

Analisis Stabilitas Sistem Kelistrikan Kalimantan dan Jawa 500 kV DC Menggunakan *Time Domain Simulation*

¹ Gladi Samodra, ² Ardyono Priyadi, ³ Imam Robandi

^{1,2,3} Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS), Surabaya

¹ panji.bengawan@gmail.com, ² priyadi@ee.its.ac.id, ³

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, sehingga rasio elektrifikasi dapat ditingkatkan. *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 saluran dc ke tanah yang menghasilkan perubahan tegangan maksimal 2,5% 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

Abstraks Indonesia is the archipelago country consist of 5 big islands and around 17,000 small islands scattered. 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, so that electrification ratio can be increased. 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 2,5%, and frequency change 0,2%.. Analysis of HVDC system stability by using Time Domain Simulation (TDS).

Keywords- High Voltage DC, Stability, Time Domain Simulation, short circuit

I. PENDAHULUAN

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 badan usahanya (PLN) melakukan perancangan sistem kelistrikan di Kalimantan untuk memenuhi kebutuhan listrik di Kalimantan dan mentransfer dayanya ke Jawa sehingga rasio elektrifikasi dapat ditingkatkan. *Backbones* transmisi dengan level tegangan 500 kV DC ini digunakan untuk menghubungkan kota di Kalimantan yaitu Banjarmasin, Tanjung Redep, Sei Raya yang selanjutnya disebut sebagai jalur selatan, sedangkan transfer daya ke Jawa dari Banjarmasin ke Gresik (Jatim).

Transmisi High Voltage Direct Current (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. Untuk kompensasi saluran AC diperlukan untuk transmisi jarak jauh dalam mengatasi *line charging* dan kestabilan, sedangkan untuk saluran DC tidak memerlukan kompensasi saluran[4]. Kemampuan mengirimkan daya saluran AC berbanding terbalik dengan jarak transmisi, sedangkan saluran DC tidak dipengaruhi jarak transmisi[5].

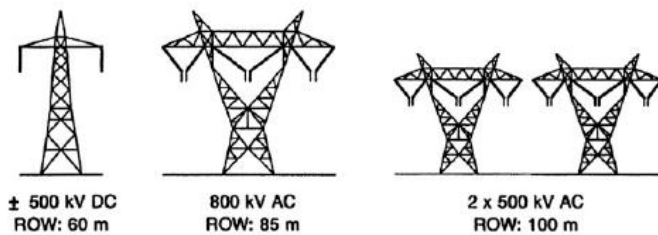
Konsep dari HVDC adalah mengkonversikan arus AC ke DC menggunakan piranti elektronika semikonduktor, seperti *thyristor*. Sistem HVDC menggunakan konverter 12 pulsa yang terdiri dari dua *thyristor bridges* yang tersusun seri dengan trafo konverter 3 fasa. *Thyristor bridge* adalah konverter daya yang digunakan secara luas, terdiri dari 6 saklar daya yang terhubung dalam konfigurasi *bridges*[6].

Kestabilan adalah kemampuan sistem untuk dapat kembali ke keadaan normal setelah terjadi gangguan[7]. 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. Gangguan saluran DC ke tanah disebabkan oleh kegagalan insulasi diantara konduktor DC dengan tanah. Pada sistem transmisi saluran udara disebabkan oleh sambaran petir dan polusi[8].

II. Metode Penelitian

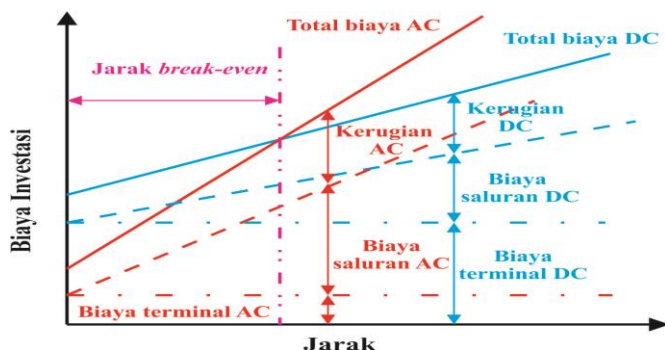
A. Pengenalan HVDC

. 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).



