



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - TE 141599**

**ANALISIS ALIRAN DAYA SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN  
2026 DAN 2050 DENGAN PENAMBAHAN *BACKBONE* 500 kV  
AC DAN 500 kV DC**

Karina Eka Santi  
NRP 07111645000057

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

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



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - TE 141599**

**ANALISIS ALIRAN DAYA SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN  
2026 DAN 2050 DENGAN PENAMBAHAN *BACKBONE* 500 kV  
AC DAN 500 kV DC**

Karina Eka Santi  
NRP 07111645000057

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

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



FINAL PROJECT - TE 145561

***POWER FLOW ANALYSIS OF KALIMANTAN ELECTRICAL  
SYSTEM 2026 AND 2050 WITH BACKBONE 500 kV AC  
AND BACKBONE 500 kV DC***

Karina Eka Santi  
NRP 07111645000057

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

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTEMENT  
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 Sistem Kelistrikan Kalimantan 2026 dan 2050 dengan Penambahan Backbone 500 kV AC dan 500 kV DC**” 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, 21 Juni 2018

Karina Eka Santi  
NRP 07111645000057

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

**ANALISIS ALIRAN DAYA SISTEM KELISTRIKAN  
KALIMANTAN 2026 DAN 2050 DENGAN  
PENAMBAHAN *BACKBONE* 500 kV AC DAN  
500 kV DC**

**TUGAS AKHIR**

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

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

Dr. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.      Dr. Ir. Ni Ketut Aryani, M.T.  
NIP. 197411292000121001      NIP. 196509011991032002



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

# **ANALISIS ALIRAN DAYA SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN 2026 DAN 2050 DENGAN PENAMBAHAN BACKBONE 500 kV AC DAN 500 kV DC**

**Nama : Karina Eka Santi**  
**Pembimbing : Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.**

## **ABSTRAK**

Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) yang telah dibuat oleh pemerintah sebagai pedoman pembangunan kelistrikan 10 tahun kedepan, data RUPTL tersebut digunakan untuk membuat sistem kelistrikan di Kalimantan sampai pada tahun 2026. Pada RUPTL di ketahui terjadi perubahan beban yang terus meningkat dari tahun ke tahun. Sehingga memerlukan penambahan daya, Kalimantan sendiri memiliki potensi energi listrik yang melimpah di beberapa wilayah namun belum terinterkoneksi dengan baik sehingga perlu penambahan *backbone* dengan rating tegangan sebesar 500 kV AC dan 500 kV DC. Dimana sistem kelistrikan dengan rating 500 kV AC akan di bangun sebagai *backbone* untuk Kalimantan Utara, Kalimantan Timur, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Selatan. Sedangkan untuk rating tegangan 500 kV DC digunakan sebagai *backbone* di Kalimantan Selatan ke Kalimantan Barat. Pembangunan Jaringan interkoneksi ini akan digunakan sampai tahun 2050, untuk mendapatkan sistem kelistrikan yang efisien dibutuhkan analisis aliran daya untuk mengetahui nilai tegangan, arus dan sudut fasa di setiap bus. Metode yang digunakan untuk menganalisis aliran daya adalah *newton raphson*

Sistem Kelistrikan Kalimantan setelah di hubungkan menggunakan jalur interkoneksi profil tegangan menjadi naik karena pengaruh *line charging*.

**Kata Kunci :** *Newton Raphson, Aliran Daya, Backbone*



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

# ***POWER FLOW ANALYSIS OF KALIMANTAN ELECTRICAL SYSTEM 2026 AND 2050 WITH BACKBONE 500 kV AC AND BACKBONE 500 kV DC***

**Name : Karina Eka Santi**

**Advisor : Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.**

## ***ABSTRACT***

*Electricity Supply Business Plan (RUPTL) which has been made by the government as the guideline for the development of electricity for the next 10 years, the RUPTL data is used to make the electricity system in Kalimantan until 2026. In RUPTL in the know there is a change of burden which keep increasing from year to year. So that requires additional power, Kalimantan itself has the potential of abundant electrical energy in some areas but not interkoneksi well so it needs additional backbone with a voltage rating of 500 kV AC and 500 kV DC. Where the electrical system with 500 kV AC rating will be built as a backbone for North Kalimantan, East Kalimantan, Central Kalimantan and South Kalimantan. As for the 500 kV DC voltage rating is used as a backbone in South Kalimantan to West Kalimantan. Development This interconnection network will be used until 2050, to obtain an efficient electrical system required power flow analysis to determine the value of voltage, current and phase angle in each bus. The method used to analyze power flow is newton raphson*

*Kalimantan Power System after connecting using interconnect line voltage profile to be increased due to the influence of line charging.*

***Keywords : Newton Raphson, Power Flow, Backbone***

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

## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadiran Allah SWT yang selalu memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan dengan baik. Shalawat serta salam semoga selalu dilimpahkan kepada Rasulullah Muhammad SAW, keluarga, sahabat, dan umat muslim yang senantiasa meneladani beliau.

Tugas Akhir ini disusun untuk memenuhi sebagian persyaratan guna menyelesaikan pendidikan Strata-1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan judul:

Analisis Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan 2026 dan 2050 dengan Penambahan *Backbone* 500 kV AC dan 500 kV DC

Terima kasih atas perhatiannya kurang lebihnya saya mohon maaf.

Surabaya, 21 Juni 2018

Penulis

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

## DAFTAR ISI

	HALAMAN
HALAMAN JUDUL .....	i
PERNYATAAN KEASLIAN.....	iv
TUGAS AKHIR.....	iv
ABSTRAK.....	viii
<i>ABSTRACT</i> .....	x
KATA PENGANTAR .....	xii
DAFTAR ISI.....	xiv
DAFTAR GAMBAR .....	xxii
DAFTAR TABEL.....	xxiv
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Permasalahan .....	1
1.3 Batasan Masalah.....	1
1.4 Tujuan .....	2
1.5 Metodologi Penelitian .....	2
1.6 Sistematika Laporan.....	3
1.7 Relevansi.....	3
<b>BAB II ANALISIS ALIRAN DAYA.....</b>	<b>4</b>
2.1 SISTEM TENAGA LISTRIK.....	5
2.2 REPRESENTASI SISTEM TENAGA LISTRIK .....	5
2.2.1 Generator .....	5
2.2.2 Transformator .....	6
2.2.3 Saluran Transmisi .....	6
2.2.4 Kapasitor dan Reactor Shunt.....	6
2.2.5 Beban .....	7
2.3 TIPE-TIPE BUS.....	7
2.4 Pemodelan Komponen DC.....	8
2.5 Metode Newton Rapshon .....	10
2.6 Koreksi Faktor Daya ( $\text{Cos } \phi$ ) .....	13
2.7 Tap Trafo.....	14
<b>BAB III DATA DAN METODOLOGI.....</b>	<b>17</b>
3.1 Membuat Jalur Interkoneksi pada Sistem Kelistrikan Kalimantan pada Tahun 2026 dan 2050 .....	17

3.2	Sistem Transmisi Interkoneksi 500 kV AC dan 500 kV DC Kelistrikan Kalimantan.....	17
3.3	Data Saluran Transmisi Interkoneksi 500 kV Kelistrikan Kalimantan pada Tahun 2026.....	18
3.4	Data Saluran Transmisi 150 kV Kelistrikan Kalimantan pada Tahun 2026.....	19
3.5	Kapasitas dan Pembangkitan Kalimantan Tahun 2026 .....	26
3.6	Data Pembebanan GITET Kalimantan Tahun 2026 .....	30
3.7	Kapasitas dan Pembangkitan Kalimantan Tahun 2050 .....	34
3.8	Data Pembebanan GITET Kalimantan Tahun 2050 .....	36
3.9	Metodologi Simulasi .....	41
<b>BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS .....</b>		<b>44</b>
4.1	Data Simulasi .....	44
4.2	Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Tahun 2026 Sebelum Pemasangan Jalur Interkoneksi .....	44
4.2.1	Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat 150 kV Tahun 2026 .....	44
4.2.2	Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 150 kV Tahun 2026.....	52
4.2.3	Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 150 kV Tahun 2026 .....	64
4.3	Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Tahun 2026 dengan Pemasangan Jalur Interkoneksi 500 kV AC dan 500 kV DC ....	74
4.3.1	Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2026 dengan pemasangan jalur Interkoneksi 500 kV DC .....	74
4.3.2	Simulasi Aliran Daya pada Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 dengan Pemasangan Jalur Interkoneksi 500 kV AC .....	83
4.3.3	Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 dengan Pemasangan Jalur Interkoneksi 500 kV AC.....	100
4.4	Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Tahun 2050 dengan Penambahan Beban dan Pembangkit.....	116
4.4.1	Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2050 dengan Kenaikan Beban dan Penambahan pembangkit.....	116

4.4.2	Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 dengan Kenaikan beban dan Penambahan pembangkit.....	124
4.4.3	Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 dengan Kenaikan beban dan Penambahan pembangkit .....	133
BAB V PENUTUP .....		145
5.1	Kesimpulan .....	145
DAFTAR PUSTAKA .....		147
LAMPIRAN A .....		149
BIODATA PENULIS.....		201



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

## TABLE OF CONTENTS

	PAGE
TITLE PAGE .....	i
STATEMENT SHEET .....	iv
FINAL PROJECT .....	iv
ABSTRAK .....	viii
<i>ABSTRACT</i> .....	x
PREFACE .....	xii
TABLE OF CONTENTS .....	xiv
LIST OF FIGURES .....	xxii
LIST OF TABELS .....	xxiv
CHAPTER I INTRODUCTION.....	1
1.1 Background .....	1
1.2 Problems.....	1
1.3 Limits Issue .....	1
1.4 Objective .....	2
1.5 Research Methods .....	2
1.6 Writing Systematics .....	3
1.7 Relevance .....	3
CHAPTER II POWER FLOW ANALYSIS.....	4
2.1 Electrical Power System.....	5
2.2 Representation of electric power system .....	5
2.2.1 Generator .....	5
2.2.2 Transformator .....	6
2.2.3 Transmission .....	6
2.2.4 Capasitor and Reactor Shunt.....	6
2.2.5 Load .....	7
2.3 Bus Types.....	7
2.4 Modelling of DC components .....	8
2.5 Newton Rapshon Method.....	10
2.6 Power Factor correction (Cos $\phi$ ) .....	13
2.7 Tap Trafo.....	14
CHAPTER III DATA AND METHODOLOGY.....	17
3.1 Creating an Interconnection Line On The Kalimantan Electrical System in 2026 and 2050 .....	17

3.2	System Transmission Interconnection 500 kV AC and 500 kV DC On the Kalimantan Electrical .....	17
3.3	Data Transmission Interconnection 500 kV On The Kalimantan Electrical in 2026.....	18
3.4	Data Transmission 150 kV On The Kalimantan Electrical in 2026 .....	19
3.5	Capacity and Power Plant Kalimantan in 2026 .....	26
3.6	Data Load GITET Kalimantan in 2026 .....	30
3.7	Capacity and Power Plant Kalimantan in 2050 .....	34
3.8	Data Load GITET Kalimantan in 2050 .....	36
3.9	Methodology Simulation .....	41
CHAPTER IV SIMULATION AND ANALYSIS .....		44
4.1	Data Simulation .....	44
4.2	Simulation System Kalimantan Electrical in 2026 Before Installation path Interconnect .....	44
4.2.1	Simulation Power Flow on System Electrical Kalimantan West 150 kV in 2026.....	44
4.2.2	Simulation Power Flow on System Electrical Kalimantan South and Center 150 kV in 2026 .....	52
4.2.3	Simulation Power Flow on System Electrical Kalimantan East dan North 150 kV in 2026 .....	64
4.3	Simulation System Electrical Kalimantan in 2026 with Installation path Interconnection 500 kV AC and 500 kV DC..	74
4.3.1	Simulation Power Flow on System Electrical Kalimantan West in 2026 with Installation path Interconnection 500 kV DC .....	74
4.3.2	Simulation Power Flow on Kalimantan South dan Center in 2026 with Installation path Interconnection 500 kV AC..	83
4.3.3	Simulation Power Flow on System Electrical Kalimantan East dan North in 2026 with Installation path Interconnection 500 kV AC .....	100
4.4	Simulation System Electrical Kalimantan in 2050 with addition Load and Power Plant.....	116
4.4.1	Simulation Power Flow on System Electrical Kalimantan West in 2050 with addition load and power plant .....	116
4.4.2	Simulation Power Flow on System Electrical Kalimantan South and Center in 2050 with addition load dan power plant.....	124

4.4.3 Simulation Power Flow on System Electrical Kalimantan East and North in 2050 with additon load and power plant .....	133
BAB V CLOSING .....	145
5.1 Conclusion .....	145
BIBLIOGRAPHY.....	147
ATTACHMENT A.....	149
BIOGRAPHY.....	201

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

## DAFTAR GAMBAR

	HALAMAN
Gambar 2.1 Sistem Transmisi HVDC .....	9
Gambar 2.2 Sistem HVDC terintegrasi .....	9
Gambar 2.3 Flowchart Newton Rapshon .....	12
Gambar 2.4 koreksi faktor daya.....	13
Gambar 3.1 Single Line Diagram Backbone Kalimantan.....	18
Gambar 3.2 Flowchart metodologi simulasi .....	42

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

## DAFTAR TABEL

### HALAMAN

Tabel 3.1	Potensi Energi Listrik Kalimantan.....	17
Tabel 3.2	Saluran Transmisi Interkoneksi .....	19
Tabel 3.3	Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Barat .....	19
Tabel 3.4	Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Selatan dan Tengah .....	21
Tabel 3.5	Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Timur dan Utara .....	23
Tabel 3.6	Impedansi Saluran .....	26
Tabel 3.7	Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Barat Tahun 2026.....	26
Tabel 3.8	Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026.....	27
Tabel 3.9	Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2026.....	28
Tabel 3.10	Pembebanan GITET Kalimantan Barat Tahun 2026..	30
Tabel 3.11	Pembebanan GITET Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026.....	30
Tabel 3.12	Pembebanan GITET Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2026.....	32
Tabel 3.13	Kapasitas Pembangkit Kalimantan Barat Tahun 2050.....	34
Tabel 3.14	Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2025 .....	35
Tabel 3.15	Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2050 .....	35
Tabel 3.16	Pembebanan GITET Kalimantan Barat Tahun 2050..	36
Tabel 3.17	Pembebanan GITET Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050.....	37
Tabel 3.18	Pembebanan GITET Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2050.....	39
Tabel 4.1	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi	45



Tabel 4.2	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi.....	46
Tabel 4.3	Hasil Perhitungan Kompensasi .....	49
Tabel 4.4	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat 2026 Setelah di lakukan kompensasi.....	49
Tabel 4.5	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat 2026 Setelah dilakukan Kompensasi.....	50
Tabel 4.6	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum di lakukan Kompensasi.....	52
Tabel 4.7	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi .....	54
Tabel 4.8	Hasil Perhitungan Kompensasi .....	57
Tabel 4.9	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi.....	59
Tabel 4.10	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2026 Setelah melakukan Kompensasi.....	61
Tabel 4.11	Hasil Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi	64
Tabel 4.12	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi.....	65
Tabel 4.13	Hasil Perhitungan Kompensasi .....	69
Tabel 4.14	Hasil Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah di lakukan Kompensasi.....	70
Tabel 4.15	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah dilakukan Kompensasi.....	70
Tabel 4.16	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi .....	76
Tabel 4.17	Hasil Simulasi Aliran Daya Kelistrikan Kalimantan Barat 2026 setelah Penambahan Jalur Interkoneksi ...	77
Tabel 4.18	Hasil Komponen DC.....	79

Tabel 4.19	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi Setelah dilakukan Kompensasi.....	80
Tabel 4.20	Hasil Simulasi Aliran Daya kelistrikan Kalimantan Barat 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi setelah di lakukan kompensasi.....	81
Tabel 4.21	Hasil Komponen DC .....	83
Tabel 4.22	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi .....	84
Tabel 4.23	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi.....	88
Tabel 4.24	perbaikan menggunakan Var Kompensator.....	91
Tabel 4.25	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi Setelah dilakukan Perbaikan .....	92
Tabel 4.26	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Setelah dilakukan Perbaikan .....	96
Tabel 4.27	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi .....	101
Tabel 4.28	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi .....	105
Tabel 4.29	perbaikan menggunakan Var Kompensator.....	108
Tabel 4.30	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Melakukan Kompensasi .....	109
Tabel 4.31	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah Melakukan Kompensasi .....	113
Tabel 4.32	Hasil Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat 2050 .....	117
Tabel 4.33	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2050.....	118
Tabel 4.35	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2050 (Lanjutan) .....	119
Tabel 4.36	Hasil Komponen DC .....	120

Tabel 4.37	Hasil Perhitungan Kompensasi .....	120
Tabel 4.38	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat 2050 Setelah di lakukan kompensasi.....	121
Tabel 4.39	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat Tahun 2050 .....	121
Tabel 4.40	Hasil Komponen DC.....	123
Tabel 4.41	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050.....	124
Tabel 4.42	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 .....	125
Tabel 4.43	Hasil Perhitungan Kompensasi .....	128
Tabel 4.44	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2050 Setelah Melakukan Kompensasi.....	129
Tabel 4.45	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2050 setelah Melakukan Kompensasi.....	129
Tabel 4.46	Hasil Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2050 .....	134
Tabel 4.47	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 2050 Sebelum Melakukan Kompensasi.....	134
Tabel 4.48	Hasil Perhitungan Kompensasi .....	138
Tabel 4.49	Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 2050 Setelah Melakukan Kompensasi.....	139
Tabel 4.50	Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 2050 Setelah Melakukan Kompensasi.....	139



# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Pada masa sekarang energi listrik merupakan kebutuhan primer bagi seluruh kalangan masyarakat, karena hampir semua kegiatan masyarakat sehari-hari tidak dapat terlepas dari energi listrik. Mulai dari pemerintahan, pendidikan, kesehatan, rumah tangga dan lain-lain. Semua kegiatan tersebut tidak dapat berjalan tanpa adanya aliran energi listrik. Aliran energi listrik juga berfungsi untuk menunjang pembangunan dan mendorong kemajuan suatu daerah di berbagai sektor. Sehingga kondisi tersebut membuat jumlah konsumen energi listrik meningkat dari tahun ke tahun, kenaikan beban tersebut juga terjadi di Pulau Kalimantan. Untuk menanggulangi meningkatnya jumlah beban akibat bertambahnya jumlah konsumen diperlukan penambahan energi listrik dengan jumlah yang besar. Pulau Kalimantan sendiri memiliki energi listrik yang sangat besar di wilayah Kalimantan Timur dan Utara namun belum terinterkoneksi dengan baik, sehingga penyedia energi listrik harus membuat jaringan interkoneksi agar energi listrik dapat di salurkan di semua wilayah, dengan melakukan interkoneksi akan membuat sistem kelistrikan memerlukan analisa aliran daya ulang agar sistem kelistrikan menjadi handal, efisien dan optimal.

### **1.2 Permasalahan**

Pada Tugas Akhir ini yang menjadi permasalahan utama adalah, Kalimantan memiliki potensi sumber energi listrik yang besar, namun belum dimanfaatkan secara optimal dan belum terinterkoneksi dengan baik, sehingga jika setiap tahunnya mengalami peningkatan beban, energi yang dipunyai tidak akan cukup untuk mensuplai beban, maka dari itu penulis melakukan simulasi sistem kelistrikan Kalimantan dengan penambahan *backbone* 500 kV AC dan 500 kV DC

### **1.3 Batasan Masalah**

Pada tugas akhir ini penulis melakukan analisis aliran daya pada sistem kelistrikan Kalimantan pada tahun 2026 dan 2050, untuk tahun 2026 data mengacu pada RUPTL 2017-2026, sedangkan untuk data 2050 untuk beban berdasarkan peramalan beban, untuk pembangkit

berdasarkan data dari WASP, analisis di lakukan dengan satu metode yaitu *newton rapshon*.

#### **1.4 Tujuan**

Tujuan penulis mengerjakan tugas akhir ini untuk mendapatkan energi listrik yang mampu mengatasi kenaikan beban yang terus meningkat di pulau Kalimantan, serta mengetahui kondisi operasi sistem kelistrikan yang paling efisien dan melakukan interkoneksi sistem kelistrikan seluruh provinsi di Kalimantan.

#### **1.5 Metodologi Penelitian**

Analisis sistem kelistrikan Kalimantan, terbagi menjadi lima tahapan, yaitu studi literatur, pengumpulan data, simulasi sistem, analisis data dan penyusunan laporan.

Pada tahap studi literatur, pada tahap persiapan dan studi literatur ini, penulis akan mengumpulkan semua informasi, data dan software yang di perlukan untuk menyelesaikan tugas akhir penulis, informasi yang dapat menunjang tugas akhirnya dapat di peroleh melalui paper, teks book, internet dan buku tugas akhir sebelumnya.

Setelah itu adalah pegumpulan data dilakukan dengan metode pengumpulan data sekunder. Adapun data-data yang diperlukan adalah data arus, tegangan, impedansi, daya dan besar sudut phasa dari sistem kelistrikan Kalimantan.

Setelah selesai melakukan pengumpulan data, selanjutnya akan dilakukan simulasi sistem *power flow* menggunakan etap simulasi yang akan di buat adalah sistem aliran daya dari pembangkit hingga ke beban, untuk perhitungan sistem aliran daya menggunakan metode *newton raphson*.

Setelah melakukan simulasi tahap selanjutnya adalah melakukan analisa aliran daya, analisa aliran daya dilakukan untuk membuat sebuah sistem yang efisien.

Setelah dilakukannya simulasi penulis dapat menarik sebuah kesimpulan dari hasil simulasi dan perhitungan yang nantinya akan di buat sebuah laporan yang dapat menyelesaikan masalah dari penulis.

## 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     Komponen dan *Software***

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    Perancangan *Single Line Diagram* Sistem Kelistrikan Kalimantan**

Pembahasan yang dilakukan pada bab ini, mengenai perancangan sistem secara keseluruhan serta prosedur simulasi sistem yang dibuat.

### **Bab IV    Pengujian Simulasi Sistem**

Hasil dari uji coba program yang dibuat serta simulasi *aliran daya* dibahas secara lengkap pada bab ini.

### **Bab V     Penutup**

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

## 1.7 Relevansi

Hasil yang diperoleh dari tugas akhir ini diharapkan menjadi referensi lanjutan untuk melakukan analisis sistem kelistrikan Kalimantan.

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



## **BAB II**

### **ANALISIS ALIRAN DAYA**

#### **2.1 SISTEM TENAGA LISTRIK**

Sistem tenaga listrik merupakan suatu sistem yang berhubungan dengan pembangkit, transmisi dan distribusi, jadi fungsi dari sistem tenaga listrik adalah suatu sistem yang membangkitkan, mengatur, menyalurkan dan di manfaatkan energi listrik tersebut, dimana pembangkit berkaitan dengan generator yang di gunakan sebagai prime over untuk membangkitkan tegangan 13,8 kV–24 kV. Pembangkit juga dilengkapi dengan peralatan pengatur tegangan dan pengatur frekuensi, sedangkan untuk sistem transmisi berkaitan dengan saluran-saluran tegangan tinggi 34,5–765 kV untuk sistem transmisi di lengkapi juga dengan pengatur daya aktif dan pengatur daya reaktif. Selain Pembangkit dan Transmisi, sistem tenaga listrik juga berkaitan dengan distribusi, sistem distribusi meliputi feeder-feeder yang menghubungkan bermacam-macam beban tegangan 220 volt – 34,5 kV [9].

#### **2.2 REPRESENTASI SISTEM TENAGA LISTRIK**

Representasi sistem tenaga listrik terdiri dari komponen-komponen sistem tenaga listrik yang meliputi generator, transformator, gardu induk, saluran transmisi, kapasitor shunt, reactor shunt dan beban, yang digambarkan dalam diagram garis dan diagram impedansi/ reaktansi [1].

##### **2.2.1 Generator**

Generator merupakan suatu peralatan yang merubah energi gerak menjadi energi listrik, dimana generator di study aliran daya di representasikan sebagai sumber daya aktif dan daya reaktif, sedangkan untuk tegangan didapatkan dari bus [1] .

### **2.2.2 Transformator**

Pada sistem kelistrikan transformator digunakan sebagai penurun atau penaik tegangan pada busbar. Transformator juga dapat digunakan untuk memperbaiki faktor tegangan pada busbar ketika terjadi *overvoltage* atau *undervoltage* dengan cara melakukan *tapping* trafo [1].

### **2.2.3 Saluran Transmisi**

Saluran transmisi digunakan untuk menghubungkan antar busbar satu dengan busbar lain. Pada sistem tenaga listrik saluran transmisi dibedakan menjadi tiga berdasarkan jaraknya.

#### **1. Saluran Transmisi Pendek**

Saluran transmisi pendek digunakan untuk saluran yang panjangnya kira-kira kurang dari 80km, pada transmisi pendek efek kapasitansi paralelnya sangat kecil sehingga dapat di abaikan karena tidak begitu berpengaruh pada perhitungan.

#### **2. Saluran Transmisi Menengah**

Saluran transmisi menengah digunakan untuk saluran yang panjangnya 80 km-240 km, pada saluran transmisi menengah efek kapasitansi harus di perhitungkan

#### **3. Saluran Transmisi Panjang**

Saluran transmisi panjang digunakan untuk saluran yang panjangnya lebih dari 240 km, untuk menghitung transmisi panjang di butuhkan ketelitian karena parameter rangkaian tidak terpusat pada satu titik tapi tersebar di beberapa titik [1].

### **2.2.4 Kapasitor dan Reactor Shunt**

Kapasitor dan Reactor shunt sangat dibutuhkan di suatu sistem tenaga listrik sebagai kompensasi pada saluran transmisi agar tegangan tetap berada pada batas yang di izinkan.

Pada kondisi suatu sistem membutuhkan daya aktif dan reaktif yang cukup besar maka tegangan pada busbar akan menurun , maka dari itu digunakan kapasitor shunt untuk mensuplay daya reaktif yang akan meningkatkan tegangan pada busbar, sedangkan untuk suatu sistem yang membutuhkan daya aktif dan daya reaktif yang kecil membuat pemasangan kapasitor akan membuat naik tegangan pada busbar terkadang sampai batas wajar sehingga di butuhkan pemasangan reactor shunt untuk menyerap muatan dari kapasitansi saluran sehingga tegangan

akan turun[1]. Untuk penempatan kapasitor dan jumlah kapasitor yang akan di pasang dapat dirumuskan [7] :

$$X_1 = 1 - \frac{(2i-1)}{2n} k. l \quad (2.1)$$

Keterangan:

i = letakan kapasitor 1,2,3....dst

k = faktor kompensasi

$$= \frac{\text{Cap kVAR terpasang pada setiap lokasi}}{\text{kVAR total beban reaktif}}$$

n = jumlah kapasitor

l = panjang saluran

### 2.2.5 Beban [1]

Pada sistem tenaga listrik beban di bedakan menjadi 3 yaitu :

1. Beban dianggap sebagai daya konstan. Di mana daya nyata (MW) dan daya reaktif (MVAR) diasumsikan konstan. Representasi ini dipakai untuk studi aliran beban.

2. Beban dianggap sebagai arus konstan. Pada keadaan ini arus beban dihitung sebagai berikut :

$$I = \frac{P-jQ}{V^*} = I < (\theta - \varphi) \quad (2.2)$$

Besaran magnitudo dari arus I dijaga agar tetap konstan.

3. Beban dianggap sebagai impedansi konstan Kondisi ini sering dipakai untuk merepresentasikan beban dalam studi stabilitas. Bila daya nyata (MW) dan reaktif (MVAR) diasumsikan dan menjaga agar besarnya magnitudo tetap konstan maka impedansi Z dapat dihitung sebagai berikut

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{|V|^2}{P-jQ} \quad (2.3)$$

## 2.3 TIPE-TIPE BUS

Bus merupakan salah satu komponen penting dalam sistem kelistrikan, dimana bus berfungsi sebagai penghubung antara sistem dan beban. Bus memiliki beberapa tipe diantaranya:

### 1. Load Bus

*Load bus* atau PQ bus merupakan bus yang terhubung dengan beban dengan ketentuan PQ dari beban bernilai tetap sedangkan untuk  $|V|$  dan  $\theta$  (sudut fasa) harus di cari.

### 2. Generator Bus

*Generator Bus* atau PV bus merupakan bus yang terhubung dengan generator dengan ketentuan P dan  $|V|$  dari generator bernilai tetap sedangkan untuk  $\theta$  (sudut fasa) dan Q (daya reaktif generator) harus di cari.

### 3. Swing/Slack Bus

*Swing/Slack Bus* merupakan bus yang terhubung dengan generator dengan ketentuan  $|V|$  dan  $\theta$  dari generator bernilai tetap sedangkan untuk P dan Q harus di cari [2].

## 2.4 Pemodelan Komponen DC

Sistem transmisi HVDC terdiri dari tiga bagian yaitu stasiun konverter yang berfungsi untuk mengubah tegangan AC ke tegangan DC, saluran transmisi DC yang berfungsi untuk menyalurkan tegangan DC, dan stasiun konverter selanjutnya (*inverter*) yang berfungsi untuk mengubah kembali dari tegangan DC ke tegangan AC.

Transmisi DC memiliki kelebihan *losses* (rugi-rugi) yang hampir tidak ada di sepanjang saluran transmisi. Kelebihan lain dari HVDC adalah jumlah kabel/konduktor yang digunakan berjumlah dua yaitu tegangan positif dan negatif (ground), sedangkan pada transmisi AC membutuhkan 3 konduktor sehingga dengan sedikit penggunaan konduktor, maka investasi untuk konduktor lebih murah daripada transmisi AC, keuntungan yang lain hambatan konduktor AC lebih tinggi daripada DC disebabkan oleh *skin effect*, sehingga menyebabkan rugi-rugi yang besar, selanjutnya, kontrol aliran daya yang cepat, sehingga dapat memperbaiki stabilitas sistem, berikutnya, tidak meningkatkan arus hubung singkat pada titik koneksinya

Analisis aliran daya menggunakan operasi stasiun konverter dalam keadaan tunak, memerlukan beberapa asumsi. yaitu, tegangan AC pada terminal bus dianggap seimbang dan sinusoidal, pem-filteran sempurna terhadap semua arus dan tegangan harmonisa yang dihasilkan oleh konverter, dan a admitansi magnetik belitan transformator diabaikan. Variabel-variabel yang di perlukan saat melakukan studi aliran daya AC-DC:

1.  $V$  adalah tegangan phasa ke phasa pada bus sistem AC
  2.  $E < \phi$  merupakan tegangan AC phasa ke phasa pada sisi sekunder trafo konverter
  3.  $I < 0$  merupakan arus bolak-balik pada sisi sekunder trafo konverter
  4.  $\alpha, \gamma$  merupakan sudut penyalan dan sudut pemadaman
  5.  $t$  rasio tap trafo
  6.  $V_d, I_d$  Tegangan dan arus searah pada saluran transmisi DC [5]
- model transmisi DC dapat dilihat pada gambar di bawah ini.



Gambar 2.1 Sistem Transmisi HVDC

Sedangkan aliran daya pada *power system* yang terintegrasi dapat dilihat pada gambar bawah ini



Gambar 2.2 Sistem HVDC terintegrasi

Sistem HVDC memiliki tiga tipe yaitu :

1. Monopolar yaitu sistem yang hanya memiliki satu konduktor yang menggunakan bumi sebagai ground
2. Bipolar yaitu sistem yang memiliki dua konduktor yaitu konduktor positif dan konduktor negatif, disetiap konverternya memiliki dua tegangan yang sama dan terhubung seri
3. Homopolar yaitu suatu sistem yang memiliki dua konduktor atau lebih yang memiliki polaritas yang sama

## 2.5 Metode Newton Raphson

Analisis aliran daya digunakan untuk menghitung tegangan, arus, daya dan faktor daya yang ada pada titik bus jaringan listrik yang beroperasi normal. Persamaan aliran daya dapat dikerjakan dengan proses pengulangan (metode iterasi), dengan mengatur nilai-nilai asumsi untuk tegangan bus yang tidak diketahui, dan menghitung nilai baru untuk setiap tegangan pada bus, dari nilai asumsi bus yang lain. Untuk menyelesaikan analisis aliran daya digunakan metode Newton-Raphson. Metode ini menerapkan deret Taylor untuk mendapatkan turunan persamaan matematika sebagai dasar perhitungan iterasi yang melibatkan penggunaan matrik jacobian, tahap pertama untuk melakukan analisis aliran daya dilakukan penomoran pada bus dimana untuk nomer satu sebagai slack, nomer dua sebagai generator, dan nol sebagai beban. Dapat di rumuskan dengan [9]:

Persamaan fungsi dengan 1 variabel dapat dinyatakan:

$$f(x) = 0 \quad (2.4)$$

Dengan menggunakan deret "Taylor"

$$f(x) = f(x_0) + \frac{1}{1!} \frac{df(x_0)}{dx} (x - x_0) + \frac{1}{2!} \frac{d^2f(x_0)}{dx^2} + \dots + \frac{1}{n!} \frac{d^n f(x_0)}{dx^n} \quad (2.5)$$

dengan menggunakan pendekatan linier di dapatkan persamaan:

$$f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx} (x - x_0) \quad (2.6)$$

$$\frac{df(x_0)}{dx} (x - x_0) = f(x) - f(x_0) \quad (2.7)$$

Secara umum dapat dinyatakan :

$$\frac{df(x)}{dx} \Delta x = \Delta f \quad (2.8)$$

Sedangkan untuk menyelesaikan persamaan fungsi dua variabel dapat di selesaikan sebagai berikut:

$$f_1(x_1, x_2) = 0 \quad (2.9)$$

$$f_2(x_1, x_2) = 0 \quad (2.10)$$

Persamaan diatas digunakan pada setiap iterasi :

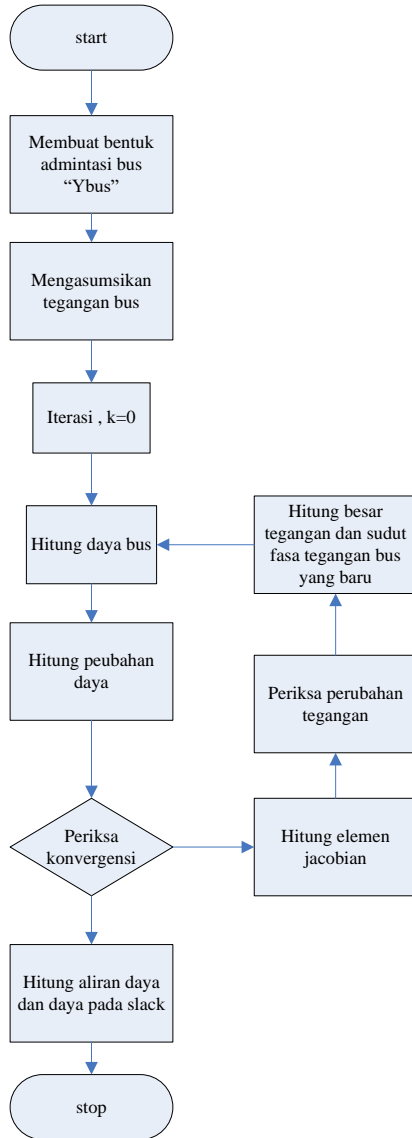
$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Sedangkan untuk menyelesaikan persamaan yang tidak linier di dapatkan rumus :

$$P_n = |V_n||V_n|G_{nn} + |V_n||V_m|G_{nm} \cos(\theta_n - \theta_m) + |V_n||V_m|B_{nm} \sin(\theta_n - \theta_m) \quad (2.12)$$

$$Q_n = |V_n||V_m|G_{nm} \sin(\theta_n - \theta_m) - |V_n||V_n|B_{nn} - |V_n||V_m|B_{nm} \cos(\theta_n - \theta_m) \quad (2.13)$$

Prosedur penyelesaian aliran daya menggunakan newton rapshon dapat di lihat pada flowchart di bawah ini:



Gambar 2.3 Flowchart Newton Rapshon

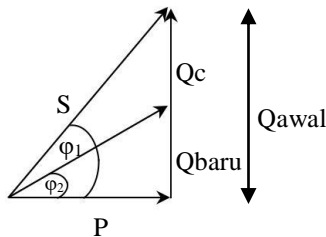


## 2.6 Koreksi Faktor Daya (Cos $\phi$ )

Faktor daya merupakan faktor penentu antara hubungan daya aktif dan daya semu. Bahwa daya semu (S) akan bernilai lebih besar dari daya aktif (P) apabila faktor daya kurang dari 1. Faktor daya memiliki nilai antara 0 – 1, bersifat *lagging* apabila induktif dan bersifat *leading* apabila kapasitif. Semakin mendekati nilai 1, maka faktor daya menjadi semakin bagus begitupun sebaliknya. Sebagian besar beban tenaga listrik yang terhubung ke sistem merupakan beban bersifat induktif, artinya faktor daya bersifat *lagging*. Untuk daya aktif yang sama dengan nilai faktor daya semakin kecil akibat beban induktif yang besar, maka arus yang disuplai ke beban menjadi besar. Bagi perusahaan penyedia tenaga listrik, penambahan suplai arus ke beban harus diikuti dengan penambahan biaya produksi listrik sedangkan nilai jual yang terhitung tetap (kWh).

Sebagai solusinya, perusahaan penyedia tenaga listrik menghimbau kepada konsumen yang menggunakan beban induktif besar untuk dapat memperbaiki faktor daya sehingga mampu mempertahankan faktor daya pada nilai yang diijinkan. Solusi ini berangkat dari persamaan segitiga daya sebagaimana dibahas sebelumnya, yaitu dengan

memberikan daya reaktif kapasitif ( $Q_c$ ) yang akan melawan daya reaktif induktif ( $Q_L$ ), sehingga daya reaktif menjadi berkurang [3].



Gambar 2.4 koreksi faktor daya

Apabila faktor daya dengan sudut  $\phi$  ingin diperbaiki menjadi faktor daya dengan sudut  $\phi'$  maka dapat ditentukan berapa daya reaktif kapasitif yang harus diberikan. Berikut perhitungannya.

$$Q = P \tan \phi \quad (2.14)$$

$$Q' = P \tan \phi' \quad (2.15)$$

Dimana daya reaktif kapasitif (Qc) yang harus diberikan adalah

$$Q_c = Q - Q' \quad (2.16)$$

$$= P (\tan \phi - \tan \phi') \quad (2.17)$$

## 2.7 Tap Trafo

Tap Changer, merupakan bagian utama dari Trafo Tenaga yang berguna untuk pengaturan tegangan trafo, dengan cara memilih/merubah ratio tegangan, perubahan ratio antara kumparan primer dan sekunder, untuk memperoleh tegangan operasi disisi sekunder sesuai dengan yang diinginkan, kualitas tegangan disisi sekunder dapat berubah karena tegangan jaringan/system yang berubah-ubah akibat dari pembebanan ataupun saat kondisi system, pada perubahan ratio yang diatur oleh tap changer adalah perubahan dengan range kecil antara + 2,5% - 5% dari tegangan dasar trafo tersebut.

Perbandingan besar tegangan antara sisi primer terhadap tegangan sisi sekunder adalah berbanding lurus dengan jumlah belitan pada masing-masing kumparan, ( $E_{\text{primer}} / E_{\text{sekunder}} = N_{\text{primer}} / N_{\text{sekunder}}$ ) bila tegangan disisi primer berubah, sedangkan tegangan disisi sekunder yang diinginkan akan tetap, maka untuk mendapatkan tegangan disisi sekunder yang konstan harus melakukan penambahan atau mengurangi jumlah belitan disisi primer. Untuk mendapatkan range yang lebih luas didalam pengaturan tegangan, pada kumparan utama trafo biasanya ditambahkan kumparan bantu ( tap winding ) yang dihubungkan dengan tap selector pada OLTC.

