



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE 141599

**ANALISIS STABILITAS SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN
DAN JAWA 500 KV DC MENGGUNAKAN *TIME DOMAIN*
*SIMULATION***

Gladi Samodra
NRP 07111645000011

Dosen Pembimbing
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng.
Prof. Dr. Ir. Imam Robandi, MT.

PROGRAM STUDI S1 TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

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



FINAL PROJECT - TE 141599

**STABILITY ANALYSIS OF ELECTRICAL SYSTEM KALIMANTAN AND JAVA
500 KV DC USING TIME DOMAIN SIMULATION**

Gladi Samodra
NRP 07111645000011

Advisor
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng.
Prof. Dr. Imam Robandi

ELECTRICAL ENGINEERING S1 STUDY PROGRAM
Faculty of Industrial Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

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

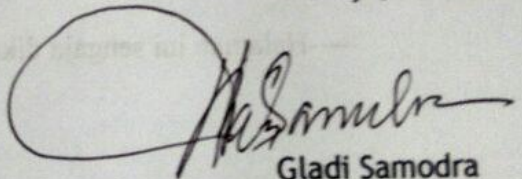
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "**Analisis Stabilitas Sistem Kelistrikan Kalimantan Dan Jawa 500 kV DC Menggunakan *Time Domain Simulation***" 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, Juli 2018



Gladi Samodra
NRP 07111645000011

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

**ANALISIS STABILITAS SISTEM KELISTRIKAN
KALIMANTAN DAN JAWA 500 KV DC MENGGUNAKAN TIME
DOMAIN SIMULATION**

TUGAS AKHIR

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

Menyetujui:

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II


Dr. Eng. Ardyono Priyadi, S.T., M. Eng.
NIP. 197309271998031004


Prof. Dr. Ir. Imam Robandi, MT.
NIP. 196308171990031001



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

ANALISIS STABILITAS SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN DAN JAWA 500 KV DC MENGGUNAKAN *TIME DOMAIN SIMULATION*

Nama Mahasiswa : Gladi Samodra
Dosen Pembimbing I : Dr.Eng.Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng.
Dosen Pembimbing II : Prof. Dr. Ir. Imam Robandi, MT.

ABSTRAK

Indonesia adalah negara kepulauan yang terdiri dari lima pulau besar dan pulau-pulau kecil kurang lebih 17.000 yang tersebar. Pulau Kalimantan (Indonesia) memiliki peranan penting dalam perekonomian Indonesia. Seiring bertambah beban listrik di Kalimantan setiap tahun, maka pemerintah dengan Perusahaan Listrik Negara (PLN) melakukan perancangan penambahan sistem kelistrikan Kalimantan untuk memenuhi kebutuhan listrik dan mentransfer daya listrik ke Jawa melalui *Backbone HVDC (High Voltage DC) 500 kV*. *Backbone HVDC 500 kV* menghubungkan sistem kelistrikan di area Kalimantan Barat, Kalimantan Selatan, Kalimantan Timur, Kalimantan Utara, dan Jawa Timur (Gresik). Penelitian ini membahas tentang kestabilan sistem HVDC 500 kV akibat dari gangguan hubung singkat yang menghasilkan perubahan tegangan maksimal 2% dan frekuensi sebesar 0,2%. Analisis kestabilan sistem kelistrikan HVDC menggunakan metode *Time Domain Simulation (TDS)*.

Kata Kunci— High Voltage DC, Kestabilan, Time Domain Simulation, gangguan hubung singkat.

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

Stability Analysis Of Electrical System Kalimantan and Java 500 kV DC Using Time Domain Simulation

Name : Gladi Samodra

Advisor : Dr.Eng.Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng.

ABSTRACT

Indonesia is the archipelago country consist of 5 big islands and small islands. Kalimantan island (Indonesia) has important role in Indonesia economic. Along the enhancement of electricity load in Kalimantan each years, Indonesia Government designs enhancement of electricity system in Kalimantan in order to meet electricity needs. 500 kV DC Backbones used for connecting electricity system in West, South, East, and North Kalimantan, while electricity power transferred to Java from Banjarmasin (South Kalimantan) to Gresik (East Java). This research discuss about stability of HVDC 500 kV system due to short circuit in dc line disturbance which making voltage change maximum 2% and frequency change 0,2%. Analysis of HVDC system stability by using Time Domain Simulation (TDS).

Keyword— High Voltage DC, Stability, Time Domain Simulation, Short Circuit Fault

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

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat 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 STABILITAS SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN DAN JAWA 500 KV DC MENGGUNAKAN *TIME DOMAIN SIMULATION*

Selanjutnya penulis ingin mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya sebagai bentuk penghargaan kepada semua pihak yang telah membantu dan memotivasi penulis selama proses pengerjaan tugas akhir, ucapan terimakasih diperuntukan kepada :

1. Kedua orang tua tercinta, Bapak Didik Purnomo Riyadi dan Ibu Mamik Darmayanti yang selalu memberikan dukungan baik moril maupun materil, memotivasi, menyemangati dan mendo'akan penulis, sehingga proses pengerjaan tugas akhir dapat terlaksana dengan lancar.
2. Bapak Dr.Eng.Ardyono Priyadi, S.T., M.Eng. dan Bapak Prof. Dr. Imam Robandi sebagai Dosen Pembimbing yang telah memberikan ilmu pengetahuan, pengarahan dan bimbingan dalam proses menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Seluruh Dosen Departemen Teknik Elektro ITS yang telah mendidik dan mengajarkan ilmu pengetahuan kepada penulis selama duduk dibangku kuliah.
4. Teman-teman Departemen Teknik Elektro ITS, khususnya teman dan rekan seperjuangan mahasiswa Lintas Jalur angkatan 2016 bidang studi Teknik Sistem Tenaga.
5. Zaki Arifin, S.ST.dan rekan PANDAWA, serta semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Semoga kebaikan yang telah diberikan oleh Bapak/Ibu, Saudara/i mendapat balasan dari Allah SWT.

Penulis berharap, semoga karya tugas akhir ini dapat memberikan manfaat bagi siapapun yang membutuhkan khususnya bagi kalangan mahasiswa yang mengambil jurusan Teknik Elektro bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Selanjutnya penulis pun menyadari, bahwa tugas akhir ini masih jauh dari kesempurnaan, sehingga koreksi dan masukan dari pembaca sangat diperlukan bagi kemajuan penulis.

Surabaya, **2 Juli 2018**

Penulis

DAFTAR ISI

	HALAMAN
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN JUDUL	iii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	v
HALAMAN PENGESAHAN	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi Penelitian	3
1.6 Sistematika Laporan	3
1.7 Relevansi	4
BAB II TEORI DASAR	5
2.1 Pengenalan HVDC (High Voltage DC)	5
2.2 Biaya Sistem HVDC	6
2.3 Permasalahan Transmisi DC	7
2.4 Aplikasi Transmisi DC	8
2.4.1 Menghubungkan remote generation	8
2.4.2 Interkoneksi grid-grid	8
2.4.3 Menghubungkan PLTB lepas pantai	8
2.4.4 Menghubungkan <i>remote</i> beban-beban	8
2.5 Tipe-Tipe Sistem HVDC	9
2.5.1 <i>Monopolar</i>	9
2.5.2 <i>Bipolar</i>	9
2.5.3 <i>Homopolar</i>	10
2.6 Tipe-Tipe Konverter	10
2.7 Kestabilan	12
2.8 Gangguan Kecil (Stabilitas Tegangan)	14

2.9 Gangguan Besar	15
2.10 Kestabilan Tegangan	15
2.11 Kestabilan Transien	15
2.12 Kestabilan Sudut Rotor (<i>Rotor Angle Stability</i>)	16
2.13 Kestabilan Frekuensi (<i>Frequency Stability</i>)	17
2.14 Persamaan Ayunan (<i>Swing Equation</i>)	17
2.15 DigSiENt (<i>Digital Simulation of Electrical Networks</i>)	19
BAB III SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN	21
3.1 Jalur <i>Backbone</i> 500 kV HVDC Sistem Kelistrikan Kalimantan	21
3.2 Data Beban Kalimantan	23
3.3 Pembangkitan Lisrik Kalimantan Barat	23
3.4 Pembangkitan Listrik Kalimantan Tengah dan Selatan	25
3.5 Pembangkitan Listrik Kalimantan Timur dan Utara	26
3.6 Pemodelan <i>Backbone</i> Sistem HVDC 500 kV	27
BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS DATA	29
4.1 Titik Gangguan Hubung Singkat	29
4.2 Respon Frekuensi	30
4.2.1 Tahun 2027	30
4.2.2 Tahun 2030	31
4.2.3 Tahun 2035	32
4.2.4 Tahun 2040	33
4.2.5 Tahun 2045	34
4.2.6 Tahun 2050	35
4.3 Respon Tegangan	36
4.3.1 Tahun 2027	36
4.3.2 Tahun 2030	37
4.3.3 Tahun 2035	39
4.3.4 Tahun 2040	40
4.3.5 Tahun 2045	42
4.3.6 Tahun 2050	43
4.4 Respon Sudut Rotor	45
4.4.1 Tahun 2027	45
4.4.2 Tahun 2030	48
4.4.3 Tahun 2035	51
4.4.4 Tahun 2040	54
4.4.5 Tahun 2045	57
4.4.6 Tahun 2050	60

BAB V PENUTUP	63
5.1 Kesimpulan	63
5.2 Saran	63
DAFTAR PUSTAKA	65
LAMPIRAN : Beban Kalimantan	67
INDEKS	97
RIWAYAT HIDUP PENULIS.....	99

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

DAFTAR GAMBAR

HALAMAN

Gambar 2.1 Perbandingan RoW untuk sistem transmisi AC- DC.....	5
Gambar 2.2. Perbandingan biaya transmisi AC dengan DC.....	6
Gambar 2.3. <i>Monopolar</i>	9
Gambar 2.4. <i>Bipolar</i>	9
Gambar 2.5. <i>Homopolar</i>	10
Gambar 2.6. Klasifikasi kestabilan sistem tenaga	13
Gambar 3.1. Pulau Kalimantan.....	21
Gambar 3.2. Jalur <i>backbone</i> 500 kV DC	22
Gambar 3.3. Grafik pertumbuhan beban Kalimantan	23
Gambar 3.4. Pembangkitan Kalimantan Barat	24
Gambar 3.5. Pembangkitan Kalimantan Tengah dan Selatan.....	25
Gambar 3.6. Pembangkitan Kalimantan Timur dan Utara	26
Gambar 3.7. <i>Backbone</i> HVDC 500 kV	27
Gambar 4.1 Titik gangguan hubung singkat.....	29
Gambar 4.2. Respon frekuensi tahun 2027	30
Gambar 4.3. Respon frekuensi tahun 2030.....	31
Gambar 4.4. Respon frekuensi tahun 2035.....	32
Gambar 4.5. Respon frekuensi tahun 2040.....	33
Gambar 4.6. Respon frekuensi tahun 2045.....	34
Gambar 4.7. Respon frekuensi tahun 2050.....	35
Gambar 4.8. Respon tegangan tahun stasiun <i>rectifier</i>	36
Gambar 4.9. Respon tegangan tahun stasiun <i>inverter</i>	37
Gambar 4.10. Respon tegangan tahun stasiun <i>rectifier</i>	37
Gambar 4.11. Respon tegangan tahun stasiun <i>inverter</i>	38
Gambar 4.12. Respon tegangan stasiun <i>rectifier</i>	39
Gambar 4.13. Respon tegangan stasiun <i>inverter</i>	40
Gambar 4.14. Respon tegangan stasiun <i>rectifier</i>	40
Gambar 4.15. Respon tegangan stasiun <i>inverter</i>	41
Gambar 4.16. Respon tegangan stasiun <i>rectifier</i>	42
Gambar 4.17. Respon tegangan stasiun <i>inverter</i>	42
Gambar 4.18. Respon tegangan stasiun <i>rectifier</i>	43
Gambar 4.19. Respon tegangan stasiun <i>inverter</i>	44
Gambar 4.20. Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1	45
Gambar 4.21. Respon sudut rotor Riam Kanan	46
Gambar 4.22. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 2	47

Gambar 4.23. Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1.....48

Gambar 4.24. Respon sudut rotor Riam Kanan.....49

Gambar 4.25. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 250

Gambar 4.26 . Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1.....51

Gambar 4.27. Respon sudut rotor Riam Kanan.....52

Gambar 4.28. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 253

Gambar 4.29. Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1.....54

Gambar 4.30. Respon sudut rotor Riam Kanan.....55

Gambar 4.31. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 256

Gambar 4.32. Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1.....57

Gambar 4.33. Respon sudut rotor Riam Kanan.....58

Gambar 4.34. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 259

Gambar 4.35. Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1.....60

Gambar 4.36. Respon sudut rotor Riam Kanan.....61

Gambar 4.37. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 262

DAFTAR TABEL

HALAMAN

Tabel 2.1. Biaya trasnmisi HVDC.....	7
Tabel 2.2. Biaya stasiun konverter	7
Tabel 2.3. Perbandingan tipe konverter	11
Tabel 2.4. Standar kestabilan tegangan (IEEE 1159-2009).....	14

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

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia adalah negara kepulauan yang terdiri dari lima pulau besar dan pulau-pulau kecil kurang lebih 17.000 yang tersebar. Indonesia juga merupakan negara dengan populasi terbesar ke-4 di dunia dan memiliki permintaan energi yang relatif tinggi, khususnya listrik[1]. Seiring bertambahnya beban listrik di Kalimantan tiap tahunnya, maka pemerintah dengan PLN merancang sistem kelistrikan di Kalimantan. Perancangan sistem kelistrikan ini untuk memenuhi kebutuhan listrik di Kalimantan dan mentransfer dayanya ke Jawa. *Backbones* transmisi dengan level tegangan 500 kV DC ini digunakan untuk menghubungkan kota di Kalimantan yaitu Pontianak, Ketapang, Sampit, Palangkaraya, Banjarmasin, Balikpapan, Samarinda, Bontang, Tanjung Redep yang selanjutnya disebut sebagai jalur selatan, sedangkan transfer daya ke Jawa dari Banjarmasin (Kalsel) ke Gresik (Jatim).

Teknologi HVDC pertama kali dibangun menggunakan interkoneksi kabel bawah laut Gotland (1954) dan Sardinia (1967), transmisi jarak jauh dengan Pacific Intertie (1970), dan sungai Nelson (1973) menggunakan *mercury arc valve*. Transmisi HVDC adalah salah satu jenis transmisi listrik dengan menggunakan arus searah tegangan tinggi sebagai sumbernya. HVDC memiliki banyak manfaat dibandingkan dengan *High Voltage Alternating Current* (HVAC) atau transmisi tegangan tinggi ac dalam beberapa kondisi tertentu antara lain kerugian daya yang efisien dan relatif stabil dengan rating daya yang sama[2]. HVDC dapat menyelesaikan masalah stabilitas tegangan yang terjadi pada sistem ac, menurunkan arus gagal, dan meningkatkan cadangan daya listrik [3]. *Backbones* HVDC ini lebih efektif digunakan pada jarak jauh daripada HVAC karena kerugian daya yang kecil daripada HVAC, namun untuk biaya investasi HVDC lebih mahal daripada HVAC. Umumnya panjang saluran HVDC ratusan atau bahkan ribuan kilometer melewati medan yang bermacam-macam[4]. Untuk kompensasi saluran ac diperlukan untuk transisi jarak jauh dalam mengatasi *line charging* dan kestabilan, sedangkan untuk saluran dc tidak memerlukan kompensasi saluran [5]. Kemampuan mengirimkan daya saluran ac berbanding terbalik dengan jarak transmisi, sedangkan saluran dc tidak dipengaruhi jarak transmisi[6].

Pada paper ini menganalisis respon tegangan dan frekuensi pada sisi konverter HVDC 500 kV akibat gangguan hubung singkat di saluran dc menggunakan metode TDS yang bekerja dalam domain waktu, sehingga didapatkan nilai kestabilan tegangan dan frekuensi mengacu pada standard IEEE. Untuk tegangan jatuh diantara 0,1 dan 0,9 pu selama 0,5 siklus hingga 1 menit dan lonjakan tegangan di atas 1,1 pu selama 0,5 siklus hingga 1 menit, sedangkan toleransi frekuensi yaitu $\pm 0,1$ Hz[7]. Gangguan saluran dc ke tanah disebabkan oleh kegagalan insulasi diantara konduktor dc dengan tanah. Software yang digunakan untuk mensimulasikan sistem adalah *Digital Simulation of Electrical NeTworks (DigSilent)* versi 15.1 yang didesain untuk sistem tenaga listrik dan analisa kontrol agar mencapai tujuan utama perencanaan dan optimisasi[8].

1.2 Permasalahan

Kestabilan interkoneksi HVDC yang menghubungkan Gardu Induk (GI) di Kalimantan Barat, Kalimantan Timur, Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah, dan Kalimantan Utara, serta Gresik (Jatim). Pada tugas akhir ini bertujuan untuk mengetahui kestabilan dari sistem melalui analisis kestabilan sebelum realisasi di lapangan seiring dengan penambahan beban tahun 2027 hingga tahun 2050.

1.3 Batasan Masalah

1. Analisis kestabilan tegangan dan frekuensi pada sisi konverter
2. Transfer daya dari Banjarmasin ke Gresik (Jatim) sebesar 1000 MW.
3. Gangguan yang terjadi adalah gangguan hubung singkat di saluran dc ke tanah.
4. Sistem kelistrikan Kalimantan tahun 2027, 2030, 2035, 2040, 2045, dan 2050.

1.4 Tujuan

Tujuan penulis mengerjakan tugas akhir ini untuk mendapatkan hasil kestabilan sistem jika terjadi gangguan sehingga dapat menjadi referensi sebelum realisasi.

1.5 Metodologi Penelitian

Metodologi yang dilakukan pada tugas akhir ini adalah :

1. Studi Literatur

Study literatur dilakukan dengan mempelajari informasi-informasi yang berkaitan dengan topik tugas akhir yang bersumber dari paper dan buku tugas akhir sebelumnya. Materi yang dipelajari yaitu :

- Analisis kestabilan
- HVDC

2. Pengumpulan Data

Pada tahapan awal mengumpulkan data-data sistem. Meliputi data saluran, data beban, dan generator untuk sistem kelistrikan Kalimantan.

3. Pemodelan sistem dan simulasi

Dalam tugas akhir ini dilakukan pemodelan sistem kelistrikan Kalimantan menggunakan *software DigSilent* Selanjutnya dilakukan simulasi aliran daya dan kestabilan.

4. Analisis Kestabilan

Setelah melakukan simulasi kestabilan maka dilakukan proses analisis untuk mengetahui dampaknya terhadap karakteristik tegangan dan daya pada sisi *rectifier*.

5. Kesimpulan dan Penulisan Buku Laporan

Dari hasil analisis kestabilan yang telah disimulasikan, selanjutnya penulis dapat mengambil kesimpulan.

1.6 Sistematika Laporan

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

Bab I: Pendahuluan

Bab ini membahas tentang penjelasan mengenai latar belakang, rumusan masalah dan batasan masalah, tujuan, metodologi, dan relevansi.

Bab II: Dasar Teori

Bab ini menjelaskan secara umum teori mengenai sistem kelistrikan HVDC dan kestabilan transien.

Bab III: Sistem Kelistrikan Kalimantan *Master Plan* 500 kV

Pada bab ini membahas mengenai data komponen kelistrikan, pemodelan sistem pada saluran transmisi Kalimantan dari tahun 2027 sampai tahun 2050.

Bab IV: Simulasi dan Analisis

Berisi tentang hasil analisis kestabilan pada sisi rectifier HVDC terhadap sistem Kalimantan 500 kV tahun 2027,2030,2035,2040, 2045, dan 2050.

Bab V: Penutup

Pada bab penutup dijelaskan mengenai kesimpulan dan saran.

1.7 Relevansi

Hasil dari Tugas Akhir ini dapat dijadikan bahan pertimbangan dalam perencanaan sistem kelistrikan Kalimantan dan untuk penelitian berikutnya.

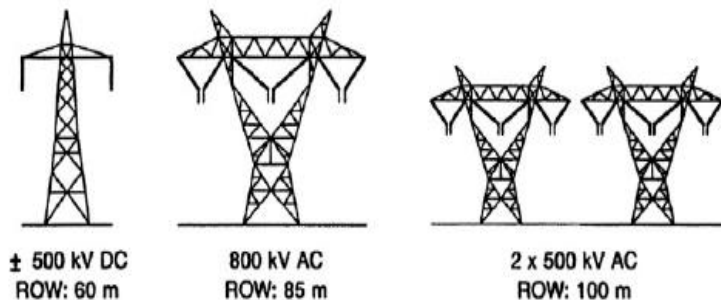
BAB II

TEORI DASAR

2.1 Pengenalan HVDC (High Voltage DC)

HVDC adalah salah satu jenis transmisi listrik dengan menggunakan arus searah tegangan tinggi sebagai sumbernya. HVDC memiliki banyak manfaat dibandingkan dengan HVAC atau transmisi tegangan tinggi AC dalam beberapa kondisi tertentu. HVDC pertama kali dibuat di Gotland (1954) dan Sardina (1967) melalui interkoneksi kabel bawah laut, kemudian dalam transmisi jarak jauh di Pacific Intertie (1970) dan Nelson River (1973).