Gambar 1. Perbandingan tower HVAC dengan HVDC[4]

Gambar 1 merupakan perbandingan menara transmisi AC dengan DC. Biaya investasi transmisi HVDC terdiri dari tiang transmisi, konduktor, insulator, dan peralatan terminal, serta kerugian daya. Saluran DC dapat membawa lebih banyak daya dengan dua konduktor (kutub positif atau negatif terhadap tanah) sebagaimana saluran AC dengan tiga konduktor dengan ukuran yang sama. Oleh karena itu untuk level daya yang diberikan, saluran DC membutuhkan RoW yang lebih kecil, lebih sederhana dan tiang yang lebih murah.



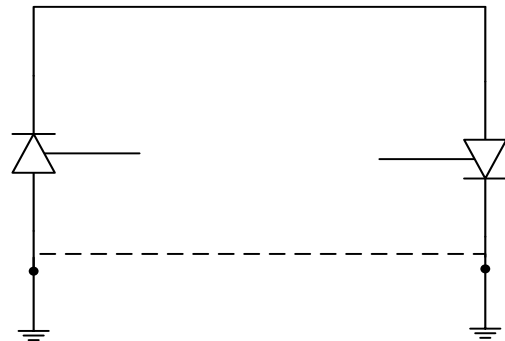
Gambar 2. Perbandingan biaya transmisi AC dengan DC[4]

Gambar 2 adalah perbandingan biaya investasi antara HVAC dengan HVDC. Biaya investasi awal HVDC lebih

mahal daripada HVAC disebabkan oleh biaya katup yang lebih tinggi, namun lebih menguntungkan untuk jarak melebihi jarak *break-even* antara 400-700 km. Transmisi HVAC membutuhkan *shunt capacitor* setiap 100 km atau 200 km karena kapasitas elektrostatisnya, dengan kata lain total biaya untuk saluran transmisi diikuti dengan penambahan biaya *shunt capacitor*.

B. Tipe Sistem HVDC

1. Monopolar



Gambar 3. Monopolar[4]

Gambar 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.

C. Kestabilan Sistem Tenaga Listrik

1. Standar Kestabilan Sudut Rotor

Kestabilan sudut rotor merupakan kemampuan seluruh mesin sinkron yang terinterkoneksi pada sistem kelistrikan untuk mempertahankan sinkronisasinya setelah terjadi gangguan. Kestabilan sudut rotor ini sangat dipengaruhi oleh kemampuan mempertahankan keseimbangan antara torsi elektromekanik dan torsi mekanik pada masing-masing mesin sinkron. Hal yang menyebabkan sistem kehilangan kestabilannya adalah kurangnya torsi sinkronisasi dan kurangnya torsi damping. Kurangnya torsi sinkronisasi menyebabkan sudut rotor mesin sinkron tidak stabil, kurangnya torsi damping menyebabkan osilasi yang tidak stabil[7].

2. Kestabilan Tegangan

Kestabilan tegangan adalah kemampuan sistem tenaga listrik mempertahankan kestabilan tegangan pada seluruh bus dari sistem saat mengalami gangguan. Hal ini tergantung pada kemampuan sistem untuk mempertahankan suplai daya pembangkit agar tetap seimbang dengan kebutuhan beban. Gangguan kestabilan tegangan dibedakan menjadi dua yaitu jangka panjang dan jangka pendek.