Pada umumnya Tap Changer dihubungkan dengan kumparan sisi primer dengan pertimbangan sebagai berikut :

1. Lebih mudah cara penyambungan karena kumparan primer terletak pada belitan paling luar.
2. Arus disisi primer lebih kecil daripada disisi sekunder, tujuannya untuk memperkecil resiko bila menjadi los kontak dengan arus yang lebih kecil dapat dipergunakan ukuran/jenis konduktor yang kecil pula.

Ditinjau dari sisi pengoperasiannya jenis tap changer ada dua macam yaitu, Tap changer yang hanya dapat beroperasi untuk memindahkan tap dalam posisi transformator tidak beroperasi ( tidak bertegangan ) disebut dengan “ Off Load Tap Changer ”/ deenergized tap

changer, yang hanya dapat dioperasikan secara manual. Biasanya dioperasikan dengan cara diputar untuk memilih posisi Tap pada Trafo TM tombol pengaturannya dibagian atas deksel trafo, diantara Bushing Primer dan Sekunder.

Sedangkan Tap Changer yang dapat beroperasi untuk memindahkan Tap Transformator dalam keadaan berbeban disebut dengan “ On Load Tap Changer ” atau disebut juga dengan OLTC, yang pengoperasiannya dapat secara manual maupun elektrik/motor rise.

Transformator yang terpasang di gardu induk pada umumnya menggunakan Tap Changer yang dapat dioperasikan dalam keadaan Trafo berbeban ( OLTC ) yang dipasang disisi Primer, berfungsi untuk melayani pengaturan tegangan keluar dari Trafo, Dengan cara memilih/merubah ratio tegangan tanpa harus melakukan pemadaman.

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

## BAB III DATA DAN METODOLOGI

### 3.1 Membuat Jalur Interkoneksi pada Sistem Kelistrikan Kalimantan pada Tahun 2026 dan 2050

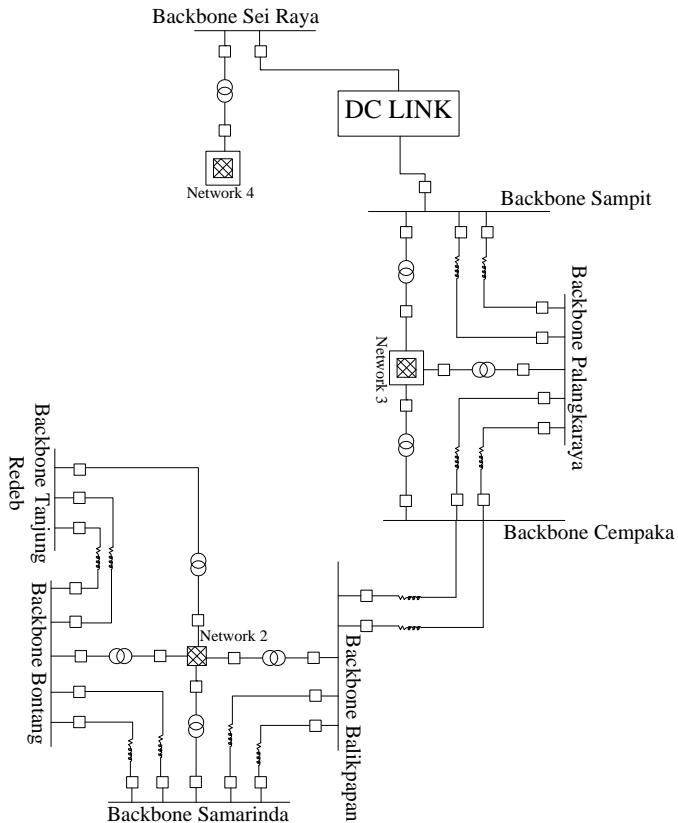
Kalimantan mempunyai potensi energi listrik yang besar di beberapa wilayah namun energi tersebut belum tersalurkan dengan baik sehingga pada tugas akhir ini akan di buat jalur interkoneksi 500 kV di seluruh wilayah Kalimantan, potensi energi listrik kalimantan dapat dilihat pada tabel 3.1

Tabel 3.1 Potensi Energi Listrik Kalimantan

Provinsi	Energi Tak- Terbarukan		Energi Terbarukan				
	Batu bara (juta ton)	Gas bumi (BCF)	Hidro (MW)	Mikro hidro (MW)	Tenaga Surya (MW)	Angin (MW)	Biomassa (MW)
Kalimantan Barat	491,5	-	4737	124	20113	554	1279
Kalimantan Tengah	4	286	Ikut data kaltim	3313	8459	681	1487
Kalimantan Selatan	15036	1693	Ikut data kaltim	158	6031	1006	1266
Kalimantan Timur	43041	11714	16884	3562	13479	212	947
Kalimantan Utara	2458	-	Ikut data kaltim	943	4643	73	Ikut data kaltim

### 3.2 Sistem Transmisi Interkoneksi 500 kV AC dan 500 kV DC Kelistrikan Kalimantan

Untuk melakukan analisa aliran daya sistem kelistrikan Kalimantan di butuhkan *single line diagram*, yang dapat di lihat pada gambar 3.1



Gambar 3.1 Single Line Diagram Backbone Kalimantan

### 3.3 Data Saluran Transmisi Interkoneksi 500 kV Kelistrikan Kalimantan pada Tahun 2026

Untuk menghubungkan 6 provinsi di wilayah Kalimantan akan di buat jalur transmisi yang akan melewati jalur selatan, setiap wilayah akan di pilih beberapa titik untuk di intergrasikan antar wilayah, jalur interkoneksi dapat di lihat pada tabel 3.2

**Tabel 3.2 Saluran Transmisi Interkoneksi**

Jalur Transmisi	Tipe Saluran	Konduktor perphase	Panjang (Km)
Pontianak (Kalbar) - Ketapang (Kalbar)	Dove	4x282 mm <sup>2</sup>	230
Ketapang (Kalbar) - Sampit (Kalteng)	Dove	4x282 mm <sup>2</sup>	280
Sampit (Kalteng) - Palangkaraya (Kalteng)	Dove	4x282 mm <sup>2</sup>	110
Palangkaraya (Kalteng)- Cempaka (Kalsel)	Dove	4x282 mm <sup>2</sup>	180
Cempaka (Kalsel) – Balikpapan (Kaltim)	Dove	4x282 mm <sup>2</sup>	370
Balikpapan (Kaltim) – Samarinda (Kaltim)	Dove	4x282 mm <sup>2</sup>	95
Samarinda (Kaltim) – Bontang (Kaltim)	Dove	4x282 mm <sup>2</sup>	95
Bontang (Kaltim) – Tanjung Redep (Kaltara)	Dove	4x282 mm <sup>2</sup>	280
Tanjung Redep (Kaltara) – Sabah (Malaysia)	Dove	4x282 mm <sup>2</sup>	300

### **3.4 Data Saluran Transmisi 150 kV Kelistrikan Kalimantan pada Tahun 2026**

Untuk melakukan analisa aliran daya di butuhkan saluran transmisi antar bus, dimana saluran transmisi 150 kV adalah saluran antar Gardu Induk di setiap wilayah yang belum terinterkoneksi. Data saluran 150 kV dapat di lihat pada tabel 3.3, tabel 3.4 dan tabel 3.5

**Tabel 3.3 Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Barat**

No	Transmisi		Lingkup	
	Dari	Ke	Penampang	kms
1	Sambas	Singkawang	ACSR 1x240mm	275,2
2	Singkawang	Bengkayang	ACSR 1x240mm	294,26
3	Bengkayang	Ngabang	ACSR 2x240mm	180
4	Ngabang	Tayan	ACSR 2x240mm	110
5	Tayan	Siantan	ACSR 1x240mm	184
6	Siantan	Sei Raya	ACSR 1x240mm	72,12

Tabel 3.3 Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Barat (Lanjutan)

No	Transmisi		Lingkup	
	Dari	Ke	Penampang	kms
7	Siantan	Kota Baru	ACSR 1x240mm	39,69
8	Siantan	Parit Baru	ACSR 1x240mm	20,04
9	Kota Baru	Parit Baru	ACSR 1x240mm	20,04
10	Parit Baru	Senggiring	ACSR 1x240mm	168,7
11	Senggiring	Singkawang	ACSR 1x240mm	353,2
12	Kota Baru	Cemara	UGC, XLPE 800mm	20
13	Cemara	Sei Raya	UGC, XLPE 800mm	20
14	Ketapang	Sukadana	Double Hawk	200
15	Kendawangan	Ketapang	Double Hawk	190
16	Tayan	Sanggau	Double Hawk	180
17	Sanggau	Sekadau	Double Hawk	100
18	PLTU Singkawang / Pantai Kura-kura	Incomer 2 phi (Singkawang-Mempawah)	Single Hawk	40

Tabel 3.3 Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Barat (Lanjutan)

No	Transmisi		Lingkup	
	Dari	Ke	Penampang	kms
19	Singkawang	Bengkayang	HTLS, Single Hawk	120
20	Singkawang	PLTU Singkawang/ Pantai Kura Kura	HTLS, Single Hawk	60
21	PLTU Singkawang	Mempawah	HTLS, Single Hawk	60
22	Mempawah	Parit Baru	HTLS, Single Hawk	60
23	Sintang	Sekadau	Double Hawk	180
24	Sukadana	Sandai	Double Hawk	180
25	Sandai	Tayan	Double Hawk	300



Tabel 3.3 Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Barat (Lanjutan)

No	Transmisi		Lingkup	
	Dari	Ke	Penampang	kms
26	Kotabaru	Rasau	Double Hawk	60
27	PLTU Kalbar-2	Kotabaru	Double Zebra	60
28	Entikong	Sanggau	Double hawk	260
29	Nanga Pinoh	Kota Baru 2	Double Hawk	180
30	PLTU Kalbar-3	Tayan	Double Zebra	60
31	Sintang	Putussibau	Double Hawk	300
32	Sukamara (Kalteng)	Kendawangan(Kalbar)	Double Hawk	190

Tabel 3.4 Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Selatan dan Tengah

No	Transmisi		Lingkup	
	Dari	Ke	Penampang	Kms
1	Sampit	Kasongan	ACSR 2x240mm	200
2	Kasongan	Palangkaraya	ACSR 2x240mm	150
3	Palangkaraya	Pembangkit Pulpis	ACSR 1x240mm	94
4	Palangkaraya	Pulpis	ACSR 1x240mm	85
5	Pulpis	Selat	ACSR 1x240mm	38,5
6	Pembangkit Pulpis	Selat	ACSR 1x240mm	31,5
7	Selat	Sebar	ACCC, 1x315mm	83,548
8	Sebar	Trisakti 150	ACSR 1x240mm	30
9	Trisakti 150	Mantuil	ACSR 2x240mm	30,308
10	Mantuil	Bandara	ACSR 2x240mm	32
11	Bandara	Cempaka	ACSR 2x240mm	24
12	Mantuil	Asam	ACSR 2x240mm	220
13	Asam	Satui	ACSR 1x240mm	154,7

Tabel 3.4 Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Selatan dan Tengah (Lanjutan)

No	Transmisi		Lingkup	
	Dari	Ke	Penampang	Kms
14	Satui	Batu Licin	ACSR 1x240mm	100
15	Asam	Pelai Hari	ACSR 1x330mm	59,1
16	Pelai Hari	Cempaka	ACSR 1x330mm	32,7
17	Asam	Cempaka	ACSR 1x330mm	88,6
18	Cempaka	Rantau	ACSR 1x240mm	60,57
19	Rantau	Barikin	ACSR 1x240mm	45,68
20	Cempaka	Barikin	ACSR 1x240mm	106,25
21	Sebar	Kayutangi	ACSR 1x240mm	34
22	Kayutangi	Barikin	ACSR 2x240mm	240
23	Barikin	Amuntai	ACSR 1x240mm	80
24	Barikin	Tanjung	ACSR 2x240mm	120
25	Tanjung	Buntok	ACSR 2x240mm	260
28	Bandara	Incomer 2 phi (Cempaka- Mantuil)	Double Hawk	2
29	Satui	Incomer 1 phi (Asam Asam - Batu Licin)	Single Hawk	2
30	PLTU Sampit	Sampit	Single Hawk	48
31	Batu Licin	Landing Point Batu Licin	Single Hawk	6
32	Landing Point P. Laut	Kota Baru	Single Hawk	74
33	Landing Point Batu Licin	Landing Point P. Laut	Kabel Laut	6
34	Kayutangi	Sei Tabuk	Double Hawk	30
35	Sei Tabuk	Mantuil	Double Hawk	30
36	Trisakti 150	Ulin (GIS)	HTLS, 1xHawk	24
37	Cempaka	Ulin (GIS)	Double Hawk	64
38	Sampit	Pangkalan Bun	Double Hawk	344

Tabel 3.4 Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Selatan dan Tengah (Lanjutan)

No	Transmisi		Lingkup	
	Dari	Ke	Penampang	Kms
39	Muara Teweh	Puruk Cahu	Double Hawk	94
40	Paringin	Incomer 1 phi (Barikin - Tanjung)	ACSR, 2xHawk	2
41	New Palangkaraya	Incomer 1 phi (Selat - Palangkaraya)	Single Hawk	2
42	Parenggean	Incomer 1 phi (Kasongan - Sampit)	Single Hawk	30
43	Puruk Cahu	Kuala Kurun	Double Hawk	196
44	Kasongan	Kuala Kurun	Double Hawk	240
45	Palangkaraya	Selat	HTLS, 1xHawk	248
46	Selat	Seberang Barito	HTLS, 1xHawk	84
47	PLTU Sampit	Kuala Pambuang	Double Hawk	160
48	Seberang Barito	Trisakti	HTLS, Single Hawk	12

Tabel 3.5 Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Timur dan Utara

No	Transmisi		Lingkup	
	Dari	Ke	Penampang	Kms
1	Bontang	Sangatta	Double Hawk	95,36
2	Bontang	Samberah	Double Hawk	110
3	Samberah	New Samarinda	Double Zebra	40
4	Samberah	SBT	Double Hawk	100
5	SBT	Bukuan	Double Hawk	14,4
6	Bukuan	Haru	Single Hawk	24
7	Haru	Tengkawang	Double Hawk	16,6
8	Tengkawang	Embalut	Double Hawk	31,6

Tabel 3.5 Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Timur dan Utara (Lanjutan)

No	Transmisi		Lingkup	
	Dari	Ke	Penampang	Kms
9	Embalut	BB	Single Hawk	41
10	Embalut	CFK	Single Hawk	3
11	Haru	Karjo	Double Hawk	150,8
12	Karjo	Manggan	Double Hawk	42,4
13	Manggan	Senipah	Double Hawk	186
14	Manggan	New Balikpapan	Single Hawk	26,8
15	New Balikpapan	Industri	Single Hawk	10
16	Karjo	Teluk Balikpapan	Double Zebra	22
17	Teluk Balikpapan	Petung	Double Hawk	90,4
18	Petung	Kuaro	Single Hawk	164
19	PLTG Senipah	Palaran	Double Hawk	110
20	Tenggarong	Kota Bangun	Double Hawk	120
21	New Balikpapan	Incomer 2 phi (Manggarsari- Industri)	Single Hawk	2
22	New Balikpapan	Kariangau	Double Zebra	40
23	New Samarinda	Embalut	Double Zebra	32
24	Kuaro	Tanah Grogot	Double Hawk	32
25	Lati	Tanjung Redep	Double Hawk	60
26	Tanjung Redep	Tanjung Selor	Double Hawk	160
27	Tanjung Selor	Tidang Pale	Double Hawk	204
28	Tidang Pale	Malinau	Double Hawk	52
29	PLTMG Bangkanai	Melak	Double Hawk	200
30	Melak	Kotabangun	Double Hawk	268
31	Sangatta	Maloi	Double Hawk	160
32	Muara Wahau	Sangatta	Double Hawk	100

Tabel 3.5 Saluran Transmisi 150 kV Wilayah Kalimantan Timur dan Utara (Lanjutan)

No	Transmisi		Lingkup	
	Dari	Ke	Penampang	Kms
33	Muara Wahau	Tanjung Redep	Double Hawk	240
34	PLTU Kaltim 2 (FTP-2)	Bontang	Double Hawk	30
35	Tenggarong/Bukit Biru	Sepaku	Double Hawk	70
36	Kariangau	Sepaku	Double Hawk	50
37	Tanjung Redep	Talisayan	Double Hawk	70
38	Lati	Tanjung Batu (derawan)	Double Hawk	40
39	Sekatak	Juata	Double Hawk	120
40	Juata	Tarakan	Double Hawk	28
41	Malinau	Sebuku	Double Hawk	150
42	Sebuku	Nunukan	Double Hawk	156
43	PLTU Kaltim 3	Melak	Double Hawk	60
44	Kembang Janggut	Kotabangun	Double Hawk	40
45	PLTU Kaltim 6	Kuaro	Double Hawk	60
46	New Balikpapan	GIS Balikpapan	XLPE. 800 mm	20
47	GIS Samarinda	New Samarinda	XLPE. 800 mm	30
48	Tanah Grogot	Sei Durian	Double Hawk	140
49	PLTA Tabang	Kembang Janggut	Double Zebra	140
50	Melak	Ujoh Bilang	Double Hawk	150
51	Kembang Janggut	Muara Bengkal	Double Hawk	200
52	Muara Bengkal	Muara Wahau	Double Hawk	240
53	PLTA Kaltara 1	Malinau	Double Zebra	80

Setiap jenis saluran selalu memiliki impedansi saluran, impedansi saluran dapat di lihat pada tabel 3.6

Tabel 3.6 Impedansi Saluran

No.	Penampang	R' positif (Ohm/km)	R' negatif (Ohm/km)	R'0 (Ohm /km)	X' (Ohm/ /km)	X'0 (Ohm /km)	B' (uS/ km)	B'0 (uS/ km)
1	ACSR 1x240mm	0,1183	0,1183	0,321	0,406	1,307	2,82	1,43
2	ACSR 2x240mm	0,06	0,06	0,26109	0,296	1,231	3,86	1,66
3	Single Hawk	0,129	0,129	0,554	0,404	1,64	2,83	1,46
4	Double Hawk	0,0647	0,0647	0,554	0,28	1,64	4,05	1,46
5	Double Zebra	0,0199	0,0199	0,554	0,287	1,64	4,2	1,46
6	ACCC, 1x315mm	0,0887	0,0887	0,321	0,407	1,307	3,15	1,43
7	ACSR 1x330mm	0,095	0,095	0,289	0,388	1,307	2,89	1,45

### 3.5 Kapasitas dan Pembangkitan Kalimantan Tahun 2026

Pada tahun 2026 sistem kelistrikan Kalimantan melakukan penambahan kapasitas pembangkit. Data pembangkit yang beroperasi dapat di lihat pada Tabel 3.7-3.9

Tabel 3.7 Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Barat Tahun 2026

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	PEAK (MW)
1	PLTU Parit Baru 1-1	50	40
2	PLTU Parit Baru 1-2	50	40
3	PLTG MPP Kalbar 1	25	20
4	PLTG MPP Kalbar 2	25	20
5	PLTG MPP Kalbar 3	25	20
6	PLTG MPP Kalbar 4	25	20
7	PLTG Kalbar Peaker 1	25	20
8	PLTG Kalbar Peaker 2	25	20
9	PLTG Kalbar Peaker 3	25	20
10	PLTG Kalbar Peaker 4	25	20
11	Inter SERAWAK	230	150
12	PLTU Parit Baru 2-1	55	44
13	PLTU Parit Baru 2-2	55	44
14	PLTU Kura-Kura 1-1	27,5	22
15	PLTU Kura-Kura 1-2	27,5	22

Tabel 3.7 Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Barat Tahun 2026  
(Lanjutan)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	PEAK (MW)
16	PLTU Kalbar 2-1	100	80
17	PLTU Kalbar 2-2	100	80
18	PLTU Kalbar 3-1	100	80

Tabel 3.8 Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	PEAK (MW)
1	PLTU Asam-Asam 1-1	65	52
2	PLTU Asam-Asam 1-2	65	52
3	PLTU Asam-Asam 1-3	65	52
4	PLTU Asam-Asam 1-4	65	52
5	PLTU Pulau Pisau 1-1	65	52
6	PLTU Pulau Pisau 1-2	65	52
7	PLTMG Bangkanai 1-1	10	8
8	PLTMG Bangkanai 1-2	10	8
9	PLTMG Bangkanai 1-3	10	8
10	PLTMG Bangkanai 1-4	10	8
11	PLTMG Bangkanai 1-5	10	8
12	PLTMG Bangkanai 1-6	10	8
13	PLTMG Bangkanai 1-7	10	8
14	PLTMG Bangkanai 1-8	10	8
15	PLTMG Bangkanai 1-9	10	8
16	PLTMG Bangkanai 1-10	10	8
17	PLTMG Bangkanai 1-11	10	8
18	PLTMG Bangkanai 1-12	10	8
19	PLTMG Bangkanai 1-13	10	8
20	PLTMG Bangkanai 1-14	10	8
21	PLTMG Bangkanai 1-15	10	8
22	PLTMG Bangkanai 1-16	10	8
23	PLTA Riam Kanan	90	72
24	PLTU Kalsel 1-1	100	80
25	PLTU Kalsel 1-2	100	80
26	PLTU Kalselteng 1-2	100	80
27	PLTU Kalselteng 1-2	100	80
28	PLTU Kalselteng 2-1	100	80
29	PLTU Kalselteng 2-2	100	80
30	PLTU Sampit 1-1	25	20
31	PLTU Sampit 1-2	25	20
32	PLTMG Bangkanai 2	135	108
33	PLTG Kalteng 1-1	100	80

Tabel 3. 8 Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 (Lanjutan)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	PEAK (MW)
34	PLTG Kalteng 1-2	100	80
35	PLTG Kalteng 1-3	100	80
36	PLTG Kalteng 1-4	100	80
37	PLTA Kusan	65	52

Tabel 3.9 Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2026

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	PEAK (MW)
1	PLTU Balikpapan 1-1	110	88
2	PLTU Balikpapan 1-2	110	88
3	PLTU Embalut Ekspansi	50	40
4	PLTU Embalut 1-1	25	20
5	PLTU Embalut 1-2	25	20
6	PLTU Kaltim MT	27,5	22
7	PLTU Kaltim MT	28	22
8	PLTGU Senipah	36	28
9	PLTG Kaltim Peaker 2	250	200
10	Sinar Mas 1	200	160
11	Sinar Mas 2	200	160
12	PLTG Sambera 1-1	20	16
13	PLTG Sambera 1-2	20	16
14	PLTD Cogindo 1-1	10	8
15	PLTD Cogindo 1-2	10	8
16	PLTD Cogindo 1-3	10	8
17	PLTD Cogindo 1-4	10	8



Tabel 3.9 Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2026 (Lanjutan)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	PEAK (MW)
18	PLTU Kaltim FTP2 1-1	100	80
19	PLTU Kaltim FTP2 1-2	100	80
20	PLTU Kaltim 4-1	100	80
21	PLTU Kaltim 4-2	100	80
22	PLTU Kaltim 5-1	100	80
23	PLTU Kaltim 5-2	100	80
24	PLTMG MPP Kaltim 1-1	10	8
25	PLTMG MPP Kaltim 1-2	10	8
26	PLTMG MPP Kaltim 1-3	10	8
27	PLTMG MPP Kaltim 1-4	10	8
28	PLTGU Tanjung Batu	60	48
29	PLTG Senipah 1-1	40	32
30	PLTG Senipah 1-2	40	32
31	PLTG Kaltim Peaking 1-1	80	64
32	PLTG Kaltim Peaking 1-2	80	64

### 3.6 Data Pembebanan GITET Kalimantan Tahun 2026

Data pembebanan GITET pada seluruh Provinsi Kalimantan dapat dilihat pada tabel 3.10-3.13

Tabel 3.10 Pembebanan GITET Kalimantan Barat Tahun 2026

No	GITET	PEAK (MW)
1	GI. SIANTAN	85,57
2	GI. SEI RAYA	163,05
3	GI. PARIT BARU	48,02
4	GI. MEMPAWAH	33,53
5	GI. KOTA BARU	63,58
6	GI.SINGKAWANG	75,06
7	GI. SAMBAS	41,37
8	GI. CEMARA 2018	57,80
9	GI. SANGGAU 2017	44,18
10	GI. SINTANG 2018	36,25
11	GI. TAYAN 2016	24,81
12	GI. BENGKAYANG 2016	15,52
13	GI. SEKADAU 2017	17,34
14	GI. NGABANG 2016	14,00
15	GI. NANGA PINOH 2020	16,62
16	GI. KETAPANG 2020	27,72
17	GI. SANDAI 2020	7,15
18	GI. PUTUSSIBAU 2020	15,60
19	GI. SUKADANA 2020	17,88
20	GI. Kota Baru 2 2022	8,86
21	GI. SEMPARUK 2019	16,61
22	GI ENTIKONG 2020	9,82
23	GI KENDAWANG 2020	7,04
24	GI AIR UPAH	25
25	GI RASAU	25

Tabel 3.11 Pembebanan GITET Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026

No	GITET	PEAK (MW)
1	CEMPAKA 150 KV	122,1
2	CEMPAKA 70 KV	4,47
3	ARANOI	4,25
4	TRISAKTI 70 KV	12,80
5	TRISAKTI 150KV	119,36

Tabel 3.11 Pembebanan GITET Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 (Lanjutan)

No	GITET	PEAK (MW)
6	MANTUIL	59,85
7	SEBAR	18,03
8	SELAT	41,61
9	PALANKARAYA	55,07
10	BARIKIN	45,54
11	TANJUNG	48,65
12	AMUNTAI	37,64
13	ASAM-ASAM	21,39
14	PELEHARI	40,78
15	RANTAU	51,78
16	PULPIS	16,13
17	BATULICIN	55,57
18	KAYUTANGI	23,62
19	SAMPIT	57,79
20	PLTU SAMPIT	15,01
21	KASOGAN	30,16
22	PANGKALBUN	55,72
23	BUTOK	19,34
24	MUARA TEWEH	17,16
25	NEW PALANGKA	48,72
26	KUALA KURUN	6,27
27	BANDARA	41,02
28	PURUK CAHU	8,53
29	KOTA BARU	24,34
30	SATUI	25,36
31	PARANGEAN	9,34

Tabel 3.11 Pembebanan GITET Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 (Lanjutan)

No	GITET	PEAK (MW)
32	P BANTENG	9,70
33	SUKAMARA	5,40
34	NAGABULIK	7,62
35	SEI TABUK	24,79
36	MARABAHAN	11,71
37	PARINGIN	23,27
38	GIS ULIN	99,87
39	BATI-BATI	31,12
40	TAMIANG	6,71
41	KUALA PEMBUANG	6,26
42	KANDANGAN	19,38

Tabel 3.12 Pembebanan GITET Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2026

No	GITET	PEAK (MW)
1	TANJUNG REDEP	52,00
2	TANJUNG SELOR	26,84
3	SEKATAK	4,3
4	MALINAU	20,13
5	KRAYAN	1,05
6	KAYAN HULU	1,05
7	TANA KIDUNG	3,88
8	TALISAN	2,92
9	LATI	7,05
10	SEBUKU	1,22
11	NUNUKAN	28,99

Tabel 3.12 Pembebanan GITET Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2026 (Lanjutan)

No	GITET	PEAK (MW)
12	TENGORONG	54,50
13	SAMBUTAN	45,70
14	SAMBERAH	22,70
15	BONTANG	41,30
16	PLTD KANAN	9,90
17	BONTANG KOALA	17,10
18	SANGGATA	35,40
19	KUARO	9,50
20	PETUNG	33,60
21	LONGKIS	6,90
22	BT SOPANG	5,60
23	PASER	41,20
24	KOTA BANGUN	8,50
25	MELAK	22,70
26	MALOY	5,20
27	SEPASO	4,01
28	MUARA WAHAU	5,70
29	SEPAKU	3,10
30	KEMBANG JANGGUT	2,40
31	MUARA BENGKEL	2,80
32	SANGA-SANGA	5,00
33	MAHAKAM ULU	4,30
34	TANJUNG BATU	1,20
35	LONG PAHANGAI	0,90
36	LONG APARI	0,80

Tabel 3.12 Pembebanan GITET Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2026 (Lanjutan)

No	GITET	PEAK (MW)
37	GI INDUSTRI	76,70
38	MANGGAR	83,80
39	KARJO	58,10
40	NEW BALIKPAPAN	57,70
41	BALIKPAPAN	35,60
42	KARINGAU	18,80
43	SAMBOJA	10,50
44	SENIPAH	17,00
45	HARU	47,60
46	PLTD KLEDANG	10,50
47	TEKAWANG	111,50
48	EMBALUT	38,30
49	BUKUAN	30,00
50	NEW SAMARINDA	48,30
51	SAMARINDA	34,90

### 3.7 Kapasitas dan Pembangkitan Kalimantan Tahun 2050

Pada tahun 2050 sistem kelistrikan Kalimantan melakukan penambahan kapasitas pembangkit karena adanya penambahan beban. Data pembangkit yang beroperasi dapat di lihat pada Tabel dibawah :

Tabel 3.13 Kapasitas Pembangkit Kalimantan Barat Tahun 2050

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	PEAK (MW)
1	PLTU Singkawang	400	320
2	PLTU Siantan 1-1	400	320
3	PLTU Siantan 1-2	400	320
4	PLTU Kalbar 3-2	100	80
5	PLTG Kalbar 1-1	100	80
6	PLTG Kalbar 1-2	100	80

Tabel 3.13 Kapasitas Pembangkit Kalimantan Barat Tahun 2050 (Lanjutan)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	PEAK (MW)
7	PLTG Kalbar 1-3	100	80
8	PLTG Kalbar 1-4	100	80
9	PLTG Kalbar 1-5	100	80
10	PLTG Kalbar 1-6	100	80
11	PLTG Kalbar 1-7	100	80
12	PLTG Kalbar 1-8	100	80

Tabel 3.14 Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2025

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	PEAK (MW)
1	PLTG Kalselteng	100	80
2	PLTU Palangkaraya	400	320
3	PLTG Kalselteng 1-3	100	80
4	PLTG Kalselteng 1-4	100	80
5	PLTU Barikin 1-1	400	320
6	PLTU Barikin 1-2	400	320
7	PLTU Cempaka 1-1	400	320
8	PLTU Cempaka 1-2	400	320
9	PLTU Cempaka 1-3	400	320
10	PLTG Kota Baru	100	80
11	PLTG Batu Licin 1-1	100	80
12	PLTG Batu Licin 1-2	100	80
13	PLTU Gis Ulin 1-1	400	320
14	PLTU Gis Ulin 1-2	400	320
15	PLTU Trisakti 1-1	400	320
16	PLTU Trisakti 1-2	400	320
17	PLTU Trisakti 1-3	400	320
18	PLTG Kalseltng 1-5	100	80
19	PLTG Selat	100	80

Tabel 3.15 Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2050

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	PEAK (MW)
1	PLTA Kayan	660	480
2	PLTA Kaltara 1-1	276	220
3	PLTA Kaltara 1-2	300	240
4	PLTA Kelai	55	44
5	PLTG Tanjung Selor	100	80
6	PLTU Semberah	400	320

Tabel 3.15 Data Kapasitas Pembangkit Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2050 (Lanjutan)

No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	PEAK (MW)
7	PLTU Samarinda	400	320
8	PLTG Samberah	100	80
9	PLTU Bukuan	400	320
10	PLTG Haru	100	80
11	PLTU Manggan	400	320
12	PLTU Balikpapan	400	320
13	PLTU Kaltim 5-1	400	320
14	PLTU Kaltim 5-2	400	320
15	PLTG Kuaro	100	80
16	PLTA Tabang	360	288
17	PLTG Bangkanai	100	80
18	PLTG Kaltim 1-1	100	80
19	PLTU Kaltim 1-1	400	320
20	PLTU Kaltim 1-2	400	320

### 3.8 Data Pembebanan GITET Kalimantan Tahun 2050

Data pembebanan GITET pada seluruh Provinsi Kalimantan dapat dilihat pada tabel di bawah ini :

Tabel 3.16 Pembebanan GITET Kalimantan Barat Tahun 2050

No	GITET	PEAK (MW)
1	GI. SIANTAN	420,5
2	GI. SEI RAYA	469,7
3	GI. PARIT BARU	225,0
4	GI. MEMPAWAH	55,8
5	GI. KOTA BARU	272,1
6	GI. SINGKAWANG	285,3
7	GI. SAMBAS	118,1
8	GI. CEMARA 2018	132,2
9	GI. SANGGAU 2017	213,4
10	GI. SINTANG 2018	234,7
11	GI. TAYAN 2016	123
12	GI. BENGKAYANG 2016	84,6
13	GI. SEKADAU 2017	78,2
14	GI. NGABANG 2016	41,0
15	GI. NANGA PINOH 2020	48,2
16	GI. KETAPANG 2020	186,1
17	GI. SANDAI 2020	24,23
18	GI. PUTUSSIBAU 2020	45,1
19	GI. SUKADANA 2020	60,5



Tabel 3.16 Pembebanan GITET Kalimantan Barat Tahun 2050 (Lanjutan)

No	GITET	PEAK (MW)
20	GI. KOTA BARU 2 2022	34,4
21	GI. SEMPARUK 2019	60,4
22	GI ENTIKONG 2020	37,0
23	GI KENDAWANGAN 2020	30,27
24	GI AIR UPAH	25
25	GI RASAU	25

Tabel 3.17 Pembebanan GITET Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050

No	GITET	PEAK (MW)
1	CEMPAKA 150 KV	655,8
2	CEMPAKA 70 KV	11,9
3	ARANOI	6,56
4	TRISAKTI 70 KV	42,67
5	TRISAKTI 150KV	586,7
6	MANTUIL	318,1
7	SEBAR	55
8	SELAT	142
9	PALANKARAYA	262,2
10	BARIKIN	139,0
11	TANJUNG	231,6
12	AMUNTAI	143,6
13	ASAM-ASAM	73,05
14	PELEHARI	194,2
15	RANTAU	244,1
16	PULPIS	61,5
17	BATULICIN	295,3
18	KAYUTANGI	100,7
19	SAMPIT	307,17
20	PLTU SAMPIT	71,48

Tabel 3.17 Pembebanan GITET Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 (Lanjutan)

No	GITET	PEAK (MW)
21	KASOGAN	128,6
22	PANGKALBUN	180,67
23	BUTOK	60,6
24	MUARA TEWEH	45,86
25	NEW PALANGKA	231,98
26	KUALA KURUN	17
27	BANDARA	218
28	PURUK CAHU	23,6
29	KOTA BARU	68,9
30	SATUI	86,5
31	PARANGEAN	22,7
32	P BANTENG	26,46
33	SUKAMARA	12,8
34	NAGABULIK	14,46
35	SEITABUK	94,6
36	MARABAHAN	31,9
37	PARINGIN	79,46
38	GIS ULIN	475,6
39	BATI-BATI	132,6
40	TAMIANG	20,48
41	KUALA PEMBUANG	11,64
42	KANDANGAN	66,16

Tabel 3.18 Pembebanan GITET Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2050

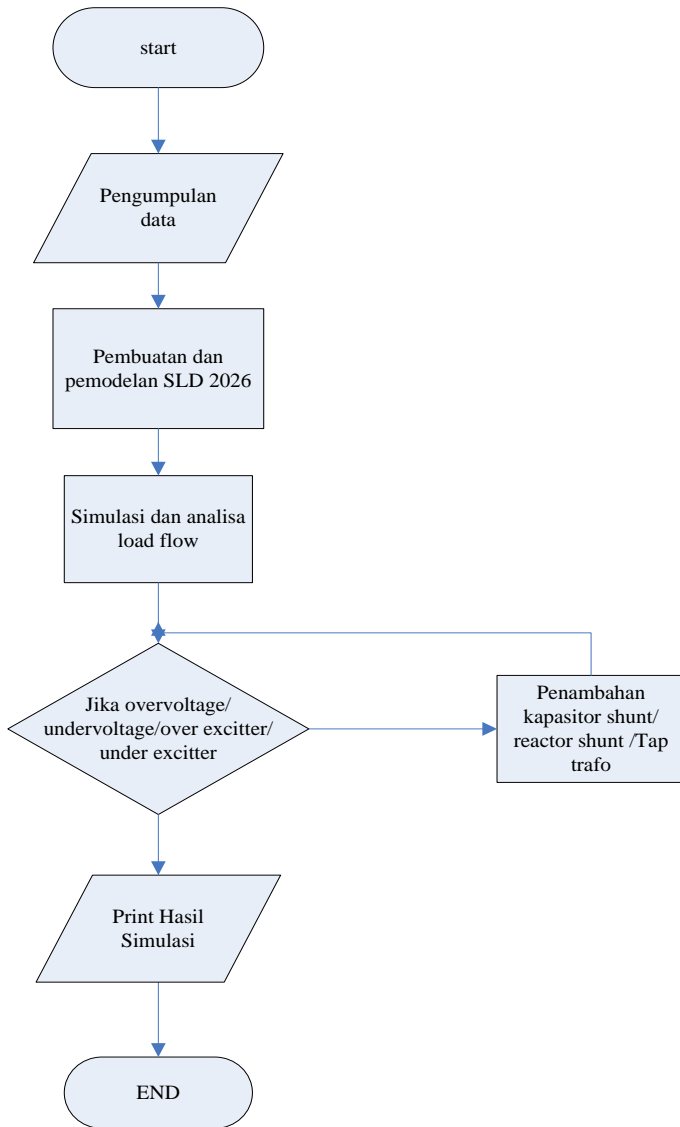
No	GITET	PEAK (MW)
1	TANJUNG REDEP	296,8
2	TANJUNG SELOR	189,2
3	SEKATAK	13,8
4	MALINAU	149,91
5	KRAYAN	2,89
6	KAYAN HULU	2,89
7	TANA KIDUNG	24,42
8	TALISAN	6,3
9	LATI	27,30
10	SEBUKU	3,34
11	NUNUKAN	90,7
12	TENGORONG	304,1
13	SAMBUTAN	228,1
14	SAMBERAH	71,8
15	BONTANG	264,5
16	PLTD KANAN	51,2
17	BONTANG KOALA	95,5
18	SANGGATA	96,5
19	KUARO	52,8
20	PETUNG	92,7
21	LONGKIS	11,6
22	BT SOPANG	12,8
23	PASER	98,6
24	KOTA BANGUN	47,6
25	MELAK	96,1
26	MALOY	105,4

Tabel 3.18 Pembebanan GITET Kalimantan Utara dan Timur Tahun 2050 (Lanjutan)

No	GITET	PEAK (MW)
27	SEPASO	5,51
28	MUARA WAHAU	7,8
29	SEPAKU	10
30	KEMBANG JANGGUT	7,8
31	MUARA BENGKEL	14
32	SANGA-SANGA	27,9
33	MAHAKAM ULU	9,8
34	TANJUNG BATU	5,6
35	LONG PAHANGAI	2
36	LONG APARI	1,8
37	GI INDUSTRI	172,4
38	MANGGAR	357,7
39	KARJO	204,6
40	NEW BALIKPAPAN	321,6
41	BALIKPAPAN	198,4
42	KARINGAU	84,2
43	SAMBOJA	52,4
44	SENIPAH	85
45	HARU	171,7
46	PLTD KLEDANG	16,5
47	TEKAWANG	201,4
48	EMBALUT	121,3
49	BUKUAN	109,8
50	NEW SAMARINDA	269,3
51	SAMARINDA	156

### **3.9 Metodologi Simulasi**

Mendapatkan hasil yang diharapkan simulasi dibutuhkan sebuah metodologi untuk mengetahui langkah-langkah untuk melakukan simulasi sebelum memasuki tahap simulasi dan analisis. Berikut ini adalah metodologi simulasi yang digunakan untuk tugas akhir ini :



Gambar 3.2 Flowchart metodologi simulasi

Gambar 3.2 adalah *flow chat* metodologi simulasi yang digunakan untuk tugas akhir ini, dapat diuraikan berikut ini:

1 Pengumpulan Data

Pengumpulan data adalah langkah awal sebelum pembuatan SLD , data-data yang di perlukan adalah data saluran, data pembangkit, data beban dan rating tegangan untuk setiap bus, data-data tersebut di dapatkan dari RUPTL PLN, buku dan *paper* yang terkait.