Biaya investasi transmisi HVDC terdiri dari tiang transmisi, konduktor, insulator, dan peralatan terminal seperti pada gambar 2.1. Saluran DC (*Direct Current*) dapat membawa lebih banyak daya dengan dua konduktor (kutub positif atau negatif terhadap tanah) sebagaimana saluran AC (*Alternating Current*) dengan tiga konduktor dengan ukuran yang sama. Oleh karena itu untuk level daya yang diberikan, DC *line* membutuhkan RoW (*Right of Way*) yang lebih kecil, lebih sederhana dan tiang yang lebih murah .



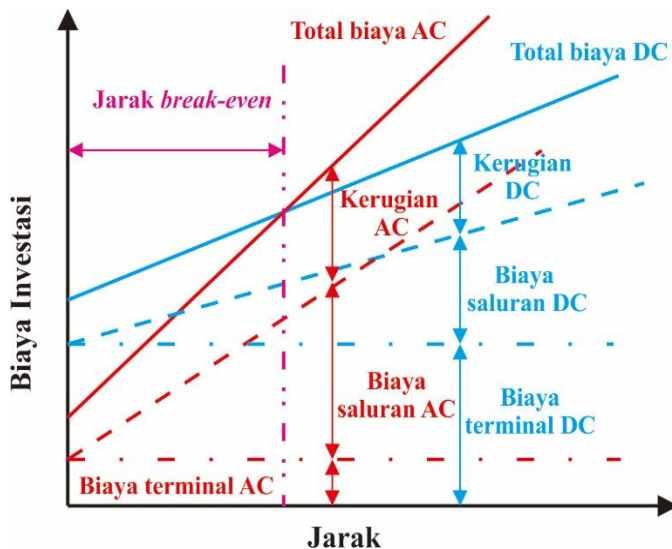
Gambar 2.1 Perbandingan RoW untuk sistem transmisi AC- DC

HVDC memiliki beberapa keuntungan dibandingkan dengan transmisi AC sebagai berikut,

1. Tidak ada batasan pada koneksi kabel bawah laut.

2. Meningkatkan kestabilan sistem kelistrikan dan meningkatkan kapasitas daya dengan modulasi daya dalam respon terhadap frekuensi, ayunan daya (*power swing*) atau nilai saluran.
3. Tidak ada peningkatan kapasitas arus hubung singkat pada AC *switchgear*.
4. Ketahanan terhadap impedansi, sudut fasa, frekuensi, dan fluktuasi tegangan.

2.2 Biaya Sistem HVDC



Gambar 2.2. Perbandingan biaya transmisi AC dengan DC

Gambar 2.2 menggambarkan perbandingan antara transmisi AC dengan DC terhadap jarak *line* transmisi. Semakin jauh jarak transmisi HVDC maka biaya akan lebih efektif daripada transmisi HVAC (*High Voltage AC*). Biaya investasi awal HVDC lebih mahal daripada HVAC disebabkan oleh biaya *valve* yang lebih tinggi, namun lebih menguntungkan untuk jarak melebihi 450 km. Transmisi HVAC membutuhkan shunt capacitor setiap 100 km atau 200 km karena kapasitas elektrostatisnya, dengan kata lain total biaya untuk transmisi *line* diikuti dengan penambahan biaya *shunt capacitor*.

Tabel 2.1. Biaya trasn misi HVDC

Deskripsi Line	BiayaLine 2014 (\$/MILE)
230 kV Single Circuit	\$959,700
230 kV Double Circuit	\$1,536,400
345 kV Single Circuit	\$1,343,800
345 kV Double Circuit	\$2,150,300
500 kV Single Circuit	\$1,919,450
500 kV Double Circuit	\$3,071,750
500 kV HVDC Bi-pole	\$1,536,400
600 kV HVDC Bi-pole	\$1,613,200

Tabel 2.1 menunjukkan biaya pembangunan transmisi *line* pada tahun 2014 menurut *Western Renewable Energy Zones (WREZ) project* untuk U.S. *Departement of Energy* dan *Western Governors, Association*[9].

Tabel 2.2. Biaya stasiun konverter

Peralatan	230 kV	345 kV	500 kV
Harga dasar	\$1,706,250	\$2,132,700	\$2,559,250

Tabel 2.2 menunjukkan biaya investasi pembangunan gardu induk baru dalam US *dollar*[9].

2.3 Permasalahan Transmisi DC

Aplikasi transmisi DC dibatasi oleh beberapa faktor sebagai berikut:

1. Peralatan converter yang mahal
2. Ketidakmampuan untuk menggunakan level tegangan yang berubah.
3. Menghasilkan harmonisa.
4. Memerlukan daya reaktif,dan
5. Kontrol yang kompleks.

Saluran dc merupakan salah satu komponen yang memiliki kemungkinan kegagalan yang tinggi. Ada dua tipe kegagalan yang terjadi pada hubungan dc seperti gangguan saluran dc ke tanah dan gangguan saluran dc ke saluran dc. Gangguan-gangguan tersebut pada sistem

HVDC paling dominan dan sering terjadi. Beberapa gangguan terjadi pada stasiun konverter di sisi *rectifier* atau *inverter* yang berdampak besar pada kestabilan sistem.

Gangguan saluran dc ke saluran biasanya disebabkan oleh kegagalan insulasi diantara dua konduktor dc, namun gangguan ini jarang terjadi. Ketika gangguan ini terjadi di saluran transmisi dc, kapasitor akan *discharged* dengan cepat.

Gangguan saluran ke tanah disebabkan oleh kegagalan insulasi diantara konduktor dc dan tanah. Pada saluran udara transmisi HVDC, gangguan ini disebabkan sambaran petir dan polusi. Untuk sistem transmisi HVDC bawah tanah, gangguan saluran dc ke tanah paling sering terjadi[10].

2.4 Aplikasi Transmisi DC

2.4.1 Menghubungkan remote generation

Beberapa sumber energi, seperti tenaga matahari dan hidro sering diletakkan terpisah ratusan atau ribuan kilometer dari pusat beban. HVDC lebih andal untuk mengirimkan listrik dari puncak gunung, padang pasir, dan laut melewati jarak jauh dengan kerugian daya yang rendah.

2.4.2 Interkoneksi grid-grid

Untuk beberapa keadaan khusus seperti perbedaan frekuensi listrik atau koneksi melewati jarak jauh di atas air, maka menggunakan HVDC.

2.4.3 Menghubungkan PLTB lepas pantai

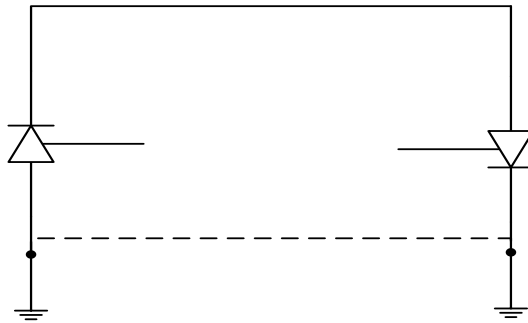
Pembangkit ini seingkali ditempatkan di lepas pantai yang jauh, karena kondisi angin yang lebih menguntungkan disana. Jika jarak grid di daratan dengan pembangkit ini sangat jauh maka solusi yang mungkin adalah menggunakan HVDC.

2.4.4 Menghubungkan remote beban-beban

Menyuplai listrik ke dalam grid dengan HVDC, meningkatkan stabilitas dan mencegah pemadaman

2.5 Tipe-Tipe Sistem HVDC

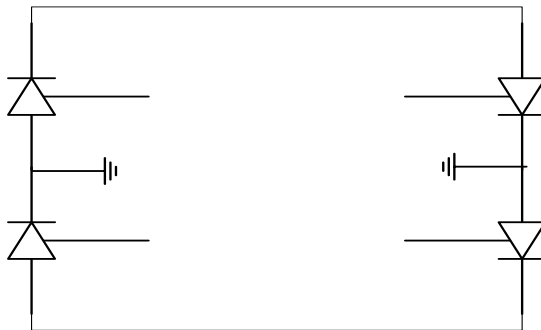
2.5.1 Monopolar



Gambar 2.3. *Monopolar*

Gambar 2.3 adalah tipe *monopolar* yaitu system yang memiliki satu konduktor dan menggunakan tanah (*ground*) atau laut sebagai jalur kembali. Tipe ini dioperasikan dengan kutub negative karena efek korona yang sedikit daripada kutub positif.

2.5.2 Bipolar

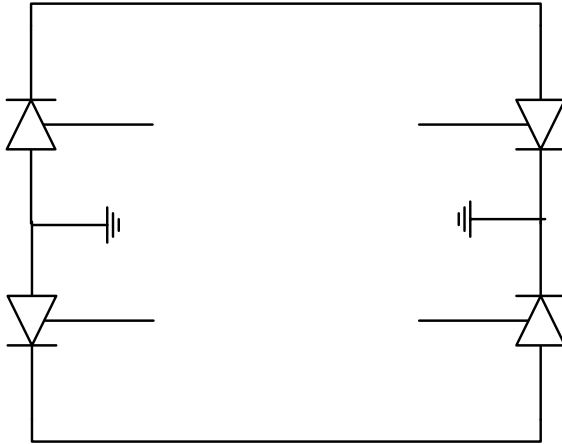


Gambar 2.4. *Bipolar*

Gambar 2.4 adalah tipe *bipolar* yang terdiri dari dua konduktor , satu positif dan yang lain negatif. Tiap terminal memiliki dua set

konverter dengan nilai yang sama. Titik hubung diantara dua set konverter diketanahkan dengan menggunakan saluran elektroda pendek.

2.5.3 Homopolar



Gambar 2.5. *Homopolar*

Gambar 2.5 adalah tipe *homopolar* yang terdiri dari dua konduktor dengan polaritas yang sama dapat dioperasikan dengan tanah (ground). Tipe ini memiliki keuntungan yaitu mengurangi biaya insulasi.

2.6 Tipe-Tipe Konverter

Sistem HVDC membutuhkan converter elektronika untuk mengonversikan energy listrik AC menjadi DC atau sebaliknya. Pada dasarnya ada dua konfigurasi converter tiga fasa yang mungkin, antara lain:

1. *Current Source Converter (CSC).*
2. *Voltage Source Converter (VSC).*

Tabel 2.3. Perbandingan tipe konverter

	Tipe Konverter	
	CSC	VSC
Sisi AC	• Sumber tegangan konstan • Memerlukan kapasitor sebagai penyimpan energy • Memerlukan filter AC yang besar untuk harmonisa • Memerlukan suplai daya reaktif untuk perbaikan faktor daya	• Sumber arus konstan • Memerlukan induktor sebagai penyimpan energy • Memerlukan hanya filter AC kecil untuk harmonisa yang lebih tinggi • Daya reaktif tidak diperlukan karena konverter dapat beroperasi dalam berbagai kuadran
Sisi DC	• Sumber arus konstan • Memerlukan induktor sebagai penyimpan energi • Memerlukan filter DC • Menyediakan fitur pembatas arus gagal	• Sumber tegangan konstan • Memerlukan kapasitor sebagai penyimpan energi • Kapasitor penyimpan energi menyediakan kemampuan filter DC
Sakelar	• Komutasi saluran atau komutasi paksa dengan kapasitor seri • Pensaklaran terjadi pada frekuensi saluran seperti hanya pulsa tunggal per siklus • Kerugian pensaklaran lebih rendah	• Komutasi sendiri • Pensaklaran terjadi pada frekuensi tinggi • Kerugian pensaklaran lebih tinggi
Jangkauan nilai	• 0-550 MW per converter • Hingga 600 kV	• 0-200 MW per converter • Hingga 100 kV

Tabel 2.3 menjelaskan tentang perbandingan antara converter tipe CSC dengan VSC dari sisi AC,DC, *switches*, dan *rating range*[11].

Penggunaan CSC HVD tersebar luas menggunakan katup *thyristor* dan reaktor penghalus DC memiliki kerugian, sebagai contoh, peralatan yang berputar seperti generator atau kompensator sinkron dibutuhkan pada sisi *inverter* untuk menyediakan tegangan komutasi katup *thyristor*. Lebih lanjut, kapasitor bank untuk mengompensasi konsumsi daya reaktif pada sisi inverter dan rectifier. CSC HVDC menghasilkan harmonisa orde rendah, filter yang besar diperlukan untuk menghilangkan harmonisa ini.

Disebabkan batasan CSC HVDC, maka system ini diganti dengan VSC HVDC. Bagaimanapun juga, VSC HVDC masih memiliki beberapa permasalahan untuk mengatasi kerugian pensaklaran, aplikasi peralatan yang terbatas dan masalah lain yang berhubungan dengan frekuensi pensaklaran tinggi. Oleh karena itu, penggunaan VSC HVDC dibawah 250 MW, sedangkan diatas 250 MW menggunakan CSC HVDC. Keuntungan VSC HVDC sebagai berikut,

1. Harmonisa orde rendah dikurangi secara signifikan dengan kecepatan pensaklaran yang tinggi, sehingga ukuran filter relatif kecil.
2. Memungkinkan mengontrol daya aktif dan reaktif secara independen dari satu sama lain.
3. Respon waktu yang cepat disebabkan oleh frekuensi pensaklaran yang meningkat pada control PWM.

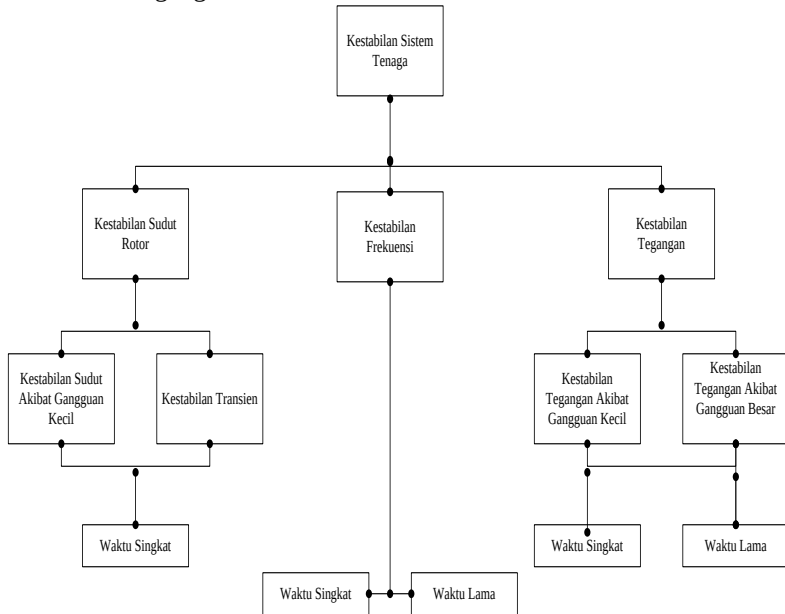
VSC HVDC sesuai untuk aplikasi sebagai berikut,

1. Menghubungkan sumber energy terbarukan, seperti PLTB dengan grid.
2. Mengirimkan energi ke system yang independent seperti pulau atau *oil platform*.
3. Menyediakan energy untuk area perkotaan dengan pertumbuhan beban yang cepat.
4. Menyediakan daya melalui transmisi dengan jarak jauh.

2.7 Kestabilan

Kestabilan didefinisikan sebagai suatu sistem yang beroperasi normal dan dapat mempertahankan kondisi normal setelah mengalami gangguan, sedangkan ketidakseimbangan dalam sistem tenaga dapat dipahami bergantung pada konfigurasi sistem[12]. Sistem tenaga listrik mengandalkan mesin sinkron untuk pembangkit tenaga listrik yang harus dijaga dalam keadaan sinkron selama operasi sistem sedang berjalan.

Berdasarkan artikel IEEE dalam judul *Definition and Classification of Power System Stability*, kestabilan sistem tenaga dikategorikan menjadi 3 jenis antara lain: Kestabilan Generator, Kestabilan Frekuensi, dan Kestabilan Tegangan.



Gambar 2.6. Klasifikasi kestabilan sistem tenaga

Gambar 2.6 adalah klasifikasi dari kestabilan. Kestabilan berdasarkan gangguan yang terjadi dapat dikategorikan menjadi dua yaitu kestabilan tegangan akibat gangguan besar dan kestabilan tegangan akibat gangguan kecil. Gangguan besar yang terjadi adalah hilangnya supply dari generator (*generator outage*), perubahan beban yang besar dan hubung singkat. Sedangkan gangguan kecil yaitu perubahan beban dengan kapasitas yang kecil.

Kestabilan berdasarkan durasi gangguan dibedakan menjadi gangguan jangka pendek dan jangka panjang. Gangguan kestabilan jangka pendek menghasilkan *voltage dip* dan *voltage swell*, sedangkan gangguan kestabilan jangka panjang dapat mengakibatkan *undervoltage* dan *over voltage*. Penjelasan lebih lanjut dapat dilihat pada tabel berikut,

Tabel 2.4. Standar kestabilan tegangan (IEEE 1159-2009)

Kategori	Durasi	Besar Tegangan
Tegangan RMS Durasi Pendek		
Instaneous		
<i>Dip (sags)</i>	0.5-30cycles	0.1-0.9 pu
<i>Swell</i>	0.5-30cycles	1.1-1.8 pu
Momentary		
<i>Interruption</i>	0.5 cycles-3s	<0.1 pu
<i>Dip (sags)</i>	30 cycles-3s	0.1-0.9 pu
<i>Swell</i>	31 cycles-3s	1.1-1.4 pu
Temporary		
<i>Interruption</i>	> 3s-1 min	<0.1 pu
<i>Dip (sags)</i>	> 3s-1 min	0.1-0.9 pu
<i>Swell</i>	> 3s-1 min	1.1-1.2 pu
Tegangan RMS Durasi Panjang		
<i>Interruption</i>	> 1 min	0.0 pu
<i>Undervoltage</i>	> 1 min	0.8-0.9 pu
<i>Overvoltage</i>	> 1 min	1.1-1.2 pu

Tabel 2.4 adalah standard yang dikeluarkan oleh IEEE untuk tegangan[13]. *Sags* adalah tegangan yang menurun menjadi antara 0,1 pu dan 0,9 pu selama 0,5 siklus (10 ms) hingga 1 menit. *Swells* adalah tegangan yang menaik diatas 1,1 pu selama 0,5 siklus hingga 1 menit, khususnya diantara 1,1 pu hingga 1,2 pu.

2.8 Gangguan Kecil (Stabilitas Tegangan)

Merupakan kemampuan stabilitas system mengontrol tegangan pada saat terjadi gangguan kecil seperti meningkatnya permintaan beban sistem. Kemampuan stabilitas ini dapat ditentukan dari karakteristik beban kontrol kontinyu dan diskrit yang diberikan pada saat waktu tertentu. Hal ini digunakan untuk menentukan respon tegangan sistem terhadap perubahan beban pada saat waktu tertentu, sehingga dalam stabilitas tegangan dengan gangguan kecil ini dapat dilakukan analisis statis yang dapat digunakan untuk menentukan batasan stabilitas dan mengidentifikasi faktor-faktor yang dapat mempengaruhi stabilitas sistem.

2.9 Gangguan Besar

Merupakan kemampuan stabilitas sistem mengontrol tegangan pada saat terjadi gangguan besar seperti hubung singkat dan atau kehilangan daya pembangkit. Kemampuan stabilitas ini dapat ditentukan dari karakteristik beban sistem dan interaksi dari kontrol kontinyu atau diskrit dan proteksi. Stabilitas tegangan dengan gangguan besar memerlukan pengujian pada performansi dinamis nonlinier suatu sistem selama periode waktu tertentu (biasanya beberapa detik hingga 10 menit) untuk menggambarkan interaksi dari beberapa peralatan seperti pembatas arus medan pada generator.

2.10 Kestabilan Tegangan

Kestabilan tegangan adalah kemampuan dari sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kestabilan level tegangan pada batas yang diizinkan di semua bus apabila terjadi gangguan. Sebuah sistem dapat dikatakan stabil apabila mampu menjaga naik turun level tegangan pada batas yang sesuai standar dalam jangka waktu yang diizinkan saat terjadi keadaan tidak seimbang. Sebaliknya sistem tidak stabil apabila tidak dapat mengembalikan keadaan semula apabila terjadi gangguan. Salah satu penyebab ketidakstabilan adalah ketidaksinkronan antara kebutuhan beban dan pembangkitan. Biasanya gangguan yang terjadi adalah lepasnya beban yang signifikan atau lepasnya generator sehingga tegangan menjadi berosilasi tidak stabil.