3. Standar Kestabilan Frekuensi

Berdasarkan IEEE Std C37.106-2003 (Revision of ANSI/IEEE C37.106-1987), operasi frekuensi yang diijinkan untuk naik turunnya frekuensi ditunjukkan pada tabel 1[9]:

Tabel 1. Kestabilan Frekuensi IEEE Std C37.106-2003

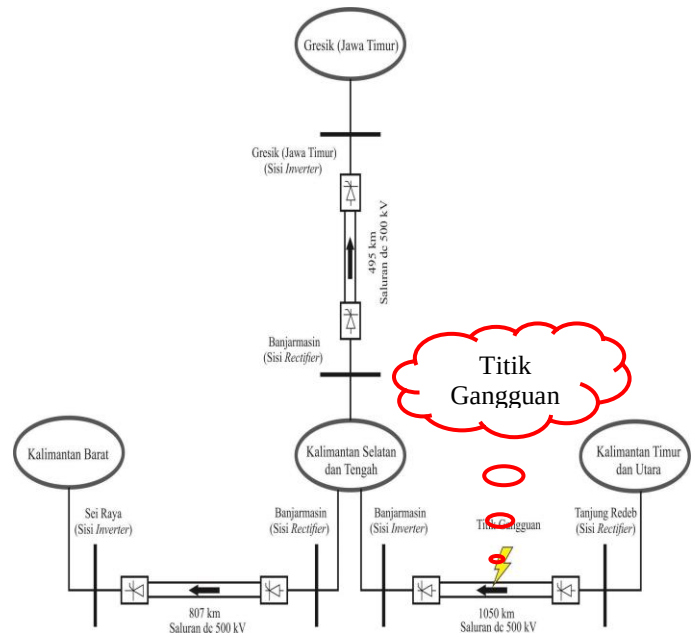
No.	Kategori	Durasi Tertentu	Frekuensi Tertentu
1.	Operasi kontinyu		
	1.1 Frekuensi atas	-	101.00%
	1.2 Frekuensi bawah	-	99.00%
2.	Batasan waktu operasi		
	2.1 Frekuensi atas	0 – 10 menit	103%
		10 – 50 menit	102.5%
	2.2 Frekuensi bawah	0 – 0.025 menit	93.33%
		0.025 – 0.045 menit	94.16%
		0.045 – 0.3 menit	94.83%
		0.3 – 2.5 menit	95.66%
		2.5 – 10 menit	96.50%
		10 – 50 menit	97.5 %

D. Perancangan Sistem



Gambar 4. Jalur Selatan backbone

Gambar 4 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 Redep (Kaltara) dan transfer daya menuju Jawa dari Banjarmasin ke Gresik (Jatim) sebesar 1000 MW. Stasiun konverter dibangun di Tanjung Redeb (Kalimantan Utara), Banjarmasin (Kalimantan Selatan), Sei Raya (Kalimantan Barat), dan Gresik (Jawa Timur).

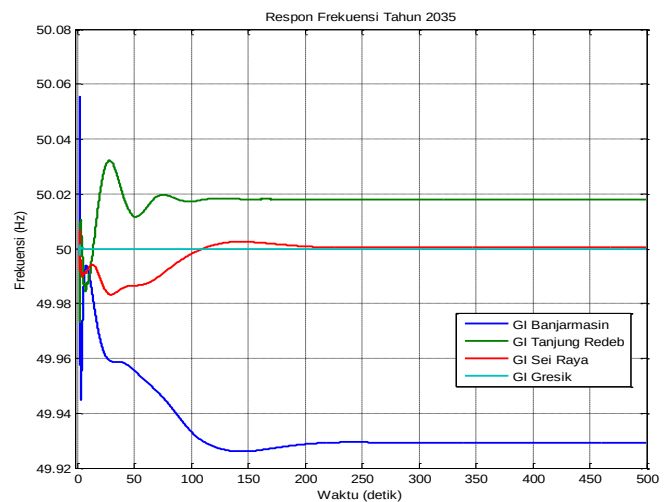


Gambar 5. Titik gangguan di Backbone HVDC 500 kV

Gambar 5 merupakan backbone 500 kV DC dengan studi kasus gangguan hubung singkat ke tanah pada saluran DC yang menghubungkan stasiun rectifier Tanjung Redeb dengan stasiun inverter Banjarmasin. Gangguan saluran DC ke tanah dapat disebabkan oleh kegagalan insulasi diantara konduktor DC dengan tanah. Pada sistem transmisi saluran udara disebabkan oleh sambaran petir dan polusi[10]. Ketika terjadi hubung singkat pada saluran DC tersebut maka daya dialirkan melalui saluran DC yang tidak terjadi gangguan.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Respon Frekuensi



Gambar 6. Respon frekuensi

Gambar 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 50,01 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.