2 Pembuatan dan Pemodelan *Single Line Diagram*

Pembuatan dan pemodelan *single line diagram* sistem kelistrikan Kalimantan tahun 2026 dan tahun 2050 menggunakan *software* ETAP 12.6

3 Simulasi dan Analisa Aliran Daya

Simulasi aliran daya digunakan untuk mengetahui sistem telah stabil atau tidak, analisa aliran daya yang dilakukan dalam keadaan normal tanpa ada gangguan.

4 Hasil Simulasi

Dengan melakukan interkoneksi seluruh sistem kelistrikan kalimantan pada tahun 2026 dan tahun 2050 dengan menaikkan rating tegangan bus menjadi 500 kV dapat di simpulkan analisa aliran daya dan dapat memberikan solusi untuk permasalahan yang terjadi

## **BAB IV**

### **SIMULASI DAN ANALISIS**

Pada Bab 4 tugas akhir ini menjelaskan hasil dari simulasi sistem tenaga listrik di pulau Kalimantan pada tahun 2026 dan 2050. Penelitian ini melakukan pengujian pada sistem tenaga listrik dengan cara menambahkan jaringan interkoneksi menggunakan transmisi AC dan DC yang menghubungkan antar provinsi di Kalimantan dan menaikkan rating tegangan bus menjadi 500 kV. Setelah dilakukan perubahan terhadap *single line diagram*, dilakukan pengamatan terhadap nilai aliran daya dan profil tegangan setiap bus. Kapasitor shunt dipasang pada bus yang mengalami penurunan hingga -5% dan reactor shunt dipasang pada bus yang mengalami kenaikan tegangan +5%, setelah melakukan perbaikan kemudian dilakukan pengamatan kembali terhadap aliran daya dan profil tegangan setiap bus.

#### **4.1 Data Simulasi**

Pada tugas akhir ini data yang digunakan untuk simulasi adalah data sistem kelistrikan Kalimantan tahun 2026 dan tahun 2050, data yang digunakan untuk penelitian adalah data saluran transmisi, data pembangkit, dan data beban. Untuk data beban yang digunakan adalah data beban puncak.

#### **4.2 Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Tahun 2026 Sebelum Pemasangan Jalur Interkoneksi**

Pada subbab ini, sistem kelistrik Kalimantan 150 kV akan diuji dengan beban puncak dengan menggunakan software Etap 12.6. simulasi aliran daya menggunakan metode *Newton Raphson*. Dilakukan pengamatan kondisi awal tanpa penambahan kompensasi dan setelah melakukan penambahan kompensasi.

##### **4.2.1 Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat 150 kV Tahun 2026**

Simulasi pada bab ini akan di lakukan di Kalimantan Barat, hasil simulasi aliran daya menggunakan metode *Newton Rapshon* dapat dilihat pada tabel di bawah ini :



Tabel 4.1 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		Pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Sambas 1-1	0,906	-0,65	38,3	23,8	-	-
2	Semparuk	0,906	5,08	12,6	7,8	-	-
3	Siantan	0,942	2,99	77,7	27,7	-	-
4	Kota baru 1	0,938	3,43	57,2	35,4	-	-
5	Sei raya	0,932	3,08	146,5	90,8	-	-
6	Cemara	0,935	3,23	52	32,3	-	-
7	Pltu kalbar #1-1	0,942	2,99	-	-	80	53,9
8	Kendawangan	0,948	-11,05	6,4	4	-	-
9	Air Upah	0,943	-11,43	20,8	12,9	-	-
10	Rasau	0,935	3,21	20,8	12,8	-	-

Tabel 4.1 adalah beberapa data pembebanan, pembangkitan dan tegangan pada setiap bus sistem transmisi 150 kV Kalimantan Barat tahun 2026, setelah dilakukan simulasi aliran daya menggunakan software Etap terdapat beberapa bus yang mengalami penurunan tegangan, penurunan tegangan tersebut terjadi karena tegangan magnitude turun karena daya reaktif pada bus sisi terima lebih besar dari pada sisi kirim, karena letak beban yang jauh dari pembangkit, dan juga karena panjang saluran dan impedansi sehingga untuk mengatasi hal tersebut diperlukan perbaikan tegangan dengan menambah kompensasi kapasitor shunt, Pemasangan kapasitor shunt fungsinya untuk memperkecil arus yang mengalir pada penghantar serta untuk memperbaiki faktor daya sehingga akan mengurangi besarnya rugi-rugi daya dan jatuh tegangan, untuk hasil keseluruhan simulasi aliran pada beban dan pembangkit dapat dilihat pada lampiran A.1, Sedangkan untuk analisa aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.2

Tabel 4.2 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Singkawang	Sambas	25	9,7	26,8	0,45	-5,4
Singkawang	Bengkayang	6,2	-15,4	16,6	0,136	-8,3
PLTU Singkawang	Singkawang	55	15,5	57,2	0,86	-0,2
PLTU Singkawang	Senggiring	58,5	2,6	58,6	0,73	0,081
Senggiring	Parit baru	34,3	-6	34,8	0,55	-3,1
Parit baru	Siantan	138,9	28,1	141,7	2,26	6,6
Parit baru	Kota baru1	123,4	43,3	130,7	1,9	5,4
Bengkayang	Ngabang	72,4	-9,1	72,9	1,3	-1,1
Serawak	Mabong	74,8	-46,1	19,41	0,3	16
Ngabang	Tayan	64,5	-12,1	65,6	0,6	-1,3
Sintang	naga pinoh	11,7	-3,4	12,2	0,018	-3,2
Sintang	putus sibau	7,2	-7,8	10,6	0,026	-12,2
naga pinoh	kota baru 2	4,1	-4,9	6,3	0,005	-7,39
Sekadau	Sintang	35,8	-6,9	3,64	0,3	-5,8
Sanggau	Sekadau	44	-4,8	44,3	0,3	-2,8
Sanggau	Etikong	4,6	-8,1	9,3	0,011	-10,9
Tayan	Sanggau	70,3	-2,2	70,4	1,3	-1,9
Sandai	Tayan	39,3	-11,3	40,9	0,7	-9,4

Tabel 4.2 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
PLTU KALBAR 3	Tayan	27,2	30,1	40,6	0,047	-2,06
Siantan	Tayan	31,2	-29,8	43,1	0,9	-2,1
Sandai	Sukadana	35,2	-3,4	35,4	0,34	-6,22
PLTU KALBAR 2	Kota baru 1	79,8	46,8	92,6	0,25	1,06
Kota baru 1	Rasau	10,4	4,1	11,1	0,013	-2,34
Kota baru 1	Cemara	97,7	47,3	108,6	0,19	0,5
Cemara	Sei raya	71,5	30,7	77,8	0,1	-0,2
Siantan	Sei raya	1,9	13,1	13,3	0,043	-1,86
Kota baru 1	Siantan	7,3	-8,9	11,5	0,027	-2,14
Sukadana	Ketapang	26,6	-2,3	26,7	0,22	-7,4
Ketapang	Kedawang	13,7	-2,8	14	0,057	-7,59
Kedawang	Air upah	10,4	2,8	10,8	0,018	-3,6

Tabel 4.2 merupakan arah aliran daya dan rugi-rugi saluran dari sistem transmisi 150 kV Kalimantan, pada aliran daya tersebut diketahui bahwa total rugi-rugi pada sistem adalah 13,951 Mw, hal tersebut di pengaruhi karena jauhnya jarak penyaluran energi listrik. Untuk mengurangi rugi-rugi transmisi dan penurunan tegangan pada penelitian ini akan dipasang kapasitor, pemasangan kapasitas kapasitor dapat ditentukan dengan rumus:

$$k = \frac{Q_c}{\text{total beban reaktif}} \quad (4.1)$$

Dimana :

k = faktor kompensasi

Qc = kapasitor yang akan di pasang

Setelah di dapat kan nilai Qc, kapasitor yang terpasang harus sesuai dengan yang ada di pasaran, untuk menentukan berapa jumlah kapasitor yang terpasang dapat menggunakan rumus :

$$n = \frac{Qc}{\text{kapasitor yang akan digunakan}} \quad (4.2)$$

Dimana :

n = jumlah Kapasitor yang akan di pasang

Menurut simulasi bus yang mengalami jatuh tegangan ada beberapa bus diantaranya :

Bus singkawang-sambas untuk mengatasinya dapat menggunakan kapasitor shunt yang dapat dihitung menggunakan persamaan 4.1 dan persamaan dan 4.2

Pada bus sambas di ketahui total beban reaktif dari bus penerima dan pengirim adalah 77862 kVAR dan di pilih faktor kompensasi sebesar 60% untuk menghindari *overvoltage*

Sehingga dapat dihitung

$$\frac{60}{100} = \frac{Qc}{77862} \quad (4.3)$$

$$Qc = \frac{60}{100} \times 77862 \quad (4.4)$$

$$Qc = 46717,2 \text{ kVAR}$$

Kapasitas kapasitor di sesuaikan dengan pasaran kapasitor yang akan digunakan adalah 25000 Kvar.

Sehingga jumlah kapasitor yang akan di pasang pada sistem dengan menggunakan persamaan 4.1 dan persamaan 4.2 adalah

$$n = \frac{46717,2}{25000} \\ = 1,8$$

Sehingga kapasitor akan di pasang dua buah pada sistem singkawang - sambas

Untuk mengatasi tegangan jatuh pada bus lain juga menggunakan cara yang sama hasil dari perhitungan kompensasi untuk bus lain dapat di lihat pada tabel 4.3

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Kapasitor (kVar)	Kapasitor terpasang (kVar)	Jumlah
Kota baru	Sei raya	43254,6	25000	2
Siantan	Sei raya	88831,8	25000	3
Kota baru 1	Siantan	53175,6	25000	2
Cemara	Sei raya	78910,8	25000	3
Kendawangan	Air upah	10417,2	5000	2
Sintang	Naga pinoh	18887,4	10000	1

Setelah melakukan kompensasi di beberapa bus yang mengalami jatuh tegangan akan di lakukan simulasi kembali untuk di lihat aliran daya sistem tersebut, hasil aliran daya dari kompensasi dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 4.4 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat 2026 Setelah di lakukan kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Sambas 1-1	0,99	1,8	39,7	24,6	-	-
2	Semparuk	0,99	1,8	13,8	8,5	-	-
3	Siantan	0,99	0,62	81,7	50,6	-	-
4	Kota baru 1	0,99	0,85	60,2	37,7	-	-
5	Sei raya	0,98	0,47	154,8	96	-	-
6	Cemara	0,98	0,63	54,9	34	-	-
7	Pltu kalbar #1-1	0,99	2,63	-	-	80	8,3
8	Kendawangan	1	-11,87	6,4	4	-	-
9	Air upah	1	-12,25	21,3	13,2	-	-
10	Rasau	0,98	0,65	21,1	13,1	-	-

Pada Tabel 4.4 dapat dilihat bahwa setelah melakukan kompensasi menggunakan kapasitor tegangan pada bus yang mengalami jatuh tegangan dapat meningkat. sedangkan pada bus-bus yang lain tidak begitu besar pengaruh perubahan magnitudo tegangan dan sudut phasa. Jadi dengan demikian penambahan Kapasitor Shunt pada bus akan

menyebabkan kenaikan magnitudo tegangan dan sudut phasa pada bus-bus yang dipasang Kapasitor Shunt. Hasil simulasi daya keseluruhan setelah di lakukan kompensasi dapat di lihat pada lampiran tabel A.2, Sedangkan untuk analisa aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.5

Tabel 4.5 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat 2026 Setelah dilakukan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Singkawang	Sambas	27,4	-14,8	31,1	0,6	-6,4
Singkawang	Bengkayang	2,3	-11,9	12,1	0,046	-9,1
PLTU Singkawang	Singkawang	55,2	-1,8	55,2	0,77	-0,72
PLTU singkawang	Senggiring	59,3	-6,1	59,6	0,7	0,025
Senggiring	Parit baru	34,6	-13,3	37,1	0,55	-3,2
Parit baru	Siantan	135,2	-29,1	138,3	0,075	4,7
Parit baru	Kota baru1	126,5	-19,2	128	1,7	4,7
Bengkayang	Ngabang	68,4	-10,5	69,2	1,1	-2,3
Serawak	Mabong	74,8	-53,2	19,41	1,03	-57,7
Ngabang	Tayan	60,6	-12,3	61,8	0,6	-2
Sintang	Naga pinoh	12,2	-4,1	12,2	0,018	-3,52
Sintang	Putus sibau	7,5	-8,8	11,5	0,026	-13,39
Naga pinoh	Kota baru 2	4,2	-5,5	6,9	0,005	-8,074
Sekadau	Sintang	37,3	-13,4	39,7	0,3	-6,3
Sanggau	Sekadau	45,9	11,4	47,3	0,3	-3,096

Tabel 4.5 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat 2026 Setelah dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Sanggau	Etikong	4,7	-8,7	9,9	0,012	-11,6
Tayan	Sanggau	73	-9,3	73,6	1,3	-2,1
Sandai	Tayan	41	-18,7	45,1	0,7	-10,4
PLTU KALBAR 3	Tayan	44,3	-4,1	44,5	0,052	-2,08
Siantan	Tayan	22	-13,2	25,6	0,2	-4,8
Sandai	Sukadana	36,7	-10,4	38,2	0,3	-6,8
PLTU KALBAR 2	Kota baru 1	79,9	3,3	80	0,17	-0,3
Kota baru 1	Rasau	10,6	3,9	11,3	0,012	-2,6
Kota baru 1	Cemara	99,3	-3,2	99,4	0,19	0,5
Cemara	Sei raya	71,7	3,9	71,8	0,07	-0,2
Siantan	Sei raya	5,8	5,5	8	0,015	-2,1
Kota baru 1	Siantan	4,1	-6,4	7,6	0,009	-2,4
Sukadana	Ketapang	27,7	-8,9	29,1	0,2	-8,2
Ketapang	Kendawang	14,1	-9	16,7	0,08	-8,5
Kendawang	Air upah	10,7	-2,9	25,1	0,014	-4,3

Berdasarkan tabel 4.5 dapat dilihat bahwa setelah pemasangan kompensasi tegangan rugi-rugi transmisi menjadi turun menjadi 11,14 Mw

#### 4.2.2 Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 150 kV Tahun 2026

Simulasi pada bab ini akan dilakukan di Kalimantan Tengah dan Selatan, hasil simulasi aliran daya menggunakan metode *Newton Rapshon* dapat dilihat pada tabel di bawah ini :

Tabel 4.6 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum di lakukan Kompensasi

No Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		Pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Palangkaraya	0,94	-3,68	44,3	27,5	-	-
2	New Palangkaraya	0,94	-3,81	39,2	2,43	-	-
3	Amuntai	0,88	-4,52	28,7	17,8	-	-
4	Tamiang	0,88	-4,56	6,2	3,8	-	-
5	Barikin	0,90	-3,37	35,1	21,7	-	-
6	Paringin	0,90	9,66	20,3	12,6	-	-
7	Rantau	0,89	-3,75	39,4	24,4	-	-
8	Kayutangi	0,86	-10,17	17,5	10,8	-	-
9	PLTA Kusan	0,92	-5,42	-	-	30	20
10	Cempaka 150 kV	0,85	-10,93	89,6	55,5	-	-
11	Kandangan	0,89	3,85	16,8	10,4	-	-
12	Aronio	0,84	-12,61	3,1	1,9	-	-
13	Cempaka 70 kV	0,84	-12,51	3,2	2	-	-
14	Pelihari	0,85	-11,09	30	18,6	-	-
15	Bati-Bati	0,86	-10,27	28,4	17,6	-	-
16	Asam-Asam 12	0,88	-9,36	16,2	10	-	-
17	PLTU Kalselteng #2-1	0,88	-9,36	-	-	50	40



Tabel 4.6 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi (lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
18	PLTU Kalselteng #2-2	0,88	-9,36	-	-	50	40
19	PLTU Asam-Asam #1	0,88	-9,36	-	-	40	30
20	PLTU Asam-Asam #2	0,88	-9,36	-	-	40	30
23	Batulicin	0,80	-14,76	38,9	24,1	-	-
24	Kota baru	0,79	-15,22	16,9	10,5	-	-
25	Mantuil	0,85	-10,93	44	27,2	-	-
26	Bandara	0,85	-11,03	30,1	18,6	-	-
27	Sei Tabuk	0,85	-10,51	20,7	12,8	-	-
28	PLTA Riam Kanan	0,85	-10,51	-	-	40	30
29	GI SULIN	0,84	-11,50	82,1	50,9	-	-
30	Trisakti 150	0,84	-11,21	9,4	5,8	-	-
31	Trisakti 70	0,80	-15,30	83,7	51,8	-	-
32	Sebar	0,88	-10,40	13,3	8,3	-	-
33	Selat	0,89	-8,4	31,7	19,6	-	-
34	Marabahan	0,87	-3,37	11,2	7	-	-
35	Pulpis	0,91	-7,40	12,6	7,8	-	-
36	PLTU Pulpis #1	0,94	-5,34	-	-	40	30
37	PLTU Pulpis #2	0,94	-5,34	-	-	40	30

Tabel 4.6 adalah beberapa data pembebanan, pembangkitan dan tegangan pada setiap bus sistem transmisi 150 kV Kalimantan Selatan

dan Tengah tahun 2026, setelah dilakukan simulasi aliran daya menggunakan software Etap terdapat beberapa bus yang mengalami penurunan tegangan, penurunan tegangan tersebut terjadi karena tegangan magnitude turun karena daya reaktif pada bus sisi terima lebih besar dari pada sisi kirim, karena letak beban yang jauh dari pembangkit, dan juga karena panjang saluran dan impedansi sehingga untuk mengatasi hal tersebut diperlukan perbaikan tegangan dengan menambah kompensasi kapasitor shunt, Pemasangan kapasitor shunt fungsinya untuk memperkecil arus yang mengalir pada penghantar serta untuk memperbaiki faktor daya sehingga akan mengurangi besarnya rugi-rugi daya dan jatuh tegangan, untuk hasil keseluruhan simulasi aliran pada beban dan pembangkit dapat dilihat pada lampiran A.3 sedangkan untuk analisa aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.7

Tabel 4.7 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Sampit	Kasogan	15,9	-3	16,2	0,07	-7,8
Kasongan	Palangkaraya	6,92	15,4	70,9	1,078	-0,697
New Palangkaraya	Pembangkit Pulpis	13,6	-4	14,2	0,1	-4,9
Palangkaraya	Pulpis	39,1	6,8	39,7	0,8	-1,8
Pulpis	Selat	25,7	21,8	33,7	0,2	-1
Pembangkit Pulpis	Selat	93,4	55,9	108,8	2,2	6,01
Selat	Sebar	42,4	26,5	50	0,5	0,1
Sebar	Trisakti 150	45,3	24,3	51,4	0,28	0,28
Mantuil	Trisakti 150	21,8	19,3	29,1	0,048	-0,7
Mantuil	Bandara	7	5,3	8,8	0,005	-0,9

Tabel 4.7 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Cempaka 150	Bandara	8	2,3	8,3	0,0079	-1,7
Asam	Satui	39,6	21,5	45	1,09	0,15
Satui	Batu Licin	28,4	15	32,1	0,4	-0,7
Asam	Pelaihari	27,5	19,1	33,4	0,3	-1,3
Cempaka 150	Pelihar	2,9	-3,4	4,5	0,003	-1,5
Barikin	Cempaka 150	61,8	-21,5	53,5	2	1,7
Kayutangi	Sebar	10,1	1	10,1	0,012	-0,75
Sampit	Parenggean	22,7	0,04	22,7	0,093	-1,54
Barikin	Kayutangi	61	8,5	61,6	1,6	-1,3
Barikin	Amuntai	17,5	8	19,3	0,1	-1,6
Tanjung	Barikin	62,6	21,5	66,2	1,6	-1,1
Buntok	Tanjung	48,2	-5	48,4	0,8	-6,3
Muara Teweh	Buntok	57,2	-4,4	57,3	0,9	-4,3
BKNI	Muara Teweh	113,8	-8,5	141,4	2,7	7,9
PLTU Sampit	Sampit	5,6	4,8	7,4	1,9	5,4
Kayutangi	Sei Tabuk	24	2,1	24,1	0,034	-0,866
Sei Tabuk	Mantuil	33,6	19,3	38,8	0,089	-0,61

Tabel 4.7 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Trisakti 150	Ulin (GIS)	20,2	10,8	22,9	0,037	-0,4
Cempaka 150	Ulin (GIS)	21	12,5	24,4	0,079	-1,7
Pangkalan Bun	Sukamara	3,9	-10,3	11	0,013	-12,7
Amuntai	Tamiang Layang	3,1	0,8	3,2	0,001	-1,08
Marabahan	Kayutangi	26,6	1,5	58,6	0,275	-5,6
Barikin	Marabahan	38,6	2,7	38,6	5,6	-5,8
Cempaka 70	Aronio	1,5	0,2	1,6	0,001	-0,2
Batu licin	Kota baru	8,5	3,7	9,3	0,033	-1,5
Kalsel 3	Kasogan	20,1	5,8	21	0,13	-7,7
PLTA Kusan	Cempaka 150	35,4	12	37,4	1,3	--2,5
PLTA Kusan	Rantau	5,6	-13,2	14,4	0,12	-6,9
Pangkalan Bun	Pangkalan Banteng	41	-1,4	41	0,46	-1,5
Pangkalan Banteng	Sampit	32,4	-4,9	32,8	0,3	-2
Pangkalan Bun	NagaBulik	7,2	-8,3	11	0,016	-6,3
Nanga Bulik	Sukamara	0,7	-6	6	0,002	-6,4
Kandangan	Rantau	45	11,1	46,3	0,015	-0,082
Barikin	Kandangan	61,8	21,5	65,5	0,3	-5,8
Asam-Asam	Bati-Bati	101,6	85,1	132,5	0,7	2,5

Tabel 4.7 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Bati-Bati	Cempaka 150	72,4	64,9	97,3	0,4	1,08
Kuala Kurun	PLTU Kalselteng 1	39,5	-11,3	41,1	0,55	-8,3
PLTU Kalselteng 1	Kasogan	39	-2,9	39,1	0,55	-8,2
Paringin	Barikin	223,8	56,9	230,9	0,3	1,4
Tanjung	Paringin	62,6	21,5	66,2	1,6	-1,1
Palangkaraya	New Palangkaraya	52,8	-2	52,8	0,036	-0,001
Parenggean	Kasongan	14,9	-3,2	15,2	0,041	-1,694

Tabel 4.7 merupakan arah aliran daya dan rugi-rugi saluran dari sistem transmisi 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah, dari tabel tersebut dapat di ketahui bahwa pada aliran daya tersebut total rugi-rugi pada sistem adalah 31,7689 Mw, hal tersebut di pengaruhi karena jauhnya jarak penyaluran energi listrik. Untuk mengurangi rugi-rugi transmisi dan penurunan tegangan pada penelitian ini akan dipasang kapasitor, pemasangan kapasitas kapasitor dapat ditentukan dengan persamaan 4.1 dan persamaan 4.2, untuk hasil perhitungan kapasitor shunt dapat dilihat pada Tabel 4.8

Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Kapasitor (kvar)	Kapasitor terpasang (kvar)	Jumlah
Palangkaraya	New Palangkaraya	32805	25000	1
Palangkaraya	Pulpis	22504,2	25000	1

Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Kapasitor (kvar)	Kapasitor terpasang (kvar)	Jumlah
Cempaka 150 kV	Pelihari	51487,8	25000	2
Batulicin	Kota Baru	25257	25000	1
Amuntai	Tamiang	14293,8	25000	1
Cempaka 150 kV	Bandara	51564	25000	1
Barikin	Cempaka 150 kV	52992,6	25000	2
Rantau	Kusan	23118,6	25000	1
Kayutangi	Sei Tabuk	16321,8	25000	1
Kayutangi	Sebar	13164,6	25000	1
Marabahan	Kayutangi	12198	25000	1
Pulpis	Selat	18249,6	25000	1
Selat	Sebar	18850,2	25000	1
Trisakti 150 kV	Gas Ulin	39723,6	25000	2
Trisakti 70	-	37726,2	25000	2
Mantuil	Bandara	31882,2	25000	1
Cempaka 70	Aronio	2756,4	5000	1
Bati-Bati	Cempaka 150	49716	25000	2
Satui	Batulicin	25579,2	25000	1

Setelah melakukan kompensasi di beberapa bus yang mengalami jatuh tegangan akan di lakukan simulasi kembali untuk di lihat aliran daya sistem tersebut, hasil aliran daya dari kompensasi dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 4.9 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Palangkaraya	0,97	-15,35	45,9	28,4	-	-
2	New Palangkaraya	0,97	-15,54	40,5	25,1	-	-
3	Amuntai	0,98	-23,38	31,6	19,6	-	-
4	Tamiang	0,98	-23,44	6,4	4	-	-
5	Barikin	0,98	-22,54	38,3	23,7	-	-
6	Paringin	0,99	-8,57	7,6	4,9	-	-
7	Rantau	0,98	-22,71	43	26,7	-	-
8	Kayutangi	0,99	-28,75	20	12,4	-	-
9	PLTA Kusan	1	-24,18	-	-	30	3,3
10	Cempaka 150 kV	0,98	-29,75	102,7	63,6	-	-
11	Kandangan	0,98	-22,64	18,4	11,4	-	-
12	Aronio	0,99	-31,25	3,6	2,2	-	-
13	Cempaka 70 kV	0,99	-31,13	3,8	2,3	-	-
14	Pelihari	1	-30,17	34,7	21,5	-	-
15	Bati-Bati	0,99	-29,22	29,8	18,5	-	-
16	Asam-Asam 12	0,99	-28,43	18,2	11,2	-	-
17	PLTU Kalselteng #2-1	0,99	-28,43	-	-	50	2
18	PLTU Kalselteng #2-2	0,99	-28,43	-	-	50	2
19	PLTU Asam-Asam #1	0,99	-28,43	-	-	40	1,4
20	PLTU Asam-Asam #2	0,99	-28,43	-	-	40	1,4
21	PLTU Asam-Asam #3	0,99	-28,43	-	-	40	1,4

Tabel 4.9 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi(lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
22	PLTU Asam-Asam #4	0,99	-28,43	-	-	40	1,4
23	Batulicin	0,98	-34,05	46,3	28,7	-	-
24	Kota baru	0,98	-34,58	20,3	12,6	-	-
25	Mantuil	0,99	-29,60	50,4	31,2	-	-
26	Bandara	0,98	-29,78	34,5	21,4	-	-
27	Sei Tabuk	0,99	-29,14	23,7	14,7	-	-
28	PLTA Riam Kanan	0,99	-29,14	-	-	40	6,3
29	GI SULIN	0,98	-30,13	94,5	58,5	-	-
30	Trisakti 150	0,98	-29,79	10,7	6,7	-	-
31	Trisakti 70	0,97	-33,28	99	61,4	-	-
32	Sebar	0,99	-10,40	15,2	9,4	-	-
33	Selat	0,98	-25,33	35	21,7	-	-
34	Marabahan	0,99	-26,45	12,6	7,8	-	-
35	Pulpis	0,99	-22,76	13,6	8,4	-	-
36	PLTU Pulpis #1	0,99	-18,78	-	-	40	3,5
37	PLTU Pulpis #1	0,99	-18,78	-	-	40	3,5

Pada Tabel 4.9 dapat dilihat bahwa setelah melakukan kompensasi menggunakan kapasitor tegangan pada bus yang mengalami jatuh tegangan dapat meningkat. sedangkan pada bus-bus yang lain tidak begitu besar pengaruh perubahan magnitudo tegangan dan sudut fasa. Jadi dengan demikian penambahan Kapasitor Shunt pada bus akan menyebabkan kenaikan magnitudo tegangan dan sudut fasa pada bus-bus yang dipasang Kapasitor Shunt. Hasil simulasi daya keseluruhan



setelah di lakukan kompensasi dapat di lihat pada lampiran tabel A.4, Sedangkan untuk analisa aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.10

Tabel 4.10 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2026 Setelah melakukan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Sampit	Kasogan	15,8	-8,4	17,9	0,07	-8,2
Kasongan	Palangkaraya	107	-5,2	107,1	2	5,099
New Palangkara-ya	Pembangkit Pulpis	47,9	-24,4	53,7	2	4,6
Palangkara-ya	Pulpis	74,9	-25,9	79,3	2	4,6
Pulpis	Selat	58,5	-14,4	60,2	0,7	0,1
Pembangkit Pulpis	Selat	126,4	-19,4	127,8	2	7,3
Selat	Sebar	73,2	-19,3	75,7	0,5	0,1
Sebar	Trisakti 150 kV	66,2	-2,9	66,3	0,3	0,2
Mantuil	Trisakti 150 kV	18,5	10,6	21,3	0,01	-1,1
Mantuil	Bandara	14,7	0,2	14,7	0,009	-1,3
Cempaka 150 kV	Bandara	4,8	2,6	-4,1	0,001	-1
Asam	Satui	45,2	-3,1	45,3	0,8	-1,9
Satui	Batu Licin	33,7	-7,7	34,6	0,3	-1,9
Asam	Pelaihari	27,6	-10,5	29,5	0,2	-2,9
Cempaka 150 kV	Pelihari	7,3	-22,9	24	0,07	-1,8
Barikin	Cempaka 150 kV	60	-16,9	62,3	2	0,8

Tabel 4.10 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Setelah dilakukan Kompensasi (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Kayutangi	Sebar	1,6	8,6	8,8	0,008	-1,03
Barikin	Kayutangi	67,7	-21,1	70,9	1	-3,4
Barikin	Amuntai	19,1	-4	19,5	0,08	-2,2
Tanjung	Barikin	70	-11,7	71	1	-2,3
Buntok	Tanjung	66	-16	67,9	1	-3,4
Muara Teweh	Buntok	75,9	-12	76,8	1	-1,02
BKNI	Muara Teweh	113,8	-16,9	115,1	2	8,02
PLTU Sampit	Sampit	5,5	1,1	5,6	0,005	-1,4
Kayutangi	Sei Tabuk	35,9	-2,2	36	0,05	-1,1
Sei Tabuk	Mantuil	44	6,2	44,5	0,08	-0,9
Trisakti 150 kV	Ulin (GIS)	29,4	7,4	30,3	0,04	-0,56
Cempaka 150 kV	Ulin (GIS)	17,9	6,5	19	0,03	-2,6
Pangkalan Bun	Sukamara	3,9	-10,4	11,1	0,01	-12,8
Amuntai	Tamiang Layang	3,2	-11,5	12	0,001	-1,08
Marabahan	Kayutangi	29,4	-14,5	32,8	0,2	-7,7
Barikin	Marabahan	42,7	-14,5	45,1	0,6	-7,8
Cempaka 70 kV	Aronio	1,8	0,2	-2,4	0,002	-0,2

Tabel 4.10 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Setelah melakukan Kompensasi (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Batu licin	Kota baru	10,2	-8,1	13	0,03	-2,3
Kalsel 3	Kasogan	77,7	-5,5	77,9	1	-0,8
PLTA Kusan	Cempaka 150 kV	37,4	-8,7	38,4	1	-5,2
PLTA Kusan	Rantau	7,6	-12,6	14,7	0,1	-8,4
Pangkalan Bun	Pangkalan Banteng	40,7	-5,2	41,1	0,4	-1,6
Pangkalan Banteng	Sampit	32,1	-8,7	33,2	0,3	-2
Pangkalan Bun	NagaBulik	7,2	-8,4	11	0,01	-6,3
Naga Bulik	Sukamara	0,7	-6	6,1	0,002	-6,4
Kandangan	Rantau	50,6	-10,5	51,7	0,01	-0,11
Barikin	Kandangan	69,1	0,9	69,1	0,02	-0,057
Asam-Asam	Bati-Bati	94,5	9,2	94,9	0,3	0,2
Bati-Bati	Cempaka 150 kV	64,3	15,1	66,1	0,1	-0,4
Kuala Kurun	PLTU Kalselteng 1	21,2	-9,5	23,2	0,1	-10,5
PLTU Kalselteng	Kasogan	21,1	1	21,1	0,1	-10,2
Paringin	Barikin	247,8	-73,9	258,6	0,3	1,5
Tanjung	Paringi	276,6	-33,6	278,7	6	26,5
Palangka-Raya	New Palangka-Raya	88,5	0,9	88,5	0,09	0,17

Tabel 4.10 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Setelah melakukan Kompensasi (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Parenggean	Kasongan	14	-9,5	16,9	0,04	-1,7
Sampit	Parenggean	22	-6,2	22,9	0,08	-1,59

Berdasarkan tabel 4.10 dapat dilihat bahwa setelah pemasangan Kapasitor shunt rugi-rugi daya menurun menjadi 31,448 Mw

#### 4.2.3 Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 150 kV Tahun 2026

Simulasi pada bab ini akan di lakukan di Kalimantan Barat, hasil simulasi aliran daya menggunakan metode *Newton Rapshon* dapat dilihat pada tabel di bawah ini :

Tabel 4.11 Hasil Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Gi industry	0,93	-7,99	61,2	37,9	-	-
2	Manggar	0,94	-7,31	67,6	41,9	-	-
3	New Balikpapan	0,93	-7,84	46,2	28,6	-	-
4	Mahakam ulu	0,91	-10,78	3,5	2,2	-	-
5	Pltd kledang	0,93	5,08	8,4	5,2	-	-
6	Kuaro	0,91	-10,55	7,4	4,6	-	-
7	Petung	0,94	-8,12	27	16,7	-	-
8	Longkis	0,91	-10,66	7,5	4,7	-	-
9	Bt sopang	0,91	-10,66	4,4	2,7	-	-
10	Paser	0,91	-10,55	32,2	20	-	-

Tabel 4.11 adalah beberapa data pembebanan, pembangkitan dan tegangan pada setiap bus sistem transmisi 150 kV Kalimantan Timur

dan Utara tahun 2026, setelah dilakukan simulasi aliran daya menggunakan software Etap terdapat beberapa bus yang mengalami penurunan tegangan, penurunan tegangan tersebut terjadi karena tegangan magnitude turun karena daya reaktif pada bus sisi terima lebih besar dari pada sisi kirim, karena letak beban yang jauh dari pembangkit, dan juga karena panjang saluran dan impedansi sehingga untuk mengatasi hal tersebut diperlukan perbaikan tegangan dengan menambah kompensasi kapasitor shunt, Pemasangan kapasitor shunt fungsinya untuk memperkecil arus yang mengalir pada penghantar serta untuk memperbaiki faktor daya sehingga akan mengurangi besarnya rugi-rugi daya dan jatuh tegangan, untuk hasil keseluruhan simulasi aliran pada beban dan pembangkit dapat dilihat pada lampiran A.5, Sedangkan untuk analisa aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.12

Tabel 4.12 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Bontang	Koala Bontang	8,2	-6,8	10,6	0,001	-0,17
Koala Bontang	Sanggata	0,9	-11,1	11,2	0,01	-4,1
Bontang	Samberah	54,2	-0,7	54,2	0,46	-0,29
Samberah	New Samarinda	42,6	0,2	42,6	0,033	-1,3
Samberah	SBT	33,5	6,1	34	0,54	-3,7
SBT	Sanga-Sanga	14,4	-1,9	14,5	0,022	-2,9

Tabel 4.12 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Sanga-Sanga	Bukuan	12,3	-0,2	12,3	0,005	-0,8
Bukuan	Haru	20,5	9,1	22,4	0,037	-0,6
Tengkawang	Haru	42,8	11,7	44,4	0,049	-0,5
Embalut	Tengkawang	91,2	42	100,4	0,47	0,6
Embalut	BB	62,3	-3,7	62,2	0,46	0,18
CFK	Embalut	16	11,2	19,5	0,003	-0,081
Haru	Samboja	43,5	9,7	44,5	0,26	-2,5
Samboja	Karjo	38,9	9,5	40,1	0,16	-2,04
Karjo	Manggan	30,3	19,4	36	0,09	-1,3
Senipah	Manggan	44,5	13,6	46,6	0,64	-5,1
Mangan	New Balikpapan	40,3	18,5	144,4	0,17	-0,2
New Balikpapan	Gi Industri	30,7	18,8	36	0,042	-0,14
Balikpapan	Karjo	15,2	21,6	26,4	0,008	-0,8
Balikpapan	Petung	41,8	13,3	43,8	0,2	-2,5
Petung	Kuaro	28	7,8	29	0,4	-3
Palaran	Senipah	8,4	-4,6	9,6	0,003	-0,8
Kota Bangun	Tenggorong	10,3	34,2	35,7	0,2	-4,3
Karangau	New Balikpapan	35,7	31,9	47,9	0,093	-2,07

Tabel 4.12 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
New Samarinda	Embalut	7,7	-20,1	21,5	0,006	-1,3
Kuaro	Tanah Grogot	7,7	-1,8	7,9	0,003	-1,2
Lati	Tanjung Redep	11,4	-4,9	12,4	0,12	-2,74
Tanjung Redep	Tanjung Selor	37,8	-22	43,8	0,3	-5,8
Tanjung Selor	Tidang Pale	55	15,5	57,2	0,86	-0,2
Tidang Pale	Malinau	22,9	-6,4	23,8	0,039	-2,3
Melak	PLTMG Bangkanai	0,01	-9,8	9,8	0,006	-9,8
Kota Bangun	Melak	10,3	-21,9	24,2	0,1	-12,2
Sanggata	Sepaso	3,9	-4,9	6,3	0,001	-1
Sepaso	Maloi	2,2	-4,9	5,4	0,002	-6,3
Muara Wahau	Sanggata	18,1	7,1	19,5	0,059	-4,3
Muara Wahau	Tanjung Redep	2,3	-5,9	6,3	0,002	-11,1
FTP-2	Bontang	50	-0,2	50	0,1	-0,8
Bukit Biru	Sepaku	48,9	20,6	53	0,2	-1,7
Sepaku	Karingau	47,3	21,5	52	0,2	-1,2
Petung	Kuaro	28	7,4	29	0,4	-3
Tanjung Redep	Talisyan	1,3	-2,7	2,8	0	-3,2
Tanjung Batu	Lati	14,5	-4,8	15,2	0,013	-1,8

Tabel 4.12 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Sekatak	Juata	0	-7,1	7,1	0,003	-5,7
Juata	Tarakan	0	-1,3	1,3	0	-1,3
Malinau	Sebuku	13,6	-5,9	14,8	0,03	-7
Sebuku	Nunukan	13	0,8	13,1	0,041	-7,2
Kembang Janggut	Kota Bangun	24,3	12,8	27,5	0,043	-1,6
New Balikpapan	Gis Balikpapan	4,2	2,6	4,9	0	0,001
Gis Samarinda	New Samarinda	14,6	9,1	17,2	0,004	0,012
Tanah Grogot	Sei Durian	1,8	-4,3	4,6	0,001	-5,3
Kembang Janggut	PLTA Tabang	0,02	-13,3	13,3	0,017	-13,3
Melak	Ujung Bilang	0,8	-6,9	6,9	0,002	-7,3
Muara Bengkal	Kembang jaggut	25,5	-8,5	26,9	0,1	-8,6
Muara Wahau	Muara Bengkal	27	-17,8	32,4	0,29	-10
Malinau	PLTA Kaltara 1	0	-4	4	0	-3,9
Tanjung Selor	Sekatak	1,8	-10,3	10,5	0,009	-4,5
Bukuan	Senipah	0,01	-8,1	8,1	0	-15,3