2.11 Kestabilan Transien

Kestabilan transien merupakan kemampuan sistem tenaga listrik mempertahankan keadaan sinkronisasi saat mengalami gangguan transien. Gangguan transien yang dimaksud seperti generator *outage*, gangguan pada elemen transmisi, *short circuit*, dan perubahan beban secara tiba-tiba. Kestabilan transien pada generator untuk ayunan pertama (*first swing*) dapat menyebabkan perubahan sudut rotor. Apabila torsi mekanik rotor lebih tinggi dari torsi elektriknya maka sudut rotor akan meningkat menyebabkan percepatan sebaliknya apabila torsi mekanik rotor lebih rendah dari torsi elektriknya maka sudut rotor akan berubah menjadi lebih rendah menyebabkan perlambatan. Pada kestabilan transien terdapat tiga fase yang berbeda yaitu keadaan sebelum gangguan (*predisturbance*), keadaan saat gangguan (*disturbance*), dan keadaan setelah gangguan (*postdisturbance*). Selama gangguan terjadi, sistem

mengalami transisi dari keadaan setimbang ke keadaan yang lain merupakan proses operasi normal.

Ketidakstabilan transien diperoleh dari pemeriksaan antara sudut rotor generator (δ) terhadap waktu. Kestabilan transien memiliki tiga karakteristik kasus yang dapat terjadi:

1. Kasus stabil menunjukkan bahwa sudut rotor mencapai nilai *stead-state* setelah mengalami beberapa osilasi.
2. Kasus yang tidak stabil menunjukkan ketidakstabilan ayunan pertama (*first-swing*) yang ditandai dengan meningkatnya sudut rotor secara terus menerus terhadap waktu.

Kasus generator stabil pada saat ayunan pertama tetapi saat osilasi meningkat dalam jumlah besar mengakibatkan ketidakstabilan. Ketidakstabilan ini terjadi karena sistem tidak memenuhi kondisi *small-signal stability*.

2.12 Kestabilan Sudut Rotor (*Rotor Angle Stability*)

Kestabilan sudut rotor merupakan kemampuan dua generator atau lebih yang saling terhubung pada sistem tenaga listrik untuk mempertahankan sinkronisasi dalam kondisi operasi normal dan setelah mengalami gangguan. Ketidakstabilan pada sudut rotor dapat terjadi akibat peningkatan ayunan sudut dari beberapa generator yang menyebabkan hilangnya sinkronisasi pada generator. Kestabilan sudut rotor terbagi menjadi dua yaitu :

1. Kestabilan sudut rotor akibat gangguan kecil (*small signal stability*). Gangguan kestabilan sudut rotor akibat gangguan kecil berkaitan dengan kemampuan sistem untuk mempertahankan sinkronisasi dibawah gangguan kecil. Gangguan kecil ini sering terjadi dalam kondisi normal seperti perubahan beban yang kecil. Gangguan yang dapat terjadi dapat menyebabkan ketidakstabilan sistem diantaranya peningkatan sudut rotor akibat kurangnya torsi sinkronisasi dan terjadi peningkatan osilasi sudut rotor akibat kurangnya torsi redaman rotor.
2. Kestabilan sudut rotor akibat gangguan besar (*transient stability*) merupakan kemampuan suatu sistem untuk mempertahankan sinkronisasi saat mengalami gangguan yang besar atau transien. Gangguan besar yang dimaksud adalah hubung singkat (*short circuit*), generator *outage*, dan *motor starting*.

2.13 Kestabilan Frekuensi (*Frequency Stability*)

Kestabilan frekuensi adalah kemampuan sistem tenaga untuk mempertahankan frekuensi agar tetap stabil dalam kondisi normal maupun kondisi setelah mengalami gangguan. Gangguan sistem yang besar (gangguan transien) dapat menyebabkan perubahan besar pada frekuensi akibat dari kapasitas pembangkit yang tidak dapat menanggung kebutuhan beban, respon peralatan yang kurang baik terhadap sistem, dan koordinasi proteksi pada suatu peralatan yang kurang memadai. Titik keseimbangan (*equilibrium point*) antara suplai daya dan beban harus dipertahankan untuk menjaga sistem dari generator *outage*.

2.14 Persamaan Ayunan (*Swing Equation*)

Pada mesin sinkron, penggerak utama (*prime mover*) memberikan torsi mekanik (T_m) pada poros mesin dan mesin menghasilkan torsi elektromagnetik (T_e). Jika terjadi gangguan maka T_m lebih besar dari T_e . Sehingga torsi akselerasi menjadi:

$$T_a = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Pada dasarnya persamaan dari pengaturan gerakan suatu mesin sinkron merupakan prinsip dasar dinamika yang menyatakan bahwa torsi percepatan (*accelerating torque*) merupakan hasil perkalian dari percepatan sudut dan momen kelembaman (*moment inertia*) rotor. T_a merupakan efek dari percepatan mesin sinkron yang memiliki momen inersia J (kg.m^2) yang terdiri dari inersia generator dan penggerak utama (*prime mover*). Pada generator sinkron, persamaan tersebut dapat ditulis sebagai berikut:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.2)$$

Keterangan symbol-simbol persamaan 2.2 adalah sebagai berikut:

t : Waktu (s)

θ_m : Posisi sudut rotor terhadap sumbu diam (*stationary*) (rad)

J : Momen inersia (kg.m^2)

T_a : Torsi akselerasi atau momen putar percepatan (Nm)

T_m : Torsi mekanik (Nm)

T_e : Torsi elektromagnetik (Nm)

Pada persamaan 2.2, θ_m merupakan posisi sudut rotor terhadap sumbu yang diam, maka untuk mengukur posisi sudut rotor terhadap sumbu yang berputar dalam kecepatan sinkron adalah sebagai berikut:

$$\theta_m = \omega_m t - \delta_m \quad (2.3)$$

Keterangan:

δ_m : Sudut rotor

ω_m : kecepatan sudut rotor (rad/s)

Penurunan persamaan 2.3 terhadap waktu memberikan persamaan kecepatan putaran rotor sebagai berikut:

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (2.4)$$

Dari persamaan 2.2 dan 2.4 maka didapatkan persamaan sebagai berikut:

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (2.5)$$

Persamaan 2.5 dikalikan dengan ω_m maka menjadi persamaan sebagai berikut:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.6)$$

Keterangan:

P_m : Daya mekanik (MW)

P_e : Daya elektromagnetik (MW)

$J\omega_m$: Momentum sudut rotor, pada kecepatan sinkron dinotasikan menjadi M.

Konstanta J didefinisikan menjadi konstanta H yang merupakan pembagian dari energy kinetik dalam satuan *MegaJoule* (MJ) saat kecepatan sinkron dengan rating mesin (MVA) yang ditulis menjadi persamaan sebagai berikut:

$$H = \frac{W_k}{S_{rated}} \quad (2.7)$$

Persamaan 2.7 disubstitusikan dengan persamaan 2.6 menjadi persamaan sebagai berikut:

$$2H \frac{S_{rated}}{\omega_s^2} \omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (2.8)$$

Pada saat keadaan *steady-state*, kecepatan sudut rotor sama dengan kecepatan sinkron maka ω_m dapat diganti dengan ω_s . Persamaan yang menggambarkan dinamika rotor (*swing equation*) adalah sebagai berikut:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \text{ (Satuan Per Unit)} \quad (2.9)$$

2.15 DigSiIENT (*Digital Simulation of Electrical Networks*)

Program perhitungan DigSilent adalah program yang digunakan untuk analisis transmisi, distribusi, dan sistem tenaga listrik industri. DigSilent dirancang untuk sistem tenaga listrik dan analisa kontrol agar mencapai tujuan utama dari perencanaan dan optimisasi operasi.

Digsilent kependekan dari “*Digital Simulation of Electrical NeTworks*”. DigSilent versi 7 adalah software analisis sistem tenaga pertama dengan gambar *single line* yang terintegerasi. Interaksi *single line diagram* (SLD) meliputi fungsi gambar, kemampuan *editing* dan fitur kalkulasi dinamik[8].

DigSilent dirancang dan dikembangkan oleh engineer dan programmer yang berpengalaman di bidang elektrikal analisis sistem tenaga dan pemrograman. Keakurasian dan keabsahan hasil diperoleh dengan DigSilent telah digunakan dalam jumlah besar oleh organisasi meliputi perencanaan dan operasi sistem tenaga di seluruh dunia.

Untuk mengatasi persyaratan analisis sistem tenaga, DigSilent dirancang sebagai peralatan engineering untuk menyediakan analisis fungsi sistem tenaga dengan program *single executable*. Fitur – fitur meliputi:

1. Fungsi inti : definisi, modifikasi, dan kasus-kasus; *numerical routine* inti dan fungsi dokumentasi.
2. *Single line graphic* interaktif yang terintegerasi.
3. Elemen sistem tenaga dan database kasus.
4. Fungsi kalkulasi yang terintegerasi.
5. Konfigurasi jaring sistem tenaga interaktif dan akses dengan *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA).
6. *Interface* umum untuk komputer berbasis sistem *mapping*.

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

BAB III

SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN

3.1 Jalur *Backbone* 500 kV HVDC Sistem Kelistrikan Kalimantan



Gambar 3.1. Pulau Kalimantan

Gambar 3.1 adalah peta Kalimantan yang dibagi menjadi tiga daerah untuk pembangunan sistem kelistrikan antara lain daerah 1 meliputi Kalimantan Barat, daerah 2 meliputi Kalimantan Selatan dan Tengah, sedangkan daerah 3 meliputi Kalimantan Timur dan Utara. Ketiga daerah tersebut masing-masing harus memenuhi kebutuhan bebannya sendiri. Tiap area dihubungkan dengan jalur transmisi listrik 150 kV dan *backbone* 500 kV DC menghubungkan antar area 1,2, dan 3.

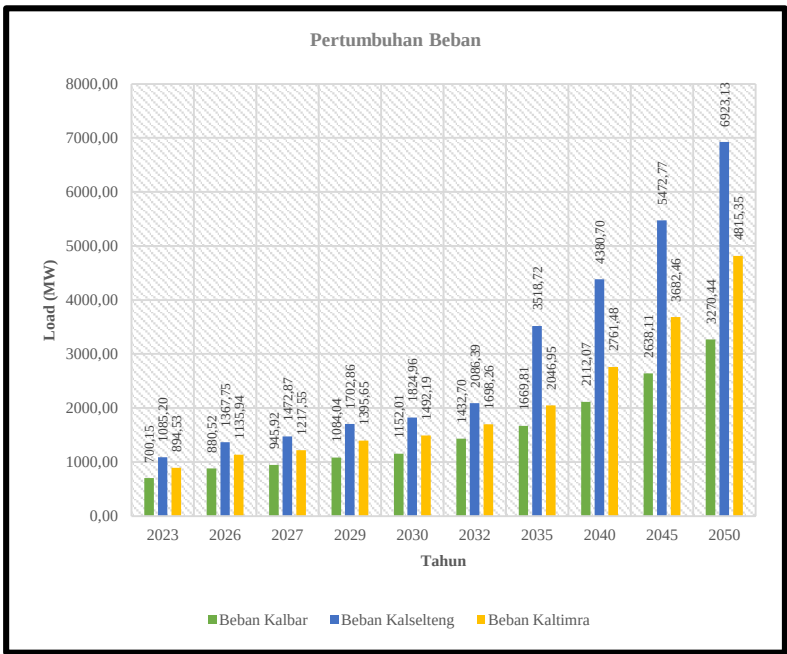


Gambar 3.2. Jalur *backbone* 500 kV DC

Gambar 3.2 adalah jalur *backbone* disebut dengan jalur selatan, terdiri dari Sei Raya (Kalbar), Ketapang (Kalbar), Sampit (Kalteng), Palangkaraya (Kalteng), Banjarmasin (Kalsel), Balikpapan (Kaltim), Samarinda (Kaltim), Bontang (Kaltim), Tanjung Redeb (Kaltara), Sabah (Malaysia) dan transfer daya menuju Jawa dari Banjarmasin ke Gresik (Jatim).

Oleh karena pembangunan GI HVDC 500 kV membutuhkan investasi yang besar, maka dibutuhkan tiga titik *backbone*, yaitu Sei Raya (Kalbar), Banjarmasin, dan Tanjung Redeb.

3.2 Data Beban Kalimantan

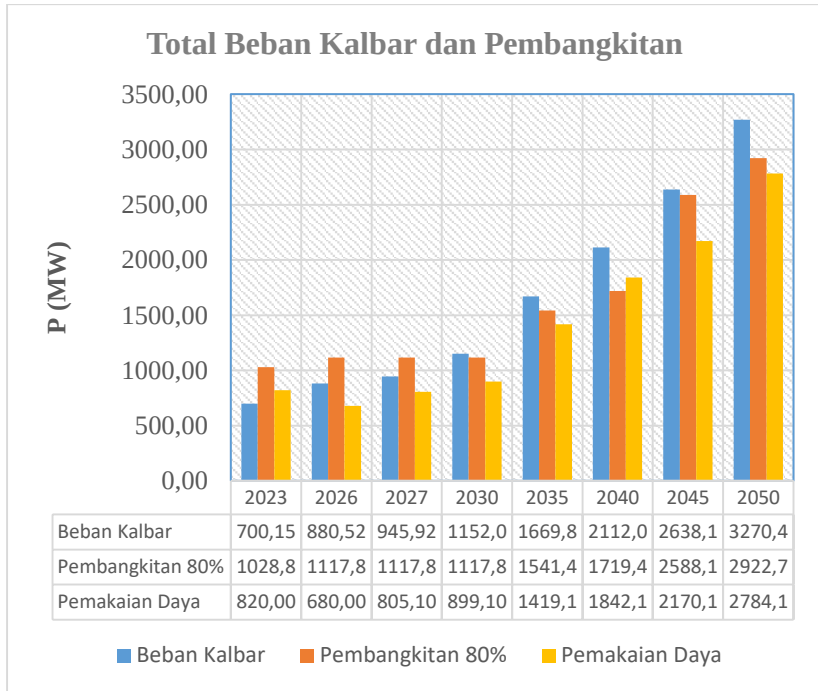


Gambar 3.3. Grafik pertumbuhan beban Kalimantan

Gambar 3.3 menunjukkan pertumbuhan beban dimulai dari 2023, 2026, 2027, 2029, 2030, 2032, 2035, 2040, 2045, dan 2050 yang mengalami kenaikan tiap tahunnya berdasarkan peramalan beban hingga 2050 dan faktor daya beban diasumsikan sebesar 0,85. Penambahan beban akan menyebabkan kebutuhan suplai daya listrik yang meningkat, sehingga dibutuhkan pembangunan pembangkit listrik baru dan transmisi listrik untuk meningkatkan rasio elektrifikasi listrik tiap tahunnya.

3.3 Pembangkitan Lisrik Kalimantan Barat

Pada gambar 3.4 beban Kalimantan Barat mengalami kenaikan sehingga suplai listrik di area Kalimantan Barat perlu ditingkatkan dengan penambahan pembangkit listrik dan pembangunan transmisi listrik.

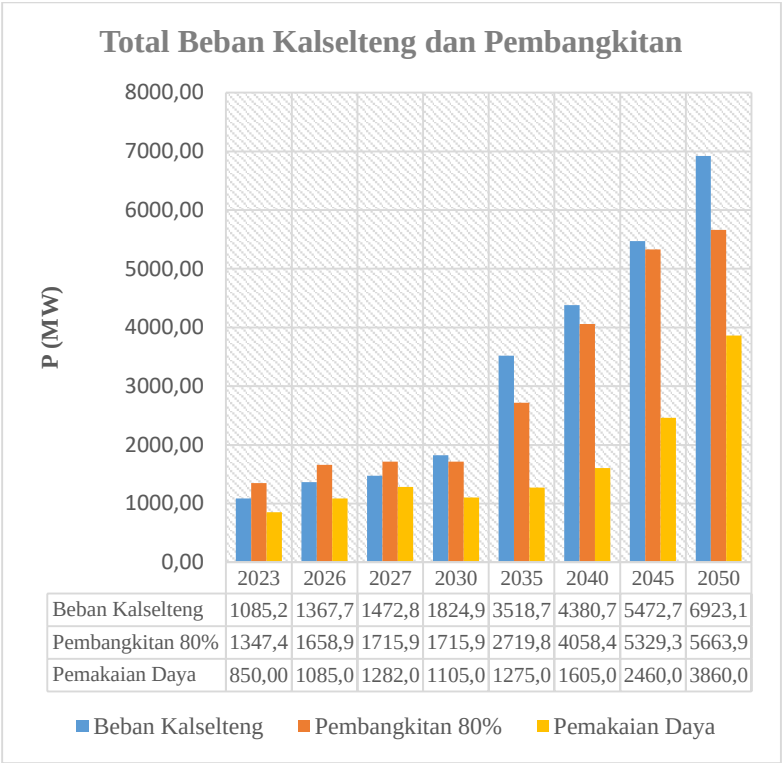


Gambar 3.4. Pembangkitan Kalimantan Barat

Dari gambar 3.4 menunjukkan bahwa transmisi listrik ke Kalimantan Barat lebih layak dibangun pada tahun 2027 dengan pertimbangan sebagai berikut,

1. Selisih antara beban dengan 80% pembangkitan adalah 171,92 MW, sehingga suplai listrik tidak mencukupi jika terjadi gangguan pada generator-generator lainnya.
2. Dua pembangkit besar 100 MW yaitu PLTU Kalbar 1-1 dan PLTU Kalbar 1-2 dalam kondisi mati, sehingga selisih antara beban dengan 80% pembangkitan adalah -28,08 MW.

3.4 Pembangkitan Listrik Kalimantan Tengah dan Selatan

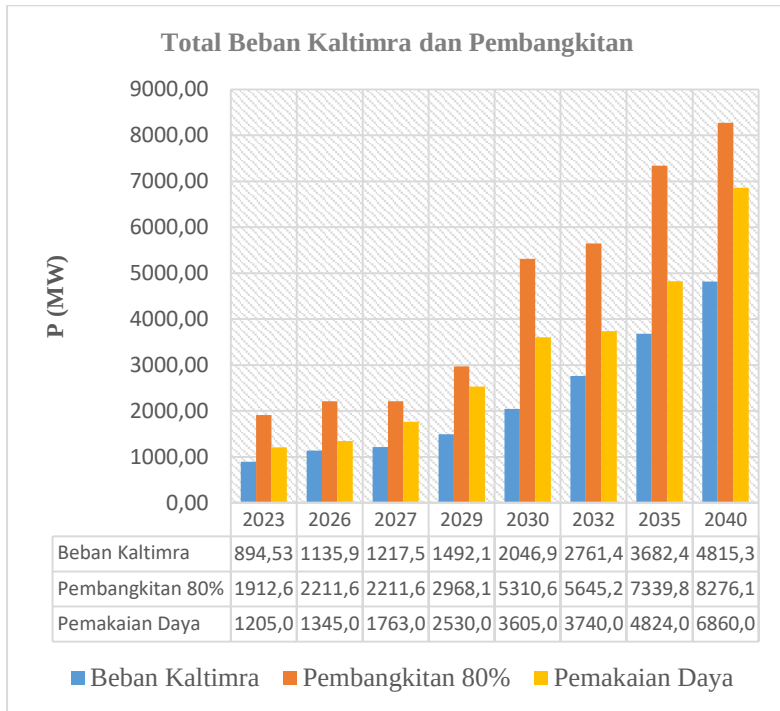


Gambar 3.5. Pembangkitan Kalimantan Tengah dan Selatan

Gambar 3.5 menunjukkan total 80% pembangkitan dan beban di Kalimantan Selatan dan Tengah. Dari data di atas, area ini membutuhkan suplai daya listrik dari area lain karena pada tahun 2030 total beban melebihi daya pembangkitannya. Suplai daya listrik didapatkan melalui transmisi HVDC dari Kalimantan Timur dan Utara.

Pertumbuhan beban di Kalimantan Tengah dan Selatan merupakan pertumbuhan beban tertinggi daripada area 1 dan 3.