Tabel 2. Respon frekuensi stasiun *rectifier*

Thn	Stasiun Rectifier					
	Banjarmasin			Tj. Redeb		
	f (hz)		Dev. (%)	f (hz)		Dev. (%)
	Sebelum	Sesudah		Sebelum	Sesudah	
2027	50	50	0	50	50	0
2030	50	50,1	0,2	50	50	0
2035	50	49,9	0,2	50	50	0
2040	50	49,96	0,08	50	50	0
2045	50	50	0	50	50	0
2050	50	50	0	50	50	0

Tabel 3. Respon frekuensi stasiun *inverter*

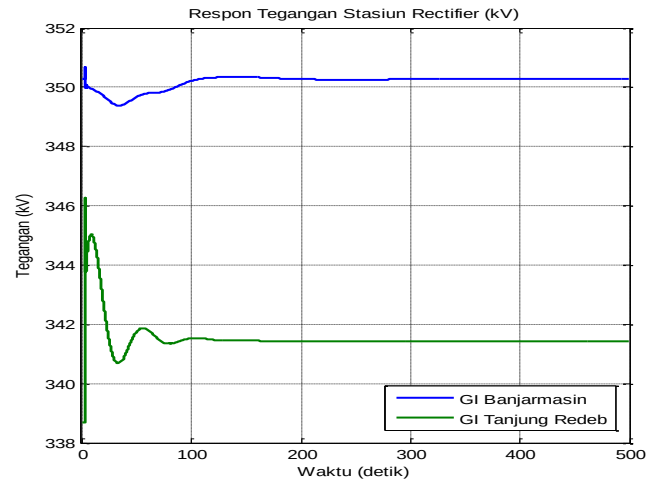
Thn	Stasiun Inverter					
	Sei Raya			Gresik		
	f (hz)		Dev. (%)	f (hz)		Dev. (%)
	Sebelum	Sesudah		Sebelum	Sesudah	
2027	50	50	0	-	-	-
2030	50	50	0	-	-	-
2035	50	50	0	50	50	0
2040	50	49,9	0,2	50	50	0
2045	50	50	0	50	50	0
2050	50	50	0	50	50	0

Tabel 2 dan 3 adalah respon frekuensi dari stasiun *rectifier* dan *inverter* ketika terjadi gangguan hubung singkat saluran dc ke tanah yang menghasilkan respon frekuensi berbeda maksimal sebesar 0,2% dari frekuensi nominal yaitu 50 Hz.

Respon frekuensi masih dalam toleransi sehingga sistem stabil.

B. Respon Tegangan

1. Stasiun Rectifier

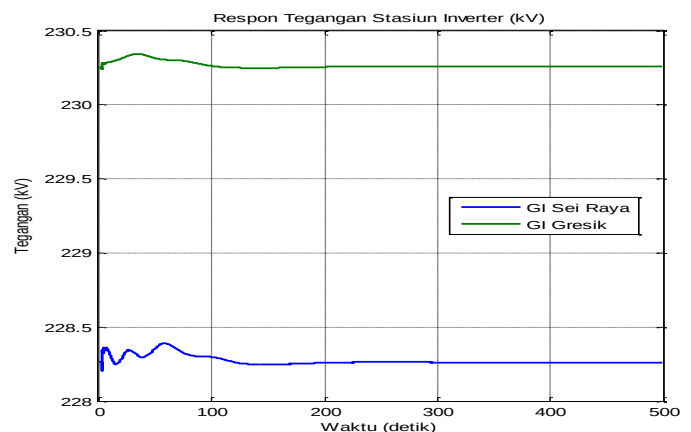


Gambar 7. Respon tegangan stasiun *rectifier*

Gambar 7 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.