Tabel 4.12 merupakan arah aliran daya dan rugi-rugi saluran dari sistem transmisi 150 kV Kalimantan Timur dan Utara, dari tabel tersebut dapat di ketahui bahwa pada aliran daya tersebut total rugi-rugi pada sistem adalah 7,307 Mw, pada sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan



Utara rugi-rugi daya pada transmisi lebih kecil dari pada Kalimantan Barat, Selatan dan Tengah hal tersebut di karenakan jumlah pembangkit di Kalimantan Timur dan Utara lebih banyak serta jarak antar gardu induknya tidak terlalu jauh. Untuk mengurangi rugi-rugi transmisi dan penurunan tegangan pada penelitian ini akan dipasang kapasitor, pemasangan kapasitas kapasitor dapat ditentukan dengan persamaan 4.1 dan persamaan 4.2, untuk hasil perhitungan kapasitor shunt dapat dilihat pada Tabel 4.13

Tabel 4.13 Hasil Perhitungan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Kapasitor (kvar)	Kapasitor terpasang (kvar)	Jumlah
Bukuan	Haru	24526,8	25000	1
Tengkawang	Haru	51487,8	25000	1
Samboja	Karjo	21682,2	25000	1
Karjo	Manggar	44850	25000	1
Manggar	New Balikpapan	13164,6	25000	1
New Balikpapan	Industri	42479,4	25000	2
New Balikpapan	PLTD Klendang	21555,6	25000	1
Petung	Kuaro	26644,2	25000	1
Kuaro	Grogot	20828,4	25000	1

Setelah melakukan kompensasi di beberapa bus yang mengalami jatuh tegangan akan di lakukan simulasi kembali untuk di lihat aliran daya sistem tersebut, hasil aliran daya dari kompensasi dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 4.14 Hasil Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah di lakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Gi industry	0,98	-11,13	64,4	39,9	-	-
2	Manggar	0,98	-10,32	70,4	43,6	-	-
3	New Balikpapan	0,98	-10,95	48,5	30	-	-
4	Mahakam ulu	1	-14,55	3,8	2,4	-	-
5	Ptld kledang	0,98	-10,97	8,8	5,5	-	-
6	Kuaro	1	-14,30	8,1	5	-	-
7	Petung	0,99	-11,28	28,3	17,5	-	-
8	Longkis	1	-14,44	8,9	5,1	-	-
9	Bt sopang	1	-14,44	4,8	3	-	-
10	Paser	1	-14,30	35	21,7	-	-

Pada Tabel 4.14 dapat dilihat bahwa setelah melakukan kompensasi menggunakan kapasitor tegangan pada bus yang mengalami jatuh tegangan dapat meningkat. sedangkan pada bus-bus yang lain tidak begitu besar pengaruh perubahan magnitudo tegangan dan sudut fase. Jadi dengan demikian penambahan Kapasitor Shunt pada bus akan menyebabkan kenaikan magnitudo tegangan dan sudut fase pada bus-bus yang dipasang Kapasitor Shunt. Hasil simulasi daya keseluruhan setelah di lakukan kompensasi dapat di lihat pada lampiran tabel A.6, Sedangkan untuk analisa aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.15

Tabel 4.15 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah dilakukan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Bontang	Koala Bontang	1	-1,4	4,8	0,1	-0,9
Sanggata	Koala Bontang	6,3	4,9	8	0,012	-4,1
Bontang	Samberah	61,3	-7,2	61,7	0,6	-2,3
Samberah	New Samarinda	46,7	-3,3	46,8	0,039	-1,2

Tabel 4.15 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Samberah	SBT	36,3	-2,6	36,4	0,059	-3,7
SBT	Sanga-Sanga	17	-10,8	20,1	0,038	-2,9
Sanga-Sanga	Bukuan	14,9	-9,1	17,4	0,009	-0,9
Bukuan	Haru	20,8	1,4	20,8	0,03	-0,6
Tengkawang	Haru	45,7	-15,4	48,2	0,056	-0,5
Embalut	Tengkawang	94,7	2,8	94,8	0,4	0,3
Embalut	BB	53,1	-3,6	53,3	0,2	-0,19
CFK	Embalut	16	2,7	16,2	0,002	-0,08
Haru	Samboja	46,3	-13	48,1	0,2	-2,6
Samboja	Karjo	41,6	-0,8	41,6	0,1	-2,2
Karjo	Manggar	30	-4,7	30,4	0,5	-1,6
Senipah	Manggar	46,5	-6,3	46,9	0,5	-5,8
Mangar	New Balikpapan	40,6	13,1	42,7	0,14	-0,3
New Balikpapan	Gi Industri	32,2	-4,7	32,6	0,031	-0,2
Balikpapan	Karjo	13	8	15,3	0,002	-0,9
Balikpapan	Petung	44,9	11,8	46,5	0,28	-2,8
Petung	Kuaro	30,5	-17,8	35,3	0,28	-2,8
Palaran	Senipah	12,1	-16,8	20,7	0,012	-0,8

Tabel 4.15 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Kota Bangun	Tenggongong	14,6	28	31,6	0,1	-4,7
Karangau	New Balikpapan	40,8	-0,05	40,8	0,06	-2,8
New Samarinda	Embalut	11,6	-23,7	26,4	0,01	-1,3
Kuaro	Tanah Grogot	8,4	-15,2	17,4	0,013	-1,4
Lati	Tanjung Redep	11,4	-5,2	12,5	0,012	-2,7
Tanjung Redep	Tanjung Selor	37,9	-22,1	43,8	0,3	-5,8
Tanjung Selor	Tidang Pale	24,7	-14,2	28,5	0,1	-8,9
Tidang Pale	Malinau	22,9	-6,5	23,8	0,039	-2,3
Melak	PLTMG Bangkanai	0,01	-9,9	9,9	0,007	-9,9
Kota Bangun	Melak	10,3	-19,4	22,2	0,1	-12,5
Sanggata	Sepaso	3,9	-4,9	6,3	0,001	-1
Sepaso	Maloi	2,2	-5	5,4	0,002	-6,3
Muara Wahau	Sanggata	25,4	5,2	25,9	0,099	-4,2
Tanjung Redep	Muara Wahau	9,6	-8,4	12,8	0,034	-11
FTP-2	Bontang	50	-2,4	50	0,1	-0,9
Bukit Biru	Sepaku	53,1	-3,6	53,2	0,2	-1,9
Sepaku	Karingau	47,3	21,5	52	0,2	-1,2
Petung	Kuaro	30,5	17,8	35,3	0,5	-3,4

Tabel 4.15 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Tanjung Redep	Talisyan	1,3	-2,5	2,8	0	-3,26
Tanjung Batu	Lati	14,5	-5,1	15,3	0,013	-1,8
Sekatak	Juata	0	-7,1	7,1	0,003	-5,7
Juata	Tarakan	0	-1,4	1,4	0	-1,3
Malinau	Sebuku	13,6	-5,9	14,9	0,039	-7
Sebuku	Nunukan	13,1	0,8	13,1	0,041	-7,2
Kembang Janggut	Kota Bangun	28,7	9	30	0,018	-13,5
New Balikpapan	Gis Balikpapan	4,4	-9,5	10,5	0,06	-2,8
New Samarinda	Gis Samarinda	14,7	9,1	17,3	0,004	0,012
Tanah Grogot	Sei Durian	1,9	-5,2	5,6	0,002	-6,4
Kembang Janggut	PLTA Tabang	0,02	-13,6	13,6	0,018	-13,5
Melak	Ujung Bilang	0,8	-4,2	4,3	0	-7,4
Muara Bengkal	Kembang jaggut	30	-12,4	32,5	0,2	-8,4
Muara Wahau	Muara Bengkal	31,6	-21,2	38,1	0,4	-9,5
Malinau	PLTA Kaltara 1	0	-4	4	0	-3,9
Tanjung Selor	Sekatak	1,8	-10,3	10,5	0,009	-4,5
Bukuan	Senipah	0,3	-9	9	0,001	-15,8

Berdasarkan tabel 4.15 dapat dilihat bahwa setelah pemasangan Kapasitor shunt rugi-rugi daya menurun menjadi 6,275 Mw

### **4.3 Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Tahun 2026 dengan Pemasangan Jalur Interkoneksi 500 kV AC dan 500 kV DC**

Pada subbab ini sistem kelistrikan Kalimantan akan di uji dengan pemasangan jalur interkoneksi dengan menggunakan transmisi AC dan transmisi DC yang akan menghubungkan seluruh Provinsi di Kalimantan dengan menaikan rating tegangan sistem menjadi 500 kV. Hal ini bertujuan agar sistem menjadi lebih handal dan ketika mengalami kenaikan beban, pada setiap tahunnya sistem tidak akan mengalami masalah, hal ini juga bertujuan agar suatu daerah yang memiliki potensi energi listrik yang berlimpah yang dapat di dimanfaatkan dengan baik. Penelitian di lakukan pada beban puncak dan dilihat aliran daya

#### **4.3.1 Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2026 dengan pemasangan jalur Interkoneksi 500 kV DC**

Sistem Kalimantan Barat akan mendapatkan aliran daya dari Kalimantan Selatan melalui jalur transmisi DC yang akan di alirkan melalui kota Sei Raya dengan kapasitas beban terbesar, sistem ini dibuat bila terjadi peningkatan beban sistem tidak akan mengalami kekurangan daya. Penyaluran daya DC menggunakan komponen DC Link yang ada di Etap 12.6

Pada studi aliran daya penyaluran DC, hanya akan tertarik pada besarnya tegangan busbar AC dan tegangan searah konverter DC. Oleh karena itu nilai Tegangan AC fasa ke fasa pada sisi sekunder Trafo konverter dapat diabaikan, karena studi aliran daya ini lebih tertarik terhadap arus pada saluran transmisi HVDC daripada arus pada sisi sekunder transformator maka arus sekunder transformator juga dapat diabaikan. Pada studi aliran daya konvensional, suatu bus beban akan mempunyai daya aktif dan daya reaktif yang tetap, sedangkan untuk bus konverter, daya aktif dan reaktif bergantung pada besarnya magnitude tegangan AC, untuk besarnya nilai tegangan diambil dari nilai tegangan sistem AC, sedangkan untuk parameter-parameter lain harus

menggunakan perhitungan yang dapat di hitung menggunakan rumus sebagai berikut :

$$V_{do} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_c \quad (4.7)$$

$$R_c = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} X_c \quad (4.8)$$

$$V_d = V_{do} \times \cos \alpha - R_{dc} I_d \quad (4.9)$$

$$P_d = V_d I_d \quad (4.10)$$

Keterangan :

$V_{do}$  = tegangan Dc tanpa beban

$V_c$  = tegangan komutasi RMS yang tegantung tegangan AC dan rasio trafo

$R_c$  = tahanan komutasi ekivalensi

$X_c$  = reaktansi trafo

$V_d$  = Tegangan DC

$P_d$  = Daya DC

$\alpha$  = sudut penyalaaan

dengan persamaan tersebut dapat di lakukan perhitungan sistem transmisi DC, daya yang akan di kirim sebesar 80 MW dilihat dari kapasitas pembangkit Kalimantan Barat tahun 2026 yang masih mampu menanggung beban namun cadangan daya yang di miliki sangat sedikit, dengan mempertimbangkan bila ada generator yang tidak aktif karena perbaikan rutin atau rusak dan mempertimbangkan juga peramalan pembangunan pembangkit yang akan di lakukan tahun 2027-2030 yang hanya akan menambah satu pembangkit sehingga jika Kalimantan Barat hanya mengandalkan pembangkit dari Kalimantan Barat sendiri tidak akan mampu, dengan mengirim daya sebesar 80 MW menurut peramalan beban, sistem kelistrikan Kalimantan Barat sampai tahun 2030 tidak akan mengalami masalah.

Dengan tegangan sistem AC adalah 500 kV sehingga  $V_{dc}$  yang di pilih adalah 500 kV dengan  $P_{dc}$  80 MW sehingga  $I_{dc}$  di dapat dengan menggunakan persamaan 4.7-4.10

$$\begin{aligned} I_{dc} &= \frac{80000}{500} \\ &= 0,16 \text{ kA} \end{aligned}$$

Untuk tap rasio trafo di pilih +5% karena keperluan konvergensi sehingga nilai dari tap rasio trafo tidak bisa nol, untuk resistansi di ambil dari resistansi saluran dove 4x282mm<sup>2</sup> dengan panjang saluran kurang lebih 500 km, sedangkan untuk sudut penyalaan dan sudut pemadaman di dapat dari sinyal sinusoidal yang ingin di bangkitkan dan untuk jenis konfigurasinya di pilih homopolar karena sistem Kalimantan hanya menerima daya dari provinsi lain tidak menyalurkan daya dan karena frekuensi penyalurannya selama 24 jam sehingga butuh dua konduktor. Untuk hasil simulasi dengan penambahan jalur interkoneksi DC dengan rating tegangan 500 kV dapat di lihat pada Tabel berikut:

Tabel 4.16 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	BENGKA-YANG	1,08	5,88	16	10	-	-
2	SERAWAK	1,17	14,93	-	-	150	1,3
3	Backbone Sei Raya	0,94	5,3	-	-	-	-

Dari Tabel 4.16 dapat dilihat bahwa dengan menambah jaringan interkoneksi 500 kV DC sistem Kalimantan barat membaik hanya ada 3 bus yang mengalami gangguan dimana pada bus bengkayang dan serawak mengalami kenaikan tegangan hal tersebut di karenakan *line charging* pada bus tersebut meningkat seiring dengan peningkatan rating tegangan sehingga sistem bersifat lebih kapasitif karena beban induktif yang di tanggung kurang. Sedangkan untuk bus Backbone Sei Raya mengalami penurunan tegangan yang di karenakan kekurangan daya reaktif, Karena Transmisi DC tidak mengirimkan daya reaktif, Transmisi DC hanya mengirimkan daya nyata sehingga pada bus Sei raya di butuhkah suplay daya reaktif, untuk hasil simulasi keseluruhan sistem dapat dilihat pada lampiran A.7, sedangkan untuk hasil analisa aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.17



Tabel 4.17 Hasil Simulasi Aliran Daya Kelistrikan Kalimantan Barat 2026 setelah Penambahan Jalur Interkoneksi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
singkawang	Sambas	28	-16,2	32,5	0,6	-6,8
singkawang	Bengkayang	9,3	-33,2	34,4	0,6	8,02
PLTU Singkawang	Singkawang	75,6	-24,4	79,4	1,5	2,3
PLTU Singkawang	Senggiring	59,1	-4,1	58,6	0,4	-2,1
Senggiring	Parit baru	34,4	-11,6	36,3	0,56	-3,4
Parit baru	Siantan	157,7	-48,7	165,1	2,8	8,6
Parit baru	Kota Baru1	125,4	-8,5	125,7	2,87	8,6
Bengkayang	Ngabang	7,45	21,4	77,5	1,27	-2,5
Sekadau	Sintang	35,5	-20	41	0,3	-7
Sanggau	Sekadau	44,3	-18,6	48,1	0,3	-3,3
Sanggau	Etikong	4,8	-9,3	10,5	0,012	-12,2
Tayan	Sanggau	72,1	-17,2	74,1	1,3	-2,7
Sandai	Tayan	47,7	-20,2	46,3	0,7	-10,8
Backbone sampit	Backbone sei raya	80,7	-32,2	86,9	0,001	0
PLTU KALBAR 3	Tayan	20	-33,2	48,8	0,03	-2,3
Siantan	Tayan	41,4	-22,9	47,3	1,2	-2,4
Sandai	Sukadana	37,4	-11,5	39,1	0,3	-7,1
PLTU KALBAR 2	Kota baru 1	50	6,2	50,3	0,069	-1,7

Tabel 4.17 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat 2026 setelah Penambahan Jalur Interkoneksi(lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Kota baru 1	Rasau	10,6	3,9	11,3	0,012	-2,6
Kota baru 1	Cemara	63,5	-3,6	63,6	0,1	-0,3
Cemara	Sei raya	35,9	4,2	36,2	0,03	-0,7
Siantan	Sei raya	2,3	21,4	21,5	0,095	-1,3
kota baru 1	Siantan	15,2	-22,1	26,8	0,1	-2
Sukadana	Ketapang	14,3	-9,6	29,8	0,06	-8,8
Ketapang	Kendawang	14,3	-9,6	17,2	0,06	-8,8
Kendawang	Air upah	10,8	-2,9	11,1	0,014	-4,29
Backbone Sei Raya	Sei Raya	78,4	-31,5	84,5	0,043	2,1
Backbone Sampit	Backbone Sei Raya	78,4	-31,5	84,5	0,001	0
serawak	Mabong	74,9	-19,2	77,3	0,3	18
Ngabang	Tayan	66,2	19,6	69	0,6	-1,8
Sintang	naga pinoh	12,6	-4,7	13,5	0,018	-3,8
Sintang	putus sibau	4,5	-6,6	8	0,009	-14,4

Berdasarkan tabel 4.17 dapat dilihat bahwa rugi-rugi transmisi pada sistem Kalimantan Barat meningkat menjadi 16,524 Mw di karenakan saluran sistem menjadi lebih panjang , hasil simulasi aliran daya pada transmisi DC dapat dilihat pada tabel 4.18

Tabel 4.18 Hasil Komponen DC

Data	Rectifier	Inverter
Tegangan DC	500 kV	489,9 kV
Tap Transformator	5 %	5 %
Sudut Kontrol	15,6 degree	15 degree
Daya Aktif	78,4 Mw	78,4 Mw
Daya Reaktif	36,2 Mvar	-31,5 Mvar
Power Faktor	0,98	-0,92
Arus DC	0,16 kA	0,16 kA

hasil *running* komponen DC dapat di lihat pada tabel 4.18 di ketahui bahwa daya aktif yang di kirim tidak terdapat rugi-rugi karena DC memiliki rugi-rugi yang sangat kecil atau hampir tidak ada, saluran nilai daya reaktif muncul karena pengaruh dari inverter dan konverter DC link, sedangkan untuk memperbaiki kenaikan tegangan dapat menggunakan reactor shunt, Penentuan reactor shunt menggunakan persamaan di bawah ini:

$$I_r = \frac{P_{rx}10^3}{3\phi x V_{rx} \cos^{-1}} < \cos^{-1} \text{ Amp.} \quad (4.11)$$

$$V_s = A. V_r + B. I_r \quad (4.12)$$

$$A = 1 + \frac{Z.Y}{2} \quad (4.13)$$

$$B = Z \quad (4.14)$$

$$I_s = Y V_r + A I_r \quad (4.15)$$

$$Q_s = \sqrt{3} x V_s x I_s x \sin \phi \quad (4.16)$$

Dengan persamaan di atas di dapatkan nilai reactor pada bus serawak adalah 81 Mvar, namun reactor yang ada di pasaran adalah 100 Mvar sehingga bus serawak akan di pasang reactor sebesar 100 Mvar , sedangkan untuk pltu singkawang dari hasil perhitungang di dapatkan nilai nilai reactor sebesar 19,2 Mvar maka di pilih reactor 20 Mvar, dan

untuk senggiring di peroleh dari perhitungan 19 Mvar sedangkan untuk kapasitas yang akan di pasang juga 20 Mvar untuk mencegah *undervoltage* karena pemasangan reactor di bus yang lain, di lakukan tapping trafo pada keadaan *On Load Tap Charger* yang akan beroperasi secara otomatis. Hasil simulasi setelah di beri kompensasi dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 4.19 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi Setelah dilakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	BENGKA-YANG	1,01	7,45	15,1	9,4	-	-
2	SERAWAK	1,01	16,16	-	-	150	4
3	Backbone Sei Raya	1	6,50	-	-	-	-

Pada Tabel 4.19 Setelah di lakukan kompensasi dengan pemasangan reactor nilai bus yang *over voltage* menjadi stabil, namun pengaruh dari pemasangan reactor beberapa bus yang awalnya stabil menjadi *under voltage* karena pemasangan reactor di atas perhitungan, karena kapasitas reactor di sesuaikan dengan kapasitas yang ada di pasaran, sehingga trafomator yang berada di dekat bus yang *under voltage* bekerja dengan otomatis melakukan tapping, Akibat perubahan nilai nominal Tapping Transformator tersebut menyebabkan terjadinya perubahan magnitude tegangan dan sudut fasa pada tiap bus beban (Bus PQ) dan perubahan sudut fasa pada tiap bus pembangkit (Bus PV) dalam sistem tenaga listrik, setelah sistem di tapping dan di pasang reactor sistem semua menjadi stabil. Hasil simulasi daya keseluruhan setelah di lakukan kompensasi dapat di lihat pada lampiran tabel A.8, Sedangkan untuk analisa aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.20

Tabel 4.20 Hasil Simulasi Aliran Daya kelistrikan Kalimantan Barat 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi setelah di lakukan kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Singkawang	Sambas	26,8	-2,6	27	0,5	-6,8
Singkawang	Bengkayang	9,3	-11,8	15	0,1	-9,1
PLTU Singkawang	Singkawang	73,7	-3,2	73,7	1,3	1,4
PLTU Singkawang	Senggiring	61,4	5,4	62,5	0,7	0,061
Senggiring	Parit baru	38,2	-13,9	38,8	0,6	-3,2
Parit baru	Siantan	160,1	-38,9	164,7	2,8	8,4
Parit baru	Kota baru 1	126,2	1	126,2	1,6	4,4
Bengkayang	Ngabang	75,3	-10,7	76,1	1,3	-1,4
Serawak	Mabong	74,9	-55,3	93,1	1	-58,8
Ngabang	Tayan	67,2	-13,4	68,5	0,6	-1,5
Sintang	Naga pinoh	12,7	-4,1	12,9	0,018	-3,5
Sintang	Putus sibau	4,4	-6	7,4	0,009	-13,54
Naga pinoh	Kota baru 2	4,3	-5,5	7	0,005	-8,1
Sekadau	Sintang	34,3	-11,1	36,1	0,3	-6,8
Sanggau	Sekadau	42,9	-9,3	43,9	0,2	-2,8
Sanggau	Etikong	4,7	-8,9	10,1	0,012	-11,8
Tayan	Sanggau	70,1	-8	70,6	1,25	-1,8
Sandai	Tayan	41,4	-19,5	45,7	0,7	-10,6

Tabel 4.20 Hasil Simulasi Aliran Daya kelistrikan Kalimantan Barat 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi setelah di lakukan kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Siantan	Tayan	43,8	-17,4	47,1	1,01	-2,4
Sandai	Sukadana	37,1	-10,5	38,7	0,3	-6,9
PLTU KALBAR 2	Kota baru 1	50	3,7	50,1	0,046	1,9
Kota baru 1	Rasau	10,6	3,9	11,3	0,012	-2,6
Kota baru 1	Cemara	63,4	-3,3	63,5	0,1	-0,3
Cemara	Sei raya	35,8	4,6	36,1	0,038	-0,7
Siantan	Sei raya	1,5	21,5	21,3	0,095	-1,9
Kota baru 1	Siantan	15,9	-21,9	21,7	0,14	-2,1
Sukadana	Ketapang	28	-9,4	29,5	0,2	-8,4
Ketapang	Kendawang	14,2	-9,3	17	0,06	-8,7
Kendawang	Air upah	10,7	-2,8	11,1	0,014	-4,2
Backbone Sampit	Backbone Sei Raya	96,5	-36,7	103,2	0,358	0

Berdasarkan tabel 4.20 dapat dilihat bahwa rugi-rugi transmisi pada sistem Kalimantan Barat menurun menjadi 15,367 Mw

Tabel 4.21 Hasil Komponen DC

Data	Rectifier	Inverter
Tegangan DC	500 kV	605,4 kV
Tap Transformator	5 %	5 %
Sudut Kontrol	16 degree	15 degree
Daya Aktif	97,2 Mw	96,5 Mw
Daya Reaktif	38,3 Mvar	-36,7 Mvar
Power Faktor	0,93	-0,935
Arus DC	0,16 kA	0,16 kA

seperti dilihat pada tabel 4.21. bahwa tegangan inverter adalah 605,4 sedangkan bila menggunakan perhitungan manual dengan rumus 4.7 - 4.8 didapatkan 673,2 sehingga di dapatkan error sebesar 10% dengan rugi-rugi transmisi sebesar 0,7 Mw yang di dapatkan dari resistansi trafo.

#### 4.3.2 Simulasi Aliran Daya pada Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 dengan Pemasangan Jalur Interkoneksi 500 kV AC

Pada wilayah Kalimantan Selatan dan Tengah di hubungkan menggunakan transmisi AC, untuk membuat transmisi AC dengan menaikan tegangan menjadi 500 kV harus ada beberapa CB yang di buka, agar sistem dapat naik semua di rating tegangan 500 kV, CB yang di buka antara lain Selat-Sebar, Buntok-Tanjung, Kasongan-Palangkara, setelah CB di buka sistem Kalimantan Selatan dan Tengah akan mendapatkan aliran daya dari Balikpapan, arah aliran daya yang akan mengalir ke Kalimantan Selatan dan Tengah akan melewati *Backbone* Cempaka ke *Backbone* Palangkaraya, lalu dari *Backbone* Palangkaraya akan menuju *Backbone* sampit yang nantinya akan di lanjutkan *suplay* daya ke Kalimantan Barat, Setelah melakukan perubahan *single line diagram* hasil dari simulasi aliran daya dapat dilihat pada tabel di bawah ini:

Tabel 4.22 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Palangkaraya	1,58	-103,53	82	50,8	-	-
2	New Palangkaraya	1,58	-103,60	72,6	45	-	-
3	Amuntai	1,74	-113,94	64,9	40,2	-	-
4	Tamiang	1,75	-113,98	9,1	5,7	-	-
5	Barikin	1,74	-113,34	78,2	48,5	-	-
6	Paringin	1,74	-113,29	45,1	28	-	-
7	Rantau	1,74	-113,43	88,1	54,6	-	-
8	Kayutangi	1,98	-111,09	38,7	24	-	-
9	PLTA Kusan	1,72	-111,51	-	-	40	-20
10	Cempaka 150	1,68	-111,40	199,9	123,9	-	-
11	Kandangan	1,74	-113,39	37,6	23,3	-	-
12	Aronio	1,71	-112,4	7,1	4,4	-	-
13	Cempaka 70 kV	1,70	-112,34	7,4	4,6	-	-
14	Pelihari	1,71	-111,91	68,1	42,2	-	-
15	Bati-Bati	1,69	111,2	41,1	25,4	-	-
16	Asam-Asam 12	1,69	-110,89	35,2	21,8	-	-
17	PLTU Kalselteng #2-1	1,69	-110,89	-	-	80	-40
18	PLTU Kalselteng #2-2	1,69	-110,89	-	-	80	-40
19	PLTU Asam-Asam #1	1,69	-110,89	-	-	40	0
20	PLTU Asam-Asam #2	1,69	-110,89	-	-	40	0
21	PLTU Asam-Asam #3	1,69	-110,89	-	-	40	0



Tabel 4.22 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
22	PLTU Asam-Asam #4	1,69	-110,89	-	-	40	0
23	Batulicin	1,72	-114,98	93,7	58,1	-	-
24	Kota baru	1,73	-115,39	41,4	25,6	-	-
25	Mantuil	1,66	-113,8	95,7	59,3	-	-
26	Bandara	1,67	-113,84	66,3	41,4	-	-
27	Sei Tabuk	1,67	-113,54	45,3	28,1	-	-
28	PLTA Riam Kanan	1,67	-113,54	-	-	40	0
29	GI SULIN	1,67	-113,54	45,3	28,1	-	-
30	Trisakti 150	1,66	-113,94	20,6	12,8	-	-
31	Trisakti 70	1,75	-116,47	207,4	128,5	-	-
32	Sebar	1,67	-114,02	29,2	18,1	-	-
33	Selat	1,61	-107,44	63,7	39,5	-	-
34	Marabahan	1,71	-115,38	25	15,5	-	-
35	Pulpis	1,61	-107,54	24,7	15,3	-	-
36	PLTU Pulpis #1	1,60	-106,44	-	-	40	0
37	PLTU Pulpis #1	1,60	-106,44	-	-	40	0
38	Kuala Kurun	1,68	-100,69	10,2	6,3	-	-
39	Puruk Cahu	1,70	-98,80	14,7	8,7	-	-
40	Muara Teweh	1,70	-97,79	20,2	12,5	-	-
41	FSPT 2	1,72	-114,39	-	-	50	-25
42	FSPT 2	1,72	-114,39	-	-	50	-25
43	Tanjung	1,72	-115,03	82,5	51,1	-	-

Tabel 4.22 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
44	PLTG Kalteng 1-1	1,72	-115,03	-	-	80	-10
45	PLTG Kalteng 1-2	1,72	-115,03	-	-	80	-10
46	Butok	1,70	-9,27	32,2	19,9	-	-
47	Sukamara	1,52	-104,67	7,6	4,7	-	-
48	Pltmg Bangkanai #1	1,70	-95,77	-	-	8	0
49	Pltmg Bangkanai #2	1,70	-95,77	-	-	8	0
50	Pltmg Bangkanai #3	1,70	-95,77	-	-	8	0
51	Pltmg Bangkanai #4	1,70	-95,77	-	-	8	0
52	Pltmg Bangkanai #5	1,70	-95,77	-	-	8	0
53	Pltmg Bangkanai #6	1,70	-95,77	-	-	8	0
54	Pltmg Bangkanai #7	1,70	-95,77	-	-	8	0
55	Pltmg Bangkanai #8	1,70	-95,77	-	-	8	0
56	Pltmg Bangkanai #9	1,70	-95,77	-	-	8	0
57	Pltmg Bangkanai #10	1,70	-95,77	-	-	8	0
58	Pltmg Bangkanai #11	1,70	-95,77	-	-	8	-3
59	Pltmg Bangkanai #12	1,70	-95,77	-	-	8	-3
60	Pltmg Bangkanai #13	1,70	-95,77	-	-	8	-3
61	Pltmg Bangkanai #14	1,70	-95,77	-	-	8	-3
62	Pltmg Bangkanai #15	1,70	-95,77	-	-	8	-3

Tabel 4.22 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
63	Pltmg Bangkanai #16	1,70	-95,77	-	-	8	-3
64	Pltmg Bangkanai	1	-95,77	-	-	100	-30
65	Kasogan	1,57	-104,72	44,5	27,6	-	-
66	Kalselteng #3-1	1,56	102,10	-	-	80	-40
67	Kalselteng #3-2	1,56	102,10	-	-	80	-30
68	Sampit	1,53	-105	82,8	51,3	-	-
69	Pbanteng	1,52	-105	13,7	8,5	-	-
70	PLTU Sampit #1	1,54	-105,58	-	-	20	0
71	PLTU Sampit # 2	1,54	-105,58	-	-	15	0
72	PLTU Sampit	1,54	-105,58	21,5	13,3	-	-
73	Pangkalbun	1,51	-104	78	48,3	-	-
74	KL Pembuang	1,54	105	10,6	6,6	-	-
75	NagaBulik	1,52	-104	8,2	5,1	-	-
76	PLTG Kalteng # 1-1	1,51	-104	-	-	80	-20
77	PLTG Kalteng #1-2	1,51	-104	-	-	80	-30
78	Backbone Palangkaraya	1,51	-106,10	-	-	-	-
79	Backbone Sampit	1,52	-106,13	-	-	-	-
80	Backbone Cempaka	1,44	-105,76	-	-	-	-

Pada Tabel 4.22 dapat dilihat bahwa banyak bus yang mengalami *over voltage* karena pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 150 kV banyak di pasang kapasitor shunt sehingga tegangan

menjadi naik, penyebab lain karena perubahan rating tegangan dari 150 kV ke 500 kV dan perubahan saluran membuat *line charging* semakin tinggi. Untuk analisa aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.23

Tabel 4.23 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Kasogan	Sampit	34,3	21,6	40,5	1,1	-23,4
Kasongan	Palangkaraya	0	0	0	0	0
Pembangkit Pulpis	New Palangkaraya	9,7	32,7	34,1	0,037	-0,19
Palangkaraya	Pulpis	19,2	-63,1	65,9	0,6	-11,3
Selat	Pulpis	6,2	-4,4	7,6	0,003	-6,3
Pembangkit Pulpis	Selat	70,2	-33,8	78	0,3	-3,8
Selat	Sebar	0	0	0	0	0
Sebar	Trisakti 150 kV	1,5	56,7	56,7	0,094	-2,3
Mantuil	Trisakti 150 kV	190,3	-95,3	212,8	0,6	-0,4
Mantuil	Bandara	149	-130,4	198	0,5	-0,9
Bandara	Cempaka	115,2	-115	162,8	0,2	-1,4
Asam	Satui	84	-47,6	96,5	1,2	-9,8
Satui	Batu Licin	67,8	-47	82,5	0,5	-7,2
Asam	Pelaihari	41,1	-42,4	59,1	0,2	-9,9
Cempaka 150 kV	Pelihar	27,1	-75,9	80,6	0,2	-4,9

Tabel 4.23 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Cempaka 150 kV	Barikin	34,5	-66,9	75	0,8	-16,7
Kayutangi	Sebar	16,1	26	30,6	0,003	-2,9
Barikin	Amuntai	37	-26,6	45,6	0,1	-7,2
Tanjung	Barikin	62,6	21,5	66,2	1,6	-1,1
Buntok	Tanjung	0	0	0	0	0
Buntok	Muara Teweh	16,1	-17,8	24	0,028	-27,7
BKNI	Muara Teweh	117,1	-8,5	113,9	0,9	-5,5
PLTU Sampit	Sampit	1,4	2,1	2,5	0,001	-3,6
Sei Tabuk	Kayutangi	88,4	-109,8	140,8	0,2	-2,5
Mantuil	Sei Tabuk	91,4	-132,4	160,9	0,3	-2,09
Trisakti 150	Ulin (GIS)	76,9	33,9	84,1	0,1	-1,6
Cempaka 150	Ulin (GIS)	14,2	45,9	48,1	0,088	-7,8
Pangkalan Bun	Sukamara	5,9	-25,8	26,4	0,028	-29,4
Amuntai	Tamiang Layang	4,6	-39,4	39,6	0,02	-4,08
Kayutangi	Marabahan	46	-59,8	75,4	0,4	-24,4
Barikin	Marabahan	20,6	-50,9	54,9	0,1	-31,7
Cempaka 70	Aronio	3,5	-8,1	8,9	0,005	-0,8

Tabel 4.23 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Batu licin	Kota baru	20,7	-31,7	37,9	0,094	-7,2
Kalsel 3	Kasogan	79,9	-37,4	88,3	0,7	-17,5
PLTA Kusan	Cempaka 150	6,4	13,2	14,6	0,1	-24,9
PLTA Kusan	Rantau	33,6	-34	47,8	0,4	-25
Pangkalan Bun	Pangkalan Banteng	27,9	-31	41,7	0,18	-6,4
Pangkalan Banteng	Sampit	1,4	2,1	44,3	0,001	-3,6
Pangkalan Bun	NagaBulik	10	-23,3	25,3	0,031	-14,5
Nanga Bulik	Sukamara	5,9	-25,8	26,4	0,028	-29,4
Kandangan	Rantau	54,5	-88,4	103,9	0,02	-0,4
Barikin	Kandangan	91,9	-65,7	113	0,8	-16,7
Asam-Asam	Bati-Bati	108,5	-13,1	109,2	0,14	-2,4
Bati-Bati	Cempaka 150	67,4	35,2	76	0,071	-2,8
Kuala Kurun	PLTU Kalselteng 1	73,6	-16,4	75,4	0,7	-26,8
PLTU Kalselteng 1	Kasogan	72,9	43,2	84,7	1,1	-23,4
Paringin	Barikin	95,9	-91,2	132,4	0,16	-30,5
Tanjung	Paringin	141,5	-68,6	157,2	0,6	-5,2

Tabel 4.23 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Palangkaraya	New Palangkaraya	61,9	-63,6	88,8	0,037	-0,19
Parenggean	Kasongan	51,3	33,3	61,1	0,2	-3,8
Parenggean	Sampit	37,6	28,8	47,3	0,16	-4
Backbone Balikpapan	Backbone Cempaka	559,2	-1182,3	1306,5	42,64	-190
Backbone Cempaka	Backbone Palangkaraya	16,6	-677,5	677,7	2,25	-37,6
Backbone Palangkaraya	Backbone Sampit	1,9	-224,5	224,5	0,05	-255,7
Backbone Sampit	Backbone Sei raya	80,7	108,3	135,1	0,001	0

Dari Tabel 4.23 dapat di ketahui bahwa rugi-rugi transmisi meningkat ketika sistem Kalimantan Selatan dan Tengah di pasang *backbone* menjadi 60,76 Mw hal tersebut terjadi karena perubahan nilai nilai tahanan dan tegangan pada sistem. Untuk menurunkan tegangan di pasang sebuah reactor shunt dengan perhitungan reactor shunt menggunakan persamaan 4.11-4.16 namun sebelumnya lepas semua kapasitor shunt yang telah terpasang pada sistem 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah, hasil perhitungan reactor shunt dapat dilihat pada tabel 4.24

Tabel 4.24 perbaikan menggunakan Var Kompensator

NO	Nama bus	Hasil Perhitungan (Mvar)	Reactor terpasang (Mvar)
1	PLTU Kalselteng	79,61492	80
2	PLTMG Bangkanai	39,07477	40

Tabel 4.24 Perbaikan Menggunakan Var Kompensator (Lanjutan)

NO	Nama bus	Hasil Perhitungan (Mvar)	Reactor terpasang (Mvar)
3	Backbone Cempaka	268,401	250
4	Backbone Palangkaraya	191,69	200
5	Backbone Sampit	19,16789	50

Setelah melakukan kompensasi menggunakan reactor shunt, dilakukan kembali analisis aliran daya. Hasil simulasi dapat dilihat pada Tabel 4.25

Tabel 4.25 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi Setelah dilakukan Perbaikan

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Palangkaraya	1,01	-14,85	47,4	29,4	-	-
2	New Palangkaraya	1,01	-14,89	41,9	26	-	-
3	Amuntai	0,98	-10,76	31,5	19,5	-	-
4	Tamiang	0,98	-10,80	6,4	4	-	-
5	Barikin	0,99	-10,08	38,5	23,9	-	-
6	Paringin	0,99	-9,76	22,3	13,8	-	-
7	Rantau	0,99	-10,19	43,3	26,8	-	-
8	Kayutangi	0,99	-14,47	12,6	7,8	-	-
9	PLTA Kusan	1,02	-9,74	-	-	40	0,9
10	Cempaka 150 kV	1	-14,41	104,5	64,7	-	-
11	Kandangan	0,99	-10,18	18,5	11,5	-	-



Tabel 4.25 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi Setelah dilakukan Perbaikan (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
12	Aronio	1,01	-15,89	3,7	2,3	-	-
13	Cempaka 70 kV	1,01	-15,77	3,9	2,4	-	-
14	Pelihari	1	-14,27	34,7	21,5	-	-
15	Bati-Bati	1,01	-13,45	30	18,6	-	-
16	Asam-Asam 12	1,02	-12,29	18,5	11,5	-	-
17	PLTU Kalselteng #2-1	1,02	-12,29	-	-	80	17
18	PLTU Kalselteng #2-2	1,02	-12,29	-	-	80	17
19	PLTU Asam-Asam #1	1,02	-12,29	-	-	50	5,7
20	PLTU Asam-Asam #2	1,02	-12,29	-	-	50	5,7
21	PLTU Asam-Asam #3	1,02	-12,29	-	-	50	12,9
22	PLTU Asam-Asam #4	1,02	-12,29	-	-	50	12,9
23	Batulicin	1	-17,81	47,4	29,4	-	-
24	Kota baru	1	-18,33	20,8	12,9	-	-
25	Mantuil	0,99	-14,75	50,6	31,4	-	-
26	Bandara	1	-14,65	34,9	21,6	-	-
27	Sei Tabuk	0,99	-14,49	23,7	14,7	-	-
28	PLTA Riam Kanan	0,99	-14,49	-	-	70	6,3
29	GI SULIN	0,99	-15,26	95	58,9	-	-
30	Trisakti 150	0,98	-15,20	10,8	6,7	-	-
31	Trisakti 70	0,99	-18,80	100,9	62,5	-	-
32	Sebar	0,99	-14,96	15,2	9,4	-	-

