PLTU Kaltim FTP(1)	PV	80	1.117	80.00	1	0.99
20	PLTU Kaltim MT	PV	50	-2.17	50.04	1	0.99
21	PLTU Kaltim MT(1)	PV	50.	-2.171	50.04716	1	0.999058
22	PLTU Sinar Mas	PQ	10.756 9	-18.79	21.65593	1	0.496722
23	PLTU Sinar Mas(1)	PV	50	-23.263	55.1469	1	0.90666
24	Senipah	PQ	40	30	50	1.0118	0.8
25	Senipah Steam	PQ	36	27	45	1.0112	0.8
26	Synchronous Machine(11)	PQ	40	30	50	1.01187	0.8
27	Teluk Balikpapan	PV	55.	78.801	96.0970	1	0.57233
28	Teluk Balikpapan(1)	PV	55.	78.801	96.0970	1	0.57233

-----Halaman ini sengaja dikosongkan-----

RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama lengkap Erwin Ramadhani dilahirkan pada tanggal 16 Februari 1994 di Surabaya. Lahir sebagai anak pertama dari dua bersaudara. Pada tahun 2006, Lulus dari SD AL-FALAH Surabaya dan melanjutkan studinya ke SMP AL-FALAH Deltasari Sidoarjo dan lulus pada tahun 2009 dan tahun 2012 lulus dari SMA Muhammadiyah 2 Surabaya. Penulis diterima menjadi mahasiswa D3 Teknik Elektro Komputer Kontrol pada tahun 2013 dan lulus pada tahun 2016. Penulis melanjutkan kuliah dengan program Lintas Jalur Institut Teknologi Sepuluh Novermber pada tahun 2016 dan mengambil bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Penulis untuk sementara dapat dihubungi melalui email erwinramadhani94@gmail.com.

Halaman ini sengaja dikosongkan