3.5 Pembangkitan Listrik Kalimantan Timur dan Utara

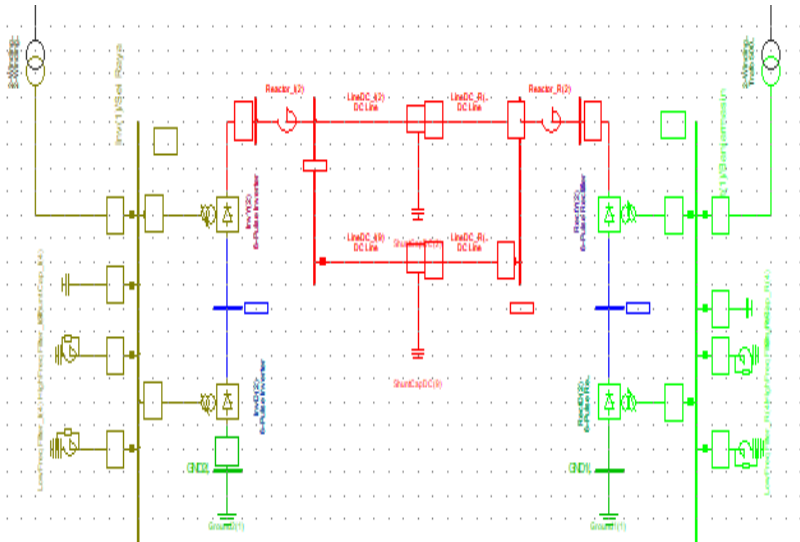


Gambar 3.6. Pembangkitan Kalimantan Timur dan Utara

Gambar 3.6 menunjukkan total 80% pembangkitan dan beban Kalimantan Timur dan Utara. Pertumbuhan beban di area ini tidak sebesar area 1 dan 2, namun penambahan pembangkit banyak dibangun di area ini, sehingga dapat mentransfer dayanya ke area 1 dan 2 dan ke Jawa sebesar 1000 MW mulai tahun 2027 hingga 2050.

Transmisi daya dari area 3 ke area 1 dan 2 sesuai dengan kebutuhan beban pada masing-masing area. Alasan transmisi daya ke area 1 dan 2 adalah untuk penghematan biaya distribusi listrik dan menghubungkan ketiga area tersebut.

3.6 Pemodelan Backbone Sistem HVDC 500 kV



Gambar 3.7. Backbone HVDC 500 kV

Gambar 3.7 adalah model HVDC 500 kV bertipe monopolar yang terdiri dari komponen-komponen sebagai berikut,

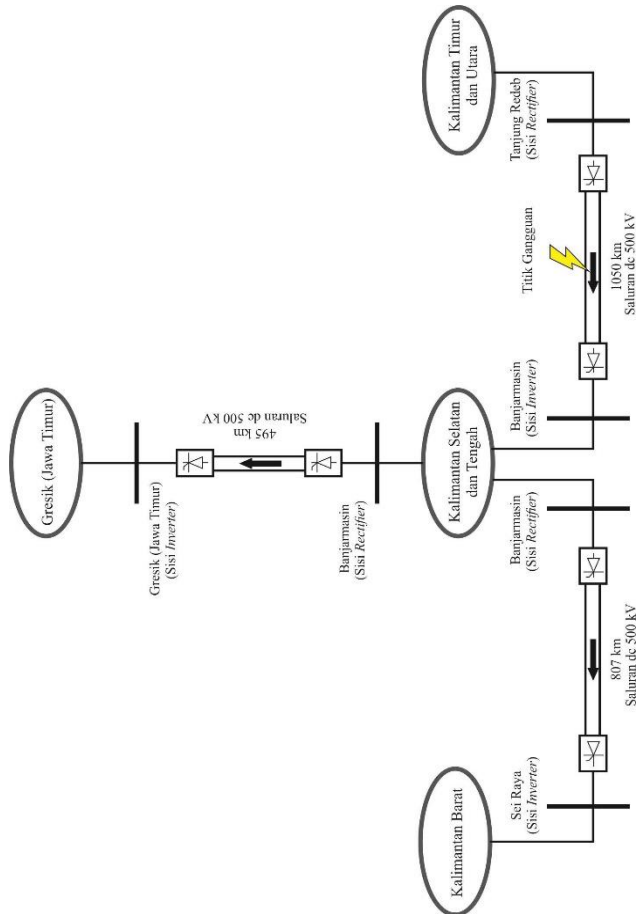
1. Line DC, berfungsi sebagai jalur tranmisi listrik.
2. Rectifier, berfungsi sebagai penyearah tegangan AC menjadi DC sebelum ditransmisikan ke sisi inverter.
3. Inverter, berfungsi untuk merekonstruksi atau mengubah tegangan DC menjadi tegangan AC.
4. *Smoothing reactor* dan DC filter, berfungsi mengurangi *ripple* arus DC untuk melindungi *valve* konverter jika terjadi kegagalan komutasi.

Level tegangan pada backbone adalah 500 kV dengan menggunakan transformator step up yang menaikkan tegangan 150 kV menjadi 345 kV sebelum melewati konverter 12 pulsa. Tegangan yang keluar dari konverter sebesar 500 kV, sedangkan level tegangan pada sisi inverter adalah 230 kV. Kemudian tegangan 230 kV diturunkan menggunakan transformator step down menjadi 150 kV.

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

BAB IV SIMULASI DAN ANALISIS DATA

4.1 Titik Gangguan Hubung Singkat



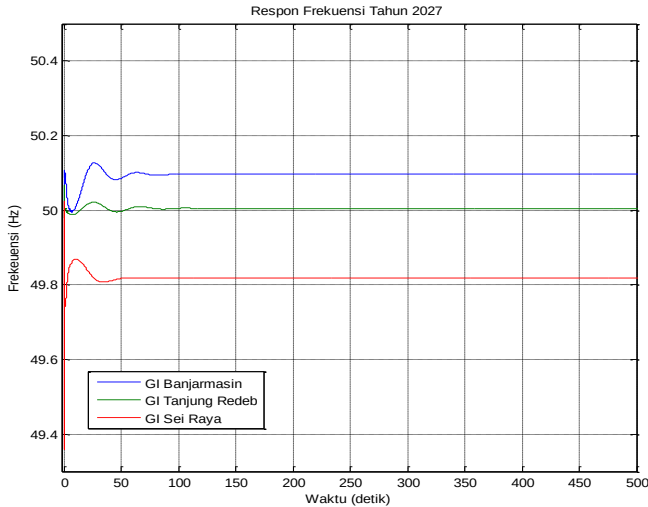
Gambar 4.1 Titik gangguan hubung singkat

Gambar 4.1 merupakan titik terjadinya hubung singkat yang terjadi di saluran dc 500 kV yang menghubungkan Kalimantan Timur dengan

Kalimantan Selatan sepanjang 1050 km. Gangguan hubung singkat ini akan mempengaruhi kestabilan sistem seperti frekuensi, tegangan, dan sudut rotor generator.

4.2 Respon Frekuensi

4.2.1 Tahun 2027



Gambar 4.2. Respon frekuensi tahun 2027

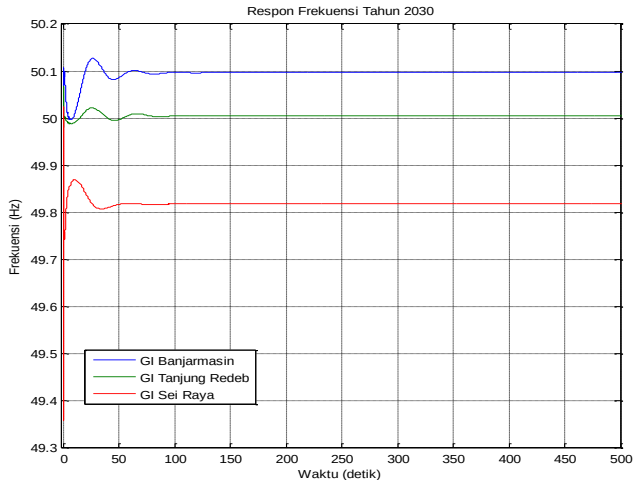
Gambar 4.2 adalah respon frekuensi pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb, Banjarmasin dan stasiun *inverter* Sei Raya ketika terjadi gangguan hubung singkat. Pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb terjadi lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,02 Hz setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 50 Hz dan detik ke 79.

Frekuensi di stasiun *rectifier* Banjarmasin mengalami lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,13 Hz setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 50,01 Hz dan detik ke 60.

Frekuensi di stasiun *inverter* Sei Raya ketika terjadi gangguan hubung singkat mengalami lonjakan frekuensi sebesar 50,02 Hz sesaat

setelah terjadi gangguan kemudian frekuensi dalam keadaan tunak pada frekuensi 49,81 Hz dan detik ke 50.

4.2.2 Tahun2030



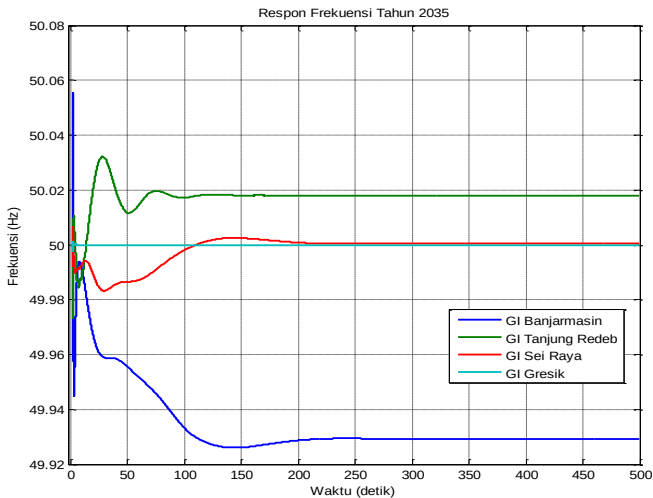
Gambar 4.3. Respon frekuensi tahun 2030

Gambar 4.3 adalah respon frekuensi pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb, Banjarmasin dan stasiun *inverter* Sei Raya ketika terjadi gangguan hubung singkat. Pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb terjadi lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,02 Hz setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak (*steady state*) pada frekuensi 50 Hz dan detik ke 38.

Frekuensi di stasiun *rectifier* Banjarmasin mengalami lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,13 Hz setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 50,1 Hz dan detik ke 50.

Frekuensi di stasiun *inverter* Sei Raya ketika terjadi gangguan hubung singkat mengalami lonjakan frekuensi sebesar 50,02 Hz sesaat setelah terjadi gangguan kemudian frekuensi dalam keadaan tunak pada frekuensi 49,82 Hz dan detik ke 50.

4.2.3 Tahun 2035



Gambar 4.4. Respon frekuensi tahun 2035

Gambar 4.4 adalah respon frekuensi pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb, Banjarmasin, stasiun *inverter* Sei Raya dan Gresik (Jawa Timur) ketika terjadi gangguan hubung singkat. Pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb terjadi lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,01 Hz sesaat setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 49,9 Hz dan detik ke 90.

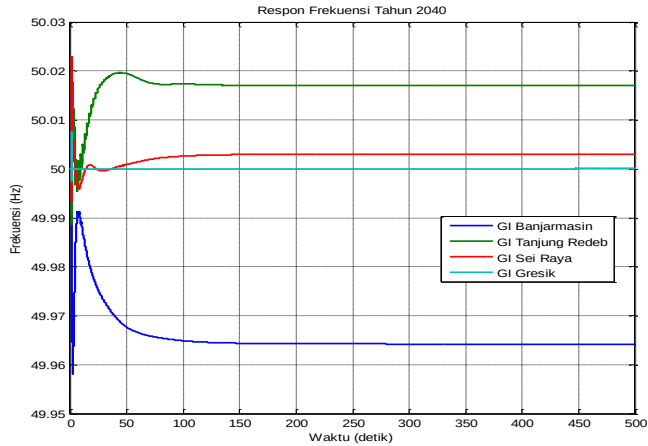
Frekuensi di stasiun *rectifier* Banjarmasin mengalami lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,06 Hz sesaat setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 49,92 Hz dan detik ke 160.

Frekuensi di stasiun *inverter* Sei Raya ketika terjadi gangguan hubung singkat mengalami lonjakan frekuensi sebesar 50,01 sesaat setelah terjadi gangguan kemudian frekuensi dalam keadaan tunak pada frekuensi 50 Hz dan detik ke 100

Frekuensi di stasiun *inverter* Gresik ketika terjadi gangguan hubung singkat. Terjadi lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,01 Hz sesaat setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada

frekuensi 50 Hz dan detik ke 0,4. Frekuensi di stasiun inverter Gresik lebih cepat stabil karena lokasi yang jauh dari gangguan.

4.2.4 Tahun 2040



Gambar 4.5. Respon frekuensi tahun 2040

Gambar 4.5 adalah respon frekuensi pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb, Banjarmasin, stasiun *inverter* Sei Raya dan Gresik (Jawa Timur) ketika terjadi gangguan hubung singkat. Pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb terjadi lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,019 Hz sesaat setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 50,017 Hz dan detik ke 78.

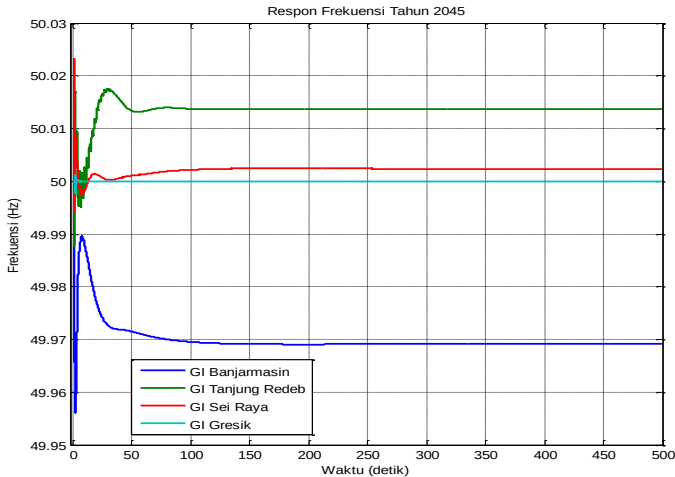
Frekuensi di stasiun *rectifier* Banjarmasin mengalami lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,02 Hz sesaat setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 49,96 Hz detik ke 95. Frekuensi menurun sebesar 0,04 Hz dari frekuensi nominal yakni 50 Hz.

Frekuensi di stasiun *inverter* Sei Raya ketika terjadi gangguan hubung singkat mengalami lonjakan frekuensi sebesar 50,02 sesaat setelah terjadi gangguan kemudian frekuensi dalam keadaan tunak pada frekuensi 49,9 Hz dan detik ke 85.

Frekuensi di stasiun *inverter* Gresik ketika terjadi gangguan hubung singkat. Terjadi lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,01 Hz sesaat

setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 50 Hz dan detik ke 0,4.

4.2.5 Tahun 2045



Gambar 4.6. Respon frekuensi tahun 2045

Gambar 4.6 adalah respon frekuensi pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb, Banjarmasin, stasiun *inverter* Sei Raya dan Gresik (Jawa Timur) ketika terjadi gangguan hubung singkat. Pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb terjadi lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,02 Hz sesaat setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 50,01 Hz dan detik ke 80.

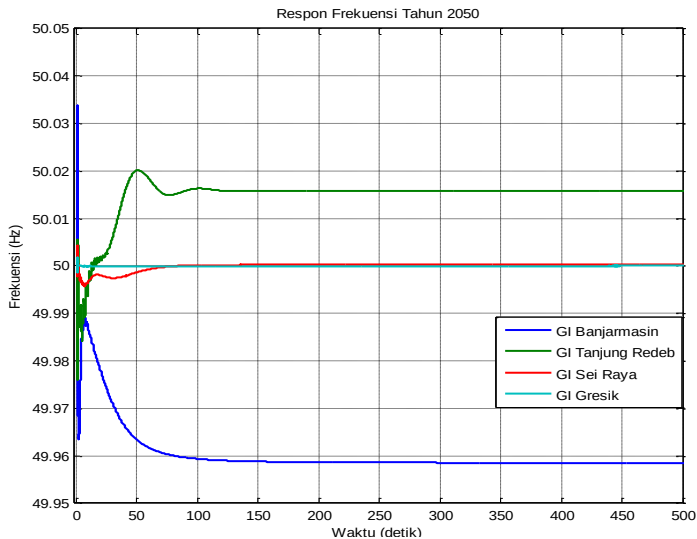
Frekuensi di stasiun *rectifier* Banjarmasin mengalami lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,01 Hz sesaat setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 49,97 Hz detik ke 80. Frekuensi menurun sebesar 0,04 Hz dari frekuensi nominal yakni 50 Hz.

Frekuensi di stasiun *inverter* Sei Raya ketika terjadi gangguan hubung singkat mengalami lonjakan frekuensi sebesar 50,02 sesaat setelah terjadi gangguan kemudian frekuensi dalam keadaan tunak pada frekuensi 50 Hz dan detik ke 80.

Frekuensi di stasiun *inverter* Gresik ketika terjadi gangguan hubung singkat. Terjadi lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,01 Hz sesaat

setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 50 Hz dan detik ke 0,4.

4.2.6 Tahun 2050



Gambar 4.7. Respon frekuensi tahun 2050

Gambar 4.7 adalah respon frekuensi pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb, Banjarmasin, stasiun *inverter* Sei Raya dan Gresik (Jawa Timur) ketika terjadi gangguan hubung singkat. Pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb terjadi lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,02 Hz sesaat setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 50,018 Hz dan detik ke 100.

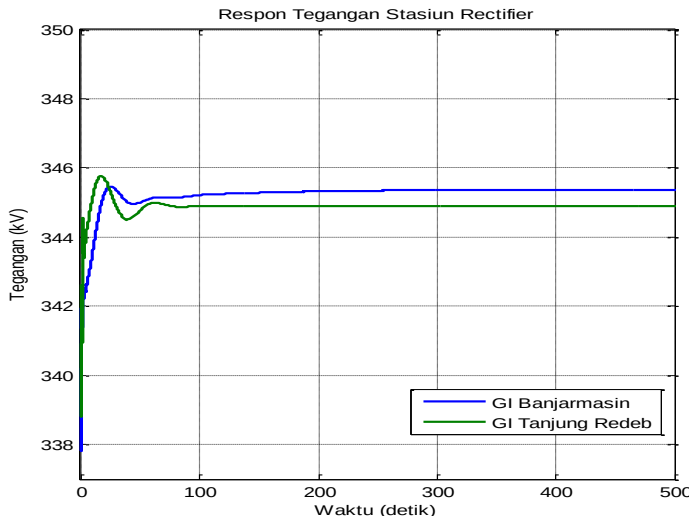
Frekuensi di stasiun *rectifier* Banjarmasin mengalami lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,03 Hz sesaat setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 49,96 Hz detik ke 80. Frekuensi menurun sebesar 0,04 Hz dari frekuensi nominal yakni 50 Hz.

Frekuensi di stasiun *inverter* Sei Raya ketika terjadi gangguan hubung singkat mengalami lonjakan frekuensi sebesar 50,004 Hz sesaat setelah terjadi gangguan kemudian frekuensi dalam keadaan tunak pada frekuensi 50 Hz dan detik ke 70.

Frekuensi di stasiun *inverter* Gresik ketika terjadi gangguan hubung singkat. Terjadi lonjakan (*overshoot*) frekuensi sebesar 50,01 Hz sesaat setelah terjadi gangguan. Frekuensi sistem dalam keadaan tunak pada frekuensi 50 Hz dan detik ke 0,4.

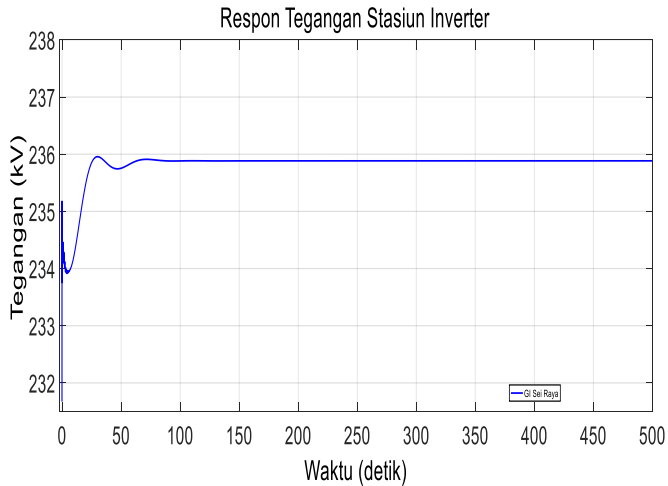
4.3 Respon Tegangan

4.3.1 Tahun 2027



Gambar 4.8. Respon tegangan tahun stasiun *rectifier*

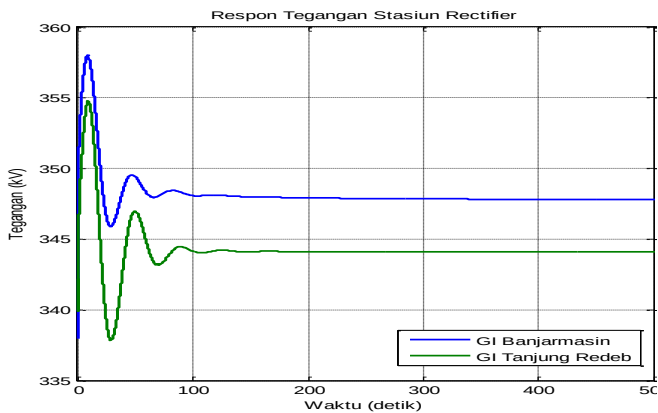
Gambar 4.8 adalah respon tegangan di stasiun *rectifier* Tanjung Redeb dan Banjarmasin. Di stasiun *rectifier* tegangan AC dikonversi menjadi tegangan DC, V_{II} pada bus sebesar 345 kV setelah melewati *rectifier* menjadi 500 kV DC. Pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb ketika terjadi gangguan hubung singkat saluran dc ke tanah mengalami lonjakan tegangan sesaat sebesar 345,8 kV kemudian menuju kondisi tunak sebesar 345 kV pada detik ke 57, sedangkan untuk stasiun *rectifier* Banjarmasin mengalami lonjakan tegangan sesaat sebesar 345,5 kV kemudian menuju kondisi tunak sebesar 345,2 kV pada detik ke 64. Sistem stabil karena masih dalam batas toleransi.