Tabel 4.25 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi Setelah dilakukan Perbaikan (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
33	Selat	1	-14,72	35,4	21,9	-	-
34	Marabahan	0,99	-13,01	12,6	7,8	-	-
35	Pulpis	1,01	-15,11	13,7	8,5	-	-
36	PLTU Pulpis #1	1,01	-13,46	-	-	30	7,8
37	PLTU Pulpis #1	1,01	-13,46	-	-	30	7,8
38	Kuala Kurun	1,02	0,95	5,5	3,4	-	-
39	Puruk Cahu	1,02	5,34	7,4	4,6	-	-
40	Muara Teweh	1,01	7,61	14,7	9,1	-	-
41	FSPT 2	1,02	-2,42	-	-	80	2,9
42	FSPT 2	1,02	-2,42	-	-	80	2,9
43	Tanjung	1,01	-5,16	41,9	26	-	-
44	PLTG Kalteng 1-1	1,01	-5,16	-	-	80	17,5
45	PLTG Kalteng 1-2	1,01	-5,16	-	-	80	17,5
46	Butok	1,01	6,95	16,7	10,4	-	-
47	Pltmg Bangkanai #1	1,02	11,76	-	-	8	0,8
48	Pltmg Bangkanai #2	1,02	11,76	-	-	8	0,8
49	Pltmg Bangkanai #3	1,02	11,76	-	-	8	0,8
50	Pltmg Bangkanai #4	1,02	11,76	-	-	8	0,8
51	Pltmg Bangkanai #5	1,02	11,76	-	-	8	0,8
52	Pltmg Bangkanai #6	1,02	11,76	-	-	8	0,8

Tabel 4.25 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi Setelah dilakukan Perbaikan (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
53	Pltmg Bangkanai #7	1,02	11,76	-	-	8	0,8
54	Pltmg Bangkanai #8	1,02	11,76	-	-	8	0,8
55	Pltmg Bangkanai #9	1,02	11,76	-	-	8	0,8
56	Pltmg Bangkanai #10	1,02	11,76	-	-	8	0,2
57	Pltmg Bangkanai #11	1,02	11,76	-	-	8	0,2
58	Pltmg Bangkanai #12	1,02	11,76	-	-	8	0,2
59	Pltmg Bangkanai #13	1,02	11,76	-	-	8	0,5
60	Pltmg Bangkanai #14	1,02	11,76	-	-	8	0,5
61	Pltmg Bangkanai #15	1,02	11,76	-	-	8	0,5
62	Pltmg Bangkanai #16	1,02	11,76	-	-	8	0,2
63	Pltmg Bangkanai	1,02	11,76	-	-	40	5,6
64	Sukamara	1,03	-13,14	4,7	2,9	-	-
65	Kasogan	1,01	-8,86	25,9	16,1	-	-
66	Kalselteng #3-1	0,99	-6,37	-	-	30	20,1
67	Kalselteng #3-2	0,99	-6,37	-	-	30	20,1
68	Sampit	1,01	-12,34	49,9	30,9	-	-
69	Pbanteng	1,01	-12,69	8,4	5,2	-	-
70	PLTU Sampit #1	1,01	-12,35	-	-	10	4,2
71	PLTU Sampit #2	1,01	-12,35	-	-	10	2,4

Tabel 4.25 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi Setelah dilakukan Perbaikan (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
72	PLTU Sampit	1,01	-12,35	13	8	-	-
73	Pangkalbun	1,02	-12,67	48,7	30,2	-	-
74	KL Pembuang	1,01	-12,61	6,4	3,9	-	-
75	NagaBulik	1,03	-13,08	6,6	4,1	-	-
76	PLTG Kalteng # 1-1	1,02	-12,63	-	-	30	6,2
77	PLTG Kalteng #1-2	1,02	-12,63	-	-	30	6,2
78	Backbone Palangkaraya	1,01	-14,60	-	-	-	-
79	Backbone Sampit	1,01	-14,67	-	-	-	-
80	Backbone Cempaka	1,01	-14,05	-	-	-	-

Setelah melakukan kompensasi pada tabel 4.25 dapat dilihat bahwa tegangan pada (PQ) bus dan PV(bus) turun sesuai *standart*. Hal tersebut dikarenakan pemasangan reactor shunt yang membuat sistem mendapatkan tambahan nilai induktif. Hasil analisis aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.26

Tabel 4.26 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Setelah dilakukan Perbaikan

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Kasongan	Sampit	45,1	-15,3	47,7	0,5	-6
Kasongan	Palangkaraya	0	0	0	0	0
Pembangkit Pulpis	New Palangkaraya	15,2	-3,6	15,6	0,1	-5,7
Palangkaraya	Pulpis	4,7	4,2	6,4	0,03	-5,3

Tabel 4.26 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Setelah dilakukan Perbaikan (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Selat	Pulpis	9	-3,5	9,7	0,017	-2,3
Pembangkit Pulpis	Selat	44,8	17,7	48,2	0,3	-0,7
Selat	Sebar	0	0	0	0	0
Sebar	Trisakti 150 kV	17,1	4,6	17,8	0,026	-0,8
Mantuil	Trisakti 150 kV	42,7	17,9	46,3	0,08	-0,8
Bandara	Mantuil	13,9	26,5	29,9	0,04	-1,1
Cempaka	Bandara	31,4	24	39,5	0,05	-0,8
Asam	Satui	46,1	-4,2	46,3	0,8	-2,1
Satui	Batu Licin	34,5	-8,7	35,6	0,3	-2
Asam	Pelaihari	37,2	8,4	38,1	0,3	-2,4
Pelihar	Cempaka 150 kV	2,1	-10,6	10,8	0,013	-2
Barikin	Cempaka 150 kV	35	-17,3	39,1	0,8	-4
Kayutangi	Sebar	24,8	-4,4	25,2	0,057	-0,8
Barikin	Kayutangi	48,9	-13	50,6	0,8	7,1
Barikin	Amuntai	19,1	8,3	20,8	0,096	-2,1
Tanjung	Barikin	55,5	-3,4	55,6	0,9	-5,7
Buntok	Tanjung	0	0	0	0	0

Tabel 4.26 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Setelah dilakukan Perbaikan (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Muara Teweh	Buntok	8,4	-4,6	9,6	0,02	-9
BKNI	Muara Teweh	83,9	-15,8	85,4	1,4	2,5
PLTU Sampit	Sampit	0,3	2,4	2,5	0,001	-1,5
Sei Tabuk	Kayutangi	1,1	3,5	3,7	0,001	-1,3
Sei Tabuk	Mantuil	22	-10,1	24,2	0,025	-1,2
Trisakti 150	Ulin (GIS)	3,7	-2,8	4,7	0,001	-0,7
Cempaka 150	Ulin (GIS)	44	29,7	53,1	0,2	-1,7
Pangkalan Bun	Sukamara	4	-11	11,7	0,013	-13,5
Amuntai	Tamiang Layang	3,2	0,7	3,3	0,001	-1,3
Marabahan	Kayutangi	19,4	-8,8	21,4	0,1	-8,5
Barikin	Marabahan	32,5	-10,2	34	0,3	-9,2
Cempaka 70	Aronio	1,8	-2,5	3,1	0,002	-0,3
Batu licin	Kota baru	10,5	-8,7	13,6	0,037	-2,4
Kalsel 3	Kasogan	30	-20,7	36,4	0,3	-7,2
PLTA Kusan	Cempaka 150	33,2	-6,4	33,8	0,83	-6,4
PLTA Kusan	Rantau	6,7	5,5	8,7	0,1	-8,6
Pangkalan Bun	Pangkalan Banteng	3	6,5	7,1	0,019	-3,1
Sampit	Pangkalan Banteng	5,5	-7,5	9,3	0,016	-16,6

Tabel 4.26 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Setelah dilakukan Perbaikan (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Pangkalan Bun	NagaBulik	7,3	-9	11,6	0,016	-6,6
Nanga Bulik	Sukamara	4	-11	11,7	0,013	-13,5
Kandangan	Rantau	36,7	12,6	38,8	0,009	-0,14
Barikin	Kandangan	55,3	24	60,3	0,8	-4
Asam-Asam	Bati-Bati	146,6	27,6	149,2	0,7	2
Bati-Bati	Cempaka 150	115,8	6,9	116,1	0,4	0,8
Kuala Kurun	PLTU Kalselteng 1	58,6	-15,9	60,7	1,1	-6,4
PLTU Kalselteng 1	Kasogan	57,6	-9,4	58,2	1	-6,6
Paringin	Barikin	194,4	-27,4	195,9	0,9	-5,7
Tanjung	Paringin	220,3	1,3	220,3	4	15
Palangkaraya	New Palangkaraya	26,8	23,7	35,8	0,014	-0,08
Kasogan	Parenggean	55,7	-18	58,5	0,57	-0,16
Parenggean	Sampit	47,1	-22,8	52,3	0,4	-0,5
Backbone Balikpapan	Backbone Cempaka	88,6	-253,8	268,8	0,5	-368,5
Backbone Cempaka	Backbone Palangkaraya	48,8	-110,3	120,6	0,039	-187,3

Tabel 4.26 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2026 Setelah dilakukan Perbaikan (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Backbone Palangkaraya	Backbone Sampit	9,4	-56	56,8	0,001	-115
Backbone Sampit	Backbone Sei raya	96,9	39,1	104,4	0,358	0

Dari Hasil simulasi Aliran daya dapat di ketahui bahwa rugi-rugi daya pada sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah turun menjadi 19,408 Mw.

#### 4.3.3 Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 dengan Pemasangan Jalur Interkoneksi 500 kV AC

Pada wilayah Kalimantan Timur dan Utara di hubungkan menggunakan transmisi AC, untuk membuat transmisi AC dengan menaikkan tegangan menjadi 500 kV harus ada beberapa CB yang di buka, agar sistem dapat naik semua di rating tegangan 500 kV, CB yang di buka antara lain, Manggar-Senipah, Karangjoan-Senipah, Sambera-Bontang, Kembang Janggut-Muara Bengkal, Muara Wahau-Sanggata dan Bukit Biru-Sepaku setelah CB di buka sistem Kalimantan Timur dan Utara mensuplai daya di wilayah yang lain karena energi di Kalimantan Timur dan Utara banyak, aliran daya sistem Kalimantan Timur dan Utara di mulai dari Tanjung Redep karena terdapat generator swing di Tanjung Redep, selanjutnya mengalir ke Bontang, Bontang ke Samarinda, Samarinda ke Balikpapan, Balikpapan di kirim ke Kalimantan Selatan dan Tengah melalui Cempaka, Selain itu sistem Kalimantan Timur dan Utara akan menjual energi ke Sabah.

Setelah melakukan perubahan *single line diagram* dengan menambah jalur interkoneksi hasil dari simulasi aliran daya dapat dilihat pada tabel di bawah ini:



Tabel 4.27 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Tanjung redep	0,91	-63,60	40,7	25,2	-	-
2	Tanjung selor	0,92	-66,14	20	15	-	-
3	Sekatak	0,93	-66,27	3,2	2,4	-	-
4	Malinau	0,93	-68,68	16	9,9	-	-
5	Krayan	0,92	-70,23	0,9	0,6	-	-
6	Kayan hulu	0,93	-68,68	0,9	0,5	-	-
7	Tana kidung	0,93	-68,21	2,9	2,2	-	-
8	Talisan	0,91	-63,64	2,3	1,4	-	-
9	Lati	0,91	-62,96	5,5	3,4	-	-
10	Sebuku	0,93	-69,49	1	0,6	-	-
11	Nunukan	0,92	-70,23	22,9	14,2	-	-
12	Gi industry	1,72	-108,3	130,1	80,6	-	-
13	Manggar	1,72	-107,86	141,4	87,6	-	-
14	Karjo	1,71	-107,18	97,7	60,6	-	-
15	New Balikpapan	1,72	-108,18	97,8	60,6	-	-
16	Balikpapan	1,71	-106,71	59,8	37,1	-	-
17	Karingau	1,71	-106,71	31,6	19,6	-	-
18	Samboja	1,6	-103,33	16	9,9	-	-
19	Sepaso	1,54	-98,46	5,8	3,6	-	-
20	Muara wahau	0,89	-55,91	4,4	2,7	-	-
21	Sepaku	1,71	-106,73	5,2	3,2	-	-
22	Kembang janggut	1,64	-104,22	3,8	2,3	-	-
23	Muara bengkel	0,9	-56,26	2,2	1,3	-	-
24	Sanga-sanga	1,58	-102,94	7,5	4,6	-	-
25	Mahakam ulu	1,73	-109,98	7,7	4,7	-	-
26	Tanjung batu	0,91	-62,48	1	0,6	-	-
27	Long pahangai	1,68	-105,2	1,3	0,8	-	-
28	Long apari	1,68	-105,2	1,5	0,9	-	-

Tabel 2.27 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi(Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
29	Senipah	1,58	-102,68	25,4	15,7	-	-
30	Haru	1,58	-103,06	71	44	-	-
31	Pltd kledang	1,72	-108,19	17,8	11	-	-
32	Tekawang	1,58	-102,99	171,6	106,3	-	-
33	Embalut	1,58	-102,5	56,9	35,3	-	-
34	Bukuan	1,58	-102,92	44,8	27,8	-	-
35	New samarinda	1,57	-102,4	71,6	44,4	-	-
36	Samarinda	1,57	-102,37	51,8	32,1	-	-
37	Tengorong	1,59	-103,32	82,1	50,9	-	-
38	Sambutan	1,57	-102,94	67,9	42,1	-	-
39	Samberah	1,57	-102,5	33,6	20,8	-	-
40	Bontang	1,55	-98,08	60,1	37,2	-	-
41	Sepaku	1,71	-106,73	5,2	3,2	-	-
42	Sinar mas #1-1	0,91	-66,14	-	-	2223,7	1566,3
43	Sinar mas #1-2	0,91	-66,14	-	-	100	-50
44	Pltu kaltim #5-1	0,89	-55,91	-	-	70	-30
45	Pltu kaltim #5-2	0,89	-55,91	-	-	70	-30
46	Pltu ftp #2-1	1,55	-97,70	-	-	80	-20
47	Pltu ftp #2-2	1,55	-97,70	-	-	80	-30
48	Pltg peaking kaltim #1-1	1,55	-98,8	-	-	50	0
49	Pltg peaking kaltim #1-2	1,55	-98,8	-	-	50	0
50	Pltd kanan	1,58	-102,50	14,7	9,1	-	-
51	Bontang koala	1,55	-98,10	18,7	11,6	-	-
52	Sanggata	1,54	-98,43	50,8	31,5	-	-
53	Kuaro	1,73	-109,73	16,1	10	-	-
54	Petung	1,72	-107,74	56,5	35	-	-
55	Longkis	1,73	-109,8	16,3	10,1	-	-
56	Bt sopang	1,73	-109,8	9,5	5,9	-	-
57	Paser	1,73	-98,43	69,9	43,3	-	-
58	Kota bangun	1,63	-104,17	13,3	8,3	-	-
59	Melak	1,68	-105,21	34,8	26,1	-	-
60	Maloy	1,54	-98,57	7,5	4,6	-	-

Tabel 2.27 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi(Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
61	Mpp kaltim #1-1	1,57	-102,9	-	-	8	-4
62	Mpp kaltim #1-2	1,57	-102,9	-	-	8	-4
63	Mpp kaltim #1-3	1,57	-102,9	-	-	8	-4
64	Mpp kaltim #1-4	1,57	-102,9	-	-	8	-4
65	Pltg samberah #1-1	1,57	-102,9	-	-	16	-6
66	Pltg samberah #1-2	1,57	-102,9	-	-	16	-6
67	Pltu kaltim mt #1-1	1,58	-102,8	-	-	25	-10
68	Pltu kaltim mt #1-2	1,58	-102,8	-	-	25	-10
69	Pltg senipah #1-1	1,58	-102,6	-	-	30	-10
70	Pltg senipah #1-2	1,58	-102,6	-	-	30	-10
71	Pltg senipah	1,58	-102,6	-	-	35	-15
72	Pltu tlk #1-1	1,71	-106,7	-	-	80	-40
73	Pltu tlk #1-2	1,71	-106,7	-	-	80	-20
74	Pltd cogindo #1	1,58	-102,4	-	-	8	-3
75	Pltd cogindo #2	1,58	-102,4	-	-	8	-3
76	Pltd cogindo #3	1,58	-102,4	-	-	8	-4
77	Pltd cogindo#4	1,58	-102,4	-	-	8	-4
78	Pltu kaltim #4-1	1,58	-102,5	-	-	50	-20
79	Pltu kaltim #4-2	1,58	-102,5	-	-	50	-10

Tabel 2.27 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi(Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
80	Ptu embalut eks	1,58	-102,5	-	-	30	-10
81	Ptu embalut #1	1,58	-102,5	-	-	10	0
82	Ptu embalut #2	1,58	-102,5	-	-	10	0
83	Kaltim peaker #1-1	1,58	-102,5	-	-	40	-20
84	Kaltim peaker #1-2	1,58	-102,5	-	-	40	-20
85	Kaltim peaker #1-3	1,58	-102,5	-	-	40	-20
86	Kaltim peaker #1-4	1,58	-102,5	-	-	40	-20
87	Kaltim peaker #1-5	1,58	-102,5	-	-	40	-20
88	Pltgu tanjung	0,91	-62,48	-	-	50	-2,5
89	Backbone Tanjung Redep	1,21	-93,76	-	-	-	-
90	Backbone Bontang	1,42	-102,22	-	-	-	-
91	Backbone Samarinda	1,46	-104,42	-	-	-	-
92	Backbone Balikpapan	1,51	-106,68	-	-	-	-
93	Backbone Sabah	1,22	-95,62	-	-	-	-

Pada Tabel 4.27 dapat dilihat bahwa banyak bus yang mengalami *over voltage* karena pada sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 150 kV memiliki banyak pembangkit yang tidak sebanding dengan jumlah bebannya sehingga sistem kelebihan daya reaktif di tambah dengan menaikkan rating tegangan menjadi 500 kV dan perubahan saluran yang lebih panjang membuat *line charging* semakin tinggi. Untuk analisa aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.28

Tabel 4.28 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Bontang	Koala Bontang	25,7	28,9	38,7	0,009	-0,1
Koala Bontang	Sanggata	18,5	24,5	30,7	0,1	-3,3
Bontang	Samberah	0	0	0	0	0
Samberah	New Samarinda	22,3	24,4	33,1	0,021	-1,5
Samberah	SBT	0,1	-12,3	12,3	0,005	-4,5
Sanga-Sanga	SBT	19,2	16,8	25,6	0,071	-2,8
Bukuan	Sanga-Sanga	21,4	17,3	27,5	0,023	-0,8
Bukuan	Haru	30,7	18,5	35,8	0,089	-0,48
Embalut	Tengkawang	43	-16,6	46,1	0,097	-1
Embalut	BB	15,1	-85	40,4	0,19	-0,6
CFK	Embalut	16	7,3	17,6	0,003	-0,086
Haru	Samboja	4,6	-26,3	26,7	0,076	-3,5
Samboja	Karjo	0	0	0	0	0
Karjo	Manggan	61,3	-4,8	61,5	0,2	-0,8
Senipah	Manggan	0	0	0	0	0
Mangan	New Balikpapan	25,9	-13,5	29,2	0,066	-0,6
New Balikpapan	Gi Industri	32,3	-4,7	32,6	0,031	-0,2
Balikpapan	Karjo	85,9	10,4	86,5	0,074	0,042

Tabel 4.28 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Sebelum dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Balikpapan	Petung	45,5	-24,7	51,8	0,34	-2,6
Petung	Kuaro	30,9	-18,4	35,9	0,56	-3,5
Tenggong	Kota Bangun	14,5	1,6	14,6	0,041	-5
Karangau	New Balikpapan	70,6	1,8	70,6	0,17	-1,1
Embalut	New Samarinda	89,9	68,8	113,2	0,18	1,2
Kuaro	Tanah Grogot	8,5	-15,6	17,8	0,013	-1,4
Lati	Tanjung Redep	21,4	2,9	21,6	0,04	-2,6
Tanjung Redep	Tanjung Selor	37,3	-16,5	40,7	0,3	-5,9
Tanjung Selor	Tidang Pale	24,3	-8,5	25,7	0,1	-8,7
Tidang Pale	Malinau	22,5	-0,9	22,6	0,037	-2,2
Melak	PLTMG Bangkanai	0,01	-9,1	9,1	0,006	-9,1
Kota Bangun	Melak	9,9	-20,1	22,4	0,1	-11,4
Sanggata	Sepaso	3,8	-4,5	5,9	0,001	-0,9
Sepaso	Maloi	2,1	-4,6	5	0,002	-5,8
Muara Wahau	Sanggata	0	0	0	0	0
Muara Wahau	Tanjung Redep	65,9	-13,7	67,3	1,4	4,7
FTP-2	Bontang	79,8	53,5	96,1	0,4	0,3
Bukit Biru	Sepaku	0	0	0	0	0

Tabel 4.28 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Karingau	Sepaku	1,3	1,4	1,9	0	-2,2
Petung	Kuaro	30,9	-18,4	35,9	0,5	-3,5
Tanjung Redep	Talisyan	1,3	-2,5	2,8	0	-3,2
Sekatak	Juata	0	-7	7	0,003	-5,6
Juata	Tarakan	0	-1,3	1,3	0	-1,3
Malinau	Sebuku	13,4	-5,5	14,5	0,039	-6,7
Sebuku	Nunukan	12,8	0,9	12,9	0,041	-7
Kota Bangun	Kembang Jaggut	1	24,6	24,7	0,016	-12,1
New Balikpapan	Gis Balikpapan	70,6	1,8	70,6	0,17	1,1
New Samarinda	Gis Samarinda	92	81,1	122,6	0,2	0,6
Tanah Grogot	Sei Durian	1,9	-5,4	5,7	0,002	-6,5
Kembang Janggut	PLTA Tabang	0,02	-12,1	12,1	0,016	-12,1
Melak	Ujung Bilang	0,7	-6,4	6,4	0,002	-6,8
Muara Bengkal	Kembang jaggut	0	0	0	0	0
Muara Wahau	Muara Bengkal	1,5	28,8	28,8	0,3	-8,9
Malinau	PLTA Kaltara 1	0	-3,9	3,9	0	-3,8
Tanjung Selor	Sekatak	1,8	-10,2	10,3	0,009	-4,4
Senipah	Bukuan	5,3	-6,4	8,3	0,016	-16,14

Tabel 4.28 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Backbone Tanjung Redep	Backbone Bontang	29,4	-90,5	95,1	0,11	-280
Backbone Tanjung Redep	Backbone Sabah	128,4	-167,9	211,4	0,55	-301,5
Backbone Bontang	Backbone Samarinda	115,6	-20,8	117,4	0,15	-91,9
Backbone Samarinda	Backbone Balikpapan	192,6	-105,6	219,6	0,4	-89,11
Backbone Balikpapan	Backbone Cempaka	81	-253,7	266,3	0,48	-370

Dari Tabel 4.28 dapat di ketahui bahwa rugi-rugi transmisi meningkat ketika sistem Kalimantan Timur dan Utara di pasang *backbone* menjadi 7,899 Mw hal tersebut terjadi karena perubahan nilai tahanan dan tegangan pada sistem. Untuk menurunkan tegangan di pasang sebuah reactor shunt dengan perhitungan reactor shunt menggunakan persamaan 4.11-4.16, hasil perhitungan reactor shunt dapat dilihat pada tabel 4.29

Tabel 4.29 perbaikan menggunakan Var Kompensator

NO	Nama bus	Hasil Perhitungan (Mvar)	Reactor terpasang (Mvar)
1	SANGATA	47,5	50
2	Backbone Bontang	479,7	500
3	Backbone Samarinda	527,7	500
4	Backbone Palangkaraya	479,6	500



Tabel 4.29 Perbaikan Menggunakan Var Kompensator (Lanjutan)

NO	Nama bus	Hasil Perhitungan (Mvar)	Reactor terpasang (Mvar)
5	Backbone Balikpapan	479,7	500
6	Backbone Sabah	191,7	200
7	Backbone Tanjung Redep	479,7	500
8	Muara bengkal	76,8	80
9	Kembang janggut	78,4	80

Setelah melakukan kompensasi menggunakan reactor shunt, dilakukan kembali analisis aliran daya. Hasil simulasi dapat dilihat pada Tabel 4.30

Tabel 4.30 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Tanjung redep	1	-3,55	44,5	27,6	-	-
2	Tanjung selor	1,01	-5,80	21,7	16,3	-	-
3	Sekatak	1,01	-5,92	3,5	2,6	-	-
4	Malinau	1	-8	17,3	10,7	-	-
5	Krayan	1	-9,37	0,9	0,6	-	-
6	Kayan hulu	1	-8	0,9	0,6	-	-
7	Tana kidung	1,01	-7,59	3,1	2,4	-	-
8	Talisan	1	-3,59	2,5	1,6	-	-
9	Lati	1,01	3,12	6,1	3,8	-	-
10	Sebuku	1	-8,73	1	0,6	-	-
11	Nunukan	1	-9,37	24,7	15,3	-	-
12	Gi industry	0,98	-17,12	64,5	40	-	-
13	Manggar	0,98	-16,52	70,4	43,7	-	-
14	Karjo	0,99	-15,55	49	30	-	-
15	New Balikpapan	0,99	-16,94	48,6	30,1	-	-

Tabel 4.30 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
16	Balikpapan	0.99	-14,85	30,1	18,6	-	-
17	Karingau	0.99	-14,85	30,1	18,6	-	-
18	Samboja	1.01	-7,04	9	5,6	-	-
19	Sepaso	0.96	-6,81	3,3	2	-	-
20	Muara wahau	1.01	2,23	4,9	3	-	-
21	Sepaku	0.99	-14,88	2,6	1,6	-	-
22	Kembang janggut	0.97	-7,43	2	1,3	-	-
23	Muara bengkel	0.96	2,70	2,3	1,4	-	-
24	Sanga-sanga	1	-6,56	4,3	2,6	-	-
25	Mahakam ulu	1,01	-19,74	3,9	2,4	-	-
26	Tanjung batu	1,01	-2,80	1	0,6	-	-
27	Long pahangai	1	-8,87	0,8	0,5	-	-
28	Long apari	1	-8,87	0,7	0,4	-	-
29	Senipah	1.01	-5,83	14,6	9,1	-	-
30	Haru	0.99	-6,74	40,4	25	-	-
31	Pltd kledang	0.99	-16,96	8,8	5,5	-	-
32	Tekawang	0.99	-6,73	97,5	60,4	-	-
33	Embalut	0.99	-6,19	32,3	20	-	-
34	Bukuan	1	-6,43	25,6	15,9	-	-
35	New samarinda	0.97	-7,22	40,2	24,9	-	-
36	Samarinda	0.97	-7,36	28,9	17,9	-	-
37	Tengorong	0.98	-6,9	45,6	28,2	-	-
38	Sambutan	0.99	-6,9	38,5	23,9	-	-
39	Samberah	0.98	-6,9	19	11,8	-	-
40	Bontang	0.98	-6,32	34,6	21,4	-	-
41	Sepaku	0.99	-14,88	2,6	1,6	-	-
42	Sinar mas #1-1	1	-3,55	-	-	166,6	14,9
43	Sinar mas #1-2	1	-3,55	-	-	100	12,9
44	Pltu kaltim #5-1	1.01	2,23	-	-	70	15,8
45	Pltu kaltim #5-2	1.01	2,23	-	-	70	24,8
46	Pltu ftp #2-1	0.99	-5,58	-	-	80	65,4
47	Pltu ftp #2-2	0.99	-5,58	-	-	80	55,8
48	Pltg peaking kaltim #1-1	0.98	-6,32	-	-	50	15,6

Tabel 4.30 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
49	Pltg peaking kaltim #1-2	0,98	-6,32	-	-	50	15,8
50	Pltd kanan	0,99	-6,19	8,4	5,2	-	-
51	Bontang koala	0,98	-6,34	14,9	9	-	-
52	Sanggata	0,96	-6,77	29,1	18	-	-
53	Kuaro	1,01	-19,49	8,2	5,1	-	-
54	Petung	1	-16,49	28,6	17,7	-	-
55	Longkis	1,01	-19,63	8,3	5,1	-	-
56	Bt sopang	1,01	-19,63	4,8	3	-	-
57	Paser	1,01	-19,49	35,4	21,9	-	-
58	Kota bangun	0,97	-7,50	7,1	4,4	-	-
59	Melak	0,99	-8,76	18,1	13,6	-	-
60	Maloy	0,96	-6,94	4,3	2,7	-	-
61	Mpp kaltim #1-1	0,98	-6,91	-	-	8	6,5
62	Mpp kaltim #1-2	0,98	-6,91	-	-	8	6,5
63	Mpp kaltim #1-3	0,98	-6,91	-	-	8	6,5
64	Mpp kaltim #1-4	0,98	-6,91	-	-	8	6,5
65	Pltg sumberah #1-1	0,98	-6,91	-	-	16	6,5
66	Pltg sumberah #1-2	0,98	-6,91	-	-	16	6,5
67	Pltu kaltim mt #1-1	1	-6,28	-	-	25	12,5
68	Pltu kaltim mt #1-2	1	-6,28	-	-	25	12,5
69	Pltg senipah #1-1	1,01	-5,83	-	-	30	7,8
70	Pltg senipah #1-2	1,01	-5,83	-	-	35	8
71	Pltgu senipah	1,01	-5,83	-	-	30	7,8
72	Pltu tlk #1-1	0,99	-14,85	-	-	80	20

Tabel 4.30 Hasil Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
73	Pltu tlk #1-2	0,99	-14,85	-	-	80	17,1
74	Pltd cogindo #1	0,99	-6,17	-	-	8	3,8
75	Pltd cogindo #2	0,99	-6,17	-	-	8	3,8
76	Pltd cogindo #3	0,99	-6,17	-	-	8	3,8
77	Pltd cogindo#4	0,99	-6,17	-	-	8	3,8
78	Pltu kaltim #4-1	0,99	-6,19	-	-	50	16,8
79	Pltu kaltim #4-2	0,99	-6,19	-	-	50	16,8
80	Pltu embalut eks	0,99	-6,19	-	-	30	8,3
81	Pltu embalut #1	0,99	-6,19	-	-	10	8,5
82	Pltu embalut #2	0,99	-6,19	-	-	10	8,5
83	Kaltim peaker #1-1	0,99	-6,19	-	-	40	16,7
84	Kaltim peaker #1-2	0,99	-6,19	-	-	40	24,2
85	Kaltim peaker #1-3	0,99	-6,19	-	-	40	24,2
86	Kaltim peaker #1-4	0,99	-6,19	-	-	40	16,7
87	Kaltim peaker #1-5	0,99	-6,19	-	-	40	16,7
88	Pltgu tanjung	1,01	-2,8	-	-	50	9,9
89	Backbone Tanjung Redep	1	-9,30	-	-	-	-
90	Backbone Bontang	0,98	-9,87	-	-	-	-
91	Backbone Samarinda	0,98	-10,53	-	-	-	-
92	Backbone Balikpapan	0,98	-11,81	-	-	-	-
93	Backbone Sabah	1	-11,74	-	-	-	-

Tabel 4.31 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah Melakukan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Bontang	Koala Bontang	26.1	19.7	32.7	0.006	-0.1
Koala Bontang	Sanggata	18.8	15.4	24.3	0.087	-3.7
Bontang	Samberah	0	0	0	0	0
Samberah	New Samarinda	21.5	29.7	36.5	0.025	-1.5
Samberah	SBT	0.8	-16	16	0.008	-4.6
Sanga-sanga	SBT	18.7	7.8	20.3	0.043	-3.06
Bukuan	Sanga-Sanga	20.9	8.9	22.5	0.015	-0.9
Bukuan	Haru	31.1	19.4	36.6	0.091	-0.4
Haru	Tengkawang	6	34.1	34.6	0.029	-0.64
Embalut	Tengkawang	43.8	-17.9	46.8	0.098	-1.02
Embalut	BB	37.8	3.2	37.9	0.16	-0.7
CFK	Embalut	16	5.2	16.8	0.002	-0.088
Haru	Samboja	4.6	26.8	27.2	0.077	-3.6
Samboja	Karjo	0	0	0	0	0
Karjo	Manggan	61.1	-46.6	61.3	0.2	-0.8
Senipah	Manggan	0	0	0	0	0
Mangan	New Balikpapan	25.8	13.4	29	0.066	-0.6
New Balikpapan	Gi Industri	32.2	4.6	32.5	0.031	-0.2

Tabel 4.31 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Balikpapan	Karjo	85.6	10.5	86.2	0.074	0.05
Balikpapan	Petung	44.2	-11.5	47.9	0.27	-2.8
Petung	Kuaro	29.8	-5.1	30.2	0.4	-3.7
Senipah	Palaram	69.4	12.1	70.5	0.1	-0.3
Tenggorong	Kota Bangun	14.5	-10.3	17.8	0.047	-5.2
Karangau	New Balikpapan	70.3	2	70.3	0.17	-1.1
Embalut	New Samarinda	89.3	58.3	16.6	0.16	0.8
Kuaro	Tanah Grogot	8.2	-2.4	8.6	0.003	-1.3
Lati	Tanjung Redep	21.4	-0.4	21.4	0.039	-2.6
Tanjung Redep	Tanjung Selor	36.9	-6	37.4	0.3	-5.9
Tanjung Selor	Tidang Pale	24.1	-10.6	26.4	0.1	-8.5
Tidang Pale	Malinau	22.4	-3.3	22.6	0.038	-2.2
Melak	PLTMG Bangkanai	0.01	-9.1	9.1	0.006	-9.1
Kota Bangun	Melak	9.8	-8.3	12.9	0.039	-12.03
Sanggata	Sepaso	3.9	-4.7	6.1	0.001	-0.97
Sepaso	Maloi	2.2	-4.8	5.3	0.002	-6.14
Muara Wahau	Sanggata	0	0	0	0	0
Muara Wahau	Tanjung Redep	66.2	-9.8	66.9	1.46	-4.8

Tabel 4.31 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
FTP-2	Bontang	79.9	38.1	88.5	0.3	0.05
Bukit Biru	Sepaku	0	0	0	0	0
Karingau	Sepaku	1.3	-1.4	1.1	0	-2.2
Petung	Kuaro	29.8	-5.1	30.2	0.42	-3.7
Tanjung Redep	Talisyan	1.3	10.1	10.2	0.014	-3.1
Tanjung Batu	Lati	24.4	-0.3	24.4	0.034	-1.7
Sekatak	Juata	0	-6.8	6.8	0.003	-5.5
Juata	Tarakan	0	-1.3	1.3	0	-1.2
Malinau	Sebuku	13.3	-7.9	15.5	0.043	-6.6
Sebuku	Nunukan	12.8	-1.5	12.9	0.037	-6.9
Kota Bangun	Kembang Janggut	1	1	1.4	0	-1.82
New Balikpapan	Gis Balikpapan	4.4	-9.4	10.4	0.002	0.004
Gis Samarinda	New Samarinda	90.3	88.4	126.3	0.24	0.6
Tanah Grogot	Sei Durian	1.9	-5	5.3	0.002	-6.1
Kembang Janggut	PLTA Tabang	0.02	-12.8	12.8	0.017	-12.8
Melak	Ujung Bilang	0.7	-6.4	6.4	0.002	-6.8
Muara Bengkal	Kembang jaggut	0	0	0	0	0
Muara Wahau	Muara Bengkal	1.2	4.8	4.9	0.037	-10.9

Tabel 4.31 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2026 Setelah dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Malinau	PLTA Kaltara 1	0	-3.8	3.8	0	-3.7
Sekatak	Tanjung Selor	1.7	-9.9	10	0.009	-4.3
Senipah	Bukuan	5.3	-7.2	9	0.014	-16.4
Backbone Tanjung Redep	Backbone Bontang	26,8	-88,8	96,1	0.13	-278,4
Backbone Tanjung Redep	Backbone Sabah	128,3	-166	210,3	0.55	-300
Backbone Bontang	Backbone Samarinda	122,9	-16,6	124,1	0.15	-81,6
Backbone Samarinda	Backbone Balikpapan	200	-107	227,2	0.47	-88,2
Backbone Balikpapan	Backbone Cempaka	88,6	-253	268,8	0,5	-368,5

Dari Hasil simulasi Aliran daya dapat di ketahui bahwa rugi-rugi daya pada sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara turun menjadi 7,044 Mw.

#### 4.4 Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Tahun 2050 dengan Penambahan Beban dan Pembangkit

Pembuatan jalur interkoneksi yang telah dibuat pada tahun 2026 akan di uji dengan penambahan beban dan pembangkit pada tahun 2050. Pada tahun 2050 tidak ada pergantian saluran dan tidak ada perubahan kapasitas *transfer* energi DC.