2. Stasiun Inverter



Gambar 8. Respon tegangan stasiun *inverter*

Gambar 8 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.

Tabel 4. Respon tegangan stasiun *rectifier*

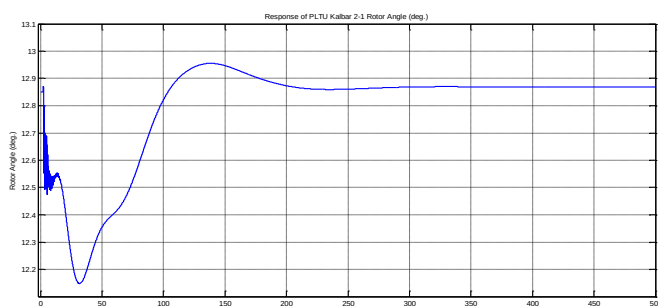
Thn.	Stasiun Rectifier					
	Banjarmasin			Tj.Redeb		
	V (kV)		Dev. (%)	V (kV)		Dev. (%)
	Sebelum	Sesudah		Sebelum	Sesudah	
2027	345	345.4	0.1	345	345	0.0
2030	346.1	348	0.6	345.5	344.1	0.4
2035	350.3	350	0.1	339	342	0.9
2040	347.7	347.9	0.1	344	345.2	0.3
2045	349	349.2	0.1	342.2	344.3	0.6
2050	346.9	346.9	0.0	336.7	340.3	1.0

Tabel 5. Respon tegangan stasiun *inverter*

Thn	Stasiun Inverter					
	Sei Raya			Gresik		
	V (kV)		Dev. (%)	V (kV)		Dev. (%)
	Sebelum	Sesudah		Sebelum	Sesudah	
2027	230	235.8	2.5	-	-	-
2030	230.04	231.1	0.5	-	-	-
2035	228.3	228.3	0.0	230.3	230.3	0.00
2040	230.5	230.5	0.0	230.3	230.3	0.00
2045	232.93	233	0.0	230.3	230.26	0.02
2050	231.9	231.9	0.0	230.2	230.2	0.00

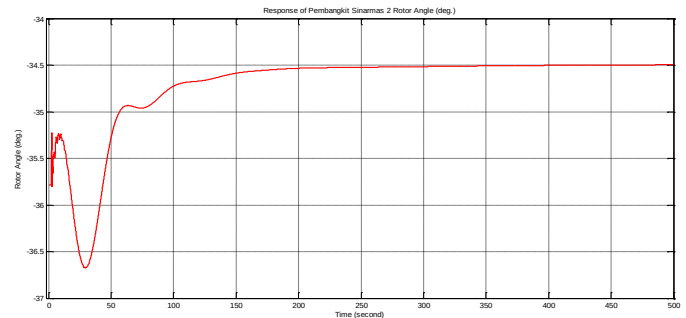
Tabel 4 dan 5 merupakan respon stasiun *rectifier* dan *inverter* akibat gangguan hubung singkat di saluran dc. Deviasi (penyimpangan) tegangan setelah terjadi gangguan maksimal 2,5% dari tegangan sebelumnya. Respon tegangan masih dalam batas toleransi sehingga sistem stabil.

C. Respon Sudut Rotor



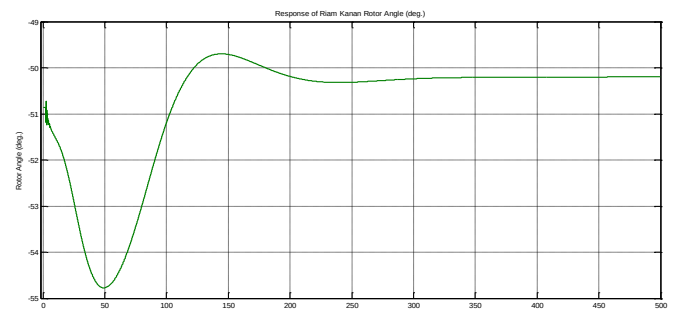
Gambar 9. Respon sudut rotor PLTU Kalbar 2-1

Gambar 9 merupakan dampak dari gangguan hubung singkat yang menyebabkan perubahan sudut rotor pada PLTU Kalbar 2-1. Terjadi lonjakan sudut rotor menjadi $12,9^{\circ}$, kemudian generator dalam kondisi tunak pada sudut rotor $12,85^{\circ}$ dan detik ke 200.