Gambar 4.9. Respon tegangan tahun stasiun *inverter*

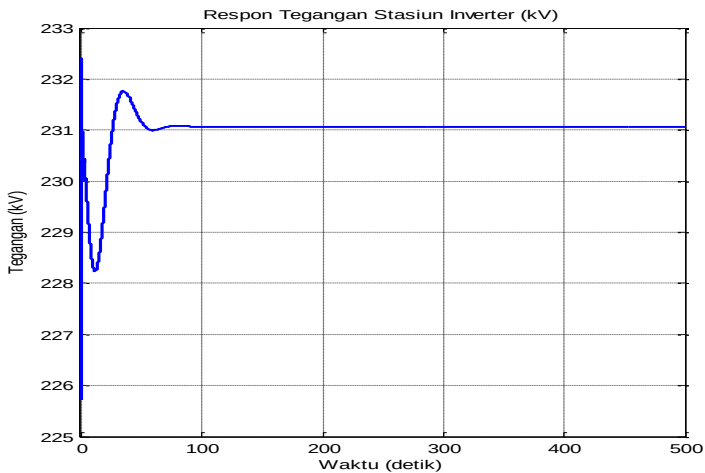
Gambar 4.9 merupakan respon tegangan di stasiun *inverter* Sei Raya dengan V_{ll} ($V_{line-line}$) nominal adalah 230 kV. Stasiun *inverter* ini mengalami kenaikan tegangan sebesar 236 kV selama 2 detik, kemudian menuju kondisi tunak pada tegangan 235,9 kV dan detik ke 60.

4.3.2 Tahun 2030



Gambar 4.10. Respon tegangan tahun stasiun *rectifier*

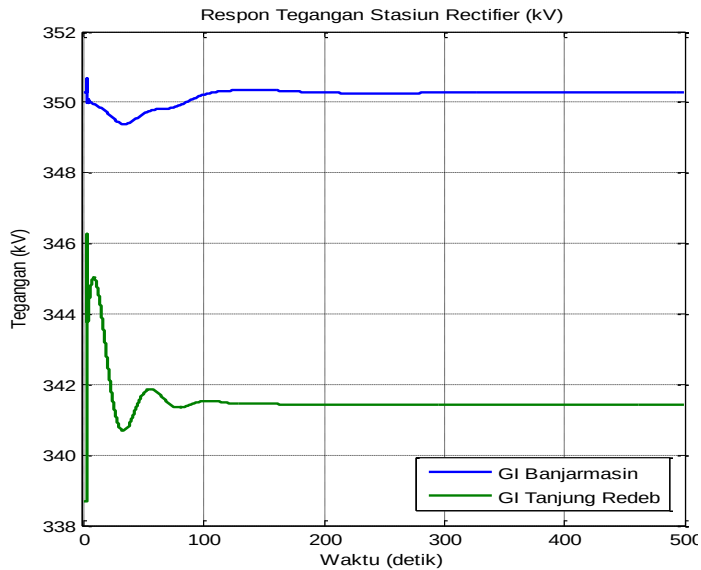
Gambar 4.10 adalah respon tegangan di stasiun *rectifier* Tanjung Redeb dan Banjarmasin. Pada stasiun *rectifier* Tanjung Redeb ketika terjadi gangguan hubung singkat saluran dc ke tanah mengalami lonjakan tegangan sesaat sebesar 354,8 kV kemudian menuju kondisi tunak sebesar 344 kV pada detik ke 100, sedangkan untuk stasiun *rectifier* Banjarmasin mengalami lonjakan tegangan sesaat sebesar 358 kV kemudian menuju kondisi tunak sebesar 348 kV pada detik ke 97. Sistem stabil karena masih dalam batas toleransi.



Gambar 4.11. Respon tegangan tahun stasiun *inverter*

Gambar 4.11 merupakan respon tegangan di stasiun *inverter* Sei Raya yang mengalami kenaikan tegangan sebesar 232,4 kV, kemudian menuju kondisi tunak sebesar 231 kV pada detik 54.

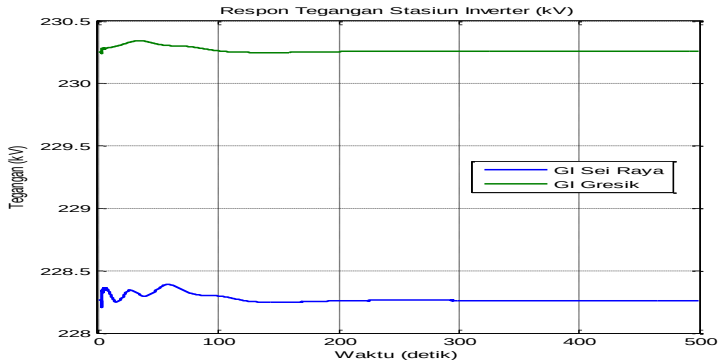
4.3.3 Tahun 2035



Gambar 4.12. Respon tegangan stasiun *rectifier*

Gambar 4.12 adalah respon tegangan di stasiun *rectifier* Tanjung Redeb dan Banjarmasin disebabkan oleh gangguan hubung singkat pada saluran dc. Respon tegangan dengan lonjakan tegangan sesaat di stasiun Banjarmasin sebesar 351 kV, kemudian sistem menuju kondisi tunak pada tegangan 350,5 kV dan detik ke 100.

Respon tegangan di stasiun *rectifier* Tanjung Redeb disebabkan oleh gangguan hubung singkat pada saluran dc dengan lonjakan tegangan sesaat sebesar 346,1 kV ke 341 kV, kemudian sistem kembali stabil pada detik ke 100.

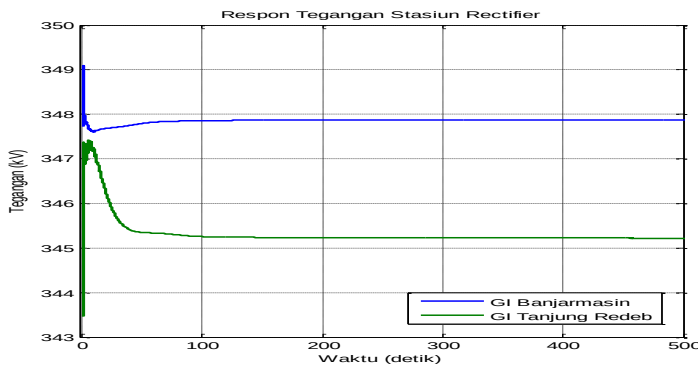


Gambar 4.13. Respon tegangan stasiun *inverter*

Gambar 4.13 adalah respon tegangan di stasiun *inverter* Sei Raya dan Gresik disebabkan oleh gangguan hubung singkat pada saluran dc. Tegangan di stasiun *inverter* di Sei Raya mengalami lonjakan tegangan sesaat yaitu 228,4 kV. Kemudian sistem menuju kondisi tunak pada tegangan 228,5 kV dan detik ke 110

Respon tegangan di stasiun *inverter* Gresik disebabkan oleh gangguan hubung singkat pada saluran dc yang menghasilkan lonjakan tegangan sebesar 230,34 kV kemudian menuju kondisi tunak pada tegangan 230,2 kV dan detik ke 100.

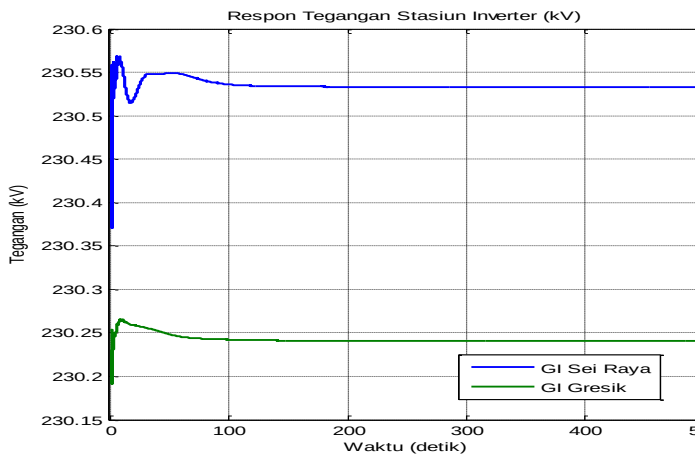
4.3.4 Tahun 2040



Gambar 4.14. Respon tegangan stasiun *rectifier*

Gambar 4.14 menunjukkan respon tegangan di stasiun *rectifier* Tanjung Redeb dan Banjarmasin disebabkan oleh gangguan hubung singkat pada saluran dc. Respon tegangan dengan lonjakan tegangan sesaat di stasiun Banjarmasin sebesar 349,1 kV, kemudian sistem kembali stabil pada tegangan 347,8 kV dan detik ke 50.

Respon tegangan di stasiun *rectifier* Tanjung Redeb mengalami lonjakan tegangan sesaat sebesar 347,4 kV ke 345,3 kV, kemudian sistem menuju kondisi tunak pada detik ke 55.

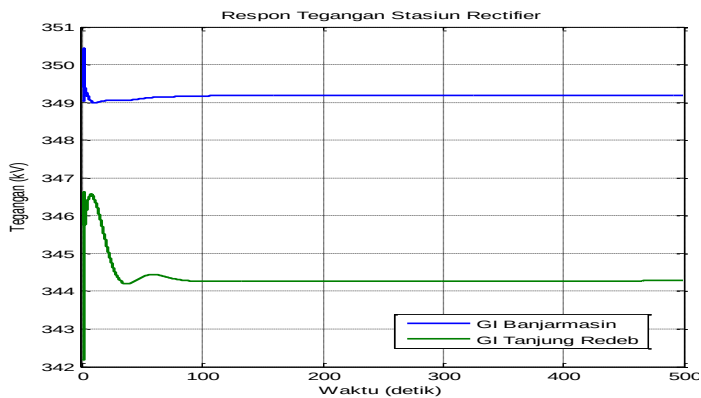


Gambar 4.15. Respon tegangan stasiun *inverter*

Gambar 4.15 adalah respon tegangan di stasiun *inverter* Sei Raya dan Gresik akibat gangguan hubung singkat pada saluran dc. Tegangan di stasiun *inverter* di Sei Raya mengalami lonjakan tegangan sesaat yaitu 230.6 kV. Kemudian sistem kembali stabil pada tegangan 230,5 kV dan detik ke 100.

Respon tegangan di stasiun *inverter* Gresik mengalami lonjakan tegangan sebesar 230,3 kV kemudian menuju kondisi tunak pada tegangan 230,2 kV dan detik ke 65.

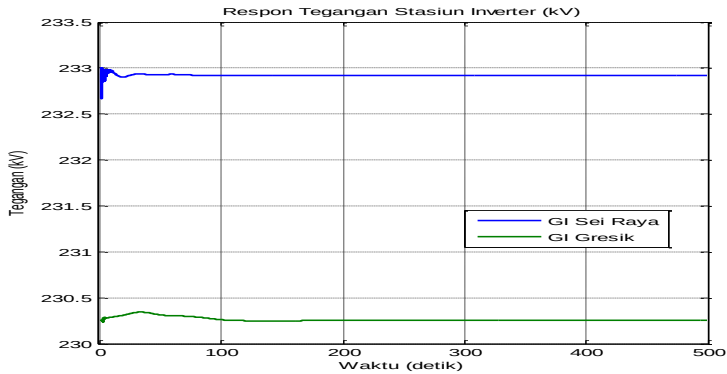
4.3.5 Tahun 2045



Gambar 4.16. Respon tegangan stasiun *rectifier*

Gambar 4.16 adalah respon tegangan di stasiun *rectifier* Tanjung Redeb dan Banjarmasin. Lonjakan tegangan sesaat di stasiun Banjarmasin sebesar 350,4 kV, kemudian sistem menuju kondisi tunak pada tegangan 349,1 kV dan detik ke 60.

Respon tegangan di stasiun *rectifier* Tanjung Redeb disebabkan oleh gangguan hubung singkat pada saluran dc dengan lonjakan tegangan sesaat sebesar 346,6 kV kemudian sistem menuju kondisi tunak pada tegangan 344,3 kV dan detik ke 75.

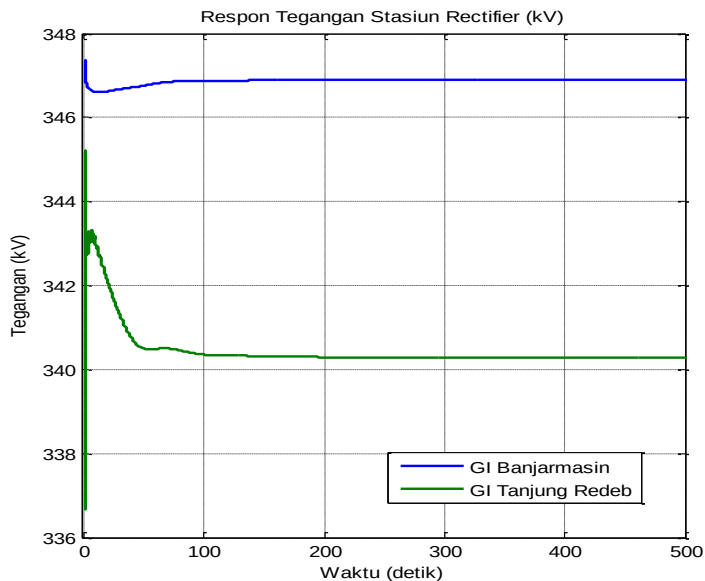


Gambar 4.17. Respon tegangan stasiun *inverter*

Gambar 4.17 adalah respon tegangan di stasiun *inverter* Sei Raya dan Gresik akibat gangguan hubung singkat pada saluran dc. Tegangan di stasiun *inverter* di Sei Raya mengalami lonjakan tegangan sesaat yaitu 230.6 kV. Kemudian sistem kembali stabil pada tegangan 230,5 kV dan detik ke 100.

Respon tegangan di stasiun *inverter* Gresik mengalami lonjakan tegangan sebesar 230,3 kV kemudian menuju kondisi tunak pada tegangan 230,2 kV dan detik ke 65.

4.3.6 Tahun 2050

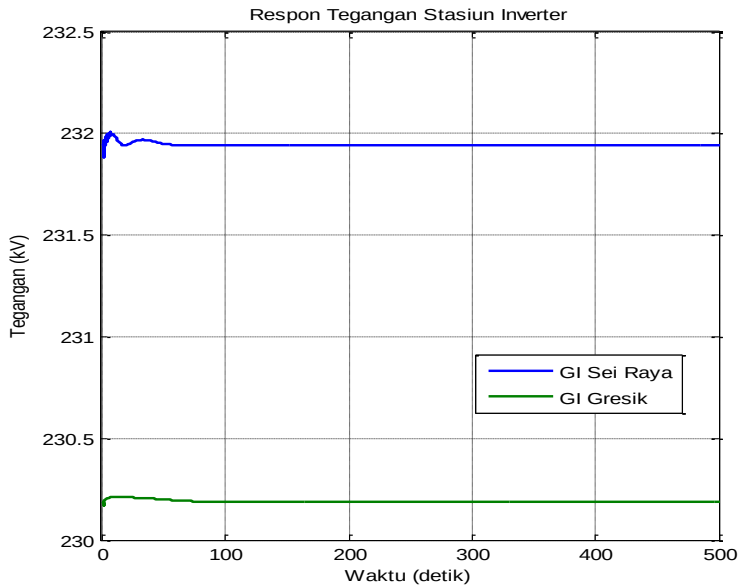


Gambar 4.18. Respon tegangan stasiun *rectifier*

Gambar 4.18 adalah respon tegangan di stasiun *rectifier* Tanjung Redeb dan Banjarmasin. Lonjakan tegangan sesaat di stasiun Banjarmasin sebesar 347,4 kV, kemudian sistem menuju kondisi tunak pada tegangan 346,9 kV dan detik ke 72.

Respon tegangan di stasiun *rectifier* Tanjung Redeb disebabkan oleh gangguan hubung singkat pada saluran dc dengan lonjakan tegangan

sesaat sebesar 345,2 kV kemudian sistem kembali stabil pada tegangan 340,3 kV dan detik ke 103.



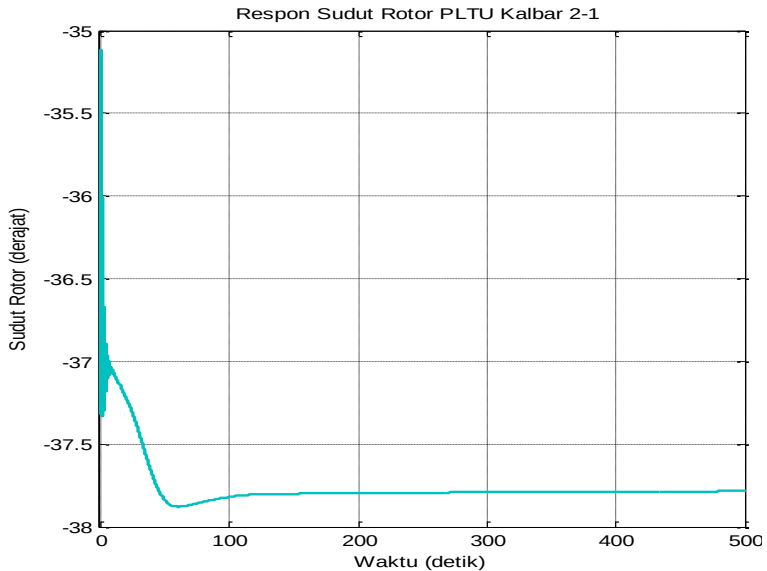
Gambar 4.19. Respon tegangan stasiun *inverter*

Gambar 4.19 adalah respon tegangan di stasiun *inverter* Sei Raya dan Gresik akibat gangguan hubung singkat pada saluran dc. Tegangan di stasiun *inverter* di Sei Raya mengalami lonjakan tegangan sesaat yaitu 232 kV. Kemudian sistem kembali stabil pada tegangan 231,9 kV dan detik ke 50.

Respon tegangan di stasiun *inverter* Gresik mengalami mengalami kenaikan tegangan menjadi 230,2 kV.

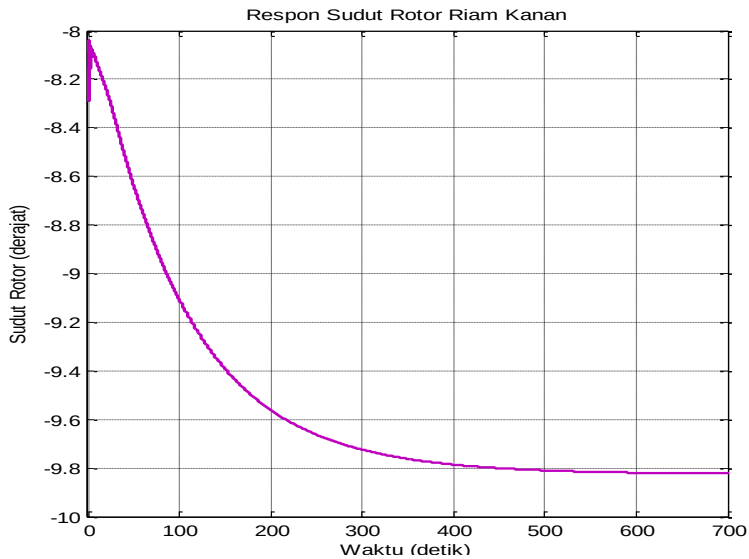
4.4 Respon Sudut Rotor

4.4.1 Tahun 2027



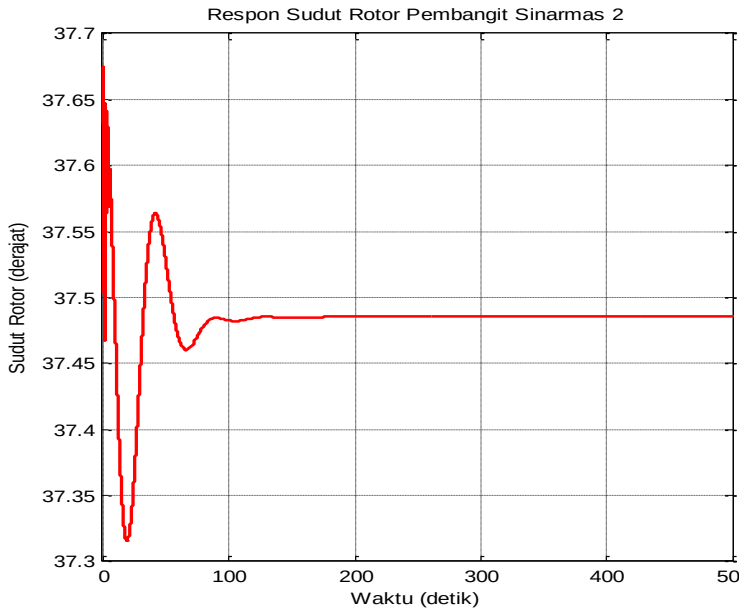
Gambar 4.20. Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1

Gambar 4.19 merupakan respon dari sudut rotor di PLTU Kalbar 2-1 ketika terjadi hubung singkat saluran dc ke tanah. Perubahan sudut rotor sesaat sebesar $-35,12^0$ kemudian menuju keadaan tunak pada sudut $-37,81^0$ dan detik ke 105. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180^0 .