##### 4.4.1 Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2050 dengan Kenaikan Beban dan Penambahan pembangkit



Pada sistem kelistrikan Kalimantan Barat tahun 2050 mengalami kenaikan beban dengan kapasitas sesuai asumsi peramalan beban, selain mengalami peningkatan beban, sistem kelistrikan Kalimantan Barat juga di tambah beberapa pembangkit. Setelah melakukan penambahan beban dan pembangkit sistem kelistrikan Kalimantan dilihat nilai aliran daya dari pengaruh penambahan beban dan pembangkit. Sistem Kalimantan pada tahun 2050 tetap mendapat aliran daya dari Sampit menggunakan transmisi DC. Hasil simulasi dapat dilihat pada tabel 4.32

Tabel 4.32 Hasil Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat 2050

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Sambas 1-1	0,8	-5,4	42,2	26,1	-	-
2	Semparuk	0,8	-5,4	42,2	26,1	-	-
3	Kota baru 1	0,91	-5,72	212,8	131,9	-	-
4	Sei raya	0,90	-5,98	364,9	226,2	-	-
5	Cemara	0,91	-5,91	103	63,8	-	-
6	Kota baru 2	0,92	-12,03	27,1	16,8	-	-
7	Naga pinoh	0,93	-11,11	38,4	23,8	-	-
8	Putus sibau	0,92	-12,17	35,6	22,1	-	-
9	Sintang	0,94	-10,13	188,7	117	-	-
10	Rasau	0,91	-5,95	20,5	12,7	-	-
11	PLTG Kalbar 1-7	0,94	-10,13	-	-	90	74,3
12	PLTG Kalbar 1-8	0,94	-10,13	-	-	90	74,3
13	Backbone Sei Raya	0,92	-5,01	-	-	-	-

Dari Tabel 4.32 dapat dilihat bahwa dengan penambahan beban dan pembangkit sistem Kalimantan Barat terjadi drop tegangan di beberapa bus yang di akibatkan karena perubahan beban yang membuat nilai induktif pada beban meningkat sedangkan daya reaktif dari sisi kirim kurang hasil simulasi keseluruhan dapat dilihat pada lampiran A.9. Untuk hasil simulasi aliran daya Kalimantan Barat Tahun 2050 dapat di lihat pada tabel 4.33

Tabel 4.33 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2050

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Singkawang	Sambas	67,6	41,8	79,5	5,2	11,1
Singkawang	Bengkayang	7,8	-15,6	17,4	0,1	-8,2
PLTU singkawang	Singkawang	68,3	12,2	69,4	1,2	1,4
PLTU singkawang	Senggiring	106,7	5,9	106,8	2,4	6
Senggiring	Parit baru	64	-13,8	65,4	2	1,9
Parit baru	Siantan	9,9	-23,2	25,3	0,07	-0,9
Parit baru	Kota baru 1	169,9	66,2	182,3	3,8	12
Bengkayang	Ngabang	47,2	-2,2	47,2	0,5	-4,7
Ngabang	Tayan	29,6	-7,9	30,7	0,1	-3,8
Sintang	Naga pinoh	33	11	34,7	0,1	-2,5
Sintang	Putus sibau	18	-0,2	18	0,17	-11,2
Naga pinoh	Kota baru 2	13,6	1,6	13,7	0,06	-6,8
Sekadau	Sintang	56,5	-9,2	57,2	0,9	-3,3
Sekadau	Sanggau	89,4	11,6	90,1	1,2	1,1
Sanggau	Etikong	15,2	-1,3	15,2	0,099	-10,6
Tayan	Sanggau	13,1	-5,5	14,2	0,048	-7,5
Tayan	Sandai	47	-11,7	48,4	1	-8,4
PLTU KALBAR 3	Tayan	89,8	17,9	91,6	0,2	0,6

Tabel 4.34 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2050 (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Tayan	Siantan	8,1	-1,2	8,2	0,035	-5,3
Sandai	Sukadana	36	-9,4	37,2	0,3	-6
PLTU KALBAR 2	Kota baru 1	89,8	63,6	110	0,3	2,8
Kota baru 1	Rasau	10,3	4,1	11,1	0,014	-2,2
Kota baru 1	Cemara	95,6	58,5	112,1	0,2	0,5
Cemara	Sei raya	43,9	46,8	64,2	0,07	0,1
Siantan	Sei raya	97,8	56,4	112,9	2,6	6,9
Siantan	Kota baru 1	81,7	43,8	92,7	1,9	4,4
Sukadana	Ketapang	10,8	-18,8	21,6	0,1	-8,1
Ketapang	Kedawang	23	-2	23,1	0,1	-7,5
Kedawang	Air upah	10,3	-2,1	10,5	0,014	-3,8
Backbone Sampit	Backbone Sei raya	87	-25,6	90,7	0,44	0

Dari hasil analisa aliran daya pada tabel 4.34 dapat dilihat bahwa sistem Kalimantan Barat memiliki total daya sebesar 2632,9 Mw dengan total beban 2630 Mw dan dengan rugi-rugi transmisi 25,22 Mw total rugi-rugi naik dari tahun 2026 ke tahun 2050 itu di sebabkan penambahan pembangkit membuat arus yang mengalir pada jaringan semakin besar sehingga rugi-rugi meningkat. Sedangkan untuk hasil simulasi DC dapat dilihat pada Tabel 4.36

Tabel 4.35 Hasil Komponen DC

Data	Rectifier	Inverter
Tegangan DC	500 kV	518 kV
Tap Transformator	5 %	5 %
Sudut Kontrol	18 degree	15 degree
Daya Aktif	82,9 Mw	82,4 Mw
Daya Reaktif	27,4 Mvar	-24,4 Mvar
Power Faktor	0,94	-0,95
Arus DC	0,16 kA	0,16 kA

hasil *running* komponen DC dapat di lihat pada tabel 4.35 di ketahui bahwa daya aktif yang di kirim tidak terdapat rugi-rugi 0,5 Mw saluran nilai daya reaktif muncul karena pengaruh dari inverter dan konverter DC link, sedangkan pada sistem Kalimantan Barat Tahun 2050 dibutuhkan perbaikan profil tegangan dengan cara menambah kapasitor shunt, Penentuan Kapasitor shunt menggunakan persamaan 4.1-4.2 didapatkan nilai pada tabel 4.37:

Tabel 4.36 Hasil Perhitungan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Kapasitor (kVar)	Kapasitor terpasang (kVar)	Jumlah
Cemara	Kota Baru 1	127799,4	50000	2
Cemara	Sei raya	190267,8	50000	3
Kota baru 1	Siantan	53175,6	25000	2
Sei Raya	Siantan	281416,2	50000	5
Parit Baru	Kota Baru 1	10417,2	25000	2
Naga Pinoh	Kota Baru 2	26129,4	25000	1
Naga Pinoh	Siantan	89444,4	25000	3
Putus Sibau	Siantang	88477,2	25000	3

Setelah melakukan penambahan beban dan pembangkit sistem memerlukan banyak tambahan kapasitor shunt itu karena permintaan daya reaktif tidak sebanding dengan persediaannya, sehingga memerlukan *suplay* daya reaktif, Hasil simulasi dari penambahan kompensasi dapat dilihat pada tabel 4.37

Tabel 4.37 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat 2050 Setelah di lakukan kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Sambas 1-1	1,01	-13,08	102,3	63,4	-	-
3	Semparuk	1,01	-13,08	52,3	32,4	-	-
17	Kota baru 1	0,98	-7,74	227,5	141	-	-
18	Sei raya	0,97	7,98	391	242,3	-	-
19	Cemara	0,98	-7,95	110,4	68,4	-	-
26	Kota baru 2	1,01	-17,15	29,6	18,4	-	-
27	Naga pinoh	1	-16,10	41,3	25,6	-	-
28	Putus sibau	0,99	-17,09	38,3	23,8	-	-
29	Sintang	0,99	-14,83	198,2	122,8	-	-
36	Rasau	0,98	-7,94	21,1	13,1	-	-
56	PLTG Kalbar 1-7	0,99	-14,83	-	-	90	9,9
57	PLTG Kalbar 1-8	0,99	-14,83	-	-	90	9,9
58	Backbone Sei Raya	0,99	-6,58	-	-	-	-

Setelah dilakukan perbaikan sistem, tegangan menjadi stabil hasil simulasi keseluruhan dapat dilihat pada lampiran A.10, untuk melihat hasil simulasi aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.38

Tabel 4.38 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat Tahun 2050

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
singkawang	sambas	83	-31,9	88,9	5,7	10,9
singkawang	bengkayang	2,3	-7,6	8	0,012	-9
PLTU singkawang	singkawang	81,4	-3,7	81,4	1,6	3
PLTU singkawang	senggiring	91	-1,1	91	1,7	3,5
Senggiring	parit baru	51,1	-17,8	54,1	1,3	-0,6
Siantan	parit baru	17,9	21,8	28,2	0,087	-0,9

Tabel 4.38 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat Tahun 2050 (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
parit baru	kota baru1	168,4	-37,7	172,6	3,2	9,8
Bengka-Yang	Ngabang	41,6	-3,4	41,7	0,4	-5,5
Ngabang	Tayan	24	-8,5	25,5	0,094	-4,1
Sintang	naga pinoh	35,9	-39,3	53,2	0,3	-2,2
Sintang	putus sibau	19,3	-13,4	23,5	0,18	-12,7
naga pinoh	kota baru 2	14,9	-11,7	18,9	0,071	-8
Sekadau	Sintang	65,9	-33,7	74	1,4	-1,7
Sekadau	Sanggau	99,7	-11,5	100,4	1,5	2,1
Sanggau	Etikong	15,3	-1,4	15,4	0,099	-10,8
Tayan	Sanggau	24	-8,5	25,5	0,094	-4,1
Tayan	Sandai	47,5	-10,7	48,7	1,02	-8,6
PLTU KALBAR 3	Tayan	89,8	10,4	90,5	0,2	-0,4
Siantan	Tayan	9,8	2,7	10,2	0,062	-5,4
Sandai	Sukadana	36,5	-8,2	37,4	0,3	-6,1
PLTU KALBAR 2	Kota baru 1	89,8	8,9	90,3	0,2	-0,4
kota baru 1	Rasau	10,6	3,9	11,3	0,012	-2,5
kota baru 1	Cemara	94,5	0,6	94,5	0,1	0,3
Cemara	sei raya	39,1	62,5	73,7	0,08	0,2

Tabel 4.38 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat Tahun 2050 (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Siantan	sei raya	112	-4	112,1	2,4	6
Siantan	kota baru 1	95	8,5	95,4	1,9	4,1
Sukadana	ketapang	11,2	-17,6	20,8	0,09	-8,2
Ketapang	Kendawang	23,1	-4,5	23,6	0,1	-7,6
Kedawang	air upah	10,4	-4,6	11,4	0,015	-3,8
Backbone Sampit	Backbone Sei Raya	98,2	-28,6	102,3	0,358	0

Dari simulasi aliran daya dapat dilihat bahwa rugi-rugi transmisi menjadi 24,574 Mw dan untuk saluran transmisi Kalimantan Barat tidak mengalami masalah masih mampu menahan arus yang mengalir. Hasil simulasi DC dapat dilihat pada tabel 4.39

Tabel 4.39 Hasil Komponen DC

Data	Rectifier	Inverter
Tegangan DC	500 kV	615,7 kV
Tap Transformator	5 %	5 %
Sudut Kontrol	18,7 degree	15 degree
Daya Aktif	98,5 Mw	98,2 Mw
Daya Reaktif	35,2 Mvar	-28,6 Mvar
Power Faktor	0,94	-0,96
Arus DC	0,16 kA	0,16 kA

Pada simulasi DC yang berubah hanya Daya reaktif pada sisi *rectifier* yang meningkat seiring penambahan kapasitor shunt dari hasil perhitungan menggunakan rumus 4.7-4.8 di dapatkan  $V_{dc}$  sebesar 667,1 jadi error perhitungan manual dengan etap sebesar 7,7%.

#### 4.4.2 Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 dengan Kenaikan beban dan Penambahan pembangkit

Pada sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah tahun 2050 mengalami kenaikan beban dengan kapasitas sesuai asumsi peramalan beban, selain mengalami peningkatan beban, sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah juga mengalami pertambah beberapa pembangkit. Setelah melakukan penambahan beban dan pembangkit sistem kelistrikan Kalimantan dilihat nilai aliran daya dari pengaruh penambahan beban dan pembangkit. Sistem Kalimantan pada tahun 2050 tetap mendapat aliran daya dari Balikpapan menggunakan transmisi AC. Hasil simulasi dapat dilihat pada tabel 4.40

Tabel 4.40 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050

No Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Palangkaraya	0,95	-59,54	213,7	132,4	-	-
2	New Palangkaraya	0,94	-60,03	187,4	116,1	-	-
3	Kasogan	0,94	-53,86	103,3	64	-	-
4	Sampit	0,93	-59,24	243,8	151,1	-	-
5	Pbanteng	0,93	-60,55	21,1	13,1	-	-
6	PLTU Sampit #1	0,93	-59,61	-	-	20	18,8
7	PLTU Sampit #2	0,93	-59,61	-	-	20	18,8
8	PLTU Sampit	0,93	-59,61	56,7	35,1	-	-
9	KL Pembuang	0,92	-59,96	67,9	4,9	-	-

Sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah setelah mengalami penambahan beban dan pembangkit ada beberapa bus yang mengalami drop tegangan, hal tersebut di pengaruhi dari kekurangannya daya reaktif sisi terima dan juga karena nilai impedansi semakin besar nilai impedansi drop tegangan akan semakin besar pula. Serta akibat pemasangan reactor shunt yang terlalu besar sehingga reactor shunt harus di kurangi nilainya, untuk hasil simulasi keseluruhan dapat dilihat pada



lampiran A.11, sedangkan hasil simulasi aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.41

Tabel 4.41 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Kasogan	Sampit	62,4	-5	62,6	1,1	-1,8
Kasongan	Palangkaraya	0	0	0	0	0
Pembangkit Pulpis	New Palangkaraya	12,2	12,5	17,5	0,19	-4,8
Palangkaraya	Pulpis	30	-5,6	30,5	0,4	-3,3
Selat	Pulpis	20,3	8,6	22,1	0,1	-1,8
Pembangkit Pulpis	Selat	77,7	13,2	78,8	1	1,1
Selat	Sebar	0	0	0	0	0
Trisakti 150	Sebar	22,9	-5,9	23,7	0,04	-0,7
Trisakti 150	Mantuil	130,4	40,9	136,7	0,7	2,6
Mantuil	Bandara	5,6	-10,1	11,5	0,006	-1,2
Cempaka 150	Bandara	84,2	65,1	106,5	0,3	0,9
Asam	Satui	69	-6,5	69,3	2	2,1
Satui	Batu Licin	30,6	-7,9	31,6	0,2	-2
Asam	Pelaihari	56,5	-9,5	57,3	0,8	-0,3
Cempaka 150	Peliharai	2,9	-3,4	4,5	0,003	-1,5
Barikin	Cempaka 150	46,1	-14,8	48,4	1,3	-1,8

Tabel 4.41 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2050 (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Sebar	Kayutangi	40	8,3	40,8	0,015	-0,4
Barikin	Kayutangi	63,7	-12	64,8	1,4	-3,9
Amuntai	Barikin	25,7	-5,7	26,3	0,15	-1,9
Tanjung	Barikin	8,8	-9	12,6	0,03	-9,7
Buntok	Tanjung	0	0	0	0	0
Buntok	Muara Teweh	31,3	-7,6	32,3	0,2	-7,9
BKNI	Muara Teweh	61,8	0,1	61,8	0,8	0,05
Sampit	PLTU Sampit	12,4	-2,2	12,6	0,025	-1,2
Kayutangi	Sei Tabuk	39,5	12,5	41,4	0,08	-0,9
Sei Tabuk	Mantuil	0,6	12,7	12,7	0,008	-1,2
Ulin (GIS)	Trisakti 150	4,8	1,4	5	0,001	-0,7
Ulin (GIS)	Cempaka 150	37,5	-12	39,4	0,1	-2,1
Pangkalan Bun	Sukamara	7,1	-7,2	10,2	0,023	-11,6
Tamiang Layang	Amuntai	56,2	12,4	57,6	0,1	-0,6
Marabahan	Kayutangi	20,3	12,1	23,6	0,19	-7,9
Barikin	Marabahan	48,3	-26,9	55,3	1	-6,2
Aronio	Cempaka 70	34,7	3,9	34,9	0,2	0,8
Kota baru	Batulicin	11,2	16,3	19,8	0,1	-2

Tabel 4.41 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2050 (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Kalsel 3	Kasogan	59,9	16,9	62,3	1,1	-2,6
PLTA Kusan	Cempaka 150	41,3	-6,6	41,9	1,3	-4,3
PLTA Kusan	Rantau	8,6	4,8	9,8	0,12	-8,1
Pangkalan Bun	Pangkalan Banteng	2	21,8	21,9	0,1	-2,2
Sampit	Pangkalan Banteng	19,4	-13,1	23,4	0,1	-2,1
Pangkalan Bun	NagaBulik	12,2	-4	12,8	0,03	-5,7
Nanga Bulik	Sukamara	2,1	-4,6	5	0,002	-5,8
Kandangan	Rantau	193,1	113	223,7	0,3	1,1
Barikin	Kandangan	124,1	73,8	144,4	0,1	0,3
Asam-Asam	Bati-Bati	42,7	38,4	57,4	0,1	-0,5
Cempaka 150	Bati-Bati	67,9	-18,6	70,4	0,1	-0,2
Kuala Kurun	PLTU Kalselteng 1	72,7	-16,8	74,6	1,9	-1,9
PLTU Kalselteng 1	Kasogan	100,7	-0,09	100,7	3,6	5,9
Paringin	Barikin	27,7	54,7	61,3	0,02	-0,07
Tanjung	Paringin	38,3	-15,9	41,5	0,1	-1,9
Palangkaraya	New Palangkaraya	176,2	101	203,1	0,7	2,2
Parenggean	Kasongan	83,5	-27,1	87,8	1,4	2,9

Tabel 4.41 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2050 (lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Parenggean	Sampit	63,7	3,2	63,8	0,7	0,7
Backbone Balikpapan	Backbone Cempaka	176,2	-264,9	318,1	1,8	328,6
Backbone Cempaka	Backbone Palangkaraya	197,9	-64,3	208,1	0,8	-165,9
Backbone Palangkaraya	Backbone Sampit	106,3	-17,6	107,8	0,1	-103,3
Backbone Sampit	Backbone Sieraya	90,8	12,9	91,7	0,4	0

Dari hasil analisa aliran daya pada tabel 4.41 dapat dilihat bahwa sistem Kalimantan Selatan dan Tengah memiliki total daya sebesar 4188,9 Mw dengan total beban 4145,5 Mw dan dengan rugi-rugi transmisi 27,433 Mw total rugi-rugi naik dari tahun 2026 ke tahun 2050 itu di sebabkan penambahan pembangkit membuat arus yang mengalir pada jaringan semakin besar sehingga rugi-rugi meningkat. Pada sistem Kalimantan Selatan dan Tengah tahun 2050 perlu dilakukan perbaikan tegangan agar tidak membahayakan peralatan, perbaikan tegangan dengan menambah kapasitor shunt dengan menggunakan perhitungan 4.1-4.2 di dapatkan nilai kapasitor yang dapat di lihat pada Tabel 4.42

Tabel 4.42 Hasil Perhitungan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Kapasitor (kVar)	Kapasitor terpasang (kVar)	Jumlah
Batulicin	Satui	120729	50000	2
Kota Baru	Batulicin	115141,2	50000	3
Asam-asam	Pelihari	84475,8	50000	1
Cempaka	Bati-Bati	249233,4	50000	4
Kasogan	Parengan	47853	50000	1
Marabahan	Barikin	54038,4	50000	1
Marabahan	Kayutangin	41938,8	50000	1
Sei Tabuk	Kayutangin	102917	50000	1

Setelah melakukan kompensasi simulasi dilakukan kembali untuk mengecek keadaan tegangan pada bus yang mengalami drop. Hasil simulasi dapat dilihat pada tabel 4.43

Tabel 4.43 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah 2050 Setelah Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Palangkaraya	0,97	-73,22	218,1	135,2	-	-
2	New Palangkaraya	0,96	-73,70	191,2	118,5	-	-
3	Kasogan	0,96	-67,86	105,4	65,3	-	-
4	Sampit	0,96	-73,09	252	156,2	-	-
5	Pbanteng	0,959	-74,22	21,6	13,4	-	-
6	PLTU Sampit #1	0,96	-69,87	-	-	20	12,8
7	PLTU Sampit #2	0,96	-69,87	-	-	20	12,8
8	PLTU Sampit	0,96	-69,87	58,4	36,2	-	-
9	KL Pembuang	0,959	-73,75	8,1	5	-	-

Setelah dilakukan kompensasi tegangan yang drop menjadi naik tapi tidak *signifikan* hal tersebut dikarenakan kapasitas beban yang terlalu besar sehingga membutuhkan daya reaktif yang lebih banyak lagi, hasil simulasi secara keseluruhan dapat dilihat pada lampiran A.12, sedangkan hasil aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.44

Tabel 4.44 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2050 setelah Melakukan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Kasongan	Sampit	62,1	-15,3	64	1	-2,4

Tabel 4.44 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2050 setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Kasongan	Palangkaraya	0	0	0	0	0
Pembangkit Pulpis	New Palangkaraya	11,9	3,6	12,4	0,09	-5,4
Palangkaraya	Pulpis	30,9	1	31	0,4	-3,5
Selat	Pulpis	19,9	1,6	20	0,08	-1,9
Pembangkit Pulpis	Selat	77,9	13,1	79	1	1,7
Selat	Sebar	0	0	0	0	0
Trisakti 150 kV	Sebar	22,9	-6,2	23,7	0,04	-0,7
Trisakti 150 kV	Mantuil	130,4	32,8	134,4	0,7	2,5
Mantuil	Bandara	5	20,8	21,4	0,002	-1,2
Cempaka 150 kV	Bandara	85,3	76,4	114,6	0,4	1,1
Asam	Satui	69,1	-5,7	69,3	1	2,1
Satui	Batu Licin	30,7	-6,9	31,5	0,2	-2
Asam	Pelaihari	56,5	-12,6	57,9	0,8	-0,2
Cempaka 150 kV	Peliharai	109	-27,5	112,4	1	5,2
Barikin	Cempaka 150 kV	46	-18,1	49,4	1	-1,7
Sebar	Kayutangi	39,9	6,5	40,4	0,1	-0,4

Tabel 4.44 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2050 setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Barikin	Kayutangi	63,7	-13,1	65	1	-3,9
Amuntai	Barikin	25,7	-6	26,4	0,1	-1,9
Tanjung	Barikin	8,8	-9,2	12,7	0,03	-9,7
Buntok	Tanjung	0	0	0	0	0
Buntok	Muara Teweh	31,3	-8,3	32,4	0,2	-7,9
BKNI	Muara Teweh	61,8	-0,7	61,8	0,8	0,04
Sampit	PLTU Sampit	13,4	3,9	14	0,003	-1,3
Kayutangi	Sei Tabuk	39,3	10	40,5	0,076	-0,9
Sei Tabuk	Mantuil	0,3	10,2	10,5	0,005	-1,2
Ulin (GIS)	Trisakti 150 kV	5	4,2	6,5	0,002	-0,7
Cempaka 150 kV	Ulin (GIS)	36,9	-24,6	44,4	0,18	-2
Pangkalan Bun	Sukamara	7,2	7,5	10,4	0,002	-6
Tamiang Layang	Amuntai	56,2	12,2	57,5	0,1	-0,6
Marabahan	Kayutangi	20,2	11,6	23,3	0,1	-7,9
Barikin	Marabahan	48,3	-27,5	55,6	1	-6,2
Aronio	Cempaka 70 kV	34,7	2,3	34,7	0,2	0,7
Kota Baru	Batu licin	11,2	16	19,6	0,1	-2,1

Tabel 4.44 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2050 setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Kalsel 3	Kasogan	59,9	7,1	60,4	1	-3,3
PLTA Kusan	Cempaka 150 kV	41,3	-8,7	42,2	1,3	-4,3
PLTA Kusan	Rantau	8,6	5,3	10,2	0,1	-8,1
Pangkalan Bun	Pangkalan Banteng	0,8	10,1	10,1	0,039	-2,7
Sampit	Pangkalan Banteng	21	-1,8	21	0,12	-2
Pangkalan Bun	NagaBulik	12,3	-4,3	13,1	0,033	-5,8
Nanga Bulik	Sukamara	2,1	-4,7	5,2	0,002	-6
Kandangan	Rantau	193,1	-112,5	223,5	0,3	1,1
Barikin	Kandangan	124,1	73,6	144,3	0,1	0,3
Asam-Asam	Bati-Bati	42,1	23,9	48,4	0,084	-0,7
Cempaka 150 kV	Bati-bati	69	-4,5	69,1	0,17	-0,3
Kuala Kurun	PLTU Kalselteng 1	72,6	-19,2	75,1	1,9	-2
PLTU Kalselteng 1	Kasogan	100,6	-7,8	100,9	3	5,2
Barikin	Paringin	27,8	55,3	61,9	0,2	-0,07
Tanjung	Paringin	38,3	-16,5	41,7	0,1	-1,9
Palangkaraya	New Palangkaraya	180,4	112	212,3	0,8	2,3
Kasongan	Parenggean	82,1	-40,1	91,4	1	3



Tabel 4.44 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2050 setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Sampit	Parenggean	61,7	-7,5	62,2	0,7	0,3
Backbone Balikpapan	Backbone Cempaka	194,5	-260,9	325,5	1,7	-371,2
Backbone Cempaka	Backbone Palangkaraya	212,4	-80,4	227,1	0,8	-183,8
Backbone Palangkaraya	Backbone Sampit	116,6	-4,8	116,7	0,19	-113,9
Backbone sampit	Backbone sei raya	98,5	35,2	104,6	0,44	0

Setelah melakukan kompensasi selain profil tegangan menjadi naik, rugi-rugi transmisi mengalami penurunan 25,87 Mw

#### 4.4.3 Simulasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 dengan Kenaikan beban dan Penambahan pembangkit

Pada sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara tahun 2050 mengalami kenaikan beban dengan kapasitas sesuai asumsi peramalan beban, selain mengalami peningkatan beban, sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara juga mengalami pertambah beberapa pembangkit. Setelah melakukan penambahan beban dan pembangkit sistem kelistrikan Kalimantan dilihat nilai aliran daya dari pengaruh penambahan beban dan pembangkit. Hasil simulasi dapat dilihat pada tabel 4.45

Tabel 4.45 Hasil Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2050

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Tengorong	0.94	-41,87	244,9	151,8	-	-
2	Petung	0.94	-45,86	74,9	46,4	-	-
3	Maloy	0.94	-52,20	85,1	52,7	-	-
4	Backbone Sabah	0.92	-50,29	276,2	171,1	-	-
5	Backbone Tanjung	0.94	-48,28	-	-	-	-
6	Backbone Bontang	0.93	-48,77	-	-	-	-
7	Backbone Samarinda	0.93	-48,79	-	-	-	-
8	Backbone Balikpapan	0.94	-50,02	-	-	-	-

Sistem kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara setelah mengalami penambahan beban dan pembangkit ada beberapa bus yang mengalami drop tegangan, hal tersebut di pengaruhi dari kekurangannya daya reaktif sisi terima dan juga karena nilai impedansi semakin besar nilai impedansi drop tegangan akan semakin besar pula. Serta akibat pemasangan reactor shunt yang terlalu besar sehingga reactor shunt harus di kurangi nilainya, untuk hasil simulasi keseluruhan dapat dilihat pada lampiran A.13, sedangkan untuk analisis aliran daya dapat dilihat pada tabel 4.46

Tabel 4.46 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 2050 Sebelum Melakukan Kompensasi

Dari Bus	Ke Bus	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Bontang	Koala Bontang	39,7	-7,8	40,5	0.01	-0.1
Sanggata	Koala Bontang	5	18,8	19,4	0.063	-3.6
Bontang	Samberah	0	0	0	0	0
Samberah	New Samarinda	93,8	40,3	102,1	0.195	1
Samberah	SBT	53,1	8,8	53,8	0.4	-2,3

Tabel 4.46 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2050 Sebelum Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Sanga-sanga	SBT	25,7	22,5	34,2	0.065	-1,2
Bukuan	Sanga-Sanga	37,3	29	47,2	0.073	-0.5
Bukuan	Haru	47,2	26,9	54,3	0.2	-0.04
Tengkawang	Haru	15	18,7	24	0.014	-0.6
Embalut	Tengkawang	97,9	9,9	98,4	0.046	0,6
Embalut	BB	17,7	53,8	56,6	0.41	0,08
CFK	Embalut	10,5	7,1	12,6	0.003	-0.17
Haru	Samboja	21,5	-1,6	21,5	0.061	-3.3
Samboja	Karjo	0	0	0	0	0
Karjo	Manggan	92,6	-32,7	98,2	0.6	1
Senipah	Manggan	0	0	0	0	0
Mangan	New Balikpapan	46,3	-5,4	46,7	0.1	-0.2
New Balikpapan	Gi Industri	69,8	32,2	76,8	0.1	0,2
Balikpapan	Karjo	175,9	22,6	177,3	0.3	3,8
Petung	Balikpapan	109,1	-36,1	114,9	1,8	4,4
Kuaro	Petung	159	-12,5	159,5	12,4	34,2
Senipah	Palaran	8,4	-3,7	9,2	0.02	-9,4
Kota Bangun	Tenggorong	107,3	4	107,4	2,1	4,2

Tabel 4.46 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2050 Sebelum dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Karangau	New Balikpapan	122,5	1,3	122,5	0.5	4,9
Embalut	New Samarinda	63,3	20	66,4	0.067	-0,4
Kuaro	Tanah Grogot	14,3	-10,6	17,8	0.015	-1.3
Lati	Tanjung Redep	6,5	5	8,2	0.008	-2.4
Tanjung Selor	Tanjung Redep	171	-6,8	171,1	7	23,4
Tidang Pale	Tanjung Selor	231,8	13,2	232,2	16	60,5
Malinau	Tidang Pale	246,6	-14,1	247	4,5	17,3
Melak	Kota Bangun	57,1	-4,2	57,3	1,2	-6
Sanggata	Sepaso	45,3	12	46,9	0.074	-0.6
Sepaso	Maloi	43	11,2	44,4	0.4	-3,9
Muara Wahau	Sanggata	50,7	15	52,9	0,4	-2,5
Muara Wahau	Tanjung Redep	0	0	0	0	0
FTP-2	Bontang	59,9	36,1	69,9	0.2	-0,2
Bukit Biru	Sepaku	0	0	0	0	0
Karingau	Sepaku	4,1	0,4	4,1	0,001	-2
Kuaro	Petung	159	-12,5	159,5	12,4	34,2
Tanjung Redep	Talisyan	2,6	-1,3	2,9	0.001	-2,9

Tabel 4.46 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2050 Sebelum dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Malinau	Sebuku	41,9	-9,9	43	0.3	-5,1
Sebuku	Nunukan	40,1	-5,6	40,4	0.3	-5,5
Kembang Janggut	Kota Bangun	71,4	14	72,7	0,3	-0,3
New Balikpapan	Gis Balikpapan	6,7	-7,2	9,8	0.002	0.004
New Samarinda	Gis Samarinda	63,9	28,2	69,8	0.077	0.2
Tanah Grogot	Sei Durian	4,1	-3,6	5.4	0.004	-6.1
PLTA Tabang	Kembang Janggut	75	14,9	76,4	0.3	-1
Melak	Ujung Bilang	1,6	-5,7	5,9	0.002	-6.6
Muara Bengkal	Kembang jaggut	0	0	0	0	0
Muara Wahau	Muara Bengkal	5,9	-7	9,2	0.013	-10.6
PLTA Kaltara 1	Malinau	296,5	-4,8	296,5	3,1	41,2
Tanjung Selor	Sekatak	5,7	-25,1	25,7	0.081	-3,9
Senipah	Bukuan	5.8	-6,7	8,9	0.018	-15,1
Backbone Tanjung Redep	Backbone Bontang	26,9	-103	107,2	0.042	-248
Backbone Tanjung Redep	Backbone Sabah	96,7	-96,6	136,6	0.4	-260
Backbone Bontang	Backbone Samarinda	3,7	-30,6	30,8	0.001	-74.8
Backbone Samarinda	Backbone Balikpapan	170,6	-136	218,3	0.46	-79,8

Tabel 4.46 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2050 Sebelum dilakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Backbone Balikpapan	Backbone Sampit	170,8	-252	305	1,6	-326,9

Dari hasil analisa aliran daya pada tabel 4.46 dapat dilihat bahwa sistem Kalimantan Timur dan Utara memiliki total daya sebesar 4379,5 Mw dengan total beban 4179,49 Mw dan dengan rugi-rugi transmisi 68,938 Mw total rugi-rugi naik dari tahun 2026 ke tahun 2050 itu di sebabkan penambahan pembangkit membuat arus yang mengalir pada jaringan semakin besar sehingga rugi-rugi meningkat. Untuk memperbaiki drop tegangan pada beberapa bus di butuhkan pemasangan kapasitor shunt yang dapat di lihat pada tabel 4.47

Tabel 4.47 Hasil Perhitungan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Kapasitor (kVar)	Kapasitor terpasang (kVar)	Jumlah
Sebuku	Nunukan	30655,8	50000	1
Malinau	Sebuku	11349,6	50000	1
Tidang Pale	Tanjung Selor	64029,6	50000	1
Tanjung Selor	Tanjung Redep	153638,4	50000	3
Tanjung Redep	Lati	102463,2	50000	1
Kuaro	Petung	60464,4	50000	1

Setelah memberi kompensasi pada sistem dilakukan kembali analisis aliran daya yang dapat dilihat pada table 4.48

Tabel 4.48 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 2050 Setelah Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Tengorong	0.9507	-52,78	246,1	152,5	-	-
2	Petung	0.96	-59,37	75,8	46,9	-	-
3	Maloy	0.96	-65,19	86,1	53,4	-	-
4	Backbone Sabah	0.98	-62,59	292,9	181,5	-	-
5	Backbone Tanjung	1	-60,80	-	-	-	-
6	Backbone Bontang	1	-61,92	-	-	-	-
7	Backbone Samarinda	1	-62,11	-	-	-	-
8	Backbone Balikpapan	1	-63,33	-	-	-	-

Setelah dilakukan kompensasi beberapa bus tidak mengalami perubahan profil tegangan yang *signifikan* hal tersebut di karenakan beberapa penambahan kapasitor hanya di pasang pada bus yang menanggung beban besar, sedangkan untuk hasil simulasi keseluruhan dapat dilihat pada lampiran A.14. Untuk hasil analisis daya setelah melakukan perbaikan dapat dilihat pada tabel 4.49

Tabel 4.49 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan Kalimantan Timur dan Utara 2050 Setelah Melakukan Kompensasi

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Bontang	Koala Bontang	41,1	11,9	42,8	0,01	-0,13
Sanggata	Koala Bontang	4	-1,3	4,2	0,002	-4
Bontang	Samberah	0	0	0	0	0
Samberah	New Samarinda	93,2	14,6	94,3	0,1	0,5
Samberah	SBT	53,6	13,4	55,3	0,4	-2,3
SBT	Sanga-Sanga	25,6	19,2	32	0,05	-1,2

Tabel 4.49 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Bukuan	Sanga-Sanga	37,2	25,7	45,2	0,06	-0,6
Bukuan	Haru	47,1	22	52	0,1	-0,1
Tengkawang	Haru	15,4	-11,7	19,3	0,009	-0,6
Embalut	Tengkawang	98,6	17	100,1	0,4	0,7
Embalut	BB	18,3	56,7	59,6	0,4	0,19
CFK	Embalut	10,5	5,6	11,9	0,003	-0,1
Haru	Samboja	21,6	-1,7	21,6	0,06	-3,3
Samboja	Karjo	0	0	0	0	0
Karjo	Manggar	94,4	-14	95,4	0,5	0,7
Senipah	Manggar	0	0	0	0	0
Mangar	New Balikpapan	47,3	-1,5	47,3	0,1	-0,2
New Balikpapan	Gi Industri	70,1	32,3	77,2	0,1	0,2
Balikpapan	Karjo	178,6	42	183,5	0,3	4
Petung	Balikpapan	108,5	-41	116	1	4,2
Kuaro	Petung	158,8	-18,1	159,9	12	34
Senipah	Palaran	8,4	-4,6	9,5	0,02	-9,5
Kota Bangun	Tenggorong	107,3	1,3	107,3	2	4,1
Karangau	New Balikpapan	122,6	18,6	124	0,5	4,8



Tabel 4.49 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Dari Bus	Ke Bus	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Embalut	New Samarinda	61,6	-16,2	63,6	0,06	-0,5
Kuaro	Tanah Grogot	14,3	-10,7	17,9	0,01	-1,3
Lati	Tanjung Redep	6,3	1	6,4	0,004	-2,5
Tanjung Selor	Tanjung Redep	223,9	-44,8	228,3	13	50,13
Tidang Pale	Tanjung Selor	294,3	-7,9	294,4	2,7	112,6
Malinau	Tidang Pale	311,9	6,5	311,9	7	30,9
Melak	Kota Bangun	57,1	-5,4	57,4	1	-6,1
Sanggata	Sepaso	45,9	11,9	47,4	0,07	-0,6
Sepaso	Maloi	43,5	11,1	44,9	0,4	-4
Muara Wahau	Sanggata	50,7	6,6	51,1	0,3	-2,8
Tanjung Redep	Muara Wahau	0	0	0	0	0
FTP-2	Bontang	59,9	11,5	61	0,1	-0,6
Bukit Biru	Sepaku	0	0	0	0	0
Karingau	Sepaku	4,1	0,4	4,1	0,001	-2,1
Kuaro	Petung	158,8	-18,1	159,9	12	34
Tanjung Redep	Talisyan	2,6	-1,4	3	0,001	-3
Tanjung Batu	Lati	17,6	6,3	18,7	0,02	-1,6

Tabel 4.49 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Malinau	Sebuku	41,4	-7,8	42,1	0,3	-4,7
Sebuku	Nunukan	39,6	-3,9	39,8	0,3	-5
Kembang Janggut	Kota Bangun	71,3	12,3	72,4	0,3	-0,3
New Balikpapan	Gis Balikpapan	6,7	-7,3	9,9	0,002	0,004
New Samarinda	Gis Samarinda	64,7	28,4	70,7	0,07	0,2
Tanah Grogot	Sei Durian	4,1	-3,6	5,5	0,004	-6,1
PLTA Tabang	Kembang Janggut	75	13,2	76,1	0,3	-1
Melak	Ujung Bilang	1,6	-5,7	5,9	0,002	-6,6
Muara Bengkal	Kembang jaggut	0	0	0	0	0
Muara Wahau	Muara Bengkal	5,9	-7,2	9,3	0,01	-10,8
PLTA Kaltara 1	Malinau	362,8	43,7	365,4	4	65,7
Tanjung Selor	Sekatak	5,6	-23,6	24,2	0,07	-3,7
Senipah	Bukuan	5,8	-7,3	9,3	0,01	-15,1
Backbone Tanjung Redep	Backbone Sabah	99,4	-97,6	139,3	0,4	-296,1
Backbone Tanjung Redep	Backbone Bontang	54,2	-144	158,2	0,1	-284
Backbone Bontang	Backbone Samarinda	37	-20,9	42,5	0,01	-86,3
Backbone Samarinda	Backbone Balikpapan	199,3	-113	229,7	0,46	-92,3

Tabel 4.49 Hasil Simulasi Aliran Daya Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

Bus Dari	Bus Ke	Aliran Daya			Losses	
		MW	Mvar	MVA	MW Loss	Mvar Loss
Backbone Balikpapan	Backbone Cempaka	194,5	-260	325,5	1,7	-371,2

Setelah melakukan kompensasi selain profil tegangan menjadi naik, rugi-rugi transmisi mengalami penurunan 62,818 Mw

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

## **BAB V**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil yang didapat dari simulasi dan analisis pada tugas akhir ini dapat di ambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Setelah melakukan interkoneksi pada seluruh Provinsi di Kalimantan profil tegangan menjadi *over voltage* yang di karenakan *line charging* meningkat
2. Rugi-rugi daya menurun seiring di pasang kapasitor shunt dan reactor shunt
3. Penambahan kapasitas pembangkit dan beban membuat rugi-rugi transmisi menjadi naik.
4. Diperlukan banyak kompensasi seiring pertambahan beban dan pembangkit
5. Transmisi DC tidak memiliki losses dalam sistem *transfer* daya

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

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Afrianita Reri , Laksono Dibyo Heru. 2007. “Studi Aliran Daya dengan Metoda Newton Raphson (Aplikasi PT. PLN Sumbar-Riau 150 kV) “. Universitas Andalas Padang, Kampus Limau Manis.
- [2] Hadi Saadat, “Power System Analysis,” WCB McGraw-Hil, New York, 1999
- [3] Allen J. Wood and Bruce F, Wollenberg. “Power Generation, Operation and Control”. John Wiley & Sons, Inc., 1996. Pp. 514-518.
- [4] Wijaya, Stefanus.”Pemodelan Sistem HVDC Melalui Kabel Bawah Laut Untuk Interkoneksi Pulau Sumatra dan Peninsular (Malaysia) Menuju Asean Grid 2010-2015”, Teknik Elektro ITS.
- [5] Khairudin, " Pemodelan Komponen HVDC Dan Analisa Aliran Daya Pada Sistem Terintegrasi AC-DC Dengan Metoda Sequential Approach ", Jurusan Teknik Elektro Universitas Lampung.
- [6] Winardi. Bambang , " Sistem Transmisi Daya Searah ( HVDC ) ", Jurusan Teknik Elektro, F.T., Universitas Diponegoro.
- [7] Hermanto, Dian Yayan Sukma, Feranita. , "Perbaikan Jatuh Tegangan pada Feeder Jaringan Distribusi Tegangan Menengah 20 kV Teluk Kuantan", Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Riau.
- [8] Bintang Unggul P.," Analisa Pemasangan Kompensator Reaktor Shunt dalam Perbaikan Tegangan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET)-500kv antara Tasikmalaya – Depok ", Jurnal Sains dan Teknologi, Agustus 2016.
- [9] Materi Kuliah Analisa Sistem Tenaga Prof Ontoseno