Gambar 10. Respon sudut rotor Pembangkit Sinarmas 2

Gambar 10 merupakan dampak dari gangguan hubung singkat yang menyebabkan perubahan sudut rotor pada pembangkit Sinarmas 2. Generator dalam kondisi tunak pada sudut rotor $-34,5^{\circ}$ dan detik ke 200.



Gambar 11. Respon sudut rotor Riam Kanan

Gambar 11 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.

Tabel 6. Respon sudut rotor

Tahun	PLTU Kalbar 2-1			Riam Kanan		
	Sebelum (derajat)	Sesudah (derajat)	Dev. (derajat)	Sebelum (derajat)	Sesudah (derajat)	Dev. (derajat)
2027	-37.1	-37.8	0.7	-8.2	-9.8	1.6
2030	-23	-25.6	2.6	-8.7	-5.1	3.6
2035	12.9	12.9	0	-50.9	-50.2	0.7
2040	-15.4	-15.3	0.1	-8.77	-8.46	0.31
2045	-27.1	-27	0.1	-19.1	-19.2	0.1
2050	2	1.9	0.1	-12.2	-13.5	1.3

Tabel 7. Respon sudut rotor

Tahun	Pembangkit Sinarmas 2		
	Sebelum (derajat)	Sesudah (derajat)	Dev. (derajat)
2027	37.03	37.5	0.47
2030	-0.2	-0.3	0.1
2035	-36	-35	1
2040	-43.6	-39.6	4
2045	-29.5	-28.5	1
2050	-30.9	-24.8	6.1

Tabel 6 dan 7 menunjukkan perubahan sudut rotor akibat gangguan hubung singkat di saluran dc. Dari tabel tersebut generator masih dalam keadaan stabil karena perubahan sudut dibawah 90°.

IV. KESIMPULAN

1. Sistem HVDC tetap stabil meskipun terjadi gangguan hubung singkat pada saluran dc.
2. Gangguan hubung singkat pada saluran dc menyebabkan perubahan frekuensi maksimal 0,2% Hz, tegangan maksimal 2,5%, dan sudut rotor 6°.
3. Transmisi HVDC lebih efektif jika digunakan dengan jarak lebih dari 450 km.
4. Transmisi HVDC layak dibangun mulai tahun 2027 dengan pertimbangan kekurangan daya di Kalimantan Barat, Selatan, dan Tengah, sedangkan kelebihan daya di Kalimantan Timur dan Utara.

V. 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*, 2007.
- [3] C.-k. Kim, S.-j. Lee, V. K. Sood, G.-J. Jang, and S.-J. Lim, *HVDC TRANSMISSION Power Conversion Applications in Power Systems*, 2009.
- [4] V. K.Sood, *HVDC and FACTS Controllers Application of Static Converters in Power Systems*: Kluwer Academic Publishers, 2004.
- [5] M. H. Rashid, *POWER ELECTRONICS Academic Press Series in Engineering*: ACADEMIC PRESS, 2001.
- [6] B. Misra and B. Nayak, "Understanding the control of 12-pulse thyristor converters in VSC-based HVDC system with passive filters," in *2018 Technologies for Smart-City Energy Security and Power (ICSESP)*, 2018, pp. 1-6.

- [7] P. Kundur, *Power System Stability And Control*: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [8] 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.
- [9] "IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants," *IEEE Std C37.106-2003 (Revision of ANSI/IEEE C37.106-1987)*, pp. 0_1-34, 2004.