Gambar 4.21. Respon sudut rotor Riam Kanan

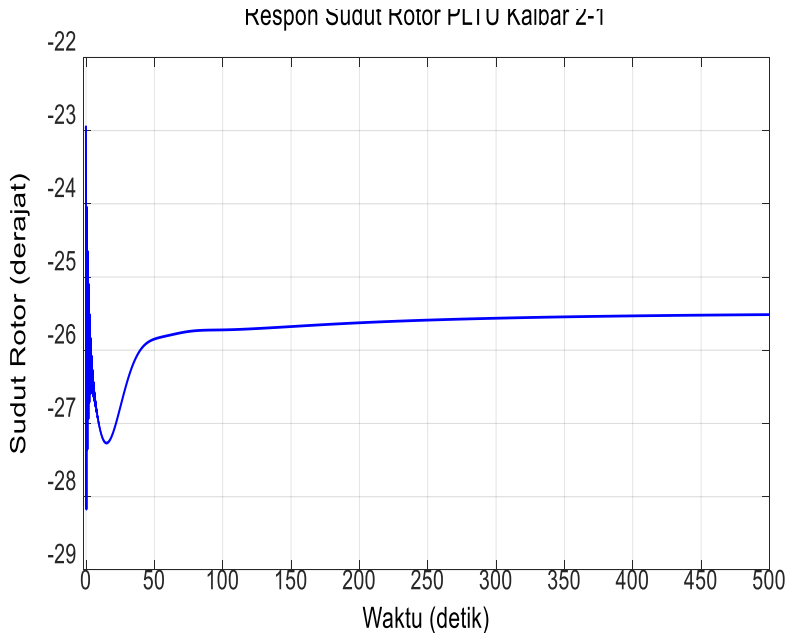
Gambar 4.21 merupakan respon dari sudut rotor di Riam Kanan ketika terjadi hubung singkat saluran dc ke tanah. Perubahan sudut rotor sesaat sebesar $-8,043^{\circ}$ kemudian menuju keadaan tunak pada sudut -9 dan detik ke 400. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .



Gambar 4.22. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 2

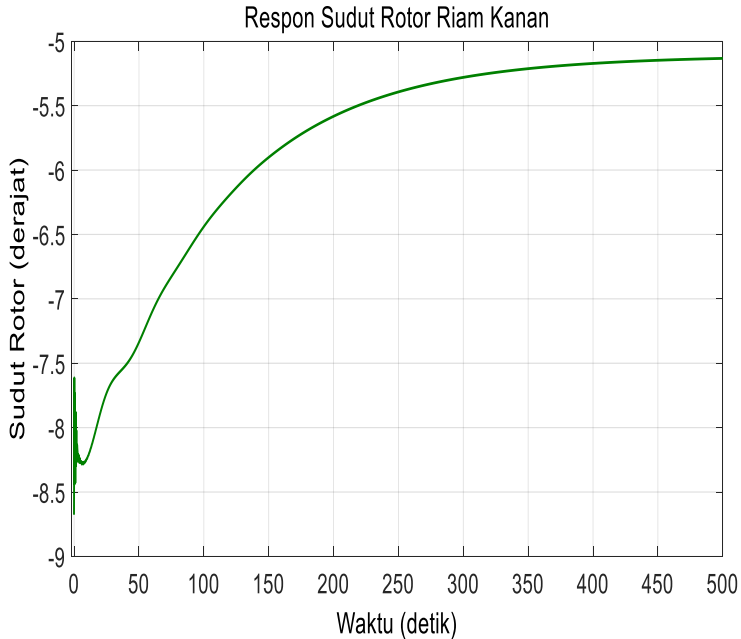
Gambar 4.22 merupakan respon dari sudut rotor di Sinarmas 2 ketika terjadi hubung singkat saluran dc ke tanah. Perubahan sudut rotor sesaat sebesar $37,68^{\circ}$ kemudian menuju keadaan tunak pada sudut $37,48^{\circ}$ dan detik ke 78. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .

4.4.2 Tahun2030



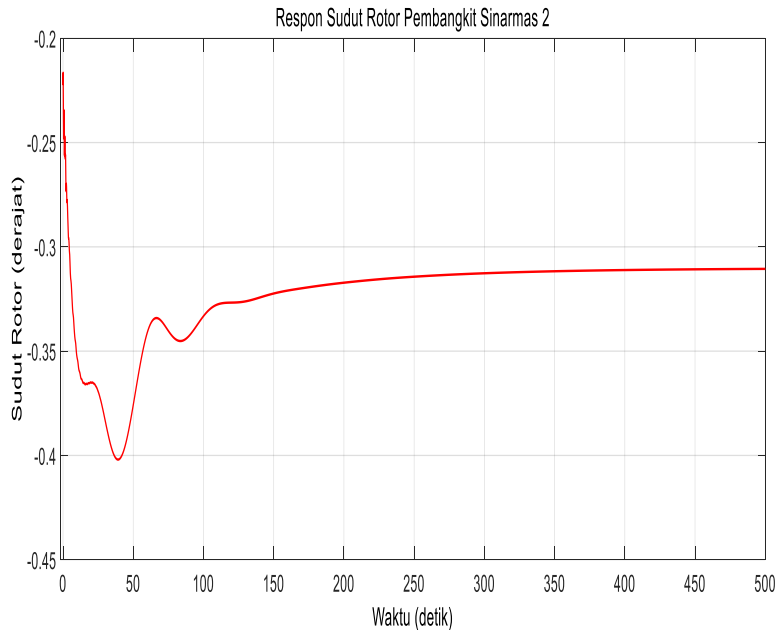
Gambar 4.23. Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1

Gambar 4.23 merupakan respon dari sudut rotor di PLTU Kalbar 2-1 ketika terjadi hubung singkat saluran dc ke tanah. Perubahan sudut rotor sesaat sebesar $-22,95^{\circ}$ kemudian menuju keadaan tunak pada sudut $-25,73^{\circ}$ dan detik ke 80. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .



Gambar 4.24. Respon sudut rotor Riam Kanan

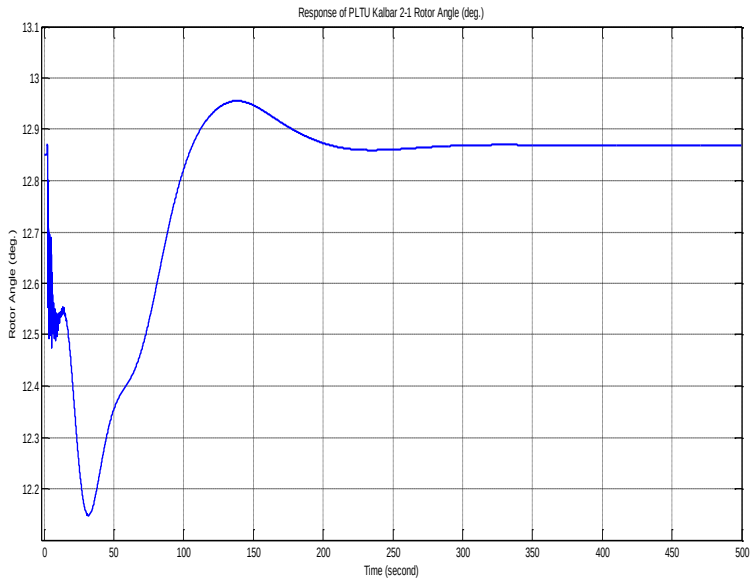
Gambar 4.24 merupakan respon dari sudut rotor di Riam Kanan ketika terjadi hubung singkat saluran dc ke tanah. Sudut mengalami perubahan menjadi $-5,1^{\circ}$ pada detik ke 500. Setelah detik ke 500 sudut rotor mengalami kondisi tunak. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .



Gambar 4.25. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 2

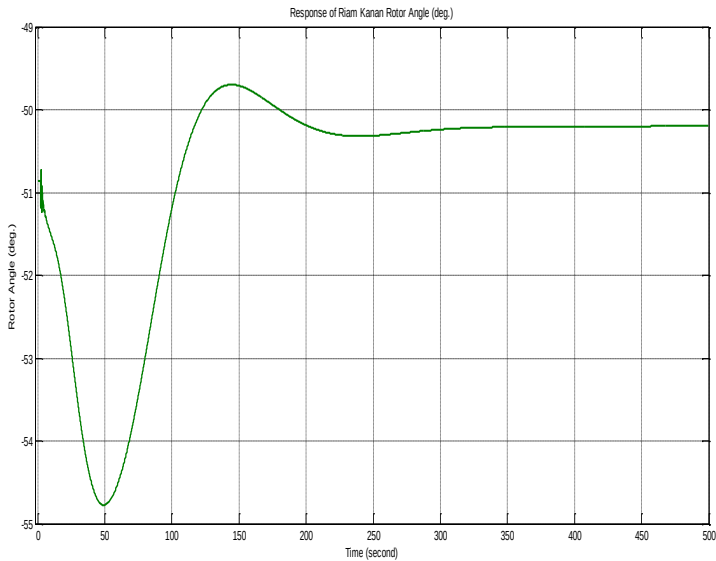
Gambar 4.25 merupakan respon dari sudut rotor di Sinarmas 2 ketika terjadi hubung singkat saluran dc ke tanah. Perubahan sudut rotor sesaat sebesar $-0,21^{\circ}$ kemudian menuju keadaan tunak pada sudut $-0,31^{\circ}$ dan detik ke 250. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .

4.4.3 Tahun 2035



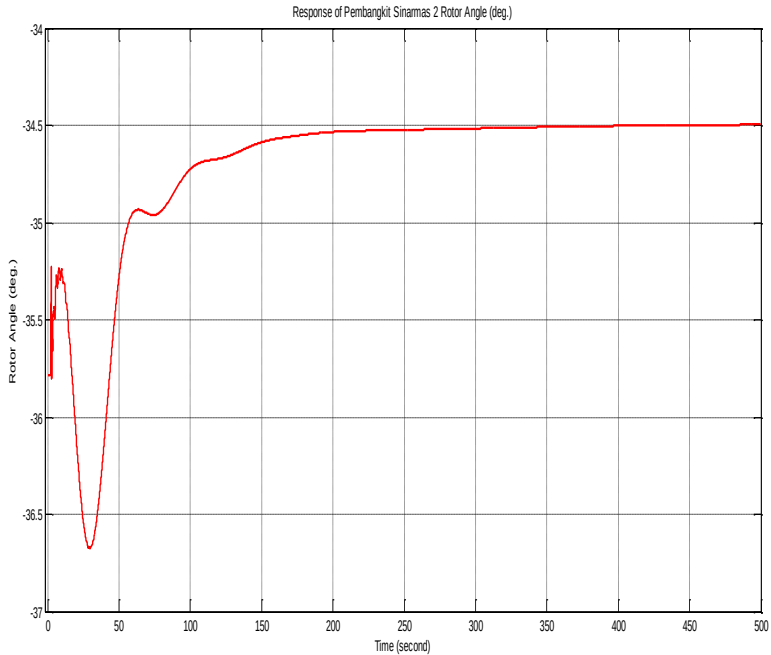
Gambar 4.26 . Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1

Gambar 4.26 merupakan dampak dari gangguan hubung singkat yang menyebabkan perubahan sudut rotor pada PLTU Kalbar 2-1. Terjadi lonjakan sudut rotor menjadi $12,9^0$, kemudian generator dalam kondisi tunak pada sudut rotor $12,85^0$ dan detik ke 200. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180^0 .



Gambar 4.27. Respon sudut rotor Riam Kanan

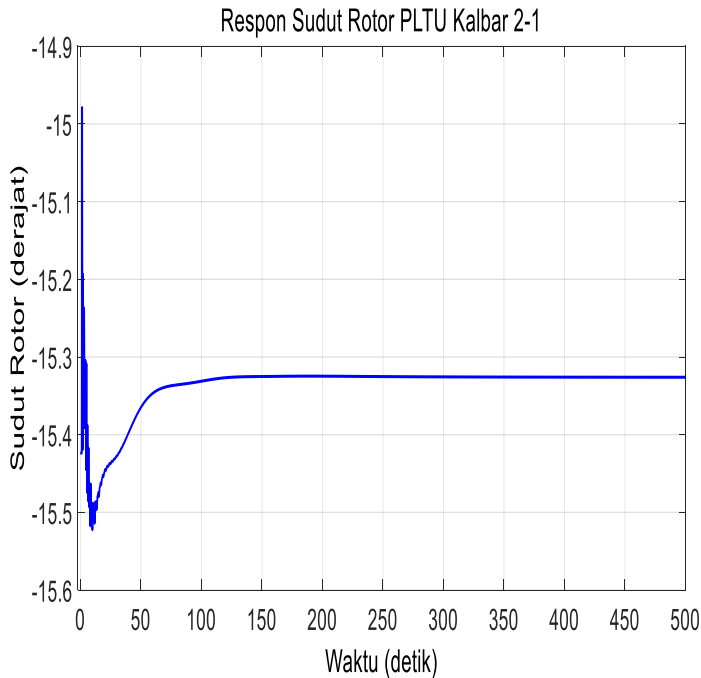
Gambar 4.27 merupakan dampak dari gangguan hubung singkat yang menyebabkan perubahan sudut rotor pada pembangkit Riam Kanan. Terjadi lonjakan sudut rotor menjadi -48° , kemudian generator dalam kondisi tunak pada sudut rotor $-50,2^{\circ}$ dan detik ke 200. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .



Gambar 4.28. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 2

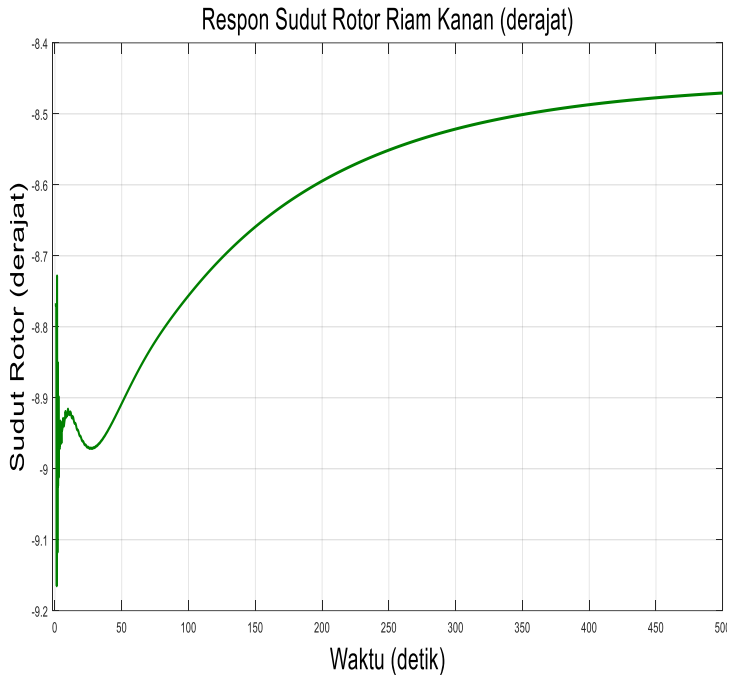
Gambar 4.28 merupakan dampak dari gangguan hubung singkat yang menyebabkan perubahan sudut rotor pada pembangkit Sinarmas 2. Generator dalam kondisi tunak pada sudut rotor $-34,5^0$ dan detik ke 200. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180^0 .

4.4.4 Tahun 2040



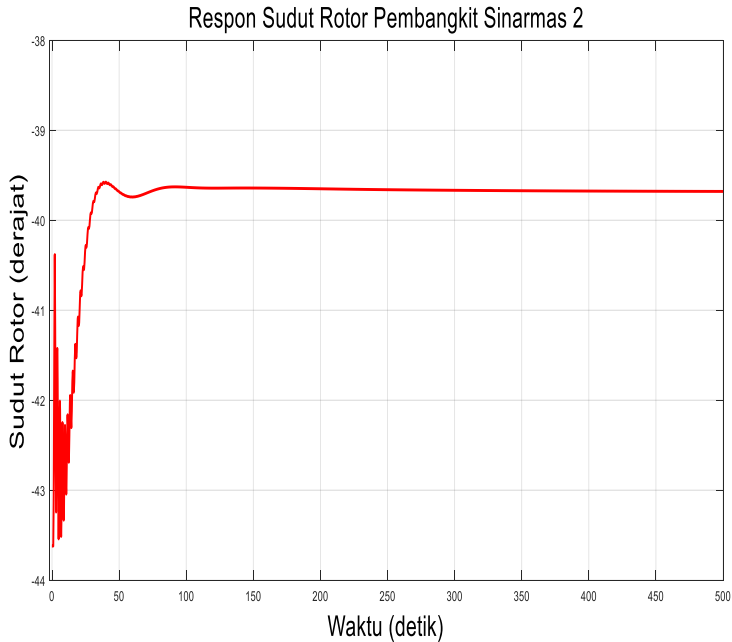
Gambar 4.29. Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1

Gambar 4.29 merupakan respon dari sudut rotor di PLTU Kalbar 2-1 ketika terjadi hubung singkat saluran dc ke tanah. Perubahan sudut rotor sesaat sebesar $-14,98^{\circ}$ kemudian menuju keadaan tunak pada sudut $-15,33^{\circ}$ dan detik ke 100. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .



Gambar 4.30. Respon sudut rotor Riam Kanan

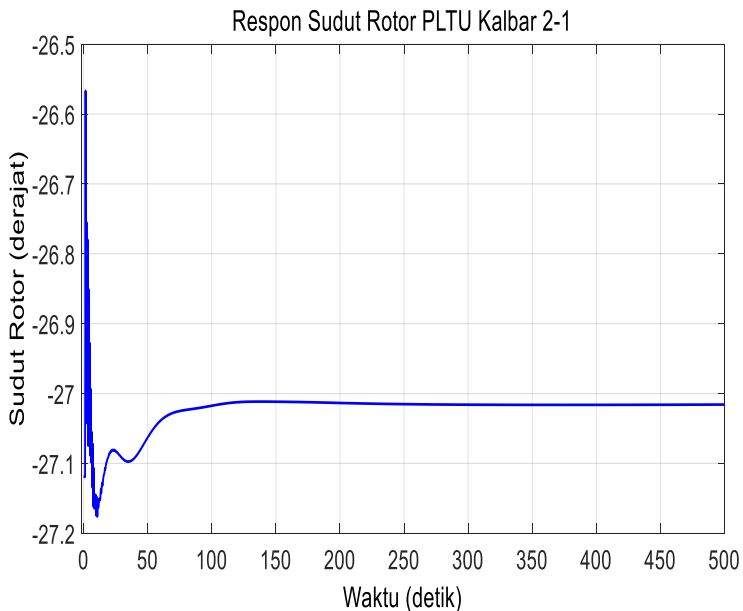
Gambar 4.30 adalah dampak dari gangguan hubung singkat yang menyebabkan perubahan sudut rotor pada pembangkit Riam Kanan. Terjadi lonjakan sudut rotor menjadi $-8,73^{\circ}$, kemudian generator menuju kondisi tunak pada sudut rotor $-8,47^{\circ}$ dan detik ke 500. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .



Gambar 4.31. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 2

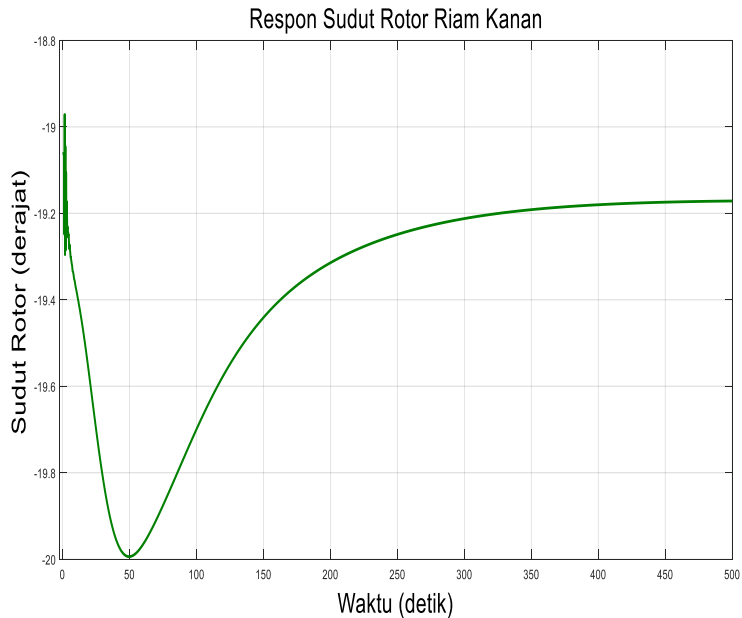
Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 2 ditunjukkan oleh gambar 38, dengan lonjakan sudut rotor awal sebesar $-40,38^{\circ}$ kemudian sistem menuju kondisi tunak pada sudut rotor $-39,63^{\circ}$ pada detik ke 85. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .

4.4.5 Tahun 2045



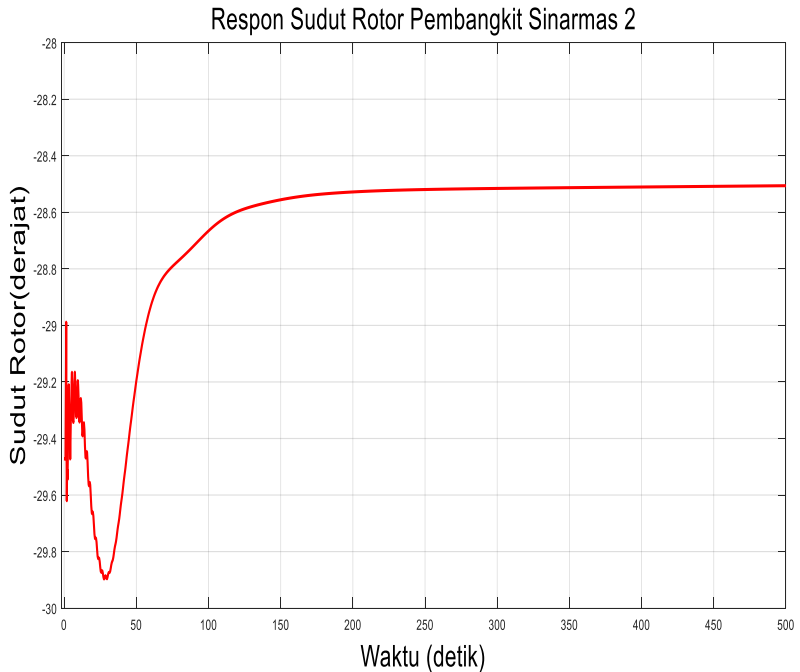
Gambar 4.32. Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1

Gambar 4.32 menunjukkan respon dari sudut rotor di PLTU Kalbar 2-1 ketika terjadi gangguan. Perubahan sudut rotor sesaat sebesar $-26,57^{\circ}$ kemudian menuju keadaan tunak pada sudut $-27,02^{\circ}$ dan detik ke 76. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .



Gambar 4.33. Respon sudut rotor Riam Kanan

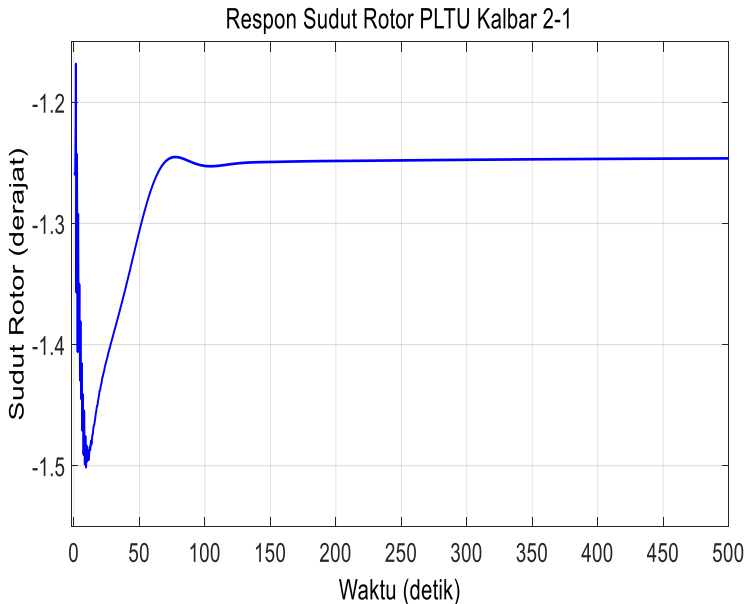
Gambar 4.33 adalah dampak dari gangguan hubung singkat yang menyebabkan perubahan sudut rotor pada pembangkit Riam Kanan. Terjadi lonjakan sudut rotor menjadi $-18,97^{\circ}$, kemudian generator menuju kondisi tunak pada sudut rotor $-19,17^{\circ}$ dan detik ke 443. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .



Gambar 4.34. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 2

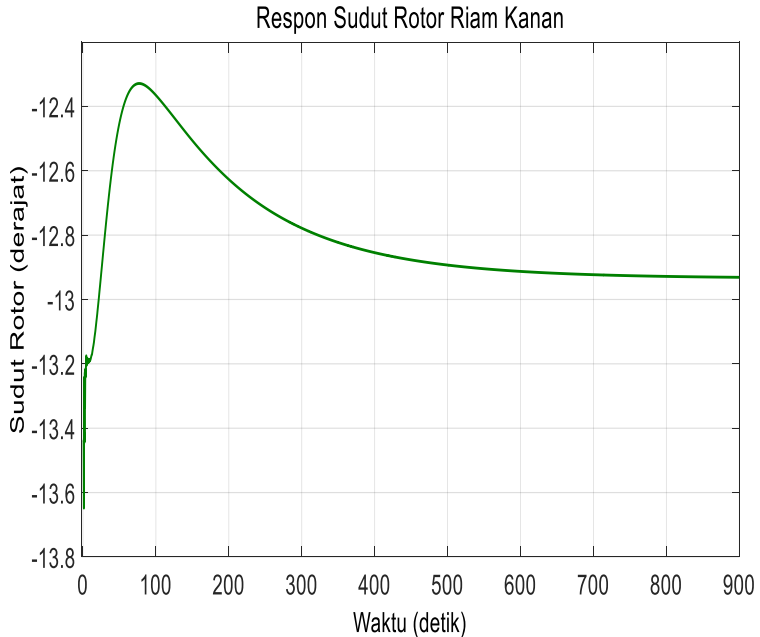
Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 2 ditunjukkan oleh gambar 41, sistem menuju kondisi tunak pada sudut rotor $-28,53^0$ pada detik ke 180. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180^0 .

4.4.6 Tahun 2050



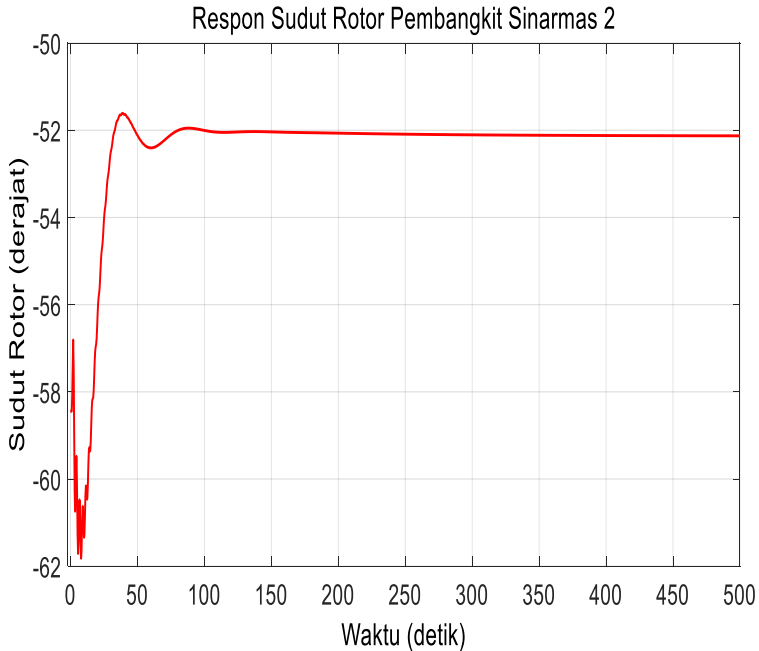
Gambar 4.35. Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1

Gambar 4.34 menunjukkan respon dari sudut rotor di PLTU Kalbar 2-1 ketika terjadi gangguan. Perubahan sudut rotor sesaat sebesar $-1,16^{\circ}$ kemudian menuju keadaan tunak pada sudut $-1,251^{\circ}$ dan detik ke 120. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .



Gambar 4.36. Respon sudut rotor Riam Kanan

Gambar 4.36 adalah dampak dari gangguan hubung singkat yang menyebabkan perubahan sudut rotor pada pembangkit Riam Kanan. Terjadi lonjakan sudut rotor menjadi $-12,33^{\circ}$, kemudian generator menuju kondisi tunak pada sudut rotor $-12,9^{\circ}$ dan detik ke 600. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .



Gambar 4.37. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 2

Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 2 ditunjukkan oleh gambar 4.36, sistem menuju kondisi tunak pada sudut rotor -52° pada detik ke 100. Gangguan hubung singkat ini mengakibatkan jatuhnya daya pembangkitan, namun daya mekanik dari turbin meningkat dan menghasilkan percepatan, sehingga sudut rotor meningkat. Ketika terjadi gangguan, maka *governor* merespon gangguan tersebut untuk mengimbangi kenaikan daya mekanik. Setelah daya elektrik mulai seimbang dengan daya mekanik turbin, maka terjadi perlambatan putaran turbin. Perlambatan putaran turbin ini menyebabkan sudut rotor menjadi stabil. Generator tetap stabil, jika sudut rotor tidak melebihi 180° .

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil yang diperoleh dari simulasi dan analisis pada tugas akhir ini, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Gangguan hubung singkat pada saluran dc menyebabkan perubahan frekuensi maksimal 0,2% Hz dan tegangan maksimal 2%.
2. Pembangunan HVDC dimulai tahun 2027 dengan mempertimbangkan kekurangan daya di tahun tersebut.
3. HVDC lebih efektif jika digunakan untuk mentransfer daya dalam jarak jauh.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk perbaikan setelah melakukan analisa adalah sebagai berikut:

1. Untuk mendapatkan respon yang bagus maka diperlukan kontroler pada konverter.
2. Ketika melakukan simulasi HVDC di DigSilEnt diperlukan waktu lebih dari 1 menit agar terlihat perbedaan respon tegangan, frekuensi, dan sudut rotor.

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

DAFTAR PUSTAKA

- [1] R. Faizal, M. Nurdin, N. Hariyanto, S. Pack, and J. Plesch, "Sumatra-Java HVDC transmission system modelling and system impact analysis," in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015, pp. 1–6.
- [2] J. Arrillaga, Y. H. Liu, and N. R. Watson, *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*. John Wiley & Sons, Ltd, 2007.
- [3] C. Kim, S. Lee, V. K. Sood, G.-J. Jang, and S.-J. Lim, *HVDC TRANSMISSION Power Conversion Applications in Power Systems*. 2009.
- [4] L. Xing, "Transient Simulation of Lightning Strokes on HVDC Transmission Lines and Fault Pole Selection," *2017 2nd Int. Conf. Power Renew. Energy*, pp. 219–224, 2017.
- [5] P. V. K. Sood and D. Ph, *HVDC Transmission Systems Photos and material : Courtesy of ABB and Siemens ; Manitoba Hydro ;* 2006.
- [6] M. H. Rashid, *POWER ELECTRONICS Academic Press Series in Engineering*. 2001.
- [7] IEEE, *IEEE Std 1159 - IEEE recommended practice for monitoring electric power quality*, vol. 2009, no. June. 2009.
- [8] U. Manual, "PowerFactory 15. Tutorial," pp. 0–88, 2013.
- [9] R. Pletka, J. Khangura, A. Rawlines, E. Waldren, and D. Wilson, "Capital Costs for Transmission and Substations," *West. Electr. Coord. Counc.*, no. February, p. 35, 2014.
- [10] A. K. Khaimar and P. J. Shah, "Study of various types of faults in HVDC transmission system," in *2016 International Conference on Global Trends in Signal Processing, Information Computing and Communication (ICGTSPICCC)*, 2016, pp. 480–484.
- [11] Vijay K. Sood, *HVDC and FACTS Controllers Application of Static Converters in Power Systems*, vol. 27, no. september. Springer US, 2004.
- [12] Prabha Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education, 1994.
- [13] "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," *IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995)*. pp. c1-81, 2009.

LAMPIRAN : Beban Kalimantan

Beban Kalimantan Barat 2027

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Air Upas	25
2	GI Sambas	44,01
3	GI BENGKAYANG 2016	17,03
4	GI CEMARA 2018	59,97
5	GI Entikong 2020	10,78
6	GI Kota Baru 2 2022	9,73
7	GI NANGA PINOH 2020	17,70
8	GI NGABANG 2016	14,91
9	GI PUTUSSIBAU 2020	16,61
10	GI Rasau	25
11	GI SANGGAU 2017	49,85
12	GI SEI RAYA	171,75
13	GI SEKADAU 2017	19,03
14	GI Senggiring	34,01
15	GI SIANTAN	91,70
16	GI Singkawang	80,63
17	GI SINTANG 2018	41,82
18	GI TAYAN 2016	27,22
19	GI. KOTA BARU	69,44
20	GI. PARIT BARU	52,69
21	Kendawang	7,73
22	Ketapang	31,86
23	Sandai	7,85
24	Sukadana	19,62

Beban Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2027

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Amuntai	40,35
2	Beban Aranio 70 kV	4,39
3	Beban Asam	22,83
4	Beban Bandara	44,59
5	Beban Barikin	48,37
6	Beban Bati	33,52
7	Beban Batu Licin	60,42
8	Beban Buntok	20,42
9	Beban Cempaka 150 kV	132,76
10	Beban Cempaka 70 kV	4,79
11	Beban GIS Ulin	108,08
12	Beban Jawa	0,00
13	Beban Kadangan	20,68
14	Beban Kasongan	32,49
15	Beban Kayutangi	25,45
16	Beban Kotabaru(3)	25,81
17	Beban Kuala Kurun	6,60
18	Beban Kuala Pambuang	6,59
19	Beban Mantuil	65,07
20	Beban Marabahan	12,38
21	Beban Nanga Bulik	8,04
22	Beban New Palangkaraya	52,72
23	Beban Palangkaraya	59,59
24	Beban Pangkalan Banteng	10,25

25	Beban Pangkalan Bun	59,49
26	Beban Paranggean	9,83
27	Beban Paringin	24,83
28	Beban Pelaihari	44,14
29	Beban Pulau Pisang	17,29
30	Beban Puruk Cahu	9,03
31	Beban Rantau	55,49
32	Beban Sampit	62,83
33	Beban Satui	27,06
34	Beban Sebar	19,16
35	Beban Sel Tabuk	26,58
36	Beban Selat	44,41
37	Beban Sukamara	5,69
38	Beban Tamiang Layang	7,13
39	Beban Tanjung	52,65
40	Beban Teweh	18,08
41	Beban Trisakti 150 kV	133,32
42	Beban Trisakti 70 kV	9,70
43	Beban Ulin 70 kV	0,00

Beban Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara 2027

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Bontang Kuala	18,60
2	Beban Bontang	45,00
3	Beban Bukit Biru	59,10
4	Beban Bukuan	32,00
5	Beban Durian	0,00
6	Beban Embalut	40,60
7	Beban GIS Balikpapan	38,60
8	Beban GIS Samarinda	37,50
9	Beban Haru	50,70
10	Beban Juata	0,00
11	Beban Karjo	61,70
12	Beban Kota Bangun	9,20
13	Beban Lati	7,51
14	Beban Malinau	21,95
15	Beban Maloi	6,00
16	Beban Manggar	89,80
17	Beban Melak	24,50
18	Beban Muara Bengkal	3,00
19	Beban Muara Wahau	25
20	Beban New Balikpapan	62,50
21	Beban New Samarinda	52,30
22	Beban Nunukan	31,36
23	Beban Pentung	36,30
24	Beban Samberah	24,00
25	Beban Sambutan	49,30

26	Beban Sanga	5,40
27	Beban Sanggata	38,10
28	Beban Sebuku	1,28
29	Beban Sekatak	4,57
30	Beban Sepaku	3,30
31	Beban Talisayan	3,04
32	Beban Tanah Grogot	44,90
33	Beban Tanjung Batu	1,30
34	Beban Tanjung Redeb	56,20
35	Beban Tanjung Selor	29,60
36	Beban Teluk Balikpapan	20,20
37	Beban Tengkawang	115,30
38	Beban Tidang Pale	4,21
39	Beban Ujoh Bilang	4,50
40	Kembang Janggut	2,60
41	Komam	6,00
42	Kuaro	10,30
43	Muara Wahau	6,20
44	Samboja	11,30
45	Senipah	18,40
46	Sepaso	4,34
47	Tarakan	0,00

Beban Kalimantan Barat 2030

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Air Upas	25
2	GI Sambas	52,05
3	GI BENGKAYANG 2016	22,35
4	GI CEMARA 2018	66,53
5	GI Entikong 2020	14,15
6	GI Kota Baru 2 2022	12,77
7	GI NANGA PINOH 2020	20,98
8	GI NGABANG 2016	17,70
9	GI PUTUSSIBAU 2020	19,68
10	GI Rasau	25
11	GI SANGGAU 2017	67,81
12	GI SEI RAYA	195,55
13	GI SEKADAU 2017	24,98
14	GI Senggiring	35,01
15	GI SIANTAN	111,71
16	GI Singkawang	96,97
17	GI SINTANG 2018	59,47
18	GI TAYAN 2016	35,74
19	GI. KOTA BARU	91,16
20	GI. PARIT BARU	66,64
21	Kendawang	10,14
22	Ketapang	44,49
23	Sandai	10,30
24	Sukadana	25,75

Beban Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2030

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Amuntai	49,31
2	Beban Aranio 70 kV	4,79
3	Beban Asam	27,51
4	Beban Bandara	56,80
5	Beban Barikin	57,48
6	Beban Bati	41,53
7	Beban Batu Licin	76,95
8	Beban Buntok	23,88
9	Beban Cempaka 150 kV	170,85
10	Beban Cempaka 70 kV	4,11
11	Beban GIS Ulin	135,78
12	Beban Jawa	0,00
13	Beban Kadangan	24,92
14	Beban Kasongan	40,26
15	Beban Kayutangi	31,53
16	Beban Kotabaru(3)	30,57
17	Beban Kuala Kurun	7,63
18	Beban Kuala Pambuang	7,64
19	Beban Mantuil	82,87
20	Beban Marabahan	14,50
21	Beban Nanga Bulik	9,39
22	Beban New Palangkaraya	66,23
23	Beban Palangkaraya	74,86
24	Beban Pangkalan Banteng	12,01

25	Beban Pangkalan Bun	72,02
26	Beban Paranggean	11,35
27	Beban Paringin	29,93
28	Beban Pelaihari	55,45
29	Beban Pulau Pisang	21,13
30	Beban Puruk Cahu	10,62
31	Beban Rantau	69,71
32	Beban Sampit	80,02
33	Beban Satui	32,61
34	Beban Sebar	22,76
35	Beban Sel Tabuk	32,48
36	Beban Selat	53,51
37	Beban Sukamara	6,64
38	Beban Tamiang Layang	8,47
39	Beban Tanjung	66,14
40	Beban Teweh	21,01
41	Beban Trisakti 150 kV	167,49
42	Beban Trisakti 70 kV	12,18
43	Beban Ulin 70 kV	0

Beban Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara 2030

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Bontang Kuala	23,40
2	Beban Bontang	57,80
3	Beban Bukit Biru	74,60
4	Beban Bukuan	38,30
5	Beban Durian	0,00
6	Beban Embalut	47,70
7	Beban GIS Balikpapan	48,60
8	Beban GIS Samarinda	46,00
9	Beban Haru	60,60
10	Beban Juata	0,00
11	Beban Karjo	73,50
12	Beban Kota Bangun	11,70
13	Beban Lati	9,07
14	Beban Malinau	28,54
15	Beban Maloi	8,90
16	Beban Manggar	109,60
17	Beban Melak	30,60
18	Beban Muara Bengkal	3,80
19	Beban Muara Wahau	25,00
20	Beban New Balikpapan	78,90
21	Beban New Samarinda	66,00
22	Beban Nunukan	40,03
23	Beban Pentung	45,60
24	Beban Semberah	28,20