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



## LAMPIRAN A

Tabel A.1 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Sambas 1-1	0,906	-0,65	38,3	23,8	-	-
2	Singkawang	0,959	8,53	73,3	45,4	-	-
3	Semparuk	0,906	5,08	12,6	7,8	-	-
4	Sengiring	0,976	9,27	27,8	17,2	-	-
5	Parit baru	0,975	5,96	44,7	23,1	-	-
6	Mpp kalbar #1-1	1	9,66	-	-	20	10,8
7	Mpp kalbar #1-2	1	9,66	-	-	20	10,8
8	Mpp kalbar #1-3	1	9,66	-	-	20	10,8
9	Mpp kalbar #1-4	1	9,66	-	-	20	10,8
10	Parit baru #2-1	1	9,66	-	-	40	21,8
11	Parit baru #2-2	1	9,66	-	-	40	21,5
12	Pltg peaker #1-1	1	9,66	-	-	20	10,8
13	Pltg peaker #1-2	1	9,66	-	-	20	10,8
14	Pltg peaker #1-3	1	9,66	-	-	20	10,8
15	Pltg peaker #1-4	1	9,66	-	-	20	10,8
16	Siantan	0,942	2,99	77,7	27,7	-	-
17	Kota baru 1	0,938	3,43	57,2	35,4	-	-
18	Sei raya	0,932	3,08	146,5	90,8	-	-
19	Cemara	0,935	3,23	52	32,3	-	-
20	Ketapang	0,953	-10,53	25,4	15,8	-	-
21	Sukadana	0,963	-8,01	6,6	10,3	-	-
22	Ptu kalbar #1-1	0,942	2,99	-	-	80	53,9
23	Ptu kalbar #1-2	0,959	5,3	-	-	80	53,9
24	Kendawangan	0,948	-11,05	6,4	4	-	-
25	Entikong	0,962	-6,36	9,1	5,6	-	-
26	Kota baru 2	0,95	-10,85	8,1	5	-	-
27	Naga pinoh	0,95	-10,54	15,2	9,4	-	-
28	Putus sibau	0,95	-11,05	14,3	8,8	-	-
29	Sintang	0,95	-10,16	33,1	20,5	-	-
30	Sekadau	0,955	-7,58	15,9	9,9	-	-
31	Sangau	0,95	-5,84	40,8	25,3	-	-
32	Sandai	0,972	-5,61	6,7	4,2	-	-
33	Ngabang	0,978	1,83	13,2	8,2	-	-
34	Tayan	0,977	-1,06	23,3	14,4	-	-

Tabel A.1 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat Tahun-  
2026 Sebelum Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
35	Air Upah	0,943	-11,43	20,8	12,9	-	-
36	Rasau	0,935	3,21	20,8	12,8	-	-
37	Bengkayang	0,985	7	14,7	9,1	-	-
38	Kura-Kura # 1-1	1	9,66	-	-	22	5,6
39	Kura-Kura # 1-2	1	9,66	-	-	22	5,6
40	Parit Baru #1-1	1	9,66	-	-	44	6,1
41	Parit Baru #1-2	1	9,66	-	-	44	6,4
42	Pltu Kalbar #2-1	1	9,66	-	-	50	12
43	Pltu Kalbar # 2-2	1	9,66	-	-	50	12
44	Pltu Kalbar #3	0,99	-0,49	-	-	54,5	61,2
45	Serawak	0,99	16,58	-	-	150	0

Tabel A.2 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Sambas 1-1	0,99	1,8	39,7	24,6	-	-
2	Singkawang	0,98	36,19	71,36	44,2	-	-
3	Semparuk	0,99	1,8	13,8	8,5	-	-
4	Sengiring	0,99	6,97	28,3	17,5	-	-
5	Parit baru	0,975	5,96	44,7	23,1	-	-
6	Mpp kalbar #1-1	1	7,27	-	-	20	1,3
7	Mpp kalbar #1-2	1	7,27	-	-	20	1,3
8	Mpp kalbar #1-3	1	7,27	-	-	20	1,3
9	Mpp kalbar #1-4	1	7,27	-	-	20	1,3
10	Parit baru #2-1	1	7,27	-	-	40	2,8
11	Parit baru #2-2	1	7,27	-	-	40	2,6
12	Pltg peaker #1-1	1	7,27	-	-	20	1,3
13	Pltg peaker #1-2	1	7,27	-	-	20	1,3
14	Pltg peaker #1-3	1	7,27	-	-	20	1,3
15	Pltg peaker #1-4	1	7,27	-	-	20	1,3
16	Siantan	0,99	0,62	81,7	50,6	-	-
17	Kota baru 1	0,99	0,85	60,2	37,7	-	-
18	Sei raya	0,98	0,47	154,8	96	-	-
19	Cemara	0,98	0,63	54,9	34	-	-
20	Ketapang	1	-10,85	26,8	16,6	-	-
21	Sukadana	1	-8,83	17,3	10,7	-	-
22	Pltu kalbar #1-1	0,99	2,63	-	-	80	8,3
23	Pltu kalbar #1-2	0,99	2,63	-	-	80	8,3
24	Kendawangan	1	-11,87	6,4	4	-	-
25	Entikong	0,99	-7,09	9,4	10,7	-	-

Tabel A.2 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Barat Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
26	Kota baru 2	0,99	-11,57	8,5	5,2	-	-
27	Naga pinoh	0,99	-11,27	15,8	9,8	-	-
28	Putus sibau	0,99	-11,77	14,9	9,2	-	-
29	Sintang	0,99	-10,90	34,6	21,4	-	-
30	Sekadau	0,99	-8,3	16,5	10,2	-	-
31	Sangau	0,99	-6,86	42,1	26,1	-	-
32	Sandai	1	-6,43	6,9	4,3	-	-
33	Ngabang	1	0,85	13,5	8,3	-	-
34	Tayan	1	-1,78	23,9	14,8	-	-
35	Air upah	1	-12,25	21,3	13,2	-	-
36	Rasau	0,98	0,65	21,1	13,1	-	-
37	Bengkayang	1	5,51	15	9,3	-	-
38	Kura-Kura #1-1	1	7,27	-	-	22	1,2
39	Kura-Kura #1-2	1	7,27	-	-	22	1,2
40	Parit baru#1-1	1	7,27	-	-	44	0,7
41	Parit baru#1-2	1	7,27	-	-	44	0,7
42	Pltu Kalbar#2-1	1	7,27	-	-	50	2,2
43	Pltu Kalbar#2-2	1	7,27	-	-	50	2,2
44	Pltu Kalbar #3	0,99	-0,49	-	-	86,9	6,7
45	Serawak	1	14,89	-	-	150	87,4

Tabel A.3 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi

No Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		Pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Palangkaraya	0,94	-3,68	44,3	27,5	-	-
2	New Palangkaraya	0,94	-3,81	39,2	2,43	-	-
3	Amuntai	0,88	-4,52	28,7	17,8	-	-
4	Tamiang	0,88	-4,56	6,2	3,8	-	-
5	Barikin	0,90	-3,37	35,1	21,7	-	-
6	Paringin	0,90	9,66	20,3	12,6	-	-
7	Rantau	0,89	-3,75	39,4	24,4	-	-
8	Kayutangi	0,86	-10,17	17,5	10,8	-	-
9	PLTA Kusan	0,92	-5,42	-	-	30	20
10	Cempaka 150 kV	0,85	-10,93	89,6	55,5	-	-
11	Kandangan	0,89	3,85	16,8	10,4	-	-
12	Aronio	0,84	-12,61	3,1	1,9	-	-
13	Cempaka 70 kV	0,84	-12,51	3,2	2	-	-
14	Pelihari	0,85	-11,09	30	18,6	-	-
15	Bati-Bati	0,86	-10,27	28,4	17,6	-	-
16	Asam-Asam 12	0,88	-9,36	16,2	10	-	-
17	PLTU Kalselteng #2-1	0,88	-9,36	-	-	50	40
18	PLTU Kalselteng #2-2	0,88	-9,36	-	-	50	40
19	PLTU Asam-Asam #1	0,88	-9,36	-	-	40	30
20	PLTU Asam-Asam #2	0,88	-9,36	-	-	40	30

Tabel A.3 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi (lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
21	PLTU Asam-Asam #3	0,88	-9,36	-	-	40	30
22	PLTU Asam-Asam #4	0,88	-9,36	-	-	40	30
23	Batulicin	0,80	-14,76	38,9	24,1	-	-
24	Kota baru	0,79	-15,22	16,9	10,5	-	-
25	Mantuil	0,85	-10,93	44	27,2	-	-
26	Bandara	0,85	-11,03	30,1	18,6	-	-
27	Sei Tabuk	0,85	-10,51	20,7	12,8	-	-
28	PLTA Riam Kanan	0,85	-10,51	-	-	40	30
29	GI SULIN	0,84	-11,50	82,1	50,9	-	-
30	Trisakti 150	0,84	-11,21	9,4	5,8	-	-
31	Trisakti 70	0,80	-15,30	83,7	51,8	-	-
32	Sebar	0,88	-10,40	13,3	8,3	-	-
33	Selat	0,89	-8,4	31,7	19,6	-	-
34	Marabahan	0,87	-3,37	11,2	7	-	-
35	Pulpis	0,91	-7,40	12,6	7,8	-	-
36	PLTU Pulpis #1	0,94	-5,34	-	-	40	30
37	PLTU Pulpis #2	0,94	-5,34	-	-	40	30
38	Kuala Kurun	0,99	7,29	5,3	3,3	-	-
39	Puruk Cahu	0,99	10,52	7,2	4,4	-	-
40	Muara Teweh	0,98	-4,53	14,5	9	-	-
41	FSPT 2	0,98	3,94	-	-	50	23,6
42	FSPT 2	0,98	3,94	-	-	50	23,6

Tabel A.3 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi (lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		Pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
43	Tanjung	0,95	2,25	39,7	24,6	-	-
44	PLTG Kalteng #1-1	0,95	2,25	-	-	80	53,4
45	PLTG Kalteng #1-2	0,95	2,25	-	-	80	53,4
46	Butok	0,97	7,30	16	9,9	-	-
47	Pltmg Bangkanai #1	1	10,82	-	-	8	0,5
48	Pltmg Bangkanai #2	1	10,82	-	-	8	0,5
49	Pltmg Bangkanai #3	1	10,82	-	-	8	0,5
50	Pltmg Bangkanai #4	1	10,82	-	-	8	0,5
51	Pltmg Bangkanai #5	1	10,82	-	-	8	0,5
52	Pltmg Bangkanai #6	1	10,82	-	-	8	0,5
53	Pltmg Bangkanai #7	1	10,82	-	-	8	0,5
54	Pltmg Bangkanai #8	1	10,82	-	-	8	0,2
55	Pltmg Bangkanai #9	1	10,82	-	-	8	0,3
56	Pltmg Bangkanai #10	1	10,82	-	-	8	0,3
57	Pltmg Bangkanai #11	1	10,82	-	-	8	0,2
58	Pltmg Bangkanai #12	1	10,82	-	-	8	0,2
59	Pltmg Bangkanai #13	1	10,82	-	-	8	0,2
60	Pltmg Bangkanai #14	1	10,82	-	-	8	0,2
61	Pltmg Bangkanai #15	1	18,02	-	-	8	0,3

Tabel A.3 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi (lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		Pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
62	Pltng Bangkanai #16	1	18,02	-	-	8	0,3
63	Pltng Bangkanai	1	18,02	-	-	40	0,8
64	Kasogan	0,97	0,34	25	15,5		
65	Kalselteng # 3-1	0,99	1,74	-	-	39,6	9,4
66	Kalselteng # 3-2	0,99	1,74	-	-	80	8,4
67	Sampit	0,98	1,57	48,2	29,9	-	-
68	Pbanteng	0,98	3,28	8,1	5	-	-
69	PLTU Sampit #1	0,98	1,68	-	-	15	7,9
70	PLTU Sampit # 2	0,98	1,68	-	-	15	4,6
71	PLTU Sampit	0,98	1,68	12,6	7,8	-	-
72	Pangkalbun	0,99	5,4	47,2	29,3	-	-
73	KL Pembuang	0,98	1,4	6,2	3,8	-	-
74	NagaBulik	1	4,92	6,5	4	-	-
75	Sukamara	1	4,85	4,6	2,9	-	-
76	PLTG Kalteng # 1-1	0,99	5,45	-	-	80	3,1
77	PLTG Kalteng #1-2	0,99	5,45	-	-	80	3,1



Tabel A.4 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Palangkaraya	0,97	-15,35	45,9	28,4	-	-
2	New Palangkaraya	0,97	-15,54	40,5	25,1	-	-
3	Amuntai	0,98	-23,38	31,6	19,6	-	-
4	Tamiang	0,98	-23,44	6,4	4	-	-
5	Barikin	0,98	-22,54	38,3	23,7	-	-
6	Paringin	0,99	-8,57	7,6	4,9	-	-
7	Rantau	0,98	-22,71	43	26,7	-	-
8	Kayutangi	0,99	-28,75	20	12,4	-	-
9	PLTA Kusan	1	-24,18	-	-	30	3,3
10	Cempaka 150 kV	0,98	-29,75	102,7	63,6	-	-
11	Kandangan	0,98	-22,64	18,4	11,4	-	-
12	Aronio	0,99	-31,25	3,6	2,2	-	-
13	Cempaka 70 kV	0,99	-31,13	3,8	2,3	-	-
14	Pelihari	1	-30,17	34,7	21,5	-	-
15	Bati-Bati	0,99	-29,22	29,8	18,5	-	-
16	Asam-Asam 12	0,99	-28,43	18,2	11,2	-	-
17	PLTU Kalselteng #2-1	0,99	-28,43	-	-	50	2
18	PLTU Kalselteng #2-2	0,99	-28,43	-	-	50	2
19	PLTU Asam-Asam #1	0,99	-28,43	-	-	40	1,4
20	PLTU Asam-Asam #2	0,99	-28,43	-	-	40	1,4
21	PLTU Asam-Asam #3	0,99	-28,43	-	-	40	1,4

Tabel A.4 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
22	PLTU Asam-Asam #4	0,99	-28,43	-	-	40	1,4
23	Batulicin	0,98	-34,05	46,3	28,7	-	-
24	Kota baru	0,98	-34,58	20,3	12,6	-	-
25	Mantuil	0,99	-29,60	50,4	31,2	-	-
26	Bandara	0,98	-29,78	34,5	21,4	-	-
27	Sei Tabuk	0,99	-29,14	23,7	14,7	-	-
28	PLTA Riam Kanan	0,99	-29,14	-	-	40	6,3
29	GI SULIN	0,98	-30,13	94,5	58,5	-	-
30	Trisakti 150	0,98	-29,79	10,7	6,7	-	-
31	Trisakti 70	0,97	-33,28	99	61,4	-	-
32	Sebar	0,99	-10,40	15,2	9,4	-	-
33	Selat	0,98	-25,33	35	21,7	-	-
34	Marabahan	0,99	-26,45	12,6	7,8	-	-
35	Pulpis	0,99	-22,76	13,6	8,4	-	-
36	PLTU Pulpis #1	0,99	-18,78	-	-	40	3,5
37	PLTU Pulpis #1	0,99	-18,78	-	-	40	3,5
38	Kuala Kurun	1,01	-5,08	5,4	3,3	-	-
39	Puruk Cahu	1	-3,73	7,3	4,5	-	-
40	Muara Teweh	0,99	-2,68	14,6	9	-	-
41	FSPT 2	1	-14,16	-	-	50	1,3
42	FSPT 2	1	-14,16	-	-	50	1,3

Tabel A.4 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
43	Tanjung	0,99	-15,95	41,1	25,5	-	-
44	PLTG Kalteng 1	0,99	-15,95	-	-	80	7,8
45	PLTG Kalteng 2	0,99	-15,95	-	-	80	7,8
46	Butok	0,99	-9,17	16,3	10,1	-	-
47	Pltmg Bangkanai #1	1	3,13	-	-	8	0,14
48	Pltmg Bangkanai #2	1	3,13	-	-	8	0,14
49	Pltmg Bangkanai #3	1	3,13	-	-	8	0,14
50	Pltmg Bangkanai #4	1	3,13	-	-	8	0,14
51	Pltmg Bangkanai #5	1	3,13	-	-	8	0,14
52	Pltmg Bangkanai #6	1	3,13	-	-	8	0,14
53	Pltmg Bangkanai #7	1	3,13	-	-	8	0,014
54	Pltmg Bangkanai #8	1	3,13	-	-	8	0,07
55	Pltmg Bangkanai #9	1	3,13	-	-	8	0,07
56	Pltmg Bangkanai #10	1	3,13	-	-	8	0,07
57	Pltmg Bangkanai #11	1	3,13	-	-	8	0,08
58	Pltmg Bangkanai #12	1	3,13	-	-	8	0,08
59	Pltmg Bangkanai #13	1	3,13	-	-	8	0,08
60	Pltmg Bangkanai #14	1	3,13	-	-	8	0,08

Tabel A.4 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
61	Pltmg Bangkanai #15	1	3,13	-	-	8	0,08
62	Pltmg Bangkanai #16	1	3,13	-	-	8	0,08
63	Pltmg Bangkanai	1	18,02	-	-	40	6
64	Sukamara	1	-4,50	4,6	2,9	-	-
65	Kasogan	0,99	-9,10	25,5	15,8	-	-
66	Kalselteng # 3-1	1	-3,22	-	-	75,6	7
67	Kalselteng # 3-2	1	-3,22	-	-	80	9,1
68	Sampit	0,99	-7,83	48,7	30,2	-	-
69	Pbanteng	0,99	-6,10	8,2	5,1	-	-
70	PLTU Sampit #1	0,99	-7,07	-	-	15	3,1
71	PLTU Sampit # 2	0,99	-7,07	-	-	15	1,8
72	PLTU Sampit	0,99	-7,07	12,5	7,6	-	-
73	Pangkalbun	1	-4,02	47,4	29,4	-	-
74	KL Pembuang	0,99	-7,96	6,2	3,9	-	-
75	NagaBulik	1	4,44	6,5	4	-	-
76	PLTG Kalteng # 1-1	1	-3,90	-	-	80	1,9
77	PLTG Kalteng # 1-2	1	-3,90	-	-	80	1,9

Tabel A.5 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Tanjung redep	1	-0,34	44,6	27,7	-	-
2	Tanjung selor	1,02	-2,67	21,9	16,4	-	-
3	Sekatak	1,02	-2,76	3,5	2,6	-	-
4	Malinau	1,02	-4,97	17,5	10,9	-	-
5	Krayan	1,01	-6,33	0,9	0,6	-	-
6	Kayan hulu	1,02	-4,97	1	0,6	-	-
7	Tana kidung	1,02	-4,54	3,2	2,4	-	-
8	Talisan	1,01	-0,38	2,5	1,6	-	-
9	Lati	1	-0,09	6,1	3,7	-	-
10	Sebuku	1,02	-5,69	1,1	0,7	-	-
11	Nunukan	1,01	-6,33	25,1	15,5	-	-
12	Gi industry	0,93	-7,99	61,2	37,9	-	-
13	Manggar	0,94	-7,31	67,6	41,9	-	-
14	Karjo	0,95	-6,88	47,2	29,3	-	-
15	New Balikpapan	0,93	-7,84	46,2	28,6	-	-
16	Balikpapan	0,95	-6,76	29	18	-	-
17	Karingau	0,95	-6,76	15,3	9,5	-	-
18	Samboja	0,96	-5,95	8,6	5,3	-	-
19	Sepaso	1	-0,70	3,4	2,1	-	-
20	Muara wahau	1	-0,10	4,9	3	-	-
21	Sepaku	0,96	-5,95	2,6	1,6	-	-
22	Kembang janggut	1,01	-4,44	2,1	1,3	-	-
23	Muara bengkel	1,02	-2,62	2,4	1,5	-	-
24	Sanga-sanga	0,97	-4,31	4,2	2,6	-	-
25	Mahakam ulu	0,91	-10,78	3,5	2,2	-	-
26	Tanjung batu	1	0,13	1	0,6	-	-
27	Long pahangai	1,03	-6,07	0,8	0,5	-	-
28	Long apari	1,03	-6,07	0,7	0,4	-	-

Tabel A.5 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
29	Senipah	0,97	-4,42	14,2	8,8	-	-
30	Haru	0,97	-4,63	39,5	24,5	-	-
31	Pltd kledang	0,93	5,08	8,4	5,2	-	-
32	Tekawang	0,97	-4,38	95,8	59,4	-	-
33	Embalut	0,99	-3,44	32,2	20	-	-
34	Bukuan	0,97	9,66	25	15,5	-	-
35	New samarinda	0,98	-3,33	40,5	25,1	-	-
36	Samarinda	0,98	-3,33	40,5	25,1	-	-
37	Tengorong	0,98	-4,81	45,6	28,3	-	-
38	Sambutan	0,98	-3,93	38,1	23,6	-	-
39	Samberah	0,98	-2,69	19,8	11,8	-	-
40	Bontang	0,99	-0,55	35	21,7	-	-
41	Sepaku	0,96	-5,95	2,6	1,6	-	-
42	Sinar mas #1-1	1	-0,34	-	-	15,5	26,3
43	Sinar mas #1-2	1	-0,34	-	-	80	26,4
44	Pltu kaltim #5-1	1	-0,1	-	-	50	13,2
45	Pltu kaltim #5-2	1	-0,1	-	-	50	13,2
46	Pltu ftp #2-1	0,99	-0,1	-	-	50	1,7
47	Pltu ftp #2-2	0,99	-0,1	-	-	50	1,7
48	Pltg peaking kaltim #1-1	0,99	-0,55	-	-	30	3,4
49	Pltg peaking kaltim #1-2	0,99	-0,55	-	-	30	3,4
50	Pltd kanan	0,99	-3,44	8,3	5,2	-	-
51	Bontang koala	0,99	-0,56	14,5	9	-	-
52	Sanggata	1	-0,66	30,1	18,7	-	-
53	Kuaro	0,91	-10,55	7,4	4,6	-	-
54	Petung	0,94	-8,12	27	16,7	-	-
55	Longkis	0,91	-10,66	7,5	4,7	-	-
56	Bt sopang	0,91	-10,66	4,4	2,7	-	-
57	Paser	0,91	-10,55	32,2	20	-	-
58	Kota bangun	1,01	-4,73	7,3	4,5	-	-
59	Melak	1,03	-6,00	18,8	14,1	-	-
60	Maloy	1	-0,83	4,4	2,7	-	-

Tabel A.5 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
61	Mpp kaltim #1-1	0,98	-2,69	-	-	8	3,8
62	Mpp kaltim #1-2	0,98	-2,69	-	-	8	3,8
63	Mpp kaltim #1-3	0,98	-2,69	-	-	8	3,8
64	Mpp kaltim #1-4	0,98	-2,69	-	-	8	3,8
65	Pltg samberah #1-1	0,98	-2,69	-	-	16	3,8
66	Pltg samberah #1-2	0,98	-2,69	-	-	16	3,8
67	Pltu kaltim mt #1-1	0,97	-4,35	-	-	25	7,5
68	Pltu kaltim mt #1-2	0,97	-4,35	-	-	25	7,5
69	Pltg senipah #1-1	0,97	-4,42	-	-	30	10
70	Pltg senipah #1-2	0,97	-4,42	-	-	30	10,5
71	Pltgu senipah	0,97	-4,42	-	-	35	10,6
72	Pltu tlk #1-1	0,95	-6,76	-	-	50	45
73	Pltu tlk #1-2	0,95	-6,76	-	-	50	45
74	Pltd cogindo #1	0,99	-3,42	-	-	8	5,8
75	Pltd cogindo #2	0,99	-3,42	-	-	8	5,8
76	Pltd cogindo #3	0,99	-3,42	-	-	8	5,8
77	Pltd cogindo #4	0,99	-3,42	-	-	8	5,8
78	Pltu kaltim #4-1	0,99	-3,44	-	-	50	12,7
79	Pltu kaltim #4-2	0,99	-3,44	-	-	50	12,7

Tabel A.5 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 Sebelum Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
80	Ptu embalut eks	0,99	-3,44	-	-	30	6,3
81	Ptu embalut #1	0,99	-3,44	-	-	10	10
82	Ptu embalut #2	0,99	-3,44	-	-	10	10
83	Kaltim peaker #1-1	0,99	-3,44	-	-	30	12,6
84	Kaltim peaker #1-2	0,99	-3,44	-	-	30	18,3
85	Kaltim peaker #1-3	0,99	-3,44	-	-	30	18,3
86	Kaltim peaker #1-4	0,99	-3,44	-	-	30	12,6
87	Kaltim peaker #1-5	0,99	-3,44	-	-	30	12,6
88	Pltgu tanjung	1	0,13	-	-	30	7,8



Tabel A.6 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Tanjung redep	1,01	-0,86	44,7	27,7	-	-
2	Tanjung selor	1,02	-3,19	21,9	16,4	-	-
3	Sekatak	1,02	-3,31	3,5	2,6	-	-
4	Malinau	1,02	-5,48	17,6	10,9	-	-
5	Krayan	1,01	-6,84	0,9	0,6	-	-
6	Kayan hulu	1,02	-5,48	1	0,6	-	-
7	Tana kidung	1,02	-5,05	3,2	2,4	-	-
8	Talisan	1,01	-0,9	2,5	1,6	-	-
9	Lati	1,01	-0,6	6,1	3,8	-	-
10	Sebuku	1,02	-6,20	1,1	0,7	-	-
11	Nunukan	1,01	-6,84	25,1	15,6	-	-
12	Gi industry	0,98	-11,13	64,4	39,9	-	-
13	Manggar	0,98	-10,32	70,4	43,6	-	-
14	Karjo	0,98	-9,83	48,9	30,3	-	-
15	New Balikpapan	0,98	-10,95	48,5	30	-	-
16	Balikpapan	0,99	-9,37	30	18,6	-	-
17	Karingau	0,99	-9,37	15,8	9,8	-	-
18	Samboja	0,99	-8,85	8,9	5,5	-	-
19	Sepaso	1	-2,55	3,4	2,1	-	-
20	Muara wahau	1,01	-1,68	4,9	3	-	-
21	Sepaku	0,99	-8,79	2,6	1,6	-	-
22	Kembang janggut	1,02	-6,78	2,1	1,3	-	-
23	Muara bengkel	1,02	-4,63	2,4	1,5	-	-
24	Sanga-sanga	0,99	-6,96	4,2	2,6	-	-
25	Mahakam ulu	1	-14,55	3,8	2,4	-	-
26	Tanjung batu	1,01	-0,36	1	0,6	-	-
27	Long pahangai	1,04	-8,38	0,8	0,5	-	-
28	Long apari	1,04	-8,38	0,7	0,4	-	-

Tabel A.6 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
29	Senipah	0,99	-7,16	14,4	8,9	-	-
30	Haru	0,99	-7,34	40,2	24,9	-	-
31	Pltd kledang	0,98	-10,97	8,8	5,5	-	-
32	Tekawang	0,99	-7,05	97,3	60,3	-	-
33	Embalut	0,99	-5,98	32,5	20,1	-	-
34	Bukuan	0,99	-7,09	25,4	15,7	-	-
35	New samarinda	0,99	-5,82	40,8	25,3	-	-
36	Samarinda	0,99	-5,85	29,4	18,2	-	-
37	Tengorong	0,99	-7,14	46,2	28,7	-	-
38	Sambutan	0,99	-6,14	38,5	23,9	-	-
39	Samberah	0,99	-5,13	19,2	11,9	-	-
40	Bontang	0,99	-2,66	35	21,7	-	-
41	Sepaku	0,99	-8,79	2,6	1,6	-	-
42	Sinar mas #1-1	1,01	-0,86	-	-	39,4	29
43	Sinar mas #1-2	1,01	-0,86	-	-	80	28,9
44	Pltu kaltim #5-1	1,01	-1,68	-	-	50	15,3
45	Pltu kaltim #5-2	1,01	-1,68	-	-	50	15,3
46	Pltu ftp #2-1	1	-2,12	-	-	50	0,5
47	Pltu ftp #2-2	1	-2,12	-	-	50	0,5
48	Pltg peaking kaltim #1-1	0,99	-2,66	-	-	30	1,2
49	Pltg peaking kaltim #1-2	0,99	-2,66	-	-	30	1,4
50	Pltd kanan	0,99	-5,98	8,4	5,2	-	-
51	Bontang koala	0,99	-2,66	14,5	9	-	-
52	Sanggata	1	-2,51	30,2	18,7	-	-
53	Kuaro	1	-14,30	8,1	5	-	-
54	Petung	0,99	-11,28	28,3	17,5	-	-
55	Longkis	1	-14,44	8,9	5,1	-	-
56	Bt sopang	1	-14,44	4,8	3	-	-
57	Paser	1	-14,30	35	21,7	-	-
58	Kota bangun	1,02	-7,13	7,4	4,6	-	-
59	Melak	1,04	-8,33	18,9	14,2	-	-
60	Maloy	1	-2,68	4,4	2,8	-	-

Tabel A.6 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
61	Mpp kaltim #1-1	0,99	-5,13	-	-	8	2
62	Mpp kaltim #1-2	0,99	-5,13	-	-	8	2
63	Mpp kaltim #1-3	0,99	-5,13	-	-	8	2
64	Mpp kaltim #1-4	0,99	-5,13	-	-	8	2
65	Pltg samberah #1-1	0,99	-5,13	-	-	16	2
66	Pltg samberah #1-2	0,99	-5,13	-	-	16	2
67	Pltu kaltim mt #1-1	0,99	-7,04	-	-	25	1,7
68	Pltu kaltim mt #1-2	0,99	-7,04	-	-	25	1,7
69	Pltg senipah #1-1	0,99	-7,16	-	-	30	1,4
70	Pltg senipah #1-2	0,99	-7,16	-	-	35	1,6
71	Pltgu senipah	0,99	-7,16	-	-	30	1,4
72	Pltu TLK #1-1	0,99	-9,73	-	-	50	14,4
73	Pltu TLK #1-2	0,99	-9,73	-	-	50	12,1
74	Pltd cogindo #1	0,99	-5,96	-	-	8	1,4
75	Pltd cogindo #2	0,99	-5,96	-	-	8	1,4
76	Pltd cogindo #3	0,99	-5,96	-	-	8	1,4
77	Pltd cogindo#4	0,99	-5,96	-	-	8	1,4
78	Pltu kaltim #4-1	0,99	-5,96	-	-	50	3,4
79	Pltu kaltim #4-2	0,99	-5,96	-	-	50	3,4

Tabel A.6 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 150 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2026 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
80	Pltu embalut eks	0,99	-5,96	-	-	30	1,6
81	Pltu embalut #1	0,99	-5,96	-	-	10	3,5
82	Pltu embalut #2	0,99	-5,96	-	-	10	3,5
83	Kaltim peaker #1-1	0,99	-5,96	-	-	30	3,3
84	Kaltim peaker #1-2	0,99	-5,96	-	-	30	4,7
85	Kaltim peaker #1-3	0,99	-5,96	-	-	30	4,7
86	Kaltim peaker #1-4	0,99	-5,96	-	-	30	3,3
87	Kaltim peaker #1-5	0,99	-5,96	-	-	30	3,3
88	Pltgu tanjung	1,01	-0,39	-	-	30	8,4

Tabel A.7 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	SAMBAS 1-1	1,02	3,98	40,8	25,3	-	-
2	SINGKAWANG	1,01	8,3	73,3	45,4	-	-
3	SEMPARUK	1,02	3,98	14,2	8,8	-	-
4	SENGIRING	0,99	10,53	28,5	17,6	-	-
5	PARIT BARU	0,99	7,29	46,1	28,6	-	-
6	MPP KALBAR #1-1	1	10,92	-	-	23	0,5
7	MPP KALBAR #1-2	1	10,92	-	-	23	0,5
8	MPP KALBAR #1-3	1	10,92	-	-	23	0,5
9	MPP KALBAR #1-4	1	10,92	-	-	23	0,5
10	PLTU PARIT BARU #2-1	1	10,92	-	-	45	1,2
11	PLTU PARIT BARU #2-2	1	10,92	-	-	45	1
12	PLTG PEAKER #1-1	1	10,92	-	-	20	0,4
13	PLTG PEAKER #1-2	1	10,92	-	-	20	0,4
14	PLTG PEAKER #1-3	1	10,92	-	-	20	0,4
15	PLTG PEAKER #1-4	1	10,92	-	-	20	0,4
16	SIANTAN	1	3,72	83,2	51	-	-
17	KOTA BARU 1	0,98	4,6	60,2	37,3	-	-
18	SEI RAYA	0,98	3,88	154,6	95,8	-	-

Tabel A.7 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
19	CEMARA	0,98	4,14	54,9	34	-	-
20	KETAPANG	1,02	-9,64	27,3	16,9	-	-
21	SUKADANA	1,02	-7,65	17,6	10,9	-	-
22	KENDAWANG	1,02	-10,63	7	4,3	-	-
23	PLTU KALBAR #1-2	0,99	5,68	-	-	50	19,5
24	PLTU KALBAR #1-1	0,99	5,68	-	-	50	8,1
25	ENTIKONG	1,02	-5,86	9,6	6	-	-
26	KOTA BARU 2	1,03	-10,05	8,8	5,4	-	-
27	NAGA PINOH	1,03	-9,76	16,5	10,2	-	-
28	PUTUS SIBAU	1,02	-9,85	9,1	15,7	-	-
29	SINTANG	1,03	-10,16	35,9	22,3	-	-
30	SEKADAU	1,02	-7,01	17	10,5	-	-
31	SANGAU	1,01	-5,36	43,2	26,8	-	-
32	SANDAI	1,02	-5,28	7,1	4,4	-	-
33	NGABANG	1,04	1,71	14	8,7	-	-
34	TAYAN	1,01	7,7	24,3	15	-	-
35	AIR UPA	1,02	-11	21,5	13,3	-	-
36	RASAU	0,98	4,4	21,1	13,1	-	-
37	BENGA-YANG	1,08	5,88	16	10	-	-
38	PLTU KURA-KURA # 1-1	1,02	12,08	-	-	25	0,5
39	PLTU KURA-KURA # 1-2	1,02	12,08	-	-	22	3,6
40	PLTU PARIT BARU#1-1	1,02	12,08	-	-	50	1,2
41	PLTU PARIT BARU#1-2	1,02	12,08	-	-	50	1,4

Tabel A.7 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
42	PLTU KALBAR #2-1	1,02	12,08	-	-	50	1,3
43	PLTU KALBAR # 2-2	1,02	12,08	-	-	50	1,3
44	PLTU KALBAR #3	1,02	12,08	-	-	30	6,9
45	SERAWAK	1,17	14,93	-	-	150	1,3
46	Backbone Sei Raya	0,94	5,3	-	-		

Tabel A.8 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi Setelah Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	SAMBAS 1-1	0,98	4,30	39,1	24,2	-	-
2	SINGKAWANG	1	8,10	72,4	44,9	-	-
3	SEMPARUK	0,98	4,30	13,5	8,4	-	-
4	SENGIRING	1	9,9	28,6	17,7	-	-
5	PARIT BARU	1	6,54	46,4	28,7	-	-
6	MPP KALBAR #1-1	1	10,03	-	-	23	2,5
7	MPP KALBAR #1-2	1	10,03	-	-	23	2,5
8	MPP KALBAR #1-3	1	10,03	-	-	23	2,5
9	MPP KALBAR #1-4	1	10,03	-	-	23	2,5
10	PLTU PARIT BARU #2-1	1	10,03	-	-	45	2,8
11	PLTU PARIT BARU #2-2	1	10,03	-	-	45	13,4
12	PLTG PEAKER #1-1	1	10,03	-	-	20	2,4
13	PLTG PEAKER #1-2	1	10,03	-	-	20	2,4
14	PLTG PEAKER #1-3	1	10,03	-	-	20	2,4
15	PLTG PEAKER #1-4	1	10,03	-	-	20	2,4
16	SIANTAN	1	3,02	82,5	51,2	-	-
17	KOTA BARU 1	0,99	3,92	60,3	37,4	-	-
18	SEI RAYA	0,98	3,21	155	96,1	-	-
19	CEMARA	0,99	3,36	55	34,1	-	-
20	KETAPANG	1,01	-10,46	21,7	16,8	-	-
21	SUKADANA	1,01	-8,49	17,3	10,7	-	-



Tabel A.8 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
22	PLTU KALBAR #1-1	1	3,02	-	-	50	5,6
23	PLTU KALBAR #1-2	0,99	5,01	-	-	50	13,1
24	KENDAWANG	1,01	-11,50	6,9	4,3	-	-
25	ENTIKONG	1	-6,51	9,5	5,9	-	-
26	KOTA BARU 2	1,01	-9,95	8,5	5,3	-	-
27	NAGA PINOH	0,99	-10,28	15,9	9,9	-	-
28	PUTUS SIBAU	0,99	-10,37	8,8	15,2	-	-
29	SINTANG	0,99	-9,91	34,8	21,5	-	-
30	SEKADAU	0,99	-7,60	16,6	10,3	-	-
31	SANGAU	0,99	-6,01	42,4	26,3	-	-
32	SANDAI	1,01	-6,10	7	4,3	-	-
33	NGABANG	1,01	1,33	13,6	8,4	-	-
34	TAYAN	1,01	-1,49	24,1	14,9	-	-
35	AIR UPAH	1,01	-11,87	21,4	13,3	-	-
36	RASAU	0,98	3,72	21,2	13,1	-	-
37	BENGKA-YANG	1,01	6,40	15,2	9,4	-	-
38	PLTU KURA-KURA # 1-1	1,01	10,03	-	-	25	4,1
39	PLTU KURA-KURA # 1-2	1,01	10,03	-	-	22	4,1
40	PLTU PARIT BARU#1-1	1,01	10,03	-	-	50	4,8
41	PLTU PARIT BARU#1-2	1,01	10,03	-	-	50	5

Tabel A.8 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat Tahun 2026 dengan Penambahan Jalur Interkoneksi Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
42	PLTU KALBAR #2-1	1,01	10,03	-	-	50	8,8
43	PLTU KALBAR # 2-2	1,01	10,03	-	-	50	8,8
44	PLTU KALBAR #3	1,01	-1,19	-	-	28,5	8,6
45	SERAWAK	1,01	15,10	-	-	150	2,8
46	Backbone Sei Raya	1	4,53	-	-		

Tabel A.9 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat Tahun 2050

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Sambas 1-1	0,8	-5,4	42,2	26,1	-	-
2	Singkawang	0,95	4,7	232,9	144,7	-	-
3	Semparuk	0,8	-5,4	42,2	26,1	-	-
4	Sengiring	0,96	4,21	45,8	28,4	-	-
5	Parit baru	0,95	-2,16	183,5	113,8	-	-
6	Mpp kalbar #1-1	1	-2,16	-	-	20	13,6
7	Mpp kalbar #1-2	1	-2,16	-	-	20	13,6
8	Mpp kalbar #1-3	1	-2,16	-	-	20	13,6
9	Mpp kalbar #1-4	1	-2,16	-	-	20	13,6
10	Parit baru #2-1	1	-2,16	-	-	40	27,3
11	Parit baru #2-2	1	-2,16	-	-	40	27,3
12	Pltg peaker #1-1	1	-2,16	-	-	20	13,6
13	Pltg peaker #1-2	1	-2,16	-	-	20	13,6
14	Pltg peaker #1-3	1	-2,16	-	-	20	13,6
15	Pltg peaker #1-4	1	-2,16	-	-	20	13,6
16	Siantan	0,96	-2,53	345,6	214,2	-	-
17	Kota baru 1	0,91	-5,72	212,8	131,9	-	-
18	Sei raya	0,90	-5,98	364,9	226,2	-	-
19	Cemara	0,91	-5,91	103	63,8	-	-
20	Ketapang	0,97	-10,88	155,1	96,1	-	-
21	Sukadana	0,96	-9,81	49,7	30,8	-	-
22	Pltu Kalbar #1-1	0,98	8,77	-	-	90	15,4
23	Pltu Kalbar #1-2	0,98	8,77	-	-	90	15,4
24	Kendawangan	0,97	-12,48	25	15,5	-	-
25	Entikong	0,95	-4,08	30,2	18,7	-	-
26	Kota baru 2	0,92	-12,03	27,1	16,8	-	-
27	Naga pinoh	0,93	-11,11	38,4	23,8	-	-
28	Putus sibau	0,92	-12,17	35,6	22,1	-	-
29	Sintang	0,94	-10,13	188,7	117	-	-
30	Sekadau	0,95	-6	63,3	39,2	-	-
31	Sangau	0,97	-2,67	176,3	106,3	-	-
32	Sandai	0,96	-7,25	19,9	12,3	-	-
33	Ngabang	0,97	-0,41	34	21,1	-	-
34	Tayan	0,97	-1,75	101,8	63,1	-	-