25	Beban Sambutan	61,30
26	Beban Sanga	6,80
27	Beban Sanggata	47,50
28	Beban Sebuku	1,48
29	Beban Sekatak	4,85
30	Beban Sepaku	3,90
31	Beban Talisayan	3,42
32	Beban Tanah Grogot	57,80
33	Beban Tanjung Batu	1,60
34	Beban Tanjung Redeb	71,58
35	Beban Tanjung Selor	40,34
36	Beban Teluk Balikpapan	24,80
37	Beban Tengkawang	126,30
38	Beban Tidang Pale	5,40
39	Beban Ujoh Bilang	5,10
40	Kembang Janggut	3,00
41	Komam	7,50
42	Kuaro	12,90
43	Muara Wahau	7,70
44	Samboja	14,10
45	Senipah	22,90
46	Sepaso	5,48
47	Tarakan	0,00

Beban Kalimantan Barat 2035

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Air Upas	25
2	GI Sambas	67,86
3	GI BENGKAYANG 2016	32,13
4	GI CEMARA 2018	81,38
5	GI Entikong 2020	18,54
6	GI Kota Baru 2 2022	16,86
7	GI NANGA PINOH 2020	27,44
8	GI NGABANG 2016	23,20
9	GI PUTUSSIBAU 2020	25,73
10	GI Rasau	25
11	GI SANGGAU 2017	109,08
12	GI SEI RAYA	268,02
13	GI SEKADAU 2017	34,23
14	GI Senggiring	47,54
15	GI SIANTAN	172,33
16	GI Singkawang	138,56
17	GI SINTANG 2018	110,36
18	GI TAYAN 2016	50,16
19	GI. KOTA BARU	123,45
20	GI. PARIT BARU	107,78
21	Kendawang	13,73
22	Ketapang	105,43
23	Sandai	13,14
24	Sukadana	32,86

Beban Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2035

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Amuntai	66,35
2	Beban Aranio 70 kV	5,34
3	Beban Asam	36,17
4	Beban Bandara	81,88
5	Beban Barikin	73,84
6	Beban Bati	57,19
7	Beban Batu Licin	110,94
8	Beban Buntok	30,03
9	Beban Cempaka 150 kV	246,32
10	Beban Cempaka 70 kV	5,53
11	Beban GIS Ulin	191,32
12	Beban Jawa	1000,00
13	Beban Kadangan	32,77
14	Beban Kasongan	55,44
15	Beban Kayutangi	43,42
16	Beban Kotabaru(3)	39,26
17	Beban Kuala Kurun	9,42
18	Beban Kuala Pambuang	9,47
19	Beban Mantuil	119,48
20	Beban Marabahan	18,20
21	Beban Nanga Bulik	11,77
22	Beban New Palangkaraya	93,32
23	Beban Palangkaraya	105,48

24	Beban Pangkalan Banteng	15,07
25	Beban Pangkalan Bun	95,95
26	Beban Paranggean	13,92
27	Beban Paringin	39,35
28	Beban Pelaihari	78,13
29	Beban Pulau Pisang	28,44
30	Beban Puruk Cahu	13,50
31	Beban Rantau	98,22
32	Beban Sampit	115,37
33	Beban Satui	42,88
34	Beban Sebar	29,24
35	Beban Sel Tabuk	43,71
36	Beban Selat	70,36
37	Beban Sukamara	8,30
38	Beban Tamiang Layang	10,88
39	Beban Tanjung	93,19
40	Beban Teweh	26,13
41	Beban Trisakti 150 kV	236,01
42	Beban Trisakti 70 kV	17,17
43	Beban Ulin 70 kV	0

Beban Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara 2035

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Bontang Kuala	34,40
2	Beban Bontang	87,40
3	Beban Bukit Biru	109,60
4	Beban Bukuan	51,50
5	Beban Durian	0
6	Beban Embalut	62,30
7	Beban GIS Balikpapan	71,50
8	Beban GIS Samarinda	64,60
9	Beban Haru	81,30
10	Beban Juata	0
11	Beban Karjo	98,20
12	Beban Kota Bangun	17,10
13	Beban Lati	12,43
14	Beban Malinau	44,94
15	Beban Maloi	17,00
16	Beban Manggar	152,30
17	Beban Melak	42,60
18	Beban Muara Bengkal	5,40
19	Beban Muara Wahau	25,00
20	Beban New Balikpapan	115,90
21	Beban New Samarinda	97,00
22	Beban Nunukan	51,08
23	Beban Pentung	58,50
24	Beban Semberah	36,90

25	Beban Sambutan	88,10
26	Beban Sanga	10,10
27	Beban Sanggata	60,90
28	Beban Sebuku	1,89
29	Beban Sekatak	6,56
30	Beban Sepaku	5,10
31	Beban Talisayan	4,16
32	Beban Tanah Grogot	71,80
33	Beban Tanjung Batu	2,30
34	Beban Tanjung Redeb	106,25
35	Beban Tanjung Selor	61,75
36	Beban Teluk Balikpapan	34,90
37	Beban Tengkawang	146,80
38	Beban Tidang Pale	8,19
39	Beban Ujoh Bilang	6,20
40	Kembang Janggut	4,00
41	Komam	9,30
42	Kuaro	19,00
43	Muara Wahau (2)	5,70
44	Samboja	20,20
45	Senipah	32,80
46	Sepaso	4,02
47	Tarakan	0,00

Beban Kalimantan Barat 2040

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Air Upas	25
2	GI Sambas	83,74
3	GI BENGKAYANG 2016	44,96
4	GI CEMARA 2018	96,93
5	GI Entikong 2020	23,65
6	GI Kota Baru 2 2022	21,67
7	GI NANGA PINOH 2020	33,98
8	GI NGABANG 2016	28,80
9	GI PUTUSSIBAU 2020	31,85
10	GI Rasau	25
11	GI SANGGAU 2017	138,24
12	GI SEI RAYA	327,41
13	GI SEKADAU 2017	45,68
14	GI Senggiring	50,81
15	GI SIANTAN	235,08
16	GI Singkawang	178,61
17	GI SINTANG 2018	143,80
18	GI TAYAN 2016	68,55
19	GI. KOTA BARU	162,78
20	GI. PARIT BARU	139,57
21	Kendawang	18,11
22	Ketapang	130,72
23	Sandai	16,33
24	Sukadana	40,82

Beban Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2040

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Amuntai	86,84
2	Beban Aranio 70 kV	5,78
3	Beban Asam	46,25
4	Beban Bandara	114,81
5	Beban Barikin	92,24
6	Beban Bati	76,59
7	Beban Batu Licin	155,55
8	Beban Buntok	38,40
9	Beban Cempaka 150 kV	345,37
10	Beban Cempaka 70 kV	7,24
11	Beban GIS Ulin	262,19
12	Beban Jawa	1000,00
13	Beban Kadangan	41,90
14	Beban Kasongan	74,25
15	Beban Kayutangi	58,15
16	Beban Kotabaru(3)	47,91
17	Beban Kuala Kurun	11,22
18	Beban Kuala Pambuang	10,27
19	Beban Mantuil	167,52
20	Beban Marabahan	22,21
21	Beban Nanga Bulik	12,75
22	Beban New Palangkaraya	127,89
23	Beban Palangkaraya	144,56
24	Beban Pangkalan Banteng	18,40

25	Beban Pangkalan Bun	119,86
26	Beban Paranggean	16,59
27	Beban Paringin	50,31
28	Beban Pelaihari	107,07
29	Beban Pulau Pisang	37,22
30	Beban Puruk Cahu	16,47
31	Beban Rantau	134,61
32	Beban Sampit	161,76
33	Beban Satui	54,83
34	Beban Sebar	36,53
35	Beban Sel Tabuk	57,20
36	Beban Selat	89,97
37	Beban Sukamara	9,89
38	Beban Tamiang Layang	13,59
39	Beban Tanjung	127,71
40	Beban Teweh	31,88
41	Beban Trisakti 150 kV	323,43
42	Beban Trisakti 70 kV	23,53
43	Beban Ulin 70 kV	0

Beban Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara 2040

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Bontang Kuala	49,20
2	Beban Bontang	128,70
3	Beban Bukit Biru	156,70
4	Beban Bukuan	67,50
5	Beban Durian	0
6	Beban Embalut	79,10
7	Beban GIS Balikpapan	102,20
8	Beban GIS Samarinda	88,20
9	Beban Haru	106,10
10	Beban Juata	0
11	Beban Karjo	127,70
12	Beban Kota Bangun	24,50
13	Beban Lati	17,03
14	Beban Malinau	70,76
15	Beban Maloi	31,80
16	Beban Manggar	206,00
17	Beban Melak	56,90
18	Beban Muara Bengkal	7,60
19	Beban Muara Wahau	25,00
20	Beban New Balikpapan	165,70
21	Beban New Samarinda	138,80
22	Beban Nunukan	65,20
23	Beban Pentung	69,40
24	Beban Samberah	46,80

25	Beban Sambutan	123,10
26	Beban Sanga	14,40
27	Beban Sanggata	72,30
28	Beban Sebuku	2,41
29	Beban Sekatak	8,86
30	Beban Sepaku	6,50
31	Beban Talisayan	5,06
32	Beban Tanah Grogot	81,20
33	Beban Tanjung Batu	3,10
34	Beban Tanjung Redeb	157,70
35	Beban Tanjung Selor	94,52
36	Beban Teluk Balikpapan	47,60
37	Beban Tengkawang	166,00
38	Beban Tidang Pale	12,42
39	Beban Ujoh Bilang	7,40
40	Kembang Janggut	5,10
41	Komam	10,60
42	Kuaro	27,20
43	Muara Wahau (2)	6,40
44	Samboja	28,30
45	Senipah	45,90
46	Sepaso	4,54
47	Tarakan	0,00

Beban Kalimantan Barat 2045

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Air Upas	25
2	GI Sambas	100,39
3	GI BENGKAYANG 2016	62,01
4	GI CEMARA 2018	113,77
5	GI Entikong 2020	29,73
6	GI Kota Baru 2 2022	27,45
7	GI NANGA PINOH 2020	40,88
8	GI NGABANG 2016	34,72
9	GI PUTUSSIBAU 2020	38,29
10	GI Rasau	25
11	GI SANGGAU 2017	172,64
12	GI SEI RAYA	394,15
13	GI SEKADAU 2017	60,07
14	GI Senggiring	53,51
15	GI SIANTAN	316,01
16	GI Singkawang	226,90
17	GI SINTANG 2018	184,65
18	GI TAYAN 2016	92,31
19	GI. KOTA BARU	211,53
20	GI. PARIT BARU	178,12
21	Kendawang	23,53
22	Ketapang	157,46
23	Sandai	19,99
24	Sukadana	49,98

Beban Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2045

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Amuntai	111,76
2	Beban Aranio 70 kV	6,16
3	Beban Asam	58,17
4	Beban Bandara	158,31
5	Beban Barikin	113,32
6	Beban Bati	100,88
7	Beban Batu Licin	214,49
8	Beban Buntok	48,28
9	Beban Cempaka 150 kV	476,24
10	Beban Cempaka 70 kV	9,32
11	Beban GIS Ulin	353,35
12	Beban Jawa	1000,00
13	Beban Kadangan	52,69
14	Beban Kasongan	97,79
15	Beban Kayutangi	76,59
16	Beban Kotabaru(3)	57,49
17	Beban Kuala Kurun	13,27
18	Beban Kuala Pambuang	10,94
19	Beban Mantuil	231,00
20	Beban Marabahan	26,65
21	Beban Nanga Bulik	13,59
22	Beban New Palangkaraya	172,35
23	Beban Palangkaraya	194,82
24	Beban Pangkalan Banteng	22,08

25	Beban Pangkalan Bun	147,25
26	Beban Paranggean	19,44
27	Beban Paringin	63,27
28	Beban Pelaihari	144,30
29	Beban Pulau Pisang	47,90
30	Beban Puruk Cahu	19,77
31	Beban Rantau	181,41
32	Beban Sampit	223,05
33	Beban Satui	68,94
34	Beban Sebar	44,87
35	Beban Sel Tabuk	73,61
36	Beban Selat	113,13
37	Beban Sukamara	11,60
38	Beban Tamiang Layang	16,69
39	Beban Tanjung	172,12
40	Beban Teweh	38,26
41	Beban Trisakti 150 kV	435,89
42	Beban Trisakti 70 kV	31,71
43	Beban Ulin 70 kV	0

Beban Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara 2045

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Bontang Kuala	69,10
2	Beban Bontang	185,80
3	Beban Bukit Biru	219,90
4	Beban Bukuan	86,70
5	Beban Durian	0
6	Beban Embalut	98,70
7	Beban GIS Balikpapan	143,40
8	Beban GIS Samarinda	118,10
9	Beban Haru	136,00
10	Beban Juata	0
11	Beban Karjo	162,80
12	Beban Kota Bangun	34,40
13	Beban Lati	22,63
14	Beban Malinau	108,09
15	Beban Maloi	58,30
16	Beban Manggar	273,40
17	Beban Melak	74,40
18	Beban Muara Bengkal	10,40
19	Beban Muara Wahau	25,00
20	Beban New Balikpapan	232,50
21	Beban New Samarinda	194,70
22	Beban Nunukan	80,73
23	Beban Pentung	80,80
24	Beban Sumberah	58,40
25	Beban Sambutan	168,70

26	Beban Sanga	20,20
27	Beban Sanggata	84,10
28	Beban Sebuku	2,98
29	Beban Sekatak	11,61
30	Beban Sepaku	8,10
31	Beban Talisayan	5,97
32	Beban Tanah Grogot	90,10
33	Beban Tanjung Batu	4,20
34	Beban Tanjung Redeb	227,08
35	Beban Tanjung Selor	140,35
36	Beban Teluk Balikpapan	63,80
37	Beban Tengkawang	184,20
38	Beban Tidang Pale	18,28
39	Beban Ujoh Bilang	8,60
40	Kembang Janggut	6,30
41	Komam	11,70
42	Kuaro	38,20
43	Muara Wahau (2)	7,10
44	Samboja	38,70
45	Senipah	62,90
46	Sepaso	5,04
47	Tarakan	0,00

Beban Kalimantan Barat 2050

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Air Upas	25
2	GI Sambas	118,12
3	GI BENGKAYANG 2016	84,68
4	GI CEMARA 2018	132,21
5	GI Entikong 2020	37,01
6	GI Kota Baru 2 2022	34,42
7	GI NANGA PINOH 2020	48,28
8	GI NGABANG 2016	41,09
9	GI PUTUSSIBAU 2020	45,19
10	GI Rasau	25
11	GI SANGGAU 2017	213,45
12	GI SEI RAYA	469,77
13	GI SEKADAU 2017	78,21
14	GI Senggiring	55,80
15	GI SIANTAN	420,59
16	GI Singkawang	285,36
17	GI SINTANG 2018	234,74
18	GI TAYAN 2016	123,08
19	GI. KOTA BARU	272,13
20	GI. PARIT BARU	225,06
21	Kendawang	30,27
22	Ketapang	186,17
23	Sandai	24,23
24	Sukadana	60,58

Beban Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah 2050

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Amuntai	143,66
2	Beban Aranio 70 kV	6,56
3	Beban Asam	73,05
4	Beban Bandara	218,02
5	Beban Barikin	139,03
6	Beban Bati	132,69
7	Beban Batu Licin	295,38
8	Beban Buntok	60,64
9	Beban Cempaka 150 kV	655,85
10	Beban Cempaka 70 kV	11,98
11	Beban GIS Ulin	475,61
12	Beban Jawa	1000,00
13	Beban Kadangan	66,17
14	Beban Kasongan	128,64
15	Beban Kayutangi	100,75
16	Beban Kotabaru(3)	68,91
17	Beban Kuala Kurun	17,03
18	Beban Kuala Pambuang	11,64
19	Beban Mantuil	318,12
20	Beban Marabahan	31,94
21	Beban Nanga Bulik	14,46
22	Beban New Palangkaraya	231,99
23	Beban Palangkaraya	262,23
24	Beban Pangkalan Banteng	26,46

25	Beban Pangkalan Bun	180,67
26	Beban Paranggean	22,76
27	Beban Paringin	79,46
28	Beban Pelaihari	194,22
29	Beban Pulau Pisang	61,57
30	Beban Puruk Cahu	23,70
31	Beban Rantau	244,18
32	Beban Sampit	307,18
33	Beban Satui	86,59
34	Beban Sebar	55,06
35	Beban Sel Tabuk	94,62
36	Beban Selat	142,08
37	Beban Sukamara	12,81
38	Beban Tamiang Layang	20,48
39	Beban Tanjung	231,68
40	Beban Teweh	45,86
41	Beban Trisakti 150 kV	586,71
42	Beban Trisakti 70 kV	42,68
43	Beban Ulin 70 kV	0

Beban Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara 2050

No	GI Beban	Beban (MW)
1	Beban Bontang Kuala	95,50
2	Beban Bontang	264,50
3	Beban Bukit Biru	304,10
4	Beban Bukuan	109,80
5	Beban Durian	0
6	Beban Embalut	121,30
7	Beban GIS Balikpapan	198,40
8	Beban GIS Samarinda	156,00
9	Beban Haru	171,70
10	Beban Juata	0
11	Beban Karjo	204,60
12	Beban Kota Bangun	47,60
13	Beban Lati	27,31
14	Beban Malinau	149,92
15	Beban Maloi	105,40
16	Beban Manggar	357,70
17	Beban Melak	96,10
18	Beban Muara Bengkal	14,00
19	Beban Muara Wahau	25,00
20	Beban New Balikpapan	321,60
21	Beban New Samarinda	269,30
22	Beban Nunukan	90,75
23	Beban Pentung	92,70
24	Beban Semberah	71,80

25	Beban Sambutan	228,10
26	Beban Sanga	27,90
27	Beban Sanggata	96,50
28	Beban Sebuku	3,35
29	Beban Sekatak	13,81
30	Beban Sepaku	10,00
31	Beban Talisayan	6,40
32	Beban Tanah Grogot	98,60
33	Beban Tanjung Batu	5,60
34	Beban Tanjung Redeb	296,87
35	Beban Tanjung Selor	189,22
36	Beban Teluk Balikpapan	84,20
37	Beban Tengkwang	201,40
38	Beban Tidang Pale	24,42
39	Beban Ujoh Bilang	9,80
40	Kembang Janggut	7,80
41	Komam	12,80
42	Kuaro	52,80
43	Muara Wahau (2)	7,80
44	Samboja	52,40
45	Senipah	85,00
46	Sepaso	5,51
47	Tarakan	0,00

INDEKS

- Alternating Current (AC), 5, 6, 11
Backbones, 1, 21, 22, 27
Bipolar, 9
Beban Kalimantan 23, 24, 25, 26
Direct Current (DC), 5, 6, 7, 8, 11
DC line, 5, 7, 8
DigSilEnt, 19
Frekuensi, 2, 6, 8, 12
Gangguan besar, 15
Gangguan kecil, 14
Homopolar, 10
Hubung singkat, 6, 13, 15, 16, 29
HVDC, 5, 6, 8, 10, 12
Jalur backbone, 21, 22
Inverter, 8, 12, 27
Kestabilan frekuensi, 17
Kestabilan sudut rotor, 16
Kestabilan tegangan, 15
Kestabilan transien, 15
Konverter, 10, 11
Monopolar, 9
Pembangkitan listrik, 23, 24, 25, 26
Rectifier, 8, 12, 27
Respon frekuensi, 30, 31, 32, 33, 34, 35
Respon tegangan, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44
Respon sudut rotor, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62
Standar kestabilan tegangan, 14
Swing Equation, 17, 18, 19
Smoothing reactor, 27

RIWAYAT HIDUP PENULIS



Gladi Samodra, lahir di Probolinggo, 2 Desember 1990. Penulis tamat dari bangku SD Negeri Sumberkedawung 3 tahun 2003, kemudian melanjutkan ke SMP Negeri 1 Leces-Probolinggo hingga tahun 2006. Setelah itu penulis melanjutkan di SMA Taruna Dra. Zulaeha di Probolinggo hingga tamat tahun 2009. Kemudian penulis melanjutkan studi di D3 Politeknik Elektronika Negeri Surabaya (PENS) tahun 2009 hingga 2012. Pada tahun 2012 penulis bekerja di perusahaan otomotif dan semen hingga tahun 2016. Setelah itu penulis melanjutkan studi S1 Elektro dengan konsentrasi di bidang Teknik Sistem Tenaga melalui program Lintas Jalur (LJ) tahun 2016 hingga 2018.