Tabel A.9 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat Tahun 2050 (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
35	Air upah	0,97	-12,88	20,6	12,8	-	-
36	Rasau	0,91	-5,95	20,5	12,7	-	-
37	Bengkayang	0,98	2,92	70,9	43,9	-	-
38	Kura-Kura# 1-1	0,98	8,77	-	-	25	3,9
39	Kura-Kura# 1-2	0,98	8,77	-	-	20	3,8
40	Parit Baru#1-1	0,98	8,77	-	-	45	8
41	Parit Baru#1-2	0,98	8,77	-	-	45	8
42	Pltu Kalbar#2-1	0,98	8,77	-	-	90	15,4
43	Pltu Kalbar#2-2	0,98	8,77	-	-	90	15,4
44	Pltu Kalbar #3	0,98	-5,98	-	-	90	24,5
45	Serawak	0,98	2,92	-	-	150	60,7
46	PLTU singkawang	0,95	4,71	-	-	250	174,4
47	PLTU Siantan 1-1	0,96	-2,53	-	-	227,9	178,8
48	PLTU Siantan 1-2	0,96	-2,53	-	-	370	184,2
49	PLTU Kalbar 3-2	0,98	-5,98	-	-	90	24,5
50	PLTG Kalbar 1-1	0,97	-10,88	-	-	90	27,4
51	PLTG Kalbar 1-2	0,97	-10,88	-	-	90	27,4
52	PLTG Kalbar 1-3	0,97	-2,67	-	-	90	38,8
53	PLTG Kalbar 1-4	0,97	-2,67	-	-	90	38,8

Tabel A.9 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat Tahun 2050 (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
54	PLTG Kalbar 1-5	0,97	-2,67	-	-	90	38,8
55	PLTG Kalbar 1-6	0,97	-2,67	-	-	90	38,8
56	PLTG Kalbar 1-7	0,94	-10,13	-	-	90	74,3
57	PLTG Kalbar 1-8	0,94	-10,13	-	-	90	74,3
58	Backbone Sei Raya	0,92	-5,01	-	-	-	-

Tabel A.10 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Sambas 1-1	1,01	-13,30	102,3	63,4	-	-
2	Singkawang	0,98	36,19	238,5	147,8	-	-
3	Semparuk	1,01	-13,30	52,3	32,4	-	-
4	Sengiring	0,98	1,04	46,5	28,8	-	-
5	Parit baru	0,98	-3,99	188,5	116,9	-	-
6	Mpp kalbar #1-1	0,98	-3,99	-	-	20	4,8
7	Mpp kalbar #1-2	0,98	-3,99	-	-	20	4,8
8	Mpp kalbar #1-3	0,98	-3,99	-	-	20	4,8
9	Mpp kalbar #1-4	0,98	-3,99	-	-	20	4,8
10	Pltu parit baru #2-1	0,98	-3,99	-	-	40	9,6
11	Pltu parit baru #2-2	0,98	-3,99	-	-	40	9,6
12	Pltg peaker #1-1	0,98	-0,48	-	-	20	4,8
13	Pltg peaker #1-2	0,98	-0,48	-	-	20	4,8
14	Pltg peaker #1-3	0,98	-0,48	-	-	20	4,8
15	Pltg peaker #1-4	0,98	-0,48	-	-	20	4,8
16	Siantan	0,99	-3,75	355,9	2,9	-	-
17	Kota baru 1	0,98	-8,08	227,5	141	-	-
18	Sei raya	0,97	-8,08	391	242,3	-	-
19	Cemara	0,98	-8,30	110,4	68,4	-	-
20	Ketapang	0,98	-13,61	155,6	96,4	-	-
21	Sukadana	0,96	-12,54	49,9	30,9	-	-
22	Pltu kalbar #1-1	0,99	4,89	-	-	90	3
23	Pltu kalbar #1-2	0,99	4,89	-	-	90	3
24	Kendawangan	0,97	-15,25	25,2	15,6	-	-
25	Entikong	0,96	-7,63	30,4	18,9	-	-

Tabel A.10 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
26	Kota baru 2	1,01	-17,20	29,6	18,4	-	-
27	Naga pinoh	1	-16,29	41,3	25,6	-	-
28	Putus sibau	0,99	-17,28	38,3	23,8	-	-
29	Sintang	0,99	-15,02	198,2	122,8	-	-
30	Sekadau	0,97	-10,05	64,7	40,1	-	-
31	Sangau	0,97	-6,23	177,7	110,2	-	-
32	Sandai	0,97	-9,99	20	12,4	-	-
33	Ngabang	0,98	-3,46	34,2	21,2	-	-
34	Tayan	0,98	-4,45	102,7	63,7	-	-
35	Air upah	0,97	-15,66	20,8	12,9	-	-
36	Rasau	0,98	-8,29	21,1	13,1	-	-
37	Bengkayang	0,98	-0,56	71,2	44,2	-	-
38	Pltu kura-kura # 1-1	0,99	7,27	-	-	25	0,5
39	Pltu kura-kura # 1-2	0,99	7,27	-	-	20	0,5
40	Pltu parit baru#1-1	0,99	7,27	-	-	45	1,4
41	Pltu parit baru#1-2	0,99	7,27	-	-	45	1,4
42	Pltu kalbar #2-1	0,99	7,27	-	-	90	2,2
43	Pltu kalbar # 2-2	0,99	7,27	-	-	90	2,2
44	Pltu kalbar #3	0,99	-0,49	-	-	86,9	3,3
45	Serawak	0,98	-0,56	-	-	150	3,33
46	PLTU singkawang	0,98	-0,06	-	-	250	74,1
47	PLTU Siantan 1-1	0,99	-3,75	-	-	343,4	27,8
48	PLTU Siantan 1-2	0,99	-3,75	-	-	370	29,1
49	PLTU Kalbar 3-2	0,98	-2,53	-	-	90	16,8
50	PLTG Kalbar 1-1	0,98	-13,61	-	-	90	23,3

Tabel A.10 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Barat Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
51	PLTG Kalbar 1-2	0,98	-13,61	-	-	90	23,3
52	PLTG Kalbar 1-3	0,97	-6,23	-	-	90	28
53	PLTG Kalbar 1-4	0,97	-6,23	-	-	90	28
54	PLTG Kalbar 1-5	0,97	-6,23	-	-	90	28
55	PLTG Kalbar 1-6	0,97	-6,23	-	-	90	28
56	PLTG Kalbar 1-7	0,99	-15,02	-	-	90	9,9
57	PLTG Kalbar 1-8	0,99	-14,89	-	-	90	9,9
58	Backbone Sei Raya	0,99	-7,17	-	-	-	-



Tabel A.11 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050

No Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Palangkaraya	0,95	-59,54	213,7	132,4	-	-
2	New Palangkaraya	0,94	-60,03	187,4	116,1	-	-
3	Amuntai	0,97	-46,85	60,7	37,6	-	-
4	Tamiang	0,98	-46,26	17,3	10,7	-	-
5	Barikin	0,97	-48,02	115,4	71,5	-	-
6	Paringin	0,97	-48,04	65,8	40,8	-	-
7	Rantau	0,96	-48,43	201,3	124,7	-	-
8	Kayutangi	0,96	-53,94	83	51,4	-	-
9	PLTA Kusan	0,99	-47,60	-	-	50	1,1
10	Cempaka 150 Kv	0,97	-53,74	544,9	337,7	-	-
11	Kandangan	0,97	-48,18	54,8	33,9	-	-
12	Aronio	0,98	-48,61	5,5	3,4	-	-
13	Cempaka 70 kV	0,97	-50,39	10	6,2	-	-
14	Pelihari	0,98	-57,62	161,9	100,3	-	-
15	Bati-Bati	0,97	-54,39	110,3	68,3	-	-
16	Asam-Asam 12	0,98	-54,09	61,2	37,9	-	-
17	PLTU Kalselteng #2-1	0,98	-54,09	-	-	60	19,7
18	PLTU Kalselteng #2-2	0,98	-54,09	-	-	60	19,7

Tabel A.11 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 (Lanjutan)

No Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
19	PLTU Asam-Asam #1	0,98	-54,09	-	-	50	12,9
20	PLTU Asam-Asam #2	0,98	-54,09	-	-	50	12,9
21	PLTU Asam-Asam #3	0,98	-54,09	-	-	45	12,7
22	PLTU Asam-Asam #4	0,98	-54,09	-	-	45	12,7
23	Batulicin	0,96	-61,80	242,6	150,3	-	-
24	Kota baru	0,98	-61,56	57,5	35,6	-	-
25	Mantuil	0,96	-54,33	260,3	161,3	-	-
26	Bandara	0,96	-54,52	178,7	110,8	-	-
27	Sei Tabuk	0,96	-54,36	77,6	48,1	-	-
28	PLTA Riam Kanan	0,98	-48,61	-	-	75	15,6
29	GI SULIN	0,97	-52,79	394,8	244,7	-	-
30	Trisakti 150	0,97	-52,84	486,7	301,6	-	-
31	Trisakti 70	0,97	-52,29	35,2	21,8	-	-
32	Sebar	0,97	-53,24	45,7	28,3	-	-
33	Selat	0,96	-61,77	116,2	72	-	-
34	Marabahan	0,99	-52,72	27	16,7	-	-
35	Pulpis	0,95	-62,54	49,8	30,9	-	-
36	PLTU Pulpis #1	0,98	-59,23	-	-	45	15
37	PLTU Pulpis #1	0,98	-59,23	-	-	45	15
38	Kuala Kurun	0,97	-37,75	14,1	8,8	-	-

Tabel A.11 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
39	Puruk Cahu	0,98	-31,65	19,8	12,3	-	-
40	Muara Teweh	0,98	-28,68	38,8	24,1	-	-
41	FSPT 2	0,98	-45	-	-	60	14,7
42	FSPT 2	0,98	-45	-	-	60	14,7
43	Tanjung	0,97	-47,10	191,5	-47,10	-	-
44	PLTG Kalteng 1	0,97	-47,10	-	-	60	36,9
45	PLTG Kalteng 2	0,97	-47,10	-	-	60	36,9
46	Butok	0,97	7,30	16	9,9	-	-
47	Pltmg Bangkanai #1	0,98	-31,64	-	-	8	3,3
48	Pltmg Bangkanai #2	0,98	-31,65	-	-	8	3,3
49	Pltmg Bangkanai #3	0,98	-28,68	-	-	8	2
50	Pltmg Bangkanai #4	0,98	-28,68	-	-	8	2
51	Pltmg Bangkanai #5	0,98	-28,68	-	-	8	2
52	Pltmg Bangkanai #6	0,98	-25,98	-	-	8	1,2
53	Pltmg Bangkanai #7	0,99	-25,98	-	-	8	1,2
54	Pltmg Bangkanai #8	0,99	-25,98	-	-	8	1,2
55	Pltmg Bangkanai #9	1	-25,62	-	-	8	0,5
56	Pltmg Bangkanai #10	1	-25,62	-	-	8	0,5

Tabel A.11 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
57	Pltng Bangkanai	1	-25,62	-	-	100	5,2
58	Kasogan	0,94	-53,86	103,3	64	-	-
59	Kalselteng # 3-1	0,98	-49,33	-	-	60	19,9
60	Kalselteng # 3-2	0,98	-49,33	-	-	60	19,9
61	Sampit	0,93	-59,24	243,8	151,1	-	-
62	Pbanteng	0,93	-60,55	21,1	13,1	-	-
63	PLTU Sampit #1	0,93	-59,61	-	-	20	18,8
64	PLTU Sampit # 2	0,93	-59,61	-	-	20	18,8
65	PLTU Sampit	0,93	-59,61	56,7	35,1	-	-
66	Pangkalbun	0,95	-60,85	115,7	71,4	-	-
67	KL Pembuang	0,92	-59,96	67,9	4,9	-	-
68	NagaBulik	0,95	-61,63	10,1	6,3	-	-
69	Sukamara	0,95	-61,66	9,2	5,7	-	-
70	PLTG Kalteng # 1-1	0,97	-53,07	-	-	80	58,4
71	PLTG Kalteng #1-2	0,95	-69,78	-	-	60	52,8
72	PLTG Kalselteng	0,97	-44,56	-	-	60	33,3
73	PLTU Palangkaraya	0,95	-59,54	-	-	240	222,9
74	PLTG Kalselteng 1-3	0,99	-25,98	-	-	45	8,4
75	PLTG Kalselteng 1-4	0,99	-25,98	-	-	45	8,7
76	PLTU Barikin 1-1	0,97	-48,02	-	-	250	128,2
77	PLTU Barikin 1-2	0,97	-48,01	-	-	240	127,9

Tabel A.11 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
78	PLTU Cempaka 1-1	0,97	-53,74	-	-	240	121
79	PLTU Cempaka 1-2	0,97	-53,74	-	-	240	121
80	PLTU Cempaka 1-3	0,97	-53,74	-	-	240	121
81	PLTG Kota Baru	0,98	-61,56	-	-	80	25,4
82	PLTG Batu Licin 1-1	0,96	-61,80	-	-	80	45,8
83	PLTG Batu Licin 1-2	0,96	-61,80	-	-	80	45,8
84	PLTU Gis Ulin 1-1	0,97	-52,76	-	-	240	125,7
85	PLTU Gis Ulin 1-2	0,97	-52,76	-	-	240	125,7
86	PLTU Trisakti 1-1	0,97	-52,84	-	-	240	129,1
87	PLTU Trisakti 1-2	0,97	-52,84	-	-	240	129,1
88	PLTU Trisakti 1-3	0,97	-52,84	-	-	60	29
89	PLTG Kalseling 1-5	0,97	-52,9	-	-	24	12,9
90	PLTG Selat	0,96	-61,77	-	-	59,9	46,1
91	Backbone Sampit	0,96	-57,06	-	-	-	-
92	Backbone Palangkaraya	0,96	-56,32	-	-	-	-
93	Backbone Cempaka	0,97	-54,58	-	-	-	-

-

Tabel A.12 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Palangkaraya	0,97	-69,74	218,4	135,3	-	-
2	New Palangkaraya	0,96	-70,21	191,4	118,6	-	-
3	Amuntai	0,97	-55,97	60,7	37,6	-	-
4	Tamiang	0,98	-55,38	17,3	10,7	-	-
5	Barikin	0,97	-60,69	115,1	71,3	-	-
6	Paringin	0,97	-57,16	65,7	40,7	-	-
7	Rantau	0,96	-57,55	200,9	124,5	-	-
8	Kayutangi	0,97	-63,85	82,5	51,1	-	-
9	PLTA Kusan	0,99	-57,59	-	-	50	0,2
10	Cempaka 150 kV	0,98	-63,85	548,2	339,7	-	-
11	Kandangan	0,97	-58,04	54,7	33,9	-	-
12	Aronio	0,98	-58,74	5,5	3,4	-	-
13	Cempaka 70 kV	0,98	-60,52	10	6,2	-	-
14	Pelihari	0,98	-67,67	162,6	100,8	-	-
15	Bati-Bati	0,98	-64,44	110,7	68,6	-	-
16	Asam-Asam 12	0,98	-64,09	61,2	38	-	-
17	PLTU Kalselteng #2-1	0,98	-64,09	-	-	60	18,2
18	PLTU Kalselteng #2-2	0,98	-64,09	-	-	60	18,2
19	PLTU Asam-Asam #1	0,98	-64,09	-	-	50	11,9
20	PLTU Asam-Asam #2	0,98	-64,09	-	-	50	11,9
21	PLTU Asam-Asam #3	0,98	-64,09	-	-	45	11,8

Tabel A.12 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
22	PLTU Asam-Asam #4	0,98	-64,09	-	-	45	11,8
23	Batulin	0,96	-72,72	242,7	150,4	-	-
24	Kota baru	0,98	-72,47	57,5	35,6	-	-
25	Mantuil	0,96	-65,23	260,1	161,2	-	-
26	Bandara	0,96	-65,39	176,3	111,1	-	-
27	Sei Tabuk	0,96	-66,05	77,6	48,1	-	-
28	PLTA Riam Kanan	0,99	60,43	-	-	75	4,2
29	GI SULIN	0,97	-64,52	395,4	245,1	-	-
30	Trisakti 150	0,97	-64,56	487	301,8	-	-
31	Trisakti 70	0,97	-64,01	35,2	21,8	-	-
32	Sebar	0,97	-64,94	45,6	28,3	-	-
33	Selat	0,96	-73,61	116,8	72,4	-	-
34	Marabahan	0,99	-64,74	27,1	16,8	-	-
35	Pulpis	0,96	-74,04	50,3	31,2	-	-
36	PLTU Pulpis #1	0,98	-70,69	-	-	45	10
37	PLTU Pulpis #1	0,98	-70,69	-	-	45	10
38	Kuala Kurun	0,98	-49,97	14,2	8,8	-	-

Tabel A.12 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
39	Puruk Cahu	0,98	-43,88	19,9	12,3	-	-
40	Muara Teweh	0,99	-47,11	38,8	24,1	-	-
41	FSPT 2	0,98	-63,21	-	-	60	14,5
42	FSPT 2	0,98	-63,21	-	-	60	14,5
43	Tanjung	0,97	-65,32	191,5	118,7	-	-
44	PLTG Kalteng 1	0,97	-65,32	-	-	60	36,6
45	PLTG Kalteng 2	0,97	-65,32	-	-	60	36,6
46	Butok	0,99	-44,41	51,2	31,7	-	-
47	Pltmg Bangkanai #1	0,98	-50,09	-	-	8	2,7
48	Pltmg Bangkanai #2	0,98	-50,09	-	-	8	2,7
49	Pltmg Bangkanai #3	0,99	-47,11	-	-	8	1,7
50	Pltmg Bangkanai #4	0,99	-47,11	-	-	8	1,7
51	Pltmg Bangkanai #5	0,99	-47,11	-	-	8	1,7
52	Pltmg Bangkanai #6	0,99	-44,41	-	-	8	1,1
53	Pltmg Bangkanai #7	0,99	-44,41	-	-	8	1,1
54	Pltmg Bangkanai #8	0,99	-44,41	-	-	8	1,1



Tabel A.12 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
55	Pltmg Bangkanai #9	1	-44,05	-	-	12	0,4
56	Pltmg Bangkanai #10	1	-44,05	-	-	12	0,4
57	Pltmg Bangkanai	1	-44,05	-	-	100	3,9
58	Sukamara	0,97	-79,38	9,3	5,8	-	-
59	Kasogan	0,96	-64,33	105,5	65,4	-	-
60	Kalselteng # 3-1	0,99	-67,54	-	-	60	9,9
61	Kalselteng # 3-2	0,99	-67,54	-	-	60	9,9
62	Sampit	0,96	-69,55	252,5	156,4	-	-
63	Pbanteng	0,96	-70,68	21,6	13,4	-	-
64	PLTU Sampit #1	0,96	-69,87	-	-	20	12,5
65	PLTU Sampit # 2	0,96	-69,87	-	-	20	12,5
66	PLTU Sampit	0,96	-69,87	58,5	36,2	-	-
67	Pangkalbun	0,97	-78,58	116,8	72,4	-	-
68	KL Pembuang	0,96	-77,22	8,1	5	-	-
69	NagaBulik	0,9	-79,25	10,2	6,3	-	-
70	PLTG Kalteng # 1-1	0,97	-78,50	-	-	60	36
71	PLTG Kalteng # 1-2	0,97	-78,50	-	-	60	36
72	PLTG Kalselteng	0,98	-62,92	-	-	60	21,6
73	PLTU Palangkaraya	0,97	-77,46	-	-	240	108,3

Tabel A.12 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
74	PLTG Kalselteng 1-3	0,99	-44,41	-	-	45	7,9
75	PLTG Kalselteng 1-4	0,99	-44,41	-	-	45	8,2
76	PLTU Barikin 1-1	0,97	-66,24	-	-	250	126
77	PLTU Barikin 1-2	0,97	-66,24	-	-	240	125,7
78	PLTU Cempaka 1-1	0,98	-72,01	-	-	240	83,4
79	PLTU Cempaka 1-2	0,98	-72,01	-	-	240	83,4
80	PLTU Cempaka 1-3	0,98	-72,01	-	-	240	83,4
81	PLTG Kota Baru	0,98	-79,72	-	-	80	24,9
82	PLTG Batu Licin 1-1	0,96	-79,97	-	-	80	45
83	PLTG Batu Licin 1-2	0,96	-79,97	-	-	80	45
84	PLTU Gis Ulin 1-1	0,97	-71,01	-	-	240	115,6
85	PLTU Gis Ulin 1-2	0,97	-71,01	-	-	240	115,6
86	PLTU Trisakti 1-1	0,97	-71,06	-	-	240	122,1
87	PLTU Trisakti 1-2	0,97	-71,06	-	-	240	122,1
88	PLTU Trisakti 1-3	0,97	-71,06	-	-	240	122,1
89	PLTG Kalseltng 1-5	0,97	-71,28	-	-	80	55
90	PLTG Selat	0,96	-79,43	-	-	60	43,5
91	Backbone Sampit	1,01	-75,09	-	-	-	-
92	Backbone Palangkaraya	1,02	-74,37	-	-	-	-
93	Backbone Cempaka	1,03	-72,70	-	-	-	-

Tabel A.13 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Tanjung redep	0,95	-43,74	242,3	150,2	-	-
2	Tanjung selor	0,98	-33,26	157,7	197,7	-	-
3	Sekatak	0,99	-33,65	11,7	7	-	-
4	Malinau	1	-10,80	7,3	4,5	-	-
5	Krayan	0,99	-15,38	2,4	1,5	-	-
6	Kayan hulu	1	-10,80	20,6	1,5	-	-
7	Tana kidung	0,99	-15,46	3,1	12,7	-	-
8	Talisan	0,95	-43,81	5,2	3,2	-	-
9	Lati	0,96	-43,63	22,4	13,9	-	-
10	Sebuku	0,99	-13,11	2,8	1,8	-	-
11	Nunukan	0,99	-15,38	76,9	47,7	-	-
12	Gi industry	0,98	-7,70	64,3	39,8	-	-
13	Manggar	0,95	-53,21	290,9	180,3	-	-
14	Karjo	0,95	-51,55	165,9	102,8	-	-
15	New Balikpapan	0,95	-53,94	260,9	161,7	-	-
16	Balikpapan	0,95	50,01	171,1	82,9	-	-
17	Karingau	0,95	50,01	68,6	42,5	-	-
18	Samboja	0,96	-43,84	42,8	26,6	-	-
19	Sepaso	0,96	-50,07	4,5	2,8	-	-
20	Muara wahau	0,99	-47,99	6,6	4,1	-	-
21	Sepaku	0,95	-50,09	8,1	5	-	-
22	Kembang janggut	0,97	-35,89	6,5	4	-	-
23	Muara bengkel	0,99	-48,55	11,8	7,3	-	-
24	Sanga-sanga	0,96	-42,87	23	14,2	-	-
25	Mahakam ulu	0,97	-31,36	8,2	5,1	-	-
26	Tanjung batu	0,96	-43,40	4,6	2,9	-	-
27	Long pahangai	0,98	-31,34	1,7	1	-	-
28	Long apari	0,98	-31,34	1,5	0,9	-	-

Tabel A.13 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
29	Senipah	0.97	-41,89	70,7	43,8	-	-
30	Haru	0.96	-43,14	140,8	87,2	-	-
31	Pltd kledang	0.95	-53,96	13,4	8,3	-	-
32	Tekawang	0.96	-43,01	164,9	102,2	-	-
33	Embalut	0.96	-41,86	99,9	61,9	-	-
34	Bukuan	0.97	-42,63	90,9	56,3	-	-
35	New samarinda	0.96	-42,64	220,7	136,8	-	-
36	Samarinda	0.96	-42,76	127,6	79,1	-	-
37	Tengorong	0.94	-41,87	244,9	151,8	-	-
38	Sambutan	0.96	-43,14	186,6	115,6	-	-
39	Samberah	0.97	-41,22	59,6	36,9	-	-
40	Bontang	0.95	-49,66	216	133,9	-	-
41	Sinar mas #1-1	0.95	-43,74	-	-	100	100
42	Sinar mas #1-2	0.95	-43,74	-	-	100	100
43	Pltu kaltim #5-1	0.99	-47,99	-	-	60	12,6
44	Pltu kaltim #5-2	0.99	-47,99	-	-	60	12,6
45	Pltu ftp #2-1	0.96	-49,07	-	-	60	40
46	Pltu ftp #2-2	0.96	-49,07	-	-	60	40
47	Pltg peaking kaltim #1-1	0.97	-49,72	-	-	40	28,4
48	Pltg peaking kaltim #1-2	0.97	-49,72	-	-	40	28,4
49	Pltd kanan	0.96	-41,86	42,2	26,1	-	-
50	Bontang koala	0.95	-49,73	89,3	29,4	-	-
51	Sanggata	0.97	-49,72	79,8	49,5	-	-
52	Kuaro	0.97	-30,94	43,9	27,2	-	-
53	Petung	0.94	-45,86	74,9	46,4	-	-
54	Longkis	0.98	-31,14	9,7	6	-	-
55	Bt sopang	0.98	-31,14	10,7	6,6	-	-
56	Paser	0.97	-30,94	82,1	50,9	-	-
57	Kota bangun	0.96	-36,91	39,1	24,3	-	-
58	Melak	0.98	-31,23	81,7	50,6	-	-
59	Maloy	0.94	-52,20	85,1	52,7	-	-

Tabel A.13 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
60	Mpp kaltim #1-1	0,97	-41,22	-	-	6	3
61	Mpp kaltim #1-2	0,97	-41,22	-	-	6	4,4
62	Mpp kaltim #1-3	0,97	-41,22	-	-	6	3
63	Mpp kaltim #1-4	0,97	-41,22	-	-	6	3
64	Pltg samberah #1-1	0,97	-41,22	-	-	15	6,2
65	Pltg samberah #1-2	0,97	-41,22	-	-	15	9,1
66	Pltu kaltim mt #1-1	0,97	-42,56	-	-	20	9,4
67	Pltu kaltim mt #1-2	0,97	-42,56	-	-	20	9,4
68	Pltg senipah #1-1	0,97	-41,89	-	-	30	11,3
69	Pltg senipah #1-2	0,97	-41,89	-	-	35	11,4
70	Pltgu senipah	0,97	-41,89	-	-	26	10,1
71	Pltu tlk #1-1	0,95	50,01	-	-	70	61,7
72	Pltu tlk #1-2	0,95	50,01	-	-	70	61,7
73	Pltd cogindo #1	0,96	-41,86	-	-	5	3,1
74	Pltd cogindo #2	0,96	-41,86	-	-	5	3,1
75	Pltd cogindo #3	0,96	-41,86	-	-	5	3,1
76	Pltd cogindo#4	0,96	-41,86	-	-	5	3,1
77	Pltu kaltim #4-1	0,96	-41,86	-	-	80	3,9
78	Pltu kaltim #4-2	0,96	-41,86	-	-	80	3,9
79	Pltu embalut eks	0,96	-41,86	-	-	20	20,2
80	Pltu embalut #1	0,96	-41,86	-	-	10	10
81	Pltu embalut #2	0,96	-41,86	-	-	10	10

Tabel A.13 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
82	Kaltim peaker #1-1	0,96	-41,86	-	-	40	20,6
83	Kaltim peaker #1-2	0,96	-41,86	-	-	40	20,6
84	Kaltim peaker #1-3	0,96	-41,86	-	-	40	20,6
85	Kaltim peaker #1-4	0,96	-41,86	-	-	40	20,6
86	Kaltim peaker #1-5	0,96	-41,86	-	-	40	20,6
87	Pltgu tanjung	0,96	-43,40	-	-	40	26,5
88	PLTA Kayan	0,99	-2,03	-	-	250	6,1
89	PLTA Kaltara 1-1	0,99	-2,03	-	-	200	4,6
90	PLTA Kaltara 1-2	0,99	-2,03	-	-	143,5	3,1
91	PLTA Kelai	1	-40,51	-	-	40	29,4
92	PLTG Tanjung Selor	0,98	-33,26	-	-	80	19,7
93	PLTU Samberah	0,97	-41,22	-	-	300	129,8
94	PLTU Samarinda	0,96	-42,64	-	-	370	197,2
95	PLTG Sambutan	0,97	-41,22	-	-	30	25,1
96	PLTU Bukuan	0,97	-42,63	-	-	200	140,8
97	PLTG Haru	0,96	-43,14	-	-	60	47,5
98	PLTU Manggan	0,95	-53,21	-	-	200	232
99	PLTU Balikpapan	0,95	50,01	-	-	370	230
101	PLTU Kaltim 5-1	0,99	-26,61	-	-	200	15,8
102	PLTU Kaltim 5-2	0,99	-26,61	-	-	200	15,8
103	PLTG Kuaro	0,97	-30,94	-	-	80	22,9
104	PLTA Tabang	0,99	-31,98	-	-	150	34,4
105	PLTG Bangkanai	0,98	-31,23	-	-	80	22,9
106	PLTU Kaltim 1-1	0,99	-29,95	-	-	60	7,4

Tabel A.13 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
107	PLTU Kaltim 1-2	0,99	-29,95	-	-	60	7,4
108	Backbone Sabah	0,92	-50,29	276,2	171,1	-	-
109	Backbone Tanjung	0,94	-48,28	-	-	-	-
110	Backbone Bontang	0,93	-48,77	-	-	-	-
111	Backbone Samarinda	0,93	-48,79	-	-	-	-
112	Backbone Balikpapan	0,94	-50,02	-	-	-	-

Tabel A.14 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
1	Tanjung redep	0,97	-60,11	245,5	152,2	-	-
2	Tanjung selor	0,952	-45,58	153,3	95	-	-
3	Sekatak	0,96	-45,97	11	6,8	-	-
4	Malinau	0,97	-14,99	7,2	4,5	-	-
5	Krayan	0,96	-19,76	2,4	1,5	-	-
6	Kayan hulu	0,97	-14,99	2,4	1,5	-	-
7	Tana kidung	0,953	-21,20	19,8	12,3	-	-
8	Talisan	0,97	-60,18	5,3	3,3	-	-
9	Lati	0,97	-59,98	22,6	14	-	-
10	Sebuku	0,96	-17,40	2,8	1,7	-	-
11	Nunukan	0,96	-19,76	76	47,1	-	-
12	Gi industry	0,953	-11,13	64,4	39,9	-	-
13	Manggar	0,96	-71,41	292,7	181,4	-	-

Tabel A.14 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
14	Karjo	0,96	-69,82	167,8	104	-	-
15	New Balikpapan	0,958	-72,12	262,3	162,5	-	-
16	Balikpapan	0,97	-68,31	173,6	84,1	-	-
17	Karingau	0,97	-68,31	69,6	43,1	-	-
18	Samboja	0,96	-62,61	43	26,6	-	-
19	Sepaso	0,98	-67,62	4,6	2,8	-	-
20	Muara wahu	0,99	-65,85	6,6	4,1	-	-
21	Sepaku	0,97	-68,38	8,3	5,1	-	-
22	Kembang janggut	0,97	-54,70	6,5	4	-	-
23	Muara bengkel	0,99	-66,41	11,9	7,4	-	-
24	Sanga-sanga	0,97	-61,63	23	14,3	-	-
25	Mahakam ulu	0,98	-49,81	8,2	5,1	-	-
26	Tanjung batu	0,97	-59,74	4,7	2,9	-	-
27	Long pahangai	0,98	-50,15	1,7	1	-	-
28	Long apari	0,98	-50,15	1,5	0,9	-	-
29	Senipah	0,97	-60,64	70,8	43,9	-	-
30	Haru	0,96	-61,91	141,3	87,6	-	-
31	Pltd kledang	0,958	-72,15	13,5	8,3	-	-
32	Tekawang	0,96	-61,80	165,6	102,6	-	-
33	Embalut	0,97	-60,67	100,5	62,3	-	-
34	Bukuan	0,97	-61,39	91,1	56,5	-	-
35	New samarinda	0,97	-61,44	223,7	138,7	-	-



Tabel A.14 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
36	Samarinda	0,97	-61,56	129,3	80,2	-	-
37	Tengorong	0,9508	-52,62	246,1	152,5	-	-
38	Sambutan	0,96	-61,91	183,7	116,1	-	-
39	Samberah	0,98	-60,03	60	37,2	-	-
40	Bontang	0,98	-67,69	221,3	137,1	-	-
41	Sepaku	0,97	-68,38	8,3	5,1	-	-
42	Sinar mas #1-1	0,97	-60,11	-	-	100	71,7
43	Sinar mas #1-2	0,97	-60,11	-	-	100	71,7
44	Pltu kaltim #5-1	0,99	-67,62	-	-	40	15,9
45	Pltu kaltim #5-2	0,99	-67,61	-	-	40	15,9
46	Pltu ftp #2-1	0,98	-67,06	-	-	60	14,4
47	Pltu ftp #2-2	0,98	-67,06	-	-	60	14,4
48	Pltg peaking kaltim #1-1	0,98	-67,62	-	-	40	15,9
49	Pltg peaking kaltim #1-2	0,98	-67,62	-	-	40	15,9
50	Pltd kanan	0,97	-60,67	42,4	26,3	-	-
51	Bontang koala	0,98	-67,75	90,1	29,6	-	-
52	Sanggata	0,98	-67,62	80,8	50,1	-	-
53	Kuaro	0,98	-49,40	44,1	27,3	-	-
54	Petung	0,96	-56,16	75,8	47	-	-
55	Longkis	0,98	-49,40	10,7	6	-	-
56	Bt sopang	0,98	-49,40	9,7	6,6	-	-

Tabel A.14 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
57	Paser	0,98	-49,40	82,3	51	-	-
58	Kota bangun	0,96	-55,73	39,2	24,3	-	-
59	Melak	0,98	-50,03	81,7	50,6	-	-
60	Maloy	0,96	-62,05	86,2	53,4	-	-
61	Mpp kaltim #1-1	0,98	-60,03	-	-	6	2,1
62	Mpp kaltim #1-2	0,98	-60,03	-	-	6	3,1
63	Mpp kaltim #1-3	0,98	-60,03	-	-	6	2,1
64	Mpp kaltim #1-4	0,98	-60,03	-	-	6	2,1
65	Pltg samberah #1-1	0,98	-60,03	-	-	15	4,4
66	Pltg samberah #1-2	0,98	-60,03	-	-	15	6,6
67	Pltu kaltim mt #1-1	0,97	-61,32	-	-	20	8,5
68	Pltu kaltim mt #1-2	0,97	-61,32	-	-	20	8,5
69	Pltg senipah #1-1	0,97	-60,64	-	-	30	10,6
70	Pltg senipah #1-2	0,97	-60,64	-	-	35	10,7
71	Pltgu senipah	0,97	-60,64	-	-	26	9,5
72	Pltu tlk #1-1	0,97	-68,31	-	-	70	41,2
73	Pltu tlk #1-2	0,97	-68,31	-	-	70	41,2
74	Pltd cogindo #1	0,97	-60,67	-	-	5	3,1
75	Pltd cogindo #2	0,97	-60,67	-	-	5	3,1

Tabel A.14 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
76	Pltd cogindo #3	0,97	-60,67	-	-	5	3,1
77	Pltd cogindo#4	0,97	-60,67	-	-	5	3,1
78	Pltu kaltim #4-1	0,97	-60,67	-	-	80	3,9
79	Pltu kaltim #4-2	0,97	-60,67	-	-	80	3,9
80	Pltu embalut eks	0,97	-60,67	-	-	20	16,4
81	Pltu embalut #1	0,97	-60,67	-	-	10	8,1
82	Pltu embalut #2	0,97	-60,67	-	-	10	8,1
83	Kaltim peaker #1-1	0,97	-60,67	-	-	40	16,7
84	Kaltim peaker #1-2	0,97	-60,67	-	-	40	16,7
85	Kaltim peaker #1-3	0,97	-60,67	-	-	40	16,7
86	Kaltim peaker #1-4	0,97	-60,67	-	-	40	16,7
87	Kaltim peaker #1-5	0,97	-60,67	-	-	40	16,
88	Pltgu tanjung	0,97	-59,74	-	-	40	18
89	PLTA Kayan	0,99	-4,04	-	-	249,8	55,9
90	PLTA Kaltara 1-1	0,99	-4,04	-	-	200	28,7
91	PLTA Kaltara 1-2	0,99	-4,04	-	-	276,4	33,7
92	PLTA Kelai	1	-56,90	-	-	40	19,7
93	PLTG Tanjung Selor	0,952	-45,58	-	-	80	49
94	PLTU Samberah	0,98	-60,03	-	-	300	94,4
95	PLTU Samarinda	0,97	-61,44	-	-	370	126,2
96	PLTG Sambutan	0,96	-61,91	-	-	30	22,6
97	PLTU Bukuan	0,97	-61,39	-	-	200	127,3

Tabel A.14 Hasil Simulasi Sistem Kelistrikan 500 kV Kalimantan Timur dan Utara Tahun 2050 Setelah Melakukan Kompensasi (Lanjutan)

No. Bus	Nama	Tegangan		Beban		Pembangkit	
		pu	Angle (degree)	Mw	Mvar	Mw	Mvar
98	PLTG Haru	0,96	-61,91	-	-	60	42,7
99	PLTU Manggan	0,96	-71,41	-	-	200	200
101	PLTU Balikpapan	0,97	-68,31	-	-	370	155,3
102	PLTU Kaltim 5-1	0,99	-45,06	-	-	200	11,3
103	PLTU Kaltim 5-2	0,99	-45,06	-	-	200	11,3
104	PLTG Kuaro	0,98	-49,40	-	-	80	20,2
105	PLTA Tabang	0,99	-50,80	-	-	150	30,9
106	PLTG Bangkai	0,98	-50,03	-	-	80	21,7
107	PLTU Kaltim 1-1	0,99	-48,75	-	-	60	6,1
108	PLTU Kaltim 1-2	0,99	-48,75	-	-	60	6,1
109	Backbone Sabah	0,98	-59,62	293,5	181,5	-	-
110	Backbone Tanjung	1	-57,80	-	-	-	-
111	Backbone Bontang	1	-58,79	-	-	-	-
112	Backbone Samarinda	1	-58,94	-	-	-	-
113	Backbone Balikpapan	1	-60,11	-	-	-	-

## RIWAYAT HIDUP PENULIS

**Karina Eka Santi**, dilahirkan di Madiun pada tanggal 10 Mei 1994.



Merupakan anak Pertama dari dua bersaudara dari pasangan Bapak Heru Wahono dan Ibu Kurdaningsih. Menempuh jenjang pendidikan TK di Kartika (2000-2001), SD Negeri 01 Kartoharjo Madiun (2001-2007), SMPN 13 Madiun (2007-2010), SMAN 04 Madiun (2010-2013). Setelah lulus dari SMA, penulis melanjutkan pendidikan di Diploma 3 Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya (ITS Surabaya) dan mengambil bidang Komputer Kontrol. Setelah lulus pada tahun

2016, penulis melanjutkan pendidikan program Sarjana di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya (ITS Surabaya) pada tahun 2016 melalui jalur penerimaan lintas jalur dan mengambil bidang Teknik Sistem Tenaga.

email : [karinaekas768@gmail.com](mailto:karinaekas768@gmail.com)

*Halaman ini sengaja dikosongkan*